



شبیه‌سازی عددی عملیات حفاری زیر تعادلی همراه با تولید نفت و گاز از مخزن با استفاده از مدل دوسیالی تک فشاری

سعید قبادپوری¹، ابراهیم حاجی دولو^{2*}، امین‌رضا نقره‌آبادی³، یونس شکاری⁴، محسن خضریان⁵

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

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

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

4- استادیار، مهندسی مکانیک، دانشگاه یاسوج، یاسوج

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

* hajidae@scu.ac.ir ، 61355 صندوق پستی

چکیده

اطلاعات مقاله

مقاله پژوهشی کامل

دریافت: 19 فروردین 1395

پذیرش: 09 خرداد 1395

ارائه در سایت: 12 تیر 1395

کلید واژگان:

حفاری زیر تعادلی

جریان دوفازی

مدل دوسیالی

فشار ته چاه

نفت تولید شده

در این مقاله شبیه‌سازی عددی جریان دوفازی گاز-مایع درون فضای حلقوی یک حلقه چاه با ابعاد واقعی که تحت عملیات حفاری زیر تعادلی قرار دارد انجام شده است. شارش نفت و گاز از مخزن به درون فضای حلقوی در حین انجام عملیات حفاری به واسطه‌ی زیر تعادلی بودن تکنیک حفاری در نظر گرفته شده است. کد عددی براساس معادلات یک بعدی پایا در یک مرجع اویلری و براساس مدل دوسیالی 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 دوفاز 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 نفت تولیدی از مخزن، مستقل از یکدیگر و وابسته 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 Ghobadpouri¹, Ebrahim Hajidavalloo^{1*}, Aminreza Noghrehabadi¹, Younes Shekari², Mohsen Khezrian³

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

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

3- National Iranian South Oilfield Company, Ahvaz, Iran

* P.O.B. 61355, Ahvaz, Iran, hajidae@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.

1-مقدمه

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

کاررفته برای معادله مومنتم مدلی ساده شده است و فرض شده که سرعت تمامی سیالات یکسان است. همچنین این نرم‌افزار در برخی حالات با خطایی نزدیک 100% فشار ته چاه و دیگر پارامترهای جریان را پیش‌بینی می‌کند [13]. فن و همکاران در سال 2001، یک برنامه کامپیوتری 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 مومنتم کلی برای مخلوط می‌باشد. ایراد اساسی این شبیه‌سازی صرف‌نظر کردن از اختلاف سرعت بین فازها است. با در نظر 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 داده‌اند. 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 دوسیالی نسبت به مدل شار رانشی، خضریان و همکاران [16] در سال 2015، با استفاده از مدل دوسیالی 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 مته 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 اختلال 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 زیرتعادلی 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 لوله‌ی حفاری تزریق می‌شود و پس از عبور از مته 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 بایستی در محدوده‌ی مشخصی نگه‌داشته شود. این محدوده فشار را اصطلاحاً پنجره فشار می‌نامند. فلذا 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 لوله حفاری و همچنین کنترل فشار خروجی چاه، فشار ته چاه را به گونه‌ای کنترل می‌کنند که همواره کمتر از فشار سازند¹ باشد.

جهت شبیه‌سازی جریان سیال دوفازی در عملیات حفاری زیرتعادلی عموماً از دو رویکرد مدل‌سازی مکانیسم‌نگر² 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 اصلاحاتی 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 زیرتعادلی 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 بیگز 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 تجربی 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 خطا 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 جامع‌ترین کوشش‌ها با رویکرد عددی، در برکن نروژ صورت پذیرفته است و نرم‌افزار ارائه شده داینا فلو دریل³ نام دارد. تئوری حاکم بر دینامیک سیالات این نرم‌افزار در قالب مقالات [6-8]، مشخصات مخزن در مقالات [9، 10] و حفاری مایل در مقالات [11، 12]، تشریح شده است. در این نرم‌افزار جهت شبیه‌سازی یک‌بعدی از معادلات بقاء جرم به طور جداگانه برای هر جزء و یک معادله مومنتم کلی برای همه اجزاء و تعدادی رابطه کمکی استفاده شده است. علی‌رغم قابلیت‌های بسیار زیاد این نرم‌افزار، مدل به

¹ Formation Pressure

² Mechanistic Model

³ 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 کی‌ثر جامع‌ترین مدل موجود برای الگوهای جریان حبایی، لخته‌ای و سایر جریان‌های میانی است که به شرح زیر است [18].

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

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)، ضریب تراکم‌پذیری فاز گاز است که روابط متنوعی 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، ρ_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 شبه نقصانی گاز می‌باشند که

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

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

P_{cr} و 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 کمتر از 0.2 باشد رژیم جریان حبایی، از 0.2 تا 0.3 گذار از حبایی به لخته‌ای، از 0.3 تا 0.6915 لخته‌ای، بین 0.6915 و 0.7915 گذار از لخته‌ای به کف‌آلود و بزرگتر از 0.7915 رژیم کف‌آلود است [20]. بنابراین رژیم‌های جریان از انتهای چاه به سمت سرچاه شامل رژیم حبایی، لخته‌ای، و کف‌آلود است و می‌بایستی نیروهای خارجی وارد بر فازهای مختلف در معادلات (3) و (4) برای سه دسته الگوی جریان بیان شده، ارائه شود.

1-2- 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 مشترک¹ 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 حبایی

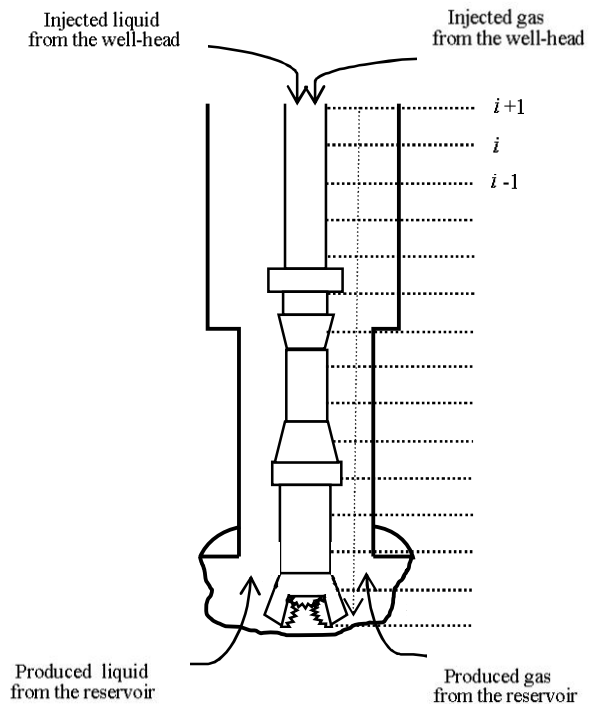


Fig. 1 Well geometry, discretized annulus and calculation path

شکل 1 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 دوسیالی تک فشاری برای شبیه‌سازی استفاده شده است. معادلات بقاء جرم و مومنتوم مدل دوسیالی در مقالات زیادی همچون اوجه و فلاتن [17] ارائه شده‌اند. این معادلات شامل دو معادله بقای جرم و مومنتوم برای هر فاز است که تأثیرات 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 ام وارد می‌شود. F_{wk} نیروی اصطکاکی است که از سوی دیواره لوله بر فاز k ام وارد می‌شود. F_{gk} نیروی گرانش و F_{vk} نیروی جرم مجازی وارد شده بر فاز k ام هستند. ΔP_{ik} ($k = G, L$) عبارت تصحیح فشار می‌باشد که بیانگر اختلاف فشار فصل مشترک و هر فاز می‌باشد. در مدل‌های چند سیالی قدیمی این جمله در نظر گرفته نمی‌شد. اما در نظر گرفتن آن در معادله مومنتوم مدل تک فشاری، علی‌رغم ناچیز بودن مقدار آن

¹ Interfacial Area Concentration

2-3- نیروی دیواره

نیروی دیواره به دلیل زبری دیوار و لزج بودن سیال ایجاد می‌شود. از آنجایی که در جریان‌های گاز مایع رو به بالا در یک لوله عمودی، تنها رژیم‌های پراکنده- جریان حبابی، لخته‌ای و کف‌آلود متلاطم - ایجاد می‌گردند 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)، ρ_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. در یو و همکاران [25] برای فاز گاز این نیرو را به فرم رابطه (29) پیشنهاد داده‌اند.

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

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

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

لاهی و همکاران [27] در جریان عمودی برای ضریب λ_v براساس داده‌های آزمایشگاهی مقادیر 1 و 2 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 برحسب پارامترهای مختلف از رابطه وگل استفاده شده است [28].

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

و برای رژیم‌های لخته‌ای و کف‌آلود

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

در معادله (14)، D_h قطر هیدرولیکی فضای دالیزی، α_{GS} کسر حجمی فاز گاز در ناحیه‌ی لخته مایع و d_{sm} قطر متوسط ساتر¹ می‌باشد. برای محاسبه α_{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 اوغلری و همکاران [23] از رابطه (16) محاسبه شده است.

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

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

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

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

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

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 [21] 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)

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

2-2- نیروی درگ وارد بر فاز مایع

با فرض آن که در فرآیند انتقال مومنوم 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.

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

¹ Sauter Mean Diameter

از معادلات بقاء جرم استفاده می‌شود. (شرایط مرزی کسر حجمی‌ها و سرعت‌ها در خروجی). بدین ترتیب در مراحل 3 و 4 همه مجهولات در گره $i + 1$ ، "شکل 1" معلوم می‌شوند.

5- سومین حلقه تکرار، با حدس مقادیر شش مجهول شامل دو کسر حجمی α_G و α_L ، دو سرعت u_L و u_G ، فشار p و چگالی فاز گاز ρ_G در دومین گره از سر چاه، گره i در "شکل 1"، شروع می‌شود و با استفاده از تکرار نیوتن، اصلاح این مقادیر حدسی تا ارضاء معیار همگرایی $\sqrt{\sum_{i=1}^6 F_i} < 10^{-7}$ ادامه می‌یابد. در تکرار نیوتن از رابطه $Y_{n+1} = Y_n - J^{-1} F_n(Y_n)$ استفاده می‌شود. در این رابطه بردار Y ، بردار شامل شش مجهول و بردار F ، از رابطه (33) محاسبه می‌شود همچنین J^{-1} معکوس ماتریس ژاکوبین است. می‌توان از مقادیر گره $i + 1$ ، به عنوان مقادیر شروع اولیه در گره i ، استفاده کرد.

6- روند حل از پایین دست جریان (سر چاه) به سمت بالادست جریان (انتهای چاه) مشابه با مرحله 5، برای سایر نقاط ادامه می‌یابد. به منظور اصلاح حدس اولیه‌ی کسر حجمی فاز گاز در گره سرچاهی، پس از حل تعداد معدودی از گره‌ها (مثلا 5 گره)، با استفاده از برون‌یابی خطی کسر حجمی فاز گاز در اولین گره سر چاه اصلاح می‌شود و فرایند حل با مقدار جدید کسر حجمی فاز گاز بدست آمده، از مرحله 4 تا ارضاء معیار همگرایی $(|\alpha_{G,i+1}^{n+1} - \alpha_{G,i+1}^n| < 10^{-7})$ ادامه می‌یابد.

7- مقدار نفت و گاز تولیدی، با استفاده از فشار انتهای چاه بدست آمده در مرحله ششم همچنین رابطه (32) اصلاح می‌شود و حل از مرحله 2 با مقادیر اصلاح شده‌ی نفت و گاز تولیدی، تا ارضاء معیار همگرایی $(|BHP^{n+1} - BHP^n| < 10^{-7})$ ادامه می‌یابد.

5- نتایج و بحث در نتایج

5-1- اعتبارسنجی

جهت اعتبارسنجی کد تهیه شده از دو مطالعه موردی استفاده شده است. مطالعه اول مربوط به چاه ماسپک 53 می‌باشد که یک چاه عمودی عملیاتی است و به روش زیرتعادلی حفاری شده است. اطلاعات این چاه از مرجع [13] استخراج و در جداول 1 و 2 ارائه شده است.

جدول 1 مشخصات هندسی چاه ماسپک 53

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

جدول 2 پارامترهای عملکردی چاه ماسپک 53

پارامتر	مقدار
عمق شبیه‌سازی شده	2605 m
چگالی مایع حفاری	940 kg/m ³
دمای سطح	301.15 k
گرادیان دمای ژئوترمال	2.83 k/100m
وزن مولکولی گاز تزریقی (نیتروژن)	28.02
نرخ تزریق نیتروژن از سر چاه	15.008 m ³ /min
نرخ تزریق مایع حفاری	0.503 m ³ /min
فشار خروجی از دالیز (فشار چوک)	0.31 MPa
فشار متوسط مخزن	17.24 MPa

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

در معادله (32)، q دبی نفت شارش یافته به درون دالیز، BHP فشار ته چاه و P_R فشار متوسط مخزن است. همچنین q_{\max} ، ماکزیمم دبی نفت شارش یافته به درون دالیز است که در ازای فشار ته چاه صفر، بدست می‌آید. پرواضح است که فشار ته چاه و میزان شارش نفت و گاز به هم کاملاً وابسته و کوپل هستند. در حقیقت از یک سو، فشار ته چاه متأثر از دبی نفت و گاز تولیدی از چاه است و از سوی دیگر نفت و گاز تولیدی همچنان که از رابطه (32) برمی‌آید تابعی از فشار ته چاه است.

4- روش و الگوریتم حل

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

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

شش مجهول شامل دو کسر حجمی α_G و α_L ، دو سرعت u_G و u_L ، فشار p و چگالی فاز گاز ρ_G است. در صورتی که در یکی از مرزها مقادیر مربوط به این مجهولات مشخص باشد به راحتی می‌توان با یک حل بازگشتی همه‌ی مجهولات را در طول دالیز بدست آورد.

4-1- الگوریتم تعیین شرایط مرزی و حل مساله

از الگوریتم زیر جهت تعیین شرایط مرزی و حل مساله استفاده شده است.

- همان گونه که در "شکل 1" نیز مشخص است، محاسبات از سرچاه (بالای فضای حلقوی) شروع می‌شود و در امتداد فضای حلقوی تا رسیدن به انتهای چاه ادامه می‌یابد.
- اولین حلقه تکرار با حدس مقادیر نفت و گاز تولیدی از مخزن شروع می‌شود. می‌توان فرض کرد که نفت و گاز با حداکثر دبی ممکن از مخزن به درون دالیز جریان می‌یابند. با استفاده از این مقادیر و همچنین دبی مایع و گاز تزریقی از سر چاه خواص معادل مایع و گاز درون فضای حلقوی براساس میانگین وزنی اجزاء محاسبه می‌شوند.
- فشار در خروجی دالیز برابر با فشار چوک است. با استفاده از معادله حالت فاز گاز، چگالی فاز گاز در خروجی دالیز نیز بدست می‌آید. (شرایط مرزی فشار و چگالی فاز گاز در خروجی دالیز)
- دومین حلقه تکرار با حدس کسر حجمی فاز گاز α_G در گره سرچاه، شروع می‌شود و با استفاده از این مقدار حدسی کسر حجمی فاز مایع در سر چاه بدست می‌آید $\alpha_L = 1 - \alpha_G$. از این مقادیر برای تعیین سرعت فازهای مایع و گاز u_L و u_G ، با استفاده

جدول 5 داده‌های تست جریان چاه آیراید 1166

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

جدول 6 اعتبارسنجی کد تهیه شده

Table 6 Result validation		
فشار ته چاه	نفت تولیدی	
MPa	m ³ /day	
20.700	474	داده‌های تجربی [13]
20.645	489	نتایج بدست آمده از کد عددی
0.266%	3.166%	درصد خطای روش عددی پیشنهادی

در ادامه نتایج در دو بخش ارائه خواهد شد. در بخش اول تاثیر پارامترهای کنترلی بر توزیع کسر حجمی، سرعت و توزیع فشار در طول دالیز چاه آیراید 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 آیراید 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 حجمی فاز گاز در طول دالیز برای دبی‌های مختلف تزریق فاز گاز از سر چاه را ارائه می‌دهد. در تمامی دبی‌های فاز گاز تزریقی، کسر حجمی 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 حجمی فاز گاز از پایین به بالا افزایش یابد. همچنین با افزایش دبی گاز تزریقی، کسر حجمی فاز گاز در همه نقاط دالیز افزایش می‌یابد. نکته جالب توجه دیگر آن‌که 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 همه‌ی دبی‌های فاز گاز تزریقی، کسر حجمی 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 کوچکتري نسبت به قسمت‌های نزدیک به سر چاه دارد به‌گونه‌ای که اغلب تغییرات سرعت فاز گاز در صد متر ابتدایی 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. به‌علاوه با افزایش دبی فاز گاز تزریقی در همه‌ی 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 با نمودار 5 مشخص

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

دومین مطالعه‌ی موردی مربوط به چاه آیراید است. چاه آیراید 1166 یک چاه عمودی عملیاتی است که در میدان نفت و گاز سمیریا آیراید مکزیک واقع و به روش زیر تعدادی حفاری شده است. اطلاعات این چاه از مرجع [13] استخراج و در جداول 3 تا 5 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 سمیریا آیراید 1166 با استفاده از کد عددی تهیه شده به همراه نتایج تجربی ارائه شده در [13] و درصد خطای روش عددی در جدول 6 ارائه شده است. همان‌گونه که از این جدول نیز برمی‌آید کد عددی تهیه شده با دقت خوبی جریان دوفازی گاز-مایع در عملیات حفاری زیرتعدادی را شبیه‌سازی می‌نماید.

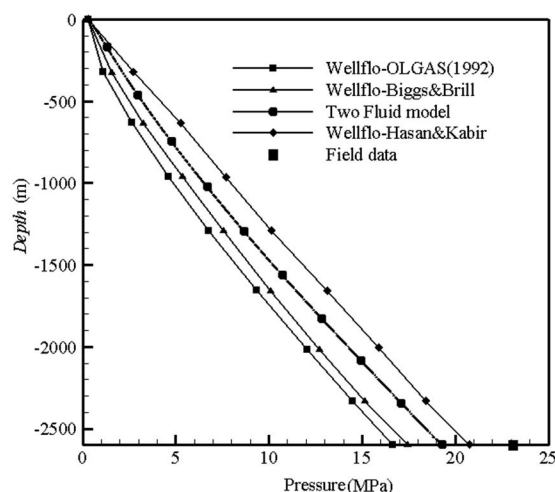


Fig. 2 Comparison of pressure distribution obtained from two fluid model with actual data and mechanistic model

شکل 2 مقایسه توزیع فشار بدست آمده از کد تهیه شده بر مبنای مدل دوسیالی با نتایج تجربی و مکانیسم‌نگر

جدول 3 مشخصات هندسی چاه آیراید 1166

Table 3 Iride 1166's annular well geometry		
عمق (m)	قطر داخلی دالیز (mm)	قطر خارجی لوله حفاری (mm)
0-3764	168.3	88.9
3764-3901	168.3	120.7

جدول 4 پارامترهای عملکردی چاه آیراید 1166

Table 4 Iride 1166's operational parameters	
پارامتر	مقدار
چگالی مایع حفاری	kg/m ³ 949
دمای سطح	k 302.4
گرادیان دمای ژئوترمال	k/100m 3.06
وزن مولکولی گاز تزریقی (نیترژن)	28.02
نرخ تزریق نیترژن از سر چاه	m ³ /min 10
نرخ تزریق مایع حفاری	m ³ /min 0.4542
فشار خروجی از دالیز (فشار چوک)	MPa 0.207

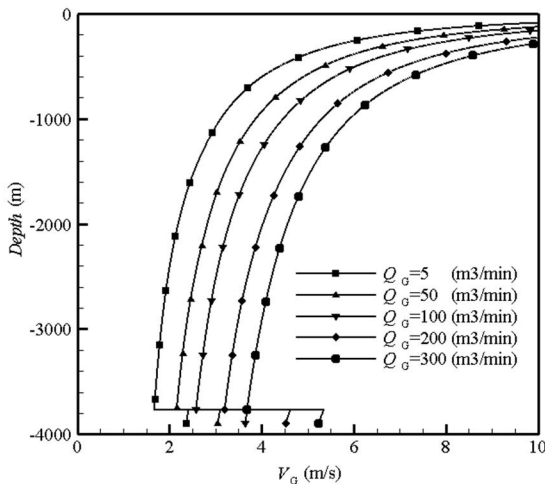


Fig. 5 The effect of gas injection flow rate on the distribution of gas velocity in the annulus

شکل 5 اثر افزایش دبی فاز گاز تزریقی بر روی توزیع سرعت فاز گاز در طول دالیز

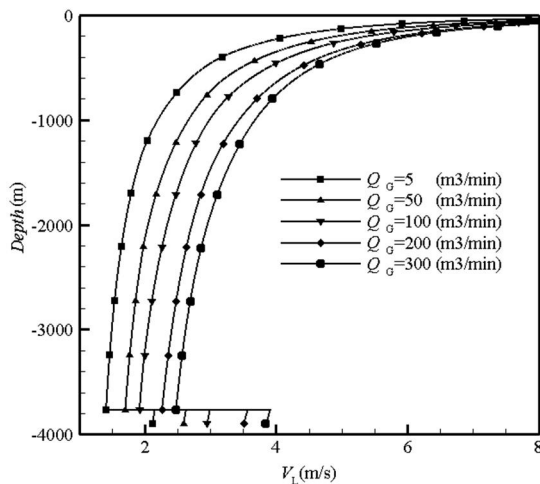


Fig. 6 The effect of gas injection flow rate on the distribution of liquid velocity in the annulus

شکل 6 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 8" 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 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 9" 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.

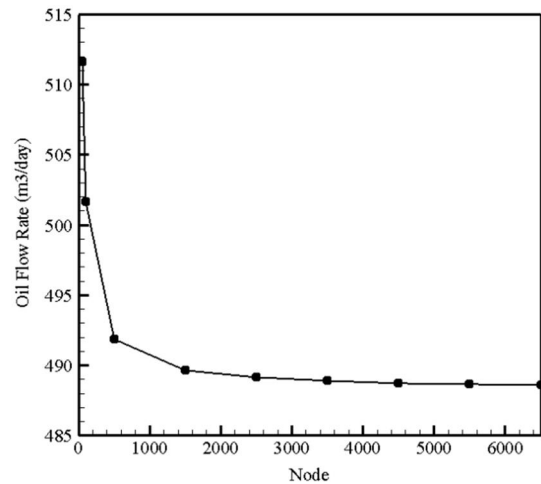


Fig. 3 Grid study

شکل 3 مطالعه‌ی شبکه

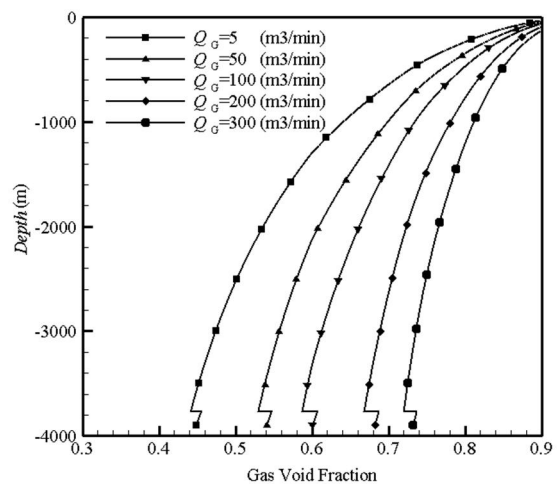


Fig. 4 The effect of gas injection flow rate on the distribution of gas void fraction in the annulus

شکل 4 اثر افزایش دبی فاز گاز تزریقی بر توزیع کسر حجمی فاز گاز در طول دالیز

می‌گردد که در تمامی 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 تزریق گاز است و در دبی‌های بیشتر فاز گاز تزریقی، میزان افزایش سرعت فاز مایع در اثر کاهش سطح مقطع بیشتر است. به‌علاوه آن که با افزایش دبی فاز گاز تزریقی، در تمامی نقاط دالیز سرعت فاز مایع افزایش می‌یابد.

"شکل 7" 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 گرادیان فشار در این ناحیه اصطکاک است از این رو در دبی‌های بزرگتر از فاز گاز تزریقی گرادیان 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

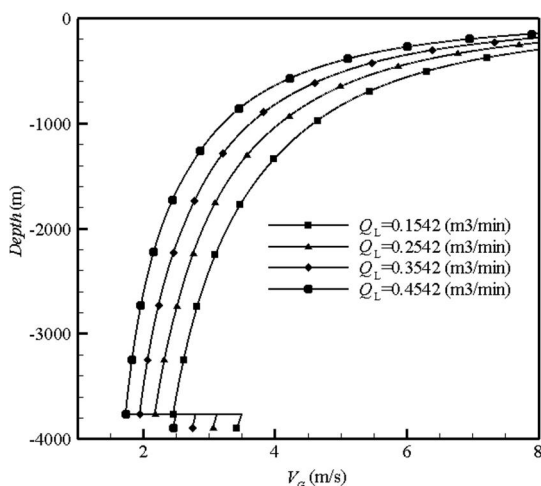


Fig. 9 The effect of liquid injection flow rate on the distribution of gas velocity in the annulus

شکل 9 اثر افزایش دبی فاز مایع تزریقی بر روی توزیع سرعت فاز گاز در طول دالیز

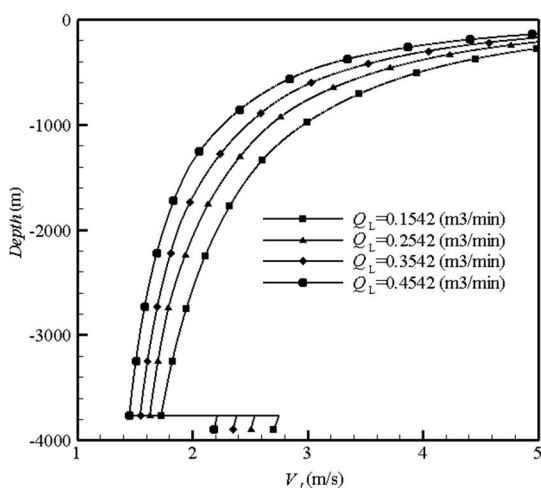


Fig. 10 The effect of liquid injection flow rate on the distribution of liquid velocity in the annulus

شکل 10 اثر افزایش دبی فاز مایع تزریقی بر توزیع سرعت فاز مایع در طول دالیز

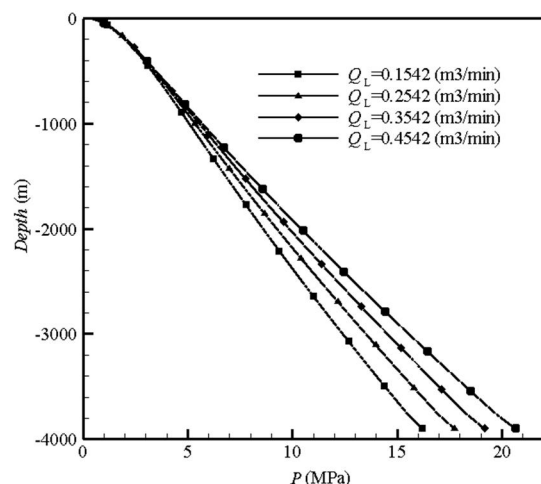


Fig. 11 The effect of liquid injection flow rate on the distribution of pressure in the annulus

شکل 11 اثر افزایش دبی فاز مایع تزریقی بر روی توزیع فشار در طول دالیز

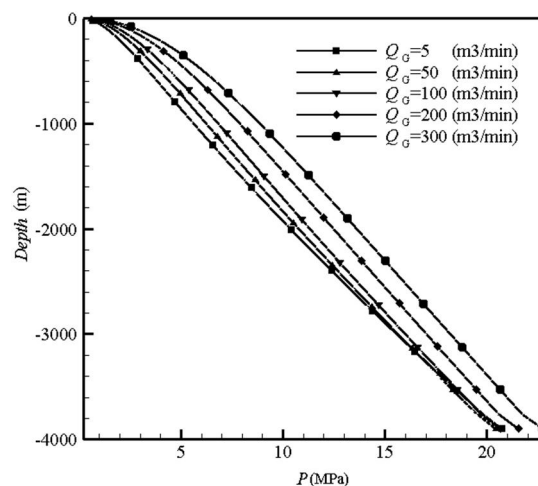


Fig 7 The effect of gas injection flow rate on the distribution of pressure in the annulus

شکل 7 اثر افزایش دبی فاز گاز تزریقی بر روی توزیع فشار در طول دالیز

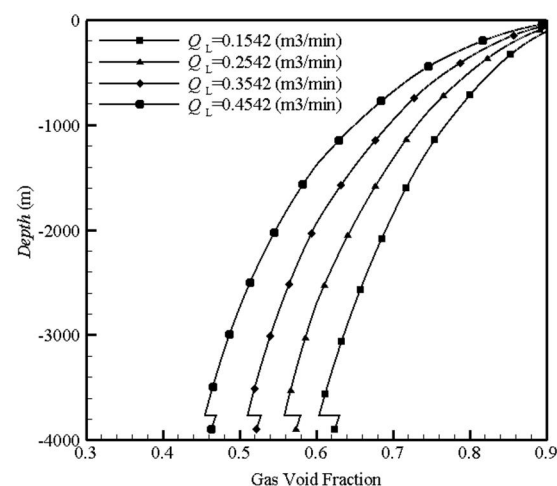


Fig. 8 The effect of liquid injection flow rate on the distribution of gas void fraction in the annulus

شکل 8 اثر افزایش دبی فاز مایع تزریقی بر توزیع کسر حجمی فاز گاز در طول دالیز

"شکل 10" 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 9 و 10 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 11" 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 سرچاه نیز افزایش می‌یابد. از مقایسه "شکل‌های 7 و 11" می‌توان این‌گونه برداشت نمود که افزایش دبی فاز گاز منجر به افزایش گرادین فشار اصطکاکی می‌شود و بیشترین بروز را در ناحیه‌ی سرچاهی دارد در مقابل افزایش دبی فاز مایع

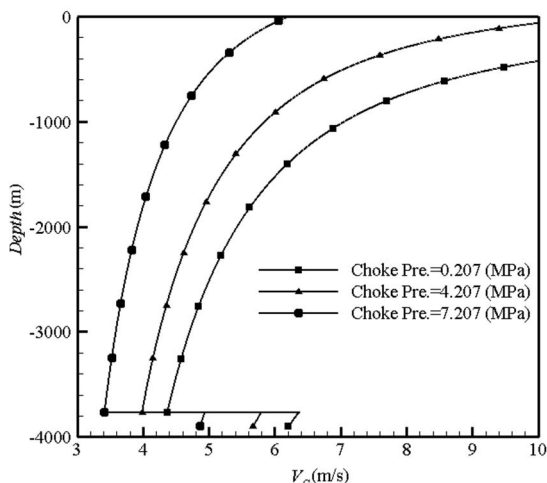


Fig. 13 The effect of choke pressure on the distribution of gas velocity in the annulus

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

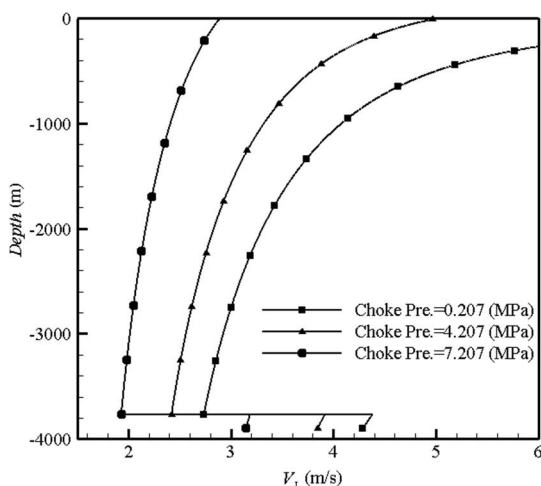


Fig. 14 The effect of choke pressure on the distribution of liquid velocity in the annulus

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

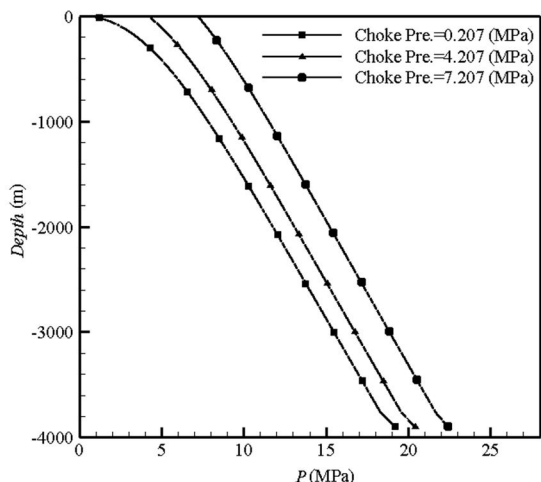


Fig. 15 The effect of choke pressure on the distribution of pressure in the annulus

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

تزریقی، منجر به افزایش ترم هیدرواستاتیک گرادبان 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 ناحیه‌ی 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، مرتبه‌ی 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 ناحیه‌ی 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 همه‌ی فشارهای چوک در ناحیه‌ی 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.

3-5- 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.

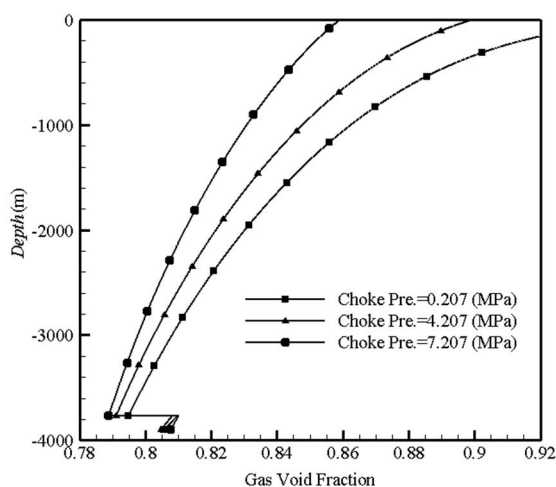


Fig. 12 The effect of choke pressure on the distribution of gas void fraction in the annulus

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

"شکل 17" میزان نفت تولیدی از مخزن برحسب دبی فاز گاز تزریقی در فشارهای چوک مختلف را ارائه کرده است. ناحیه‌های هیدرواستاتیک غالب و اصطکاک غالب در نمودارها مشخص 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. بایستی 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 برحسب 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 ته‌چاه افزایش و نرخ تولید نفت از مخزن کاهش می‌یابد. شیب نمودار در 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 وابسته 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"، نحوه‌ی تغییرات نرخ جریان نفت تولیدی از مخزن برحسب 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، بواسطه‌ی 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.

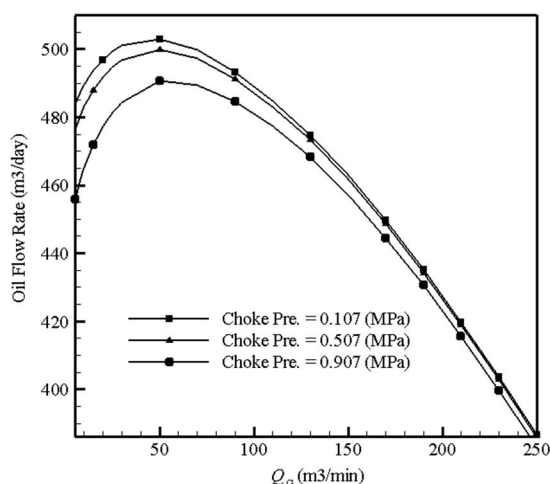


Fig. 17 The effect of injected gas flow rate on the oil production at different chock pressure

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

نمودارهای نرخ جریان نفت تولید شده از مخزن براساس 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 اصطکاک و گرادیان فشار هیدرواستاتیک است. با افزایش دبی فاز گاز تزریقی، سرعت فازها که عامل تعیین کننده‌ی گرادیان فشار اصطکاک هستند افزایش می‌یابند و کسر حجمی فاز مایع که عامل اصلی در تعیین گرادیان فشار هیدرواستاتیک است، کاهش می‌یابد. در حقیقت با افزایش دبی فاز گاز تزریقی گرادیان فشار اصطکاک افزایش و گرادیان فشار هیدرواستاتیک کاهش می‌یابد. در ناحیه‌ی ابتدایی نمودارهای نرخ نفت تولید شده برحسب دبی فاز گاز تزریق شده، میزان کاهش در ترم هیدرواستاتیک غالب‌تر 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 اصطکاک افزایش می‌یابد و گرادیان فشار هیدرواستاتیک کاهش خواهد یافت اما میزان افزایش گرادیان فشار اصطکاک بیش از گرادیان فشار هیدرواستاتیک 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 تزریق از سر چاه فشار ته چاه افزایش و نرخ تولید نفت کاهش می‌یابد. در دبی فاز مایع تزریق 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 تزریق بیشتر شود گسترش ناحیه‌ی هیدرواستاتیک غالب در دبی‌های فاز گاز بیشتری خواهد بود. با افزایش دبی فاز مایع تزریق محل کمترین فشار ته چاه در دبی‌های بزرگتری از فاز گاز تزریق رخ خواهد داد. بهینه‌ترین حالت در عملیات حفاری زیرتعدادی رسیدن به بیشترین میزان تولید نفت در عین رعایت محدودیت‌هاست.

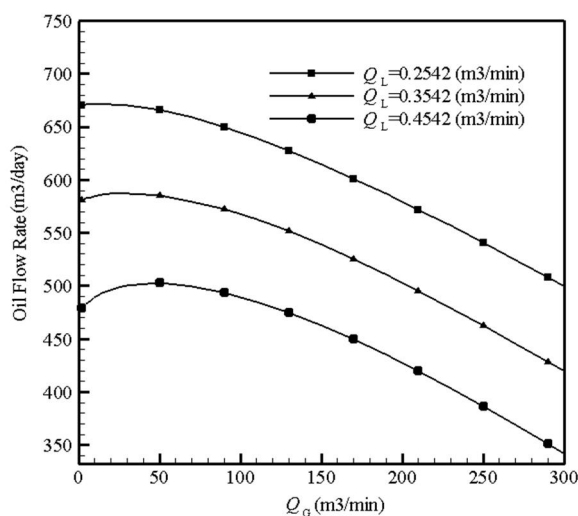


Fig. 16 The effect of injected gas flow rate on the oil production at different flow rate of injected liquid phase

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

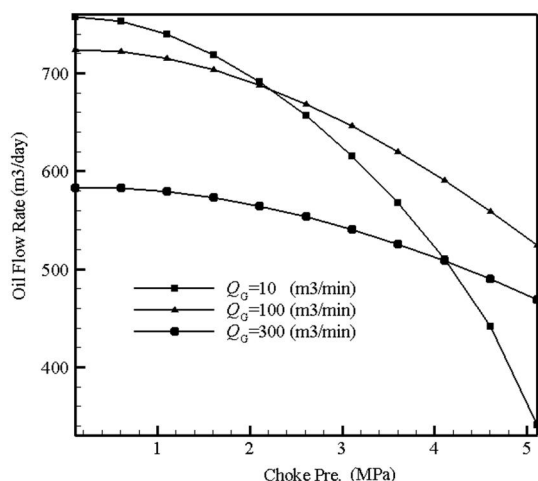


Fig. 20 The effect of choke pressure on the oil production at different flow rate of injected gas phase

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

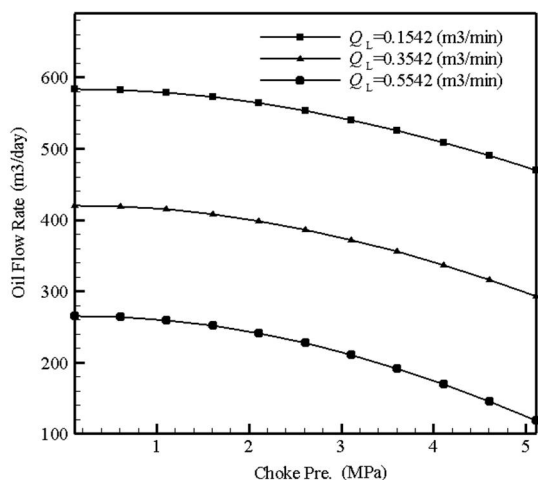


Fig. 21 The effect of choke pressure on the oil production at different flow rate of injected liquid phase

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

6- نتیجه‌گیری

در این مطالعه، جهت شبیه‌سازی جریان دوفازی گاز-مایع در فضای حلقوی یک چاه با ابعاد واقعی که تحت عملیات حفاری زیرتبادل قرار دارد از روشی عددی مبتنی بر مدل دوسیالی تک فشاری استفاده شده است. شارش نفت و گاز از مخزن به واسطه‌ی زیرتبادل بودن عملیات حفاری در نظر 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 دبی فاز گاز تزریق شده بر تولید نفت و گاز وابسته به مقادیر دبی فاز مایع تزریق شده و فشار چوک است.
- 3- افزایش دبی فاز مایع تزریق شده سبب کاهش میزان نفت و گاز تولید شده می‌شود. میزان این کاهش وابسته به مقدار دبی فاز گاز و مستقل از فشار چوک است.

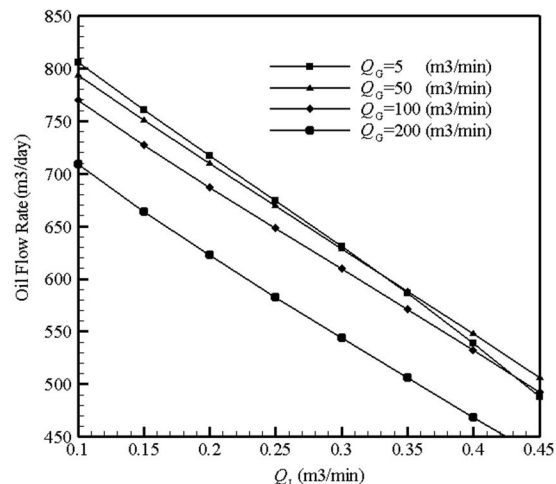


Fig. 18 The effect of injected liquid flow rate on the oil production at different flow rate of injected gas phase

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

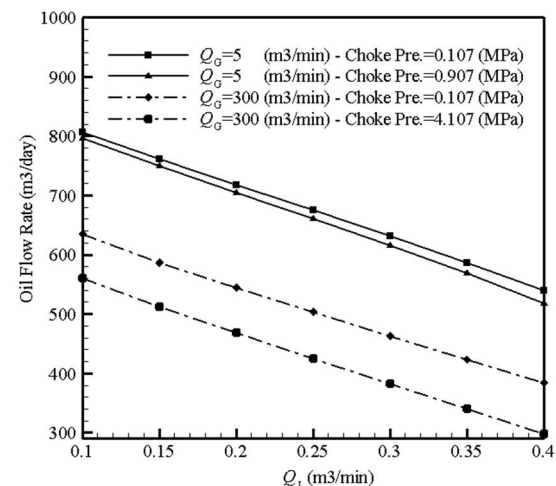


Fig. 19 The effect of injected liquid flow rate on the oil production at different choke pressure

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

"شکل 20" تاثیر افزایش فشار چوک بر نرخ تولید نفت از مخزن را در دبی‌های مختلف فاز گاز نشان می‌دهد. در دبی 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 نرخ 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 دبی‌های 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 نرخ نفت تولیدی در دبی‌های مختلف فاز مایع تزریقی ارائه شده است. افزایش فشار چوک در همه‌ی دبی‌های فاز مایع تزریقی منجر به افزایش فشار ته چاه و کاهش نرخ نفت تولیدی از چاه می‌شود. میزان کاهش نفت تولیدی از چاه در اثر افزایش فشار چوک تاثیر چندانی از دبی فاز مایع تزریقی نمی‌پذیرد. این امر بدان علت است که فاز مایع فازی تراکم ناپذیر است و افزایش فشار تاثیر بر آن ندارد.

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 تزریقی 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. Shirkavand, 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 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. Urbieto-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>.