

CONTROL ON – LINE DE POZOS PRODUCTORES CON ALTO CONTENIDO DE AGUA (TECNOLOGÍA INFRARROJA)

**Jorge A. Llera, Eduardo G. Gasciunas
C.A.P.S.A.**

SINOPSIS

El ensayo de pozos productores de petróleo afectados a proyectos de recuperación secundaria ha generado un nuevo desafío en el control de la producción, toda vez que los sistemas de control convencionales no resultan adecuados ya que, a diferencia de los pozos de recuperación primaria, este tipo de pozos maneja producciones brutas muy superiores y con elevado contenido de agua, cuya media supera normalmente el 90%.

La aplicación de la Tecnología de Radiación Infrarroja Cercana en la determinación de las proporciones contenidas en la mezcla, utiliza la diferencia de absorción entre el petróleo y el agua para la medición del contenido de petróleo con alta precisión, sin verse afectada por las variaciones en la salinidad del agua ni en la densidad del petróleo, pues opera determinando en forma directa la proporción volumétrica de la variable minoritaria en la mezcla. Por esta razón, su precisión aumenta al aumentar el contenido de la variable mayoritaria, que es el agua en este caso, permitiendo de esta manera:

- La determinación On - Line del porcentaje de petróleo y de agua con alta precisión.
- La optimización de la relación Inyección – Producción.
- Conocer “cómo” produce el pozo, al poder almacenar los datos de las mediciones.
- Optimizar el costo de inversión, por no requerirse de tanque y separador de ensayo.

De la misma manera, optimiza el costo de operación por:

- No requerir de frecuentes análisis de laboratorio.
- Reducir el tiempo insumido en los ensayos, ya que el Operador sólo debe iniciar el mismo y tomar los datos leídos, una vez finalizado el tiempo programado.

INTRODUCCIÓN

A.- Sistemas de Control Convencionales

El control de pozos productores de petróleo estuvo históricamente acotado al ensayo de pozos de Recuperación Primaria, en los que el corte de agua mantiene normalmente una proporción inferior al 70%, y con caudales de extracción moderados. Por lo tanto, el control de producción de dichos pozos es posible realizarlo con instrumentación adecuada, errores de medición aceptables y pocas horas de ensayo, a través de alguno de los sistemas de control convencionales.

Tanque de Control

De aplicación en pozos de petróleo que no producen gas, utiliza un tanque cuyo volumen útil está determinado por la producción del pozo con mayor caudal bruto. Usualmente cuenta con un par de transmisores de nivel montados en la envolvente del tanque y distanciados de tal manera de poder determinar el tiempo en el cual se llena un volumen calibrado, conociéndose de esta manera la producción bruta del pozo en control.

Una vez alcanzado el punto de equilibrio hidrodinámico del conjunto Tanque – Pierna de Drenaje, ésta comienza a drenar el exceso de caudal, que es mayoritariamente agua libre. En estas condiciones, es posible realizar ensayos prolongados, con el fin de acumular una cantidad de

petróleo tal, que permita reducir el error de medición del sistema asociado a esta técnica : finalizado el ensayo y transcurridas un par de horas de reposo de la mezcla para favorecer la separación agua - petróleo, se drena el agua libre restante y se procede a tomar una muestra de la emulsión acumulada remanente en el tanque, a partir de cual se determina el contenido de agua y de petróleo, mediante análisis de laboratorio, usualmente por el método de centrifugado.

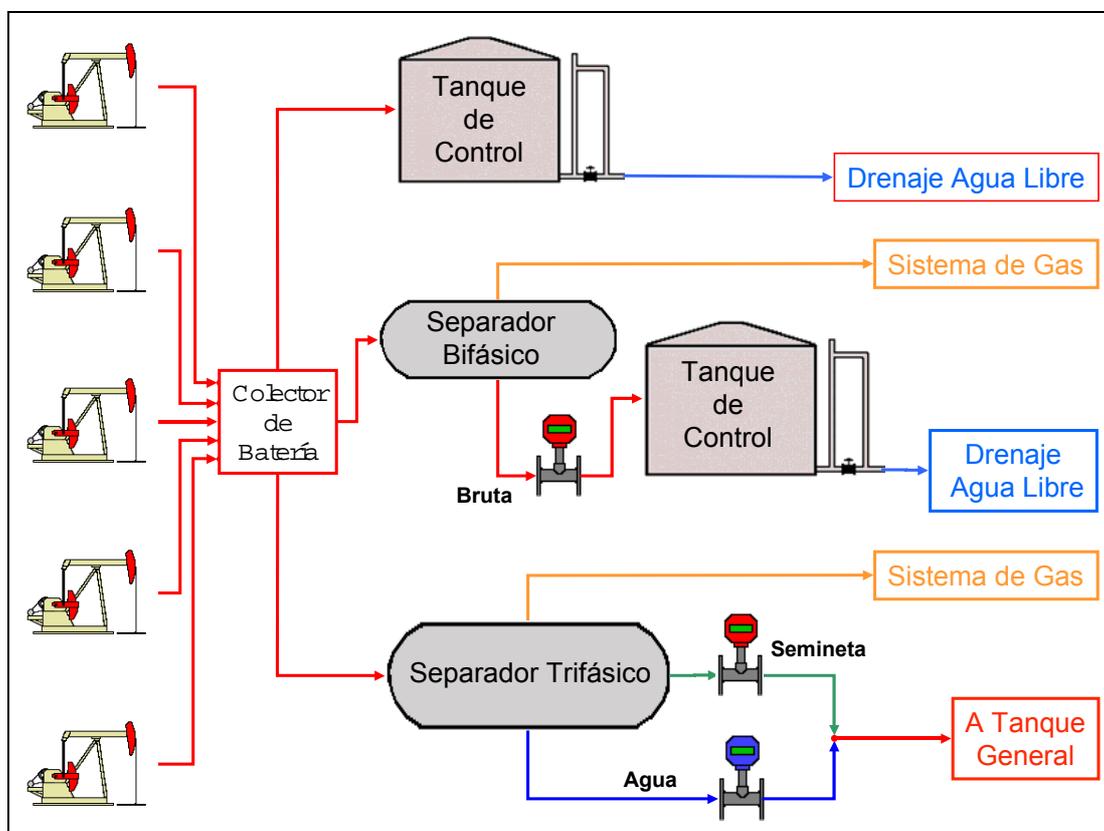


Figura 1: Esquema de sistemas convencionales para el control de pozos productores

Separador Bifásico – Tanque de Ensayo

Incorpora un separador bifásico antes del tanque, para captar el gas producido por el pozo, midiéndose en su único drenaje y por medio de un caudalímetro, la producción bruta del pozo (Petróleo + Agua).

En este caso, el tanque de ensayo se utiliza únicamente para determinar el porcentaje de petróleo con que produce el pozo, de acuerdo al método descrito en el punto anterior.

Separador Trifásico

Utilizado para pozos de petróleo que producen gas, prescinde del tanque y requiere de un único separador que, por medio de instrumentación adecuada, separa y mide: desde el drenaje inferior, la fase que es mayoritariamente agua libre; a través del drenaje intermedio, una emulsión petróleo + agua y por la parte superior del separador, la fase gaseosa, que es tratada y medida en otro sistema.

Si bien la medición es directa, sin requerirse de análisis de laboratorio, la precisión de las mismas depende fundamentalmente del tipo de emulsión y de la eficiencia de separación del equipo.

B.- Sistemas de Colectores Múltiples

Normalmente, en el desarrollo de los Yacimientos, las baterías receptoras de la producción bruta de los pozos que se encuentran en sus respectivas zonas de influencia, van siendo construidas en la medida que la cantidad de pozos y su producción asociada justifican tal inversión, localizándola en ese caso, en el baricentro del desarrollo.

De allí en más, dichos desarrollos suelen extenderse de tal forma que, si bien el número de baterías resulta insuficiente para mantener un programa adecuado de ensayo de la totalidad de los pozos que, en cantidad creciente, aportan su producción a ella, la distancia de los nuevos pozos tampoco justifican la construcción de nuevas baterías, mas aún cuando dichos desarrollos involucran un determinado grado de incertidumbre respecto de su extensión areal, independientemente de que el tiempo requerido para construirla suele ser sensiblemente menor al disponible para hacerlo.

En estas condiciones, el crecimiento es cubierto por medio de colectores múltiples. Como se muestra en la Figura 2, se trata de grupos de colectores que reportan a otros colectores intermedios los que, a su vez, envían la producción a la batería, que de hecho requerirá de la incorporación de separadores y tanques, para poder procesar el mayor caudal y controlar el mayor número de pozos.

De esta manera, los colectores de campo permiten cubrir el desarrollo, manteniendo la contrapresión de los pozos en valores razonables y optimizando la cantidad de líneas de conducción a ser tendidas.

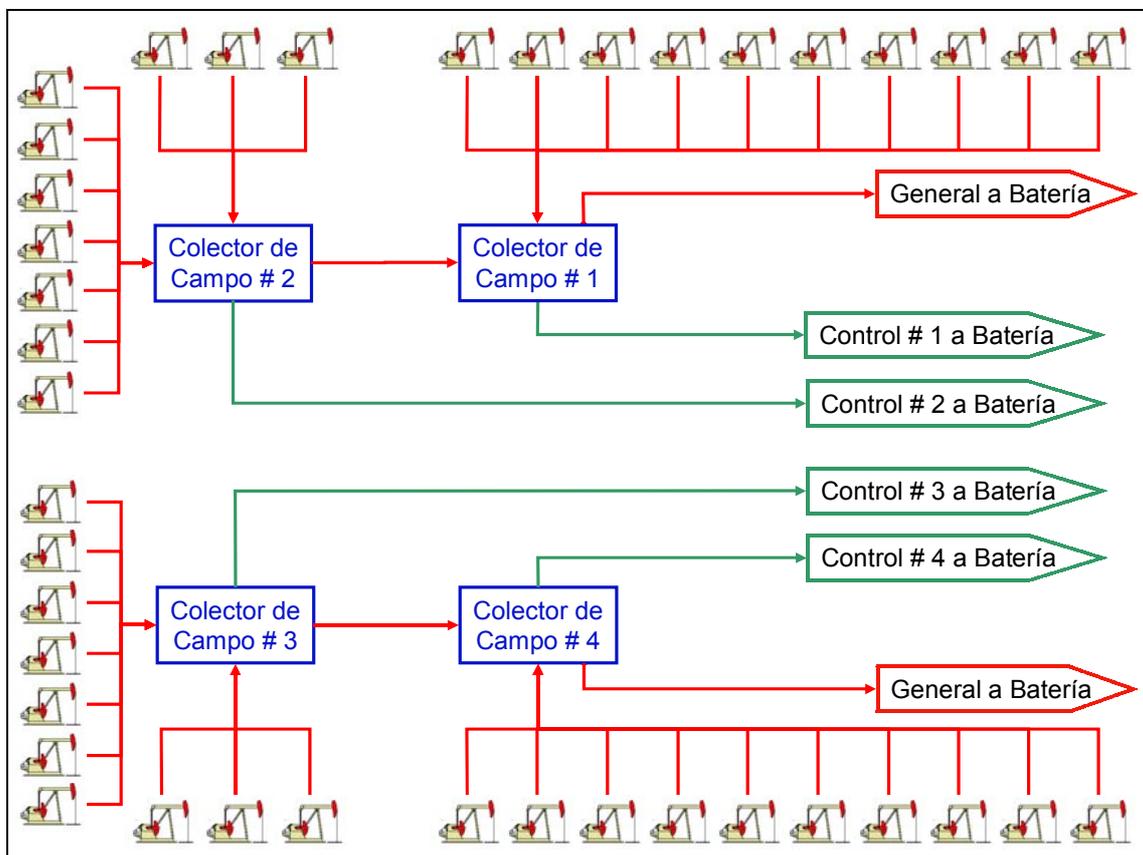


Figura 2: Esquema Típico de Colectores Múltiples

Si bien este tipo de esquema resuelve el problema de desarrollo de los nuevos pozos de explotación, complica mas aún la tarea de poder contar con un programa de ensayo de pozos adecuado, tanto en frecuencia como en precisión.

C.- Limitaciones de los Sistemas Convencionales

Sea cual fuere el sistema de medición utilizado para el control de producción de pozos con alto contenido de agua, todos ellos, en mayor o menor medida, presentan las siguientes desventajas:

- 1.- Escasa precisión en la determinación del contenido de agua y petróleo, y por ende, de la producción neta del pozo, debido al bajo contenido de petróleo, respecto del importante caudal de extracción.
- 2.- Elevado costo de inversión toda vez que, por la necesidad de realizar ensayos de acumulada prolongados, normalmente de 24 horas, a los efectos de reducir el error en la determinación de la variable minoritaria, es necesario contar con una importante cantidad de separadores y tanques de ensayo, mas aún teniendo en cuenta que cada nuevo ensayo requiere desplazar el volumen contenido en el separador y el vaciado del tanque, tiempo que se incrementa en términos de desplazamiento de líneas, en el caso de tener que ensayar pozos afectados a colectores de campo.
- 3.- Elevado costo de operación, por requerirse de:
Una importante infraestructura de laboratorio, productos desmenuzonantes y personal afectado al análisis de las muestras tomadas en los tanques, para determinar el contenido de agua y de petróleo del pozo.

Tiempo del personal de operaciones afectados a las múltiples maniobras que requiere el control de cada uno de los pozos.

TECNOLOGIA DE MEDICION INFRARROJA

Principio de Funcionamiento

Consiste en dos celdas que se disponen enfrentadas, insertas en la corriente de fluido, y que contienen los componentes ópticos que se encuentran aislados del fluido por medio de vidrios blindados solidariamente vinculados al cuerpo de cada una de las celdas.

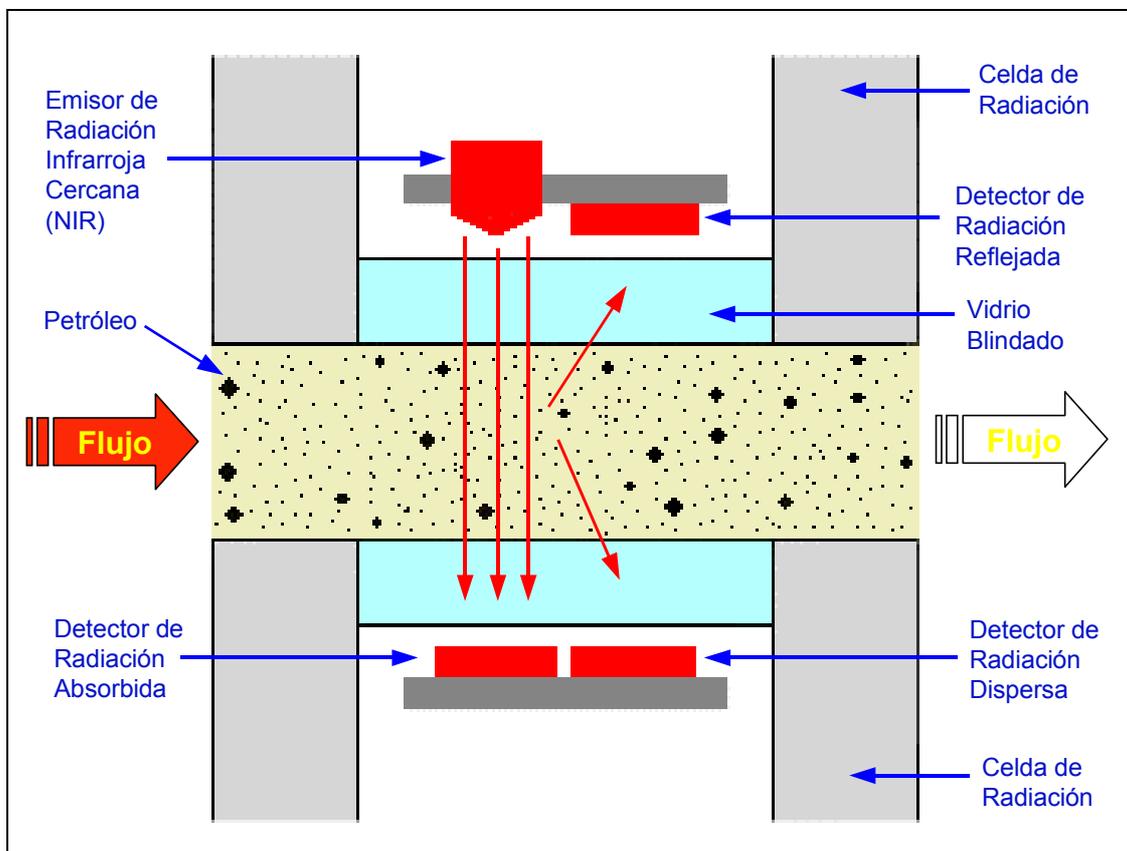


Figura 3: Disposición del Emisor de NIR y de los Detectores

La celda superior contiene al Emisor de Radiación Infrarroja y al Detector de Radiación Reflejada, mientras que la celda inferior contiene a los Detectores de Radiación Absorbida y Dispersa.

El Detector de Radiación Absorbida es el elemento primario de medición de la radiación directa, mientras que los Detectores de Radiación Reflejada y Dispersa son los elementos de medición de la radiación indirecta que permiten brindar una muy alta precisión al sistema.

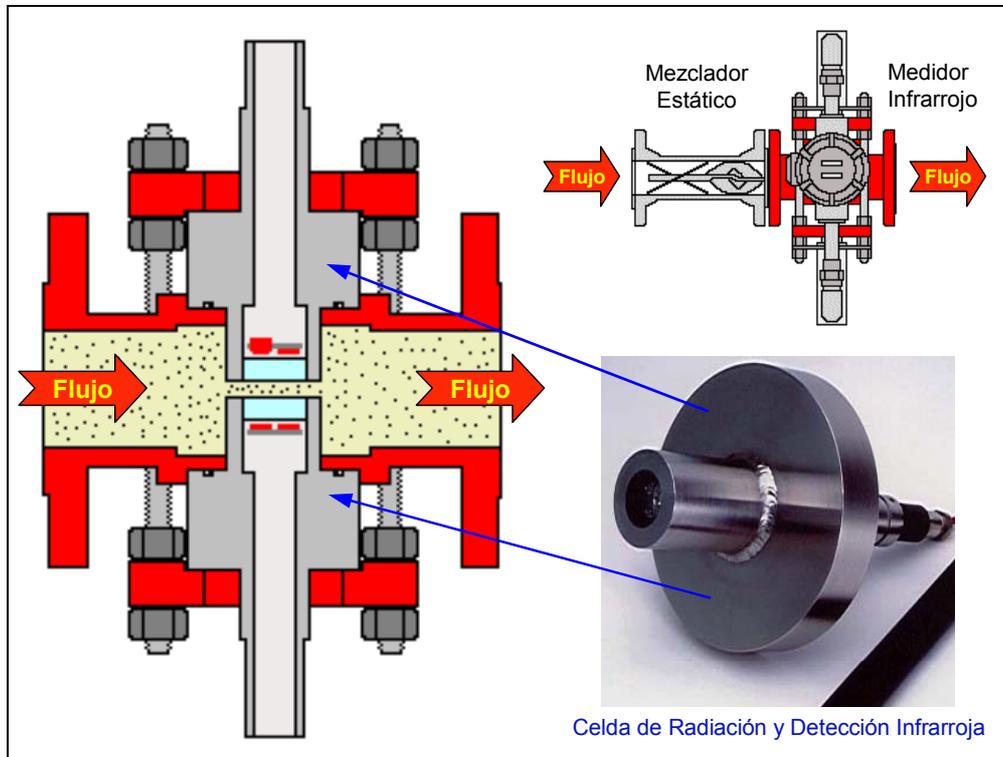


Figura 4: Corte Longitudinal del Medidor Infrarrojo

Para la Radiación Infrarroja Cercana, y a la frecuencia a la que opera el instrumento, el agua es la fase transmisora y el petróleo es el medio de atenuación, lo que significa que el agua transmite el 100% de la radiación infrarroja emitida, mientras que el petróleo transmite menos del 10%. Luego, y debido a que determina en forma directa la proporción volumétrica de la variable minoritaria en la mezcla, su precisión aumenta al aumentar el contenido de agua.

Como es usual en los equipos de medición de flujo multifásico, es necesario disponer de una mezcla homogénea de petróleo y agua fluyendo a través de las celdas de medición, por lo que se instala un mezclador estático en línea, aguas arriba de la unidad de medición, a los efectos de asegurar la representatividad de la muestra.

Calibración del Medidor Infrarrojo

Debido al principio de funcionamiento que utiliza, este sistema no se ve afectado por la variación de la salinidad y otras propiedades del agua que afectan directamente a la conductividad de la corriente fluida, motivo por el cual la calibración se hace directamente en fábrica, no requiriendo de calibraciones o ajustes posteriores.

En lo que al petróleo se refiere, y teniendo en cuenta que para maximizar la precisión el equipo es necesario ajustar el Coeficiente de Absorción para cada pozo en particular, se realiza una muy simple calibración en campo, llevando a cabo un ensayo de unas pocas horas, durante el cual el equipo realiza la medición correspondiente y es luego realimentado con la determinación realizada en laboratorio, a partir de una muestra obtenida con un tomamuestras durante el período del ensayo.

En estas condiciones, el equipo se encuentra calibrado en base a las características de absorción del petróleo de cada pozo, compensando de allí en más las pequeñas variaciones que pueda experimentar dicho coeficiente.

Precisión de la Medición del Corte de Petróleo

El error de medición, según la especificación del equipo, es de +/- 5 % de la proporción de petróleo medido. Como ejemplo, el error de medición para una mezcla con 90% de agua estará dado por la siguiente expresión:

$$\text{Error en la Medición del Contenido de Petróleo} = \pm 5 \% \times 10 \% = \pm 0,5 \%$$

Si realizamos el mismo cálculo para todo el rango de operación de 0 a 100 % de agua, tendremos el siguiente cuadro de valores:

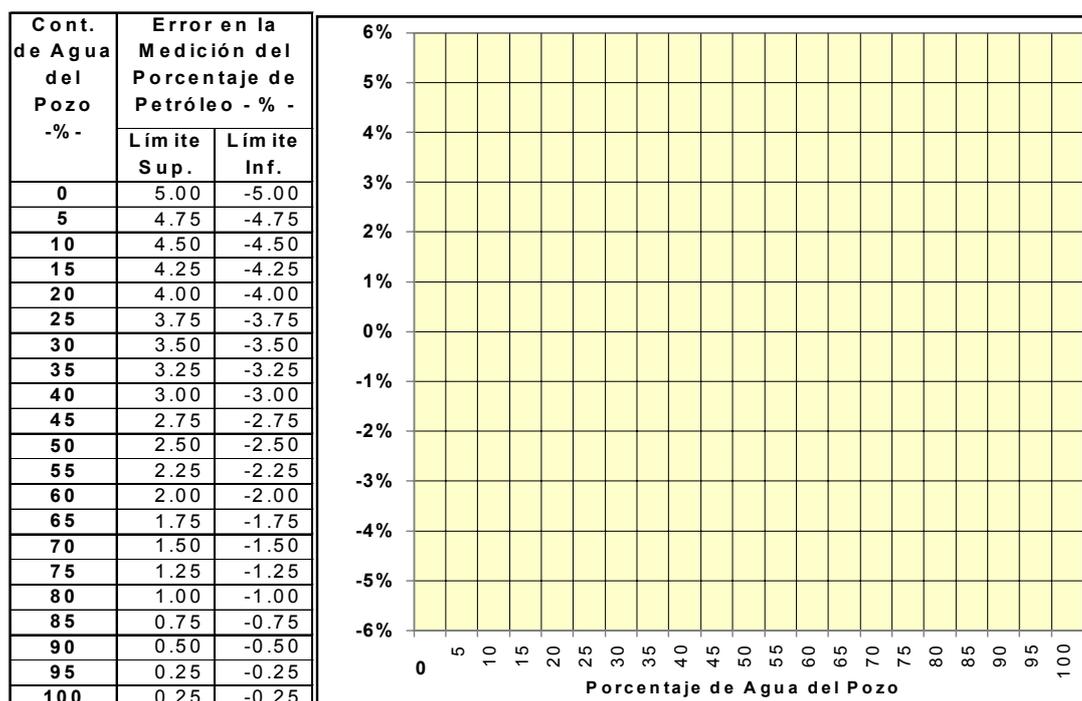


Figura 5: Error Teórico en la medición de Petróleo

PRUEBA Y OPERACIÓN DEL SISTEMA

El hecho de que el nivel de precisión teórico que presenta el sistema sea tan elevado, no ha dejado de ser un problema a la hora de probarlo y de contrastar sus mediciones, pues los sistemas alternativos convencionales descriptos precedentemente tienen muy baja precisión, además de las desventajas que están llevando a las Compañías Operadoras a buscar nuevas tecnologías.

En estas condiciones, optamos por poner a prueba el sistema contrastándolo con el sistema de campo que consideramos más preciso, consistente de un sistema de tomamuestras automático operando en forma simultánea con el sistema de medición multifásico y realizando, además, algunos ensayos comparativos contra tanque.

Comenzaremos describiendo el sistema que es de aplicación en operación normal, lo que resultará útil para comprender la configuración general que hemos adoptado.

Esquema para Operación Normal

Como puede apreciarse en la Figura 6, la producción ingresa a un Separador Bifásico ó Centrifugo, cuya única función es la de evitar la presencia de gas libre en la corriente líquida; un separador

construido con un caño de diámetro no superior a 12 pulgadas y unos 3 metros de largo, resulta normalmente suficiente y económico para cumplir con esta operación.

La medición de la producción bruta se puede realizar con un caudalímetro electromagnético ó una turbina, resultando conveniente la instalación de ambos en paralelo, a los efectos de seleccionar el más adecuado en función al contenido de agua del pozo; la señal emitida por el caudalímetro que esté en operación es incorporada al Computador de Flujo del Medidor Infrarrojo. De la misma manera puede incorporarse un instrumento que permita realizar la medición del caudal de gas.

El conjunto Mezclador Estático – Medidor Infrarrojo permite homogeneizar la muestra a ensayar y determinar el contenido de petróleo y de agua respectivamente, generando una señal que también es incorporada al Computador de Flujo del Medidor Infrarrojo.

El carretel de conexión para el tomado de muestras, que responde a Normas API, permite el muestreo representativo de la corriente líquida requerido para la calibración del equipo en campo. En nuestro caso, lo hemos implementado con un sistema de muestreo continuo y automático, con el objetivo adicional de contrastar las mediciones de contenido de petróleo del Medidor Infrarrojo.

En estas condiciones, la producción ingresa al separador y el transmisor de nivel acciona sobre la válvula de control, a través de un transductor I/P, descargando gas y asegurando la operación continua del sistema, sin acumular prácticamente líquido en el separador.

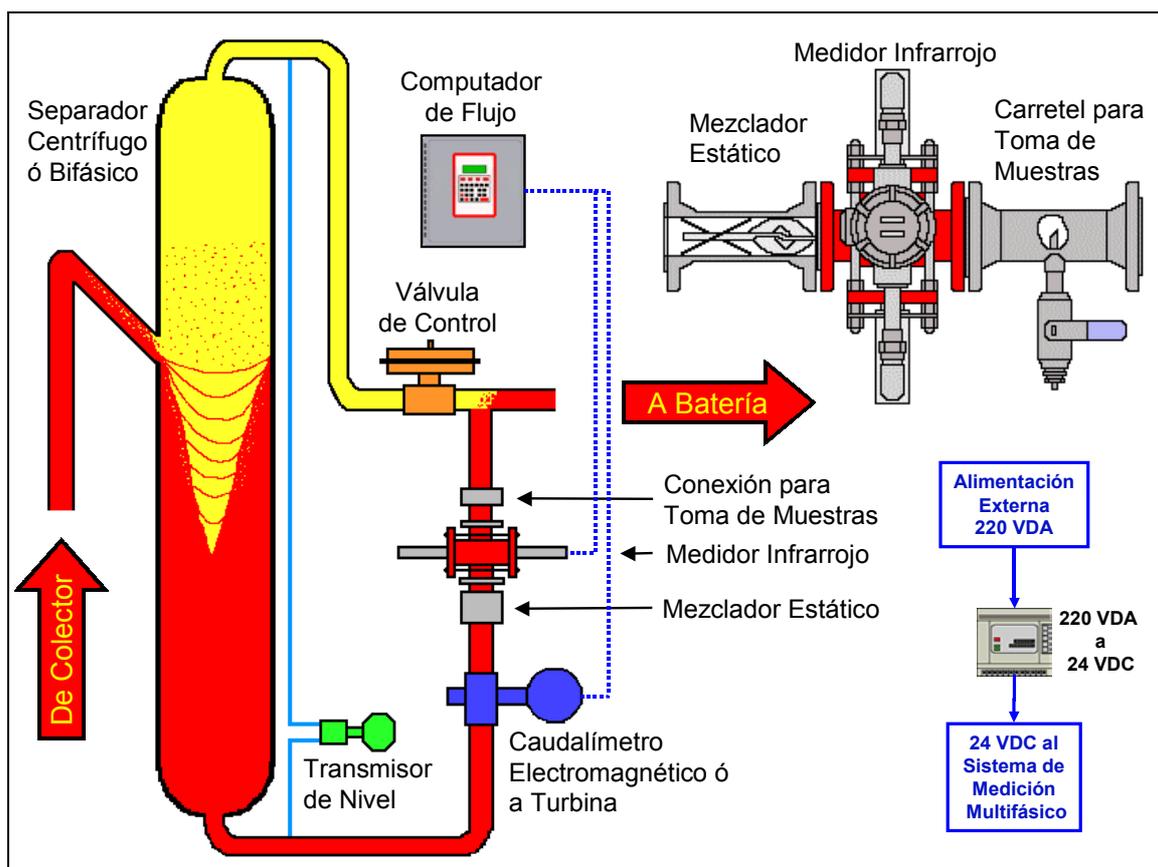


Figura 6: Esquema del Sistema de Medición Multifásico

Este esquema resulta apropiado y suficiente para operación autónoma normal, siendo el que corresponde aplicar una vez que se tiene la certeza de que el equipo funciona apropiadamente. Para el tiempo programado de ensayo, el computador de flujo arroja los valores finales correspondientes a caudal bruto total, al contenido de agua y petróleo, y calcula el caudal neto de cada uno de ellos. Sin embargo, tanto para la prueba y contrastación de las mediciones, como a los efectos de

determinar su eventual aplicación potencial, mas allá del control de producción de pozos, preferimos adoptar una configuración mas completa, en lo que se refiere a adquisición y procesamiento de datos.

Presencia de Gas

Si bien este tipo de tecnología no se ve afectada por la presencia de gas disuelto, resultando además tolerante a la presencia de fracciones de gas libre de hasta el 5 %, la que es leída como agua, nuestra experiencia nos ha demostrado que resulta importante contar con algún tipo de separación gas – líquido, previo a la medición, incluso en aquellos pozos productores que “no tienen gas”, a los efectos de lograr la máxima precisión posible, sea cual fuere el estado de la fase gaseosa considerada. Los motivos son los siguientes:

- La presencia de pequeñas proporciones de gas libre, que como dijimos es leído como agua, incrementa incorrectamente la lectura de la proporción de la misma y afectando la calidad de la medición.
- En cuanto a la presencia de gas disuelto, resulta imposible que el Operador tenga la certeza de que el mismo se encuentra en tal estado, toda vez que cualquier sistema utilizado cuenta con un mínimo de longitud de cañerías y accesorios, que implican pequeñas pérdidas de carga y por ende, la liberación de algunas microburbujas de gas provenientes de los livianos del petróleo.

La Figura 7 muestra los datos registrados cada 1 segundo, graficados con el valor promedio por minuto, en el Pozo K-187bis, pozo considerado “sin gas”. Se registraron los datos con el separador en operación durante algo más de 11 horas, para luego pasar a operación con medición directa en línea y sin separador, pudiendo apreciarse la fuerte tendencia incremental del porcentaje de agua leído, debido a la presencia de muy pequeñas proporciones de gas libre, provenientes de la liberación de gas disuelto.

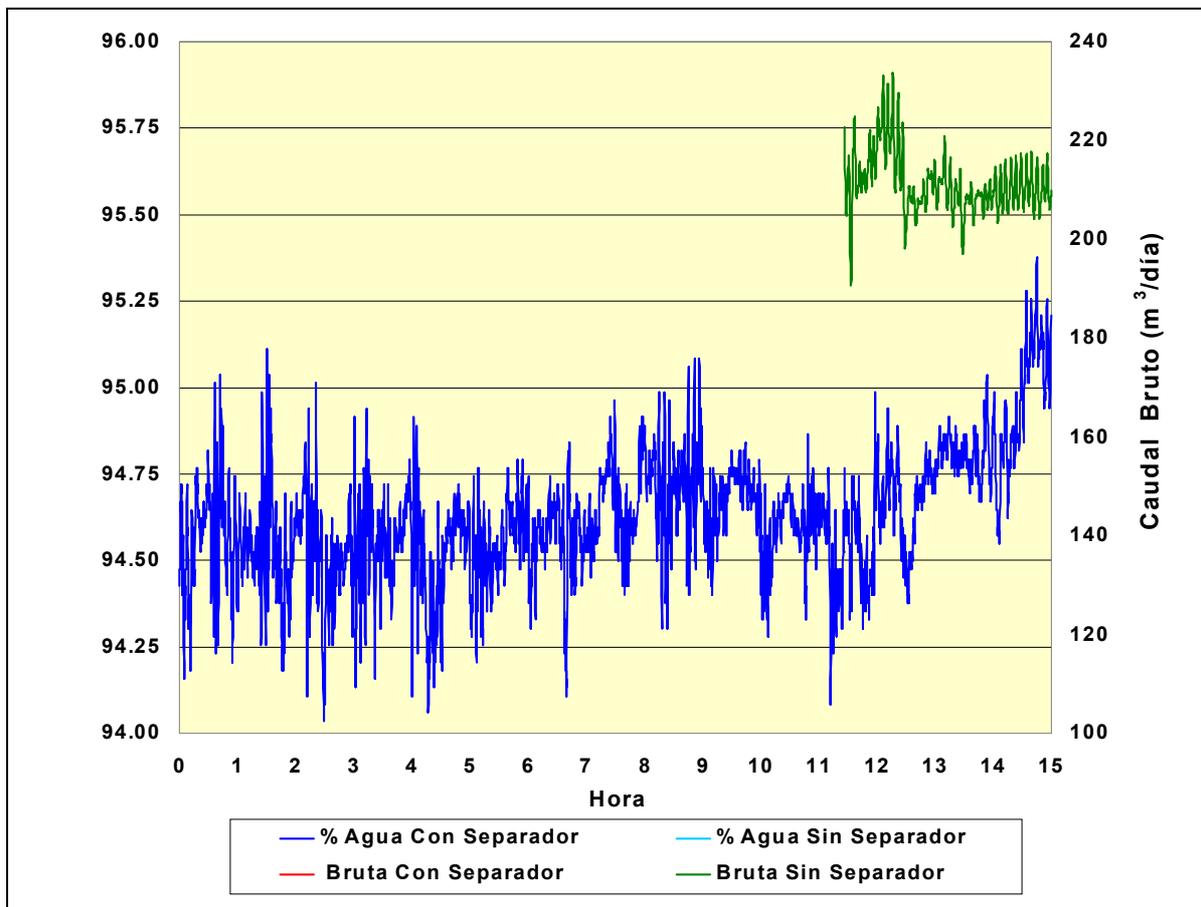


Figura 7: Presencia de gas en las mediciones con y sin separación previa

Colectores Múltiples

Adicionalmente a la configuración del sistema adoptado, consideramos oportuno probarlo en el lugar más conflictivo que presenta un Yacimiento para el control de pozos productores, como son los colectores de campo, con el propósito futuro de reemplazar el esquema de conducción expuesto en la Figura 2 por el que se muestra en la Figura 8. De esta manera, se evitaría el tendido de líneas de control desde colector a batería en los nuevos desarrollos, y con la posibilidad de recuperarlas en los colectores existentes.

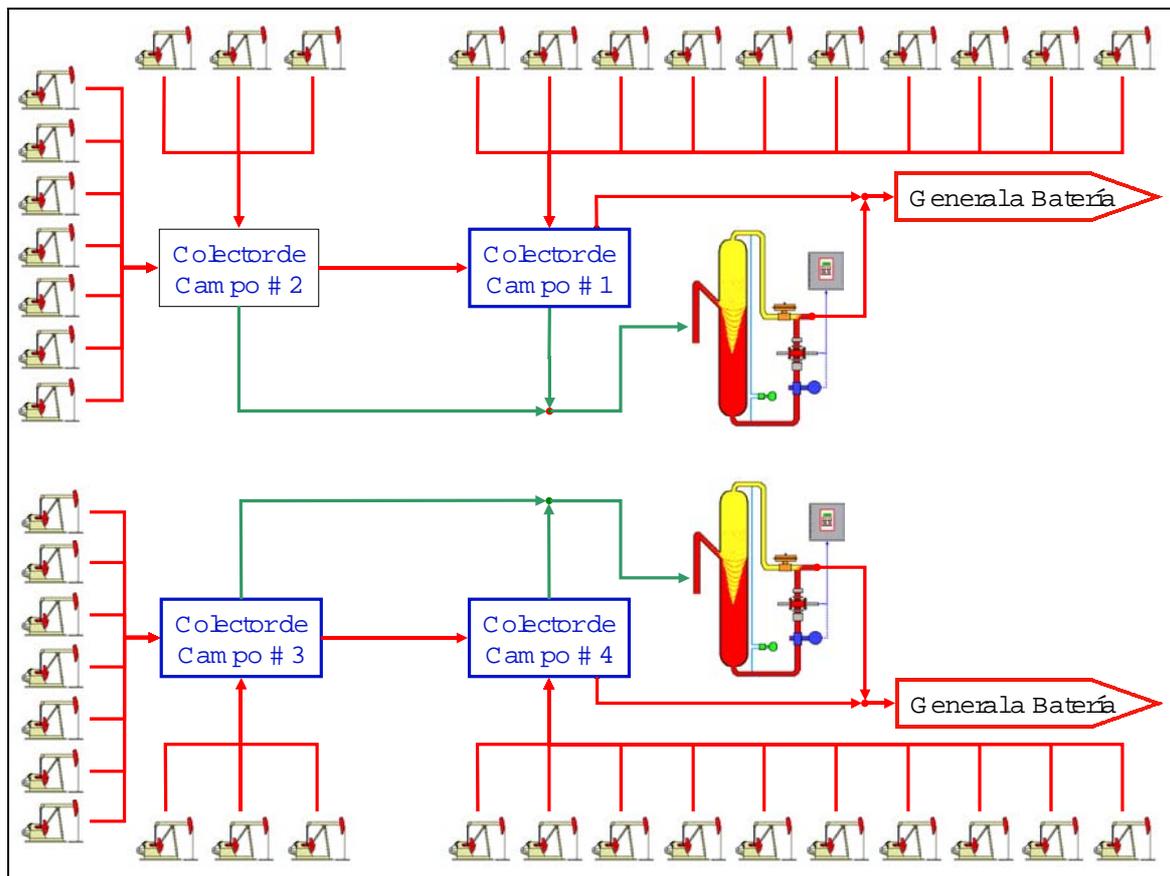


Figura 8: Esquema del Sistema de Medición Multifásico en Colectores de Campo

Esquema para Prueba y Contrastación

El Sistema de Medición Multifásico utilizado es el de la Figura 6, con el sistema de adquisición de datos que se muestra en la Figura 9, realizándose los primeros controles prolongados (24 horas), con 3 sistemas de control en forma simultánea, a saber:

Sistema de Medición Multifásico

Para un tiempo programado de ensayo, arroja los siguientes valores finales:

- Caudal Bruto (Medido con Caudalímetro Electromagnético ó a Turbina)
- Porcentaje de Agua (Medidor Infrarrojo)
- Porcentaje de Petróleo (Calculado en el Computador de Flujo del Medidor Infrarrojo)
- Caudal de Agua (Calculado en el Computador de Flujo del Medidor Infrarrojo)
- Caudal de Petróleo (Calculado en el Computador de Flujo del Medidor Infrarrojo)

Medición con Tomamuestras Automático

- Porcentaje de Agua

Medición en Tanque de Batería

- Caudal Bruto (Se determina por ensayo de acumulada)
- Porcentaje de Agua (Muestra de 10 Litros tomada del ensayo de acumulada)

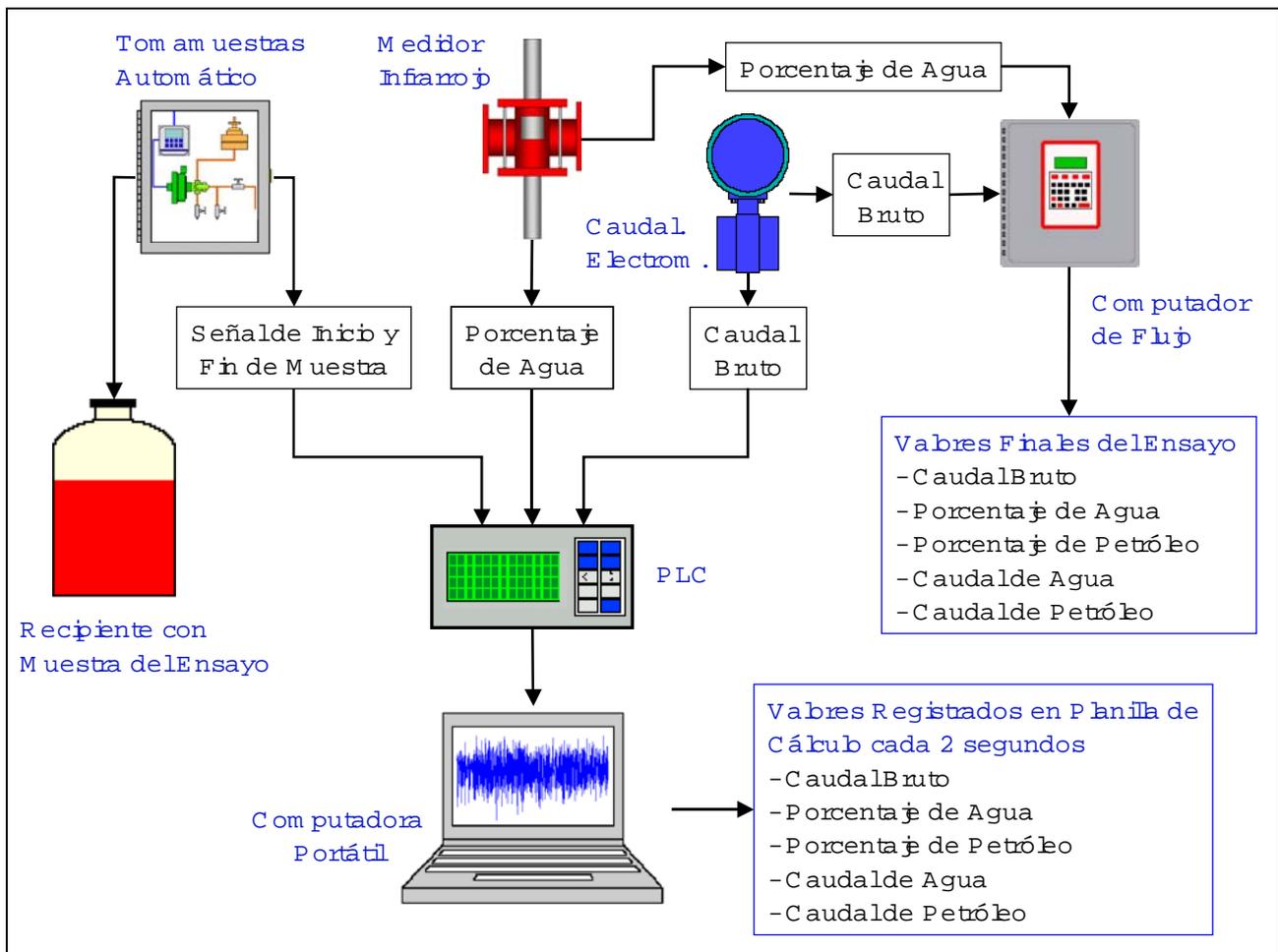


Figura 9: Esquema de adquisición de datos para la prueba y contrastación de las mediciones

En este esquema hemos incorporado, respecto del sistema para operación normal, la adquisición de las variables medidas a través de un Programador Lógico Programable y su almacenamiento en una computadora portátil que, cada 2 segundos, registra en una Planilla de Cálculo las variables medidas, para poder analizar el comportamiento del pozo productor y de todos los sistemas de medición involucrados en el ensayo. Dicho PLC recibe, a su vez, la señal del Controlador de Nivel y emite la señal de accionamiento de la válvula de control de descarga de gas.

El sistema de tomamuestras automático, como se aprecia en la Figura 10, ha sido diseñado con temporizador y regulación del caudal de muestreo, encontrándose calibrado para tomar una muestra de 8 mililitros cada 1,2 minutos, lo cual arroja un total de 1200 muestras en 24 horas, con un volumen total de 9,6 litros.

El lugar para el tomado de muestras y el diseño de la conexión, responden a Normas API y deben asegurar que las muestras sean homogéneas y representativas de la corriente fluida. A su vez, el conducto que vincula el punto de tomado de muestras con el recipiente de almacenamiento ha sido traceado con el fin de evitar su taponamiento, sea por flujo fluctuante con crudo de alta viscosidad ó por congelamiento del mismo.

Por último, y a los efectos de tener certeza del momento en que se inicia el período de tomado de muestras, para poder contrastar con precisión el porcentaje de petróleo determinado en el laboratorio con el intervalo correspondiente a las lecturas del medidor infrarrojo, se ha vinculado el tomamuestras automático con el sistema de adquisición de datos, emitiendo una señal discreta cada vez que opera.

De esta manera, las variables adquiridas y calculadas en el sistema de adquisición de datos son:

- Caudal Bruto (Medido con Caudalímetro Electromagnético ó a Turbina)
- Porcentaje de Agua (Medido en el Medidor Infrarrojo)
- Porcentaje de Petróleo (Calculado en la Planilla de Cálculo)
- Caudal de Agua (Calculado en la Planilla de Cálculo)
- Caudal de Petróleo (Calculado en la Planilla de Cálculo)
- Momento de tomado de muestra (Señal On/Off del Tomamuestras)

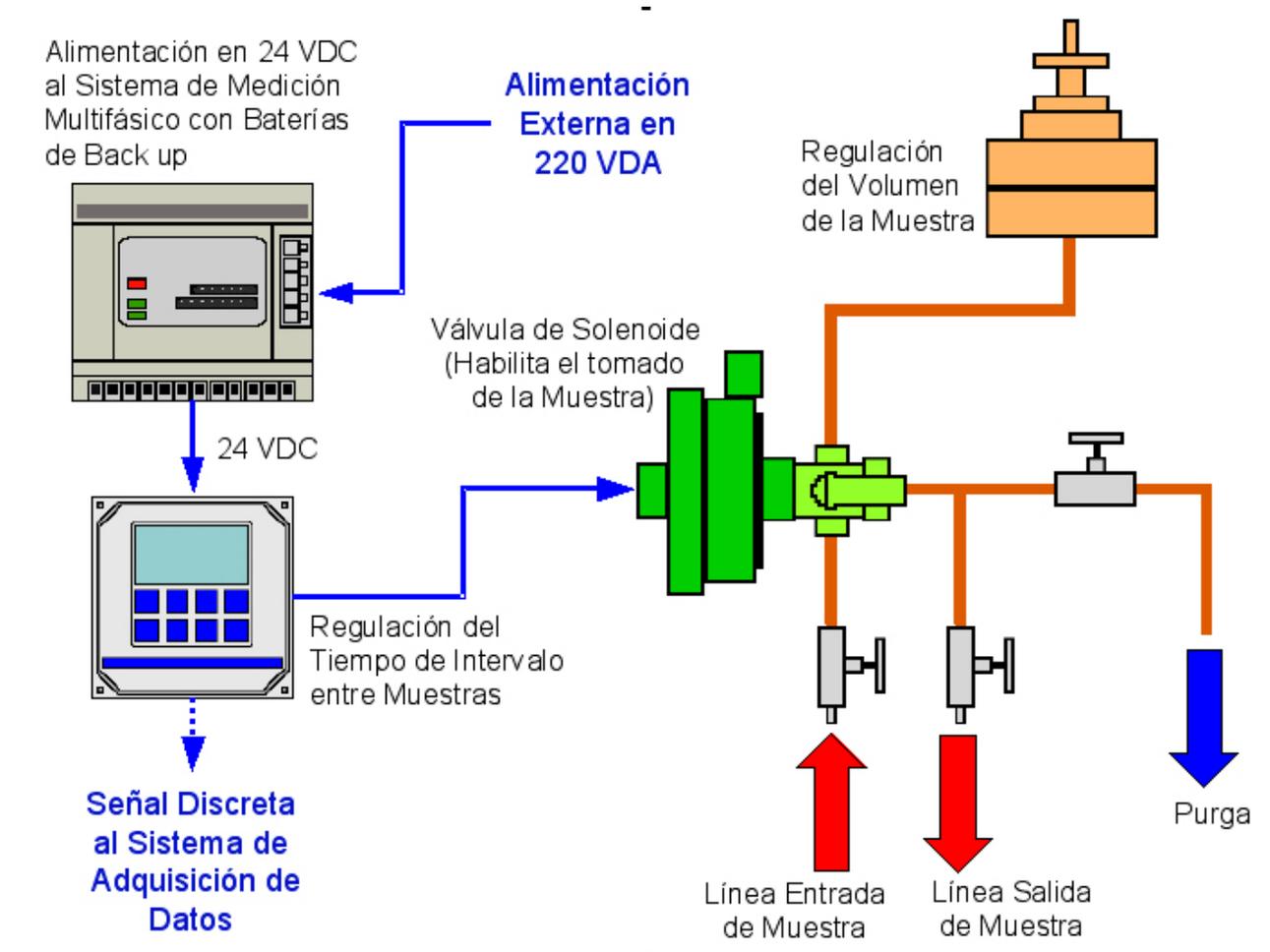


Figura 10: Esquema del Sistema de Tomamuestras Automático

RESULTADO DE LOS ENSAYOS

El cuadro de resultados de ensayos de pozos de la página siguiente y los gráficos posteriores, corresponden a los controles realizados en el Yacimiento Diadema, Comodoro Rivadavia, Chubut, hasta los últimos días de Febrero del corriente año en el colector de campo designado como Colector K-195, que cuenta con 4 pozos productores afectados a proyectos de recuperación secundaria, todos ellos equipados con Bombas de Cavidad Progresiva como sistema de extracción, caudales de producción brutos del orden de los 150 a 250 m³/día y un petróleo cuya Gravedad API promedio es de 22.

Es importante destacar que, si bien los primeros controles de 24 horas se realizaron en forma simultánea, con ensayo de acumulada a tanque de batería, la escasa dispersión que mostraron los resultados obtenidos entre el tomamuestras y el sistema de medición multifásica con medidor infrarrojo, frente a los resultados aleatorios obtenidos por ensayo a tanque, nos llevaron a dejar de lado esta última técnica, concentrando nuestra atención en el chequeo del nuevo sistema, únicamente con el tomamuestras automático.

Nro.	Control		Porcentaje de Agua		Diferencia %	Adquisición de Datos - seg. -	Observaciones
	Pozo	Horas.	Tomamuestras Automático	Medidor Infrarrojo			
1	K-195	1	97.16	96.17	0.99	0.5	
2	K-195	1	97.28	96.79	0.49	0.5	
3	K-187bis	4.5	95.65	94.82	0.83	0.5	Ver Figura 14
4	K-214	1	92.56	92.33	0.23	0.5	
5	K-214	1	91.79	92.04	-0.25	0.5	
6	K-214	1	91.16	92.31	-1.15	0.5	
7	K-214	1	92.33	92.56	-0.23	0.5	
8	K-214	1	91.88	91.64	0.24	0.5	
9	K-214	1	91.44	91.48	-0.04	0.5	
10	K-214	18	91.24	90.66	0.58	0.5	Ver Figura 12
11	K-214	24	91.33	90.65	0.68	0.5	
12	K-195	24	95.92	97.30	-1.38	0.5	
13	K-187bis	1	95.59	94.85	0.74	0.5	
14	K-187bis	24	95.30	94.90	0.40	0.5	
15	K-187bis	24	96.54	95.55	0.99	0.5	
16	K-187bis	12	96.13	95.05	1.08	0.5	
17	K-194	24	96.60	96.50	0.10	1.0	Ver Figura 13
18	K-194	24	96.50	96.60	-0.10	1.0	
19	K-187bis	24	96.38	95.53	0.85	1.0	
20	K-187bis	12	95.71	95.21	0.50	1.0	Ver Figuras 19/20
21	K-195	24	96.38	95.60	0.78	1.0	
22	K-195	24	97.53	96.51	1.02	1.0	
23	K-195	1	97.43	96.73	0.70	1.0	
24	K-195	1	97.25	96.03	1.22	1.0	
25	K-195	1	97.05	95.85	1.20	1.0	
26	K-195	1	97.13	97.75	-0.62	1.0	
27	K-195	1	97.17	97.73	-0.56	1.0	
28	K-195	1	97.24	97.68	-0.44	1.0	
29	K-195	24	97.09	97.86	-0.77	2.0	Registro total de 156 horas. Ver Figura 18
30	K-195	24	97.02	97.86	-0.84	2.0	
31	K-195	24	96.44	96.36	0.08	2.0	
32	K-214	1	91.71	90.73	0.98	2.0	
33	K-214	24	91.91	90.75	1.16	2.0	Registro total de 232 horas. Ver Figuras 15/16
34	K-214	30	91.90	90.73	1.17	2.0	
35	K-214	24	91.70	90.78	0.92	2.0	
Total horas ensayo		428.5					
Diferencia Promedio					0.33 %		

Debido a que en campo no se dispone de un instrumento cuyo error de medición sea inferior al error teórico del Medidor Infrarrojo, consideramos que la única opción práctica era la de determinar un rango de error de medición para el Sistema de Tomamuestras Automático y verificar que las lecturas del sistema infrarrojo se encontraran dentro de dicho rango. Se ha considerado muy importante tener en cuenta que:

- 1.- En un ensayo de 24 horas, estamos tomando una muestra de 9,6 litros, sobre un pozo que en promedio produce 200 m³/día, es decir, que la muestra utilizada es de un 0,005 % del fluido total producido.
- 2.- En el medidor infrarrojo, la lectura es realizada a la presión y temperatura de operación, mientras que en el tomamuestras, el fluido es despresurizado desde 8 Kg/cm² hasta presión

y temperatura atmosférica, manteniéndola en estas condiciones hasta que finaliza el ensayo, con lo cual tendremos vaporización de los componentes livianos del petróleo, reduciéndose la proporción de la parte minoritaria en la mezcla.

3.- La determinación del corte de agua en el laboratorio es por el método de centrifugado.

Estudios de laboratorio realizados sobre muestras patrones para la determinación del error de medición citado en el punto 3, nos han indicado valores con un rango de 0,5 a 0,7 %. Por lo tanto, podemos considerar que la sumatoria de los errores de los puntos 1, 2 y 3 en la determinación del porcentaje de agua en Laboratorio, es como mínimo del 1 % y como máximo del 1,2 %.

Como puede verse, solamente dos mediciones se desvían ligeramente de rango, las correspondientes al ensayo Nro. 12 (desvío de 0,18 %) y al ensayo Nro. 24 (desvío de 0,02 %), ambas del pozo K-195 (Ensayos 3 y 7 de la Figura 11). Lo destacable es que, sobre un total de tiempo de ensayo de 428,5 horas y 35 controles realizados, con tomamuestras y medidor infrarrojo en forma simultánea, el promedio de las diferencias entre ambos métodos es de sólo 0,33 %.

En la Figura 11 se han graficado la evolución y dispersión de las mediciones con ambos sistemas y para los tres pozos analizados. Resulta importante citar que, mientras el Pozo K-187bis no sufrió variaciones de importancia de los caudales de inyección de los pozos de los que recibe respuesta, sí ocurrió con los pozos K-214 (Ensayos 1 a 7) y K-195 (Ensayos 1 a 4 y 13 a 14), pozo este último que tuvo, además, varios cambios del régimen de extracción.

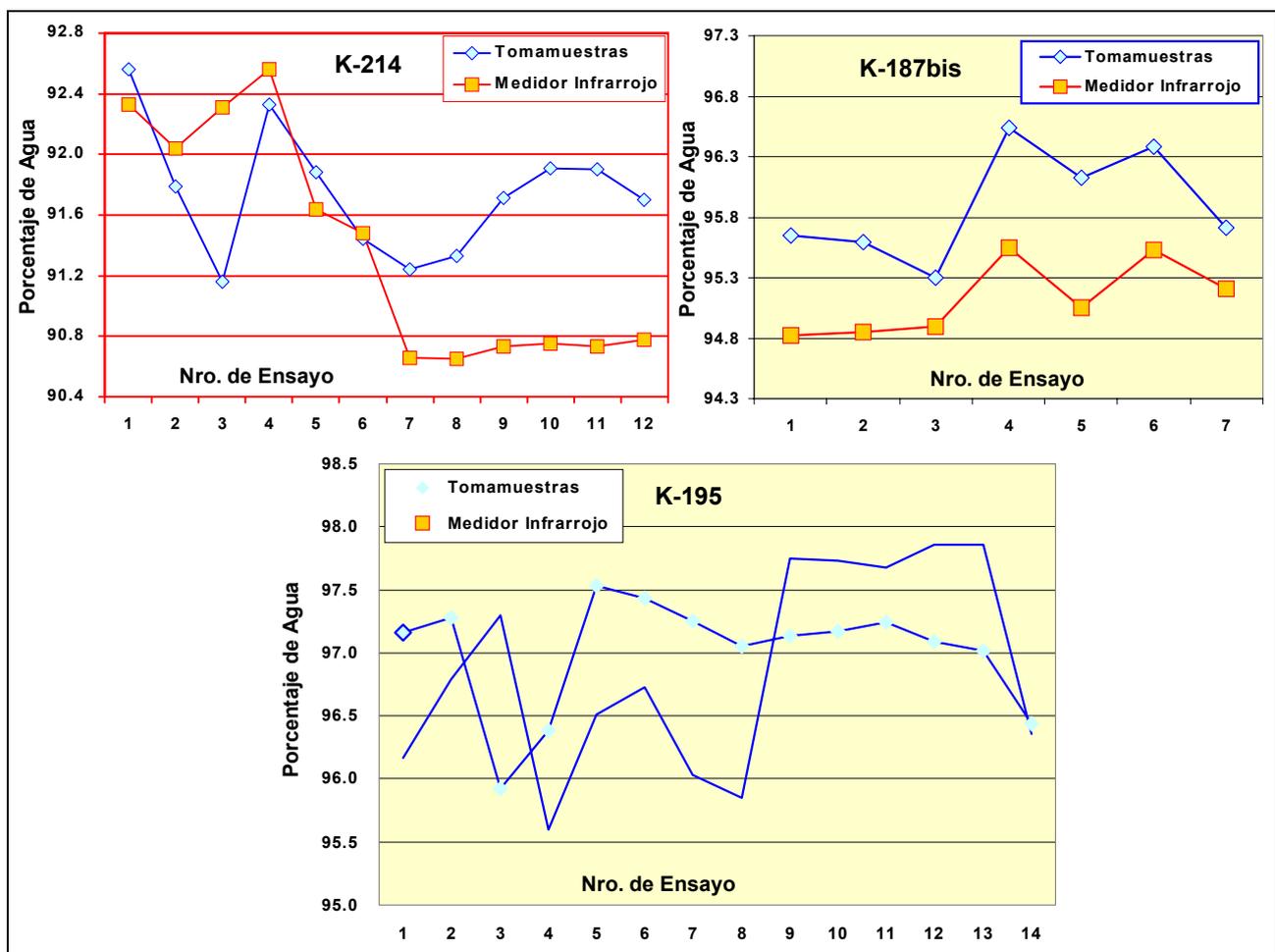


Figura 11: Evolución y Dispersión de las mediciones con ambos sistemas

Pozo K-214 (Ensayo de 18 horas)

Cuenta con una bomba PCP 18-40-1500 ubicada a 800 metros de profundidad, presión en boca de pozo de 8 Kg/cm² y línea de conducción de diámetro 2" y 1000 metros de longitud, que lo vincula con el colector de campo que envía la producción a la batería mas cercana. Recibe el empuje de dos pozos inyectores.

El presente ensayo, realizado a principios del mes de Diciembre del año 2002, fue el primero y el último ensayo prolongado que se realizó con adquisición de datos cada 0,5 segundos: la enorme cantidad de datos obtenidos saturaba la planilla de cálculo y no se alcanzaban a registrar las 24 horas originalmente previstas. Además, se pudo determinar que en un 60 a 70 % de los casos, las lecturas no mostraban variación, razón por la cual los ensayos posteriores se comenzaron a realizar con adquisición de datos cada 1 segundo y actualmente, cada 2 segundos.

En la Figura 12 podemos apreciar el ensayo de 18 horas de duración, que ha sido graficado con el promedio de las variables por minuto. Podemos apreciar la enorme variación que experimenta este tipo de pozos, que es normal, como veremos en los ensayos subsiguientes, y que para el caso del Porcentaje de Agua, muestra un máximo de 95,97 % y un mínimo de 85,05 %.

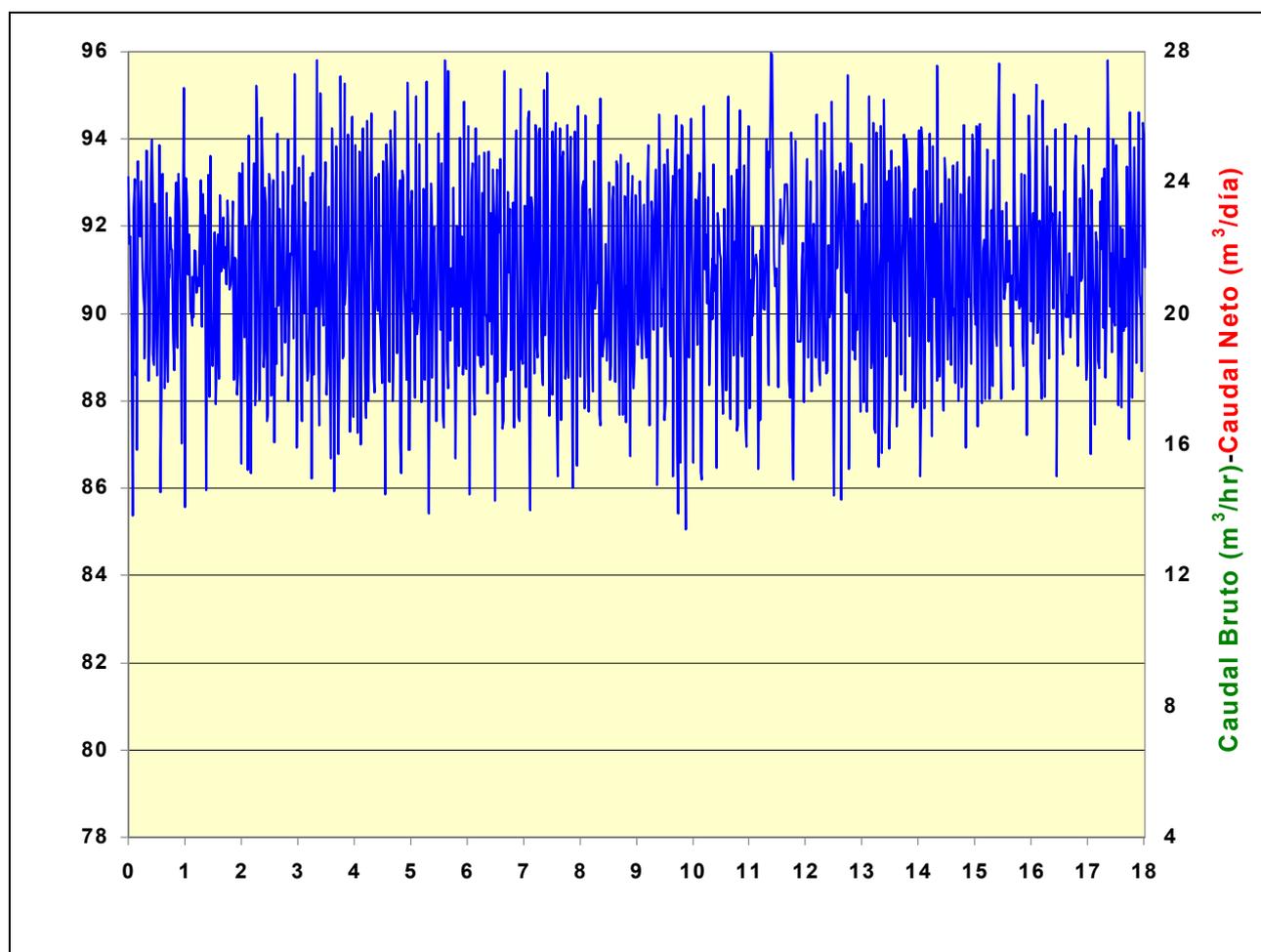


Figura 12: Ensayo de 18 horas del Pozo K-214

De este ensayo en particular, hemos agregado las tres mediciones realizadas a efectos de su comparación, por ser el único en el que el valor leído en el control a tanque se ha aproximado bastante a los correspondientes al sistema de Tomamuestras Automático y al Medidor Infrarrojo. Esto se debe a que la medición por acumulada a tanque se llevó a cabo con un muy elevado grado de detalle, difícil de lograr en operación normal.

Concepto	Toma-muestras	Medidor Infrarrojo	Tanque (Acumulada)
Porcentaje de Agua	91.24%	90.66%	88.80%

Pozo K-194 (Ensayo de 24 horas)

Cuenta con una bomba PCP NTZ-400-150-ST62 ubicada a 900 metros de profundidad, presión en boca de pozo de 7 Kg/cm² y línea de conducción en diámetro 2" y 450 metros de longitud, que lo vincula con el colector de campo que envía la producción a la batería mas cercana. Recibe el empuje de tres pozos inyectoros.

En la Figura 13 podemos apreciar el ensayo de 24 horas de duración, con adquisición de datos cada 1 segundo, que ha sido graficado con lo promedio por minuto, destacándose que el valor de porcentaje de agua máximo registrado fue del 98,15 % y el mínimo del 96,38 %.

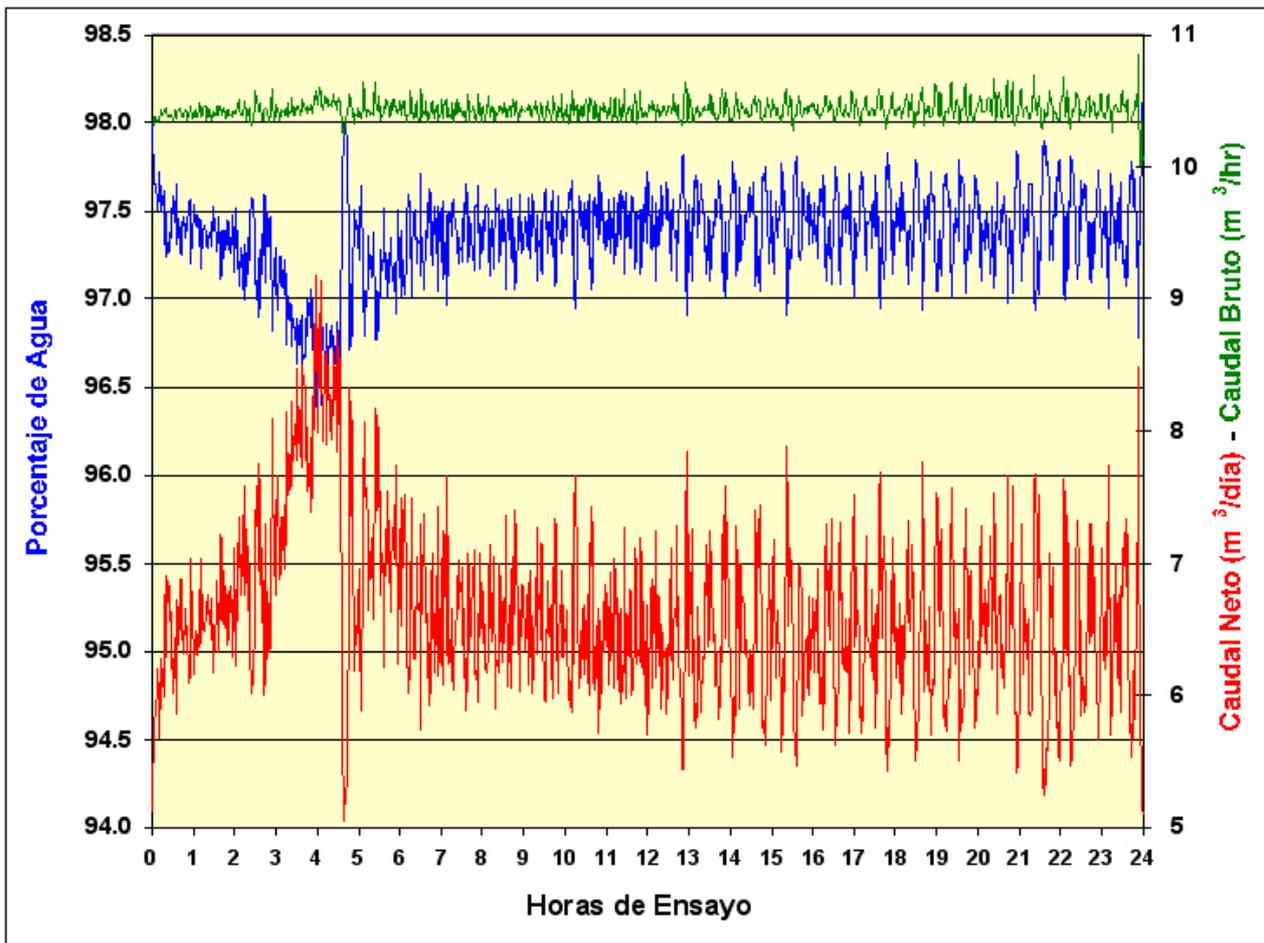


Figura 13: Ensayo de 24 horas del Pozo K-194

Lo más interesante de éste ensayo en particular resulta ser la fuerte caída del porcentaje de agua inicial, que se traduce en un fuerte incremento de la producción de petróleo, toda vez que la producción bruta del pozo no experimenta variaciones de importancia.

Dicha fluctuación, cuya duración es de aproximadamente 6 horas, se debe posiblemente al arrastre de petróleo acumulado en ciertas zonas del reservorio, debido a la variación del caudal de los pozos inyectoros afectados al mismo y/o, eventualmente, al arrastre del petróleo que progresivamente se acumula en el entrecaño del pozo.

Los resultados obtenidos en este ensayo fueron los siguientes:

Concepto	Toma-muestras	Medidor Infrarrojo
Porcentaje de Agua	96.60%	96.50%

Pozo K-187bis (Ensayo de 4,5 horas)

Cuenta con una bomba PCP 18-40-1500 ubicada a 830 metros de profundidad, presión en boca de pozo de 7 Kg/cm² y línea de conducción en diámetro 2" y 550 metros de longitud, que lo vincula con el colector de campo que envía la producción a la batería mas cercana. Recibe el empuje de 4 pozos inyectoros.

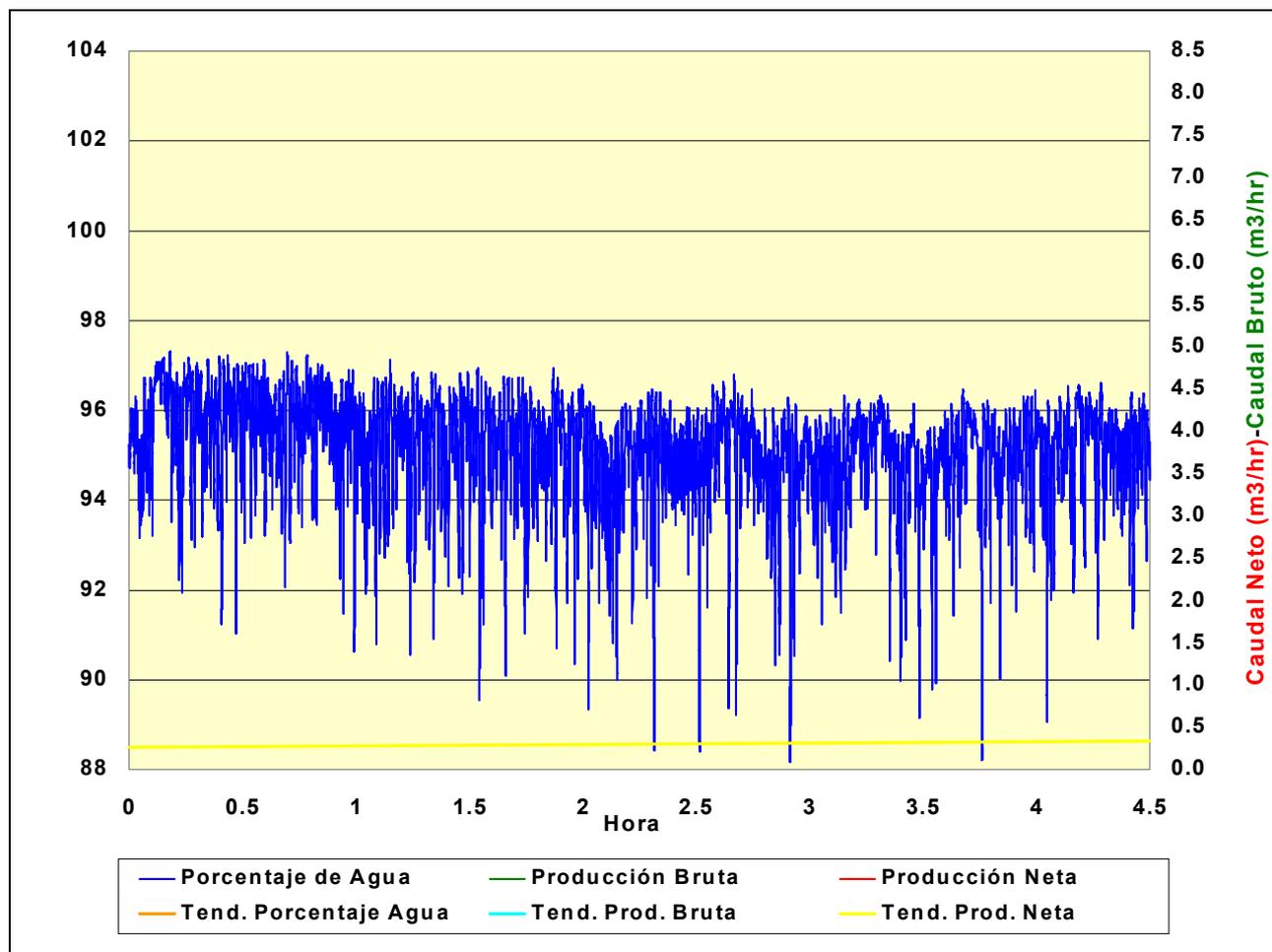


Figura 14: Ensayo de 4,5 horas del Pozo K-187bis

Este registro fue tomado con posterioridad a un aumento de régimen del sistema de extracción, donde puede apreciarse el lento incremento de la producción bruta cuya tendencia muestra una lectura inicial de 7,5 m³/día y final de 7,8 m³/día. El porcentaje de agua del pozo, que aún no se ha estabilizado, muestra un progresivo descenso, con un valor máximo registrado fue del 97,30 % y un mínimo del 88,17 %.

Los resultados obtenidos en este ensayo fueron los siguientes:

Concepto	Toma-muestras	Medidor Infrarrojo
Porcentaje de Agua	95.65%	94.82%

Pozo K-214 (Ensayo de 232 horas)

Es el ensayo más prolongado de los que hemos realizado hasta el momento, durante el cual se hicieron tres constataciones, dos de 24 horas y una de 30 horas, entre el sistema de tomamuestras y el sistema de medición multifásica con medidor infrarrojo, destacándose que el valor de porcentaje de agua máximo registrado fue del 92,70 % y el mínimo del 83,02 %.

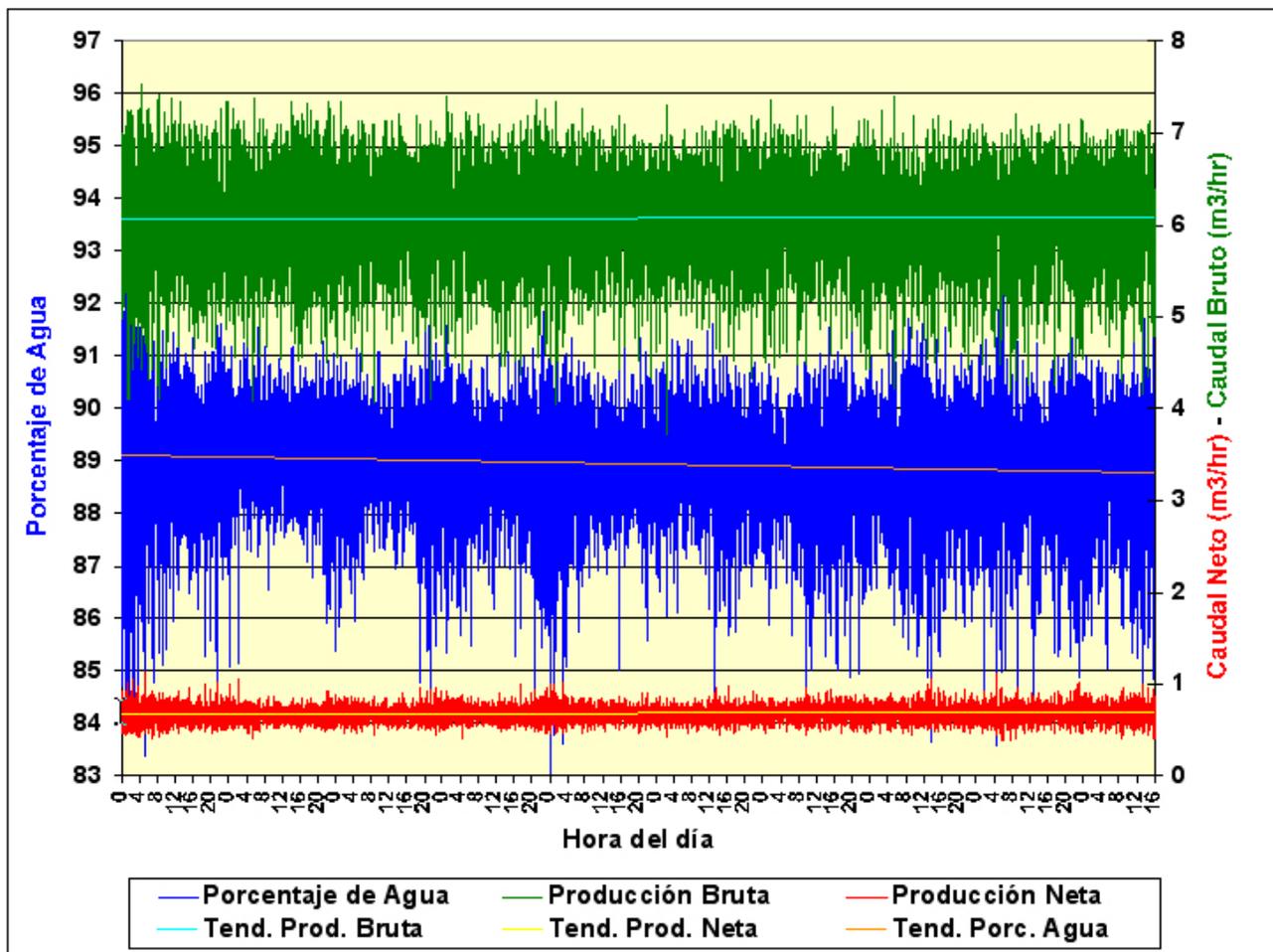


Figura 15: Ensayo de 232 horas del Pozo K-214 (Promedio por minuto)

Los resultados de los controles simultáneos fueron los siguientes

Día	Duración (hs)	Tomamuestras Automático	Medidor Infrarrojo
1 a 2	24	91.91	90.75
4 a 6	30	91.90	90.73
7 a 8	24	91.70	90.78

CONCLUSIONES PRELIMINARES

A esta altura del desarrollo, y teniendo en cuenta los resultados vertidos en el presente, tanto en el Cuadro de Resultados de los Ensayos como en los Gráficos de detalle posteriores, podemos afirmar que el Sistema de Medición Multifásico con Medidor Infrarrojo de Corte de Agua es una excelente opción operativa para el ensayo de pozos productores con alto contenido de agua. El potencial de esta técnica supera, inclusive, el objetivo para el cual fue investigado, probado y contrastado en operación real, toda vez que permite disponer de los datos necesarios para poder conocer el comportamiento dinámico del pozo productor, tanto sean las fluctuaciones de los parámetros de producción y sus tendencias, como su respuesta ante casos particulares, tales como variaciones de

los caudales de los pozos inyectoros afectados a la malla, cambio de régimen del sistema de extracción, etc, casos de los cuales mostraremos controles en el punto siguiente.

Queda aún un tema por analizar, respecto de la exactitud del registro continuo de las variables de producción del pozo que hemos mostrados en los gráficos precedentes, promediadas hasta aquí cada un minuto. Dicho aspecto es la influencia del sistema formado por la cañería de producción del pozo, la línea de conducción y el separador centrífugo ó bifásico.

Sin lugar a dudas, a lo largo de dicho recorrido se produce un mínimo de separación diferencial entre las fases involucradas. Por ejemplo, si consideramos un pozo con un caudal bruto de 200 m³/día, en el que la bomba del sistema de extracción se encuentra a 900 metros de profundidad, con una longitud de línea de conducción de 2" de diámetro y 800 metros de longitud, y un nivel de operación del separador centrífugo de 1,5 metros, operando en modalidad continua (sin ciclos de descarga), tendremos que el tiempo transcurrido desde el momento en que el fluido abandona el reservorio e ingresa al medidor infrarrojo, es de aproximadamente 30 minutos, correspondiendo a cada tramo del recorrido un tiempo de 18, 11 y 1 minuto, respectivamente.

Si bien en este sistema el fluido se encuentra en movimiento permanente, sin puntos en los cuales podamos hablar de Tiempo de Residencia Estática de Separación, su extensión tiene sin lugar a dudas un mínimo de influencia en los registros gráficos expuestos, gráficos que tienen un grado de detalle tal, que requieren del almacenamiento y posterior procesamiento de una muy importante cantidad de datos. Si bien esto resulta inviable para ser incorporado a un sistema de telesupervisión, su estudio puede resultar de interés al personal de Reservorios y de Producción, para ciertos casos específicos y puntuales, con adquisición de datos "in situ", pero que no resultan de interés en la operación normal.

En operación normal, ese sistema puede ser implementado de distintas formas. Una de ellas es el ensayo y toma de datos por parte del baterista en el computador de flujo, según el esquema de la Figura 6, y el seguimiento de la evolución de los datos por parte del supervisor; otra considera la incorporación de un Programador Lógico Programable (PLC), que realice el control de nivel del separador, y la adquisición y almacenamiento de los datos promedio necesarios y suficientes, que permitan reproducir, además de los resultados finales, la tendencia y la evolución de las variables de interés, según intervalos preestablecidos, para luego ser transferidos a una computadora portátil ; también puede utilizarse una Unidad Remota programable (RTU), que reemplazará al PLC e incorporará los datos promediados a un Sistema de Telesupervisión con Reporte por Excepción; etc.

Sistema de Telesupervisión

Si comparamos los valores correspondientes a las tendencias, del gráfico con promedio de valores cada un minuto de la Figura 15, con el gráfico con promedio de valores cada una hora de la Figura 16, tendremos que los mismos, como era de esperarse, son prácticamente iguales

Tendencia	Unidad	Promedio de la Tendencia			
		Minuto		Hora	
		Inicial	Final	Inicial	Final
Porcentaje de Agua	%	89.1	88.8	89.1	88.7
Producción Bruta	m ³ /día	145.4	145.7	145.2	145.9

En estas condiciones, se podría disponer de valores representativos del pozo en control prácticamente en tiempo real, con la aplicación de un esquema como el que se muestra en la Figura 17, y que reemplazaría al esquema de la Figura 8.

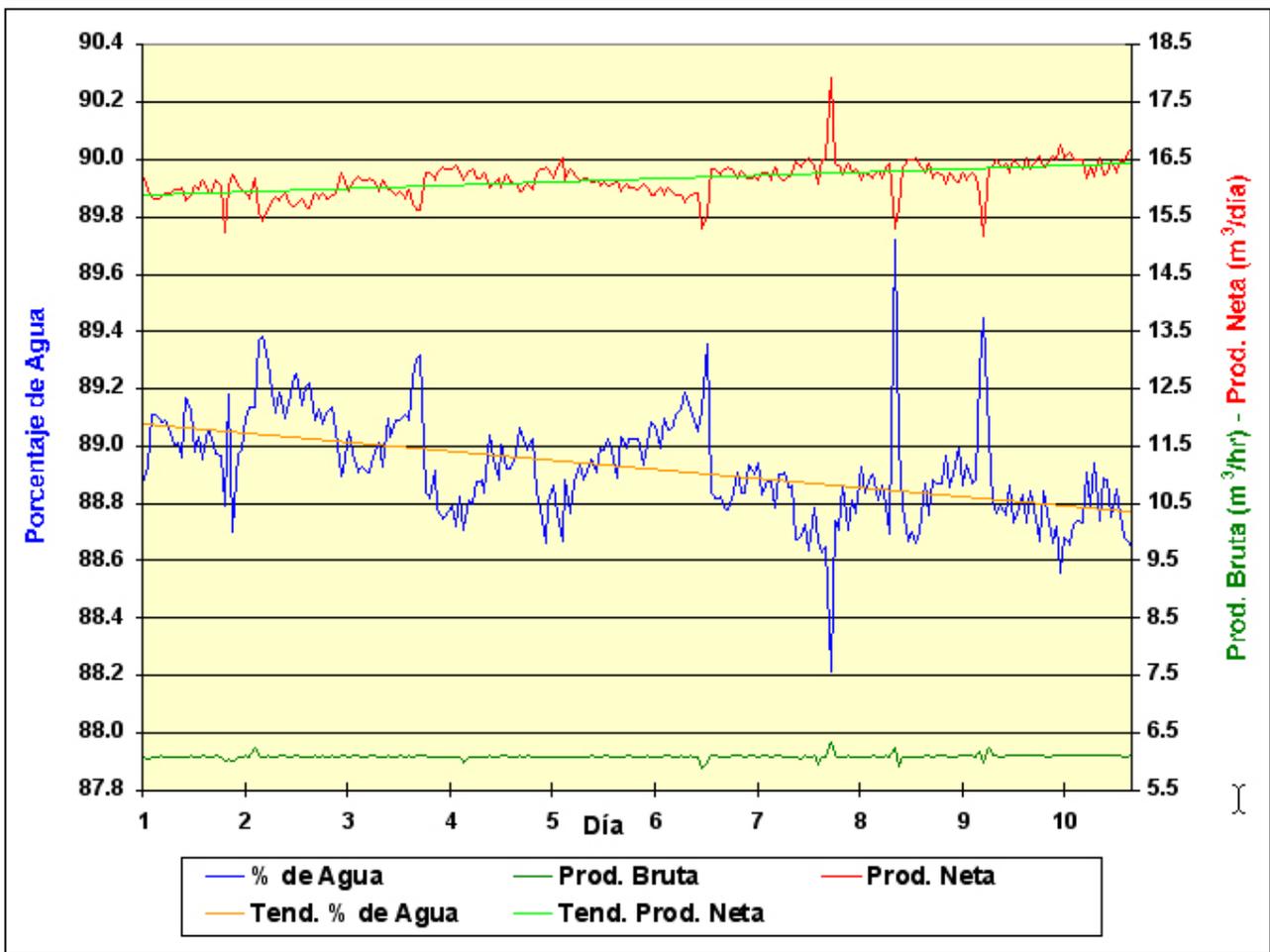


Figura 16: Ensayo de 232 horas del Pozo K-214 (Promedio por hora)

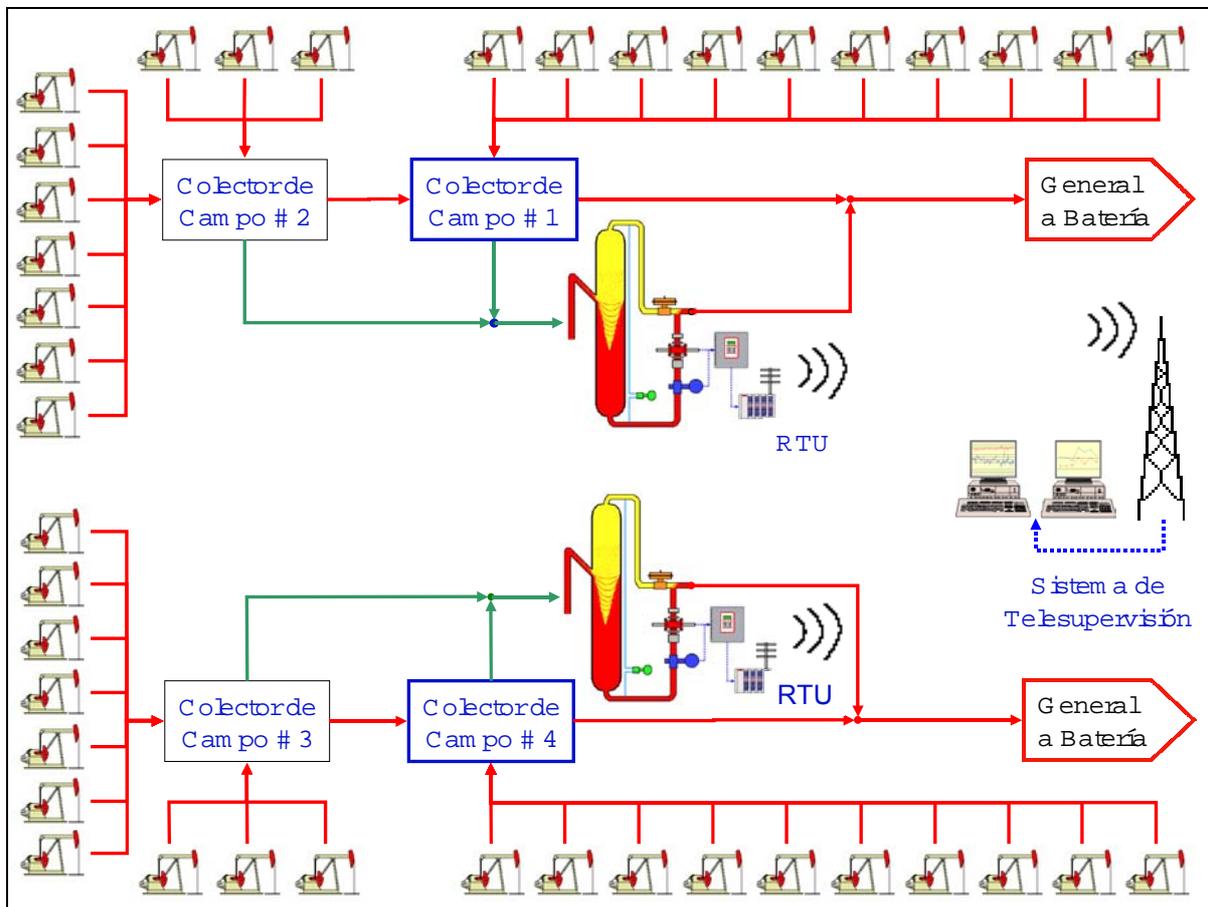


Figura 17: Esquema de aplicación con Sistema de Telesupervisión

Plan de Desarrollo

Actualmente, el Sistema de Medición Multifásico con Medidor Infrarrojo ha sido trasladado al Colector de Campo designado como Ksub 1, que cuenta con 15 pozos productores, tanto de Primaria como de Secundaria, con Equipo de Bombeo Mecánico ó Bomba de Cavidad Progresiva como sistema de extracción y con caudales de producción bruta y Gravedad API del petróleo similares a los pozos citados.

La experiencia obtenida con este primer equipo nos ha permitido verificar no sólo la confiabilidad de las mediciones del Medidor Infrarrojo, sino también la del Sistema de Medición Multifásica, su potencialidad en el control, seguimiento de la evolución, análisis y optimización de los sistemas de Inyección – Producción, como a su vez determinar aquellos aspectos de diseño factibles de ser mejorados, toda vez que el sistema en operación tiene carácter de prototipo.

En la Figura 18 puede apreciarse el nuevo esquema que aplicaremos en los sistemas a incorporar, que cuenta con las siguientes modificaciones:

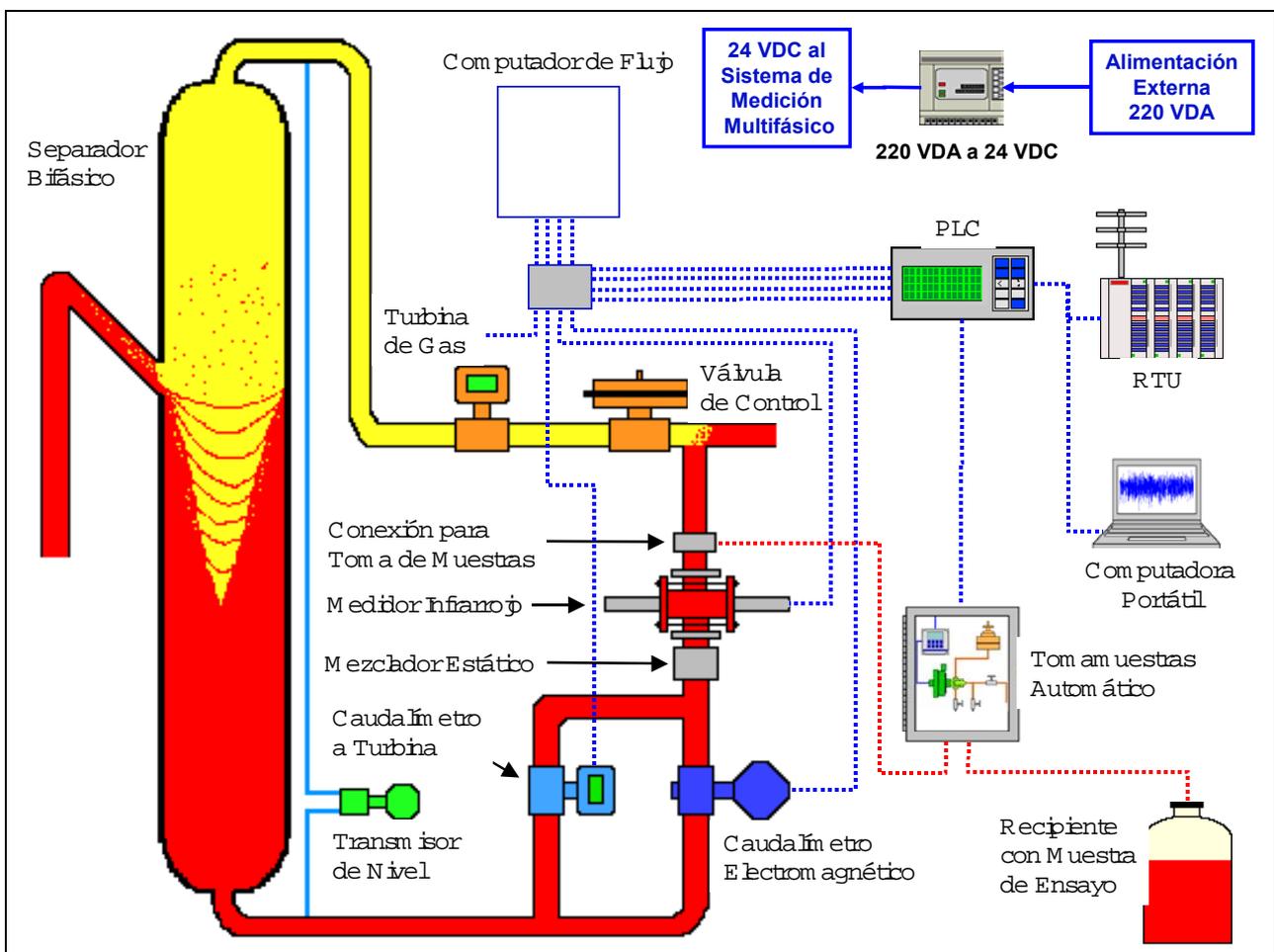


Figura 18: Esquema a ser implementado con los nuevos Sistemas a incorporar

- Caudalímetro a Turbina para la medición del gas producido por el pozo
- Caudalímetro a Turbina para la medición del caudal bruto en aquellos pozos con contenido de agua por debajo del 50 %, en los cuales el caudalímetro electromagnético no resulta una buena opción. Ambos caudalímetros contarán con válvulas de bloqueo, aguas arriba y abajo, a los efectos de que el operador seleccione el más adecuado, de acuerdo al pozo a controlar.

- Transmisores de Temperatura y Presión en el Separador Bifásico, con el fin de disponer de dichas variables en el control de pozos
- Por el momento, mantendremos el concepto de adquisición local de datos, utilizando el Programador Lógico Programable para el control de nivel del separador bifásico y para la adquisición de datos, que serán promediados y almacenados, según un intervalo de tiempo a definir, y diariamente transferidos a una Computadora Portátil.

En una segunda etapa, se podrán incorporar las señales al Sistema de Telesupervisión existente en el Yacimiento, sea adaptando el PLC como Unidad Remota o bien, incorporando las señales del PLC a alguna Unidad Remota existente.

- El Sistema de Tomamuestras Automático se mantendrá formando parte del equipo, a los efectos de poder realizar la calibración de los pozos con mayor precisión y con el fin de disponer de un sistema de back up del Medidor Infrarrojo. Si bien hasta el momento el Medidor no ha requerido mantenimiento alguno, la instalación prevista permitiría el eventual reemplazo de los componentes ópticos albergados en las celdas, que se realiza sin desmontar el cuerpo bridado de la cañería, manteniéndose el resto del sistema en operación.
- El sistema que hasta el momento ha sido conectado únicamente a la Línea de Control de los colectores de campo, también será conectado a la Línea General, para su eventual control.

Actualmente nos encontramos abocados al análisis de un proyecto global de incorporación de estos sistemas, que nos permita optimizar el control de pozos productores y por ende, la producción del Yacimiento. Para lograr este objetivo, resulta muy importante el desarrollo paralelo de programas de capacitación del personal de Operaciones, ya que no estamos únicamente incorporando Equipos al Yacimiento, sino que estamos iniciando un cambio en el “Concepto de Operación” y específicamente, un cambio radical en el “Concepto de Control de Pozos”, que es una herramienta más que gradualmente permitirá optimizar la productividad del Yacimiento

CASOS PARTICULARES

Pozo K-195 (Incremento del Caudal de Inyección)

En la Figura 19 puede apreciarse el resultado del ensayo realizado sobre el pozo productor K-195, con una duración total de 156 horas y adquisición de datos cada dos segundos, que ha sido graficado con los promedios por minuto.

El ensayo se inició el 5 de Enero (08:00 hs.) y finalizó el 11 de Enero (20:00 hs.). Se realizó para poder apreciar la influencia de la variación del caudal del único pozo inyector que opera sobre el pozo productor. En el momento de iniciar el ensayo, se pasó de inyectar 82 m³/día, a inyectar 194 m³/día. Resulta notoria la influencia del incremento del caudal de inyección, después de 56 horas, manteniéndose el pozo productor con fuertes fluctuaciones durante tres días, para luego comenzar a mostrar una tendencia a estabilizarse.

Día	Duración (hs)	Tomamuestras Automático	Medidor Infrarrojo
1 a 2	24	97.09	98.86
3 a 4	24	97.02	97.86
5 a 6	24	96.44	96.36

Debe destacarse que el incremento del caudal de inyección, como era esperable, resultó desfavorable para el pozo productor, pues el incremento de producción bruta se vio acompañada por

un importante incremento del porcentaje de agua, que se tradujo en una reducción de la producción neta del pozo, como puede apreciarse en el cuadro siguiente.

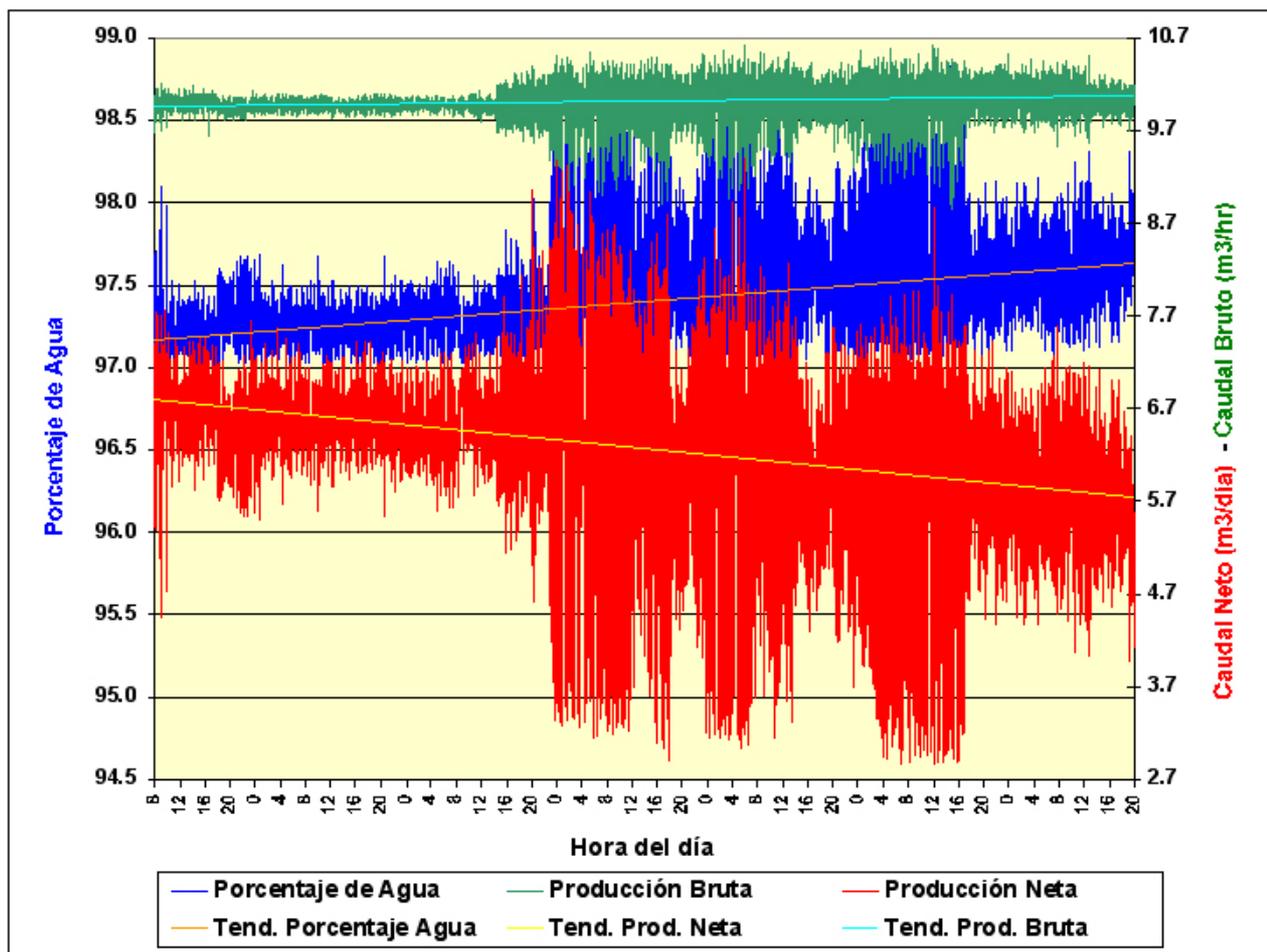


Figura 19: Ensayo de 156 horas del Pozo K-195 (Incremento del Caudal de Inyección)

Concepto		Contenido de Agua	Producción Bruta	Producción Neta
		%	m ³ /hr.	m ³ /día
Promedio	hora			
desde el 5/01/03	08:00	97.25	9.95	6.6
hasta el 7/01/03	16:00			
Valor Final	hora			
Día 11/01/03	16:00	97.84	10.2	5.3

Pozo K-187Bis (Cambio de Régimen de Extracción)

En la Figura 20 podemos apreciar el ensayo del Pozo K-187Bis, correspondiente a un control de 12 horas, del cual hemos extractado las 5 horas que nos permiten ver en detalle el cambio de régimen del sistema de extracción del pozo, cuyo equipamiento consiste en una Bomba de Cavidad Progresiva (PCP 18-40-1500), con variador de frecuencia en superficie, que pasó de extraer 162 m³/día a 209 m³/día de producción bruta.

El resultado del ensayo, para las 12 horas que duró el mismo arrojó, para el Tomamuestras un valor de 95,71% y para el Sistema de Medición Multifásico con Medidor Infrarrojo, un valor de 95,21 %

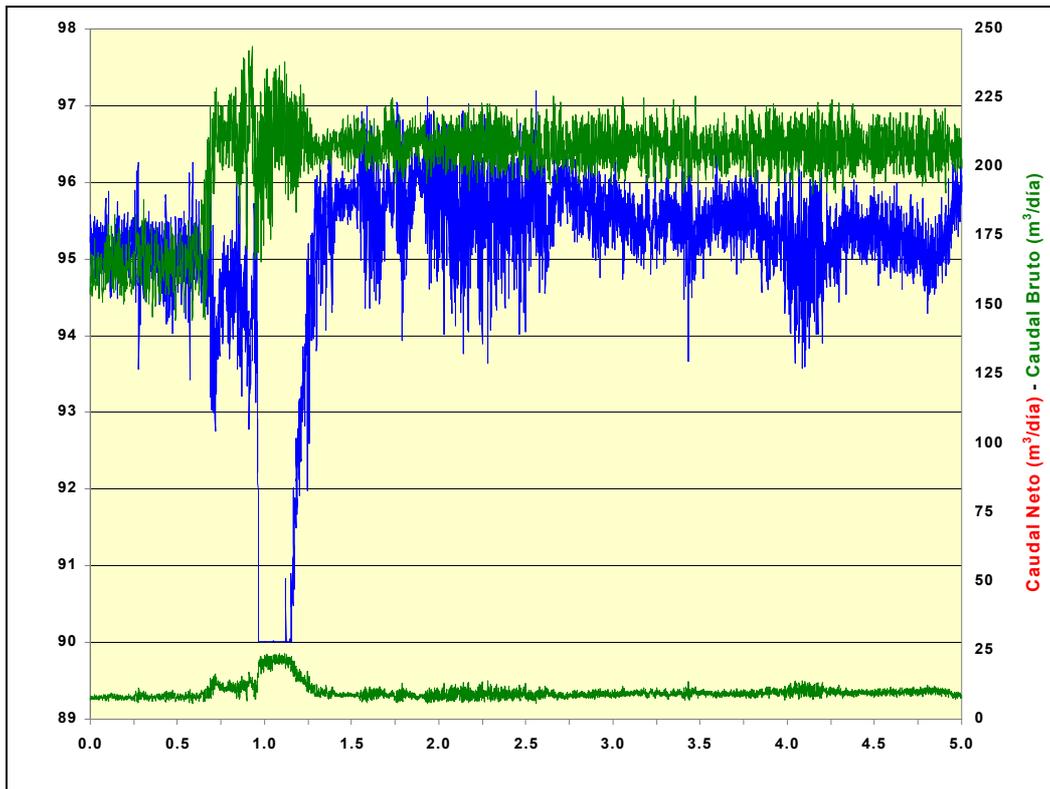


Figura 20: Registro de 5 horas del Pozo K-187Bis (Cambio del Régimen de Extracción)

Debido a la escala utilizada en el gráfico, no resulta posible apreciar más que una tendencia descendente en el porcentaje de agua. No obstante, si analizamos específicamente el rango comprendido entre las horas 1,5 y 5, tendremos, como puede apreciarse en el gráfico de la Figura 21, que una vez realizado el cambio de régimen, el Caudal Bruto del pozo se encuentra prácticamente estable, mientras que la reducción del porcentaje de agua se manifiesta como un incremento de la producción de petróleo

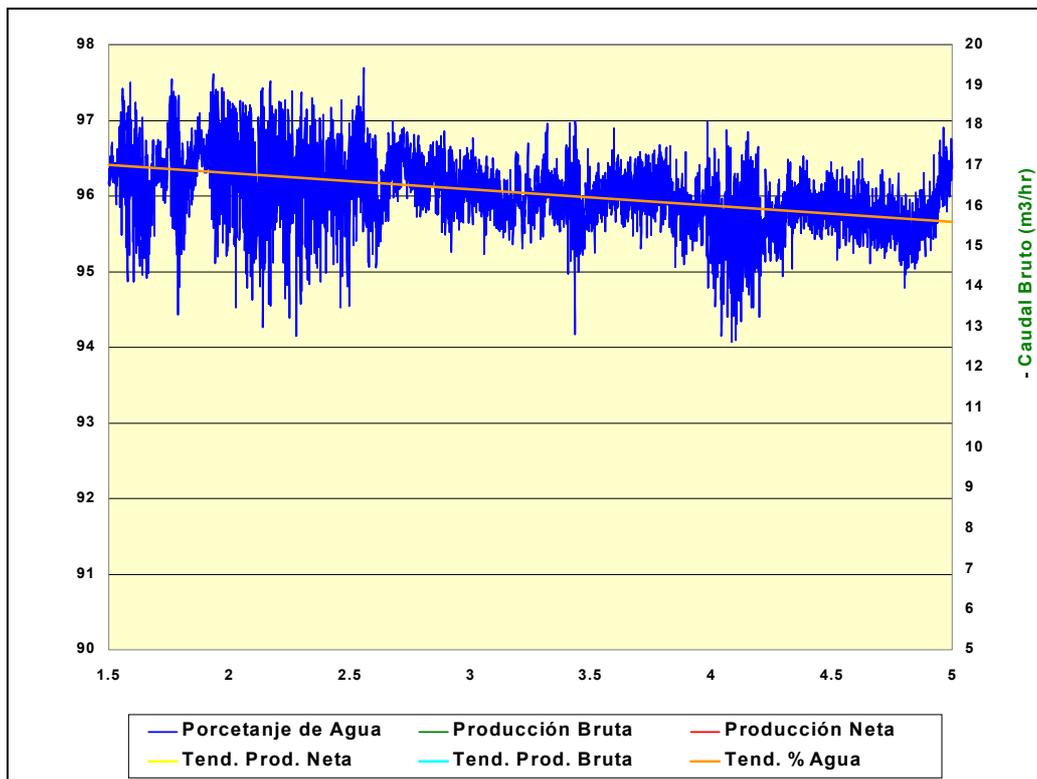


Figura 21: Detalle de Evolución posterior al Cambio del Régimen de Extracción

IMÁGENES DEL SISTEMA DE MEDICION MULTIFASICO

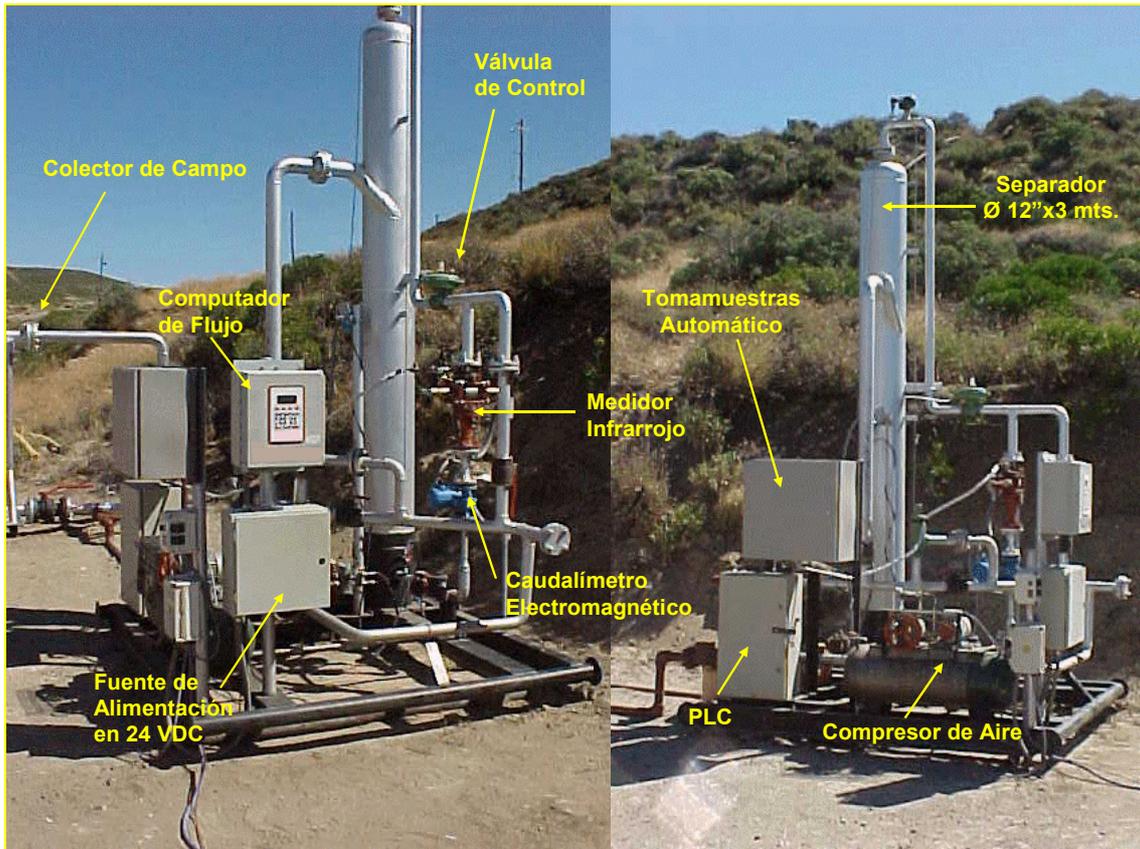


Figura 22: Vistas del Sistema de Medición Multifásica con Tecnología Infrarroja

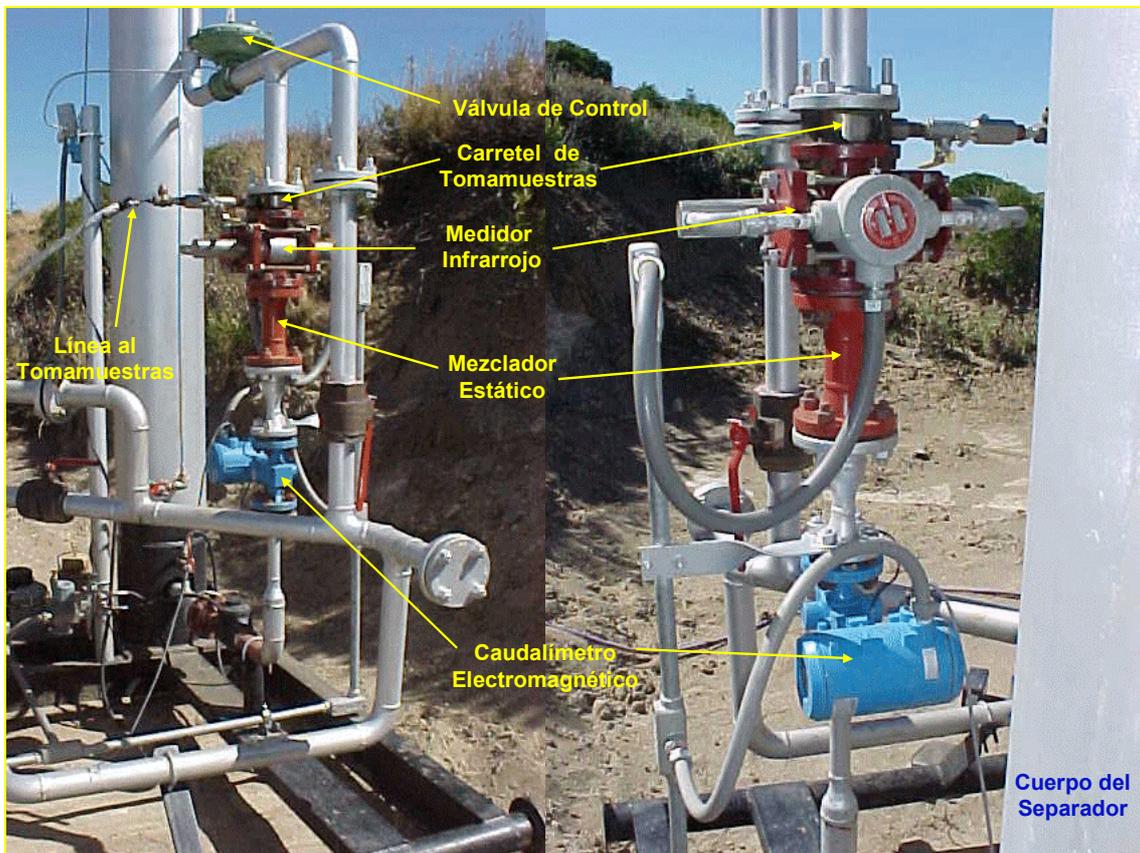


Figura 23: Detalle del Sistema de Medición Multifásica con Tecnología Infrarroja

CONCLUSIONES

De acuerdo a los resultados obtenidos expuestos en el presente trabajo, podemos afirmar que el Sistema de Medición Multifásico con Medidor Infrarrojo ofrece las siguientes ventajas:

Técnico Operativas

Permite el control On-Line de pozos productores, determinando las variables de producción del pozo con alta precisión.

Permite conocer “cómo produce el pozo”, determinando la evolución de las variables de producción y sus tendencias y resultando, por lo tanto, una importante herramienta para el Personal de Reservorios y Producción.

Debido a la calidad, cantidad de datos y frecuencia de determinación, es una herramienta muy importante para la optimización de la relación Inyector – Productor.

Permite resolver, en forma sencilla, el problema que representa el control de pozos afectados a Colectores de Campo.

Permite mejorar el Factor de Campo, por contarse con controles más precisos y frecuentes de los pozos productores

Económicas

Optimización del Costo de Inversión, toda vez que:

No se requieren Separador y Tanque de Ensayo.

No se requieren las líneas de control que los vinculan con las Baterías, para el caso de los colectores de campo.

Optimización del Costo de Operación y Mantenimiento, toda vez que se reducen:

La cantidad de instalaciones involucradas.

El tiempo de Personal de Operaciones, pues el Operador sólo debe iniciar el ensayo y pasar luego a recoger los datos obtenidos por el sistema.

Los costos asociados al Laboratorio, por no requerirse la realización de frecuentes análisis.