

EXPERIENCIA DE CAMPO EN ENSAYOS DE POZOS DE GAS: Los beneficios de la Tecnología Vx de 0 al 100% de GVF

Nadège Hopman¹, Sebastian Perez¹, Dr Bruno Pinguet¹, Paul Guièze¹, Stanislas Vandenberg², Alain-Michel Bourgeois²

¹Schlumberger WCP, ²TOTAL Austral

Sinopsis

En este documento se trata ampliamente la aplicación de medidores de flujo multifasicos para la petrolera TOTAL AUSTRAL bajo el excelente proyecto desarrollado en la Argentina a finales del año 2004 y durante todo el año 2005.

Se discuten los rangos de aplicación de los medidores de flujo multifasicos para las operaciones de campo, donde se analiza en detalle los beneficios de la tecnología Vx*, que en la actualidad es capaz, con el mismo hardware (Ej. : un solo medidor) medir, pozos de petróleo, gas y gas de condensación desde 0 a 100% de GVF con incertidumbres cuantificables.

Se desarrollan temas de aplicaciones para la realización de ensayos en pozos de gas, de condensado y en pozos de petróleo, siempre utilizando una sola herramienta.

Se analiza especialmente la exactitud del caudal de líquido con respecto al separador y se proporcionarán algunas interpretaciones de reservorio.

Durante todo el documento se desarrollan las diferentes etapas de los ensayos pasando por los periodos de limpieza y flujo para que finalmente, se planteen las conclusiones & las bondades de la tecnología multifasica Vx* y los beneficios agregados para el cliente

INTRODUCCION

Los medidores de flujo multifasicos para las operaciones de campo hoy en día cuentan con una amplia aceptación especialmente en prácticas para los rangos de fracción volumétrica de gas “Gas Volume Fraction” (GVF) desde 0 al 85%. Algunas empresas del gas y del petróleo todavía albergan dudas sobre el rendimiento de este tipo de dispositivo especialmente en casos de GVF Alto (92-96%) o Muy alto (96-98%). Los usuarios generalmente colocan un corte en el rango de GVF de 85-92% siguiendo el tipo de tecnología. En algunos casos este criterio se basa en experiencia pasada o en casos especiales, que pueden no reflejar la condición de los desarrollos recientes. Existe una división comúnmente aceptada dentro de la comunidad de multifasicos en cuanto a la designación de los mismos como Medidor de flujo multifasico y Medidor de gas húmedo.

Repasaremos los beneficios de la tecnología Vx*, que en la actualidad es capaz, con el mismo hardware (ej: un solo medidor) medir, pozos de petróleo, gas y gas de condensación desde 0 a 100% de GVF con incertidumbres cuantificables. El último desafío ha sido el desarrollo de una solución mejorada para Ensayos de pozos gasíferos multifasicos. Mediante un modelo de computación propio basado en los principios físicos denominados como Modo de gas “Gas Mode”, actualmente es posible realizar ensayos tanto en pozos de gas, de gas de condensación y en pozos de petróleo con una sola herramienta. Este avance significativo fue logrado por el equipo de investigación de Schlumberger a partir de la revisión fundamental del modelo original de interpretación de petróleo Vx*.

Desde el punto de vista de la medición, regímenes de surgencia precisos a través de los servicios de caracterización de fluido proporcionan mediciones sólidas y directas de la Relación agua-líquido (WLR) y de la Relación gas-condensado (GCR). La cuestión sobre los requisitos de separación o los flujos en forma de tapón, espuma y bruma ya no existe.

Una campaña de ensayo de pozo realizada en Argentina ilustra los beneficios de los ensayos de pozo multifasicos en pozos gasíferos de alta producción. En 2005, se llevaron a cabo exitosamente una serie de limpiezas y ensayos en medios gasíferos utilizando la Tecnología Vx* en “Gas Mode”. Estos resultados excepcionales con respecto al separador de ensayo convencional se presentarán con una diferencia máxima de 2-3% para la proporción de gas en condiciones estándar. Se hará especial hincapié en la exactitud del caudal de líquido con respecto al separador y se proporcionarán algunas interpretaciones de reservorio. Otras afirmaciones serán explicadas en el artículo escrito.

Situación y desafío

El desarrollo de los campos gasíferos Carina-Aries es un proyecto iniciado en 1981 cuando estos reservorios fueron descubiertos respectivamente a 80km y 30km mar adentro en Tierra del Fuego, Argentina. Total y sus socios determinaron que la tecnología Vx* podría ayudar a optimizar el tiempo de equipo de perforación mientras se medía el caudal durante la limpieza / ensayo de pozo en los campos Carina- Aries (Fig.1).



Figura 1: Ubicación de los campos Carina & Aries

La permeabilidad de esos campos de areniscas varía desde 100mD a 1D con una porosidad mayor al 25%. Los pozos se terminan con un Relleno de grava para pozo abierto horizontal “Horizontal Open Hole Gravel Pack” y una completación monobore de 9”5/8. En el campo Aries, se realizaron tareas de acidificación y se utilizó nitrógeno para elevar la salmuera de la terminación: el acceso a los volúmenes de los líquidos inyectados recuperados era la información crítica necesaria para estimar la cantidad de líquido perdido en estos reservorios con tan alta permeabilidad.

El objetivo de los ensayos de pozo era realizar la limpieza con éxito sin dañar la terminación o la zona cercana al wellbore, permitiendo que el estado de tensión de la formación y el empaquetamiento de grava se estabilizaran. Para alcanzar este objetivo, la estrategia de limpieza se enfocó en minimizar la caída de presión en cada flujo, para lo cual se requirió el monitoreo constante del caudal y la medición de la presión en el fondo de pozo. Luego se estimó la pérdida de presión en la cara de la formación para cada etapa del caudal.

Total Austral tomó la delantera como una de las primeras empresas en utilizar la tecnología V_x^* con un nuevo modelo de interpretación especializado para los pozos de gas y gas condensado llamado “Gas Mode”. Años de investigación y desarrollo del concepto V_x^* han hecho posible que

Schlumberger y Framo Engineering estén en condiciones de proponer una nueva solución de medición para cualquier tipo de pozo, a través de la selección de modelos de computación para Petróleo o Gas. El nuevo desarrollo para ensayos de pozos gasíferos multifasicos brinda las ventajas y beneficios de la muy conocida tecnología Vx*, tales como: confiabilidad, respuesta dinámica, capacidades de post-procesamiento y especialización.

Se utilizó un PhaseTester Vx 52 (que corresponde a la herramienta de rango medio) para medir el gran caudal de gas que se esperaba durante la limpieza (limitado a 1.5 MM m³/d para cada reservorio para garantizar niveles aceptables de radiación de calor y proteger los equipos de superficie). Como parte del plan de ensayo de campoy a fin de comparar resultados, se instaló aguas abajo del medidor multifasico, un conjunto completo para ensayo de pozo convencional que consistía en un separador 1440psi, un tanque de medicion y un calentador (fig. 2).

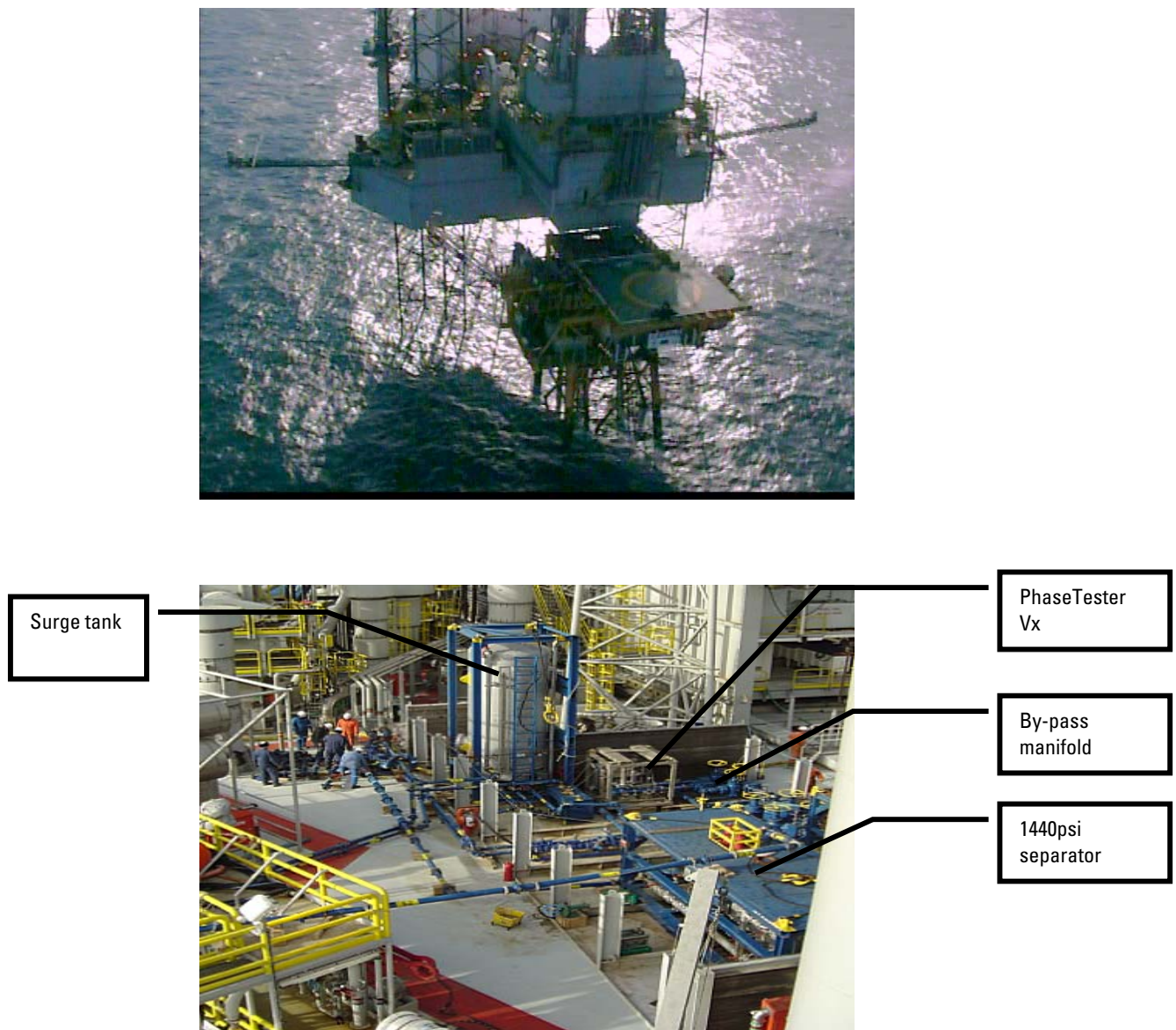


Figura 2: Foto del montaje de equipo convencional y el PhaseTester Vx.

La Figura 2 brinda una vista general del equipo de perforación GSF Constellation 2 y el área de ensayo de pozo se presenta con el separador, el tanque de medicion y el PhaseTester Vx. El espacio de cubierta utilizado, y por lo tanto, la logística y los cabría levantamientos de los equipos

para ensayos de pozo convencionales versus la solución multifásica (que no requiere del uso del separador y el equipo de seguridad asociado) puede inferirse. El tiempo, costo y espacio que se ahorra a bordo (aplicación offshore) incluyendo el tiempo de equipo de perforación, se cuentan entre los beneficios inmediatos para el cliente. Desde el punto de vista de QHSE, la seguridad de la instalación y operación en estos medios de alta presión, alta temperatura y altos índices de flujo se mejora enormemente. Además, la posibilidad de utilizar este medidor en condiciones de trabajo a mayor nivel (presión, temperatura) permiten el flujo del pozo en condiciones más parecidas a las de la futura producción.

DESARROLLO

1 Los resultados de la limpieza

El presente artículo se concentrará en el campo Aries-1, el cual fue el campo que presentó el mayor desafío, debido al hecho de que en él se realizaron ensayos separadamente o de manera conjunta en dos estructuras de areniscas, Hidra y Argo. Hidra es el nombre de las arenas inferiores y Argo el de las superiores. El ensayo de pozo se dividió en 5 secuencias de trabajo:

Secuencia #I: Se realizó un flujo pre-ácido sólo en Hidra
 Secuencia # II: Se registró un período de flujo post ácido sólo en Hidra
 Secuencia # III: Ambas zonas se testearon conjuntamente
 Secuencia # IV: Se realizó un flujo pre-ácido sólo en Argo
 Secuencia # V: Se registró un período de flujo post ácido sólo en Argo

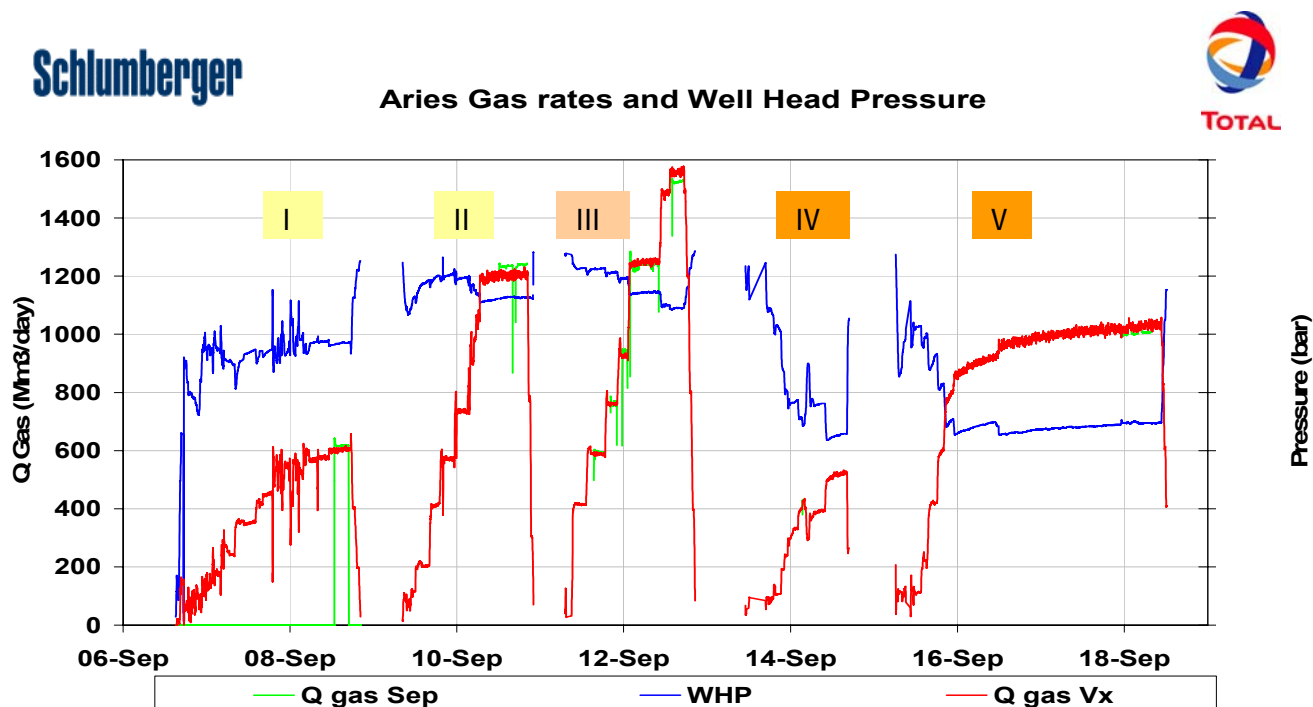


Figura 3: Diferentes secuencias de trabajo en el campo Aries versus el tiempo

Arriba se presenta la presión en cabeza de pozo (WHP, azul) y el caudal de gas obtenidos en el separador (Q gas Sep, verde) y en el PhaseTester Vx (Q gas Vx en rojo). Debido a la gran cantidad

de baches, reflujo de ácido y condiciones de inestabilidad, sólo fue posible utilizar el separador de manera esporádica. Por el contrario, el PhaseTester Vx proporcionó datos claros y consistentes durante todo el trabajo.

El primer beneficio consistió en la posibilidad de visualizar los caudales en tiempo real, aún durante la fase de limpieza en un fluido y un medio de producción complejos, lo que le permitió al equipo de Ingeniería de Reservorio de TOTAL Austral decidir el incremento del tamaño del estrangulador luego de alcanzado el período de estabilización. Dada la alta productividad del reservorio, la estabilización de los caudales en superficie fue muy rápida: el monitoreo de los volúmenes en tiempo real redujo de manera significativa el trabajo en general y ahorró tiempo de equipo, al tiempo que proporcionaba mediciones de caudal sumamente precisas. En las secciones donde ambos equipos se encontraban registrando datos, se puede apreciar una gran coherencia, típicamente dentro del 5% en condiciones estándar.

Con la tecnología Vx es posible seguir los retornos de no-hidrocarburos a medida que se abre el pozo en mayores estranguladores durante la limpieza. Gracias a los beneficios del monitoreo continuo del caudal, fue posible producir para cada secuencia un acumulativo de fluidos no-hidrocarburos, monitoreando la calidad de la limpieza y brindando la posibilidad de determinar cuando se alcanzó la misma.

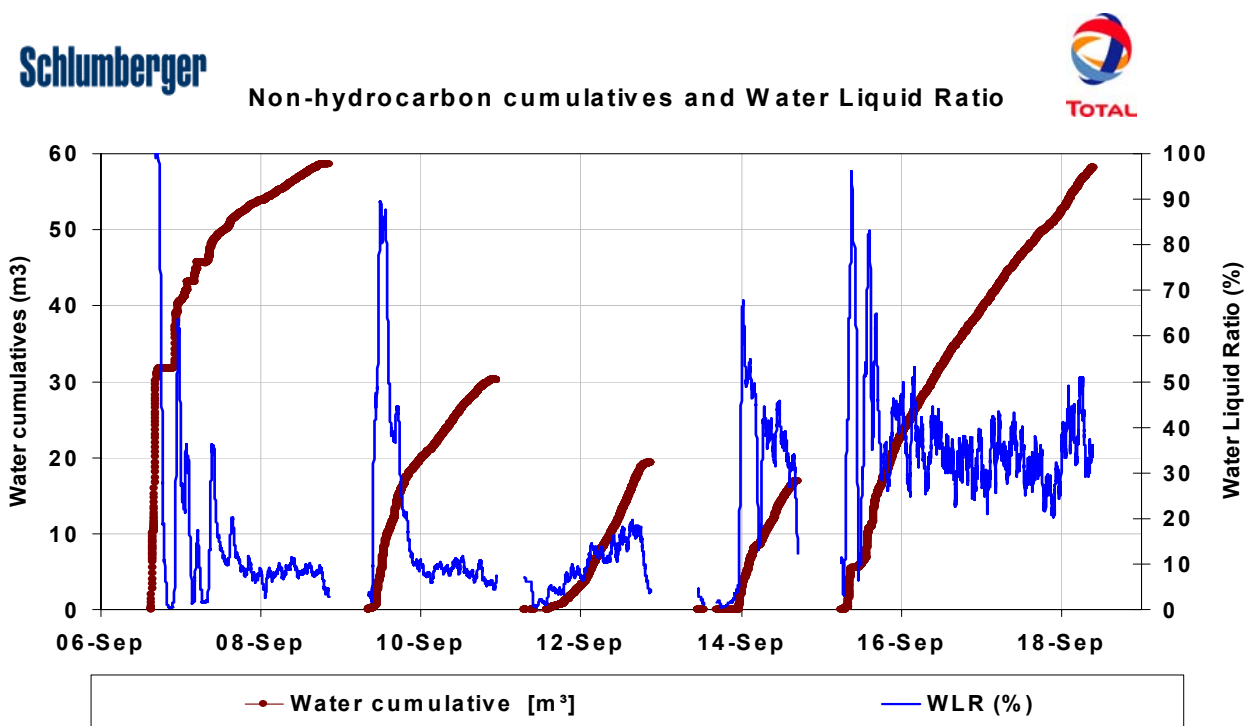


Figura 4: Calidad de limpieza versus tiempo.

Por otra parte, también fue posible el monitoreo continuo de la Relación agua-líquido (WLR) versus el tiempo (fig. 4), así como también la estimación de los no-hidrocarburos producidos (ácido, salmuera de terminación o agua de reservorio). Esta capacidad sólo es posible con este tipo de método para los ensayos de pozo mediante PhaseTester Vx el cual aporta beneficios significativos los cuales serán explicados a continuación.

Las predicciones generales del acumulativo de no-hidrocarburos a partir del PhaseTester Vx son:

- Volumen total producido Hidra (I): 58m^3

- Volumen total producido Hidra (II): 31m^3
- Volumen total producido Argo + Hidra mezclados (III): 20m^3
- Volumen total producido Argo solo (IV): 17m^3
- Volumen total producido Argo solo (V): 58m^3

El PhaseTester Vx 52 estimó la producción de fluido recuperado entre 89m^3 a 109m^3 de Hidra, y entre 75m^3 y 95m^3 de Argo (dependiendo de cual reservorio son atribuidos los retornos para el trabajo III (dado que ambos reservorios se encontraban produciendo conjuntamente durante esta secuencia).

El análisis de la figura 5 muestra la derivada de la acumulativa versus el tiempo. En ella se puede notar claramente que para Hidra solo (I y II) este valor es cercano a 0 al final de cada flujo. Esto significa que en este punto, o que el reservorio se encuentra limpio de agua ajena al pozo y no produce agua de reservorio, o que las fuerzas del mismo que actúan sobre los fluidos no son suficientes para impulsar los fluidos no-hidrocarburos fuera del reservorio, posiblemente debido a la diferencia de viscosidad entre el gas y el líquido, la humectabilidad y movilidad diferenciales, y la formación de canales de gas.

En el caso de Argo, puede observarse la estabilización en un valor mayor. Esto demuestra que el reservorio está produciendo hidrocarburos y agua al mismo tiempo. Aún después de 24 horas de flujo, todavía se observa la salida de agua. Con la Tecnología Vx, no sólo se puede observar la salida de pequeñas cantidades de agua, que de otro modo hubieran sido extremadamente difíciles de detectar, sino que también, gracias a la sensibilidad de las mediciones nucleares de la salinidad del agua, es posible demostrar que no se trata de fluido no-hidrocarburo sino de fluido de terminación, remitirse a los detalles a continuación. La explicación de la producción de no-hidrocarburo puede basarse en el hecho de que dada la gran permeabilidad y porosidad del reservorio la salmuera de terminación y el ácido penetraron profundamente en la formación. Cuando el reservorio es producido, se forman canales de gas y la movilidad del agua es limitada. La misma sale a la superficie lentamente y sólo de manera parcial.

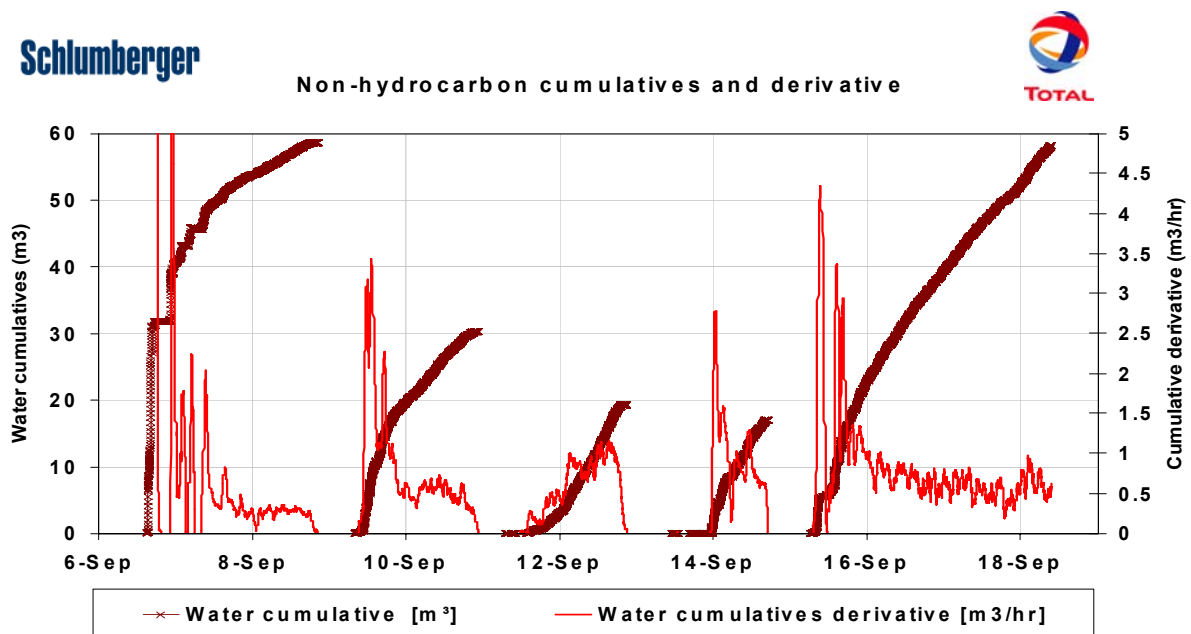


Figura 5:

Derivada de acumulativa versus tiempo.

Los volúmenes inyectados en cabeza de pozo fueron posteriormente informados por TOTAL Austral y se confirmaron los grandes volúmenes encontrados mediante el PhaseTester Vx:

- Volumen total inyectado en Hydra (según lo informado): 120 m³
- Volumen total inyectado en Argo (según lo informado): 188 m³

Pérdidas	Salmuera tapón grava	Recup salmuera	Salmuera en Tubing	Acido 10%	Acido 7.5%	total
Argo	75	90		8	15	188
Hydra	62		35	18	5	120

Tabla 1: Informe de fluido inyectado por TOTAL Austral

Al compararlo con el volumen total de fluidos no-hidrocarburos recuperados (Hydra: 89 a 109 m³ Argo entre 75 y 95 m³ con la variación debida al flujo mezclado) se pueden inferir algunos puntos, suponiendo (más adelante se podrá observar porqué se hace esta suposición) que el agua de reservorio no es significativa:

- Las predicciones de volúmenes de agua recuperadas según el medidor Vx se encuentran por debajo de los volúmenes inyectados,
- Las tendencias que muestra la derivada de acumulada se corresponde con los volúmenes que se cree que todavía se encuentran dentro del reservorio (menos agua residual en Hydra que en Argo)
- La permeabilidad y porosidad de la formación son tan altas en este tipo de pozo que no se espera que sea posible, en condiciones normales de flujo, sacar la totalidad del fluido inyectado. En realidad, los canales de gas se formarán antes de que el fluido sea empujado fuera del reservorio, esto hará que agua residual quede dentro del mismo.
- Estos resultados se obtuvieron de manera precisa dividiendo las cinco secuencias principales en secuencias menores y procesando los datos obtenidos luego del ensayo, utilizando las propiedades apropiadas del agua. Esta única característica que sólo puede utilizarse con la Tecnología Vx, le permitió a Total Austral beneficiarse del mejor aseguramiento de calidad de su clase.

Un análisis de sensibilidad del efecto del agua de referencia sobre los valores de la derivada acumulativa se presenta a continuación.

2 Análisis de sensibilidad del agua

En esta limpieza, estuvieron presentes tres tipos de líquidos no-hidrocarburos:

- Salmuera con peso específico de 1.1 incluyendo 40g/L NaCl con 95g/L KCl y 88000ppm Cl-
- Acido compuesto por 10% HCl o 7.5% HCl
- Agua de reservorio producida entre 0.3 a 1 m³/MMsm³ de gas (presunción de Total Austral) con una salinidad de 1g/L

La medición de fracción utilizada en el medidor de tecnología Vx interactúa con los átomos del fluido pasando a través de la garganta del tubo venturi. Esta interacción depende de la composición del fluido y como tal puede utilizarse para determinar el fluido que lo atraviesa. En

realidad el triángulo de la solución, como aquí se presenta, debe definir la posibilidad completa de una mezcla de Gas, petróleo y agua, donde cada vértice del triángulo representa una fase monofásica de uno y sólo un efluente. [Ref 1].

Si la composición de un fluido cambia con respecto al tiempo y una lectura se vuelve mayor que 100% o menor que 0% (ej: el punto de operación se encuentra fuera del triángulo), esto significa que el fluido no está compuesto sólo por los 3 fluidos de “referencia”, y que las propiedades de por lo menos un fluido han cambiado.

El punto de operación es representativo de las propiedades reales del fluido que atraviesa el medidor, y el hecho de que este punto se encuentre fuera del triángulo puede proporcionar información de hecho sobre el fluido real. Por consiguiente, se realizan muestras para tener en cuenta el cambio ocurrido en las propiedades del fluido durante la etapa post procesamiento. De hecho, dado que la tecnología Vx es capaz de reprocesar secuencias específicas o el trabajo en su totalidad, puede realizarse un análisis detallado y se puede entregar una evaluación interpretativa después de finalizado el trabajo, sobre la base de las nuevas condiciones de flujo o la información recabada durante el trabajo.

Una metodología específica permite la determinación del caudal correcto de petróleo, gas y agua con propiedades de agua cambiantes.

Por ejemplo, en el caso de Aries-1, el agua que fluía hacia la superficie era una mezcla de fluido no-hidrocarburo basado en salmuera, ácido y agua de reservorio. Sabiendo que la cantidad de agua producida por el reservorio es baja (0.3 a $1 \text{ m}^3/\text{MMsm}^3$, información de Total Austral), es posible realizar un análisis de sensibilidad con respecto al contenido de ácido y salmuera, y en consecuencia delimitar los volúmenes acumulativos recuperados, y de esta forma determinar aquellos que aún se encuentran dentro del reservorio. Ahora, es posible estimar la efectividad de la limpieza de un pozo gasífero, en términos de líquidos que quedan en el fondo del pozo, lo cual sólo puede realizarse a través de esta tecnología.

En esta situación más de tres fluidos con características diferentes se encuentran presentes en un mismo flujo lo que presenta el problema de la determinación de las fracciones, sin importar la tecnología utilizada (dieléctrica, conductividad, composición ...), dado que los medidores multifásicos y el dispositivo de medición de fracción se construyeron para manejar sólo tres fases a priori.

Gracias a la flexibilidad del modelo Vx, y el registro completo de los datos brutos, es posible realizar el post-procesamiento de las propiedades con varios valores de atenuaciones para el punto de referencia del agua, dando un espectro de líquidos acumulativos no hidrocarburos, aún en esta situación de extrema complejidad donde están presentes más de 3 “fases”. Como el agua “verdadera” es una mezcla de agua de reservorio, ácido y salmuera, el post-procesamiento de los datos brutos utilizando alternativamente esas 3 referencias durante toda la secuencia, arrojará una estimación amplia del agua producida.

2.1 Efecto de la mezcla de agua compuesta esencialmente por Salmuera o Acido en GVF muy alto:

Consideremos el siguiente punto de operación, con las siguientes fracciones de fase:

alpha gas	98.89%
alpha oil	0.18%
alpha water	0.93%

Luego, tomemos las dos composiciones extremas como se definen a continuación:

Mezcla de agua	
Agua pura	4%
HC	2%
Salmuera	94%
WLR	91.14%

Mezcla de agua	
Agua pura	4%
HC	94%
Salmuera	2%
WLR	83.36%

Esto conduce a una medición de WLR de 91% en el primer caso y de 83 % en el segundo caso. Representando esto en términos de volumen de agua, por 100m³ de mezcla producida en la superficie, sólo 1.1 m³ es de líquido; luego el error absoluto del caudal acumulativo es menor a 0.09m³ o 90 litros. Habiendo considerado el caso extremo, es un resultado excelente para este tipo de medio.

2.2 Efecto de mezcla de agua compuesta esencialmente por Salmuera o Acido en Bajo GVF:

Consideremos el siguiente nuevo caso de punto de operación y las mismas condiciones de mezcla de agua como se describe en la sección previa:

alpha gas	20.05%
alpha oil	24.90%
alpha water	55.05%

Este punto de operación corresponde típicamente a un tapón de agua.

Esto lleva a una medición de WLR del 65% en el primer caso y del 69 % en el segundo caso. Representando esto en términos de volumen de agua, por 100m³ de mezcla producida en la superficie, 86.4 m³ es de líquido; luego el error absoluto del caudal acumulativo es menor a 3.8m³. Habiendo considerado el caso extremo, es un resultado excelente para este tipo de medio

3 Confirmación de la producción de agua

Las salinidades y el pH fueron registrados por Total Austral durante todo el ensayo. Se seleccionaron las primeras dos secuencias del trabajo (Hidra sola I y II) para validar los comentarios previos acerca del agua de terminación (dado que estos son los únicos períodos de flujo donde los hidrocarburos provienen de un solo reservorio). El primero es un trabajo previo al trabajo de acidificación y el siguiente se realizó luego de la acidificación. El primero, muestra el comportamiento presentado en la figura 6.

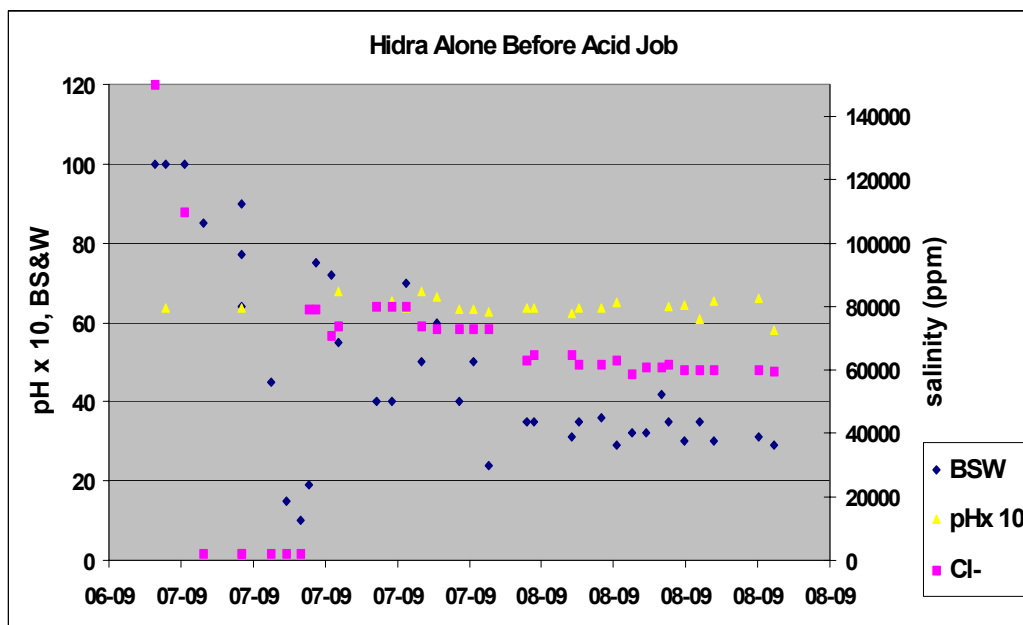


Figura 6: Registro de la salinidad y BSW versus tiempo (trabajo previo a la acidificación)

El pH es aproximadamente 6.5, y bastante estable a lo largo del ensayo. La concentración de aniones Cl^- se inicia muy alta, posiblemente debido a la salmuera en las líneas de superficie luego de las operaciones de slickline y cae muy rápidamente a 0 mostrando la descarga de agua fresca utilizada para el ensayo de presión en la cañería. Finalmente, la salinidad va hasta la salinidad de la salmuera y desciende lentamente, dado que probablemente cierta cantidad de agua de reservorio es producida. La escala del gráfico puede ser confusa, debido a la gran variación de Cl^- , pero es una variación mayor al 10%, lo que se registra durante el último día de flujo. Como se explicó anteriormente el proceso de descarga del pozo de la salmuera de terminación no es eficiente y se produce durante un extenso período de tiempo. Esto se debe tener en cuenta durante el modelado del comportamiento del reservorio y la producción futura.

Este análisis confirma que los 3 periodos, como se vio con el PhaseTester, han fluido a través del medidor durante la secuencia del primer trabajo. Primeramente uno, con la salmuera de la operación previa, luego el agua fresca proveniente del ensayo de presión, y luego paso a paso, una mezcla de salmuera de terminación y agua de reservorio con su salinidad específica. Nuevamente, los datos fueron computados para tener en cuenta estos cambios en el punto de referencia del “agua”.

El trabajo post-acidificación muestra el comportamiento representado en la figura 7.

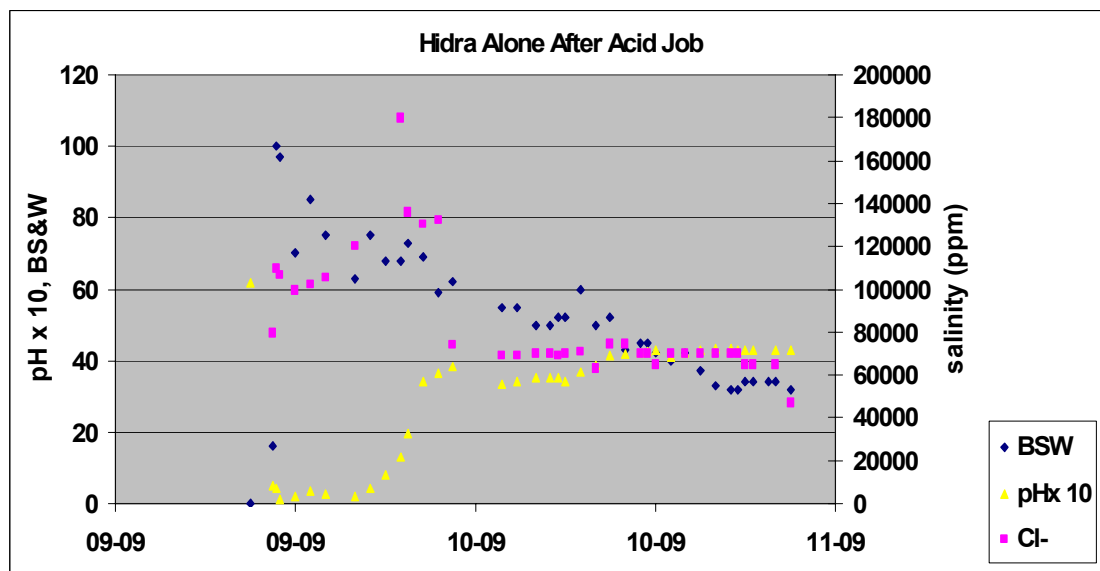


Figura 7: Registro de la salinidad y WLR versus tiempo (trabajo post-acidificación)

El trabajo de acidificación se llevó a cabo con 10% HCl y el pH se inició aproximadamente 0.1, equivalente a 10% HCl y escaló a aprox. 4, lo que correspondería a alrededor de 1.4% HCl. La solución permanece ácida hasta el final de la secuencia del trabajo.

La concentración de Cl⁻ sigue el mismo comportamiento en fase opuesta con una alta concentración al inicio, cuando se descarga el ácido, y una estabilización a alrededor de la misma salinidad de la secuencia del primer trabajo.

Este análisis confirma que 2 periodos, como se ven con el PhaseTester Vx, han fluido por el medidor. El primero cuando se produce la descarga del ácido, luego, paso a paso una mezcla de salmuera de terminación y agua de reservorio con su salinidad específica.

Al final de la secuencia del trabajo de acidificación, el pH es todavía ácido, mostrado de que la limpieza no es completa (el ácido no volvió completamente a la superficie), por lo tanto los valores de agua acumulativa recuperada medidos por el VX son menores que los volúmenes de fluido inyectados en la formación, como se describe en la sección anterior.

4 Mediciones de gas y condensado asociadas a las propiedades de los fluidos

4.1 Envoltente de la fase

En pozos gasíferos con alto GVF y en medios de alta presión, la caracterización de las propiedades de los fluidos es clave para la entrega de datos precisos sobre el caudal de gas de condensación y de agua en condiciones estándar como fue demostrado por Pinguet *et al* Ref. [2 & 3].

La flexibilidad de la Tecnología Vx permite que se ingresen en el medidor las propiedades de los fluidos a través de varios métodos. La última opción es poder introducir una caracterización de fluido específico para reservorio, especialmente adecuado para el propósito, llamado Vx Fluid ID, dentro del medidor para establecer los parámetros. Esto es independiente de la adquisición y permite el post-procesamiento de los datos brutos adquiridos con cualquier tipo de input de propiedades de fluido. Para Aries, los cálculos de caudal de Vx, en condiciones estándar, se realizaron utilizando el comportamiento de fase del fluido de reservorio.

La presión en el reservorio es alrededor de 157 bar, con una temperatura estática de 81°C. Para este artículo, la temperatura de surgencia se considera igual a la estática. Una presión diferencial

conservativa de 15 bar desde la cabeza al fondo de pozo se ha considerado en los cálculos, y se base en la presunción que la cañería se encuentra vacía. Esta presunción se realiza asumiendo que el fluido de reservorio en Hydra y Argo es la misma, lo cual se confirmó en el análisis de PVT. En la siguiente figura, el área de operación en el fondo de pozo está sobreimpresa con el envolvente de la fase del fluido de reservorio incluyendo la isolínea de fracción de gas:

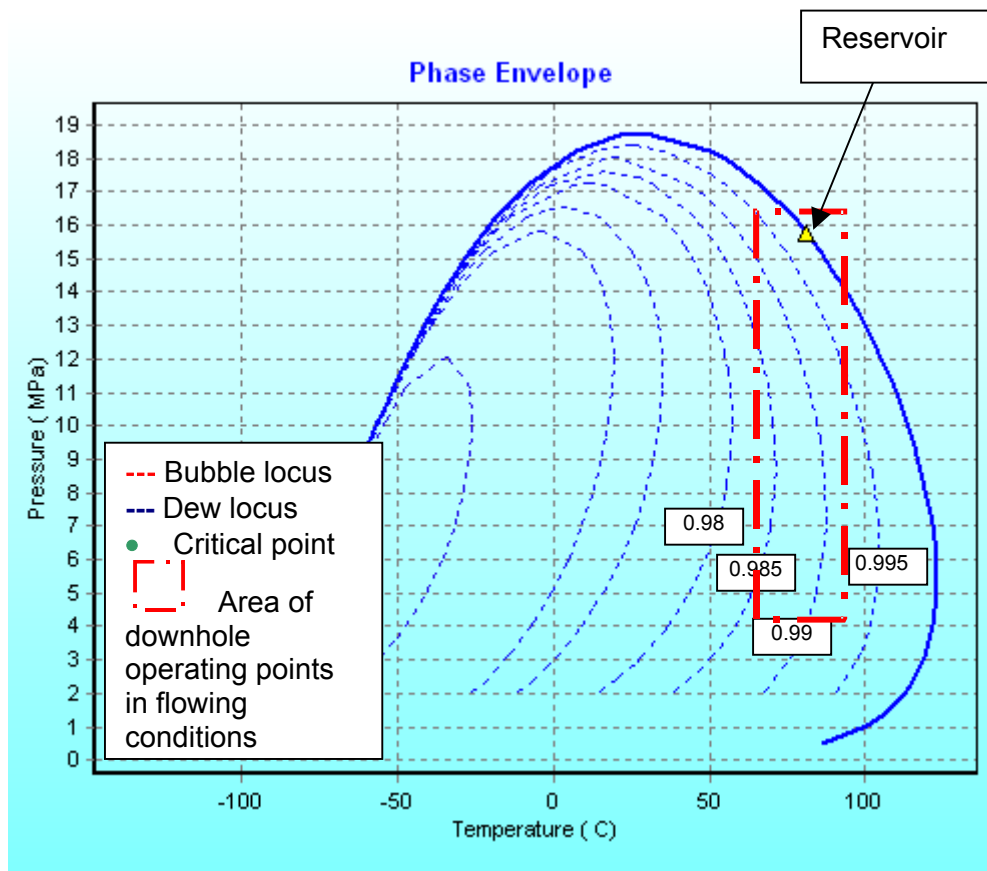


Figura 8: Envolvente de fase y área de investigación del fluido de reservorio de Aries

Las figuras 9 y 10 describen tres eventos diferentes que corresponden a:

- A: pequeña apertura del estrangulador en Hydra
- B: máxima caída de presión en Hydra
- C: máxima caída de presión en Argo.

A medida que se abre el estrangulador, caen las presiones en cabeza y en fondo, cruzando la fracción de volumen de iso-gas en el lugar.

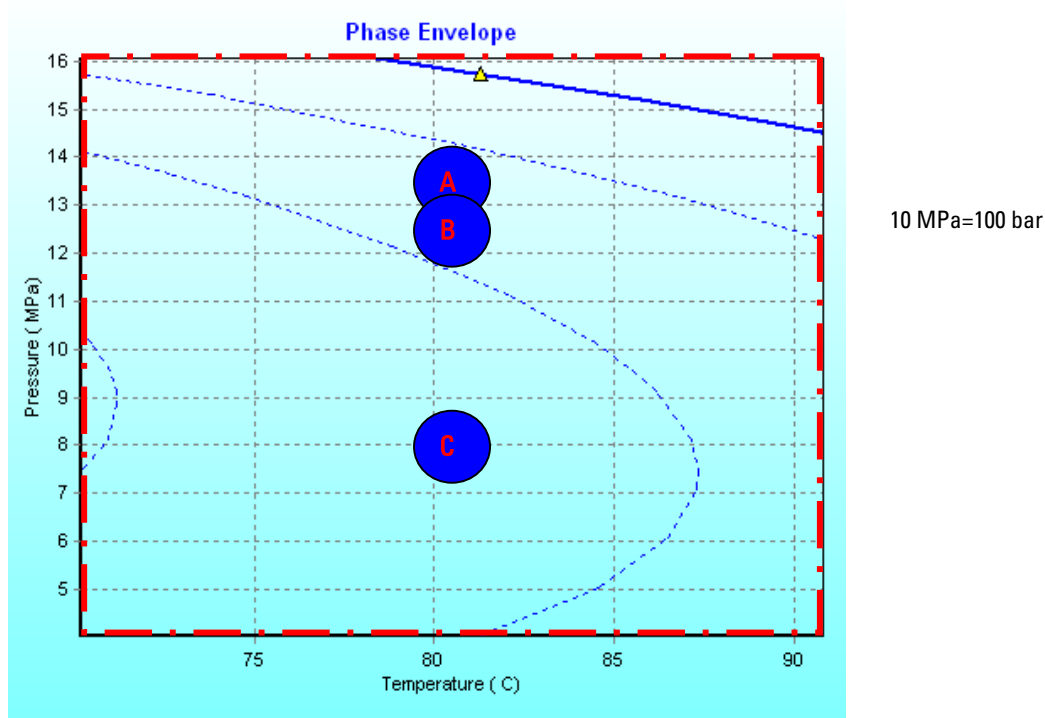


Figura 9: Acercamiento de la envolvente de fase en la sección previa resaltada

En el punto A, la producción de líquido es cercana al 0.5% (iso gas volume fraction cerca de 0.995) la presión es muy similar a la del reservorio. Esta es una característica de los grandes reservorios de gas. En el punto C, durante la máxima caída de presión de Argo, hay un 1.3 % de líquido en volumen ya separado en el nivel del reservorio. La gran caída de presión, en este caso, crea condiciones bifásicas en el reservorio. Este fluido puede verse como depositado en la formación, porque la permeabilidad y la porosidad son muy grandes. En realidad, el líquido tiende a permanecer en el lugar debido a la fuerza de fricción en comparación con la del gas (ej.: eficiencia pobre del gas para cumplir con el rol de pistón para empujar el líquido fuera del reservorio). Como este líquido que contiene los componentes más pesados permanece en la formación, más gas en volumen será llevado a la superficie, incrementando la Relación de gas - condensado “Gas Condensate Ratio (GCR)”.

Este incremento “inesperado” de la GCR se presentó durante la producción de Argo, remitirse a la figura 10.

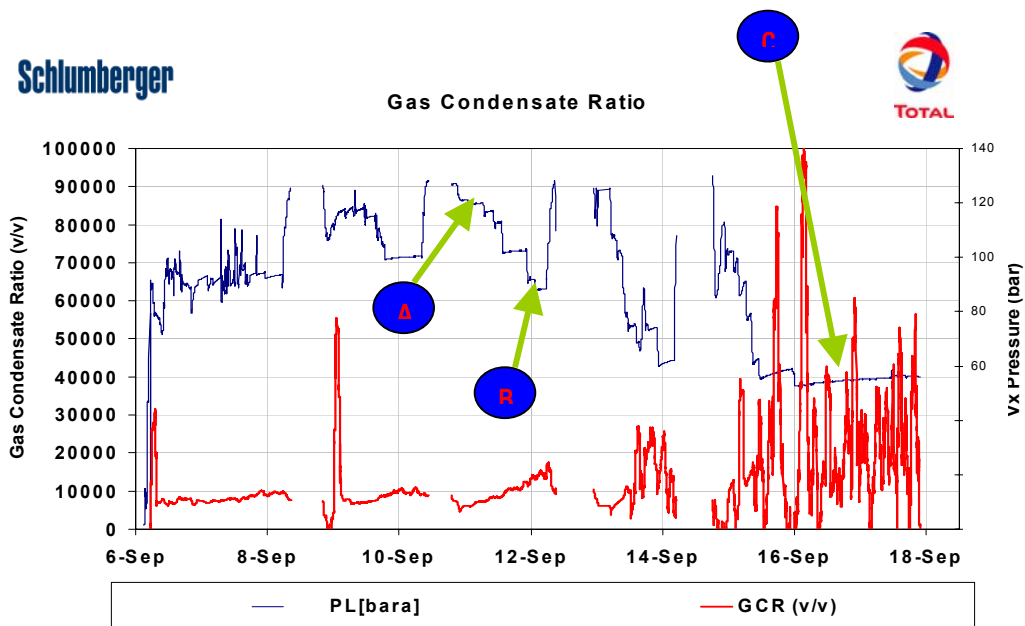


Figura 10: GCR y presión en cabeza de pozo versus tiempo

Debe notarse que no sólo la GCR es mayor a causa de que se produce menos fluido, sino que también se vuelve más ruidosa en la superficie. Esto puede explicarse por el hecho de que el gas a nivel del reservorio no es capaz de arrastrar el líquido depositado en los poros. Sin embargo, luego de un cierto periodo, parte del líquido presente en el orificio del pozo o en el fondo de la columna es llevado a la superficie, creando un efecto de tapón/pistón.

4.2 Envoltente de fase y comparación de Vx vs. separador

Dado que el Vx está aguas arriba del choke manifold, en este caso opera a mayor presión y temperatura que el separador. El diagrama de fase de Aries que se describe en la figura 11 muestra las diferentes condiciones de operación. Como se puede observar en el diagrama, los puntos de condiciones del Vx y del separador no están situadas en la misma línea de iso-gas, es decir en las condiciones de los medidores, las proporciones de fluido en las fases de líquido y gas no son iguales, lo que puede expresarse también diciendo que el GCR1 va a ser diferente.

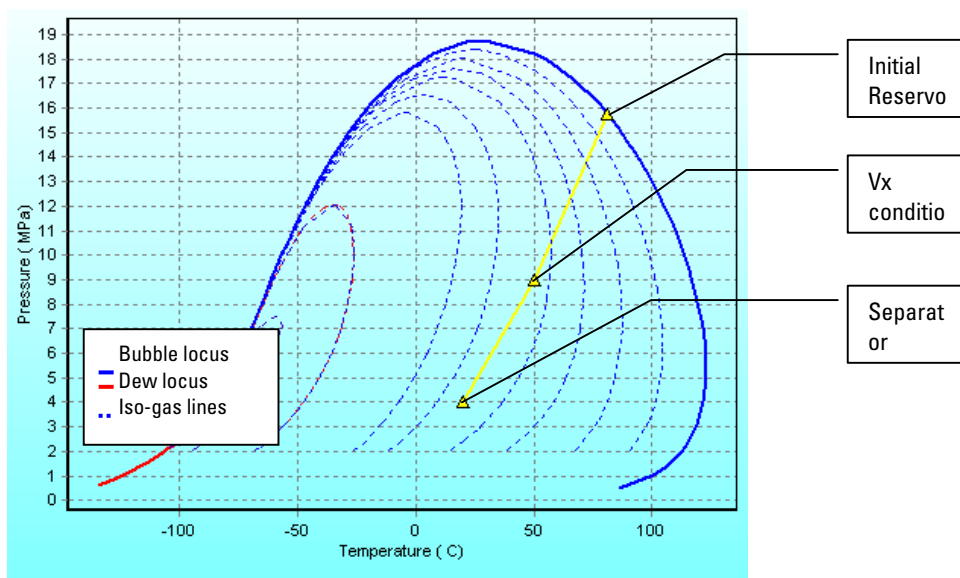


Figura 11: Punto de operación típico del Separador y Vx en el diagrama de fase Aries

Además, la composición y propiedades de las dos diferentes fases van a ser distintas y esto es lo que se mide con los diferentes medidores: aún cuando la separación en el separador fuera perfecta, lo que es “totalmente líquido” en las condiciones de presión y temperatura de Vx podría muy bien ser “parcialmente Líquido y Gas” en las condiciones del separador. En el caso extremo de un gas de condensación retrograda, en teoría, el fluido podría ser gas en las condiciones del reservorio, produciendo líquido en las condiciones del medidor, lo que iría nuevamente a la fase de gas en condiciones estándar...

El Vx utiliza información de fluido de reservorio para computar los resultados en las condiciones estándar. Por otro lado, el separador separa y mide lo que es líquido y lo que es gas en sus condiciones de trabajo, las correlaciones son por lo tanto utilizadas para computar los caudales volumétricos en condiciones estándar a partir de los dos flujos medidos, incluyendo la predicción del gas disuelto en el líquido en las condiciones del separador o GCR2. En la mayoría de los casos, no predecirá la cantidad de líquido que aún se encuentra en la fase de vapor en las condiciones del separador.

La trayectoria entre las condiciones de trabajo del medidor multifasicos y del separador no sigue ninguna isolínea, por lo tanto no sólo el GCR1 es diferente, sino que una simulación puede mostrar que el GCR2, y por lo tanto el GCR total, también serán diferentes entre los dos sistemas. Esto se debe a la no linealidad de la trayectoria seguida por el fluido de reservorio. Las simulaciones realizadas con el simulador Equation of State PVTPro para Aries con los valores típicos de las condiciones de surgencia que se muestran en la figura 11 arrojaron los siguientes resultados:

Vx GCR1 :	13792 m ³ /m ³	Separador GCR1:	10074 m ³ /m ³
Vx GCR2:	163 m ³ /m ³	Separador GCR 2 :	99 m ³ /m ³
Vx Total GCR:	13955 m ³ /m ³	Separador Total GCR:	10173 m ³ /m ³

Esto no se debe a ningún tipo de arrastre (hacia arriba o abajo) sino sólo a la termodinámica.

En suma, los fluidos medidos por cada herramienta y el modelo PVT utilizado para calcular el output en las condiciones estándar no son iguales, por consiguiente las comparaciones entre el separador y el PhaseTester Vx deben realizarse cuidadosamente y teniendo en cuenta todas las variables como la presión de operación, la temperatura y los cambios en la composición del fluido.

En la figura 12, se presenta el diagrama de fase del fluido del reservorio Aries, junto con un típico punto de operación de Vx. En teoría, si fuera posible tomar una muestra de las fases de gas y líquida en las condiciones de Vx, y realizar el diagrama de fase de cada fase, éstas se verían como se presenta a continuación. Esto sólo es posible porque se alcanzó el equilibrio termodinámico en la garganta del medidor. Es posible realizar un conjunto de diagramas equivalentes para el separador.

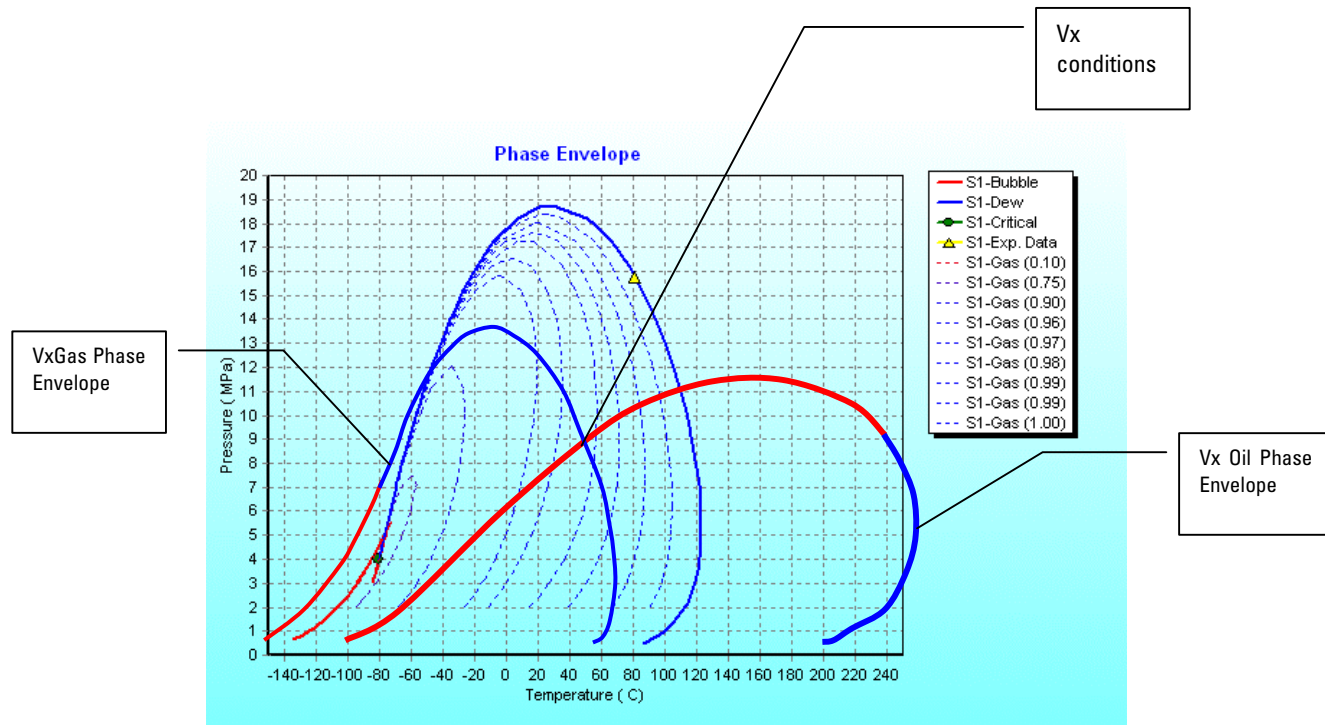


Figura 12: Punto de operación de Vx en el diagrama de fase con la representación de las dos fases de petróleo y gas

En realidad, es posible simular algunos diagramas de fases en varios puntos del flujo. Esto puede observarse a través de la trayectoria del flujo del diagrama de fase que aparece más abajo en la figura 13. La Figura 13 debe observarse como algunas instantáneas de los diagramas de fase de líquido y gas en varias etapas de Presión y Temperatura, que corresponden a la trayectoria que el fluido puede seguir durante un ensayo de pozo, típicamente descrito en la figura 11.

Un fluido de reservorio con su propio diagrama de fase (A) fluye hacia la superficie encontrándose en su presión de saturación en el reservorio. Mientras asciende por la cañería (lo que también corresponde al movimiento desde el reservorio a Vx, en la figura 11), el fluido pierde presión y temperatura. A medida que el fluido penetra en el área de dos fases (dentro de la curva delimitada por las líneas roja y azul) se forma alguna condensación, y el fluido alcanza la superficie en dos fases, una líquida y una como gas, mucho antes de llegar al separador. Los Diagramas B y C son semejantes a los que se muestran en la figura 12, para las fases de Gas y de Líquido respectivamente. Nuevamente, es importante mencionar que el fluido aún no ha pasado a través del separador.

Este fluido de dos fases, fluiría luego por el separador donde se llevará a cabo una separación física: ahora tenemos dos flujos: gas y líquido. El gas, a partir de una hipótesis de separación perfecta, será un flujo de gas seco (D). Este fluido no evolucionará más y el diagrama de fase de este gas seco monofásico se mantendrá sin cambio hasta alcanzar la presión atmosférica (mientras el punto de operación se moverá en el diagrama D a medida que la presión y la temperatura descendan).

Mientras tanto, el líquido (fase E en el diagrama) que sale del separador, teóricamente en la fase de líquido monofásico, se dirigirá a la línea de producción, el tanque o el quemador.

El líquido monofásico, en las condiciones del separador, se dividirá solo en dos fases a medida que la presión y la temperatura desciendan, dado que todavía contiene gas disuelto. Nuevamente, se pueden realizar dos diagramas de fase: uno representando el líquido muerto (G) y otro representando el gas disuelto en el petróleo y saliendo de la solución (F).

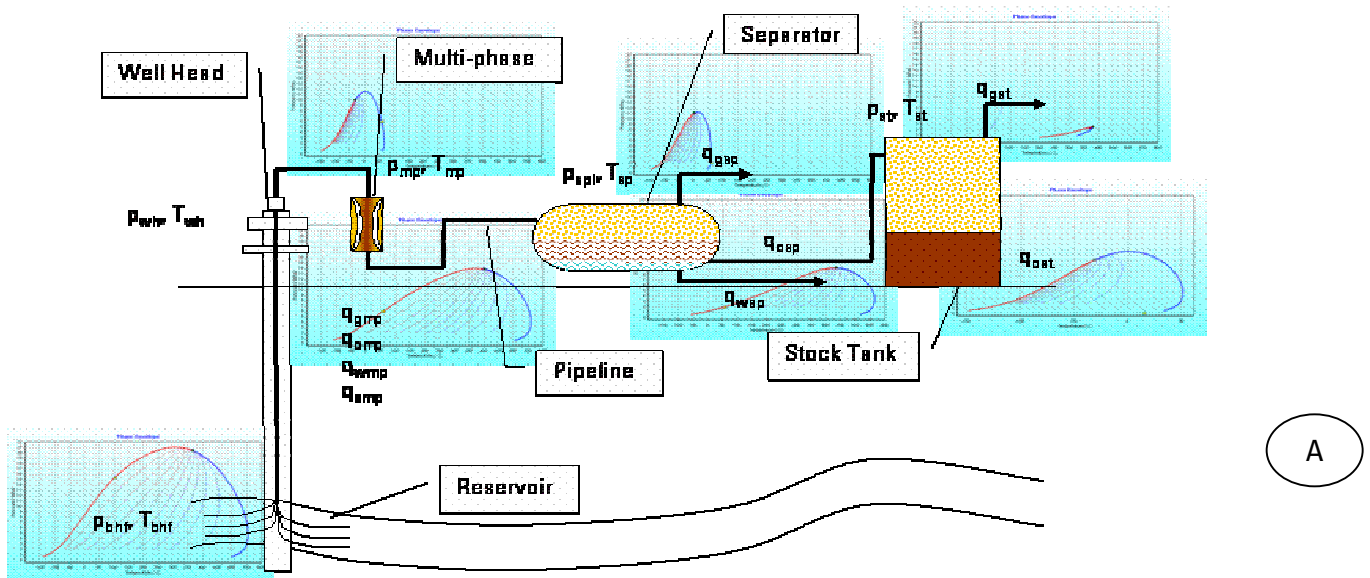


Figura 13: El proceso de fluido durante la variación de presión y temperatura y la separación

Este proceso se presenta en su totalidad en la figura anterior. Es importante notar que la escala de los gráficos se mantuvo igual para los diferentes fluidos, pudiendo mostrar claramente como un fluido monofásico a nivel del reservorio se separa en varios fluidos durante el proceso de producción.

4.3 Caudales de líquido y gas.

Cuando las dos zonas se producen al mismo tiempo, el tamaño del estrangulador es primeramente incrementado y luego decrece en etapas, permitiendo la comparación de los caudales, durante la caída de presión (o DD) y la presión estática (o Aumento de presión BU) en pasos. En la figura 14, los caudales de gas de condensación mientras se reduce la estrangulación (C,BU) son mucho menores que los valores correspondientes cuando se aumenta el tamaño del estrangulador (C, DD), a caudales de gas equivalentes. En la figura 14 se puede observar que para la misma caída o aumento de presión (línea verde), el GCR es enormemente diferente (línea violeta).

La caída de presión durante este trabajo descendió por debajo del punto de rocío a nivel del frente de arena, muy probablemente creando un depósito de gas de condensación muy dentro del reservorio. La saturación irreducible de gas de condensación alrededor de los granos de arenisca, combinada con los volúmenes de líquidos no hidrocarburos que aún se encuentran dentro del reservorio crean complejos patrones de flujos diferenciales, y el periodo de transición para que todo el reservorio vuelva al punto de rocío explicaría esta histéresis en los índices de gas de condensación y por consiguiente en GCR.

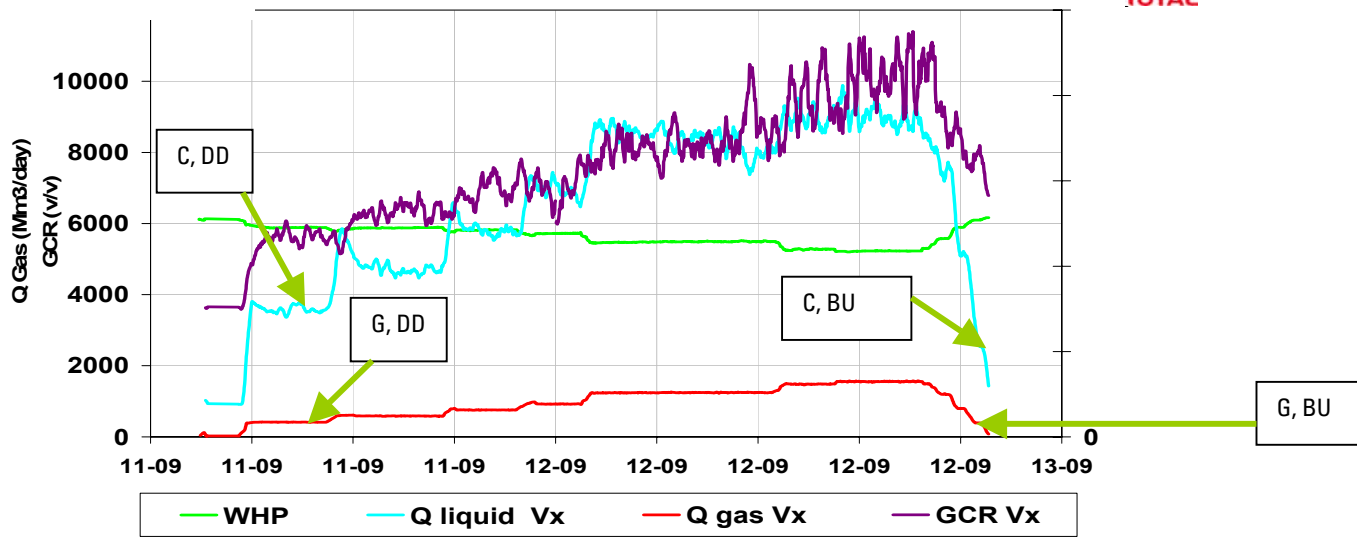


Figura 14: Histéresis en los caudales de líquido gas vs. tamaño de estrangulación.

CONCLUSIONES

En este artículo, se han revisado los beneficios de la Tecnología Vx desarrollada para la evaluación de ensayos de pozo y las aplicaciones de producción permanente, la cual en la actualidad es capaz de medir pozos con fracciones de volumen de gas que varían entre 0 y 100%. Con el reciente desarrollo del Gas Mode, es posible realizar ensayo de pozos de gas, condensado y petróleo mediante una herramienta de última tecnología.

Al realizar comparaciones, cuando los datos del separador existen, son excelentes; se debe tener en cuenta la limitación del proceso del separador para ensayos, la termodinámica y las correlaciones del separador, pasando de condiciones del separador hasta condiciones estándar. No se debe subestimar el arrastre de líquido en el gas o viceversa, así como tampoco las cuestiones relacionadas con una pobre separación por gravedad en los pozos de gas. Los valores del líquido medidos en el tanque luego de tratar de corregir para lograr correctas propiedades del fluido, están más cerca de aquellas del medidor Vx.

Con el PhaseTester Vx en Gas Mode, los caudales de gas, condensado y agua fueron monitoreados en todo momento en un medio desafiante, permitiendo una limpieza precisa conservando la integridad de los tamices de arena. Los datos en tiempo real adquiridos durante la limpieza le proporcionaron a Total Austral, los medios para tomar decisiones clave en un corto período de tiempo, sin poner en riesgo la calidad de los datos.

Otras varias afirmaciones fueron discutidas y explicadas en este artículo, tales como el comportamiento del reservorio de este campo en términos de las propiedades y la mecánica de los fluidos.

Es importante mencionar que la realización de los Ensayos de pozos gasíferos es ahora más rápida y más eficiente. El ahorro de tiempo, costo y espacio a bordo (aplicación offshore), incluyendo tiempo de equipo de perforación, se cuentan dentro de los beneficios inmediatos para el cliente. Desde el punto de vista de QHSE, se mejoró ampliamente la seguridad de la instalación y la operación permitiendo el uso del medidor en condiciones de trabajo más elevadas (Presión, temperatura). Desde el punto de vista de la medición, caudales más precisos a través de servicios de caracterización de fluido proporcionan mediciones sólidas y directas de la WLR y la GCR, resultando irrelevantes las cuestiones sobre los requisitos de separación o las del flujo en forma de tapón, espuma y bruma.

Se presentaron resultados excepcionales, en comparación con el separador para ensayo convencional, con errores máximos de 2-3% para el gas. Se hizo especial hincapié en la exactitud del caudal de líquido con relación al separador, lo que conduce a citar el comentario de Alain-Michel Bourgeois, Gerente de perforación Offshore de Total Austral, “estamos pensando en utilizar sólo Vx en nuestra nueva campaña”.

5 BIBLIOGRAFIA\

- [1] Theuveny, B.C., Segeral, G. and Pinguet, B.: “*Multiphase Flow Meters in Well Testing Applications*” artículo SPE 71475 presentado en la 2001 Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 30 Sep. 3. Oct
- [2] Pinguet B., Guieze P., Delvaux E.: “*Criticality of the PVT Model in Multiphase Flow Meters to ensure accurate volumetric flow rate reporting*” artículo para la conferencia Multiphase Pumping & Technologies Conference en Abu Dhabi, 22-25 Febrero, 2004.
- [3] Pinguet. B.G, Haddad N., Birkett. P.G.: “*Fluid Properties on the main path for MFM and WGM Accuracy: An Analytical approach*”, 4ª Conferencia del Sudeste asiático, Kuala Lumpur Conference, 8 – 11Marzo, 2005

