

ارزیابی روابط تجربی افت فشار در چاه‌های تولیدی یک میدان گاز میعانی

رضا آذین^{۱*}، شهریار عصفوری^۱، رباب چاهشوری^۱، محمد حسین حیدری سورشجانی^۲ و شهاب گرامی^۳

۱- دانشکده مهندسی نفت گاز و پتروشیمی، دانشگاه خلیج فارس، بوشهر، ایران

۳- پژوهشکده ازدیاد برداشت مخازن، شرکت ملی نفت، تهران، ایران

تاریخ پذیرش: ۹۳/۷/۲۶

تاریخ دریافت: ۹۲/۹/۱۹

چکیده

در چاه‌های مخازن گاز میعانی عمدتاً جریان چندفازی مشاهده می‌شود. روابط مختلفی جهت پیش‌بینی افت فشار پیشنهاد شده، ولی تا به حال هیچ رابطه‌ای یافت نشده که افت فشار را در محدوده وسیعی از شرایط عملیاتی پیش‌بینی نماید. در این مقاله با استفاده از داده‌های اندازه‌گیری شده در ابزار نمودارگیری پتانسیل شبه خودزا در چهار لایه یک مخزن گاز میعانی به مقایسه روابط مختلف تجربی پیش‌بینی افت فشار و ماندگی مایع پرداخته شده و بهترین روابط با استفاده از دو نرم‌افزار ارائه شده است. سپس با کاربرد داده‌های اندازه‌گیری شده، روابط نرم‌افزار پراسپر بهینه‌سازی گردید. در نهایت فشار ته‌چاهی از رابطه کمینه خطای نرم‌افزار پایپ‌سیم و روابط قبل و پس از بهینه‌سازی نرم‌افزار پراسپر محاسبه شد. از مقایسه نتایج شبیه‌سازی دو نرم‌افزار، تطابق مطلوبی بین روابط بهینه‌هاگیدورن- برون و پترولیوم اکسپرت از نرم‌افزار پراسپر و رابطه گری از نرم‌افزار پایپ‌سیم مشاهده گردید. نتایج حاصل از این پژوهش، روش جدیدی در غربال‌گری روابط تجربی پیش‌بینی رفتار جریان‌ی و ماندگی چاه‌های گاز میعانی فقیر معرفی می‌نماید.

کلمات کلیدی: گاز میعانی، مدل‌سازی جریان، چاه تولیدی، افت فشار، بهینه‌سازی

مقدمه

الگوی جریان، تجمع‌یافتگی مایع یا ماندگی^۱، لغزش^۲ بین فازهای مختلف و افت فشار اصطکاکی در طول جریان حاصل می‌شود [۱]. از این پارامترها در محاسبه افت فشار کلی در جریان چندفازی استفاده می‌گردد. گرادیان فشار کلی در جریان چندفازی، مجموع افت فشار هیدرواستاتیکی، اصطکاکی و شتابی می‌باشد.

در سیستم تولید نفت و گاز، سیال مخزن به سمت دهانه چاه آمده و از طریق لوله‌های تولید به سطح جریان می‌یابد. سپس با عبور از چوک و خطوط لوله به تأسیسات سطح‌الارضی می‌رسد. تقریباً در تمام چاه‌های گازی و نفتی، جریان چندفازی روی می‌دهد. جریان چندفازی از اثرات ترکیبی هندسه

1. Hold Up
2. Slip

رژیم جریان سیال را در نظر نمی‌گیرد. در این روابط از یک فرمول کلی برای چگالی مخلوط و ضریب اصطکاک استفاده می‌شود. روابط فانچر و برون [۵]، پیتمن و کارپنتر [۶]، باکسندل و توماس [۷] در این دسته قرار می‌گیرند.

۲- دسته دوم روابط تجربی که لغزش بین فازها را برای محاسبه چگالی در نظر می‌گیرد، ولی رژیم جریان سیال لحاظ نمی‌شود. روابط گری [۸] و هاگیدورن و برون [۹] در این دسته قرار می‌گیرند. ۳- دسته سوم روابط تجربی که لغزش بین فازها کرده و ضریب اصطکاک را متناسب با الگوی جریان محاسبه می‌کند. روابط عزیز، گویر و فوگراسی [۱۰]، بگز و بریل [۱۱]، دانز و رز [۱۲]، ماخرجی و بریل [۱۳] در این دسته قرار می‌گیرند. روابط تجربی به علت ماهیتشان نمی‌توانند تمام محدوده‌های پارامتری در میدان عملیاتی را تحت پوشش قرار دهند. بنابراین، در سال‌های اخیر محققین از طریق مدل کردن فیزیک پایه‌ای جریان مخلوط چندفازی، روابط بنیادی مناسبی بین پارامترهای پایه‌ای توسعه دادند. اولین مدل تحلیلی توسط عزیز و همکاران ارائه شد. مدل محاسباتی ایشان شامل پیش‌بینی الگوی جریان براساس نقشه‌های الگوی جریان می‌باشد. در نهایت چگالی مخلوط چندفازی، ضریب اصطکاک و گرادیان فشاری از معادلات جامعی که برای هر رژیم جریان تعیین شده، به دست می‌آید. لازم به ذکر است که کاربرد این نقشه‌ها به علت استفاده از داده‌های آزمایشگاهی جهت تهیه آنها، محدود می‌باشد [۴]. سایر مدل‌های تحلیلی جامع جریان عمودی، توسط انصاری و همکاران [۱۴]، حسن و کبیر [۱۵]، چوکشی و همکاران [۱۶] و ازن و همکاران [۱۷] ارائه شده است. اخیراً ژنگ و همکاران مدل یکپارچه جامعی برای تمام زاویه‌ها براساس دینامیک جریان لخته‌ای ارائه نمودند [۱۸]. همچنین یک مدل تحلیلی جدید توسط خسانو و

برای مواردی که نرخ جریان در طول لوله تغییر چندانی نمی‌کند، مانند جریان نفت، از افت فشار شتابی صرف‌نظر می‌شود و افت فشار هیدروستاتیکی بخش غالب افت فشار را تشکیل می‌دهد. ولی در چاه‌های گاز میعانی، معمولاً از افت فشار شتابی صرف‌نظر نمی‌شود و به علت سرعت بالای گاز، احتمال بیشتر بودن افت فشار اصطکاک از افت فشار هیدروستاتیک نیز وجود دارد [۲].

به دلیل اهمیت عملی مسائل جریان چندفازی در صنایع نفت و گاز، تلاش‌های فراوانی به منظور توسعه روش‌های دقیق محاسبه افت فشار انجام شده است. روابط جریان اغلب به دو دسته روابط تجربی و مدل‌های تحلیلی تقسیم می‌شوند. روابط تجربی براساس داده‌های آزمایشگاهی که از آزمایشگاه‌ها یا اندازه‌گیری میدانی جمع‌آوری شده به دست می‌آیند. در این روابط تمام متغیرها و پیچیدگی‌های جریان چندفازی در نظر گرفته نمی‌شود. بدین ترتیب کاربرد این روابط محدود به شرایطی است که تحت آن مدل توسعه یافته است [۳]. از سوی دیگر، مدل‌های تحلیلی براساس مدل‌های فیزیکی ساده شده‌ای مانند قوانین پیوستگی جرم و انرژی توسعه یافته است. این مدل‌ها با در نظر گرفتن فیزیک جریان و متغیرهای مهم جریان، برای شرایط عملیاتی مختلف توسعه یافته‌اند [۲]. روابط تجربی اولیه، پدیده جریان چندفازی را با در نظر گرفتن مخلوط همگن مایع و گاز تحت پوشش قرار دادند. در این نگرش، لغزش بین فازها که باعث می‌شود فاز گاز به علت چگالی پایین‌تر، از فاز مایع جلو بیافتد را در نظر نمی‌گیرد. به تدریج روابط تجربی تکامل یافته و در روابط، تجمع یافتگی مایع و لغزش بین فازها در نظر گرفته شد. پس از آن بیشتر مدل‌های پیشرفته اثرات قرارگیری فازها نسبت به یکدیگر (که به آن الگوی جریان گفته می‌شود) را نیز لحاظ نمودند [۴]. به‌طور کلی روابط تجربی خطوط لوله قائم به سه دسته کلی زیر دسته‌بندی شده‌اند:

۱- دسته اول روابط تجربی که لغزش بین فازها و

با تغییرات عمق در نظر گرفته می‌شود، نسبت به روش متوسط دما و ضریب تراکم‌پذیری دقیق‌تر می‌باشد. اصلاحیات روش کولندر و اسمیت به صورت زیر می‌باشد [۲۶]:

۱- اصلاح نرخ تولید گاز به دلیل حضور مایع در جریان

۲- اصلاح در محاسبه افت فشار اصطکاکی با استفاده از زبری واقعی لوله

سرانجام حسن و کبیر با استفاده از دبی اندازه‌گیری شده و فشارسرچاهی، فشارته چاهی را از روابط عزیز و همکاران، گری، انصاری، پیفر و همکاران و مدل همگن^۱ بدون لغزش محاسبه نمودند و از مقایسه آنها با مقادیر اندازه‌گیری شده به این نتیجه رسیدند که در چاه‌های گاز میعانی، جریان مه‌آلود^۲ یک جریان بدون لغزش در کل دهانه چاه می‌باشد [۲۵]. در نتیجه، مدل همگن که از مقدار خاصیت متوسط فاز گاز و مایع برای محاسبه افت فشار استفاده می‌کند، برای محدوده وسیعی از شرایط، عملکرد مناسبی دارد. همچنین مدل تحلیلی انصاری و رابطه تجربی گری تحت شرایط جریان مه‌آلود به مدل همگن همگرا هستند و از دقت خوبی برخوردار می‌باشند [۲۵]. معمولاً برای ارزیابی دقت معادلات و روابط پیش‌بینی افت فشار در چاه‌های تولیدی از داده‌های تست PSP استفاده می‌شود. این داده‌ها با استفاده از ابزار نمودارگیری تولیدی که متشکل از اشعه گاما^۳، spinner (جهت تعیین سرعت)، فشارسنج کوارتزی، دماسنج، gradiomanometer (جهت تعیین چگالی) و حسگرهای الکتریکی (جهت محاسبه تجمع یافتگی مایع) می‌باشند، در چاه‌های نفت و گاز ثبت می‌شود. اطلاعات این ابزار شامل شدت جریان، سرعت سیال، نوع سیال، چگالی، دما، فشار و پروفایل جریان در شدت جریان‌های مختلف می‌باشد. همچنین در یک مخزن گازی چندلایه‌ای، با یک تست فشار گذرا می‌توان خصوصیات مخزن مثل ضریب پوسته، تراوایی و فشار مخزن را به دست آورد.

همکاران برای جریان دوفازی در خطوط عمودی و شیب‌دار براساس نظریه شار-شناوری پیشنهاد شده است [۱۹]. پیشرفت‌های اخیر در پیش‌بینی رژیم جریانی [۲۰-۲۳] موجب توسعه مدل‌های جدید جهت پیش‌بینی افت فشار براساس مشخصه‌های جریان گردید. الگوی جریان که از توزیع فازهای گاز و مایع در یک لوله حاصل می‌گردد، به چهار دسته پخش شده، متناوب، لایه‌ای و حلقوی برای لوله‌های افقی و چهار رژیم حبابی، لخته‌ای، آشفته و حلقوی برای جریان عمودی دسته‌بندی می‌شود [۳]. به‌طور خلاصه مدل‌های تحلیلی محاسبه افت فشار جریان چندفازی توسط تعیین رژیم جریانی غالب در چندین عمق از لوله بیان می‌گردد و پارامترهای پایه‌ای جریان (چگالی مخلوط، ضریب اصطکاک و غیره) با استفاده از فرمول‌های مناسبی که از مدل‌سازی تحلیلی الگوی جریان خاص به دست آمده، محاسبه می‌شود.

مدل‌سازی جریان چند فازی چاه‌های گاز میعانی به اندازه چاه‌های نفتی مورد توجه قرار نگرفته است. اولین بررسی توسط گویر و همکاران صورت گرفت [۲۴]. آنان یک روش جدید بر پایه مکانیزم جریان توسعه دادند. در این روش معادلات مومنتوم به‌طور جداگانه برای مخلوط گاز-مایع در هسته گاز و برای کل محتوای لوله به کار گرفته شده است. گری از یک نظریه شبه همگن برای محاسبه افت فشار استفاده کرد و با بیان این مطلب که حتی برای چاه‌های گاز میعانی امکان حرکت قطرات مایع با سرعتی برابر سرعت گاز وجود ندارد، رابطه حجم جزئی در جای گاز را برای محاسبه تجمع ارائه نمود [۲۵]. پیفر و همکاران از مخلوط همگن برای تعیین افت فشار استفاده کردند [۲۶]. آنها روش کولندر و اسمیت را که برای تعیین افت فشار در چاه گاز خشک توسعه یافته بود، اصلاح کردند و با روش متوسط دما، ضریب تراکم‌پذیری و مدل توسعه شده دوفازی گویر و همکاران مقایسه نمودند. از آنجایی که در روش پیشنهادی، تغییرات دما و ضریب تراکم‌پذیری

1. Homogeneous

2. Mist

3. Gamma Ray

دیگری را به معادله‌های جریان چندفازی پیچیده که به‌طور کلی در چاه‌های عمودی مشاهده شده، اضافه می‌کند. در این مقاله از داده‌های اندازه‌گیری شده تست PSP شامل فشارسرچاهی، فشار بر حسب عمق، شدت جریان گاز و نسبت گاز به مایع استفاده شده و به مقایسه گرادیان فشاری روابط مختلف توسط دو نرم‌افزار پایپ‌سیم [۲۸] و پراسپر [۲۹] پرداخته شده است. از بین ده چاه، تست PSP برای چهار چاه با نرخ‌های مختلف (بالا، متوسط و پایین) انجام شده است. نمونه‌ای از داده‌های تست که ورودی نرم‌افزار می‌باشد از جمله نرخ تولید گاز و مایع، نسبت گاز به مایع و فشار سرچاه در جدول ۱ آورده شده است. از بین چهار چاه یک چاه عمودی می‌باشد که رفتار جریانی آن نسبت به سایر چاه‌ها متفاوت می‌باشد. داده‌های وضعیت چاه‌ها از جمله عمق نهایی اندازه‌گیری شده^۳، عمق واقعی عمودی^۴، زاویه شیب لوله در ته چاه، قطر داخلی و زبری لوله^۵ در جدول ۲ ارائه شده است. همچنین مسیر چاه‌ها از سطح تا ته چاه در شکل ۱ رسم گردیده است. با توجه به شکل ۱، چاه A-13 متفاوت از ۳ چاه دیگر و عمودی می‌باشد.

دقت این داده‌ها تابع گل حفاری باقی‌مانده در چاه و شدت جریان تست است. چون گردش spinner تحت تاثیر گل حفاری و شدت جریان می‌باشد. بدین ترتیب شدت جریان تست PSP براساس محدودیت تجهیزات سطحی و محدوده بهینه حسگرهای ابزار نمودارگیری به گونه‌ای انتخاب می‌شود که شدت جریان نه آنقدر پایین باشد که spinner نتواند تشخیص بدهد و نه آنقدر زیاد باشد که با ایجاد اصطکاک اضافه، بر gradiomanometer و spinner حسگرهای الکتریکی تاثیر بگذارد [۲۷].

هدف از این مطالعه انتخاب روابط مناسب جهت پیش‌بینی افت فشار در چاه‌های گاز میعانی می‌باشد. برای این منظور، از داده‌های اندازه‌گیری شده از تست PSP جهت ارزیابی دقت محاسبات گرادیان فشاری به‌دست آمده از روابط مختلف استفاده گردید و نتایج محاسبات دو نرم‌افزار پایپ‌سیم و پراسپر با یکدیگر مقایسه شد.

معرفی میدان

میدان مورد مطالعه یک میدان گاز میعانی دریایی چندچاهی^۱ انحرافی^۲ شامل نه چاه انحرافی و یک چاه عمودی می‌باشد. انحراف دهانه چاه بعد

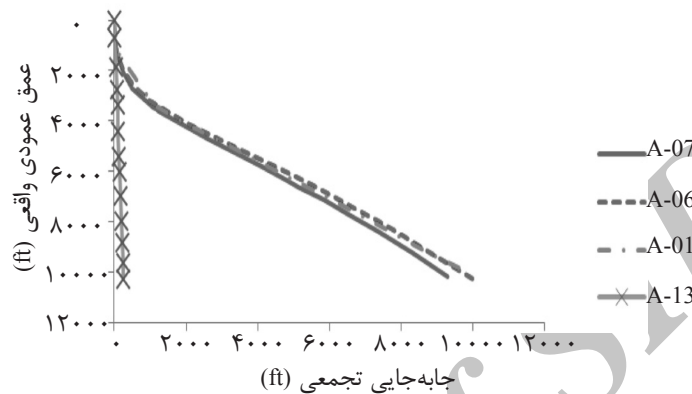
جدول ۱- داده‌های اندازه‌گیری شده تست PSP

شماره چاه	شدت جریان گاز (MMSCF/d)	دبی مایع (STB/d)	نسبت گاز به مایع (SCF/STB)	فشار سرچاه (psia)	درصد برش آب
A-01	۳۱/۶	۱۷۳۵	۱۸۲۱۳	۳۶۳۵	۰
	۴۳/۵	۲۹۸۴	۱۴۵۷۸	۳۶۱۲	۰
	۶۳	۴۶۵۵	۱۳۵۳۴	۳۵۳۸	۰
A-06	۳۰	۸۸۸/۱	۳۳۷۸۱	۳۶۹۳	۰
	۵۰/۵	۲۸۷۰	۱۷۵۹۶	۳۶۴۸	۰
	۸۸	۶۵۰۰	۱۳۵۳۹	۳۵۰۲	۰
A-07	۵۷	۲۲۱۳	۲۵۳۹۵	۳۵۶۶	۰
	۷۲	۴۱۳۷	۱۷۴۷۶	۳۵۰۱/۸	۰
A-13	۵۷	۲۰۰۰	۲۸۵۰۰	۳۵۱۵	۰
	۸۲	۳۸۰۰	۲۱۵۷۹	۳۴۰۸	۰

1. Multi Well
2. Deviated
3. Measured Depth
4. True Vertical Depth
5. Tubing Roughness

جدول ۲- مشخصات چاه‌های دارای تست PSP

شماره چاه	عمق اندازه‌گیری شده (m)	عمق واقعی عمودی (m)	زاویه انحراف در ته چاه	قطر لوله (in)	زبری لوله
A-01	۴۴۵۷	۳۰۶۳/۸	۵۵/۱۳	۶/۰۵۹ و ۶/۱۵۱	۰/۰۰۱۸
A-06	۴۵۴۷	۳۱۳۷/۵	۴۸/۴	۶/۰۵۹ و ۶/۱۵۱	۰/۰۰۱۸
A-07	۴۳۷۵	۳۱۰۵/۴	۴۶/۹۳	۶/۰۵۹ و ۶/۱۵۱	۰/۰۰۱۸
A-13	۳۱۳۷	۳۱۳۵	۰/۶۴	۶/۱۵۱	۰/۰۰۱۸



شکل ۱- عمق واقعی عمودی چاه‌های دارای تست PSP برحسب جابه‌جایی تجمعی

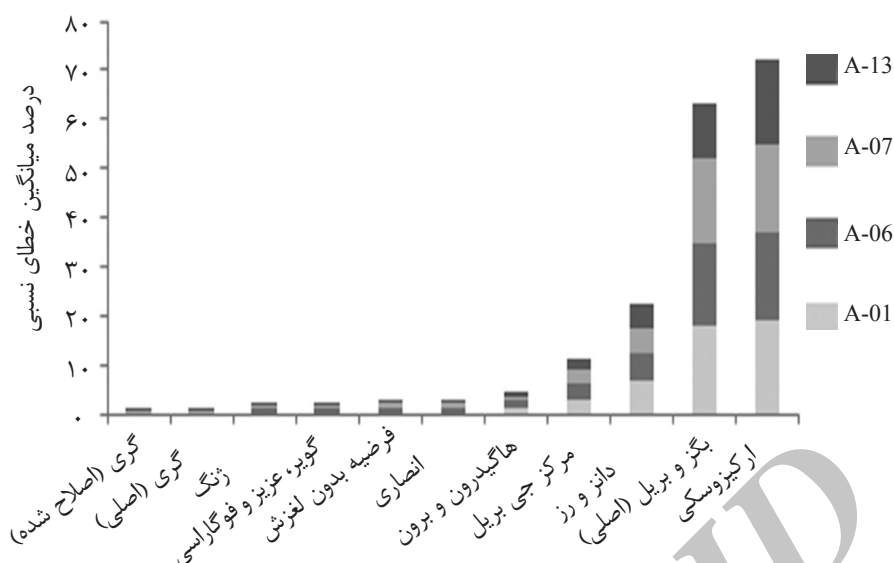
نتایج و بحث

با سرعت جریان کمتر از ۵۰ ft/s، قطر لوله کمتر از ۵۰ bbl/MMSCF و نسبت میعانات به گاز کمتر از ۳۱/۲ in می‌باشد. این رابطه برای میدان گاز میعانی مورد مطالعه که شرایط عملیاتی آن در محدوده گفته شده می‌باشد از عملکرد خوبی برخوردار است. برای چاه عمودی چون مدل جامع انصاری شامل یک مدل برای پیش‌بینی رژیم جریان و یک سری مدل‌های مستقل برای پیش‌بینی تجمع مایع و افت فشار در جریان‌های حلقوی، لخته‌ای و حبابی می‌باشد نتایج دقیقی به دست می‌آید.

$$AAPD = 100 \cdot \frac{\sum_{i=1}^n |P_{Measured} - P_{Calculated}|}{P_{Measured}} \quad (1)$$

بر اساس نتایج شبیه‌سازی، مشاهده گردید که برای سه چاه انحرافی علاوه بر دو مدل اصلی و اصلاح‌شده گری، مدل‌های گویر، عزیز و فوگاراسی [۲۴]، ژنگ [۱۸]، انصاری [۱۴] و بدون لغزش نیز خطایی کمتر از ۱٪ دارند. برای چاه عمودی شبیه‌سازی شده این مدل‌ها به اضافه مدل هاگیدورن و برون همگی خطایی کمتر از ۱٪ را نشان می‌دهند.

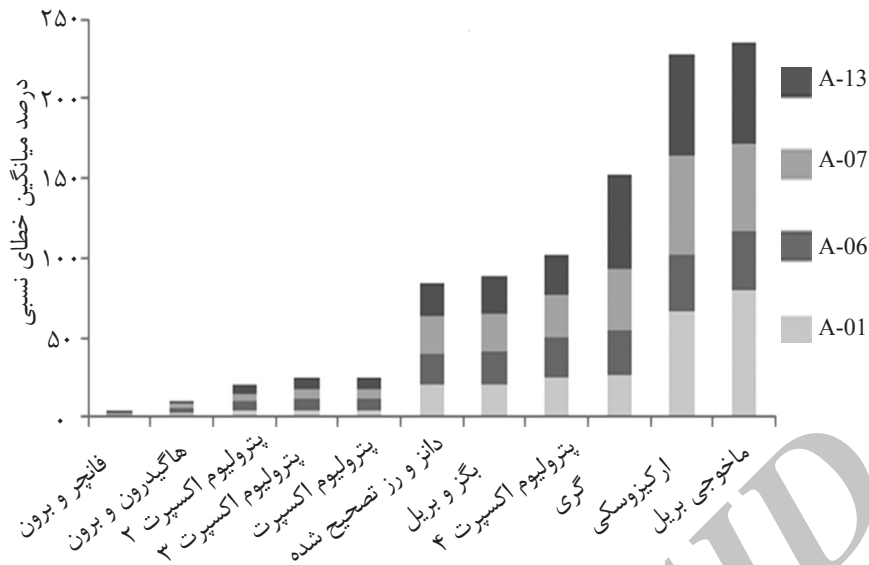
به منظور انتخاب رابطه مناسب جهت محاسبه گرادیان فشار در طول لوله و فشار ته‌چاه، شبیه‌سازی چاه‌ها با ۱۱ مدل متفاوت توسط دو نرم‌افزار پایپ‌سیم و پراسپرا انجام گردید. اساس انتخاب مدل از بین ۱۱ مدل مدنظر، انطباق نتایج به دست آمده از مدل‌ها و داده‌های تست PSP در نظر گرفته شد. همان‌گونه که بیان شد تست PSP برای چهار حلقه از چاه‌های فاز مورد مطالعه در سه نرخ تولید انجام شده است. نتایج شبیه‌سازی‌ها توسط نرم‌افزار پایپ‌سیم نشان داد که از بین این مدل‌ها، برای سه چاه انحرافی A-01، A-06 و A-07، مدل اصلاح‌شده گری و برای چاه عمودی A-13، مدل انصاری بیش‌ترین تطابق را با داده‌های تست PSP دارد. درصد خطای میانگین نسبی روابط مختلف از معادله ۱ به دست آمده و نمودار مقایسه روابط مختلف در شکل ۲ نشان داده شده است. رابطه گری در سیستم‌های گاز و میعانات که بخش غالب آن فاز گاز می‌باشد، توسعه یافته است و قابل استفاده در سیستم‌های



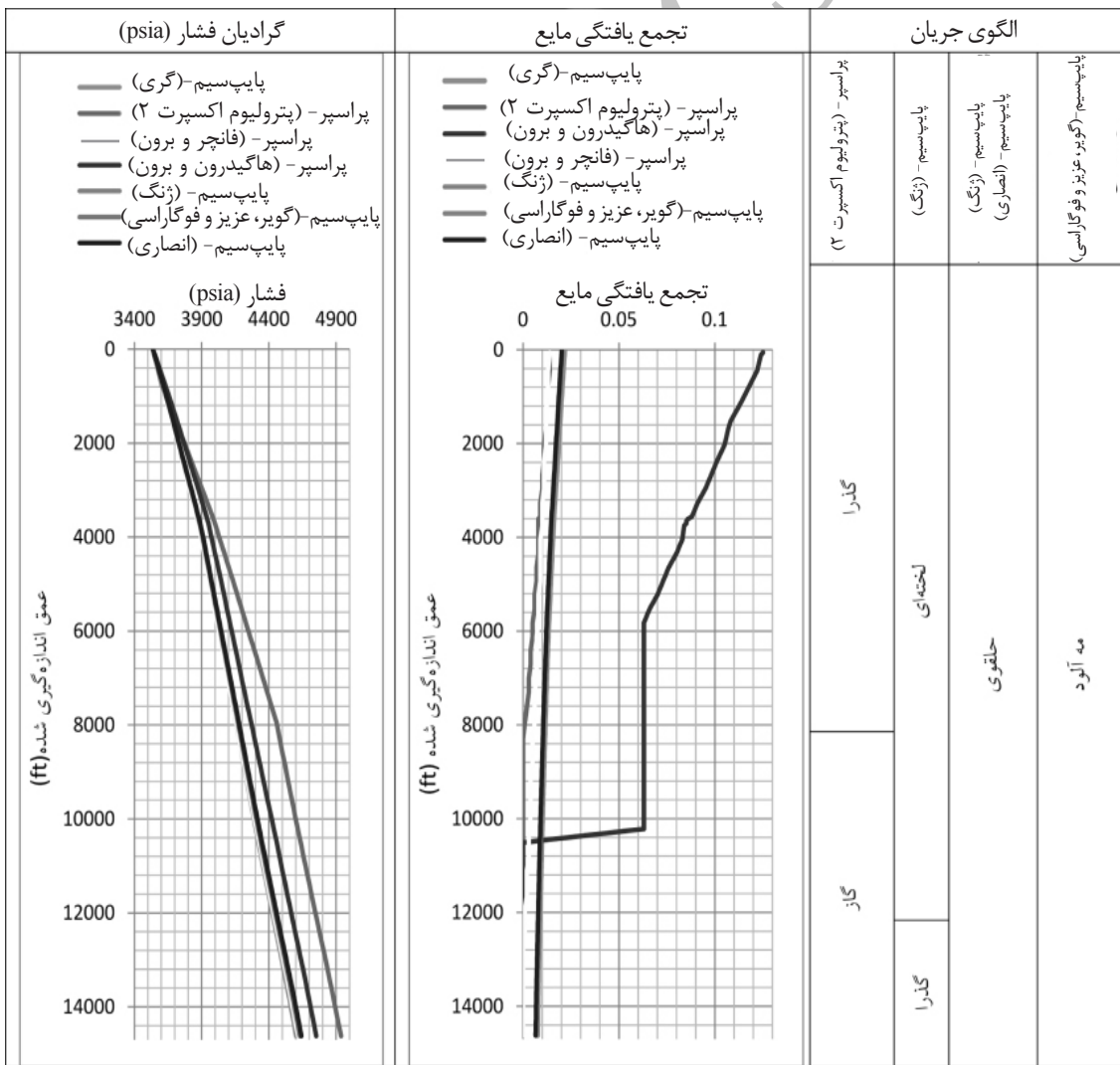
شکل ۲- درصد میانگین خطای نسبی روابط مختلف در نرم افزار پایپسیم

داده‌های اندازه‌گیری از میدان Statfjord توسط فونگ و همکاران نیز گویای همین مطلب می‌باشد. آنها نتیجه گرفتند که تطابق خوبی بین روابط هاگیدورن و برون، فانچر و برون، پترولیوم اکسپرت و پترولیوم اکسپرت ۲ و ۳ وجود دارد [۲] ولی عدم استفاده از رابطه فانچر و برون را پیشنهاد نمودند. رابطه هاگیدورن و برون لغزش بین فازها را در نظر می‌گیرد، درحالی‌که رژیم جریان را تعیین نمی‌کند. ولی روابط پترولیوم اکسپرت و پترولیوم اکسپرت ۲ و ۳ رژیم جریان و لغزش بین فازها را در نظر می‌گیرد. در شکل ۴ پروفایل فشاری، تجمع‌یافتگی و رژیم جریان روابط گری اصلاح شده، گویر، عزیز و فوگراسی، ژنگ و انصاری از نرم‌افزار پایپسیم و روابط فانچر و برون، هاگیدورن و برون و پترولیوم اکسپرت ۲ از نرم‌افزار پراسپر مقایسه گردیده است. با توجه به شکل، پروفایل فشاری رابطه فانچر و برون از نرم‌افزار پراسپر بر روابط انتخاب شده از پایپسیم که خطایی کمتر از ۱٪ دارد، منطبق می‌باشد. گرادیان فشاری روابط پترولیوم اکسپرت ۲ و هاگیدورن و برون نسبت به رابطه فانچر- برون و روابط نرم‌افزار پایپسیم اندکی اختلاف دارند. از لحاظ تجمع‌یافتگی مایع در میان روابط مقایسه شده روابط پترولیوم اکسپرت ۲ و هاگیدورن و برون به ترتیب کمترین و بیشترین مقدار تجمع‌یافتگی مایع را پیش‌بینی می‌کند.

حسن و کبیر نیز براساس مقایسه‌ای که بین سه نوع داده‌های اندازه‌گیری شده از میداین گاز میعانی مختلف (West Africa Data Set, TRRC Govier-Fogaras Data Set) و روابط انصاری و همکاران، گری، همگن، پیفر و همکاران و عزیز و همکاران انجام دادند به این نتیجه رسیدند که رژیم جریان غالب در دهانه چاه، مه‌آلود بوده و روابط همگن، انصاری و گری بر نقاط اندازه‌گیری شده منطبق می‌باشند و دقت قابل توجهی دارند [۲۵]. نتایج شبیه‌سازی با نرم افزار پراسپر در شکل ۳ آورده شده است. با توجه به شکل روابط فانچر و برون، هاگیدورن و برون، پترولیوم اکسپرت، پترولیوم اکسپرت ۳ و رابطه فانچر و برون می‌نیمم خطا (کمتر از ۱٪) را دارا می‌باشد. مطابق انتظار چون رابطه فانچر و برون یک رابطه بدون لغزش است، برای تمام تست‌ها فشار را کمتر از مقدار اندازه‌گیری شده پیش‌بینی می‌نماید. به‌طور کلی رابطه فانچر و برون جهت محاسبه افت فشار پیشنهاد نمی‌گردد، حتی اگر با داده‌های اندازه‌گیری شده انطباق خوبی داشته باشد. با توجه به شکل ۳ پس از رابطه فانچر و برون به ترتیب روابط هاگیدورن و برون، پترولیوم اکسپرت ۲، پترولیوم اکسپرت ۳ و پترولیوم اکسپرت کمترین خطا را دارند. نتایج به‌دست آمده از مقایسه روابط پراسپر با



شکل ۳- درصد میانگین خطای نسبی روابط مختلف در نرم افزار پراسپیر



شکل ۴- مقایسه پروفایل فشاری، تجمع یافتگی و رژیم جریان روابط انتخابی نرم افزار پایپسیم و پراسپیر

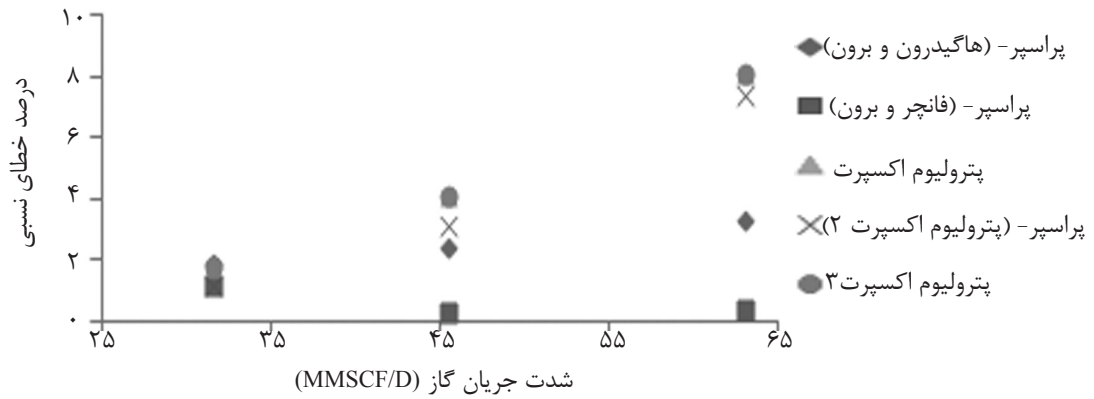
تغییر در پارامترهایی که مربوط به تصحیح افت فشار ثقلی و اصطکاکی می‌باشد، انجام می‌شود. بدین ترتیب با استفاده از نقاط اندازه‌گیری شده، روابط توسط نرم‌افزار پراسپر به‌روزرسانی گردید. با مقایسه پروفایل فشاری روابط مختلف پس از به‌روزرسانی روابط و بهینه‌سازی، علاوه بر رابطه فانچر و برون، روابط هاگیدورن و برون، پترولیوم اکسپرت، پترولیوم اکسپرت ۳ و پترولیوم اکسپرت ۲ بر نقاط اندازه‌گیری شده انطباق یافتند. با استفاده از فشار سرچاهی و نرخ تولید، فشار ته‌چاهی توسط رابطه گری اصلاح شده از نرم‌افزار پایپ‌سیم و روابط هاگیدورن و برون، پترولیوم اکسپرت ۲ و فانچر و برون قبل و بعد از بهینه‌سازی از نرم‌افزار پراسپر شبیه‌سازی شد که نتایج آن در شکل ۹ رسم شده است. با توجه به شکل، فشار ته‌چاهی از دو نرم‌افزار دارای روند یکسان می‌باشد. ولی اختلاف زیادی بین نتایج به‌دست آمده از دو رابطه با کم‌ترین خطای دو نرم‌افزار (رابطه گری از پایپ‌سیم و فانچر و برون از پراسپر) وجود دارد. در عوض تطابق خوبی بین روابط هاگیدورن و برون، پترولیوم اکسپرت ۲ بهینه شده و گری مشاهده گردید. این تطابق نشان‌دهنده این مطلب می‌باشد که هر چند رابطه فانچر و برون نسبت به نقاط اندازه‌گیری شده از تست PSP تطابق خوبی داشته ولی به علت در نظر نگرفتن لغزش و نوع رژیم جریان، رابطه مناسبی برای محاسبه فشار ته‌چاهی نیست و روابط بهینه شده فانچر و برون، پترولیوم اکسپرت ۲ و هاگیدورن و برون تطابق بیشتری با رابطه گری از نرم‌افزار پایپ‌سیم دارند. در نهایت جهت محاسبه فشار ته‌چاهی از یک میدان گاز میعانی دریایی چندچاهی انحرافی رابطه گری اصلاح شده از نرم‌افزار پایپ‌سیم و روابط بهینه شده هاگیدورن و برون و پترولیوم اکسپرت ۲ از نرم‌افزار پراسپر پیشنهاد می‌شود.

پروفایل رابطه فانچر و برون از نرم‌افزار پراسپر نسبت به دو رابطه پترولیوم اکسپرت ۲ و هاگیدورن و برون به پروفایل روابط نرم‌افزار پایپ‌سیم نزدیک‌تر می‌باشد. با توجه به شکل ۴ رژیم جریان از سطح تا کف چاه از روابط ژنگ و انصاری حلقوی و از رابطه گویر، عزیز و فوگاراسی جریان مه‌آلود تعیین گردیده است. رابطه گری اصلاح شده که از نقشه دانز و رز برای تعیین رژیم جریان استفاده می‌کند، برای شدت جریان بالا از سطح تا عمق تقریباً (۱۲۰۰۰ ft) جریان لخته‌ای و بعد از آن رژیم گذرا و برای شدت جریان‌های پایین و متوسط، رژیم سرتاسر چاه را جریان لخته‌ای تعیین نموده است. رابطه پترولیوم اکسپرت ۲ از نرم‌افزار پراسپر رژیم جریان سطح تا عمق تقریباً (۸۰۰۰ ft) را گذرا و بعد از آن تا ته چاه را گاز پیش‌بینی نموده است.

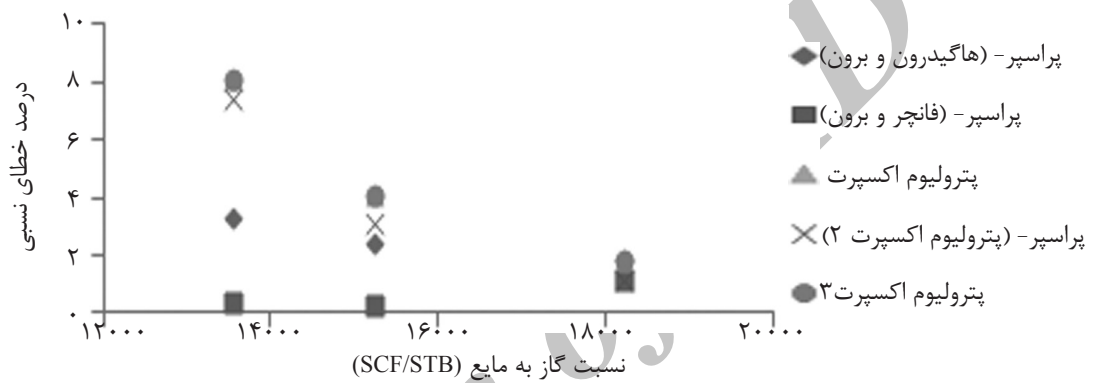
در شکل‌های ۵ تا ۸ خطای نسبی روابط انتخابی از دو نرم‌افزار (روابط با درصد خطای میانگین کم) نسبت به شدت جریان تولید و نسبت گاز به میعانات رسم شده است. با توجه به شکل ۵ با افزایش شدت جریان گاز، درصد خطای رابطه فانچر و برون کاهش و سایر روابط (هاگیدورن و برون، پترولیوم اکسپرت، پترولیوم اکسپرت ۳ و پترولیوم اکسپرت ۲) افزایش یافته است. در شکل ۶ با افزایش نسبت گاز به میعانات، روند برعکس شکل ۵ مشاهده می‌گردد. با توجه به شکل‌های ۷ و ۸، با افزایش نرخ تولید و نسبت گاز به میعانات تا یک مقدار مشخص، درصد خطای روابط گری اصلاح شده، گویر، عزیز و فوگاراسی، ژنگ و انصاری (روابط انتخابی از نرم‌افزار پایپ‌سیم) کاهش و بعد از آن افزایش یافته است [۲۸].

بهینه‌سازی روابط نرم‌افزار Prosper و مقایسه فشار ته‌چاهی به‌دست آمده از دو نرم‌افزار

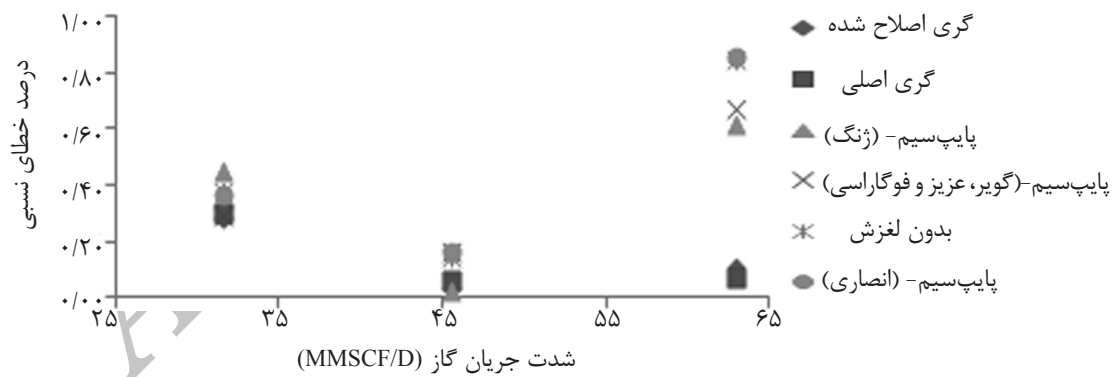
در نرم‌افزار پراسپر قابلیت وجود دارد که توسط آن می‌توان فشار اندازه‌گیری شده و محاسبه شده در طول چاه را با یکدیگر تطبیق داد. این کار با



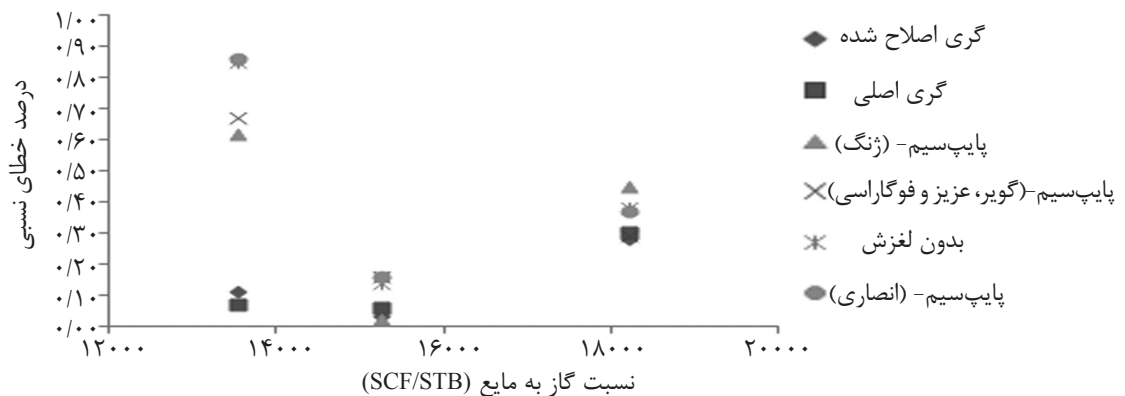
شکل ۵- درصد خطای نسبی روابط نرم افزار پراسپیر نسبت به نرخ تولید گاز



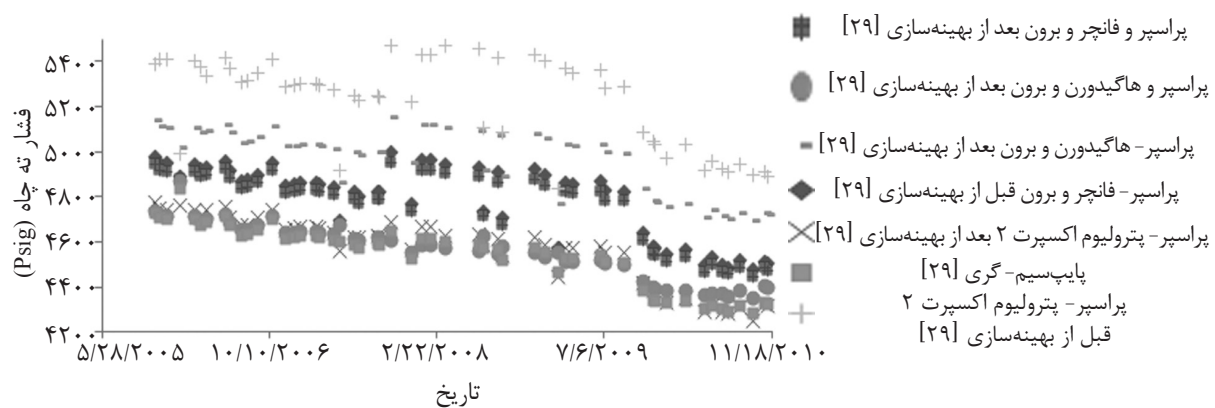
شکل ۶- درصد خطای نسبی روابط نرم افزار پراسپیر نسبت با تغییر گاز به میعانات



شکل ۷- درصد خطای نسبی روابط نرم افزار پایپسیم نسبت به نرخ تولید گاز



شکل ۸- درصد خطای نسبی روابط نرم افزار پایپسیم نسبت با تغییر گاز به میعانات



شکل ۹- مقایسه فشار ته چاهی محاسبه شده از نرم افزار پایپسیم و پراسپر

استفاده از نقاط اندازه گیری شده، روابط نرم افزار پراسپر بهینه سازی شد. پس از بهینه سازی، علاوه بر رابطه فانچر و برون، روابط هاگیدورن و برون، پترولیوم اکسپرت، پترولیوم اکسپرت ۳ و پترولیوم اکسپرت ۲ بر نقاط اندازه گیری شده تطابق یافتند. روابط پترولیوم اکسپرت بهترین مشخصه های روابط موجود را ترکیب می کند. این روابط از نقشه جریان گود و همکاران و روابط هاگیدورن و برون در جریان لخته ای، دانز و راس در جریان مه آلود و ترکیبی از نتایج جریان مه آلود و لخته ای برای رژیم گذرا استفاده می کند و از این رو عملکرد خیلی بسیار دارد [۲۹]. با استفاده از فشار سرچاهی و نرخ تولید، فشار ته چاهی توسط دو نرم افزار شبیه سازی گردید. از مقایسه دو نرم افزار نتیجه می شود که فشار به دست آمده از روابط بهینه نرم افزار پراسپر نسبت به خود روابط به فشار محاسبه شده از نرم افزار پایپسیم نزدیک تر است. با توجه به نزدیک بودن نتایج روابط پترولیوم اکسپرت ۲ و هاگیدورن و برون بهینه به فشار محاسبه شده از رابطه گری اصلاح شده، روابط پترولیوم اکسپرت ۲ و هاگیدورن و برون بهینه شده از نرم افزار پراسپر و رابطه گری اصلاح شده از نرم افزار پایپسیم جهت محاسبه فشار ته چاهی پیشنهاد می گردد. رابطه فانچر و برون از نرم افزار پراسپر هر چند نسبت به داده های اندازه گیری شده درصد خطای نسبی کمی دارد، ولی جهت محاسبه فشار ته چاهی پیشنهاد نمی گردد.

نتیجه گیری

با استفاده از داده های اندازه گیری شده از تست PSP گرادیان فشاری روابط مختلف توسط نرم افزار پایپسیم محاسبه گردید و مشاهده شد که درصد میانگین خطای نسبی روابط گری، گویر، عزیز و فوگراسی، ژنگ، انصاری و بدون لغزش کمتر از ۱٪ و برای چاه عمودی علاوه بر روابط ذکر شده، رابطه هاگیدورن و برون خطایی کمتر از ۱٪ دارد. بهترین تطابق با داده های اندازه گیری شده برای چاه انحرافی از رابطه گری اصلاح شده و برای چاه عمودی از رابطه انصاری به دست آمد. نتایج شبیه سازی در نرم افزار پراسپر نشان داد که رابطه فانچر و برون درصد خطای نسبی کمتر از ۱ و پس از آن، روابط پترولیوم اکسپرت ۲ و هاگیدورن و برون کمترین خطا را دارند. سپس تأثیر شدت جریان گاز و نسبت گاز به میعانات بر خطای روابط بررسی گردید و این نتیجه به دست آمد که درصد خطای رابطه فانچر- برون از نرم افزار پراسپر با افزایش شدت جریان گاز و کاهش نسبت گاز به میعانات، کاهش می یابد و درصد خطای سایر روابط (هاگیدورن و برون، پترولیوم اکسپرت، پترولیوم اکسپرت ۳ و پترولیوم اکسپرت ۲) روند برعکس رابطه فانچر و برون دارند. همچنین درصد خطای روابط گری اصلاح شده، گویر، عزیز و فوگراسی، ژنگ و انصاری (روابط انتخابی از نرم افزار پایپسیم) با افزایش نرخ تولید و نسبت گاز به میعانات تا یک مقدار خاصی، کاهش و بعد از آن افزایش می یابد. در نهایت با

زیروندها

علائم و نشانه‌ها

اندازه‌گیری شده: (Measured)

Average Absolute Percent Deviation AAPD (AAPD)

محاسبه شده: (Calculated)

(PSP) Pseudo Spontaneous Potential

فشار: (P)

تعداد: (n)

مراجع

- [1]. Rai R., Singh I., and Srinl-vasan S., "Comparison of multiphase-flow correlations with measured field data of vertical and deviated oil wells in india," SPE Production Engineering, pp. 341-348, 1989.
- [2]. Fevang P., Fossmark M. G., Kulkarni K. N., Lauritsen H. T., and Skjaeveland S. M., "Vertical lift modeles substantiated by statford field data," SPE 154803, 2012.
- [3]. Bilgesu H. I. and Teryik J., "A new multi-phase flow model for horizontal, inclined, and vertical pipes," SPE 29166., 1994.
- [4]. Takacs G., "Considerations on the selection of an optimum vertical multiphase pressure drop prediction model for oil wells," SPE 68361 Production and Operation., 2001.
- [5]. Fancher G. H., Jr. and Brown K. E., "Prediction of pressure gradients for multiphase flow in tubing," Soc. Pet. Eng. J., pp. 59-69, 1963.
- [6]. Poettman F. H. and Carpenter P. G., "The multiphase flow of gas, oil and water through vertical flow strings with application to the design of gas-lift installations," Drill. and Prod. Prac., pp. 257-317, 1952.
- [7]. Baxendell P. B. and Thomas R., "The calculation of pressure gradients in high-rate Flowing wells," J.Pet. Tech., Trans. AIME, Vol. 222, pp. 1020-1028, 1961.
- [8]. Brill J. P. and Mukherjee H., "Multiphase flow in wells.," Monogrph Series, SPE, Richardson, Teax, 1999.
- [9]. Hagedorn A. R. and Brown K. E., "Experimental study of pressure gradient occurring during continuous two-phase flow in small diameter vertical conduits," J. Pet. Tech., pp. 475-484, 1965.
- [10]. Aziz K., Govier G .W., and Fogarasi M., "Pressure drop in wells producing oil and gas," JCPT., pp. 38-47, 1972.
- [11]. Brill J. P. and Beggs H. D., *Two-phase flow in pipes*, 6th Edition, Third Printing., 1991.
- [12]. Duns H. J. and Ros N. C. J., *Vertical flow of gas and liquid mixtures in wells*, Proceedings of the 6th World Petroleum Congress, pp. 451-465, 1963.
- [13]. Mukherjee H. and Brill J. P., "Empirical equations to predict flow patterns in two-phase inclined flow," Intl. J. Multiphase Flow, 11., pp. 299-315, 1985.
- [14]. Ansari A. M., Sylvester N. D., Sarica C., Shoham O. and Brill J. P., "A comprehensive mechanistic model for upward two-phase flow in wellbores," SPE 20630, Presented at the SPE 65th Annual Meeting, New Orleans, September, 1990, SPE Production Engineering., Vol. 297, pp. 143-152, 1994.
- [15]. Hasan A. R. and Kabir C .S., "A study of multiphase flow behavior in vertical wells," SPE Production Engineering, Vol. 285, pp. 263-272, 1988.
- [16]. Chokshi R. N., Schmi=dt Z., and Doty D. R., "Experimental study and the development of a mechanistic model for two-phase flow through vertical tubing," SPE 35676, Presented at the Western Regional Meeting, Alaska, 1996.

- [17]. Ozon P. M., Ferschneider G., and Chwetzoff A., "A new multiple flow model predicts pressure and temperature profiles," SPE 16535 Presented at Offshore Europe 87, Aberdeen, 1987.
- [18]. Zhang H. Q., Wang Q., Sarica C., and Brill J. P., "Unified model for gas-liquid pipe flow via slug dynamics—Part 1: model development," Trans. ASME, *Journal of Energy Resources Technology*, pp. 266-273, 2003
- [19]. Khasanov M., Krasnov V., Pashali A., and Guk V., "A Simple Mechanistic Model for Void-Fraction and Pressure-Gradient Prediction in Vertical and Inclined Gas/Liquid Flow," SPE 108506. pp. 165-171, 2008.
- [20]. Taitel Y., Bornea D., and Dukler A. E., "Modelling flow pattern transition for steady upward gas liquid flow in vertical tubes," *AIChE J.*, Vol. 26, No. 3, pp. 345-354, 1980.
- [21]. Taitel Y. and Dukler A. E., "A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow," *AIChE J.*, Vol. 22, No. 1, pp. 47-55, 1976.
- [22]. Barnea D., Shoham O. and Taitel Y., "Gas-liquid flow inclined tubes: flow pattern transitions for upward flow," *Chem. Eng. Sci.*, Vol. 40, No. 1, pp. 131-136, 1985.
- [23]. Barnea D., "A unified model for predicting flow pattern transitions for the whole range of pipe inclinations," *Int. J. Multiphase Flow.*, Vol. 13, No. 1, pp. 1-12, 1987.
- [24]. Govier G. W. and Fogarasi M., "Pressure drop in wells producing gas and condensate," *Canadian Petroleum Technology.*, Vol. 14, No. 44, p. 28, 1974.
- [25]. Hasan A. R. and Kabir C. S. , "Simplified wellbore-flow modeling in gas/condensate systems," Paper SPE 89754 Presented at the Asia Pacific Conference on Integrated Modeling for Asset Management, Kuala Lumpur, Malaysia, 2006.
- [26]. Peffer J. W., Miller M. A., and Hill A. D., "An improved method for calculating bottomhole pressure in gas wells with liquid present," SPE, p. 643, 1988.
- [27]. Eissa M., Kumar A., Zaouali Z., Chaabouni H., Al-Ghadbhan H., and Kadhim F., "Integrated workflow to evaluate and understand well performance in multi layer mature gas reservoirs," Bahrain Case Study, SPE 164356, 2013.
- [28]. Schlumberger, Pipesim ver. 2008.1, User Manual. 2008.
- [29]. PetroleumExperts, Prosper Single Well Systems Analysis User Guide. ver. 7.51 2002.