

EXPERIENCIA CON SEPARADORES TRIFASICOS DE ENSAYO EN GOLFO SAN JORGE

Autores

Fernando Gago, fgago@pan-energy.com - Diego Sabatini, dsabatini@pan-energy.com - Eduardo Fabián Ivanoff, eivanoff@pan-energy.com
Pan American Energy LLC

Sinopsis

En el yacimiento Cerro Dragón se ha implementado 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 Controller) y un sistema automatizado de ensayo de pozos mediante separadores trifásicos. El proyecto se originó 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 y controles estadísticos.

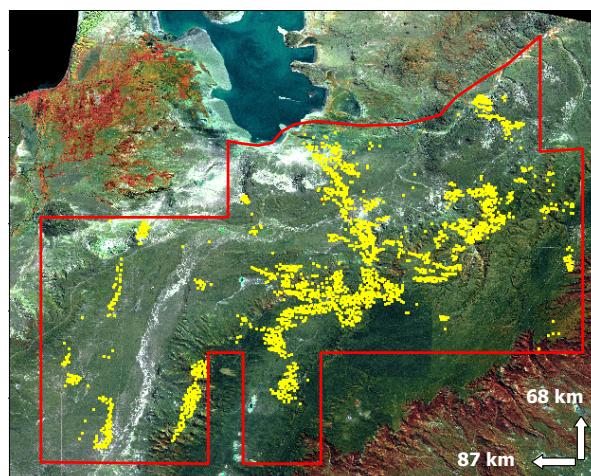
Estos separadores trifásicos se han adaptado tanto a las características de los pozos como al sistema de comunicaciones de nuestro yacimiento. Emplean tecnología de última generación aplicada al control de la producción de los pozos y permiten un seguimiento en tiempo real (on-line) desde un sistema central SCADA (Supervisión Control y Adquisición de Datos) o de las computadoras personales de los usuarios, además de poder realizar cambios de seteos desde esta vía remota, y operación para mayor seguridad.-

El proyecto lleva más de 5 años y cuenta con más de 83 separadores trifásicos actualmente en operación. Algunos de los tantos beneficios para PAE se ven reflejados en el aumento de cantidad de controles por pozo por mes, mayor precisión de los caudales medidos (Petróleo, Agua y Gas), la posibilidad de detectar mermas de producción en forma temprana y tener un seguimiento y registro de controles electrónico.

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

Introducción

El yacimiento Cerro Dragón, se encuentra ubicado en la cuenca del GOLFO SAN JORGE, en las provincias de Chubut y Santa Cruz, Argentina. Cuenta con (3450 km²) de extensión explotado desde 1958. Actualmente posee 2670 pozos productores de petróleo y gas con una producción de 15700 m³opd, 150000 m³wpd y 8,9 Mm³pd de gas. Cuenta con 445 pozos inyectores y 130000 m³wipd comprendidos en 49 proyectos de secundaria. La distribución de los sistemas extractivos se compone con 1930 pozos producen con Bombeo Mecánico y el resto se distribuye entre ESP (650 pozos), PCP, gas lift, plunger lift y surgente.



Hasta hace unos años, en nuestra operación todos 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:

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

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 sólo 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 en todo nuestro yacimiento.

Los fundamentos del masivo proyecto de automatización que hemos desarrollado 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 ronda 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 $n\sigma$ 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 (Supervisión Control y Adquisición de Datos) denominado SITU (Sistema Inteligente de Telemetría Unificado), 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 (Personal Computer) 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 (Mantenimiento Técnico).

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 2500 sitios entre pozos productores (monitoreo, Plunger Lift, Gas Lift, Pump Off y ESP), 93 manifolds de inyección de agua, 82 estaciones, plantas de tratamiento y otras instalaciones de superficie.

Existe una Unidad Remota formada por un PLC (Process Logic Controller) 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 tele-supervisados (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 trifásicos 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 SIEN (Sistema Inteligente de Ensayos) esta subdividido en cuatro sub- módulos:

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 cuente.

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.

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.

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.

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.

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.

Separadores de ensayo trifásico

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.

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

Caudal de petróleo = Caudal Total * (100 - 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 m³/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 másticos 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.

Evolución y Aprendizaje

A lo largo de estos años en la implementación del proyecto de automatización del yacimiento en lo referente a separadores trifásicos se ha aprendido y modificado varios aspectos constructivos, operacionales y actitudinales.

Mediante la aplicación del manejo del cambio, norma que rige nuestra operación, se ha logrado vencer paradigmas y cuestiones culturales respecto de la performance de los separadores trifásicos. Debido a la constante capacitación en aula y campo, los contrastes con otros sistemas de medición y evolución a medida que fuimos mejorando los diseños, hemos logrado una alta confiabilidad en los equipos, una gran precisión en las mediciones y eficacia para realizar nuestros controles.

Una mejora en lo referente al seguimiento de los ensayos fue que se agregó un campo dentro del sistema SCADA y en SIWEB en el proceso de migración de ensayo de SIEN a INFOPORD para que cada operador pueda ingresar un detalle u observación respecto de la realización del ensayo. Esto permite identificar eventos que han ocurrido durante el ensayo, como por ejemplo falla en calentamiento, falla en equipos de inyección de química, etc.

En numerosas ocasiones, habiendo agotado las revisiones de los check lists de funcionamiento de los instrumentos y requisitos básicos de ensayo, no se logró obtener los resultados deseados con las mediciones. Se formaron grupos de trabajo interdisciplinarios junto con proveedores de productos químicos para investigar la causa-raíz generadora de los bajos rendimientos en la calidad de los ensayos. Las conclusiones obtenidas de las averiguaciones realizadas fueron:

1) Interferencia en las mediciones por presencias de arcillas: hay ciertos tipos de arcillas asociadas a la producción de nuestro yacimiento que junto con el desemulsionante que utilizamos para facilitar la separación de agua y petróleo en el separador, generan emulsiones inversas difíciles de romper. Estas, desfavorecían la separación dentro del equipo y disminuía la calidad del agua separada (altas ppm de petróleo); recordando que en la línea de descarga de agua no hay un discriminador de petróleo asociado. El análisis de fluido de los pozos donde se encontraban los desvíos permitió determinar en que puntos de dosificación era necesario adicionar clarificante en otra línea de inyección al desemulsionante.

2) Inhibidor de incrustación: debido al diseño del equipo y a la condición físico-química con la que se realiza la separación de petróleo y agua (presión, delta de temperatura, presencia de CO_2 y concentraciones de carbonatos) en algunas zonas de nuestro yacimiento se hizo evidente la precipitación repentina de carbonatos en la línea de descarga de agua. La deposición sucedía en forma cristalina amorfa (textura similar a arena), dadas las condiciones de operación que facilitan la precipitación de carbonatos. Dichas condiciones son: salto térmico en el proceso de ensayo por precalentamiento, separación del CO_2 asociado al gas producido y flasheo de presiones por la descarga de la línea de agua (agua solvente universal). Habiendo definido que el componente sólido que obturaba la descarga de agua era en su mayoría compuesto por carbonatos, se resolvió en los casos que se presentara esta problemática, llevar el equipo a condición básica (remover

incrustaciones depositadas mediante batcheos con desincrustantes) y en adelante continuar la realización de ensayos adicionando inhibidor de incrustaciones, sumado al desemulsionante.

Otra oportunidad de mejora que se detectó fue con la temperatura de ensayo. Inicialmente el proyecto contemplaba una temperatura de proceso de 50°C. En numerosos casos se evidenció que las micro burbujas de gas contenidas en el petróleo presentaban resistencia a la separación, generando interferencia en el cálculo de volumen en el medidor másico en la descarga de petróleo. Este fenómeno se hizo evidente por los bajos valores de densidad medidos en el instrumento cuando fluía petróleo por el mismo. Una vez que se identificaron las causas de esta problemática (falta de temperatura y falta de accionamiento del producto químico desemulsionante), se realizaron varias pruebas en laboratorio, las que llevaron a la conclusión de que el mejor rendimiento del desemulsionante que se utiliza es cerca de los 75/80°C. En casos excepcionales se detectó que este punto óptimo es de 85°C.

Por ende, se definió estandarizar para todos los separadores esta temperatura de proceso, a fin de obtener buenos resultados en los ensayos y que el rendimiento del desemulsionante sea óptimo, favoreciendo la separación de las microburbujas de gas que pudieran estar presentes en el fluido medido.

Con la pruebas realizadas se asimiló también que la función del desemulsionante además de romper la emulsión (acelerar la separación de agua y petróleo), también disminuye la tensión superficial del fluido, ayudando a la separación del gas contenido en el mismo.

También se agregó una válvula de purga en la línea de descarga de petróleo. Luego de una condición de shutdown (apertura y purga del equipo en forma automática por alarma de seguridad), se genera un desplazamiento repentino de altos caudales en la línea de descarga de crudo, pudiendo acumularse microburbujas de gas en los codos y niples del equipo antes de los medidores másicos. Por tal situación, se incluyó esta válvula de drenaje en todos los equipos, para poder normalizar las condiciones óptimas de operación luego de un shutdown, certificar que la línea de descarga de petróleo esté llena de líquido e impidiendo que el gas entrampado genere errores en la medición de densidades en los instrumentos.

Respecto de las instalaciones asociadas a los separadores trifásicos, a lo largo de la experiencia con los mismos, se tuvieron que realizar modificaciones en las capacidades de calderas asociadas a las baterías. En relación al inicio del proyecto, conviene aclarar que la temperatura de operación del equipo requerida era de 50 °C. Con el objetivo de incrementar la temperatura de los fluidos provenientes de los pozos hacia los separadores, se propuso adicionar a las calderas un serpentín, y así aprovechar uno de ellos para precalentar el fluido. Con esta práctica se observó que de las calderas el fluido salía con 50°C pero al ingresar al separador esta se veía disminuida entre 5 °C y 10 °C por las pérdidas de calor en las líneas de conducción. Contemplando el aprendizaje sobre el rendimiento del desemulsionante (comienza a los +/- 54 °C y es óptimo a los 75/80°C), el piso del precalentamiento se elevó a 85 °C para garantizar una óptima performance del producto químico en el ingreso al separador. Esta evolución, en lo referente a la etapa de precalentamiento, demandó reacondicionamientos en las calderas de todas las estaciones. Se agregaron calderas nuevas con el fin de independizar los serpentines de precalentamiento para rebombeo, de los de uso exclusivo de los separadores trifásicos.

Otro avance en lo relacionado a la dosificación de producto químico, (magnitud de PPM a inyectar en función de la neta del pozo), se implementó un sistema de control inyección de química automatizado, capaz de regular la inyección de desemulsionante a proporciones muy pequeñas. Este sistema está compuesto por varios accesorios (válvulas tipo solenoides, bomba de inyección, etc) y un PLC asociado que se encarga de calcular la cantidad de tiempo que le corresponde a cada línea en un ciclo de dosificación. El único parámetro que se debe regular manualmente es el caudal de la bomba de dosificación desde el controlador de la misma. El sistema reconoce la cantidad de PPM deseadas y la neta del pozo declarada en INFOPROD, con lo cual calcula el tiempo en segundos que deberá estar abierta la válvula solenoide a la línea de dosificación de cada separador. En la experiencia adquirida con la dosificación de química, se presentaron algunos inconvenientes con el material de las válvulas solenoides. Actualmente se están ensayando distintos materiales de válvulas (acero inoxidable) y diversos tipos válvulas (tipo esféricas y con asientos de acero inoxidable) obteniéndose prácticas con excelentes resultados.

A lo largo de la uso de los separadores se detectó un incremento en los índices de fallas de los equipos medidores debido a la presencia de diversos materiales que no están asociados a los fluidos del reservorio. Teniendo en cuenta que el fluido a separar contiene impurezas, y con el objetivo de preservar la integridad de

los instrumentos y la instalación en general, se decidió instalar filtros en la entrada y salida de agua. Se detectaron restos de empaquetaduras, piedras y elementos metálicos generando obstrucciones en válvulas y medidores másicos provocando errores en la medición y problemas en el funcionamiento de los accesorios asociados. Habiendo detectado la problemática, se definió hacer una campaña de estandarización de las líneas de descargas de agua, colocando en todos los equipos trifásicos un canasto y filtro.

Además de la función filtrante de residuos, este accesorio permite revelar posibles taponamientos en las zonas donde hay presencia de carbonatos. En esta parte del equipo, es donde el flasheo de presión permite que se precipite carbonato en forma amorfa similar a la textura de granos de arena. Cuando se detectan cantidades significativas de carbonatos en los filtros se pone de manifiesto la necesidad de prever un tratamiento preventivo para evitar taponamientos.

Otro punto que se ha mejorado, desde el punto de vista operativo de los equipos, es la maniobra de inserción de la antena medidora de interfase, esto involucra un cambio en la posición y ubicación de la antena de interfase en función del modo de ensayo elegido (Modo Chico o Modo Grande). A principios del proyecto, para pasar de operar el equipo de un modo a otro, era necesario aislar el mismo (sacarlo de operación), vaciarlo para sacar la antena de interfase y colocarla en otra abertura para variar la altura de medición en la interfase dentro del equipo. En la actualidad, se han hecho ciertas modificaciones en los equipos de tal forma de facilitar la misma operación, y no es necesario sacar de servicio el equipo, pudiéndose realizar la maniobra sin deshabilitarlo completamente. Los beneficios de este perfeccionamiento se reflejan en el ahorro de tiempo en el cambio de posición y lapsos de normalización de los fluidos dentro del equipo más cortos. A esta mejora se le adiciona la inclusión de un sistema de sujeción de la antena al cuerpo del equipo trifásico mediante una cadena, disminuyendo los riesgos de desvinculación de la misma por altas presiones y falta de sello en el sistema de prensa que la sujeta.

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

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

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

Estos test de performance se sintetizaban en tres pruebas básicas:

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

Se dedujo que los test de performance demoraban la entrega de los equipos a Operaciones, por lo que se buscó la manera de optimizar los tiempos. Con este objetivo se decidió realizar una estandarización en cuanto al procedimiento de puesta en marcha. Se analizó y seleccionó un grupo específico de pozos perteneciente a cada batería como muestra representativa del total de la producción de la misma. Se determinó que la cantidad de pozos a muestrear fuera de una cantidad de seis pozos por zona donde se ubique el equipo. En esta selección se intenta buscar una diversidad de condiciones a fin de incluir pozos de alto y bajo corte, pozos de altos y bajos caudales de bruta, otros con altos y bajos caudales de gas. A raíz de que todos los contrastes de medidores másicos daban un error por debajo del 5% (incluido el 1% declarado por el fabricante del equipo) se definió, a partir de la puesta en marcha del equipo numero 23, eliminar el contraste a tanque calibrado. Con estos dos cambios introducidos en la metodología de puesta en marcha y test de performance, se logró reducir los tiempos de uno o varios meses de pruebas a solo 2 o 3 semanas máximo de duración.

Una vez incorporados y estandarizados los equipos separadores trifásicos a la operación, se incluyó a los mismos en el plan de mantenimiento anual. De esta manera, la recalibración con curvas características de

fluidos del yacimiento de los analizadores de corte Agar está estipulada una vez al año. Situación similar sucede con los medidores másicos (agua, petróleo y gas) que también están incluidos en la rutina de mantenimiento y contraste.

Otro avance fue la creación de la pantalla salud de ensayo y seguimiento de ensayo en línea (Figura 4). La necesidad de seguir los ensayos en línea surge ante la búsqueda de optimizar el uso y aumentar la efectividad en la realización de los ensayos. Esta herramienta se visualiza para poder anticiparse a cualquier hecho que pueda hacer fracasar el éxito de un ensayo e ir previstualizando la evolución del mismo. Se puede llegar a entender como una pantalla de estado de salud de los trifásicos y ensayos en curso. La utilización del mismo esta vinculada a toda la operación (cualquiera puede visualizar la pantalla para ver la evolución de los ensayos) desde el SIWEB.

Dentro de la etapa de estandarización de los equipos diseminados en toda la operación, la ingeniería de los equipos a instalar ya contempla la inclusión de todos los accesorios y modificaciones en las instalaciones asociadas. De esta manera todos los aprendizajes, mejoras y buenas prácticas incorporadas que detallamos en este trabajo, ya están aplicadas a todos los equipos y a la gestión de los mismos.

Planilla mensual de control de efectividad de ensayos

La función de la misma es gestionar la calidad y cantidad de ensayos en cada separador trifásico de la operación. La información que alimenta a la misma es recogida del mismo sistema SCADA, filtrada y analizada para cada separador de cada batería. Con la misma, se pueden visualizar la cantidad de ensayos realizados por batería; a su vez, determinar la eficiencia en función de que cantidad de ellos fueron aprobados para ingresar al sistema INFOPROD.

También, junto con la pantalla de salud de ensayo, se puede determinar si se cumplieron todos los requisitos necesarios para que un ensayo sea exitoso (estabilización de las tendencias de líquido, petróleo y gas, bajo corte de agua a la salida de petróleo para evitar la saturación del instrumento de medición, tiempo de realización representativo, etc) y analizando las desviaciones respecto de los valores normales que se espera de producción del pozo.

A la información resultante de los ensayos se le aplican filtros condicionantes, como los requisitos arriba mencionados, buscando identificar en que equipos se generan desvíos en la calidad de los ensayos. De esta manera, es posible anticiparse al cierre de mes (Choke), rechazar los ensayos dudosos del sistema y repetir los mismos para corroborar si hay una merma de producción o hay alguna falla de instrumento. Así mismo, sirve para evaluar la gestión de los equipos desde el punto de vista operativo en los casos donde se detectan altos índices de fracasos en las mediciones.

Esta revisión se realiza cada 15 días para el total de ensayos realizados con todos los separadores en operación. Para esto, es muy valioso el feedback de los supervisores de campo de cada zona, que informaran sobre las causas identificadas que han generado problemas durante los ensayos.

En los casos que se detectan fallas en los equipos se actúa en forma inmediata para poder solucionarlos. Se trata de esta manera de disminuir el tiempo que el equipo estaría fuera de servicio y de no perder la posibilidad de cumplir con el mínimo de ensayos mensual requerido por separador.

Se tiene como objetivo no solo mejorar la performance en función de la cantidad de ensayos realizados por separador, sino que también es vital la calidad de los mismos.

De los datos analizados y filtrados se generan gráficos estadísticos que permiten seguir la evolución en forma quincenal de todos los ensayos. En el Grafico A se muestra la comparación entre la cantidad y efectividad de ensayos realizados en algunos separadores a modo de ejemplo. En el Gráfico B se muestra la evolución de la cantidad de ensayos realizados con separadores trifásicos a lo largo de los años de implementación del proyecto. En el Gráfico C se ilustra como a partir de las mejoras introducidas y la intensificación en el seguimiento se mejoró la calidad de ensayos. Por último, en el Gráfico D se visualiza la evolución de la cantidad de ensayos efectivos en los últimos años.

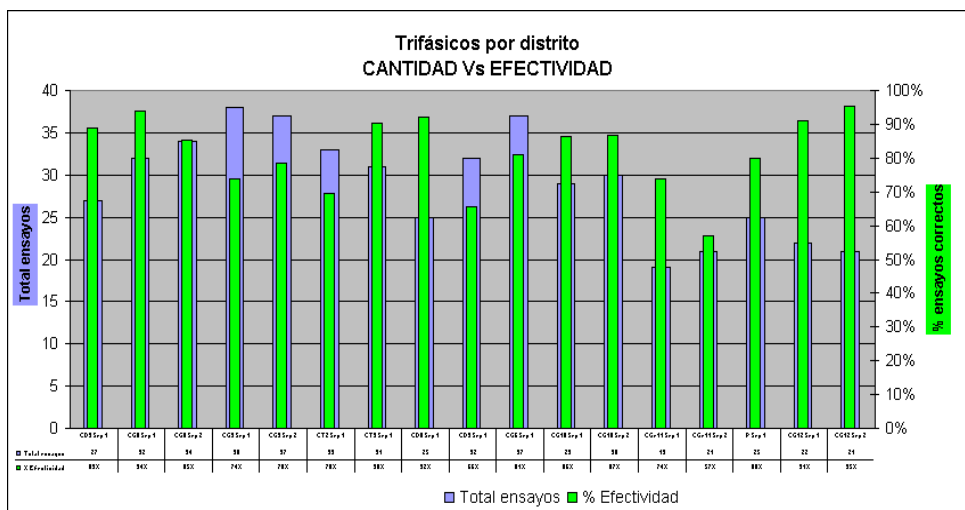


Gráfico A

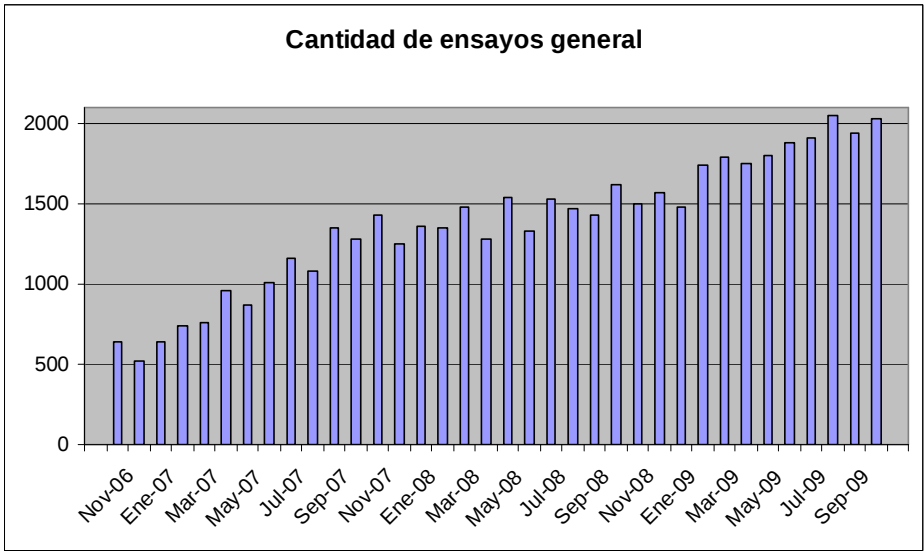


Gráfico B

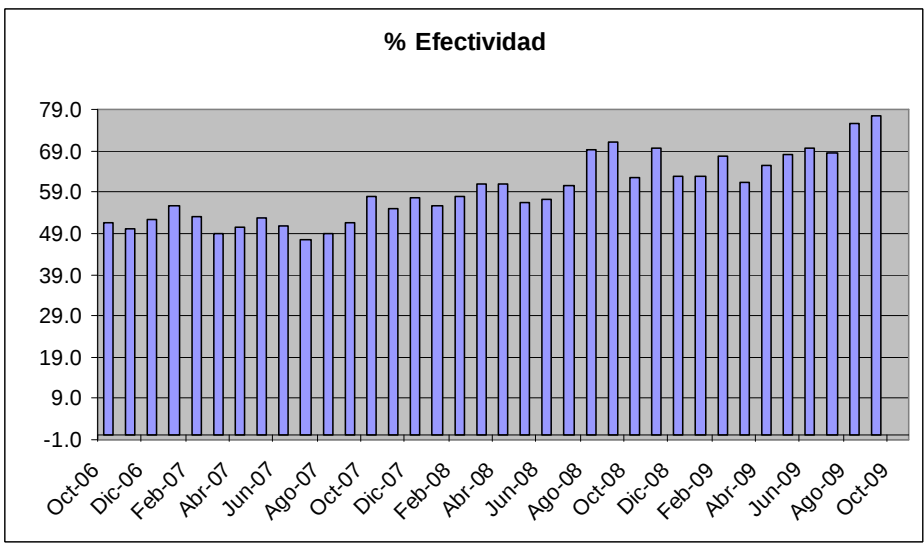


Gráfico C

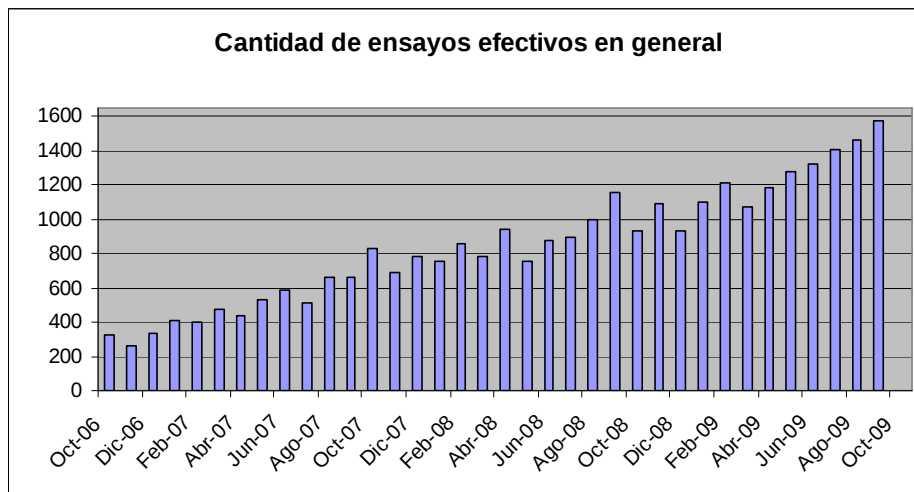


Gráfico D

Conclusiones

Debido al carácter innovador y desafiante del proyecto presentado, en varias oportunidades debió enfrentarse el reto 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. Se puede decir, que se trata de un proyecto de optimización continua, diseñado a medida de las necesidades, que ha evolucionado de la mano del manejo del cambio.

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 representativos de corta duración (4 a 6 horas).
- Mejor control de inyección de productos químicos en las baterías (dosificación automatizada en función de la neta 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 registros 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 informático de gestión de la producción corporativo. 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.

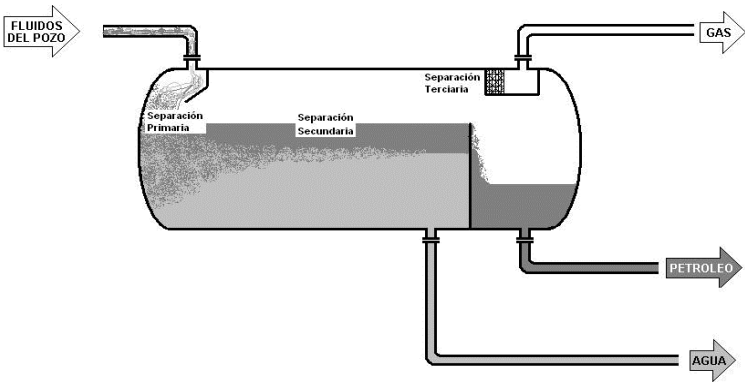


Figura 1



Figura 1A

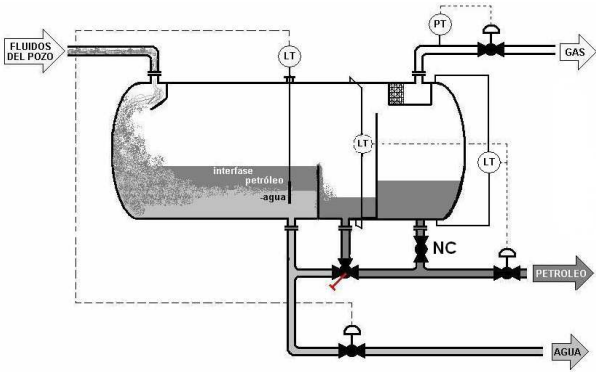


Figura 2 - Modo Chico

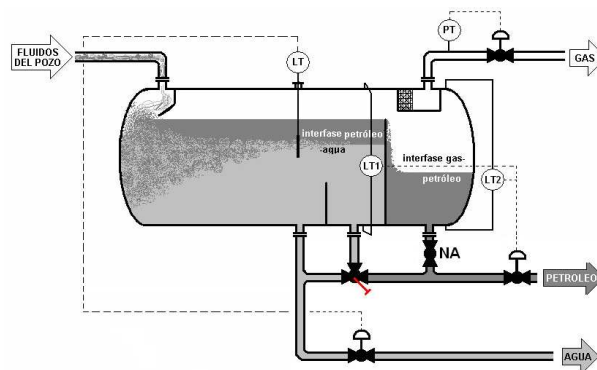


Figura 3 - Modo Grande

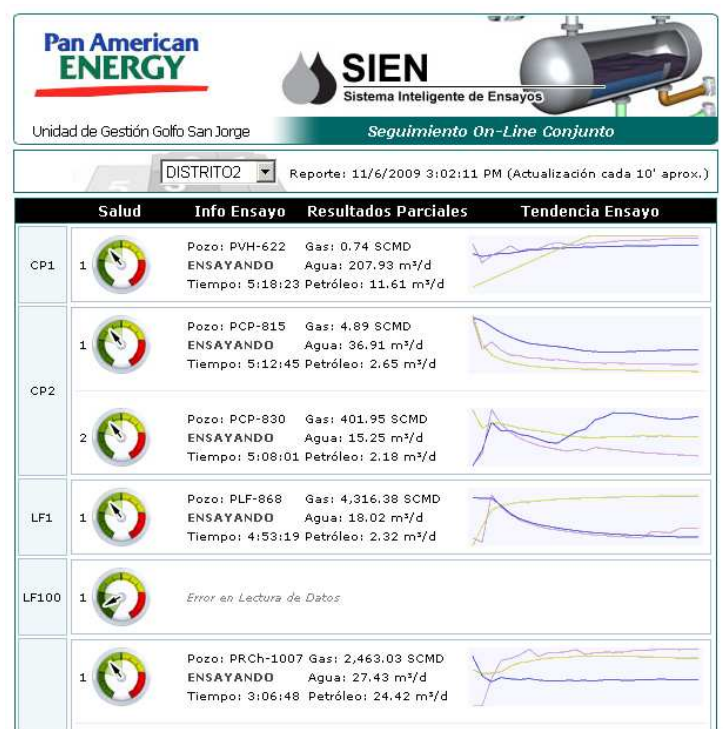


Figura 4 – Pantalla Salud de Ensayo

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 [m³/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

Bases Quickplace – Mantenimiento e Integridad – Separadores Trifásicos