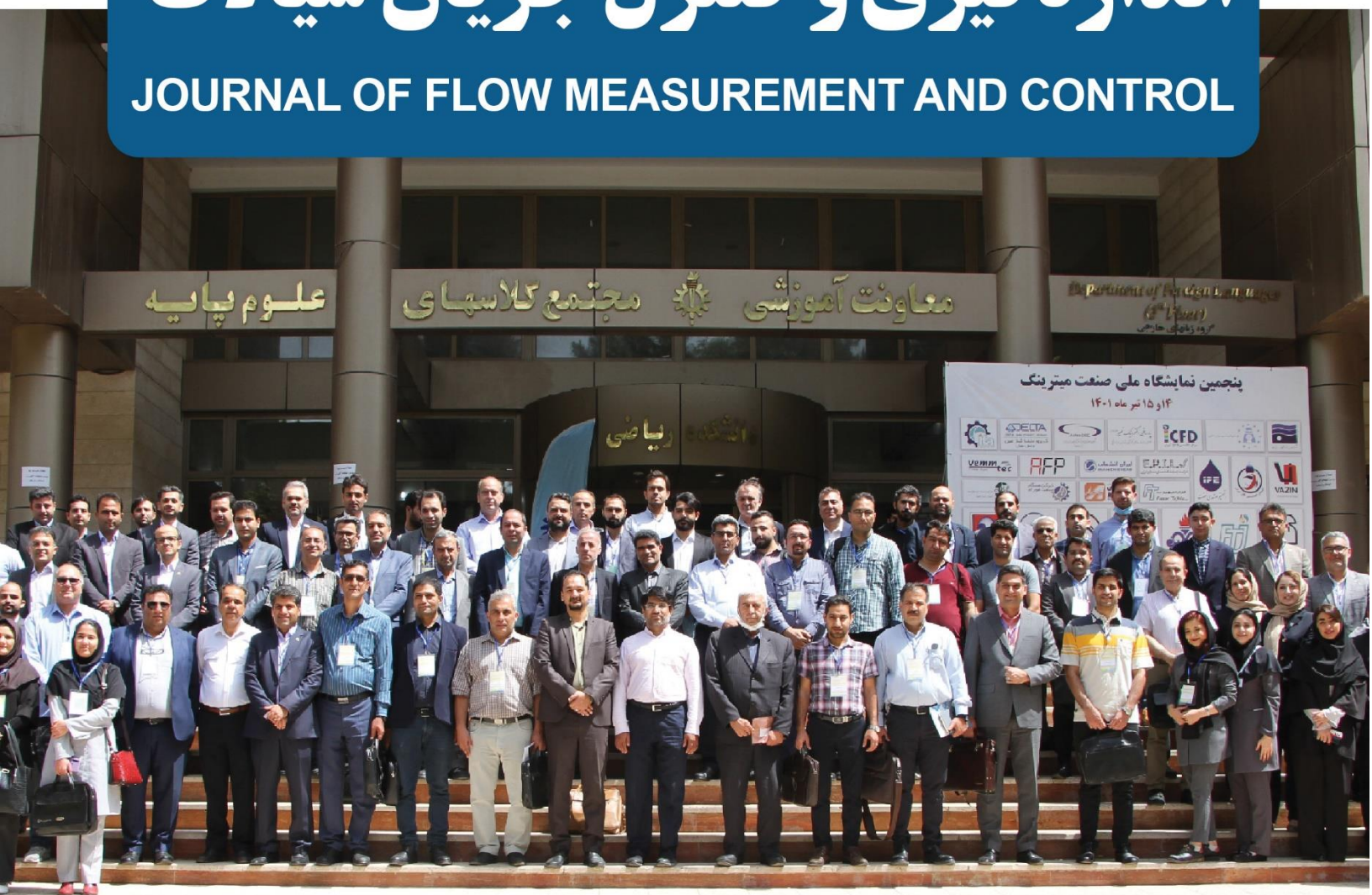


اندازه گیری و کنترل جریان سیالات

JOURNAL OF FLOW MEASUREMENT AND CONTROL



فهرست

۴.....خدمات و دستاوردهای انستیتو اندازه‌گیری هوشمند گاز.....

دکتر جويا معروفی

۸.....ویژه‌نامه هوشمندسازی اندازه‌گیری گاز.....

۹.....دکتر امیرحسین دوایی مرکزی.....

۲۰.....دکتر محسن مظلوم فارسی باف.....

۲۳.....مهندس محمدرضا جولایی.....

۲۵.....دکتر سید مهدی علوی نیا.....

۲۷.....مقالات منتخب پنجمین همایش ملی اندازه‌گیری جریان سیالات.....

بررسی عملکرد ایستگاه‌های اندازه‌گیری و کنتورهای توربینی در محدوده حداقل دبی

قابل اندازه‌گیری (پایین تر از $0.2Q_{max}$) و انطباق در ایستگاه‌های هدف در سطح استان گلستان.....

۲۸.....

دکتر علی طالبی

مهندس سعید منوچهری

۳۹.....مقایسه خطای مجاز کنتورهای التراسونیک و توربینی در سائزهای زیر ۱۲ اینچ صنعت گاز.....

مهندس داود یاری بروجنی

مهندس حسین اسماعیلی ملک آبادی

اهمیت آنالیز آنلاین ترکیبات گاز در اندازه‌گیری حجم گاز طبیعی و تخمین سهم عددی آن در حجم گازهای

محاسبه نشده.....

۵۰.....

مهندس رضا موسی زاده

دکتر جويا معروفی

مهندس شاهپور مستقیمی

محاسبه‌ی عدم قطعیت کلی یک ایستگاه اندازه‌گیری گاز طبیعی مجهز به کنتور توربینی براساس استاندارد ISO-5168 ۵۹

مهندس سجاد ترابی

دکتر سید حسن هاشم آبادی

مهندس محمد سالمی مجرد

بررسی نتایج آزمایش عملی به منظور بهینه‌سازی و کاهش عدم قطعیت در محاسبات حجم پایه پروور با استفاده از روش کالیبراسیون واتر درو ۷۳

مهندس بهرام ریاضتی

مهندس نصرت الملوک مهبد

مهندس سلمان پاکی

لیست کارگاه‌های آموزشی ۸۸



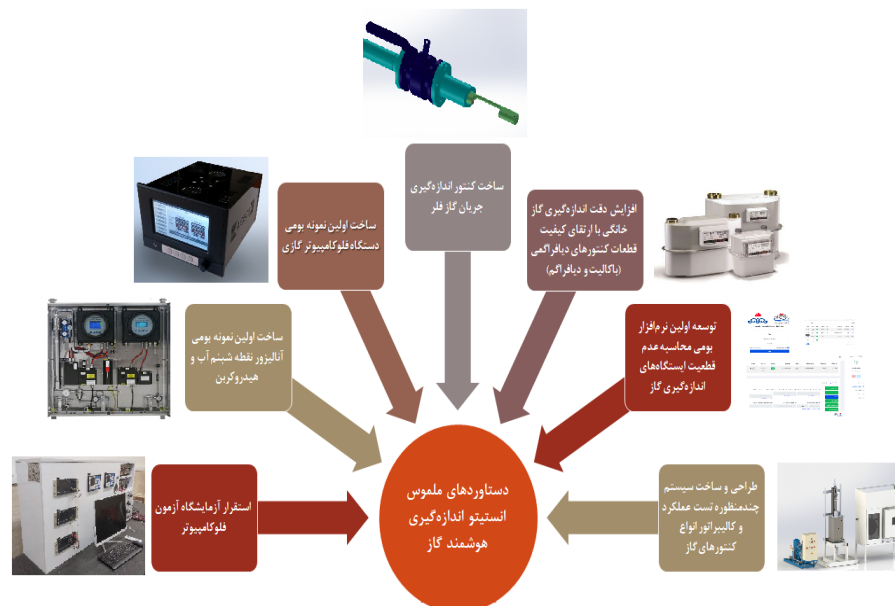
خدمات و دستاوردهای انستیتو اندازه‌گیری هوشمند گاز



دکتر جويا معروفی

مدیر اجرایی انستیتو اندازه‌گیری هوشمند گاز

انستیتو اندازه‌گیری هوشمند گاز در سه حوزه عمده ساخت، کالیبراسیون و هوشمندسازی تجهیزات اندازه‌گیری گاز فعال است. بخشی از پروژه‌های انجام شده توسط انستیتو پروژه‌های مطالعاتی است که خروجی این مطالعات، باعث مشخص شدن ابعاد نیازها، خلاءهای موجود و در نهایت انتخاب روش‌ها و تکنولوژی‌های مناسب و اقتصادی جهت رفع نیازهای شرکت ملی گاز می‌گردد. سایر پروژه‌های انستیتو که بخش عمده پروژه‌ها را شامل می‌شود، در راستای ساخت تجهیزات و رفع مشکلات کالیبراسیون سامانه‌های اندازه‌گیری می‌باشد. بخشی از دستاوردهای ملموس انستیتو که حاصل گردیده است و یا در آینده نزدیک حاصل خواهد شد، در شکل زیر نشان داده شده است. بخشی از خدماتی که اکنون توسط انستیتو اندازه‌گیری هوشمند گاز ارائه می‌شود، به شرح ذیل می‌باشد:



(۱) تست و آزمون فلو کامپیوتر

یکی از چشم‌اندازهای انستیتو اندازه‌گیری هوشمند گاز، ایجاد زیرساخت‌های آزمایشگاهی و کارگاهی انستیتو جهت تبدیل شدن انستیتو به مرجع ارائه خدمات مستمر دانشی در صنعت میترینگ در کشور و منطقه می‌باشد. هدف نهایی این بخش، طراحی، ساخت و استقرار آزمایشگاه تست و آزمون فلو کامپیوتر مطابق با استاندارد BS-EN 12405-3 و انجام کلیه تست‌های مورد نیاز مطابق با استاندارد مذکور می‌باشد. پس از استقرار آزمایشگاه تست و آزمون فلو کامپیوتر، امکان صدور گواهی در خصوص صحت عملکرد فلو کامپیوترهای مورد استفاده در صنعت ایجاد می‌گردد. آزمایشگاه تست و آزمون فلو کامپیوتر دارای دو پکیج صحت‌سنجی عملکرد فلو کامپیوتر و پکیج آزمون‌های مربوط به تصحیح کننده‌ها می‌باشد. هم‌اکنون پکیج صحت‌سنجی در محل آزمایشگاه فلو کامپیوتر انستیتو اندازه‌گیری هوشمند گاز در محل دانشگاه علم و صنعت ایران مستقر شده است و آماده ارائه سرویس به متقاضیان می‌باشد. این آزمون جهت بررسی صحت اندازه‌گیری‌های صورت گرفته، بر روی فلو کامپیوترهایی که مورد تعمیر قرار گرفته‌اند، یا فلو کامپیوترهایی که جدیداً ساخته می‌شوند و همچنین فلو کامپیوترهایی که زمان طولانی از نصب آن‌ها گذشته است، انجام می‌شود. طراحی پکیج آزمون‌های تصحیح کننده‌ها پایان یافته است و در مرحله مناقصه و انتخاب تامین‌کننده مناسب قرار دارد. در شکل زیر تصویری از پنل آزمون دقت فلو کامپیوتر مستقر در فضای آزمایشگاهی انستیتو اندازه‌گیری هوشمند گاز نشان داده شده است:



شکل ۱: تصویری از پنل آزمون دقت فلو کامپیوتر مستقر در فضای آزمایشگاهی انستیتو اندازه‌گیری هوشمند گاز

۲) ساخت کنتور اندازه‌گیری جریان گاز فلر

با توجه به اهمیت اندازه‌گیری گاز فلر هم از جهت مباحث زیست‌محیطی و هم بازیافت و ایجاد ارزش افزوده بیشتر، این پروژه با همکاری انستیتو اندازه‌گیری هوشمند گاز و دو شرکت دانش‌بنیان فرآیند گستر آرتیمان و پژواک رایان در حال انجام است. هدف از این پروژه بررسی و انتخاب تکنولوژی مناسب به منظور اندازه‌گیری جریان گاز فلر، ارائه راهکارهای اخذ مجوزها، تاییدیه‌ها و راهکارهای مناسب جهت کالیبراسیون آن‌ها، طراحی و ساخت نمونه کنتور بر اساس تکنولوژی منتخب و در نهایت نصب، راه‌اندازی و تست عملکرد کنتور می‌باشد. فاز طراحی و ساخت تست‌بنچ و همچنین کنتور به پایان رسیده است و طبق برنامه‌ریزی‌های انجام شده تا پایان سال ۱۴۰۱ کنتور تحویل پالایشگاه سوم پارس جنوبی جهت نصب و بهره‌برداری خواهد گردید. در شکل زیر نمایی از کنتور گاز فلر ساخته شده نشان داده شده است.



شکل ۲: نمایی از کنتور گاز فلر

(۳) بازنگری دوره‌های آموزشی شرکت ملی گاز

با هماهنگی‌های انجام شده با امور آموزش شرکت ملی گاز، انستیتو اندازه‌گیری هوشمند گاز ضمن بررسی محتوای دوره‌های آموزشی مرتبط با میترینگ مصوب شرکت ملی گاز، در حال بازنگری این دوره‌ها با توجه به نیازهای صنعت گاز کشور و همچنین استانداردهای آموزشی روز دنیا می‌باشد. در صورتی که فعالین حوزه میترینگ گاز کشور، نظرات و ایده‌هایی در ارتباط با بازنگری محتوای این دوره‌ها دارند، می‌توانند به دفتر انستیتو اعلام نمایند.

(۴) برگزاری دوره‌های آموزشی تخصصی میترینگ گاز

انستیتو اندازه‌گیری هوشمند گاز با بهره‌مندی از شبکه متخصصین گسترده آماده برگزاری دوره‌های متنوع تخصصی در حوزه میترینگ گاز می‌باشد. بخشی از این دوره‌ها که مجموعه متنوعی از دوره‌های تئوری، عملی و کاربردی می‌باشد، با توجه به اعلام نیاز امور آموزش شرکت ملی گاز توسط انستیتو برنامه‌ریزی شده است و در زمستان ۱۴۰۱ برگزار خواهد شد. این دوره‌ها شامل دوره‌های مبانی اندازه‌شناسی و ارزیابی عدم قطعیت در اندازه‌گیری، کروماتوگرافی گازی، تصحیح‌کننده‌های گاز، کار با فلوکامپیوتر و تصحیح‌کننده‌ها، کارگاه شیوه‌بازدید دوره‌ای از ایستگاه‌ها و نحوه راستی‌آزمایی تجهیزات اندازه‌گیری گاز و اندازه‌گیری آنلاین ترکیبات سولفور موجود در گاز طبیعی می‌باشد.



ویژہ نامہ

ہوشمندسازی اندازہ گیری گاز



دکتر امیر حسین دوایی مرکزی عضو هیات علمی دانشگاه علم و صنعت ایران

سامانه کنتورخوانی هوشمند در محدوده مشترکین خانگی و تجاری، رفع ابهام ذینفعان و تقویت جذابیت طرح

مقدمه

پیاده سازی سامانه کنتورخوانی هوشمند در محدوده مشترکین خانگی و تجاری و جغرافیای منتخب این امکان را فراهم می آورد تا نه تنها قرائت کنتورهای گاز به صورت خودکار و از راه دور صورت پذیرد، بلکه با انتقال داده‌های اندازه گیری به مراکز عملیات و تحلیل، امکان بهره‌برداری اقتصادی از داده‌ها، افزایش سطح ایمنی، بهینه سازی مصرف سوخت، کاهش آلودگی هوا و احتمالاً تبادل دوطرفه داده و فرمان بین مراکز عملیاتی و تجهیزات محلی فراهم می آید. به علاوه امکان ارایه سرویس‌ها و خدمات جدید به مشترکین مانند پایش ایمنی مصرف و ارایه اطلاعات به موقع به مصرف کننده درباره میزان لحظه‌ای مصرف وی و همچنین افزایش دقت قرائت بدون ایجاد مزاحمت حضوری برای مشترک و احتراز از شکایات وقت گیر و هزینه‌بر برای دوطرف فراهم خواهد آمد.

مدل سرمایه گذاری و بهره برداری

بر طبق بررسی های انجام شده بر روی تجربیات بین المللی، به نظر می آید که پیاده سازی طرح کنتور خوانی هوشمند برای بیش از ۲۲ میلیون مشترک شرکت ملی گاز ایران به احتمال قوی نیازمند سرمایه گذاری کلان و

در حد چند هزار میلیارد تومان خواهد بود. علیرغم منفعت‌های اقتصادی و زیست محیطی قابل توجه، مساله امکان پذیری تامین چنین سرمایه کلانی ممکن است توجیه پذیری فنی و اقتصادی طرح را با مشکل مواجه سازد. بنابراین یکی از مهم ترین سوالات در طراحی و پیاده سازی سامانه کنتورخوانی هوشمند گاز موضوع تعیین مقیاس طرح است. منظور از مقیاس، تعیین اولویت دارترین گروه‌های هدف بین جامعه مشترکین شرکت گاز و حوزه‌های جغرافیایی مناسب برای پیاده سازی طرح در فازهای ابتدایی است. برای این کار لازم است سناریوهای مقیاس پذیر و قابل قبول از منظر هزینه-فایده با در نظرگیری منافع کلیه ذی نفعان، مورد بررسی دقیق قرار گرفته و شرایطی فراهم شود تا ضمن به حداقل رساندن هزینه طرح در هر مرحله، بیشترین منفعت برای کشور به طور اعم و شرکت ملی گاز ایران، اپراتورهای مجازی مجری و جامعه مشترکین هدف به طور اخص امکان پذیر گردد. بنابراین راهبردهای آینده طرح کنتور خوانی هوشمند از منظر مدل سرمایه گذاری و بهره برداری بین بازیگران مختلف می بایست تعیین گردد.

رفع ابهام ذینفعان و تقویت جذابیت طرح

در جدول (۱) مطالعات تفصیلی مورد نیاز برای تقویت جذابیت‌ها، عوامل دارای جذابیت از منظر ذینفعان، مطالعات تفصیلی مورد نیاز برای رفع ابهام‌ها و عوامل دارای ابهام از منظر ذینفعان مختلف آمده است.

جدول ۱: فهرست زیر مطالعه‌های مورد نیاز در پروژه که با هدف رفع ابهام ذینفعان و تقویت جذابیت طرح برای ایشان باید تهیه گردد.

مطالعات تفصیلی مورد نیاز برای تقویت	عوامل دارای جذابیت از منظر ذینفعان
<ul style="list-style-type: none"> - میزان درآمد قابل انتظار از طریق فروش عمده گاز به شرکت‌های گازرسانی خصوصی و دولتی دارای پروانه از رگولاتور (در صورت تحقق خصوصی سازی) - میزان کاهش یا حذف هزینه‌های توسعه و نگهداری شبکه‌های دسترسی خانگی و تجاری، - میزان سرمایه قابل ذخیره برای اجرای طرح‌های بزرگ توسعه و بهینه سازی شبکه انتقال گاز کشور 	<ul style="list-style-type: none"> - امکان تقویت نقش حاکمیتی و توسعه ای شرکت ملی گاز ایران از طریق کاهش تصدی گری در گازرسانی خانگی و تجاری - ارزش افزایی از طریق اجرای طرح‌های بزرگ توسعه با هدف ترانزیت گاز از روسیه به خلیج فارس و دریای عمان - ارزش افزایی از طریق اجرای طرح‌های بزرگ در تولید گاز طبیعی مایع (LNG) با هدف صادرات دریایی به جهان - ارزش افزایی از طریق همکاری با بخش خصوصی در اجرای طرح‌های تولید گاز طبیعی مایع (LNG) در مقیاس کوچک با هدف گازرسانی به مناطق دوردست - فایده بالقوه پروژه در ارتقای جایگاه ژئوپلیتیک کشور از طریق ورود موثرتر به بازار جهانی گاز - فایده بالقوه پروژه در برند سازی بین المللی برای شرکت ملی ایران

<p style="writing-mode: vertical-rl; text-orientation: upright;">مطالعات تفصیلی مورد نیاز برای رفع ابهام‌ها</p>	<p>ارایه تحلیل نهایی جامع بر اساس مطالعه حداقل ۵ سناریو:</p> <p>الف) گروه مشترکین هدف (مثال: مجتمع های مسکونی پرمصرف)</p> <p>ب) گستره جغرافیایی هدف (مثلا منطقه ۱ تهران)</p> <p>پ) مشخصات فنی برای کنترل و زیرساخت ارتباطی متناسب با گروه مشترکین هدف</p> <p>ت) بازه زمانی قابل پیش بینی برای پیاده سازی سناریو.</p> <p>ث) سیاست تعرفه‌ای مناسب با گروه مشترکین هدف</p> <p>ج) هزینه‌های پیاده سازی سناریو به تفکیک ذی نفعان</p> <p>چ) هزینه های بهره برداری</p> <p>چ) منافع حاصل از سناریو به تفکیک ذی نفعان</p> <p>ه) سناریوی همکاری مشترک اقتصادی، تامین مالی و سرمایه گذاری ذی نفعان با توجه به منافع قابل انتظار برای هریک</p> <p>خ) ارزیابی ریسک‌های اقتصادی، فنی و عملیاتی در شرایط عادی و در شرایط تحریم اقتصادی</p> <p>د) ارزیابی ریسک سناریوها از منظر شاخص های پدافند غیر عامل</p> <p>ذ) تبیین سیاست‌ها، قوانین و مقررات موجود که از اجرایی شدن هر سناریو پشتیبانی می‌کند.</p> <p>ر) تبیین سیاست‌ها، قوانین و مقرراتی که برای موفقیت سناریو باید توسط مراجع ذیربط به تصویب برسد.</p> <p>ز) میزان مطابقت با سیاست‌ها، قوانین و مقررات زیست محیطی</p> <p>ژ) میزان تطابق با مقررات حاکم بر فضای مجازی، رعایت حریم خصوصی و حفاظت اطلاعات</p>
<p style="writing-mode: vertical-rl; text-orientation: upright;">عوامل دارای ابهام از منظر ذینفعان</p>	<ul style="list-style-type: none"> - ابهام در سناریوهای قابل قبول از منظر - راهبرد کلان - راه حل فنی مناسب - اولویت بندی مشترکین مخاطب طرح - سیاست‌های تعرفه‌ای اثربخش در حوزه مصرف - نحوه سرمایه‌گذاری شرکت گاز و سایر ذی نفعان در پروژه، شامل <ul style="list-style-type: none"> • هزینه‌های زیرساختی مخابراتی • هزینه‌های زیرساختی فناوری اطلاعات • هزینه‌های بهره برداری از سامانه • هزینه‌های مدیریتی - ابهام در ریسک فنی و عملکردی پروژه - ابهام در ریسک اقتصادی پروژه - ابهام در ریسک ایمنی و پدافند غیر عامل
<p style="writing-mode: vertical-rl; text-orientation: upright;">ذینفعان</p>	<p>شرکت ملی گاز به عنوان شرکت توسعه‌ای با ماموریت ملی</p>



مطالعات تفصیلی مورد نیاز برای تقویت	- مطالعات توصیف شده در ردیف ۳ جدول قبل
عوامل دارای جذابیت از منظر ذینفعان	<ul style="list-style-type: none"> - ایجاد امکان فنی برای ایفای نقش رگولاتوری قدرتمند در بازار گاز کشور - ایجاد رقابت بین شرکتهای خصوصی از طریق کف و سقف قیمت فروش گاز به مصرف کنندگان نهایی و نظارت دقیق بر اعمال آنها - تضمین ارایه خدمات شایسته به مردم، به عنوان نهاد حاکمیتی مادر
مطالعات تفصیلی مورد نیاز برای رفع ابهام‌ها	<ul style="list-style-type: none"> - ارایه مشخصات فنی مورد نیاز در طرح کنترخوانی هوشمند برای نظارت دقیق و به‌هنگام بر فعالیت شرکت‌های گازرسانی دارای پروانه از رگولاتور - تخمین میزان کسب درآمد از محل حق پروانه‌های صادره (License Fee) - تخمین میزان کسب درآمد از محل مشارکت در درآمد شرکت‌های گازرسانی (Revenue Share) - تخمین میزان کسب درآمد از محل جرایم احتمالی شرکت‌های دارای پروانه
عوامل دارای ابهام از منظر ذینفعان	<ul style="list-style-type: none"> - امکان کاهش درآمد شرکت گاز در اثر خصوصی سازی بخش گازرسانی - پیچیدگی فنی در نظارت دقیق بر عملکرد شرکتهای گازرسانی در چهارچوب پروانه‌های صادره - آسیب به وجهه شرکت ملی گاز ایران در صورت عدم ارایه خدمت شایسته به مردم در بخش گازرسانی
ذینفعان	شرکت ملی گاز ایران به عنوان رگولاتور بازار



<p>- مطالعه اثرات قابل انتظار از اجرای پروژه بر کاهش مصرف در فصول پرمصرف سال. این امر از طریق اعمال سیاست‌های تعرفه‌ای مختلف و همچنین ارایه بازخوردهای ادواری به مشترکین و در نتیجه کاهش هزینه‌ها در شرکت ملی گاز قابل انجام است، و شامل کاهش هزینه‌های تولید، انتقال و توزیع گاز می‌باشد.</p> <p>- مطالعه اثرات قابل انتظار از اجرای پروژه در کاهش هزینه‌های غیر فنی شامل کاهش میزان مصارف غیر مجاز گاز طبیعی و روند تغییرات آن در آینده، کاهش تعداد عملیات بازرسی و غیره در کنتورهای معمولی، کاهش هزینه عملیات بازرسی و غیره در کنتورهای معمولی، کاهش هزینه‌های پرسنلی و اداری مرتبط با کشف تخلفات.</p> <p>- مطالعه اثرات قابل انتظار از اجرای پروژه در کاهش هزینه‌های تولید صورتحساب شامل، کاهش هزینه‌های تولید صورت حساب‌های کاغذی با وجود کنتورهای هوشمند، درصد قابل انتظار نیاز به صورت حساب‌های کاغذی در شرایط فعلی و در آینده، درصد قابل انتظار برای افزایش سهم صورت حساب‌های الکترونیکی در آینده، پیش بینی ارزش افزوده ناشی از تغییرات قیمت کاغذ و چاپ در آینده، کاهش هزینه ناشی از کم شدن زمان مورد نیاز برای اصلاح صورت حساب‌های علی‌الحساب به ازای هر کنتور</p> <p>- مطالعه اثرات قابل انتظار از اجرای پروژه در کاهش هزینه‌های کنتورخوانی تعداد خوانش کنتورهای معمولی به ازای هر مشترک شامل کاهش هزینه هر خوانش کنتور هوشمند در مقایسه با کنتور معمولی، کاهش هزینه قرائت به علت عدم نیاز به مراجعه حضوری و کاهش هزینه به علت کاهش عدم دقت در قرائت کنتور</p>	مطالعات تفصیلی مورد نیاز برای تقویت
<p>- امکان اعمال سیاست‌های تشویقی و تعرفه گذاری در جهت کاهش مصرف مشترکین هدف در فصول اوج مصرف</p> <p>- امکان کاهش در هزینه‌های کنتورخوانی</p> <p>- امکان کاهش در هزینه‌های غیر فنی (مانند مصارف محاسبه نشده)</p> <p>- امکان کاهش در هزینه‌های تولید، انتقال و توزیع در فصول اوج مصرف</p> <p>- امکان کاهش در هزینه‌های تولید صورت حساب</p> <p>- امکان کاهش در هزینه‌های بازرسی فنی کنتورها</p>	عوامل دارای جذابیت از منظر ذینفعان
<p>- امکان کاهش درآمد شرکت گاز در اثر صرفه جویی در مصرف سوخت توسط مشترکین هدف</p> <p>- ایجاد هزینه‌های مدیریتی برای سامانه جدید</p> <p>- نیاز به ایجاد ساختارهای نیروی انسانی جدید</p> <p>- نیاز به صرف هزینه‌های فرهنگ سازی و آموزش برای پشتیبانی از اهداف سامانه جدید</p>	مطالعات تفصیلی مورد نیاز برای رفع ابهام‌ها
<p>- امکان کاهش درآمد شرکت گاز در اثر صرفه جویی در مصرف سوخت توسط مشترکین هدف</p> <p>- ایجاد هزینه‌های مدیریتی برای سامانه جدید</p> <p>- نیاز به ایجاد ساختارهای نیروی انسانی جدید</p> <p>- نیاز به صرف هزینه‌های فرهنگ سازی و آموزش برای پشتیبانی از اهداف سامانه جدید</p>	عوامل دارای ابهام از منظر ذینفعان
<p>شرکت ملی گاز ایران به عنوان تولید کننده، انتقال دهنده و توزیع کننده اصلی گاز طبیعی در کشور</p>	ذینفعان



<p>مطالعات تفصیلی مورد نیاز برای تقویت</p>	<p>- بررسی سیاست‌های تعرفه‌ای مختلف و اثرات احتمالی آن بر گروه‌های اصلی مصرف کننده. این سیاست‌ها منجمله شامل سیاست‌های تعرفه‌ای ساعتی، روزانه، هفتگی برای اعمال جرایم پر مصرفی و یا اعمال تخفیف در هزینه‌های قبض‌های آینده و موارد مشابه دیگر خواهد بود.</p> <p>- بررسی درصدهای کاهش مصرف قابل پیش بینی در اثر تنظیم تناوب ارایه بازخورد به مشترکین</p> <p>- بررسی تاثیر موارد فوق بر کاهش هزینه قبوض گروه‌های مشترکین هدف در حال و آینده</p>
<p>عوامل دارای جدایت از منظر ذینفعان</p>	<p>- امکان دریافت پیشنهادات مقرون به صرفه برای کاهش مصرف سوخت به خصوص در فصول اوج مصرف</p> <p>- عدم نیاز به حضور در منزل برای کنتورخوانی</p> <p>- کاهش احتمال سوانح و نشتی به علت پایش خودکار کنتور</p> <p>- افزایش دقت کنتورخوانی و جلوگیری از اتلاف وقت مشترکین برای رفع مغایرت‌ها</p>
<p>مطالعات تفصیلی مورد نیاز برای رفع ابهام‌ها</p>	<p>- تدوین سیاست‌های تشویقی و روشهای منطقی برای توجیه مشترکین جهت مشارکت ایشان در تامین هزینه‌های کنترل و هزینه‌های جاری مخابراتی</p> <p>- بررسی میزان و چگونگی دریافت هزینه از مشترکین هدف برای هوشمند سازی کنتورهای آنها</p>
<p>عوامل دارای ابهام از منظر ذینفعان</p>	<p>- امکان افزایش هزینه‌های مندرج در صورت حساب بابت نصب کنتور هوشمند و تعرفه‌های مخابراتی</p>
<p>ذینفعان</p>	<p>مشترکین خانگی و تجاری</p>



<p>مطالعات تفصیلی مورد نیاز برای تقویت</p>	<ul style="list-style-type: none"> - بررسی فواید قابل انتظار از اجرای طرح از منظر - دستیابی اپراتورهای مجازی به بازار بزرگ انتقال داده از کنتورهای هوشمند - کسب درآمد از محل انتقال داده از بستر مخابراتی - کسب درآمد از محل حق اشتراک کنتورها در شبکه مخابراتی - امکان بهره‌گیری موازی از زیرساخت‌های ایجاد شده و کسب درآمد از سایر خدمات ارزش افزوده در بازارهای آب و برق - امکان بهره‌گیری موازی از زیرساخت‌های ایجاد شده و کسب درآمد از محل ارائه خدمات اینترنت اشیا به سایر مشتریان
<p>عوامل دارای جنایت از منظر ذینفعان</p>	<ul style="list-style-type: none"> - دستیابی اپراتورها به میلیون‌ها مشترک جدید در حوزه اینترنت اشیا - کسب درآمد از محل انتقال داده - کسب درآمد از حق اشتراک کنتور هوشمند - امکان جلب مشارکت سایر ذی‌نفعان برای گسترش زیرساخت شبکه مورد استفاده در خدمات اینترنت اشیا به مشتریان دیگر
<p>مطالعات تفصیلی مورد نیاز برای رفع ابهام‌ها</p>	<ul style="list-style-type: none"> - بررسی سیاست‌های تشویقی و روش‌های منطقی برای توجیه اپراتورهای مجازی جهت مشارکت ایشان، بر اساس مدل قابل توافق با شرکت ملی گاز ایران، در تامین هزینه‌های زیرساختی مخابراتی، هزینه‌های زیرساختی فناوری اطلاعات و هزینه‌های بهره‌برداری از سامانه - شفاف‌سازی نحوه تعامل شرکت ملی گاز و اپراتورهای مجازی از منظر استفاده از داده‌های اندازه‌گیری به عنوان خدمات ارزش افزوده - شفاف‌سازی حد مسئولیت اپراتورهای مجازی از نظر رعایت حریم خصوصی مشترکین
<p>عوامل دارای ابهام از منظر ذینفعان</p>	<ul style="list-style-type: none"> - ابهام در راهبردهای کلان شرکت ملی گاز ایران - ابهام در سناریوهای قابل قبول از منظر راه حل فنی مناسب، تعداد و مشخصه‌های مکانی مشترکین هدف و غیره - ابهام در نحوه سرمایه‌گذاری شرکت گاز و سایر ذی‌نفعان در پروژه، شامل هزینه‌های زیرساختی مخابراتی، زیرساختی فناوری اطلاعات، هزینه‌های بهره‌برداری از سامانه، هزینه‌های مدیریتی - ابهام در ریسک فنی و عملکردی پروژه، - ابهام در ریسک اقتصادی پروژه، - ابهام در مقررات حریم خصوصی و اختیارات اپراتورهای مجازی برای بهره‌برداری از داده‌های اندازه‌گیری
<p>ذینفعان</p>	<p>اپراتورهای مجازی</p>



<ul style="list-style-type: none"> - بررسی فواید قابل انتظار از اجرای طرح از منظر - میزان کاهش هزینه درمانی در نتیجه کاهش آلودگی به خصوص در مواقع وارونگی آتمسفر - میزان کاهش هزینه‌های ناشی از جرائم بین‌المللی به علت تولید بیش از حد مجاز گازهای گلخانه‌ای - میزان کاهش هزینه‌های اجتماعی و خسارت‌های روانی ناشی از آلودگی - سایر موارد مشابه 	<p>مطالعات تفصیلی مورد نیاز برای تقویت</p>
<ul style="list-style-type: none"> - امکان کاهش هزینه‌های درمانی ناشی از آلودگی هوا - امکان کاهش هزینه‌های ناشی از جرائم بین‌المللی به علت تولید بیش از حد مجاز گازهای گلخانه‌ای - امکان کاهش هزینه‌های اجتماعی و خسارت‌های روانی ناشی از آلودگی و غیره 	<p>عوامل دارای جذابیت از منظر ذینفعان</p>
<ul style="list-style-type: none"> - بررسی سیاست‌های تشویقی و روشهای منطقی برای توجیه سایر نهادها جهت مشارکت مستقیم ایشان، بر اساس مدل قابل توافق با شرکت ملی گاز ایران، و یا کمک به درج ردیف‌های اعتباری لازم در قوانین برنامه و بودجه و همچنین تصویب سایر قوانین و مقررات مورد نیاز 	<p>مطالعات تفصیلی مورد نیاز برای رفع ابهام‌ها</p>
<ul style="list-style-type: none"> - عدم آشنایی با امکانات و راه حل‌های فناورانه حاصل از اجرای طرح کنترلهای هوشمند برای کاهش معضلات آلودگی هوا به خصوص در زمستان 	<p>عوامل دارای ابهام از منظر ذینفعان</p>
<ul style="list-style-type: none"> - سایر نهادها و سازمان‌های مرتبط با معضلات گازهای آلاینده 	<p>ذینفعان</p>

<ul style="list-style-type: none"> - مشاور گزارشی از برنامه‌های فنی و اقتصادی پیش بینی شده توسط سازندگان را با مشورت ایشان تدوین و ارائه نماید. 	<p>مطالعات تفصیلی مورد نیاز برای تقویت</p>
<ul style="list-style-type: none"> - امکان دسترسی به بازار بزرگ و دراز مدت - امکان جذب سرمایه و تکنولوژی از داخل و خارج کشور - امکان گسترش بازار به کشورهای منطقه 	<p>عوامل دارای جذابیت از منظر ذینفعان</p>
<ul style="list-style-type: none"> - نیاز به تکمیل مطالعات پیش بینی شده در بخش «شرکت ملی گاز به عنوان شرکت توسعه‌ای با ماموریت ملی» 	<p>مطالعات تفصیلی مورد نیاز برای رفع ابهام‌ها</p>

<ul style="list-style-type: none"> - مشخصات فنی کنتور و شبکه های مخابراتی و نحوه ارتباط کنتور با شبکه - تیراژ و زمان بندی تحویل - نحوه همکاری انتقال فناوری - نحوه تامین مالی - نحوه تضمین بازار در برابر تضمین کیفیت 	<p>عوامل دارای ابهام از منظر ذینفعان</p>
تولید کنندگان ایرانی کنتور و تجهیزات مخابراتی	ذینفعان

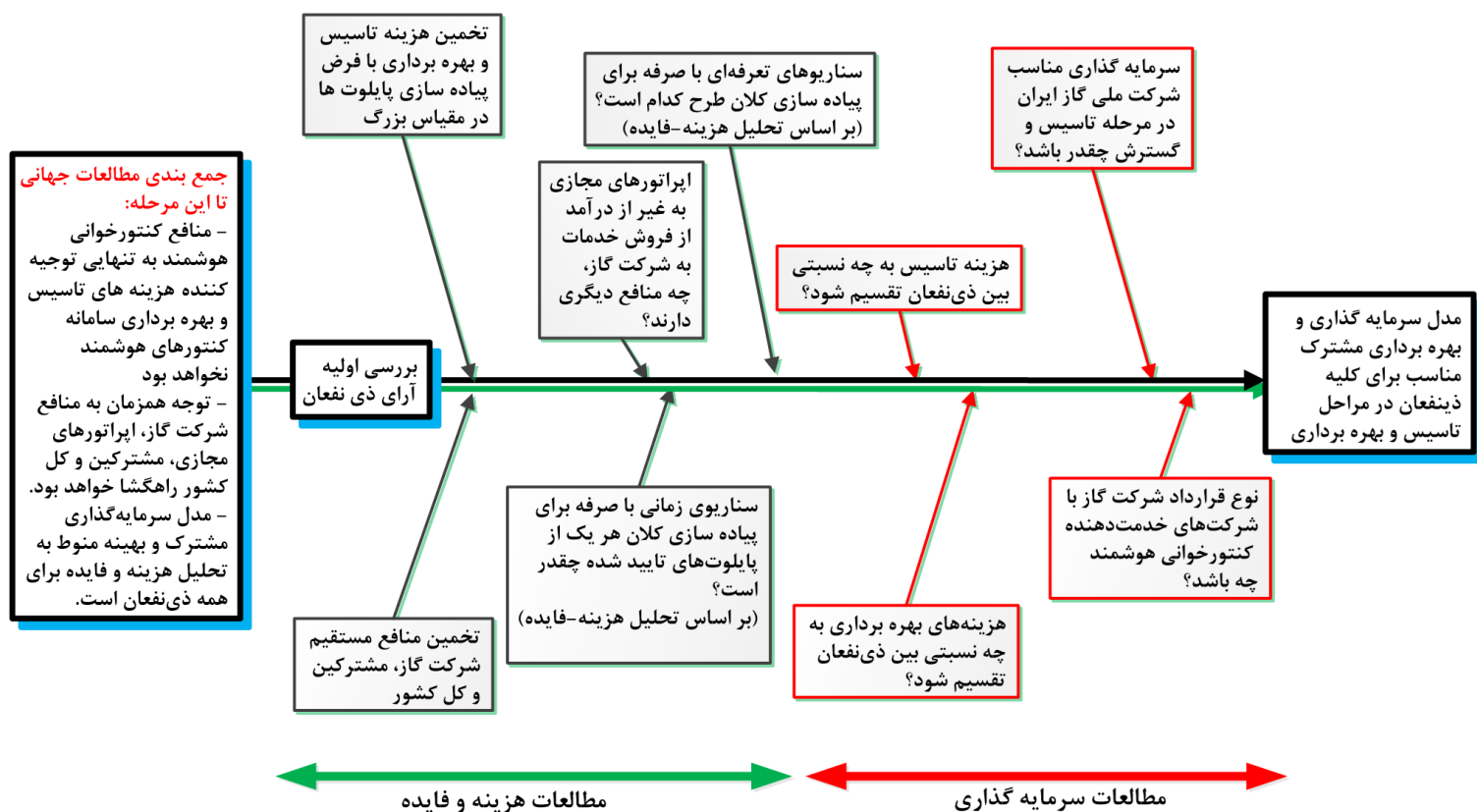
<ul style="list-style-type: none"> - مطالعات توصیف شده در ردیف ۳ جدول قبل 	<p>مطالعات تفصیلی مورد نیاز برای تقویت</p>
<ul style="list-style-type: none"> - امکان ایجاد کسب و کارهای مبتنی بر تحلیل هوشمند داده‌ها - امکان ارائه مشاوره انرژی به مشترکین 	<p>عوامل دارای جذابیت از منظر ذینفعان</p>
<ul style="list-style-type: none"> - بررسی مدل‌های جهانی - ارائه راهکارهای بومی شده که ضمن حفظ حقوق شرکت ملی گاز و حریم خصوصی کاربران، امکان رشد بخش خصوصی دانش بنیان را فراهم آورد. 	<p>مطالعات تفصیلی مورد نیاز برای رفع ابهام‌ها</p>
<ul style="list-style-type: none"> - سیاست‌های شرکت ملی گاز در اشتراک یا فروش داده به دیگران - ابهام در مقررات حریم خصوصی 	<p>عوامل دارای ابهام از منظر ذینفعان</p>
سایر مشتریان داده‌های کنتورخوانی	ذینفعان

جمع بندی

- در سناریوهای مختلف برای اجرای طرح حداقل موارد زیر می بایست در نظر گرفته شود.
- (الف) گروه مشترکین هدف (مثال: مجتمع های مسکونی پرمصرف)
 - (ب) گستره جغرافیایی هدف (مثلا منطقه ۱ تهران)
 - (پ) مشخصات فنی برای کنتور و زیرساخت ارتباطی متناسب با گروه مشترکین هدف
 - (ت) بازه زمانی قابل پیش بینی برای پیاده سازی سناریو.

- ث) سیاست تعرفه‌ای مناسب با گروه مشترکین هدف
- ج) هزینه‌های پیاده سازی سناریو به تفکیک ذی نفعان
- چ) هزینه های بهره برداری
- چ) منافع حاصل از سناریو به تفکیک ذی نفعان
- ه) سناریوی همکاری مشترک اقتصادی، تامین مالی و سرمایه گذاری ذی نفعان با توجه به منافع قابل انتظار برای هریک
- خ) ارزیابی ریسک‌های اقتصادی، فنی و عملیاتی در شرایط عادی و در شرایط تحریم اقتصادی
- د) ارزیابی ریسک سناریوها از منظر شاخص های پدافند غیر عامل
- ذ) تبیین سیاست‌ها، قوانین و مقررات موجود که از اجرایی شدن هر سناریو پشتیبانی می‌کند.
- ر) تبیین سیاست‌ها، قوانین و مقرراتی که برای موفقیت سناریو باید توسط مراجع ذیربط به تصویب برسد.
- ز) میزان مطابقت با سیاست‌ها، قوانین و مقررات زیست محیطی
- ژ) میزان تطابق با مقررات حاکم بر فضای مجازی، رعایت حریم خصوصی و حفاظت اطلاعات
- مقایسه تحلیلی سناریوها از منظر امکان تجمیع سرمایه، حداکثر سازی منافع مجموع ذینفعان، کاهش ریسک تغییر تکنولوژی، افزایش امکان ایجاد فرصت برای توانمند سازی داخلی، امکان فرهنگ سازی برای ذینفعان، مقابله با چالش های پیش بینی نشده عملیاتی، مقابله با چالش های پدافند غیر عامل و صورت گرفته و اولویت بندی سناریوها بر اساس شاخص های پیش گفته و شاخص های مهم دیگر می بایست صورت پذیرد. خلاصه روند تدوین مدل سرمایه گذاری توسط شرکت ملی گاز و سایر ذی نفعان برای پروژه کنتور خوانی هوشمند در شکل زیر آمده است.





شکل ۳: فرآیند تدوین مدل سرمایه‌گذاری توسط شرکت ملی گاز و سایر ذی‌نفعان



مصاحبه با دکتر محسن مظلوم فارسی باف مدیر پژوهش و فناوری شرکت ملی گاز

اهمیت هوشمندسازی در شرکت ملی گاز

– ضمن تشکر از قبول دعوت مصاحبه، لطفاً بفرمایید که اهمیت هوشمندسازی در شرکت ملی گاز را چگونه می‌بینید؟

بحث هوشمندسازی را می‌بایست به الگوی مصرف خانواده‌ها در اقلیم‌های مختلف متصل نمود، به صورتی که هوشمندسازی می‌تواند هشدارهای مختلف به خانوار ارائه نماید که در لحظات مختلف نسبت به الگوی مصرف تا چه اندازه فاصله داشته است. به عنوان مثال امروزه در بخش‌های مختلف قبض‌ها در بازه‌های زمانی ۴۰ الی ۴۵ روز برای خانوار صادر می‌گردد، ولی در صورت هوشمندسازی در هر دوره زمانی ۱۵ یا ۳۰ دقیقه می‌توان برآوردی از مصرف و فاصله مصرفی تا الگوی مصرف را در اختیار داشت و در نتیجه خانوار قادر خواهد بود مصرف خود را مطابق با الگوی مصرفی تعیین شده مدیریت نماید و این امکان وجود خواهد داشت که مازاد نیاز مصرف را با نرخ‌هایی بسیار بیشتر از نرخ گاز خانگی در بازار انرژی یا بازار گاز به صورت بلوک یا منفرد به شرکت‌های خریدار عرضه نموده و به فروش برساند. به عنوان مثال، در حال حاضر کف قیمت در حدود ۵ هزار تومان می‌باشد، در حالی که در مباحث صادرات به صورت تقریبی در بازه ۱۰ الی ۱۲ هزار تومان می‌باشد و گاز مازاد مصرف و کمتر از الگوی مصرف می‌تواند در این بازه قیمت‌گذاری گردد. این فرآیند دارای دو مزیت می‌باشد. مزیت اول این است که اگرچه ممکن است در این حالت کاهش مصرف اتفاق نیفتد، اما بهینه خواهد شد؛ به این معنا که از طرفی

خانواده‌ای که به این میزان مصرف نیاز ندارد، خود را در بازه استاندارد قرار داده و مازاد مصرف در زمستان در اختیار صنعت قرار می‌گیرد و از طرف دیگر موجب کمک به فرآیند تولید و اشتغال گردیده و همزمان در اقتصاد خانواده نیز تاثیرگذار می‌باشد. در حقیقت همزمان با مشارکت خانواده‌ها در ارتقاء صنعت و اقتصاد ملی، خلق ارزش افزوده و تولید ثروت بر روی اقتصاد خانوارها تاثیرگذار بوده و به صورت مستقیم نیز با دریافت مابه‌التفاوت نرخ گاز فروشی نسبت به گاز خانگی بر اقتصاد خانوار اثرگذار خواهد بود. از طرفی چون دولت برای انجام این فرآیند پولی تولید نکرده و و وارد چرخه نمی‌کند، مجموع پولی که در کشور است تغییر نمی‌کند و در صورت افزایش هم، این افزایش به دلیل تولید ثروت می‌باشد نه به بر اثر تولید و چاپ پول بی پشتوانه، در نتیجه تورم‌زا نخواهد بود.

– آیا در بازار گاز، شرکت ملی گاز هم نقشی در خرید گاز مازاد دارد؟

شرکت ملی گاز در این حوزه فعلاً برنامه‌ای ندارد، اما ممکن است که در آینده شرکت ملی گاز به عنوان تنظیم‌کننده بخشی از گاز را به صورت بلوک در بازار خریداری کرده و در اختیار بخش خصوصی قرار دهد که آن شرکت‌ها با زیرساخت‌های شرکت ملی گاز در فرآیند تجارت گاز سهیم گردند. انجام این فرآیند در حقیقت مقدور می‌باشد؛ یعنی شرکت ملی گاز قصد دارد که در مباحث بین‌المللی از زیر ساخت‌هایش برای صادرات و تجارت استفاده کند. این فرآیند موجب سود دوجانبه می‌گردد، به صورتی که ثروت ملی افزایش یافته، مشارکت بخش خصوصی در تجارت گاز زیاد می‌گردد و هم این که شرکت ملی گاز می‌تواند حق ترانزیتی دریافت کند.

– بحث هوشمندسازی چقدر می‌تواند در کاهش UFG (گازهای محاسبه نشده) تاثیر داشته باشد؟

نکته قابل ذکر در بحث هوشمندسازی در شبکه پایین دست گاز این است که پیش از انجام هوشمندسازی کنترل، می‌بایست دقت نظر در بحث کالیبراسیون هم مدنظر قرار گیرد. شایان ذکر است که کنترهای مورد استفاده ما در حال حاضر کاملاً کالیبره نیستند، بنابراین با شرایط فعلی ممکن است میزان فروش گاز به صورت دقیق مشخص نگردد. نکته قابل ذکر بعدی نیز عدم کالیبراسیونی است که در خطوط دارد اتفاق می‌افتد. در بحث هوشمندسازی یک بحث دیگری نیز وجود دارد که سوء مصرف‌ها و برداشت‌های نامتعارف از شبکه گاز است که با انجام فرآیند هوشمندسازی تا حد زیادی قابل کنترل می‌گردد. بنابراین با انجام فرآیند هوشمندسازی، از زنجیره توزیع تا مصرف‌کننده کنترلی صورت می‌پذیرد، کالیبره می‌گردد و نظام اندازه‌گیری دقیق می‌شود. این سه ضلع مثلث به حتماً باعث کاهش UFG می‌شود، ولی این که در چه حد می‌تواند بر کاهش گازهای محاسبه‌نشده تاثیرگذار باشد، حتماً بعد از اجرای طرح پایلوت می‌توان مشخص کرد که به صورت کمی چه میزان از UFG کاهش می‌یابد.

– چه مدت زمانی نیاز است که هوشمندسازی در شرکت ملی گاز تکمیل شود؟

زمان انجام مطالعه در بازه زمانی یک سال تا یک و نیم سال خواهد بود و پیش‌بینی گردیده است که فرآیند اجرای آن چهارساله باشد. به نظرم تا پایان دولت، می‌توان جامعه هدف ۵۰٪ را در نظر گرفت و برای این مسیر از مشترکین عمده شروع می‌شود؛ به صورتی که از ۳۰ هزار تا ۱۰۰ هزار مشترک عمده و در مرحله بعد به هوشمندسازی مشترکین عمده خانگی پرداخته خواهد شد، که در مجموع بتوان حداقل ۷۰٪ از مصارف را پوشش داد. ۳۰٪ باقیمانده مصارف را می‌توان در برنامه آینده پیش‌بینی نمود و مابه‌التفاوت اعتبار آن را می‌توان از طریق مدل‌های کسب و کاری که تدوین می‌گردد و از محل منابعی که در بازار گاز و یا ارزش افزوده‌ای که ایجاد می‌شود، و یا با استفاده از بودجه دولتی تامین نمود.

– شاید پایین‌ترین سطح هوشمندسازی این باشد که در مصرف پیک‌زدایی صورت گیرد. دستاورد مهم‌تر فرآیند هوشمندسازی می‌تواند تحلیل **big data** و نهایتاً کمک به تصمیم‌سازی در لایه‌های مدیریتی شرکت ملی گاز باشد. آیا هوشمندسازی تا این سطح در شرکت ملی گاز ادامه پیدا خواهد کرد؟

به نظرم دو بحث وجود دارد: یکی مبحث مصرف و دیگری مبحث تصمیم‌سازی. شرکت ملی گاز در صدد است که فرآیند هوشمندسازی را از لحاظ بررسی داده‌ها و تصمیم‌سازی‌های متأثر از تحلیل‌های صورت گرفته و همچنین توسعه بازار گاز به انجام رساند.



هوشمندسازی از نگاه مدیریت دیسپچینگ شرکت ملی گاز مهندس محمدرضا جولایی مدیر دیسپچینگ شرکت ملی گاز

امروزه با توجه به افزایش سطح تکنولوژی، فرایندهای بهره‌برداری در بخش‌های مختلف با دستور کار جدیدی مواجه شده‌اند. «هوشمندسازی» عبارتی ساده در بیان، لیکن بسیار پیچیده در مباحث بهره‌برداری. هوشمندسازی از صنعت ساختمان تا حمل و نقل و صنایع نفت و گاز و... در حال حاضر موضوع روز است. این موضوع در کشورمان نیز در بخش‌های مختلف به عنوان یکی از فرایندهای مورد نظر مدیران ارشد با توجه به منافع حاصله قرار گرفته است. قطعاً هوشمندسازی در بخش‌های مختلف در صورتی که با رویکرد معماری دقیق و مطابق با نیازها انجام پذیرد نتایج مطلوبی خواهد داشت.

به طور مثال در صنعت ساختمان در بخش‌های مسکونی و عمومی معمولاً هوشمندسازی با رویکرد بهبود شاخص‌های مصرف انرژی با حفظ شرایط زیستی و آسایش و ایمنی تعریف می‌گردد. در نقطه مقابل در یک ساختمان بیمارستان هوشمندسازی با رویکرد بهبود و پایدار کردن شرایط بهداشتی فضاهای ساختمانی با لحاظ مسایل مربوط به بهبود مصرف انرژی - آسایش - ایمنی و... در نظر گرفته می‌شود. در واقع مهمترین بخش هوشمندسازی آشکار نمودن کانسپت اصلی و پیدا نمودن راه‌های رسیدن به آن می‌باشد.

البته در بعضی از بخش‌ها کانسپت اصلی هوشمندسازی مشخص، ولی در پاره‌ای از صنایع با توجه به تنوع فرایندها پیدا کردن کانسپت اصلی مشکل و حتی خود نیازمند بررسی و تحلیل اقتصادی دقیق است. در حال حاضر در صنایع نفت و گاز نیز مانند سایر بخش‌های کشور مشمول این شرایط هستند و از دغدغه‌های اصلی

مدیران این صنایع بحث هوشمند سازی و ایجاد بسترهای مناسب در صنعت انرژی کشور در این خصوص می‌باشد. قطعا هوشمند سازی در صنعت نفت و گاز با توجه به پیچیدگی و تنوع فرایندهای کاری بسیار پیچیده و در قدم نخست نیاز به تفکیک فرایندها و در قدم بعدی در هر فرایند مشخص نمودن کانسپت اصل و در نهایت ارایه راهکاری جهت رسیدن به هدف و در قدم آخر اجرای پروژه در قالب نرم افزار و سخت افزار مناسب می‌باشد.

قطعا با توجه به حساسیت این بخش مباحث امنیت سایبری نیز جزو لاینفک این بخش قرار می‌گیرد. در مدیریت دیسپچینگ با توجه به وظایف محوله سه فرایند اصلی قابل شناسایی و هوشمند سازی است.

(۱) اندازه‌گیری

(۲) کنترل و مدیریت کیفی و کمی شبکه

(۳) تولید گزارشات و داشبورد مدیریتی

در بخش اندازه‌گیری با توجه به مفاهیم اصلی که ایجاد ساختار هوشمند در بحث تضمین دقت اعداد است مدیریت دیسپچینگ ضمن تعریف پروژه‌ای با کمک انستیتو اندازه‌گیری هوشمند گاز نسبت به شناسایی موضوع اقدام و در نهایت در این بخش، معماری شبکه مربوطه را طراحی و اجرا خواهد نمود.

در بخش کنترل و مدیریت کیفی و کمی شبکه نیز در کلیه دیسپچینگ‌های صنایع انرژی در دنیا معمولا متناسب با شرایط صنایع انرژی کشور مربوطه باید هوشمند سازی تعریف گردد.

در حال حاضر در صنعت گاز کشور در بخش مدیریت کیفی و کمی شبکه معماری هوشمند سازی براساس تامین پایدار گاز برای کلیه مصرف کنندگان در حال انجام است.



مصاحبه با دکتر سید مهدی علوی‌نیا

سرپرست طرح بهینه‌سازی مصرف گاز مدیریت گازرسانی
شرکت ملی گاز

هوشمند سازی در شرکت ملی گاز

وضعیت فعلی، افق آینده و چالش‌های پیش رو

– لطفاً به اختصار سوابقی از هوشمندسازی در شرکت ملی گاز را بیان نمایید و بفرمایید که هم اکنون وضعیت هوشمندسازی در شرکت ملی گاز و به ویژه در بخش شبکه توزیع گاز به چه صورت است؟ با توجه به سیاست شرکت ملی گاز و با عنایت به اینکه مانیتورینگ ایستگاه‌های گاز زیرمجموعه هوشمندسازی قرار گرفته است، تاکنون بالغ بر ۳۵۰۰ ایستگاه در کشور از سال ۱۳۸۹ مطابق با استانداردهای موجود مجهز به سیستم مانیتورینگ شده‌اند.

– مهم‌ترین چالش‌ها در مبحث هوشمندسازی در شبکه توزیع گاز کشور را بیان فرمایید.

از مهم‌ترین چالش‌های پیش روی شرکت ملی گاز جهت هوشمندسازی می‌توان به موارد ذیل اشاره کرد.

- نبود تکنولوژی platform بومی با توجه حجم مشترکین موجود در کشور
- نبود تجارب موفق پیشین
- نبود زیرساخت مخابراتی مناسب

- نبود کنتر هوشمند داخلی مطابق با الزامات فنی، ایمنی، و امنیتی در کشور
- موارد مربوط به Big Data و آنالیز داده ای جمع آوری شده

- با توجه به تجارب پیشین در حوزه هوشمندسازی، سیاست شرکت ملی گاز در انجام هوشمندسازی شبکه توزیع گاز کشور چگونه است؟ آیا شرکت ملی گاز در راستای هوشمندسازی نقش تصدی‌گری و اجرا را بر عهده خواهد داشت یا با سپردن فعالیت‌های اجرایی به مجموعه‌های بیرون از شرکت ملی گاز، تنها نقش نظارتی و حاکمیتی را به عهده خواهد گرفت؟

با توجه به چالش‌های مذکور و عدم وجود تجارب موفق در سال‌های قبل و با عنایت به سیاست‌های کلی شرکت ملی گاز، استفاده از شرکت‌های دانش‌بنیان و ذیصلاح در این حوزه در دستور کار قرار داشته و شرکت ملی گاز نقش حاکمیتی در این حوزه ایفا خواهد نمود.

- مهم‌ترین اهداف شرکت ملی گاز در حوزه هوشمندسازی اندازه‌گیری گاز در شبکه توزیع در کوتاه‌مدت، میان‌مدت و بلندمدت چیست؟

مهم‌ترین اهداف کوتاه‌مدت و میان‌مدت هوشمندسازی، اندازه‌گیری صحیح مصرف می‌باشد و در بلندمدت کاهش ناترازی گاز و مدیریت مصرف در کلیه فصول مد نظر قرار می‌گیرد.

- با توجه به پررنگ شدن مباحث هوشمندسازی در تمامی زیرمجموعه‌های شرکت ملی گاز، چشم‌انداز هوشمندسازی در شرکت ملی گاز را در آینده نزدیک چگونه می‌بینید؟

با توجه به گستردگی و تعداد بالای مشترکین گاز، چشم‌انداز بارز شرکت ملی گاز تحت پوشش قرار دادن کلیه مصرف‌کنندگان گاز در سامانه هوشمند گاز می‌باشد.

- انستیتو اندازه‌گیری هوشمند گاز به عنوان یک نهاد علمی و تحقیقاتی چه کمک‌هایی را می‌تواند به شرکت ملی گاز در راستای انجام موفق پروژه هوشمندسازی ارائه دهد؟

با توجه به موارد مذکور در حوزه اجرای فرآیند هوشمندسازی، انستیتو اندازه‌گیری هوشمند گاز می‌تواند در قالب شرکت‌های دانش‌بنیان دارای پشتوانه علمی و فنی، پس از تهیه اسناد مناقصه و مطابق با مقررات شرکت ملی گاز در این حوزه فعالیت نماید.

مقالات منتخب

پنجمین همایش ملی اندازه‌گیری
جریان سیالات

بررسی عملکرد ایستگاه‌های اندازه‌گیری و کنتورهای توربینی در محدوده حداقل دبی قابل اندازه‌گیری (پایین تر از $0.2Q_{max}$) و انطباق در ایستگاه‌های هدف در سطح استان گلستان

علی طالبی^۱، سعید منوچهری^۲

۱- مدیر عامل شرکت گاز استان گلستان، شرکت گاز استان گلستان

۲- کارشناس واحد اندازه‌گیری و توزیع گاز استان گلستان، شرکت گاز استان گلستان

Saeidmanoochehri@gmail.com

چکیده

صحت و دقت سیستم‌های اندازه‌گیری همواره به عنوان یک موضوع مهم در کلیه صنایع مطرح می‌باشد. با توجه هزینه‌های بالای تولید، انتقال و توزیع انرژی گاز، در این مطالعه سعی شده است عملکرد تجهیزات اندازه‌گیری در صنعت توزیع گاز مورد بررسی قرار گیرد. اکثر سیستم‌های اندازه‌گیری حجم گاز در تاسیسات صنعت توزیع گاز با ظرفیت ۴۰۰ مترمکعب بر ساعت و بالاتر، کنتورهای توربینی مجهز به دستگاه‌های تصحیح کننده الکترونیکی می‌باشد. با توجه به هندسه کنتور و استانداردهای مربوطه، محدوده اندازه‌گیری کنتورهای توربینی بین دو حد حداقل و حداکثر دبی قابل اندازه‌گیری صحیح Q_{min} و Q_{max} بترتیب تعریف می‌گردد. این حدها (Q_{max} و Q_{min}) در شرایط عملیاتی مختلف (فشار، دما، سرعت و غیره) قابل تغییر می‌باشد. بهره برداری از کنتور در نزدیکی و یا خارج از این حدها، انحراف خطای اندازه‌گیری از مقدار مجاز را می‌تواند بدنبال داشته باشد. در این تحقیق به بررسی تجربی چند نمونه از عملکرد کنتورهای توربینی در محدوده پایین تر از $0.2Q_{max}$ و Q_{min} در سطح تاسیسات گازرسانی پرداخته شد. نتایج نشاندهنده‌ی انحراف دقت اندازه‌گیری از محدوده مجاز تعریف شده برای این کنتورها می‌باشد. در پایان پیشنهاداتی برای بهبود عملکرد سیستم‌های اندازه‌گیری ارائه گردید.

کلمات کلیدی: کنتور توربینی، دبی، Q_{max} ، Q_{min}



Evaluation of Performance of Measuring Stations and Turbine Meters in the Range of Minimum Measurable Flow Rate (Less than $0.2Q_{max}$) and Adaptability in Target Stations in Golestan Province

Ali Talebi¹ - Saeid Manoochehri²

¹ Managing Director of Golestan Gas Company

² Instrumentation Expert of Golestan Gas Company

ABSTRACT

Accuracy of measurement systems has always been an important issue in all industries. Due to the high costs of production, transmission and distribution of gas energy, in this study we have tried to investigate the performance of metering equipment in the gas distribution industry. Most gas volume measurement systems in the facilities of the gas distribution industry with a flow rate of 400 cubic meters per hour and above, turbine meters are equipped with electronic correction devices. According to the meter geometry and relevant standards, the measuring range of turbine meters is defined between the two minimum and maximum measurable flow limits of Q_{min} and Q_{max} , respectively. These limits (Q_{min} and Q_{max}) can be changed in different operating conditions (pressure, temperature, speed, etc.). Operation of the meter near or outside these limits can lead to a deviation of the measurement error from the allowable value. In this research, several examples of the performance of turbine meters in the $0.2 Q_{max}$ and Q_{min} range at the level of gas supply facilities were experimentally investigated. The results show the deviation of the measurement accuracy from the allowable range defined for these meters. Finally, suggestions for improving the performance of systems Measurements were provided.

Keywords: Turbine Meter, Flow, Q_{min} , Q_{max} .



مقدمه

افزایش چشم‌گیر و روز افزون هزینه‌های اکتشاف، استخراج، انتقال و بهره‌برداری از منابع طبیعی گاز از یک سو و از طرفی دیگر دقت و صحت دستگاه اندازه‌گیری برای مبادلات حجم گاز مورد نظر بین طرفین (شرکت و مشترک) موجب می‌گردد اندازه‌گیری دقیق و صحیح و بکارگیری دستگاه‌های اندازه‌گیری دقیق و کارآمد از اهمیت بالایی برخوردار باشد. کنتورهای توربینی به عنوان یک ابزار اندازه‌گیری حجم مایعات و گاز مورد استفاده قرار می‌گیرد که در شرایط مناسب می‌تواند برای مایعات دقت ۱٪ و برای گازها ۲/۵٪ را فراهم سازد. همچنین کنتورهای توربینی به علت سادگی نصب، محدوده اندازه‌گیری بالا، تکرار پذیری خوب، دقت بالا و قیمت پایین تر به دیگر کنتورها ترجیح داده می‌شود. کنتورهای توربینی گاز از سال ۱۹۰۱ میلادی برای اندازه‌گیری مورد استفاده قرار گرفته است [1]. اجزای کنتورهای توربینی انرژی جنبشی سیال را به انرژی دورانی توربین تبدیل می‌کنند و بطور غیر مستقیم سرعت گاز عبوری و دبی سیال را اندازه‌گیری می‌کنند. بنابراین تمامی عوامل تاثیرگذار در سرعت توربین می‌تواند در اندازه‌گیری موثر باشد [2]. در یک دبی معین Q ، روتور کنتور توربینی در یک سرعت زاویه‌ای ω_i می‌چرخد و در حالت ایده آل سرعت زاویه‌ای روتور با نرخ دبی حجمی (Q) رابطه مستقیم دارد. رابطه بین دبی Q و سرعت زاویه‌ای ω_i بصورت زیر بیان می‌شود [3].

$$Q = \frac{\bar{r}A\omega_i}{\tan \beta} \quad (1)$$

که در آن r شعاع توربین، A سطح مقطع توربین و β زاویه توربین می‌باشد.

اما در واقعیت، عملکرد کنتورهای توربینی گاز از حالت ایده آل متفاوت است و چند پارامتر اضافی دیگر در اندازه‌گیری اثر می‌گذارد و فرآیند را پیچیده تر خواهد کرد. سرعت زاویه‌ای روتور وابستگی زیادی به دبی سیال دارد. دو عامل تاثیرگذار در کاهش سرعت زاویه‌ای گشتاورهای نگهدارنده و مخالف می‌باشند که بصورت زیر بیان می‌شوند:

الف) نیروهای غیر سیالی^۱: نیروهای مخالف غیر سیالی غالباً اصطکاک بلبرینگ‌ها، بارهای مکانیکی راه اندازه‌ها در ثبات‌ها و شمارشگرها، انتقال دهنده‌ها و دیگر قطعات متحرک می‌باشند.

¹ Non Fluid

ب) نیروهای سیالی^۲: نیروهای مخالف سیالی با برخورد سیال به روتور که تابعی از عدد رینولدز، توربالنس و اسکوزیته سیال می باشد.

کنتورهای توربینی دارای محدوده عملکرد بین حداقل و حداکثر دبی قابل اندازه‌گیری صحیح (Q_{\min} و Q_{\max}) می باشند که با توجه به هندسه و قطعات بکار گرفته شده توسط سازندگان در اندازه‌های مختلف ساخته می شوند. Q_{\min} و Q_{\max} اعلامی در شرایط اتمسفریک با توجه به شرایط عملیاتی تغییر خواهند کرد. مطابق استاندارد AGA7 [4] در فشارهای عملیاتی بالاتر از اتمسفر، Q_{\min} قید شده مشخصات سازنده مطابق رابطه (۲) کاهش و بدنبال آن دامنه اندازه کنتور افزایش خواهد یافت.

$$Q_{\min,o} \approx Q_{\min,A} \times \sqrt{\frac{P_A}{P_o}} \quad (2)$$

که $Q_{\min,o}$ حداقل دبی قابل اندازه‌گیری در فشار عملیاتی، $Q_{\min,A}$ حداقل دبی قابل اندازه‌گیری در شرایط اتمسفر، P_o فشار عملیاتی و P_A فشار اتمسفر می باشد.

ایستگاه‌های اندازه‌گیری

در ایستگاه‌های تقلیل فشار و اندازه‌گیری گاز به منظور تبدیل حجم گاز از شرایط عملیاتی به شرایط استاندارد از تصحیح‌کننده‌های الکترونیکی استفاده می گردد. این تجهیز قابلیت اندازه‌گیری فشار و دمای گاز محل نصب کنتور و همچنین محاسبات ضریب تراکم پذیری را با استفاده از روابط استاندارد AGANX19، AGA8، SGERG و ... و در نهایت ضریب تبدیل حجم در شرایط عملیاتی به شرایط استاندارد را دارد. در این تحقیق از قابلیت ثبت اطلاعات تصحیح‌کننده‌های الکترونیکی و همچنین سامانه‌های اسکادای متصل به تصحیح‌کننده بهره گرفته شد و سعی شده است به کمک داده‌های تجربی ثبت شده به بررسی عوامل تاثیرگذار بر دقت اندازه‌گیری با محدودیت بررسی خطای ناشی از عملکرد کنتور در محدوده حداقل دبی قابل اندازه‌گیری صحیح (Q_{\min}) پرداخته شود. بنابراین در ادامه به بررسی عوامل تاثیرگذار در نیروهای غیر سیالی که ناشی از تجمع ناخالصی در بیرینگ کنتورها می باشد می پردازیم. در اینجا محدوده‌ی پایین‌تر از ۲۰ درصد Q_{\max} مدنظر می باشد. از اینرو عملکرد کنتور در محدوده‌ی Q_{\min} مصرف‌کنندگان گاز طبیعی با توجه به فرآیندشان به دو دسته تقسیم شده است:

² Fluid

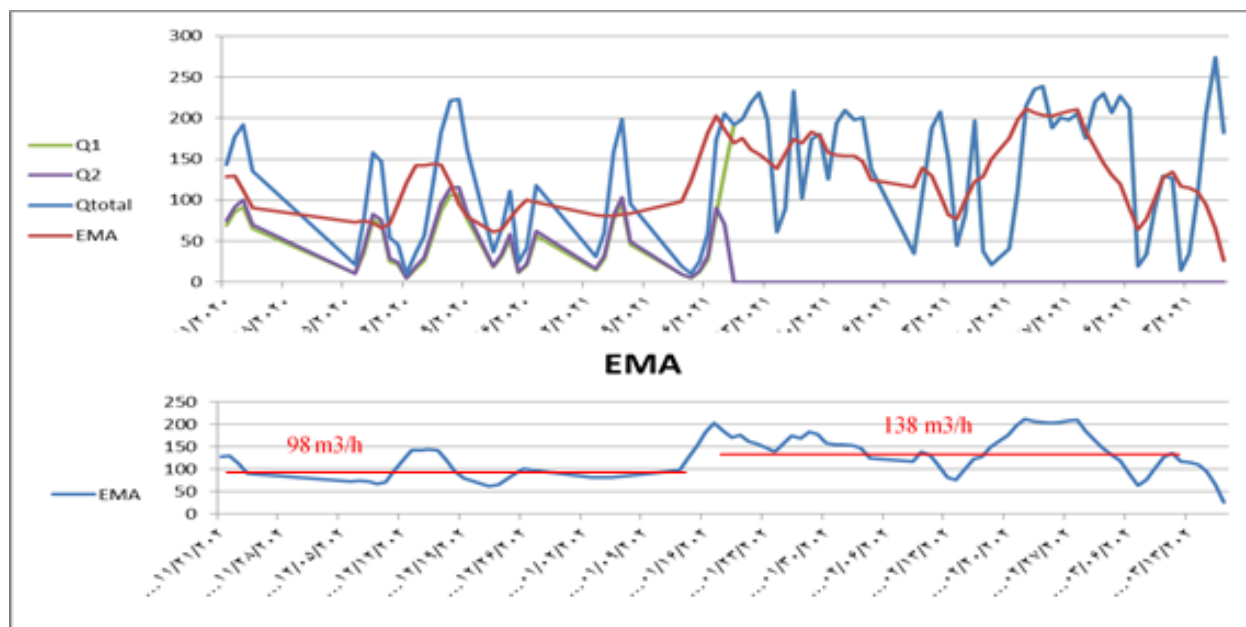
(۱) مصرف کنندگانی که در شرایط نامی دارای مصرف یکنواخت پایین تر از ۲۰ درصد حداکثر دبی قابل اندازه‌گیری صحیح کنتور می باشند ($0.2Q_{max}$).

(۲) مصرف کنندگانی که در دوره زمانی خاصی دارای مصرف پایین تر از ۲۰ درصد حداکثر دبی قابل اندازه‌گیری صحیح می باشند ($0.2Q_{max}$).

علل مورد ۱ می توان طراحی اولیه نامناسب ایستگاه، تغییر رفتار مشترک، عدم تناسب بین دستگاه اندازه‌گیری و مصرف کننده، شرایط نامناسب سیال (ناخالصی بیش از اندازه)، شرایط بهره برداری نامناسب مانند فیلترینگ نامناسب و غیره و در مورد شماره ۲ از عوامل فرایندی مانند پیش گرم کردن، جایگاه های سوخت گاز، تغییر فصل و غیره نام برد.

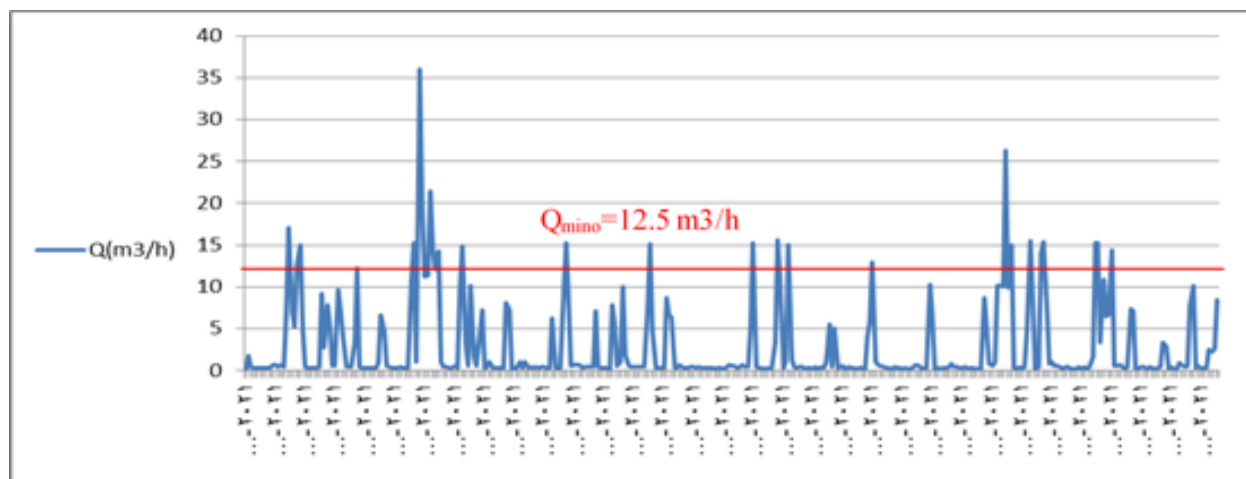
بررسی نمونه‌های تجربی

در اکثر ایستگاه‌های اندازه‌گیری با ظرفیت بین $1000 \frac{m^3}{h}$ الی $10000 \frac{m^3}{h}$ دو مسیر اندازه‌گیری (مسیر جایگزین) وجود دارد. در اولین مورد عملکرد سیستم اندازه‌گیری یک کارخانه تولید محصولات شیمیایی با ایستگاه $1000 \frac{m^3}{h}$ و کنتورهای G160، $Q_{min.A} = 13 \frac{m^3}{h}$ و $Q_{max.A} = 160 \frac{m^3}{h}$ برای دو حالت که الف) دو مسیر بطور همزمان و ب) تک مسیر تنها در سرویس بوده است مورد بررسی قرار گرفت. با توجه به نمودار شکل ۱ نتایج نشان می دهد در زمان‌هایی که تنها یک مسیر در سرویس قرار دارد دبی ثابت در سیستم اندازه‌گیری نسبت به زمان‌هایی که هر دو مسیر بطور همزمان زیر بار می‌باشند افزایش می‌یابد. اگر دبی کل ثابت شده در زمانهای تک مسیر را به عنوان مرجع در نظر بگیریم افزایش ۲۹ درصدی دقت اندازه‌گیری را خواهیم داشت. افزایش دقت اندازه‌گیری بدلیل غلبه بر نیروهای غیرسیالی مخالف در سرعت‌های بالاتر نیروی محرک سیال مشهود می باشد.



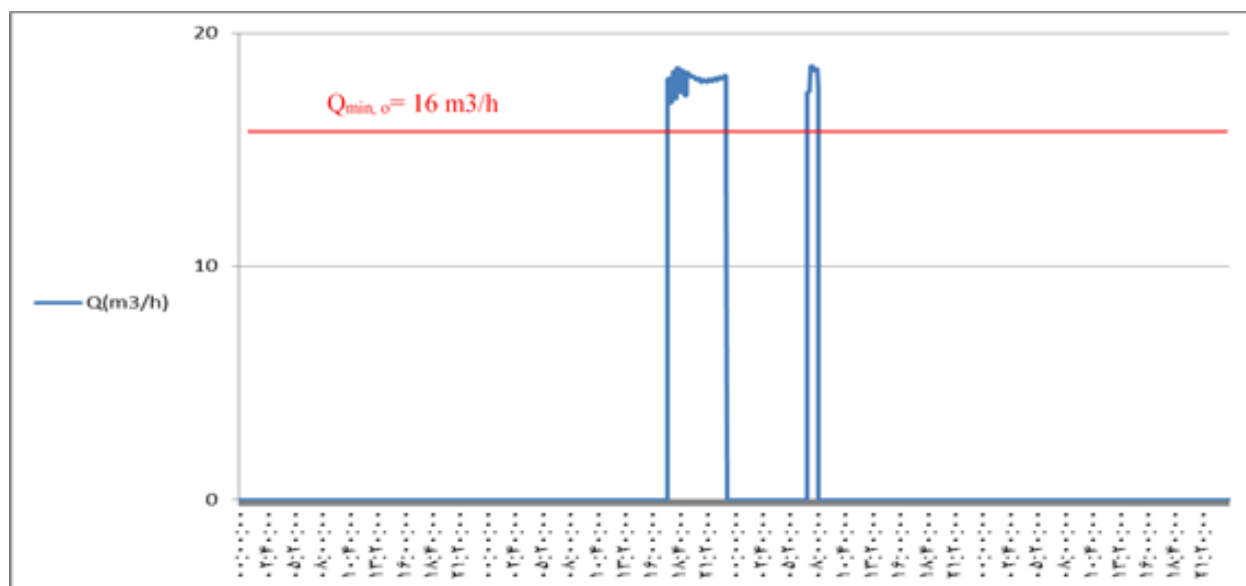
شکل ۱- نمودار دبی (تک خط، دو خط، مجموع و میانگین) ایستگاه $1000 \text{ m}^3/\text{h}$

در برخی از زمان‌ها با توجه به شرایط مصرف کننده از جمله محدودیت‌های مصرف انرژی برق و گاز، شرایط تولید، شرایط اقتصادی، مواد اولیه و غیره، دبی عبوری از ایستگاه‌های اندازه‌گیری بطور چشمگیری کاهش می‌یابد که در برخی از موارد در پایین‌ترین حد پایین دامنه اندازه‌گیری کنتورها قرار می‌گیرد. در دومین مورد، عملکرد سیستم اندازه‌گیری یک کارخانه سیمان مورد بررسی قرار گرفت. ایستگاه اندازه‌گیری مورد نظر شامل سه مسیر (خط) با کنتورهای سایز ۶ اینچ، کلاس ۳۰۰، $Q_{\min,A} = 50 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$ و $Q_{\max} = 1000 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$ می‌باشد و مطابق رابطه (۲) $Q_{\min} \approx 12.5$ خواهد بود. به منظور بررسی دبی عبوری در زمان‌های محدودیت مصرف خط چهارم با کنتور توربینی دارای مشخصات سایز ۲ اینچ، کلاس ۳۰۰ (با حداکثر فشار گاز $P=250 \text{ psi}$)، $Q_{\min,A} = 5 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$ و $Q_{\max} = 10 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$ می‌باشد و مطابق رابطه (۲) $Q_{\min} \approx 1.5 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$ نصب گردید. نمودار دبی ثبت شده سیستم اندازه‌گیری خط چهارم در شکل ۲ نشان داده شده است. میانگین دبی ثبت شده در دوره مورد نظر $Q = 2.7 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$ بوده است. نتایج نشان می‌دهد که در صورت فقدان خط چهارم، خطوط اصلی اندازه‌گیری این ایستگاه با خطای قابل ملاحظه‌ای روبرو خواهند بود.



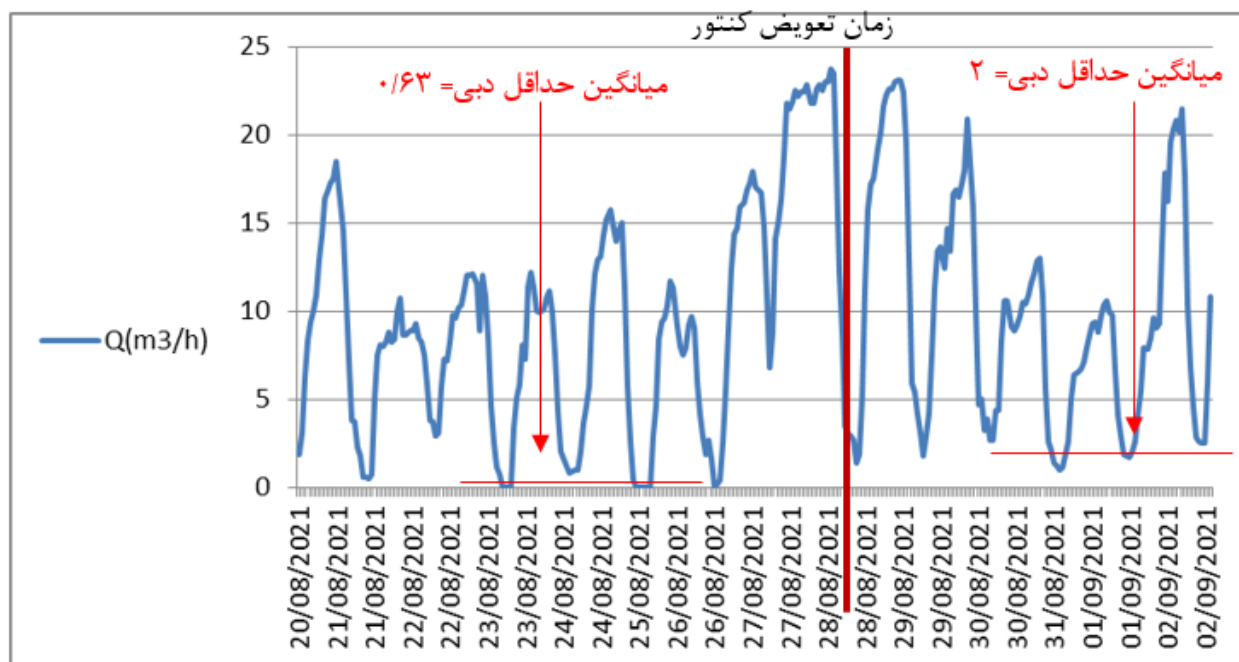
شکل ۲- نمودار دبی کنتور چهارم و Q_{min} خط اصلی ایستگاه کارخانه سیمان

با توجه به فرایند برخی مصرف کنندگان صنایع، در زمان‌هایی که دبی عبوری در محدوده پایین تر از $0.2Q_{max}$ قرار می‌گیرد اندازه‌گیری دارای خطای قابل ملاحظه‌ای خواهد بود. در بررسی نمونه‌ای دیگر دبی عبوری از یک کارخانه آسفالت با حداکثر ظرفیت $2500 \frac{m^3}{h}$ مورد بررسی قرار گرفته است. محدوده اندازه‌گیری کنتور منصوبه در این ایستگاه از $Q_{min} = 32 \frac{m^3}{h}$ الی $Q_{max} = 650 \frac{m^3}{h}$ در شرایط اتمسفریک می‌باشد. حداقل دبی قابل اندازه‌گیری در فشار کار کنتور ($P=60 \text{ psi}$) مطابق رابطه (۲) تقریباً $16 \frac{m^3}{h}$ می‌باشد. در شکل شماره ۳ نمودار دبی ثبت شده در بازه‌های برداشت ۲ دقیقه‌ای برای ۳ روز متوالی از تصحیح‌کننده‌های منصوبه و با کمک سامانه‌های اسکادا نشان داده شده است. با توجه به نمودار مشخص می‌گردد که دبی عبوری از ایستگاه در بیشتر زمان‌ها در محدوده پایین تر از $0.2Q_{max}$ کنتور بوده و کنتورهای توربینی در این محدوده دارای خطای قابل ملاحظه‌ای می‌باشند.



شکل ۳- نمودار دبی کارخانه آسفالت و $Q_{min, o}$ کنترل اصلی

در مواردی که اصطکاک بیرینگ‌ها بدلالی همچون ناخالصی بیش از اندازه گاز، روغن کاری نامناسب، عدم فیلترینگ مناسب و غیره افزایش یابد دقت اندازه‌گیری کاهش یافته و کنترل از کالیبراسیون خارج می‌گردد. در این مورد دبی عبوری یک ایستگاه با ظرفیت $400 \frac{m^3}{h}$ دارای یک عدد کنترل توربینی ۲ اینچ، کلاس ۱۵۰، $Q_{min, o}$ ، $A=5 \frac{m^3}{h}$ و $Q_{max}=100 \frac{m^3}{h}$ مورد بررسی قرار گرفت. با جایگزینی یک کنترلر جدید در محل، شاهد افزایش دبی عبوری در زمان‌های کاهش مصرف در طول شبانه روز نسبت به دوره قبل از نصب کنترلر جدید بوده ایم که علت آن تجمع ناخالصی بیش از اندازه ناشی از کثیفی گاز انتهای خطوط تغذیه در بیرینگ کنترلر مورد نظر بوده است. اگر فشار کار در این ایستگاه ۶۰ پوند بر اینچ مربع (PSI) در نظر گرفته شود و فشار اتمسفر با توجه به محل نصب کنترلر ۱۴/۵ پوند بر اینچ مربع باشد، $Q_{min, o}$ تقریباً مطابق رابطه ۲، برابر با ۲/۵ مترمکعب بر ساعت در فشار عملیاتی خواهد رسید. با توجه به نمودار اطلاعات ثبت شده در تصحیح کننده ایستگاه مورد نظر مطابق شکل ۴ ملاحظه می‌گردد دبی ثبت شده در زمان‌های کاهش مصرف در زمان‌های قبل از تعویض کنترلر ۰/۶۳ متر مکعب بر ساعت بوده که بعد از تعویض کنترلر در این ایستگاه دبی به میانگین ۲ متر مکعب بر ساعت افزایش یافته است. همچنین نتایج نشانگر این است که قبل از تعویض کنترلر، دبی ثبت شده خارج از محدوده اندازه‌گیری سیستم اندازه‌گیری متناسب با ایستگاه می‌باشد.



شکل ۴- نمودار دبی ثبت شده قبل و بعد از تعویض کنتور در ایستگاه $400 \text{ m}^3/\text{h}$

مطابق رابطه (۲) حداقل دبی قابل اندازه‌گیری با ریشه دوم فشار عملیاتی رابطه معکوس دارد. بنابراین در فشار عملیاتی (P_o)، حداقل دبی قابل اندازه‌گیری در شرایط اتمسفریک $Q_{\min, A}$ به حداقل دبی قابل اندازه‌گیری $Q_{\min, o}$ کاهش می‌یابد. حال چنانچه بدلایلی همچون افت فشار فصلی در مناطق انتهای خطوط سراسری انتقال گاز، گرفتگی فیلترها و غیره فشار عملیاتی از مقدار ایده آل کاهش یابد، $Q_{\min, o}$ افزایش خواهد یافت. در اینصورت دقت اندازه‌گیری در ایستگاه‌هایی که نقطه کار آنها در نزدیکی حداقل دبی قابل اندازه‌گیری صحیح ایده آل باشد آسیب‌پذیر خواهد بود.

در ایستگاه‌هایی که فرایند آنها دارای الگوی مصرف پله‌ای و دارای قطع و وصل زیاد در فواصل زمانی کوتاه می‌باشند (مانند جایگاه‌های CNG و مصرف کنندگانی که از سیستم‌های مشابه کمپرسور استفاده می‌کنند و حالت مکنده دارند)، در لحظه استارت سرعت توربین کنتور پایین (بعلت اینرسی توربین کنتور) و نزدیک به حداقل دبی قابل اندازه‌گیری می‌باشد و از طرف دیگر به علت افت فشار ایجاد شده در لحظه استارت (مکش کمپرسور)، حداقل دبی قابل اندازه‌گیری ($Q_{\min, o}$) مطابق رابطه (۲) افزایش می‌یابد. همزمانی سرعت پایین توربین و افزایش حداقل دبی قابل اندازه‌گیری کنتور ($Q_{\min, o}$) در لحظه استارت کمپرسور، منجر به افزایش خطای اندازه‌گیری خواهد گردید.

نتیجه‌گیری

در این تحقیق سیستم اندازه‌گیری چهار ایستگاه استان گلستان مورد بررسی قرار گرفت. نتایج نشانگر این است که عملکرد کنتورهای توربینی در محدوده پایین‌تر از $0.2Q_{max}$ بسیار آسیب پذیر می‌باشد. شرایط مصرف کننده در این محدوده در دقت و صحت اندازه‌گیری بسیار تاثیر گذار می‌باشد. بنابراین با توجه به شرایط مصرف کننده باید در هنگام طراحی ایستگاه و سیستم اندازه‌گیری دقت بالایی صرف گردد. در بخش دیگری از مطالعه مشخص گردید بدلیل وابستگی صحت عملکرد کنتورهای توربینی در محدوده‌ی پایین‌تر از $0.2Q_{max}$ به صحت عملکرد بیرینگ‌ها، با استفاده از فیلترینگ و روغن کاری مناسب، خطای اندازه‌گیری به میزان قابل ملاحظه‌ای کاهش خواهد یافت. برای ایستگاه‌هایی که دارای اختلاف بالا بین کمترین و بیشترین دامنه مصرف خود در بازه‌های زمانی کوتاه (ساعتی- روزانه) می‌باشند پیشنهاد می‌گردد با کمک تصحیح کننده‌ها و سامانه‌های اسکادا (سیستم کنترل حلقه بسته) از مسیرهای موازی با سیستم‌های اندازه‌گیری دارای دامنه‌گیری متفاوت از مسیر اصلی برای دبی‌های پایین‌تر استفاده گردد. برای ایستگاه‌های CNG یا ایستگاه‌های که رفتار مشابه با این ایستگاهها از لحاظ الگوی مصرف دارند پیشنهاد می‌گردد از سیستم‌های اندازه‌گیری دیگر مانند کریولیس استفاده گردد.

همچنین در بخشی دیگر خارج از موضوع این تحقیق، عملکرد سیستم اندازه‌گیری نیروگاه برق گلستان مورد بررسی قرار گرفت. در این ایستگاه یک فلومتر التراسونیک ۲۰ اینچ دارای حداقل و حداکثر دبی قابل اندازه‌گیری ۲۰۰ و ۲۰۰۰۰ متر مکعب بر ساعت به ترتیب در شرایط اتمسفریک مجهز به فلوکامپیوتر نصب می‌باشد. طی بررسی بعمل آمده در زمان محدودیت مصرف گاز خوراک نیروگاه، مصارف اداری و گرمکن‌های سوخت دوم (مازوت) نیروگاه بدلیل پایین‌تر بودن از حداقل دبی قابل اندازه‌گیری سیستم التراسونیک، غیر قابل محاسبه می‌باشد. بنابراین پیشنهاد می‌گردد در این حوزه نیز از سیستم‌های اندازه‌گیری مناسب مانند کریولیس استفاده گردد.

مراجع

[1] Paul W. Tang. (2014), "Pressure, Temperature and other effects on turbine meter gas flow measurement" M.Sc. Thesis of American school of Gas meters technology

[۲] دستیار، ز و بحرینیان، س، س و نکونام، ع. (۱۳۹۷) "تخمین خطای اندازه‌گیری کنتورهای توربینی در شرایط نصب غیر استاندارد توسط شبیه سازی میدان جریان" دومین کنفرانس ملی پیشرفت‌های نوین در حوزه انرژی و صنایع نفت و گاز



[۳] موسی زاده، ر و جعفری، م. (۱۳۹۹) "محاسبه Q_{min} کنتورهای توربینی مطابق استاندارد ISO9951" چهارمین همایش و نمایشگاه اندازه‌گیری سیالات در صنایع نفت، گاز، پالایش و پخش، پتروشیمی و آب.

[4] "Measurement of Fuel Gas by Turbine Meters". Transmission Measurement Committee Report No. 7(AGA. No. 7.)

<p>سوابق شغلی: رئیس اداره گاز رودسر- گیلان-۱۳۷۳ مسئول پروژه ای گازرسانی استان گیلان طراح ارشد مکانیکال گازرسانی رئیس بازرسی فنی گاز استان گلستان رئیس اجرای طرح های گاز گلستان معاون امور مهندسی و اجرای طرح های گاز گلستان عضو هیئت مدیره و مدیر عامل گاز گلستان</p>	<p>متولد ۱۳۴۸- ایران- مازندران- قائمشهر سوابق تحصیلی: لیسانس مهندسی شیمی- صنایع گاز فوق لیسانس مهندسی مکانیک- تبدیل انرژی دکترای مهندسی مکانیک- تبدیل انرژی سوابق پژوهشی: ۶ مقاله در کنفرانس علمی بین المللی در حوزه نفت و گاز تالیف کتب آموزشی فنی در حوزه نفت و گاز مدرس مباحث گازرسانی در نظام مهندسی</p>	 <p>دکتر علی طالبی</p>
---	--	--

مقایسه خطای مجاز کنتورهای التراسونیک و توربینی در سائزهای زیر ۱۲ اینچ صنعت گاز

داود یاری بروجنی^۱، حسین اسماعیلی ملک آبادی^۲،

۱- کارشناس ارشد نظارت بر اندازه‌گیری قراردادهای بین‌المللی گاز

۲- کارشناس خطوط لوله شرکت گاز استان تهران

چکیده

در این مقاله مقدار خطای کنتورهای التراسونیک و توربینی در سائزهای زیر ۱۲ اینچ با استفاده از دو استاندارد معتبر مورد بررسی قرار گرفته است. هدف از این بررسی مشخص نمودن کنتور بهینه جهت انجام اندازه‌گیری در دبی‌های مختلف بوده است. پس از انجام این مطالعه مشخص گردید در سائزهای زیر ۱۲ اینچ الزاما استفاده از کنتورهای التراسونیک در تمام دبی‌ها با قطرهای مختلف، بهترین گزینه نمی باشد. جهت انجام این مقایسه نمودار درصد خطای مجاز هر دو گونه کنتور با استناد به استانداردهای معتبر در یک نمودار بصورت ترکیبی رسم گردید و سپس گونه‌های مختلف مورد مقایسه قرار گرفت.

کلمات کلیدی: کنتور توربینی، کنتور التراسونیک، دبی ماکزیمم، دبی مینیمم، درصد خطای مجاز

Comparison of permissible error of ultrasonic and turbine meters in sizes below 12 inches of gas industry

Davoud Yari Boroujeni¹ - Hossein Esmaeili Malekabadi ² (*Style: Times New Roman, 12pt*)

¹ Master of Supervision of Measurement of International Gas Contracts

² Pipeline expert of Tehran Gas Company

ABSTRACT

In this paper, the allowable error value of ultrasonic and turbine meters in sizes under 12 inches has been investigated using two valid standards. The purpose of this study was to determine the optimal meter to perform measurements in different discharges. After conducting this study, it was found that in sizes below 12 inches, the use of ultrasonic meters in all discharges with different diameters is not necessarily the best option. To perform this comparison, the allowable error percentage diagrams of both types of meters were drawn in a combined pattern based on valid standards and then different types were compared.

Keywords: Turbine meter, ultrasonic meter, maximum flow, minimum flow, allowable error percentage



مقدمه

در صنعت گاز اهمیت میترینگ حفظ منافع ملی را در بر دارد. از آنجا که تولیدات شرکت ملی گاز ایران مانند گاز، میعانات گازی و... متعلق به همه ی مردم است، صیانت دقیق از این نعمت طبیعی از اهمیت بالایی برخوردار می باشد. در این راستا، از مهمترین اقدامات لازم، اندازه گیری دقیق این محصولات در مبادی فروش (شامل صادرات و فروش داخلی) است. در گذشته، میترینگ دقیق، کمتر مورد توجه قرار می گرفت و اغلب، تنها در مبادی صادرات به اندازه گیری دقیق مواد هیدروکربنی توجه شده است. ریشه اصلی این امر را باید در دولتی بودن اغلب مجموعه های دریافت کننده مواد نفتی جستجو کرد.

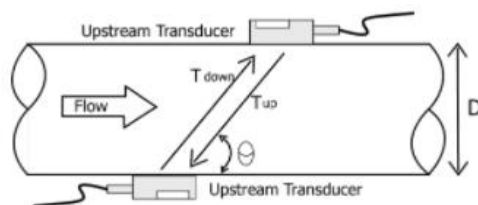
اندازه گیری جریان یکی از مهمترین جنبه های کنترل و در حقیقت رایج ترین پارامتر اندازه گیری می باشد. بطور کلی تجهیزات اندازه گیری جریان به دو دسته تقسیم می شود که عبارت است از اندازه گیر جابجایی شامل کنتورهای پره ای، توربینی، التراسونیک و اندازه گیر استنتاجی شامل کنتور اوریفیس، کنتور روتامتر، کنتور ونتوری، کنتور نازل. در این مقاله به خطای مجاز از منظر استاندارد های معتبر بین دو کنتور توربینی و التراسونیک پرداخته شده است.

کنتورهای توربینی و کنتورهای التراسونیک

کنتورهای التراسونیک: یکی از ابزارهای اندازه گیری سیالات است که برای محاسبه ی حجم جریان، سرعت جریان سیال را با استفاده از امواج فراصوت اندازه می گیرد. استفاده از کنتورهای التراسونیک در سال های اخیر رشد بسیار زیادی داشته است. یکی از مهمترین دلایل استفاده از کنتور التراسونیک تاییدیه ها و گزارش های AGA REPORT NO.9 [1] و PS-G-E-06 [2] و ASGMT2000 [3] می باشد.

با بکارگیری از امواج فراصوت می توان میانگین سرعت جریان را در راستای مسیر یک دسته امواج فراصوت منتشر شده اندازه گرفت. جریان سنج های التراسونیک تحت تأثیر ویژگی های آکوستیک سیال هستند، همچنین دما، چگالی، ویسکوزیته و ذرات معلق می توانند بر جریان اندازه گیری شده اثر بگذارند.

این کار با میانگین گیری از اختلاف زمان گذر اندازه گیری شده، بین پالس های منتشر شده در جهت جریان سیال و در خلاف جهت جریان سیال، با اندازه گیری تغییر بسامد در پی پدیده ی اثر دوپلر انجام می شود، شکل ۱.



شکل ۱- پالس های رفت و برگشت در کنتور التراسونیک

سرعت سیال در وسط سطح مقطع جریان از رابطه زیر محاسبه می‌گردد.

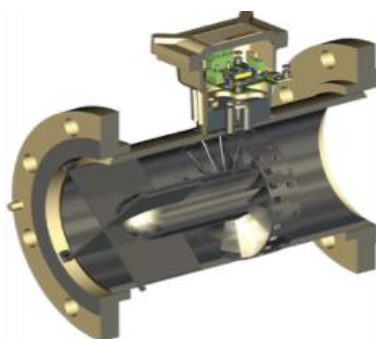
$$V = \frac{L^2}{2X} \frac{t_{up} - t_{dn}}{t_{up}t_{dn}}$$

t_{up} : upstream transit time
 t_{dn} : downstream transit time

کنتورهای توربینی: عملکرد این گونه از کنتورها به این شکل است که گاز از طریق مجرای ورودی به داخل کنتور توربینی جریان می‌یابد. یک صفحه یک سو کننده جریان در ورودی کنتور چرخش احتمالی در جریان گاز را از بین می‌برد. با کاهش سطح مقطع آزاد به کانال جریان، جریان گاز را یکسان و تسریع می‌کند. کنتور توربینی شامل یک روتور با پره های متعدد است که بر روی یک سیستم یاتاقان آزاد کار نصب شده اند. جریان سیال از طریق کنتور به پره های توربین برخورد می‌کند و باعث می‌شود که روتور بر روی محور خود در امتداد خط مرکزی محفظه توربین متر بچرخد شکل شماره ۲. سرعت زاویه ای به روتور توربین مستقیماً با سرعت خطی سیال در محفظه کنتور متناسب است. با توجه به سطح مقطع ثابت محفظه کنتور و سرعت خطی سیال از این ناحیه می‌توان دبی حجمی را محاسبه کرد.

هر چرخش یک پالس در کنتور ایجاد می‌کند. هر پالس حجم مجزای سیال را نشان می‌دهد. تعداد پالس ها در واحد حجم را ضریب K می‌گویند. ضریب K در طول کالیبراسیون جریان تعیین می‌شود و برای هر کنتور منحصر به فرد است.

شکل ۲- کنتور توربینی



بررسی میزان خطای مجاز کنتورهای توربینی و التراسونیک بر اساس استانداردها

در این مقاله با توجه به اهمیت مقدار خطای محاسباتی کنتورها خصوصا در دبی های پایین به بررسی مقدار خطای کنتورهای التراسونیک و توربینی سایزهای زیر ۱۲ اینچ پرداخته شده است. این مقایسه براساس استاندارد های معتبر [1],[4] صورت گرفته است.

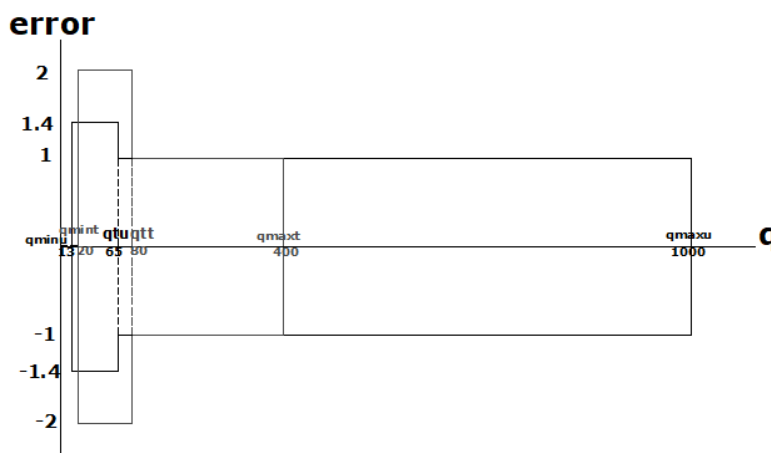
مقدار خطای کنتورهای التراسونیک و توربینی ۴ اینچ

بر اساس استاندارد های [1],[4] مقدار دبی های مورد نیاز استخراج گردید که در جدول شماره دو آمده است.

جدول ۲- دبی های محاسبه شده کنتور های 4 اینچ

4"	$Q_{min} \text{ m}^3/h$	$Q_t \text{ m}^3/h$	$Q_{max} \text{ m}^3/h$
کنتور توربینی	20	80	400
کنتور التراسونیک	13	65	1000

جهت بررسی مقدار خطای کنتورهای درج شده در جدول شماره ۲ در شکل شماره ۴ مقدار خطا رسم شده است.



شکل ۴- مقایسه مقدار خطای کنتور چهار اینچ توربینی و التراسونیک

دبی مینیمم کنتور توربینی: q_{mint} ، دبی مینیمم کنتور التراسونیک: q_{minu} ، دبی ماکزیمم کنتور التراسونیک: q_{maxu} ، دبی ماکزیمم کنتور توربینی: q_{maxt} ، دبی گذار کنتور توربینی q_{tt} ، دبی گذار کنتور التراسونیک q_{tu}

با توجه به شکل ۴ موارد زیر را می‌توان استنتاج نمود:

- در کنتورهای ۴ اینچ جهت بازه کاری دبی مینیمم بین ۱۳ تا ۶۵ متر مکعب بر ساعت، فقط کنتور التراسونیک قابلیت استفاده با کمترین خطا را دارد.
- در محدوده دبی ۶۵ تا ۸۰ متر مکعب استاندارد کنتور توربینی خطای مجاز کمتری را دارد.
- رنج اندازه‌گیری در کنتورهای التراسونیک چهار اینچ، ۵ برابر بیشتر از کنتورهای توربینی است.
- در دبی‌های مینیمم کنتورهای چهار اینچ، کنتور التراسونیک کاربردی می‌باشد.
- اختلاف دبی مینیمم کنتور التراسونیک با دبی مینیمم کنتور توربینی در این سایز فقط ۷ متر مکعب بر ساعت است. این در حالی است که دقت مجاز در بازه ۶۵ تا ۸۰ متر مکعب در ساعت در کنتورهای توربینی ۰/۴ درصد کمتر از کنتور التراسونیک است.
- یعنی اگر هدف از خرید کنتور التراسونیک ۴ اینچ، فقط جایگزین کردن آن با کنتور توربینی است و از آنجایی که ظرفیت ایستگاه محدود می‌باشد، صرفاً در محدوده ۱۳ تا ۲۰ متر مکعب در ساعت بهبود در اندازه‌گیری رخ می‌دهد و علاوه بر آن دقت مجاز در بازه ۶۵ تا ۸۰ متر مکعب در ساعت به مقدار ۰/۴ درصد به نفع کنتور توربینی خواهد بود و پس از بررسی‌های دقیق هزینه و فایده باید دید تحمیل هزینه خرید کنتور و نصب آن به همراه فلوکامپیوتر و ترنسمیترهای دما و فشار، کابل کشی و تامین برق آن، در بهبود شرایط اندازه‌گیری ایستگاه موثر خواهد بود یا خیر!

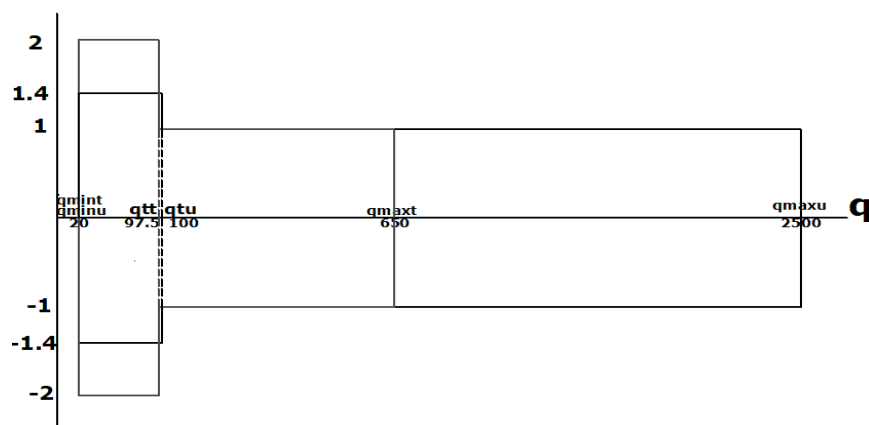
مقدار خطای کنتورهای التراسونیک و توربینی ۶ اینچ

بر اساس استاندارد های [1],[4] مقدار دبی های مورد نیاز استخراج گردید که در جدول شماره سه آمده است.

جدول ۳- دبی های محاسبه شده کنتور های ۶ اینچ

6"	$Q_{min} \text{ m}^3/h$	$Q_t \text{ m}^3/h$	$Q_{max} \text{ m}^3/h$
کنتور توربینی (G400)	20	97.5	650
کنتور التراسونیک	20	100	2500

مقدار خطای کنتورهای جدول شماره ۳ در شکل شماره ۵ رسم شده است.



شکل ۵- مقایسه مقدار خطای کنتور شش اینچ توربینی و التراسونیک

دبی مینیمم کنتور توربینی: q_{mint} ، دبی مینیمم کنتور التراسونیک: q_{minu} ، دبی ماکزیمم کنتور التراسونیک: q_{maxu} ، دبی ماکزیمم کنتور توربینی: q_{maxt} ، دبی گذار کنتور توربینی q_{tt} ، دبی گذار کنتور التراسونیک q_{tu}

با توجه به شکل شماره ۵ می‌توان موارد زیر را استخراج نمود:

- در کنتورهای شش اینچ توربینی و التراسونیک مقدار خطای مینیمم برابر می‌باشد.
- مقدار دبی q_t در هر دو گونه کنتور بسیار نزدیک هم می‌باشد و این یعنی در محدوده دبی مینیمم استفاده از کنتور التراسونیک مزیتی از نظر کاهش میزان دبی مینیمم قابل اندازه‌گیری به نسبت کنتور توربینی ندارد.
- با توجه به مقدار خطای نشان داده شده بین دبی مصرفی ۲۰ متر مکعب بر ساعت تا ۱۰۰ متر مکعب بر ساعت، کنتور التراسونیک دارای کمترین خطا می‌باشد.
- در صورتی که دبی مصرفی ۱۰۰ متر مکعب بر ساعت تا ۶۵۰ متر مکعب بر ساعت باشد کنتور توربینی انتخاب مناسبی می‌باشد
- در دبی‌های مصرفی بیشتر از ۶۵۰ متر مکعب بر ساعت به بالا کنتور التراسونیک کاربردی می‌باشد
- یعنی اگر هدف از خرید کنتور التراسونیک، فقط جایگزین کردن آن با کنتور توربینی است و از آنجایی که ظرفیت ایستگاه موجود باشد، اساساً بجز تحمیل هزینه خرید کنتور و نصب آن به همراه فلو کامپیوتر و ترنس‌میترهای دما و فشار، کابل کشی و تامین برق آن، عملاً اتفاق خاص دیگری نمی‌افتد.

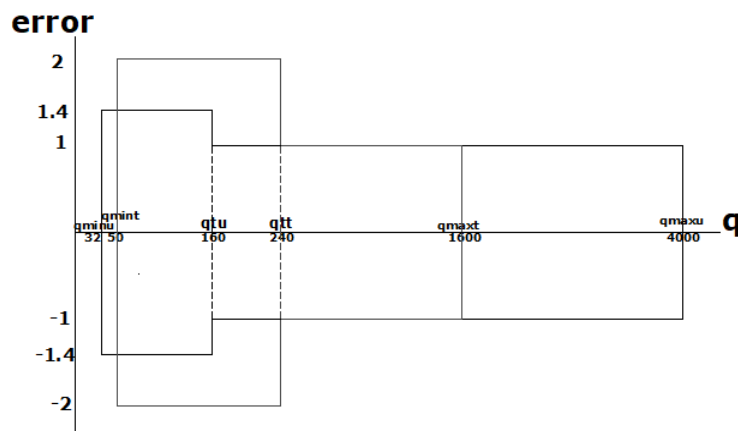
مقدار خطای کنتورهای التراسونیک و توربینی ۸ اینچ

بر اساس استاندارد های [1],[4] مقدار دبی های مورد نیاز استخراج گردید که در جدول شماره یک آمده است.

جدول ۴- دبی های محاسبه شده کنتور های ۸ اینچ

8"	$Q_{min} \text{ m}^3/h$	$Q_t \text{ m}^3/h$	$Q_{max} \text{ m}^3/h$
کنتور توربینی	50	240	1600
کنتور التراسونیک	32	160	4000

مقدار خطای کنتورهای ۸ اینچ در نمودار شکل شماره ۶ آمده است.



شکل ۶- مقایسه مقدار خطای کنتور هشت اینچ توربینی و التراسونیک

دبی مینیمم کنتور توربینی: q_{mint} ، دبی مینیمم کنتور التراسونیک: q_{minu} ، دبی ماکزیمم کنتور التراسونیک: q_{maxu} ، دبی ماکزیمم کنتور توربینی: q_{maxt} ، دبی گذار کنتور توربینی q_{tt} ، دبی گذار کنتور التراسونیک q_{tu}

پس از مقایسه مقدار خطای کنتورهای ۸ اینچ التراسونیک و توربینی موارد زیر محرز می باشد.

- در دبی های مصرفی بین ۳۲ متر مکعب بر ساعت تا ۵۰ متر مکعب بر ساعت کنتور التراسونیک عملکرد اندازه گیری را بهبود می بخشد.
- در دبی های مصرفی بین ۵۰ متر مکعب بر ساعت تا ۱۶۰ متر مکعب بر ساعت کنتور التراسونیک به میزان ۰/۶ درصد خطای مجاز پایین تری دارد.
- دقت مجاز در بازه ۱۶۰ تا ۲۴۰ متر مکعب در ساعت به مقدار ۰/۴ درصد به نفع کنتور توربینی خواهد بود
- در این سایز از کنتورها بین محدوده بین ۲۴۰ متر مکعب بر ساعت تا ۱۶۰۰ متر مکعب کنتور توربینی و التراسونیک قابلیت استفاده با درصد خطای برابر را دارد.

- در دبی های مصرفی بالای ۱۶۰۰ متر مکعب بر ساعت تا ۴۰۰۰ مترمکعب بر ساعت فقط امکان انتخاب کنتورهای التراسونیک وجود دارد.
- باز هم مثل سایز های ۴ و ۶ اینچ، پس از بررسی های دقیق هزینه و فایده باید دید تحمیل هزینه خرید کنتور و نصب آن به همراه فلوکامپیوتر و ترنسمیتر های دما و فشار، کابل کشی و تامین برق آن، در بهبود شرایط اندازه گیری ایستگاه موثر خواهد بود یا خیر!

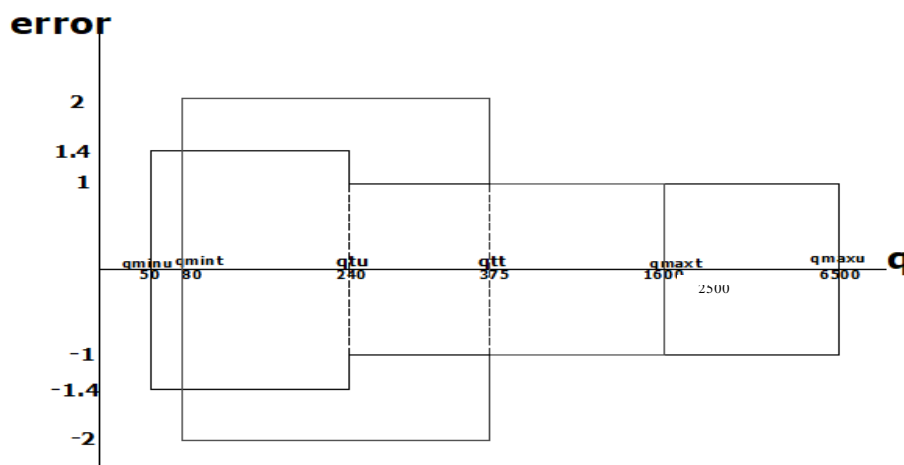
مقدار خطای کنتورهای التراسونیک و توربینی ۱۰ اینچ

بر اساس استاندارد های [1],[4] مقدار دبی های مورد نیاز استخراج گردید که در جدول شماره یک آمده است.

جدول ۵- دبی های محاسبه شده کنتور های ۱۰ اینچ

10"	qmin m^3/h	qt m^3/h	Qmax m^3/h
کنتور توربینی	80	375	2500
کنتور التراسونیک	50	240	6500

سپس جهت روشن شدن مقدار خطای این مدل کنتورها نمودار مقدار خطای آن‌ها رسم شده است. که در شکل شماره ۷ آمده است.



شکل ۷- مقایسه مقدار خطای کنتور ده اینچ توربینی و التراسونیک

دبی مینیمم کنتور توربینی: q_{mint} ، دبی مینیمم کنتور التراسونیک: q_{minu} ، دبی ماکزیمم کنتور التراسونیک: q_{maxu} ، دبی ماکزیمم کنتور توربینی: q_{maxt} ، دبی گذار کنتور توربینی q_{tt} ، دبی گذار کنتور التراسونیک q_{tu}

با توجه به نمودار شکل شماره ۷ موارد زیر استنتاج می‌گردد:

- در دبی‌های مصرفی بین ۵۰ متر مکعب بر ساعت تا ۸۰ متر مکعب بر ساعت کنتور التراسونیک عملکرد اندازه‌گیری را بهبود می‌بخشد.
- در دبی‌های مصرفی بین ۸۰ متر مکعب بر ساعت تا ۲۴۰ متر مکعب بر ساعت کنتور التراسونیک به میزان ۰/۶ درصد خطای مجاز پایین تری دارد.
- دقت مجاز در بازه ۲۴۰ تا ۳۷۵ متر مکعب در ساعت به مقدار ۰/۴ درصد به نفع کنتور توربینی خواهد بود
- در این سایز از کنتورها بین محدوده بین ۳۷۵ متر مکعب بر ساعت تا ۲۵۰۰ متر مکعب کنتور توربینی و التراسونیک قابلیت استفاده با درصد خطای برابر را دارد.
- در دبی‌های مصرفی بالای ۲۵۰۰ متر مکعب بر ساعت تا ۶۵۰۰ متر مکعب بر ساعت فقط امکان انتخاب کنتورهای التراسونیک وجود دارد.
- باز هم مثل سایزهای ۴ و ۶ و ۸ اینچ، انتخاب نوع کنتور نیاز به بررسی‌های دقیق هزینه و فایده دارد.

نتیجه‌گیری

در این مطالعه نشان دادیم که در سایزهای زیر ۱۲ اینچ الزاما استفاده از کنتورهای التراسونیک در تمام دبی‌ها با قطرهای مختلف، بهترین گزینه نمی‌باشد و صرف استفاده از تکنولوژی‌های جدید تر در اندازه‌گیری دبی سیال، مخصوصا گاز، باعث بهبود وضعیت اندازه‌گیری نخواهد بود. ضمن اینکه اشاره به این نکته ضروری می‌نماید که ما فقط در خصوص تعویض کنتور توربینی موجود در ایستگاه اندازه‌گیری، صحبت کردیم و در صورتی که در مرحله طراحی، انتخاب کنتور التراسونیک مدنظر قرار گیرد، ممکن است در انتخاب متریال و سایزینگ ایستگاه صرفه جویی صورت پذیرد.

مراجع

- [1] AGA Report No. 9, *Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters*, June 1998
- [2] *Provisional Specification for the Approval, Verification and Installation and use of Ultrasonic Gas Meters*, Measurement Canada PS-G-E-06, 1998-03-05
- [3] John Lansing, *Basics of Ultrasonic Flow Meters*, ASGMT 2000, Houston, TX
- [4] Standard IGS-M-IN-102(2) Turbine Meters

سوابق شغلی:
کارشناس ارشد مدیریت دیسپچینگ شرکت ملی گاز



مهندس داود یاری بروجنی

اهمیت آنالیز آنلاین ترکیبات گاز در اندازه‌گیری حجم گاز طبیعی و تخمین سهم عددی آن در حجم گازهای محاسبه نشده

رضاموسی زاده^{۱*}، جویا معروفی^۲، شاهپور مستقیمی^۳

۱- مهندس اندازه‌گیری و کنترل کیفیت گاز، منطقه ۸ عملیات انتقال گاز

۲- مدیر اجرایی انستیتو اندازه‌گیری هوشمند گاز، دانشگاه علم و صنعت ایران

۳- رئیس امورهماهنگی و نظارت بر انتقال گاز، منطقه ۸ عملیات انتقال گاز

چکیده

طرح اندازه‌گیری در شبکه تولید، انتقال و توزیع گاز کشور از سال ۱۳۹۰ شروع شد. بر اساس این طرح بخشهای تولید، پالایش، انتقال و توزیع ملزم شدند تا حجم گاز مبادله ای خود را با رعایت الزامات استاندارد ملی گاز ایران و مطابق دستورالعمل محاسبه، قرائت، نظارت و کنترل سیستم‌های اندازه‌گیری گاز در مبادی تحویل، بصورت دقیق اندازه‌گیری نموده و طی صورتجلسات ماهانه گزارشات نهایی را به دیسپچینگ ملی گاز ارسال نمایند. در طول ۱۰ اخیر تمامی تاسیسات بخش توزیع گاز کشور به سیستم‌های اندازه‌گیری از نوع توربینی و التراسونیک مجهز گردیدند. سالانه دیسپچینگ ملی گاز درصدی از گاز تولیدی را بعنوان حجم گاز محاسبه نشده اعلام می‌کند این مقدار به فاکتورهای مختلفی وابسته است و هر فاکتوری درصدی از حجم گاز محاسبه نشده را شامل می‌شود. عدم آنالیز آنلاین ترکیبات گاز در اندازه‌گیری حجم گاز یکی از عواملی است که سهم نسبتاً بزرگی در حجم گازهای محاسبه نشده دارد.

کلمات کلیدی: گازهای محاسبه نشده، اندازه‌گیری حجمی، آنالیز آنلاین، ترکیبات گاز

The importance of online analysis of gas compositions in measuring the volume of natural gas and estimating its numerical contribution in the volume of uncalculated gases

Author's name¹ - Co-author's name^{2,3,4} *Mousazadeh-Reza, Marufi-Jouya, Mostagimi –Shahpour*

¹ Author's institution: *Dist8-IGTC-NIGC*

² Co-Author's institution: *science and technic university*

³Co-Author's institution: *Dist8 IGTC-NIGC*

ABSTRACT

Finite The measurement plan in the country's gas production, transmission and distribution network started in 2011. According to this plan, the production, refining, transmission and distribution departments were required to accurately measured the volume of gas by the standard requirements of the NIGC at delivery points and submit monthly reports to the National Gas Dispatching. During the last 10 years, all delivery points and distribution gas sector have been equipped to turbine meter and ultrasonic meter systems. Annually, the national gas dispatching Department declares a percentage of the produced gas as the unaccounted volume of gas. This amount depends on various factors, and each factor includes a percentage of the unaccounted gas volume. Lack of online analysis of gas composition in volume measurement is one of the factors that has a large share in the unaccounted gases volume.

Keywords: unaccounted gases, volume measurement, online analysis, gas composition



مقدمه

در سال‌های اخیر حجم گاز محاسبه نشده در کشور بین ۲ تا ۳ درصد اعلام می‌شود و بخش بزرگی از گازهای محاسبه نشده به دلیل عدم استفاده از سیستم‌های میتیرینگ کلاس A می‌باشد. رعایت الزامات اشاره شده در استاندارد های سیستم های انتقال و کالتهی یا با رویکرد مالی می‌تواند تا حد زیادی در بالانس حجم گاز طبیعی تولیدی، انتقالی و توزیعی کارا باشد. منابع و چاه های گاز مختلفی در کشور وجود دارد که در حال بهره‌برداری هستند. شبکه عظیم خطوط لوله انتقال گاز کشور طوری طراحی شده است که به منظور پایداری فلو و فشار شبکه انتقال و توزیع گازهای استحصالی از منابع مختلف در شبکه انتقال با هم ترکیب شده و آنالیز ترکیبات گازی دقیقی از گاز مصرفی وجود ندارد استفاده از آنالیزهای کروماتوگرافی گاز یا دانسیتومتر آنلاین می‌تواند آنالیز واقعی گاز مصرفی در مصرف کننده های بزرگ همچون کلانشهرها و نیروگاهها را مشخص و منجر به کاهش حجم گازهای محاسبه نشده گردد.

استفاده از آنالیز کروماتوگرافی گازی آنلاین در سیستم های اندازه گیری زمانی اهمیت پیدا می کند که بخواهیم صحت سیستم های میتیرینگ گاز در محدوده کمتر از ۱٪ داشته باشیم. در واقع اهمیت آنالیز کروماتوگرافی گاز و آنالیز زنده ترکیبات گازی در سیستم های میتیرینگ می‌تواند با انجام محاسبات تراکم پذیری در شرایط خط و استاندارد و همچنین محاسبات ضریب تصحیح مشخص گردد. با توجه به نوسانات درصد مولی ترکیبات گاز خطوط انتقال گاز در طول ماه یا سال میتوان تاثیر آنالیز آنلاین در محاسبات حجم را بررسی نمود.

آنالیز آنلاین ترکیبات گاز

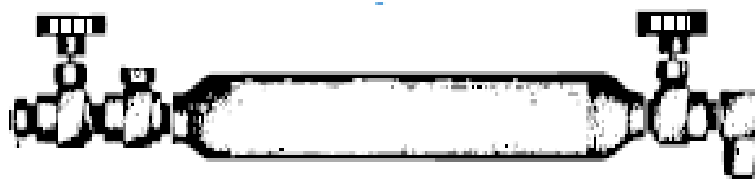
در استاندارد IGS-E-IN-110 شرکت ملی گاز ایران، سیستم‌های میتیرینگ برحسب صحت اندازه‌گیری کلاس بندی شده‌اند. در این استاندارد به دلیل اینکه تاثیر ترکیبات گازی برخط در محاسبه خطای سیستم اندازه گیری گاز کمتر از واقعیت در نظر گرفته شده است لذا استفاده از آنالیز کروماتوگرافی برخط در سیستم‌های اندازه‌گیری با کلاس صحت A اختیاری می‌باشد. در این استاندارد نمونه گیری و آنالیز آزمایشگاهی، بصورت دو بار در سال توصیه شده است.

جدول ۱- کلاس صحت سیستم‌های اندازه‌گیری گاز

Maximum permissible errors on determining:	Accuracy class A	Accuracy class B	Accuracy class C
Energy(if applicable)	$\pm 1.0 \%$	$\pm 2.0 \%$	$\pm 3.0 \%$
Converted volume	$\pm 0.9 \%$	$\pm 1.5 \%$	$\pm 2.0 \%$

ماکزیمم خطای مجاز سیستم‌های اندازه‌گیری

در صورت عدم وجود آنالیزهای برخط نیاز است با استفاده از سیلندره‌های نمونه‌گیری از خطوط گاز بصورت محلی نمونه‌گیری نموده و سپس سیلندر جهت آنالیز ترکیبات گاز به آزمایشگاه ارسال و به آنالیزهای آزمایشگاهی متصل گردد. نمونه‌گیری با سیلندر و حمل سیلندر به آزمایشگاه بخش بحرانی و مهم اندازه‌گیری آزمایشگاهی کیفیت گاز می‌باشد. بطوریکه مطلقاً نبایستی نشت گاز در اتصالات سیلندر نمونه‌گیری اتفاق بیافتد. تغییرات دمایی در زمان حمل سیلندر می‌تواند موجب دوفازی شدن نمونه گردد در این صورت نمونه‌ی اخذ شده معتبر نخواهد بود. اگر نمونه مجدداً در تک فاز گازی قرار گرفته و تحت آنالیز قرار گیرد، نتایج آنالیز معتبر نخواهد بود.



شکل ۱- کپسول نمونه‌گیری آزمایشگاهی

مزایا و معایب روش آنالیز آزمایشگاهی

مزایا:

- (۱) کاهش هزینه‌های آنالیز گاز طبیعی در مقایسه با نصب آنالایزر
- (۲) حذف هزینه جذب کارشناس آنالایزر

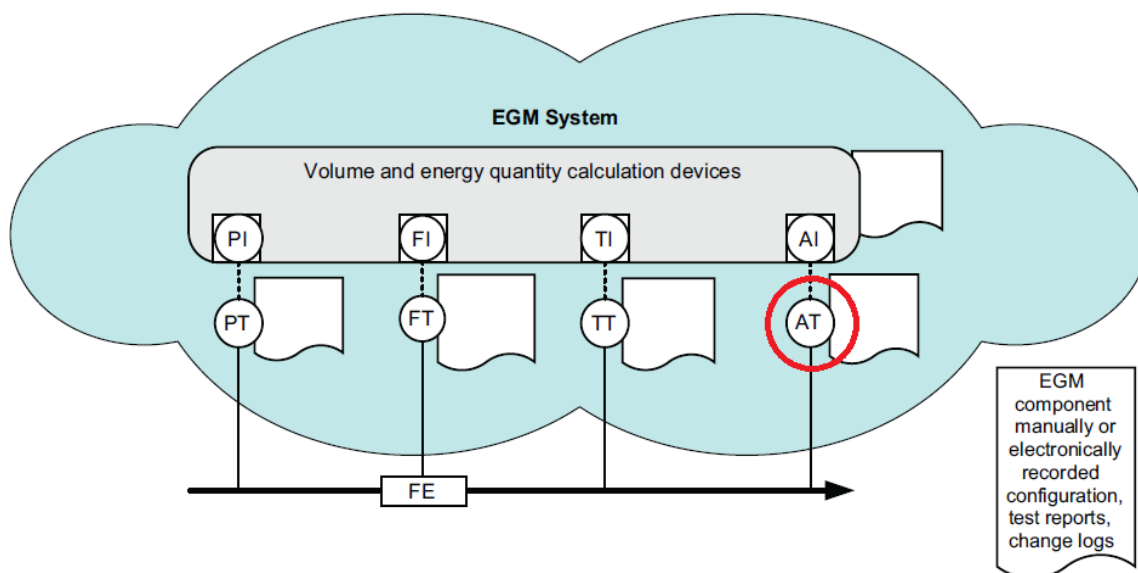
معایب:

- (۱) با توجه به اینکه نمونه‌گیری گاز بایستی توسط پراب از مرکز لوله اخذ شود بنابراین نمونه‌گیری از اتصالات گیج‌های فشار گاز خطوط انتقال گاز مطابق استاندارد نبوده و معتبر نخواهد بود.
- (۲) عدم دسترسی به آنالیز برخط گاز خطوط انتقال خصوصاً خطوط انتقال گاز متصل بهم

- ۳) عدم تزریق خودکار آنالیز ترکیبات گازی در فلو کامپیوتر
 ۴) حمل کپسول نمونه‌گیری
 ۵) امکان خرابی یا دوفازی شدن نمونه به دلیل تغییرات دمایی محیط در زمان حمل کپسول
 ۶) امکان نشت اتصالات کپسول نمونه‌گیری در زمان حمل

آنالیز آنلاین ترکیبات گاز

استاندارد BS1776 مربوط به زیرساخت و الزامات عملکردی سیستم‌های میتترینگ می‌باشد. در این استاندارد استفاده از آنالیزهای کروماتوگرافی گازی آنلاین در سیستم‌های اندازه‌گیری گاز با رویکرد مالی و تجارت قانونی گاز توصیه شده است و سیستم‌های اندازه‌گیری گاز براساس صحت طبقه‌بندی شده‌اند. برای سیستم اندازه‌گیری با کلاس A استفاده از آنالیزر کروماتوگرافی گازی آنلاین تاکید شده است. در صورت بالا بودن حجم گاز اندازه‌گیری شده با کلاس A استفاده از دو دستگاه آنالیزر کروماتوگرافی گازی آنلاین بصورت پشتیبان توصیه گردیده است. آنالیزرهای کروماتوگرافی گازی امروزی می‌توانند تمامی ترکیبات اصلی گاز به همراه گازهای بی‌اثر همچون نیتروژن، دی‌اکسید کربن و اکسیژن را آنالیز نمایند.



شکل ۲- اندازه‌گیری فلو گاز با استفاده از سیستم‌های میتترینگ الکترونیکی

مزایا و معایب نصب آنالیزرهای کروماتوگرافی گازی آنلاین

مزایا:

- ۱) رعایت الزامات استاندارد PTZ Conversion جهت محاسبات
- ۲) داشتن آنالیز گاز واقعی از گازهای ترکیب شده خطوط انتقال گاز
- ۳) دقت و صحت در نتایج بالانس حجم گاز تولیدی، انتقالی و مصرفی توسط دیسپچینگ ملی گاز
- ۴) امکان انجام محاسبات آنلاین ضرایب تراکم‌پذیری گاز استاندارد و واقعی، چگالی استاندارد، نسبی و واقعی گاز و ارزش حرارتی خالص و ناخالص گاز مصرفی
- ۵) امکان دانلود اتوماتیک اطلاعات آنالیز کیفی گاز در فلو کامپیوترهای سیستم‌های اندازه‌گیری
- ۶) احترام به حقوق مصرف‌کننده‌های بزرگ‌گازی خصوصاً نیروگاه‌ها و CNGها
- ۷) حذف عدم قطعیت مقادیر مولی ترکیبات گاز تزریقی به فلو کامپیوتر از عدم قطعیت حجم گازهای محاسبه نشده
- ۸) امکان فروش گاز و بالانس گاز برحسب انرژی محاسبه شده.
- ۹) امکان پیش‌بینی رفتار فازی گاز خطوط مختلف انتقال گاز و تعیین تقریبی نقطه شبنم هیدروکربن خطوط
- ۱۰) نظارت و ردیابی آنالیز ترکیبات گازی خطوط انتقال متصل بهم در صورت تجاوز مقادیر هر یک از جزءها از محدوده مجاز
- ۱۱) در صورت نصب بودن آنالایزر نقطه شبنم هیدروکربن در کنار آنالایزر کروماتوگراف گازی می‌توان از صحت عملکردی آنالایزر نقطه شبنم هیدروکربن اطمینان حاصل کرد.

معایب:

- ۱) هزینه خرید و تعمیر و نگهداری آنالایزرهای کروماتوگرافی گاز نصب شده روی خطوط انتقال گاز یا CNGها
- ۲) هزینه جذب کارشناس تعمیرات آنالایزر

برآورد سهم عددی عدم آنالیزهای کیفی آنلاین در حجم گازهای محاسبه نشده

بمنظور بررسی نقش نوسانات آنالیز کیفیت گاز در اختلاف حجم گاز یا ضریب تصحیح سیستمهای اندازه‌گیری و فروش گاز، دو مجموعه آنالیز گاز نمونه‌گیری شده در طول سه ماه بمنظور بررسی نقش نوسانات آنالیز کیفیت گاز در حجم گاز انتخاب شده است. محاسبات تراکم‌پذیری گاز مطابق استاندارد AGA 8 DC-92 و با استفاده از نرم افزار AGAWIN انجام گردید.

آنالیز گازهای نمونه‌گیری شده:

براساس ترکیبات گاز جدول ۲، مقادیر هر دو آنالیز در محدود نرمال استاندارد شرکت ملی گاز می‌باشد. بانجام محاسبات ضریب تصحیح گاز در فشار و دماهای فرضی گاز (فشار 950psia و دمای ۲۰ درجه سلسیوس و همچنین فشار 250psia و دمای ۱۰ درجه سلسیوس) درصد اختلاف نسبی ضریب تصحیح گاز را بدست آورده و میزان اهمیت آنالیز کیفی آنلاین را در شناسایی حجم گازهای محاسبه نشده تخمین زد.

جدول ۲- آنالیز کیفیت گاز نمونه‌گیری شده

C1	C2	C3	C4	C5+	N2	CO2	TOTAL
(mol. %)	(mol. %)	(mol. %)	(mol. %)	(mol. %)	(mol. %)	(mol. %)	(mol. %)
91.6802	2.7131	0.4735	0.2525	0.0681	4.1735	0.6302	100.000
89.0362	3.8256	1.3146	0.5378	0.1438	4.6759	0.4559	100.000

$$C = \frac{P_f * T_b * Z_b}{P_b * T_f * Z_f} = \frac{\rho_m}{\rho_s}$$

$$V_b = V_f(C)$$

$$P_b = 14.696 \text{ Psia} \quad \text{Standard IGS-M-CH-033(1)}$$

$$T_b = 15.555 \text{ }^\circ\text{C} \quad \text{Standard IGS-M-CH-033(1)}$$

$$P_f = 950 \text{ Psia} \text{ و } 250 \text{ Psia}$$

$$T_f = 20 \text{ }^\circ\text{C} \text{ و } 10 \text{ }^\circ\text{C}$$



نتایج محاسبات ضریب تصحیح گاز

محاسبات و بررسی‌های انجام شده روی ضریب تصحیح حجم گاز براساس آنالیز گاز جدول ۲ نشان می‌دهد که درصد اختلاف نسبی ضرایب تصحیح حجم گاز اندازه‌گیری شده در فشار 950psia و دمای ۲۰ درجه سلسیوس حدوداً ۱,۱۱٪ می‌باشد یعنی سهم عددی نوسان آنالیز گاز جدول ۲ در حجم گاز اندازه‌گیری شده با فشار و دمای مشخص ۱,۱۱٪ می‌باشد. همچنین درصد اختلاف نسبی ضرایب تصحیح حجم گاز اندازه‌گیری شده در فشار 250psia و دمای ۱۰ درجه سلسیوس حدوداً ۰,۲۴۸٪ می‌باشد یعنی سهم عددی نوسان آنالیز گاز جدول ۲ در حجم گاز اندازه‌گیری شده با فشار و دمای مشخص ۰,۲۴۸٪ می‌باشد.

نتیجه‌گیری

عدم استفاده از آنالیزهای آنلاین کروماتوگرافی گاز در بخش‌های انتقال و توزیع گاز بی‌شک یکی از عوامل تاثیرگذار در میزان حجم گازهای محاسبه نشده می‌باشد. اما بایستی ابتدا خطای محاسباتی عدم آنالیز آنلاین ترکیبات گاز در اندازه‌گیری حجم گاز مشخص شده و سهم آن در حجم گازهای محاسبه نشده تعیین گردد. در این مقاله مقایسه تاثیرات نوسانات آنالیز ترکیبات گاز در حجم گاز بررسی شده است. ارزیابی هزینه و فایده استفاده از آنالیزهای آنلاین ترکیبات گاز و تعیین سهم آن در میزان حجم گازهای محاسبه نشده می‌تواند موجب شفافیت اهمیت موضوع در تصمیم‌گیری‌های آتی مدیران شرکت ملی گاز باشد. براساس محاسبات انجام شده نوسانات آنالیز ترکیبات گاز طبیعی در خطوط اصلی شرکت انتقال گاز ایران می‌تواند تا $\pm 1\%$ خطای محاسباتی در گزارشات روزانه را موجب گردد البته میانگین خطای ناشی از این نوسانات می‌تواند متفاوت باشد و خطای میانگین وزنی حجم گاز سالانه وابسته به روند مصرف یا فروش گاز طبیعی خواهد بود. تحلیل و بررسی هر یک از عوامل تاثیرگذار در میزان حجم گازهای محاسبه نشده و تعیین سهم عددی هر یک از آنها می‌تواند موجب کاهش حجم گازهای محاسبه نشده و شفاف‌سازی آن گردد.

تشکر و قدردانی

در پایان لازم است از مجموعه مدیریت و همکاران محترم منطقه ۸ عملیات انتقال گاز، و همچنین انستیتو اندازه‌گیری هوشمند گاز دانشگاه علم و صنعت که فرصت ارائه مطالب پژوهشی و بیان چالش‌های اندازه‌گیری صنعت گاز را برای اینجانبان فراهم نمودند، تشکر و قدردانی نماییم.

مراجع

- [1] Standard IGS-E-IN-110(0), Natural Gas Flow Measuring Systems, Sep 2018.
- [2] Standard AGA Report No. 7, Measurement of Natural Gas by Turbine Meters, February 2006.
- [3] Standard AGA Report No. 9, Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters, April 2007.
- [4] Standard AGA Report No. 8, Compressibility Factor of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases, November 1992.
- [5] Standard BS EN 1776, Gas infrastructure - Gas measuring systems - Functional requirements, Dec 2013

سوابق شغلی:

- کارشناس راه‌اندازی و تعمیرات تجهیزات میترینگ (فلومیترها و آنالایزرها) - ایستگاه‌های صادرات گاز (بازرگان، جلفا، نوردوز، آستانارا، نفت شهر و شلمچه) و پالایشگاه‌های گاز (فجر جیم و فازهای ۱، ۲، ۳، ۴، ۵، ۹، ۱۰ پارس جنوبی) و CGS تهران
- مولف کتاب آنالایزرهای کروماتوگرافی گاز
- طراح و برنامه نویسنده شبیه ساز محاسباتی سایمو (فلوکامپیوتر سیستم های اورفیس میتر)
- مشاور صنعتی انستیتو اندازه‌گیری هوشمند گاز



مهندس رضا موسی زاده

مهندس اندازه‌گیری و کنترل کیفیت گاز (منطقه ۸ انتقال گاز)

با بیش از ۲۱ سال تجربه و تخصص در حوزه سیستم های اندازه‌گیری تجاری-مالی گاز.

سوابق پژوهشی:

مدرس دوره‌های اندازه‌گیری میترهای التراسونیک، توربینی، اورفیس و فلوکامپیوترها

آنالایزرهای کروماتوگرافی گاز سولفوری، نقطه شبنم آب و هیدروکربن

میترینگ و پرووینگ گاز با بیش از ۵۰۰ ساعت تدریس

محاسبه‌ی عدم قطعیت کلی یک ایستگاه اندازه‌گیری گاز طبیعی مجهز به کنتور

توربینی براساس استاندارد ISO-5168

سجاد ترابی^۱، سید حسن هاشم آبادی^۲، محمد سالمی مجرد^۳

۱- دانشجوی کارشناسی ارشد مهندسی شیمی دانشگاه علم و صنعت ایران

۲- استاد تمام دانشکده مهندسی شیمی، نفت و گاز دانشگاه علم و صنعت ایران

۳- کارشناس ارشد پژوهشکده اندازه‌گیری جریان سیالات دانشگاه علم و صنعت ایران

چکیده

در این مقاله به بررسی عدم قطعیت کلی یک ایستگاه اندازه‌گیری مجهز به کنتور توربینی مطابق استاندارد ISO-5168 پرداخته شده است. کنتورهای توربینی یکی از فلومترهای اندازه‌گیری بسیار مهم می‌باشد که در حال حاضر در ایستگاه‌های تقلیل فشار و اندازه‌گیری شرکت ملی گاز از آن استفاده می‌شود. برای آنالیز عدم قطعیت، ابتدا رابطه ریاضی دبی جریان گاز مشخص می‌شود که تابعی از چندین متغیر مختلف می‌باشد. مؤلفه‌هایی که در عدم قطعیت نقش دارند، شامل ترنس‌میت‌های فشار و دما، کروماتوگراف گازی یا نمونه‌گیری دوره‌ای، معادله حالت و همچنین خود کنتور هستند. عدم قطعیت هر مؤلفه در ایستگاه مورد مطالعه شناسایی شده و مقادیر آن محاسبه شده است. سپس عدم قطعیت کلی براساس یک مجموعه اندازه‌گیری نشان داده شده است. در ادامه متغیرهایی که در اندازه‌گیری عدم قطعیت تاثیر قابل توجهی را ایجاد می‌کردند، شناسایی شدند. در انتها نیز تاثیر عدم قطعیت کلی در محدوده دبی عبوری، دما و فشار گاز ایستگاه مورد مطالعه بررسی شده است.

کلمات کلیدی: عدم قطعیت کلی، ایستگاه اندازه‌گیری گاز طبیعی، کنتور توربینی، استاندارد ISO-5168

Overall Uncertainty Calculation for A Gas Metering Station with Turbine Meter According to ISO-5168

Sajad Torabi¹ - Seyed Hassan hashemabadi² – Mohammad Salemi Mojarad³

¹ Master student of chemical engineering, Iran University of Science and Technology

² Full Professor, School of Chemical, Oil and Gas Engineering, Iran University of Science and Technology

³ Master of Fluid Measurement Institute, Iran University of Science and Technology

ABSTRACT

In this paper, the overall uncertainty of a gas metering stations equipped with a turbine meter according to ISO-5168 standard is investigated. Turbine meters are one of the most important measuring flowmeters that are currently used in pressure reduction and measuring stations of the National Gas Company. To analyze the uncertainty, first the mathematical relationship of the gas flow rate is determined, which is a function of several different variables. Components involved in uncertainty include pressure and temperature transmitters, gas chromatography or periodic sampling, the equation of state, and the meter itself. Uncertainty of each component is identified in the studied station and its values are calculated. The overall uncertainty is then shown based on a set of measurements. Then, the variables that had a significant effect on the measurement of uncertainty were identified. Finally, the effect of overall uncertainty in the range of flow rate, temperature and pressure of the studied station is investigated.

Keywords: Overall uncertainty, Gas metering station, Turbine meter, ISO-5168



مقدمه

گاز طبیعی منبع سوخت و انرژی است که با افزایش تقاضای آن، بهینه‌سازی عملکرد شبکه گاز و توسعه‌ی شبکه‌ی موجود مورد توجه قرار گرفته است. شبکه‌ای که به درستی برنامه‌ریزی و طراحی می‌شود، میزان هزینه‌ها را به طور قابل توجهی کاهش می‌دهد و سطح رضایت مشتریان را نیز افزایش می‌دهد.

در زمان مبادله گاز، فروشندگان گاز نمی‌خواهند مقدار گاز بیشتری از مبلغی که دریافت می‌کنند، بفروشند. خریداران نیز علاقه مند هستند که اطمینان حاصل کنند که گاز کمتری از مبلغی که پرداخت شده، دریافت نمی‌کنند. لذا هر دو طرف میزان گاز را توسط سیستم‌های جداگانه اندازه‌گیری می‌کنند که در اغلب اوقات اختلاف فاحشی بین دو کنتور به وجود می‌آید و دچار مشکلات بین طرفین می‌گردد که رفع آن‌ها نیاز به صرف هزینه و زمان زیادی دارد به ویژه اگر این قرارداد بین‌المللی باشد.

این مبادله باید منوط به تنظیم یک قرارداد صحیح و اصولی بین طرفین باشد. یکی از مباحث مهم که از ملزومات قرارداد بوده و مورد توجه کارشناسان می‌باشد، محاسبه عدم قطعیت کلی سیستم اندازه‌گیری می‌باشد که بر طبق استانداردها و دستورالعمل‌های مربوطه، تابع عدم قطعیت تک تک اجزا موثر بر اندازه‌گیری است. این فاکتور باعث توافق خریدار و فروشنده در رابطه با هر یک از سیستم‌ها می‌شود و ذکر آن در اسناد پیوست قرارداد اجباری می‌باشد.

برای اینکه همه طرفها بتوانند آنالیز عدم قطعیت را بپذیرند، دستیابی به روشهای استاندارد انجام چنین تحلیل‌هایی مهم است. استاندارد ISO-5168 روش‌های کلی ارزیابی عدم قطعیت برای اندازه‌گیری جریان سیال را فراهم می‌کند اما رویه‌های موجود در این استاندارد باید بیشتر توسعه داده شوند تا به ارزیابی عدم قطعیت یک ایستگاه اندازه‌گیری گاز خاص نزدیک شوند [۱].

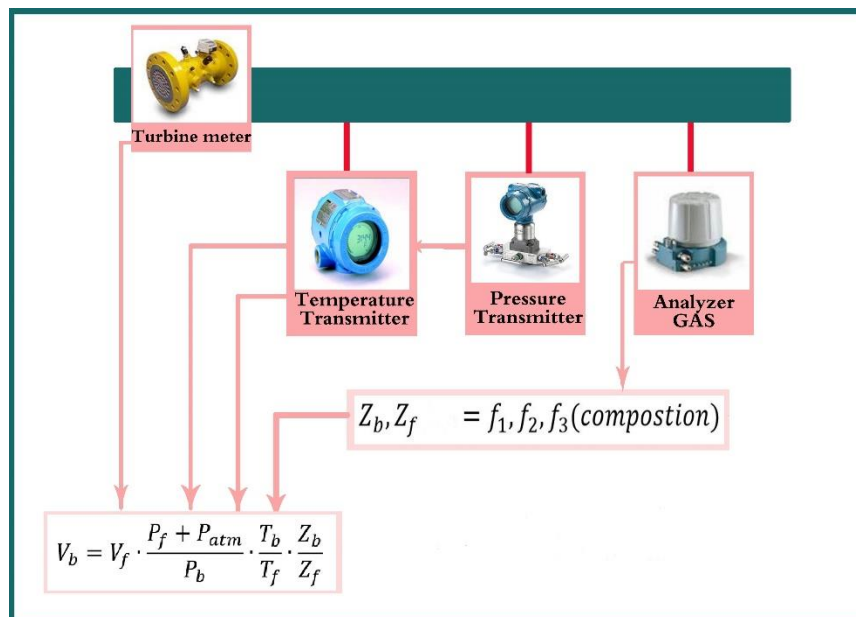
روش تحقیق

شرح ایستگاه مجهز به کنتور توربینی

در این پژوهش به بررسی عدم قطعیت کلی ایستگاه اندازه‌گیری نمونه مجهز به کنتور توربینی پرداخته شده است. کنتورهای توربینی یکی از دستگاه‌های اندازه‌گیری بسیار مهم می‌باشد که در حال حاضر در ایستگاه‌های تقلیل فشار و اندازه‌گیری شرکت ملی گاز از آن استفاده می‌شود. آن‌ها با شمارش تعداد چرخش‌ها هنگامی که روتور در

معرض جریان گاز قرار می‌گیرد، میزان جریان گاز را به‌طور غیر مستقیم اندازه می‌گیرند. یک کنتور توربینی گازی در اصل دستگاهی است که انرژی جنبشی یک گاز متحرک را به انرژی چرخشی تبدیل می‌کند. از مزایای کنتورهای توربینی می‌توان به دقت بالا، ابعاد کوچک و وزن کم آن، ارزان بودن و عملکرد خوب در گستره بزرگی از دما و فشار اشاره کرد [۲].

در سیستم‌های اندازه‌گیری، محاسبات حجم واقعی گاز در کنتور انجام شده و محاسبات حجمی استاندارد گاز در داخل تصحیح کننده یا فلو کامپیوترها انجام می‌پذیرد. کنتورهای حجمی وسیله تعیین میزان گاز عبوری از ایستگاه بوده و آن را به صورت حجمی اندازه‌گیری می‌نمایند، فارغ از اینکه آن حجم شامل چه ترکیبی بوده و در چه دما و فشاری اندازه‌گیری شده است. برای محاسبه مورد اول از آنالیز گاز و برای محاسبه مورد دوم از ترنس‌میتورهای دما و فشار استفاده می‌شود. یک دستگاه اندازه‌گیری حجمی برای گاز طبیعی شامل چندین دستگاه است که در شکل زیر نشان داده شده است [۳].



شکل ۱- فلوچارت زنجیره اندازه‌گیری حجمی گاز طبیعی

با توجه به المان‌های موجود در سیستم‌های اندازه‌گیری جریان گاز طبیعی ذکر شده، زنجیره‌ای از عدم قطعیت این المان‌ها به وجود خواهد آمد که در نهایت منجر به عدم قطعیت کلی^۳ یک سیستم اندازه‌گیری گاز طبیعی

³ Overall Uncertainty

می‌شود. به طور کلی در محاسبه عدم قطعیت اندازه‌گیری حجمی گاز طبیعی باید به موارد ذیل توجه کرد:

- تأثیر عدم قطعیت اندازه‌گیری دبی
- تأثیر عدم قطعیت اندازه‌گیری فشار
- تأثیر عدم قطعیت اندازه‌گیری دما
- تأثیر عدم قطعیت اندازه‌گیری ضریب تراکم‌پذیری گاز

معادلات حاکم و مبانی محاسباتی

اولین مرحله در ارزیابی عدم قطعیت، تعریف رابطه فرآیند اندازه‌گیری است. محاسبه دبی حجمی در شرایط پایه در کنتورهای توربینی، براساس استاندارد AGA7 به صورت زیر می‌باشد [۴].

$$q_b = q_f \cdot \frac{\rho_f}{\rho_b} \quad (1)$$

در این معادله، ρ_b و ρ_f به ترتیب دانسیته در شرایط جریان و پایه هستند. با قرار دادن روابط قانون اساسی گاز در رابطه بالا، دبی حجمی جریان گاز در شرایط پایه برابر خواهد بود با [۵]:

$$q_b = q_f \cdot \left(\frac{P_f}{P_b}\right) \cdot \left(\frac{T_b}{T_f}\right) \cdot \left(\frac{Z_b}{Z_f}\right) \quad (2)$$

در ایستگاه‌های اندازه‌گیری از رابطه (۱) زمانی استفاده می‌شود که در خط عملیات از دانسیته متر برای آنالیز گاز استفاده شود و از رابطه (۲) زمانی استفاده می‌شود که دانسیته متر استفاده نشده باشد و از کروماتوگراف گاز (GC) و یا نمونه‌گیری دوره‌ای استفاده شده باشد.

متغیرهای موجود در رابطه (۲) شامل موارد زیر می‌باشند:

$$y = f(q_f, P_b, P_f, T_b, T_f, Z_b, Z_f) \quad (3)$$

در رابطه بالا مقادیر فشار و دما در شرایط پایه (T_b و P_b) ثابت هستند و هیچ عدم قطعیتی ندارند. مقادیر (P_f ، T_f ، Z_f و q_f) در شرایط جریان اندازه‌گیری می‌شوند و در محاسبه عدم قطعیت مقدار q_b شرکت می‌کنند. عدم-قطعیت ضریب تراکم‌پذیری در شرایط پایه کمی پیچیده‌تر است. از یک سو مبتنی بر مقادیر ثابت T_b و P_b است و هیچگونه عدم قطعیتی را ایجاد نمی‌کند و از طرف دیگر، مبتنی بر ترکیب گاز است که نیاز به اندازه‌گیری دارد و عدم قطعیت را در پی دارد [۶].

با توجه به استاندارد ISO-5168 رابطه عدم قطعیت کلی برای ایستگاه‌های اندازه‌گیری گاز طبیعی تابع پارامترهای رابطه (3) بوده و عبارت است از [۱]:

$$\left(\frac{u(q_b)}{q_b}\right)^2 = \left(\frac{u(q_f)}{q_f}\right)^2 + \left(\frac{u(P_f)}{P_f}\right)^2 + \left(\frac{u(T_f)}{T_f}\right)^2 + \left(\frac{u(Z_f/Z_b)}{Z_f/Z_b}\right)^2 \quad (4)$$

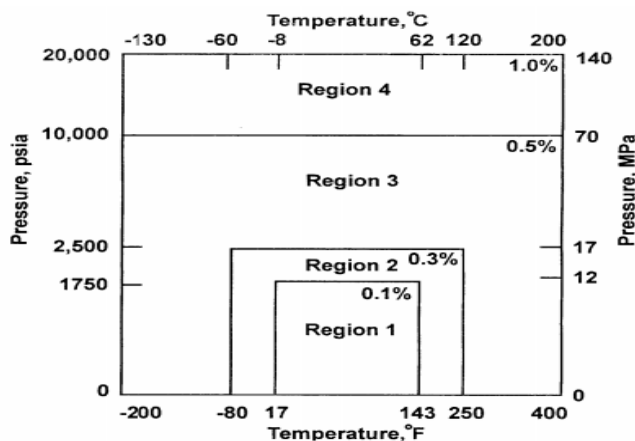
که در آن:

- $u(q_b)$ عدم قطعیت کلی دبی جریان حجمی در شرایط پایه را نشان می‌دهد.
- $u(q_f)$ ، $u(P_f)$ و $u(T_f)$ به ترتیب عدم قطعیت ناشی از دبی جریان حجمی، فشار و دما را در شرایط جریان نشان می‌دهند.
- $u(Z_f)$ و $u(Z_b)$ به ترتیب عدم قطعیت ناشی از ضریب تراکم‌پذیری را در شرایط جریان و در شرایط پایه نشان می‌دهند.

همانگونه که در رابطه (۴) مشاهده می‌شود، تک تک المان‌های دبی عبوری، دما، فشار و ضریب تراکم‌پذیری گاز و همچنین عدم قطعیت ناشی از آن‌ها اثرگذار هستند.

عدم قطعیت اندازه‌گیری فشار و دما به دو صورت عدم قطعیت کلی و جزئی می‌تواند بیان شود. در عدم قطعیت کلی براساس مستندات و مدارک سازنده و آزمایشگاه کالیبراسیون یک مقدار مشخص به عنوان عدم قطعیت در نظر گرفته می‌شود. در عدم قطعیت جزئی، مجموعه‌ای از عدم قطعیت‌های تفکیک شده پارامترهای مختلف که در اندازه‌گیری فشار و دما توسط سازنده یا آزمایشگاه کالیبراسیون ارائه می‌شود، لحاظ می‌گردد. بنابراین با توجه به مدارک و مستندات ارائه شده هر کدام از این روش‌ها برای محاسبه عدم قطعیت فشار و دما قابل استفاده خواهد بود [۷].

عدم قطعیت ناشی از ضریب تراکم‌پذیری شامل عدم قطعیت مدل روش ضریب تراکم‌پذیری و عدم قطعیت ناشی از آنالیز گاز می‌باشد. هر روش محاسبه دارای عدم قطعیت مربوط به ثابت‌های استفاده شده و خود روش است که معمولاً تجربی است. عدم قطعیت‌های موجود در استاندارد AGA8 با توجه به محدوده دما و فشار در شکل ۲ نشان داده شده است [۸].



شکل ۲- دامنه عدم قطعیت محاسبه تراکم پذیری با استفاده از مشخصات دقیق توسط AGA8 [۸]

عدم قطعیت مدل برای استفاده در محدوده دمای ۲۶۳K تا ۳۳۵K و فشارهای حداکثر ۱۲MPa برابر با $\pm 0.1\%$ است. محاسبه عدم قطعیت ناشی از آنالیز گاز شامل عدم قطعیت دما، فشار و ترکیب گاز می‌باشد. از روش‌های محاسبه عدم قطعیت ترکیبات اجزای گاز استفاده از استاندارد NORSOK-II04 می‌باشد که شامل سه پارامتر کالیبراسیون، تکرارپذیری و خطی‌سازی است [۹].

مقدار عدم قطعیت ناشی از دبی در شرایط جریان به دو صورت شرایط میدانی و کالیبراسیون به صورت زیر محاسبه خواهد شد.

$$\left(\frac{u(q_f)}{q_f}\right)^2 = \left(\frac{u(q_{f,cal})}{q_f}\right)^2 + \left(\frac{u(q_{f,field})}{q_f}\right)^2 \quad (5)$$

که هر کدام از شرایط میدانی و کالیبراسیون شامل سه پارامتر عدم قطعیت اندازه‌گیری مرجع، تکرارپذیری کنترل و ضریب انحراف کنترل می‌باشد.

همانگونه که بیان گردید هدف از این مقاله، محاسبه‌ی عدم قطعیت کلی اندازه‌گیری دبی حجمی گاز با استفاده از روابط فوق و پارامترهای آن برای یکی از ایستگاه اندازه‌گیری نمونه مجهز کنترل توربینی است. در بخش بعد به بیان مشخصات سیستم مورد مطالعه و پارامترهای مورد نیاز جهت انجام محاسبات پرداخته شده است.

مشخصات کلی سیستم مورد مطالعه

سیستم اندازه‌گیری مورد مطالعه یکی از رن‌های ایستگاه نمونه شامل یک کنتور توربینی ۸ اینچی ساخت شرکت و متک^۴ می‌باشد. با توجه به اینکه فشار، دما، دبی و دیگر پارامترهای خط به صورت لحظه‌ای تغییر می‌نماید، از اطلاعات لحظه‌ای مربوط به ایستگاه نمونه جهت پارامترهای عملیاتی ورودی مورد نیاز استفاده شده است. در جدول زیر اطلاعات لحظه‌ای پارامترهای عملیاتی نشان داده شده است.

جدول ۱- پارامترهای عملیاتی ایستگاه اندازه‌گیری مورد مطالعه

ردیف	پارامتر	مقدار
۱	دبی خوانده شده کنتور در هر مسیر (متر مکعب بر	۱۰۸۶/۹۴
۲	فشار خوانده شده از ترنسمیتر فشار (psi)	۶۰۰
۳	دما خوانده شده از ترنسمیتر دما (°C)	۲۸
۴	قطر مسیر اندازه‌گیری (میلیمتر)	۲۰۰
۵	مقدار دمای استاندارد (°C)	۱۴/۶۹۶
۶	مقدار فشار استاندارد (psi)	۱۵/۵۶

در ایستگاه اندازه‌گیری نمونه با استفاده از ترکیب اجزاء گاز طبیعی و مطابق استاندارد AGA No.8 ضریب تراکم‌پذیری و نهایتاً دانسیته گاز طبیعی محاسبه می‌شود [۸]. ترکیب درصد اجزاء گاز طبیعی برای ایستگاه اندازه‌گیری مورد مطالعه به صورت زیر می‌باشد.

جدول ۲- ترکیب درصد مولی اجزاء گاز ایستگاه اندازه‌گیری مورد مطالعه

ردیف	پارامتر	مقدار
۱	مقدار مول متان (%)	۹۴/۵۶
۲	مقدار مول اتان (%)	۴/۹۰
۳	مقدار مول پروپان (%)	۰/۰۴
۴	مقدار مول ایزوبوتان (%)	۰/۰۱
۵	مقدار مول نیتروژن (%)	۰/۱۳

⁴ Vemmtec

مقدار درصد مول سایر اجزا گاز ایستگاه برابر با صفر می‌باشد. مقدار پارامترهای ضریب تراکم پذیری و دانسیته مطابق استاندارد AGA No.8 در جدول زیر نشان داده شده است.

جدول ۳- پارامترهای ضریب تراکم پذیری و دانسیته مطابق استاندارد AGA No.8 برای ایستگاه اندازه‌گیری مورد مطالعه

مقدار	پارامتر	ردیف
۰/۹۹۷۵۴	ضریب تراکم پذیری در شرایط استاندارد	۱
۰/۹۱۶۱۵	ضریب تراکم پذیری در شرایط عملیاتی خط	۲
۳۱/۶۸۲	دانسیته گاز در شرایط عملیاتی (کیلوگرم بر متر مکعب)	۳

محاسبات عدم قطعیت فشار، دما و کنتور از طریق مدارک سازنده یا کالیبراسیون آزمایشگاه‌ها از ایستگاه مورد مطالعه اخذ شده و به همراه اطلاعات ذکر شده در جداول و روابط فوق جهت انجام محاسبات استفاده شده است.

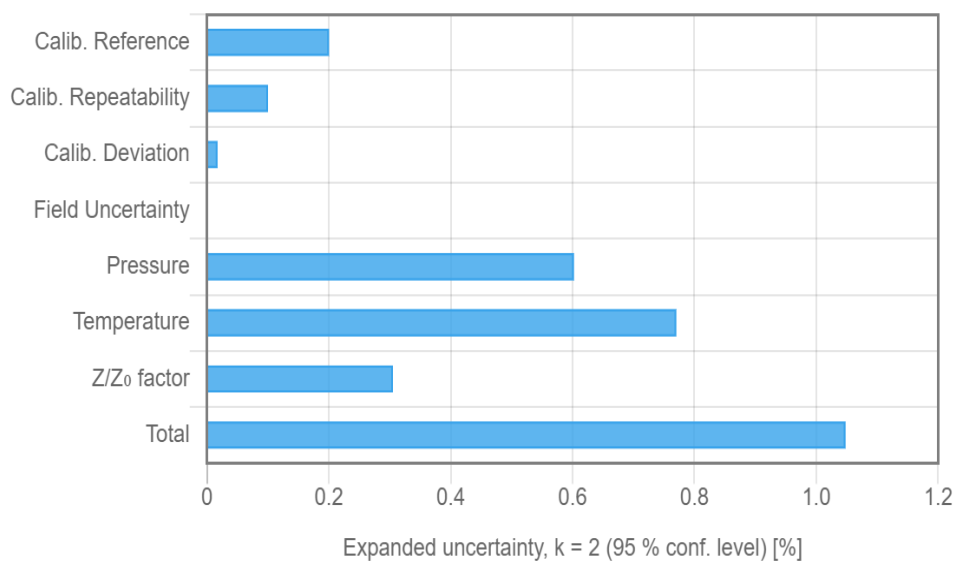
نتایج و تفسیر آن‌ها

در این مقاله به محاسبه عدم قطعیت کلی یک ایستگاه نمونه مجهز به کنتور توربینی پرداخته شده است. همانطور که بیان گردید، انجام محاسبات عدم قطعیت بر طبق استاندارد ISO-5168 صورت گرفته است. پس از آنکه انجام محاسبات عدم قطعیت تک تک المان‌ها (شامل عدم قطعیت ضریب تراکم‌پذیری، دما، فشار و کنتور) انجام شد، محاسبه عدم قطعیت کلی با توجه به رابطه (۴) تعیین می‌گردد. در جدول زیر نتایج حاصل از عدم قطعیت تک تک پارامترها و عدم قطعیت کلی نشان داده شده است.

جدول ۴- نتایج حاصل از محاسبات عدم قطعیت ایستگاه مورد مطالعه

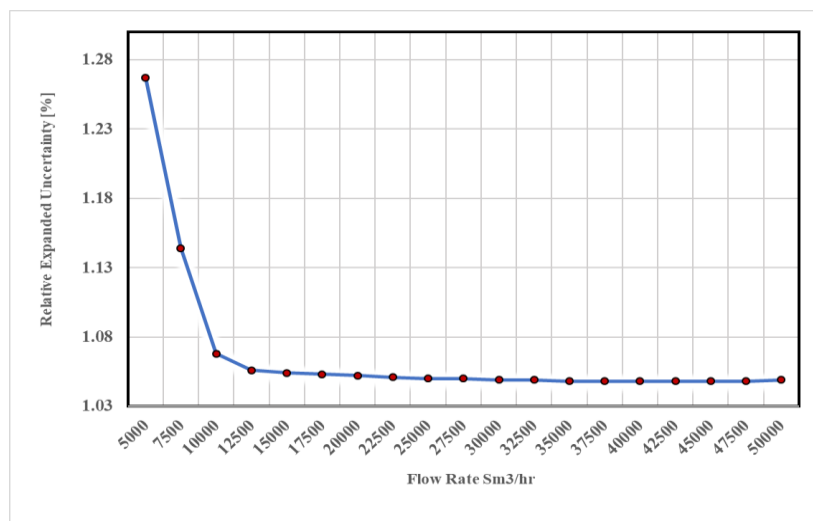
Input Variable	Uncertainty	Unit	Confidence	Standard uncertainty	Sensitivity coeff	Variance
Calib, Reference	0.2	%	95% (norm)	0.1	1.000	0.01
Calib, Repeatability	0.1	%	95% (norm)	0.05	1.000	0.0025
Calib, Devition	0.0168	%	95% (norm)	0.0084	1.000	0.0000706
Filed Uncertainty	0	%	95% (norm)	0	1.000	0
Pressure, P	0.602	%	95% (norm)	0.301	1.000	0.0905
Temperature, T	0.77	%	95% (norm)	0.385	1.000	0.148
Z/Z ₀ factor	0.305	%	95% (norm)	0.153	1.000	0.0233
Sum of Variances						0.275 (%)
Relative Combined Standard Uncertainty						0.524 %
Relative Expanded Uncertainty						0.01

در شکل زیر نیز نمودار میله‌ای سهم عدم قطعیت پارامترهای موثر و همچنین عدم قطعیت کلی ایستگاه نمونه نشان داده شده است.



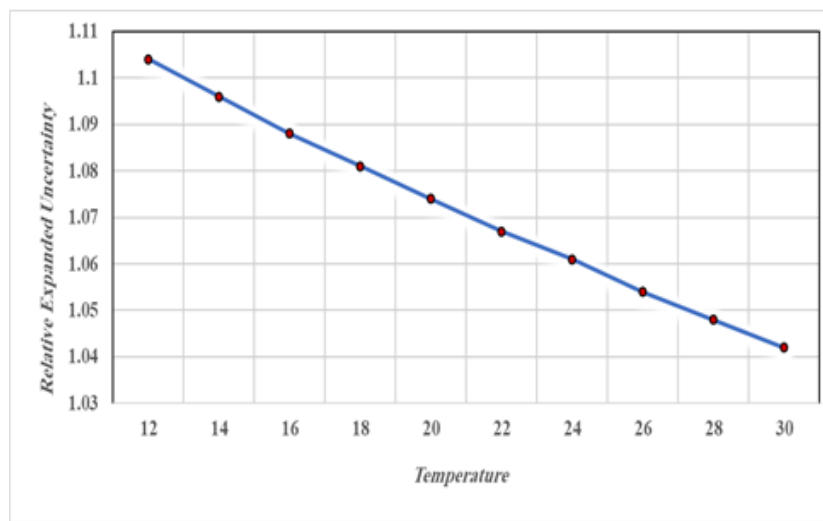
شکل ۳- نمودار میله‌ای سهم عدم قطعیت هر یک از پارامترهای موثر بر عدم قطعیت کلی

همانگونه که هم در جدول و هم در شکل فوق نشان داده شده است، مقدار عدم قطعیت کلی ایستگاه مورد مطالعه برابر با ۱/۰۵ درصد است. در ایستگاه نمونه از عدم قطعیت کنتور در شرایط میدانی بدلیل نداشتن اطلاعات مربوط به عدم قطعیت ایستگاه صرفه نظر شده است. در ایستگاه مورد مطالعه بیشترین عدم قطعیت مربوط به عدم قطعیت دما (۰/۷۷ درصد) می‌باشد. پس از این پارامتر، عدم قطعیت فشار، ضریب تراکم‌پذیری، عدم قطعیت مرکز کالیبراسیون، تکرارپذیری کنتور و انحراف کالیبراسیون به ترتیب دارای بیشترین عدم قطعیت می‌باشند. پارامترهای فوق، عدم قطعیت ایستگاه نمونه را در دبی عبوری برابر با $46117 \text{ Sm}^3/\text{hr}$ نشان می‌دهد. محدوده دبی عبوری ایستگاه نمونه بین ۵۰۰۰ تا ۵۰۰۰۰ استاندارد مترمکعب بر ساعت می‌باشد که برحسب تغییرات درصد عدم قطعیت کلی در شکل زیر نشان داده شده است. همانگونه که مشاهده می‌شود در دبی‌های بالای ۲۰ درصد ماکزیمم دبی عبوری، تغییر دبی عبوری تاثیر چندانی در مقدار عدم قطعیت کلی ندارد. این موضوع نشان می‌دهد که تاثیر دبی بر عدم قطعیت کلی در کنتورهای توریینی مهم می‌باشد.



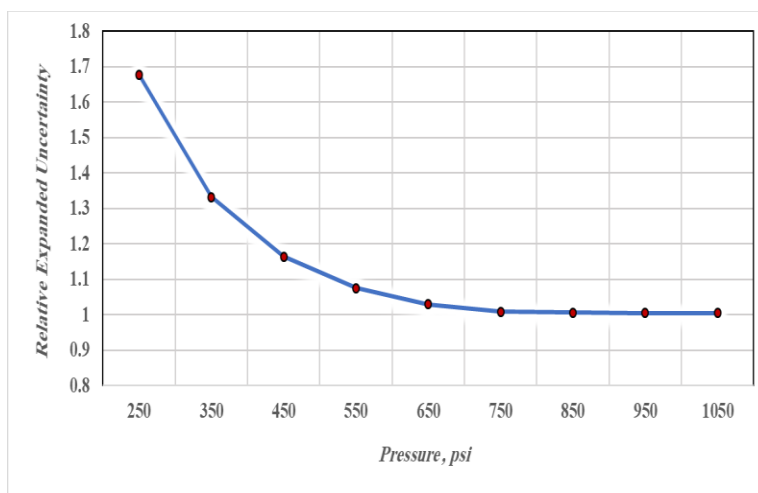
شکل ۴- نمودار تغییرات درصد عدم قطعیت بر حسب دبی گاز عبوری

در شکل زیر در محدوده دما ورودی ایستگاه بین ۱۲ تا ۳۰ درجه سانتی‌گراد تغییرات درصد عدم قطعیت کلی نشان داده شده است که حدود ۰/۱ درصد می‌باشد. همانطور که در شکل ۴ نشان داده شده است با افزایش دما مقدار عدم قطعیت کلی کاهش می‌یابد.



شکل ۵- نمودار تغییرات درصد عدم قطعیت بر حسب دمای گاز

عدم قطعیت همچنین در شکل زیر در محدوده فشار ورودی ایستگاه بین ۲۵۰ تا ۱۰۵۰ پی اس ای بررسی شده است. همانطور که مشاهده می‌شود با افزایش فشار، درصد تغییرات عدم قطعیت کلی افزایش و سپس ثابت می‌شود.



شکل ۶- نمودار تغییرات درصد عدم قطعیت بر حسب فشار گاز

نمودارهای فوق به ما نشان می‌دهند تغییرات دبی، دما و فشار می‌توانند بر عدم قطعیت کلی ایستگاه نمونه تاثیر قابل توجهی داشته باشند. مقدار عدم قطعیت کلی در مینیمم دبی، دما و فشار و ماکزیمم دبی، دما و فشار به ترتیب برابر $1/69$ و $0/994$ درصد می‌باشد و تغییرات درصد عدم قطعیت کلی حدود $0/7$ درصد خواهد بود.

نتیجه‌گیری

در این مقاله به محاسبه‌ی عدم قطعیت کلی یکی از رن‌های ایستگاه اندازه‌گیری نمونه گاز طبیعی مجهز به کنتور توربینی با قطر ۸ اینچ پرداخته شده است. رابطه ریاضی دبی جریان گاز طبق استاندارد AGA7 مشخص شده است که تابعی از چندین متغیر مختلف می‌باشد. اطلاعات مورد نیاز برای محاسبات شامل پارامترهای عملیاتی، اطلاعات مربوط به آنالیز گاز، معادله حالت، مدارک کالیبراسیون و گواهی‌های ترنس‌میترها و کنتور می‌باشد. نتایج حاصل از این پژوهش نشان می‌دهد که مقدار عدم قطعیت کلی ایستگاه مورد مطالعه ۱/۰۵ درصد می‌باشد که عدم قطعیت ناشی از دما با عدم قطعیت ۰/۷۷ درصد و پس از آن عدم قطعیت ناشی از فشار با مقدار ۰/۶۰۲ درصد دارای بیشترین عدم قطعیت می‌باشند. پس از این پارامترها، ضریب تراکم‌پذیری، عدم قطعیت مرکز کالیبراسیون، تکرارپذیری کنتور و ضریب انحراف کالیبراسیون به ترتیب دارای بیشترین عدم قطعیت می‌باشند. در ایستگاه مورد مطالعه از عدم قطعیت کنتور در شرایط میدانی بدلیل نداشتن اطلاعات مربوط به عدم قطعیت ایستگاه صرفه نظر شده است. پارامترهای ذکر شده، عدم قطعیت ایستگاه نمونه را در دبی عبوری برابر با $46117 \text{ sm}^3/\text{hr}$ نشان می‌دهد. در دبی‌های بالای ۲۰ درصد ماکزیمم دبی عبوری، تغییر دبی عبوری تاثیر چندانی در مقدار عدم قطعیت کلی ندارد. همچنین نشان داده شد که تغییرات آب و هوایی و فصلی می‌توانند بر عدم قطعیت کلی ایستگاه نمونه موثر باشند و تغییرات درصد عدم قطعیت کلی حدود ۰/۷ درصد خواهد بود.

مراجع

- [1] ISO 5168, Measurement of Fluid Flow – Procedures for the evaluation of uncertainties, International Organization for Standardization, 2005.
- [2] P. W. Tang and F. B. Energy, "Pressure, Temperature, and Other Effects on Turbine Meter Gas Flow Measurement," J Sch. Gas Meas. Technol, vol. 3, 2015.
- [3] Y. Xie, X. Wang, and F. Mai, "Calculation of theoretical transmission loss in trunk gas pipeline," Advances in Mechanical Engineering, vol. 11, no. 12, p. 1687814019895440, 2019.
- [4] AGA Report No. 7, Measurement of Natural Gas by Turbine Meters, American Gas Association, 2006, Washington, DC.
- [5] ISO 9951 : 1993, Measurement of gas flow in closed conduits — Turbine meters, International Organization for Standardization, Genève, Switzerland.

- [6] T. Kegel, "Uncertainty Analysis of Turbine and Ultrasonic Meter Volume Measurements," 2010.
- [7] Frøysa, K.-E. and Lied, G. Ø.: "Handbook for uncertainty calculations for gas flow metering stations. Documentation of uncertainty models and internet tool", issued by Norwegian Society for Oil and Gas Measurement (NFOGM), 2014.
- [8] A. G. Association, "Report No. 8: Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases," United States: Starling KE, Savidge JL, 1994.
- [9] NORSOK I-104: "Fiscal measurement system for hydrocarbon gas," NORSOK standard I-104, Rev.3, November 2005.

سوابق تحصیلی:

فارغ التحصیل کارشناسی ارشد مهندسی مکانیک گرایش تبدیل انرژی، دانشگاه صنعتی خواجه نصیرالدین طوسی

سوابق شغلی:

- کارشناس ارشد اندازه‌گیری انسیتو اندازه‌گیری هوشمند گاز
- مدیر پروژه بررسی وضعیت و آنالیز عدم قطعیت ایستگاه‌های بالای صد هزار مترمکعب بر ساعت شرکت ملی گاز.
- مدیر پروژه طراحی و استقرار آزمایشگاه فلورپ انسیتو اندازه‌گیری هوشمند گاز.
- مدیر پروژه طراحی و استقرار آزمایشگاه فلوکامپیوتر انسیتو اندازه‌گیری هوشمند گاز.
- مدیر پروژه طراحی و بهینه‌سازی اسکراپ‌های ایستگاه‌های تقویت فشار شرکت انتقال گاز ایران.



مهندس محمد سالمی مجرد

بررسی نتایج آزمایش عملی به منظور بهینه سازی و کاهش عدم قطعیت در محاسبات حجم پایه پروور با استفاده از روش کالیبراسیون واتر درو

مهندس بهرام ریاضتی^۱، مهندس نصرت الملوک مهبد^۲، مهندس سلمان پاکی^۳

۱- رئیس هیئت مدیره، شرکت آسیا ابزاردقیق

۲- مدیر عامل، شرکت آسیا ابزاردقیق

۳- مدیر مهندسی و ساخت، شرکت آسیا ابزاردقیق

چکیده

هنگامی که با انتقال و یا فروش ترکیب های هیدروکربنی نفت و گاز سروکار داریم، میزان خطا حتی در موارد جزئی منجر به خسارت مالی قابل توجه می شود. در نتیجه اطمینان کامل از دقت فلومیتزر حائز اهمیت است. در تمام سامانه های میتترینگ مالی، اصل بر مبنای به حداقل رساندن خطا در سراسر سامانه است. در سیستم های میتترینگ با سیال مایع، استفاده از پروور، روشی رایج برای انجام کالیبراسیون فلومیتزرهای استفاده شده در سیستم میتترینگ می باشد، که با استفاده از آن می توان مقدار خطای محاسباتی فلومیتزرها را طی پرو سه ای خاص بدست آورد. لذا در انجام تست پرووینگ، مقدار حجم پروور به عنوان مرجع اندازه گیری تلقی می گردد. برای محاسبه حجم پروور نیز از ظروف معیار و مرجعی که هر یک دارای حجم معینی است استفاده می گردد و برای رسیدن به بالاترین میزان دقت لازم است تا حجم پروور به درستی با کمترین میزان خطا محاسبه گردد. لذا در این مقاله سعی بر می شود تا روش های عملی برای کاهش مقدار خطا در اندازه گیری حجم پایه پروور با استفاده از ظروف معیار مورد بررسی قرار گیرد.

کلمات کلیدی: عدم قطعیت، پروور، تست واتر درو، کالیبراسیون، ظروف معیار، سیستم میتترینگ

Review the results of practical experiments in order to optimize and Reduce uncertainty in calculator base volume calculations

B. Riazati¹, N. Mahbod², S. Paki³

¹ Asia instruments Co. head of Board

² Asia instruments Co. Managing Director

³ Asia instruments Co. Head of Engineering Dept.

ABSTRACT

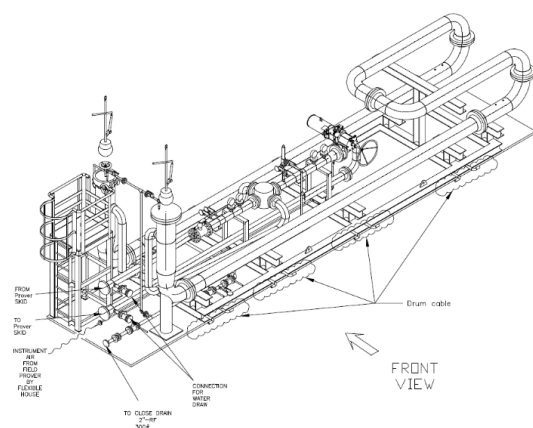
When dealing with the transfer or sale of petroleum and hydrocarbon compounds, mistakes are significant, even in minor cases. As a result, full assurance of the accuracy of the flowmeter is very important. In all financial metering systems, the principle is based on errors throughout the system. In liquid fluid metering systems, the use of a prover is a common method for calibrating the flowmeters used in the metering system, which can be used to obtain the computational error of the flowmeters during a specific process. Therefore, in performing the probing test, the value of the prover volume is considered as a reference. To calculate the volume of the prover, standard and reference containers are used, each of which has a certain volume. Therefore, in order to achieve the highest level of accuracy, it is necessary for the volume of the prover to be calculated correctly with the least error.

Keywords: Uncertainty, Prover, Calibration, Water Draw, Test Measure, Metering System



پروور

در سیستم‌های میترینگ فلومیترها تجهیزات موثری در اندازه‌گیری دقیق مقدار محصول فرآورش شده و یا فروخته شده به مشتری تلقی می‌گردد. لذا رسیدن به مقدار دقیق میزان حجم فلوی عبوری از یک سیستم میترینگ مهمترین هدف است. به همین منظور نیاز است تا بطور منظم و دوره ای مقدار خطای فلومیترها مورد پایش قرار گیرد. بدین منظور کالیبراسیون دوره ای آنها نیاز مبرم یک واحد تولیدی و پالایشگاهی محسوب می‌شود. بدین منظور برای کالیبراسیون فلومیترها نیز باید تمهیدی اندیشیده شود تا بتوانیم بصورت بر خط و بدون بازکردن فلومیتر از روی سیستم میترینگ آنها را کالیبره نمود و مقدار خطای حاصل از در سرویس قرار گرفتن فلومیترها مورد ارزیابی قرار گیرد [1]. لذا برای این منظور با استفاده از تجهیزاتی بنام پروور که در کنار سیستم میترینگ قرار می‌گیرد، بهره بردار را قادر می‌سازیم تا بدون قطع جریان سیال و خارج نمودن فلومیتر از سیستم میترینگ عملیات کالیبراسیون فلومیترها را انجام دهد. عملیات پرووینگ فلومیترها، براساس توافقات حاصله بین مشتری و سازنده در دوره های زمانی مشخصی صورت می‌پذیرد. بطور معمول و عرف، در پایانه های نفتی، پیش از بارگیری محصول توسط نفتکش و یا صادرات محصول، عملیات پرووینگ توسط بهره بردار صورت می‌پذیرد و یا در مخازن ذخیره سازی، پیش از ورود و یا خروج محصول از مخازن نیز بهره بردار اقدام به عملیات پرووینگ فلومیترهای سیستم میترینگ می‌کند. بازه های زمانی و دوره های کالیبراسیون کاملاً میدانی و متناسب با نوع فعالیت می‌باشد. در شکل (۱) نمای سه بعدی نمونه ای از یک سیستم پروور که توسط شرکت آسیا ابزار دقیق برای پایانه نفتی جاسک طراحی و ساخته شده است نشان داده شده است [1] [2].



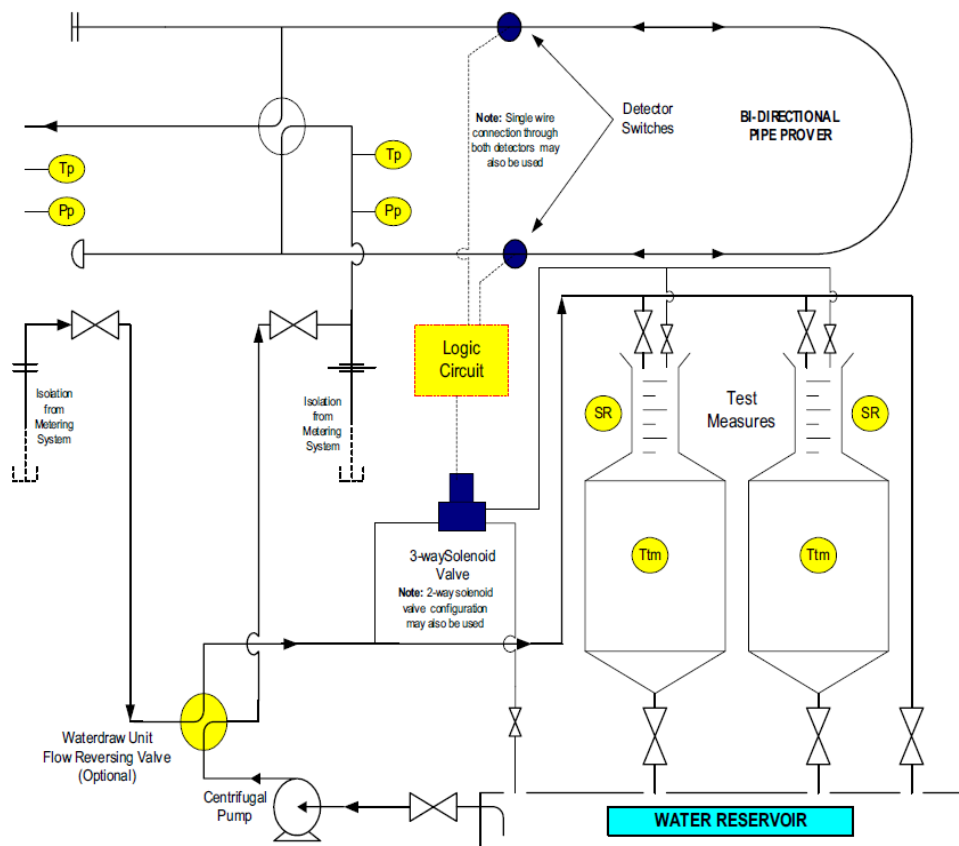
شکل (۱): اسکید مستر پروور پایانه نفتی جاسک ساخت شرکت آسیا ابزار دقیق

پرور از چند قسمت تشکیل یافته است که هر یک به گونه ای خاص و براساس الزاماتی ویژه طراحی و ساخته می شود. مهم ترین قسمت آن لوپ پرور است که در قالب محاسباتی به نام Prover Sizing محاسبه و اندازه‌گیری می گردد.

لوپ پرور، مهم ترین قسمت پرور است که دارای حجم معین و مشخصی است که بین دو عدد دکتور سوئیچ نصب شده بر روی آن مشخص می گردد لذا بدست آوردن حجم دقیق آن، مهم ترین بخش کالیبراسیون تلقی می گردد که از طریق تجهیزاتی مرجع به نام واتر درو صورت می گیرد. هدف از تست واتر درو بدست آوردن حجم دقیق لوپ پرور می باشد تا بتوان از طریق آن مقدار خطای فلومیترها را بدست آورد با استفاده از مقایسه بین K-Factor و حجم پایه پرور و تبدیل آن به Meter Factor بدست آورد. [3]

تست کالیبراسیون پرور به روش واتر درو

مرجع استاندارد مورد پذیرش کلیه طرف های تبادل محصول برای انجام محاسبات مربوط به کالیبراسیون پرور محصولات پالایشی و فرآوری شده، استاندارد API MPMS C.4 و API MPMS C.12 است که براساس این استاندارد بین المللی عملیات کالیبراسیون به روش واتر درو انجام خواهد شد. در شکل (۲) نمونه ای از شماتیک Typical مربوط به انجام تست واتر درو با استفاده از ظروف معیار برای پرور Bi-directional نشان داده شده است. همانطور که در شکل نیز مشاهده می گردد برای اندازه گیری مقدار حجم پایه پرور به روش واتر درو ادوات مختلفی در کالیبراسیون و اندازه گیری حجم پرور تاثیرگذار هستند که هر یک از آنها دارای عدم قطعیت در اندازه گیری می باشد که در نهایت پس از محاسبه مربوط به عدم قطعیت و اعمال تک تک عدم قطعیت مربوط به اجزاء آن در این نوع اندازه گیری، مقدار حجم پرور تعیین می گردد. در این مقاله قصد داریم تا با معرفی پارامترهای موثر در عملیات کالیبراسیون، سعی در بهبود اندازه‌گیری و کاهش عدم قطعیت داشته باشیم [5][4].



شکل (۲) نحوه پیکره بندی اتصالات بین پروور و واتر درو برای بدست آوردن حجم پایه پروور

اگر بخواهیم بطور ساده تر عملیات کالیبراسیون واتر درو را در یک جمله بیان نمائیم می توان گفت:

حجم جابجاشده در لوپ پروور = حجم پر شده در ظروف معیار

در واقع حجم جابجا شده در لوپ پروور که از طریق Detector Switch های تعبیه شده بر روی آن و حرکت Ball Prover و رسیدن به سوئیچ بعدی می باشد مشخص می گردد و در فاصله زمانی عملکرد این دو Detector Switch، حجم جابجا شده را بطور کامل در ظروف معیار هدایت می کنیم و به تعداد دفعاتی که این ظروف معیار پر و خالی می گردد مقدار حجم پروور که ناشی از جمع جبری این تعداد دفعات می باشد بدست می آید. اما نکته ای که در حین عملیات کالیبراسیون مورد تاکید قرار می گیرد نحوه پر و خالی شدن و قرائت حجم مشخص شده بر روی Neck ظروف معیار می باشد. [5] [6]

پارامترهای موثر در بدست آوردن حجم پایه پروور

همانطور که در بخش قبلی مقاله نیز بدان اشاره شد برای بدست آوردن حجم پایه پروور پارامترهای متعددی از قبیل دما، فشار، حجم ظروف معیار، نحوه قرائت توسط اپراتور و همچنین شرایط محیطی و دیگر عوامل تاثیرگذار است لذا با استناد به استاندارد مرجع شماره API MPMS C.12 و دستورالعمل‌های محاسباتی برای بدست آوردن مقدار حجم پایه پروور به روش کالیبراسیون واتر درو برای هر یک از این پارامترها ضرایب تصحیحی تعریف شده است که در نهایت با قرائت مقدار حجم پر شده ظروف معیار و جمع جبری آنها مقدار حجم پایه پروور را می‌توان با دقت بسیار بالایی بدست آورد. برای این پارامترها براساس استاندارد مورد اشاره شده فرمول‌های زیر بیان گردیده است:

جدول ۱- فرمول‌های محاسباتی برای پارامترهای موثر در کالیبراسیون

Basic Correction for The Compressibility of A Liquid	$CPL=1/[1-(P*F)]$
Basic Correction for The Pressure Effects On Steel	$CPS= 1+{(Pp*ID)/(E*WT)}$
Basic Correction for The Temperature On A Liquid	$CTL= REFER TO API 11.2.3 TABLES$
Basic Correction for The Effect of Temperature on Steel	$CTS={ (1+[Gcm*(Tm-Tb)]) / (1+[Gcp*(Tp-Tb)]) }$
Combined Temperature Correction	$CCT = CTS*CTL$
Combined Pressure & Compressibility Correction	$CCP = CPS*CPL$
The Base Volume of The Field Standard Test Measure	$BMVa= BMV+SR$
The Base Volume of The Field Standard Test Measure	$WD= BMVa*CCT$
The Sum of The WD Values for All of The Field Standard	$WDz= SUM OF (WD)$

بنابراین با توجه به جدول فوق می‌توان به این موضوع پی برد که ۳ عامل دما و فشار و حجم ظروف معیار در اندازه‌گیری حجم پایه پروور اثر گذار می‌باشند که در بین این سه پارامتر گفته شده، فشار کمترین اثر را در فرآیند کالیبراسیون خواهد داشت و دلیل آنهم اینست که سیال مایع تراکم پذیر نمی‌باشد و تاثیرات فشار بر روی تراکم پذیری سیال بسیار ناچیز و قابل چشمپوشی می‌باشد. ولیکن از بین دو پارامتر دیگر می‌توان به دما و حجم ظروف معیار اشاره نمود که در ادامه مقاله با ارائه نتایج حاصل از کالیبراسیون حجم ظروف معیار به بررسی میزان خطای حاصله و در نهایت راهکار بهینه سازی کالیبراسیون حجم پایه پروور می‌پردازیم. [1] [5]

ظروف معیار مورد آزمایش همراه با عدم قطعیت

ظروف معیار برای آنکه به عنوان حجم مرجع و معیار در نظر گرفته شوند، ابتدا در مرکز کالیبراسیون مرجع تحت استاندارد های جدول (۲) تست و کالیبره می گردند و پس از آن حجم ظرف معیار همراه با لحاظ نمودن عدم قطعیت در اندازه گیری برای انجام کالیبراسیون مورد استفاده قرار می گیرد.

جدول ۲- فرمول های محاسباتی برای پارامترهای موثر در کالیبراسیون

NIST SOP 18	Standard Operating Procedure Calibration of Graduated Neck-Type metal Volumetric field
NIST SOP 19	Standard Operating Procedure for Calibration of Graduated Neck-Type Metal Provers
NIST 250-72	Calibration Services for Liquid Volume

در جدول (۳) احجام بدست آمده برای ظروف معیار همراه با عدم قطعیت اندازه گیری اعلام شده توسط آزمایشگاه Seraphin آمریکا که براساس استانداردهای NIST کالیبره شده اند که در آزمایش تست عملی مورد اشاره در این مقاله مورد استفاده قرار گرفته اند، نشان داده شده است. در ادامه روند کالیبراسیون از کلیه این ظروف معیار برای بررسی میزان عدم قطعیت و تفاوت در نحوه استفاده از آنها در یک سیکل عملیات کالیبراسیون واتر در مورد بررسی قرار خواهد گرفت.

جدول ۳- حجم ظروف معیار مورد استناد در آزمایش عملی بدست آمده از آزمایشگاه کالیبراسیون

شماره ظرف معیار	حجم بدست آمده حاصل آزمایشگاه منطبق با استاندارد NIST (لیتر)	عدم قطعیت در اندازه گیری حجم بدست آمده
۱	۲۵۰	٪ ۰/۱۲۶
۲	۱۵۰	٪ ۰/۰۳۵
۳	۱۰۰	٪ ۰/۰۱۰
۴	۶۰	٪ ۰/۱۲۵
۵	۴۰	٪ ۰/۰۱۶
۶	۲۵	٪ ۰/۰۱۰
۷	۲۰	٪ ۰/۰۱۲
۸	۵	٪ ۰/۰۱۵

در ادامه مقاله به بررسی نتایج عملی حاصل از تست یک عدد Compact Prover و تفاوت در ترکیب استفاده از ظروف معیار مختلف برای بدست آوردن حجم پروو خواهیم پرداخت. [1] [5]

نتایج عملی تست Compact Prover

در شکل (۳) نمایی از شماتیک Compact Prover مورد آزمایش نشان داده شده است. حجم پیش فرض که توسط سازنده اعلام گردیده است، ۴۵۴ لیتر تخمین زده شده است.



شکل (۳) نمایی از شماتیک Compact Prover

برای بدست آوردن حجم پایه پروور، نیازمند استفاده از ظروفی هستیم که مجموع حجم آنها به حجم پایه پروور نزدیک باشد، این موضوع اساس استفاده از چیدمان ظروف معیار می باشد. نکته ای که در این مقاله قصد داریم آنرا بسط دهیم، اینست که نحوه چیدمان و استفاده از ظروف معیار باید به گونه ای باشد که کمترین عدم قطعیت را در کالیبراسیون نتیجه دهد. از آنجائیکه هر یک از ظروف معیار دارای عدم قطعیت در حجم اندازه گیری شده برای خود می باشد، لذا بهترین ایده اینست که از کمترین ظروف معیار برای رسیدن به بهترین حالت ممکن استفاده نمود. برای پی بردن به این موضوع در جدول (۴) برای سه چیدمان از حجم ظروف معیار برای رسیدن به حجم ۴۵۴ لیتر نشان داده شده است. که برای هر یک از چیدمان اشاره شده نتایج حاصل از تست را در ادامه بیان خواهیم کرد.

جدول ۴- چیدمان ظروف معیار برای رسیدن به حجم ۴۵۴ لیتر (واحد اعداد براساس لیتر می باشد)

چیدمان C	چیدمان B	چیدمان A
۱۰۰	۱۰۰	۶۰
۲۵۰	۶۰	۴۰
۱۰۰	۴۰	۶۰
	۲۵۰	۴۰
		۲۵۰

چیدمان A: همانطور که در جدول نیز مشاهده می‌گردد، برای رسیدن به حجم ۴۵۴ لیتر، دو بار ظرف ۶۰ لیتر، دو بار ظرف ۴۰ لیتر و یکبار ظرف ۲۵۰ لیتر پر و خالی خواهند شد که در مجموع از ۵ ظرف استفاده خواهد شد. همانطور که ملاحظه خواهد شد این ترکیب بین سه ترکیب ذکر شده در جدول بیشترین عدم قطعیت در اندازه‌گیری را خواهد داشت و علت آن بالا بودن تعداد ظروفی هست که در اندازه‌گیری مورد استفاده قرار گرفته است. با فرض در نظر گرفتن چیدمان A در کالیبراسیون، مقدار بدست آمده برای حجم پایه پروور براساس محاسبات صورت گرفته به شرح ذیل می باشد.

جدول ۵- محاسبات حجم پروور برای چیدمان A بدون در نظر گرفتن عدم قطعیت حجم ظروف معیار

Run No. Measure No.	mL	Scale		Temperature Correction Factor								Pressure Correction Prover Pressure			
		Scale Reading (mL)	Measure Volume (mL)	Prover Temp. °C [Tp]	Meas. Temp. °C [Tm]	Absolute Density of Water (for measure) kg/m ³ [ρm]	Absolute Density of Water (for prover) kg/m ³ [ρp]	Correction Temp. for Water CTWD (API 11.2.3)	Correction Temp. for Steel Cts (API 12.2.4) (USC units)	Correction Temp. for Steel Cps (API 12.2.4) (USC units)	Correction Temp. for Steel Cts (API 12.2.4) (USC units)	Corrected Volume for Temperature (WD)	PROVER INLET	53	
FORWARD	1	60000	345.00	60345.00	27.8	27.89	996.2655806	996.2910395	0.999974	1.000639	1.000635	1.000004	60343.672	Pressure Correction Liquid (Cpl)	1.00017
	2	40000	190.00	40190.00	27.8	27.89	996.2655806	996.2910395	0.999974	1.000639	1.000635	1.000004	40189.116	Pressure Correction Steel (Cps)	1.000027
	1	60000	350.00	60350.00	27.8	27.89	996.2655806	996.2910395	0.999974	1.000639	1.000635	1.000004	60348.672	Single trip prover Cu. Ins. (WDzb)	454315.581
	2	40000	200.00	40200.00	27.8	27.88	996.268413	996.2910395	0.999977	1.000638	1.000635	1.000003	40199.196		
	3	250000	3330.00	253330.00	27.8	27.89	996.2655806	996.2910395	0.999974	1.000639	1.000635	1.000004	253324.427		
	Sum of corrected measures volume cubic inches (WDz)												454405.083		
Prover Standard Volume												454315.581	Milliliter		
												120.017	US Gallon		

در محاسبات انجام شده همانطور که ملاحظه می‌گردد، حجم بدست آمده ۴۵۴۳۱۵٫۵۸۱ میلی‌لیتر می‌باشد. این مقدار بدون در نظر گرفته شدن عدم قطعیت حجم ظروف معیار بدست آمده است. در جدول (۶) شرایط

محاسباتی به گونه‌ای انجام شده است که عدم قطعیت هر یک از ظروف معیار نیز در نظر گرفته شده است. [5]

[1]

جدول ۶- محاسبات حجم پروور برای چیدمان A با در نظر گرفتن عدم قطعیت حجم ظروف معیار

Run No. Measure No.	ml	Scale		Temperature Correction Factor								Pressure Correction Prover Pressure			
		Scale Reading (ml)	Measure Volume (ml)	Prover Temp. °C [Tp]	Meas. Temp. °C [Tm]	Absolute Density of Water (for measure) kg/m ³ [ρm]	Absolute Density of Water (for prover) kg/m ³ [ρp]	Correction Temp. for Water CTWD (API 11.2.3)	Correction Temp. for Steel Cts (API 12.2.4) (USC units)	Correction Temp. for Steel Cts (API 12.2.4) (USC units)	Correction Temp. for Steel Cts (API 12.2.4) (USC units)	Corrected Volume for Temperature (WD)	PROVER INLET	53	
FORWARD	1	60075	345.00	60420.00	27.8	27.89	996.2655806	996.2910395	0.999974	1.000639	1.000635	1.000004	60418.671	Pressure Correction Liquid (Cpl)	1.00017
	2	40064	190.00	40254.00	27.8	27.89	996.2655806	996.2910395	0.999974	1.000639	1.000635	1.000004	40253.114	Pressure Correction Steel (Cps)	1.000027
	1	60075	350.00	60425.00	27.8	27.89	996.2655806	996.2910395	0.999974	1.000639	1.000635	1.000004	60423.671	Single trip prover Cu. Ins. (WDzb)	454908.452
	2	40064	200.00	40264.00	27.8	27.88	996.268413	996.2910395	0.999977	1.000638	1.000635	1.000003	40263.195		
	3	250315	3330.00	253645.00	27.8	27.89	996.2655806	996.2910395	0.999974	1.000639	1.000635	1.000004	253639.420		
Sum of corrected measures volume cubic inches (WDz)												454908.071			
Prover Standard Volume												454908.452	Milliliter		
												120.174	US Gallon		

در محاسبات جدول (۶) همانطور که ملاحظه می‌گردد، حجم در نظر گرفته شده ۴۵۴۹۰۸،۴۵۲ میلی لیتر می‌باشد که در این محاسبات عدم قطعیت اعلام شده توسط آزمایشگاه کالیبرا سیون Seraphin لحاظ شده است. همانطور که ملاحظه می‌گردد، مقدار دقیق حجم بدست آمده برای Compact Prover در زمانی که عدم قطعیت در نظر گرفته شود و با زمانی که در نظر گرفته نشود به شرح ذیل می‌باشد:

Differential Base Volume Configuration A:

$$۴۵۴۹۰۸،۴۵۲ - ۴۵۴۳۱۵،۵۸۱ = ۵۹۲،۸۷۱ \text{ میلی لیتر}$$

بنابراین عدم قطعیت اندازه‌گیری در حجم ظروف معیار، اختلاف قابل توجهی را برای حجم دقیق پایه پروور نتیجه خواهد داد، که با توجه به مشخص بودن مقدار حجم پایه پروور، بصورت درصدی این اختلاف برابر خواهد بود با حدود ۰،۱۳٪ که حجم قابل توجهی خواهد بود. بنابراین اختلاف حجم بدست آمده به اندازه‌ای نیست که بتوان از آن صرف‌نظر کرد و یا قابل چشمپوشی باشد، بنابراین در اجرای عملیات کالیبرا سیون، تا حد امکان باید تلاش کرد تا شرایطی را فراهم آورد که عدم قطعیت اندازه‌گیری را بتوان به کمترین میزان خود تقلیل داد.

در جدول (۷) نیز محاسبات حجم پایه پروور برای چیدمان نوع B محاسبه شده است که نتایج آن در جداول (۷) و (۸) با در نظر گرفتن عدم قطعیت و بدون در نظر گرفتن عدم قطعیت نشان داده شده است. [1] [5]

جدول ۷- محاسبات حجم پروور برای چیدمان B بدون در نظر گرفتن عدم قطعیت حجم ظروف معیار

Run No. Measure No.	mL	Scale		Temperature Correction Factor								Pressure Correction Prover Pressure			
		Scale Reading (mL)	Measure Volume (mL)	Prover Temp. °C [T _p]	Meas. Temp. °C [T _m]	Absolute Density of Water (for measure) kg/m ³ [ρ _m]	Absolute Density of Water (for prover) kg/m ³ [ρ _p]	Correction Temp. for Water CTWD (API 11.2.3)	Correction Temp. for Steel Ct _m (API 12.2.4) [USC units]	Correction Temp. for Steel Ct _p (API 12.2.4) [USC units]	Correction Temp. for Steel Ct _s (API 12.2.4) [USC units]	Corrected Volume for Temperature (WD)	PROVER INLET	53	
FORWARD	1	100000	560.00	100560.00	27.8	27.89	996.2655806	996.2910395	0.999974	1.000639	1.000635	1.000004	100557.788	Pressure Correction Liquid (Cpl)	1.00017
	2	60000	350.00	60350.00	27.8	27.89	996.2655806	996.2910395	0.999974	1.000639	1.000635	1.000004	60348.672	Pressure Correction Steel (Cps)	1.000027
	3	40000	195.00	40195.00	27.8	27.89	996.2655806	996.2910395	0.999974	1.000639	1.000635	1.000004	40194.116	Single trip prover Cu. Ins. (WDz)	454286.014
	4	250000	3280.00	253280.00	27.8	27.88	996.268413	996.2910395	0.999977	1.000638	1.000635	1.000003	253274.934		
	5	0	0.00	0.00	27.8	27.89	996.2655806	996.2910395	0.999974	1.000639	1.000635	1.000004	0.000	1. C _{pl} = [1 + β _l (T _m - T _h)] / [1 + β _l (T _p - T _h)] 2. C _{ps} = [1 + β _s (T _m - T _h)] / [1 + β _s (T _p - T _h)] 3. C _{pl} = [1 + β _l (T _m - T _h)] 4. A _{cu} = (Inlet + Outlet) / 2	
Sum of corrected measures volume cubic inches (WDz)											454375.510				
											Prover Standard Volume		Milliliter		
											454286.014				
											120.010				
													US Gallon		

جدول ۸- محاسبات حجم پروور برای چیدمان B با در نظر گرفتن عدم قطعیت حجم ظروف معیار

Run No. Measure No.	mL	Scale		Temperature Correction Factor								Pressure Correction Prover Pressure			
		Scale Reading (mL)	Measure Volume (mL)	Prover Temp. °C [T _p]	Meas. Temp. °C [T _m]	Absolute Density of Water (for measure) kg/m ³ [ρ _m]	Absolute Density of Water (for prover) kg/m ³ [ρ _p]	Correction Temp. for Water CTWD (API 11.2.3)	Correction Temp. for Steel Ct _m (API 12.2.4) [USC units]	Correction Temp. for Steel Ct _p (API 12.2.4) [USC units]	Correction Temp. for Steel Ct _s (API 12.2.4) [USC units]	Corrected Volume for Temperature (WD)	PROVER INLET	53	
FORWARD	1	100010	560.00	100570.00	27.8	27.89	996.2655806	996.2910395	0.999974	1.000639	1.000635	1.000004	100567.787	Pressure Correction Liquid (Cpl)	1.00017
	2	60075	350.00	60425.00	27.8	27.89	996.2655806	996.2910395	0.999974	1.000639	1.000635	1.000004	60423.671	Pressure Correction Steel (Cps)	1.000027
	3	40064	195.00	40259.00	27.8	27.89	996.2655806	996.2910395	0.999974	1.000639	1.000635	1.000004	40258.114	Single trip prover Cu. Ins. (WDz)	454749.912
	4	250315	3280.00	253595.00	27.8	27.88	996.268413	996.2910395	0.999977	1.000638	1.000635	1.000003	253589.928		
	5	0	0.00	0.00	27.8	27.89	996.2655806	996.2910395	0.999974	1.000639	1.000635	1.000004	0.000	1. C _{pl} = [1 + β _l (T _m - T _h)] / [1 + β _l (T _p - T _h)] 2. C _{ps} = [1 + β _s (T _m - T _h)] / [1 + β _s (T _p - T _h)] 3. C _{pl} = [1 + β _l (T _m - T _h)] 4. A _{cu} = (Inlet + Outlet) / 2	
Sum of corrected measures volume cubic inches (WDz)											454839.500				
											Prover Standard Volume		Milliliter		
											454749.912				
											120.132				
													US Gallon		

همانطور که در جداول شماره (۷) و (۸) نیز مشخص گردیده است، در جدول (۷) محاسبات مربوط به حجم پایه پروور بدون لحاظ نمودن عدم قطعیت و خطای حاصل از حجم اندازه‌گیری ظروف معیار انجام شده است که برابر خواهد بود با مقدار ۴۵۴۲۸۶،۰۱۴ میلی لیتر و جدول (۸) نیز نتایج حاصل از محاسبات مربوط به حجم پایه پروور برای چیدمان B با در نظر گرفتن عدم قطعیت در اندازه‌گیری می باشد که برابر خواهد بود با مقدار ۴۵۴۷۴۹،۹۱۲ میلی لیتر، که اختلاف محسوسی بین دو حالت وجود دارد که قابل صرف نظر کردن و چشمپوشی نمی باشد که اختلاف ۰،۱۰٪ را نتیجه می‌دهد.

برای آزمایش آخر نیز که مربوط به چیدمان ظروف معیار برا ساس چیدمان C می‌باشد نتایج حاصل از آزمایش در جداول (۹) و (۱۰) آورده شده است. این نتایج برای هر دو حالت با در نظر گرفتن عدم قطعیت و بدون در نظر گرفتن عدم قطعیت صادق خواهد بود. [1] [5]

جدول ۹- محاسبات حجم پروور برای چیدمان C بدون در نظر گرفتن عدم قطعیت حجم ظروف معیار

Run No. Measure No.	ml	Scale		Temperature Correction Factor								Pressure Correction Prover Pressure		
		Scale Reading (ml)	Measure Volume (ml)	Prover Temp. °C [Tp]	Meas. Temp. °C [Tm]	Absolute Density of Water (for measure) kg/m ³ [ρm]	Absolute Density of Water (for prover) kg/m ³ [ρp]	Correction Temp. for Water CTWD (API 11.2.3)	Correction Temp. for Steel Ctsm (API 12.2.4) (USC units)	Correction Temp. for Steel Ctp (API 12.2.4) (USC units)	Correction Temp. for Steel Cts (API 12.2.4) (USC units)	Corrected Volume for Temperature (WD)	PROVER INLET	53
FORWARD 1	100000	560.00	100560.00	27.8	27.89	996.2655806	996.2910395	0.999974	1.000639	1.000635	1.000004	100557.788	Pressure Correction Liquid (Cpl)	1.00017
2	250000	3280.00	253280.00	27.8	27.89	996.2655806	996.2910395	0.999974	1.000639	1.000635	1.000004	253274.428	Pressure Correction Steel (Cps)	1.000027
3	100000	545.00	100545.00	27.8	27.89	996.2655806	996.2910395	0.999974	1.000639	1.000635	1.000004	100542.788	Single trip prover Cu. Ins. (WDzb)	454285.508
4	0	0.00	0.00	27.8	27.88	996.268413	996.2910395	0.999977	1.000638	1.000635	1.000003	0.000		
5	0	0.00	0.00	27.8	27.89	996.2655806	996.2910395	0.999974	1.000639	1.000635	1.000004	0.000		
Sum of corrected measures volume cubic inches (WDz)											454375.004			
Prover Standard Volume											454285.508	Milliliter		
											120.010	US Gallon		

جدول ۱۰- محاسبات حجم پروور برای چیدمان C با در نظر گرفتن عدم قطعیت حجم ظروف معیار

Run No. Measure No.	ml	Scale		Temperature Correction Factor								Pressure Correction Prover Pressure		
		Scale Reading (ml)	Measure Volume (ml)	Prover Temp. °C [Tp]	Meas. Temp. °C [Tm]	Absolute Density of Water (for measure) kg/m ³ [ρm]	Absolute Density of Water (for prover) kg/m ³ [ρp]	Correction Temp. for Water CTWD (API 11.2.3)	Correction Temp. for Steel Ctsm (API 12.2.4) (USC units)	Correction Temp. for Steel Ctp (API 12.2.4) (USC units)	Correction Temp. for Steel Cts (API 12.2.4) (USC units)	Corrected Volume for Temperature (WD)	PROVER INLET	53
FORWARD 1	100010	560.00	100570.00	27.8	27.89	996.2655806	996.2910395	0.999974	1.000639	1.000635	1.000004	100567.787	Pressure Correction Liquid (Cpl)	1.00017
2	250315	3280.00	253595.00	27.8	27.89	996.2655806	996.2910395	0.999974	1.000639	1.000635	1.000004	253589.421	Pressure Correction Steel (Cps)	1.000027
3	100010	545.00	100555.00	27.8	27.89	996.2655806	996.2910395	0.999974	1.000639	1.000635	1.000004	100552.788	Single trip prover Cu. Ins. (WDzb)	454620.434
4	0	0.00	0.00	27.8	27.88	996.268413	996.2910395	0.999977	1.000638	1.000635	1.000003	0.000		
5	0	0.00	0.00	27.8	27.89	996.2655806	996.2910395	0.999974	1.000639	1.000635	1.000004	0.000		
Sum of corrected measures volume cubic inches (WDz)											454709.996			
Prover Standard Volume											454620.434	Milliliter		
											120.098	US Gallon		

در جداول (۹) و (۱۰) نیز محاسبات صورت گرفته برای چیدمان C انجام گرفته است که نتایج حاصل از محاسبات صورت گرفته در شرایط عملی به گونه ایست که اختلاف ۰,۰۷٪ را نسبت به یکدیگر نشان می دهد. در بخش بعدی به بررسی نتایج حاصل از این تست خواهیم پرداخت و در نهایت به جمع بندی می پردازیم. [7]

[5] [1]

بررسی نتایج حاصل از آزمایش کالیبراسیون صورت گرفته

در بخش قبلی مقاله نتایج بدست آمده از آزمایش های عملی صورت گرفته برای سه ترکیب و چیدمان از ظروف معیار بیان گردید که برای رسیدن به حجم پایه پروور ۴۵۴ لیتر استفاده شده است. حال در این بخش از مقاله با مقایسه ای بین سه ترکیب استفاده شده در تست به بررسی نتایج حاصله خواهیم پرداخت و در نهایت به جمع بندی به منظور رسیدن به کمترین عدم قطعیت در اندازه گیری خواهیم پرداخت. در جدول (۱۱) نتایج حاصل از هر یک از ترکیبات که در بخش قبلی به آن پرداخته شده آورده شده است. [8]



جدول ۱۱- نتایج حاصل از آزمایش‌های صورت گرفته برای ترکیب‌های مختلف از ظروف معیار

نوع ترکیب	حجم بدست آمده بدون عدم قطعیت ظروف معیار (میلی لیتر)	حجم بدست آمده با عدم قطعیت ظروف معیار (میلی لیتر)	اختلاف حجم حاصله از هر دو روش (میلی لیتر)	خطای درصدی بین دو حالت
A	۴۵۴۳۱۵/۵۸۱	۴۵۴۹۰۸/۴۵۲	۵۹۲/۸۷۱	٪ ۰/۱۳
B	۴۵۴۲۸۶/۰۱۴	۴۵۴۷۴۹/۹۱۲	۴۶۳/۸۹۸	٪ ۰/۱۰
C	۴۵۴۲۸۵/۵۰۸	۴۵۴۶۲۰/۴۳۴	۳۳۴/۹۲۶	٪ ۰/۰۷

از جدول (۱۱) که تجمیع شده نتایج حاصل از آزمایش صورت گرفته برای سه حالت از بکارگیری ظروف معیار در اندازه‌گیری حجم پایه پروور می باشد، سه نتیجه مهم را می توان از آن اخذ نمود.

نتیجه اول، اولین نتیجه اینست که به روشنی می توان اثر منفی ناشی از عدم قطعیت اندازه‌گیری حجم ظروف معیار را در نتیجه نهایی حجم پایه پروور مشاهده نمود، به این صورت که حجم بدست آمده بدون در نظر گرفتن عدم قطعیت اعلام شده توسط آزمایشگاه کالیبراسیون Seraphin نتایج بهتری را از حجم واقعی پروور نشان می دهد که این خود دلیلی بر خطای اندازه‌گیری در بدست آوردن حجم نهایی پایه پروور است.

نتیجه دوم از این بحث، که مهمترین نتیجه و هدف اصلی مقاله حاضر می باشد، رسیدن به بالاترین دقت و کمترین خطای محاسباتی است که با توجه به بررسی‌های پیشین صورت گرفته در بخش‌های قبلی، مهمترین پارامتر در اندازه‌گیری دقیق و رسیدن به پایین‌ترین سطح از عدم قطعیت استفاده از کمترین تعداد ظروف معیار در اندازه‌گیری حجم پروور می باشد که این مهم تنها از طریق استفاده درست و چیدمان بهتر ظروف معیار بدست خواهد آمد، نتیجه به دست آمده در جدول (۱۱) نشان می دهد که بهترین حالت ترکیب استفاده از چیدمان C می باشد که کمترین خطا و بالاترین دقت را در مقایسه با دو چیدمان دیگر دارد.

نتیجه سوم از بحث حاضر اینست که اگرچه عدم قطعیت اندازه‌گیری اعلام شده برای ظرف معیار ۲۵۰ لیتری از دیگر ظروف معیار بالاتر است و عدم قطعیت مجموع دیگر ظروف معیار کمتر از آن می باشد ولیکن، آنچه که در مقدار نهایی حجم پایه پروور تاثیر گذار می باشد، تعداد ظروف معیار بکارگرفته شده در آزمون تست کالیبراسیون موثر خواهد بود. [9]

نتیجه‌گیری

در راستای مطالب ذکر شده در بخش‌های مختلف مقاله حاضر، به این مهم پی بردیم که برای رسیدن به حجم قابل قبول از حجم پایه پروور نیاز به کاهش حداکثری عدم قطعیت در اندازه‌گیری وجود دارد که با بیان پارامترهای موثر در بالارفتن میزان عدم قطعیت در اندازه‌گیری به این موضوع پی بردیم که یکی از مهم‌ترین عوامل تاثیرگذار در کالیبراسیون واتر درو حجم ظروف معیار می‌باشد که از دو پارامتر دیگر یعنی دما و فشار تاثیرگذارتر خواهد بود. و در بخش دیگر با انجام محاسبات مربوط به حجم پایه پروور مثالی عملی از اثرگذاری تعداد بکارگرفته شده ظروف معیار برای بدست آوردن حجم پایه پروور به این نتیجه رسیدیم که هر چه تعداد ظروف معیار بکار گرفته شده در اندازه‌گیری کمتر باشد، نتیجه حاصل از کالیبراسیون و تست به حجم واقعی تست نزدیک‌تر خواهد بود و این در شرایطی است که مجموع عدم قطعیت چندین ظرف معیار کمتر از دو ظرف معیار اندازه‌گیری به روش چیدمان C باشد. بنابراین می‌توان به این نتیجه‌گیری نهایی رسید که برای اندازه‌گیری حجم پایه پروور به روش واتر درو استفاده از تعداد کمتر ظروف معیار برای رسیدن به بالاترین میزان دقت بسیار موثر خواهد بود و پیشنهاد می‌گردد برای رسیدن به حجم واقعی‌تر و دقیق‌تر، محدودیتی از بابت استفاده از حجم ظروف معیار در کالیبراسیون به روش واتر درو صورت پذیرد. [1] [5] [6]

مراجع

- [1] Measurement Coordination Department, American Petroleum Institute, first edition, December 2005, "Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 4—Proving Systems", Licensee=Mass Corp. Dubai/5983789001
- [2] Greg Williams, Flow Management Devices, "FUNDAMENTALS OF METER PROVING AND PROVING" 5225 South 37th Street, Suite 400, Phoenix, AZ 85040,
- [3] Lee, Diane G., "Series 1 – Small Volume Provers: Identification, Terminology and Definitions," March 2005
- [4] Paul Martin, 27th International North Sea Flow Measurement Workshop 20 – 23 October 2009, Tandberg, "Norway--Realistic Pipe Prover Volume Uncertainty" IMASS (formerly Smith Rea Energy Limited).
- [5] Measurement Coordination Department, American Petroleum Institute, first edition, December 2005, "Manual of Petroleum Measurement Standards", Chapter 13 – Statistical Aspects of measuring and Sampling", Section 2—"Methods of Evaluating Meter Proving Data."

- [6] Gary Cohrs, "The Uncertainty of a Water draw Calibration vs. Gravimetric Calibration on Small Volume Provers", Flow Management Devices, ISHM 2013 Paper 4200
- [7] Wesley B. England, "An Uncertainty Analysis For A Positive Displacement Liquid Flow Calibrator Using The Water Draw Technique", U.S. Army Primary Standards Laboratory,
- [8] ASTM E 694-99 (Reapproved 2005) "Standard Specification for Laboratory Glass Volumetric Apparatus," ANNEX A1. "Limit of Volumetric Error in Relation to Diameter at the Meniscus."
- [9] Taylor, Barry N. and Kuyatt, Chris E. NIST "Technical Note 1297 Guidelines for Evaluating and Expressing the Uncertainty of NIST Measurement Results," 1994 Ed.

<p>سوابق شغلی:</p> <ul style="list-style-type: none"> - مدیرمسئول ماهنامه مهندسی ابزار دقیق، کنترل و اتوماسیون - مدیر مهندسی و ساخت شرکت آسیا ابزار دقیق - کارشناس رسمی و مورد تایید اداره نظارت بر صادرات - بازرسی ناظر کالیبراسیون سالیانه پایانه‌های نفتی ایران - مدرس دوره‌های ابزار دقیق، کنترل و اتوماسیون - مدیر پروژه Hand Over پالایشگاه شازند اراک سال ۱۳۹۱-۱۳۹۰ - کارشناس ارشد تعمیرات بخش ابزار دقیق فاز ۲ و ۳ عسلویه سال ۱۳۸۸-۱۳۹۰ - کارشناس ارشد بخش ابزار دقیق - شرکت سنا اندیشه ۱۳۸۸-۱۳۸۹ - کارشناس ارشد بخش ابزار دقیق - شرکت فرینه صنعت ۱۳۸۹-۱۳۹۰ - کارشناس ابزار دقیق پروژه Revamping پتروشیمی بندر امام - شرکت فرانگر صنعت 	<p>سوابق تحصیلی:</p> <p>فارغ‌التحصیل کارشناسی ارشد رشته الکترونیک از دانشگاه شهید بهشتی</p>	 <p style="writing-mode: vertical-rl; text-orientation: upright;">مهندس سلمان پاکی</p>
---	--	--

لیست کارگاه‌های آموزشی

لیست کارگاه‌های آموزشی حوزه **گاز** پژوهشکده اندازه‌گیری جریان سیالات

نام کارگاه	کد دوره
استانداردهای اندازه‌گیری گاز	GM01
آشنایی با کنتورهای دیافراگمی گاز طبیعی (عملکرد، اصول، طراحی، ساینینگ، کالیبراسیون، نصب و بهره‌برداری)	GM02
کروماتوگرافی گازی (GC)	GM03
تصحیح‌کننده‌های گاز	GM04
کار با فلو کامپیوتر و تصحیح‌کننده‌ها	GM05
کارگاه شیوه بازدید دوره‌ای از ایستگاه‌ها و نحوه راستی‌آزمایی تجهیزات اندازه‌گیری گاز	GM06
کنتورهای توربینی، اوریفیسی و تصحیح‌کننده‌های گاز طبیعی	GM07
آشنایی با انواع کاربرد، ملحقات و کالیبراسیون میترهای توربینی گاز طبیعی با کاربرد تبدل‌اتی گاز طبیعی	GM08
اندازه‌گیری آنلاین ترکیبات سولفور موجود در گاز طبیعی	GM09

لیست کارگاه‌های آموزشی حوزه **آب** پژوهشکده اندازه‌گیری جریان سیالات

نام کارگاه	کد دوره
کارگاه آموزشی آشنایی با کنتورهای الکترومغناطیس	WM01
اصول طراحی، تعمیر و نگهداری کنتور الکترومغناطیس	WM02
کارگاه آموزشی مدیریت کاهش مصرف آب خانگی و صنعتی	WM03
آشنایی با الزامات و روش‌های آزمون و مستندسازی، انتخاب، نصب، تعمیر و نگهداری کنتورهای آب	WM04
طراحی سیستم‌های آب‌رسانی و تجهیزات خطوط آزمون فلومتری (Pipe Flow Expert)	WM05
کارگاه آموزشی آشنایی با مبانی، روش‌ها، تجهیزات و استانداردهای فلومتری در صنعت آب	WM06
کارگاه آموزشی اصول و روش‌های اپراتوری آزمون کنتور آب	WM07
کارگاه آموزشی الزامات و مبانی تحقق کیفیت در تولید کنتورهای آب کشاورزی	WM08

لیست کارگاه‌های آموزشی حوزه نفت و فرآورده‌ها پژوهشکده اندازه‌گیری جریان سیالات

نام کارگاه	کد دوره
آشنایی با شاخص‌های اندازه‌گیری کیفی نفت خام و فرآورده‌های نفتی	OM01
اسپکتروفوتومتر ماوراء بنفش UV/visb	OM02
اندازه‌گیری دینامیک فرآورده‌های نفتی	OM03
جذب اتمی	OM04
اندازه‌گیری‌های مبتنی بر استفاده از اشعه گاما	OM05
Multiphase Flow Metering	OM06
آشنایی با کالیبراسیون و Meter Proving	OM07
پرووینگ و کالیبراسیون میترها و پروورهای سیستم میترینگ کاستودی ترانسفر	OM08
طیف‌سنجی مادون قرمز IR	OM09
آشنایی با میترهای التراسونیک و جابجایی مثبت و سیستم‌های پرووینگ مربوطه	OM10
آشنایی با تجهیزات اندازه‌گیری پرتوی (اشعه گاما) در صنایع شیمیایی، نفت، گاز، پتروشیمی، پالایشگاهی و نیروگاهی	OM11
کالیبراسیون مخازن ذخیره استوانه‌ای ایستاده	OM12
مبانی طراحی و کالیبراسیون ظروف معیار و پروورهای حجمی	OM13

لیست کارگاه‌های آموزشی عمومی پژوهشکده اندازه‌گیری جریان سیالات

نام کارگاه	کد دوره
مبانی اندازه‌شناسی و ارزیابی عدم قطعیت در اندازه‌گیری	FM01
مبانی اندازه‌شناسی قانونی	FM02
مبانی و الزامات تایید صلاحیت آزمایشگاه مطابق استاندارد ISO/IEC 17025:2017	FM03
کنترل فرآیند و کنترل کیفیت آماری (SPC & SQC) - تحلیل سیستم‌های اندازه‌گیری	FM04
دوره نرم‌افزار تحلیل داده‌های آماری (Minitab)	FM05
کارگاه آموزشی بهبود مستمر به روش KAIZEN و کاربرد آن در تولید و آزمون تجهیزات اندازه‌گیری	FM06
کارگاه آموزشی تعیین بازه‌های زمانی کالیبراسیون تجهیزات اندازه‌گیری	FM07
کارگاه آموزشی ارزیابی انطباق در اندازه‌گیری	FM08



لیست کارگاه‌های آموزشی **طراحی و شبیه‌سازی** پژوهشکده اندازه‌گیری جریان سیالات

نام کارگاه	کد دوره
دوره مقدماتی آشنایی با OpenFOAM	SIM01
دوره پیشرفته OpenFOAM و شبیه‌سازی جریان‌های چند فازی	SIM02
شبیه‌سازی CFD با استفاده از COMSOL (مقدماتی)	SIM03
شبیه‌سازی جریان‌های احتراقی با نرم‌افزار Fluent	SIM04
شبیه‌سازی جریان‌های چند فازی با نرم‌افزار Fluent	SIM05
مبانی شبیه‌سازی دینامیک سیالات محاسباتی (CFD)	SIM06
شبیه‌سازی CFD با استفاده از نرم‌افزار Fluent (مقدماتی و پیشرفته)	SIM07 SIM08
کارگاه پیشرفته کدنویسی UDF در Fluent	SIM09



همایش و نمایشگاه ملی

اندازه‌گیری جریان سیالات



در صنایع نفت، گاز، پالایش و پخش، پتروشیمی و آب

تیر ماه ۱۴۰۲ - دانشگاه علم و صنعت ایران

6th Iranian Flow Measurement Conference & Exhibition

محورهای همایش

- ✓ حقوق اندازه‌گیری
- ✓ هوشمندسازی اندازه‌گیری
- ✓ استانداردهای ملی و بین‌المللی در اندازه‌گیری
- ✓ انواع فناوری‌های مربوط به میترینگ (اندازه‌گیری کمی و کیفی) در جریان تک فازی و چند فازی
- ✓ انتخاب، اجرا، بهره‌برداری، نگهداری و تعمیر تجهیزات اندازه‌گیری و پرووینگ

دیرخانه: تهران، خیابان فرجام، دانشگاه علم و صنعت ایران

پژوهشکده اندازه‌گیری جریان سیالات - انستیتو اندازه‌گیری هوشمند گاز

info@ifmi.ir ✉ ۰۹۰۱۱۶۱۷۵۱۷ 📞 ۰۲۱-۷۷۲۴۰۲۲۷ 🖨 ۰۲۱-۷۷۴۴۱۹۳۰ 📠

WWW.IFMI.IR 🌐



IFMI 6 MEX LOW

ششمین نمایشگاه صنعت میترینگ کشور

همزمان با

ششمین همایش ملی اندازه‌گیری جریان سیالات

در صنایع نفت، گاز، پالایش و بخش، پتروشیمی و آب

تیرماه ۱۴۰۲، دانشگاه علم و صنعت ایران



پژوهشکده اندازه‌گیری جریان سیالات



دانشگاه علم و صنعت ایران



شرکت مهندسی فرآیند گستر آرستان (سهامی خاص)
شماره ثبت ۴۷۷۶۷۹

دبیرخانه: تهران، خیابان فرجام، دانشگاه علم و صنعت ایران، پژوهشکده اندازه‌گیری جریان سیالات - انستیتو اندازه‌گیری هوشمند گاز

info@ifmi.ir



۰۹۰۱۱۶۱۷۵۱۷



۰۲۱-۷۷۲۴۰۲۲۷



۰۲۱-۷۷۴۴۱۹۳۰



WWW.IFMI.IR

