

APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS MULTIFÁSICAS

**José Luis Scaramuzza, Julio Alberto Serrano, Gerardo Degiorgis
Atilio Carlevaris, Mario Doria
Repsol YPF**

ABSTRACT

Con el propósito fundamental de contribuir al desarrollo tecnológico y a la mejora continua de los procesos, se propone la aplicación de la tecnología multifásica en la medición y movimiento de los fluidos de producción. La revisión y el rediseño radical (reingeniería) del proceso estudiado, permitirá alcanzar mejoras substanciales en indicadores claves de performance como costos, calidad, servicio y rapidez.

La finalidad del presente trabajo es determinar la factibilidad técnico-económica del uso de medidores de caudal multifásicos y bombas de despacho multifásicas (instalación on-line) en Yacimientos de la Cuenca Cuyana con el objeto de optimizar y reducir las instalaciones de producción, el proceso operacional, los costos operativos y de capital. Esta tecnología, presenta una serie de ventajas respecto de los sistemas convencionales, permitiendo básicamente la simplificación drástica de las instalaciones de producción y su operación. Teniendo en cuenta el riesgo que involucra la reingeniería de los procesos, hasta conseguir la mejora continua, se propuso el ensayo de un medidor multifásico y de una bomba multifásica, como paso prioritario al uso completo de esta tecnología cuyo resultado podrá asegurar el éxito del cambio propuesto. A mediados del año 2002, en el Yacimiento Cañada Dura del bloque Vizcacheras de la provincia de Mendoza, comenzaron las primeras pruebas con una bomba multifásica. Las bases de los ensayos propuestos, como así también los resultados de las pruebas realizadas con la bomba, están descriptos en detalle en el presente trabajo.

El proceso estudiado, es uno de los que tienen mayor impacto global en la operación y mayor potencial de mejora en términos de tiempo, costo, calidad y adaptabilidad. Esta nueva tecnología, a aplicar en la operación de los yacimientos, debe cumplir con las exigencias operacionales, asegurar la integridad, inalterabilidad y la obtención en tiempo y forma de la información requerida y ser intrínsecamente segura.

INTRODUCCIÓN

En las operaciones de los yacimientos que producen petróleo del tipo black oil, tradicionalmente se han utilizado para el almacenaje y control de la producción las baterías de tanques que recolectan el petróleo de un grupo de pozos ubicados en las inmediaciones de la misma. Dependiendo de las características de los fluidos de producción (petróleo, agua y gas) y del sistema de extracción artificial utilizado, éstas pueden ser más o menos complejas en cuanto a su composición y operación. En algunos casos pueden ser baterías de rebombeo y control, que sería la expresión más simple de una batería de tanques (batería tipo). En otros casos son verdaderas plantas de tratamiento, por ejemplo, las baterías de bombeo hidráulico. Más allá de la complejidad de las mismas, normalmente están compuestas por tres subsistemas básicos, petróleo, agua y gas. Los subsistemas petróleo y agua pueden coexistir como en el caso de una batería de rebombeo, o ser similares como en el caso de una batería con separación de agua. Básicamente estos subsistemas están compuestos por tanques receptores de producción, tanques de control y bombas de evacuación, acompañados de un sistema de cañerías y válvulas con interconexiones y un sistema de energía generalmente eléctrica para alimentación de motores, medidores de caudal, sensores varios, etc. Por otro lado el subsistema gas, que dependiendo de las condiciones de presión, temperatura y composición del mismo podrá ser más o menos complejo. En general éste está compuesto por separadores bifásicos o trifásicos, cañerías y válvulas de interconexión, medidores y equipos para tratar el gas (compresores y enfriadores para acondicionar el gas para transporte y recuperar las fracciones más pesadas en forma de gasolina y agua). Además de estos subsistemas, existe una red de cañerías (oleoductos, acueductos y gasoductos)

que permiten el transporte de estos fluidos entre las baterías y las plantas de tratamiento, almacenaje y bombeo de petróleo, tratamiento e inyección de agua y tratamiento y transporte de gas.

El cambio propuesto, presupone la eliminación total del subsistema gas y una drástica reducción del subsistema petróleo y agua en cada una de las baterías. Esto se logra con la incorporación de medidores multifásicos capaces de medir volúmenes de líquido, gas y porcentajes de agua con alta precisión y bombas multifásicas ubicadas on-line para bombear los fluidos hacia las plantas eliminando la necesidad de tanques de control y almacenaje, separadores de gas, acueductos, gasoductos, etc.

Todo esto implica una reducción importante en los costos operativos y de capital y elimina la necesidad de atención permanente en las baterías simplificando los procesos operativos.

DESCRIPCIÓN DE UNA BATERÍA TIPO

La existencia de las baterías está Justificada por tres necesidades:

- a) Medición de la producción: En la batería se realizan los controles de los pozos.
- b) Rebombeo: En algunos casos, no es efectivo que las bombas de los pozos eleven su presión para llevar el fluido a la planta de tratamiento, y se requiere una estación intermedia de rebombeo.
- c) Pulmón: Cuando se saca de servicio el oleoducto hacia la planta, la batería acumula la producción en sus tanques, sin necesidad de parar pozos.

La estrategia del proceso actual es acorde a la tecnología existente años atrás y se acomoda a las exigencias de la operación.

Una definición aceptada de batería afirma que “es una instalación adecuada para recibir el fluido de un grupo determinado de pozos, calentarlos de ser necesario, separar el gas, medir el fluido por pozo, medir el fluido total y derivarlo a la planta de tratamiento”.

En este trabajo se hará referencia a la “batería tipo” utilizada en el área de Mendoza Norte, ya que de acuerdo a lo visto las baterías pueden tener distintos diseños dependiendo de diversas variables, como viscosidad del fluido, aporte de gas, porcentaje de agua, sistema de extracción, etc. En la Figura 1 se muestra un diagrama de la “batería tipo”. En condiciones normales el fluido llega por la línea de conducción de cada pozo al colector de la batería, donde puede derivarse a la línea de control o a la línea de producción general. Por la línea general, el fluido conjunto de todos los pozos que convergen a la batería ingresa al separador de general, donde se separa el gas, que luego de ser medido se incorpora al sistema de captación. El líquido drenado del separador pasa a los tanques y es aspirado por la/s bombas que lo impulsarán al oleoducto, previo paso por un puente de medición.

Si derivamos un pozo determinado a la línea de control, el fluido pasa al separador de control, donde se separa el gas correspondiente a ese pozo, que luego de ser medido se incorpora al sistema de captación. El líquido drenado del separador pasa a un tanque de control. En este tanque se realizan los controles necesarios, se toman muestras y es aspirado por la/s bombas que lo impulsarán al oleoducto. El resultado de las mediciones del tanque de control junto con el resultado del análisis de las muestras en el laboratorio nos permiten determinar la producción del pozo en cuestión. Este proceso puede tomar entre 12 y 24 Hs. por pozo y requiere personal para la medición del tanque, purgado del mismo (en casos que no se cuente con purgas automáticas), sacado de muestras, traslado y análisis de las mismas y cálculo final de la producción del pozo.

DESCRIPCIÓN DE UNA BATERÍA MULTIFÁSICA

Se trata de un sistema simplificado, utilizando medidores y bombas multifásicas, con mínimo mantenimiento y supervisión.

Una bomba multifásica permite agregar energía a un fluido aún no procesado, lo cual permite que el mismo sea transportado a instalaciones de procesamiento alejadas, sin aumentar la presión en boca de pozo.

La tecnología multifásica permite realizar instalaciones mediante las cuales se eliminan:

- Separadores gas / líquido
- Sistema de medición y captación del gas separado
- Gasoductos de interconexión entre baterías y planta de tratamiento y transporte

- Otra ventaja muy importante del medidor multifásico es que el equipo es portátil y puede trasladarse montado sobre un trailer de un punto a otro. Esto nos permitiría la reducción de equipos en servicio para satisfacer la medición de todos los pozos. Por otro lado la conexión es muy simple y puede realizarse con una unión de cierre rápido.



El uso de la tecnología multifásica en el desarrollo de campos geográficamente distanciados ofrece un gran potencial para la reducción del costo de capital y un mejoramiento y simplificación de la operación.

En la Figura 2 se muestra el esquema de una batería multifásica y en la Figura 3 una fotografía de un medidor multifásico.

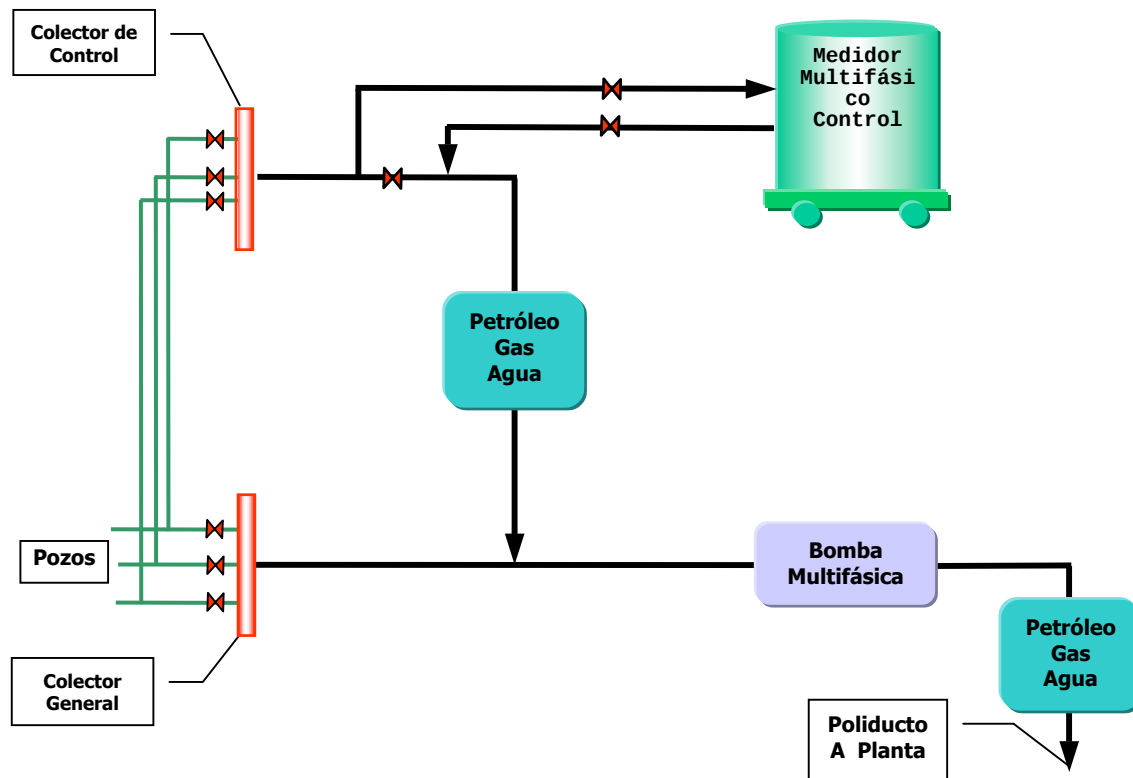


Figura 2 – Batería Multifásica

EVALUACIÓN ECONÓMICA

Para determinar la factibilidad económica para la aplicación de esta tecnología se realizó una evaluación económica entre una batería tipo convencional, y una batería multifásica.

Para la batería convencional se consideró el siguiente equipamiento:

- Dos Separadores y dos tanques de control
- Un Separador y tanque de general (rebombeo)
- Dos Bombas de despacho con motores y arrancadores
- Exhaustor para tratamiento de gas y bombeo al gasoducto
- Antorcha
- Piletas API para recuperado de purgas
- Una bomba para la pileta API
- Red contra incendio
- Instalación eléctrica e iluminación
- Montaje y puesta en marcha.
- Subestación Transformadora.

Mientras que para una batería multifásica se consideró:

- Un medidor multifásico
- Una bomba multifásica
- Arrancador

- Transformador
- Instrumentación
- Sistema de seguridad
- Iluminación



Figura 3 – Medidor Multifásico

En la tabla I se presenta un resumen de las inversiones y gastos operativos de cada uno de los casos, mientras que en la tabla II se observa la evaluación económica.

	Batería Tipo	Batería Multifásica
Inversión Total (MU\$S)	800	560
Gastos Operativos (MU\$S/año)	110	60

Tabla I – Inversión y Gasto Operativo

Ahorro de Inversión (MU\$S)	240
Ahorro Gastos Operativos (MU\$S/año)	50
VAN al 10% anual	401
VAN al 15% anual	374
VAN al 20% anual	353

Tabla II – Evaluación Económica

Después de dar positiva la evaluación técnico económica, y ya que la tecnología es relativamente nueva, se propuso realizar una evaluación en campo de una bomba y un medidor multifásico. Al

momento de confeccionar este trabajo, se había probado en campo una bomba multifásica, y estaban por comenzar las pruebas con un medidor multifásico.

DESCRIPCIÓN BOMBA MULTIFÁSICA EVALUADA

El lugar seleccionado para montar la primer bomba multifásica del país fue la Batería 9 del Yacimiento Cañada Dura bloque Vizcacheras ubicada aproximadamente a 120 km de la ciudad de Mendoza – Argentina. Al momento de realizar el dimensionamiento de la bomba el yacimiento se encontraba en pleno desarrollo.

Para realizar un correcto dimensionamiento de este tipo bombas, es necesario conocer como mínimo la siguiente información:

- Caudal total de líquido (m³/d)
- Caudal de gas (std m³/d)
- Contenido de arena.
- Presión de aspiración deseada.
- Presión de descarga.
- Temperatura de aspiración.

Una bomba multifásica se dimensiona teniendo en cuenta las condiciones del fluido en la aspiración (presión y temperatura), por lo que el caudal de líquido y gas debe ser expresado en condiciones reales. En la tabla III se observan las condiciones de diseño de la bomba, mientras que en la tabla IV se resumen los valores calculados para las condiciones de aspiración.

Caudal de petróleo (m ³ /d)	1.200
Caudal de agua (m ³ /d)	300
Caudal de gas (std m ³ /d)	12.000
Temperatura de aspiración (°C)	70
Presión de aspiración (barg)	3
Presión de descarga (barg)	30

Tabla III – Condiciones de Diseño Bomba Multifásica

Caudal de líquido (m ³ /d)	1.500
Caudal de gas (m ³ /d)	3.620
Relación Gas/Líquido (m ³ /m ³)	70,7
Relación Gas/Petróleo (m ³ /m ³)	75,1

Tabla IV – Condiciones de Operación

La bomba multifásica evaluada es del tipo doble tornillo sincronizado con la succión y la descarga en la parte superior. Una de las razones de éste diseño es la de garantizar la continua permanencia de líquido dentro de la bomba, lo que permite que la bomba pueda seguir en marcha aún cuando le ingrese solamente gas. Debido al elevado diferencial de presión al cual puede operar la bomba, el fluido ingresa por el centro de los husillos, y el mismo es transferido a los extremos en forma proporcional donde es descargado. Se aplica esta configuración para evitar tener altas cargas sobre el centro de los husillos, para que los mismos no sufran deformaciones, con el consiguiente riesgo de contacto entre ellos, y posterior engrane. La figura 4 presenta un esquema del funcionamiento de la bomba. Los sellos mecánicos están sometidos a la presión de descarga de modo que si bien están diseñados para ese trabajo, es sabido que es desventajoso para ellos, éstos sellos mecánicos son del tipo multiresorte con cara estacionaria en carbón y cara rotativa en carburo de silicio.

El equipo esta accionado por un motor de 380 Volt – 300 HP – 1500 RPM comandado por un variador de frecuencia. Dentro del mismo patín se montó un compresor de manera de contar con el aire necesario para comandar las válvulas automáticas de succión y descarga, las cuales se abren al momento de dar arranque y se cierran al detenerse la bomba de forma tal de aislarla.

En la figura 5 se observa una foto de la bomba montada en la locación.

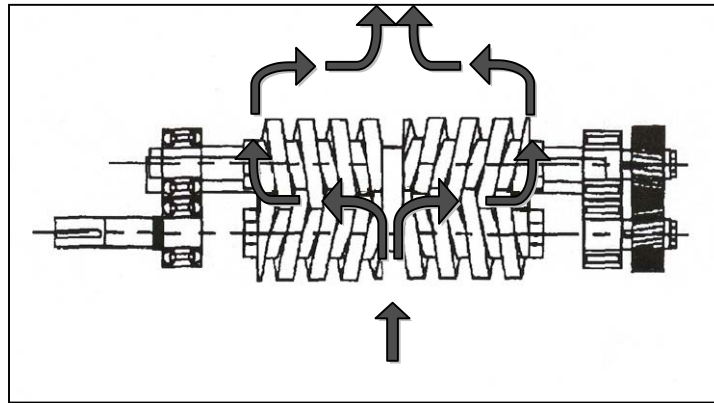


Figura 4 – Esquema de la Bomba Multifásica



Figura 5 – Bomba Multifásica

PRUEBA DE CAMPO

Debido a que la bomba se encontraba a prueba, la misma fue montada dentro de la batería 9 al lado del parque de bombas existente. A esta batería se le realizaron adecuaciones en el colector de ingreso dejando derivaciones para que pudiera trabajar como una batería convencional, de recepción, control y bombeo a la Planta de tratamiento, o como una batería multifásica.

Adicionalmente se dejaron preparadas las instalaciones para que la bomba pudiera trabajar como bomba de líquido aspirando directamente de tanque.

La bomba cuenta con un by-pass el cual opera en forma automática al detenerse la bomba, de forma tal de evitar bloquear los pozos productores.

La bomba se arrancó en Septiembre de 2002 sin ningún tipo de inconveniente, pero debido a la modificación del plan de perforación del yacimiento y al descubrimiento de una nueva zona productiva, los caudales de petróleo, agua y gas eran muy superiores a los de diseño de la bomba.

En la tabla V se observa una comparación entre los valores de diseño y los reales, donde la desviación está definida como:

$$\text{Desviación} = \frac{\text{Valor Real} - \text{Valor de diseño}}{\text{Valor de Diseño}} \times 100$$

	Valores de Diseño	Valores Reales	Desviación (%)
Caudal de líquido (m3/d)	1.500	3.600	140
Caudal de gas (m3/d)	12.000	14.000	16
Presión de aspiración (barg)	3	7	133
Velocidad (rpm)	1.500	1.800	20

Tabla V – Comparación de Valores de Diseño y Reales

Se observa que salvo el aumento de la presión en la aspiración la bomba no tuvo ningún inconveniente en desalojar toda la producción, aún cuando el aumento de producción líquida fue de 140%, y la gaseosa de 16%.

A las 1.300 hs de marcha se produjo una falla en los sellos mecánicos, la bomba fue desarmada encontrándose excesiva cantidad de arena ocluida en la zona de alta presión y de presión atmosférica y zonas de recalentamiento que pueden haber sido producidas debido a un gran desgaste de las superficies de sellado, y por consiguiente aumento de la temperatura por fricción, ó debido a que en algún momento la bomba arrancó con escaso líquido lo que ocasionó este recalentamiento.

Para mejorar el trabajo de los sellos se introdujo un Plan API en el equipo bajo el siguiente método: una central de bombeo compuesta de 1 depósito de 100 litros de kerosene o gas oil que es tomado por una bomba a engranajes y por ella distribuido a través de un filtro y luego por cañerías a las zonas atmosféricas de los 4 sellos mecánicos produciendo una constante limpieza en el lugar y retornando por desnivel al depósito inicialmente mencionado, con lo cual se impide la acumulación de sólidos, y se lubrica y refrigera el ámbito descripto.

Al momento de confeccionar este trabajo la bomba llevaba más de 2.000 hs sin acusar fallas.

Después de analizar los acontecimientos con personal de la firma proveedora de la bomba surgieron las siguientes recomendaciones:

- Cada puesta en marcha obliga a verificar el llenado de la bomba ya que la misma necesita de este llenado para mantener la lubricación y refrigeración de las partes.
- Si la bomba está marchando en un sistema en expansión, conviene enviar los nuevos pozos a un tanque por un lapso de por lo menos 10 días de manera que los sólidos que aportan estos pozos en sus comienzos no ingresen a la bomba y la dañen.

ENSAYO DE UN MEDIDOR MULTIFASICO

Si bien el ensayo aún no se ha realizado, queremos repasar algunos aspectos a tener en cuenta en un ensayo, incluyendo la instalación requerida.

El ensayo consiste en la comparación de las medidas resultantes con datos de mediciones de referencia, a fin de cuantificar y analizar las desviaciones de los valores. El ensayo también

contempla la prueba de la funcionalidad del instrumento, incluyendo la determinación del rango efectivo.

ENSAYO EN UNA BATERIA

VENTAJAS:

- El ensayo se realiza en condiciones de proceso reales, pudiendo descubrirse fenómenos que no se revelan en laboratorio.
- Los caudales, regímenes de flujo, presiones y temperaturas son más representativos que los logrados en laboratorio.
- Los datos obtenidos pueden ser usados para establecer la reproducibilidad del instrumento.

LIMITACIONES:

- El rango de GVF (fracción de volumen de gas) y las fracciones de petróleo y agua pueden ser limitados, no siendo posible ensayar todo el rango.
- Las condiciones de flujo pueden no ser representativas de otras baterías o instalaciones.
- Las medidas de referencia pueden ser pobres o bien encarecer el costo del ensayo.

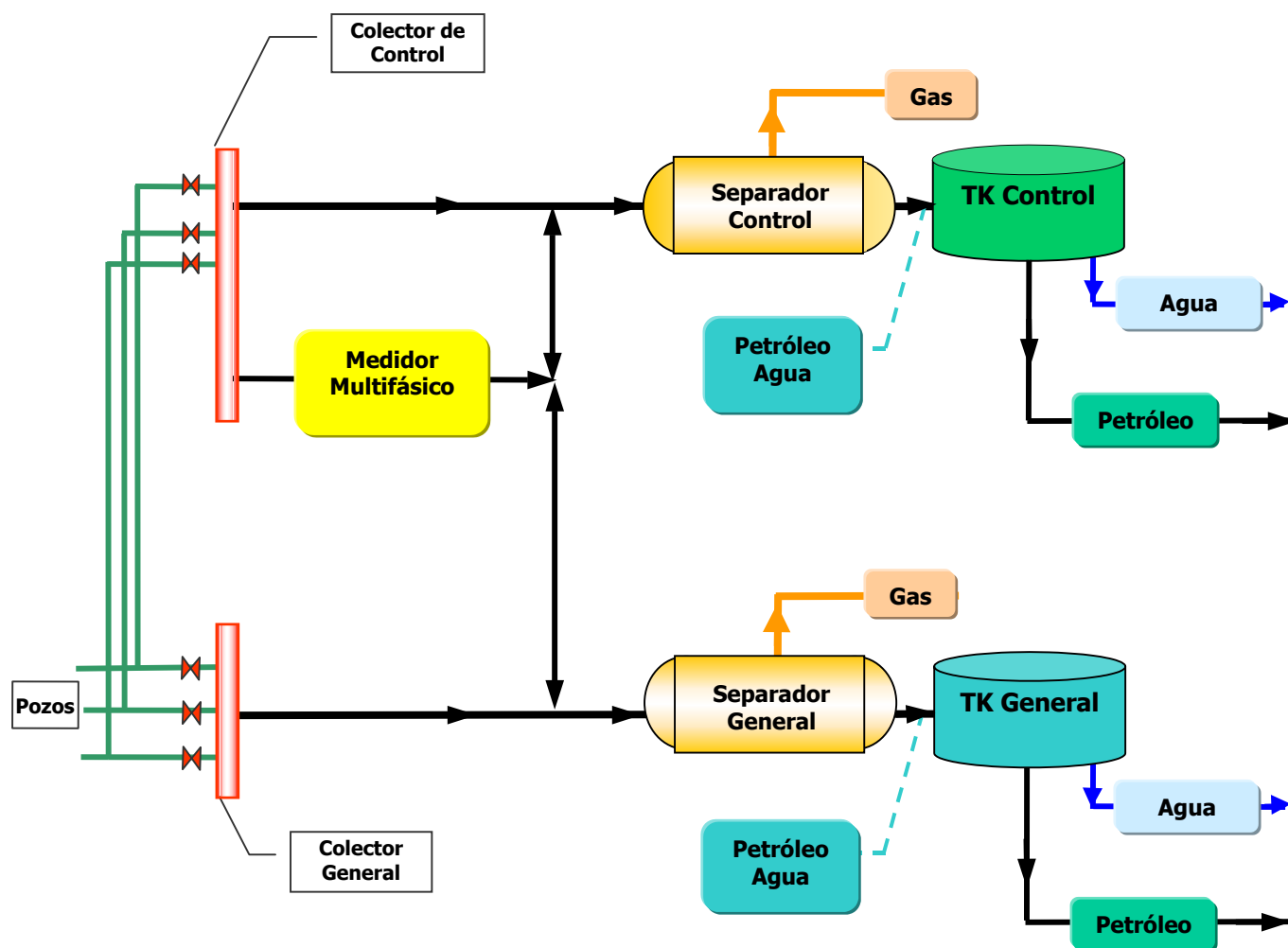


Figura 6 – Esquema de una instalación para ensayo del Medidor Multifásico en batería

INSTALACIÓN REQUERIDA

Los parámetros que deben ser evaluados en el curso del ensayo de un medidor multifásico incluyen:

Caudales individuales de petróleo, gas y agua, a fin de estimar las relaciones gas / líquido (GLR), gas / petróleo (GOR) y agua / petróleo (WOR o % de agua).

Regímenes de flujo, configuración de la cañería, secciones de caño recto, tramos horizontales / verticales de entrada / salida, viscosidades del fluido y caudales de fase.

Presión y temperatura del fluido.

La instalación para evaluar estos parámetros puede hacerse montando el medidor multifásico como se muestra en la Figura 6. Las mediciones de contraste se toman de separador y tanque, obteniendo el corte de agua por análisis de laboratorio y la medición de gas con un instrumento monofásico en la línea correspondiente.

MEDICIONES DE REFERENCIA

Los resultados del ensayo serán tan exactos como lo sean las mediciones de referencia. Es muy importante que las mediciones de referencia sean cuidadosamente controladas. Cuando se evalúan los resultados del ensayo de un medidor multifásico también se debe considerar la incertidumbre de las mediciones de referencia, es decir las obtenidas de separador y tanque.

La selección y diseño de la instalación e instrumentación de referencia sigue los procedimientos normales. Se debe prestar atención especial al efecto de la densidad, viscosidad, temperatura etc.

Las propiedades del fluido y las fracciones de fase pueden variar cuando se cambia el pozo bajo control.

CONCLUSIONES

- La evaluación de la bomba multifásica fue un éxito, y probó ser una alternativa viable para futuros proyectos.
- La bomba multifásica fue lo suficientemente flexible como para poder desplazar mayor caudal del especificado originalmente.
- Los costos operativos (M\$/año) de las estaciones multifásicas son 60 % menores que los mismos para las baterías convencionales.
- La simplificación de las instalaciones, la reducción de espacio y la eliminación de instalaciones auxiliares y ductos permite bajar los costos de capital.
- La simplificación de la operación y la posibilidad de telemetrizar completamente el sistema, anula la necesidad de atención permanente.
- La disminución del tiempo y el aumento de la frecuencia de control de pozos permite la detección y corrección temprana de fallas con la consiguiente disminución de pérdidas de producción.

AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren agradecer a las autoridades de Repsol-YPF por permitirles la publicación de este trabajo. Especial agradecimiento al staff de los Departamentos de Ingeniería y Producción de la UEM por su contribución en el suministro de datos. Se agradece también la participación y colaboración del Ing. Enrique Knoop. Gracias a Ricardo Muñoz, Javier Ghilardi y Sergio Echegaray por su asistencia en la preparación de las figuras de este trabajo.