

**ANÁLISIS DE LOS DATOS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN ACCUFLOW DEL
GAS ANULAR DE LOS POZOS DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS**

MIGUEL ÁNGEL CÁRDENAS PINZÓN

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2016

**ANÁLISIS DE LOS DATOS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN ACCUFLOW DEL
GAS ANULAR DE LOS POZOS DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS**

MIGUEL ÁNGEL CÁRDENAS PINZÓN

Trabajo de grado para optar al título de Especialista en Ingeniería del Gas

Director

JULIO CESAR PÉREZ ANGULO

Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2016

A Dios Todopoderoso por permitirme ir escalando

Poco a poco los retos que me he propuesto.

A mis padres por su infinito amor, su apoyo y aliento para

seguir adelante con mis estudios y mis sueños.

A mi familia mis tíos, Margarita, Cecilia y José que nunca

han dudado en brindarme un apoyo cuando lo he necesitado.

MIGUEL ANGEL

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

La escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS, por permitirme tomar esta formación académica que me será muy útil en mi vida profesional, a los diferentes profesores que nos compartieron sus conocimientos y experiencias.

A mis compañeros de trabajo que con su colaboración contribuyeron a la realización de este trabajo.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	15
1. DESCRIPCIÓN DE LA MONOGRAFÍA	16
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	16
1.2 JUSTIFICACIÓN	16
1.3 OBJETIVOS	17
1.3.1 Objetivo general	17
1.3.2 Objetivos específicos	17
2. RESEÑA HISTÓRICA	18
3. MARCO TEÓRICO	21
3.1 GAS NATURAL	21
3.2 ¿DÓNDE SE ENCUENTRA EL GAS NATURAL?	21
3.3 CLASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL	23
3.3.1 Clasificación de acuerdo a su Composición Gas Rico (Húmedo)	23
3.3.2 Gas Pobre	23
3.3.3 Gas Agrio	24
3.3.4 Gas Dulce	24
3.3.5 Gas Asociado	24
3.3.6 Gas No Asociado	24
3.4 ANÁLISIS DE LAS COMPOSICIÓN DEL GAS Y PRODUCCIÓN DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS	25
4. MEDICIÓN DEL GAS NATURAL	27
4.1 SISTEMAS DE MEDICIÓN	27
4.1.2 Descripción del proceso de medición de gas con el medidor ACCUFLOW ..	28

4.2 DESCRIPCIÓN DE COMPONENTES DEL MEDIDOR DE GAS ACCUFLOW	29
4.2.1 Transmisor de temperatura.....	29
4.2.2 Sensor de Nivel.....	31
4.2.3 Transmisor de presión.	32
4.2.4 Indicador de presión.	33
4.2.5 Medidor Coriolis	33
4.2.6 Medidor Vortex.....	35
4.3 SOFTWARE.....	36
4.3.1 Configuración del Software	36
5. ANÁLISIS DE LOS DATOS DE FLUJO DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE GAS ACCUFLOW	44
5.1 ANÁLISIS DE FLUJO DE GAS POZO 2960.....	45
5.2 ANÁLISIS POZO 3283.....	46
5.3 ANÁLISIS POZO 2194.....	48
5.4 ANÁLISIS POZO 1775.....	49
5.5 ANÁLISIS POZO 2045.....	51
5.6 ANÁLISIS POZO 3412.....	52
5.7 ANÁLISIS POZO 2237.....	54
5.8 ANÁLISIS POZO 2507.....	55
5.9 ANÁLISIS POZO 2213.....	57
5.10 ANÁLISIS POZO 2213.....	58
6. TRAZABILIDAD Y CONFIABILIDAD	61
7. PROPUESTA DE MEJORAMIENTO Y RECOMENDACIONES.....	63
8. CONCLUSIONES	65
BIBLIOGRAFÍA.....	66

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Composición típica del gas natural	21
Tabla 2. Cromatografía del Campo la Cira Infantas	26
Tabla 3. Data de prueba por hora pozo 2960	46
Tabla 4. Resultados de la prueba suministrado por el Equipo Accuflow del pozo 2960	46
Tabla 5. Data de prueba por hora pozo 3283	47
Tabla 6. Resultados de la prueba suministrado por el Equipo Accuflow del pozo 3283	47
Tabla 7. Data de prueba por hora pozo 2194	49
Tabla 8. Resultados de la prueba suministrado por el Equipo Accuflow del pozo 2194	49
Tabla 9. Data de prueba por hora pozo 1775	50
Tabla 10. Resultados de la prueba suministrado por el Equipo Accuflow del pozo 1775	51
Tabla 11. Data de prueba por hora pozo 2045	52
Tabla 12. Resultados de la prueba suministrado por el Equipo Accuflow del pozo 2045	52
Tabla 13. Data de prueba por hora pozo 3412	53
Tabla 14. Resultados de la prueba suministrado por el Equipo Accuflow del pozo 3412	53
Tabla 15. Data de prueba por hora pozo 2237	55
Tabla 16. Resultados de la prueba suministrado por el Equipo Accuflow del pozo 2237	55
Tabla 17. Data de prueba por hora pozo 2507	56
Tabla 18. Resultados de la prueba suministrado por el Equipo Accuflow del pozo 2507	57

Tabla 19. Data de prueba por hora pozo 2213	58
Tabla 20. Resultados de la prueba suministrado por el Equipo Accuflow del pozo 2213	58
Tabla 21. Data de prueba por hora pozo 1052	59
Tabla 22. Resultados de la prueba suministrado por el Equipo Accuflow del pozo 1052	60
Tabla 23. Potenciales de Gas	61
Tabla 24. Rangos permisivos para exactitud de los medidores	62
Tabla 25. De Evaluación de trazabilidad y Confiabilidad	62

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Descripción grafica medidor Accuflow.....	28
Figura 2.	Medidor de Gas Accuflow	29
Figura 3.	Transmisor indicador de temperatura.....	31
Figura 4.	Sensor de nivel.....	32
Figura 5.	Transmisor de presión.....	32
Figura 6.	Indicador de presión.....	33
Figura 7.	Movimiento Oscilatorio	34
Figura 8.	Movimiento fuerza del fluido.....	34
Figura 9.	Angulo de movimiento.....	34
Figura 10.	Sensor Coriolis	34
Figura 11	Movimiento del flujo medidor vortex.....	35
Figura 12.	Medidor Vortex	35
Figura 13.	MySQL.....	37
Figura 14.	Crear tabla	37
Figura 15.	Crear tabla 2do paso	38
Figura 16.	Datos de la tabla creada	38
Figura 17.	Correr programa	39
Figura 18.	Salir del programa	39
Figura 19.	Grafica de datos reales.....	40
Figura 20.	Muestras de tag	42
Figura 21	Fecha de reporte.....	42
Figura 22.	Data pura	43
Figura 23.	Grafica pozo 2960	45

Figura 24.	Grafica pozo 3283	47
Figura 25.	Grafica pozo 2194	48
Figura 26.	Grafica Pozo 1775	50
Figura 27.	Grafica Pozo 2045	51
Figura 28.	Grafica Pozo 3412	53
Figura 29.	Grafica Pozo 2237	54
Figura 30.	Grafica Pozo 2507	56
Figura 31.	Grafica Pozo 2213	57
Figura 32.	Grafica Pozo 1052	59

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS DE LOS DATOS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN ACCUFLOW DEL GAS ANULAR DE LOS POZOS DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS*

AUTOR: MIGUEL ÁNGEL CÁRDENAS PINZÓN**

PALABRAS CLAVES: ACCUFLOW, MEDIDOR, GAS

DESCRIPCIÓN:

En la industria del petróleo se busca continuamente optimizar los sistemas y equipos de medición, instalados en pozos y facilidades, con el fin de conocer los caudales de crudo y gas y de esta forma tener un control sobre la producción. Una de las características para dinamizar y optimizar el control sobre la producción es el análisis de los datos obtenidos por el sistema medición. En el campo La Cira-Infantas existe un sistema de medición el cual nos muestra información sobre el caudal y comportamiento de los pozos todo esto en tiempo real, esta tecnología es nueva y por la cual se debe realizar un estudio o seguimiento a través de múltiples pruebas para estandarizar su construcción, operación y mantenimiento. Para ello se han establecido un numero de pruebas las cuales deberán estar dentro del porcentaje de error acordado entre las partes, asimismo se deber realizar el aseguramiento metrológico del equipo para garantizar que la instrumentación cumpla con los requisitos de calibración según las normas establecidas para medición. En la Cromatografía que se presentó se evidenciaron los principales componentes del gas de La Cira Infantas donde se demostró que es un gas que no presenta peligro para su comercialización ya que no contiene H₂S y puede ser llevado a los hogares de la comunidad del Centro Ecopetrol. También se establece que es un gas con bajo poder calorífico (980 BTU) no siendo ideal para su uso en calderas y hornos, donde su minimo requerido es de 1300 BTU.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Ingeniería del Gas. Director: Julio Cesar Pérez Angulo, Ingeniero de Petróleos

ABSTRACT

TITLE: DATA ANALYSIS SYSTEM FOR MEASUREMENT OF GAS WELLS ACCUFLOW CANCEL THE FIELD CIRA INFANTAS^{*}

AUTOR: MIGUEL ÁNGEL CÁRDENAS PINZÓN^{**}

KEYWORDS: ACCUFLOW, METER, GAS

DESCRIPTION:

In the oil industry it is continuously seeking to optimize systems and measuring equipment installed in wells and facilities in order to meet the flow of oil and gas and thus have control over production. One feature to streamline and optimize production control is the analysis of data obtained by the measurement system. In the La Cira-Infantas field there is a measuring system which shows information about the flow and behavior of wells all this in real time, this technology is new and why should conduct a study or tracking across multiple tests to standardize the construction, operation and maintenance. This has been established a number of tests which must be within the percentage of agreement between the parties error is duty also provide measurement assurance team to ensure that the implementation meets the requirements of calibration in accordance with established standards for measurement. In Chromatography who presented the main gas components La Cira Infantas where it proved to be a gas that will be safe for marketing because it contains H₂S and can be carried to the homes of community Ecopetrol Center showed. It also states that it is a low calorific value gas (980 BTU) not being ideal for use in boilers and furnaces, where the required minimum is 1300 BTU.

^{*} Degree work

^{**} Physicochemical Faculty of Engineering. School of Petroleum Engineering. Specialization in Gas Engineering. Director: Julio Cesar Perez Angulo, Petroleum engineer

INTRODUCCIÓN

Desde hace años los medidores de flujo han venido siendo utilizados para calcular los diferentes tipos de fluidos en los pozos de los campos petroleros alrededor del mundo. Actualmente existen tecnologías que permiten que los procesos de medición se faciliten y se optimicen llevando a que se produzca una recolección de datos de óptima calidad para el control de producción.

Una información precisa, oportuna y confiable es muy importante para la operación y producción en el campo petrolero, por lo cual es indispensable contar con equipos especializados y certificados en el desarrollo de sus actividades.

Con la puesta en marcha del programa de medición de gas de los pozos del campo petrolero La Cira Infantas, se logrará realizar un seguimiento confiable y preciso, ya que este equipo cuenta con instrumentos certificados en la medición de gases y un completo sistema de adquisición de datos que facilitará la interpretación de los mismos.

Es importante resaltar que al pasar los años la tecnología va evolucionando día a día, ya que llegan al mercado nuevos equipos para la medición, por tal motivo este trabajo permite hacer un análisis de las diferentes tecnologías para así comprobar si la que se utiliza es la más adecuada.

1. DESCRIPCIÓN DE LA MONOGRAFÍA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El análisis de los datos que arrojan los sistemas de medición del flujo de gas en pozo es de gran interés para los ingenieros de producción, pues provee la información necesaria para evaluar y optimizar el desempeño de pozos. Cuando se identifica que un pozo comienza a presentar decrecimiento en su producción, caída de flujos o variaciones en la composición del producto del yacimiento, es cuando la cuantificación fiable del flujo de cada una de las fases (aceite, gas y agua) de una corriente de producción, permite a los operadores tomar mejores decisiones acerca del desempeño de los pozos, generando un accionar con respecto a las características medibles que repercutan en el incremento y mejora de la producción. Con esta información los ingenieros pueden identificar, comprender y corregir los problemas asociados con el fluido de los pozos y optimizar las operaciones de levantamiento.

1.2 JUSTIFICACIÓN

Debido a la necesidad de explorar alternativas que permitan reducir tiempo en la medición del gas de los pozos, la introducción de nuevas tecnologías como los medidores accuflow se convierten en la solución más eficaz, comparado con los separadores convencionales de medición, resultando en una operación más efectiva en tiempo. El análisis de los datos ayudaría dando un modo de acción más eficaz disminuyendo pérdidas de tiempo y agilizando la toma de decisiones.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo general.

Analizar los datos del sistema de medición Accuflow del gas anular de los pozos del campo La Cira Infantas

1.3.2 Objetivos específicos

- Analizar de la composición y producción del gas en el campo La Cira Infantas.
- Describir el proceso de medición de gas con el medidor Accuflow, los principales componentes que integran el medidor, las características más importantes de la tecnología y sus parámetros de operación.
- Analizar la base de datos de las pruebas en campo para verificar la confiabilidad y trazabilidad en las medidas del sistema de medición Accuflow.
- Realizar una propuesta para el mejoramiento del análisis de los datos del sistema de medición Accuflow.

2. RESEÑA HISTÓRICA

La reversión al Estado Colombiano de la Concesión De Mares, el 25 de agosto de 1951, dio origen a la Empresa Colombiana de Petróleos.

La naciente empresa asumió los activos revertidos de la Tropical Oil Company que en 1921 inició la actividad petrolera en Colombia con la puesta en producción del Campo La Cira-Infantas en el Valle Medio del Río Magdalena, localizado a unos 300 kilómetros al nororiente de Bogotá.

Ecopetrol emprendió actividades en la cadena del petróleo como una Empresa Industrial y Comercial del Estado, encargada de administrar el recurso hidrocarburífero de la nación, y creció en la medida en que otras concesiones revirtieron e incorporó su operación.

En 1961 asumió el manejo directo de la refinería de Barrancabermeja. Trece años después compró la Refinería de Cartagena, construida por Intercol en 1956.

En 1970 adoptó su primer estatuto orgánico que ratificó su naturaleza de empresa industrial y comercial del Estado, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, cuya vigilancia fiscal es ejercida por la Contraloría General de la República.

La empresa funciona como sociedad de naturaleza mercantil, dedicada al ejercicio de las actividades propias de la industria y el comercio del petróleo y sus afines, conforme a las reglas del derecho privado y a las normas contenidas en sus estatutos, salvo excepciones consagradas en la ley (Decreto 1209 de 1994).

En septiembre de 1983 se produjo la mejor noticia para la historia de Ecopetrol y una de las mejores para Colombia: el descubrimiento del Campo Caño Limón, en asocio con OXY, un yacimiento con reservas estimadas en 1.100 millones de millones de barriles. Gracias a este campo, la Empresa inició una nueva era y en el año de 1986 Colombia volvió a ser en un país exportador de petróleo.

En los años noventa Colombia prolongó su autosuficiencia petrolera, con el descubrimiento de los gigantes Cusiana y Cupiagua, en el Piedemonte Llanero, en asocio con la British Petroleum Company.

En 2003 el gobierno colombiano reestructuró la Empresa Colombiana de Petróleos, con el objetivo de internacionalizarla y hacerla más competitiva en el marco de la industria mundial de hidrocarburos.

Con la expedición del Decreto 1760 del 26 de Junio de 2003 modificó la estructura orgánica de la Empresa Colombiana de Petróleos y la convirtió en Ecopetrol S.A., una sociedad pública por acciones, ciento por ciento estatal, vinculada al Ministerio de Minas y Energía y regida por sus estatutos protocolizados en la Escritura Pública número 4832 del 31 de octubre de 2005, otorgada en la Notaría Segunda del Circuito Notarial de Bogotá D.C., y aclarada por la Escritura Pública número 5773 del 23 de diciembre de 2005.

Con la transformación de la Empresa Colombiana de Petróleos en la nueva Ecopetrol S.A., la Compañía se liberó de las funciones de Estado como administrador del recurso petrolero y para realizar esta función fue creada La ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos).

A partir de 2003, Ecopetrol S.A. inició una era en la que, con mayor autonomía, ha acelerado sus actividades de exploración, su capacidad de

obtener resultados con visión empresarial y comercial y el interés por mejorar su competitividad en el mercado petrolero mundial.

3. MARCO TEÓRICO

3.1 GAS NATURAL

El gas natural constituye una importante fuente de energía fósil liberada por su combustión. Es una mezcla de hidrocarburos gaseosos ligeros que se extrae, bien sea de yacimientos independientes (gas libre), o junto a yacimientos petrolíferos o de carbón (gas asociado a otros hidrocarburos y gases)

Tabla 1. Composición típica del gas natural

Constituyente	Fórmula química	Composición por volumen (%)
Metano	CH ₄	81.86
Etano	C ₂ H ₆	11.61
Propano	C ₃ H ₈	1.92
I-Butano	C ₄ H ₁₀	0.23
N-Butano	C ₄ H ₁₀	0.22
Nitrógeno	N ₂	0.90
Dióxido de carbono	CO ₂	3.18

Fuente. <http://www.gasnaturalfenosa.com.co/co/hogar/el+gas+natural/html>

3.2 ¿DÓNDE SE ENCUENTRA EL GAS NATURAL?

- El gas natural se encuentra en depósitos subterráneos profundos.
- En algunas zonas de Colombia, los depósitos de gas natural están bajo la superficie del suelo como en el Huila, el Casanare o el Magdalena Medio.
- En otros sitios, como La Guajira, se halla en el fondo del mar.
- El gas natural se extrae perforando la tierra hasta llegar a los yacimientos; el hallazgo de los yacimientos de gas natural se realiza mediante exploraciones geológicas muy complejas, que pueden tomar varios años.

- El gas natural se encuentra en yacimientos en el subsuelo al igual que el petróleo, en uno de los siguientes estados:

Asociado, cuando al ser extraído del yacimiento está mezclado con el crudo.

Libre o no asociado, cuando se encuentra en un yacimiento que sólo contiene gas natural.

Su composición, su gravedad específica, su peso molecular y su poder calorífico son diferentes en cada yacimiento. El rango de variación del poder calorífico oscila entre 900 y 1.400 BTU/PC (BTU por pie cúbico)*.

El país cuenta actualmente con catorce campos principales de producción de gas natural, los cuales se encuentran localizados en cuatro regiones: Costa Atlántica, Santander, Llanos Orientales y en el Huila-Tolima.

Al finalizar 1998 las reservas remanentes de gas en el país eran de 6.928 GPC, de las cuales 192 GPC corresponden a la operación directa de Ecopetrol y las restantes 6.734,9 GPC a la operación asociada.

- La presencia de sustancias inconvenientes o nocivas, hace necesario tratar el gas natural, o sea, deshidratarlo, purificarlo y separar los compuestos de azufre. Además, antes de distribuirlo, se odoriza adicionándole sustancias de un aroma fuerte y típico, ya que en su estado natural no posee un olor característico, ni distintivo. Esta es una medida de seguridad para alertar sobre eventuales fugas.
- Puntos importantes del gas natural.
- Es un combustible que se distribuye por medio de tuberías localizadas bajo tierra, que llegan hasta su casa.
- El gas natural se utiliza para el consumo doméstico, como combustible industrial y de automotores.

- Su llama es azul nítida, porque tiene poco contenido de CO (bióxido de carbono.)
- El gas natural no tiene olor, sin embargo, se le adiciona una sustancia característica, que resulta de la combinación (50% y 50%) de THT y TBM, con el fin de que puedas reconocerlo y tomar las medidas preventivas en caso de sentir olor a gas en la vivienda.
- Al pesar menos que el del aire, el gas natural tiende a localizarse en las partes altas, facilitando su salida hacia la atmósfera por las rejillas y ventanas.
- La utilización de este gas en los hogares, no representa riesgos ni requiere de destrezas especiales para su manipulación, siempre y cuando se tengan en cuenta los cuidados básicos.

3.3 CLASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL

El Gas natural puede ser clasificado de acuerdo a su composición física química la cual va relacionada con su estructura molecular y de acuerdo a su locación en el subsuelo.

3.3.1 Clasificación de acuerdo a su Composición Gas Rico (Húmedo)

Es aquel gas natural del cual se puede obtener apreciables cantidades de hidrocarburos líquidos (C+ 3) debido a que contiene alta proporción de componentes pesados. Es utilizado en la petroquímica y en la elaboración de la gasolina natural.

3.3.2 Gas Pobre

También llamado Gas Seco, es aquel gas que está formado en su mayoría por metano (85-90%). Se utiliza directamente como combustible o en proyectos de mantenimiento de presión de yacimientos, también en la producción de hidrogeno.

3.3.3 Gas Agrio

Contiene impurezas como el H₂S y el CO₂, los cuales son altamente corrosivos sobre todo el primero.

3.3.4 Gas Dulce

Es aquel que no contiene o contiene muy poco (trazas) de H₂S y CO₂

De acuerdo a la localización en el subsuelo se pueden clasificar en:

3.3.5 Gas Asociado

Es el gas disuelto o separado del petróleo (capa de gas) en yacimientos petrolíferos. Este gas ocurre asociado al petróleo en yacimientos subterráneos donde a causa de su segregación gravitacional constituye la capa superior de las fases (gas, petróleo, agua) que normalmente se presentan en un yacimiento.

3.3.6 Gas No Asociado

Es aquel que esta solo con agua, con nata en yacimientos de gas seco. Gas Condensado: Se encuentra en yacimientos de hidrocarburos en estado gaseoso, por características específicas de presión, temperatura y composición. El gas está mezclado con hidrocarburos líquidos; se dice que se halla en estado saturado.

Durante la producción del yacimiento, la presión puede disminuir en el área de condensación retrograda permitiendo que el gas condense a petróleo líquido, el cual al unirse en forma de película a las paredes de los poros queda atrapado y no puede ser extraído. Esto se evita inyectando gas a fin de mantener la presión del yacimiento.

3.4 ANÁLISIS DE LAS COMPOSICIÓN DEL GAS Y PRODUCCIÓN DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

El Campo La Cira Infantas cuenta con una red de tuberías que recolectan el gas que viene de los pozos del campo y la cual es direccionada a la planta de procesos, actualmente el Campo La Cira Infantas produce 5,3 MMSCFD de gas. Según la cromatografía del gas de la cira infantas ver (tabla 2), cuenta con un poder calorífico de 980BTU, bastante bajo para obtener buenos rendimientos en hornos y calderas donde lo ideal sería de 1300 BTU en adelante, pero si es bueno para uso residencial. Cuenta con buenas características a pesar de no contar con más componentes livianos que mejoren sus características (butanos, n-butanos, isobutanos). Al no contar con trazas de H₂S lo hace un gas seguro, ya que su combustión no generará componentes para lluvia ácida (SO₂-SO₃), el bajo contenido de mercaptanos y compuestos azufrados lo hace más seguro para consumo residencial.

Tabla 2. Cromatografía del Campo la Cira Infantas

HIDROGENO	0.068006	% mol	N/A	20/10/2016 20:17:48 a.m.
OXIGENO	0.019658	% mol	N/A	20/10/2016 20:17:48 a.m.
NITROGENO	0.646667	% mol	N/A	20/10/2016 20:17:48 a.m.
MONOXIDO DE CARBONO	0	% mol	N/A	20/10/2016 20:17:48 a.m.
DIOXIDO DE CARBONO	1.395882	% mol	N/A	20/10/2016 20:17:48 a.m.
METANO	89.146929	% mol	N/A	20/10/2016 20:17:48 a.m.
ETANO	6.182081	% mol	N/A	20/10/2016 20:17:48 a.m.
ETILENO	0	% mol	N/A	20/10/2016 20:17:48 a.m.
PROPANO	1.449576	% mol	N/A	20/10/2016 20:17:48 a.m.
PROPILENO	0	% mol	N/A	20/10/2016 20:17:48 a.m.
ISO-BUTANO	0.262288	% mol	N/A	20/10/2016 20:17:48 a.m.
N-BUTANO	0.299801	% mol	N/A	20/10/2016 20:17:48 a.m.
ISO-PENTANO	0.529111	% mol	N/A	20/10/2016 20:17:48 a.m.
TOTAL OLEFINAS	0.000000	% mol	N/A	20/10/2016 20:17:48 a.m.
POTENCIA CALORIFICA	980.7	BTU/ft3	N/A	20/10/2016 20:17:48 a.m.
H2S	0	% mol	N/A	20/10/2016 20:17:48 a.m.
R21	18.87242406	%	N/A	20/10/2016 20:17:48 a.m.
R22	1676.3578037	%	N/A	20/10/2016 20:17:48 a.m.
R23	32.6573709000000004%		N/A	20/10/2016 20:17:48 a.m.
R24	38.1489031	%	N/A	20/10/2016 20:17:48 a.m.
PESO MOLECULAR	17.66	gr/mol	N/A	20/10/2016 20:17:48 a.m.
GRAVEDAD ESPEC. GAS .60976		N/A	N/A	20/10/2016 20:17:48 a.m.

4. MEDICIÓN DEL GAS NATURAL

A objeto de determinar la cantidad de gas que produce un Campo de Petrolero y sus respectivos usos entre los que se destacan: inyección para sistemas de recuperación secundaria, combustible, transferencia inter áreas y entre los diferentes distritos, cantidad que se transforma en los procesos de LGN, mermas de los diferentes sistemas de recolección, transmisión y levantamiento artificial por gas, ventas a consumidores industriales, gas arrojado a la atmósfera, la relación de gas petróleo; y adicionalmente los procesos en los cuales el servicio es bajo la modalidad de B.O.O y M.O (contratados), todo lo anterior hace necesario y la medición exacta del gas natural.

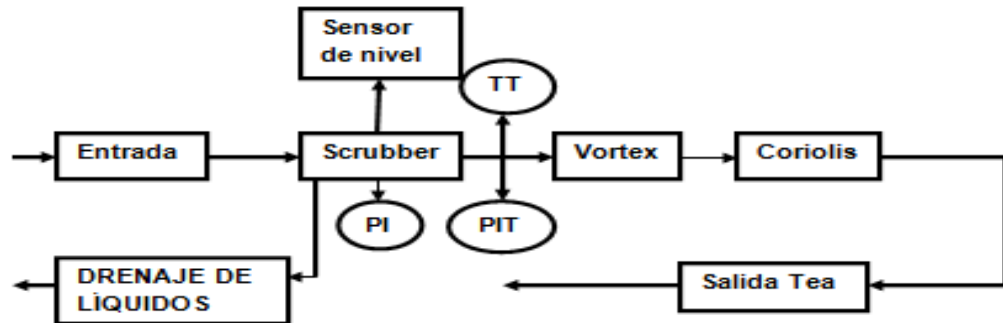
4.1 SISTEMAS DE MEDICIÓN

En la industria del petróleo es esperada una medición altamente confiable y precisa el cual se logra mediante la formulación de un sistema de medición completo. El cumplimiento de los requisitos de precisión implica conocer las limitaciones de los distintos estándares, verificar y calibrar los elementos que hacen parte del Sistema de Medición y elegir correctamente:

- Medidores de flujo
- Transductores
- Tubería de distribución
- Los dispositivos de medición de registro y almacenamiento
- Datos de comunicaciones metodológicas

4.1.2 Descripción del proceso de medición de gas con el medidor ACCUFLOW

Figura 1. Descripción grafica medidor Accuflow



Fuente. Autor

El principio de operación del equipo se fundamenta en permitir el flujo de gas proveniente del anular de los pozos hacia un separador que mediante el efecto ciclónico separa partículas líquidas y sólidas permitiendo el paso del gas hacia la parte superior libre de dichos residuos. Posteriormente pasan por un sistema en serie de medidores de diferente principio de medición (Vortex y coriolis), los cuales cuantifican la cantidad de gas que fluye en modo volumétrico y másico, para finalmente ser quemado en una tea portátil.

Este sistema de medición de gas Accuflow consiste en un scrubber vertical asociado a una línea de entrada de gas de anulares, una línea de salida de gas a tea portátil y una línea de drenaje, además de la instrumentación instalada para la medición del gas procedente del pozo.

Figura 2. Medidor de Gas Accuflow



La versatilidad de este medidor se fundamenta en sus componentes, como lo son, la instrumentación debidamente certificada, un sistema de paneles solares y batería de 12 Voltios / 250 Amperios Hora que le permite al equipo ser autónomo, medidor de voltaje, corriente de carga y corriente de consumo, computador con interfaz gráfica donde se visualizan y almacenan los datos, mecanismo hidráulico para el levantamiento del scrubber, frenos de emergencia, luces, entre otros.

4.2 DESCRIPCIÓN DE COMPONENTES DEL MEDIDOR DE GAS ACCUFLOW

El medidor de gas Accuflow, fue instalada la instrumentación necesaria tales como válvulas, medidores, transmisores que se describe a continuación.

4.2.1 Transmisor de temperatura.

El transmisor de temperatura como se muestra en la figura 3 es un equipo que permite linealizar y acondicionar una señal. Con un transmisor de temperatura es posible que señales provenientes de sensores como termopares y RTD se extiendan a longitudes más allá de las que los sensores por sí solos permiten, garantizando una señal altamente estable y confiable, la salida 4 a 20 mA (miliamperios) es uno de los medios más populares para la transmisión de señal y

control eléctrico en la industria aunque también existen salidas a Voltaje directo e incluso con protocolo de comunicación como lo es HART. Las funciones que cumple un transmisor de temperatura son aislar, amplificar, filtrar ruido, linealizar y convertir la señal de entrada a una señal estandarizada de control. Como ya mencionamos la salida más común es la de corriente 4 - 20 mA, por ejemplo 4 mA puede representar 0 °C y 20 mA 100 °C.

Hay dos tipos de sensores de temperatura y son los siguientes:

- **RTD (Detector de temperatura resistivo)**

Un RTD es un sensor de temperatura basado en la variación de la resistencia de un conductor con la temperatura.

Los metales empleados normalmente como RTD son platino, cobre, níquel y molibdeno.

De entre los anteriores, los sensores de platino son los más comunes por tener mejor linealidad, más rapidez y mayor margen de temperatura.

- **Termopar**

El termopar, también llamado termocupla y que recibe este nombre por estar formado por dos metales, es un instrumento de medida cuyo principio de funcionamiento es el efecto termoeléctrico.

Un material termoeléctrico permite transformar directamente el calor en electricidad, o bien generar frío cuando se le aplica una corriente eléctrica.

El termopar genera una tensión que está en función de la temperatura que se está aplicando al sensor. Midiendo con un voltímetro la tensión generada, conoceremos la temperatura.

Figura 3. Transmisor indicador de temperatura



Fuente. Transmisores - Farcom Industrial. Disponible en:
<http://www.farcomindustrial.com/transmisores-2/>

4.2.2 Sensor de Nivel.

Es un dispositivo electrónico que mide la altura del material, generalmente líquido, dentro de un tanque u otro recipiente.

Como se muestra en la figura 4 el sensor tiene un horquilla oscilante que se acciona de forma piezoeléctrica y oscila por su frecuencia de resonancia mecánica de aprox. 1200 Hz. Si la horquilla oscilante se cubre de medio de relleno, cambia su frecuencia de vibración. Esta modificación la detecta el oscilador integrado y la transforma en una orden de conmutación. El sistema electrónico integrado evalúa la señal de nivel y emite una señal de conmutación para el funcionamiento directo de los equipos conectados.

Figura 4. Sensor de nivel



Fuente. <http://w3.siemens.com/mcms/sensor-systems/es/instrumentacion-de-procesos/medicion-de-nivel/deteccion-de-nivel/vibracion-de-nivel/pages/sitrans-lv100.aspx>

4.2.3 Transmisor de presión.

Los transmisores de presión o transductores de presión son elementos que transforman la magnitud física de presión o fuerza por unidad de superficie en otra magnitud eléctrica que será la que emplearemos en los equipos de automatización o adquisición estándar. Los rangos de medida son muy amplios, desde unas milésimas de bar hasta los miles de bar.

Figura 5. Transmisor de presión



Fuente. Transmisores - Farcom Industrial. Disponible en:
<http://www.farcomindustrial.com/transmisores-2/>

4.2.4 Indicador de presión.

En la figura 6 podemos observar un manómetro tipo tubo de Burdon, en su interior tiene un tubo metálico elástico, aplanado y curvado.

Este tubo tiende a enderezarse cuando en su interior actúa una presión, por lo que el extremo libre del tubo curvado se desplaza, y este desplazamiento mueve un juego de palancas y engranajes que lo transforman en el movimiento amplificado de una aguja que indica directamente la presión en la escala.

Figura 6. Indicador de presión

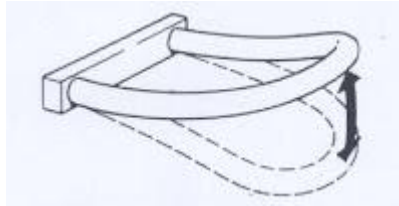


Fuente. <http://flexilatina.com/wp-content/uploads/2015/01/manometros-analogos-7.jpg>

4.2.5 Medidor Coriolis

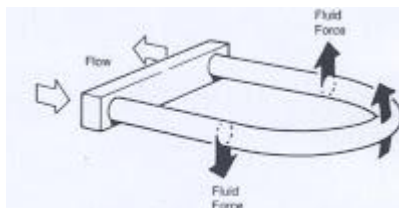
Los Fluidos que pasan a través del sensor son forzados a adquirir el movimiento vertical del tubo que vibra. Cuando el tubo se está moviendo hacia arriba durante la mitad del ciclo de vibración (Figura 7), El fluido que está pasando a través del tubo ejerce una fuerza opuesta al movimiento hacia arriba y tiende a empujar el tubo hacia abajo. Una vez que el fluido atraviesa la curva y comienza a salir del sensor el fluido empuja el tubo hacia arriba (Figura 8). Estos dos movimientos hacen que los tubos se retuerzan (Figura 9). Cuando el tubo se está moviendo hacia abajo en la segunda mitad del ciclo de vibración este se retuerce o deforma en dirección opuesta al movimiento. Esta característica es llamada efecto coriolis, en la figura 10 podemos observar el instrumento completo.

Figura 7. Movimiento Oscilatorio



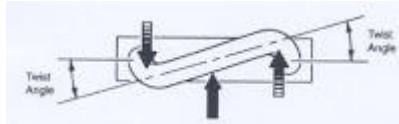
Fuente. <http://aitunexpo.blogspot.com.co/2007/05/principio-de-funcionamiento.html>

Figura 8. Movimiento fuerza del fluido



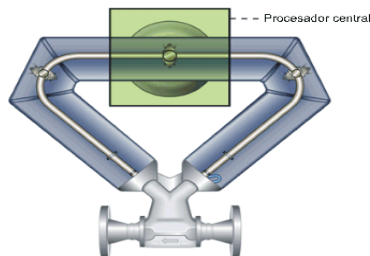
Fuente. <http://aitunexpo.blogspot.com.co/2007/05/principio-de-funcionamiento.html>

Figura 9. Angulo de movimiento



Fuente. <http://aitunexpo.blogspot.com.co/2007/05/principio-de-funcionamiento.html>

Figura 10. Sensor Coriolis

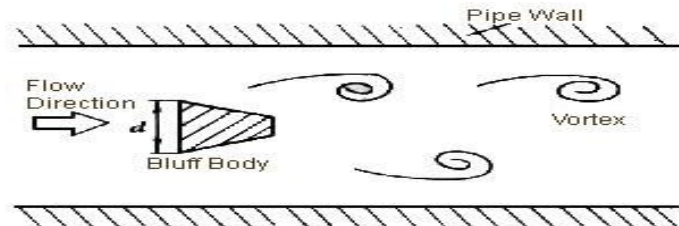


Fuente. http://www3.emersonprocess.com/micromotion/tutor/spanish/11_sensor_ptscurtubecoreproc.html

4.2.6 Medidor Vortex

Los medidores de flujo tipo vortex como se ilustra en la figura 12, son un tipo de sensor de flujo que mide la frecuencia de los vértices (figura 11) a través de un dispositivo de farol ubicado en el caudal del flujo. En el área del dispositivo del farol la frecuencia del vértice es una proporción de la velocidad del flujo. Los medidores de flujo tipo vortex son utilizados para medir el flujo de líquidos y/o gases.

Figura 11 *Movimiento del flujo medidor vortex*



Fuente. <http://www.booccaflow.es/1-vortex-flow-meter-6.html>

Figura 12. Medidor Vortex



Fuente. <http://www.yokogawa.com/flid/FLOW/DYF/flid-dyf-std-01en.htm>

4.3 SOFTWARE

El equipo cuenta con un software encargado de visualizar y almacenar los datos obtenidos, lo que permite analizar e interpretar de una manera sencilla las variables del proceso y crear un soporte en una base de datos la cual se encarga de archivar históricos de toda la instrumentación asociada al medidor de gas Accuflow, con el fin de tener un análisis eficaz de los mismos.

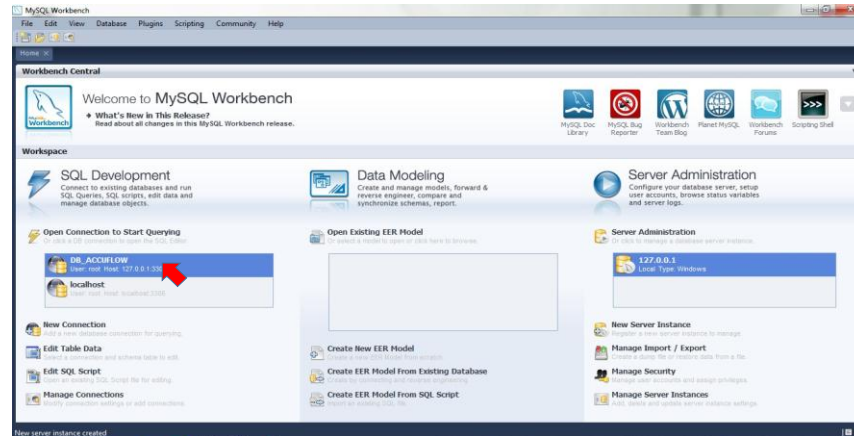
El software genera un reporte diario, el cual toma un registro cada hora y lo guarda en un archivo tipo .rpt. Además, exporta los datos a una base de datos tipo MySQL. Estos reportes no tienen límite de datos pero ocupan 1.5 MB de memoria para un día de almacenamiento de información, lo que deja como limitante la capacidad del disco duro. Para evitar la ralentización del equipo al manejar bases de datos demasiado extensas, se recomienda cambiar el nombre de la base de datos según el pozo que se va a estudiar.

Por la naturaleza de los equipos, no se necesita ningún dato de entrada, ya que el medidor tipo coriolis es un medidor másico que mide flujo de líquidos y gases, y el medidor tipo vortex, mide exclusivamente gases, que es el objetivo del equipo. Además las mediciones son independientes de los medidores son independientes del tipo de gas a medir.

4.3.1 Configuración del Software

Encender el computador, donde se encuentra el programa de adquisición de datos.

Figura 13. MySQL



- Dar doble click en el icono del MySQL Workbench en el escritorio y se abre este pantallazo
 - Donde está ubicada la flecha dar doble click
- Y se abre el siguiente pantallazo, donde está ubicada la flecha dar doble click. Para abrir la siguiente carpeta.

Figura 14. Crear tabla

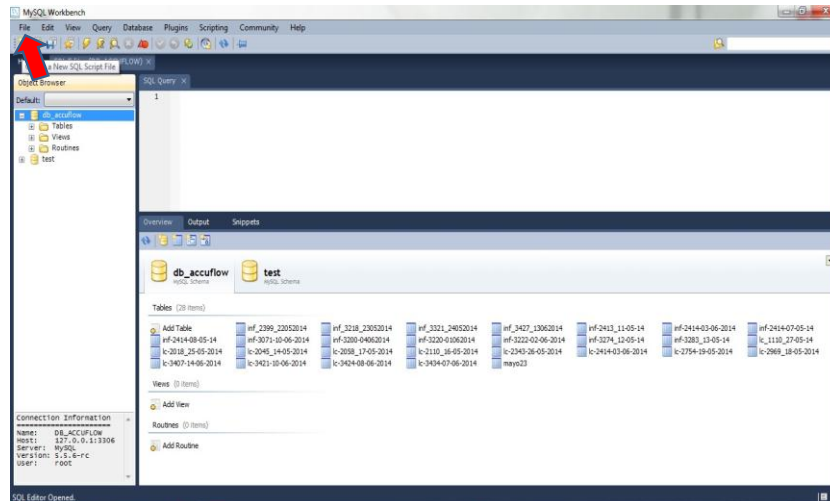
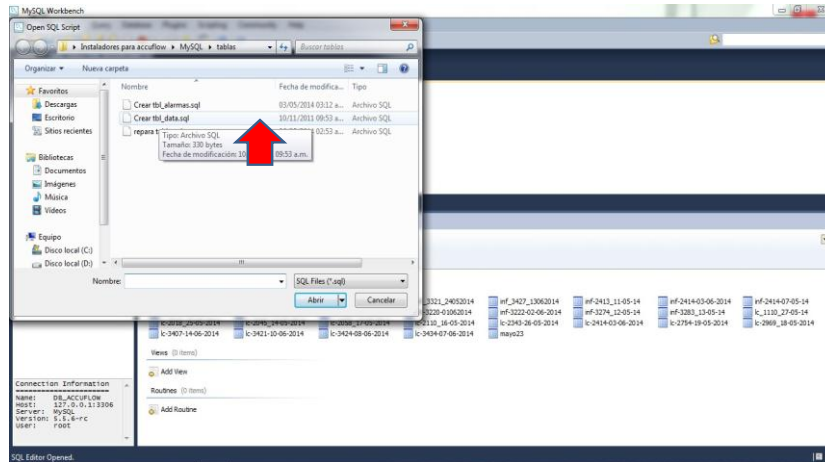
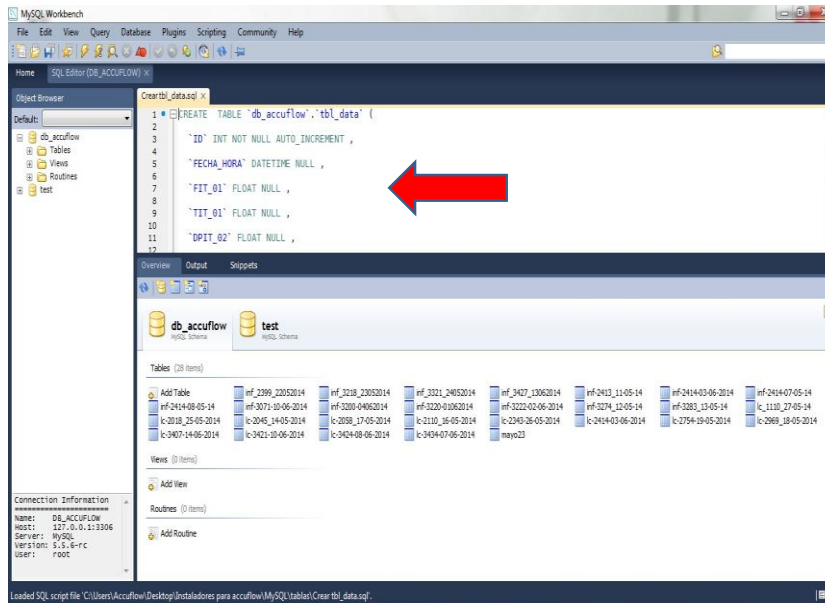


Figura 15. Crear tabla 2do paso



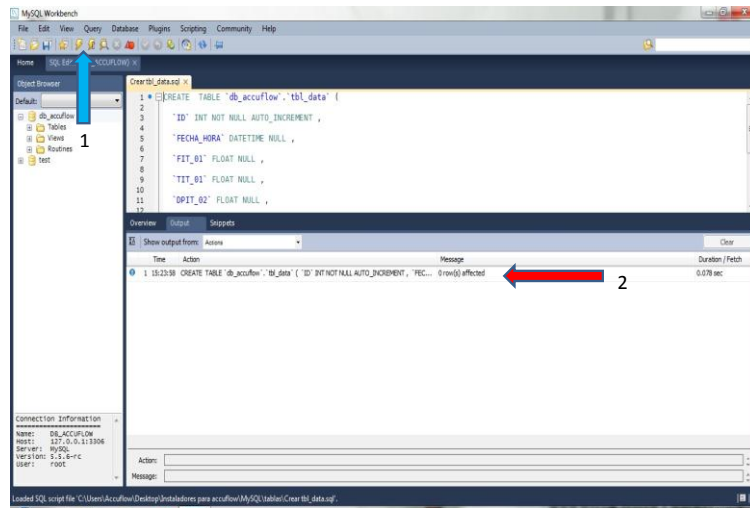
- Y se abre el siguiente pantallazo, se señala en crear tbl date.sql, luego se le da click en abrir
- Y se abre el siguiente pantallazo, con la siguiente información como lo indica donde está la flecha

Figura 16. Datos de la tabla creada



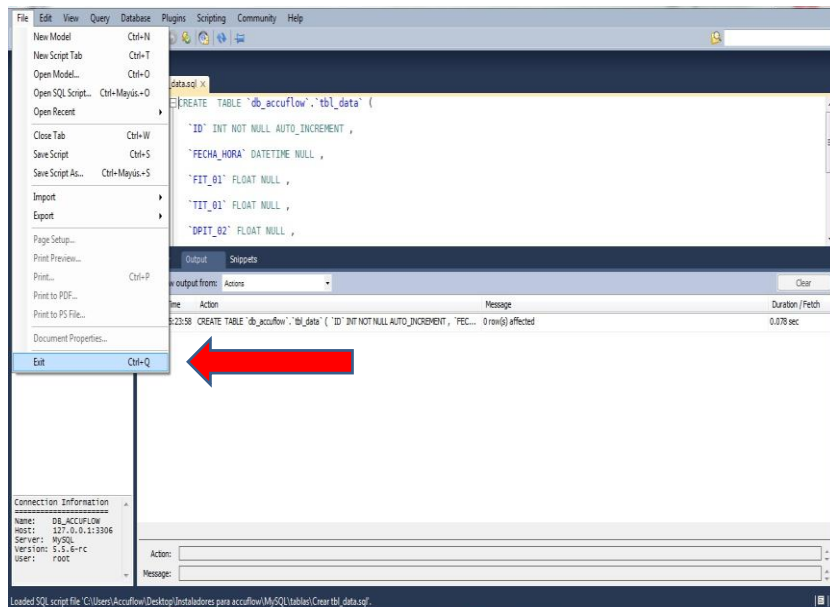
- Ahora donde indica la flecha (1) damos click y corremos el programa y en el mensaje no debe aparecer errores como lo muestra el pantalla donde está la flecha (2)

Figura 17. Correr programa



- Y cerramos el programa de esta manera dar click en file y luego desplazamos hasta el final donde esta exit.

Figura 18. Salir del programa



- Después del cierre del programa My SQL, damos click en el icono del Accuflow que está ubicado en el escritorio.

Al ejecutar el software Accuflow se despliega una ventana principal la cual cuenta con tres áreas importantes:

- Visualización de Componentes: la ventana ubicada a la parte derecha, se encarga de mostrar la distribución de los componentes del equipo, así como los datos que está tomando en tiempo real.
- Tendencia de Resultados: ventana ubicada a la izquierda, despliega un gráfico que muestra la tendencia de los datos que se están tomando.
- Botones de manejo de datos: Se encuentran ubicados en la parte superior izquierda de la ventana principal, permiten abrir y guardar los reportes, así como visualizar las armas que generen el mal funcionamiento del equipo.

Figura 19. Grafica de datos reales



El primer botón: “Abrir Reporte” permite abrir los reportes diarios que genera directamente el software, que se encuentran en la carpeta “Reportes”, que debe ser generada manualmente y ubicada en la unidad C: .Una vez abiertos los

reportes se tiene la opción de guardarlos como archivos de Microsoft Excel o archivos tipo pdf.

En el área de visualización de componentes se pueden observar las variables involucradas en el proceso de medición de gas con los valores que están midiendo en el momento, los cuales no se pueden modificar, con sus respectivos tags:

- LSH-01: Sensor de alto nivel del Scrubber.
- PI-01: Indicador de Presión del Scrubber.
- PIT-01: Transmisor indicador de Presión del Scrubber [psi].
- UIT-01: Transmisor Indicador Multivariable.
- TIT-01: Temperatura línea salida de gas [°F].
- FIT-01: Flujo línea salida de gas [g/min].
- TIT-02: Transmisor indicador de Temperatura de la línea de salida de gas [°F].
- FIT-02: Transmisor indicador de Flujo de salida de gas [CFD].
- LV-01: Válvula de control de nivel motorizada (ON-OFF).

El segundo botón “Reporte Base de Datos” genera el reporte histórico minuto a minuto, a continuación se puede observar cómo desplegar el informe selectivo que posee el botón:

Figura 20. Muestras de tag

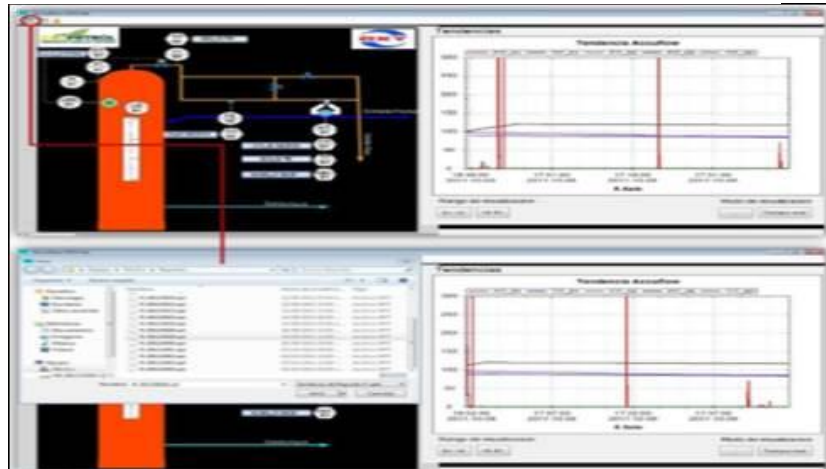


Figura 21 Fecha de reporte

Informe Selectivo

Seleccione Intervalo

Desde 2014-07-09 10:22:43

Hasta 2014-07-10 10:22:43

Seleccione Resolucion

1 Hora

30 Minutos



15 Minutos

1 Minuto

Cancelar Aceptar

- Al dar click sobre el botón se despliega una ventana que permite seleccionar el intervalo de tiempo en el que se desea visualizar el informe:
- Después de seleccionado el tiempo adecuado, se da click en aceptar y se despliega el reporte deseado, una vez abierto el reporte, se tiene la opción de guardarlos como archivos de Microsoft Excel o archivos tipo .pdf.

Figura 22. Data pura

		Reporte General Accuflow				
		Desde 24/09/2013 8:31:00			Hasta 24/09/2013 13:50:00	
DATE	FIT 01	TIT 01	FIT 02	PIT 02	TIT 02	
24/09/2013 08:31:00	0	95	0	-0,80000012	217,8000031	
24/09/2013 08:32:00	0	95,5	0	-0,80000012	220,5	
24/09/2013 08:33:00	0	96,19999695	0	-0,80000012	133,5	
24/09/2013 08:34:00	0	96,09999847	0	-0,699999988	141	
24/09/2013 08:35:00	0	96,5	0	68,5	143,3999939	
24/09/2013 08:36:00	0	96,90000153	0	68,59999847	142,8000031	
24/09/2013 08:37:00	4269,299805	94,09999847	14,39999962	68,19999695	142,5	
24/09/2013 08:38:00	4219,200195	92,69999695	12,30000019	65,90000153	145	
24/09/2013 08:41:00	3941,5	94	7,5	60,20000076	146,6999969	
24/09/2013 08:42:00	3846,100098	94,30000305	14,39999962	58,29999924	145,3999939	
24/09/2013 08:43:00	3769,800049	94,5	10,89999962	56,59999847	144,8000031	
24/09/2013 08:47:00	3413,600098	95,5	14,39999962	50	145,8000031	
24/09/2013 08:49:00	3226,399902	96,19999695	14,39999962	46,90000153	148,1000061	
24/09/2013 08:51:00	3072,899902	96,30000305	14,39999962	44,09999847	146,5	
24/09/2013 08:52:00	3006,300049	96,30000305	14,39999962	42,70000076	148	
24/09/2013 08:57:00	2651,300049	96,90000153	14,39999962	36,09999847	151,6999969	
24/09/2013 08:59:00	2509,899902	97,19999695	14,39999962	33,70000076	147,3999939	
24/09/2013 09:00:00	2468,300049	97,5	14,39999962	32,5	147,3999939	
24/09/2013 09:05:00	2170,5	98,19999695	14,39999962	27	147,8000031	
24/09/2013 09:07:00	2073,300049	98,5	14,39999962	25,10000038	150,8000031	
24/09/2013 09:09:00	1968,400024	98,80000305	14,39999962	23,20000076	151,3999939	

Con el programa ya listo y la instrumentación energizada se procede, A abrir la válvula de entrada de gas del anular y la de la entrada del scrubber, la presión máxima de trabajo en el scrubber es de 160 psi y la válvula de salida hacia tea para normalizar el equipo e iniciar la medición. Verificar que la válvula de drenaje este cerrada correctamente, antes de que empiece a salir gas por la tea, debe haber una persona con un mechón para iniciar la llama y se queme el gas.

5. ANÁLISIS DE LOS DATOS DE FLUJO DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE GAS ACCUFLOW

Una medición confiable y exacta de flujo de gas natural exige un conjunto de actividades que involucren un entendimiento profundo del proceso de medición seguido por la adecuada selección, instalación, operación, mantenimiento e interpretación correcta de los resultados obtenidos.

En un mínimo, el medidor funcionará exactamente con cualquiera de las mezclas de composición de gas natural "Rango Normal" especificadas en AGA¹ Informe n ° 8 - factor de compresibilidad del gas natural, y otros relacionados con gases de hidrocarburos. Esto incluye densidad relativa del gas que debe estar entre 0.554 (Metano puro) 0.87, estos valores se toman como referencia para la medición de flujo de gas con el Accuflow

Para realizar el análisis de los datos de flujo que suministra el medidor de gas ACCUFLOW, se tomaron como referencia diez (10) pozos que se creen que tienen alto flujo de gas por lo cual es necesario su medición, los pozos fueron suministrados por Ecopetrol; 2960, 3283, 2194, 1775, 2045,3412, 2237,2507, 2213,1052.

Para realizar la medición, Lo Primero es conectar el medidor de flujo de gas (Accuflow) a la línea de anular del arbolito de producción del pozo, donde el flujo de gas proveniente del anular de los pozos hacia un separador que mediante el efecto ciclónico separa partículas líquidas y sólidas permitiendo el paso del gas hacia la parte superior libre de dichos residuos. Posteriormente pasan por un sistema en serie de medidores de diferente principio de medición (Vortex y

¹ AGA REPORT No 11 NATURAL GAS BY CORIOLIS METER

coriolis), los cuales cuantifican la cantidad de gas que fluye en modo volumétrico y másico, para finalmente ser quemado en una tea portátil.

A continuación los tag que se ilustran en la data del accuflow

FIT01: Transmisor indicador de Flujo (coriolis Kg/min).

TIT: Transmisor indicador de temperatura °F

FIT02: Transmisor indicador de Flujo (Vortex CFD)

PIT: Transmisor indicador de Presión PSI

Rango de los medidores de Flujo

- Coriolis 0,9 kg/min a 18,1 kg/min
- Vortex 2,23 mscfd a 12,99 mscfd

5.1 ANÁLISIS DE FLUJO DE GAS POZO 2960

Se realizó prueba de medición de flujo por el anular del pozo. Con una duración de 12 horas, Durante la prueba se registra un comportamiento inestable por ser la unidad de bombeo mecánica ver figura 23 con flujo oscilante durante la medición.

Figura 23. Grafica pozo 2960

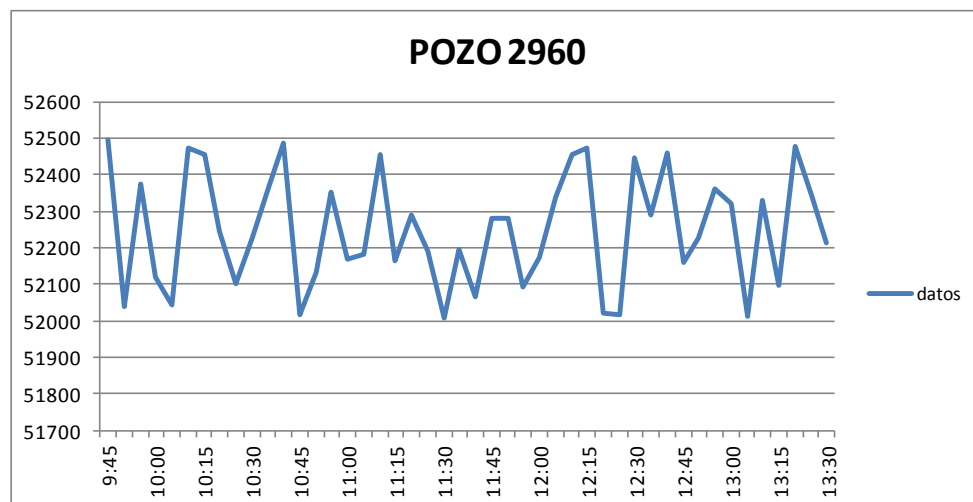


Tabla 3. Data de prueba por hora pozo 2960

ACCUFLOW Prueba DATA Por Hora					
Tiempo	Flujo				
	FIT01	TIT01	FIT02	PIT02	TIT02
Promedio	10452,45	161,92	14,30	96,75	2301,00
11:50	10452,31	162,77	13,20	97,31	2301,00
12:50	10458,40	163,31	14,40	95,85	2301,00
13:50	10434,73	160,55	14,40	98,53	2301,00
14:50	10446,52	162,33	14,40	96,51	2301,00
15:50	10455,70	161,45	14,40	94,51	2301,00
16:50	10459,02	162,25	14,40	94,53	2301,00
17:50	10461,04	162,41	14,40	97,85	2301,00
18:50	10447,34	161,12	14,40	97,33	2301,00
19:50	10461,18	162,23	14,40	96,44	2301,00
20:50	10449,38	161,05	14,40	98,43	2301,00
21:50	10445,82	162,66	14,40	96,33	2301,00
22:50	10457,96	160,94	14,40	97,35	2301,00

Tabla 4. Resultados de la prueba suministrado por el Equipo Accuflow del pozo 2960

Scfd gr	7525921,414
Densidad del gas Lb/gal	0,05003
F Compresibilidad	0,89708
Dens del Aire Std	0,076
Scf Lb/dia	33448,540
Densidad del Lb/Ft3	0,4
MSCFD	89,375

En la tabla 4 podemos observar que la producción del pozo 2960 fue de 89,375 mscfd con una duración de 12 horas y que el medidor Vortex FIT02 estuvo fuera del rango durante la medición. Rango (2,23 mscfd a 12,99 mscfd).

5.2 ANÁLISIS POZO 3283

Se realizó prueba de medición de flujo por el anular del pozo. Con una duración de 12 horas. Durante la prueba se registra que al inicio de la prueba hubo un pico de producción que se podría deducir que era el gas acumulado en el anular del

pozo, posteriormente la producción va disminuyendo durante el resto de la prueba. A continuación se observa el comportamiento del pozo durante la prueba.

Figura 24. Grafica pozo 3283

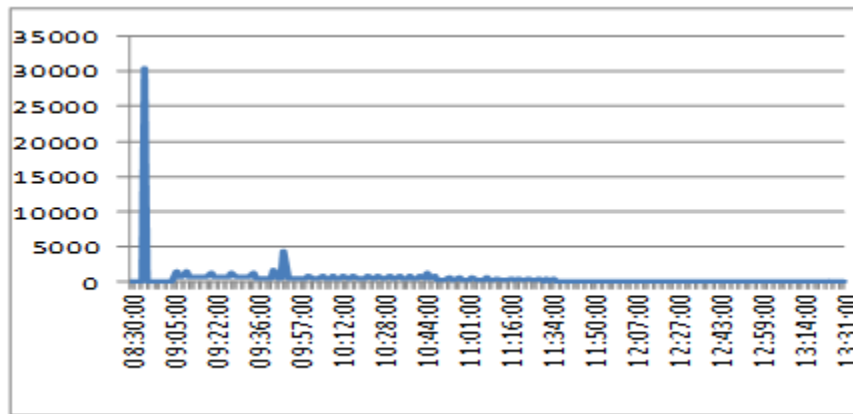


Tabla 5. Data de prueba por hora pozo 3283

ACCUFLOW Prueba DATA Por Hora					
Tiempo	Flujo				
	FIT01	TIT01	FIT02	PIT02	TIT02
Promedio	454,28	92,35	11,69	12,15	1962,96
9:25	105,36	36,67	1,34	15,53	883,33
10:25	688,67	88,01	13,20	22,21	1943,33
11:25	648,34	97,78	14,40	18,75	2120,00
12:25	570,41	99,28	14,40	14,84	2120,00
13:25	478,52	97,81	14,10	10,61	2120,00
14:25	440,17	99,90	13,15	8,78	2120,00
15:25	448,90	102,37	12,60	8,50	2120,00
16:25	397,22	104,68	11,79	6,47	2120,00
17:25	310,91	104,63	10,26	3,67	2120,00

Tabla 6. Resultados de la prueba suministrado por el Equipo Accuflow del pozo 3283

Scfd gr	99476,50122
Densidad del gas Lb/gal	0,05003
F Compresibilidad	0,99708
Dens del Aire Std	0,076
Scf Lb/dia	1047,075
Densidad del Lb/Ft3	0,4
M SCFD	2,798

En la tabla 6 podemos observar que la producción del pozo 3283 fue de 2.798 mscfd, flujo de gas mínimo, con una duración de 12 horas,

5.3 ANÁLISIS POZO 2194

Se realizó prueba de medición de flujo por el anular del pozo. Con una duración de 12 horas. Durante la prueba se registra incremento de flujo de gas por consecuencia de presurización del pozo, la producción del pozo disminuye con el paso del tiempo. A continuación se observa el comportamiento del pozo durante la prueba.

Figura 25. Grafica pozo 2194

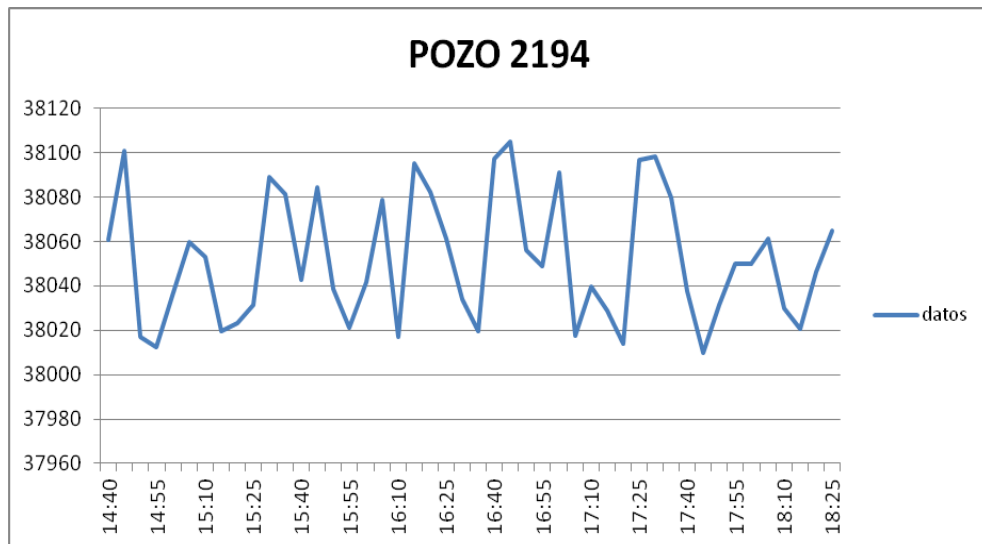


Tabla 7. Data de prueba por hora pozo 2194

ACCUFLOW Prueba DATA Por Hora					
Tiempo	FIT01	TIT01	FIT02	PIT02	TIT02
Promedio	7611,21	154,85	14,30	96,76	2301,00
15:35	7609,91	156,00	13,20	94,41	2301,00
16:35	7611,70	152,57	14,40	98,79	2301,00
17:35	7613,94	156,00	14,40	96,76	2301,00
18:35	7611,40	153,51	14,40	95,94	2301,00
19:35	7612,59	155,41	14,40	96,61	2301,00
20:35	7609,55	154,75	14,40	95,94	2301,00
21:35	7610,05	155,90	14,40	99,28	2301,00
22:35	7612,06	155,30	14,40	97,13	2301,00
23:35	7609,33	153,87	14,40	97,48	2301,00
0:35	7611,52	154,32	14,40	95,84	2301,00
1:35	7611,17	155,30	14,40	96,81	2301,00
2:35	7611,26	155,25	14,40	96,07	2301,00

Tabla 8. Resultados de la prueba suministrado por el Equipo Accuflow del pozo 2194

Scfd gr	5479475,528
Densidad del gas Lb/gal	0,05003
F Compresibilidad	0,89708
Dens del Aire Std	0,076
Scf Lb/dia	24353,225
Densidad del Lb/Ft3	0,4
MSCFD	65,072

En la tabla 8 podemos observar que la producción del pozo 2194 fue de 65,072 mscfd con una duración de 12 horas y que el medidor Vortex FIT02 estuvo fuera del rango durante la medición. Rango (2,23 mscfd a 12,99 mscfd).

5.4 ANÁLISIS POZO 1775

Se realizó prueba de medición de flujo por el anular del pozo. Con una duración de 12 horas. Durante la prueba se registra que el pozo tuvo un comportamiento

inestable con diferentes picos de producción llegando a un máximo de 1400 MSCF. A continuación se observa el comportamiento del pozo durante la prueba.

Figura 26. Grafica Pozo 1775

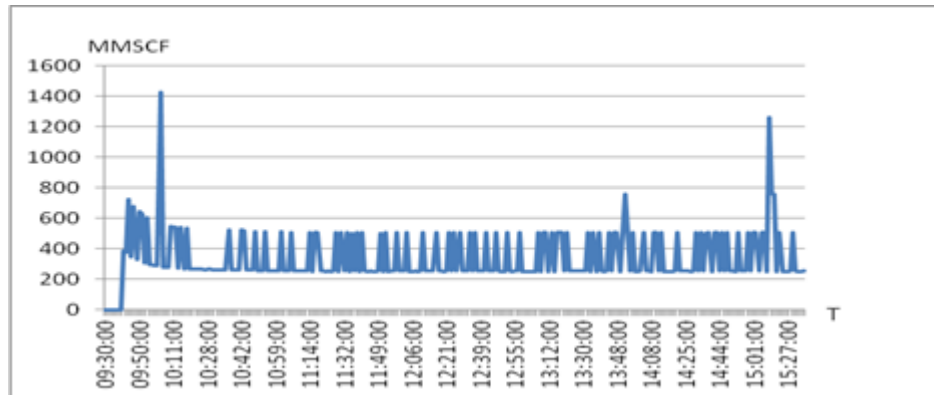


Tabla 9. Data de prueba por hora pozo 1775

ACCUFLOW Prueba DATA Por Hora					
Tiempo	Flujo				
	FIT01	TIT01	FIT02	PIT02	TIT02
Promedio	250,21	86,74	13,20	7,42	2094,76
10:25	151,53	76,12	6,00	10,66	1943,33
11:25	298,82	84,99	14,40	8,56	2120,00
12:25	269,47	86,78	14,40	6,99	2120,00
13:25	263,36	87,93	14,40	6,69	2120,00
14:25	259,31	88,67	14,40	6,49	2120,00
15:25	255,67	90,28	14,40	6,33	2120,00
16:25	253,32	92,39	14,40	6,20	2120,00
17:25	252,71	95,18	14,40	6,20	2120,00

Tabla 10. Resultados de la prueba suministrado por el Equipo Accuflow del pozo 1775

Scfd gr	91476.29999
Densidad del gas Lb/gal	0.05003
F Compresibilidad	0.99708
Dens del Aire Std	0.076
Scf Lb/dia	796.673
Densidad del Lb/Ft3	0.4
MSCFD	2,129

En la tabla 10 podemos observar que la producción del pozo 1775 fue de 2.129 mscfd, flujo de gas mínimo, con una duración de 12 horas.

5.5 ANÁLISIS POZO 2045

Se realizó prueba de medición de flujo por el anular del pozo. Con una duración de 12 horas. Se registra comportamiento inestable del pozo con diferentes caídas a cero de la producción y picos de hasta 1250 MMSCF durante la prueba. A continuación se observa el comportamiento del pozo durante la prueba.

Figura 27. Grafica Pozo 2045

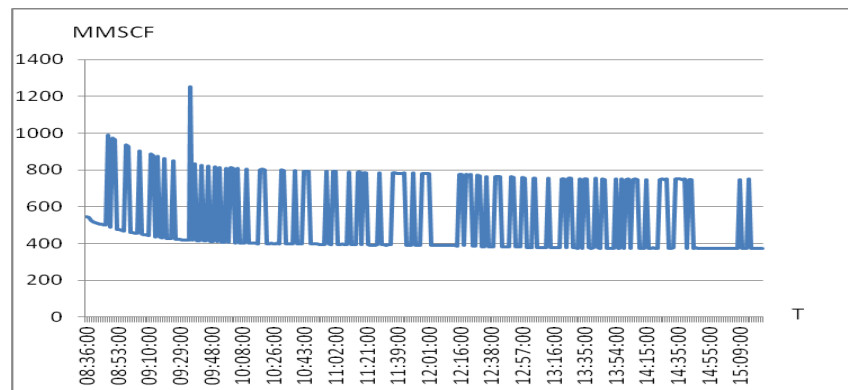


Tabla 11. Data de prueba por hora pozo 2045

ACCUFLOW Prueba DATA Por Hora					
Tiempo	Flujo				
	FIT01	TIT01	FIT02	PIT02	TIT02
Promedio	437,57	95,92	14,40	14,32	861,54
8:55	512,54	89,27	14,40	18,45	123,31
9:55	468,44	91,59	14,40	16,04	127,61
10:55	441,28	94,33	14,40	14,47	127,44
11:55	422,45	97,39	14,40	13,50	125,07
12:55	412,64	99,16	14,40	12,92	1287,36
13:55	404,77	99,96	14,40	12,54	2120,00
14:55	400,89	99,77	14,40	12,28	2120,00
15:55	399,01	100,07	14,40	12,18	1620,42

Tabla 12. Resultados de la prueba suministrado por el Equipo Accuflow del pozo 2045

Scfd gr	161355,6002
Densidad del gas Lb/gal	0,05003
F Compresibilidad	0,99708
Dens del Aire Std	0,076
Scf Lb/dia	1263,346
Densidad del Lb/Ft3	0,4
MSCFD	3,376

En la tabla 12 podemos observar que la producción del pozo 2045 fue de 3.376 mscfd, flujo de gas mínimo, con una duración de 12 horas.

5.6 ANÁLISIS POZO 3412

Se realizó prueba de medición de flujo por el anular del pozo. Con una duración de 12 horas. Se registra comportamiento inestable del pozo con oscilación en la producción y picos de hasta 9040 MMSCF durante la prueba. A continuación se observa el comportamiento del pozo durante la prueba.

Figura 28. Grafica Pozo 3412

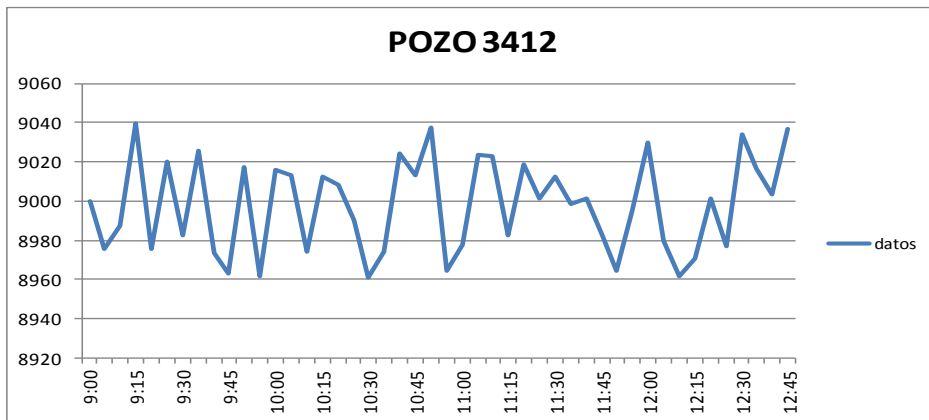


Tabla 13.Data de prueba por hora pozo 3412

ACCUFLOW Prueba DATA Por Hora					
Tiempo	Flujo				
	FIT01	TIT01	FIT02	PIT02	TIT02
Promedio	1800,47	110,91	14,30	43,66	2110,00
9:55	1798,39	114,43	13,20	42,69	2110,00
10:55	1801,57	109,66	14,40	43,31	2110,00
11:55	1802,85	108,75	14,40	45,29	2110,00
12:55	1800,78	109,55	14,40	41,98	2110,00
13:55	1802,07	111,88	14,40	45,33	2110,00
14:55	1799,20	112,04	14,40	42,29	2110,00
15:55	1800,95	109,77	14,40	39,59	2110,00
16:55	1799,14	109,78	14,40	46,72	2110,00
17:55	1800,74	108,05	14,40	43,97	2110,00
18:55	1799,83	110,81	14,40	45,04	2110,00
19:55	1799,59	112,34	14,40	45,88	2110,00
20:55	1800,57	113,86	14,40	41,88	2110,00

Tabla 14.Resultados de la prueba suministrado por el Equipo Accuflow del pozo 3412

Scfd gr	1295941,567
Densidad del gas Lb/gal	0,05003
F Compresibilidad	0,89708
Dens del Aire Std	0,076
Scf Lb/dia	5759,740
Densidad del Lb/Ft3	0,4
MSCFD	15,390

En la tabla 14 podemos observar que la producción del pozo 3412 fue de 15,390 mscfd con una duración de 12 horas y que el medidor Vortex FIT02 estuvo fuera del rango durante la medición. Rango (2,23 mscfd a 12,99 mscfd)

5.7 ANÁLISIS POZO 2237

Se realizó prueba de medición de flujo por el anular del pozo. Con una duración de 12 horas. Se registra comportamiento de flujo oscilante de gas del pozo. Alcanza un pico máximo de 13190 MMSCF durante la prueba y con el tiempo disminuye la presión y flujo. A continuación se observa el comportamiento del pozo durante la prueba.

Figura 29. Grafica Pozo 2237

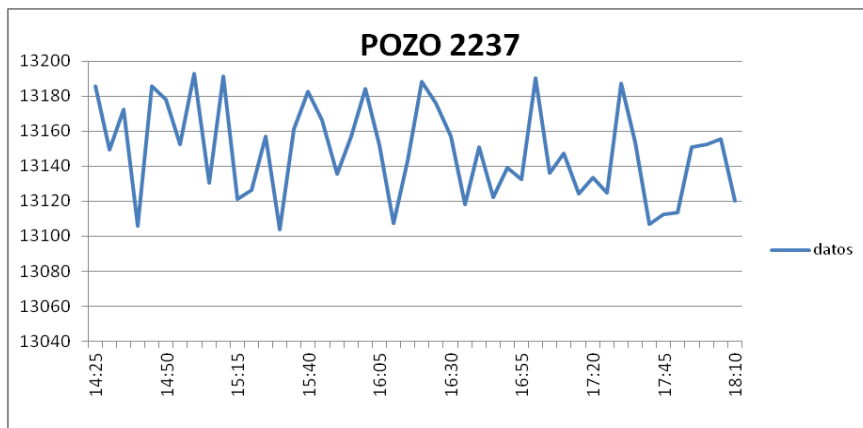


Tabla 15. Data de prueba por hora pozo 2237

ACCUFLOW Prueba DATA Por Hora					
Tiempo	Flujo				
	FIT01	TIT01	FIT02	PIT02	TIT02
Promedio	2954,21	121,72	14,40	40,47	2024,00
15:25	2962,15	121,14	14,40	40,65	2024,00
16:25	2948,04	124,18	14,40	40,26	2024,00
17:25	2955,73	121,14	14,40	40,21	2024,00
18:25	2955,19	119,28	14,40	43,06	2024,00
19:25	2951,00	122,13	14,40	39,80	2024,00
20:25	2945,91	119,83	14,40	38,81	2024,00
21:25	2949,60	124,05	14,40	37,43	2024,00
22:25	2951,21	121,28	14,40	42,04	2024,00
23:25	2956,80	119,59	14,40	42,13	2024,00
0:25	2962,95	121,76	14,40	38,95	2024,00
1:25	2954,70	122,23	14,40	40,95	2024,00
2:25	2957,30	124,02	14,40	41,40	2024,00

Tabla 16. Resultados de la prueba suministrado por el Equipo Accuflow del pozo 2237

Scfd gr	2128096,371
Densidad del gas Lb/gal	0,05003
F Compresibilidad	0,89708
Dens del Aire Std	0,076
Scf Lb/dia	9458,206
Densidad del Lb/Ft3	0,4
MSCFD	25,272

En la tabla 16 podemos observar que la producción del pozo 2237 fue de 25,272 mscfd con una duración de 12 horas y que el medidor Vortex FIT02 estuvo fuera del rango durante la medición. Rango (2,23 mscfd a 12,99 mscfd)

5.8 ANÁLISIS POZO 2507

Se realizó prueba de medición de flujo por el anular del pozo, Con una duración de 12 horas. Se registra comportamiento inestable del pozo, el cual el gas constante en el pozo, su pico máximo fue 16850 MMSCF durante la prueba. A

continuación se observa el comportamiento del pozo durante la prueba en la figura 30.

Figura 30. Grafica Pozo 2507

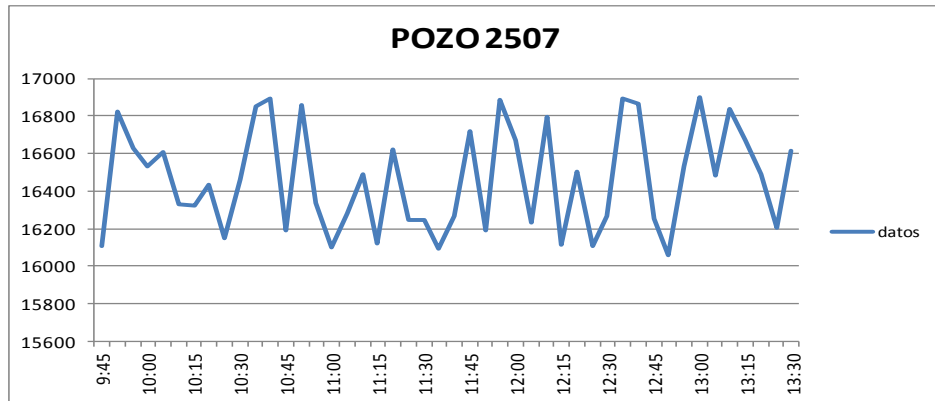


Tabla 17. Data de prueba por hora pozo 2507

ACCUFLOW Prueba DATA Por Hora					
Tiempo	Flujo				
	FIT01	TIT01	FIT02	PIT02	TIT02
Promedio	3304,04	163,31	14,30	89,19	2024,00
10:40	3297,20	161,76	13,20	92,61	2024,00
11:40	3290,90	163,34	14,40	87,98	2024,00
12:40	3301,16	163,15	14,40	87,64	2024,00
13:40	3329,30	160,05	14,40	86,99	2024,00
14:40	3286,86	164,00	14,40	90,39	2024,00
15:40	3299,88	165,80	14,40	86,32	2024,00
16:40	3297,09	165,66	14,40	85,62	2024,00
17:40	3304,93	162,28	14,40	89,75	2024,00
18:40	3325,40	160,95	14,40	89,19	2024,00
19:40	3289,73	166,03	14,40	90,57	2024,00
20:40	3294,83	163,78	14,40	91,10	2024,00
21:40	3331,21	162,95	14,40	92,10	2024,00

Tabla 18. Resultados de la prueba suministrado por el Equipo Accuflow del pozo 2507

Scfd gr	2376687,12
Densidad del gas Lb/gal	0,05003
F Compresibilidad	0,89708
Dens del Aire Std	0,076
Scf Lb/dia	10563,054
Densidad del Lb/Ft3	0,4
MSCFD	28,225

En la tabla 18 podemos observar que la producción del pozo 2507 fue de 28,225 mscfd con una duración de 12 horas y que el medidor Vortex FIT02 estuvo fuera del rango durante la medición. Rango (2,23 mscfd a 12,99 mscfd)

5.9 ANÁLISIS POZO 2213

Se realizó prueba de medición de flujo por el anular del pozo, Con una duración de 12 horas. Se registra comportamiento inestable del pozo con diferentes caídas de la producción y picos que llegan hasta 34600 MMSCF durante la prueba. A continuación se observa el comportamiento del pozo durante la prueba.

Figura 31. Grafica Pozo 2213

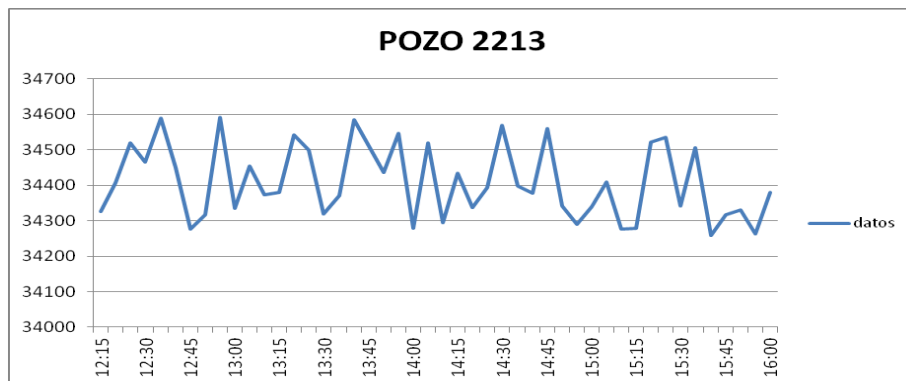


Tabla 19.Data de prueba por hora pozo 2213

ACCUFLOW Prueba DATA Por Hora					
Tiempo	Flujo				
	FIT01	TIT01	FIT02	PIT02	TIT02
Promedio	6890,65	125,56	14,23	195,55	2305,00
13:10	6900,39	124,48	13,20	202,92	2305,00
14:10	6880,31	122,37	14,40	188,28	2305,00
15:10	6885,47	130,66	14,40	195,21	2305,00
16:10	6890,92	125,96	14,40	193,11	2305,00
17:10	6892,75	124,04	14,40	196,87	2305,00
18:10	6892,09	128,42	14,40	195,48	2305,00
19:10	6892,64	122,97	14,40	196,96	2305,00
20:10	6889,15	126,29	14,40	192,38	2305,00

Tabla 20.Resultados de la prueba suministrado por el Equipo Accuflow del pozo 2213

Scfd gr	4956899,79
Densidad del gas Lb/gal	0,05003
F Compresibilidad	0,89708
Dens del Aire Std	0,076
Scf Lb/dia	22030,666
Densidad del Lb/Ft3	0,4
MSCFD	58,866

En la tabla 20 podemos observar que la producción del pozo 2213 fue de 58,866 mscfd con una duración de 12 horas y que el medidor Vortex FIT02 estuvo fuera del rango durante la medición. Rango (2,23 mscfd a 12,99 mscfd)

5.10 ANÁLISIS POZO 2213

Se realizó prueba de medición de flujo por el anular del pozo, Con una duración de 12 horas. Se registra comportamiento inestable del pozo con fluctuaciones en

la producción y picos de hasta 28900 MMSCF durante la prueba. A continuación se observa el comportamiento del pozo durante la prueba.

Figura 32. Grafica Pozo 1052

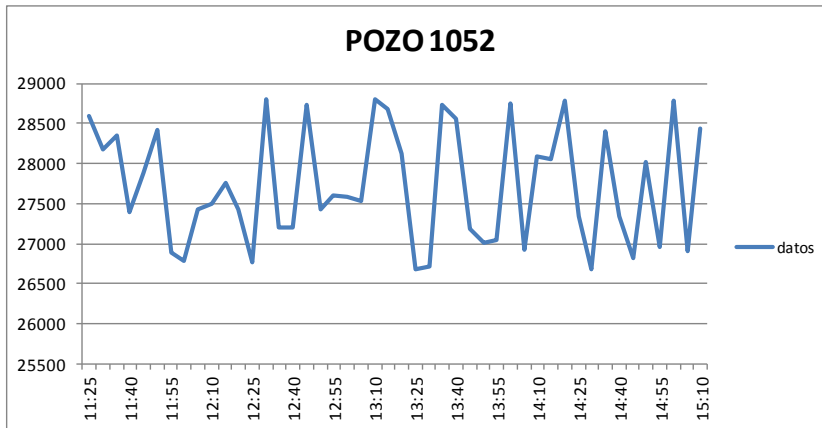


Tabla 21. Data de prueba por hora pozo 1052

ACCUFLOW Prueba DATA Por Hora					
Tiempo	Flujo				
	FIT01	TIT01	FIT02	PIT02	TIT02
Promedio	5560,12	167,78	14,30	94,98	2082,00
12:20	5529,12	166,59	13,20	96,40	2082,00
13:20	5647,12	166,24	14,40	93,88	2082,00
14:20	5560,33	168,40	14,40	94,67	2082,00
15:20	5612,56	167,50	14,40	94,83	2082,00
16:20	5551,91	169,01	14,40	94,78	2082,00
17:20	5589,14	168,24	14,40	98,23	2082,00
18:20	5517,78	166,98	14,40	94,77	2082,00
19:20	5526,02	168,07	14,40	91,83	2082,00
20:20	5582,53	166,90	14,40	96,66	2082,00
21:20	5520,23	168,55	14,40	93,82	2082,00
22:20	5571,20	168,09	14,40	95,09	2082,00
23:20	5513,51	168,76	14,40	94,81	2082,00

Tabla 22. Resultados de la prueba suministrado por el Equipo Accuflow del pozo 1052

Scfd gr	3991282,598
Densidad del gas Lb/gal	0,05003
F Compresibilidad	0,89708
Dens del Aire Std	0,076
Scf Lb/dia	17739,034
Densidad del Lb/Ft3	0,4
MSCFD	47,399

En la tabla 22 podemos observar que la producción del pozo 1052 fue de 47,399 mscfd con una duración de 12 horas y que el medidor Vortex FIT02 estuvo fuera del rango durante la medición. Rango (2,23 mscfd a 12,99 mscfd)

6. TRAZABILIDAD Y CONFIABILIDAD

En esta actividad el medidor de gas Accuflow, mide una serie de pozos por el campo la cira infantas, con una duración de 12 horas de prueba por pozo, y tiene como referencia una tabla de potenciales que es suministrada por Ecopetrol², ver (Tabla 23), con el cual se hará la comparación para demostrar que el equipo Accuflow es confiable y tiene trazabilidad en la medición de flujo de gas.

Tabla 23. Potenciales de Gas

 <p style="text-align: center;">ECOPETROL S.A GERENCIA REGIONAL MAGDALENA MEDIO SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES LA CIRA INFANTAS DEPARTAMENTO DE PRODUCCION POTENCIALES PRODUCCION OCTUBRE 2015</p>												
POZO	ZONA	AREA	BFPC	BSW	BPPC	GAS (MPCDS)	SERP	SEPAI	EST	SLA	DIFERENC	RAZON
3793	MUGROSA (C)	INFA CENTRAL	774	61	304	1656,36	SS 2	504	6	BM	0	0
3204	MUGROSA (C)	INFA SUR	1098	75	275	1658,55	SS 68B	702	6	BM	-11	ESTABLE
2389	MUGROSA (C)	INFA CENTRAL	289	11	258	1673,40	SS 4	602	6	BM	0	0
3346	MUGROSA (C)	INFA SUR	541	59	222	1445,05	SS 21A	701	6	BM	-15	AUMENTO BSW
2970	MUGROSA (C)	CIRA SUR	1600	87	208	1333,84	SS 41B	SIN L.M.	3	ESP	52	OPTIMIZACION
2388	MUGROSA (C)	INFA CENTRAL	513	61	201	1471,24	SS 4	602	6	BM	40	OPTIMIZACION
3203	MUGROSA (C)	INFA SUR	889	78	194	1423,68	SS 68B	702	6	BM	-7	ESTABLE
3396	MUGROSA (C)	INFA SUR	462	59	190	1427,23	SS 21A	701	6	BM	-12	AUMENTO BSW
2809	MUGROSA (C)	CIRA ESTE	621	71	180	1478,71	SS 120B	SIN L.M.	3	BM	0	ESTABLE
3310	MUGROSA (C)	INFA SUR	344	48	179	1453,00	SS 21	701	6	BM	-3	ESTABLE
2823	MUGROSA (C)	CIRA ESTE	294	40	176	1475,51	SS 80B	SIN L.M.	3	ESP	45	OPTIMIZACION
2516	MUGROSA (C)	CIRA NORTE	500	65	175	1487,89	SS 113A	0	3	ESP	175	POZO NUEVO

Los límites de control se acuerdan entre las partes interesadas³ (Ecopetrol y cliente), de acuerdo a la incertidumbre del medidor, con aprobación de la agencia nacional de hidrocarburos. Para esta validación se Tienen en cuenta los valores que se observan en la tabla 24.

² Tabla en forma digital suministrada por Ecopetrol, octubre 2015

³ Reunión realizada con el representante de Ecopetrol y el cliente en Barrancabermeja octubre 2015

Tabla 24. Rangos permisivos para exactitud de los medidores

Variable	Exactitud mínima aceptada
Tasa de flujo gas total	+/- 3% error relativo de la tasa de referencia

En la tabla 25 se puede observar la diferencia de la medida de flujo de gas realizada por el accuflow sobre los potenciales suministrados por Ecopetrol, la cual presenta en promedio un error relativo del 3.94 % en total, Este resultado no se encuentra dentro de los límites establecidos que se encuentran en la tabla 24.

Pero con estos resultados podemos apreciar que el equipo mide correctamente porque no hay gran diferencia en la comparación de los potenciales, y el resultado de la medición está dentro de la exactitud del $\pm 5\%$ del fabricante, se deja a criterio del cliente la utilización del equipo.

Tabla 25. De Evaluación de trazabilidad y Confiabilidad

EVALUACIÓN DE TRAZABILIDAD Y CONFIABILIDAD EQUIPO ACCUFLOW				
TABLA GENERAL DE PRUEBAS DE POZOS CON ACUFLOW LA CIRA INFANTAS				
SERPENTINAS	POZO EN PRUEBA	POTENCIALES ECOPEPETROL VS ACCUFLOW		
		POTENCIALES ECOPEPETROL	ACCUFLOW	DIFERENCIA %
		GAS (MPCDS)	GAS (MPCDS)	
88 2	3783	1656,36	1587,09	4,18
88 88B	3204	1658,55	1587,43	4,29
88 4	2389	1673,40	1589,76	5,00
88 21A	3348	1445,05	1367,06	5,40
88 41B	2970	1333,84	1369,58	-2,68
88 4	2388	1471,24	1385,87	5,80
88 88B	3203	1423,68	1365,80	4,07
88 21A	3398	1427,23	1379,78	3,32
88 120B	2809	1478,71	1399,83	5,33
88 21	3310	1453,00	1402,01	3,51
88 80B	2823	1475,51	1411,31	4,35
88 113A	2618	1487,89	1417,44	4,74
			PROMEDIO	3,94

7. PROPUESTA DE MEJORAMIENTO Y RECOMENDACIONES

El uso del equipo de medición de gas Accluflow que se ha puesto servicio del departamento de producción, puede ayudar a la obtención de los datos de manera más ágil y rápida facilitando el análisis en tiempo real del comportamiento de los pozos con el objetivo de mejorar la producción y cuantificar las zonas con más alto contenido de gas en el campo.

El uso de nueva tecnología de manera eficiente apoya la idea de optimizar el proceso de medición y para ello se requieren realizar unas modificaciones para mejorar su rendimiento, integridad del equipo y de las personas que lo operan, a continuación las recomendaciones:

- Inicialmente cuando se empieza con la medición de gas en el campo la cira infanta, el equipo Accluflow tiene instalado un (vortex y coriolis), el vortex es para caudales bajos, Los datos suministrados por el equipo ver (tabla 9, 15, 17, 21) de muestran que en todas la mediciones el vortex se sale de rango debido a que el flujo de gas es mayor de lo esperado, por esta razón el equipo no funciona adecuadamente, siempre estará en el máximo límite de su rango lo que puede desajustar o en el peor de los casos dañar su sensor.

La recomendación es retirar el vortex e instalar un Coriolis de mayor rango para evitar que trabaje al límite y de medidas erróneas, además el coriolis determina directamente el flujo másico de gas que circula. Por tal motivo, variaciones de presión o temperatura de flujo no variarán el flujo medido, expresado en masa o en unidades volumétricas en condiciones normalizadas.

- Se propone que las pruebas de gas de los pozos se hagan con un mínimo de 12 horas, porque según el histórico de pruebas realizadas este tiempo es

suficiente para la medición de los pozos en la cira infanta, ya que estos pozos no son productores solo de gas. Solo tiene una cantidad de gas presurizado al momento de medir, poco a poco se va a despresurizando hasta que tiende a cero ver figura 24, con pruebas 12 horas podemos tener una mejor cobertura en medición de gas del campo la cira en menos tiempo.

- Se propone realizar calibraciones periódicas cada 6 meses a los instrumentos de medición, por motivos de movilización constante del equipo generando vibraciones al momento del transporte, cambio de presiones al momento de la medición y para un aseguramiento metrológico (trazabilidad y Confiabilidad).

Nota: Se recomienda la calibración en un laboratorio certificado como el CDT de gas para el Vortex y Coriolis, con los patrones que disponga en su momento el Laboratorio, de igual manera el cliente es autónomo para enviar sus equipos a calibración en el laboratorio que estime conveniente.

- Se debe instalar una válvula de seguridad en el scrubber para evitar daños en el equipo por altas presiones debido a taponamiento o un incrementó brusco en la presión en el momento de la medición de gas.

8. CONCLUSIONES

Con el medidor Accuflow se puede calcular de forma individual el flujo de gas de los pozos del campo la cira Infantas, para determinar cuáles son las zonas con más presencia de flujo de gas y tener un mejor control de ella.

Se logró establecer que el software funcione de manera óptima tanto en la prueba en línea como a la hora de generar los reportes de los pozos que se estaban probando. También se llega a la conclusión que el medidor vortex no fue muy útil ya que en los reportes se demuestra que esta por fuera del rango de medición de los pozos medidos.

Los medidores de flujo de gas como el Accuflow no cuentan con una normatividad para su diseño y operación, por lo que se hace necesario realizar investigaciones en este tema y así poder estandarizar su fabricación.

Los medidores Accuflow reducen el tiempo por cada pozo probado a través de la eficiencia y de la simplificación de la logística para su desplazamiento en comparación con los otros sistemas convencionales de medición.

Podemos concluir que el medidor de flujo de gas accuflow, es una alternativa tecnológica para maximizar los tiempos de medición y podemos observar en tiempo real los datos de la medición de flujo del pozo.

BIBLIOGRAFÍA

AGA REPORT N° 11 Natural gas by coriolis meter committee (tmc) charied by stephen corp, American gas association 2003

AGA REPORT No 8 Compressibility Fáctors of Natural Gas AGA 8 3RD EDITION, NOVEMBER 2003, American GAS ASSOCIATION

API Manual petróleo medida normas, Petroleum Institute FOURTH EDITION, AUGUST 2013

Gas natural. Consultado el 14 de noviembre de 2015. Disponible en: <http://www.gasnaturalfenosa.com.co/co/hogar/el+gas+natural/html>

Medición. Consultado el 14 de noviembre de 2015. Disponible en: http://www.creg.gov.co/phocadownload/presentaciones/informe_medicion_glp_utp.pdf

Principio de funcionamiento. Consultado el 14 de noviembre de 2015. Disponible en: <http://aitunexpo.blogspot.com.co/2007/05/principio-de-funcionamiento.html>

Procesos de medición. Consultado el 14 de noviembre de 2015. Disponible en: <http://w3.siemens.com/mcms/sensor-systems/es/instrumentacion-de-procesos/medicion-de-nivel/detecci%C3%B3n-de-nivel/vibraci%C3%B3n/pages/sitrans-lvl100.aspx>

Procesos micromotion. Consultado el 14 de noviembre de 2015. Disponible en: http://www3.emersonprocess.com/micromotion/tutor/spanish/11_sensorptscurvubeoreproc.html

Toma muestra petróleo. Consultado el 14 de noviembre de 2015. Disponible en:
<http://www.intertek.com.pe/petroleo/toma-muestra/>