

Calificación y Aplicación de caudalímetro multifásico para el monitoreo de producción en yacimientos no convencionales - Caso de estudio en Argentina

Sinopsis

El objetivo de este trabajo es presentar los resultados de la evaluación del caudalímetro multifásico para el control de producción en yacimientos no convencionales. En estos reservorios, el comportamiento de los pozos se caracteriza por una significativa variabilidad en caudales y ratios de flujo, especialmente durante la etapa temprana de producción de los mismos.

Durante un período de dos meses se realizaron 57 pruebas de producción en 25 pozos, los cuales fueron evaluados en diferentes etapas de su vida productiva, incluyendo pozos recientemente perforados, así como pozos maduros. A lo largo del período de evaluación, las mediciones adquiridas con el caudalímetro multifásico se compararon con lecturas de un separador de prueba convencional y tanques, y en algunos casos con los registros históricos de producción.

Al final del período de calificación, el caudalímetro multifásico evaluado demostró ser apto para el control de la producción en el desafiante entorno de Vaca Muerta. Además de arrojar mediciones de alta precisión, la facilidad de implementación resultó muy valiosa en el marco de la producción de yacimientos no convencionales.

Los resultados fueron altamente repetibles y permitieron una optimización de la duración de los controles de pozos individuales. Se cubrió una amplia gama de condiciones operativas y de producción, con tasas de caudal líquido de entre 7-170 m³/d, tasas de caudal de gas de entre 3.400 - 1.000 Sm³/d y cortes de agua de 20% hasta más del 90%.

Este trabajo no sólo demostró que la tecnología de medición multifásica es aplicable al control de producción en yacimientos no convencionales, sino que también proporcionó valiosos beneficios debido a su versatilidad operativa. Con un tiempo mínimo requerido para mover el equipo, el 80% del tiempo disponible se dedicó a las mediciones.

Introducción

La medición de los volúmenes de petróleo, gas y agua asociados a un pozo petrolero, constituye la esencia del proceso de control de producción del mismo, lo cual es la base fundamental para:

- Efectuar el diagnóstico de los pozos para su posterior optimización.
- Supervisión y control de la producción para detección de mermas y anomalías.
- Estimación del potencial de producción de los pozos.
- Caracterización de yacimientos y balance de materiales.
- Seguimiento y Control del nivel productivo de los yacimientos en función de los esquemas de explotación.

Las pruebas de pozo constituyen la herramienta primordial para cualquier análisis de índole productivo que se realiza al sistema pozo/yacimiento, dado que los resultados de las pruebas de producción conforman la evidencia histórica más confiable que se tiene del comportamiento productivo, base para cualquier diagnóstico respecto a: análisis de comportamiento de pozo, declinación de producción, pronóstico de producción, entre otros.

La recopilación de los controles, niveles de precisión y certeza adecuados, conforman la base histórica de producción de un yacimiento. En conjunto con la información de las facilidades de superficie asociadas a la explotación de un área, es decir, baterías y plantas de tratamiento, permiten realizar estudios completos de la cadena de producción de una reserva de hidrocarburos, mediante la unificación de información desde el pozo hasta la instalación.

Las tendencias actuales de elaboración de planes de explotación consideran todo el ciclo del proceso, mediante estudios integrados que bajo la conjunción de las disciplinas de subsuelo y de superficie, permiten definir el esquema óptimo de explotación. Esta perspectiva indica la importancia vital de las pruebas de producción, su confiabilidad y periodicidad, por ello los sistemas de medición deben garantizar el éxito de los controles de pozo.

Adicionalmente, el seguimiento de producción de un pozo petrolero, en conjunto con otros aspectos, facilita las herramientas para la optimización de producción de los mismos, mediante el control de los fluidos producidos. Este proceso es iniciado por una medición confiable, ya que a partir de ésta puede producirse un control sobre los volúmenes de petróleo, agua y gas de los pozos.

Una medición confiable permite la toma de decisiones respecto a cambios de producción de los pozos, mediante estrategias orientadas al manejo de los mismos en el subsuelo o en la superficie.

1. Desarrollo técnico

Existen dos tendencias básicas que se han venido empleando en la industria petrolera mundial para efectuar las mediciones requeridas para el control de pozos, la primera es la mayormente conocida como medición mediante separación total de las fases en **separadores de control**, y consiste en la medición independiente de las fases líquido y gas luego de que el fluido ha sido sometido a la acción de un equipo de separación bifásica/trifásica, que bien puede ser un separador convencional o del tipo separador ciclónico. Es importante destacar que los métodos o principios de medición son aplicables para fluidos monofásicos.

La segunda tendencia se conoce como **medición multifásica**, y es de más reciente aplicación y provee una medición de gas, crudo y agua fluyendo simultáneamente en una cañería sin separación

física de las fases. En este caso el principio de medición ha sido desarrollado para aplicar a fluidos multifásicos.

1.1. Sistema de well test tradicional – Yacimientos No Convencionales

Los separadores trifásicos de control son el método convencionalmente utilizado para realizar los controles de pozos en yacimientos no convencionales. Las locaciones cuentan con colectores a los cuales arriba la producción de varios pozos.

El sistema de well test (separador trifásico móvil) es conectado a la línea de control, tal cual se esquematiza en la **figura 1**. El pozo a ensayar se deriva a esta línea, ingresando la producción del mismo al separador. En este se separan por gravedad las fases (agua, petróleo y gas) y estas corrientes se miden de forma individual.

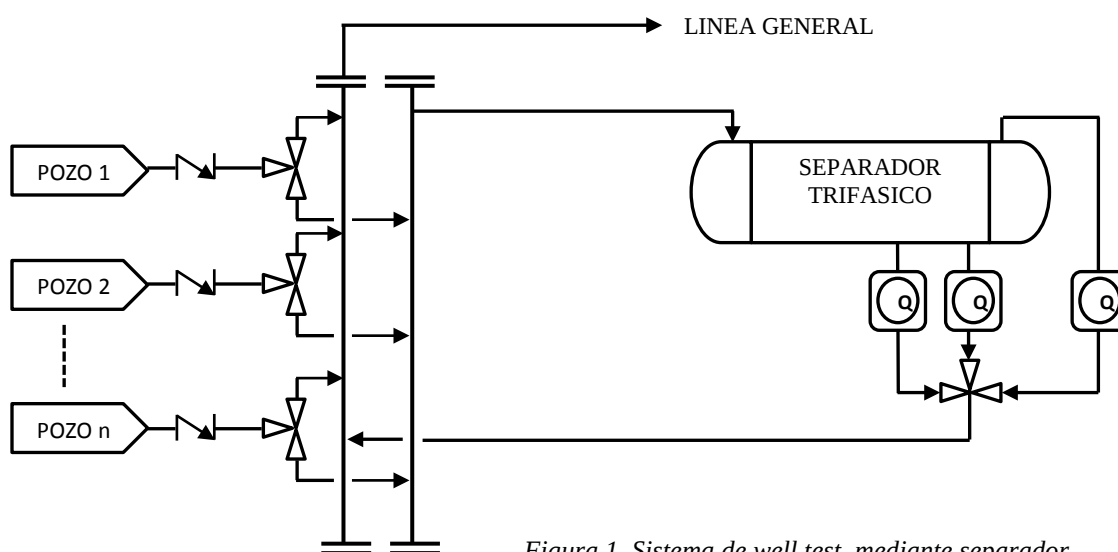


Figura 1. Sistema de well test, mediante separador

Posteriormente, se unen estas fases conformando nuevamente un flujo multifásico, regresando e ingresando al colector por medio de la línea general.

Este tipo de arreglo implica la calibración del separador trifásico en cuanto a los niveles operativos de líquido, cuando hay un desplazamiento de este sistema entre locaciones.

1.2. Piloto evaluación tecnología multifásica – Layout del proceso

Para la evaluación de la tecnología multifásica, se diseñó e implementó el layout esquematizado en la **figura 2**. Con esta distribución de equipos, la producción del pozo a controlar ingresa primero al caudalímetro multifásico, donde se realiza la medición de las tres fases sin la separación de las mismas.

Posteriormente, la producción ingresa al separador trifásico. En este, se produce una separación de las tres fases y posteriormente las mismas son medidas de forma individual. Esta medición se utilizó como un primer contraste de las mediciones obtenidas por el caudalímetro multifásico.

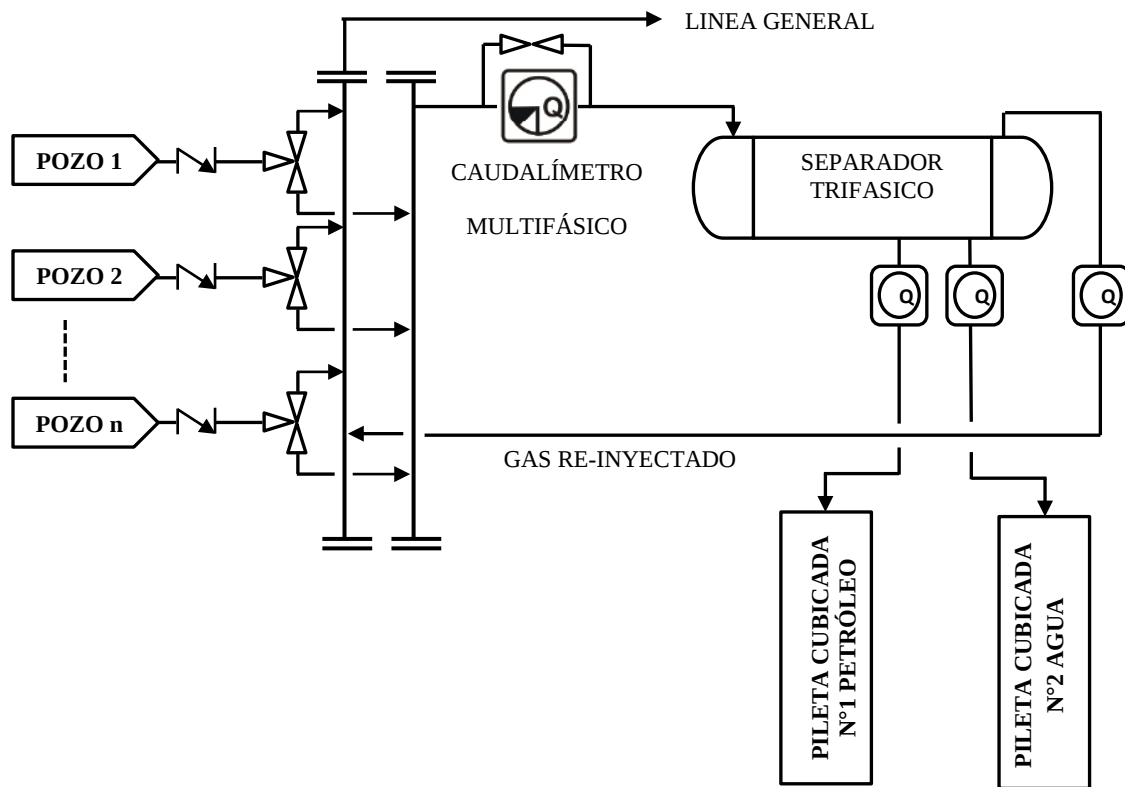


Figura 2. Layout proceso – diseño piloto evaluación tecnología multifásica.

La producción de gas es reinyectada al colector desde la salida de gas del separador trifásico. La descarga de la línea de petróleo y de agua del separador, son derivadas a las piletas de acumulación de petróleo N°1 y acumulación de agua N°2 respectivamente.

Estas piletas, de 50 m³ cada una, fueron equipadas con transmisores de nivel y cubicadas. Las mismas fueron empleadas como un segundo contraste en la medición de líquidos.

1.3. Sistema de well test - Medidor multifásico

El objetivo de este piloto, como se mencionó previamente, fue evaluar la performance de la tecnología multifásica. El empleo de este tipo de caudalímetro, permite disponer de un sistema de medición fijo y/o móvil, con el layout que se esquematiza en la **figura 3**.

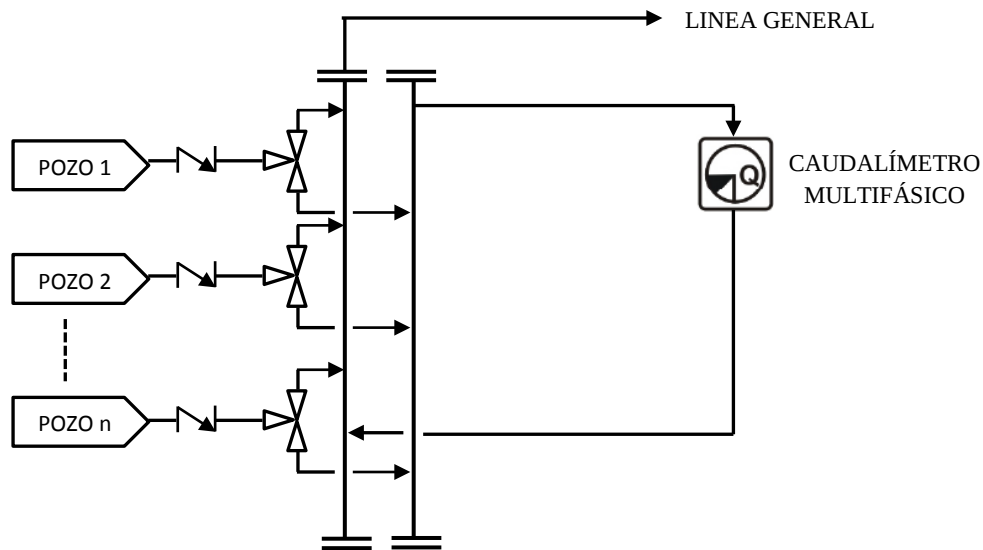


Figura 3. Layout proceso – medidor

Uno de los aspectos más beneficiosos de la tecnología de medición multifásica es la posibilidad de reducir la infraestructura de producción convencionalmente requerida para la prueba de pozos. **La ventaja se concentra en la reducción del tendido de cañerías así como la presencia de recipientes a presión.** Sin embargo, esto dependerá de las características de las instalaciones. Este impacto se visualiza mejor con el siguiente ejemplo básico.

1.3.1. Instalación en colector de campo

Como se esquematiza en la **figura 4**, en una instalación convencional con colectores de campo, se requiere de tendidos de cañerías de prueba desde los colectores hasta la facilidad de procesamiento para poder alinear los pozos a controlar a los sistemas de control instalados en las EPF (Early Production facilities).

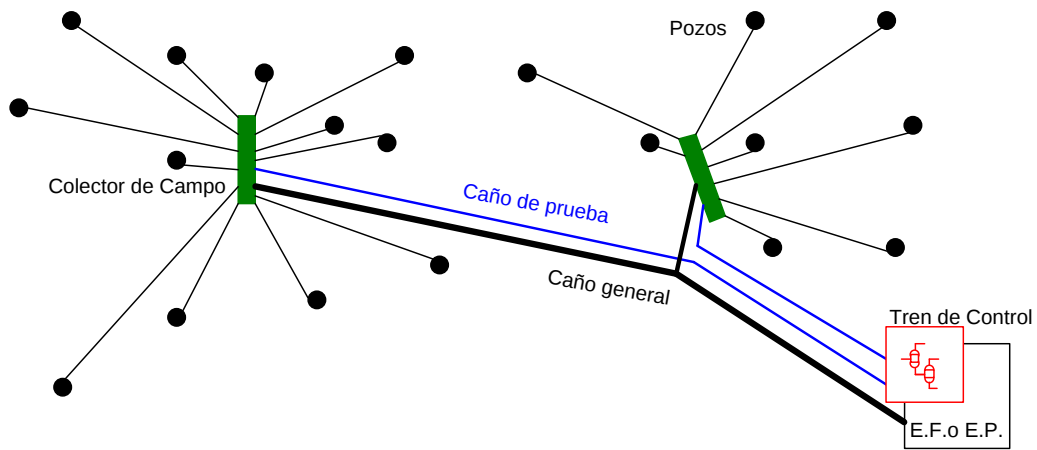


Figura 4. Instalaciones de Superficie Convencionales

Cuando se contempla la instalación de equipos de medición multifásica en los colectores de campo, no son necesarios las líneas de control ni los sistemas de separación de control en las EPF, como lo refleja la **figura 5**. Este esquema es similar al de los pozos concentrados en baterías, donde se puede colocar un medidor en cada una.

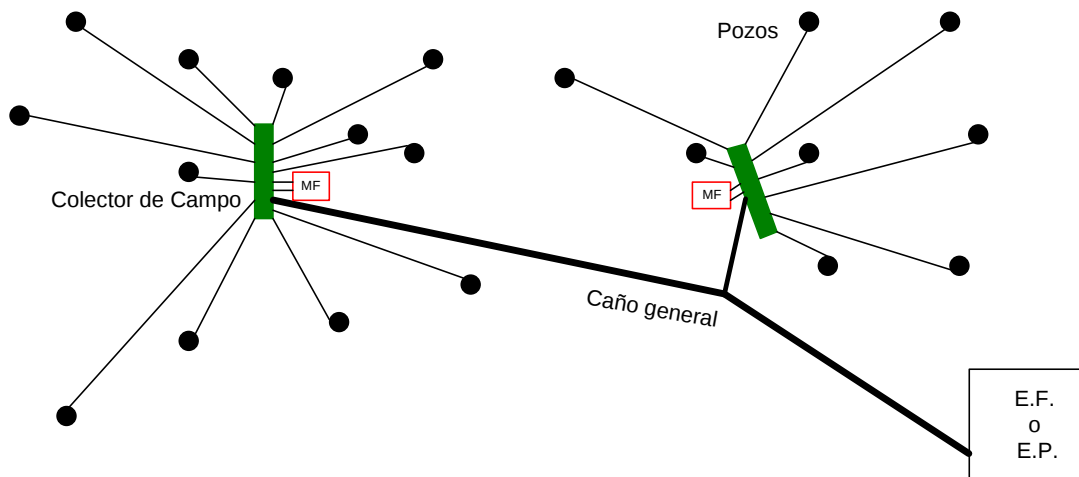


Figura 5. Colectores de Campo con medidores de flujo multifásico.

2. Piloto - Resumen

La tabla N°1 presenta un resumen de los datos asociados al piloto, donde fue evaluada la tecnología de medición multifásica.

TABLA N°1 - PILOTO MULTIFÁSICO - RESUMEN			
YACIMIENTO	INFORMACIÓN PILOTO	DETALLE	OBSERVACIÓN
NO CONVENCIONAL LOMA CAMPANA	DURACIÓN	2 meses	
	N° POZOS ENSAYADOS	25	
	N° DE CONTROLES REALIZADOS	57	
	HORAS NETAS DE ENSAYO	1.080 horas	
	PRESION DE OPERACIÓN COLECTOR	$10 \text{ kg/cm}^2 \leq P_c \leq 40 \text{ kg/cm}^2$	Rangos de presión para los cuales que fue evaluado el caudalímetro multifásico
	EMPRESAS PARTICIPANTES		EMPRESAS DE SERVICIO:

2.1. Mediciones Locación A – Pozo LLL-A45

Los pozos asociados a esta locación fueron enganchados en el mes de Agosto-2014, por lo que presentaron producciones estables en cuanto a las magnitudes medidas. Esta situación permitió evaluar la repetibilidad en las mediciones.

Las primeras mediciones realizadas sobre el pozo LLL-A45, fueron llevadas a cabo con una presión de colector de $33 \text{ kg/cm}^2 \leq P_c \leq 39 \text{ kg/cm}^2$.

Debido a cuestiones operativas, se reduce la presión de operación de la locación, llevando a operar el colector a presiones de entre $13 \text{ kg/cm}^2 \leq P_c \leq 14 \text{ kg/cm}^2$.

2.1.1. Pozo LLL-A45

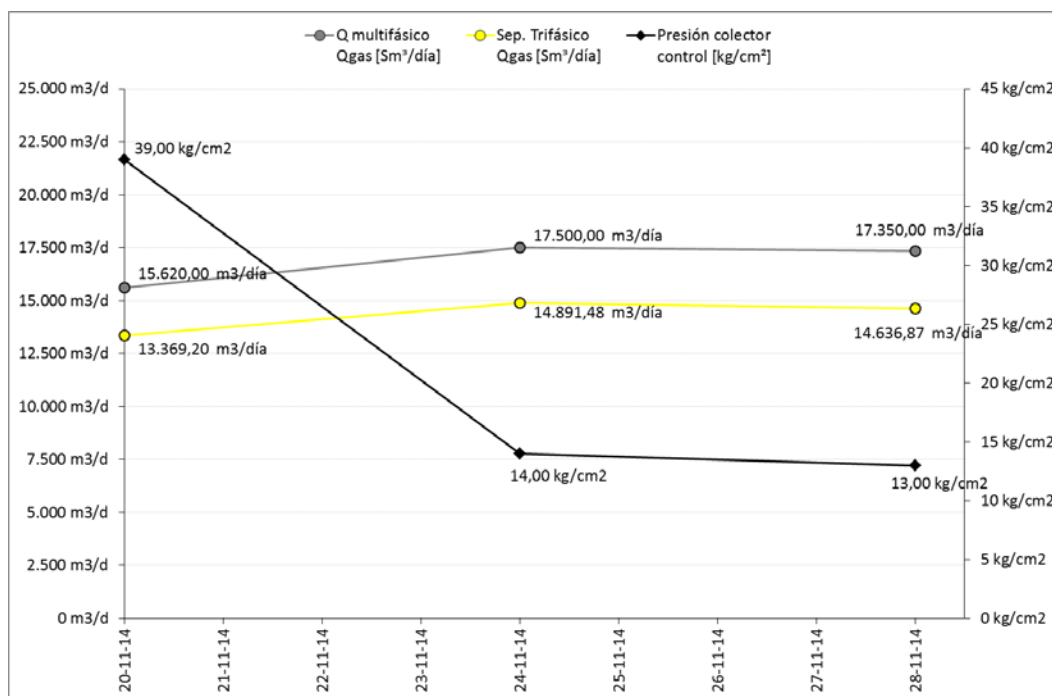


Gráfico 1. Control pozo LLL-A45 – medición de gas vs separador trifásico

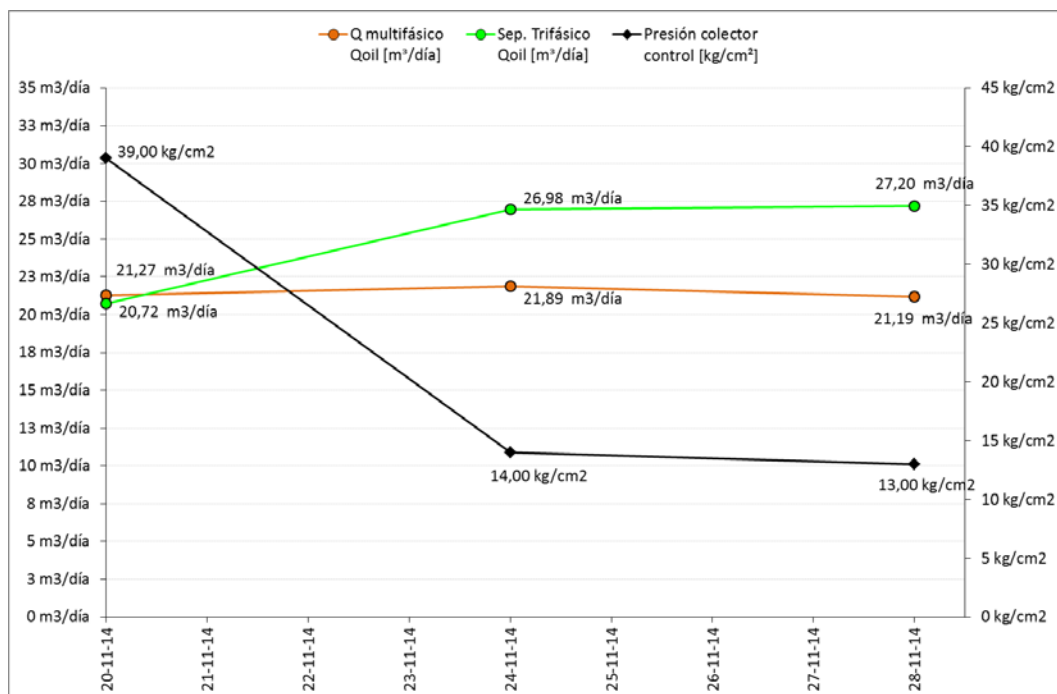


Gráfico 2. Control pozo LLL-A45 – medición de petróleo vs separador trifásico

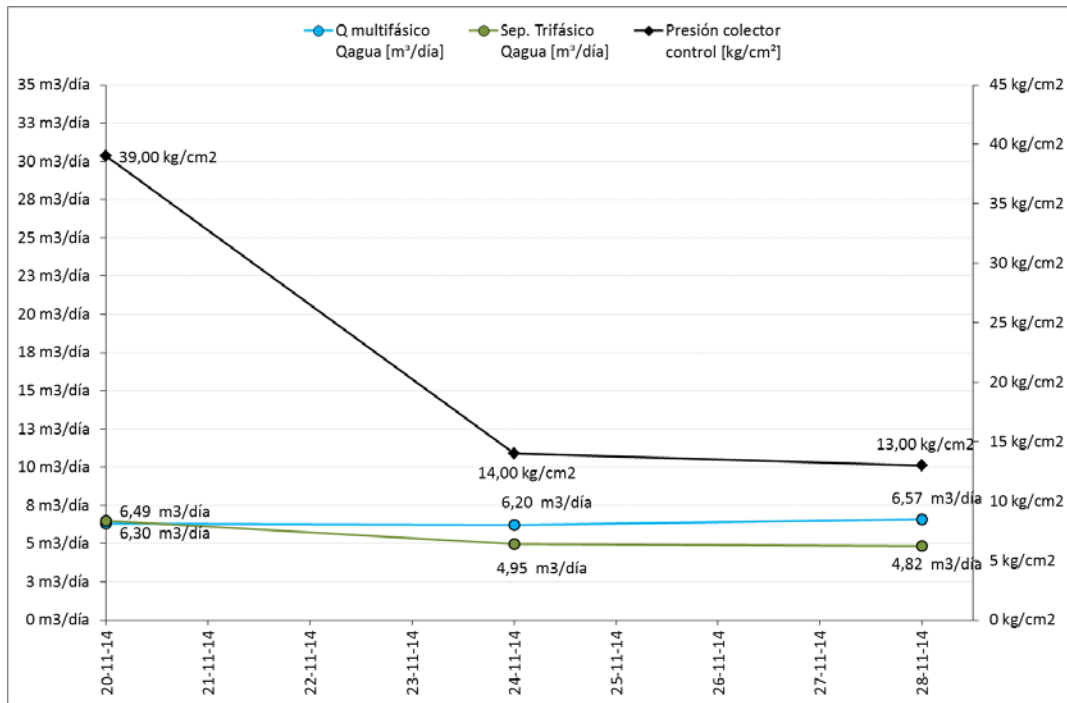


Gráfico 3. Control pozo LLL-A45 – medición de agua vs separador trifásico

2.1.1.1. Análisis mediciones Locación A – Pozo LLL-A45

2.1.1.1.1. Medición de gas

Todas las mediciones realizadas presentaron diferencias entre lo reportado por el caudalímetro multifásico vs el separador trifásico. Las magnitudes medidas por el caudalímetro fueron superiores en comparación con el sistemas de medición trifásico, con valores que variaron entre $473 \text{ Sm}^3/\text{día} \leq Q_{\text{gas}} \leq 3.593 \text{ Sm}^3/\text{día}$.

Si bien esta diferencia en la magnitud medida se dio en todos los controles, es importante destacar que ambos sistemas presentaron similares tendencias en la medición de gas, es decir, ante cambios en la producción, ambos sistemas acusaron esta variación.

Cabe destacar que sobre el software de esta tecnología se cargan los datos PVT de cada pozo o grupo de pozos a ensayar. Estos datos PVT muestran la presencia de un gas rico, a diferencia del gas empleado para la calibración del caudalímetro para la medición de esta corriente, el cual se realiza con gas seco (metano). Esto podría ser una de las causa en la diferencia de las mediciones entre sistemas.

2.1.1.1.2. Medición de petróleo

Es interesante analizar las mediciones que se obtuvieron de esta variable. Como se mencionó previamente, durante los controles realizados en esta locación, se produjo un cambio en la presión de colector, que llevó a realizar controles bajo diferentes condiciones de operación.

Las mediciones de petróleo entre el caudalímetro multifásico vs. separador trifásico presentaron diferencias que variaron entre $0,29 \text{ m}^3/\text{día} \leq Q_{\text{petróleo}} \leq 8,34 \text{ m}^3/\text{día}$.

A pesar de estas diferencias, el caudalímetro presentó repetibilidad de la variable medida, a diferencia del separador trifásico cuyas mediciones variaron ante el cambio en la presión de operación en colector, reportando un incremento en la producción de petróleo.

Considerando que la presión en cabeza de pozo varió entre $68 \text{ kg/cm}^2 \leq P_c \leq 203 \text{ kg/cm}^2$ (dependiendo de los pozos de la Locación), las mediciones no deberían haber presentado diferencias significativas en la producción de líquidos, pero si en la producción de gas, esperándose un incremento de la misma.

Para analizar el efecto sobre el caudal ante cambios en la presión de colector, debemos recurrir al término de flujo crítico.

2.1.1.1.2.1. Flujo Crítico – Análisis Nodal y los Estranguladores de Flujo

En los primeros años de la vida del pozo la tasa de equilibrio es por lo general alta y dejar al pozo abierto a la producción sin restricción alguna puede ser perjudicial tanto para el pozo como para el yacimiento. Entre las razones más importantes que justifican el mantenimiento de los niveles de producción dentro de ciertos límites mediante el uso del choke son:

- Seguridad, el choke permite un control seguro de las presiones de flujo
- Aprovechar eficientemente la energía natural del yacimiento
- Evitar problemas de producción, tales como arenamiento, entre otros
- Etc.

La selección de un choke involucra aspectos mecánicos, operacionales y económicos específicos de cada caso, sin embargo, la siguiente discusión se propone para la selección de un choke que suministre un caudal requerido para unas condiciones de flujo dadas o conocidas .

Comportamiento del choke

Cuando se coloca un choke ocurre una restauración de presión en el pozo; al disminuir el orificio del estrangulador, mayor será el incremento de presión en el fondo del pozo y menor será la tasa de producción.

La función principal del choke es disipar energía -presión - en una distancia muy corta. El diseño de un estrangulador aprovecha el régimen de flujo resultante de un disturbio de presión repentino en flujo continuo a través de un conducto circular. La **figura 6** presenta un esquema del carácter normal de flujo de un fluido que pasa a través de un choke fijo; en ella se describe el efecto

combinado de una restricción al flujo repentina, un tubo pequeño tipo orificio y una abertura abrupta.

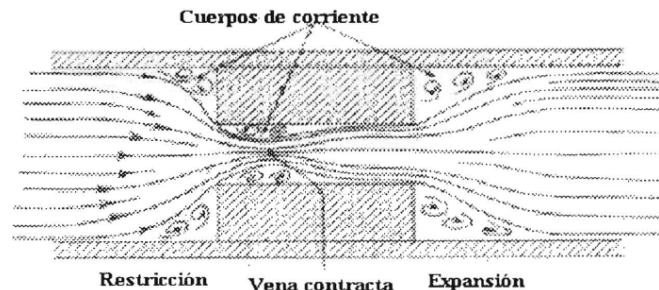


Figura 6. Fluido a través de un choke

Cuando el fluido se acerca al orificio y se aleja de la pared de la tubería forma un chorro de alta velocidad. El chorro converge hasta un mínimo llamado garganta o vena contracta y luego se expande hacia la pared del orificio o choke. A la salida la corriente se expande y retorna a una geometría similar a la existente antes del dispositivo. Las pérdidas de presión irreversibles que ocurren a través del choke se pueden resumir:

- Fricción a través del choke y en las zonas periféricas
- Turbulencia al ingresar y salir del choke
- Zonas de flujo muerto entre la vena contracta y las paredes de la tubería
- Expansión abrupta a la salida del choke

Una observación relevante sobre el flujo compresible a través de un choke es la existencia de un caudal máximo a través del choke para unas condiciones dadas a la entrada. Considérese, por ejemplo, el sistema de prueba esquematizado en **figura 7** en la cual un tanque contenedor descarga gas a una presión P_1 y este fluye a través de un orificio a un caudal controlado por una contrapresión, ejercida por una válvula, la cual se mantiene una presión constante P_2 .

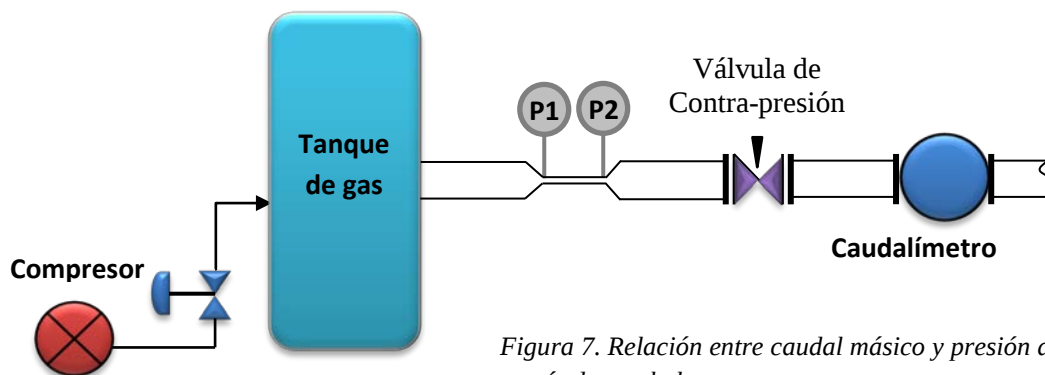


Figura 7. Relación entre caudal másico y presión de salida a través de un choke.

Al medir en forma continua la presión P_2 y el caudal másico con un caudalímetro, se puede desarrollar y conocer una relación entre estos cuyas características se esquematizan en la **figura 8**. A condiciones iniciales la válvula de control de caudal está cerrada, el caudal es cero, y la presión P_2 es igual a la presión P_1 . Al mantener P_1 constante, la válvula de control se abre gradualmente, y se produce una reducción de P_2 y un incremento en la rata de flujo. Con la disminución de P_2 el caudal gradualmente se eleva hasta alcanzar finalmente un valle, el cual representa a la rata de flujo máxima que puede pasar a través del choke para unas condiciones de presiones dadas a la entrada - upstream.

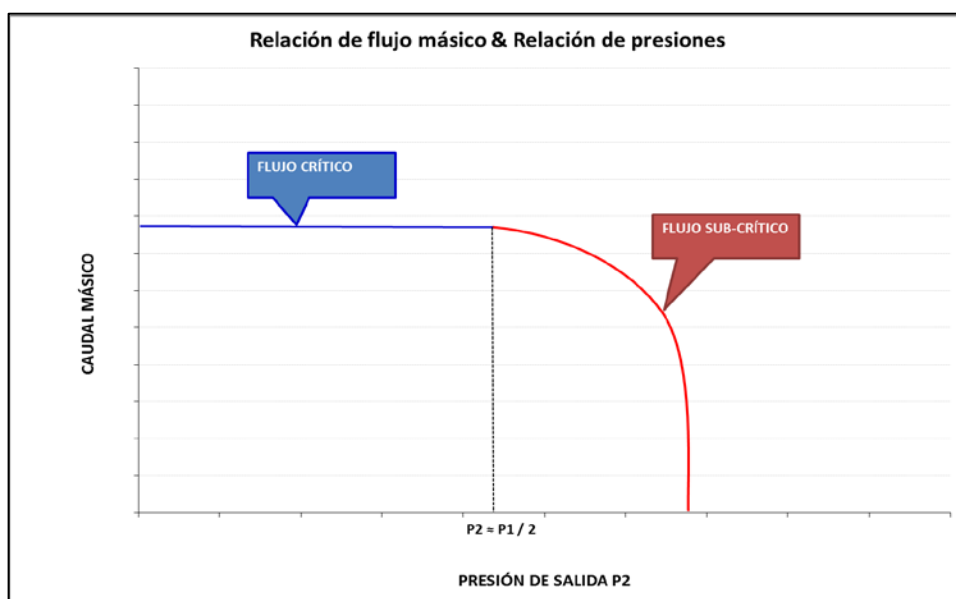


Figura 8. Relación de presión crítica

La relación de presión - R_c - entre P_2 y P_1 , al comienzo del valle es llamada la relación de presión crítica. Si P_2/P_1 es mayor que la relación crítica, entonces el flujo es sub-crítico. Si P_2/P_1 es menor o igual a la relación crítica, el flujo es crítico.

Para flujo de gas y una vez que se alcanza la relación de presión crítica, la velocidad en la vena contracta alcanza la velocidad del sonido y en este punto se establece que un disturbio de presión generado aguas abajo, después del choke, debe viajar a una velocidad mayor que la del sonido para manifestarse a la entrada del choke o upstream.

Ecuaciones analíticas para relaciones de presiones críticas pueden ser derivadas usando suposiciones como gas ideal, la existencia de no pérdidas de fricción y flujo adiabático. En general la relación R_c es alrededor de 0.5 y una buena norma práctica es que la presión a la entrada debe ser el doble de la presión a la salida para que condiciones de flujo crítico puedan existir.

Relaciones de presión crítica y condiciones de flujo crítico se observan para todos los tipos de flujo compresible, incluyendo flujo de mezclas gas-líquido. Para flujos líquidos incompresibles este fenómeno no se observa.

En 1949, Tangreen y otros ilustran el hecho que **cuando una mezcla compresible gas-líquido fluye a velocidad mayor que la crítica, el medio fluido no transmite cambios de presión en sentido contrario al flujo. Al colocar un choke, el cual se selecciona garantizando flujo crítico, este impide que variaciones de presión en líneas de superficie, corriente abajo, afecten la presión en el cabezal, la presión de fondo y por lo tanto el caudal de producción.**

2.1.1.1.3. Medición de agua

Las mediciones de producción de agua presentaron variaciones entre $0,19 \text{ m}^3/\text{día} \leq Q_{\text{agua}} \leq 1.87 \text{ m}^3/\text{día}$, comparando el caudalímetro vs el separador. Ambos sistemas mostraron estabilidad en la mediciones, sin embargo, nuevamente se nota la menor dispersión de los valores promedios finales medidos por la tecnología multifásica.

2.1.2. Conclusiones – Mediciones caudalímetro multifásico Locación A

El caudalímetro multifásico ha presentado repetibilidad en los controles realizados sobre los pozos de esta Locación, aún ante cambios en las condiciones de operación (presión de operación de colector).

Este indicador (repetibilidad), en forma conjunta con el volumen de datos obtenido y el número de ensayos realizados, indican una medición de producción confiable realizada por medio de esta tecnología.

2.2. Mediciones Locación B – Pozos LLL-B59

Esta Locación presentó pozos con sistema de extracción plunger lift y surgente. Debido a esto, se realizó el análisis de las mediciones comparando ambos sistemas de extracción por separado.

Las producciones (gas, petróleo y agua) asociadas a estos pozos son bajas, presentando valores estables en cuanto a las magnitudes medidas al momento de los ensayos, debido a que son pozos antiguos. Esta situación, de forma similar a lo realizado con el análisis de los datos de la Locación A, permitió evaluar la repetibilidad en las mediciones.

2.2.1. Pozo LLL-B59

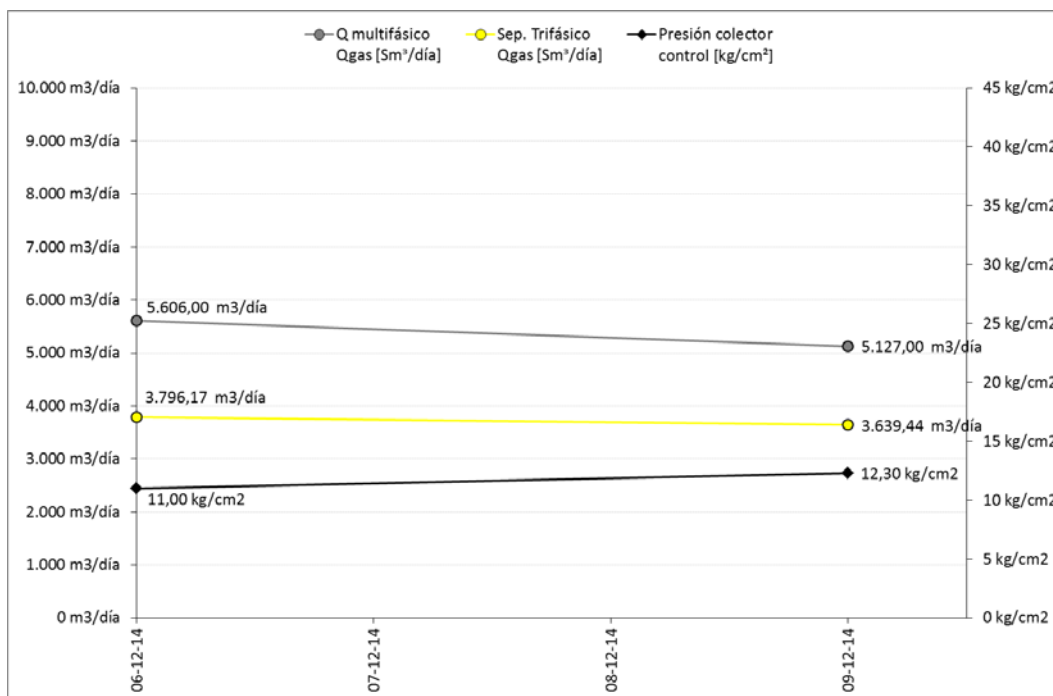


Gráfico 4. Control pozo LLL-B59 – medición de gas Q multifásico vs separador trifásico

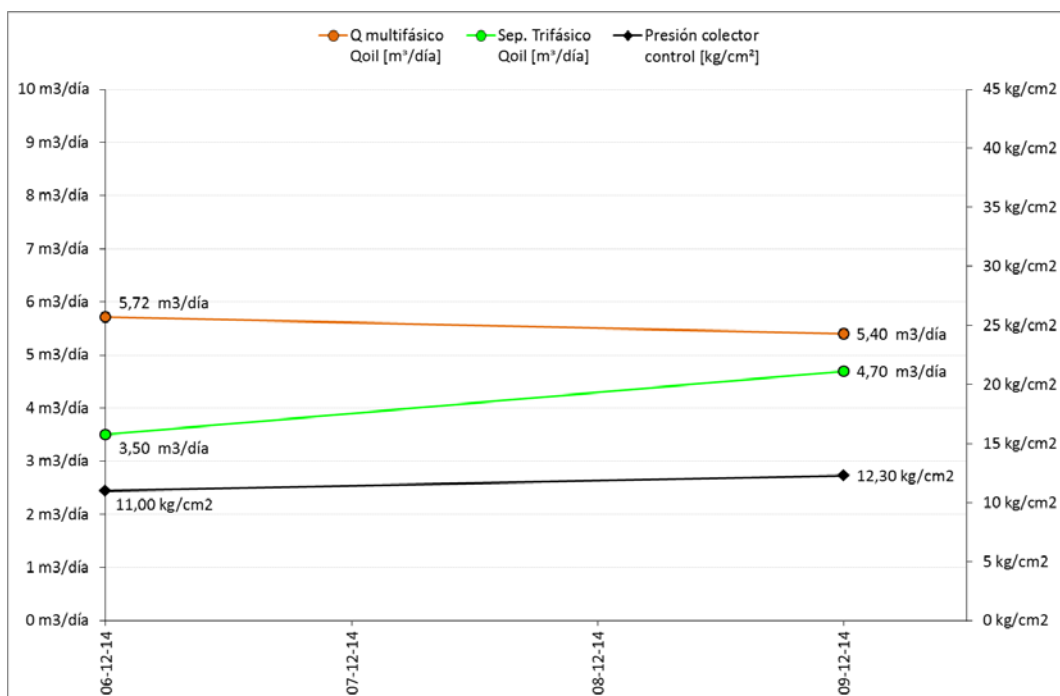


Gráfico 5. Control pozo LLL-B59 – medición de petróleo Q multifásico vs separador trifásico

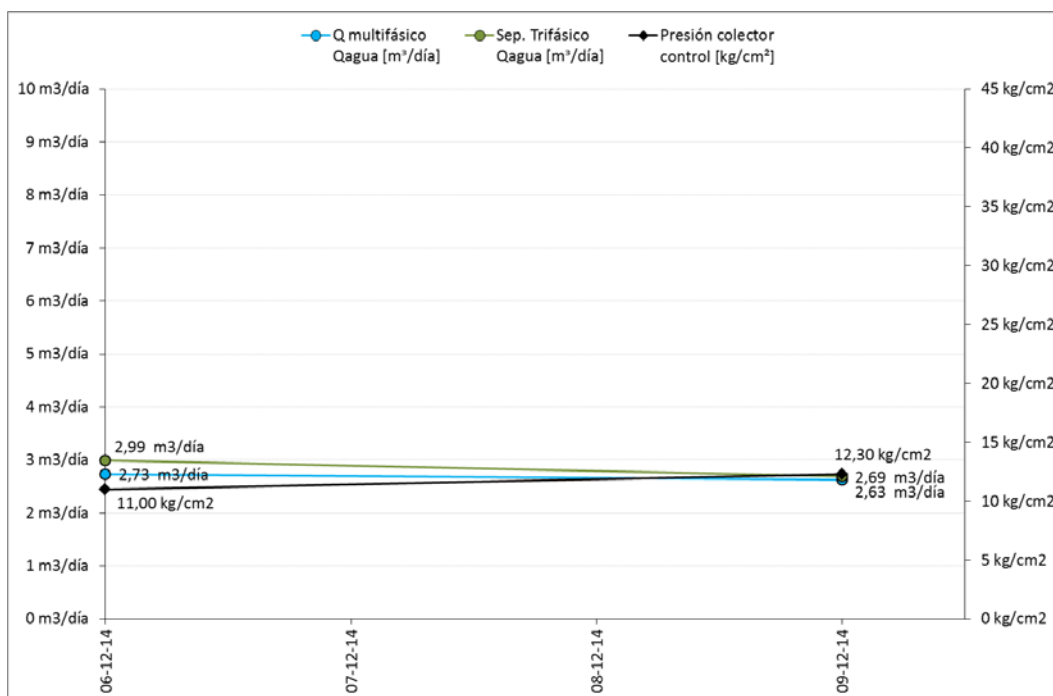


Gráfico 6. Control pozo LLL-B59 – medición de agua Q multifásico vs separador trifásico

2.2.1.1. Análisis mediciones Locación B – Pozos LLL-B59

2.2.1.1.1. Medición de gas

El pozo LLL-B59, con sistemas de extracción plunger lift, presentó diferencias en las mediciones entre el caudalímetro vs el separador trifásico. Las magnitudes medidas por el caudalímetro fueron superiores en comparación con el sistemas de medición trifásico, con valores que variaron entre $997 \text{ Sm}^3/\text{día} \leq Q_{\text{gas}} \leq 1.810 \text{ Sm}^3/\text{día}$.

Una de las causa de estas diferencias en la medición de gas se debió a fugas en las válvulas del colector y a la forma de operar el separador trifásico.

A modo descriptivo, en el **gráfico N°7** se detalla el control asociado al primer ensayo del pozo LLL-B59, en su medición de gas. Durante la etapa de cierre del pozo, se observa que el caudalímetro multifásico mide producción de gas, indicador esto de fugas por las válvulas de colector.

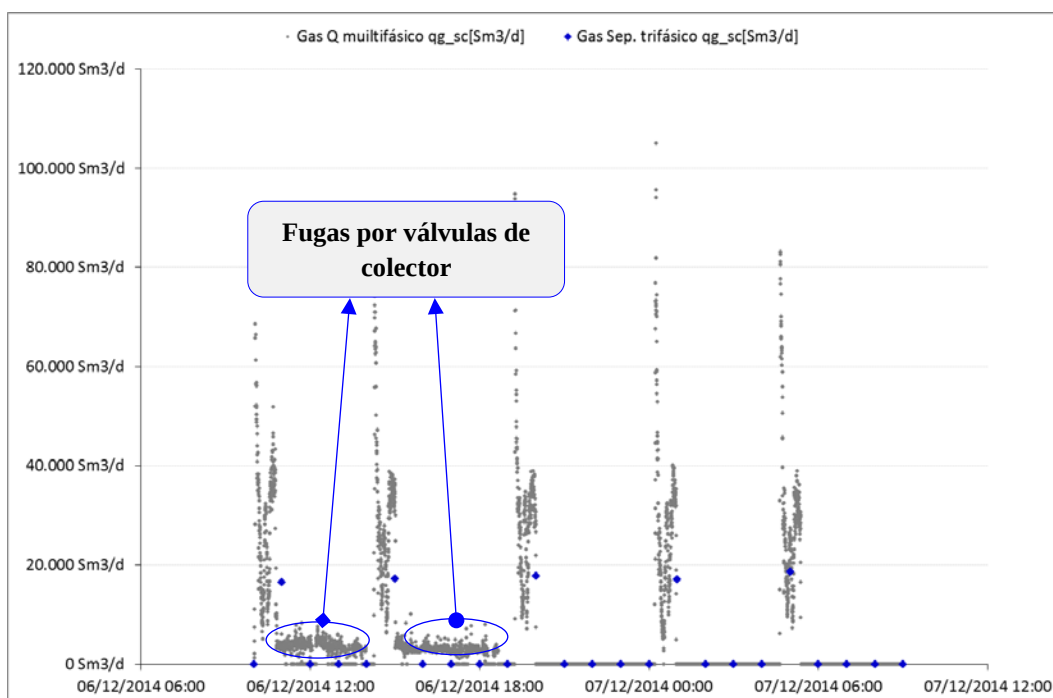


Gráfico 7. Control pozo LLL-B59 – Fugas de gas por válvulas de colector – medición Q multifásico

Debido a la despresurización del separador trifásico, producto de las fugas por las válvulas del colector, se debió modificar la forma de operar el mismo, manteniendo en by-pass el separador hasta la apertura del pozo, momento en el cual se hacía circular la producción y por lo tanto, efectuar la medición. Finalizado el ciclo de apertura del pozo, se colocaba nuevamente en by-pass.

A diferencia del separador trifásico, el caudalímetro multifásico realizó una medición continua, ya que no presentó el inconveniente de la despresurización. Esto provocó que midiera no solo la producción del pozo en control, sino que también producción parcial proveniente de los otros pozos que ingresaban a la línea de control por medio de las fugas en las válvulas del colector.

Como resultado de esto, la producción acumulada por el caudalímetro multifásico fue superior a la medida por el separador trifásico.

2.2.1.1.2. Medición de petróleo

Las mediciones de producción de petróleo entre el caudalímetro multifásico vs separador trifásico presentaron diferencias que variaron entre $0,70 \text{ m}^3/\text{día} \leq Q_{\text{petróleo}} \leq 2,21 \text{ m}^3/\text{día}$.

La causa de estas diferencias se debió a fugas en las válvulas del colector y a la forma de operar el separador trifásico.

A modo descriptivo, se detalla el control asociado al primer ensayo del pozo LLL-B59, en su medición de petróleo. Durante la etapa de cierre del pozo, se observa que el caudalímetro mide producción, indicador esto de pérdida en las válvulas del colector.

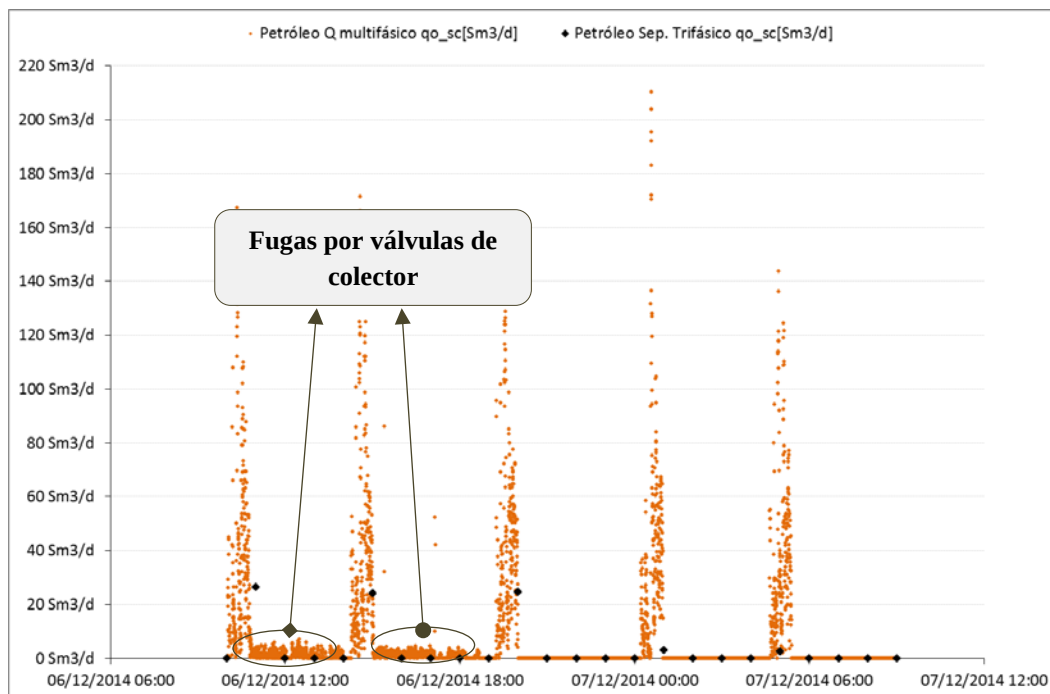


Gráfico 8. Control pozo LLL-B59 – Fugas de petróleo por válvulas de colector – medición Q multifásico

Como resultado, la producción acumulada por el caudalímetro multifásico fue superior a la medida por el separador trifásico.

2.2.1.1.3. Medición de agua

Las mediciones de producción de agua entre el caudalímetro vs separador trifásico presentaron diferencias que variaron entre $0,02 \text{ m}^3/\text{día} \leq Q_{\text{agua}} \leq 0,28 \text{ m}^3/\text{día}$.

La causa de estas diferencias (análisis similar al caso de petróleo y que también aplica al caso de gas) se debió a fugas en las válvulas del colector y a la forma de operar el separador trifásico.

A modo descriptivo, se detalla el control asociado al primer ensayo del pozo LLL-B59, en su medición de agua. Durante la etapa de cierre del pozo, se observa que el caudalímetro mide producción de agua, indicador esto de pérdida en las válvulas de colector.

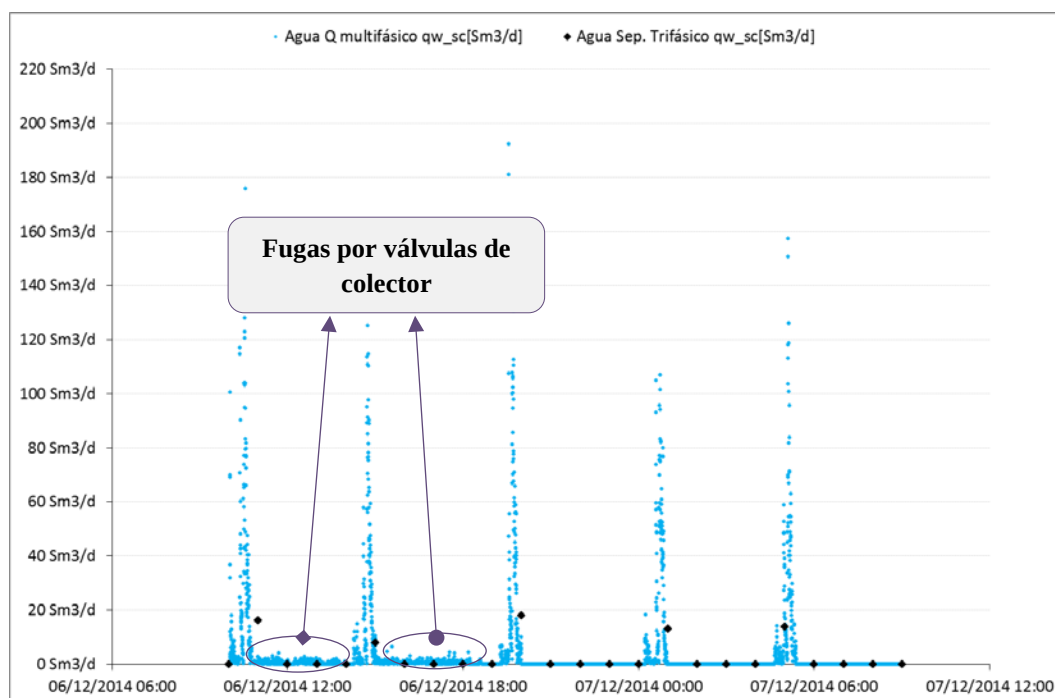


Gráfico 9. Control pozo LLL-B59 – Fugas de agua por válvulas de colector – medición Q multifásico

Como resultado de esto, la producción acumulada de agua por el caudalímetro multifásico fue superior a la medida por el separador trifásico.

2.2.2. Conclusiones – Mediciones caudalímetro multifásico Locación B

El caudalímetro multifásico ha presentado repetibilidad en los controles realizados sobre los pozos de la Locación B.

Por medio de la tecnología multifásica, fue posible identificar pérdidas o fugas por las válvulas del colector.

Esta tecnología permite realizar controles en forma continua sobre pozos con sistemas de extracción plunger lift, ya que de existir problemas de fugas en válvulas de colector, no se ve afectado por variaciones de presión en su operación.

Por medio del indicador de repetibilidad, en forma conjunta con el volumen de datos obtenido y el número de ensayos realizados, indican una medición de producción confiable por medio de esta tecnología.

2.3. Mediciones Locación C – Pozo LLL-C30

Los pozos correspondientes a esta Locación fueron controlados desde sus respectivos comienzos de producción, ya que los mismos se engancharon secuencialmente durante el mes de Enero-2015, estando los sistemas de medición en Locación.

Con el objetivo de evaluar las tendencias en las primeras horas/días de producción, se incrementó la frecuencia de los controles en esta Locación, con tiempos de ensayos que variaron entre 5,3 horas $\leq$ $T_{\text{control}} \leq$ 46,41 horas.

Al ser pozos nuevos presentaron producciones muy variables entre controles (comportamiento natural en esta etapa de producción), en cuanto a las magnitudes medidas. Esta situación no permitió evaluar la repetibilidad en las mediciones de los controles realizados.

2.3.1. Pozo LLL-C30

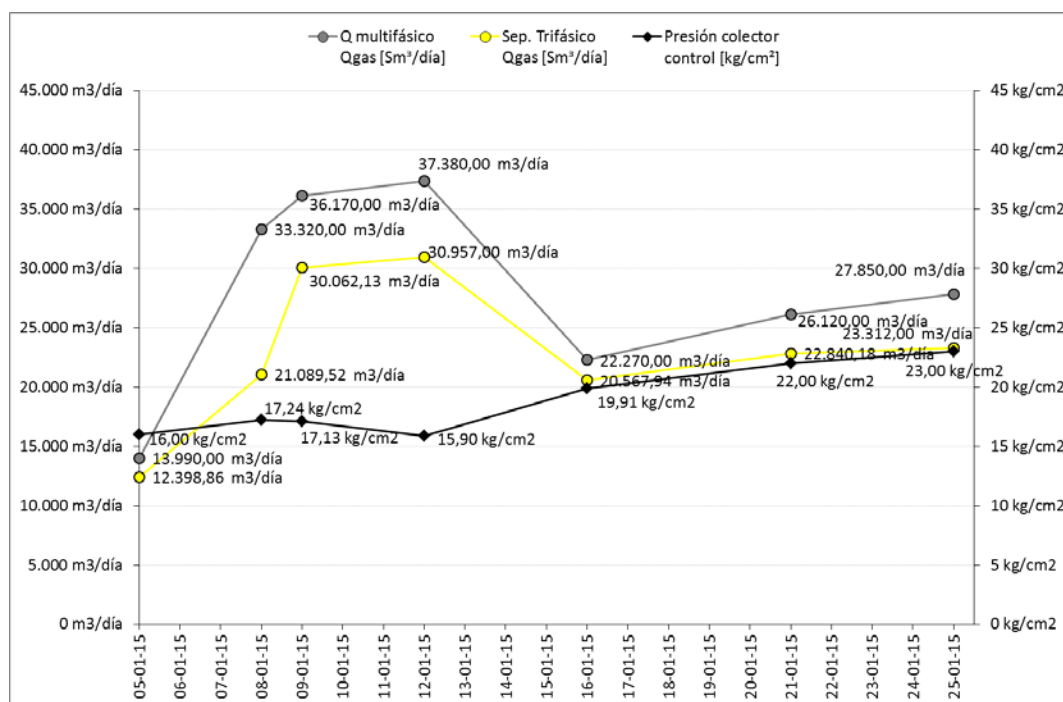


Gráfico 10. Control pozo LLL-C30 – medición de gas Q multifásico vs separador trifásico

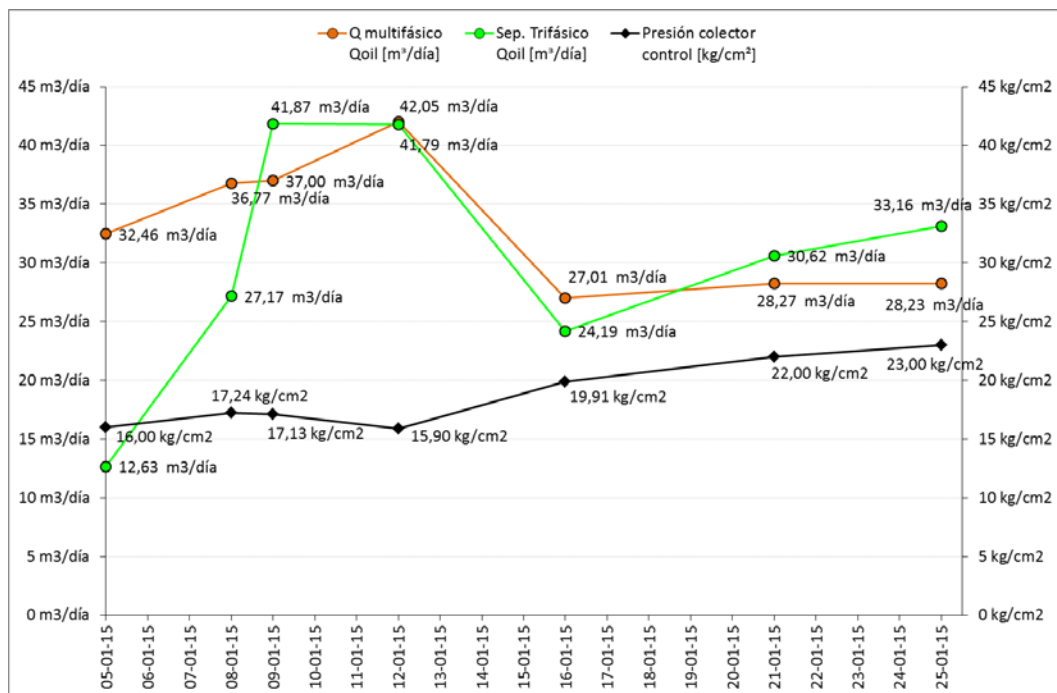


Gráfico 11. Control pozo LLL-C30 – medición de petróleo Q multifásico vs separador trifásico

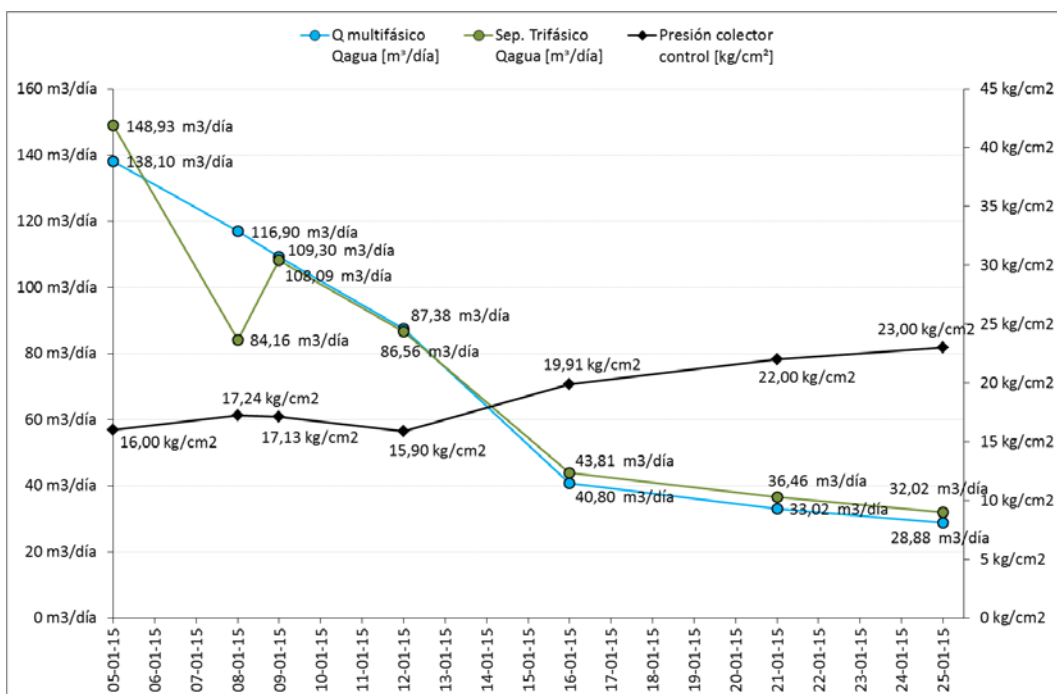


Gráfico 12. Control pozo LLL-C30 – medición de agua Q multifásico vs separador trifásico

2.3.1.1.1. Análisis medición Locación C – Pozo LLL-C30

Durante el período en que se ensayó el caudalímetro, este pozo sufrió dos cierres. Estos eventos se vieron reflejados en las mediciones, como se detalla en los siguientes análisis.

2.3.1.1.1.1. Medición de gas

Al igual que en los ensayos realizados en las Locaciones anteriores, el caudalímetro multifásico presentó mediciones superiores de gas vs el separador trifásico.

Se pudo identificar una ventaja de esta tecnología vs los separadores trifásicos, la cual radica en que el pozo puede comenzar a ser controlado de forma temprana (siempre que las condiciones en la calidad de la fase líquida lo permita, es decir, que no haya presencia de arena ni residuos de la fractura) ya que, a diferencia del separador trifásico que requiere gas del pozo para presurizarse y operar, la tecnología multifásica es independiente de esta condición.

2.3.1.1.1.2. Medición de petróleo

Se observó que el separador trifásico presentó problemas operativos como consecuencia de los elevados volúmenes de producción bruta de líquido, debido al agua de flowback empleada para fracturar.

Esto afectó principalmente las primeras mediciones realizadas sobre el pozo. En la **gráfica N°13**, se detallan los siete controles realizados en su medición de petróleo.

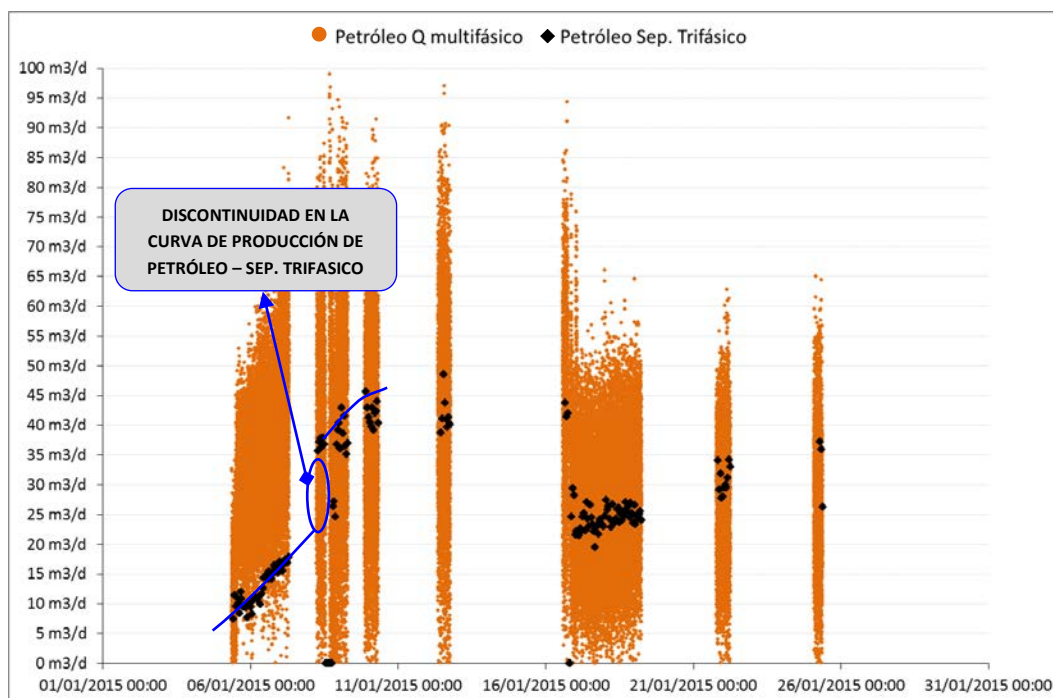


Gráfico 13. Control pozo LLL-C30 – medición de petróleo Q multifásico vs separador trifásico

Comparando la primera medición entre el caudalímetro vs el separador, se observa una notable diferencia entre la magnitud medida.

Sobre el gráfico se incluyó una curva de tendencia (color azul) entre la primera y segunda medición realizada por el separador trifásico, en la cual se puede observar un “salto” o quiebre de la misma entre ambos controles, indicativo de la inconsistencia del dato medido por separador.

El caudalímetro multifásico presentó mediciones consistentes, presentando una tendencia “suave” de la curva de producción de petróleo.

2.3.1.1.1.3. Medición de agua

En el **gráfico N°14** se pueden observar los datos comparativos del caudalímetro vs separador trifásico de los siete controles realizados sobre el pozo LLL-C30.

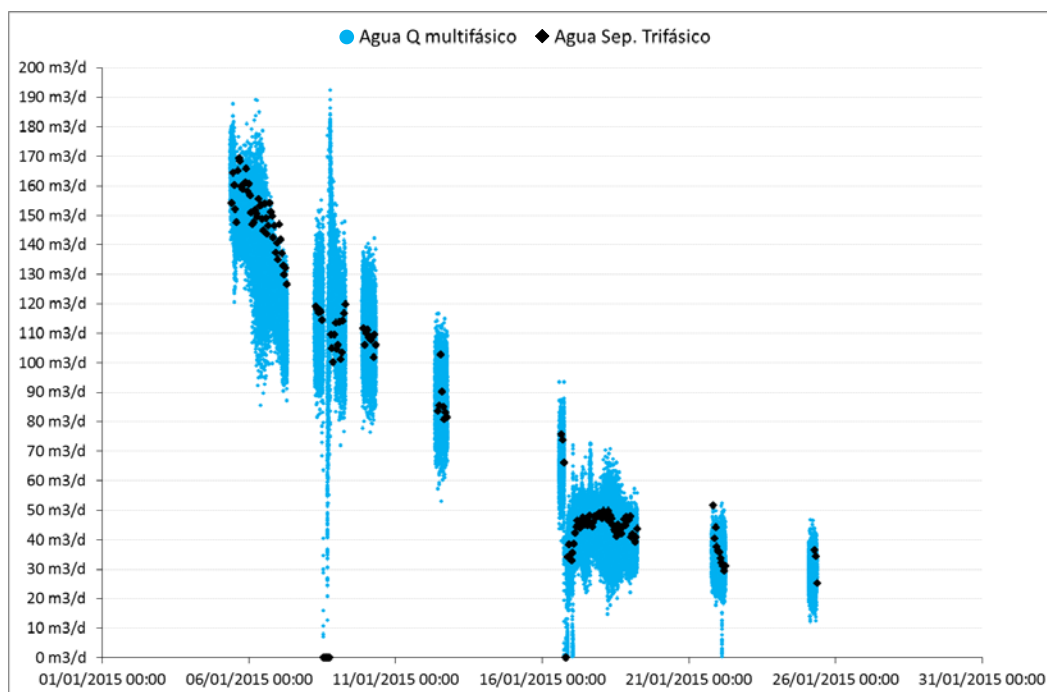


Gráfico 14. Control pozo LLL-C30 – medición de agua Q multifásico vs separador trifásico

El caudalímetro multifásico presentó mediciones consistentes, presentando una tendencia “suave” de la curva de producción de agua.

2.3.2. Conclusiones – Mediciones caudalímetro multifásico Pozo LLL-C30

El caudalímetro multifásico demostró consistencia en los datos de medidos, no presentado problemas operativos por variaciones de producción.

Debido a que cambios en la densidad de los fluidos afectan la medición del caudalímetro, fue requerido durante los controles, el muestreo en línea permanente con el objetivo de verificar cambios en la densidad de los fluidos, tanto de petróleo como del agua, principalmente de ésta última, debido a los cambios en la salinidad. El objetivo de esta actividad es, de requerirse, realizar ajustes sobre los valores referenciados inicialmente de densidad sobre el equipo.

Conclusiones

El caudalímetro multifásico realizó mediciones confiables, presentando consistencia y repetibilidad en los datos obtenidos de los controles.

La performance no se ve afectada por cambios en las condiciones del proceso, como variaciones de presión en colector.

Esta tecnología permite identificar pérdidas en válvulas de colector gracias a la elevada frecuencia de muestreo y medición en tiempo real. Esto pudo observarse en los controles realizados sobre los pozos con sistema de extracción plunger lift.

Las mediciones de gas realizadas por esta tecnología presentaron magnitudes superiores en comparación con las obtenidas por medio del separador trifásico. Si bien esta diferencia se dio en todos los controles, es importante destacar que ambos sistemas presentaron similares tendencias ante variaciones en la producción gas.

Cabe destacar que sobre el software de esta tecnología, se cargan los datos PVT de cada pozo o grupo de pozos a ensayar. Estos datos PVT muestran la presencia de un gas rico, a diferencia del gas empleado para la calibración del caudalímetro de gas, el cual se realiza con gas seco (metano). Esto podría ser una de las causas en la diferencia de las mediciones entre sistemas.

Para pozos nuevos (enganchados), **es altamente recomendable el uso de la tecnología multifásica**, debido a que no requiere la presencia de gas para comenzar a medir permitiendo que el pozo pueda ser controlado de forma temprana, ya que a diferencia del separador trifásico el cual requiere gas del pozo para ser presurizado y operar, la tecnología multifásica es independiente de esta condición.

Esta tecnología no se ve afectada por variaciones en los volúmenes de producción. Esta situación se presenta durante la primera etapa de producción de un pozo, donde el volumen de agua de flowback es considerable. Esta condición de producción afectó la operación del separador trifásico.

Si bien el caudalímetro multifásico está diseñado para operar a presiones superiores a 20 kg/cm² (donde el fabricante asegura un error determinado), uno de los objetivos del piloto fue evaluar la performance del mismo a presiones de operación que variaran entre $10 \text{ kg/cm}^2 \leq P_{\text{operación}} \leq 20 \text{ kg/cm}^2$ (a mayor incertidumbre en la medición). Los resultados obtenidos, han demostrado que esta tecnología presenta una respuesta satisfactoria para esta condición de operación.

Definiciones

Corte de agua, flujo volumétrico de agua en relación al flujo volumétrico total de líquido (petróleo + agua), ambos a condiciones normales de presión y temperatura.

Densidad, la densidad de una cantidad de una sustancia homogénea es la relación de su masa con respecto a su volumen. La densidad varía de acuerdo con el cambio de temperatura y por eso se expresa generalmente como la masa por unidad de volumen a una temperatura específica.

Error de medición absoluto, la discrepancia entre el valor de la medición y el valor real de la cantidad de la variable medida.

Error de medición relativo, el cociente entre el error absoluto y el valor de la cantidad medida. Esta fracción multiplicada por 100 da como resultado el porcentaje del error relativo.

Error total, el error total del instrumento de medición bajo determinadas condiciones de uso.

Exactitud, la cualidad que caracteriza la habilidad de un instrumento de medición para dar indicaciones equivalentes al valor real de la cantidad medida.

Flujo másico, la masa de fluido fluyendo a través de una sección transversal de la cañería por unidad de tiempo.

Flujo multifásico, dos o más fases de fluido fluyendo simultáneamente a través de una cañería. En el presente estudio, se analiza el caso particular de flujos de petróleo, gas y agua.

Incertidumbre de medición, la parte de la expresión final del resultado de la medición que establece el rango de valores dentro del cual el valor real puede diferir del valor medido.

Medidor multifásico, dispositivo para la medición de los flujos individuales y fracciones de composición de crudo, gas y agua en un flujo multifásico.

Modelo PVT, son modelos basados en algoritmos matemáticos que permiten describir el comportamiento de factores característicos y definitorios del fluido que dependen del cambio de presión, temperatura y volumen, entre ellos se tiene: Factor volumétrico, Viscosidad, Solubilidad. Estos algoritmos, conocidos como "Correlaciones PVT" se elaboran en función de los resultados de pruebas PVT realizadas a los fluidos del yacimiento.

Relación Gas – Petróleo (RGP), el flujo volumétrico de gas, relativo al flujo volumétrico de petróleo, ambos a condiciones normales de presión y temperatura. En inglés se conoce como Gas – Oil Ratio (GOR).

Repetibilidad, una expresión cuantitativa de la cercanía entre los resultados de sucesivas mediciones del mismo valor de la misma cantidad, realizadas bajo el mismo método, por el mismo observador, con el mismo instrumento de medición, el mismo lugar y en intervalos de tiempo relativamente cortos.

Reproductibilidad, una expresión cuantitativa de la cercanía entre los resultados de sucesivas mediciones del mismo valor de la misma cantidad, pero realizadas bajo diferentes condiciones.

Separador de Control, equipo de procesamiento de fluido cuya función es separar las fases gas – líquido para efectuar la medición individual de cada una de ellas y determinar la tasa de producción de petróleo, gas y agua de los pozos.

Tanque de medición, recipiente atmosférico calibrado usado en algunos campos de explotación para la medición de los volúmenes de líquidos producidos por uno o varios pozos. Normalmente recibe la descarga de líquidos proveniente del separador de control.

Bibliografía

- MPFM Handbook Revision2 2005 (ISBN-82-91341-89-3)
- API RP 86 - API Recommended Practice for Measurement of Multiphase Flow
- API MPMS 1 - Manual de Estándares de Medición de Petróleo Capítulo 1 – Vocabulario
- API PUBL 2566 State of the Art Multiphase flow Metering
- Análisis Nodal y el Flujo en un Sistema de Producción. Marco Ruiz Serna - Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín - Facultad de Minas Departamento de recursos minerales. Unidad de petróleos y gas natural.
- Tangreen R. et all.: "Compressibility Effects in Two-Phase Flow". 1. of Applied Physics, Vol. 20. Jul. 1949.

Autores

- **Autor I:** Reynaldo Martín Romero
- **Título y lugar de estudio:** Ingeniero Electrónico, Universidad Nacional de Mar del Plata
- **Diferentes empresas en las que hizo su carrera:** Y-TEC YPF Tecnología (actual), YPF SA (2004 a 2013)
- **Cargo actual en la empresa:** Líder de Programa Medición y Monitoreo Remoto

- **Autor II:** Joaquín Vicente Ramírez
- **Título y lugar de estudio:** Ingeniero de Reservorio, Universidad Central de Venezuela
- **Diferentes empresas en las que hizo su carrera:** Y-TEC YPF Tecnología (actual), YPF SA, PDVSA, Pemex, Maxus
- **Cargo actual en la empresa:** Product Champion área No Convencionales

- **Autor III:** Sebastián Pérez
- **Título y lugar de estudio:** Ingeniero Mecánico Electricista, Universidad Nacional de Córdoba
- **Diferentes empresas en las que hizo su carrera:** YPF S.A. (actual), Schlumberger (2002 – 2015)
- **Cargo actual en la empresa:** Ingeniero Especialista de Mediciones