



Imam Khomeini International University
Vol. 9, No. 1, Spring 2024



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

Research Paper

Numerical Analysis of Well Testing Using Flow Data Taken at the Surface

Soleimanzade A.¹, Yeganehfar M.², Jamshidi S.^{3*}

1- M.Sc, Dept. of Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran

2- M.Sc, Dept. of Energy Systems, Khajeh Nasir Tusi University of Technology, Tehran, Iran

3- Associate Professor, Dept. of Petroleum Engineering, Sharif University of Technology, Tehran, Iran

Received: 25 Oct. 2022

Accepted: 15 Jul. 2023

Abstract: Well-testing is the analysis of reservoir and well behavior based on time. Obtaining the true value of changes in reservoir parameters plays a major role in creating an accurate and current model of the reservoir. The most crucial factor in achieving this objective is pressure, which is determined by a downhole pressure gauge. Operational issues and additional expenses are brought on by the use of pressure gauges at the well's bottom for the employer company. Surface well testing, which installs flow and pressure measurement devices at the wellhead, is another approach to well testing. The benefits of this technology include a significant cost reduction, ease of installation and data collection, easier operations, reduced risk, the ability to collect data for extended periods of time, and the ability to determine the impact of borders in large reservoirs. The difficulty of calculations and the insertion of errors as a result of the impact of well-column circumstances on the recorded data are the method's most significant issues. In this study, using Pipesim software, data obtained at the surface of a well located in a conventional undersaturated oil reservoir is converted to bottom-hole data, then analyzed, and finally, the properties of the reservoir are obtained. In comparison to the conventional well test method, the results demonstrate that the surface well test method can accurately forecast permeability, skin, productivity index, average pressure, and reservoir radius with error rates of 6.2, 17.3, 4, 7, and 13.3%, respectively.

Keywords: Well testing, In situ pressure gauge, Surface well testing, Pipesim, Two-phase flow calculation.

How to cite this article

Soleimanzade, A., Yeganehfar, M., and Jamshidi, S. (2024). "Numerical Analysis of Well Testing Using Flow Data Taken at the Surface". Journal of Mineral Resources Engineering, 9(1): 67-86.

DOI: [10.30479/JMRE.2023.17961.1610](https://doi.org/10.30479/JMRE.2023.17961.1610)

*Corresponding Author Email: jamshidi@sharif.edu

COPYRIGHTS



©2024 by the authors. Published by Imam Khomeini International University.

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

INTRODUCTION

Well testing is a well-established method for estimating reservoir dynamic parameters and determining well behaviour under different production stages by measuring pressure and flow rate [1]. Permanent recording of bottom hole pressure using a downhole pressure gauge is not always operationally possible, particularly in the case of horizontal/high deviated wells for safety and cost-effective reasons [2]. An alternative to conventional well testing, which installs flow rate and pressure monitoring equipment at the wellhead, is surface well testing. The surface well testing approach was used by Min Ho et al. [3] in a gas well. Compared to standard well testing, the researchers' findings correctly anticipated the properties of the gas reservoir. In this study, data collected at the well's surface during testing by Halliburton Drilling Company was converted to bottom hole data using Pipesim software during well shut-in. These bottom-hole data were then analyzed to determine the reservoir's properties and were compared to the results of conventional well-testing. The benefits of this approach include a significant cost reduction, ease of installation and data collection, simpler operation, the removal of running tools risk, the ability to gather data over extended time periods, and the ability to assess the impact of the border in large reservoirs [4]. The most important drawbacks of this method are the complexity of calculations and the entry of errors due to the effect of well-column conditions in the recorded data.

METHODS

In this study, an oil well was selected with pressure transient tests conducted with surface and downhole pressure surveys. To record surface pressure, a thermally compensated quartz pressure gauge was used in conjunction with a properly designed and executed test procedure. Pipesim software is used to simulate the production string, and the simulated model is finished by specifying the reservoir and fluid properties. The pressure drop is then computed. It is possible to find a suitable two-phase empirical correlation that describes the two-phase fluid flow inside the well more accurately than other correlations by using the information obtained from a number of pressure gauges installed at various depths and relatively close to the earth's surface, along with flow data that includes oil and gas flow rate, the ratio of gas to oil production, and the recorded well pressure. The bottom well pressure calculation error will ultimately be reduced, and the accuracy of calculating the unknown parameters will increase if this correlation is used instead of the software's default correlation. The bottom hole pressure is obtained by entering the wellhead pressure in the Pipesim program. A comparison of field data between calculated bottom-hole pressures from surface gauges and measured bottom-hole pressures from downhole gauges, as well as the analysis that followed, will be made. In the well-test analysis, the permeability, skin, false pressure, and productivity Index were calculated using the Horner technique. The reservoir radius was determined using the extended Musket method, and the average pressure was determined using the MBH method. The research method's flowchart is depicted in Figure 1.

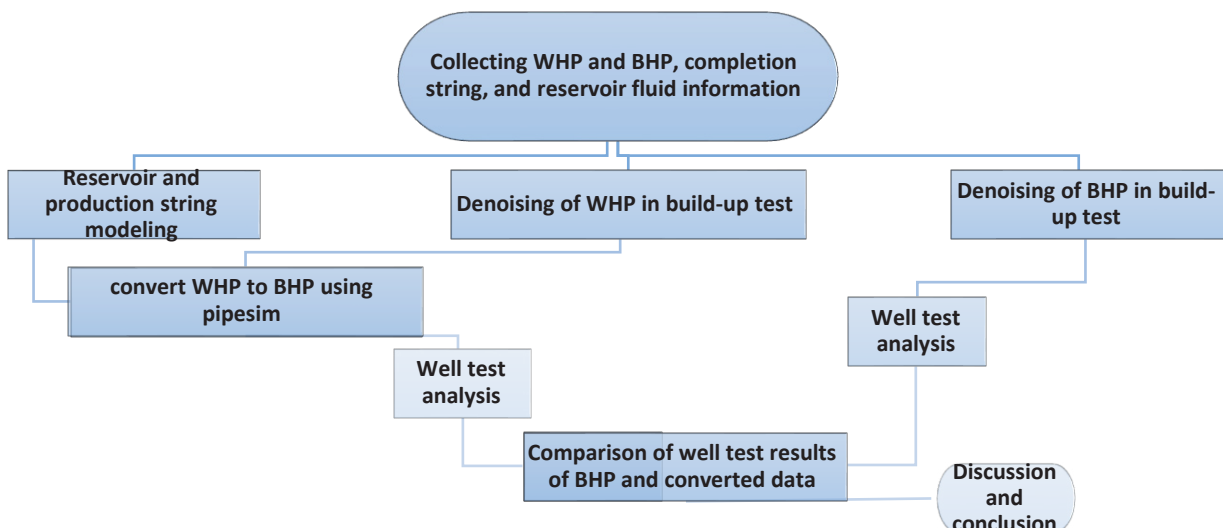


Figure 1. Flowchart of research method

FINDINGS AND ARGUMENT

Figure 2 compares the Horner plot for transient period data from conventional well test operations as well as the surface well test operation. The measured and converted BHP curves were nearly parallel, showing that a satisfactory build-up trend was attained during conversion.

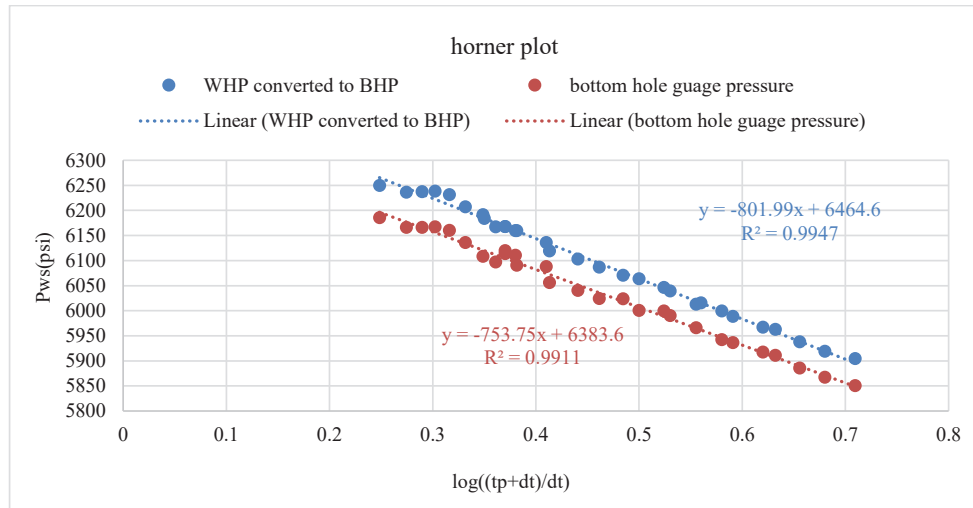


Figure 2. Horner plot of surface and conventional well test transient data

The study of surface and conventional well test results is summarized in Table 1. The permeability value identified by the laboratory's examination of the core sample is given, and it is in strong accord with the findings of the surface and conventional well testing [5]. The similarity of the projected parameter values between the conventional well testing method and surface well testing demonstrates surface well testing's correctness in forecasting reservoir features.

Table 1. Evaluation of the estimated properties using two surface and conventional well testing techniques

Desired parameter	Surface well-testing result	Conventional well testing result	Laboratory result	Percentage error
Permeability	17.29 Md	18.43 Md	15 Md	6.2
Skin	-0.81	-0.98	-	17.3
Average pressure	6710.65 psi	6269.81 psi	-	7
Productivity index	1.31	1.26	-	4
Reservoir radius	444/80 ft	392/48 ft	-	13.3

Because the pressure build-up test was chosen to carry out the surface well test operation, the calculation of the pressure drop along the well is limited to the gravity pressure drop. The bottom hole pressure may be calculated more precisely using wellhead pressure because of the reservoir's single phase of fluid and the low GLR of the analyzed well. While the pressure drop calculations for single-phase fluids are relatively simple, they become quite complicated when other phases are introduced. These complications make it almost impossible to obtain analyzable data from the surface of oil wells that are below the bubble point of the reservoir [6]. Producing wells may slug, have liquid hold-up, have a standing liquid column, or behave in other fashions that are difficult, if not impossible, to model.

CONCLUSIONS

The findings of this study demonstrate that surface well testing is capable of accurately predicting the reservoir parameters for the oil reservoir. The surface well test method predicts parameters like permeability and skin, which are not dependent on the absolute value of the pressure at the bottom of the well and are

only obtained from the analysis of the pressure difference in terms of time, more accurately than other reservoir parameters. As long as fluid communication/continuity can be established between the surface and the completion, the relative pressure change over time should be accurate. Oil wells must flow at conditions that avoid segregated multi-phase flow. The surface well testing method can produce more accurate findings if certain factors are taken into account. Among these factors, we may point out the requirement for employing pressure gauges with excellent precision, because the pressure at the well's bottom is calculated indirectly. Additionally, well pressure gauges should be installed at a location that is less interfered by the noise of daily production operation. It is advisable to run the test under a buildup of pressure. The presence of an information source in the bottom or at least in the middle of the well is particularly beneficial while conducting surface well testing operations and data analysis, since it helps to improve the simulation's accuracy and adjust it to the current conditions. In general, it can be said that the surface well testing approach is subject to considerable uncertainty in wells with two-phase flow and various flow regimes and should be utilized with extreme caution in such wells.

REFERENCES

- [1] Pityuk, Y. A., Akmurzina, G. R., and Davletbaev, A. Y. (2020). "Development of an Approach for Well Testing in Real Time". SPE Russian Petroleum Technology Conference, SPE-201898-MS.
- [2] Fair, C., and Redman, M. (2002). "Gas condensate and Oil Well Testing from the surface". SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 29 September- 2 October.
- [3] Vo, M., Yu, Y., Lv, J., and Zhang, J. (2020). "Surface Pressure Data for Well-Test Analysis at A Joint Venture Gas Project in Sichuan". Proceedings of the International Field Exploration and Development Conference, 10: 1896-1909.
- [4] Hollaender, F., Shumakove, Y., and Karacali, O. (2019). "Well Testing to Full Potential: Lessons Learned and Best Practices for High-Rate Wells". Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, SPE-197754-MS.
- [5] Mikhail, S. T., Evgeniy, A. G., and Vladimir, V. P. (2022). "Permeability Evolution of Porous Sandstone in the Initial Period of Oil Production: Comparison of Well Test and Core flooding Data". Energies, 15: 37-61.
- [6] Nwanwe, C. C., and Duru, U. I. (2022). "Comparison and performance Analysis of Models for Predicting Multiphase flow Behaviours in Wellbores". International Journal of Petroleum and Geoscience Engineering, 2022: 1-20.



تحلیل عددی چاه آزمایشی با داده‌های سرچاهی

ارغوان سلیمان زاده^۱، مهسا یگانه فر^۲، سعید جمشیدی^{۳*}

- ۱- کارشناسی ارشد، گروه مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران
- ۲- کارشناسی ارشد، گروه سیستم‌های انرژی، دانشگاه خواجه نصیر، تهران
- ۳- دانشیار، گروه مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی شریف، تهران

پذیرش: ۱۴۰۲/۰۴/۲۴

دریافت: ۱۴۰۱/۰۸/۰۳

چکیده

عملیات چاه آزمایشی تجزیه و تحلیل رفتار مخزن و چاه بر اساس زمان و تخمین پارامترهای مخزنی است؛ برای دستیابی به یک مدل دقیق و به‌روز از مخزن، مهم‌ترین پارامتر مورد بررسی، فشار است که به وسیله فشارسنج درون‌چاهی اندازه گرفته می‌شود. استفاده از ابزار فشارسنج درون‌چاهی مشکلات عملیاتی و هزینه اضافه برای شرکت کارفرما ایجاد می‌کند. روش دیگر چاه‌آزمایی سطحی است که در آن ابزار اندازه‌گیری دبی و فشار در سر چاه نصب می‌شود. از مزایای این روش کاهش قابل توجه هزینه‌ها، سهولت نصب و داده‌گیری، عملیات ساده‌تر و ریسک کمتر و امکان داده‌گیری برای بازه‌های زمانی طولانی و دیدن اثر مرز در مخازن بزرگ است. مهم‌ترین ایراد آن هم پیچیده شدن محاسبات و ورود خطای ناشی از تاثیر شرایط ستون چاه در داده‌های ثبت شده است. در این پژوهش به کمک نرم‌افزار پایسیم داده‌های سرچاهی به دست آمده از یک چاه واقع در یک مخزن متعارف نفتی و زیر اشباع، تبدیل به داده‌های ته چاهی شده و سپس آنالیز چاه‌آزمایی بر روی آن‌ها انجام می‌شود و خواص مخزن به دست می‌آید. نتایج به دست آمده از چاه‌آزمایی سطحی با نتایج آزمایشگاهی و نتایج حاصل از چاه‌آزمایی معمولی مقایسه و عملکرد روش چاه‌آزمایی سطحی بررسی می‌شود. مقایسه نتایج، نشان می‌دهد که روش چاه‌آزمایی سطحی قادر است تراوایی، ضریب پوسته، ضریب بهره‌دهی، فشار متوسط و شعاع مخزن را به ترتیب با خطای ۶/۲، ۱۷/۳، ۷/۴ و ۱۳/۳ درصد نسبت به روش چاه‌آزمایی معمولی پیش‌بینی کند.

کلمات کلیدی

چاه‌آزمایی، فشارسنج درون‌چاهی، چاه‌آزمایی سطحی، پایسیم، محاسبات سیال دو فازی.

استناد به این مقاله

سلیمان زاده، ا.، یگانه فر، م.، جمشیدی، س.؛ ۱۴۰۳؛ "تحلیل عددی چاه‌آزمایی با داده‌های سرچاهی". نشریه مهندسی منابع معدنی، دوره نهم، شماره ۱، ص ۸۶-۶۷.

DOI: 10.30479/JMRE.2023.17961.1610



۱- مقدمه

از داده‌های سرچاهی منجر می‌شود.

در این پژوهش روشی که به عنوان جایگزین برای چاه‌آزمایی معمول انتخاب شده است، چاه‌آزمایی سطحی است که در آن ابزار اندازه‌گیری دبی و فشار در سر چاه نصب می‌شود. از مزایای این روش کاهش قابل توجه هزینه‌ها، سهولت نصب و داده‌گیری، عملیات ساده‌تر و ریسک کمتر و امکان داده‌گیری برای بازه‌های زمانی طولانی و دیدن اثر مرز در مخازن بزرگ است.

اخیرا به سبب پیشرفت در مدل‌سازی جریان‌های چندفازی درون چاه و بهبود کیفیت مبدل‌های فشار، امکان انجام عملیات چاه‌آزمایی سطحی در مخازن گاز میعانی با مکانیزم تخلیه طبیعی و مخازن نفتی زیر اشباع فراهم شده است. پیشرفت در ساخت و کالیبراسیون مبدل، این امکان را فراهم می‌کند که فشارسنج سطحی به طور موثری نسبت به شرایط محیطی و شرایط گذرای حرارتی چاه ایزوله شود. تجهیزات مورد نیاز برای انجام عملیات چاه‌آزمایی سطحی مشابه چاه‌آزمایی معمولی، برای کنترل چاه، اندازه‌گیری داده، بررسی آلودگی و دفع آن از چاه استفاده می‌شوند. این تجهیزات شامل هد سیال، سیستم خاموش‌کننده اضطراری (ESD)، خط لوله پر فشار و Choke manifold، Data Header، گرم‌کننده غیرمستقیم آتش‌زا، جداکننده‌های سه فازی سر چاهی، سیستم جمع‌آوری داده‌های سطحی، سیستم خط لوله کم‌فشار، تانک surge، تانک سنجش، محفظه نگهدارنده آزمایشی و تجهیزات جانبی (تامین کننده انرژی، سیستم روشنایی، کمپرسور، ژنراتور و پمپ) است.

در چاه‌آزمایی سطحی بر خلاف چاه‌آزمایی معمول، فشارسنج‌ها در سر چاه درست قبل از Shut-in valve نصب می‌شوند، بنابراین نیازی به پکر و سایر ادوات مورد نیاز برای نصب فشارسنج‌ها در ته چاه نیست. فشارسنج‌های مورد استفاده در سطح باید دقیق، با وضوح بالا، تکرارپذیر و جبران‌کننده اثرات دمایی باشد. این موضوع در مورد چاه‌های موجود در مخازن با نفوذپذیری متوسط و بالا اهمیت دارد؛ زیرا در این مخازن میزان تغییر فشار در بخش‌های اواسط و اواخر تست کم است. جبران شدن اثرات دمایی در چاه‌های گازی که اثر ژول-تامسون وجود دارد، ضروری است. از آنجا که در چاه‌آزمایی سطحی فشارسنج‌ها در معرض تغییرات دمایی روز و شب قرار می‌گیرند، جبران شدن اثرات دمایی بسیار مهم‌تر است. تغییرات دمایی با شروع تولید از چاه، بستن چاه و تغییر

پس از حفر یک چاه در مخزن و آغاز استخراج سیال درون آن، پارامترهای مخزنی مانند فشار، حجم سیال درون مخزن، گرانیوی سیال و نظایر آن‌ها تغییر می‌کنند. تغییر پارامترهای مخزن بر چگونگی حرکت فازهای سیال (مایع و گاز) درون مخزن، در نتیجه چگونگی استخراج فازهای سیال، میزان دبی و نظایر آن تاثیر می‌گذارد [۱]. با گذشت زمان و ادامه برداشت از مخزن، رفتار مخزن تغییر می‌کند. پارامترهای مخزن به نوعی تابع زمان هستند [۲]. عملیات چاه‌آزمایی تجزیه و تحلیل رفتار مخزن و چاه بر اساس زمان است و نتایج حاصل از آن تاثیر زیادی در تخمین مقادیر واقعی پارامترهای دینامیک مخزن و ایجاد یک مدل دقیق و به روز از آن دارد، از این رو چاه‌آزمایی یکی از مهم‌ترین ابزارهای مهندسان برای شناخت مخزن نفت محسوب می‌شود [۳].

با توجه به ویژگی‌های کلی مخزن، مدل‌های ریاضی اولیه‌ای برای تفسیر رفتار مخزن و چگونگی حرکت سیال در درون محیط‌های متخلخل مختلف از جمله محیط متخلخل مخازن شکافدار، وجود دارد. این مدل‌ها که اصطلاحاً مدل‌های ایده‌آل گفته می‌شوند، تا اندازه‌ای توانایی پیش‌بینی رفتار واقعی مخزن را دارند [۴]. پارامترهای مدل باید پس از تطبیق با رفتار مخزن اصلاح شوند، تا رفتار مدل، منعکس‌کننده رفتار واقعی مخزن باشد [۵]. نتایج به دست آمده از تحلیل چاه‌آزمایی به نسبت سایر تست‌هایی که برای شناسایی مخزن استفاده می‌شوند، نماینده بهتری از خصوصیات مخزن هستند، زیرا ناحیه بررسی آن‌ها وسیع‌تر از ناحیه پوشش داده شده به وسیله آنالیز مغزه و یا نمودارگیری از چاه است [۶].

با توجه به کاربردهای عملیات چاه‌آزمایی و لزوم انجام آن، تلاش برای تسهیل انجام این عملیات امروزه به عنوان یک هدف مورد توجه شرکت‌های تجاری قرار گرفته است. استفاده از ابزار فشارسنج درون چاهی مشکلات عملیاتی و هزینه اضافه برای شرکت کارفرما ایجاد می‌کند. در برخی موارد مانند چاه‌های افقی و یا چاه‌های جهت‌دار با زاویه انحراف شدید، ثبت فشار در دهانه چاه، به سبب ریسک و هزینه بالا در عمل امکان‌پذیر نیست. در چاه‌هایی با دما و فشار بالا که استفاده از فشارسنج‌های درون چاهی به سبب شرایط سخت عملیاتی امکان‌پذیر نیست، چاه‌آزمایی به کمک جریان‌های سطحی به کار گرفته می‌شود، بنابراین ثبت داده‌ها در سطح زمین و تبدیل آن‌ها به داده‌های ته چاهی رویکردی است که به استفاده بهینه

ویسکوزیته، سرعت فازها، چگالی فازها و چگالی مخلوط با تغییر رژیم جریان تغییر می‌کنند، بنابراین شناسایی رژیم جریان با استفاده از پارامترهای موجود جریان موضوعی مهم و اساسی است. [۹]

در این پژوهش برای محاسبه افت فشار در طول چاه و تبدیل فشارهای ثبت شده در سطح زمین به فشار ته چاه از نرم‌افزار پایپسیم^۲ استفاده می‌شود. پایپسیم یک شبیه‌ساز جریان چند فاز در حالت پایدار است که برای طراحی و تحلیل سیستم‌های تولیدی نفت و گاز استفاده می‌شود. این نرم‌افزار با بهره‌گیری از الگوریتم‌های شبیه‌سازی دقیق امکان محاسبه دقیق افت فشار را در طول چاه فراهم می‌کند. برای حل مسایل جریان گذرا، شبیه‌سازی برهمکنش دینامیک چاه و مخزن ضروری است. پایپسیم به کمک مجموعه کاملی از روابط تجربی جریان‌های چند فاز سیالات در چاه و معادلات حاکم بر جریان سیال تولیدی از مخزن، به راحتی چاه و اثر متقابل آن بر مخزن را به صورت دینامیک شبیه‌سازی می‌کند. مجموعه وسیعی از روابط و کاتالوگ‌های مربوط به تجهیزات واقعی در پایگاه داده نرم‌افزار پایپسیم تعبیه شده است که با استفاده از آن‌ها می‌توان شبیه‌سازی را تا حد قابل قبولی به واقعیت نزدیک‌تر کرد [۱۰].

پس از محاسبه افت فشار و تبدیل فشارهای سرچاهی به ته چاهی، با توجه به نوع تست انجام شده، آنالیز معمول چاه‌آزمایی بر روی داده‌های تبدیل شده انجام می‌شود. تست ساخت فشار یکی از متداول‌ترین تست‌های فشاری است. نحوه اجرای این تست به این گونه است که از یک چاه برای مدت زمانی خاص تولید می‌کنند و سپس چاه را (معمولاً در سطح زمین) می‌بندند و اجازه می‌دهند فشار دهانه چاه احیا شود. در طول این فرآیند فشار دهانه چاه را به صورت تابعی از زمان ثبت می‌کنند. به کمک تست ساخت فشار، تخمینی از تراوایی سازند، فشار کنونی سطح تخلیه و میزان آسیب یا تحریک سازند تعیین می‌شود [۱۱]. با استفاده از داده‌های این تست می‌توان مرزها و ناهمگنی‌های موجود در مخزن را نیز شناسایی کرد [۱۲].

معادله ۱ رفتار دوره گذرای مخزن را در یک تست ساخت فشار ایده‌آل نشان می‌دهد. این معادله با فرض مخزنی بی‌نهایت، همگن و همسانگرد با سیال شبه تراکم‌پذیر، تک فاز و با خصوصیات سیال ثابت، به دست آمده است و هرگونه آسیب و یا انگیزش سازند، در ضریب پوسته دهانه چاه گنجانده

دبی تولیدی، مساله را پیچیده‌تر می‌کند، زیرا نوسانات دما علاوه بر فشارسنج‌های سرچاهی، بر چگالی سیال که وابسته به دماست نیز اثر می‌گذارد که به طور مستقیم در محاسبه افت فشار در طول چاه موثر است. فشارسنج‌های سرچاهی کوارتزی که محدوده دمایی جبران شده^۱ آن‌ها، در بردارنده محدوده تغییرات دما در سر چاه است، عملکرد مناسبی در چاه‌آزمایی سطحی دارند.

علاوه بر اندازه‌گیری فشار، اندازه‌گیری دبی جریان در طول تست افت فشار نیز مفید است. در صورت امکان، در طول زمان تست، چاه باید از طریق جداکننده تست تولید کند و میزان جریان باید به طور مداوم نظارت شده و با ابزار دقیق مناسب (سلول d/p ، ونتوری متر و نظایر آن) کنترل و ثبت شود. به این ترتیب از ثابت بودن دبی تولیدی فازهای مختلف و GOR ها اطمینان حاصل و رابطه تغییرات غیرمنتظره فشار با تغییرات دبی بررسی می‌شود.

مین هو^۲ و همکاران [۷]، روش چاه‌آزمایی سطحی را در یک چاه گازی پیاده‌سازی کردند. نتایج پژوهش آن‌ها، با دقت خوبی ویژگی‌های مخزن گازی را پیش‌بینی کرد.

هدف اصلی این پژوهش بررسی میزان دقت انجام عملیات چاه‌آزمایی با استفاده از جریان‌ات سطحی در یک میدان نفتی خاص است. همچنین سعی شده راهکارهایی برای انجام هرچه بهتر عملیات چاه‌آزمایی سطحی ارائه شود. فشارهای سطحی ابتدا با استفاده از مدلی که برای چاه ساخته شده تبدیل به فشارهای ته چاهی می‌شوند؛ سپس آنالیز معمول چاه‌آزمایی بر روی آن‌ها اعمال می‌شود.

با ورود سیال مخزن به چاه، به سبب افت فشار، جریان سیال دو فاز شده و برای توصیف خصوصیات این نوع جریان، باید از روابط تجربی دو فاز بهره جست. این خصوصیات شامل افت فشار، تجمع مایعات و الگوی جریان است. برای تبدیل فشارهای ثبت شده در سطح زمین به فشارهای ته چاهی، محاسبه افت فشار سیال در طول چاه اهمیت دارد. آنالیز حساسیت بر روی پارامترهای ورودی در محاسبه فشار ته چاهی نشان می‌دهد که تاثیرگذارترین پارامتر در تعیین فشار ته چاه، فشار سرچاه است [۸]، بنابراین با استفاده از رابطه تجربی مناسب برای توصیف جریان سیال درون چاه، تعیین دقیق فشار ته چاه به کمک فشار سرچاهی انجام می‌شود.

در جریان‌های دو فاز رژیم جریان با توجه به سرعت و دبی فازها تغییر می‌کند و سایر خواص جریان اعم از

p_{wf} : فشار سیال ته چاه در لحظه شروع تست ساخت فشار
 φ : تخلخل مخزن
 C_i : ضریب تراکم پذیری کل
 r_w : شعاع چاه است.
 m : از رابطه ۴ محاسبه می شود [۱۴].

$$m = 162.6 \frac{q\mu B_o}{kh} \quad (4)$$

ضریب بهره دهی J^* نیز از رابطه ۵ محاسبه می شود [۱۵]:

$$J = \frac{q}{\bar{p} - p_{wf}} \quad (5)$$

۲- روش انجام کار

شکل ۱ فلوجارت روش انجام پژوهش را نشان می دهد. برای تبدیل فشارهای سرچاهی به فشارهای ته چاه، شبیه سازی دقیق مخزن و رشته تولید ضرورت دارد. با این کار افت فشار ایجاد شده در طول چاه محاسبه شده و گرادیان فشار در چاه مشخص می شود. با وارد کردن فشار سرچاهی در نرم افزار پایپسیم و محاسبه افت فشار، فشار ته چاه محاسبه می شود و فشارهای سرچاهی تبدیل شده به فشار ته چاهی در ادامه با وارد کردن اطلاعات مخزن، سیال مخزن، چاه و رشته تولید به نرم افزار پایپسیم، ساخت مدل شبیه سازی صورت می گیرد.

۲-۱- مدلسازی مخزن و رشته تولید

برای انجام پژوهش در ابتدای کار به کمک نرم افزار پایپسیم رشته تولید شبیه سازی می شود، سپس با تعریف خصوصیات مخزن و سیال، مدل شبیه سازی شده تکمیل می شود. به کمک مدل شبیه سازی شده داده های جریانیه جمع آوری شده در سطح زمین به داده ته چاهی تبدیل می شوند، سپس با انجام آنالیز چاه آزمایی بر روی داده های به دست آمده، پارامترهای مجهول شناسایی می شوند.

شکل ۲ شماتیک رشته تولیدی شبیه سازی شده در نرم افزار پایپسیم را نشان می دهد. چاه مورد بررسی پس از حفاری تکمیل و تجهیزات مورد نیاز عملیات بهره برداری نصب شده است. تطابق نوع ادوات به کار گرفته شده در رشته تولید، قطر داخلی و طول آن ها با مدل شبیه سازی شده ضروری است، زیرا مستقیماً بر محاسبات افت فشار سیال در طول رشته تولید اثر می گذارد. این چاه به صورت حفره باز تکمیل شده است. پس

شده است. همچنین فرض می شود که پیش از شروع تست ساخت فشار، برای زمان مشخصی سیال از مخزن با دبی ثابت تولید شده است و به محض بستن چاه، جریان سیال به سمت چاه کاملاً متوقف می شود.

$$p_{ws} = p_i - 162.6 \frac{q\mu B_o}{kh} \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (1)$$

که در آن:

p_{ws} : فشار ته چاه پس از بسته شدن چاه در زمان های مختلف

p_i : فشار اولیه مخزن

q : دبی تولید نفت قبل از بسته شدن چاه

μ : ویسکوزیته نفت تولیدی

B_o : ضریب حجمی سیال مخزن

k : تراوایی مخزن

h : ضخامت سازند

t_p : مدت زمان تولید قبل از شروع تست ساخت فشار

Δt : مدت زمان گذشته از شروع تست است.

در صورتی که مخزن برای مدتی تولید داشته باشد، شرط مخزن نامحدود از فرضیات حذف می شود و معادله ۱ به صورت رابطه ۲ در می آید:

$$p_{ws} = p^* - 162.6 \frac{q\mu B_o}{kh} \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (2)$$

که در آن:

p^* : false pressure است.

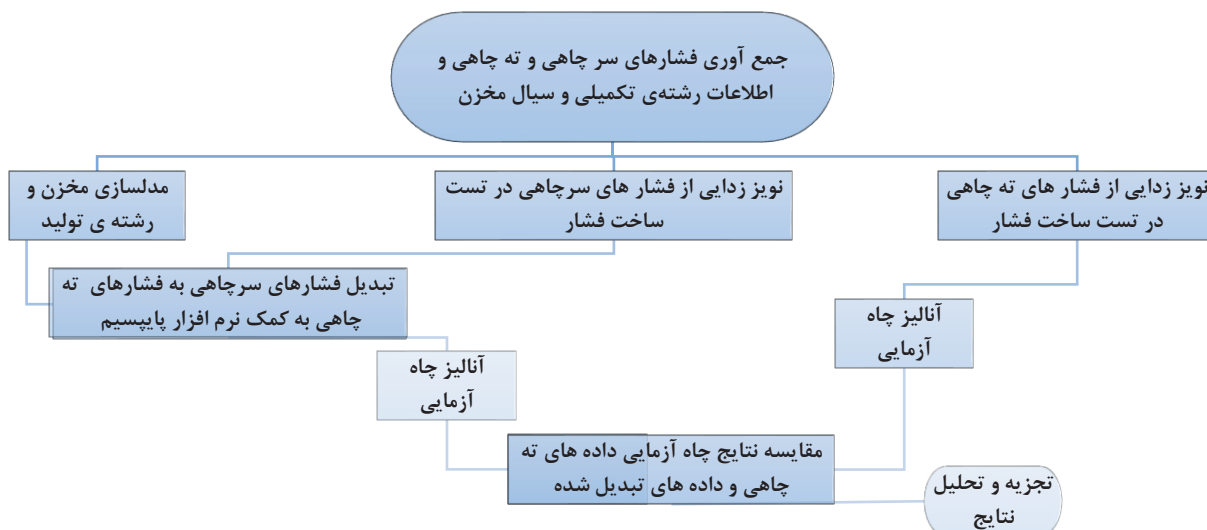
برای به دست آوردن تراوایی و ضریب پوسته پس از حذف داده های مربوط به اثر انبارش چاه^۴، p_{ws} در نمودار نیم لگاریتمی بر حسب زمان رسم [۱۳] و با بررسی کمی داده های مربوط به بخش MTR^۵، تراوایی و مقدار ضریب پوسته محاسبه می شود. برای به دست آوردن ضریب پوسته از رابطه ۳ استفاده می شود.

(۳)

$$s = 1.151 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}}{m} - \frac{k}{\mu\phi c_t r_w^2} + 3.2275 \right]$$

که در آن:

p_{1hr} : فشار ته چاه پس از گذشت یک ساعت از شروع تست



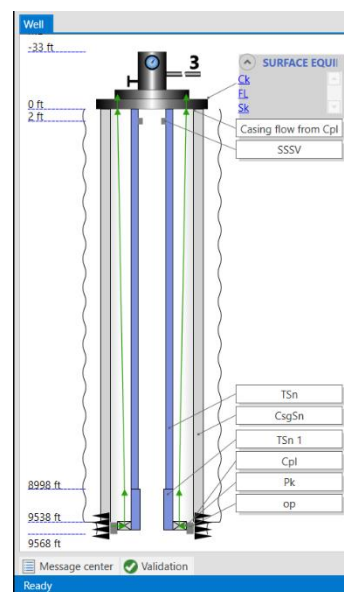
شکل ۱: فلوجارت روش انجام پژوهش

فازی، ترکیبات فاز و درصد حجمی با فشار و دما تغییر می‌کند. به علاوه، تغییرات دبی بر دمای چاه که تابعی از بارگذاری حرارتی^۷ است، تاثیر می‌گذارد. این موضوع بیشتر در هنگام باز و بسته کردن چاه قابل توجه است. برای مثال دمای سر چاه می‌تواند تا ۲۵۰ درجه فارنهایت در گذار از شرایط جریان به شرایط بسته شدن چاه، کاهش یابد [۶]. با کاهش دما در چاه، چگالی سیالات چاه افزایش یافته و فشار سر چاه کاهش می‌یابد. اگر این موضوع در محاسبه فشار ته چاه در نظر گرفته نشود، نتایج چاه‌آزمایی مفید نخواهند بود. برای مدلسازی رشته تولید، تعیین رفتار فازی سیال و خصوصیات مخزن و انجام آنالیز چاه‌آزمایی از داده‌های بخش ۱-۲-۱ استفاده می‌شود.

۱-۱-۲-۱ داده‌های ورودی

علاوه بر اطلاعات رشته تکمیلی که برای مدلسازی چاه لازم است، برای محاسبه افت فشار به کمک نرم‌افزار پایپسیم، ویژگی‌های سیال و چاه باید مشخص شوند. به کمک ویژگی‌های سیال، نرم‌افزار پایپسیم مدل تجربی مناسب برای محاسبه خصوصیات pvt سیال را انتخاب می‌کند. ویژگی‌های چاه مانند دبی تولیدی فازهای مختلف در تست افت فشار و گرادیان دمای چاه در محاسبه افت فشار نقش دارند. در جدول ۱ پارامترهای ورودی به نرم‌افزار پایپسیم برای شبیه‌سازی چاه مورد مطالعه در مقاله ذکر شده‌اند.

در این پژوهش، مخزنی نفتی که توسط شرکت هلیبرتون حفاری و مورد تست‌های چاه‌آزمایی قرار گرفته بود، انتخاب



شکل ۲: شماتیک رشته تولیدی شبیه‌سازی شده

از گذشت سال‌های اولیه از تولید پیش از شروع چاه‌آزمایی، عملیات تعمیر چاه و اسیدکاری برای چاه انجام شده است. در روند محاسبه فشار ته چاه به کمک فشار سرچاه، باید تغییرات خواص سیال در نظر گرفته شود، زیرا دما و فشار چاه با گذشت زمان تغییر می‌کند و خواص سیال ثابت نمی‌ماند. تغییرات دما و فشار و خواص سیال بر تغییر فشار نسبی تاثیر می‌گذارند و بنابراین تاثیر قابل توجهی بر نتایج تست چاه‌آزمایی دارند. در طول تست فشار گذرا در یک چاه چند

جدول ۱: داده‌های ورودی به نرم‌افزار پایسیم

داده‌های فشار و جریان			ویژگی‌های سیال		ویژگی‌های چاه	
Q (Stb/d)	Pwf (psi)	Pws (psi)	۰٫۶۸	γ_g	۲۳۰۰	دبی نفت (stb/d)
۱۶۳۲	۴۷۸۸٫۴	۵۰۱۴٫۷۰	۳۸	درجه API نفت	۴۱۰۰	دبی گاز (Mscf/d)
۱۵۳۶	۴۷۰۰٫۷۳	۵۰۱۴٫۷۰	۱٫۰۸	S.G آب	۲۴۰	دبی آب (stb/d)
۱۴۴۰	۴۷۹۹٫۸۶	۵۰۱۴٫۷۰	۰٫۶۳	B_g (res) rb/Mscf	۶۰۰۰	فشار مخزن (تخمین) (psig)
۵۶۴	۴۷۹۸٫۳۳	۵۰۱۴٫۷۰	۰٫۲۵	μ_g (res) (cp)	۴۹۰۰	فشار حباب (psig)
۸۶۴	۴۷۹۷٫۳۰	۵۰۱۴٫۷۰	۱٫۲	μ_L (cp)	۳	قطر داخلی لوله مغزی (in)
			۵۴	ρ_o ($\frac{lbm}{ft^3}$)	۲۱۲	دمای ته چاه (°F)
					۱۷۰	دمای سر چاه (°F)

جدول ۲: پارامترهای استاتیک

۰٫۲۵	شعاع چاه (ft)
۸۰	ضخامت مخزن (ft)
۰٫۰۸	تخلخل
3×10^{-6}	ضریب تراکم پذیری (psi^{-1})
۰٫۸۵	اشباع نفت
۰	اشباع گاز
۰٫۱۵	اشباع آب

شده است. از آنجا که در طول انجام عملیات چاه‌آزمایی سطحی، فشار ته چاه همواره از فشار حباب سیال بیشتر است، سیال به صورت تک فاز وارد چاه می‌شود، بنابراین برای شبیه‌سازی سیال مخزن از مدل نفت سیاه استفاده می‌شود. گام بعدی تعیین ضریب بهره‌دهی چاه است. به کمک تعدادی از داده‌های فشار بر حسب جریان که از نمودار تولید^۸ به دست آمده‌اند، شاخص بهره‌وری تعیین می‌شود. این داده‌ها در ستون داده‌های فشار و جریان جدول ۱ ذکر شده‌اند. از دیگر ویژگی‌های مخزن مورد نظر می‌توان به دما و فشار آن اشاره کرد. در این مخزن، فشار ۶۰۰۰ psig تخمین زده شده و دما ۲۱۲°F است. این مخزن تک لایه است.

برای انجام آنالیز چاه‌آزمایی علاوه بر اطلاعات فشار و دبی بر حسب زمان و خواص ترمودینامیکی سیال، پارامترهای استاتیک دیگری نیز مورد نیاز است که در جدول ۲ ارائه شده است.

۲-۲- تبدیل داده‌های فشار سر چاه به فشار دهانه چاه

برای تعیین فشار ته چاهی به کمک فشار سرچاه، آگاهی از افت فشار در طول چاه و بیان چگونگی تغییر فشار در طول مسیر ضروری است. رابطه ۶ معادله حاکم برای تبدیل فشار سر چاه به فشار ته چاه است.

$$BHP = WHP + \rho gh + (\Delta P)_{friction} + (\Delta P)_{acceleration} \quad (6)$$

که در آن:

BHP : فشار ته چاه

WHP : فشار سر چاه

ρ : چگالی سیال درون چاه

g : شتاب گرانش

h : ارتفاع سیال درون چاه

$(\Delta P)_{friction}$: افت فشار ناشی از اصطکاک

$(\Delta P)_{acceleration}$: افت فشار ناشی از تغییر سرعت سیال است [۱۶].

مسئله افت فشار در جریان‌های دو فازی نسبت به جریان تک فاز بسیار پیچیده است. مشکل اصلی در محاسبه افت فشار در رژیم‌های جریان دو فازی تغییرات چند بعدی توزیع سرعت و جرم در این نوع جریان‌ها است. روابط تجربی متعددی برای

دقیق‌تر به پیش‌بینی پروفایل فشار در چاه می‌پردازد، انتخاب شد. معیار دقت روابط تجربی، پارامتر RMS^1 بود که با توجه به آن، رابطه بگز و بریل^{۱۰} بهترین رابطه شناخته شد. به کمک این رابطه گرادیان فشار درون چاه محاسبه شده و به ازای هر فشار سر چاهی، فشاری در ته چاه به دست آمد.

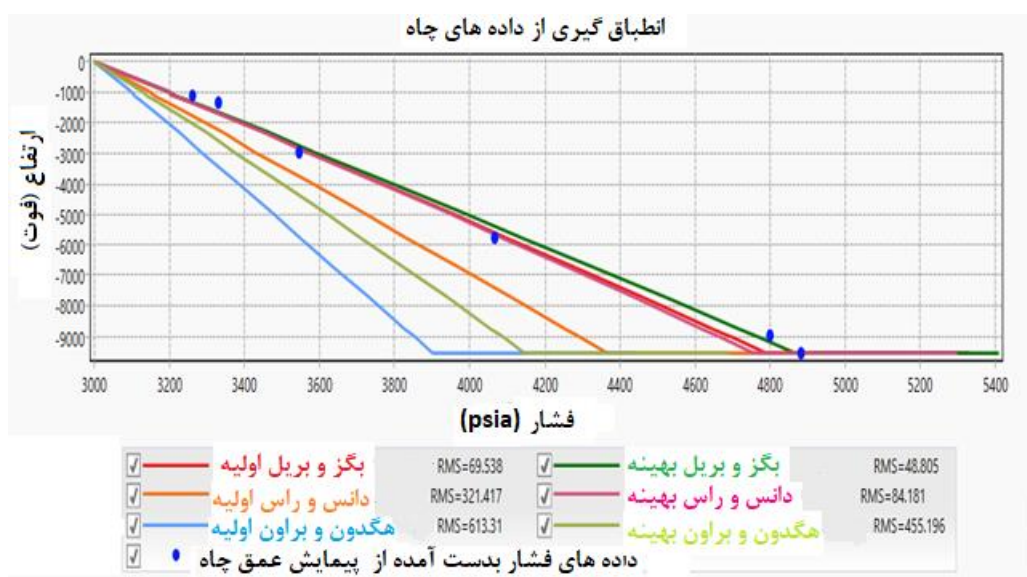
مدل بگز و بریل که با استفاده از داده‌های جریان دوفازی آب و هوا در لوله‌هایی با قطر ۱ تا ۱/۵ اینچ گسترش یافته و برای خطوط لوله افقی، شیب‌دار و عمودی مناسب است. چهار الگوی جریان لایه‌ای، میانی، انتقالی و پخش شده در این مدل فرض شده است. در این روش، مقدار تجمع مایع برای حالت افقی محاسبه شده و سپس تصحیح حالت شیب‌دار روی آن انجام می‌شود. نقشه الگوی جریان در روش بگز و بریل بر اساس دو عدد بی‌بعد فرود و تجمع مایع در حالت بدون لغزش بیان می‌شود. افت فشار در این روش شامل اصطکاک، تغییرات ارتفاع لوله و ترم افت فشار ناشی از تغییرات سرعت است [۱۷]. نوانو^{۱۱} و همکاران در پژوهش خود نشان دادند که مدل بگز و بریل در تطبیق با داده‌های آزمایشگاهی، در مقایسه با سایر روابط تجربی، کمترین میانگین خطای مطلق، کمترین پراکندگی خطای مستقل از افت فشار اندازه‌گیری شده و کمترین پراکندگی خطای حول مقدار متوسط را دارد؛ بنابراین پیش‌بینی افت فشار به وسیله این مدل دقت خوبی دارد [۱۸]. پس از تکمیل مدل شبیه‌سازی و تبدیل داده‌های سرچاهی

محاسبه افت فشار جریان دو فازی گسترش یافته‌اند که از میان آن‌ها دسته‌ای که لغزش میان دو فاز و رژیم‌های جریانی را در نظر می‌گیرند، دقت بیشتری دارند [۱۷]. با انطباق‌گیری به کمک داده‌های فشار ثبت شده در اعماق مختلف چاه، رابطه تجربی مناسب برای محاسبه افت فشار ایجاد شده در طول چاه، انتخاب می‌شود.

۲-۳- انطباق‌گیری به کمک داده‌های فشار ثبت شده در اعماق مختلف

به کمک اطلاعات به دست آمده از تعدادی از فشارسنج‌ها که در چند عمق مختلف و نسبتاً نزدیک به سطح زمین نصب شده‌اند، به همراه داده‌های جریانی که شامل دبی نفت و گاز، نسبت گاز به نفت تولیدی و فشار ثبت شده سرچاهی هستند، می‌توان رابطه تجربی دو فازی مناسب که بهتر از سایر روابط، جریان سیال دو فازی درون چاه را توصیف می‌کند، پیدا کرد. استفاده از این رابطه به جای رابطه پیش فرض نرم‌افزار در نهایت باعث کاهش خطای محاسبه فشار ته چاهی و افزایش دقت در محاسبه پارامترهای مجهول خواهد شد. شکل ۳ نتایج انطباق‌گیری برای داده‌های فشار به دست آمده در اعماق مختلف را نشان می‌دهد.

برای تعیین بهترین رابطه دو فازی تجربی، ابتدا داده‌های فشار بر حسب عمق را وارد نرم‌افزار کرده و رابطه‌ای که به طور



شکل ۳: انطباق‌گیری از داده‌های واقعی فشار

به ته چاهی به انجام محاسبات چاه‌آزمایی پرداخته می‌شود.

۲-۴- آنالیز چاه‌آزمایی

در این پژوهش از داده‌های گرفته شده موجود در سطح مخزن که مربوط به تست ساخت فشار که بلافاصله پس از تست افت فشار ثبت شده‌اند، استفاده می‌شود. در صورتی که از تست افت فشار در چاه‌آزمایی سطحی استفاده می‌شود و در آرایش چاه دو چوک قرار گرفته باشد، باید نویز ناشی از فعالیت چوک دوم که به سبب تطبیق فشار خودکار این چوک رخ می‌دهد، از داده‌ها حذف شود [۷]. داده‌های فشار جمع‌آوری شده در سطح زمین به کمک نرم‌افزار پایپسیم و محاسبه میزان افت فشار ناشی از حضور دو فاز سیال نفت و گاز در طول چاه، به فشار ته چاه تبدیل می‌شوند، سپس آنالیز چاه‌آزمایی به کمک فشارهای تبدیل شده انجام می‌شود. در نهایت برای بررسی عملکرد چاه‌آزمایی سطحی در پیش‌بینی پارامترهای مجهول یک مخزن نفتی، به کمک مجموعه فشارهایی جمع‌آوری شده به وسیله فشارسنج ته چاهی که همزمان با فشارسنج سرچاهی شروع به ثبت داده کرده‌اند، چاه‌آزمایی معمولی انجام شده و نتایج به دست آمده از آن با نتایج چاه‌آزمایی سطحی مقایسه می‌شوند.

در شکل ۴ نمودار مربوط به فشار اندازه‌گیری شده به وسیله فشارسنج‌های سطح زمین آورده شده است.

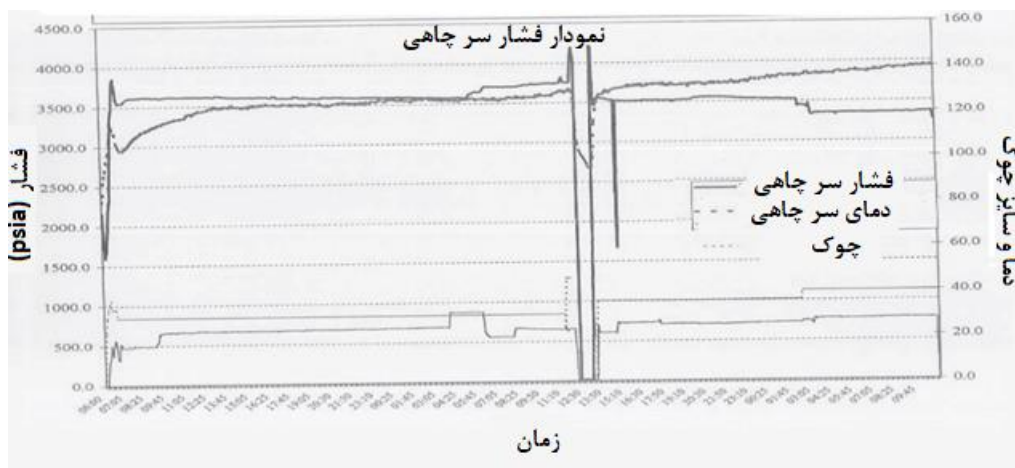
به کمک نرم‌افزار پایپسیم داده‌های نمودار فشار سر چاهی به داده‌های فشار ته چاهی تبدیل می‌شوند. فشارهای سرچاهی تبدیل شده در شکل ۵ نشان داده شده‌اند. در طول فرآیند

ساخت فشار، سیال در سر چاه به آرامی شروع به سرد شدن می‌کند و دمای سیال در سر چاه کاهش می‌یابد. تغییرات دما به طور جزئی بر چگالی سیال اثر می‌گذارد [۱۹]، بنابراین برای محاسبه دقیق افت فشار در چاه، در هر مرحله از تبدیل فشار سر چاهی به فشار ته چاه، دمای ثبت شده به کمک دماسنج‌های سرچاهی، در نظر گرفته می‌شود.

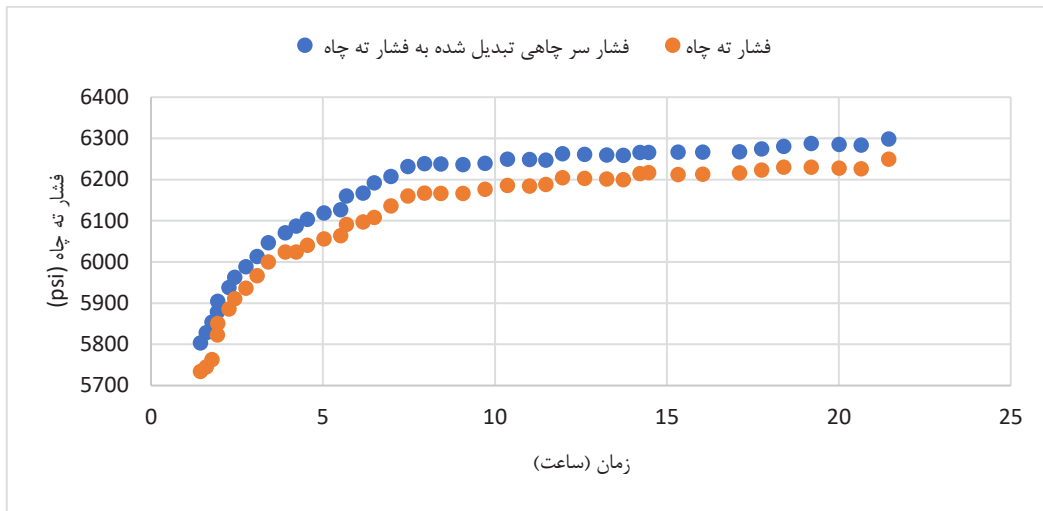
در شکل ۵ علاوه بر فشارهای ته چاهی محاسبه شده به کمک نرم‌افزار پایپسیم، فشارهای جمع‌آوری شده به وسیله فشارسنج ته چاهی نیز که همزمان با فشارسنج سرچاهی شروع به ثبت داده کرده‌اند، نشان داده شده است. اکنون با داشتن نمودار ساخت فشار محاسبات معمول چاه‌آزمایی بر روی هر دو دسته داده انجام شده و سپس خصوصیات پیش‌بینی شده مخزن به وسیله این دو گروه از داده با یکدیگر مقایسه می‌شوند. پارامترهای مجهولی که مورد محاسبه قرار می‌گیرند شامل تراوایی، ضریب پوسته^۲، فشار متوسط، ضریب بهره‌دهی و شعاع مخزن است.

۲-۴-۱- آنالیز دوره گذرا

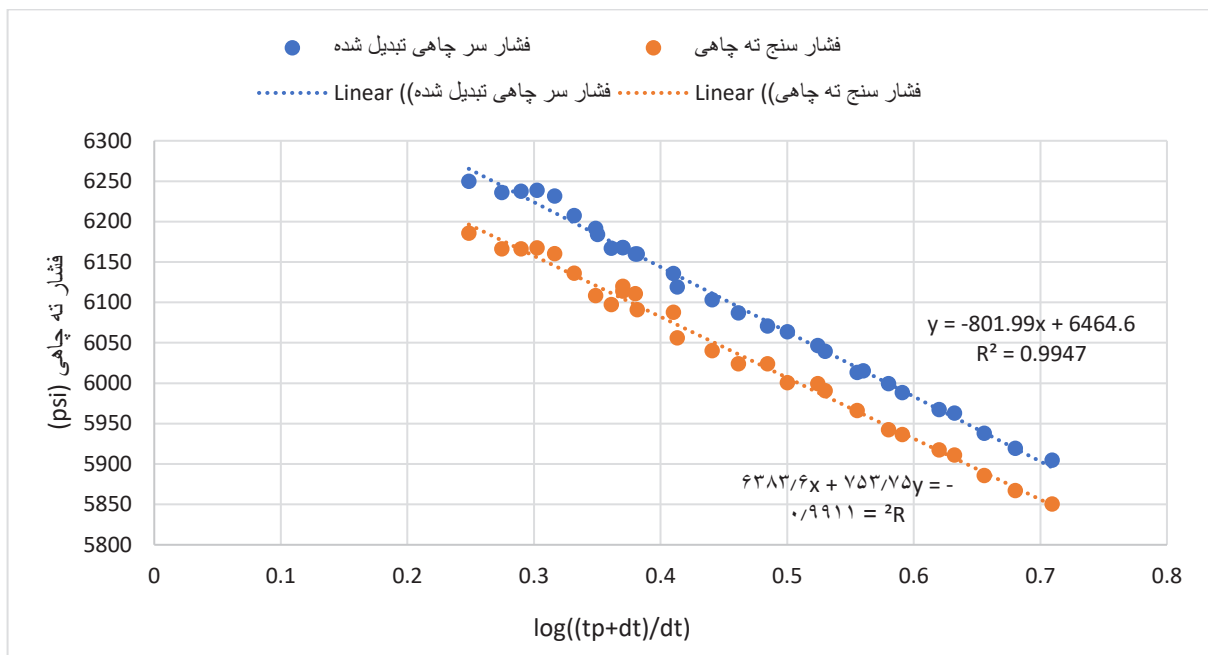
شکل ۶ نمودار هورنر^{۱۳} را برای داده‌های دوره گذرا در هر دو عملیات چاه‌آزمایی سطحی و معمولی نشان می‌دهد. داده‌های جمع‌آوری شده معمولاً در بردارنده سطوح متفاوتی از اغتشاش^{۱۴} هستند که به سبب ایده‌آل نبودن دستگاه‌های اندازه‌گیری و کالیبره نبودن ایده‌آل آن‌ها است [۲۰]، بنابراین پیش از شروع آنالیز چاه‌آزمایی، اغتشاش ناشی از خطای اندازه‌گیری و داده‌های پرت به کمک روش هموارسازی وزن



شکل ۴: نمودار فشارهای سرچاهی اندازه‌گیری شده بر حسب زمان



شکل ۵: نمودار فشار ته چاه محاسبه شده به وسیله نرم‌افزار و فشار ته چاه بر حسب زمان در تست ساخت فشار



شکل ۶: نمودار هورنر برای داده‌های دوره گذرا در هر دو عملیات چاه آزمایشی سطحی و معمولی

متوسط محاسبه شود. تطابق مناسب داده‌های چاه‌آزمایی سطحی و چاه‌آزمایی معمولی، گواه عملکرد دقیق چاه‌آزمایی سطحی است.

۲-۴-۲- اثرات مرز در آزمایش ساخت فشار

همان‌طور که گفته شد داده‌های مربوط به زمان‌های طولانی‌تر تست ساخت فشار در دوره گذرا، پایین‌تر از خط

داده شده موضعی نمودار پراکندگی^{۱۵}، که یکی از روش‌های مبتنی بر رگرسیون است، حذف شده‌اند.

همان‌طور که از نمودار شکل ۶ پیداست داده‌های مربوط به اواخر دوره گذرا، پایین‌تر از خط راست افتادند که نشان‌دهنده محدود بودن مخزن است و اثرات فشاری به مرزهای مخزن رسیده است، بنابراین عرض از مبدا نمودار مقدار p^* را نشان می‌دهد. پس برای این مخزن باید فشار

است که به ترتیب در رابطه‌های ۸ و ۹ تعریف می‌شوند:

$$\beta = 1.68 \times 10^{-3} \frac{k}{\varphi \mu c_t r_e^2} \quad (8)$$

$$b = 118.6 \frac{q \mu B_o}{kh} \quad (9)$$

حال با توجه به عرض از مبدا به دست آمده در نمودار ۷ برای هر دو دسته داده سر چاهی و ته چاهی، شعاع تخلیه‌ی مخزن را محاسبه کرده و با استفاده از نمودار MBH که در شکل ۸ آمده است، فشار متوسط مخزن مجدداً محاسبه می‌شود.

۲-۴-۳- محاسبه مستقیم تراوایی و ضریب پوسته به کمک فشار سر چاهی

هدف از انجام محاسبات در این بخش، بررسی این موضوع است که تغییرات فشار سر چاهی تا چه میزانی تابع تغییرات فشار در ته چاه هستند. پارامتر تراوایی و ضریب پوسته در عملیات چاه‌آزمایی، صرفاً به کمک بررسی اختلاف فشار حاصل می‌شوند، بنابراین مقادیر مطلق فشار در محاسبه آنها بی‌تاثیر است، بنابراین در این بخش فشارهایی که در سر چاه ثبت شده‌اند، بدون اینکه با افت فشار ناشی از ستون سیال در چاه جمع شوند، به طور مستقیم در آنالیز چاه‌آزمایی به کار

صاف افتادند که نشان‌دهنده وجود مرزهایی برای مخزن و اثرات آنها بر نتیجه آزمایش است. حال که عملکرد مخزن به صورت بی‌نهایت نیست، برای به دست آوردن فشار متوسط به کمک p^* و به دست آوردن حجم فضای حفره مخزن^{۱۶}، چون تخمینی از فشار متوسط مخزن موجود است، ابتدا با استفاده از روش اصلاح شده ماسکت^{۱۷} حجم فضای حفره مخزن محاسبه شده [۲۱]، سپس از روش MBH^{۱۸} استفاده می‌شود. در انجام روش MBH به سطح تخلیه چاه^{۱۹} نیاز است. این بار فشار متوسط دقیق‌تر به دست آورده می‌شود. شکل ۷ نمودار اصلاح شده ماسکت را نشان می‌دهد که به ازای بهترین فشار حدسی برای هر گروه از داده‌ها رسم شده است.

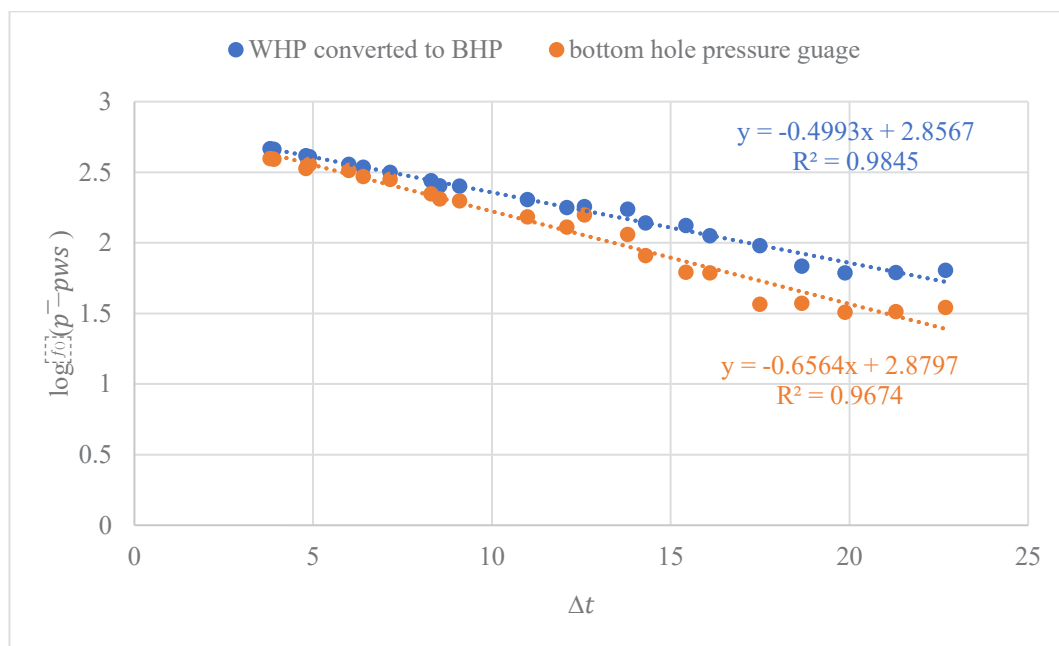
رابطه ۷ معادله حاکم بر نمودار شکل ۷ را نشان می‌دهد.

$$\log(\bar{p} - p_{ws}) = \log\left(118.6 \frac{q \mu B_o}{kh}\right) - 1.68 \times 10^{-3} \frac{k \Delta t}{\varphi \mu c_t r_e^2} \quad (7)$$

که در آن:

r_e : شعاع تخلیه مخزن است.

شیب نمودار شکل ۷ برابر β و عرض از مبدا آن برابر b



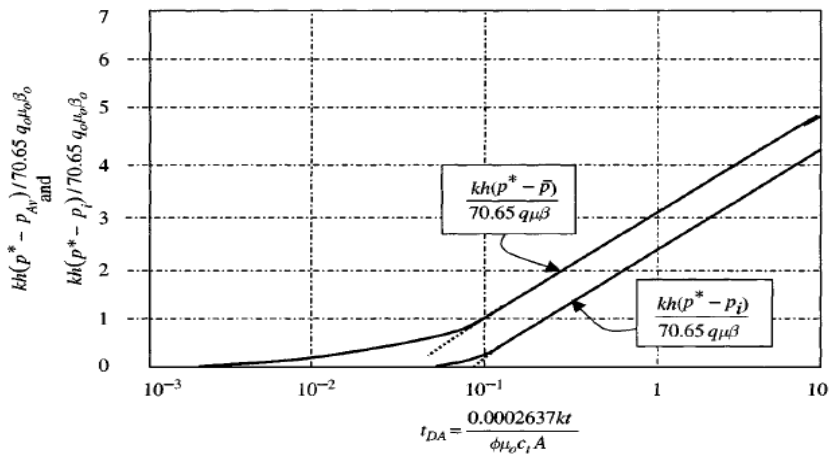
شکل ۷: نمودار اصلاح شده ماسکت

ته چاهی امری ضروری است.

۲-۴-۴- بررسی منحنی مشتق فشار در چاه آزمایشی سطحی و معمولی

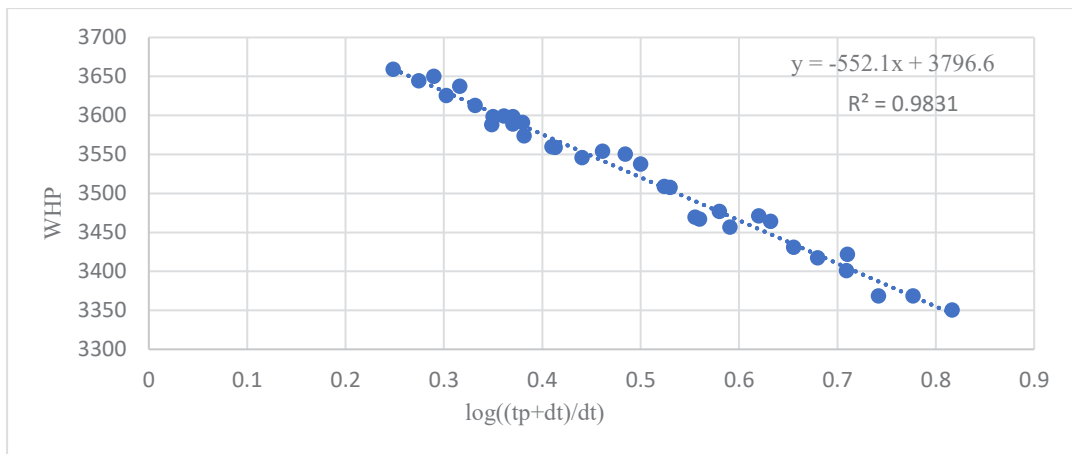
شکل ۱۰ نمودار فشار و مشتق فشار را برای هر دو روش چاه آزمایشی سطحی و معمولی نشان می‌دهد. در تست ساخت فشار سرعت سیال درون چاه صفر است، ترم دینامیک افت فشار (اصطکاک) و ترم مربوط به شتاب حذف می‌شود، بنابراین محاسبات افت فشار محدود به محاسبه هد استاتیک سیال می‌شود. اگر مدل ساخته شده از چاه به وسیله نرم‌افزار پایپسیم خطای قابل توجهی در محاسبه مقدار افت فشار ناشی از ستون

گرفته می‌شوند. شکل ۹ نمودار هورنر برای فشارهای سطحی را نشان می‌دهد. مقادیر تراوایی و ضریب پوسته نیز به ترتیب ۲۵٫۱۱ md و ۰٫۷۶ محاسبه می‌شوند. این پارامترها در مقایسه با نتایج به دست آمده از فشارهای تبدیل شده سر چاهی، با دقت کمتری تخمین زده شده‌اند. علت این امر خطی نبودن رابطه فشار سر چاهی و فشار ته چاهی است. با تغییرات فشار ته چاه به سبب وجود سیال دو فاز درون چاه و تابعیت چگالی سیال از فشار ته چاه، افت فشار در طول چاه با گذشت زمان تغییر می‌کند، بنابراین تغییرات فشار سر چاهی بر حسب زمان، آهنگی مشابه آهنگ تغییرات فشار ته چاه ندارند و در نتیجه برای دستیابی به نتایج دقیق‌تر، تبدیل فشار سر چاهی به فشار

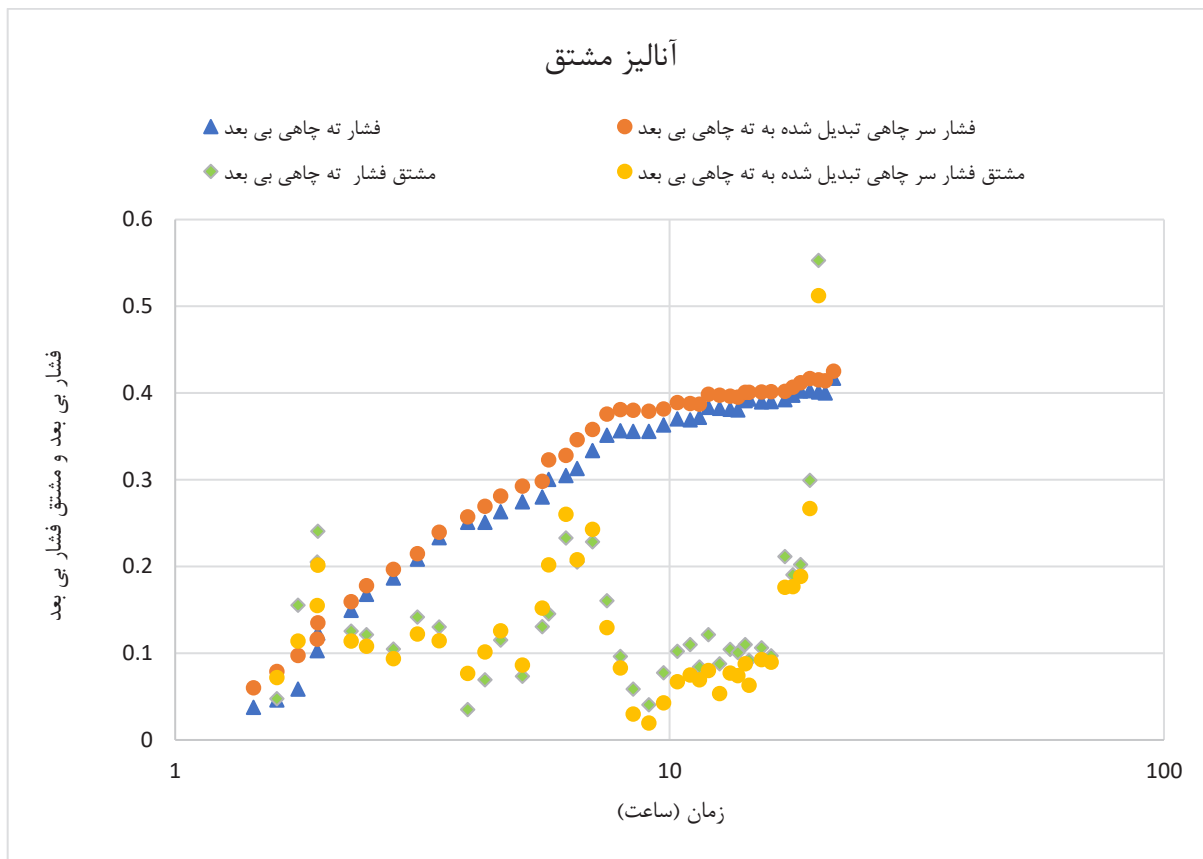


MBH graph for a well producing in the center of a constant pressure

شکل ۸: نمودار روش MBH برای چاه تولیدی در مرکز مرزهایی با فشار ثابت [۲۲]



شکل ۹: نمودار هورنر برای فشارهای سر چاهی



شکل ۱۰: نمودار فشار بی بعد و مشتق فشار در چاه آزمایه سطحی و معمولی

خوبی 6600 psi است و فشار متوسط و سطح تخلیه چاه به دست آمده از این روش قابل استناد است. حال با توجه به شیب نمودار ۷ شعاع تخلیه مخزن را محاسبه کرده و با استفاده از متد MBH فشار متوسط مخزن را دوباره حساب کرده و با مقدار تخمینی 6600 psi مقایسه می‌شود. به طور مشابه برای داده‌های ته چاهی، فشار متوسط تخمینی مناسب تعیین می‌شود. در جدول ۳ نتایج حاصل از آنالیز چاه‌آزمایی سطحی و معمولی به صورت خلاصه آمده است. پارامتر تراوایی به دست آمده از آنالیز نمونه مغزه در آزمایشگاه ذکر شده است که همخوانی مناسبی با نتایج چاه‌آزمایی دارد [۲۳]. نزدیک بودن مقادیر پارامترهای پیش‌بینی شده در دو روش چاه‌آزمایی معمولی و چاه‌آزمایی سطحی دقت مناسب چاه‌آزمایی سطحی را در پیش‌بینی خصوصیات مخزن نشان می‌دهد.

لازم به ذکر است که بر روی این چاه، عملیات اسیدکاری انجام شده است. از طرفی مقدار ضریب پوسته به دست آمده از محاسبات چاه‌آزمایی، عددی منفی است که خود نشان‌دهنده این موضوع است. چون مخزن دوره LTR^2 کوتاهی داشته

سیال در چاه داشته باشد، مادامی که این خطا ثابت باشد، مقادیر مشتق فشار در چاه‌آزمایی سطحی و معمولی با یکدیگر تطابق خواهند داشت و همچنان نتایج چاه‌آزمایی سطحی مفید خواهند بود.

خطاهای اسکالر بر محاسبه فشار مطلق مخزن تاثیر می‌گذارند، اما بر تراوایی، ضریب پوسته و فاصله چاه تا مرزهای مخزن تاثیر نمی‌گذارند؛ زیرا این پارامترها بر اساس تغییر فشار تعیین می‌شوند. در شکل ۱۰ نیز تطابق مناسب نمودار مشتق فشار در چاه‌آزمایی سطحی و معمولی نشان‌دهنده دقت مناسب مدل ساخته شده در نرم‌افزار پایپسیم است. به سبب تطابق بهتر داده‌های بخش MTR در نمودار هورنر، تراوایی و ضریب پوسته به کمک روش هورنر پیش‌بینی می‌شوند.

۳- نتایج و بحث

مقایسه مقادیر عددی تراوایی به دست آمده از روش اصلاح شده ماسکت و آنالیز دوره گذر حاکمی از آن است که فشار متوسط مخزن برای داده‌های سر چاهی تبدیل شده با تقریب

جدول ۳: مقایسه ویژگی‌های محاسبه شده به وسیله دو روش چاه آزمایشی سطحی و معمولی

پارامتر مورد بررسی	نتیجه چاه آزمایشی سطحی	نتیجه چاه آزمایشی معمولی	نتایج آزمایشگاهی	درصد خطا
تراوایی	۱۷٫۲۹ Md	۱۸٫۴۳ Md	۱۵ Md	۶٫۲
ضریب پوسته	-۰٫۸۱	-۰٫۹۸	-	۱۷٫۳
فشار متوسط	۶۷۱۰٫۶۵ psi	۶۲۶۹٫۸۱ psi	-	۷
ضریب بهره دهی	۱٫۳۱	۱٫۲۶	-	۴
شعاع مخزن	۴۴۴٫۸۰ ft	۳۹۲٫۴۸ ft	-	۱۳٫۳

هیچ تجمعی از یک فاز خاص یا یک جزء خاص وجود ندارد، بنابراین هر جزء سیالی که وارد چاه شود، لزوماً از سر چاه خارج می‌شود. پیوستگی سیال به این معنی است که اتصال مداوم مولکول‌های تک فاز از سطح تا محلی که چاه تکمیل شده است، وجود دارد و ارتباط فشاری موثر فشارسنج سطحی و مخزن را ایجاد می‌کند. رژیم‌های جریان چند فاز که این مفروضات برای آن‌ها صادق است، عبارتند از:

(۱) جریان مه‌آلود: مایع پراکنده- گاز پیوسته

(۲) جریان مه‌آلود حلقوی: مایع حلقوی- گاز پیوسته

(۳) جریان حبابی: گاز پراکنده- مایع پیوسته

علاوه بر رعایت سه فرض ذکر شده در بالا، این رژیم‌های جریان وجه مشترک دیگری نیز دارند. هر سه دارای یک فاز پیوسته واحد هستند، بنابراین در حالی که بیش از یک فاز وجود دارد، سیال فشار را از مخزن به همان صورتی که یک سیال تک فاز وجود دارد، منتقل می‌کند.

موارد خاصی از جریان چند فاز پراکنده وجود دارد که در آن، حتی اگر مفروضات بالا دقیقاً رعایت نشوند، ممکن است تبدیل داده‌های سطحی به فشارهای سرچاهی اطلاعات مفیدی به دست آورد. این رژیم‌های جریان Churn یا Froth Flow نامیده می‌شوند. در این رژیم‌ها، فازها دائماً در هم آمیخته می‌شوند و می‌توانند پیوستگی موقتی سیال را در چاه برقرار کنند. این آشفتگی سیالات ممکن است داده‌ها را پر اغتشاش کند، با این حال ممکن است داده‌های معتبر هنوز قابل جمع‌آوری باشند.

در خصوص چاه‌های گازی، اگر نرخ گاز بالاتر از سرعت بحرانی تخلیه چاه نباشد، داده‌های سطحی احتمالاً نامعتبر خواهند بود [۳]. در چاه‌های نفتی با سیال چند فاز درون چاه، باید در شرایطی جریان داشته باشند که از جریان چند فاز جدا شده^{۲۴} جلوگیری شود [۴]. تست‌های چاه‌آزمایی مورد استفاده برای چاه‌آزمایی سطحی در چاه‌های نفت چندفازی

است، می‌توان فرض کرد که دایره‌ای است و به کمک شعاع به دست آمده، حجم فضای حفره مخزن محاسبه می‌شود [۲۴]. ضریب بهره‌دهی به دست آمده از عملیات چاه‌آزمایی سطحی، بسیار نزدیک به ضریب پیش‌بینی شده از طریق دسته‌ای از داده‌های تولیدی بود که در ابتدای ساخت مدل مخزن در پایپسیم به کار گرفته شده‌اند.

در جدول ۲ در ستون درصد خطا، خطای مقادیر پیش‌بینی شده به وسیله چاه‌آزمایی به کمک فشارهای سطحی نسبت به چاه‌آزمایی به کمک فشارهای ته چاهی بر حسب درصد ذکر شده است. نتایج نزدیک چاه‌آزمایی سطحی و معمولی برای چاه بررسی شده در این پژوهش، حاکی از دقت بالا و سادگی معادله تبدیل فشار سرچاهی به ته چاهی است. با توجه به تک فاز بودن سیال در مخزن، GLR پایین چاه مورد مطالعه در تست افت فشار و انتخاب تست ساخت فشار برای انجام عملیات چاه‌آزمایی سطحی، محاسبه افت فشار در طول چاه، محدود به محاسبه هد استاتیک است که به افزایش دقت در محاسبه فشار ته چاهی به کمک فشار سرچاهی منجر می‌شود. در حالی که معادلات محاسبه افت فشار برای سیالات تک فاز نسبتاً ساده هستند، با ورود فازهای دیگر کاملاً پیچیده می‌شوند. در واقع این پیچیدگی‌ها، دستیابی به داده‌های قابل تجزیه و تحلیل از سطح چاه‌های نفتی را که زیر نقطه حباب مخزن هستند، تقریباً غیرممکن می‌سازد [۲۵]. چاه‌های تولیدی ممکن است حاوی جریان لخته‌ای^{۲۱}، انباشت مایع^{۲۲} و ستون مایع ایستاده^{۲۳} باشند، یا به صورت‌های دیگری رفتار کنند که مدل‌سازی آن‌ها اگر غیرممکن نباشد، دشوار است.

با این وجود، تحت شرایطی، می‌توان جریان چند فاز در چاه را مدل‌سازی کرد تا اطلاعات مفیدی در مورد تکمیل چاه و مخزن به دست آورد. این شرایط بر اعتبار سه فرض دبی جرمی کل ثابت، دبی جریان جزئی ثابت و پیوستگی موثر سیال از سر چاه تا مخزن استوار است. اگر این فرض‌ها برقرار باشند،

۴- نتیجه‌گیری

در این پژوهش برای بررسی دقت عملیات چاه‌آزمایی سطحی در پیش‌بینی پارامترهای یک مخزن نفتی، علاوه بر قرارگیری فشارسنج در اعماق چاه، فشار سر چاهی نیز ثبت و به کمک نرم‌افزار پایپسیسم و محاسبه افت فشار ناشی از حضور سیال دو فازی در چاه، فشار سر چاهی به فشار ته چاهی تبدیل شد و سپس تحلیل چاه‌آزمایی بر روی این دسته از داده‌ها انجام گرفت. نتایج این پژوهش نشان می‌دهد که چاه‌آزمایی سطحی یکی از بهترین روش‌هایی است که امروزه برای شناخت مخزن استفاده می‌شود. بالاخص در مخازنی که فشار آن‌ها بالاتر از فشار نقطه حباب است و سیال آن‌ها به صورت تک فاز وارد چاه می‌شود. در چاه‌آزمایی سطحی، پارامترهای مخزنی برای مخزن نفتی با دقت قابل قبول پیش‌بینی می‌شوند. مقایسه پارامترهای پیش‌بینی شده به کمک دو روش چاه‌آزمایی سطحی و معمولی نشان می‌دهد که روش چاه‌آزمایی سطحی در پیش‌بینی پارامترهایی مانند تراوایی و ضریب پوسته که به مقدار مطلق فشار ته چاه وابسته نیستند و صرفاً از آنالیز اختلاف فشار بر حسب زمان به دست می‌آیند، دقیق‌تر عمل می‌کند. به طور عکس، چاه‌آزمایی سطحی در پیش‌بینی فشار متوسط مخزن، در حدود ۱۰ درصد خطا دارد. به طور کلی می‌توان با ثبت داده‌های فشار سر چاهی، با هزینه اندک به منبع ارزشمندی از اطلاعات دست یافت که تکمیل‌کننده اطلاعات به دست آمده از روش چاه‌آزمایی معمولی است و در مواردی که امکان داده‌گیری از اعماق چاه به سبب ریسک و هزینه بالای عملیات، وجود ندارد، از چاه‌آزمایی سطحی بهره جست. استفاده از روش چاه‌آزمایی سطحی با در نظر گرفتن ملاحظات به نتایج دقیق‌تری منجر می‌شود. از جمله این ملاحظات می‌توان به لزوم استفاده از فشارسنج‌هایی با دقت بالا به سبب محاسبه غیرمستقیم فشار ته چاهی اشاره کرد، زیرا در صورتی که فشارسنج‌ها به تغییرات جزئی فشار حساس نباشند و یا فشار سر چاهی را با دقت کمی اندازه‌گیری کنند، علاوه بر خطای ناشی از محاسبات افت فشار ستون سیال، خطایی جدید وارد محاسبات می‌شود که عملاً حذف آن غیرممکن است. همچنین فشارسنج‌های سرچاهی باید در مکانی قرار بگیرند که کمتر تحت تاثیر اغتشاشات ناشی از عملیات تولید روزانه قرار بگیرند. از آنجایی که در تست ساخت فشار، سرعت سیال درون چاه صفر است، ترم دینامیک افت فشار (اصطکاک) و ترم مربوط به شتاب حذف می‌شود، بنابراین محاسبات افت

محدودتر از موارد تک فاز است، زیرا چاه حین بسته شدن، ممکن است توزیع فاز مجدد قابل توجهی را تجربه کنند که ممکن است پاسخ واقعی مخزن را مبهم کند. با این حال، تست افت فشار و سپس ساخت فشار شانس دستیابی به نتایج قابل اعتماد را به شدت افزایش می‌دهد.

هنگام بستن چاه گازی، برگشت مایع و تزریق مجدد به مخزن اتفاق می‌افتد. این موضوع پاسخ مخزن را تا زمانی که مایع به بالاترین قسمت تکمیل چاه برسد، پنهان می‌کند، سپس ارتباط فشار با مخزن دوباره برقرار می‌شود و گاز تک فاز درون چاه باقی می‌ماند، بنابراین داده‌های بخشی از تست ساخت فشار که مایع در حال سقوط به ته چاه است، نباید در آنالیز چاه‌آزمایی مورد استفاده قرار بگیرند. اگر موج فشاری قبل از پایان فرآیند تزریق مجدد با مرزها مواجه شود، اثر مرزها پنهان می‌شود. برای جلوگیری از این مشکل بالقوه، باید تست افت فشار انجام شود. لازم به ذکر است که قبل از انجام تست افت فشار، یک چاه گازی که علاوه بر چاه در در مخزن نیز به صورت دو فاز است، باید به مدت کافی بسته شود تا به پایان اثر تزریق مجدد برسد. در این روش، فشار مخزن از تست ساخت فشار به دست می‌آید، در حالی که ضریب پوسته، تراوایی و فاصله تا مرزها از داده‌های تست افت فشار تعیین می‌شود [۲۵].

انجام عملیات چاه‌آزمایی سطحی در مخازنی نفتی با فشار کمتر از فشار حباب سیال مخزن، به کمک تست ساخت فشار امکان‌پذیر نیست، زیرا یک سطح تماس گاز-مایع بین نقطه اندازه‌گیری و ناحیه تکمیل شده وجود خواهد داشت. با این حال، اگر فشار ته چاه مشخص باشد، یا بتوان آن را با یک فشارسنج ته چاهی اندازه‌گیری کرد، مادامی که دبی و GLR نسبتاً ثابت باشند، چاه‌آزمایی سطحی به کمک تست افت فشار انجام می‌شود. در این روش، تراوایی و فاصله تا مرزها را می‌توان از داده‌های فشارسنج سطحی محاسبه کرد، در حالی که ضریب پوسته را می‌توان با وارد کردن فشار تخمینی یا اندازه‌گیری شده ته چاه تعیین کرد.

به طور کلی می‌توان گفت در چاه‌هایی که جریان دوفازی است و رژیم‌های جریانی متعددی دیده می‌شود، استفاده از روش چاه‌آزمایی سطحی با عدم قطعیت بالا مواجه است و در چنین چاه‌هایی باید با احتیاط بالا به کار گرفته شود.

در صورتی که چاه‌آزمایی سطحی در چاه‌های انحرافی به کار گرفته شود، به سرعت جریان بالاتری نسبت به چاه‌های عمودی نیاز است تا به طور مداوم بدون لختگی تخلیه شوند [۲۵].

- in vertical pipes with highly viscous liquids*". Paper presented at the SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Maracaibo, Venezuela.
- [10] Peng, L., Guoqing, H., Zhangxing, C., Landjobo, P., Liying, Z., and Abdoulaye, M. (2022). "Dynamically coupled reservoir and wellbore simulation research in two-phase flow systems: a critical review". *Processes*, 10: 1778-1797.
- [11] Horner, D. R. (1951). "Pressure build up in wells". *Proceedings of the 3rd World Petroleum Congress*, 25-43.
- [12] Ramey, H. J., and Cobb, W. M. (1971). "A general pressure buildup theory for a well in a closed drainage area". *Journal of Petroleum Technology*, 23: 1493-1505.
- [13] Khalaf, M. S., Banbi, A., Maraghi, M., and Sayyoub, H. (2020). "Two-step deconvolution approach for wellbore storage removal". *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195: 107827.
- [14] Meunier, D., Wittmann, M. J., and Stewart, G. (1985). "Interpretation of pressure Buildup Tests Using In-Situ Measurement of After flow". *Journal of Petroleum Technology*, 37: 143-152.
- [15] Sulistyarso, H. B. (2021). "Determining reservoir model based on well test analysis for production forecasting". *American Journal of Science, Engineering and Technology*, 6: 99-109.
- [16] Bergles, A. E., Collier, H. G., Dlhay, J. M., Hewitt, G. F., and Mayinger, F. (1981). "Two-phase flow and heat transfer in the power and process industries". 1st Ed., McGraw-Hill, pp. 431.
- [17] Brill, J. P., and Beggs, H. D. (1991). "Two-Phase flow in Pipes". 6nd Ed., Gulf Publishing, pp. 16.
- [18] Nwanwe, C. C., and Duru, U. I. (2022). "Comparison and performance analysis of models for predicting multiphase flow behaviours in wellbores". *International Journal of Petroleum and Geoscience Engineering*, 2022: 1-20.
- [19] Hollaender, F., Shumakove, Y., and Karacali, O. (2019). "Well testing to full potential: lessons learned and best practices for high rate wells". Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, SPE-197754-MS.
- [20] Moosavi, S. R., Qajar, J., and Riazi, M. (2018). "A comparison of methods for denoising of well test pressure data". *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 8: 1519-1534.
- [21] Larsen, L., and Hovdan, M. (1987). "Analyzing Well
- فشار محدود به محاسبه هد استاتیک سیال می‌شود. این امر موجب بالا رفتن دقت محاسبات می‌شود، بنابراین در چاه‌آزمایی سطحی، انجام تست به صورت ساخت فشار ارجحیت دارد. هر یک از معادلات تجربی گسترش یافته برای انجام محاسبات دو فاز، تحت شرایطی خاص دقت قابل قبولی دارند. نکته‌ای که در چاه‌آزمایی سطحی باید لحاظ شود، نزدیک کردن شرایط ستون چاه به شرایط معادلات تجربی دو فاز است. از جمله این شرایط می‌توان به اندازه قطر لوله مغزی، نسبت گاز به نفت سیال و نظایر آن اشاره کرد که باید تطبیق داده شوند و اثرات هر یک از آن‌ها لحاظ شود. در انجام عملیات چاه‌آزمایی سطحی و آنالیز داده‌ها، وجود یک منبع اطلاعاتی در اعماق و یا دست کم میانه‌های چاه در افزایش دقت شبیه‌سازی و تطبیق آن با شرایط موجود، بسیار کمک‌کننده است.

۵- مراجع

- [1] Sabet, M. (1991). "Well test analysis". Huston, Gulf Publishing, pp. 23.
- [2] Tarek, A. (2006). "Reservoir engineering handbook". 3rd Ed., Elsevier, pp. 481.
- [3] Pityuk, Y. A., Akmurzina, G. R., and Davletbaev, A. Y. (2020). "Development of an approach for well testing in real time". SPE Russian Petroleum Technology Conference, SPE-201898-MS.
- [4] Cobb, W. M., and Dowdle, W. L. (1973). "A simple method for determining well pressure in closed rectangular reservoirs". *Journal of Petroleum Technology*, 25: 1305-1306.
- [5] Dake, L. P. (1978). "Fundamentals of reservoir engineering". Elsevier Scientific Publishing Co., Amsterdam, pp. 180.
- [6] Baranyi, B. (2015). "New development and special experiences in geo inform 's well testing services". SEE Upstream, Bucharest, pp. 11.
- [7] Vo, M., Yu, Y., Lv, J., and Zhang, J. (2020). "Surface pressure data for well-test analysis at a joint venture gas project in Sichuan". *Proceedings of the International Field Exploration and Development Conference*, 10: 1896-1909.
- [8] Khamehchi, E., and Bemani, A. (2021). "Prediction of pressure in different two-phase flow conditions: Machine learning applications". *Measurement*, 173: 665-679.
- [9] Ruiz, R., Brito, A., and Marquez, J. (2014). "Evaluation of multiphase flow models to predict pressure gradient

- ⁵ Middle transient region
- ⁶ Productivity index
- ⁷ Heat loading
- ⁸ Production Logging Tool
- ⁹ Root mean square
- ¹⁰ Beggs & Brill
- ¹¹ Nwanwe
- ¹² skin
- ¹³ horner
- ¹⁴ noise
- ¹⁵ Locally Weighted scatterplot smooth
- ¹⁶ pore volume
- ¹⁷ Muskat
- ¹⁸ Matthew-Broons-Hazbreak
- ¹⁹ drainage area
- ²⁰ Late transient region
- ²¹ Slug flow
- ²² Liquid hold up
- ²³ standing liquid column
- ²⁴ segregated
- Tests data from linear reservoirs by conventional methods*". SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, SPE-16777-MS.
- [22] Salem, A. (2020). "Determination of average reservoir pressure using pressure build up test: analytical and simulation approach for egyptian oil fields". Journal of Petroleum and Mining Engineering, 21: 1-8.
- [23] Mikhail, S. T., Evgeniy, A. G., and Vladimir, V. P. (2022). "Permeability evolution of porous sandstone in the initial period of oil production: comparison of well test and core flooding data". Energies, 15: 37-61.
- [24] Chaudhry, A. U. (2004). "Oil well testing handbook". Elsevier, Advanced TWPSOM petroleum system, Inc. Houston, Texas, pp. 180.
- [25] Fair, C., and Redman, M. (2002). "Gas condensate and oil welltesting from the surface". SPE Annual Technical Conferene and Exhibition, San Antonio, Texas, 29 September- 2 October.
-
- ¹ Compensated temperature range
- ² Minh Vo
- ³ Pipesim
- ⁴ Wellbore storage