

EXPERIENCIA CON SEPARADORES TRIFASICOS DE ENSAYO EN GOLFO SAN JORGE

**Rafael Villarreal, Diego Sabatini, María Victoria Damiano,
Héctor Moyano, Mariano Ciapparelli
Pan American Energy LLC**

Sinopsis

En el yacimiento Cerro Dragón continúa avanzando la implementación de un importante proyecto de automatización industrial aplicado al campo, formado por un sistema de monitoreo de pozos y automatización de estaciones de producción, un sistema de controladores inteligentes de pozos (Pump Off) y un sistema automatizado de ensayo de pozos mediante separadores trifásicos.

El propósito del presente trabajo es compartir la experiencia que se está obteniendo con la implementación de tecnología de última generación aplicada al control de la producción de los pozos.

En el marco del proyecto de telemetría unificado, se diseñaron separadores de ensayo, adaptándolos tanto a las características de los pozos como al sistema de comunicaciones de nuestro yacimiento.

Originado sobre las bases de mejorar la precisión de las mediciones, aumentar la frecuencia de ensayos y automatizar la operación para optimizar el manejo de información, el proyecto de instalar separadores trifásicos ya lleva casi tres años y cuenta con más de 30 equipos actualmente en operación, que alcanzarían a más de 50 antes de fin de este año.

Introducción

El yacimiento Cerro Dragón está ubicado en la zona de la cuenca del Golfo San Jorge entre las provincias de Chubut y Santa Cruz y reúne la producción de 2214 pozos productores de petróleo y gas, entre explotación primaria y secundaria.

Con un área de 3480 km², la región es explotada desde 1958 y tiene una profundidad promedio de 2290 metros.

La producción diaria del yacimiento es de 14489 m³ de petróleo y el 63% de la producción es extraída de 46 proyectos de recuperación secundaria, con 410 pozos inyectores.

Hasta el momento, en nuestra operación los ensayos de pozos se realizaban empleando separadores bifásicos, tanques de ensayo convencionales y separadores de agua libre.

Los separadores bifásicos son horizontales de cuerpo cilíndrico, con conexiones de entrada de fluido, salidas de fluido y gas, accesorios para el control automático de nivel de fluido y elementos de seguridad. La separación de gas normalmente se realiza en dos etapas, en primer lugar por una serie de reflectores angulares a la entrada y a continuación un extractor de niebla; el flujo de gas se mide a través de una placa orificio y luego sale por una conexión superior del separador, pasa por un radiador y a continuación por una etapa de separación de condensados. El líquido (agua y petróleo) ingresa por gravedad al recipiente medidor y cuando el nivel de fluido en el recipiente medidor corresponde al volumen de un barril, un flotante acciona el sistema neumático que comanda a una válvula de tres vías permitiendo evacuar el mismo. Un mecanismo registrador y medidor vinculado a este dispositivo permite registrar las descargas del equipo en forma de batch en una carta y en el contador de barriles. Para completar el ensayo, se toman muestras en boca de pozo para determinar el corte de agua en el laboratorio y poder hacer el cálculo con el resto de los datos obtenidos.

Los inconvenientes que presentan estos equipos fundamentalmente se relacionan con el tiempo de duración de ensayos que implican y los sistemas de medición que involucran. Con respecto al tiempo, éste debe ser el mayor posible, preferentemente 24 horas. Además se debe controlar el correcto funcionamiento de todos los elementos del equipo durante un tiempo prudencial y, periódicamente, es necesario realizar una calibración de los mismos contrastando a un tanque.

Los ensayos a tanques convencionales o separadores de agua libre consisten en determinar el contenido de fluido del tanque, mediante mediciones que se efectúan al iniciar y finalizar cada ensayo. Estas mediciones pueden realizarse aplicando el método de medición de altura o el método de medición de vacío.

Los elementos de medición que se utilizan son: cinta métrica de acero milimetrada, pilón, varilla para medición de agua de bronce, bidón plástico para sacar las muestras y la pasta reactiva soluble en agua, que se extiende sobre la varilla para hacer visible el corte para la medición de agua libre.

El procedimiento que se utiliza para hacer los ensayos con los tanques corresponde al método de medición por vacío según la NORMA IRAM- API A 65-2.

Los tanques de ensayo de agua libre están diseñados para sacar las muestras y efectuar la medición de petróleo a través de un conjunto de toma muestras, compuestos por un recipiente cilíndrico totalmente comunicado con el tanque y un tubo de muestreo, ubicado en la zona calibrada superior del mismo. Este tipo de separador, cuenta con un timer que es activado por un par de flotantes, ubicados en los extremos de la zona calibrada inferior.

En estos equipos se comete error al tomar la lectura desde el punto de referencia hasta la marca del producto en el pilón, medidas que deben apreciarse hasta el milímetro. Además, si se utiliza pasta soluble en agua para determinar donde está la interfase, dependiendo del tipo de pasta que se utilice, será el tiempo de espera para que reaccione y recién poder tener una lectura consistente. Antes de efectuar mediciones, también se debe verificar, que la superficie del fluido este quieta y libre de espuma, lo que requiere de un tiempo de reposo adecuado para que se separe el agua libre y se pueda determinar con mayor facilidad el corte.

Para tomar la muestra del tanque de agua libre que determinará el corte de agua, se introduce un tubing en el recipiente cilíndrico una vez finalizado el ensayo. En esta maniobra se debe tener la precaución de hacerlo lentamente para minimizar la turbulencia, ya que esto genera error en el muestreo del colchón de petróleo.

Cada ensayo debe comenzar con el tanque vacío, por lo cual, una vez finalizado el ensayo se debe purgar en su totalidad el tanque, lo que se traduce en un tiempo requerido adicional, primero drenando la zona de medición que corresponde a la de petróleo y luego abriendo la válvula del fondo del tanque para completar el drenaje total.

Los ensayos aportan vital información sobre la producción de los pozos y su evolución en el tiempo. Esto no sólo permite predecir los comportamientos futuros del yacimiento, sino que además ayuda a determinar las limitaciones y necesidades de las instalaciones existentes. Un mejor conocimiento de esta información también aporta un valor sustancial para el cierre de balances de masa por zonas y, fundamentalmente, para la comparación con las mediciones fiscales en la salida del oleoducto, esto es factor de planta. El mismo se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\text{Factor de Planta} = \frac{\text{Ventas +/- Stock}}{\text{Suma de ensayos} - \text{Downtime}}$$

Está comprobado que la incertidumbre del factor de planta está determinada por el denominador de la expresión anterior.

La incidencia del error en la suma de ensayos está determinada por la medición del fluido y del porcentaje de agua de cada pozo involucrado.

Los componentes más destacados que generan error en la medición de fluido son: la diferencia en los volúmenes de fluido obtenidos en los distintos separadores mencionados anteriormente, periodicidad de los ensayos de pozos de alta producción de petróleo y de los pozos nuevos que

inciden debido a la declinación natural de los mismos, la periodicidad de la calibración de los separadores bifásicos, el error cometido en la obtención de la muestra para la determinación del porcentaje de agua y la corrección por temperatura de fluido en el ensayo.

En cuanto al cálculo del porcentaje de agua el componente que introduce error es la escasa representatividad de la muestra de boca de pozo debido a la intermitencia natural en la producción de los fluidos del pozo, ya que ésta es solo una medición puntual.

En cuanto a la incertidumbre en el Downtime o pérdida de producción, este factor está acotado actualmente por el grado de automatización existente en el yacimiento.

Considerando que cualquier factor se define como una medida de incertidumbre, la única forma de optimizarlo es disminuyendo la influencia en el mismo de las posibles fuentes de error.

Es uno de nuestros desafíos poder reconocer y cuantificar dichas fuentes en los procesos que involucran nuestras operaciones, para mejorar este factor hasta el punto que sea técnicamente viable y económicamente aceptable.

Por todos estos motivos, el ensayo de pozos constituye una práctica habitual en la operación diaria y, dada la importancia de la información que genera, es que resultaba tan deseable aumentar tanto la frecuencia como la precisión de ensayos.

Los fundamentos del masivo proyecto de automatización que hoy en día estamos desarrollando atienden estas necesidades de optimizar nuestras mediciones y control sobre las acciones de explotación del yacimiento.

Desarrollo

Control de producción

En la medición de una magnitud aleatoria continua, como es la medición de la producción de un pozo, existen tres tipos de errores:

- Errores aleatorios: tienen la característica de tender a cero a medida que aumentamos el número de mediciones. Generalmente, son producto de errores humanos.
- Errores Sistemáticos: son producto de las diferencias en las condiciones entre las cuales se mide la variable. También se incluyen en este tipo de errores la representatividad de la muestra.
- Errores de medición: son producto de la precisión del instrumento y de la metodología que se utiliza para realizar la medición.

El error en la medición de cualquier variable será el mayor de los tres antes citados.

Como se detalló anteriormente, se podrá disminuir el error aleatorio aumentando el número de mediciones.

Para analizar el error en la medición del porcentaje de agua en una muestra se utiliza el procedimiento propuesto por la Norma ASTM 4007. El mismo, no indica el error que arroja esta medición.

De acuerdo a la experiencia, podremos estimar que la desviación estándar de los errores de medición rondan el 1% para porcentajes mayores a 90% de agua y estimamos que este error aumenta para porcentajes menores de agua.

Esta estimación se desprende de un estudio de la variabilidad estadística de las mediciones en pozos estables en cuanto a su producción.

Asumiendo que la medición del porcentaje de agua se distribuye normalmente en torno a una media o valor más probable, pero que se corresponde con la medición de una variable aleatoria continua tendremos que establecer un error que será función de la certeza con la que estamos trabajando, y fundado en las características de una función normal podremos asegurar que trabajando con un error en $\pm 1\sigma$, habrá un 68% de certeza de que la medición real caiga en el intervalo antes citado, si trabajamos con $\pm 2\sigma$ se estará asegurando la medición con un 95% de certeza. Esto implica que para una medición del 94% de agua con un σ igual al 1 % podremos asegurar con un 68% de

certeza que la medición se encuentra entre el 93% de agua y el 95% de agua, o que con un 95% de certeza la medición se encuentra entre un 92% de agua y un 96% de agua. De acuerdo a la certeza con la que se desee trabajar y, en función de la característica de la distribución normal, se podrá encontrar un valor de σ correspondientes.

Si se pretende calcular la producción seca de un pozo midiendo el porcentaje de agua de una muestra y combinando su valor con la producción bruta del pozo, se deberá propagar el error de las dos mediciones para obtener nuestro valor. Si consideramos la hipótesis de que medimos la producción bruta sin error y propagamos el error de medición de porcentaje de agua a la producción seca del pozo, el error resultante será linealmente mayor a medida que aumenta la producción bruta del pozo, situación bastante común en proyectos de recuperación secundaria.

Para un pozo de 200 m³/d de producción bruta y utilizando los valores expuestos anteriormente, se podrá asegurar con un 68% de certeza que la producción seca del pozo se encuentra entre 10 m³/d y 14 m³/d o que con un 95% de certeza se encuentra entre 8 m³/d y 16 m³/d. De lo anterior se desprende un error de inconcebible aplicación en el seguimiento del pozo, máxime teniendo en cuenta que los errores que no se consideraron en la metodología de medición de la producción bruta, incrementan el intervalo para la misma certeza y que tampoco se tuvieron en cuenta factores sistemáticos de medición y de representatividad de la muestra.

Si se reconstruye la curva de producción histórica de un pozo con estas características, considerando estos errores y, en lugar de mostrar una curva, se presenta una franja en función de la certeza elegida para trabajar, se llegará a la conclusión de que el error no permitirá distinguir el comportamiento real del pozo.

Será necesario entonces medir con mayor precisión, quedando en evidencia que el método propuesto por la norma ASTM 4007 no resulta adecuado para medir la productividad del pozo y realizar un correcto seguimiento del mismo.

Si se pudiera variar la metodología de medición, de manera de incluir en el cálculo una variable temporal, el error podría ser acotado a valores aceptables. Esto permitiría, además, obtener tendencias de la producción en función de variables sistemáticas, haciendo más representativa la medición.

Proyecto de automatización Cerro Dragón

Como parte del proyecto de automatización iniciado a comienzos del 2001, la calidad en los controles se vio altamente incrementada por la incorporación de separadores trifásicos en las estaciones.

La supervisión, control y adquisición de datos en forma remota, está centralizada en un macro SCADA denominado Sistema Inteligente de Telemetría Unificado (SITU), con funciones adicionales, desarrollado pensando en unificar conceptos y tecnologías en una única filosofía de control, supervisión y manejo inteligente de la información.

Una de las principales ventajas de la automatización es que permite tener una visión instantánea del proceso y a los operadores poder tomar decisiones y efectuar un análisis de resultados más eficiente, basado en la historización de parámetros en tiempo real que ofrece el sistema, permitiendo analizar comportamientos y tendencias.

A ésta y a la información de todo el yacimiento, se puede acceder tanto desde la sala de control de cada distrito como desde la intranet y, a la de cada batería en particular, desde los paneles PC ubicados en cada una de ellas.

Para ello, se implementó un robusto sistema de comunicaciones que soporta el enorme manejo de información, permitiendo además vínculos con otros sistemas de la compañía como Infoprod y MPX.

Actualmente, el sistema de automatización cubre más de 425.000 puntos de monitoreo (Tags) entre variables analógicas y digitales en un total de más de 2200 sitios entre pozos productores, manifolds de inyección de agua, estaciones, plantas de tratamiento y otras instalaciones de superficie.

Existe una Unidad Remota formada por un PLC y un Panel PC que realizan un ensayo en forma semiautomática de manera autónoma. Desde el sistema SCADA central, SITU, se envía la orden de ensayo al separador, quien desarrolla el ensayo en forma autónoma y luego es devuelto al SCADA, donde se visualizan los resultados y desde donde los importa Infoprod.

La Arquitectura general del Sistema de Telemetría, está conformada por una serie de clientes y servidores de datos, donde se concentra y administra la información intercambiada con cada uno de los sitios telesupervisados (estaciones, pozos, plantas, manifolds, etc.).

Los servidores de datos tienen la capacidad de ordenar la información, generar alarmas en función de criterios, realizar las consultas a campo, almacenar históricamente la información, intercambiar la información con sistemas corporativos, dejar la información disponible a los clientes, servir páginas web y ejecutar los módulos inteligentes, entre otras funciones.

El sistema de ensayos, es uno de los módulos componentes del SITU. Cada estación dispone de uno o más separadores de ensayo instrumentados con tecnología de control compatible con este módulo. Los componentes básicos de control en el sitio son un PLC, un Panel PC, un switch y una radio.

Posteriormente desde cualquier cliente universal del sistema, es posible enviar y seguir un ensayo de un sitio determinado.

A nivel ejecución, el Sistema Inteligente de Ensayos (SIEN) esta subdividido en cuatro submódulos:

Submódulo 1: Programación de Ensayos

Este submódulo tiene como función almacenar y ordenar la secuencia en que se ejecutan los ensayos en cada separador. Se ejecuta en los servidores de datos, intercambiando información con los sistemas corporativos InfoProd, MPX y base de datos histórica de SIEN. Esta información la utiliza el submódulo de Programación de Ensayos para tomar decisiones, considerando la información brindada en lo relativo a los pozos, a la estación y a los separadores de ensayos con que ésta cuenta.

El submódulo de Programación de Ensayos utiliza distintas fuentes de información, para determinar el orden de ensayos de los pozos dentro de una estación y para un separador de ensayos en particular. Entre estos factores determinantes para el orden podemos destacar la producción dada por Infoprod, el orden y secuencia de pozos en los manifolds, la distancia y tiempos de barrido, la fecha del último ensayo, los trabajos recientes en superficie y profundidad, la cantidad de petróleo seco del pozo, entre otros.

Desde cualquier cliente universal, el operador puede alterar el orden de ensayo propuesto por el sistema, quedando registrado cualquier cambio que decida realizar por su cuenta.

El orden de ensayo para un separador dado en una estación, es un ente vivo que va cambiando instante a instante, proponiéndonos en cada momento la mejor solución al orden de ensayo, de acuerdo a las condiciones de contorno.

Finalizada la etapa de selección del pozo a ensayar en la estación, se puede pasar a la pantalla de "ensayo" propiamente dicha.

Submódulo 2: Ejecución de Ensayo

El submódulo de ejecución se encarga de enviar los datos del pozo hacia el sitio (estación), quedando en cola a la espera de la realización del mismo.

Desde esta interfase se prepara también la lógica de control deseada para el pozo a ensayar, configuración que es guardada por pozo, para posteriores ensayos.

La ejecución del ensayo se realiza seleccionando la estación y el separador, donde se encuentra en primera posición el pozo propuesto a ser ensayado.

Submódulo 3: Control de Ensayo

Este submódulo corre específicamente en el sitio, donde el sistema de control es capaz de llevar a cabo en forma autónoma un ensayo, y de realizar su validación sin necesidad de intervención de niveles superiores.

Se dice que el control se realiza en forma semiautomática, ya que un operador de la estación debe preparar pozos y válvulas desde el sitio, predisponiendo el ensayo. Posteriormente desde el Panel PC instalado en sitio inicia el ensayo, no requiriéndose más de su presencia en el lugar.

En la estación se dispone de una interfase de operación, que permite visualizar todo el proceso de la misma, alarmas, tendencias históricas etc., y configurar los distintos lazos de control. Desde el sitio también se puede seguir la realización del ensayo.

Todas las funciones posibles en el Panel PC local, son posibles también de realizar desde cualquier "cliente universal" del sistema.

El Panel PC, además de cumplir su función de interfase local de operación, es el encargado de validar o bien desechar un ensayo para cualquiera de los separadores que componen la estación. Esta validación se realiza por medio de una aplicación que realiza en forma inteligente el ensayo, por medio de la lectura de los medidores de corte de agua, caudalímetros y computadores de flujo.

El PLC juega un papel importante en la toma de decisiones, al proveer de la información vital para la realización del ensayo, y al realizar el control de todas las variables de los separadores y la estación.

Una vez finalizado el Control de Ensayo, el operador de campo verá "ensayo finalizado", con lo cual podrá alistar e iniciar otro de los ensayos que se encuentren en cola.

Submódulo 4: Finalización de Ensayo

Este submódulo es el encargado de llevar los resultados parciales, y el resultado final del ensayo, a los niveles superiores.

El ensayo completo, sea válido o no, es llevado a los niveles superiores en "Mensajes Batch", e insertados en la base de datos histórica.

El submódulo de Finalización de Ensayos, por lo tanto, comienza su trabajo desde el momento que el ensayo es ejecutado, conformando esta información para ser enviada cada el periodo indicado de muestras.

Los valores de ensayo en tiempo real, son enviados también al sistema SCADA mediante técnicas de polling, para ser visualizados por el operador, quien podrá ver también el progreso del ensayo en curvas.

El resultado final del ensayo es enviado a los niveles superiores, para ser visualizados por el operador. El supervisor será el encargado de verificar los resultados del ensayo, antes de dar su aceptación para el envío de información al sistema corporativo InfoProd.

Estaciones satélite

En nuestra operación cumplen la función de reunir la producción de un grupo de pozos con el objeto de separar el gas del petróleo, controlar la producción total de la estación, controlar la producción de petróleo, agua y gas de cada pozo, elevar la temperatura del fluido, deshidratar el gas para el consumo o venta, bombear el fluido a las plantas deshidratadoras y cortar y tratar agua para inyectar.

Si bien no todas efectúan la totalidad de las operaciones descriptas, en general los equipos e instalaciones necesarios para efectuar el conjunto de operaciones es muy similar.

El fluido de cada pozo puede ingresar a un colector auxiliar (manifold auxiliar) en el campo, y de éste al colector general de la estación por dos líneas, una de ensayo y la otra general, o directamente al general si el pozo se encuentra en las proximidades de la estación. De allí la producción del conjunto se deriva a un calentador y al separador general donde se produce la separación gas-petróleo.

Efectuada la separación del gas, el fluido es bombeado a la planta deshidratadora de petróleo pasando previamente por el segundo calentador y el puente de medición de fluido. Normalmente uno de los calentadores también genera vapor para calefaccionar el fluido, mediante serpentinas instaladas en los separadores de ensayo y tanques. El gas a deshidratar pasa por el radiador, separador de líquidos (scrubber), torre de absorción a glicol (torre de contacto), puente de medición de gas y finalmente ingresa al sistema general de distribución para su consumo o venta.

La producción de los pozos a ensayar se la deriva a los calentadores, separadores de ensayo o al tanque de ensayo. Al igual que con la producción general, un bypass en cada línea permite derivar

el fluido directamente a los ensayadores. Hay estaciones que cuentan con generadores de vapor exclusivos, para calefaccionar tanques y separadores de ensayo. Completan las instalaciones de la estación satélite, los tanques de almacenaje y ensayo, dispositivos de control, líneas secundarias de alimentación de gas a la estación y líneas de drenaje de líquidos y venteo de gas.

Separadores de ensayo trifásicos

Son equipos utilizados para disgregar la mezcla de hidrocarburos provenientes del pozo, ensayado en sus diferentes fases: petróleo, agua y gas.

El separador es un recipiente horizontal al cual ingresa el fluido proveniente de los pozos, compuesto por gas, petróleo y agua, que se separan en el equipo por gravedad.

El agua es la fase más pesada y es la que primero se retira por el fondo del recipiente. El petróleo es más liviano que el agua y una vez separado rebalsa por encima del baffle y se retira del recipiente por el fondo en el extremo opuesto a la entrada de fluido, como se aprecia en la Figura 1.

El gas es la fase más liviana y la más fácil de separar. En este caso, se retira del separador por la parte superior en el extremo del recipiente, haciéndolo pasar previamente por la caja de chicanas, donde se desprende de las últimas gotas de líquido que pudieron haber quedado suspendidas en la fase gaseosa. Para que la separación de las fases líquidas tenga lugar, deben formarse en primer lugar las gotas, luego crecer de tamaño y luego desplazarse verticalmente. Las gotas de agua que se formen en el seno de la fase petróleo descenden, y las de petróleo que se forman en la fase acuosa, ascienden.

La calidad de separación que se obtiene en las diferentes secciones dependerá de las siguientes variables: tiempo de residencia en el equipo, densidad y viscosidad de los fluidos $f(T)$, temperatura, productos químicos desemulsionantes, presión de operación y distribución del tamaño de las gotas de agua y petróleo a la entrada del equipo.

Las condiciones de separación serán óptimas siempre y cuando estos parámetros se mantengan dentro del rango de valores considerado durante el diseño de los equipos.

Entre otras cosas, las premisas principales de diseño exigieron mínimos errores en la medición y que las mismas no sean afectadas por cambios en las propiedades de los fluidos (densidad y salinidad) ya que estas propiedades varían de un pozo a otro. Además debían ser flexibles y poder adaptarse a las grandes diferencias de caudal y corte de todos los pozos.

Modos de operación

Debido a una gran amplitud entre los caudales máximos y mínimos de producción se han implementado dos modos de operación: Modo Grande y Modo Chico. Para ello, el equipo cuenta con dos baffles internos y la instrumentación necesaria para poder operar con uno u otro baffle. Es decir, la operación en un modo u otro solo implica cambios en las condiciones operativas y no en las de diseño.

En la Tabla A del apéndice se presenta, para cada modo de operación, el largo de la zona de separación y la altura del baffle separador.

Ambos modos del separador pueden ser operados de acuerdo a tres lógicas de control, la lógica continua, la discontinua y la mixta. La implementación de dichas lógicas permite adecuar el funcionamiento de la instrumentación asociada al equipo a las características del pozo que se esté ensayando.

Para pozos de producción estable es aplicable una lógica de control por niveles (continua) mientras que para pozos de producción primaria o intermitente, se puede implementar una lógica de control por descargas (discontinua). En este caso, se reemplazan los dos lazos de nivel del caso anterior por dos lazos de control de caudal, más dos límites configurables de nivel para cada lado del baffle, entre los cuales los lazos operan las válvulas y fuera de los cuales las válvulas permanecerán

cerradas, de manera de que el separador pueda recuperar nivel o, abiertas cuando alcancen los set de alto nivel.

En las Figuras 2 y 3 se ilustran los dos modos de operación del separador. Las diferencias operativas que hay entre ambos modos son:

- Posición de las válvulas manuales que vinculan las descargas de agua y petróleo.
- Ubicación del controlador de nivel de interfase.
- Transmisor de nivel de la fase petróleo. Cada “modo” cuenta con un transmisor de nivel asociado para alarmas, control, indicación y enclavamientos.

Los caudales máximos y mínimos con los que podrá trabajar cada modo se detallan en la Tabla B del apéndice.

Como el caudal es inversamente proporcional al tiempo de residencia, éste último, es un factor determinante en la calidad de separación que se desea obtener del equipo.

Caudales muy bajos, generan tiempos de residencia excesivamente grandes, prolongando demasiado la duración del ensayo. Hay limitaciones tanto para caudales máximos como para caudales mínimos.

Para caudales máximos, ésta estará sujeta a la performance deseada para el separador en la calidad de separación de agua y petróleo, mientras que para caudales mínimos estará determinada por un ensayo de duración razonable.

En la Tabla C se dan valores tentativos de caudales apropiados para cada modo de trabajo. Los rangos de caudales allí presentados no son excluyentes, sino recomendados.

De hecho, en nuestra experiencia se han obtenido resultados satisfactorios con caudales inferiores y superiores a los rangos citados.

En el caso de que el caudal de agua producido por un pozo se corresponda con los caudales del modo grande del separador y que el caudal de petróleo del mismo lo haga con los caudales del modo chico, el modo de operación se define considerando los caudales de agua exclusivamente. Esto se debe a que el separador cuenta con una medición adicional de corte de agua en la línea de salida de crudo que podrá computar la cantidad de agua arrastrada en la fase petróleo.

La calidad de separación que se obtenga en la fase acuosa es la que resulta penalizante a la hora de evaluar cual es la capacidad máxima que puede manejar el equipo. Como ya se mencionó, en la salida de petróleo es admisible una peor separación dado que se dispone de un instrumento capaz de contabilizar agua.

Puesta en servicio

Previo a la inserción de los separadores trifásicos en el circuito productivo de nuestras operaciones, se realizan una serie de pruebas y calibraciones destinadas a confirmar que se cumplen los objetivos de separar y contabilizar las tres fases correctamente.

Para llevar a cabo lo indicado anteriormente, se seleccionan pozos de distintas características de producción. Esto incluye no solo diferentes sistemas de extracción, sino distintas propiedades de los fluidos producidos (GOR, corte de agua, contenido de sólidos y densidad).

Por último se pretende establecer las capacidades operativas del equipo, esto es, los caudales máximos y mínimos aceptables para un buen funcionamiento.

Estos test de performance se fundamentan en tres pruebas:

- Para verificar la correcta medición de los caudalímetros, los mismos se contrastan con un tanque calibrado admitiendo como aceptable una diferencia entre ambas mediciones de hasta un 5 %.
- La calidad del agua libre separada, se comprueba analizando en laboratorio las ppm de petróleo presentes en una muestra. El límite aceptable es 500 ppm de petróleo en agua.
- El analizador de corte de agua ubicado en la línea de salida de petróleo cuenta con una primera calibración en fábrica, que se ajusta con una segunda calibración con fluidos de nuestro yacimiento. Esto se realiza en un banco de calibración ubicado en el laboratorio de Tres Picos (Distrito 3).

Condiciones de operación

- Temperatura de operación: para garantizar la temperatura adecuada, la corriente proveniente del pozo debe calentarse hasta 50°C como mínimo. Para ello, se la calefactará previamente en los calentadores. La temperatura óptima de operación es de 70°C.
- Presión de operación: el separador de prueba debe operarse a la presión del separador general, aproximadamente a 4kg/cm². En caso de pozos sin gas, la presión se mantiene con un sistema de gas de blanketing. El gas de blanketing será el mismo gas de salida de los separadores generales de modo de equalizar presiones. En aquellas estaciones sin separador general se utilizará como blanketing el gas para consumo de la estación.
- Inyección de químicos: otro requerimiento operativo imprescindible es la inyección de desemulsionante a las líneas de ensayo. El desemulsionante ayuda a la coalescencia (formación y crecimiento) de las gotas, favoreciendo la separación de las fases de petróleo y agua. Este proceso también está automatizado. Desde el panel es posible configurar la inyección de químicos necesaria para cada pozo a ensayar. Como el desemulsionante actúa en función de la producción de petróleo del pozo y ese dato está implícito en la base de datos, simplemente con estos dos valores y el cuadal de inyección de la bomba, el PLC hace el cálculo de la dosificación en campo.

Instrumentos de medición y control

Interfase agua-petróleo

La altura de la interfase está vinculada con el tiempo de residencia del agua en el interior del separador, y por lo tanto, con una buena separación.

La interfase es una zona de transición entre el agua (con unas pocas ppm de hidrocarburos) y el petróleo (emulsión de cierto porcentaje de agua).

Para conocer y controlar el nivel de esta interfase, se dispone de una sonda Agar. El recipiente cuenta con dos conexiones, una superior y una lateral, para ubicar dicha sonda. La conexión superior permite operar en los dos modos mientras que la lateral es solo apta para el modo chico. La sonda permite conocer el corte de agua a la altura de la antena.

La medición de este instrumento se basa en la absorción de energía de microondas. El agua absorbe mucha más energía que el hidrocarburo. El transmisor envía a través de la sonda una señal electromagnética a la antena. La cantidad de energía electromagnética absorbida es directamente proporcional a la concentración de agua alrededor de la antena.

Caudales

La mejor relación rango – incertidumbre, se obtuvo en un medidor de tipo Coriolis. Al ser un medidor de masa, se hace independiente de la temperatura y la presión. El caudal volumétrico es, entonces, obtenido como una medición indirecta a través de las mediciones directas de masa y densidad en línea. Además de masa y densidad, el instrumento realiza mediciones instantáneas de temperatura.

El caudal máximo está limitado por la pérdida de carga aceptable en el medidor y no por la capacidad en sí del instrumento. Esta máxima caída de presión aceptable está determinada por la altura que debe tener el equipo para que no se produzca una separación flash aguas arriba de la válvula de control.

Estos medidores están ubicados en cada una de las tres líneas de salida del separador (gas, petróleo y agua).

Continuamente el sistema calcula los caudales discriminados de petróleo y agua de la siguiente manera:

Caudal de agua = Caudal Total * Corte de agua / 100

$\text{Caudal de petróleo} = \text{Caudal Total} * (100 - \text{Corte de agua}) / 100$

Para el totalizado de estos caudales, en un intervalo de tiempo de 10 segundos, el sistema realiza muestreos cada un segundo de los caudales discriminados indicados anteriormente y realiza el promedio de estas mediciones. Con este valor de caudal medio, transcurrido el intervalo mencionado, se procede a incrementar los totalizados correspondientes.

Cada vez que el sistema obtiene un nuevo valor totalizado, se procede a recalcular la proyección del mismo a 24 horas. Para ello se cuenta además con el contador de tiempo transcurrido de ensayo, el cual comienza a incrementarse, al igual que los totalizadores, cuando se alcanza el estado de “Ensayo en Curso”.

Corte de agua

El petróleo forma emulsiones muy estables en presencia de agua. Esto significa que es más difícil separar el agua de la fase oleosa que el petróleo de la fase acuosa. Por esta razón es necesaria una medición adicional en la línea de salida de petróleo: el corte de agua (porcentaje volumétrico). Este valor es medido con un analizador de corte Agar cuyo principio de funcionamiento coincide con el explicado para el medidor de interfase. Una vez conocido el caudal total y el porcentaje de agua y petróleo, el PLC calcula el caudal neto de petróleo seco corregido a 15 °C y el agua que produce el pozo. El error absoluto de este instrumento dado por el fabricante es de 1%.

El caudal instantáneo proveniente del caudalímetro másico en la salida de petróleo, se multiplica por 100 menos el corte de agua medido por el analizador, dando como resultado el caudal de petróleo en m^3/d , en las condiciones de temperatura de operación.

Dicho caudal, se multiplica por un factor de corrección, dando como resultado el caudal de petróleo en condiciones estándar (Sm^3/d).

Este factor de corrección proviene de una tabla de una entrada provista por PAE basada en la Norma API 11.1 Vol VII Tabla 54A. Esta tabla permite encontrar el factor de corrección de crudo, conociendo la temperatura y densidad a 15°C de una muestra. Es decir, según la temperatura que tenga la salida del petróleo, se obtendrá el factor de corrección.

Como se indicó anteriormente, los másicos además miden temperatura y mediante una comunicación con el PLC se obtiene esta compensación por temperatura.

En la línea de agua no es necesaria una medición adicional en la medida en que se respeten las condiciones de diseño y parámetros de operación del separador.

Nivel de petróleo

Para esta medición existe un medidor de nivel de presión diferencial con sellos remotos. De esta manera la medición se independiza de cualquier variable que no sea la columna de líquido.

Por último, en las líneas de salida de agua y petróleo existen válvulas controladoras de caudal y en la salida de gas una válvula de control de presión aguas arriba del equipo.

Conclusiones

Debido al carácter innovador del proyecto presentado, en varias oportunidades debió enfrentarse el desafío de adaptar las propuestas tecnológicas a las condiciones y requerimientos operativos de nuestro yacimiento. Gran parte de estos cambios y mejoras, fueron producto de la experiencia adquirida en la implementación de cada nueva etapa. Es decir, se trata de un proyecto de optimización continua, diseñado a medida de las necesidades.

Actualmente, habiendo alcanzado cierta madurez, tanto en infraestructura como en su aplicación en la operación, se puede afirmar que el proyecto aporta las siguientes ventajas comprobadas:

- Precisión en la medición de fluidos: debido a los principios de funcionamiento de los instrumentos presentes en el equipo es posible tener mayor certeza de la producción de fluidos.
- Modalidad de medición en forma continua: trazabilidad en la medición, mayor representatividad de resultados.
- Compensación automática por temperatura: en cada medición de caudal, el PLC compensa los valores a condiciones estándar.
- Aumento de la frecuencia de ensayos: el seguimiento en tiempo real del ensayo, permite visualizar la estabilidad de los parámetros medidos y finalizar los ensayos cuando sea necesario desde el sitio o en forma remota.
- Reducción del tiempo de ensayo en pozos con bombas electrosomergibles: la estabilidad propia de este sistema de extracción junto con las herramientas de seguimiento disponibles en el separador, permiten realizar ensayos de corta duración.
- Mejor control de inyección de productos químicos en las baterías (dosificación automatizada en función de las producciones de cada pozo).
- Disponibilidad de información on- line a todo el personal de PAE vía web e intranet, adaptando sus funciones de acuerdo al perfil del usuario.
- Almacenamiento electrónico de la información: posibilidad de generar estadísticas y bases de datos.
- Historización de variables: análisis de eventos y resultados, comparación de tendencias y valores anteriores, toma de decisiones.
- Tendencias y logs de eventos: permiten diagnósticos tempranos de fallas (la detección de pérdidas parciales de producción, fallas de instrumentos, problemas en el pozo y necesidad de futuras adecuaciones).
- Ensayos personalizados: es posible adecuar la configuración de variables involucradas, el modo y la lógica del ensayo a las características y comportamientos particulares de los pozos.
- Interacción con Infoprod: importación automática de controles al sistema de información de la producción de la compañía. Eliminación de errores humanos por carga manual, mayor confiabilidad.
- Alarma de convergencia de resultados: permite advertir en forma remota cuando el ensayo convergió a los valores de producción esperados del pozo.
- Mayor seguridad en la operación: condición de shut down, válvulas de seguridad, instrumentos alimentados con aire, posibilidad de configurar alarmas en cada equipo en forma particular e independiente del resto.
- Compromiso con el medio ambiente: el gas separado descarga al separador general o al sistema de tratamiento, no se ventea.

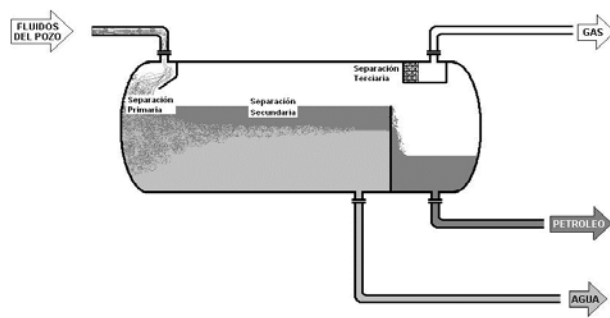


Figura 1

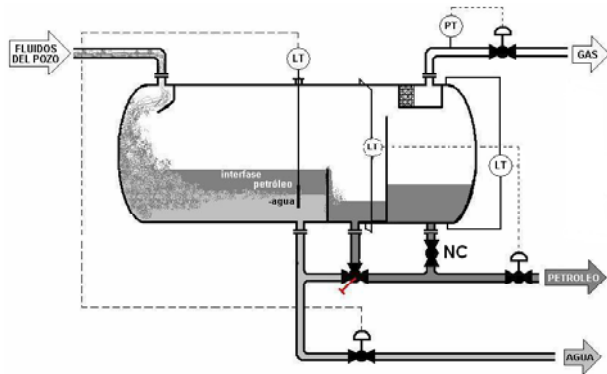


Figura 2 - Modo Chico

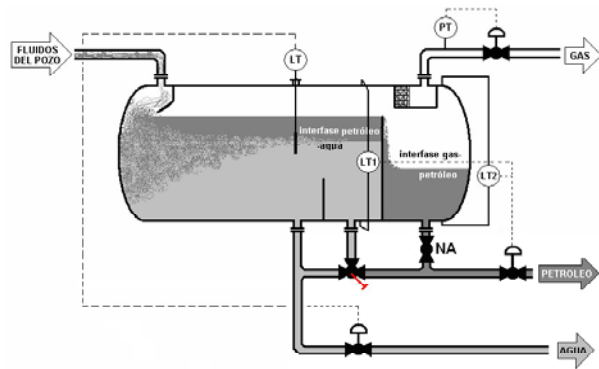


Figura 3 - Modo Grande

Modo de Operación	Unidad	Altura Baffle Separador	Largo de Zona de Separación
Modo Chico	mm	400	1600
Modo Grande	mm	900	2180

Tabla A

SEPARADOR DE PRUEBA XXX-V-NNN RANGOS RECOMENDADOS [m ³ /d]	MODO CHICO	MODO GRANDE
CAUDAL DE PETRÓLEO	1 - 38	5 - 50
CAUDAL DE AGUA	4 - 52	19 - 170
CAUDAL TOTAL	5 - 90	24 - 220

Tabla B

SEPARADOR DE PRUEBA XXX-V-NNN LÍMITES OPERATIVOS [m ³ /d]	MODO CHICO	MODO GRANDE
CAUDAL DE PETRÓLEO	38	50
CAUDAL DE AGUA	52	235
CAUDAL TOTAL	90	285

Tabla C

Bibliografía

Manual de Producción PAE
Norma ASTM 4007
Instructivo sobre Separadores Trifásicos, documento PAE
Memoria descriptiva de Separadores Trifásicos
Factor de planta, documento PAE

Autores

Rafael Villarreal, Gerente de gas y servicios, SPA del Proyecto de Automatización
rvillarreal@pan-energy.com

María Victoria Damiano, Ing. Química - Automatización – mvdamiano@pan-energy.com

Diego Sabatini, Ing. de Producción Distrito 3 – dsabatini@pan-energy.com

Héctor Moyano, Ing. de Producción Distrito 3 – hgmoyano@pan-energy.com

Mariano Ciapparelli, Ing. de Producción Distrito 1 – mciapparelli@pan-energy.com