

INYECCIÓN DE METANOL EN FM SIERRAS BLANCAS

Lambertucci, J.; YPF SA; jesica.lambertucci@ypf.com

Ucan, S.; YPF SA; ucan.sezai@ypf.com

Sinopsis

Sierras Blancas, la formación productora principal del Yacimiento Loma La Lata (LLL), es un reservorio de gas retrógrado. A medida que se explota el campo y la presión baja, el volumen de líquido que condensa en reservorio va aumentando hasta llegar a cierta presión en la cual se revierte el proceso, revaporándose parte del condensado. No todo el condensado que se encuentra en reservorio logra producirse, lo cual origina un incremento de saturación de líquido en la región vecina al pozo, restringiendo de esta forma el flujo del gas y disminuyendo la productividad en el tiempo.

Estudios de laboratorio han demostrado buenos resultados inyectando metanol en muestras de corona de otros campos, verificando el aumento de la permeabilidad relativa del gas. El metanol es un alcohol miscible tanto con el condensado como con el agua, el cual reduce la tensión superficial y tiene alta volatilidad. Una prueba de campo realizada en el campo Hatter's Pond en Alabama⁴ pudo comprobar aumentos en la producción de gas y condensando mediante esta técnica.

Debido a la pérdida de productividad en los pozos de LLL, en parte por la depleción del campo, y en menor medida por el efecto del banco de condensado y agua antes mencionado; se propone realizar una Prueba Piloto inyectando metanol en un pozo de la zona sudeste del campo, la cual se encuentra con presión por debajo del punto de rocío pero mayor a la de revaporización.

Se pudo comprobar con diferentes técnicas que el daño total de los pozos de la zona sudeste de LLL aumenta en el tiempo. Las técnicas utilizadas fueron análisis de la historia de producción, Simulación Dinámica, Rate Transient Analysis (RTA) y Análisis Nodal.

Se estimaron los caudales incrementales de producción mediante una Simulación Dinámica sectorial para el pozo Well-1 y mediante Análisis Nodal para el pozo Well-2. Los resultados obtenidos fueron similares con ambos métodos, estimando un incremental inicial de 25% sobre la curva base.

La Prueba Piloto, que se realizará en el corto plazo, nos permitirá comprobar la eficiencia del método en nuestro reservorio, comprobar los incrementales de producción calculados y la duración de los mismos. El proyecto podría extenderse a un gran número de pozos, repitiendo el tratamiento con cierta frecuencia y mejorando de esta forma el factor de recobro final del campo.

Introducción

Sierras Blancas, la formación productora principal del Yacimiento Loma Lata, es un reservorio de gas retrógrado. A medida que se explota el campo y la presión baja, el volumen de líquido que condensa en reservorio va aumentando hasta llegar a cierta presión en la cual se revierte el proceso, revaporándose parte del condensado.

No todo el condensado que se encuentra en reservorio logra producirse, lo cual origina un incremento de saturación de líquido en la región vecina al pozo, restringiendo de esta forma el flujo del gas y disminuyendo la productividad en el tiempo. Este fenómeno se agrava aún más al acumularse también agua de producción en el wellbore, tal como se muestra en la Fig. 1.

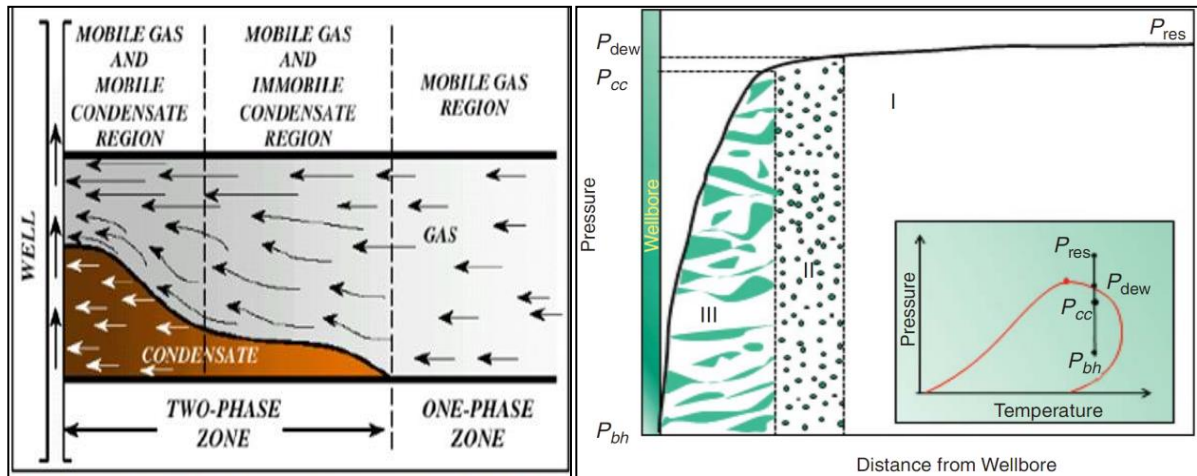


Fig. 1- Comportamiento de la saturación de condensado debajo del punto de rocío¹ (Al-Baqawi, et al., 2009)- Perfil de presión y régimen de flujo de gas, condensado y agua² (Kalla, et al, 2015)

Este problema es bien conocido y ha sido estudiado extensamente. Se han desarrollado muchas tecnologías para mitigarlo. Entre las mismas se destacan el mantenimiento de presión, mediante gas-cycling o inyección de N_2 o CO_2 supercrítico; la mejora de la productividad, mediante la refractura hidráulica o la perforación de pozos horizontales; y la inyección de químicos alteradores de la mojabilidad o solventes, entre los que se destacan el metanol, etanol, alcohol isopropílico y dimetileter. Una revisión crítica de dichos métodos con sus ventajas y desventajas fue realizada por Sayed³.

En la Tabla 1 se describe la aplicación de cada uno de estos métodos en el ámbito de Loma La Lata, de donde se concluye que la inyección de metanol sería el método más viable. La cercanía con la Refinería Plaza Huincul de YPF, que tiene una capacidad de producción de metanol de 450.000 ton/año, y el precio preferencial son sus principales ventajas. Como desventaja podemos mencionar que no es una solución permanente, el banco de condensado se volverá a formar y será necesario repetir el tratamiento después de un tiempo. Para restablecer la productividad de los pozos se recomienda la inyección de metanol junto con técnicas de producción que eviten la carga líquida.

Métodos para solventar el problema		Ventajas	Desventajas
Mantenimiento de la Presión	Reinyección de gas Inyección de N ₂ o CO ₂	• Mantengo la presión por encima de la presión de rocío en el reservorio. • Mejora la recuperación de líquidos	• La presión de rocío es muy superior a la presión promedio del campo en la zona SE • No se dispone de volúmenes apreciables de N₂ y CO₂ en LLL.
Mejora de la productividad	Refractura hidráulica	• Al generar un canal de alta conductividad se reduce la caída de presión entre el wellbore y el reservorio.	• Mucho mas costosas (+800 MUSD/pozo)
Inyección de químicos	Tratamiento con Dimetiléter	• Mayor presión de vapor que el MeOH (mejora el flow back). Menos tóxico que el MeOH.	• Importación del producto. Mayor precio que MeOH • Sin antecedentes en la Fm Sierras Blancas
	Alteración de la mojabilidad con Fluoro-surfactantes o fluoro-polímeros <i>SPE 168153/SPE 154522</i>	• Cambian el medio poroso de mojante al oil o al agua a mojante intermedio al gas.	• Estudios aun en estado experimental. • Sin antecedentes en la Fm Sierras Blancas
	Tratamiento con metanol (MeOH)	• Se produce en Refinería Plaza Huincul. Precio preferencial por ser YPF la vendedora y compradora.	• Cuidados y precauciones para su manipuleo y uso

Tabla 1- Resumen de los métodos para mitigar el problema del banco de condensado

En la bibliografía se citan estudios realizados en coronas de reservorios de gas condensado a las cuales se les ha inyectado metanol con el objetivo de entender y explicar los procesos físicos que ocurren, los cuales mejoran la productividad de los pozos³. Se concluyó con dichos estudios que la inyección de metanol disminuye la tensión superficial entre la fase de gas y la de condensado, como así también genera un menor valor de condensado residual. El metanol cambia el comportamiento de la fase condensado y reduce el punto de burbuja de dicha fase a medida que la concentración de este alcohol aumenta, generando de esta forma un aumento en la movilidad del condensado.

La zona de LLL de interés para este trabajo tiene una saturación inicial de agua significativa, la cual está formada por agua irreducible absorbida, agua de borde y saturación de agua libre. Si se produce una caída de presión excesiva la saturación de agua libre aumenta aún más. Con la inyección de metanol, las saturaciones de agua libre y agua de borde serán reemplazadas por este alcohol, el cual es miscible con los hidrocarburos. La saturación del agua irreducible será desplazada en parte con la alta presión de inyección del metanol. Después de la inyección habrá menos saturación de agua, aumentando la movilidad de este fluido durante el flowback y mejorando la saturación de gas y la permeabilidad relativa del gas.

En la bibliografía consultada se reportó también un tratamiento exitoso con metanol en campo⁴. El mismo fue realizado en Hatter's Pond, el cual es un campo de gas condensado ubicado al sudoeste de Alabama. Las formaciones productoras están compuestas por dolomitas y arenas eólicas que poseen una permeabilidad en el rango de 0,2 a 150 mD. El reservorio tiene un espesor útil de 76m, una temperatura de 150°C y una salinidad de 200 g/l a 5400m. Se reportó un aumento de producción del 100% tanto para gas como para condensado al inyectar 160 sm³ de metanol a un caudal de 76 m³/h. El caudal de gas pasó de 7042 sm³/d a 14084 sm³/d y el del petróleo de 13.8 sm³/d a 25 sm³/d. Mediante ensayos de pozo antes y después del tratamiento con metanol pudo determinarse una mejora del skin total de 0.68 a -1.9. Estos incrementales del 100% sobre la producción de la curva base se mantuvieron por 4 meses, siendo del 50% el incremental en los 6 meses siguientes. En dicho

estudio se realizaron también análisis en coronas para conocer la compatibilidad de la salinidad de la formación con las partículas finas debido a hinchamiento de arcillas, precipitación de sales o migración de finos. No se detectaron reducciones de permeabilidad.

El desarrollo del presente trabajo y los estudios de simulación realizados se basan en las citadas experiencias de la literatura.

A continuación se desarrollarán los siguientes ítems:

- Breve descripción de la petrofísica de la zona sudeste de LLL.
- PVT del fluido de la zona de interés, propiedades físicas del metanol y del agua de producción
- Selección de pozos candidatos y análisis de producción
- Simulación numérica de pozo candidato: inicialización y matcheo histórico
- Estudio de daño con Rate Transient Analysis (RTA) y Análisis Nodal
- Incrementales esperados de producción de gas y condensado
- Procedimiento operativo y eliminación de carga líquida
- Conclusiones

Breve descripción de la petrofísica de la zona sudeste de LLL

El yacimiento Loma la Lata (LLL) está ubicado en la Provincia de Neuquén en los departamentos de Confluencia y Añelo. Geográficamente se encuentra en la zona central de la provincia, al norte del embalse Los Barreales y, sobre la margen sur del río Neuquén. Dista 90 km en dirección NNW de la capital de la provincia, y 100 km al NNE de la localidad de Plaza Huincul – Cutral Có.

El principal reservorio productor del yacimiento es la Fm. Sierras Blancas, formado por areniscas eólicas correspondientes a dunas de hasta 5m de espesor y separadas por interdunas secas (sandsheet). En la Fig. 2 se encuentra marcada esta formación dentro de la columna estratigráfica.

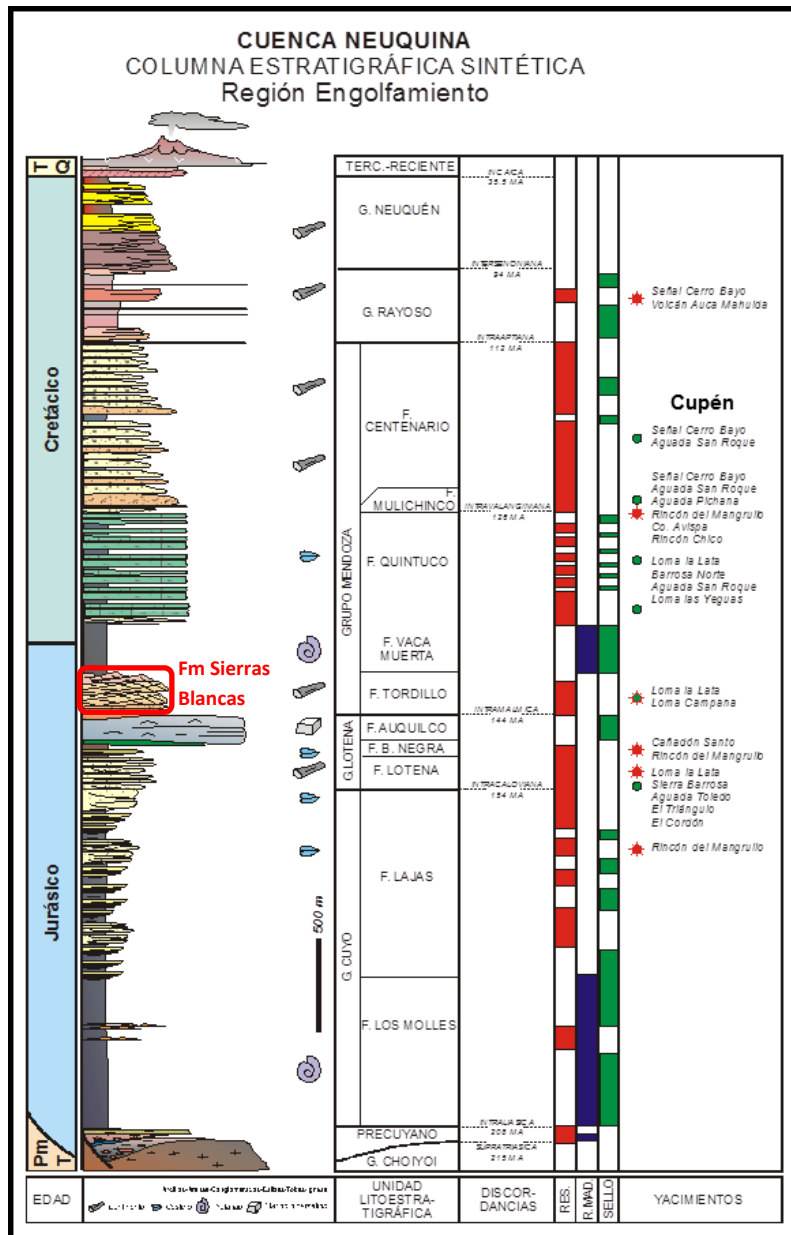


Fig.2- Columna estratigráfica⁸

En la zona sudeste del campo, región de interés para la inyección de metanol, el espesor promedio del reservorio es de 40 a 80m, la porosidad es del 12% y la permeabilidad varía entre 0,01 a 1 md.

En la Fig. 3 se puede ver el perfil perteneciente a un modelo sectorial realizado para el pozo Well-1 para estudiar la inyección de metanol. En la zona sudeste el log de porosidad no correlaciona tan bien con el de saturación como en la zona central del campo. Debido a la diagénesis de la zona sudeste, retenciones de agua y/o cementaciones; se encuentran diferentes valores de saturación de agua para la misma porosidad. Esto se explica con las interdunas que allí se encuentran, las cuales tienen alta porosidad pero baja permeabilidad con alta saturación de agua. Dichas zonas se evitan al navegar y completar los pozos.

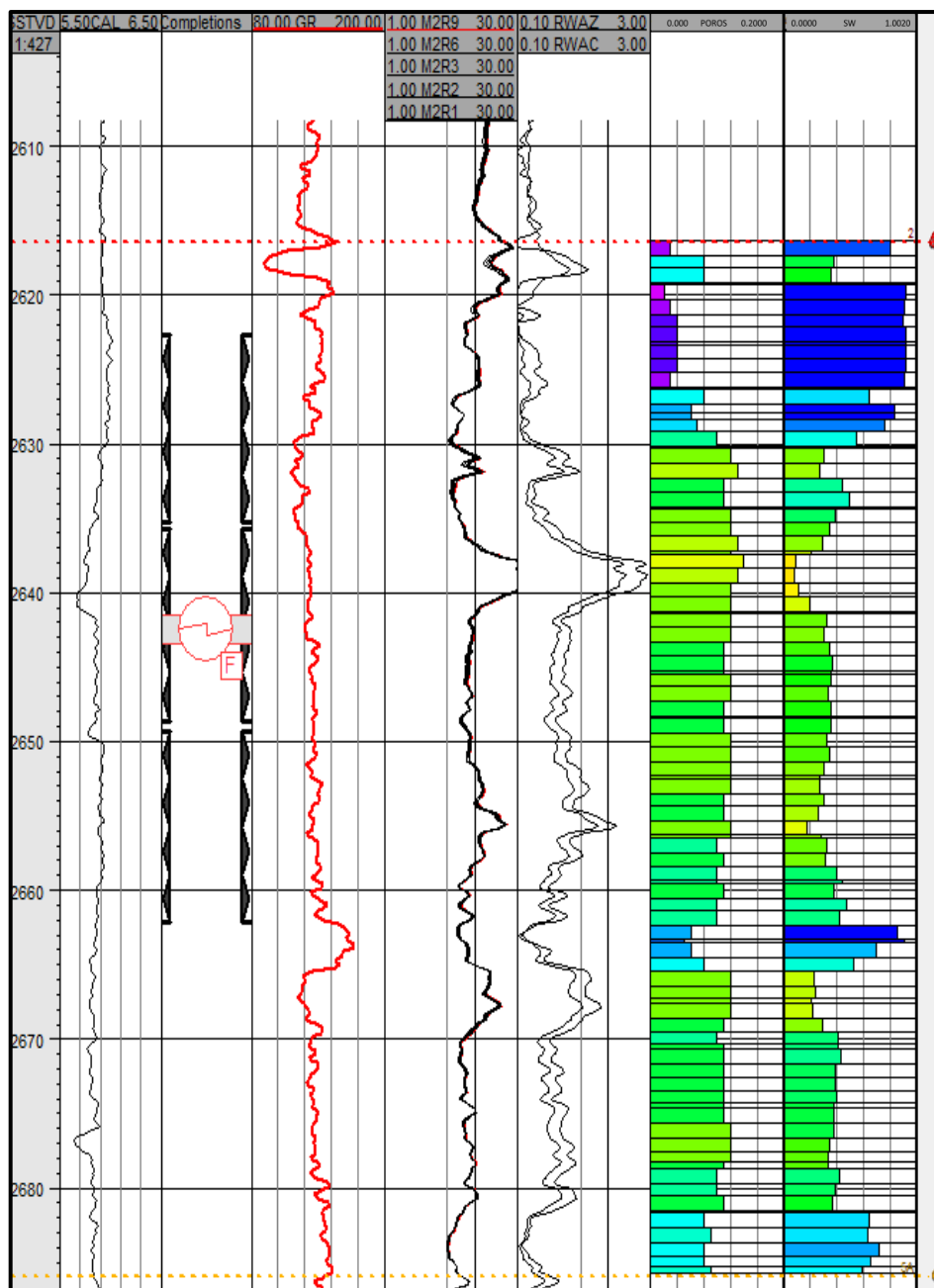


Fig. 3- Perfil interpretado

PVT, propiedades físicas del metanol y del agua de producción

Si bien la zona sudeste de la Fm. Sierras Blancas ya no tiene su presión original, según el PVT característico de la región podemos afirmar que para la presión actual promedio aun no estamos en la zona de revaporización del condensado. En la Fig. 4 se muestra la depletación a volumen constante del PVT donde se aprecia que el máximo drop out (2.5%) se produce a los 90 kg/cm².

Composición Inicial		Composición Agrupada	
Componentes	Z _i (%)	Componentes	Z _i (%)
N ₂	1,14	X1+	90,32
C1	82,74	C3+	4,71
C2	6,44	C5+	1,95
C3	3,1	C9+	2,59
iC4	0,57	C17+	0,41
C4	1,04	C28+	0,02
iC5	0,37		
C5	0,71		
C6	0,87		
C7_1	2,59		
C7_2	0,41		
C7_3	0,02		

Tabla 2: Composición inicial del fluido y composición agrupada para la simulación

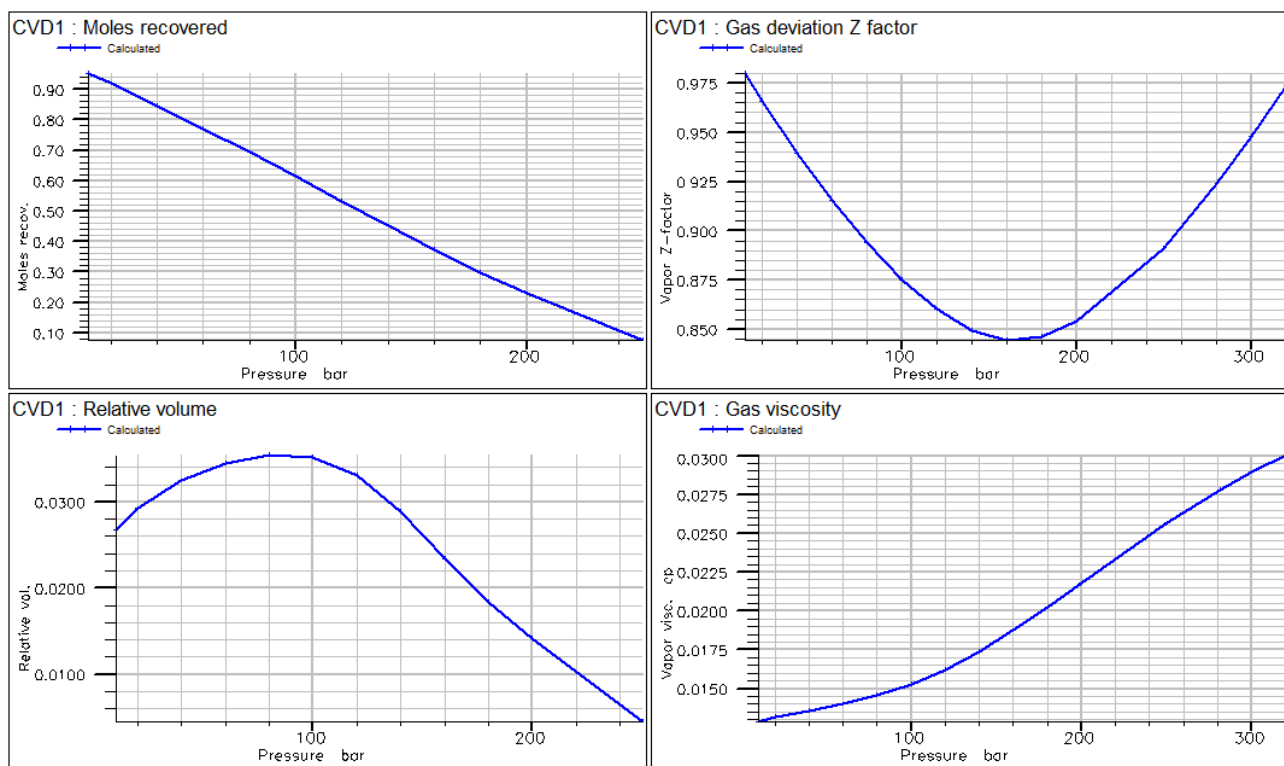


Fig. 4- PVT pozo zona sudeste. Depletación a Volumen Constante.

El metanol es un alcohol que tiene una densidad de 0.7962 g/cm^3 a 15°C . Es miscible tanto con el agua como con el condensado. Se encontrará en estado líquido a las condiciones de operación a la cual será sometido: temperaturas menores a 110°C y presiones mayores a 5 kg/cm^2 ; tal como se puede apreciar en el diagrama de fases del metanol (Fig. 5).

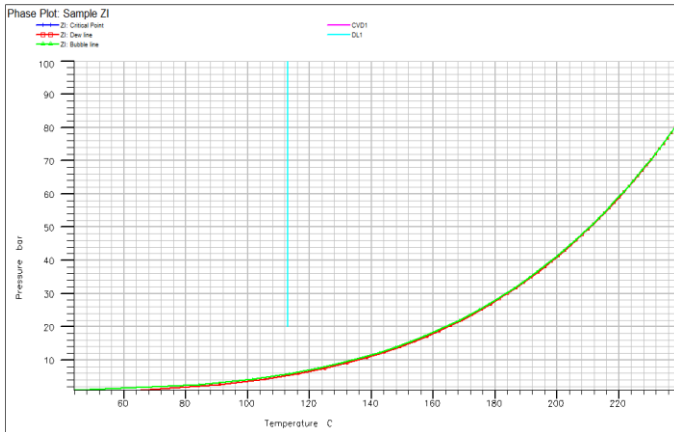


Fig. 5- Diagrama de fases Metanol

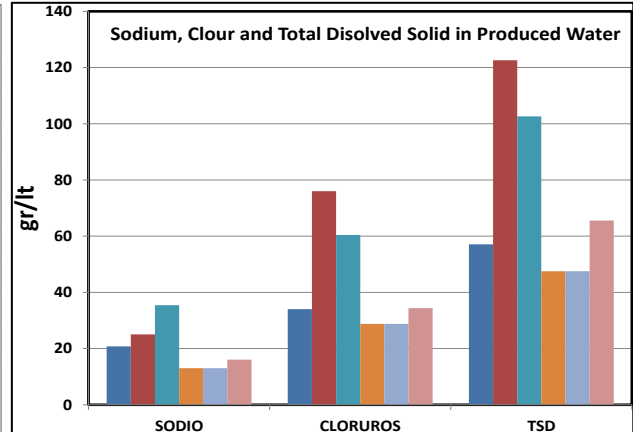


Fig.6- Salinidades agua de producción

Al-Anazi et al⁴ reportó que en reservorios de alta salinidad se pueden producir precipitaciones de sales debido a la inyección de metanol. En dicho trabajo mediante estudios en coronas pudo determinarse que con salinidades inferiores a 240 g/lt para el agua de producción, se evitarían precipitaciones. La salinidad del agua de producción como la del agua de formación para los pozos de LLL se encuentra por debajo de este valor. Por lo tanto, no son esperables problemas de precipitación. En la figura 6 se observa la salinidad de una muestra de pozos de LLL, representado cada uno de ellos por diferente color.

Selección de pozos candidatos y análisis de producción

La zona de interés para la inyección de metanol es la región sudeste del campo. Vimos anteriormente que para la presión promedio actual, según el PVT aún no estaríamos revaporizando el condensado. Esto se puede verificar al comparar el CGR de la zona sudeste con el de la zona central del campo, la cual está más depletada y tiene una mayor acumulada de gas. En la Fig. 7 se puede apreciar el momento en el cual el condensado ha comenzado a revaporarse en la zona central.

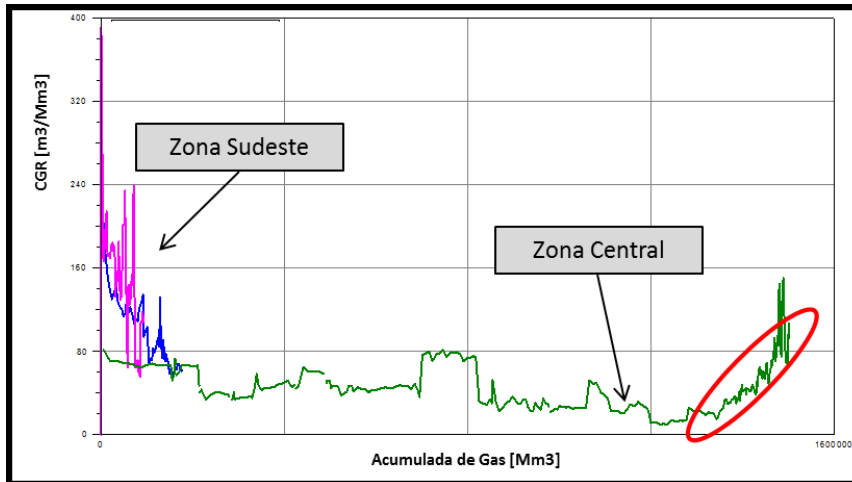


Fig. 7- Comparación CGR zona sudeste y zona central del campo

Para seleccionar los pozos candidatos se graficaron para la zona sudeste las siguientes variables: relación de acumuladas de condensado y gas (CGR) y relación de acumuladas de agua y gas (WGR). De dichos gráficos surge la zona a estudiar con mayor detalle, la cual se encuentra marcada con un círculo rojo en la Fig. 8. Esta región fue elegida por encontrarse lejos de la zona de borde del campo, donde la estructura es más baja y la producción de agua aumenta por dicho motivo. Se decide dejar estos pozos pertenecientes a la parte más baja de la estructura para una etapa más avanzada del proyecto.

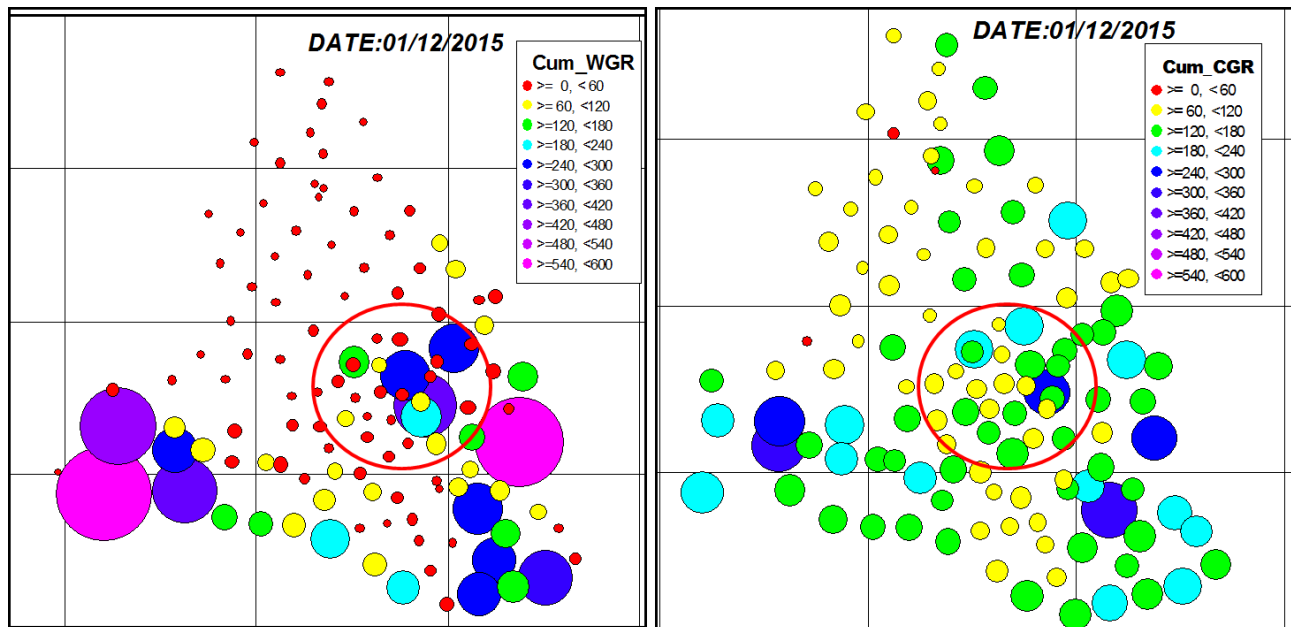


Fig. 8- Mapas de burbujas WGR acumulado y CGR acumulado de la zona de interés

El comportamiento de los pozos en la zona sudeste se caracteriza por un descenso drástico de la presión de boca de pozo en los primeros meses de producción, tal como puede apreciarse en la Fig. 9 para el pozo candidato Well-2. Esto genera una caída de presión muy alta en el wellbore, la cual origina acumulación tanto de condensado como de agua en esta zona. Se destaca también en este pozo la caída del CGR de 216 a 125 m³ condensado/ Mm³ gas en los primeros 6 meses de producción, lo cual es otro indicio de acumulación de líquido en fondo.

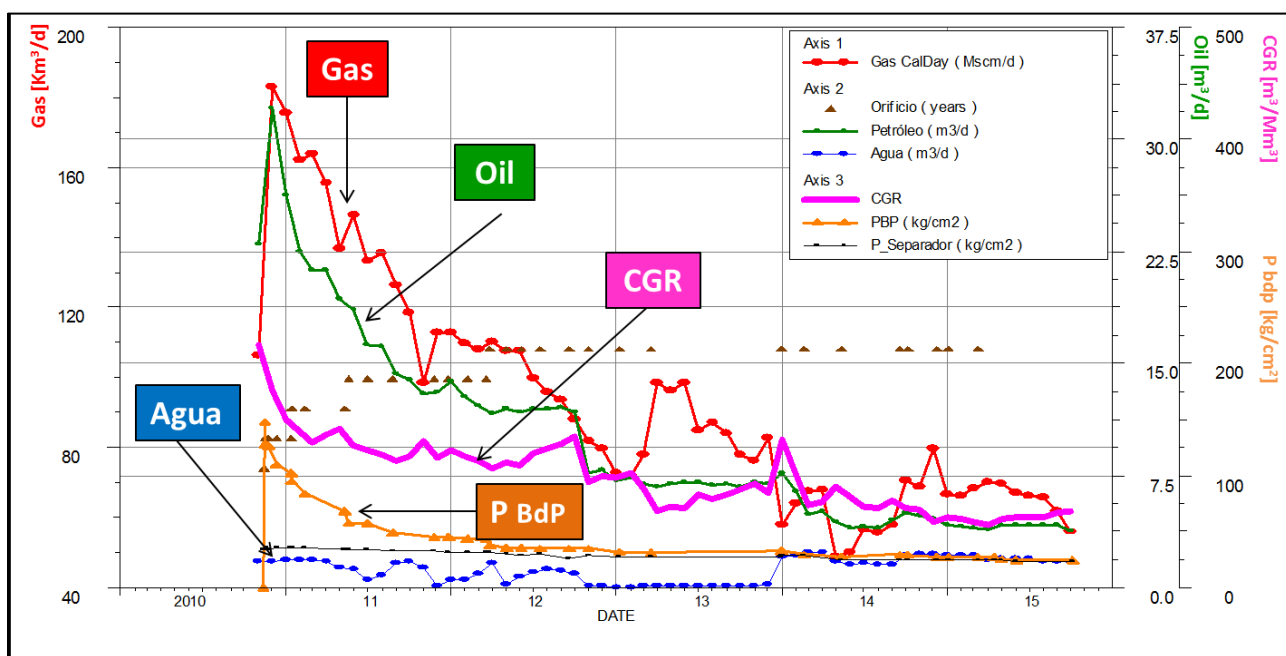


Fig. 9- Historia de producción pozo Well-2.

Simulación numérica de pozo candidato: inicialización y matcheo histórico

Se simuló la fractura hidráulica del pozo candidato Well-1 mediante un modelo sectorial en ECLIPSE 300. Se usó un simulador composicional con 6 pseudo-componentes, tres dimensiones, tres fases y presión implícita adaptada. Mediante una grilla especial refinada localmente (LGR) se simuló la fractura hidráulica y las propiedades del pozo candidato. El largo de la fractura es de 80m con un ancho de celda de 1m en la grilla de simulación, la permeabilidad de la fractura es de 700 mD y la de la formación varía hasta un máximo de 1.7 mD.

Los objetivos del matcheo histórico fueron validar e integrar los modelos geológicos y petrofísicos con las propiedades de la fractura hidráulica para definir el drop out de condensado y su impacto sobre la productividad del pozo, estimar el gas in place y calcular mejoras en la productividad al inyectar metanol.

Una vez realizada la inicialización se calculó el Gas In Place (OGIP) y el Oil In Place (OOIP). Según el modelo para este pozo en particular se tiene un factor de recobro actual de gas del 30% y de petróleo del 16%.

La distancia entre pozos verticales en la zona sudeste del campo es de 500 a 600m. Se definió como límite para el cálculo de reservas puntos intermedios con pozos vecinos.

Para matchear la producción de petróleo y de agua se usaron los controles de caudal de gas (Fig. 11), como así también las presiones de cabeza y las presiones estáticas de reservorio. Los resultados se pueden observar en las Fig. 10, 11, 12 y 13 respectivamente.

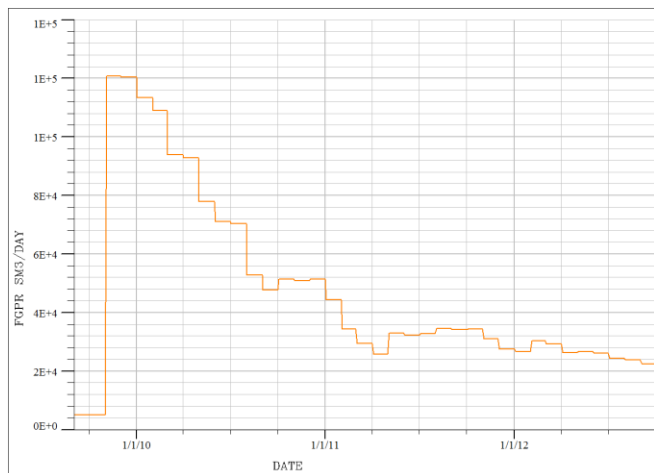


Fig. 10: Well-1, Producción histórica de gas

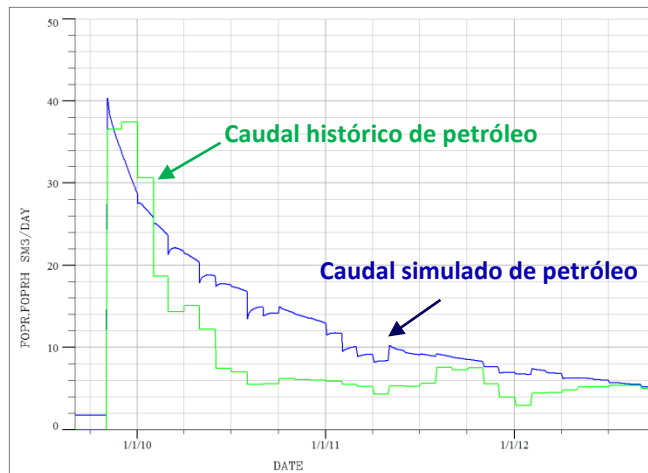


Fig. 11: Well-1, Matcheo histórico de petróleo

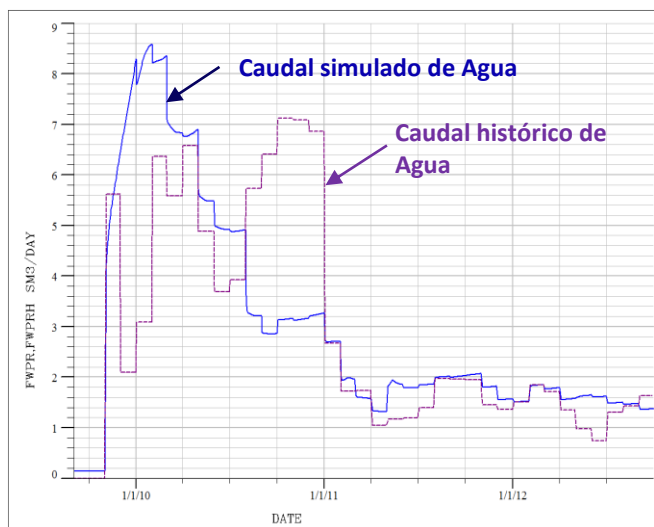


Fig. 12: Well-1, Matcheo histórico de agua

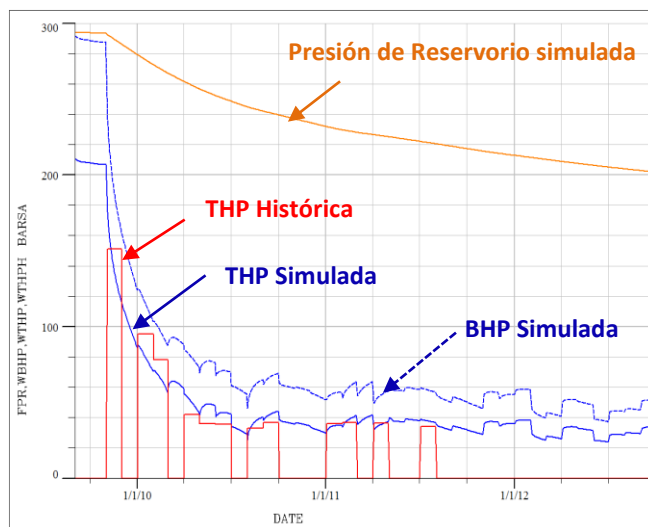


Fig. 13: Well-1, Matcheo Presión de cabeza (THP) y presión de reservorio

Se obtuvo un razonable matcheo de petróleo, cuya producción es muy sensible a la acumulación de condensado en la zona cercana al wellbore, condiciones de separador y descripción adecuada del PVT.

El matcheo histórico de agua es muy importante en el comportamiento del flujo vertical, incluso en este pozo en el que la producción de agua es muy baja. Tal como se muestra en la Fig. 12, el matcheo obtenido es relativamente bueno. Sin embargo hay una producción extra de agua desde Julio del 2010 hasta finales de ese año, período en el que la curva de producción histórica se separa de la curva simulada. Por tal motivo se tuvo que reducir la productividad del pozo para matchear la presión de cabeza. Esto es un claro indicio de daño de formación debido a bloqueo por condensado y agua en la cercanía del wellbore.

La saturación inicial de agua es alta y veremos que la saturación de petróleo asciende al 26% durante el primer año, periodo durante el cual la caída de presión es excesiva. La acumulación de condensado alrededor de la cara de la fractura y en el wellbore reducen significativamente la permeabilidad relativa del gas.

En las Fig. 14, 15 y 16 se muestra la acumulación de condensado alrededor de la cara de la fractura a medida que la presión va disminuyendo. En la condición inicial hay cero saturación de condensado para una presión inicial de 293 kg/cm², tal como se muestra en la Fig. 14.

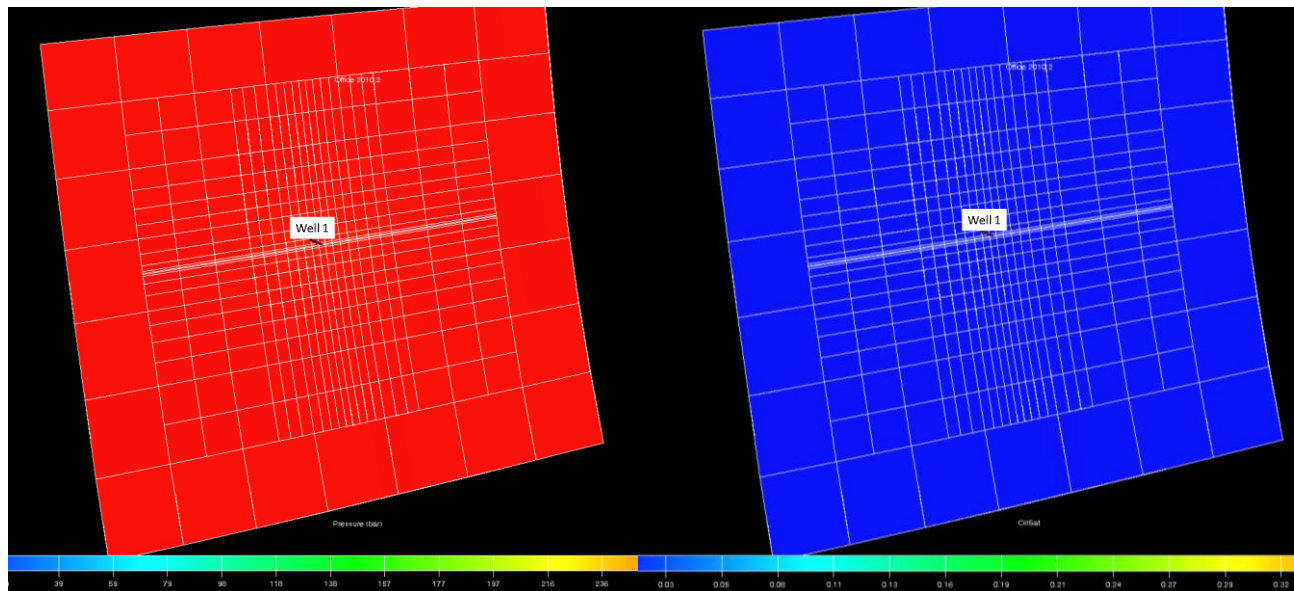


Fig. 14: Presión Inicial de 293 kg/cm² y Saturación Inicial de petróleo de cero

Desde el comienzo de producción en septiembre de 2009 a julio 2010, la presión cae de 293 kg/cm² a un rango que varía entre 113 y 125 kg/cm² alrededor del wellbore y de la cara de la fractura. La saturación de condensado cambió de cero a 26%, tal como muestra la Fig. 15. Lejos de la cara de la fractura la condensación es insignificante.

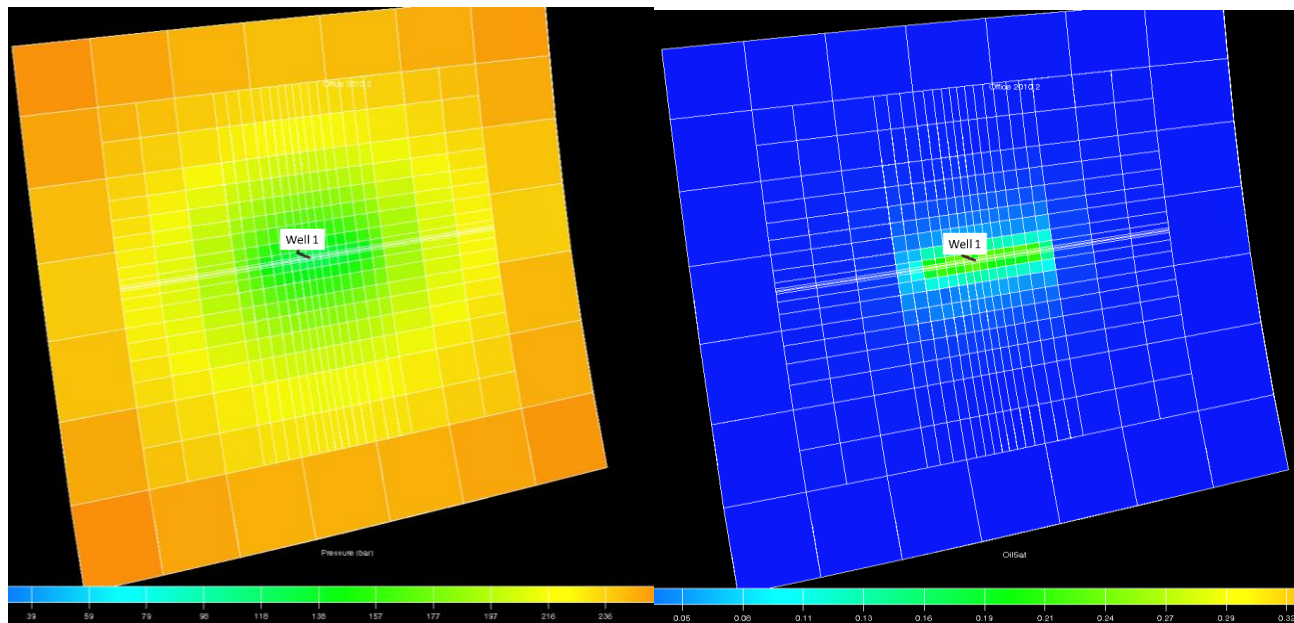


Fig. 15: Distribución de Presión y Saturación de Petróleo en julio 2010 para capa de alta permeabilidad (1.62 mD)

En la Fig. 16 se muestra la distribución de presión y saturación de petróleo en septiembre de 2012 para una capa de alta permeabilidad. Mientras que la distribución de la presión está en el rango de 120 a 175 kg/cm², la distribución de la saturación de condensado es similar a la de julio 2010. En la cara de la fractura la saturación de petróleo es de 23%, y en la zona alejada del wellbore es de 1.5%. Uno de los objetivos principales de la inyección de metanol es movilizar, reducir y producir este drop out de condensado.

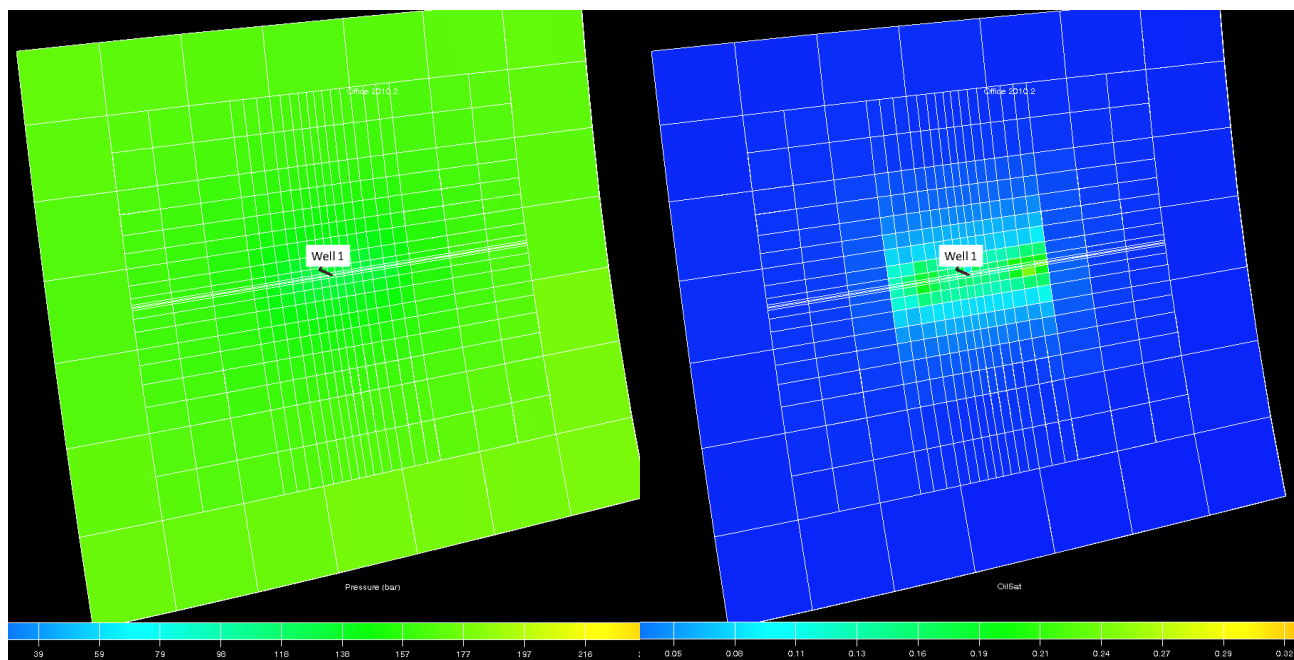


Fig. 16: Distribución de Presión y Saturación de Petróleo en septiembre 2012 para capa de alta permeabilidad (1.62 mD)

Estudio de daño con Rate Transient Analysis (RTA) y Análisis Nodal

Se analizó la historia de producción del pozo candidato Well-2 mediante un Análisis de Flujo Transiente (RTA). Para el mismo se utilizaron como input los controles de producción del pozo, la historia de presiones de boca, cromatografía del pozo y mediciones de presión de fondo mediante Gradientes Dinámicos para ajustar la correlación de flujo vertical.

Se simuló un modelo de pozo fracturado, con conductividad infinita, límite infinito y reservorio homogéneo. Utilizando la petrofísica conocida por perfiles del pozo y para una permeabilidad de 0.15 mD, se logró un buen ajuste en los primeros días de producción con un skin de 1.5. Sin embargo el matcheo de presiones y caudales no es bueno manteniendo este skin para el resto de la historia de producción. Un skin variable en el tiempo permite un ajuste relativamente bueno. Los casos de skin constante y skin variable de 1.5 a 11.4 se pueden apreciar en la Fig. 17.

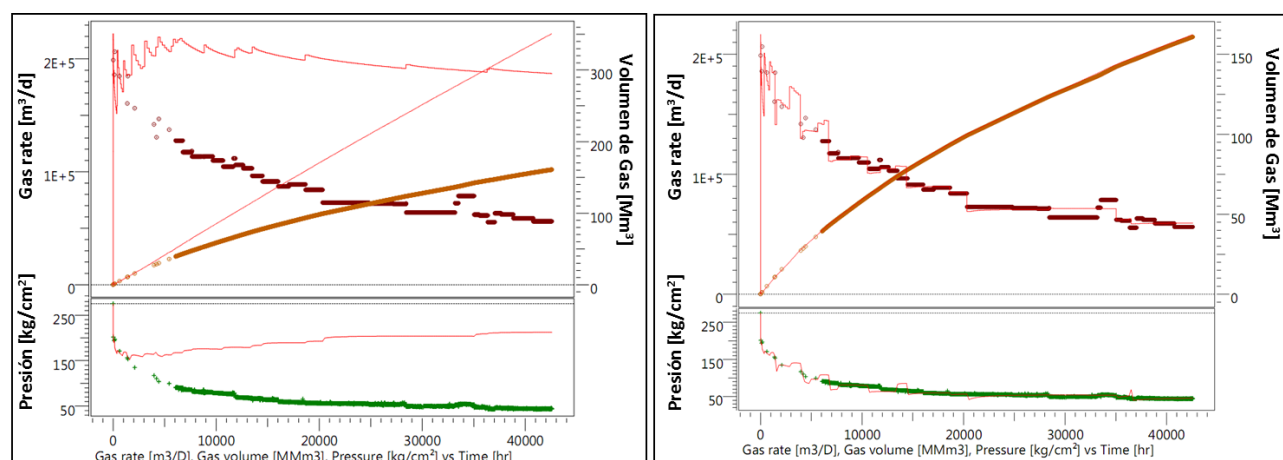
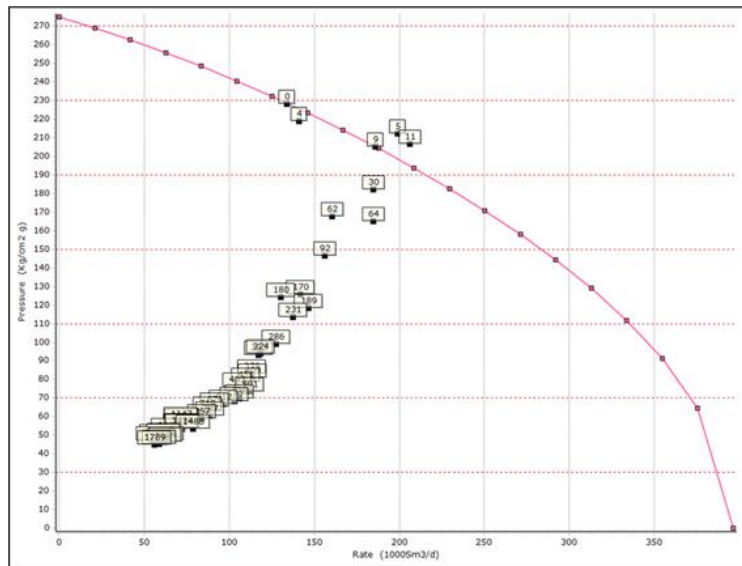
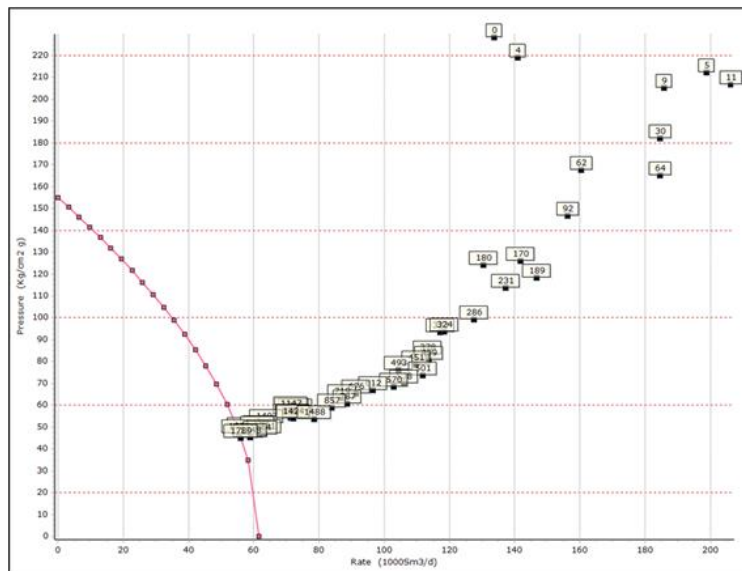


Fig. 17- Modelo con skin constante y modelo con skin variable para RTA pozo Well-2

Para verificar el daño del pozo se realizó también un estudio mediante análisis nodal. Se reprodujo la Inflow Performance Relationship (IPR) inicial del pozo, mediante un Modelo Fracturado Hidráulicamente con un skin igual a 0 para los primeros días de producción. Se conocen los parámetros petrofísicos que han sido obtenidos por perfiles y el crecimiento de la fractura por simulación. La presión de reservorios fue medida mediante Repeat Formation Tester (RFT). Para calcular la IPR actual del pozo se mantienen constantes todas las variables, excepto la presión de reservorio y los días de producción que lleva el pozo. Para lograr un buen matcheo con los últimos controles de producción del pozo, es necesario calcular la IPR con un skin de 3.55. Las IPR explicadas se pueden apreciar en la Fig. 18.



IPR Modelo Fracturado Hidráulicamente	
P Reservorio	275 kg/cm ²
T Reservorio	113°C
WGR	1,6e-5 m ³ /m ³
GOR	4.563 m ³ /m ³
k	0,17 md
Espesor útil	75 m
Área drenaje	36.000 m ²
Radio drenaje	0,0635 m
Tiempo de producción	9 días
Porosidad	12%
Altura Fractura	50 m
Long ala de fractura	80 m
Saturación de agua	35%
Daño (s)	0



IPR Modelo Fracturado Hidráulicamente	
P Reservorio	155 kg/cm ²
T Reservorio	113°C
WGR	3e-5 m ³ /m ³
GOR	14.705 m ³ /m ³
k	0,17 md
Espesor útil	75 m
Área drenaje	36.000 m ²
Radio drenaje	0,0635 m
Tiempo de producción	1789 días
Porosidad	12%
Altura Fractura	50 m
Long ala de fractura	80 m
Saturación de agua	35%
Daño (s)	3,55

Fig.18- Análisis Nodal del pozo Well-2

Con ambos métodos, RTA y análisis nodal, pudo verificarse un aumento en el tiempo del daño del pozo. El mismo se asocia entre otros factores a la acumulación de líquido en el wellbore.

Procedimiento operativo y eliminación de carga líquida

Para incrementar la productividad de los pozos se propone no solo la inyección de metanol, sino también métodos de producción que eliminen la carga líquida en el tubing. Este último fenómeno se produce en pozos en los cuales el caudal de gas producido no tiene la energía suficiente para levantar las gotas de líquido. Tanto el condensado como el agua comienzan a acumularse en el fondo del pozo, originando en un comienzo mermas en la producción y finalmente ahogue del pozo

El metanol es un producto inflamable, cuya llama es incolora y para el cual hay que tener precauciones especiales. Como antecedente en LLL se han realizado fracturas hidráulicas con este alcohol, en las cuales no se ha registrado incidente alguno.

La inyección de metanol por sí sola no será suficiente para eliminar los problemas de carga líquida. En caso que éstos se presenten será necesario utilizar algunos de los métodos de liquid unloading que existen en la industria, muchos de los cuales ya se han implementado en Loma La Lata con éxito. Entre ellos:

- Inyección de químicos mediante capilar o batcheo. (Surfactantes que reducen la tensión superficial del líquido, mejorando así la dispersión del gas en la fase líquida para disminuir la densidad del fluido)
- Compresión en boca de pozo
- Plunger Lift
- Gas lift
- Reducción del tamaño del tubing
- Sarta de velocidad
- Ciclos de apertura y cierre

Incrementales esperados de producción de gas y condensado

Se calcularon incrementales de hidrocarburo con las técnicas antes descritas: Simulación Dinámica y Análisis Nodal, cada una de ellas aplicada a un pozo candidato diferente.

Para estimar con la Simulación Dinámica la mejora en la productividad del pozo Well-1 debido a la inyección de metanol, se tomó como referencia los estudios realizados con coronas de Texas Cream en estado estacionario⁵. Los mismos mostraron que el punto final de la permeabilidad relativa de gas puede mejorar en un factor de 1.2 a 2.5 bajo diferentes condiciones. En primer medida se estableció el drop out de condensado en una corona y se midió el punto final de la permeabilidad relativa del gas en estado estacionario, en presencia de petróleo y agua residual. Después de inyectar diferentes volúmenes porales de metanol, se midió nuevamente el punto final de la permeabilidad relativa del gas. Los resultados de dichas mediciones se detallan en la tabla 3.

Exp N°	K	S _w	S _{or}	Metanol	K _{rgm} /K _{rg}
	mD			PV	
7	5.1	10.0	37.0	2	1.59
8	4.3	20.0	32.0	5	1.55
9 (A)	4.1	20.0	8.6	5	1.41
10 (B)	6.3	0.0	51.0	5	1.18
12	11.3	50.0	5.0	5	2.88

Tabla 3: Resultados Texas Cream- Mejora en la permeabilidad relativa del gas al inyectar metanol

Cuando la saturación de agua es alta (Exp. N°12) la mejora en la permeabilidad relativa del gas también es alta, en una relación de 2.88. Cuando no hay agua presente, la mejora en la permeabilidad relativa del gas es mínima, en una relación de 1.18.

Para calcular los incrementales de producción en el modelo sectorial del pozo Well-1, se mejoraron las curvas de permeabilidad relativa del gas, petróleo y agua. Se utilizaron los resultados más bajos obtenidos en el experimento de la tabla 4 para estimar las mejoras que se obtendrían al inyectar metanol. Se representaron dos escenarios diferentes: mejora en la permeabilidad relativa del gas en 1.4 (A) y en 1.2 (B). Ambas corridas se compararon con el caso base, el cual no considera ninguna mejora.

En las Fig. 20, 21, 22 y 23 se muestran los resultados de las corridas desde septiembre del 2010 hasta el 2018.

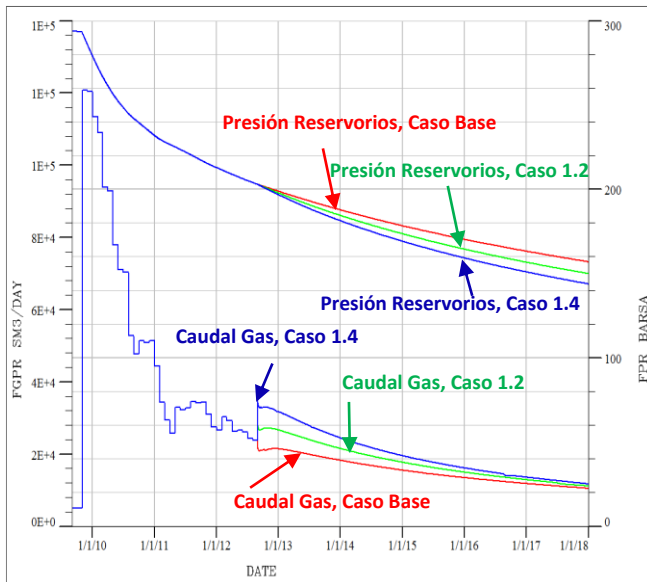


Fig. 20: Caudal de gas y Presión de Reservorios

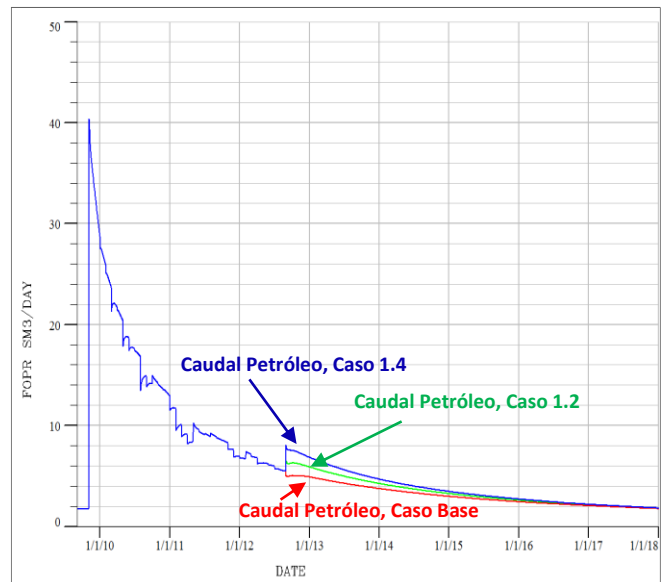


Fig. 21: Predicción Caudal de Petróleo

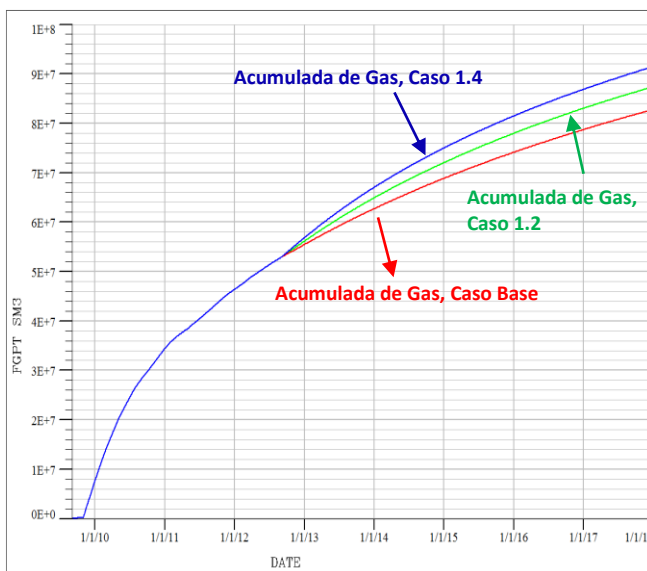


Fig. 22: Producción Acumulada de Gas

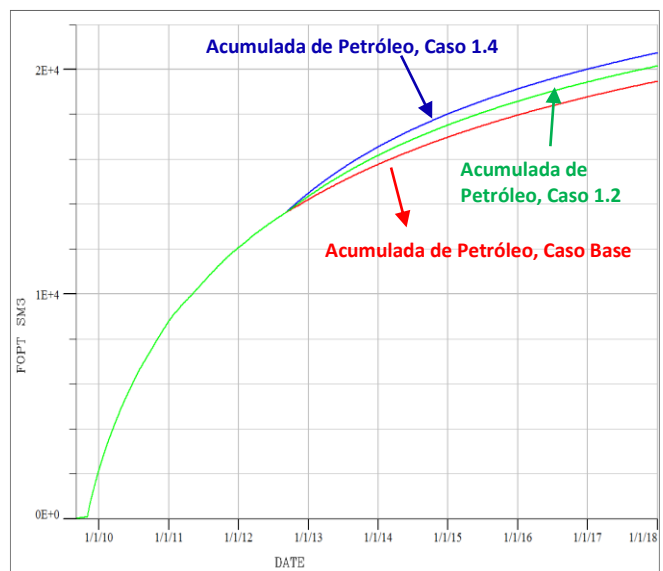


Fig. 23: Predicción producción acumulada de Petróleo

La presión de cabeza (THP) se consideró constante en 30 kg/cm² para todas las corridas. El caudal inicial de gas para el caso A se estima en 35.1 Ksm³/d comparado con el del caso base de 23.8 Ksm³/d. Para el caso B se estima en 28.1 Ksm³/d.

El caudal inicial de petróleo para el caso A se estima en 8 sm³/d y para el caso B en 6.5 sm³/d contra el caso base de 5 sm³/d.

Para el caso A el incremental de producción acumulada para el gas es de 8.7 Msm³ y para el petróleo es de 1085 sm³; para el caso B el incremental acumulado de gas es 4.7 Msm³ y 500 sm³ el del petróleo, tal como se muestra en la siguiente tabla.

	Q _o	Q _g	N _p	G _p	^N _p	^G _p
	sm ³ /d	Ksm ³ /d	sm ³	Msm ³ /d	sm ³ /d	Msm ³ /d
Base	5	23.8	19646	82.7		
A: K _r 1.4	8	35.1	20731	91.4	1085	8.7
B: K _r 1.2	6.5	28.1	20146	87.4	500	4.7

Tabla 4: Incrementales esperados de petróleo y gas debido a la inyección de metanol

Para el pozo Well-2 se han calculado los incrementales de producción mediante Análisis Nodal.

Si a la IPR actual del pozo (Fig.18) la interceptamos con la vertical lift performance (VLP) actual, podemos resolver el sistema para el punto de operación de 56 Km³/d. Asumiendo que la inyección de metanol permitirá mejorar el daño del pozo, mediante sensibilidades sobre el skin podemos estimar los caudales incrementales que se obtendrán a medida que éste se vaya reduciendo.

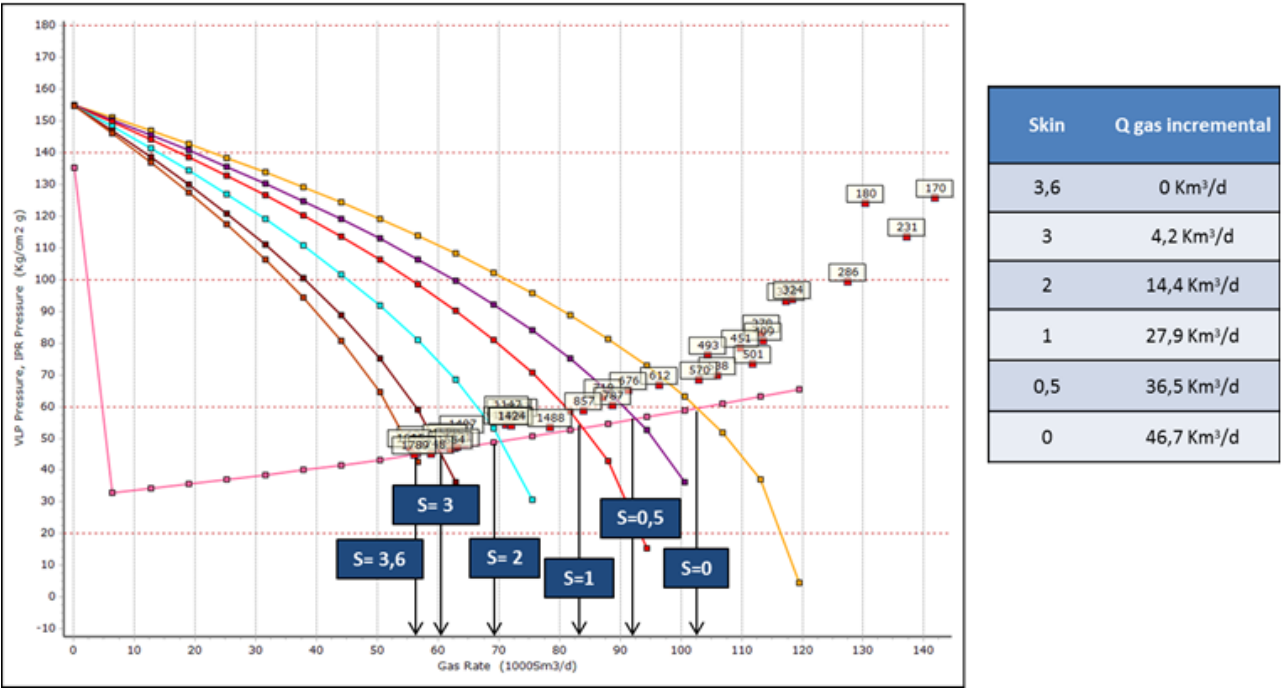


Fig.24- Incrementales de gas esperados según Análisis Nodal en el Well-2

El skin calculado de 3.55 es un daño total. Si bien las sensibilidades se han hecho hasta un skin de 0, vale aclarar que es imposible alcanzar dicho valor mediante el tratamiento con metanol. No todo el daño del reservorio está asociado a bloqueo por agua y/o condensado, hay una parte de dicho daño que es irreversible y está asociado a finos, arcillas, posible acumulación de asfaltenos o desestabilización de la fractura en el wellbore. Estos últimos obstáculos podrían ser revertidos con una fractura hidráulica.

Asumiendo que el metanol impactará sólo sobre el bloqueo de condensado y agua movilizandolos estos fluidos acumulados, se considera razonable una mejora del skin de 3.55 a 2. Esta reducción del daño permitirá una mejora en la producción de gas de 14.4 Ksm³/d, lo que representa un aumento del 25% sobre la curva base. Similares valores se obtuvieron para el pozo Well-1 mediante la simulación dinámica.

Conclusiones

El bloqueo por condensado y agua en la cercanía del wellbore es un serio problema que impacta sobre la productividad de los pozos en los reservorios de gas-condensado.

La zona sudeste de Loma La Lata, con su diagénesis y baja permeabilidad, presenta valores de saturación inicial de agua muy altos. También presenta un elevado drop out de condensado (mayor al 2.5%). Ambos parámetros confirman la presencia de bloqueo por líquidos en la Fm. Sierras Blancas.

La inyección de metanol parece ser una solución viable para lograr movilizar el líquido que ocasiona el bloqueo en el wellbore y consecuentemente la disminución de la permeabilidad relativa del gas. Este alcohol se produce en la refinería de Plaza Huincul, la cual se encuentra cercana al yacimiento. Otra ventaja de este producto es que es miscible tanto con el agua como con el condensado. Sin embargo la inyección de metanol no será una solución definitiva, habrá que repetir el tratamiento después de un cierto tiempo, como así también utilizar métodos de eliminación de carga líquida para producir los pozos de manera óptima.

Inyectando metanol, se esperan incrementales en la producción inicial de gas del orden del 25%. Para el pozo Well-1 se estima acumular un 7% más de gas y 4% de condensado en 5 años comparado con el caso de no realizar tratamiento alguno. El costo de esta operación es menor a una refractura hidráulica en el yacimiento LLL.

Se destaca la importancia de realizar la Prueba Piloto para poder comprobar la eficiencia del metanol en la Fm. Sierras Blancas y verificar los incrementales de producción estimados tanto con la Simulación Dinámica como con el Análisis Nodal.

Bibliografía

- 1- Al-Baqawi, A. M. SPE, Saudi Aramco Oil Company; Al-Malki, B. H., SPE, Saudi Aramco Oil Company: “Well Test Analysis in Naturally Fractured Gas Condensate Reservoirs Below Dew Point Pressure” paper SPE 122594 presented at the 2009 SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Jakarta, Indonesia, 4-6 August 2009.
- 2- Subhash Kalla, Sergio A. Leonardi, Daniel W. Berry, Larry D. Poore, Hemant Sahoo y Ryan A. Kudva, ExxonMobil Upstream Research Company; y Edward M. Braun, Consultora: “Factors That Affect gas-condensate relative Permeability” paper SPE 173177 presented al the International Petroleum Tecnology Conference, Doha, Qatar.
- 3- Mohammed A. Sayed, Aramco Services company y Ghaithan A. Al-Muntasheri: “Mitigation of the Effects of Condensate Banking: A Critical Review” paper SPE 168153- (2015)
- 4- Hamoud A, Al-Anazi, SPE, Saudi Aramco, Jacob G. Walker, SPE, Miller and Lents, Ltd., Gary A Pope, SPE, Mukul M. Sharma, SPE, The University of Texas at Austin, David F Hackney, SPE, ChevronTexaco. : “A Successful Methanol Treatment in a Gas-Condensate Reservoir: Field Application” paper SPE 80901 presented at the 2000 SPE Production and Operation Symposium, Oklahoma City, OK, 23-25 March, 2003.
- 5- Liangui Du, Jacob G. Walker, SPE, Miller and Lents, Ltd., Gary A Pope, SPE, Mukul M. Sharma, SPE, Peng Wang, SPE, The University of Texas at Austin: “Use of Solvents to Improve the Productivity of Gas Condensate Wells” paper SPE 62935 presented at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX, 1-4 October, 2000.
- 6- Mashhad Fahes, Imperial Collage, Abbas Firoozabadi, SPE, Reservoir Engineering Research Institute: “Wettability Alteration to Intermediate Gas-Wetting in Gas-Condensate Reservoir at High Temperatures”. *SPE Journal*, December 2007 page 397-407
- 7- P. Cabral and C.R. Gierrega, YPF, and Costanza and A.A. Suriano, PQB-Bolland: “Production Optimization Using the Capillary Technology in the Loma Lata Field” paper SPE 107374 presented at the 2007 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, 15-18 April, 2007.
- 8- Brissón Ignacio, et al 1996. Columna estratigráfica sintética de la Cuenca Neuquina

CV de los Autores

Jesica Lambertucci

Estudios: Ingeniería Química- Universidad Tecnológica Nacional- Facultad Regional Rosario.

5 años de experiencia en YPF SA.

Cargo Actual en YPF: Ingeniera de Reservorios en Yacimiento Loma La Lata

Sezai Ucan

Estudios: Ph.D. Ingeniería de Reservorios- Universidad de Oklahoma.

Más de 25 años de experiencia en la Industria.

Cargo actual en YPF: Ingeniero de Reservorios Advisor.