**شبیه‌سازی جریان دوفازی در یک چاه عمودی**

احسان خامه چی1\*، جواد مهدوی کلاته نو2، مصطفی کیهانی کمال3، امیر میرزایی4

1 دانشیار دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر

2 دانشجوی دکتری مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر

3 کارشناسی ارشد مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر

4 دانشجوی کارشناسی ارشد مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر

khamehchi@aut.ac.ir \*

**چکیده**

پیش‌بینی افت فشار در جریان چند فازی چاه‌ها از اهمیت ویژه‌ای برای صنعت نفت برخوردار بوده و همچنین یک متغیر حیاتی برای طراحی صحیح تأسیسات سطحی در میادین دریایی است. روابط تجربی، مدل‌های مکانیکی و مدل‌های دینامیکی برای محاسبه افت فشار جریان چند فازی، تجمع مایعات و پخش‌شدگی فازها در دسترس هستند. هدف اصلی این مقاله ارزیابی دقت چندین مدل پیش‌بینی افت فشار حالت پایدار است. مدل‌های در نظر گرفته‌شده در این پژوهش برای پیش‌بینی افت فشار عبارت‌اند از انصاری، بگز و بریل،گوویر، عزیز و فوگاراسی، دانز و راس، هاگدورن و براون، موکرجی و بریل،‌گری و اورکیشفسکی که با استفاده از نرم افزار Pipe-sim شبیه سازی شده است. ارزیابی صورت گرفته بر اساس مقایسه بین افت فشار اندازه‌گیری شده و افت فشار حاصل از مدل‌ها می‌باشد. برای تعیین بهترین مدل، از پارامتر درصد خطای میانگین استفاده‌شده و درنهایت مشاهده شد که برای جریان دوفازی در چاه مذکور، رابطه موکرجی و بریل بهترین پیش‌بینی و مدل انصاری بالاترین خطا در پیش‌بینی را دارد.

**واژگان کلیدی:**

جریان چند فازی، الگوی جریان، ارزیابی تولید، افت فشار، نرم‌افزار Pipe-sim

1. **مقدمه**

جریان چند فازی یک حالت رایج در انتقال سیال تولیدشده از چاه به تجهیزات سطحی در صنایع نفت و گاز می‌باشد. معمولاً جریان سیال از سه فاز آب، نفت و گاز تشکیل می‌شود. با توجه به پیچیده بودن این نوع از جریان، برای طراحی مناسب تجهیزات سطحی نیاز به یک سری تقسیمات کلی از خصوصیات جریان وجود دارد. این خصوصیات را می‌توان در سه بخش کلی: افت فشار، تجمع مایعات و الگوی جریان تقسیم کرد. بنابراین ارزیابی مدل‌های موجود برای محاسبه افت فشار به‌منظور انتخاب بهترین مدل امری مهم است [1]. یکی از بخش‌های مهم در توسعه یک پروژه، هزینه‌های موردنیاز آن است. با توجه به اینکه هزینه لوله‌کشی در پروژه‌های نفتی می‌تواند 25 درصد از کل هزینه را تشکیل دهد و برای پروژه‌ها و میدان‌های دریایی بیشتر از 25 درصد و برای پروژه توسعه میعانات گازی به 60 درصد می‌رسد، طراحی خط لوله و انتخاب بهترین و مناسب‌ترین لوله برای پروژه می‌تواند از اهمیت خاصی برخوردار باشد؛ زیرا انتخاب اشتباه در خط لوله می‌تواند سودآوری پروژه را به خطر بی اندازد [2]. بنابراین پیش‌بینی افت فشار و گرادیان فشار در طول خط لوله از اهمیت خاصی برخوردار می‌باشد که در خطوط لوله جریان وقتی چند فاز باهم در حرکت باشند رفتار جریان بسیار پیچیده‌تر و سخت‌تر می‌باشد. با توجه به‌سرعت و دبی فازها رژیم جریان تغییر می‌کند و سایر خواص جریان اعم از ویسکوزیته، سرعت فازها، تنش برشی وارد بر لوله، چگالی فازها و چگالی مخلوط با تغییر رژیم جریان تغییر می‌کنند. بنابراین شناسایی رژیم جریان با استفاده از پارامترهای موجود جریان موضوعی مهم و اساسی می‌باشد [3]. به‌طورکلی، پنج نوع رژیم جریان وجود دارد که عبارت‌اند از: حبابی، حبابی پراکنده، لخته‌ای، کف‌آلود و حلقوی به صورتی که تشخیص رژیم جریان با استفاده از پسماندهای مختلف و سرعت‌های مختلف انجام می‌شود. در ادامه به‌صورت مختصر تعریفی از هر رژیم آورده شده است.

1. **رژیم‌های جریانی**

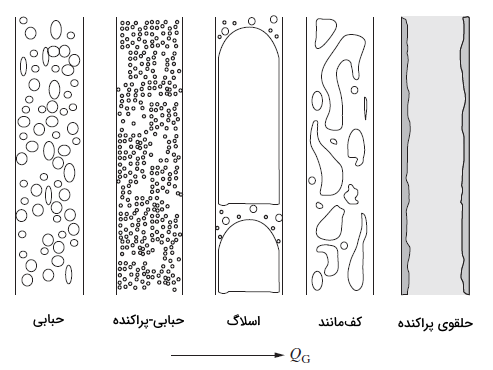
رژیم جریان متأثر از موقعیت خط لوله، شکل هندسی خط لوله، جهت جریان، خواص فیزیکی و دبی هر یک از فازها و شار حرارتی وارد بر خط لوله می‌باشد که هر یک از رژیم‌های جریان خاصیت مربوط به خود را دارد.

جریان حبابی: در این رژیم جریان فاز مایع فاز پیوسته می‌باشد و فاز گاز به‌صورت حباب‌هایی در فاز مایع پخش‌شده‌اند. در این رژیم معمولاً سرعت حباب‌های گاز کمتر از 2 فوت بر ثانیه می‌باشد.

جریان لخته‌ای: با افزایش سرعت فاز گاز حباب‌های گازی به هم می‌پیوندند و لخته‌های گازی در طول جریان تشکیل می‌دهند به همین خاطر در این رژیم جریان افت فشار زیادی رخ می‌دهد.

جریان کف‌آلود: این نوع رژیم جریان حالت گذرا بین جریان لخته‌ای و حلقوی می‌باشد؛ بنابراین این رژیم جریان یک رژیم ناپایدار می‌باشد. با افزایش سرعت گاز در رژیم جریان لخته‌ای توده‌های گازی شکسته می‌شوند.

جریان حلقوی: در جریانات اگر دوفازی سرعت فاز گاز زیاد باشد، لایه‌ای از مایع بر روی دیواره لوله در حرکت می‌باشد و فاز گاز در وسط لوله در جریان می‌باشد.



شکل 1: انواع رژیم جریانی در لوله عمودی

1. **مدل‌های افت فشار در خطوط لوله**

مدل‌های مختلفی برای محاسبه افت فشار در خطوط لوله وجود دارد. در این پژوهش از انصاری[[1]](#footnote-1)، بگز و بریل[[2]](#footnote-2)،گوویر، عزیز و فوگاراسی[[3]](#footnote-3)، دانز و راس[[4]](#footnote-4)، هاگدورن و براون[[5]](#footnote-5)، موکرجی و بریل[[6]](#footnote-6)،‌گری[[7]](#footnote-7) و اورکیشفسکی[[8]](#footnote-8) استفاده‌شده است که در ادامه توضیح مختصری در مورد هرکدام آورده شده است.

1. **مدل بگز و بریل**

این مدل که به کمک داده‌های جریان دوفازی آب‌وهوا در لوله‌هایی با قطر 1 تا 5/1 اینچ توسعه‌یافته و برای لوله با زوایای بین 90- تا 90 درجه (افقی، شیب‌دار و عمودی) مناسب است. چهار الگوی جریان لایه‌ای، میانی، انتقالی و پخش‌شده در این مدل فرض شده است. در این روش، مقدار تجمع مایع برای حالت افقی محاسبه‌شده و سپس تصحیح حالت شیب‌دار روی آن انجام می‌شود. نقشه الگوی جریان در روش بگز و بریل بر اساس دو عدد بی‌بعد فرود و تجمع مایع در حالت بدون لغزش بیان می‌شود. افت فشار در این روش شامل اصطکاک، تغییرات ارتفاع لوله و ترم فشار می‌باشد [4].

1. **مدل دانز و راس**

این مدل بر اساس 4000 آزمایش و 20000 داده جریان دوفازی چاه‌های عمودی با لوله‌هایی با قطر 25/1 تا 6/5 اینچ توسعه‌یافته است. سه رژیم جریانی حبابی، لخته‌ای و مه‌آلود در این روش فرض شده است. این مدل بر اساس چهار پارامتر سرعت گاز، سرعت مایع، قطر و ویسکوزیته مایع مطرح‌شده است. افت فشار ناشی از اصطکاک و تغییرات ارتفاع در این مدل محاسبه‌شده و افت فشار ناشی از تغییرات شتاب صرفاً برای جریان مه‌آلود محاسبه می‌شود[5].

1. **مدل گوویر، عزیز و فوگاراسی**

این مدل بر اساس مطالعه‌ای بر روی 102 چاه تولیدی گاز میعانی توسعه‌یافته است. گوویر، عزیز و فوگاراسی نقشه الگوی جریانی خود را برای تشخیص رژیم‌های جریانی حبابی، لخته‌ای، انتقالی و مه‌آلود گسترش دادند. روابط آن‌ها برای تخمین افت فشار در رژیم‌های جریانی حبابی و لخته‌ای مناسب است. در این مدل فقط افت فشارهای ناشی از اصطکاک و تغییرات ارتفاع در نظر گرفته می‌شود[6].

1. **مدل هاگدورن و براون**

مدل هاگدورن و براون به‌منظور محاسبه افت فشار چند فاز بر اساس داده‌های تولیدی یک چاه آزمایشی با قطر لوله 1 اینچ توسعه‌یافته است. مدل اصلی به رژیم جریان وابسته نیست اما در مدل اصلاح‌شده، رژیم جریانی باید در نظر گرفته شود. اگر رژیم جریانی حبابی موجود باشد از رابطه والیس برای محاسبه تجمع مایع و افت فشار ناشی از اصطکاک استفاده می‌شود و در غیر این صورت از همان رابطه هاگدورن و براون استفاده خواهد شد[7].

1. **مدل موکرجی و بریل**

این مدل برای لوله‌ها با تمام زوایا صادق است. این اولین مدلی بود که تغییر رژیم جریانی در اثر تغییر زاویه لوله را در نظر می‌گیرد. در این مدل حدود 1500 داده از لوله‌هایی با زاویه بین 90- تا 90 درجه استفاده‌شده است. برای هر رژیم جریانی یک رابطه جهت محاسبه تجمع مایع وجود دارد. در این رابطه، افت فشارهای ناشی از اصطکاک و تغییرات ارتفاع محاسبه می‌شود اما از ترم شتاب صرف‌نظر شده است [11].

1. **مدل انصاری**

مدل انصاری خروجی یک پروژه تحقیقاتی در دانشگاه تالسا می‌باشد. یک رابطه جامع جهت پیش‌بینی رژیم جریانی و شاخص‌های جریان‌های رو به بالا توسط انصاری ارائه‌شده است که با مقایسه آن‌ها با نتایج حاصل از 1775 چاه تأییدشده است. مدل انصاری نیز مانند مدل‌های قبلی افت فشار ناشی از اصطکاک و تغییرات ارتفاع را در نظر می‌گیرد [10].

1. **مدل اورکیشفسکی**

از این مدل برای تعیین افت فشار، تجمع مایع و تشخیص الگوی جریان در لوله‌های عمودی استفاده می‌شود. نتایج این مدل به‌وسیله 148 آزمایش مورد تأیید قرار گرفت. برخلاف روابط دیگر، مقدار تجمع مایع در این روش به دلیل پوشش ندادن لوله‌های شیب‌دار، از مقدار واقعی آن فاصله دارد [9].

در این پژوهش، از تمام این مدل‌ها در نرم‌افزار Pipe-sim استفاده‌شده و در پایان مقایسه‌ای بر روی نتایج آن انجام می‌شود تا مناسب‌ترین روش جهت انجام محاسبات برای چاه و لوله موردنظر تعیین گردد.

1. **نرم‌افزار Pipe-sim**

Pipe-sim یک شبیه‌ساز جریان چند فازی در حالت پایدار است که برای طراحی و تحلیل سیستم‌های تولیدی نفت و گاز مورد استفاده قرار می‌گیرد. این نرم‌افزار با بهره‌گیری از الگوریتم‌های شبیه‌سازی دقیق امکان بهینه‌سازی عملیات تولید و تزریق را به کاربر می‌دهد.

Pipe-sim که از تولیدات شرکت شلمبرژه، بزرگ‌ترین شرکت خدمات نفتی در جهان است، کاربری وسیعی در علوم مهندسی نفت و شیمی دارد، چراکه با استفاده از علم مکانیک سیالات ازجمله گروه کاملی از روابط تجربی جریان‌های چند فازی سیالات در چاه و خطوط انتقال به همراه معادلات حاکم بر جریان سیال تولیدی از مخازن، شبیه‌سازی‌های پیچیده و سنگین را به‌راحتی قابل انجام می‌سازد. همچنیناین نرم افزار یک ابزار مهندسی است که بسیاری از برنامه‌های مربوط به صنعت نفت و گاز را پوشش می‌دهد. اغلب مهندسان تولید و بهره‌برداری برای شبیه‌سازی جریان سیالات در خطوط لوله انتقال، مدل‌سازی عملکرد خطوط جریانی و تجهیزات، شبیه‌سازی تولید چندین چاه تولیدی و تزریقی (به صورت‌های عمودی، افقی و یا انحرافی) از یک میدان، انجام آنالیزهای گره‌ای، طراحی عملیات فراز آوری مصنوعی، مدل‌سازی شبکه‌ها و تأسیسات خطوط لوله و درنهایت تجزیه‌وتحلیل برنامه‌های توسعه میدانی و بهینه‌سازی تولید از این نرم‌افزار استفاده می‌کنند که در واقع هدف از این آموزش نیز تسلط به همه این موارد است. قابل‌ذکر است که مجموعه عظیمی از روابط و کاتالوگ‌های مربوط به تجهیزات واقعی در پایگاه داده نرم‌افزار تعبیه‌شده است که با استفاده از آن‌ها می‌توان شبیه‌سازی را تا حد قابل‌توجهی به واقعیت نزدیک‌تر کرد [8].

1. **نتایج و بحث**

داده‌های مورداستفاده در این پژوهش، مربوط به یکی از چاه‌های تولیدی جنوب ایران می‌باشد که مشخصات و شماتیک آن در جدول 1 و شکل 2 آورده شده است.

جدول 1: مشخصات سیال تولیدی

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **(MMSCF/D)** | **(STBO/D)** | **Pres**  **(Psia)** | **PSur**  **(Psia)** | **T**  **(℉)** | **زبری نسبی**  **(ft)** | **API** |
| 20 | 20000 | 7418 | 300 | 5/188 | 0006/0 | 40 |

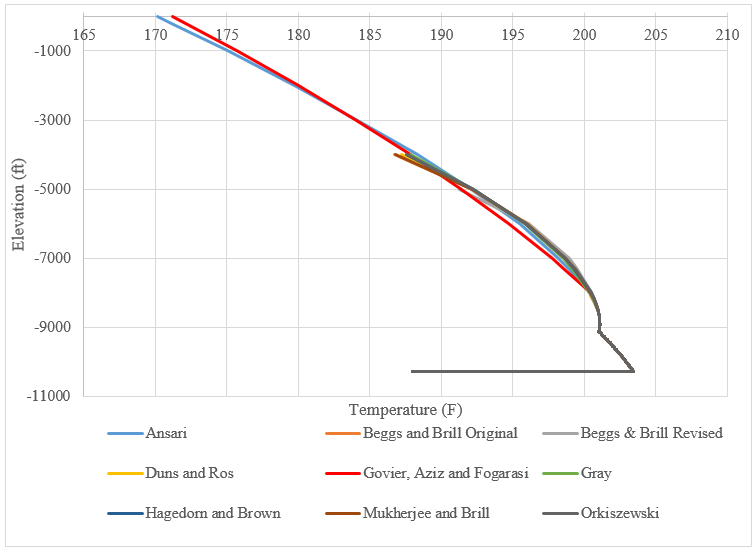
شکل 2: شماتیک چاه تولیدی مورد مطالعه

شکل 3 نمودار فشار برحسب ارتفاع چاه است که نتایج حاصل از شبیه‌سازی به 9 روش برای چاه انحرافی موردنظر را نشان می‌دهد.

شکل 3: تغییرات فشار برحسب عمق لوله در مدل‌های مختلف

با توجه به نتایج حاصل از شبیه‌سازی به 9 روش برای چاه انحرافی میزان افت فشار تا زمانی که چاه در حالت انحرافی قرار دارد (8000-،3882) برای 9 روش یکسان است و زمانی که چاه به حالت عمودی قرار دارد نمودار افت فشار حاصل از 9 روش با یکدیگر تفاوت دارند. یکسان بودن میزان افت فشار در قسمت انحرافی به دلیل این است که شبیه‌سازی افت فشار برای قسمت انحرافی چاه برای تمام حالت‌ها روش بگز وبریل در نظر گرفته‌شده است. در حالتی که چاه به‌صورت عمودی می‌باشد روش‌های انصاری، گوویر و همکاران و بگز و بریل اصلاح شده نسبت به دیگر روش‌ها انحراف بیشتری دارند و 6 روش دیگر تقریباً همگرایی یکسانی دارند.

شکل 4 نمودار دما برحسب ارتفاع چاه است که نتایج حاصل از شبیه‌سازی به 9 روش برای چاه انحرافی موردنظر را نشان می‌دهد.



شکل 4: تغییرات دما برحسب عمق لوله در مدل‌های مختلف

شبیه‌سازی حاصل از 9 روش برای چاه موردنظر نشان می‌دهد که ابتدا دمای سیال به دلیل حرکت در داخل مخزن (به‌طور یکسان برای تمام روش‌ها) افزایش پیدا می‌کند. سپس دما سیال به دلیل حرکت در داخل لوله و به سمت سطح زمین کاهش پیدا می‌کند. میزان کاهش دما در روش‌های انصاری، گوویر و همکاران نسبت به دیگر روش‌ها بیشتر است و 7 روش دیگر تقریباً میزان کاهش دمای یکسانی دارند.

شکل 5 و 6 به ترتیب نمودار میله‌ای افت فشار و میزان خطا افت فشار نسبت به حالت پایه حاصل از شبیه‌سازی 9 روش برای چاه انحرافی موردنظر را نشان می‌دهد.

شکل 5: مقدار افت فشار محاسبه‌شده در مدل‌های مختلف

شکل 6: مقدار خطای مدل‌ها نسبت به افت فشار واقعی

نتایج حاصل از شکل 5 و 6 نشان می‌دهد محاسبه افت فشار با روش‌های موکرجی و بریل حالت پایه نزدیک‌تر است. بنابراین در ادامه با استفاده از روش موکرجی و بریل به تحلیل چاه موردنظر با استفاده از نرم‌افزار Pipe-sim پرداخته می‌شود.

شکل 7 و 8 به ترتیب نمودارهای سرعت گاز و مایع و پسماند مایع برای با استفاده از روش موکرجی و بریل را نشان می‌دهد.

شکل 7: تغییرات سرعت مایع و گاز نسبت به عمق لوله

شکل 8: مقادیر تجمع مایعات برحسب عمق لوله

نتایج حاصل از شکل 6 و 7 نشان می‌دهد تا عمق حدود 4000 فوت سیال کاملاً به‌صورت مایع بوده و از عمق 4000 فوت به بعد سیال به حالت دوفازی (گاز و مایع) تبدیل می‌شود.

1. **نتیجه‌گیری**

در این مقاله 9 مدل انصاری، بگز و بریل اصلی و اصلاح شده،گوویر، عزیز و فوگاراسی، دانز و راس، هاگدورن و براون، موکرجی و بریل،‌گری و اورکیشفسکی جهت شبیه سازی یک چاه انحرافی و پیش‌بینی افت فشار مورد بررسی قرار گرفتند، که مدل‌های در نظر گرفته‌شده در این پژوهش با استفاده از نرم افزار Pipe-sim شبیه سازی شده است. نتایج حاصل از این پژوهش عبارت است از:

* کمترین میزان خطا در پیش‌بینی افت فشار جریان چاه مربوط به مدل موکرجی و بریل و بیشترین خطا مربوط به مدل های انصاری و گوویر، عزیز و فوگاراسی بدست آمده است.
* نمودار افت فشار در حالتی که چاه به‌صورت عمودی می‌باشد، نشان می دهد که روش‌های انصاری، گوویر و همکاران و بگز و بریل اصلاح شده نسبت به دیگر روش‌ها انحراف و اختلاف بیشتری دارند و 6 روش دیگر تقریباً همگرایی یکسانی دارند.
* میزان کاهش دما در روش‌های انصاری، گوویر و همکاران نسبت به دیگر روش‌ها بیشتر است و 7 روش دیگر تقریباً میزان کاهش دمای یکسانی دارند.
* تا عمق حدود 4000 فوت سیال کاملاً به‌صورت مایع بوده و از عمق 4000 فوت به بعد سیال به حالت دوفازی (گاز و مایع) تبدیل می‌شود.

**منابع**

[1] Ruiz, R., Brito, A., and J.. Marquez. "Evaluation of Multiphase Flow Models to Predict Pressure Gradient in Vertical Pipes with Highly Viscous Liquids." Paper presented at the SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Maracaibo, Venezuela, May 2014.

[2] McMullen, N.D. Flow assurance field Solutions. Offshore Technology Conference OTC 18381. Houston, EUA. 2006.

[3] Haverkamp, D. Development costs of non-associated gas reserves in selected countries. Article SPE 27429. 1993.

[4] Beggs D., Brill J., A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes. Trans. AIME, May., 283. 1973.

[5] Duns, H.; Ross, N. Vertical flow of Gas and Liquid mixtures in wells. Proc. 6th world Petroleum. Congress, 451 (1963).

[6] Aziz, K., Govier W., Forgarasi M. Pressure Drop in wells Producing Oil and Gas, J. Can Petrol. Technol. (July–Sept. 1992), Vol 11, p. 38.

[7] Hagedorn, Alton R., Brown, Kermit E., The U. of Texas, Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits Journal of Petroleum Technology Volume 17, Number 4 Pages 475–484 Date April 1965 Copyright 1965.

[8] SCHLUMBERGUER Information Solutions, FPT User Guide. Version 2000.

[9] Orkiszewski, J., ESSO production research co Houston Texas. Predicting two phase pressure drops in vertical pipe.

[10] Ansari, A.M.; Sylvester N.D; Sarica C.; Shoam O. (1994). A comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbore. SPE Production and Facilities, May 1994.

[11] Brill, J.P., Mukherjee, H., 1999. Multiphase Flow in Wells, Monograph Series, SPE, Richardson, Texas 17.

**Simulation of two-phase flow in a vertical well  
Ehsan Khamehchi\*, 1, Javad Mahdavi Kalatehno2, Mostafa Keihani Kamal3**

**1 Associate Professor, Faculty of Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology**

**2 PhD students in Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology**

**3Master of Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology**

**\*khamehchi@aut.ac.ir**

**Abstract**

The prediction of pressure drop in multiphase flow for risers is of particular interest for the oil industry and also a critical variable for the right design of surface facilities in offshore fields. Empirical steady state correlations, mechanistic models and dynamic models are available to calculate the multiphase flow pressure drop, holdup and phases distribution. The main purpose of this paper is to evaluate the accuracy of several steady state pressure drop prediction models. The models considered in this study, for predicting pressure drop are Ansari, Beggs and Brill, Govier, Aziz and Fogarasi, Duns and Ros, Hagedorn and Brown, Mukherjee and Brill, Gray, Orkiszewski model, using Pipe-sim simulator. The evaluation was based on the comparison between the predicted and the measured pressure drops, demonstrating the performance of each model. Statistical parameters as average absolute percent error and standard deviation have been calculated to find the most acceptable one. The statistical analysis showed that among the evaluated Mukherjee and Brill model has the best performance to predict pressure drop in vertical well with two phase fluid.

**Keywords:**

Flow pattern, Multiphase flow, Pressure drop, Production evaluation, Pipesim software.

1. - Ansari [↑](#footnote-ref-1)
2. - Beggs and Brill [↑](#footnote-ref-2)
3. - Govier, Aziz and Fogarasi [↑](#footnote-ref-3)
4. - Duns and Ros [↑](#footnote-ref-4)
5. - Hagedorn and Brown [↑](#footnote-ref-5)
6. - Mukherjee and Brill [↑](#footnote-ref-6)
7. - Gray [↑](#footnote-ref-7)
8. - Orkiszewski [↑](#footnote-ref-8)