

A relationship to estimate the optimal drilling mud pressure in oil wells in carbonate formations of southern Iran oil fields

N. Behnam¹, M. Hosseini^{2,*}, S. Shahbazi³

¹ M.Sc. student, Department of Mining Engineering, Imam Khomeini International University

² Associate Professor, Department of Mining Engineering, Imam Khomeini International University

³ M.Sc. mining engineering, Department of Mining Engineering, Imam Khomeini International University

Review History:

Received: 2019-04-14

Revised: 2019-05-25

Accepted: 2019-06-15

Available Online: 2019-07-04

Keywords:

Oil well stability

Optimal drilling mud pressure

Southern oil fields

NYZA method.

ABSTRACT: The analysis and prediction of well wall stability is considered as one of the most important and critical points in drilling operations. The instability of the well wall is one of the most serious problems in the oil and gas well drilling industry because it can lead to loss of part of the well or its entirety, which ultimately results in delays in operations, increased costs Drilling and delay will occur at the time of operation. One of the most important ways to cope with this problem is to determine the optimal drilling mud pressure. The pressure of the mud should be so high that it is in proportion to the amount of tension in the pores and pockets, and to the extent that the well after the large tensile fractures caused by the high pressure of the mud, as well as the shear fractures due to low pressure It will be safe. The aim of this study was to obtain a relationship to estimate the optimal drilling mud pressure in wells in the oil-rich regions of southern Iran. To achieve this goal, information of a number of oil wells was collected in the oil fields of southern Iran and then, using FLAC2D software, a limited-scale numerical program limited to oil wells, oil wells were analyzed in two Equilibriums and equilibriums modes have been investigated. Ultimately, for determination of the stability of the optimum drilling mud in the elastoplastic method, the method of determining the normalized level of NYZA has been used. In each step, optimal drilling mud pressure is calculated and finally, a correlation is presented using SPSS software through multivariate linear regression. This relationship is a linear relationship in which the optimal drilling mud pressure is estimated by parameters of minimum and maximum horizontal tensions, pore pressure, internal friction angle and cohesion.

1. INTRODUCTION

Well drilling is the main process in obtaining access to petroleum reservoirs and petroleum production. The fact that the well passes through various layers with different properties makes the drilling a risky process. The instability of the wellbore during drilling through formations is one of the most expensive, serious problems faced by the oil industry. This issue can eventually cause delays in drilling operations, loss of production time and increase drilling costs. 5 to 10 % of the total annual costs of drilling, production, and operation of a well is related to the problems caused by the instability of the wellbore. The global costs of such problems are estimated at over two billion dollars a year, making research on this issue even more vital [1]. Due to the ever-increasing costs of maintenance required to stabilize the wall of oil wells, oil companies have shown more willingness to use open-hole wells (no stabilizer), making the identification of all the effective parameters on the instability of wells necessary. The effective parameters on the stability of the wall of oil wells include in-situ stresses, rock properties, drilling mud pressure and drilling path (direction and deviation from the vertical),

some of which are manageable and others are not [2].

The methods used for the analysis of the stability of wellbore walls and the determination of the optimal pressure of drilling mud include using the failure criteria and numerical methods. The previous research and literature in this regard include a study by Shahbazi on numerical modeling of wellbore behavior in shale formations for an oil well in Marun field [3], a study by Sasaninia et al. on determining the optimal interval for drilling mud pressure using the FLAC^{2D} in an oil field in south western Iran [4], a study by Farzai et al. on determining the optimal drilling mud pressure in Kangan and upper Dalan formations based on the core data [5], a study by Asgari et al. on analyzing the stability of wellbore and determining the range of mud weight using the NYZA method in an oil field in southern Iran [6], Study by Fatemi Aghda et al. on determining the drilling mud drilling mud weight to increase the stability of the wellbore walls in an oil field in south western Iran [7], a study by Movahedinia et al. on the calculation of optimal mud pressure using various failure criteria for an oil well in Salman oil field [8], study by Asgari et al. on the stability of the well and determining the optimal mud pressure in an oil field in southern Iran[9], study by Chamanzad et al. on geomechanic modeling and determination of safe mud

*Corresponding author's email: mahdi_hosseini@ikiu.ac.ir



window for an oil well in Azadegan oil field [10], study by Maleki et al. on determination of optimal mud weight using the Mohr-Coulomb failure criterion in order to stabilize the oil wells in an oil field in southern Iran [11]. Library studies show that so far no relationship is proposed for estimation of the optimal drilling mud pressure in carbonate formations of oil wells in oil fields of southern Iran. This is considered one of the points of this study. The aim of this study is to provide a relationship for the estimation of the optimal drilling mud pressure in carbonate reservoirs of oil wells in oil fields of southern Iran.

3. NUMERICAL MODELING AND ANALYSIS OF RESULTS

In this study, stability and optimal drilling mud pressure of 16 wells in the oil fields of southern Iran are investigated using FLAC^{2D} software in three drilling modes of drilling with no mud weight, underbalanced drilling, and overbalanced drilling. In all the models, for each well, four different amounts of mud pressure were calculated, which include two mud pressures of 0.69 and 1.38 higher than pore pressure for overbalanced drilling and two mud pressures of 0.69 and 1.38 lower than pore pressure for underbalanced drilling. To analyze the results obtained from modeling, the Normalized Yielded Zone Area (NYZA) is used. In this method, the changes in plastic zone around the well resulted by pressure from different muds, including the model outputs from the FLAC^{2D}, were transferred into AutoCAD. Then, the plastic zone size (Normalized Yielded Zone Area) around the wellbore wall was calculated for the different pressures of mud and. By dividing them by the initial area of the well, the NYZA value was calculated for the different mud pressures. Finally, after drawing the NYZA graph with respect to drilling mud pressure of each well, the optimal mud pressure was calculated for all 16 wells. Then, SPSS software was used to analyze the data and obtain the estimated optimal pressure of the drilling mud through multivariate linear regression. The relationship derived from this model is as follows (Eq. 1):

$$P_{mud} = 18.893 + 0.91(P_p) + 0.281(\sigma_{Hmax}) - 0.224(\sigma_{Hmin}) - 16.887(\tan\phi) - 0.82(C) \quad (1)$$

In this relationship, P_{mud} is the optimal drilling mud pressure in MPa, P_p is the formation pore pressure in MPa, σ_{Hmax} maximum horizontal stress in MPa, σ_{Hmin} is the minimum horizontal stress in MPa, C is the cohesion and ϕ is the angle of internal friction.

In the end, there are tests to verify the proposed relationship for controlling the regression relation, all of which were carried out for the proposed relationship. The results indicate the validity of the proposed relationship. Also for the validation of the proposed relationship, three wells have been investigated from the oil fields of southern Iran. The difference between the drilling mud pressure presented in the results of previous literature and the optimal mud pressure obtained from the proposed relationship is very small and is regarded as negligible in the drilling and stabilization operations of wellbores.

3- CONCLUSION

The results of this research are:

1. The modeling conducted for well 14 showed that the displacement of the wellbore wall by drilling in the absence of mud pressure was 2.165×10^{-2} m, in overbalanced drilling it was 1.252×10^{-4} m and in underbalanced drilling it was 1.355×10^{-4} m. It can be seen that in drilling with mud pressure compared to drilling in the absence of mud pressure, the amount of plastic surface, as well as the displacements around the well in the underbalanced and overbalanced drilling modes were reduced greatly. The overbalanced drilling mode showed a greater reduction compared to underbalanced drilling mode.

2. According to the NYZA diagram, it can be understood that the amount of mud pressure is inversely proportional to the amount of NYZA and with the increase in mud pressure, the NYZA rate decreases and wellbore wall stability increases.

3. This relationship is a linear relationship that estimates the optimal drilling mud pressure with respect to the minimum and maximum horizontal stresses, pore fluid pressure, cohesion, and internal friction angle.

4. In this relationship, the pore fluid pressure showed the greatest contribution, compared to the other parameters, to the estimation of the optimal drilling mud pressure.

5. Considering the amount of NYZAs obtained for different mud pressures, it can be concluded that the optimal NYZA value for stability in the oil fields of southern Iran is between 0.05 and 0.5. It can also be concluded that the mean NYZA for underbalanced drilling is 0.26 and for overbalanced drilling is 0.22.

REFERENCES

- [1] G. Xu, Wellbore stability in geomechanics, University of Nottingham, 2007.
- [2] D. Wiprut, M. Zoback, High horizontal stress in the Visund field, Norwegian North Sea: consequences for borehole stability and sand production, in: SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering, Society of Petroleum Engineers, 1998.
- [3] S. Shahbazi, Numerical modeling of the oil well behavior in shale formations M.Sc. Thesis, Imam Khomeini international university, 2015. (in Persian).
- [4] N. Sasaninia, F. Rezai Mirghaed, A. Shabkouhi kakhesh, Determination of the optimal interval of drilling mud pressure using FLAC software in one of the oil fields of southwest Iran, in: the international conference of research in science and technology, 2015. (in Persian).
- [5] O. Farzai, S.A. Khatibi, Determination of optimal mud pressure in Kangan and upper Dalan formations based on core data, in: the 2nd national conference on petroleum Geomechanics 2015. (in Persian).
- [6] R. Asgari, M. Heidarizadeh, H. Memarian, Studying the stability of the well and determining the range of mud weight using NYZA method in one of the oil fields in southern Iran Oil and gas exploration and production, 96(146) (2017) 59-65. (in Persian).
- [7] S.M. Fatemi Aghda, M. Talkhabo, A. Taheri Haji Vand, Geomechanics modeling and determination of safe mud window to prevent instability of the wellbore wall (case study: one of the oil fields in southwest Iran), in: the national conference on geology and exploration of resources, Shiraz, 2014. (in Persian).

- [8] A. Movahedinia, M.K. Ghasem Alaskari, M.Yarahmadi, Estimation of optimal mud pressure using different failure criterion in directional wells (case study: well 5sk2 in Salman oil field), *Petroleum Research*, 23(73) (2013) 104-112. (in Persian).
- [9] R. Asgari, M.A. Aghighi, N.A. Ghavidel, R. Balghan Abadi, The stability of the wellbore and the determination of optimal mud pressure in one of the oil fields in southern Iran, in: the first oil geomechanics conference, 2015. (in Persian).
- [10] M.A. Chamanzad, S. Nowruzi Bazminabadi, A. Ramezanzade, B.V. Tokhmchi, H. Nowruzi, Geomechanical modeling and determination of safe mud window (case study: a well in Azadegan oil Field), in: The first national conference on petroleum geomechanics, 2015. (in Persian).
- [11] Sh. Maleki, M. Ebrahimi, A. Moradzade, F. Sadeghzade, Determining the optimal mud weight using the Mohr-Coulomb failure criteria for the stability of oil wells (Case study: one of the oil fields of southern Iran), in: the first petroleum technical conference and exhibition, 2013. (in Persian).

HOW TO CITE THIS ARTICLE

N. Behnam, M. Hosseini, S. Shahbazi, A relationship to estimate the optimal drilling mud pressure in oil wells in carbonate formations of southern Iran oil fields, Amirkabir J. Civil Eng., 52(10) (2021) 589-592.

DOI: [10.22060/ceej.2019.16129.6135](https://doi.org/10.22060/ceej.2019.16129.6135)





ارائه رابطه‌ای برای تخمین فشار بهینه گل حفاری در چاه‌های نفت در سازندهای کربناته مناطق نفت خیز جنوب ایران

ناصر بهنام^۱، مهدی حسینی^{۲*}، سینا شهبازی^۳

^۱ دانشجوی کارشناسی ارشد، دانشگاه بین المللی امام خمینی (ره)

^۲ دانشیار دانشگاه بین المللی امام خمینی (ره)

^۳ کارشناس ارشد، دانشگاه بین المللی امام خمینی (ره)

تاریخچه داوری:

دریافت: ۱۳۹۸-۰۱-۲۵

بازنگری: ۱۳۹۸-۰۳-۰۴

پذیرش: ۱۳۹۸-۰۳-۲۵

ارائه آنلاین: ۱۳۹۸-۰۴-۱۳

کلمات کلیدی:

پایداری چاه نفت

فشار بهینه گل حفاری

مناطق نفت خیز جنوب

روش NYZA

خلاصه: تحلیل و پیش بینی پایداری دیواره چاه بعنوان یکی از نکات حساس و بحرانی در عملیات حفاری به شمار می رود. ناپایداری دیواره چاه یکی از مهم ترین و جدی ترین مشکلات در صنعت حفاری چاه های نفت و گاز است، زیرا این مساله می تواند منجر به از دست دادن بخشی از چاه یا کل آن شود که این امر در نهایت سبب تأخیر در عملیات حفاری، افزایش هزینه های حفاری و تأخیر در زمان بهره برداری را به دنبال خواهد داشت. یکی از راهکارهای مهم برای مقابله با این مشکل تعیین فشار بهینه گل حفاری است. فشار گل باید به قدری کافی باشد که نسبت به میزان تنش موجود در خلل و فرج سازند برتری داشته باشد و به میزانی باشد که چاه از شکستگی های کششی که در اثر فشار زیاد گل ایجاد می شوند و همچنین شکستگی های برشی که به دلیل فشار گل کم صورت می گیرد ایمن باشد. این مطالعه با هدف بدست آوردن رابطه ای برای تخمین فشار بهینه گل حفاری در چاه های مناطق نفت خیز جنوب ایران انجام شده است. برای رسیدن به این هدف ابتدا یک سری اطلاعات چاه های نفت در مناطق نفت خیز جنوب ایران جمع آوری شده و سپس با استفاده از نرم افزار $FLAC^{2D}$ که یک برنامه عددی بر مبنای روش تفاضل محدود است، به مدلسازی چاه نفت پرداخته شده و پایداری چاه نفت در دو حالت تحت تعادل و بالای تعادل مورد بررسی قرار گرفته شده است. در نهایت برای تحلیل پایداری و تعیین فشار بهینه گل حفاری در روش الاستوپلاستیک از روش تعیین سطح نرمالیزه (NYZA)^۱ استفاده شده است که در هر مرحله فشار بهینه گل حفاری محاسبه و در نهایت به کمک نرم افزار SPSS رابطه ای از طریق رگرسیون خطی چند متغیره ارائه شده است. این رابطه یک رابطه خطی می باشد که در آن فشار بهینه گل حفاری توسط پارامترهای تنش های افقی حداقل و حداکثر، فشار منفذی، زاویه اصطکاک داخلی و چسبندگی تخمین زده می شود.

1 Normalized Yielded Zone Area

۱- مقدمه

مشکلاتی است که صنعت نفت با آن مواجه است. این مساله می تواند در نهایت سبب تأخیر در عملیات حفاری، از دست دادن زمان تولید و افزایش هزینه های حفاری چاه شود. سالانه ۵-۱۰٪ کل هزینه های حفاری و تولید و بهره برداری یک چاه مربوط به مشکلات ناشی از عدم پایداری چاه می باشد. هزینه های ناشی از این مشکلات در جهان بالغ بر دو میلیارد دلار در سال برآورد شده است بنابراین تحقیق در

حفاری چاه، اصلی ترین فعالیت به منظور دسترسی به مخزن نفتی و تولید نفت می باشد. با توجه به آنکه چاه از میان لایه هایی با خواص متفاوت می گذرد، فرآیند حفاری پر مخاطره می باشد. ناپایداری چاه در مرحله حفاری درون سازندها یکی از پرخرج ترین و جدی ترین

* نویسنده عهده دار مکاتبات: mahdi_hosseini@ikiu.ac.ir



چاه‌های میدان نفتی آزادگان [۱۰]، مطالعات ملکی و همکاران در مورد تعیین وزن بهینه گل با استفاده از معیار شکست موهر- کلمب جهت پایداری چاه‌های نفتی در یکی از میداین جنوب ایران [۱۱] اشاره کرد. مطالعات کتابخانه ای نشان می‌هد تا کنون در ایران رابطه‌ای برای تخمین فشار بهینه گل حفاری در سازندهای کربناته چاه های نفتی مناطق نفت خیز جنوب ایران ارائه نشده است. این مورد جزو امتیاز این پژوهش محسوب می‌شود. هدف در این تحقیق ارائه رابطه ای برای تخمین فشار بهینه گل حفاری در سازندهای کربناته چاه های نفتی مناطق نفت خیز جنوب ایران است.

۲- نحوه محاسبه خواص ژئومکانیکی مخزن از داده های لاگ چاه

مشخصات مکانیکی سازند از طریق روابطی که در (جدول ۱) آمده است محاسبه شده است.

$$v_d = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} \quad (1)$$

$$E_d = \frac{\rho_b V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2} \quad (2)$$

$$E_s = 0.541E_d + 12.852 \quad (3)$$

$$G_s = \frac{E_s}{2(1+\nu)} \quad (4)$$

$$K_s = \frac{E_s}{3(1-2\nu)} \quad (5)$$

$$\overline{UCS} = 2.45V_p^{1.82} \quad (6)$$

$$\sigma_t = \frac{1}{10} \times UCS \quad (7)$$

$$UCS = 2S_0 \left[(\mu_i^2 + 1)^{\frac{1}{2}} + \mu_i \right] \quad (8)$$

$$\phi = 26.5 - 37.4(1 - NPHI - V_{shale}) + 62.1(1 - NPHI - V_{shale})^2 \quad (9)$$

$$V_{shale} = \frac{GR - GR_{min}}{GR - GR_{max}} \quad (10)$$

این خصوص ضروری به نظر می‌رسد [۱]. با توجه به افزایش روز افزون هزینه‌های نگهداری مورد نیاز برای پایدارسازی دیواره چاه‌های نفتی، شرکت‌های نفتی تمایل بیشتری برای استفاده از چاه‌های باز (بدون نگهداری) نشان داده‌اند، در نتیجه شناخت تمام پارامترهای مؤثر بر ناپایداری دیواره چاه‌ها الزامی است. پارامترهای مؤثر بر پایداری دیواره چاه های نفتی عبارتند از: تنش های برجا، فشار منفذی سازند، خصوصیات سنگ، فشارگل حفاری، و مسیر حفاری (راستا و انحراف چاه از حالت قائم) که بعضی از آن ها قابل کنترل و بعضی غیرقابل کنترل هستند. فشار بهینه گل حفاری تابعی از تنش‌های افقی حداقل و حداکثر، فشار منفذی، زاویه اصطکاک داخلی و چسبندگی است. [۲] هدف از این تحقیق ارائه رابطه‌ای برای تخمین فشار بهینه گل حفاری برای بهبود اقتصادی عملیات حفاری و جلوگیری از مشکلاتی همچون هرزروی گل حفاری و ریزش دیواره چاه در حین حفاری و تولید برای چاه‌های نفت در مناطق نفت خیز جنوب ایران می‌باشد.

روش‌هایی که برای بررسی پایداری دیواره چاه و تعیین فشار بهینه گل حفاری است شامل استفاده از معیارهای شکست و روش‌های عددی می‌شود که از تحقیقات گذشته و مطالعات انجام گرفته می‌توان به مطالعات شهپازی در مورد مدلسازی عددی رفتار چاه نفت در تشکیلات شیلی در یکی از چاه های نفت میدان مارون [۳]، مطالعات ساسانی نیا و همکاران در مورد تعیین بازه بهینه فشار گل حفاری با استفاده از نرم افزار FLAC^{3D} در یکی از میداین نفتی جنوب غربی ایران [۴]، مطالعات فرزای و همکاران در مورد تعیین فشار بهینه گل حفاری در سازند کنگان و دالان بالایی بر اساس اطلاعات مغزه [۵]، مطالعات عسگری و همکاران که به بررسی پایداری چاه و تعیین بازه وزن گل حفاری با استفاده از روش NYZA در یکی از میداین نفتی جنوب ایران [۶]، مطالعات فاطمی عقدا و همکاران در مورد تعیین وزن گل بهینه به منظور افزایش پایداری دیواره چاه با استفاده از معیارهای مختلف شکست در یکی از میداین نفتی جنوب غرب ایران [۷]، مطالعات موحدی نیا و همکاران در مورد برآورد فشار بهینه گل حفاری با استفاده از معیارهای مختلف شکست در یکی چاه‌های میدان نفتی سلمان [۸]، مطالعات عسگری و همکاران در مورد پایداری چاه و تعیین فشار بهینه گل در یکی از میداین نفتی جنوب ایران [۹]، مطالعات چمن زاد و همکاران در مورد مدل سازی ژئومکانیکی و تعیین پنجره ایمن گل حفاری در یکی از

جدول ۱. روابط مورد استفاده برای بدست آوردن خصوصیات مکانیکی سازند
Table 1. The correlations used to obtain mechanical properties of the formation

تعریف پارامترهای موجود در فرمول ها	رابطه های مورد استفاده
که در آن v_d ، نسبت پواسون دینامیکی و Vp و Vs ، سرعت موج فشاری و موج برشی برحسب کیلومتر بر ثانیه [۱۲]	$v_d = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} \quad (1)$
که در آن E_d ، مدول یانگ دینامیکی برحسب گیگاپاسکال و ρ_b ، چگالی برحسب گرم بر سانتیمترمکعب و Vp و Vs ، سرعت موج فشاری و موج برشی برحسب کیلومتر بر ثانیه [۱۲]	$E_d = \frac{\rho_b V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2} \quad (2)$
که در آن E_s ، مدول یانگ استاتیکی برحسب گیگاپاسکال و E_d ، مدول یانگ دینامیکی برحسب گیگاپاسکال [۱۳]	$E_s = 0.541E_d + 12.852 \quad (3)$
که در آن G_s و E_s ، مدول برشی استاتیکی و مدول یانگ استاتیکی برحسب گیگاپاسکال و ν_s ، نسبت پواسون استاتیکی [۱۴]	$G_s = \frac{E_s}{2(1+\nu)} \quad (4)$
که در آن K_s و E_s ، مدول بالک استاتیکی و مدول یانگ استاتیکی برحسب گیگاپاسکال و ν_s ، نسبت پواسون استاتیکی [۱۴]	$K_s = \frac{E_s}{3(1-2\nu)} \quad (5)$
که در آن UCS ، مقاومت فشاری تک محوره برحسب مگاپاسکال و Vp ، سرعت موج فشاری برحسب کیلومتر بر ثانیه [۱۵]	$UCS = 2.45V_p^{1.82} \quad (6)$
که در آن UCS ، مقاومت فشاری تک محوره برحسب مگاپاسکال و σ_t ، مقاومت کششی برحسب مگاپاسکال [۱۶]	$\sigma_t = \frac{1}{10} \times UCS \quad (7)$
که در آن UCS ، مقاومت فشاری تک محوره برحسب مگاپاسکال و S_0 ، چسبندگی برحسب مگاپاسکال و μ_i ، تانژانت زاویه اصطکاک داخلی [۱۴]	$UCS = 2S_0 \left[(\mu_i^2 + 1)^{\frac{1}{2}} + \mu_i \right] \quad (8)$
که در آن ϕ ، تخلخل و $NPHI$ ، تخلخل نوترون و V_{shale} ، حجم شیل [۱۷]	$\phi = 26.5 - 37.4(1 - NPHI - V_{shale}) + 62.1(1 - NPHI - V_{shale})^2 \quad (9)$
که در آن V_{shale} ، حجم شیل و GR ، مقدار اشعه گاما ری و GR_{min} و GR_{max} ، حداقل و حداکثر مقدار اشعه گاما ری در عمق مورد نظر [۱۷]	$V_{shale} = \frac{GR - GR_{min}}{GR - GR_{max}} \quad (10)$

۳- نحوه محاسبه تنش های قائم، افقی حداقل و افقی حداکثر

تنش قائم در هر نقطه از چاه معادل وزن روباره می باشد که با استفاده از رابطه (۱۱) محاسبه می شود [۱۴].

$$\sigma_v = \sum_{i=1}^n \rho_i h_i g \quad (11)$$

که در آن σ_v ، تنش قائم و ρ_i ، چگالی و h_i ، ضخامت لایه i ام و g ، ثابت شتاب گرانشی هستند.

برای به دست آوردن تنش افقی حداقل و حداکثر با توجه به رژیم تنش در هر منطقه از تئوری گسلش اندرسون و رسم چند ضلعی تنش استفاده شده است. با استفاده از روابط (۱۲) و (۱۳) برای حالات مختلف گسلش می توان مقدار تنش های افقی حداقل و حداکثر را محاسبه کرد [۱۴].

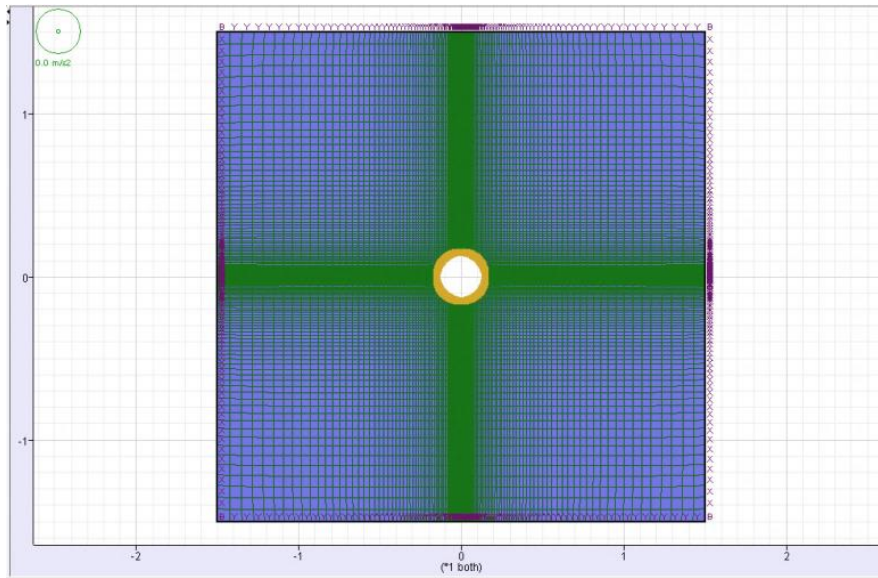
$$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} = \frac{S_v - P_p}{S_{h_{min}} - P_p} \leq \left[(\mu^2 + 1)^{\frac{1}{2}} + \mu \right]^2 \quad (12)$$

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} = \frac{S_{H_{max}} - P_p}{S_v - P_p} \leq \left[(\mu^2 + 1)^{\frac{1}{2}} + \mu \right]^2 \quad (13)$$

که در آن σ_1 ، تنش اصلی حداکثر و σ_3 ، تنش اصلی حداقل و S_v ، تنش قائم و P_p ، فشار منفذی سازند و $S_{h_{min}}$ ، تنش افقی حداقل و $S_{H_{max}}$ ، تنش افقی حداکثر و μ ، تانژانت زاویه اصطکاک داخلی هستند.

۴- مدلسازی عددی چاه نفت با استفاده از نرم افزار FLAC^{۲D}

در این تحقیق پایداری و تعیین فشار بهینه گل حفاری ۱۶ چاه از مناطق نفت خیز جنوب ایران با استفاده از نرم افزار FLAC^{۲D} در



شکل ۱. ابعاد مدل ساخته شده و شبکه بندی در اطراف چاه

Fig. 1. The dimensions of the model and meshing around the wellbore

جدول ۲. مشخصات سیال منفذی (نفت)

Table 2. Specifications of the pore fluid (oil)

ویژگی	مقدار	واحد
جرم مخصوص	۶۹۲	کیلوگرم بر متر مکعب
مدول بالک	۰/۶۳	گیگاپاسکال

جایی ها استفاده شده است به این صورت که مرزهای چپ و راست مدل در راستای X و مرزهای بالا و پایین در راستای Y ثابت شده است. بارگذاری مدل در راستای محورهای مختصات با توجه به مقادیر تنش های اصلی محاسبه شده صورت گرفته است. با توجه به اینکه مدلسازی هندسی در نرم افزار در صفحه X و Y انجام می گیرد در نتیجه تنش عمودی در راستای محوری چاه (محور Z) S_{zz} بوده و تنش های افقی حداقل و حداکثر به ترتیب در راستای محورهای X و Y ، S_{xx} و S_{yy} بر مرز مدل اعمال شده است. از طرفی به دلیل فشاری بودن، این تنش ها با علامت منفی و فشار منفذی با علامت مثبت به سازند مورد بررسی اعمال شده است.

در تمام مدل ها وزن مخصوص ۲۶۰۰ کیلوگرم بر متر مکعب در نظر گرفته شده است (شکل ۱). ویژگی سیال محیطی که همان نفت بوده با توجه به (جدول ۲) و نیز ویژگی های مکانیکی لایه سنگی با توجه به (جدول ۳) وارد نرم افزار شده است.

سه حالت حفاری بدون فشار گل، حفاری تحت تعادل^۱ و حفاری بالای تعادل^۲ مورد بررسی قرار گرفته و مدلسازی شده است. به طور معمول در حالت حفاری بدون اعمال فشار گل، هیچگونه فشاری از داخل چاه به دیواره چاه وارد نمی شود، در روش حفاری تحت تعادل فشار گل حدود ۰/۶۹ تا ۱/۳۸ مگاپاسکال کمتر از فشار منفذی و در حفاری بالای تعادل فشار گل حدود ۰/۶۹ تا ۱/۳۸ مگاپاسکال بیشتر از فشار منفذی سازند در نظر گرفته می شود [۱۸].

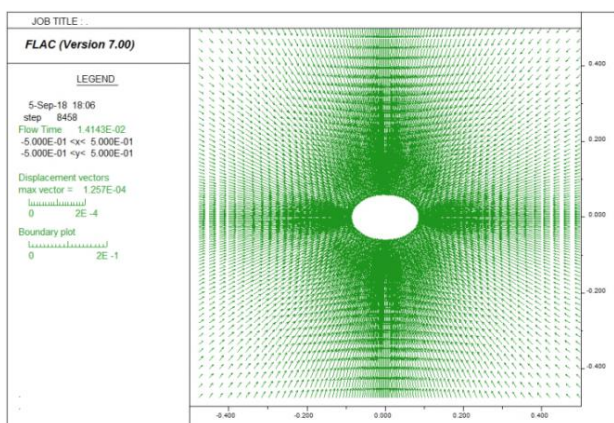
از آنجایی که روش الاستوپلاستیک نتایج واقعی تر از روش الاستیک ساده را در پی دارد در این مدلسازی روش الاستوپلاستیک مورد استفاده قرار گرفته است. معیار رایج در نظر گرفته شده در این مدلسازی که غالباً در تحلیل پایداری چاه نفت مورد استفاده قرار می گیرد معیار موهر-کلمب می باشد.

ابعاد مدل در این مدلسازی ۳ در ۳ متر می باشد. شعاع چاه در تمام مدل ها برابر ۱۵ سانتیمتر در نظر گرفته شده است. ابعاد مدل در این مدلسازی به اندازه ۱۰ برابر شعاع چاه از مرکز چاه فرض شده است. تراکم شبکه بندی در اطراف چاه بیشتر می باشد و با فاصله گرفتن از مرکز مدل و دیواره چاه این تراکم کمتر می شود. در این مدلسازی برای اعمال شرایط مرزی اولیه از روش محدود کردن جابه

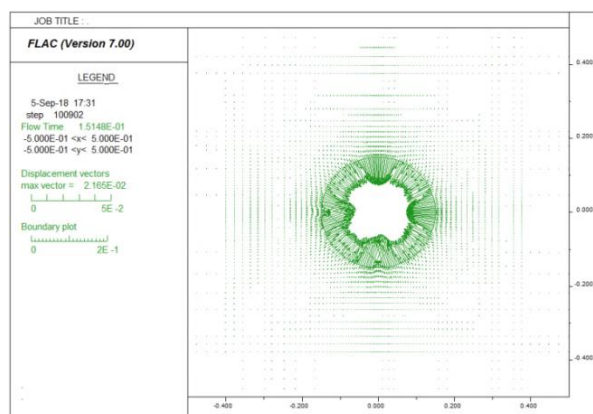
1 Underbalanced Drilling
2 Overbalanced Drilling

جدول ۳. داده‌های ورودی ۱۶ چاه جهت مدل‌سازی
Table 3. Input data used for modeling 16 wells

ردیف	مدول بالک (گیگاپاسکال)	مدول برشی (گیگاپاسکال)	چسبندگی (مگاپاسکال)	زاویه اصطکاک (درجه)	مقاومت کششی (مگاپاسکال)	تنش قائم (مگاپاسکال)	تنش افقی حداکثر (مگاپاسکال)	تنش افقی حداقل (مگاپاسکال)	فشار منفذی سازند (مگاپاسکال)
۱	۴۱/۶۶	۱۹/۲۳	۱۱/۶۰	۵۱/۴۸	۸/۱۰	۷۵/۰۶	۴۸/۱۲	۴۵/۷۱	۲۷/۴۶
۲	۱۳/۵۵	۱۰/۱۶	۶/۵۶	۴۹/۸۰	۴/۸۰	۶۸/۵۰	۵۱/۴۰	۳۷/۸۰	۲۷
۳	۶/۹۶	۴/۷۹	۴/۰۷	۴۷/۰۹	۳/۲۰	۵۹/۷۰	۶۲	۵۷/۹۰	۳۲
۴	۳۸/۴۹	۱۷/۷۶	۹/۰۵	۵۷/۳۶	۵/۳۰	۹۹/۸۰	۸۴	۶۳/۵۰	۴۳/۵۰
۵	۴۰/۲۲	۱۸/۵۶	۱۱/۲۰	۵۱/۵۹	۷/۸۰	۱۰۷/۸۰	۷۱/۲۰	۵۷/۸۰	۴۲
۶	۳۳/۳۳	۱۵/۳۸	۸/۴۱	۵۵/۶۵	۵/۲۰	۱۱۱/۸۰	۹۴/۷۰	۸۴/۵۰	۵۳/۵۰
۷	۲۶/۰۴	۱۹/۵۳	۱۱/۴۱	۴۹/۹۹	۸/۳۰	۱۰۳/۵۰	۷۵	۶۸	۵۴/۳۰
۸	۳۶/۶۶	۲۲	۱۱/۴۱	۵۴/۹۷	۷/۲۰	۱۰۹	۷۹/۸۰	۶۰	۴۰
۹	۱۰/۶۱	۷/۳۷	۴/۶۳	۵۳/۶۵	۳/۰۳	۹۹/۸۹	۶۹/۸۲	۵۷/۷۲	۳۵/۷۹
۱۰	۲۴/۶۶	۱۴/۸۰	۹/۹۶	۴۷/۲۳	۷/۸۰	۱۰۷/۸۰	۷۴/۶۰	۵۳/۵۰	۴۳/۵۰
۱۱	۱۶/۶۶	۱۲/۵۰	۹/۴۰	۴۲/۳۳	۸/۳۰	۱۱۷/۶۰	۷۹/۵۰	۶۵/۵۰	۴۵/۵۰
۱۲	۲۲/۵۰	۱۰/۳۸	۹/۹۷	۳۵/۷۹	۱۰/۲۰	۹۴	۷۰	۶۸	۲۶
۱۳	۲۶/۳۵	۱۴/۶۱	۷/۶۶	۵۵/۱۱	۴/۷۰	۷۸/۲۹	۵۴/۸۰	۵۰/۸۹	۳۲/۵۶
۱۴	۲۵/۴۴	۱۶/۱۵	۹	۵۳	۶	۸۲/۳۶	۵۷/۶۵	۵۳/۵۴	۳۱/۴۴
۱۵	۳۰/۱۷	۱۷/۵۰	۹/۸۰	۵۳/۵۰	۶/۵۰	۹۷/۳۷	۶۸/۱۶	۶۳/۲۹	۳۱/۶۱
۱۶	۳۰/۱۹	۱۵/۴۸	۸/۱۰	۵۴	۵/۱۰	۹۷/۸۳	۶۸/۴۸	۶۳/۵۹	۳۴/۴۲



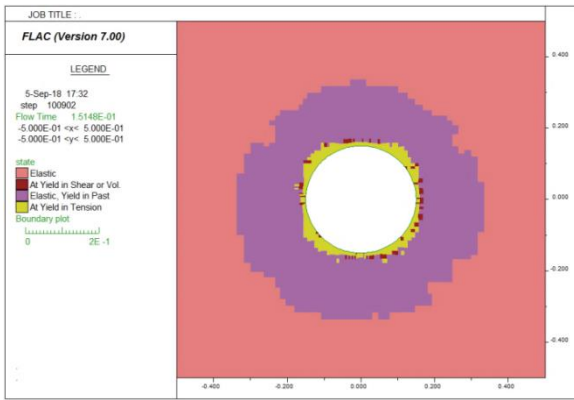
شکل ۳. بردارهای جابجایی مدل در حفاری بالای تعادل (چاه شماره ۱۴)
Fig. 3. Model displacement vectors in well drilling, with applying overbalanced drilling (well No. 14)



شکل ۲. بردارهای جابجایی مدل در حفاری چاه، بدون اعمال فشار گل (چاه شماره ۱۴)
Fig. 2. Model displacement vectors in well drilling, without applying mud pressure (well No. 14)

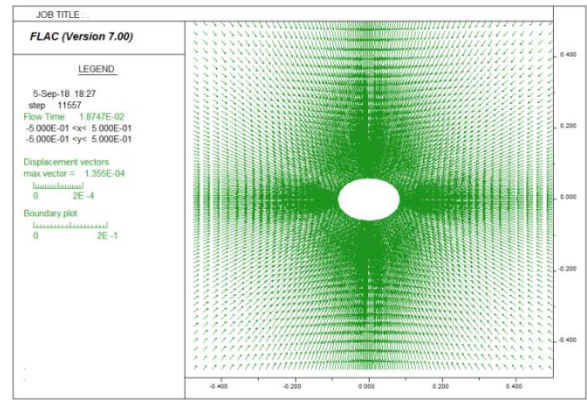
یکی از چاه‌ها (چاه شماره ۱۴) در سه حالت حفاری بدون فشار گل، حفاری بالای تعادل و حفاری تحت تعادل انجام گرفته شده است.

۵- نتایج مدل‌سازی
به طور کلی در این قسمت تحلیل و تفسیر نتایج مدل‌سازی

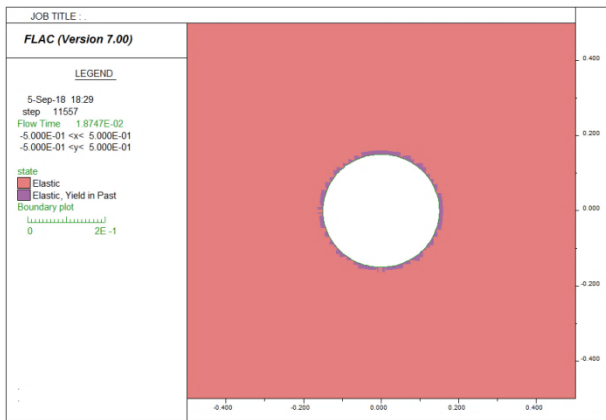


شکل ۵. وضعیت الاستوپلاستیک اطراف مدل در حفاری چاه، بدون اعمال فشار گل (چاه شماره ۱۴)

Fig. 5. Elasto-plastic conditions around the model without applying mud pressure (Well No.14)

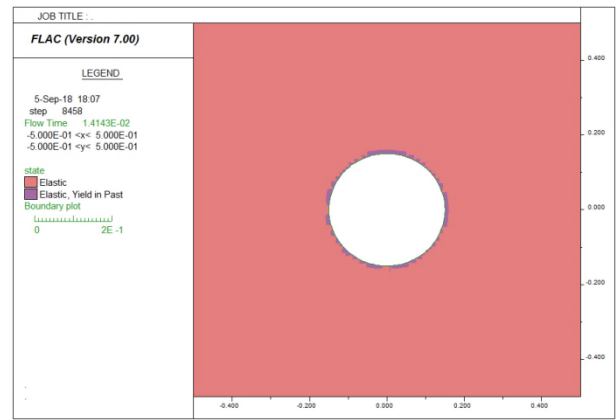


شکل ۴. بردارهای جابجایی مدل در حفاری تحت تعادل (چاه شماره ۱۴)
Fig. 4. Model displacement vectors in well drilling, with applying underbalanced drilling (well No. 14)



شکل ۷. وضعیت الاستوپلاستیک اطراف مدل در حفاری تحت تعادل (چاه شماره ۱۴)

Fig. 7. Elasto-plastic conditions around the model in underbalanced drilling (Well No.14)



شکل ۶. وضعیت الاستوپلاستیک اطراف مدل در حفاری بالای تعادل (چاه شماره ۱۴)

Fig. 6. Elasto-plastic conditions around the model in overbalanced drilling (Well No.14)

(Y) به وجود آمده و نشان می دهد که چاه در مقایسه با حفاری بدون فشار گل پایدارتر بوده و جابه جایی دیواره چاه به اندازه $2/152 \times 10^{-2}$ متر کاهش یافته است.

در (شکل ۴) بیشترین میزان جابه جایی $1/355 \times 10^{-4}$ متر بوده که در دیواره چاه در راستای تنش افقی حداکثر (در راستای محور Y) به وجود آمده و نشان می دهد که جابه جایی دیواره چاه در مقایسه با حفاری بالای تعادل به اندازه $1/31 \times 10^{-5}$ متر بیشتر می باشد و نسبت به حفاری بدون فشارگل جابه جایی به اندازه $2/151 \times 10^{-2}$ متر کاهش یافته است.

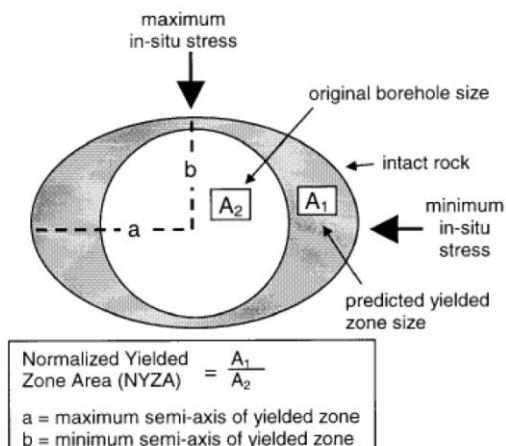
یکی از مهم ترین گزارشات در تحلیل پایداری دیواره چاه، وضعیت

در اشکال (۲ تا ۴) بردارهای جابه جایی^۱ مدل به ترتیب در حفاری بدون اعمال فشار گل، حفاری بالای تعادل و حفاری تحت تعادل آورده شده است.

همانطور که ملاحظه می شود با توجه به اشکال (۲ تا ۴)، تمام جابجایی ها به درون چاه می باشد که بیشترین میزان جابجایی در (شکل ۲) به اندازه $2/165 \times 10^{-2}$ متر در دیواره چاه مربوط به حالت حفاری بدون اعمال فشار گل است.

در (شکل ۳) بیشترین میزان جابه جایی $1/257 \times 10^{-4}$ متر بوده که در دیواره چاه در راستای تنش افقی حداکثر (در راستای محور

1 Displacement Vector



شکل (۸). شماتیکی برای مفهوم NYZA [۱۹]

Fig. 8. Schematic representation of NYZA concept [19]

الاستوپلاستیک اطراف چاه می باشد که در سه حالت حفاری بدون اعمال فشار گل، حفاری بالای تعادل و حفاری تحت تعادل به ترتیب در اشکال (۵ تا ۷) آورده شده است. همانطور که ملاحظه می شود با توجه به اشکال (۵ تا ۷) بیشترین سطح پلاستیک مربوط به حفاری بدون فشار گل است و کمترین سطح پلاستیک مربوط به حفاری بالای تعادل می باشد.

یکی از روش های تحلیل پایداری دیواره چاه و تعیین فشار گل برای پایداری چاه در روش الاستوپلاستیک، محاسبه سطح تسلیم نرمالیزه (NYZA) است. سطح تسلیم نرمالیزه از تقسیم مساحت ناحیه پلاستیک اطراف دیواره چاه به مساحت اولیه چاه بدست می آید. (شکل ۸) سطح تسلیم نرمالیزه را نشان می دهد که مقدار آن از رابطه (۱۴) بدست می آید [۱۹].

$$NYZA = \frac{A_1}{A_2} \quad (14)$$

که در آن NYZA، سطح تسلیم نرمالیزه و A_1 ، مساحت ناحیه پلاستیک اطراف دیواره چاه (مساحت قسمت هاشور خورده) و A_2 ، مساحت اولیه چاه (مساحت دایره تو خالی) مقدار بحرانی پارامتر NYZA برابر یک می باشد. شروع مشکلات بی ثباتی چاه اغلب زمانی رخ می دهد که NYZA از مقدار بحرانی ۱ بیشتر باشد. بر اساس روش مک لیلان و هاوکس، چاه در شرایط

الاستوپلاستیک اطراف چاه می باشد که در سه حالت حفاری بدون اعمال فشار گل، حفاری بالای تعادل و حفاری تحت تعادل به ترتیب در اشکال (۵ تا ۷) آورده شده است.

همانطور که ملاحظه می شود با توجه به اشکال (۵ تا ۷) بیشترین سطح پلاستیک مربوط به حفاری بدون فشار گل است و کمترین سطح پلاستیک مربوط به حفاری بالای تعادل می باشد.

۶- تحلیل نتایج

یکی از روش های تحلیل پایداری دیواره چاه و تعیین فشار گل برای پایداری چاه در روش الاستوپلاستیک، محاسبه سطح تسلیم نرمالیزه (NYZA) است. سطح تسلیم نرمالیزه از تقسیم مساحت ناحیه پلاستیک اطراف دیواره چاه به مساحت اولیه چاه بدست می آید. (شکل ۸) سطح تسلیم نرمالیزه را نشان می دهد که مقدار آن از رابطه (۱۴) بدست می آید [۱۹].

$$NYZA = \frac{A_1}{A_2} \quad (14)$$

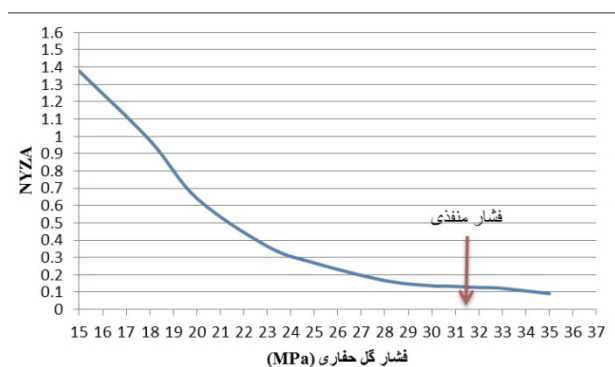
که در آن NYZA، سطح تسلیم نرمالیزه و A_1 ، مساحت ناحیه پلاستیک اطراف دیواره چاه (مساحت قسمت هاشور خورده) و A_2 ، مساحت اولیه چاه (مساحت دایره تو خالی)

مقدار بحرانی پارامتر NYZA برابر یک می باشد. شروع مشکلات بی ثباتی چاه اغلب زمانی رخ می دهد که NYZA از مقدار بحرانی ۱ بیشتر باشد. بر اساس روش مک لیلان و هاوکس، چاه در شرایط

جدول ۴. مقدار NYZA بدست آمده در فشار گل‌های مختلف برای ۱۶ چاه مورد نظر

Table 4. The amount of NYZA obtained at different mud pressures for 16 wells

فشار گل در حالت ۱/۳۸ بیشتر از فشار منفذی		فشار گل در حالت ۰/۶۹ بیشتر از فشار منفذی		فشار گل در حالت ۰/۶۹ کمتر از فشار منفذی		فشار گل در حالت ۱/۳۸ کمتر از فشار منفذی		ردیف
NYZA	فشار گل (مگاپاسکال)	NYZA	فشار گل (مگاپاسکال)	NYZA	فشار گل (مگاپاسکال)	NYZA	فشار گل (مگاپاسکال)	
۰/۰۵۲	۲۸/۸۴	۰/۰۶۰	۲۸/۱۵	۰/۰۸۰	۲۶/۷۷	۰/۰۸۵	۲۶/۰۸	۱
۰/۱۷۷	۲۸/۳۸	۰/۱۸۲	۲۷/۶۹	۰/۱۹۲	۲۶/۳۱	۰/۱۹۸	۲۵/۶۲	۲
۰/۳۸۶	۳۳/۳۸	۰/۴۱۰	۳۲/۶۹	۰/۴۴۵	۳۱/۳۱	۰/۴۶۸	۳۰/۶۲	۳
۰/۱۶۱	۴۴/۸۸	۰/۱۶۲	۴۴/۱۹	۰/۱۶۷	۴۲/۸۱	۰/۱۷۳	۴۲/۱۲	۴
۰/۱۴۵	۴۳/۳۸	۰/۱۵۸	۴۲/۶۹	۰/۱۶۵	۴۱/۳۱	۰/۱۷۵	۴۰/۶۲	۵
۰/۱۳۴	۵۴/۸۸	۰/۱۳۸	۵۴/۱۹	۰/۱۵۱	۵۲/۸۱	۰/۱۶۲	۵۲/۱۲	۶
۰/۰۶۵	۵۵/۶۸	۰/۰۶۶	۵۴/۹۹	۰/۱۰۲	۵۳/۶۱	۰/۱۱۳	۵۲/۹۲	۷
۰/۱۵۱	۴۱/۳۸	۰/۱۶۱	۴۰/۶۹	۰/۱۶۶	۳۹/۳۱	۰/۱۷۵	۳۸/۶۲	۸
۰/۳۲۷	۳۷/۱۷	۰/۳۲۴	۳۶/۴۸	۰/۳۵۸	۳۵/۱۰	۰/۳۸۲	۳۴/۴۱	۹
۰/۴۶۷	۴۴/۸۸	۰/۴۵۱	۴۴/۱۹	۰/۴۸۱	۴۲/۸۱	۰/۵۳۵	۴۲/۱۲	۱۰
۰/۴۳۳	۴۶/۸۸	۰/۴۵۳	۴۶/۱۹	۰/۴۹۹	۴۴/۸۱	۰/۵۲۶	۴۴/۱۲	۱۱
۰/۵۰۲	۲۷/۳۸	۰/۵۲۹	۲۶/۶۹	۰/۵۳۴	۲۵/۳۱	۰/۵۶۶	۲۴/۶۲	۱۲
۰/۱۱۰	۳۳/۹۴	۰/۱۲۲	۳۳/۲۵	۰/۱۳۷	۳۱/۸۷	۰/۱۴۳	۳۱/۱۸	۱۳
۰/۱۱۴	۳۲/۸۲	۰/۱۲۴	۳۲/۱۳	۰/۱۳۴	۳۰/۷۵	۰/۱۳۷	۳۰/۰۶	۱۴
۰/۱۳۷	۳۲/۹۹	۰/۱۴۵	۳۲/۳۰	۰/۱۵۶	۳۰/۹۲	۰/۱۵۸	۳۰/۲۳	۱۵
۰/۱۵۲	۳۵/۸۰	۰/۱۵۱	۳۵/۱۱	۰/۱۷۸	۳۳/۷۳	۰/۱۸۴	۳۳/۰۴	۱۶



شکل ۹. میزان NYZA در فشار گل‌های مختلف در مدل‌سازی عددی (چاه شماره ۱۴)

Fig. 9. NYZA at different drilling mud pressures (Well No. 14)

۱۶ چاه محاسبه و در (جدول ۵) آورده شده است.

۷- تحلیل آماری با استفاده از نرم افزار SPSS

در این تحقیق برای تجزیه و تحلیل داده‌ها و بدست آوردن رابطه

بهترین مقدار برای محاسبه ی فشارهای گل بهینه می باشد. بنابراین پس از رسم نمودار NYZA در مقابل فشار گل حفاری برای تک تک چاه ها، مانند نمودار (شکل ۹) بدست آمده از مدل‌سازی عددی (چاه شماره ۱۴)، میزان فشار گل در $NYZA=0/5$ برای تمام

جدول ۵. میزان فشار گل در $NYZA=0.5$ برای ۱۶ چاه

Table 5. Drilling mud pressures for 16 wells at $NYZA=0.5$

ردیف	فشار گل (MPa)	ردیف	فشار گل (MPa)
۱	۱۵/۹۰	۹	۳۲/۷۵
۲	۲۱/۸۰	۱۰	۴۲/۶۰
۳	۲۹/۶۰	۱۱	۴۴/۸۵
۴	۳۴/۲۵	۱۲	۲۷/۴۰
۵	۳۴/۶۰	۱۳	۲۴/۷۰
۶	۴۲/۶۰	۱۴	۲۱/۴۰
۷	۴۳/۹۰	۱۵	۲۰/۹۰
۸	۲۹/۶۰	۱۶	۲۶/۱۵

جدول ۶. متغیرهای مؤثر استفاده شده در فرآیند مدل سازی

Table 6. Effective variables used in the modeling

ردیف	نام متغیر	شناسه	واحد اندازه گیری	نوع متغیر
۱	فشار بهینه گل حفاری	P_{mud}	(مگاپاسکال)	وابسته
۲	فشار منفذی سازند	P_p	(مگاپاسکال)	مستقل
۳	تنش افقی حداکثر	σ_{Hmax}	(مگاپاسکال)	مستقل
۴	تنش افقی حداقل	σ_{hmin}	(مگاپاسکال)	مستقل
۵	چسبندگی	C	(مگاپاسکال)	مستقل
۶	تانژانت زاویه اصطکاک داخلی	$\tan\phi$	(درجه)	مستقل

جدول ۷. خلاصه مدل آماری برای فشار بهینه گل حفاری

Table 7. Summary of the statistical model for estimating the optimum drilling mud

مدل	ضریب همبستگی	ضریب تعیین	ضریب تعیین تعدیل یافته
۱	۰/۹۹۰	۰/۹۸۰	۰/۹۷۰

۱-۷- ایجاد معادله پیش بینی فشار بهینه گل حفاری با استفاده از

رگرسیون خطی چند متغیره

در (جدول ۶) تقسیم بندی متغیرهای استفاده شده در این تحقیق نشان داده شده است. داده‌های ورودی این نرم افزار همان داده‌های (جدول ۳) هستند که متغیر پاسخ آن‌ها از طریق مدلسازی عددی به دست آمده است.

پس از وارد کردن داده‌ها به نرم افزار SPSS و انجام پروسه‌ی آماری، نتایج حاصله در قالب جداولی ارائه شده اند.

تخمین فشار بهینه گل حفاری از طریق رگرسیون خطی چند متغیره از نرم افزار SPSS استفاده شده است. رابطه رگرسیون خطی چند متغیره در حالت کلی به صورت معادله (۱۵) می باشد [۲۰].

$$Y = B_0 + B_1X_1 + \dots + B_iX_i + \varepsilon_i \quad (15)$$

که در این رابطه Y ، متغیر وابسته و B_0 عرض از مبدأ معادله‌ی رگرسیونی و i ، تعداد متغیرهای مستقل و B_i ، ضریب معادله رگرسیونی و X_i ، متغیرهای مستقل و ε_i ، میزان خطا است.

جدول ۸. تحلیل واریانس برای فشار بهینه گل حفاری
Table 8. Analysis of variance for optimal drilling mud pressure

مدل	مجموع مربعات	درجه‌ی آزادی	میانگین مربعات	آماره‌ی فیشر	سطح معناداری
رگرسیون	۱۲۱۵/۱۹۸	۵	۲۴۳/۰۴۰	۹۶/۸۷۱	۰/۰۰۰
باقیمانده	۲۵/۰۸۹	۱۰	۲/۵۰۹		
جمع کل	۱۲۴۰/۲۸۷	۱۵			

جدول ۹. ضرایب رگرسیونی برای فشار بهینه گل حفاری
Table 9. Regression coefficients for estimating the optimum drilling mud pressure

مدل	ضرایب استاندارد نشده		ضرایب استاندارد شده	آزمون t	سطح معناداری
	ضرایب رگرسیون	خطای استاندارد محاسبات			
عدد ثابت	۱۸/۸۹۳	۳/۶۳۶		۵/۱۹۶	۰/۰۰۰
C	-۰/۸۲۰	۰/۱۸۸	-۰/۲۰۶	-۴/۳۶۰	۰/۰۰۱
tanφ	-۱۶/۸۸۷	۱/۹۵۸	-۰/۴۰۵	-۸/۶۲۳	۰/۰۰۰
σ _{Hmin}	-۰/۲۲۴	۰/۰۷۴	-۰/۲۶۰	-۳/۰۴۷	۰/۰۱۲
σ _{Hmax}	۰/۲۸۱	۰/۰۷۹	۰/۳۸۳	۳/۵۳۱	۰/۰۰۵
P _p	۰/۹۱۰	۰/۰۸۰	۰/۸۸۹	۱۱/۳۳۰	۰/۰۰۰

تأثیرگذار مستقل (چسبندگی، زاویه اصطکاک داخلی، تنش افقی حداقل، تنش افقی حداکثر و فشار منفذی) دارای سطح معناداری پایین تر از ۰/۰۵ هستند، لذا می‌توان از آن‌ها در رابطه رگرسیونی استفاده کرد. رابطه‌ای که از این مدل به دست می‌آید به صورت رابطه (۱۶) می‌باشد:

$$P_{mud} = 18.893 + 0.91(P_p) + 0.281(\sigma_{Hmax}) - 0.224(\sigma_{Hmin}) - 16.887(\tan\phi) - 0.82(C) \quad (16)$$

۷-۲- کنترل اعتبار رابطه پیشنهاد شده

مهم‌ترین آزمون‌هایی که برای کنترل رابطه رگرسیونی وجود دارند به شرح ذیل می‌باشند [۲۰]:

۱. عدم وجود هم خطی و همبستگی بین متغیرهای مستقل
۲. عدم وجود همبستگی بین باقیمانده‌ها
۳. میانگین باقیمانده‌ها صفر باشد.
۴. توزیع باقیمانده‌ها نرمال باشد.
۵. واریانس مانده‌ها ثابت باشد.

تمام این آزمون‌ها برای رابطه پیشنهادی انجام شد که نتایج،

در (جدول ۷) خلاصه‌ی مدل آماری برای فشار بهینه گل حفاری در این مدل نشان داده شده است. زمانی که مقدار ضریب همبستگی ۱ یا ۱- باشد به آن همبستگی کامل گفته می‌شود که همان طور در (جدول ۷) نیز مشاهده می‌شود در این مدل بین متغیرهای مستقل و وابسته همبستگی کامل وجود دارد. به عبارتی متغیرهای مستقل به طور مشترک ۹۸٪ تغییرات مربوط به متغیر وابسته را تعیین می‌کنند، این بدین معنی است که ۹۸٪ تغییرات فشار بهینه گل حفاری می‌تواند از طریق این معادله رگرسیونی پیش بینی و تعریف شود.

جدول (۸) تحلیل واریانس برای فشار بهینه گل حفاری در این مدل را نشان می‌دهد. با توجه به اینکه در جدول (۸) مقدار سطح معناداری در این مدل کمتر از ۰/۰۵ است، آزمون F مورد تأیید است و استفاده از مدل خطی رگرسیون مجاز می‌باشد.

در (جدول ۹) ضرایب رگرسیون مربوط به مدل آماری فوق آورده شده است. برای اینکه بتوان از متغیر مورد نظر در رابطه فشار بهینه گل حفاری استفاده کرد باید این متغیر دارای سطح معناداری کمتر از ۰/۰۵ باشد [۲۰].

همانطور که در (جدول ۹) مشاهده می‌شود، تمامی پارامترهای

جدول ۱۰. مشخصات ژئومکانیکی و تنش‌های سازند مربوط به سه چاه از میدان‌های مناطق نفت خیز جنوب ایران

Table 10. Geomechanical characteristics and residual stresses of the formation of three wells of Iranian South Oil Company

منابع	فشار منفذی سازند (مگاپاسکال)	تنش افقی حداقل (مگاپاسکال)	تنش افقی حداکثر (مگاپاسکال)	زاویه اصطکاک (درجه)	چسبندگی (مگاپاسکال)	ردیف
[۳]	۳۴/۴	۴۹/۵	۵۹	۳۸	۱۳/۱	۱
[۶]	۳۵	۸۵	۹۲	۴۳	۵/۷	۲
[۴]	۱۹/۵	۲۳	۴۵	۳۵	۷/۵	۳

جدول ۱۱. مقایسه‌ی نتایج حل با رابطه (۱۶) و نتایج بدست آمده از مقالات

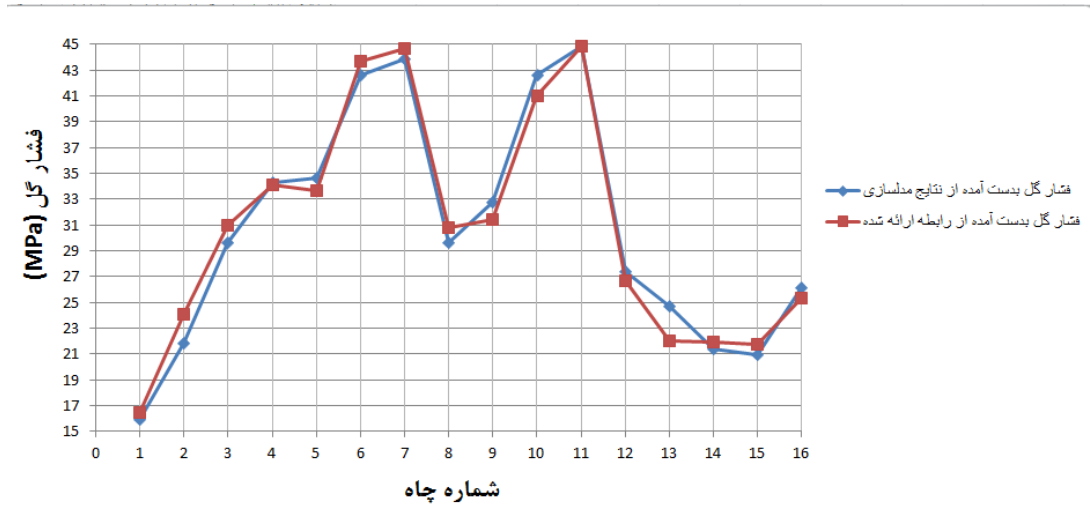
Table 11. Comparison of the results of Eq. (16) with those obtained from the papers

درصد اختلاف نتایج	فشار بهینه گل حفاری بدست آمده از رابطه	فشار بهینه گل حفاری بدست آمده از منابع [۳، ۴ و ۶]	ردیف
٪۳/۷۶	۳۱/۷۷	۳۳	۱
٪۶/۰۹	۳۷/۱۳	۳۵	۲
٪۸/۹۸	۲۶/۱۵	۲۴	۳

جدول ۱۲. مقایسه‌ی نتایج مقدار فشار گل حاصل از مدل‌سازی عددی و مقدار فشار گل بدست آمده از رابطه (۱۶)

Table 12. Comparison of the results of the amount of mud pressure obtained from the numerical modeling and the amount of mud pressure obtained from equation (16)

اختلاف نتایج (مگاپاسکال)	فشار گل بدست آمده از رابطه ارائه شده (مگاپاسکال)	فشار گل بدست آمده از نتایج مدل‌سازی عددی (مگاپاسکال)	شماره چاه
۰/۵۴	۱۶/۴۴	۱۵/۹	۱
۲/۲۸	۲۴/۰۸	۲۱/۸	۲
۱/۳۵	۳۰/۹۵	۲۹/۶	۳
۰/۱۸	۳۴/۰۷	۳۴/۲۵	۴
۰/۹۱	۳۳/۶۹	۳۴/۶	۵
۱/۰۵	۴۳/۶۵	۴۲/۶	۶
۰/۷۸	۴۴/۶۸	۴۳/۹	۷
۱/۲۳	۳۰/۸۳	۲۹/۶	۸
۱/۳۳	۳۱/۴۲	۳۲/۷۵	۹
۱/۵۷	۴۱/۰۳	۴۲/۶	۱۰
۰/۰۲	۴۴/۸۷	۴۴/۸۵	۱۱
۰/۷۷	۲۶/۶۳	۲۷/۴	۱۲
۲/۶۸	۲۲/۰۲	۲۴/۷	۱۳
۰/۵۲	۲۱/۹۲	۲۱/۴	۱۴
۰/۸۸	۲۱/۷۸	۲۰/۹	۱۵
۰/۸۲	۲۵/۳۳	۲۶/۱۵	۱۶



شکل ۱۰. نمودار مقایسه‌ی نتایج مقدار فشار گل حاصل از مدلسازی عددی و مقدار فشار گل بدست آمده از رابطه (۱۶)

Fig. 10. Comparison of the results of the amount of mud pressure obtained from the numerical modeling and the amount of mud pressure obtained from equation 16

نشان دهنده اعتبار رابطه پیشنهادی است. نشان دهنده این است که رابطه ارائه شده به خوبی می تواند فشار گل های بدست آمده از مدلسازی عددی را تخمین بزند همچنین در انجام عملیات حفاری و پایدارسازی چاه این اختلاف قابل چشم پوشی است.

نشان دهنده اعتبار رابطه پیشنهادی است.

۳-۷- صحت سنجی رابطه پیشنهاد شده

برای صحت سنجی رابطه (۱۶) داده‌های سه چاه از میدان های مناطق نفت خیز جنوب ایران (جدول ۱۰) مورد بررسی قرار گرفته است که نتایج مقدار فشار گل بهینه بدست آمده از مقالات با نتایج مقدار فشار گل بهینه بدست آمده از رابطه (۱۶) با هم مقایسه شده است. این نتایج در (جدول ۱۱) قابل مشاهده است.

همانطور که در (جدول ۱۱) نیز کاملاً مشهود است نتایج فشار گل حفاری بدست آمده از مقالات با فشار بهینه گل حفاری بدست آمده از رابطه (۱۶) اختلاف بسیار کمی با یکدیگر دارند که این اختلاف بدست آمده بین ۱/۲۴ تا ۲/۱۵ مگاپاسکال می باشد که در انجام عملیات حفاری و پایدارسازی چاه این اختلاف قابل چشم پوشی است. دیگر صحت سنجی انجام شده مربوط به مقایسه مقدار فشار گل حاصل از نتایج مدلسازی عددی و مقدار فشار گل بدست آمده از رابطه (۱۶) می باشد که در (جدول ۱۲) قابل مشاهده است. نتایج این جدول به صورت نمودار (شکل ۱۱) رسم شده است.

همانطور که در (جدول ۱۲) و نمودار (شکل ۱۰) نیز کاملاً مشهود است نتایج مقدار فشار گل حاصل از مدلسازی عددی و مقدار فشار گل بدست آمده از رابطه (۱۶) اختلاف بسیار کمی با یکدیگر دارند. این اختلاف بدست آمده بین ۰/۰۲ تا ۲/۶۸ مگاپاسکال می باشد که

۸- نتیجه گیری

نتایج این پژوهش عبارتند از:

۱. مدلسازی انجام شده برای چاه شماره ۱۴ نشان می دهد که جابه جایی دیواره چاه در روش حفاری بدون اعمال فشار گل $10^{-2} \times 10^{-4}$ متر، در روش حفاری بالای تعادل $10^{-4} \times 1/252$ متر و در حفاری تحت تعادل به اندازه $10^{-4} \times 1/355$ متر می باشد که می توان دریافت در حالت حفاری با اعمال فشار گل در مقایسه با بدون فشار گل، میزان سطح پلاستیک و همچنین جابه جایی های اطراف چاه در دو حالت تحت تعادل و بالای تعادل به میزان زیادی کاهش یافته است که این میزان کاهش در روش حفاری بالای تعادل بیشتر از روش حفاری تحت تعادل می باشد.
۲. با توجه به نمودار رسم شده NYZA می توان دریافت که مقدار فشار گل با مقدار NYZA رابطه معکوس دارد بطوریکه هر چه فشار گل حفاری افزایش یابد دیواره چاه پایدارتر و میزان NYZA کاهش پیدا می کند.
۳. این رابطه یک رابطه خطی است که فشار بهینه گل حفاری را براساس تنش افقی حداقل و حداکثر، فشار سیال منفذی، چسبندگی

- resources, Shiraz, 2014. (in Persian).
- [8] A. Movahedinia, M.K. Ghasem Alaskari, M.Yarahmadi, Estimation of optimal mud pressure using different failure criterion in directional wells (case study: well 5sk2 in Salman oil field), *Petroleum Research*, 23(73) (2013) 104-112. (in Persian).
- [9] R. Asgari, M.A. Aghighi, N.A. Ghavidel, R. Balghan Abadi, The stability of the wellbore and the determination of optimal mud pressure in one of the oil fields in southern Iran, in: the first oil geomechanics conference, 2015. (in Persian).
- [10] M.A. Chamanzad, S. Nowruz Bazminabadi, A. Ramezanzade, B.V. Tokhmchi, H. Nowruz, Geomechanical modeling and determination of safe mud window (case study: a well in Azadegan oil Field), in: The first national conference on petroleum geomechanics, 2015. (in Persian).
- [11] Sh. Maleki, M. Ebrahimi, A. Moradzade, F. Sadeghzade, Determining the optimal mud weight using the Mohr-Coulomb failure criteria for the stability of oil wells (Case study: one of the oil fields of southern Iran), in: the first petroleum technical conference and exhibition, 2013. (in Persian).
- [12] E. Fjar, R.M. Holt, A. Raaen, R. Risnes, P. Horsrud, *Petroleum related rock mechanics*, Elsevier, 2008.
- [13] M.S. Ameen, B.G. Smart, J.M. Somerville, S. Hammilton, N.A. Naji, Predicting rock mechanical properties of carbonates from wireline logs (A case study: Arab-D reservoir, Ghawar field, Saudi Arabia), *Marine and Petroleum Geology*, 26(4) (2009) 430-444.
- [14] J.-L. Yuan, J.-G. Deng, Q. Tan, B.-H. Yu, X.-C. Jin, Borehole stability analysis of horizontal drilling in shale gas reservoirs, *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 46(5) (2013) 1157-1164.
- [15] A.R. Najibi, M. Ghafoori, G.R. Lashkaripour, M.R. Asef, Empirical relations between strength and static and dynamic elastic properties of Asmari and Sarvak limestones, two main oil reservoirs in Iran, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 126 (2015) 78-82.
- [16] A.H.A. Ali, T. Brown, R. Delgado, D. Lee, D. Plumb, N. Smirnov, R. Marsden, E. Prado-Velarde, L. Ramsey, D. Spooner, Watching rocks change—Mechanical earth resources, Shiraz, 2014. (in Persian).
- و زاویه اصطکاک داخلی تخمین می زند.
۴. در این رابطه فشارسیال منفذی نسبت به بقیه پارامترها بیشترین تاثیر را در تخمین فشار بهینه گل حفاری دارد.
۵. با توجه به مقدار NYZA های بدست آمده از فشارهای مختلف گل بهینه، می توان نتیجه گرفت که میزان NYZA بهینه ای که پایداری مناطق نفت خیز جنوب ایران در آن برقرار می شود بین ۰/۰۵ تا ۰/۵ می باشد همچنین می توان نتیجه گرفت که میزان متوسط NYZA برای حفاری تحت تعادل ۰/۲۶ و برای حفاری بالای تعادل ۰/۲۲ می باشد.
- مراجع**
- [1] G. Xu, *Wellbore stability in geomechanics*, University of Nottingham, 2007.
- [2] D. Wiprut, M. Zoback, High horizontal stress in the Visund field, Norwegian North Sea: consequences for borehole stability and sand production, in: *SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering*, Society of Petroleum Engineers, 1998.
- [3] S. Shahbazi, Numerical modeling of the oil well behavior in shale formations M.Sc. Thesis, Imam Khomeini international university, 2015. (in Persian).
- [4] N. Sasaninia, F. Rezai Mirghaed, A. Shabkouhi kahkesh, Determination of the optimal interval of drilling mud pressure using FLAC software in one of the oil fields of southwest Iran, in: the international conference of research in science and technology, 2015. (in Persian).
- [5] O. Farzai, S.A. Khatibi, Determination of optimal mud pressure in Kangan and upper Dalan formations based on core data, in: the 2nd national conference on petroleum Geomechanics 2015. (in Persian).
- [6] R. Asgari, M. Heidarizadeh, H. Memarian, Studying the stability of the well and determining the range of mud weight using NYZA method in one of the oil fields in southern Iran Oil and gas exploration and production, 96(146) (2017) 59-65. (in Persian).
- [7] S.M. Fatemi Aghda, M. Talkhabo, A. Taheri Haji Vand, Geomechanics modeling and determination of safe mud window to prevent instability of the wellbore wall (case study: one of the oil fields in southwest Iran), in: the national conference on geology and exploration of

- Mechanics, Liège, 2006.
- [19] C.D. Hawkes, P.J. McLellan, Modeling of yielded zone enlargement around a wellbore, in: 2nd North American Rock Mechanics Symposium, American Rock Mechanics Association, 1996.
- [20] a.M.R.R. M. Esmailian, Comprehensive SPSS 22 Help published by Dibagaran Tehran Art & Cultural Institute. , Tehran, 2015.
- modeling, Oilfield Review, 15(1) (2003) 22-39.
- [17] S. Maleki, R. Gholami, V. Rasouli, A. Moradzadeh, R.G. Riabi, F. Sadaghzadeh, Comparison of different failure criteria in prediction of safe mud weigh window in drilling practice, Earth-Science Reviews, 136 (2014) 36-58.
- [18] S. Khan & D. Zou, Analysis of wellbore stability in under-balanced drilling, in: Proceedings of the International Symposium of the International Society for Rock

چگونه به این مقاله ارجاع دهیم

N. Behnam, M. Hosseini, S. Shahbazi, A relationship to estimate the optimal drilling mud pressure in oil wells in carbonate formations of southern Iran oil fields, Amirkabir J. Civil Eng., 52(10) (2021) 2401-2414.

DOI: [10.22060/ceej.2019.16129.6135](https://doi.org/10.22060/ceej.2019.16129.6135)

