



## شبیه‌سازی عددی عملیات حفاری زیرتعادلی همراه با تولید نفت و گاز از مخزن با استفاده از مدل دوسيالی تک فشاری

سعید قبادپوری<sup>۱</sup>، ابراهیم حاجی دولو<sup>۲\*</sup>، امین رضا نقوه‌آبادی<sup>۳</sup>، یونس شکاری<sup>۴</sup>، محسن خضریان<sup>۵</sup>

۱- دانشجوی دکتری، مهندسی مکانیک، دانشگاه شهید چمران، اهواز

۲- استاد، مهندسی مکانیک، دانشگاه شهید چمران، اهواز

۳- دانشیار، مهندسی مکانیک، دانشگاه شهید چمران، اهواز

۴- استادیار، مهندسی مکانیک، دانشگاه یاسوج، یاسوج

۵- کارشناسی ارشد، مهندسی مکانیک، شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، اهواز

\*اهواز، سندوق پستی 61355 hajjidae@scu.ac.ir

### اطلاعات مقاله

مقاله پژوهشی کامل

دریافت: ۱۹ فوریه ۱۳۹۵

پذیرش: ۰۹ خرداد ۱۳۹۵

ارائه در سایت: ۱۲ تیر ۱۳۹۵

کلید واژگان:

حفاری زیرتعادلی

جریان دوفازی

مدل دوسيالی

فشار ته چاه

نت تولید شده

**چکیده**  
در این مقاله شبیه‌سازی عددی جریان دوفازی گاز- مایع درون فضای حلقوی یک حلقه چاه با ابعاد واقعی که تحت عملیات حفاری زیرتعادلی قرار دارد انجام شده است. شارش نفت و گاز از مخزن به درون فضای حلقوی در حین انجام عملیات حفاری به واسطهٔ زیرتعادلی بودن تکنیک حفاری در نظر گرفته شده است. کد عددی براساس معادلات یک بعدی پایا در یک مرجع اولیه و براساس مدل دوسيالی تک فشاری تهیه شده و صحت نتایج آن با استفاده از داده‌های تجربی دو چاه واقعی، مورد اعتبارسنجی قرار گرفته است. نتایج نشان می‌دهد که شبیه‌سازی انجام شده در مقایسه با سایر تحقیقات از دقت بسیار بهتری برخوردار است. با توجه به اهمیت پیش‌بینی و کنترل فشار ته چاه و میزان نفت و گاز تولید شده در حین عملیات حفاری تأثیر پارامترهای کنترلی مختلف، شامل دبی تزریقی فازهای مایع و گاز از سر چاه و فشار خروجی از دالیز بر روی میزان نفت تولید شده مورد بررسی قرار گرفته است. همچنین تأثیر پارامترهای کنترلی بر مشخصات جریان دوفازی شامل توزیع کسر حجمی، سرعت فازها و توزیع فشار در طول دالیز بررسی شده است. براساس نتایج بدست آمده، میزان تأثیر فشار چوک و دبی فاز مایع تزریقی بر نت تولیدی از مخزن، مستقل از یکدیگر و باسته به دبی فاز گاز تزریقی است.

## Numerical simulation of under-balanced drilling operations with oil and gas production from reservoir using single pressure two-fluid model

Saeed Ghobadpouri<sup>1</sup>, Ebrahim Hajidavalloo<sup>1\*</sup>, Aminreza Noghrehabadi<sup>1</sup>, Younes Shekari<sup>2</sup>, Mohsen Khezrian<sup>3</sup>

۱- Department of Mechanical Engineering, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran

۲- Department of Mechanical Engineering, Yasouj University, Yasouj, Iran

۳- National Iranian South Oilfield Company, Ahvaz, Iran

\* P.O.B. 61355, Ahvaz, Iran, hajjidae@scu.ac.ir

### ARTICLE INFORMATION

Original Research Paper

Received 07 April 2016

Accepted 29 May 2016

Available Online 02 July 2016

**Keywords:**  
Under-balanced drilling  
Two-phase flow  
Two-fluid model  
Bottom-hole pressure  
Oil production

### ABSTRACT

In this paper, gas-liquid two-phase flow in the annulus of a real well during under-balanced drilling operations is simulated numerically. Oil and gas flow from the reservoir into the annulus is considered due to under-balanced drilling condition. A numerical code based on one-dimensional form of steady-state single pressure two-fluid model in the Eulerian frame of reference is developed and its results are validated using experimental data from two real wells. The results of numerical simulation show better accuracy in comparison with other researches. Given the importance of prediction and control of the bottom-hole pressure and the amount of oil and gas production during the drilling operations, the effects of controlling parameters such as liquid and gas injection flow rate and choke pressure are discussed. Also, the effects of different controlling parameters on the characteristics of two-phase flow pattern, including liquid and gas void fractions, liquid and gas velocities and pressure distribution along with the annulus are discussed. According to the results, the effects of choke pressure and injected liquid flow rate on the production of the oil from the reservoir are independent of the values of each other and are dependent on the injected gas flow rate.

مهم حفاری زیر فشار تعادلی می‌توان به کاهش آسیب‌دیدگی مخزن، سرعت

حفاری بالاتر، تولید محصولات همزمان با انجام عملیات حفاری و بهره‌وری

بالاتر اقتصادی اشاره کرد. فراتعادلی شدن جریان از چالش‌های پیش روی این

در دهه اخیر استفاده از تکنولوژی حفاری زیر فشار تعادلی به سبب مزیت‌های

فرابوی آن نسبت به حفاری بالای فشار تعادلی رو به فزونی است. از مزیت‌های

### ۱- مقدمه

برای ارجاع به این مقاله از عبارت ذیل استفاده نمایید:

S. Ghobadpouri, E. Hajidavalloo, A. Noghrehabadi, Y. Shekari, M. Khezrian, Numerical simulation of under-balanced drilling operations with oil and gas production from reservoir using single pressure two-fluid model, *Modares Mechanical Engineering*, Vol. 16, No. 6, pp. 291-302, 2016 (in Persian)

کارفته برای معادله مومنتوم مدلی ساده شده است و فرض شده که سرعت تمامی سیالات یکسان است. همچنین این نرمافزار در برخی حالات با خطای نزدیک 100% فشار ته چاه و دیگر پارامترهای جریان را پیش‌بینی می‌کند [13]. فن و همکاران در سال 2001، یک برنامه کامپیوترا برای پیش‌بینی رفتار جریان سیال حفاری چندفازی در حین عملیات حفاری زیر تعادلی تهیه کردند [14]. معادلات حاکم در این تحقیق نیز شامل معادلات بقاء جرم به طور جداگانه برای هر فاز و یک معادله مومنتوم کلی برای مخلوط می‌باشد. ایراد اساسی این شبیه‌سازی صرفنظر کردن از اختلاف سرعت بین فازها است. با درنظر گرفتن این مشکلات، پرزتلز و همکاران [15] و پرزتلز [13]، با استفاده از مدل شار رانشی و ترکیب این مدل با مدل‌های مکانیستیک، جریان دوفازی در حفاری زیر فشار تعادلی را مورد بررسی قرار دادند. این محققین برای اعتبارسنجی نتایج خود، جریان درون دالیز در شرایط مختلف و با تغییر دبی سیالات ورودی و فشار سرچاهی را مورد ارزیابی قرار دادند. در این مطالعه عددی نیز به سبب استفاده از مدل شار رانشی سرعت‌های بدست آمده از دقت کافی برخوردار نبودند. با توجه به دقت بیشتر مدل دوسيالی نسبت به مدل شار رانشی، خضریان و همکاران [16] در سال 2015، با استفاده از مدل دوسيالی جریان دوفازی گاز- مایع در عملیات حفاری زیر تعادلی را مورد بررسی قرار دادند. نتایج این مقاله در دو بخش ارائه شده است. در بخش اول که شبیه‌سازی چاه ماسپک، ارائه شده است، نتایج از دقت خوبی برخوردار است. در چاه ماسپک به علت بالاتر بودن فشار ته چاه از فشار سازند نفت و گازی به درون دالیز (فضای بین شعاع خارجی منه و شعاع داخلی لوله جداری) راه پیدا نمی‌کند و به عبارتی اثرات مربوط به تولید نفت و گاز از سازند در حل مساله دخیل نمی‌باشند. اما در بخش دوم نتایج، که شبیه‌سازی چاه آیراید ارائه شده است و اثرات تولید درنظر گرفته شده است به علت اعمال ناصحیح اثرات فرآیند تولید نفت و گاز در شرایط مرزی و به تبع آن اخال در روند الگوریتم حل، نتایج خطای زیادی دارد.

از این رو در این مقاله الگوریتم حل عددی به کار رفته در مرجع [16]، به گونه‌ای اصلاح گردیده است که شبیه‌سازی چاه‌های همراه با تولید نفت و گاز از مخزن نیز با دقت مناسبی صورت گیرد. در حقیقت در این مقاله با رویکردی عددی مبتنی بر مدل دو سیالی تک فشاری به بررسی جریان دو فازی گاز- مایع در دالیز یک چاه با طول و ابعاد واقعی تحت عملیات حفاری زیر تعادلی پرداخته شده است. تولید همزمان نفت و گاز از مخزن به واسطه زیر تعادلی بودن عملیات حفاری در نظر گرفته شده است. نتایج بدست آمده از کد عددی جهت اعتبارسنجی با داده‌های دو چاه واقعی مقایسه گردیده است. در انتها برای یک چاه که همزمان با عملیات حفاری، تولید نفت و گاز دارد، تاثیر پارامترهای کنترلی بر توزیع پارامترهای مختلف جریان دوفاز در طول دالیز و همچنین بر روی نفت تولیدی مورد بررسی قرار گرفته است.

## 2-معادلات حاکم

هر یک از فازهای مایع و گاز درون دالیز از دو جزء تشکیل شده‌اند. همان‌گونه که از "شکل 1" نیز برمی‌آید یکی از این اجزاء از سر چاه به درون لولهٔ حفاری تزریق می‌شود و پس از عبور از منه وارد دالیز می‌شود و جزء دوم از سازند به درون دالیز جریان می‌یابد. این اجزاء معمولاً دو سیال مختلف و با خواص متفاوت هستند. در این تحقیق فرض شده است که تنها یک مایع و یک گاز درون دالیز جریان دارد. خواص معادل مایع و گاز براساس میانگین وزنی اجزاء محاسبه می‌شوند. مایع معادل به عنوان فاز پیوسته در یک مرجع اوپلری مورد تحلیل قرار می‌گیرد. با توجه به این که در بسیاری از نقاط، کسر

روش حفاری است که در صورت وقوع در حین عملیات حفاری، کلیه مزیت‌های استفاده از این روش حفاری را زیر سوال می‌برد. همچنین کاهش بیش از حد فشار ته چاه سبب ریزش دیواره چاه خواهد شد. به عبارتی در این عملیات حفاری، فشار ته چاه همواره باقیستی در محدوده مشخصی نگه داشته شود. این محدوده فشار را اصطلاحاً پنجه فشار می‌نامند. فلذًا محاسبه و پیش‌بینی دقیق فشار ته چاه از الزامات حفاری زیر فشار تعادلی است. در این عملیات حفاری با استفاده از تزریق جریان دوفازی گاز- مایع درون لولهٔ حفاری و همچنین کنترل فشار خروجی چاه، فشار ته چاه را به گونه‌ای کنترل می‌کنند که همواره کمتر از فشار سازند<sup>1</sup> باشد.

جهت شبیه‌سازی جریان سیال دوفازی در عملیات حفاری زیر تعادلی عموماً از دو رویکرد مدل‌سازی مکانیسم‌نگر<sup>2</sup> و روش‌های عددی بهره برده شده است. حسن و کبیر [1] در سال 1992 جهت شبیه‌سازی جریان دوفازی گاز- مایع رو به بالا مدل مکانیسم‌نگری ارائه دادند که کسر حجمی فاز گاز را پیش‌بینی می‌کرد. انصاری و همکاران [2] در سال 1994 مدل مکانیسم‌نگری جهت تشخیص الگوهای جریان و پیش‌بینی رفتار جریان دوفازی رو به بالا ارائه دادند. توانایی این مدل با استفاده از داده‌های میدانی 1712 چاه و همچنین مقایسه با مدل حسن و کبیر مورد ارزیابی قرار گرفت. پینگ و همکاران [3] در سال 2006 با بکارگیری مدل حسن و کبیر و مدل ارائه شده توسط انصاری و همکاران جریان دائم دوفازی در شرایط حفاری فروتعادلی را مورد بررسی قرار دادند و به این نتیجه رسیدند که مدل انصاری با اصلاحات بهتر از مدل حسن و کبیر می‌باشد. موسوی و همکاران [4] در سال 2008، با ترکیب مدل‌های مکانیسم‌نگر مختلف، مدل مکانیسم‌نگر جدیدی جهت پیش‌بینی فشار در طی عملیات حفاری زیر تعادلی در چاه‌های ایران ارائه دادند. دقت مدل ارائه شده با استفاده از اطلاعات 20 چاه مختلف در ایران بررسی شده است. اتحادی اسکویی و همکاران [5] در سال 2013 جهت محاسبه افت فشار درون چاه و چگالی معادل سیال حفاری مدل مکانیسم‌نگری ارائه دادند که در حقیقت اصلاح مدل بیگر و بریل 1973 بود. بررسی مقالاتی که از رویکرد مکانیسم‌نگر جهت شبیه‌سازی استفاده کرده‌اند و به تعدادی از آن‌ها نیز اشاره شد، نشان می‌دهد که مدل‌های مکانیسم‌نگر چون مبتنی بر مشاهدات تحریک هستند بنابراین استفاده از آن‌ها محدود به شرایط خاصی است که داده‌های آزمایشگاهی مربوطه بدست آمده‌اند و استفاده از آن‌ها در شرایطی متفاوت از شرایط استخراج معادلات، می‌تواند همراه با خطای باشد. از همین رو محققین مختلف بسته به شرایط، مدل‌های مکانیسم‌نگر با اصلاحات مختلفی را ارائه نموده‌اند. ایراد دیگر مدل‌های مکانیسم‌نگر این است که دید فیزیکی کافی از مساله و مکانیسم‌های حاکم را ارائه نمی‌دهند. در مقابل روش‌های عددی هم قابل اعمال به مسائل گوناگون هستند و هم درک فیزیکی خوبی از پدیده‌های درگیر در مساله بدست می‌دهند. یکی از جامع ترین کوشش‌ها با رویکرد عددی، در برگن نروژ صورت پذیرفته است و نرمافزار ارائه شده داینا فلو دریل<sup>3</sup> نام دارد. تئوری حاکم بر دینامیک سیالات این نرمافزار در قالب مقالات [6-8]، مشخصات مخزن در مقالات [10,9] و حفاری مایل در مقالات [12,11]، تشریح شده است. در این نرمافزار جهت شبیه‌سازی یک بعدی از معادلات بقاء جرم به طور جداگانه برای هر جزء و یک معادله مومنتوم کلی برای همه اجزاء و تعدادی رابطه کمکی استفاده شده است. علیرغم قابلیت‌های بسیار زیاد این نرمافزار، مدل به

<sup>1</sup> Formation Pressure

<sup>2</sup> Mechanistic Model

<sup>3</sup> Dyna Flo Drill

در قیاس با فشار فاز می‌تواند به پایدار ماندن حل عددی سیستم معادلات به ویژه در شرایط غیردائم کمک کند. عبارت تصحیح فشار به کار رفته در کد کی ثر جامع ترین مدل موجود برای الگوهای جریان حبابی، لخته‌ای و سایر جریان‌های میانی است که به شرح زیر است [18].

$$P_k - P_{lk} = \Delta P_{ik} = 1.2 \frac{\alpha_G \alpha_L \rho_G \rho_L}{\alpha_G \rho_L + \alpha_L \rho_G} (u_G - u_L)^2 \quad (5)$$

علاوه بر معادلات بقاء جرم و مومنتوم، برای بسته شدن سیستم دو معادله دیگر نیاز است. این روابط، رابطه قید هندسی و معادله حالت فاز گاز است. براساس رابطه قید هندسی

$$\sum_k \alpha_k = \alpha_G + \alpha_L = 1 \quad (6)$$

همچنین معادله حالت فاز گاز به شرح زیر است:

$$\rho_G = \rho_G(P_G, T_G) = \frac{M_G \cdot P}{8314 \cdot Z \cdot T} \quad (7)$$

در رابطه (7)،  $Z$  ضریب تراکم‌پذیری فاز گاز است که روابط متعددی برای آن پیشنهاد شده است. در مقاله حاضر از رابطه‌ای که درانچاک و ابوالقاسم [19] پیشنهاد داده‌اند استفاده شده است.

$$z = \left( 0.3265 - \frac{1.0700}{T_{pr}} - \frac{0.5339}{T_{pr}^3} + \frac{0.01569}{T_{pr}^4} - \frac{0.05165}{T_{pr}^5} \right) \rho_r \\ + \left( 0.5475 - \frac{0.7361}{T_{pr}} + \frac{0.1844}{T_{pr}^3} \right) \rho_r^2 - 0.1056 \left( -\frac{0.7361}{T_{pr}} + \frac{0.1844}{T_{pr}^3} \right) \rho_r^5 + 0.6134 (1.0 + 0.7210) \rho_r^2 \frac{\rho_r^2}{T_{pr}^3} \exp(-0.721 \rho_r^2) \\ + 1.0 \quad (8)$$

در رابطه بالا،  $\rho_r$  چگالی نقصانی گاز است که به صورت رابطه (9) تعریف می‌شود

$$\rho_r = \frac{0.27 P_{pr}}{Z T_{pr}} \quad (9)$$

در رابطه (9)،  $P_{pr}$  و  $T_{pr}$  فشار و دمای شبیه نقصانی گاز می‌باشند که

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{cr}} \quad (10)$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{cr}} \quad (11)$$

$T_{cr}$  نیز فشار و دمای بحرانی هستند.

جهت تشخیص الگوی جریان از الگوی جریان مبتنی بر کسر حجمی فاز استفاده شده است. بر این اساس برای شرایط جریان دوفازی رو به بالا در فضای دالیز چاه، در صورتی که کسر حجمی فاز گاز کمرت از 0.2 باشد رژیم جریان حبابی، از 0.2 تا 0.3 گذار از حبابی به لخته‌ای، از 0.3 تا 0.6915 لخته‌ای، بین 0.6915 و 0.7915 گذار از لخته‌ای به کفالود و بزرگتر از 0.7915 رژیم کفالود است [20]. بنابراین رژیمهای جریان از انتهای چاه به سمت سرچاه شامل رژیم حبابی، لخته‌ای، کفالود است و می‌بایستی نیروهای خارجی وارد بر فرازهای مختلف در معادلات (3) و (4) برای سه دسته الگوی جریان بیان شده، ارائه شود.

## 2- نیروی درگ وارد بر فاز گاز

نیروی درگی که از سوی فاز مایع بر فاز گاز به واسطه لغزش بین فازهای مایع و گاز وارد می‌شود به شرح زیر مدل‌سازی می‌شود.

$$F_{IG} = \frac{1}{8} \rho_L a_{IG} C_{DG} |u_G - u_L| (u_G - u_L) \quad (12)$$

در رابطه فوق  $a_{IG}$  میزان مساحت فصل مشترک<sup>1</sup> و  $C_{DG}$  ضریب نیروی درگ می‌باشد. ایشی و میشیما [21] مقادیر مربوط به این کمیت‌ها را براساس رژیمهای مختلف ارائه کرده‌اند.

برای رژیم جریان حبابی

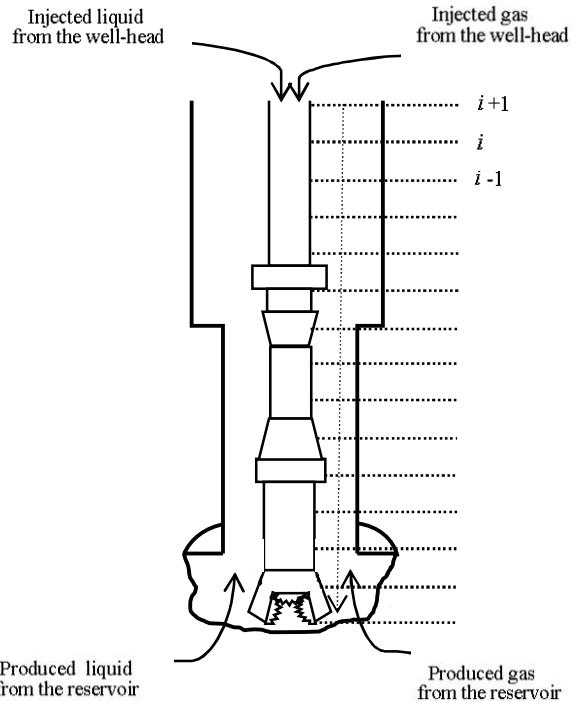


Fig. 1 Well geometry, discretized annulus and calculation path

شکل ۱ هندسه‌ی چاه، نحوه گسسته‌سازی فضای حلقوی و مسیر محاسباتی

حجمی فاز گاز بیش از ده درصد است بنابراین فاز گاز نیز به عنوان فازی پیوسته و در یک مرجع اویلری مورد بررسی قرار گرفته است. از میان مدل‌های مبتنی بر دیدگاه‌های اویلری-اویلری از مدل دوسيالی تک فشاری برای شبیه‌سازی استفاده شده است. معادلات بقاء جرم و مومنتوم مدل دوسيالی در مقالات زیادی همچون اوجه و فلاتن [17] ارائه شده‌اند. این معادلات شامل دو معادله بقاء جرم و مومنتوم برای هر فاز است که تاثیرات بین فازی بوسیله‌ی نیروهای بین فازی در نظر گرفته می‌شوند. با توجه به طول زیاد فیزیک مساله در قیاس با قطر لوله حفاری مساله یک بعدی فرض شده است. در عملیات حفاری زیر تعادلی، توزیع دما در طول چاه را معمولاً همان توزیع ژئوترمال در نظر می‌گیرند. همچنین فاز گاز تراکم‌پذیر و فاز مایع تراکم‌ناپذیر در نظر گرفته می‌شود. معادلات برای حالت پایا به فرم زیر است

$$\frac{d}{dx} (\alpha_G \rho_G u_G A) = 0 \quad (1)$$

$$\frac{d}{dx} (\alpha_L \rho_L u_L A) = 0 \quad (2)$$

$$\frac{d}{dx} (\alpha_G \rho_G u_G^2 A) = -A(F_{IG} + F_{WG} + F_{gG} + F_{vG} + \alpha_G \frac{\partial P}{\partial x}) - \Delta P_{IG} \frac{d(A\alpha_G)}{dx} \quad (3)$$

$$\frac{d}{dx} (\alpha_L \rho_L u_L^2 A) = -A(F_{IL} + F_{wL} + F_{gL} + F_{vL} + \alpha_L \frac{\partial P}{\partial x}) - \Delta P_{IL} \frac{d(A\alpha_L)}{dx} \quad (4)$$

در معادلات (3) و (4)،  $F_{ik}$  ( $k = G, L$ )، نیروی درگی است که در نتیجه برهمکنش سایر فازها بر فاز  $k$  وارد می‌شود.  $F_{wL}$  نیروی اصطکاکی است که از سوی دیواره لوله بر فاز  $k$  وارد می‌شود.  $F_{gk}$  نیروی گرانش و  $F_{vk}$  نیروی فرم مجازی وارد شده بر فاز  $k$  هستند.  $(L)$  عبارت تصحیح فشار می‌باشد که بیانگر اختلاف فشار فصل مشترک و هر فاز می‌باشد. در مدل‌های چند سیالی قیمی این جمله در نظر گرفته نمی‌شود. اما در نظر گرفتن آن در معادله مومنتوم مدل تک فشاری، علی‌رغم ناچیز بودن مقدار آن

<sup>1</sup> Interfacial Area Concentration

### 2-3- نیروی دیواره

نیروی دیواره به دلیل زبری دیوار و لزج بودن سیال ایجاد می‌شود. از آن جایی که در جریان‌های گاز مایع رو به بالا در یک لوله عمودی، تنها رژیم‌های پراکنده- جریان حبابی، لخته‌ای و کف‌آلود متلاطم- ایجاد می‌گردد و در این رژیم‌ها فاز گاز هیچ‌گونه تماسی با دیواره لوله ندارد بنابراین مقدار نیروی اصطکاک فاز گاز با دیواره لوله صفر در نظر گرفته می‌شود [20]. برای فاز مایع که در تماس با سطح می‌باشد نیروی اصطکاک درون دالیز به شرح ذیل محاسبه می‌گردد.

$$F_{wL} = \frac{f_l \rho_m u_m^2}{2D_h} \quad (25)$$

در رابطه (25)،  $\rho_m$  چگالی مخلوط، و  $f_l$  ضریب اصطکاک دیواره می‌باشد که برای محاسبه آن هاتا و همکاران [20] رابطه (26) را ارائه داده‌اند.

$$f_l = 0.45 \left( \frac{\rho_L u_m D_h}{\mu_L} \right)^{-0.2} \quad (26)$$

### 2-4- نیروی گرانش

تنها نیروی حجمی وارد بر فازهای مختلف، نیروی گرانش است که به فرم زیر بیان می‌شوند.

$$F_{gG} = \alpha_G \rho_G g \quad (27)$$

$$F_{gL} = \alpha_L \rho_L g \quad (28)$$

در معادلات (27) و (28)،  $g$ ، شتاب گرانش است.

### 2-5- نیروی جرم مجازی

نیروی جرم مجازی به علت اختلاف شتاب بین دوفاز ایجاد می‌شود. دریو و همکاران [25] برای فاز گاز این نیرو را به فرم رابطه (29) پیشنهاد داده‌اند.

$$F_{vG} = \alpha_G \rho_L K_{vG} \left[ \left( \frac{\partial u_G}{\partial t} - \frac{\partial u_L}{\partial t} + u_G \frac{\partial u_G}{\partial x} - u_L \frac{\partial u_L}{\partial x} \right) + (u_G - u_L) w_v \left[ (\lambda_v - 2) \frac{\partial u_G}{\partial x} + (1 - \lambda_v) \frac{\partial u_L}{\partial x} \right] \right] \quad (29)$$

ضریب جرم مجازی فاز گاز می‌باشد که برای محاسبه آن رسم و همکاران [26] رابطه (30) را پیشنهاد داده است.

$$K_{vG} = \begin{cases} \frac{1}{2} \cdot \frac{1 + 2\alpha_G}{1 - \alpha_G} & 0.0 < \alpha_G < 0.5 \\ \frac{1}{2} \cdot \frac{3 - 2\alpha_G}{\alpha_G} & 0.5 < \alpha_G < 1.0 \end{cases} \quad (30)$$

لاھی و همکاران [27] در جریان عمودی برای ضریب  $\lambda_v$  براساس داده‌های آزمایشگاهی مقادیر 1 و ۲ را پیشنهاد داده است.  $w_v$  نیز به صورت آزمایشگاهی تعیین می‌شود. هاینز و والیز [20] در عملیات عددی که انجام داده‌اند مقدار صفر را برای این پارامتر در نظر گرفته‌اند.

با محاسبه نیروی جرم مجازی فاز گاز با استفاده از رابطه‌های (29) و (30) می‌توان از رابطه (31) نیروی جرم مجازی فاز مایع را محاسبه نمود.

$$\sum_k F_{vk} = F_{vG} + F_{vL} = 0 \quad (31)$$

### 3- تولید نفت و گاز همزمان با عملیات حفاری

در عملیات حفاری زیر تعادلی، فشار ته چاه کمتر از فشار مخزن نگه داشته می‌شود بنابراین نفت و گاز از مخزن به درون دالیز راه می‌یابد و همزمان با عملیات حفاری، تولید نفت و گاز خواهیم داشت. جهت شبیه‌سازی جریان دوفازی در طول دالیز یک چاه که تحت عملیات حفاری زیر تعادلی قرار گرفته است می‌بایستی اثرات نفت و گاز تولیدی نیز مدنظر قرار گیرد. برای پیش‌بینی میزان شارش نفت و گاز بر حسب پارامترهای مختلف از رابطه و گل استفاده شده است [28].

$$a_{iGb} = \frac{6\alpha_G}{d_{sm}} \quad (13)$$

و برای رژیم‌های لخته‌ای و کف‌آلود

$$a_{iGs,c} = \frac{4.5 \alpha_G - \alpha_{Gs}}{D_h} \frac{1 - \alpha_G}{1 - \alpha_{Gs}} + \frac{6\alpha_{Gs}}{d_{sm}} \frac{1 - \alpha_G}{1 - \alpha_{Gs}} \quad (14)$$

در معادله (14)،  $D_h$  قطر هیدرولیکی فضای دالیز،  $\alpha_{Gs}$  کسر حجمی فاز گاز در ناحیه لخته مایع و  $d_{sm}$  قطر متوسط ساتر<sup>1</sup> می‌باشد. برای محاسبه  $\alpha_{Gs}$  از رابطه‌ای که کارول و پودوسکی [22] پیشنهاد داده‌اند، استفاده شده است.

$$\alpha_{Gs} = \begin{cases} \alpha_G & 0.00 < \alpha_G < 0.25 \\ 0.3929 - 0.5714\alpha_G & 0.25 < \alpha_G < 0.60 \\ 0.05 & 0.60 < \alpha_G < 1.00 \end{cases} \quad (15)$$

قطر متوسط ساتر که در حقیقت همان قطر کره‌ای است که حجمی معادلات حجم حباب‌ها دارد توسط کاکا مصطفی اولغزی و همکاران [23] از رابطه (16) محاسبه شده است.

$$d_{sm} = 1.06 \left( \frac{\sigma}{\rho_L^{\frac{1}{3}}} \right)^{\frac{1}{3}} \left( \alpha_G (1 - \alpha_G) D_h^2 \right)^{\frac{2}{9}} \quad (16)$$

در این رابطه  $u_m$  سرعت متوسط مخلوط و  $\sigma$  کشش سطحی بین دوفاز است. ضریب درگ فصل مشترک نیز همانند میزان مساحت فصل مشترک وابسته به الگوی جریان است. تومیاما و همکاران [24] رابطه زیر را برای ضریب درگ فصل مشترک جریان حبابی پیشنهاد داده‌اند.

$$C_{DGB} = \frac{C_{DG0}}{\sqrt{\alpha_L}} \quad (17)$$

$C_{DG0}$  ضریب اصطکاک یک حباب تک در مایع ساکن می‌باشد و به صورت رابطه (18) بدست می‌آید

$$C_{DG0} = \max \left( \min \left( \left( \frac{24}{Re_G} \right) (1 + 0.15 Re_G^{0.687}), \frac{72}{Re_G} \right), \left( \frac{8EO}{3EO+12} \right) \right) \quad (18)$$

در رابطه (18)  $EO$  عدد ایوتوس، به صورت رابطه (19) تعریف می‌شود.

$$EO = \frac{g(\rho_L - \rho_G) d_{sm}^2}{\sigma} \quad (19)$$

همچنین  $Re_G$  عدد رینولدز حباب است و به صورت رابطه (20) محاسبه می‌شود.

$$Re_G = \frac{d_{sm} |(u_G - u_L)| \rho_L}{\mu_L} \quad (20)$$

برای جریان‌های لخته‌ای و کف‌آلود، ضریب درگ توسط ایشی و میشیما به صورت زیر ارائه شده‌اند.

$$C_{DGs} = 9.8(1 - \alpha_b)^3 \quad (21)$$

$$C_{DGC} = \left( \frac{8}{3} \right) (1 - \alpha_b)^2 \quad (22)$$

در روابط (21) و (22)  $\alpha_b$  به صورت (23) محاسبه می‌شود.

$$\alpha_b = \frac{\alpha_G - \alpha_{Gs}}{1 - \alpha_{Gs}} \quad (23)$$

### 2-2- نیروی درگ وارد بر فاز مایع

با فرض آن که در فرآیند انتقال مومنتوم میان فازها از طریق فصل مشترک، انتقال جرم از یک فاز به فاز دیگر رخ نمی‌دهد و با توجه به محاسبه نیروی وارد بر فاز گاز از سوی فاز مایع در روابط (12) تا (23)، نیروی وارد از سوی فاز گاز بر فاز مایع به صورت رابطه (24) محاسبه می‌گردد.

$$\sum_k F_{ik} = F_{iG} + F_{iL} = 0 \quad (24)$$

<sup>1</sup> Sauter Mean Diameter

- از معادلات بقاء جرم استفاده می‌شود. (شرايط مرزي کسر حجمي ها و سرعت ها در خروجي). بدین ترتيب در مراحل 3 و 4 همه مجھولات در گره 1 + i، "شکل 1" معلوم می‌شوند.
- 5- سومین حلقه تکرار، با حدس مقادير شش مجھول شامل دو کسر حجمي  $\alpha_G$  و  $\alpha_L$ ، دو سرعت  $u_G$  و  $u_L$ ، فشار  $p$  و چگالي فاز گاز  $\rho_G$  در دومين گره از سر چاه، گره i در "شکل 1"، شروع می‌شود و با استفاده از تکرار نيوتن، اصلاح اين مقادير حدسی تا ارضاء معيار همگرایي  $|BHP^n - BHP^{n+1}| < 10^{-7}$  ادامه می‌يابد. در تکرار نيوتن از رابطه  $Y_{n+1} = Y_n - J^{-1}F_n(Y_n)$  استفاده می‌شود. در اين رابطه بردار  $J$ ، بردار شامل شش مجھول و بردار  $F$ ، از رابطه (33) محاسبه می‌شود همچنین  $J^{-1}$  معكس ماتريس ژاكوبين است. می‌توان از مقادير گره 1 + i، به عنوان مقادير شروع اوليه در گره i، استفاده کرد.
- 6- روند حل از پايين دست جريان (سر چاه) به سمت بالادست جريان (انتهاي چاه) مشابه با مرحله 5، برای سابر نقاط ادامه می‌يابد. به منظور اصلاح حدس اوليه کسر حجمي فاز گاز در گره سرچاهی، پس از حل تعداد محدودی از گرهها (مثل 5 گره)، با استفاده از بروون یا يخت طحی کسر حجمي فاز گاز در اولين گره سر چاه اصلاح می‌شود و فرآيند حل با مقدار جديد کسر حجمي فاز گاز بدست آمد، از مرحله 4 تا ارضاء معيار همگرایي  $|(\alpha_{G,i+1}^{n+1} - \alpha_{G,i+1}^n)| < 10^{-7}$  ادامه می‌يابد.
- 7- مقدار نفت و گاز توليدی، با استفاده از فشار انتهاي چاه بدست آمده در مرحله ششم همچنین رابطه (32) اصلاح می‌شود و حل از مرحله 2 با مقادير اصلاح شده از نفت و گاز توليدی، تا ارضاء معيار همگرایي  $|BHP^{n+1} - BHP^n| < 10^{-7}$ ) ادامه می‌يابد.

## 5-نتایج و بحث در نتایج 5- اعتبارسنجی

جهت اعتبارسنجي کد تهیه شده از دو مطالعه موردي استفاده شده است. مطالعه اول مربوط به چاه ماسپک 53 می‌باشد که يك چاه عمودي عملیاتی است و به روش زیرتعادلی حفاری شده است. اطلاعات اين چاه از مرجع [13] استخراج و در جداول 1 و 2 ارائه شده است.

جدول 1 مشخصات هندسي چاه ماسپک 53

	قطر داخلی داليز (mm)	قطر خارجي لوله حفاری (mm)	عمق (m)
88.9	152.5	0-2555	
120.7	152.5	2555-2597	
-	149.2	2597-2605	

جدول 2 پارامترهای عملکردي چاه ماسپک 53

مقدار	پارامتر
2605 m	عمق شبیه‌سازی شده
kg/m³ 940	چگالی مایع حفاری
k 301.15	دمای سطح
k/100m 2.83	گراديان دمای ژئوتربمال
28.02	وزن مولکولي گاز تزریقی (نيتروزن)
m³/min 15.008	نرخ تزریق نيتروزن از سر چاه
m³/min 0.503	نرخ تزریق مایع حفاری
MPa 0.31	فشار خروجي از داليز (فشار چوک)
MPa 17.24	فشار متوسط مخزن

$$\frac{q}{q_{\max}} = 1.0 - 0.2 \left( \frac{BHP}{P_R} \right) - 0.8 \left( \frac{BHP}{P_R} \right)^2 \quad (32)$$

در معادله (32)، q دبی نفت شارش يافته به درون داليز، BHP فشار ته چاه و  $P_R$  فشار متوسط مخزن است. همچنین  $q_{\max}$  ماکریزم دبی نفت شارش يافته به درون داليز است که در ازای فشار ته چاه صفر، بدست می‌آید. پر واضح است که فشار ته چاه و میزان شارش نفت و گاز به هم کاملاً وابسته و کوپل هستند. در حقیقت از یك سو، فشار ته چاه متاثر از دبی نفت و گاز تولیدی از چاه است و از سوی ديگر نفت و گاز تولیدی همچنان که از رابطه (32) برمی‌آيد تابعی از فشار ته چاه است.

## 4-روش و الگوريتم حل

با فرض پایا بودن جریان، معادلات پیوستگی و مومنتوم به همراه معادله قید هندسی و معادله حالت گاز یک دستگاه شش معادله‌ای غيرخطی را تشکیل می‌دهند. با استفاده از رویکرد اختلاف محدود می‌توان معادلات مومنتوم و پیوستگی را به شکل جبری نوشت و با استفاده از روش نيوتن که جزئيات مربوط به آن برای حل يك جريان دوفازی افقی با رژیم لایه‌ای توسط برلنند [29] تشریح شده است، به حل دستگاهی با شش معادله غیرخطی و شش مجھول پرداخت.

$$F = \begin{bmatrix} F_1 \\ F_2 \\ F_3 \\ F_4 \\ F_5 \\ F_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (\alpha_G \rho_G u_G A)_i - K_{Gin} \\ (\alpha_L \rho_L u_L A)_i - K_{Lin} \\ K_{Gin}(u_{G,i+1} - u_{G,i}) + \alpha_{G,i} A_i (P_{i+1} - P_i) + \\ A \Delta P_{i+1} (\alpha_{G,i+1} - \alpha_{G,i}) - \Delta X \cdot A_i \cdot S_{G,i} \\ K_{Lin}(u_{L,i+1} - u_{L,i}) + \alpha_{L,i} A_i (P_{i+1} - P_i) + \\ A \Delta P_{i+1} (\alpha_{L,i+1} - \alpha_{L,i}) - \Delta X \cdot A_i \cdot S_{L,i} \\ \alpha_G + \alpha_L - 1.0 \\ \rho_G - \rho(P_i, T_i) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (33)$$

شش مجھول شامل دو کسر حجمي  $\alpha_G$  و  $\alpha_L$ ، دو سرعت  $u_G$  و  $u_L$ ، فشار p و چگالی فاز گاز  $\rho_G$  است. درصورتی که در يكی از مزها مقادير مربوط به اين مجھولات مشخص باشد به راحتی می‌توان با يك حل بازگشتی همهی مجھولات را در طول داليز بدست آورد.

## 1-الگوريتم تعیین شبیه‌سازی و حل مساله

از الگوريتم زیر جهت تعیین شبیه‌سازی مرزي و حل مساله استفاده شده است.

1- همان‌گونه که در "شکل 1" نيز مشخص است، محاسبات از سرچاه

(بالای فضای حلقوی) شروع می‌شود و در امتداد فضای حلقوی تا رسیدن به انتهاي چاه ادامه می‌يابد.

2- اولين حلقه تکرار با حدس مقادير نفت و گاز توليدی از مخزن شروع می‌شود. می‌توان فرض کرد که نفت و گاز با حداکثر دبی ممکن از مخزن به درون داليز جريان می‌يابند. با استفاده از اين مقادير و همچنین دبی مایع و گاز تزریقی از سر چاه خواص معادل مایع و گاز درون فضای حلقوی براساس میانگین وزنی اجزاء محاسبه می‌شوند.

3- فشار در خروجي داليز برابر با فشار چوک است. با استفاده از معادله حالت فاز گاز، چگالی فاز گاز در خروجي داليز نيز بدست می‌آيد. (شبیه‌سازی فشار و چگالی فاز گاز در خروجي داليز)

4- دومين حلقه تکرار با حدس کسر حجمي فاز گاز در گره سرچاه، شروع می‌شود و با استفاده از اين مقادير حدسی کسر حجمي فاز مایع در سر چاه بدست می‌آيد  $\alpha_G = 1 - \alpha_L = 1$ . از اين مقادير برای تعیین سرعت فازهای مایع و گاز  $u_G$  و  $u_L$ ، با استفاده

جدول ۵ داده‌های تست جریان چاه آیرايد 1166

Table 5 Iride 1166's flow test data

پارامتر	مقدار
MPa 27.1	فشار متوسط مخزن
m <sup>3</sup> /day 1275.2	ماکریم رخ جریان نفت
m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> 287.3	نسبت گاز به نفت
kg/m <sup>3</sup> 805.6	چگالی نفت مخزن
0.65	وزن مخصوص گاز طبیعی مخزن
18.83	وزن مولکولی گاز طبیعی مخزن
MPa 20.7	فشار ته چاه
m <sup>3</sup> /day 474	رخ جریان نفت

جدول ۶ اعتبارسنجی کد تهیه شده

Table 6 Result validation

نفت تولیدی m <sup>3</sup> /day	فشار ته چاه MPa	داده‌های تجربی [13]
474	20.700	
489	20.645	نتایج بدست آمده از کد عددی
3.166%	0.266%	درصد خطای روش عددی پیشنهادی

در ادامه نتایج در دو بخش ارائه خواهد شد. در بخش اول تاثیر پارامترهای کنترلی بر توزیع کسر جرمی، سرعت و توزیع فشار در طول دالیز چاه آیرايد بررسی خواهد شد. در بخش دوم تاثیر پارامترهای کنترلی بر نفت تولید شده در حین عملیات حفاری مورد بررسی قرار می‌گیرد. شایان ذکر است که در استخراج نتایج چاه آیرايد از شبکه‌ای با 3902 گره استفاده شده است. مطالعه شبکه صورت گرفته مطابق "شکل 3" است.

## 5-2- تاثیر پارامترهای کنترلی بر توزیع پارامترهای جریان دوفاز در دالیز

"شکل 4" تغییرات کسر جرمی فاز گاز در طول دالیز برای دبی‌های مختلف تزریق فاز گاز از سر چاه را ارائه می‌دهد. در تمامی دبی‌های فاز گاز تزریقی، کسر جرمی فاز گاز از پایین به بالا در طول دالیز افزایش می‌یابد. از آن جایی که از پایین به بالا در طول دالیز فشار کاهش می‌یابد بنابراین منطقی است که فاز گاز فضای بیشتری از دالیز را اشغال کند و به عبارتی کسر جرمی فاز گاز از پایین به بالا افزایش یابد. همچنین با افزایش دبی گاز تزریقی، کسر جرمی فاز گاز در همه نقاط دالیز افزایش می‌یابد. نکته جالب توجه دیگر آن که با توجه به اطلاعات هندسی چاه، در عمق 3764 متری یک تغییر سطح مقطع وجود دارد. "شکل 4" نشان می‌دهد که با کاهش ناگهانی سطح مقطع در همه دبی‌های فاز گاز تزریقی، کسر جرمی فاز گاز یک افزایش ناگهانی را نشان می‌دهد. این افزایش ناشی از تغییرات سرعت فاز گاز است.

"شکل 5" تغییرات سرعت فاز گاز در طول دالیز برای دبی‌های مختلف تزریق فاز گاز را ارائه می‌دهد. تغییر سرعت فاز گاز در قسمت‌های انتهایی چاه مقدار کوچکتری نسبت به قسمت‌های نزدیک به سر چاه دارد به گونه‌ای که اغلب تغییرات سرعت فاز گاز در حدود ۱۰ متر از انتهایی چاه رخ داده است. همچنین کاهش ناگهانی تغییر سطح مقطع سبب افزایش سرعت فاز گاز شده است. در دبی‌های بزرگتر از فاز گاز تزریقی، میزان افزایش سرعت ناشی از تغییر سطح مقطع بیشتر است. به علاوه با افزایش دبی فاز گاز تزریقی در همه نقاط دالیز، سرعت فاز گاز افزایش یافته است.

"شکل 6" تغییرات سرعت فاز مایع در طول دالیز برای دبی‌های مختلف فاز گاز تزریقی را ارائه می‌دهد. با قیاس این نمودار ۵ مشخص

"شکل 2" توزیع فشار بدست آمده درون دالیز چاه ماسپیک 53 را نشان می‌دهد. فشار از سر چاه به سمت انتهای چاه، در امتداد دالیز افزایش می‌یابد همان‌گونه که نتایج نشان می‌دهد مدل سازی عددی انجام شده با استفاده از مدل دوسيالی تک فشاری، در قیاس با مدل‌های مکانیسم‌نگر و داده‌ی تجربی ارائه شده از دقت قابل قبولی برخوردار است.

دومین مطالعه‌ی موردنی مربوط به چاه آیرايد 1166 یک چاه عمودی عملیاتی است که در میدان نفت و گاز سمریا آیرايد مکریک واقع و به روش زیر تعادلی حفاری شده است. اطلاعات این چاه از مرجع [13] استخراج و در جداول ۳ تا ۵ ارائه شده است. در این چاه همزمان با عملیات حفاری تولید نفت و گاز از مخزن نیز وجود دارد. نتایج حاصل از شبیه‌سازی عددی جریان در چاه سمریا آیرايد 1166 با استفاده از کد عددی تهیه شده به همراه نتایج تجربی ارائه شده در [13] و درصد خطای روش عددی در جدول ۶ ارائه شده است. همان‌گونه که از این جدول نیز برمی‌آید کد عددی تهیه شده با دقت خوبی جریان دوفازی گاز- مایع در عملیات حفاری زیرتعادلی را شبیه‌سازی می‌نماید.

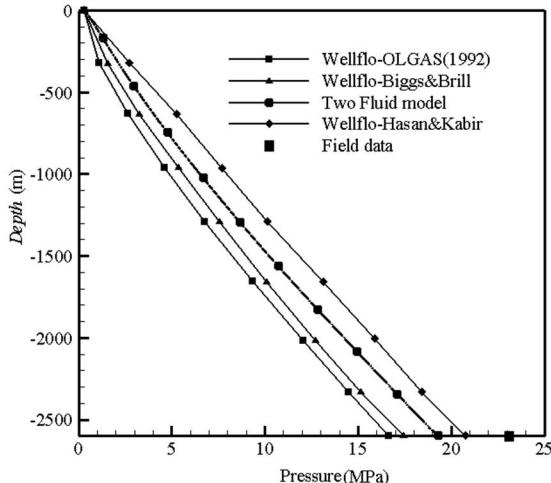


Fig. 2 Comparison of pressure distribution obtained from two fluid model with actual data and mechanistic model

شکل 2 مقایسه توزیع فشار بدست آمده از کد تهیه شده برمنای مدل دوسيالی با نتایج تجربی و مکانیسم‌نگر

جدول ۳ مشخصات هندسی چاه آیرايد 1166

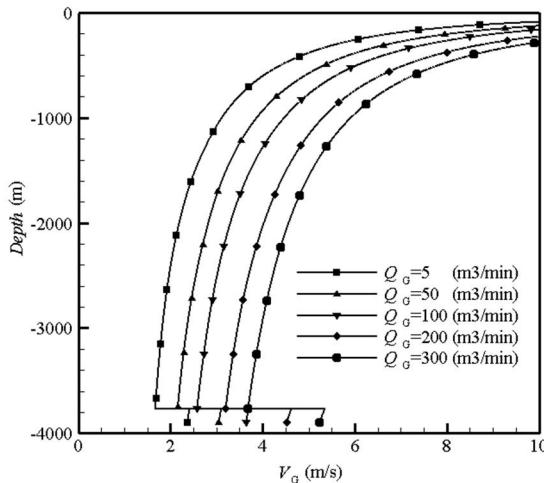
Table 3 Iride 1166's annular well geometry

عمق (m)	قطر داخلی دالیز (mm)	قطر خارجی لوله حفاری (mm)
88.9	168.3	0-3764
120.7	168.3	3764-3901

جدول ۴ پارامترهای عملکردی چاه آیرايد 1166

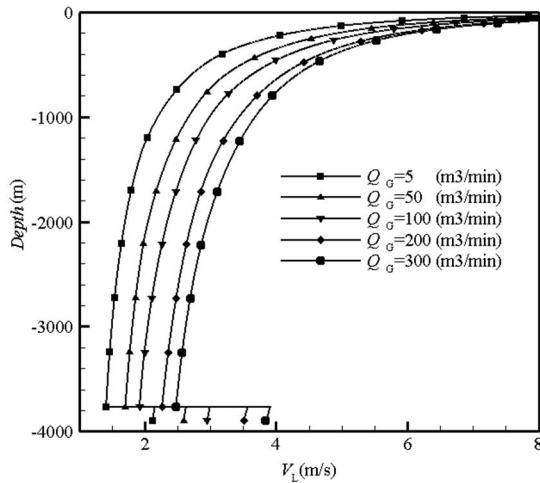
Table 4 Iride 1166's operational parameters

پارامتر	مقدار
چگالی مایع حفاری	kg/m <sup>3</sup> 949
دمای سطح	K 302.4
گرادیان دمای ژئوترمال	k/100m 3.06
وزن مولکولی گاز تزریقی (نیتروژن)	28.02
نرخ تزریق نیتروژن از سر چاه	m <sup>3</sup> /min 10
نرخ تزریق مایع حفاری	m <sup>3</sup> /min 0.4542
فشار خروجی از دالیز (فشار چوک)	MPa 0.207



**Fig. 5** The effect of gas injection flow rate on the distribution of gas velocity in the annulus

شکل ۵ اثر افزایش دبی فاز گاز تزریقی بر روی توزیع سرعت فاز گاز در طول دالیز



**Fig. 6** The effect of gas injection flow rate on the distribution of liquid velocity in the annulus

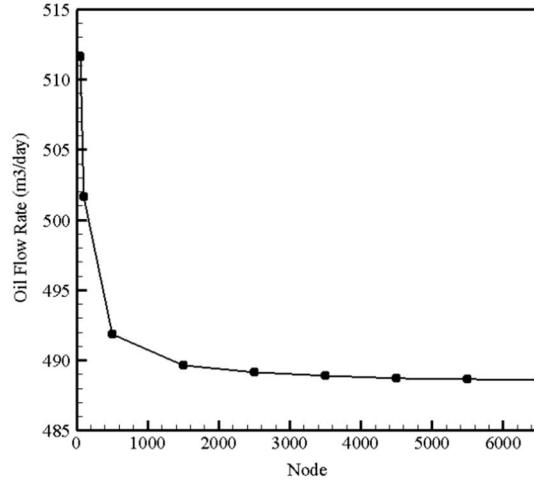
شکل ۶ اثر افزایش دبی فاز گاز تزریقی بر روی توزیع سرعت فاز مایع در طول دالیز

بودن عامل افت فشار هیدرواستاتیک در این ناحیه می‌باشد. همچنین با کاهش سطح مقطع، میزان افزایش فشار با افزایش عمق نیز افزایش می‌یابد.

این امر در دبی‌های بزرگ‌تر فاز گاز تزریقی بیشتر و نمایان‌تر است.

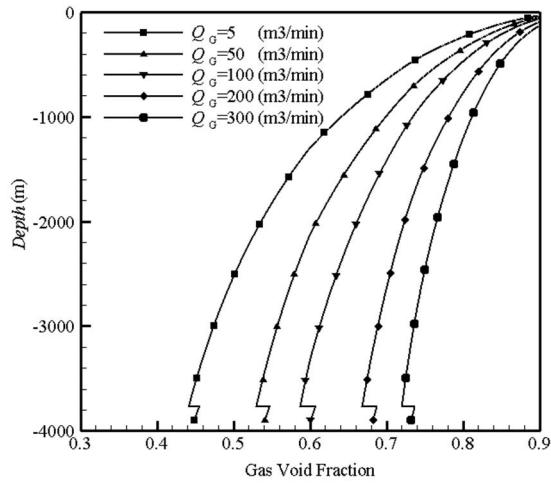
"شکل ۸" تغییرات کسر حجمی فاز گاز در طول دالیز برای دبی‌های مختلف فاز مایع تزریقی از سرچاه را نشان می‌دهد. با افزایش دبی تزریقی فاز مایع، کسر حجمی فاز گاز در همه نقاط دالیز کاهش می‌یابد. میزان این کاهش در ناحیه‌ی نزدیک به انتهای چاه بیشتر است. همچنین میزان افزایش ناگهانی کسر حجمی فاز گاز در اثر کاهش ناگهانی سطح مقطع با افزایش دبی حجمی فاز مایع تزریقی کاهش می‌یابد.

"شکل ۹" تغییرات سرعت فاز گاز در طول دالیز برای دبی‌های مختلف تزریق فاز مایع را ارائه می‌دهد. با افزایش دبی فاز مایع تزریقی، سرعت فاز گاز در تمام طول دالیز کاهش می‌یابد. همچنین با افزایش دبی تزریقی فاز مایع از سرچاه، میزان تغییر ناگهانی سرعت فاز گاز در اثر تغییر ناگهانی سطح مقطع کاهش می‌یابد. به بیان دیگر در دبی‌های بیشتر فاز مایع، سرعت فاز گاز حساسیت کمتری نسبت به تغییرات هندسی سطح مقطع دارد.



**Fig. 3** Grid study

شکل ۳ مطالعه‌ی شبکه

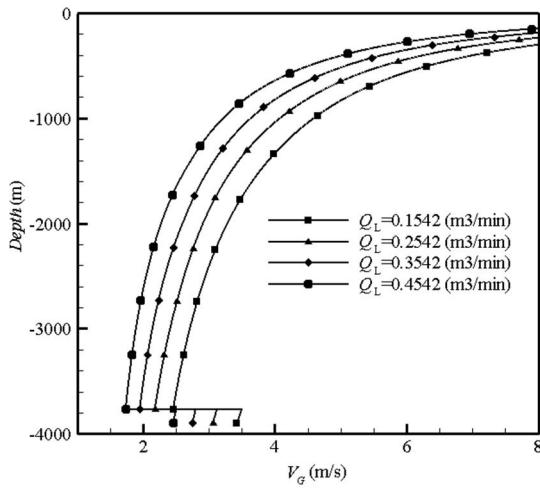


**Fig. 4** The effect of gas injection flow rate on the distribution of gas void fraction in the annulus

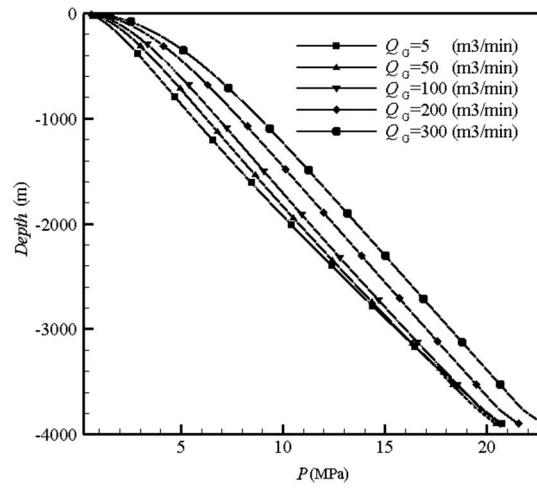
شکل ۴ اثر افزایش دبی فاز گاز تزریقی بر توزیع کسر حجمی فاز گاز در طول دالیز

می‌گردد که در همه‌ی طول دالیز سرعت فاز مایع کمتر از فاز گاز است. همچنین اغلب تغییر سرعت فاز مایع در ناحیه‌ی سرچاهی رخ می‌دهد. با کاهش سطح مقطع دالیز، سرعت فاز مایع نیز افزایش می‌یابد. میزان این افزایش وابسته به دبی تزریقی گاز است و در دبی‌های بیشتر فاز گاز تزریقی، میزان افزایش سرعت فاز مایع در اثر کاهش سطح مقطع بیشتر است. به علاوه آن که با افزایش دبی فاز گاز تزریقی، در همه‌ی نقاط دالیز سرعت فاز مایع افزایش می‌یابد.

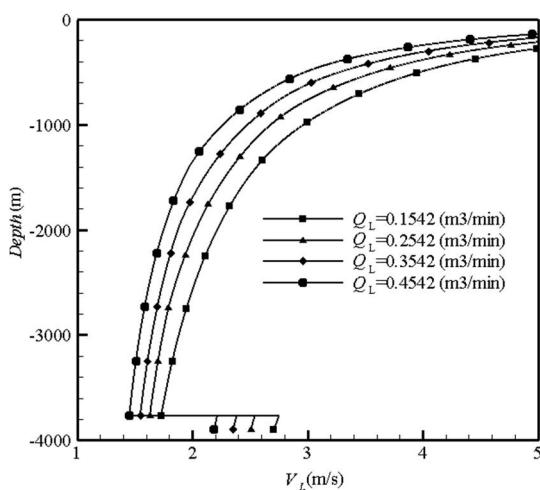
"شکل ۷" توزیع فشار در طول دالیز برای دبی‌های مختلف فاز گاز تزریقی را نشان می‌دهد. با افزایش دبی فاز گاز تزریقی، میزان افزایش فشار در ناحیه‌ی نزدیک به سرچاه افزایش بیشتری می‌یابد. از آن جایی که در ناحیه‌های نزدیک به سرچاه مقدار سرعت‌ها و کسر حجمی فاز گاز بیشتر از نواحی انتهایی چاه است بنابراین مکانیزم غالب بر گردادیان فشار در این ناحیه اصطکاک است از این رو در دبی‌های بزرگ‌تر از فاز گاز تزریقی گردادیان فشار در این ناحیه شدیدتر است. در قسمت‌های نزدیک به انتهای چاه، در دبی‌های کوچک‌تر فاز گاز، میزان افزایش فشار بیشتر است. این امر ناشی از حاکم



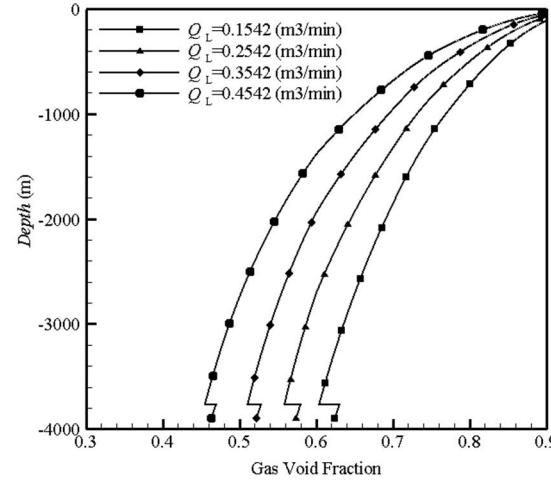
**شکل ۹** اثر افزایش دبی فاز مایع تزریقی بر روی توزیع سرعت فاز گاز در طول دالیز



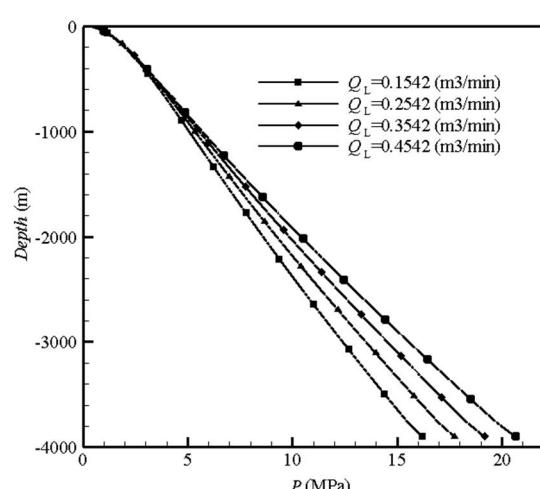
**شکل ۷** اثر افزایش دبی فاز گاز تزریقی بر روی توزیع فشار در طول دالیز



**شکل ۱۰** اثر افزایش دبی فاز مایع تزریقی بر توزیع سرعت فاز مایع در طول دالیز



**شکل ۸** اثر افزایش دبی فاز مایع تزریقی بر توزیع کسر حجمی فاز گاز در طول دالیز



**شکل ۱۱** اثر افزایش دبی فاز مایع تزریقی بر روی توزیع فشار در طول دالیز

"شکل ۱۰" نحوه‌ی تغییر سرعت فاز مایع در طول دالیز را برای دبی‌های مختلف فاز مایع تزریقی از سرچاه نشان می‌دهد. با افزایش دبی تزریقی فاز مایع، سرعت فاز مایع در تمام طول دالیز کاهش می‌یابد. میزان افزایش سرعت فاز مایع ناشی از کاهش سطح مقطع با افزایش دبی فاز مایع تزریقی کاهش می‌یابد. با مقایسه دو نمودار ۹ و ۱۰ مشاهده می‌شود که علی‌رغم کاهش سرعت هر دو فاز گاز و مایع به واسطه‌ی افزایش دبی فاز مایع تزریقی، همچنان در تمامی نقاط دالیز سرعت فاز گاز از سرعت فاز مایع بیشتر است.

"شکل ۱۱" توزیع فشار در طول دالیز برای دبی‌های مختلف فاز مایع تزریقی را نشان می‌دهد. به طور کلی با افزایش دبی فاز مایع تزریقی در همه‌ی نقاط فشار افزایش یافته است. میزان این افزایش با افزایش عمق چاه بیشتر می‌شود. به عبارتی با افزایش عمق چاه و حاکم شدن مکانیزم فشار هیدرواستاتیک، افزایش فشار ناشی از افزایش دبی فاز مایع تزریقی از سر چاه نیز افزایش می‌یابد. از مقایسه "شکل‌های ۷ و ۱۱" می‌توان این‌گونه برداشت نمود که افزایش دبی فاز گاز منجر به افزایش گرادیان فشار اصطکاکی می‌شود و بیشترین بروز را در ناحیه‌ی سرچاهی دارد در مقابل افزایش دبی فاز مایع

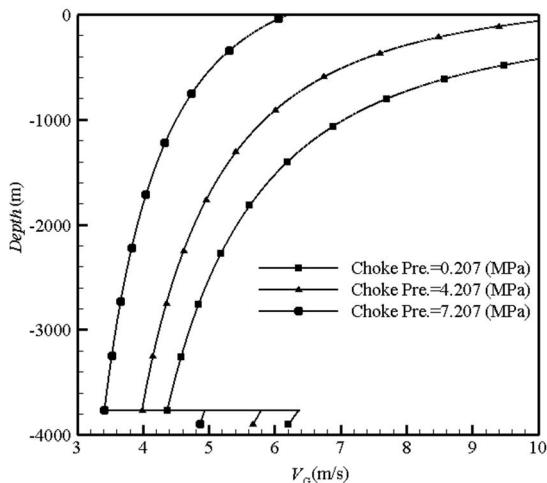


Fig. 13 The effect of choke pressure on the distribution of gas velocity in the annulus

شکل 13 اثر افزایش فشار چوک بر روی توزیع سرعت فاز گاز در طول دالیز

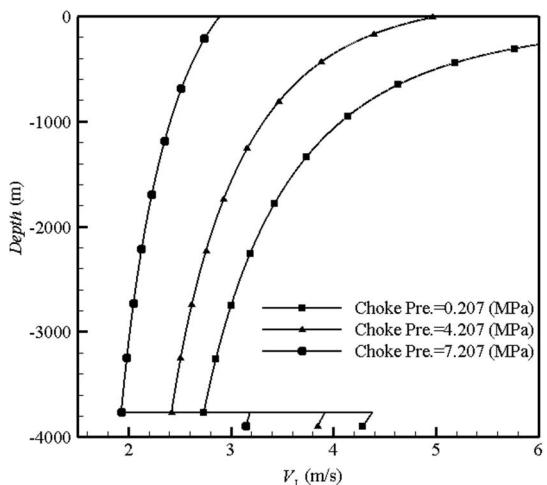


Fig. 14 The effect of choke pressure on the distribution of liquid velocity in the annulus

شکل 14 بررسی اثر افزایش فشار چوک بر روی توزیع سرعت فاز مایع در طول دالیز

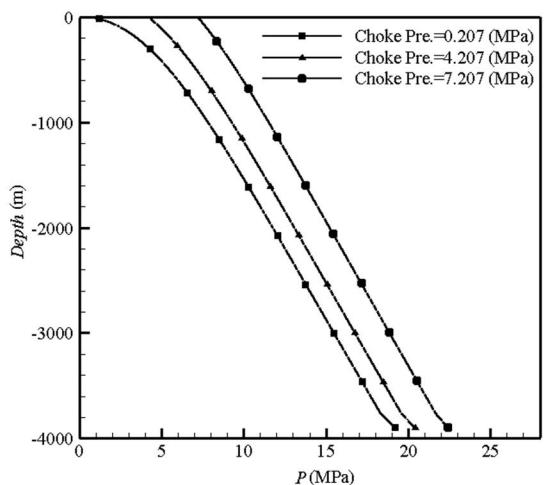


Fig. 15 The effect of choke pressure on the distribution of pressure in the annulus

شکل 15 بررسی اثر افزایش فشار چوک بر روی توزیع فشار در طول دالیز

تزریقی، منجر به افزایش ترم هیدرواستاتیک گرادیان فشار می‌شود و به تبع بیشترین تاثیر را در ناحیه انتهایی نشان خواهد داد.

"شکل 12" تغییرات کسر حجمی گاز در طول دالیز در فشارهای چوک مختلف را نشان می‌دهد. با افزایش فشار چوک، کسر حجمی گاز کاهش می‌یابد. این کاهش در ناحیه سرچاهی مرتبه بزرگ‌تری دارد. علت این امر آن است که در نقاط نزدیک به سرچاه، فشار کل جریان کمتر از نقاط انتهایی است. بنابراین فشار چوک اضافه شده در قیاس با فشار کل جریان، مرتبه بزرگ‌تری دارد درحالی که در انتهای چاه، نسبت فشار چوک اضافه شده به فشار جریان با توجه به بزرگی فشار کل در نقاط انتهایی، کوچک‌تر است.

"شکل 13" تغییرات سرعت فاز گاز در طول دالیز در فشارهای چوک مختلف را ارائه کرده است. با افزایش فشار چوک، سرعت فاز گاز در تمام طول دالیز کاهش می‌یابد. میزان این کاهش در ناحیه سرچاهی بیشتر از انتهای چاه می‌باشد. همچنین با افزایش فشار چوک، میزان افزایش در سرعت فاز گاز ناشی از کاهش ناگهانی سطح مقطع، کاهش می‌یابد.

"شکل 14" سرعت فاز مایع در طول دالیز در فشارهای چوک مختلف را نشان می‌دهد. با افزایش فشار چوک، سرعت فاز مایع کاهش می‌یابد. اغلب تغییرات سرعت مایع در همه فشارهای چوک در ناحیه سرچاهی رخ می‌دهد. با افزایش فشار چوک این امر تشدید می‌گردد. همچنین با افزایش فشار چوک، افزایش در سرعت فاز مایع، ناشی از کاهش ناگهانی سطح مقطع، کاهش می‌یابد. به عبارتی با افزایش فشار چوک حساسیت سرعت فازهای مایع و گاز نسبت به تغییر هندسی سطح مقطع کاهش می‌یابد.

"شکل 15" توزیع فشار در طول دالیز را برای فشارهای چوک مختلف نشان می‌دهد. افزایش فشار چوک سبب می‌شود تا فشار در همه نقاط افزایش یابد. میزان این افزایش در نقاط و در فشارهای چوک مختلف، متفاوت است. با توجه به "شکل‌های 12-15" افزایش فشار چوک، توزیع کسر حجمی‌ها و سرعت‌ها را با توابعی غیرخطی تحت تاثیر قرار می‌دهد بنابراین بدیهی است که توزیع فشار نیز در همه نقاط به شکل یکسانی تغییر نکند.

### 5- تاثیر پارامترهای کنترلی بر نفت تولید شده از مخزن

در "شکل 16" نحوه تغییر نرخ جریان نفت تولید شده از مخزن براساس دبی فاز گاز تزریق شده و در دبی‌های مختلف تزریق فاز مایع ارائه شده است.

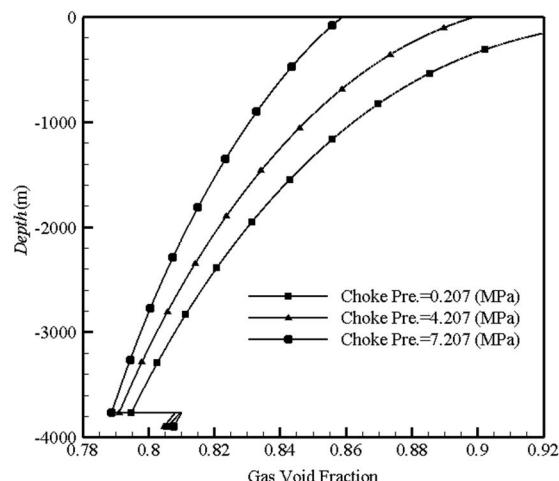


Fig. 12 The effect of choke pressure on the distribution of gas void fraction in the annulus

شکل 12 اثر افزایش فشار چوک بر روی توزیع کسر حجمی فاز گاز در طول دالیز

"شکل 17" میزان نفت تولیدی از مخزن بر حسب دبی فاز گاز تزریقی در فشارهای چوک مختلف را ارائه کرده است. ناحیه‌های هیدرواستاتیک غالب و اصطکاک غالب در نمودارها مخصوص است. در همه‌ی دبی‌های تزریقی فاز گاز با افزایش فشار چوک، فشار ته چاه افزایش و به تبع آن نرخ نفت تولیدی کاهش یافته است. میزان این کاهش در ناحیه‌ی هیدرواستاتیک غالب بیشتر از ناحیه‌ی اصطکاک غالب است. با افزایش دبی فاز گاز تزریقی، میزان کاهش نفت تولیدی در اثر تغییر فشار چوک، کاهش می‌یابد. به عبارتی افزایش فشار چوک بیشتر عوامل دخیل در ترم گرادیان فشار هیدرواستاتیک را تحت تاثیر قرار می‌دهد و سبب کاهش حجم فاز گاز می‌شود و تاثیر کمتری بر روی سرعت فازها دارد. باستانی توجه داشت که به واسطه مسائل مربوط به پایداری دیواره چاه و همچنین محدودیت‌های مربوط به ابزارهای سرچاهی نمی‌توان فشار چوک را از مقدار مشخصی کمتر در نظر گرفت.

در "شکل 18" نتایج مربوط به بررسی نرخ جریان نفت تولید شده از مخزن بر حسب دبی فاز مایع تزریق شده از سر چاه و در دبی‌های مختلف فاز گاز ارائه شده است. با افزایش دبی فاز مایع در همه‌ی دبی‌های فاز گاز، فشار ته چاه افزایش و نرخ تولید نفت از مخزن کاهش نفت تولیدی دبی‌های مختلف فاز گاز متفاوت است. به عبارتی میزان کاهش نفت تولیدی ناشی از افزایش تزریق مایع در سر چاه به دبی فاز گاز تزریق شده و باسته است. در دبی‌های فاز گازی که جریان در ناحیه‌ی هیدرواستاتیک غالب قرار می‌گیرد-5 متر مکعب بر دقیقه- شیب نمودار بیش از سایر نمودارهاست. به بیان دیگر در ناحیه‌ی هیدرواستاتیک غالب، افزایش دبی فاز مایع تزریق شده تاثیر بیشتری در کاهش نفت تولیدی دارد.

"شکل 19"، نحوه تغییرات نرخ جریان نفت تولیدی از مخزن بر حسب دبی فاز مایع تزریقی در فشارهای چوک مختلف را نشان می‌دهد. دو دسته نمودار ارائه شده است. نمودارهای خط پر در ناحیه‌ی هیدرواستاتیک غالب و نمودارهای خط چین در ناحیه‌ی اصطکاک غالب قرار دارند. در هر دو دسته نمودار، با افزایش دبی فاز مایع، بواسطه افزایش فشار ته چاه، تولید نفت کاهش می‌یابد. همچنین با افزایش فشار چوک در هر دو ناحیه، فشار ته چاه افزایش و نرخ تولید نفت کاهش یافته است. میزان افزایش فشار چوک تاثیر مشهودی بر روی شیب نمودارها نداشته است.

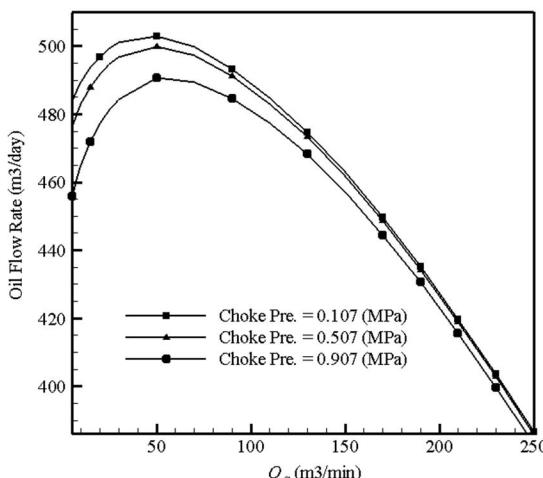


Fig. 17 The effect of injected gas flow rate on the oil production at different choke pressure

شکل 17 بررسی اثر دبی گاز تزریق شده بر تولید نفت در فشارهای چوک مختلف

نمودارهای نرخ جریان نفت تولید شده از مخزن بر اساس دبی فاز گاز تزریق شده اغلب به دو ناحیه تقسیم می‌شوند. در ناحیه‌ی ابتدایی نمودار صعودی است و با افزایش دبی فاز گاز تزریقی فشار ته چاه کاهش و نرخ جریان نفت تولید شده از مخزن افزایش می‌یابد. پس از رسیدن به نقطه بیشینه تولید نفت، نمودار نزولی خواهد شد و با افزایش دبی فاز گاز تزریقی فشار ته چاه افزایش و نرخ تولید نفت کاهش می‌یابد.

گرادیان فشار کل، مجموع گرادیان فشار اصطکاکی و گرادیان فشار هیدرواستاتیکی است. با افزایش دبی فاز گاز تزریقی، سرعت فازها که عامل تعیین کننده گرادیان فشار اصطکاکی هستند افزایش می‌یابند و کسر حجمی فاز مایع که عامل اصلی در تعیین گرادیان فشار هیدرواستاتیکی است، کاهش می‌یابد. در حقیقت با افزایش دبی فاز گاز تزریقی گرادیان فشار اصطکاکی افزایش و گرادیان فشار هیدرواستاتیکی کاهش می‌یابد. در ناحیه‌ی ابتدایی نمودارهای نرخ نفت تولید شده بر حسب دبی فاز گاز تزریق شده، میزان کاهش در ترم هیدرواستاتیک غالب از افزایش در ترم اصطکاک است.

از این رو ناحیه‌ی ابتدایی را ناحیه‌ی هیدرواستاتیک غالب می‌نامند. در ناحیه‌ی دوم نیز با افزایش دبی فاز گاز تزریقی گرادیان فشار اصطکاکی افزایش می‌یابد و گرادیان فشار هیدرواستاتیکی کاهش خواهد یافت اما میزان افزایش گرادیان فشار اصطکاکی بیش از گرادیان فشار هیدرواستاتیکی است. از این رو این ناحیه را ناحیه‌ی اصطکاک غالب می‌نامند. با توجه به "شکل 16" در همه‌ی دبی‌های فاز گاز تزریقی، با افزایش دبی فاز مایع تزریقی از سر چاه فشار ته چاه افزایش و نرخ تولید نفت کاهش می‌یابد. در دبی فاز مایع تزریقی 0.2542، به علت کم بودن میزان مایع موجود در فضای دالیزی، کل نمودار در ناحیه‌ی اصطکاک غالب است. با افزایش دبی فاز مایع، ناحیه‌ی هیدرواستاتیک غالب نیز به وجود می‌آید و هر چه دبی فاز مایع تزریقی بیشتر شود گسترش ناحیه‌ی هیدرواستاتیک غالب در دبی‌های فاز گاز بیشتر خواهد بود. با افزایش دبی فاز مایع تزریقی محل کمترین فشار ته چاه در دبی‌های بزرگتری از فاز گاز تزریقی رخ خواهد داد. بهینه‌ترین حالت در عملیات حفاری زیرتعادلی رسیدن به بیشترین میزان تولید نفت در عین رعایت محدودیت‌های است.

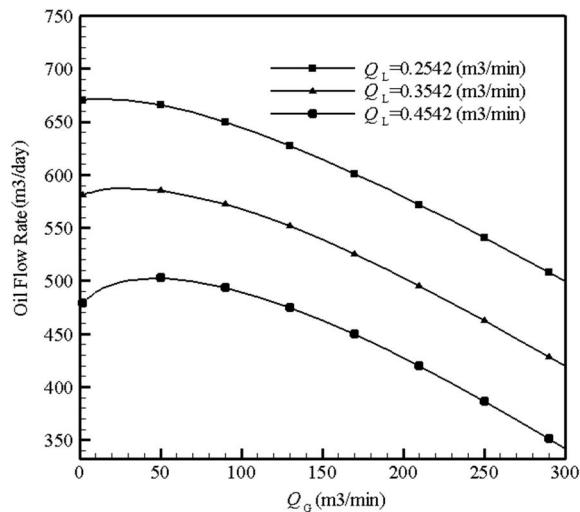
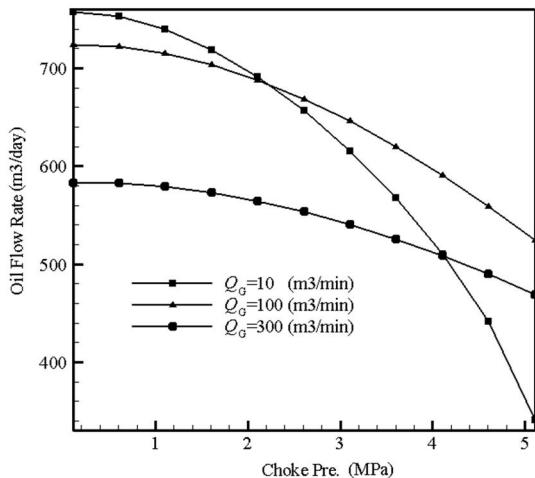


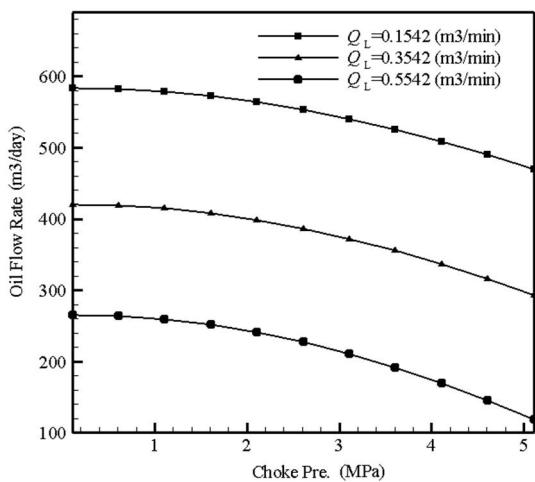
Fig. 16 The effect of injected liquid phase flow rate on the oil production at different flow rate of injected gas phase

شکل 16 بررسی اثر دبی گاز تزریق شده بر تولید نفت در دبی‌های مختلف فاز مایع



**Fig. 20** The effect of choke pressure on the oil production at different flow rate of injected gas phase

شکل 20 بررسی اثر فشار چوک بر نفت تولیدی در دیهای مختلف فاز گاز

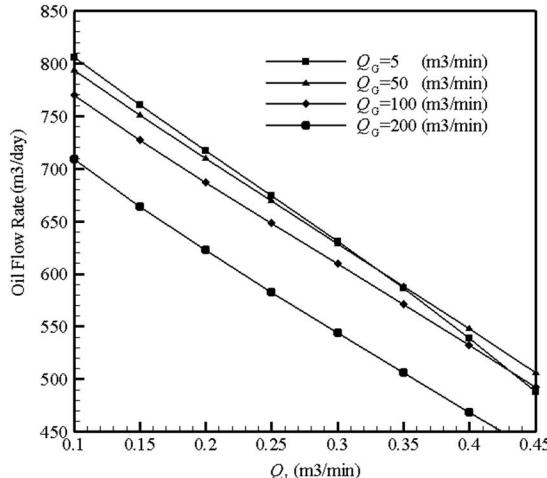


**Fig. 21** The effect of choke pressure on the oil production at different flow rate of injected liquid phase

شکل 21 بررسی اثر فشار چوک بر نفت تولیدی در دیهای مختلف فاز مایع

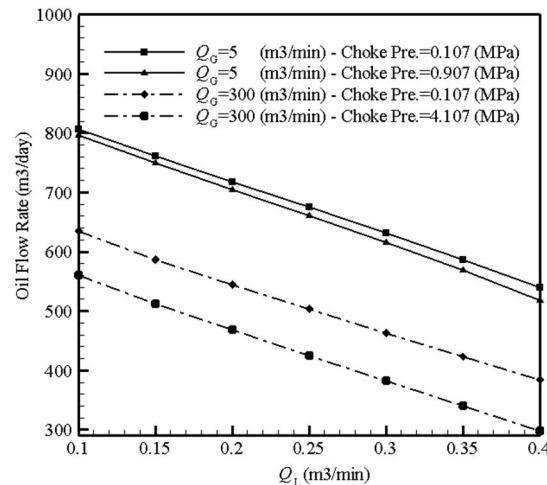
**6-نتیجه‌گیری**  
در این مطالعه، جهت شبیه‌سازی جریان دوفاری گاز- مایع در فضای حلقوی یک چاه با ابعاد واقعی که تحت عملیات حفاری زیرتعادلی قرار دارد از روشی عددی مبتنی بر مدل دوسيالی تک فشاری استفاده شده است. شارش نفت و گاز از مخزن به‌واسطه‌ی زیرتعادلی بودن عملیات حفاری درنظر گرفته شده است. نتایج حاصل از کد عددی تهیه شده با داده‌های دو چاه واقعی مقایسه و اعتبارسنجی شده است. براساس نتایج بدست آمده:

- 1 روش عددی پیشنهادی با دقت بسیار بهتری نسبت به سایر روش‌ها نفت تولیدی از مخزن را شبیه‌سازی می‌نماید.
- 2 تاثیر تغییرات دیهای فاز گاز تزریق شده بر تولید نفت و گاز وابسته به مقادیر دیهای فاز مایع تزریق شده و فشار چوک است.
- 3 افزایش دیهای فاز مایع تزریق شده سبب کاهش میزان نفت و گاز تولید شده می‌شود. میزان این کاهش وابسته به مقدار دیهای فاز گاز و مستقل از فشار چوک است.



**Fig. 18** The effect of injected liquid flow rate on the oil production at different flow rate of injected gas phase

شکل 18 بررسی اثر دیهای مایع تزریق شده بر نفت تولیدی در دیهای مختلف فاز گاز



**Fig. 19** The effect of injected liquid flow rate on the oil production at different choke pressure

شکل 19 بررسی اثر دیهای مایع تزریق شده بر نفت تولیدی در فشارهای چوک مختلف

"شکل 20" تاثیر افزایش فشار چوک بر نخر تولید نفت از مخزن را در دیهای مختلف فاز گاز نشان می‌دهد. در دیهای مشخصی از گاز تزریقی با افزایش فشار چوک، فشار ته چاه افزایش و به تبع آن تولید نفت کاهش می‌یابد. میزان کاهش کاملاً وابسته به نخر تزریق فاز گاز در سرچاه است. در نرخ‌های پایین‌تر فاز گاز، کاهش تولید نفت ناشی از افزایش فشار چوک بسیار بیشتر از نرخ‌های بالای فاز گاز است. علت این امر آن است که در دیهای فاز گاز کمتر، بیشتر ترم‌های گرادیان فشار هیدرواستاتیکی غالب هستند و افزایش فشار چوک نیز همان‌طور که در توضیحات "شکل 17" بیان شد بیشتر عوامل دخیل در ترم گرادیان فشار هیدرواستاتیک را تحت تاثیر قرار می‌دهد.

در "شکل 21"، تاثیر فشار چوک بر نخر نفت تولیدی در دیهای مختلف فاز مایع تزریقی ارائه شده است. افزایش فشار چوک در همه‌ی دیهای فاز مایع تزریقی منجر به افزایش فشار ته چاه و کاهش نخر نفت تولیدی از چاه می‌شود. میزان کاهش نفت تولیدی از چاه در اثر افزایش فشار چوک تاثیر چندانی از دیهای فاز مایع تزریقی نمی‌پذیرد. این امر بدان علت است که فاز مایع فازی تراکم ناپذیر است و افزایش فشار تاثیر بر آن ندارد.

*Underbalanced Drilling Operations*, PhD Thesis, Universidad Nacional Autonoma de Mexico, 2003.

- [14] J. J. Fan, C. Gao, S. Taihe, H. Liu, Z. Yu, A comprehensive model and computer simulation for underbalanced drilling in oil and gas wells, in the *SPE/ICoTA Coiled Tubing Roundtable*, Houston, Texas, 7-8 March 2001.
- [15] C. Perez-Tellez, A. Urbieta-Lopez, A. Miller, R. Banda-Morato, Bottomhole pressure measurements: Indispensable tool for optimizing underbalanced drilling operations, in the *Offshore Technology Conference*, Houston, Texas, 5-8 May 2003.
- [16] M. Khezrian, E. Hajidavalloo, Y. Shekari, Modeling and simulation of under-balanced drilling operation using two-fluid model of two-phase flow, *Chemical Engineering Research and Design*, Vol. 93, No 1, pp. 30-37, 2015.
- [17] S. Evje, T. Flåtten, Hybrid flux-splitting schemes for a common two-fluid model, *Journal of Computational Physics*, Vol. 192, No. 1, pp. 175-210, 2003.
- [18] D. Bestion, The physical closure laws in the CATHARE code, *Nuclear Engineering and Design*, Vol. 124, No. 3, pp. 229-245, 1990.
- [19] P. Dranchuk, H. Abou-Kassem, Calculation of Z factors for natural gases using equations of state, *Journal of Canadian Petroleum Technology*, Vol. 14, No. 03, pp. 14-34, 1975.
- [20] N. Hatta, H. Fujimoto, M. Isobe, J.-S. Kang, Theoretical analysis of flow characteristics of multiphase mixtures in a vertical pipe, *International Journal of Multiphase Flow*, Vol. 24, No. 4, pp. 539-561, 1998.
- [21] M. Ishii, K. Mishima, Two-fluid model and hydrodynamic constitutive relations, *Nuclear Engineering and design*, Vol. 82, No. 2, pp. 107-126, 1984.
- [22] N. Kurul, M. Podowski, On the modeling of multidimensional effects in boiling channels, in the *Advanced in Nuclear Science Proceedings of the 27th National Heat Transfer Conference*, Minneapolis, USA, 1991.
- [23] G. Kocamustafaogullari, W. Huang, J. Razi, Measurement and modeling of average void fraction, bubble size and interfacial area, *Nuclear Engineering and Design*, Vol. 148, No. 2, pp. 437-453, 1994.
- [24] A. Tomiyama, Struggle with computational bubble dynamics, *Multiphase Science and Technology*, Vol. 10, No. 4, pp. 369-405, 1998.
- [25] D. Drew, L. Cheng, R. Lahey, The analysis of virtual mass effects in two-phase flow, *International Journal of Multiphase Flow*, Vol. 5, No. 4, pp. 233-242, 1979.
- [26] V. H. Ransom, R. Wagner, J. Trapp, L. Feinauer, G. Johnsen, D. Kiser, R. Riemke, RELAP5/MOD2 code manual, Volume 1: Code structure, system models, and solution methods, *Report NUREG/CR-4312 and EGG-2796*, 1985.
- [27] R. Lahey, L. Cheng, D. Drew, J. Flaherty, The effect of virtual mass on the numerical stability of accelerating two-phase flows, *International Journal of Multiphase Flow*, Vol. 6, No. 4, pp. 281-294, 1980.
- [28] B. Guo, W. C. Lyons, A. Ghalambor, *Petroleum production engineering, a computer-assisted approach*, pp 3.30-3.36, Texas: Gulf Professional Publishing, 2007.
- [29] O. Bratland, *Pipe Flow 2: Multi-phase Flow Assurance*, pp. 41-59, Accessed January 2010, <http://www.drbratland.com>.

-4 افزایش فشار چوک سبب کاهش میزان تولید نفت و گاز می‌گردد.  
نحوه و میزان این کاهش وابسته به دبی فاز گاز و مستقل از دبی  
فاز مایع تریقی است.

## 7-مراجع

- [1] A. Hasan, C. Kabir, Two-phase flow in vertical and inclined annuli, *International Journal of Multiphase Flow*, Vol. 18, No. 2, pp. 279-293, 1992.
- [2] A. Ansari, N. Sylvester, C. Sarica, O. Shoham, J. Brill, A comprehensive mechanistic model for upward two-phase flow in wellbores, *SPE Production and Facilities (Society of Petroleum Engineers);(United States)*, Vol. 9, No. 2, pp. 143-152, 1994.
- [3] L. Q. Ping, Z. M. Wang, J. G. Wei, Pressure drop models for gas-liquid two-phase flow and its application in underbalanced drilling, *Journal of Hydrodynamics, Series B*, Vol. 18, No. 3, pp. 405-411, 2006.
- [4] H. Mousavi, V. Mostafavi, T. Nazari, G. Haraland, F. Shirvand, Modeling of three-phase flow in the annuli during UBD operations, in the *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*, Lafayette, Louisiana, USA, 13-15 February, 2008.
- [5] R. E. Osgouei, W. L. S. Yoong, E. M. Ozbayoglu, Calculations of equivalent circulating density in underbalanced drilling operation. paper, in the *International Petroleum Technology Conference*, Beijing, China, 26-28 March, 2013.
- [6] R. J. Lorentzen, K. K. Fjelde, J. Froyen, A. C. Lage, G. Nævdal, E. H. Vefring, Underbalanced drilling: Real time data interpretation and decision support, in the *SPE/IADC drilling conference*, Amsterdam, Netherlands, 27 February-1 March, 2001.
- [7] R. J. Lorentzen, K. K. Fjelde, J. Froyen, A. C. Lage, G. Nævdal, E. H. Vefring, Underbalanced and low-head drilling operations: Real time interpretation of measured data and operational support, in the *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, 30 September-3 October, 2001.
- [8] R. J. Lorentzen, G. Nævdal, A. C. Lage, Tuning of parameters in a two-phase flow model using an ensemble Kalman filter, *International Journal of Multiphase Flow*, Vol. 29, No. 8, pp. 1283-1309, 2003.
- [9] E. H. Vefring, G. Nygaard, K. K. Fjelde, R. J. Lorentzen, G. Nævdal, A. Merlo, Reservoir characterization during underbalanced drilling: Methodology, accuracy, and necessary data, in the *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas, USA, 29 September-2 October 2002.
- [10] E. H. Vefring, G. H. Nygaard, R. J. Lorentzen, G. Nævdal, K. K. Fjelde, Reservoir characterization during underbalanced drilling (UBD): Methodology and active tests, *SPE Journal*, Vol. 11, No. 02, pp. 181-192, 2006.
- [11] E. H. Vefring, Z. Wang, S. Gaard, G. F. Bach, An advanced kick simulator for high angle and horizontal wells-part I, in the *SPE/IADC Drilling Conference*, Amsterdam, Netherlands, 28 February-2 March, 1995.
- [12] E. H. Vefring, Z. Wang, S. Gaard, G. F. Bach, An advanced kick simulator for high angle and horizontal wells-part II, in the *Middle East Oil Show*, Bahrain, 11-14 March, 1995.
- [13] C. Perez-Tellez, *Improved Bottomhole Pressure Control for*