

## مطالعه جریان حبابی در گل حفاری هنگام هجوم گاز سازند به چاه

دکتر مهدی بهاری مقدم<sup>۱</sup>، پارسا کهریزی<sup>۲</sup>

<sup>۱</sup>دانشگاه صنعت نفت، اهواز [bahari@put.ac.ir](mailto:bahari@put.ac.ir)

<sup>۲</sup>دانشگاه صنعت نفت، اهواز [parsakahrizi77@gmail.com](mailto:parsakahrizi77@gmail.com)

### چکیده

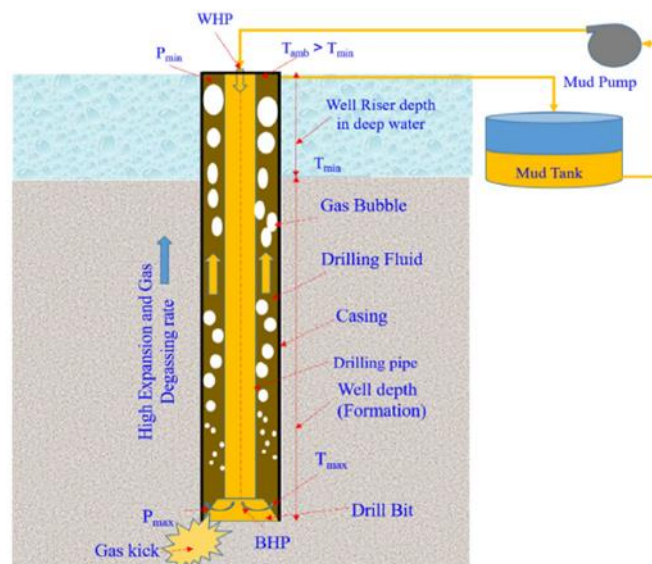
هجوم گاز همیشه به عنوان یک خطر در عملیات های مختلف تلقی می شود و اثرات ناشی از آن می تواند جبران ناپذیر باشد بنابراین باید شناخت کاملی نسبت به آن حاصل شود تا از این مشکلات جلوگیری شود. یکی از مسائلی که در بررسی هجوم گاز بسیار اهمیت دارد نوع حرکت گاز در امتداد چاه به سمت سطح است. این حرکت در قالب جریان یک سیال بررسی می شود که در هنگام هجوم گاز به صورت یک جریان دوفازی متشکل از گاز و گل حفاری است. برای این جریان دوفازی باید الگوی مناسبی در نظر گرفت تا به واقعیت درون چاه نزدیک باشد. قصد ما در این مقاله بررسی جریان دوفازی با رژیم حبابی است که برای این منظور مدل های مختلفی بررسی شده و مواردی در زمینه های نظریه، محاسبات و شبیه سازی مطرح می شوند. علاوه بر این تاثیر شرایط چاه و مخزن، خواص سیالات و عملیات های کنترل چاه بر روی شرایط جریان دوفازی و حباب های گاز در چاه مطالعه می گردند.

**کلمات کلیدی:** ضربه ی گاز، الگوی جریانی، کنترل چاه، گرادیان افت فشار، برهمکنش بین حبابی

### ۱. مقدمه

هجوم گاز از مخزن به داخل چاه در حین حفاری یا سایر عملیاتها، بسیار خطرناک است. در لحظات اولیه، هجوم ممکن است تقریباً غیرقابل تشخیص باشد و می تواند به سرعت از حالت ظاهراً ثابت به جریان بسیار بالا تبدیل شود. انتشار غیرقابل کنترل مقادیر زیاد گاز در سطح الارض می تواند باعث انفجار و به تبع آن تلفات جانی، از دست دادن تجهیزات و سیال مخزن و آلودگی محیط زیست بشود. تجزیه و تحلیل جریان گذرای حاصل از هجوم گاز می تواند در تشخیص به موقع خروج گاز کمک قابل توجهی کند. لذا تشخیص به موقع خروج گاز برای جلوگیری از انفجار ضروری است. همچنین تشخیص زودهنگام منجر به بهبود نوع مقابله برای هجوم یا فوران گاز می شود. پیش بینی و تحلیل اولیه ی ضربه ی (kick) گاز از طریق جریان چند فاز می تواند منجر به پیشرفت در کنترل حفاری چاه های عمیق با فشار و دمای بالا بشود. به طور مثال نشت نفت و گاز در مونتارا در پی فورانی از سکوی سرچاه بود که در ۲۱ اوت ۲۰۰۹ در میدان نفتی مونتارا در دریای تیمور رخ داد [1] یا نشت و فوران نفت Deepwater Horizon در ۲۰ آوریل ۲۰۱۰ در خلیج مکزیک که در شرکت BP Macondo Prospect آغاز شد [2] یا نشت سیالات هیدروکربوری خلیج بوهای که در ۴ ژوئن ۲۰۱۱ در خلیج بوهای چین اتفاق افتاد [3]. هر یک از این حوادث اخیر مشکلات بزرگی را رقم زده و نه تنها خسارات اقتصادی هنگفتی را برای توسعه صنعت نفت به علاوه تلفات انسانی به همراه داشته است، بلکه باعث تخریب محیط زیست نیز شده است.

فقدان طرحی کارآمد برای جلوگیری از هجوم گاز می تواند باعث بروز حوادثی مانند انفجار گاز شود. یک ضربه ی گاز در طول فرآیند حفاری همان طور که در شکل ۱ نشان داده شده است، به طور معمول به عنوان یک جریان کنترل نشده و ناخواسته ی گاز در داخل چاه شناخته می شود [4]. هجوم گاز زمانی ایجاد می شود که فشار هیدرواستاتیک سیال حفاری در کف چاه کمتر از فشار سازند باشد. ضربه ی گاز حین حفاری اغلب در مخازن گاز HPHT (دما و فشار بالا) رخ می دهد زیرا فشار محیط متخلخل در ناحیه ی پایین چاه بیشتر از فشار هیدرواستاتیک سیال حفاری است. جریان گاز به صورت حباب فشرده ی محلول در سیال حفاری در محیط دالیز (فضای بین رشته حفاری و دیواره چاه) آغاز می شود. این گاز با چگالی کم به دلیل نیروی بویانسی (Buoyancy) از طریق دالیز چاه به سمت بالا حرکت می کند که منجر به کاهش فشار هیدرواستاتیکی گل در چاه می شود. علاوه بر این، با حرکت گاز به سمت سطح به علت فشار و دمای کم آن، انبساط گاز افزایش می یابد. سبک شدن سیال حفاری باعث بیشتر شدن هجوم گاز و شکل گیری یک جریان دوفازی درون چاه شود که ضربه ی آن می تواند چند برابر شود [5].



شکل ۱. شماتیک ضربه ی گاز در چاه عمودی [4]

اگر سرعت جریان سیال حفاری در حین ورود به چاه و خروج از آن ثابت باشد، حجم سیال حفاری باید تقریباً در مخزن گل ثابت بماند. افزایش سطح مخزن گل حفاری نشانه ی این است که مقداری سیال دیگر وارد چاه شده و هجوم سیالات سازند رخ داده است. این رایج ترین

# دوازدهمین کنگره ملی سراسری فناوریهای نوین در حوزه توسعه پایدار ایران

12<sup>th</sup> National Congress of  
the New Technologies in Sustainable Development of Iran

senaconf.ir

و قابل اطمینانترین روش برای تشخیص ضربه در چاه است. با این حال، تغییرات در ابتدای ضربه‌ی گاز چندان بزرگ نیست. این به دلیل آن است که بیشتر انبساط گاز در نزدیکی سطح اتفاق می‌افتد، سپس فشار ته چاه کاهش می‌یابد و میزان گل دریافتی به شدت افزایش می‌یابد که برای تشخیص ضربه‌ی گاز و کنترل چاه خیلی دیر خواهد بود. بنابراین روش‌های پیش‌بینی افزایش گل دریافتی و فشار ته چاهی نیاز به مطالعه دارد.

در طول ضربه‌ی گاز، جریان دوفازی گذرای (Transient) گاز و گل داخل دالیز چاه ظاهر می‌شود. در دما و فشار مناسب و در صورت پایه نفتی بودن گل، گاز ورودی در دالیز چاه ممکن است به طور کامل در گل حل شود [6]. سپس گاز محلول تشکیل می‌شود و فقط جریان فاز مایع در دالیز چاه وجود خواهد داشت. با این حال، با تغییر در فشار و دما، گازهای محلول از گل جدا می‌شوند و گاز آزاد شکل می‌گیرد و جریان دوفازی گاز-مایع دوباره در دالیز ظاهر می‌شود [7]. این امر منجر به سه مورد رفتار احتمالی جریان در دالیز چاه می‌شود:

- جریان تک فاز مایع
- جریان دوفازی گاز و مایع در بخشی از دالیز
- جریان دوفازی گاز و مایع در کل دالیز [8]

مدل‌های موجود برای جریان دوفازی گذرای آب و گاز، بیشتر برای جریان لوله به‌دست آمده‌اند. اگرچه الگوی جریان دوفازی در دالیز مشابه جریان لوله است، اما تفاوت‌های اساسی بین آن‌ها وجود دارد [9]. مطالعات متعددی در مورد جریان دوفازی پایدار در دالیز وجود دارد. با این حال، معیار الگوی جریان تنها بر اساس نتایج تجربی بوده و هیچ مدل مکانیکی مربوط به آن توسعه داده نشده است. کلسیدیس [10] به طور تجربی و نظری جریان دوفازی عمودی رو به بالا را در حلقه‌های متحدالمرکز و خارج از مرکز بررسی کرد اما هیچ مدل هیدرودینامیکی برای پیش‌بینی میزان پسماند مایع و گرادیان فشار تهیه نکرد. حسن و کبیر [11] آزمایش‌های جریان دوفازی را در شکل‌های دالیز مانند انجام دادند و مدل‌های الگوی جریان را توسعه دادند اما مدل هیدرودینامیکی در جریان دالیز را بررسی نکردند. کاتانو و همکاران [12] فقط یک مدل مکانیکی برای جریان دوفازی گاز-مایع در حلقه‌های متحدالمرکز و کاملاً خارج از مرکز ایجاد کردند. تنها مدل هیدرولیکی برای جریان چندفازی پایدار در دالیز چاه توسط بین و همکارانش ایجاد شد [13].

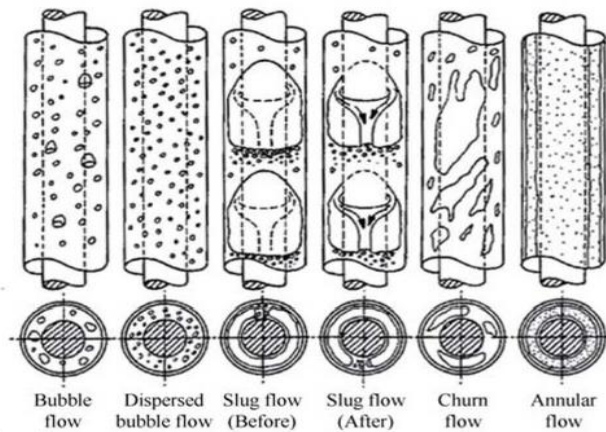
مطالعات موجود بر روی مدل‌های جریان دوفازی گذرای آب و گاز در محیط دالیز برای زمانی که گل پایه نفتی داریم مناسب نیستند. علاوه بر این، تحقیقات بر اساس گل‌های مبتنی بر آب هستند و تأثیر رفتار فاز نفتی را بر جریان در نظر نمی‌گیرند. بنابراین، مطالعه بیشتر روی جریان دوفازی گل پایه نفتی و گاز سازند در دالیز چاه در حال حفاری حین ضربه‌ی گاز ضروری است.

توماس و همکاران [14] با در نظر گرفتن حلالیت گاز در مایع یک مدل جریان دوفازی را تحت شرایط گل پایه نفتی توسعه دادند. رومتوت [15] با در نظر گرفتن اثر تورم گاز محلول، یک مدل جریان دوفازی برای گل پایه نفتی بر اساس مدل تجربی حلالیت گاز ایجاد کرد و تأثیر پارامترهای عملیاتی، پارامترهای مخزن و روش‌های کنترل را بر رفتارهای جریان دوفازی چاه مطالعه کرد. سان و همکاران [16] یک مدل جریان چندفازی ناپایدار را مطابق با مدل حلالیت گاز که توسط داده‌های تجربی پردازش شده است، برای توصیف رفتارهای جریان دوفازی چاه پس از وقوع ضربه‌ی گاز در شرایط غیر اشباع و اشباع ایجاد کردند. بر اساس مدل جریان دریافت، وایت و والتون [17] یک مدل جریان دوفازی غیر هم‌دما برای شبیه‌سازی ضربه‌ی گاز در گل پایه نفتی پیشنهاد کردند. اگرچه این مدل نسبت به مدل جریان دوفازی هم‌دما بسیار بهبود یافته بود، اما چون که بر اساس انتقال حرارت در جریان تک‌فازی بود همچنان محدودیت‌هایی داشت. بین و همکاران [18] با توجه به نظریه جریان دوفازی و نظریه فلش یک مدل جریان چندفازی گذرای غیر هم‌دما برای گل پایه نفتی را مطرح کردند که در آن پارامترهای جریان مقطعی را می‌توان با مدل هیدرودینامیکی محاسبه کرد که پارامترهای ترمودینامیکی را می‌توان از مدل انتقال حرارتی پیشنهاد شده به دست آورد. در شکل ۲ انواع الگوهای ممکن برای جریان دوفازی دالیز نشان داده شده‌است.

# دوازدهمین کنگره ملی سراسری فناوریهای نوین در حوزه توسعه پایدار ایران

12<sup>th</sup> National Congress of  
the New Technologies in Sustainable Development of Iran

senaconf.ir



شکل ۲. الگوی جریان دو فازی گاز-مایع در دالیز [19]

## ۲. تشخیص خروج گاز

در حال حاضر، سه نوع گل حفاری به طور گسترده برای فرآیند حفاری استفاده می‌شوند که عبارت‌اند از گل‌های مبتنی بر آب (WBM)، گل‌های مصنوعی غیرآبی (SBM) و گل‌های مبتنی بر نفت (OBM). در مقایسه‌ی سیالات حفاری آبی، سیالات حفاری غیرآبی در حفاری چاه‌های عمیق با فشار و دمای بالا پایداری حرارتی بهتری دارند. علاوه بر این، سیالات حفاری غیر آبی بخصوص گل پایه نفتی به دلیل بهبود روانکاری و کاهش گرمای اصطکاکی و افزایش پایداری چاه، حفاری بهتر و مؤثرتری را فراهم می‌کنند. بنابراین خود گل به عنوان یکی از فازهای جریان دوفازی بسیار اهمیت دارد. در مونتورینگ برای تشخیص زودهنگام ضربه پارامترهای اصلی را به این ترتیب معرفی می‌کنند [20]: فشار سرچاهی (WHP)، گل دریافتی، دبی جریان سیال حفاری به داخل و خارج از چاه، فشار-حجم-دما (PVT) سیال حفاری و فشار چوک. این پارامترها بیشتر برای تصمیم‌گیری در مقابله با انواع ضربه‌ی گاز و ارزیابی فشار ته چاهی (BHP)، فشار محیط متخلخل مخزن و خواص گلی که برای کشتن چاه در صورت فوران استفاده می‌شود، کارآمد هستند [21].

اخیراً روش‌های تشخیص ضربه‌ی گاز مبتنی بر مدل‌های چند فازی برای سیالات حفاری بررسی شده‌اند. این مدل‌های جریان چند فازی به طور کلی سه فرآیند فیزیکی اصلی یعنی انتقال حرارت، حلالیت گاز و جریان هیدرودینامیک را برای پیش‌بینی دما، فشار، نسبت فازها و مشخصات سرعت در دالیز را در نظر می‌گیرند. دانستن الگوهای جریان چند فازی گذرا از طریق شبیه‌سازی ضربه‌ی گاز در حفاری چاه بسیار مهم است چرا که می‌توان از طریق پیش‌بینی دقیق فشار ته چاهی و استفاده از سیال مناسب شرایط کنترل چاه یا کشتن آن را در هنگام ضربه‌ی گاز فراهم کرد. حتی یک مدل ساده‌ی دینامیکی از هجوم گاز می‌تواند به طور قابل توجهی کنترل چاه را افزایش دهد [5].

لین و همکاران با در نظر گرفتن عوامل مهمی مانند نیروی جرم مجازی، دبی هجوم گاز، فشار، دما و عمق چاه، یک مدل سرعت موج واحد بر اساس معادلات گرادیان فشار در عملیات حفاری پیشنهاد دادند. در مدل دوفازی آن‌ها، معادلات حالت گل حفاری و گاز و تئوری آشفستگی نشان می‌دهد که سرعت موج و نسبت فضای خالی دارای مقادیر متفاوتی نسبت به عمق چاه هستند [22].

## ۳. شکل‌گیری جریان دوفازی و بررسی رژیم حبایی

پس از هجوم گاز به داخل دالیز چاه، مقدار نسبت گاز (به صورت آزاد و محلول)، جنبه حیاتی برای مدل‌سازی جریان دوفازی مایع و گاز دارد، زیرا گاز آزاد حلالیت بالاتری در سیال حفاری غیرآبی در کف چاه دارد. گاز آزاد نفوذ کرده به چاه ممکن است در ته چاه کاملاً در گل حل شود و باعث تشکیل تک فاز مایع از سیال حفاری غیرآبی شود و بسته به حجم گاز و غلظت آن، میزان اشباع متفاوتی داشته باشد. تغییر الگوی جریان در دالیز چاه از تک فاز مایع به دو فاز گاز و مایع می‌تواند سریعاً اتفاق بیفتد زیرا سیال حفاری اشباع شده، با کاهش عمق چاه و فشار هیدرواستاتیک، به سمت بالا حرکت می‌کند و این امر تغییر الگو را رقم می‌زند. این تغییر رژیم جریان دوفازی در شکل ۳ از رژیم حبایی به رژیم حلقوی نشان داده شده است. این نوع رژیم‌های جریان به عمق چاه، فشار، دما، نسبت گاز و اندازه و نوع ضربه‌ی گاز بستگی

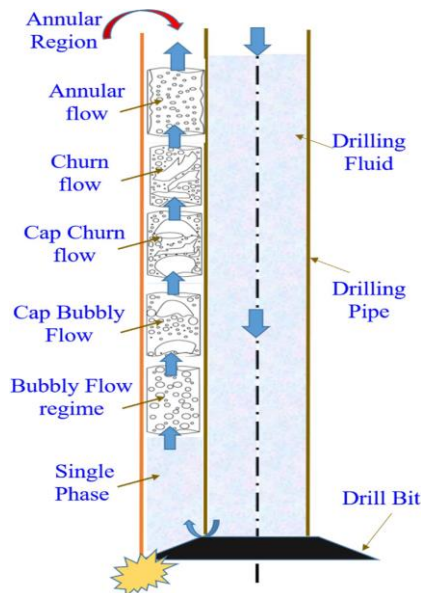


# دوازدهمین کنگره ملی سراسری فناوریهای نوین در حوزه توسعه پایدار ایران

12<sup>th</sup> National Congress of  
the New Technologies in Sustainable Development of Iran

senaconf.ir

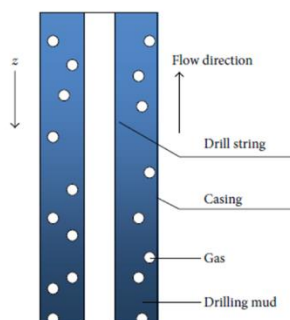
دارند [23]. سرعت گاز زدایی سیال حفاری اشباع با کاهش فشار افزایش می یابد زیرا حلالیت گاز نسبت مستقیم با فشار و نسبت معکوس با دما دارد.



شکل ۳. تغییر رژیم جریان دوفازی در چاه عمودی در طول ضربه گاز [24]

لوته و همکاران [25] تجزیه و تحلیل تشکیل حباب در مخلوط دوفازی که داخل لوله و به سمت بالا جریان دارد را با استفاده از CFD (محاسبات دینامیک سیالات) و در نظر گرفتن نیروهای بین سطحی انجام دادند. سان و همکاران [26] در نظر گرفتن دبی گاز، چگالی، ویسکوزیته، حرکت حباب و تأثیر آن بر تغییرات دما و فشار؛ تشکیل حباب گاز در حین ضربه‌ی گاز را با استفاده از CFD گزارش کرده‌اند. آنها تأثیر تشکیل حباب‌های گاز و انتقال آن‌ها را بر تغییرات دما و فشار گزارش کردند و به این نتیجه رسیدند که تجمع حباب گاز در ته چاه پس از ضربه‌ی گاز ثابت شده است.

با توجه به تراکم پذیری فاز گاز، تغییرات فصل مشترک بین گاز و گل حفاری، تغییرات تکانه و انتقال انرژی بین دو فاز؛ پیش بینی سرعت در جریان دوفازی گاز و گل حفاری پیچیده است. مدل پایه که توسط لین و همکاران [22] پیشنهاد شده؛ الگوی جریان دوفازی و معادله گرادیان فشار در امتداد جهت جریان در دالیز برای مطالعه سرعت در عملیات کنترل فشار حفاری را ترکیب کرده است. همچنین سیال حفاری یک مایع شبه همگن در نظر گرفته می شود. همانطور که در شکل ۴ نشان داده شده است، سیال دوفازی گاز و گل حفاری در امتداد دالیز و در جهت "z-" جریان می یابد.



شکل ۴. شماتیک جریان دوفازی گاز و گل حفاری در دالیز [22]

# دوازدهمین کنگره ملی سراسری فناوریهای نوین در حوزه توسعه پایدار ایران

12<sup>th</sup> National Congress of  
the New Technologies in Sustainable Development of Iran

senaconf.ir

معادله‌ی بقای تکانه برای جریان دوفازی گاز و مایع به این صورت است:

$$\sum F_z = \rho_m A dz \frac{dv_m}{dt} \quad (1)$$

معادلات بقای جرم:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi_G \rho_G) + \frac{\partial}{\partial z}(\phi_G \rho_G v_G) = 0 \quad (2)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi_L \rho_L) + \frac{\partial}{\partial z}(\phi_L \rho_L v_L) = 0 \quad (3)$$

معادله‌ی بقای حرکت گاز و مایع:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi_G \rho_G v_G) + \frac{\partial}{\partial z}(\phi_G \rho_G v_G^2) + \frac{\partial}{\partial z}(\phi_G \rho_G) - \frac{\partial}{\partial z}[\phi_G(\tau_G^{fr} + \tau_G^{Re}) + M_{Gi} - 4 \frac{\tau_G}{D}] = 0 \quad (4)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi_L \rho_L v_L) + \frac{\partial}{\partial z}(\phi_L \rho_L v_L^2) + \frac{\partial}{\partial z}(\phi_L \rho_L) - \frac{\partial}{\partial z}[\phi_L(\tau_L^{fr} + \tau_L^{Re}) + M_{Li} - 4 \frac{\tau_L}{D}] = 0 \quad (5)$$

نیروهای بین فازی شامل نیروی جرم مجازی، نیروی درگ و تنش برشی دیوار است. بنابراین تغییر تکانه بین فازهای گاز و گل حفاری را می‌توان به صورت زیر نوشت:

$$M_{Gi} = -M_{Li}^{nd} - M_{Li}^d + (\tau_{Li}^{fr} + \tau_{Li}^{Re}) \frac{\partial \phi_L}{\partial z} + \frac{\partial(\phi_G \sigma_s)}{\partial z} + \frac{\partial(\phi_G P_{Gi})}{\partial z} - \phi_G \frac{\partial(P_{Li})}{\partial z}, \quad (6)$$

$$M_{Li} = M_{Li}^{nd} + M_{Li}^d + P_{Li} \frac{\partial(\phi_L)}{\partial z} - (\tau_{Li}^{fr} + \tau_{Li}^{Re}) \frac{\partial \phi_L}{\partial z} \quad (7)$$

معادله حالت (EOS) برای گاز را می‌توان به صورت زیر بیان کرد:

$$\rho_G = \frac{P}{(Z_G \cdot R \cdot T)} \quad (8)$$

که در آن  $Z_G$  ضریب تراکم گاز است. تحت دما و فشارهای مختلف، چگالی گل حفاری را می‌توان با فرمول‌های تجربی به دست آورد که اگر  $T < 130^\circ C$  به صورت معادله‌ی ۹ و اگر  $T \geq 130^\circ C$  به صورت معادله‌ی ۱۰ نوشته می‌شود:

$$\rho_L = \rho_0 (1 + 4 \times 10^{-10} P_L - 4 \times 10^{-5} T - 3 \times 10^{-6} T^2) \quad (9)$$

$$\rho_L = \rho_0 \left( 1 + 4 \times 10^{-10} P_L - 4 \times 10^{-5} T - 3 \times 10^{-6} T^2 + 0.4 \left( \frac{T-130}{T} \right)^2 \right) \quad (10)$$

دمای گل حفاری در اعماق مختلف دالیز را می‌توان به صورت زیر تعیین کرد: [27]

$$T = T_{ei} + F \left[ 1 - e^{\frac{z_{bh}-z}{A}} \right] \left( -\frac{g \sin \theta}{g_c J c_{\rho m}} + N + g_T \sin \theta \right) + e^{\frac{(z_{bh}-z)}{A}} (T_{fbh} - T_{ebh}) \quad (11)$$

بر اساس تجزیه و تحلیل ویژگی‌های جریان در سیستم حفاری، می‌توان با خیال راحت فرض کرد که الگوی جریان، جریان حبایی یا لخته‌ای است که ما جریان حبایی را بررسی خواهیم کرد [28]. روابط و پارامترهای این رژیم جریانی در چاه توسط اورکیزویوسکی [29] ارائه شد که در ابتدا رابطه پسماند مایع را بیان کرد:

$$\phi_G = \frac{1}{2} \left[ 1 + \frac{q_m}{v_s A} - \sqrt{\left( 1 + \frac{q_m}{v_s A} \right)^2 - \frac{4qg}{v_s A}} \right] \quad (12)$$

سپس ضریب نیروی جرم مجازی برای جریان حبایی را به صورت زیر بیان کرد: [30]

$$C_{vm} = 0.5 \frac{1+2\phi_G}{1-\phi_G} \quad (13)$$

# دوازدهمین کنگره ملی سراسری فناوریهای نوین در حوزه توسعه پایدار ایران

12<sup>th</sup> National Congress of  
the New Technologies in Sustainable Development of Iran

senaconf.ir

همچنین ضریب مقاومت برای جریان حبایی را به صورت زیر بیان کرد:

$$C_D = \frac{4Rb}{3} \sqrt{\frac{g(\rho_L - \rho_G)}{\sigma_s} \left[ \frac{1 + 17.67(1 - \phi_G)^7}{18.67(1 - \phi_G)^{1.5}} \right]^2} \quad (14)$$

گرادیان فشار اصطکاک برای جریان حبایی را تعریف کرد:

$$\tau_f = f \frac{\rho_L v_L^2}{2D} \quad (15)$$

زبری موثر دالیز و قطر موثر آن را از رابطه پیشنهادی در محاسبه قطر هیدرولیکی حلقه به دست آورد:

$$k_e = k_o \frac{D_o}{D_o + D_i} + k_i \frac{D_i}{D_o + D_i} \quad (16)$$

$$D = \frac{\pi(D_o^2 - D_i^2)}{\frac{4}{\pi(D_o + D_i)}} = D_o - D_i \quad (17)$$

که در آن  $D_i$  و  $D_o$  به ترتیب قطر لوله داخلی و لوله بیرونی هستند  $k_i$  و  $k_o$  به ترتیب زبری لوله بیرونی و لوله داخلی هستند. گرادیان افت فشار کل برابر با مجموع گرادیان افت فشار ناشی از تغییر انرژی پتانسیل و انرژی جنبشی و اصطکاک است [31]. در نهایت با فرض اینکه تراکم پذیری گاز فقط به فشار در دالیز مربوط می‌شود، انرژی جنبشی را بسط داده و برای محاسبه گرادیان افت فشار جریان دوفازی گاز و گل در داخل دالیز معادلات زیر را بیان کرده است:

$$\rho_m v_m \frac{dv_m}{dz} = - \frac{\rho_m v_m v_{sg} dP}{\rho dz} = - \frac{W_m q_g dP}{A^2 \rho dz} \quad (18)$$

$$\frac{dP}{dz} = \rho_m g \sin \theta - \frac{\tau_w \pi D}{A} - \rho_m v_m \frac{dv_m}{dz} \quad (19)$$

$$\frac{dP}{dz} = \frac{\rho_m g + \tau_f}{1 - \frac{W_m q_g}{A^2 \rho}} \quad (20)$$

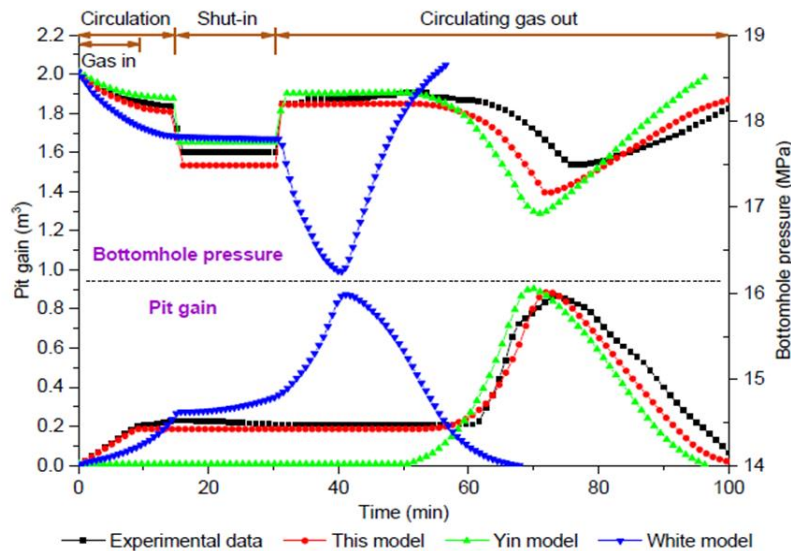
## ۴. بررسی یک مدلسازی

حال رفتارهای جریان دوفازی در حین ضربه‌ی گاز با استفاده از داده‌های تایید شده و داده‌های تجربی اندازه‌گیری شده بررسی می‌شود. مدل حبایی با استفاده از اندازه‌گیری فشار ته چاهی و گل دریافتی در آزمایش هجوم گاز ابرایان طرح می‌شود [32]. نمودار شکل ۵ تغییرات در گل دریافتی سطح چاه و فشار ته چاه را نشان می‌دهد که از آزمایش و محاسبات به دست آمده‌اند. همان‌طور که در نمودار شکل ۵ نشان داده شده است از آنجایی که مدل ایجاد شده؛ انتقال حرارت، انتقال جرم، برهمکنش‌های بین حباب-حباب و اثر تورم گاز محلول را در نظر گرفته است در نتیجه داده‌های محاسبه شده با داده‌های اندازه‌گیری شده مطابقت خوبی داشته‌اند. اگرچه در مدل بین [18] انتقال جرم و انتقال حرارت نیز در نظر گرفته شده، اما رفتار انتقال جرم گذرای حباب‌ها که در حال بالا رفتن هستند و اثر تورم گاز محلول را نادیده گرفت. همچنین مدل وایت [17] انتقال جرم بین فازی را نادیده گرفته و فقط برای گل پایه آبی مناسب است. پس از تأیید مدل، یک شبیه‌سازی عددی برای تجزیه و تحلیل تغییرات در رفتارهای جریان دوفازی، دمای چاه و نرخ انتقال جرم در طول ضربه‌ی گاز در OBM انجام شد. پارامترهای اصلی برای این شبیه‌سازی در جدول ۱ نشان داده شده است [33].

# دوازدهمین کنگره ملی سراسری فناوریهای نوین در حوزه توسعه پایدار ایران

12<sup>th</sup> National Congress of  
the New Technologies in Sustainable Development of Iran

senaconf.ir



شکل ۵. مقایسه نتایج اندازه‌گیری شده و محاسبه شده در میزان گل دریافتی [34]

جدول ۱- پارامترهای اساسی برای شبیه سازی [33]

مقدار	پارامتر، واحد	مقدار	پارامتر، واحد
127	قطر داخلی رشته حفاری، mm	1500	عمق آب، m
149.2	قطر خارجی رشته حفاری، mm	4500	عمق چاه، m
508	قطر داخلی رایزر، mm	1200	چگالی گل، kg/m <sup>3</sup>
273, 244.5	قطر داخلی کیسینگ، mm	0.054	گرانروی گل، Pa.s
0.024	تغییرات دما، °C/m	0.03	دبی پمپ، m <sup>3</sup> /s
0.03	تراوایی مخزن، μm <sup>2</sup>	20	دمای سطح، °C
215.9	سایز مته، mm	25	دمای ورودی، °C

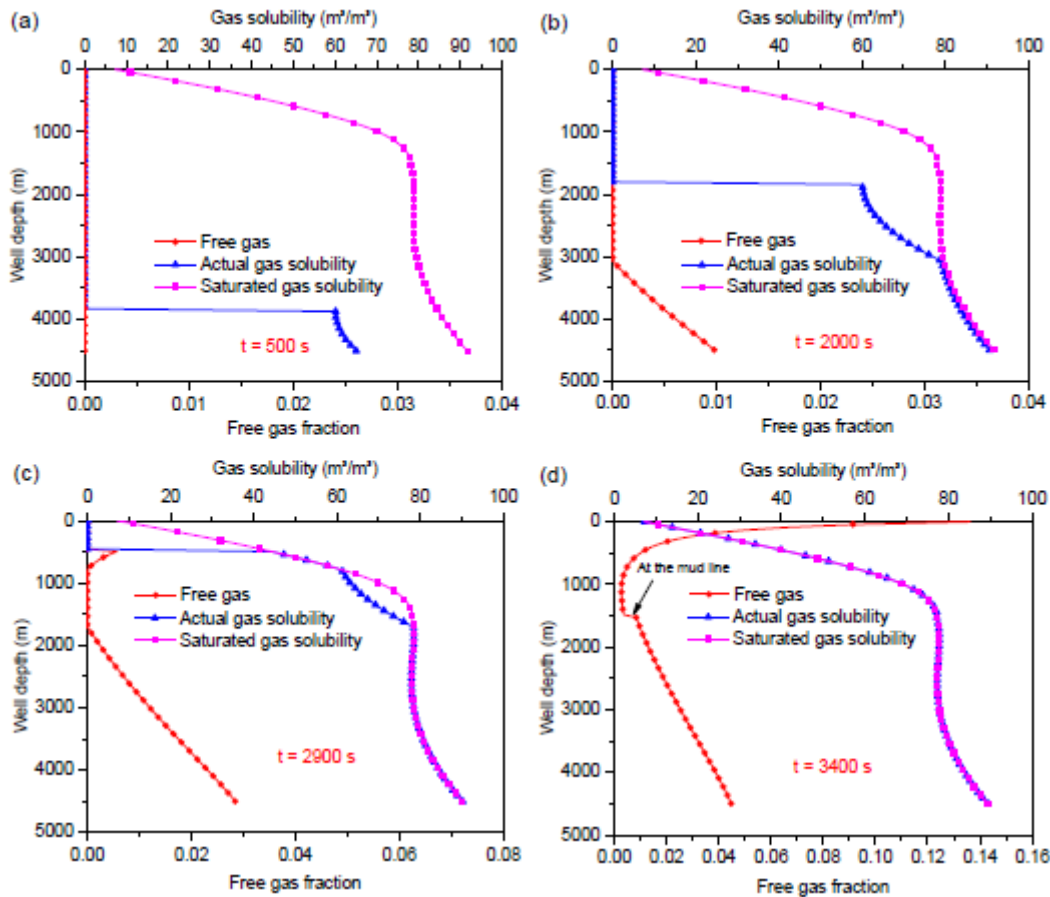
- نمودار شکل ۶ نمودار نسبت گاز آزاد و مشخصات حلالیت گاز را در امتداد چاه در زمان های مختلف نشان می دهد. گاز محلول به دلیل فرآیند انحلال ناپایدار، تأثیر زیادی بر جابه‌جایی گاز در چاه دارد. تغییر حالات گاز در چاه را می توان به چهار مرحله تقسیم کرد.
۱. بدون گاز آزاد در چاه (۰-۱۰۷۰ ثانیه) همان‌طور که در نمودار ۶-a نشان داده شده است.
  ۲. گاز آزاد در ته چاه وجود دارد (۱۰۷۰-۲۷۳۵ ثانیه) همان‌طور که در نمودار ۶-b نشان داده شده است.
  ۳. گاز آزاد به طور همزمان در قسمت بالایی و پایینی چاه وجود دارد (۲۷۳۵-۳۰۵۶ ثانیه) همان‌طور که در نمودار ۶-c نشان داده شده است.
  ۴. گاز آزاد در چاه زیر جبهه گاز وجود دارد (۳۰۵۶-۳۴۰۰ ثانیه) همان‌طور که در نمودار ۶-d نشان داده شده است.
- بنابراین، انحلال گاز باعث می شود که ضربه‌ی اولیه‌ی گاز پنهان شود، در حالی که فرآیند گاززدایی در نزدیکی دهانه چاه منجر به فشار بیشتر و ناگهانی بودن ضربه‌ی بعدی می شود.



# دوازدهمین کنگره ملی سراسری فناوریهای نوین در حوزه توسعه پایدار ایران

12<sup>th</sup> National Congress of  
the New Technologies in Sustainable Development of Iran

senaconf.ir



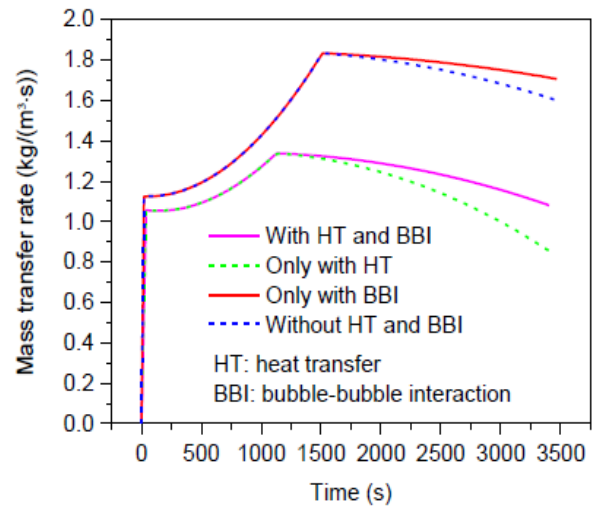
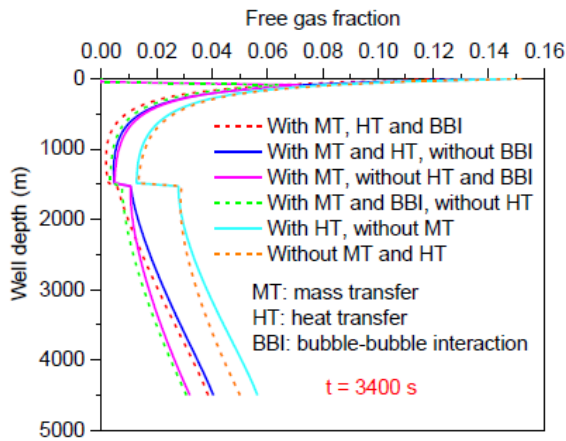
شکل ۶- توزیع نسبت گاز آزاد و حلالیت گاز در طول چاه در زمان‌های مختلف [34]

نمودار شکل ۷ به منظور بررسی تاثیر انتقال حرارت و برهمکنش بین حباب‌ها، تغییر در نرخ انتقال جرم برحسب زمان را در ته چاه نشان می‌دهد. از نمودار شکل ۷، می‌توان مشاهده کرد که وقتی انتقال حرارت در نظر گرفته شود، دمای ته چاه افزایش می‌یابد در حالی که زمان رسیدن گل حفاری به اشباع گاز کم می‌شود. علاوه بر این، هنگامی که آزاد شدن گاز در ته چاه رخ می‌دهد، برهمکنش حباب-حباب اتلاف انرژی را در هنگام هجوم‌های گاز افزایش می‌دهد و در نتیجه باعث افزایش سطح انتقال جرم می‌شود که همین امر موجب می‌شود نرخ انتقال جرم به طور اجتناب ناپذیری افزایش یابد [35]. علاوه بر این، افزایش دمای ته چاه می‌تواند شدت برهمکنش حباب-حباب و نرخ انتقال جرم را افزایش دهد. نمودار شکل ۸ نیز تغییر در پروفایل نسبت گاز آزاد را در امتداد چاه در  $t=3400$  ثانیه در شرایط مختلف نشان می‌دهد. بنابراین از نمودار شکل ۸ می‌توان فهمید که وقتی انتقال جرم بین دو فاز در نظر گرفته شود، نسبت گاز آزاد در دالیز به طور قابل توجهی کاهش می‌یابد. علاوه بر این، هنگام در نظر گرفتن انتقال حرارت، دمای دالیز در دیواره‌ی سازند به طور قابل توجهی افزایش یافت و در قسمت ریزر کمی کاهش یافت که منجر شد در دیواره‌ی چاه نسبت گاز آزاد بسیار بیشتر و در ریزر کمتر باشد. علاوه بر این، زمانی که تأثیر برهمکنش حباب-حباب در نظر گرفته نشد، نسبت گاز آزاد در دالیز بیش از حد غیر واقعی به دست آمد.

# دوازدهمین کنگره ملی سراسری فناوریهای نوین در حوزه توسعه پایدار ایران

12<sup>th</sup> National Congress of  
the New Technologies in Sustainable Development of Iran

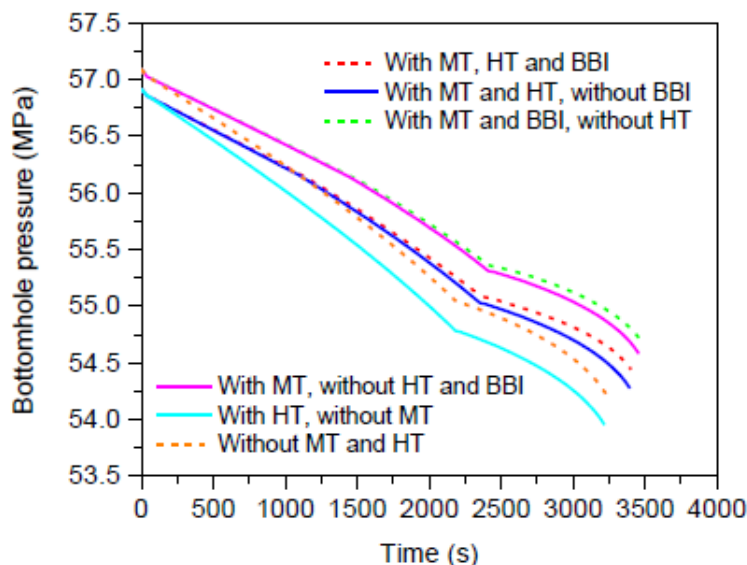
senaconf.ir



شکل ۷. سمت راست، تغییر در نرخ انتقال جرم بین فازی در ته چاه بر حسب زمان [34]

شکل ۸. سمت چپ، پروفایل‌های نسبت گاز آزاد در امتداد چاه تحت شرایط مختلف [34]

در نمودار شکل ۹ تغییر فشار ته چاه بر حسب زمان در شرایط مختلف در حین ضربه‌ی گاز نشان داده شده است. با توجه به نمودارهای به دست آمده نرخ افت فشار ته چاه با در نظر گرفتن انتقال جرم به وضوح کمتر از بدون در نظر گرفتن آن است. علاوه بر این، هنگامی که انتقال حرارت در نظر گرفته شود، میانگین چگالی و ویسکوزیته گل در دالیز کاهش می‌یابد و در نتیجه فشار ته چاه در اوایل هجوم گاز به شدت کم می‌شود. علاوه بر این، هنگامی که گاز در دیواره‌ی سازند حرکت می‌کند، برهمکنش حباب-حباب تأثیر کمی بر فشار ته چاه دارد. این در حالی است که وقتی گاز وارد رایزر شد، تأثیر برهمکنش حباب-حباب به تدریج افزایش می‌یابد.



شکل ۹- تغییر فشار ته چاه بر حسب زمان در شرایط مختلف در حین ضربه‌ی گاز [34]

# دوازدهمین کنگره ملی سراسری فناوریهای نوین در حوزه توسعه پایدار ایران

## 12<sup>th</sup> National Congress of the New Technologies in Sustainable Development of Iran

senaconf.ir

اصلی‌ترین نتیجه‌ای که باید گرفت این است که در اولین قدم برای مقابله با هجوم گاز حتما باید بر الگوی جریان حاکم بر سیالات درون چاه اشراف داشت تا عملکرد مناسب برای کنترل آن بی نتیجه نماند؛ اما لازم است که بدانیم جزئیات دیگر مطرح شده در مقاله چه تأثیری بر بهبود شناخت بهتر مکانیزم‌های دخیل در جریان دوفازی با الگوی حبابی دارند که نتایج زیر به اندکی از آن‌ها اشاره می‌کند.

- در عملیات کنترل چاه گل پایه نفتی به علت حلالیت بیشتر گاز، مونیتورینگ راحت‌تر، گرانروی بیشتر، ایمنی و سازگاری بیشتر با محیط نسبت به گل پایه آبی بهتر است.
- با توجه به بررسی‌های انجام شده در اکثریت موارد رژیم جریانی حاکم بر هجوم گاز، الگوی حبابی و لخته‌ای است یا ترکیبی از هر دوی آن‌ها که در عمق چاه حبابی و در نزدیکی سطح لخته‌ای می‌شود.
- برای شناخت بهتر هجوم گاز و بررسی دقیق‌تر آن نیاز به یک مدل دینامیکی برای شبیه سازی الگوی جریان دوفازی درون چاه هست که در مطالعات گذشته کمتر به آن پرداخته شده است.
- در شبیه سازی الگوی جریان برای نزدیک‌تر شدن مدل به واقعیت می‌بایست عوامل دیگری چون کشش بین سطحی و انتقال جرم بین دو فاز، دما و انتقال حرارت بین دیواره‌ی چاه با سیالات و وجود نیروی بویانسی حباب‌های گاز به دلیل جهت حرکت رو به بالای آن‌ها در نظر گرفته شوند.
- از دیگر عوامل مهم مؤثر بر نسبت گاز آزاد علاوه زمان و عمق، برهمکنش بین حباب‌های گاز می‌باشد. تشخیص زود هنگام نسبت گاز آزاد نامتعارف به عنوان یکی از عوامل مؤثر در جابه‌جایی گاز درون چاه، در اوایل هجوم گاز می‌تواند از مشکلات زیادی جلوگیری کند.

### منابع:

1. "WA oil spill 'one of Australia's worst'". ABC News. 24 August 2009. Archived from the original on 5 November 2009.
2. Deepwater Horizon Marine Casualty Investigation Report (PDF) (Report). Office of the Maritime Administrator. 17 August 2011.
3. F\_129. "China needs zero tolerance for concealing major accidents - People's Daily Online". English.peopledaily.com.cn. 2011-07-10.
4. Agbakwuru, J., A O, O, O., Ma, R., S, I., 2017. Characterization of dynamic pressure response in vertical two phase flow. J. Petrol Environ. Biotechnol. 8, 1–6.
5. Ahmad K. Sleiti, Professor of Mechanical Engineering a, Gorakshnath Takalkar a, Muftah H. El-Naas b, Abu Rashid Hasan c, Mohammad Azizur Rahman d Early gas kick detection in vertical wells via transient multiphase flow modelling: A review.
6. O'Brien T B. Handling Gas in an Oil Mud Takes Special Precautions, World Oil, 1981, 192(1):83-86.
7. Thomas D C, Lea Jr, Turek E A. Gas Solubility in Oil-Based Drilling Fluids: Effects on Kick Detection, The Annual Technology. Conference and Exhibition, New Orleans, SPE11115, 1982.
8. O'Bryan P L. The Experimental and Theoretical Study of Methane Solubility in an Oil-Base Drilling Fluid, Master of Science Thesis, Louisiana State University, Baton Rouge, LA, 1985.
9. Sadatomi M., Sato Y, Saruwatari S. Two-Phase Flow in Vertical Noncircular Channels. Int. J. Multiphase Flow, 1982, 8(6): 641-655.
10. Kelessidis V C, Dukler A E. Modeling flow pattern transitions for upward gas-liquid flow in vertical concentric and eccentric annuli. International Journal of Multiphase Flow, 1989, 15(2): 173-191.
11. Hasan A R, Kabir C S. Two-phase flow in vertical and inclined annuli. International Journal of Multiphase Flow, 1992, 18(2): 279-293.
12. Caetano E F, Shoham O, Brill J P. Upward vertical two-phase flow through an annulus—part i: single-phase friction factor, Taylor bubble rise velocity, and flow pattern prediction. Journal of Energy Resources Technology, 1992, 114(1): 1-13.
13. Yin BT, Li XF, Sun BJ, e al. Hydraulic model of steady state multiphase flow in wellbore annuli. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(3): 399–407.

دوازدهمین کنگره ملی سراسری  
فناوریهای نوین در حوزه توسعه پایدار ایران  
12<sup>th</sup> National Congress of  
the New Technologies in Sustainable Development of Iran

senaconf.ir

14. D.C. Thomas Jr., J.F. Lea, E.A. Turek, Gas solubility in oil-based drilling fluids: effects on kick detection, *J. Petrol. Technol.* 36 (1984) 959-968.
15. R. Rommetvelt, A. Blyberg, T.L. Olsen, The effects of operating conditions, reservoir characteristics and control methods on gas kicks in oil based drilling muds, *Soc. Petrol. Eng.* (1989).
16. B. Sun, W. Fu, N. Wang, Z. Wang, Y. Gao, Multiphase flow modeling of gas intrusion in oil-based drilling mud, *J. Petrol. Sci. Eng.* 174 (2019) 1142-1151.
17. D.B. White, I.C. Walton, A computer model for kicks in water- and oil-based muds, *Soc. Petrol. Eng.* (1990).
18. B. Yin, G. Liu, X. Li, Multiphase transient flow model in wellbore annuli during gas kick in deepwater drilling based on oil-based mud, *Appl. Math. Model.* 51 (2017) 159-198.
19. Caetano E F, Upward Vertical Two-Phase Flow through An Annulus, Tulsa: U.of Tulsa, 1986.
20. Carlsen, L.A., Nygaard, G., Nikolaou, M., 2013. Evaluation of control methods for drilling operations with unexpected gas influx. *J. Process Contr.* 23, 306-316.
21. Avelar, C.S., Ribeiro, P.R., Sepehrnoori, K., 2009. Deepwater gas kick simulation. *J. Petrol. Sci. Eng.* 67, 13-22.
22. Yuanhua Lin,1 Xiangwei Kong,2 Yijie Qiu,2 and Qiji Yuan1 Calculation Analysis of Pressure Wave Velocity in Gas and Drilling Mud Two-Phase Fluid in Annulus during Drilling Operations.
23. Gruber, C., Spoerker, H.F., Brandstatter, W., 2014. Dynamic modeling of gas distribution in the wellbore during kick situations: the solutions. In: *SPE/IADC Drilling Conference, Proceedings*, 1, pp. 171-179.
24. Wu, B., Firouzi, M., Mitchell, T., Rufford, T.E., Leonardi, C., Towler, B., 2017. A critical review of flow maps for gas-liquid flows in vertical pipes and annuli. *Chem. Eng. J.* 326, 350-377.
25. Lote, D.A., Vinod, V., Patwardhan, A.W., 2018. Computational fluid dynamics simulations of the air-water two-phase vertically upward bubbly flow in pipes. *Ind. Eng. Chem. Res.* 57, 10609-10627.
26. Sun, S., Hou, Z., Feng, J., Yu, G., 2019c. Research on gas bubble formation using CFD during gas kick. *Integrated Ferroelectrics Int. J.* 199, 179-192.
27. A. R. Hasan and C. S. Kabir, "Wellbore heat-transfer modeling and applications," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 86, pp. 127-136, 2012.
28. H. Zhu, Y. Lin, D. Zeng, D. Zhang, and F. Wang, "Calculation analysis of sustained casing pressure in gas wells," *Petroleum Science*, vol. 9, no. 1, pp. 66-74, 2012.
29. J. Orkiszewski, "Predicting two-phase pressure drops in vertical pipe," *Journal of Petroleum Technology*, vol. 6, no. 6, pp. 829-838, 1967.
30. M. Ishii and K. Mishima, "Two-fluid model and hydrodynamic constitutive relations," *Nuclear Engineering and Design*, vol. 82, no. 2-3, pp. 107-126, 1984.
31. M. J. Sanchez, *Comparison of correlations for predicting pressure losses in vertical multiphase annular flow [M.S. thesis]*, University of Tulsa, Tulsa, Okla, USA, 1972.
32. P.L. O'Bryan, Well Control Problems Associated with Gas Solubility in Oil-based Drilling Fluids, PhD Louisiana State University, 1988.
33. H. Yang, J. Li, G. Liu, J. Wang, K. Luo, B. Wang, Development of transient heat transfer model for controlled gradient drilling, *Appl. Therm. Eng.* 148 (2019) 331-339.
34. Hongwei Yanga, Jun Lia, Gonghui Liua,b, Hailong Jianga, Chao Wang, Jiwei Jianga; A transient hydro-thermo-bubble model for gas kick simulation in deep water drilling based on oil-based mud.
35. W. Fu, Z. Wang, B. Sun, L. Chen, A mass transfer model for hydrate formation in bubbly flow considering bubble-bubble interactions and bubble-hydrate particle interactions, *Int. J. Heat Mass Transf.* 127 (2018) 611-621.