

DISEÑO CONCEPTUAL DE UNA PRUEBA PILOTO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE GAS NATURAL

**L.Castañeda / Universidad de Oriente - Venezuela, J.L. Mogollón* / PDVSA, E y P - Venezuela, G. Rojas / Universidad de Oriente - Venezuela y E. Rodríguez / PDVSA, E y P - Venezuela.
*Actualmente En PDVSA-INTEVEP.**

RESUMEN

El objetivo de este estudio es analizar la factibilidad de aplicar la tecnología de inyección cíclica de gas natural en pozos productores de petróleo y realizar el diseño conceptual de la prueba piloto. En la primera fase se establecieron los criterios de selección de los yacimientos idóneos a la aplicación de la tecnología, basado sobre una revisión bibliográfica. Posteriormente fue seleccionado un yacimiento de un universo de 64, de la Cuenca Oriental de Venezuela. La segunda fase del estudio consistió en la simulación numérica en un pozo perteneciente al yacimiento seleccionado. Este fue representado a través de un modelo radial, el cual es el más útil para investigar procesos en las cercanías del pozo, determinándose el efecto de la tasa de inyección de gas, el tiempo de inyección y tiempo de cierre.

Los criterios de selección definidos fueron: crudo mediano o liviano, arena con mojabilidad intermedia y/o mezclada y de poco espesor (<40 pie); de baja relación gas-petróleo ($RGP < 10 \text{ MPCN/BN}$), que muestre que no ha ocurrido conificación de gas, altos cortes de agua (>50%) y presión de yacimiento menor a la presión de inyección disponible. Las simulaciones numéricas demostraron que es posible recuperar petróleo adicional de manera satisfactoria y reducir el corte de agua. Las sensibilidades efectuadas demostraron que las condiciones óptimas para la aplicación en el pozo seleccionado, son inyectar a una tasa de 4 MMPCN/D durante 30 días, manteniendo el pozo cerrado por 7 días. Bajo estas condiciones se incrementa la tasa de petróleo hasta en 30 % y disminuye 50% la producción agua.

1. INTRODUCCIÓN

En Venezuela y en todo el mundo petrolero existen numerosos yacimientos maduros con altos cortes de agua. Estos poseen enormes cantidades de reservas remanentes de difícil recuperación. Por ello, es necesario aplicar tecnologías emergentes que aumenten la productividad.

Existen numerosas tecnologías para solucionar problemas de producción abrupta y excesiva de agua. Esta puede ocurrir como consecuencia de: conificación, canalización, digitalización y comunicación. Otro inconveniente que tiene el mismo desenlace ocurre, cuando llega al pozo el frente de agua, una vez que se ha llevado a cabo un proyecto de inyección continua, quedando detrás del frente una saturación de petróleo residual por recuperar. Entre las soluciones está la de utilizar productos químicos con la finalidad de sellar las arenas invadidas o productoras de agua, reducir la permeabilidad al agua sin afectar la del petróleo y sellar los canales de agua a través del cemento ^[1]. Pero las experiencias indican que la técnica resulta ser en muchos casos muy costosa. En la búsqueda de economía se plantea la posibilidad de desarrollar tecnologías novedosas que resulten ser eficientes, de fácil aplicación y que permitan en forma competitiva incrementar la productividad de yacimientos que posean elevadas reservas remanentes en su interior.

Una tecnología que ha resultado ser efectiva para incrementar productividad, es la de inyección cíclica de gas. Sobre ésta, existen numerosas experiencias de campo con fluidos tales como: Gas de combustión, gas rico y CO_2 ^[2]. La inyección del último fluido mencionado, por poderse utilizar bajo condiciones miscibles y no miscibles, es el proceso de recuperación que ha tenido más rápido crecimiento en el mundo ^[2]. Por otro lado se han podido lograr recuperaciones de pozos inactivos que han triplicado su producción. La inyección cíclica de CO_2 resulta ser una tecnología exitosa, pero costosa, por el alto precio del fluido a inyectar. Es por ello que se ha planteado la posibilidad de recuperar petróleo adicional utilizando el proceso cíclico con un gas de mayor disponibilidad y economía.

Haines y Monger ^[3], en 1990, realizaron pruebas en el laboratorio en las que se utilizó el gas natural como fluido de inyección en un proceso cíclico, lográndose un recobro incremental de poco más del 40% del petróleo remanente a la inyección de agua. Estas pruebas se realizaron bajo condiciones de inmiscibilidad. Los autores consideraron que la histéresis de la permeabilidad relativa del gas y la represurización del petróleo residual, son los mecanismos claves en la recuperación de petróleo de este

proceso^[3]. Debemos añadir también los cambios los cambios de permeabilidad por modificación de las saturaciones. Es importante señalar que la tecnología no ha sido masificada.

Considerando la existencia de numerosos yacimientos con pozos cuya producción se encuentra suspendida o próxima a ser suspendida por elevados cortes de agua, el bajo costo que implicaría un proyecto de inyección cíclica y la gran disponibilidad de gas natural con que cuentan países como Venezuela, se propone realizar el estudio conceptual de la inyección cíclica de gas natural como método de recuperación de petróleo remanente. La finalidad de este estudio es diseñar una prueba piloto que contemple las condiciones óptimas de aplicación de la tecnología de inyección cíclica de gas natural.

2. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE YACIMIENTOS Y POZOS PARA LA PRUEBA PILOTO

Para poder probar e implantar en campo una nueva tecnología, es necesario efectuar una investigación exhaustiva, que establezca de forma detallada los criterios de selección de yacimientos y de pozos candidatos. En el caso de inyección cíclica de gas natural, es escasa la información que se tiene en cuanto a estos criterios. Por ello, a continuación se muestran los criterios inferidos para la selección de yacimientos y pozos, basados sobre la literatura existente acerca de la aplicación de la tecnología^{[3][2]}.

2.1. YACIMIENTOS CUYOS POZOS PRODUZCAN CON ALTOS CORTES DE AGUA

La Inyección Cíclica de Gas Natural es una tecnología aún incipiente, por lo que, no se ha efectuado un estudio sistemático de la misma, solo se conoce un artículo publicado por Monger (1990)^[3], en que resultados de laboratorio y simulación numérica demuestran que se puede recuperar hidrocarburo en pozos con altos cortes de agua de producción, inyectando gas natural cíclicamente. En consecuencia esta tecnología se vislumbra como uno de los métodos para controlar la producción con altos cortes de agua.

2.2. YACIMIENTOS CON POZOS DE BAJA TASA DE PRODUCCIÓN (<100 BLS)

El objetivo de la tecnología es incrementar el recobro de petróleo por represurización, entre otros mecanismos. Es por esta razón que se deben seleccionar pozos que posean baja tasa de producción, en yacimientos agotados. Por otro lado, este criterio es aplicado con el objetivo de minimizar la producción diferida, durante el tiempo de inyección y de cierre.

2.3. YACIMIENTOS/ARENAS DE POCO ESPESOR (<40 PIES)

En proyectos de inyección de gas es lógico pensar que en arenas muy gruesas el gas tiende a ubicarse hacia la parte superior de la misma. Esto hace que el fluido no contacte toda la arena que contiene el petróleo. Por esta razón, que se consideran arenas de espesores cercanos a los 40 pies. Espesores mayores implicarían, además, un mayor volumen de gas a inyectar durante mas tiempo, afectando así la economía del proceso.

2.4. YACIMIENTOS QUE POSEAN BAJA RELACIÓN GAS PETRÓLEO

Cuando se tienen yacimientos con elevada relación gas petróleo (>10 MPCN/BN), es común pensar que puede estar ocurriendo un problema de conificación del gas, es por esta razón que resulta ilógico pensar que en yacimientos con elevada RGP se decida inyectar gas. Este problema se debe solucionar con otro tipo de tecnologías.

2.5. YACIMIENTOS CON SATURACIÓN DE CRUDO REMANENTE MAYOR DE 20%

La saturación remanente de petróleo es de interés primario. Si el campo ha sido inundado con agua, la saturación remanente de petróleo debe ser suficiente para el éxito económico de la tecnología. Una saturación entre 25% y 30% se considera, como la mínima.

2.6. PRESIÓN DE YACIMIENTO MENOR A LA PRESIÓN DE INYECCIÓN DISPONIBLE

La presión del yacimiento, es uno de los parámetros más importantes a considerar. Esta debe ser por lo menos 500 LPC menor a la disponible de inyección para poder vencer la contra presión ejercida por el yacimiento de tal manera que proceso se pueda llevar a cabo. La presión de inyección depende del suministro de gas disponible en las instalaciones de superficie. No obstante para el caso en que se tengan pozos con presiones de yacimiento mayores a las disponibles en superficie, se tomarían otras alternativas para llevar a cabo la inyección. Estas alternativas, implican costos adicionales no deseados en las pruebas piloto.

2.7. YACIMIENTOS QUE POSEAN FACILIDADES DE LÍNEAS DE GAS A ALTA PRESIÓN (2000 LPC) O CUYA UBICACIÓN SE ENCUENTRE CERCANA A GASODUCTOS

Este criterio se usó debido a que, de esta forma, se minimizan los costos en cuanto a instalaciones de gas y manejo del mismo en superficie. Se sugieren pozos sometidos a levantamiento artificial por gas, debido a que se puede utilizar el mismo suministro del gas de levantamiento como gas de inyección y así evitar la construcción de gasoductos para cada pozo.

2.8. CRUDOS LIVIANOS/MEDIANOS

Este criterio es incluido debido a que la tecnología tiene una mayor aplicabilidad en crudos negros, los cuales incluyen petróleo liviano, mediano, pesado y extrapesado, considerando que son los yacimientos que contienen este tipo de crudo los que comúnmente presentan problemas de altos cortes de agua. No obstante para la evaluación de la tecnología en el desarrollo de este trabajo, solo fueron incluidos los de gravedad API entre 20,1 y 45°, ya que en yacimientos de condensados, la inyección de gas seco se efectúa con la finalidad de controlar problemas de condensación retrograda, y en petróleo pesado los problemas de producción de agua generalmente son producto de canalización y digitación de agua, los cuales son difíciles de controlar.

2.9. YACIMIENTOS PREFERIBLEMENTE MOJADOS POR PETRÓLEO O CON MOJABILIDAD INTERMEDIA Y/O MEZCLADA

En un yacimiento cuya fase mojante es el agua, el petróleo se encuentra prácticamente como gotas aisladas en el medio poroso, mientras que el agua se encuentra adherida en las gargantas porales de las rocas. Por esta razón, para el gas de inyección le será más difícil contactar el crudo. Sin embargo, para el caso de un yacimiento oleófilo o mojado al crudo, el petróleo es más fácil de contactar debido a que éste permanecería adherido a las rocas. El término mojado intermedio y/o mezclada implica entrampamientos moderados y contactos moderados lo cual hace que el petróleo sea de igual forma contactado.

3. METODOLOGÍA APLICADA PARA LA PRESELECCIÓN DE YACIMIENTOS/POZOS CANDIDATOS A LA PRUEBA PILOTO

Como mencionamos anteriormente, el objetivo de la inyección cíclica de gas natural es incrementar la producción de petróleo en pozos de baja tasa por altos cortes de agua. Por ello se seleccionaron dos distritos petrolíferos del Oriente Venezolano: Anaco y San Tomé, para hacer la búsqueda de los pozos candidatos a la prueba piloto. Algunas de las características de estas áreas son: alta lenticularidad y heterogeneidad, poco espesor, moderada permeabilidad y presencia de agua y gas libre las cuales son las causas más comunes de la baja productividad.

Para la búsqueda del yacimiento óptimo a la aplicación de inyección cíclica de gas natural se cumplieron varias etapas a partir de las cuales se pudo llegar finalmente a la selección del mejor yacimiento para la aplicación de la tecnología:

1. Recopilación de la información general referente a las áreas en estudio
2. Creación de una base de datos de acuerdo a la información recopilada
3. Selección de los yacimientos que cumplen con los criterios definidos en la Sección 2 de este estudio
4. Selección del yacimiento para la aplicación de inyección cíclica de gas natural
5. Selección del pozo óptimo a la aplicación

4. SELECCIÓN DEL YACIMIENTO CON EL POZO ÓPTIMO A LA APLICACIÓN DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE GAS NATURAL

Una vez efectuados los pasos 1 a 3, concernientes a la metodología antes mencionada, se obtuvo que de un total de 64 yacimientos, 13 cumplían con los criterios de selección descritos en la sección anterior.

Se seleccionó el yacimiento YS32 por presentar los mayores cortes de agua y las menores RGP. Por otro lado su profundidad es 3300 pies, lo cual minimiza los costos en cuanto a requerimiento de presión de inyección de gas. El yacimiento YS-32, arena R2, perteneciente al campo Yopales Central del Distrito San Tomé, se encuentra localizado a 35 kilómetros al Sur-Oeste de la ciudad de El Tigre y es uno de los

campos que integra el Area Mayor de Oficina en la Cuenca Oriental de Venezuela. El yacimiento en Agosto de 1998, fecha en la cual se inició el estudio, poseía solo tres pozos activos, de un total de 13 pozos perforados. El pozo seleccionado fue el YS-508, el cual tenía una producción de petróleo de 37 barriles de petróleo promedio por mes y una relación gas-petróleo de 4032 PCN/BN y 76 % de agua y sedimentos.

5. DIAGNÓSTICO DEL PROBLEMA DE PRODUCCIÓN ABRUPTA DE AGUA EN EL POZO YS 508

Para el diagnóstico del problema de agua del pozo YS-508, se utilizó el Sistema de Curvas de Diagnóstico^[4], para conocer de manera confiable cual era el tipo de fenómeno de producción de agua que ocurre en el pozo, esto con la finalidad de poder ser representado en el modelo de simulación.

Para el caso del pozo YS-508, la gráfica referente a la relación agua petróleo (RAP) y su derivada (RAP'), es mostrada en la Figura 1. La gráfica Log-Log, muestra tres etapas, en las cuales se puede dividir la interpretación del fenómeno de producción de agua ocurrido a lo largo de toda la vida productiva del pozo. La primera etapa, corresponde a un comportamiento constante de la curva de RAP, mostrando la producción inicial esperada. Una vez concluida esta etapa se visualiza, a pesar de la dispersión de los puntos, la posible formación de un cono de agua, ya que la pendiente de la RAP' muestra un cambio negativo. La tercera etapa, muestra un cambio brusco en la pendiente de la RAP', lo cual es un indicativo, según Chan^[4] de que el cono llegó a las perforaciones del pozo, produciéndose agua abruptamente.

6. SIMULACIÓN NUMÉRICA Y DISEÑO CONCEPTUAL DE LA PRUEBA PILOTO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE GAS NATURAL EN EL POZO YS-508

La metodología desarrollada para efectuar este estudio de simulación numérica estuvo dividida en tres fases, estas son las siguientes:

1. Recolección de los datos referentes al pozo y requeridos por el simulador.
2. Creación del Modelo, en esta etapa se seleccionó el mallado más representativo que refleje de forma sencilla el modelo a reproducir. También se realizó el cotejo entre la información histórica y la información proveniente del simulador, con la intención de inicializar el modelo en las condiciones lo más cercanas posibles a la realidad.
3. Análisis de Sensibilidades usando el Simulador Eclipse 100. En esta fase se determinaron los efectos de tasa de inyección, tiempo de inyección y tiempo de cierre, con los cuales se diseñó conceptualmente la prueba piloto.

A continuación se presentan detalladamente cada una de las fases antes mencionadas.

6.1. RECOLECCIÓN DE DATOS

6.1.a. Propiedades de las Rocas

Las propiedades de las rocas provienen en su mayoría de registros de pozos y análisis petrofísicos, efectuado al pozo YS-508 en el año 1983^[5].

6.1.b. Propiedades de los Fluidos

Estas propiedades fueron calculadas a partir de correlaciones^[6], debido a que el yacimiento no cuenta con pruebas de laboratorio previas al estudio (Análisis PVT, pruebas de hinchamiento, etc).

6.1.c. Propiedades Derivadas de la Interacción Roca-Fluido

El yacimiento en cuestión no cuenta con pruebas de laboratorio que permitan la estimación de permeabilidades relativas y presión capilar, por lo que se recurrió al cálculo de las mismas a partir de correlaciones^[7].

6.2. CREACIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN

6.2.a. Construcción del Mallado

El mallado seleccionado fue el Radial, el cual permite modelar efectivamente la región de drenaje de un pozo que penetra una zona productora, de espesor constante, en un yacimiento homogéneo. Para el caso mostrado en este estudio de simulación el área de drenaje del pozo fue dividida en cuarenta (40) celdas en la dirección X, todas con las mismas dimensiones hasta alcanzar el radio de drenaje del pozo (880 pies). Es importante señalar que los modelos radiales son útiles para investigar procesos en pozos individuales, tal es el caso de conificación de agua, estimulaciones, etc. Para el caso a representar se debía tomar en cuenta el fenómeno de producción abrupta de agua que estaba ocurriendo en el pozo, y de esta forma aplicar el estudio en estas condiciones.

En la Figura 2, se observa una vista en el plano XY de la malla de simulación, la cual contempla la distribución uniforme de las celdas radiales, así como el ángulo de 360° cubiertos por el modelo. De igual manera el modelo fue dividido en cuatro capas en la dirección Z, tres de las cuales correspondían al espesor total de la arena (27 pies), y en la cuarta capa se representó la conificación de agua por parte del acuífero. La Figura 3, muestra una sección transversal de la malla donde se pueden visualizar tanto las cuatro capas del modelo y sus profundidades, como las cuarenta celdas radiales en las cuales fue dividido hasta alcanzar el radio de drenaje del pozo.

6.2.b. Inicialización del Modelo de Simulación

Para efectuar la simulación numérica del proceso se planteó efectuar cuatro meses de cotejo entre la información histórica del pozo y la proveniente del simulador, para ello se debían considerar saturaciones de los fluidos cercanas a las actuales en los alrededores del pozo, por lo que se procedió al cálculo de dichas saturaciones a partir de la Teoría de Avance Frontal desarrollada por Buckley y Leverett^[8], la cual esta basada en consideraciones de permeabilidades relativas y en un desplazamiento tipo pistón con fugas. Para ello se recurrió a las curvas de Flujo Fraccional para desplazamiento Agua-Petróleo y Gas-Petróleo. Las saturaciones en las cuales fue inicializado el modelo son: 13% de saturación de gas, 56% de saturación de agua y 31% de saturación de petróleo. Para realizar un cotejo satisfactorio entre los resultados calculados por el modelo de simulación y el comportamiento histórico del pozo, fue necesario que el modelo de simulación fuese bien representativo de los mismos.

El efecto de la Inyección Cíclica de Gas Natural, en este trabajo, se estudió a través de los cambios experimentados en las tasas de producción de petróleo, agua y gas, es por ello que se trataron de reproducir las tasas históricas del pozo en el simulador. Para ello fueron consideradas las tasas diarias promedio de producción de petróleo, agua y gas para los meses de Mayo, Junio, Julio y Agosto de 1998, considerados como los últimos meses de producción del pozo antes de la aplicación de Inyección Cíclica de Gas Natural. A continuación se muestran los resultados correspondientes a dicho cotejo.

6.2.b.1. Cotejo de Presiones

La última toma de presión realizada al pozo YS-508, fue en 1994. Para efectuar el cotejo de presiones en el modelo, fue necesario extrapolar la presión de yacimiento real hasta 1998, año en el que se consideraron los meses de Mayo, Junio, Julio y Agosto. Para ello, el modelo fue inicializado a la presión de 1300 lpc, menor a la inicial, logrando para el último mes de cotejo que la presión de yacimiento, fuera lo más cercana posible a la realidad. La Figura 4, que contiene el cotejo correspondiente a la presión en el pozo YS 508; donde las presiones extrapoladas son designadas como PRESIÓN', tomadas como las reales para el modelo, y las arrojadas por el simulador son designadas como PRESIÓN. Como se observa en la Figura 4, prácticamente la diferencia entre las presiones correspondientes al último mes de cotejo es de 70 lpc, ya que la presión de yacimiento estimada fue de 1160 lpc y la última presión arrojada por el simulador fue 1230 lpc.

6.2.b.2. Reproducción de la Tasa de Producción de Petróleo

La tasa de producción de petróleo no fue cotejada, en su lugar se obligó al modelo a reproducir la tasa de petróleo histórica del pozo. Es importante señalar que el simulador reproduce la tasa de petróleo en el pozo mediante la variación de la presión de fondo fluyente manejada por el modelo, mientras las tasas de producción de agua y de gas de acuerdo a la movilidad de las fases. En la Figura 5, la cual refleja la salida del simulador, se encuentra representada la tasa de petróleo reproducida.

6.2.b.3. Cotejo de la Tasa de Producción de Agua

Para poder cotejar la tasa de producción de agua del pozo YS 508, fue necesario representar el fenómeno de producción abrupta de agua que ocurría en el mismo, recordando el diagnóstico arrojado por el Sistema de Curvas Tipo, el agua proveniente del acuífero que posee el yacimiento YS 32 se conifó hacia las perforaciones de este pozo. Es así como en el modelo en su última capa se encuentra representada una zona con alta saturación de agua que reproduce tal comportamiento. Es importante señalar que las curvas de permeabilidad relativa fueron ajustadas de acuerdo a la condición de cuatro meses de cotejo, para ello fueron inicializadas a saturaciones cercanas a las calculadas por Buckley y Leverett. De igual forma la permeabilidad absoluta fue ajustada elevando su valor en las capas inferiores, de 974 md a 1100 md. En la Figura 6, se muestra el cotejo obtenido para la tasa de producción de agua entre la real y la arrojada por el simulador, donde la tasa real del pozo corresponde a Q_w y la reproducida por el simulador Q_w' . Es así como se puede observar que el cotejo cerró en 90 BN/D para Q_w' , valor muy próximo al Q_w real del pozo para el último mes de cotejo, 98 BN/D.

6.2.b.4. Cotejo de la Tasa de Producción de Gas

El pozo YS 508, presenta en los últimos meses de su historia de producción tasas elevadas de gas, que varían entre 129 y 189 MPCN/D. Es por ello que fue necesario elevar la producción de gas que poseía inicialmente el modelo. Para ello, las curvas de permeabilidad relativa al gas fueron ajustadas aproximando las saturaciones iniciales de la corrida a las determinadas por Buckley y Leverett. En la Figura 7, se muestra el cotejo obtenido para la tasa de producción de gas entre la real y la arrojada por el simulador, donde tasa real de producción de gas del pozo corresponde a Q_g y la reproducida por el simulador Q_g' . Se puede observar que el cotejo cerró en 158 MPCN/D para Q_g' , valor muy próximo al Q_g real del pozo para el último mes de cotejo, 155 MPCN/D.

Una muestra representativa de la distribución de saturaciones al final del cotejo, puede ser observada en las Figuras 8, 9 y 10. Allí se aprecian las condiciones bajo las cuales fue inicializada la predicción. En estas figuras se observa la cercanía en los valores de saturaciones logradas durante el cotejo y las obtenidas por Buckley y Leverett.

6.3. ANALISIS DE SENSIBILIDADES Y PREDICCIONES

El cotejo histórico de producción del pozo en estudio es el indicativo de que el modelo establecido reproduce de manera satisfactoria el comportamiento de producción del pozo. Por lo tanto se considera capaz de predecir el comportamiento de producción, una vez aplicada la inyección cíclica de gas natural.

El análisis de sensibilidades consideró la influencia de las variables: Tasa de inyección, Tiempo de inyección y Tiempo de cierre, sobre el comportamiento de producción de petróleo, agua y gas del pozo seleccionado. De este modo se establecen los parámetros óptimos de aplicación de la tecnología, necesarios para completar el diseño de la prueba piloto.

Se seleccionaron tasas de inyección entre 2 y 8 MMPCN/D, incluyendo de esta forma el intervalo de 2 a 4 MMPCN/D sugerido Isarra^[2]. Para el cierre se establecieron lapsos hipotéticos de 1, 3, 7, 15 y 30 días; para la inyección se seleccionaron 7, 15 y 30 días. Estos tiempos son las variables que representan mayor incertidumbre, ya que dependiendo de los mismos se puede lograr optimar el tiempo total de un ciclo de aplicación de la tecnología, generando un mayor periodo de producción.

Es importante señalar que las predicciones cubren un período de 10 meses, incluidos el tiempo de inyección y el tiempo de cierre. Se consideró un sólo ciclo correspondiente a Inyección, Cierre y Producción. Lo antes expuesto se pueden resumir con los escenarios de simulación planteados a continuación.

6.3.a. CASOS PLANTEADOS PARA EL ESTUDIO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA

6.3.a.1. CASO BASE. Sin aplicación de la Inyección cíclica de Gas Natural

Una vez efectuado el cotejo de tasas de producción, se procedió a establecer un caso base que reflejara el comportamiento de producción del pozo YS 508, considerando el agotamiento natural del mismo como mecanismo de producción. Esto se realizó con la idea de establecer la referencia de comparación y así poder evaluar la influencia de la inyección cíclica de gas natural en el comportamiento de producción futura del pozo.

6.3.a.2. CASO I. Efecto de la Tasa de Inyección

Para este primer caso se consideraron las siguientes tasas de inyección: 2, 3, 4, 6 y 8 MMPCN/D y se mantuvieron constantes, tanto el tiempo de inyección en 30 días, como el tiempo de cierre en 7 días.

6.3.a.3. CASO II. Efecto del Tiempo de Inyección

En este caso se analizó la sensibilidad de la producción de fluidos, variando el tiempo de inyección. Los valores usados fueron 7, 15 y 30 días. Se mantuvieron constantes tanto el tiempo de cierre en 15 días, como la tasa de inyección en 4 MMPCN/D.

6.3.a.4. CASO III. Efecto del Tiempo de Cierre

Para el último caso planteado se efectuaron distintas sensibilidades variando el tiempo de cierre del pozo: 1, 3, 7, 15 y 30 días, manteniendo constante tanto la tasa de inyección en 4 MMPCN/D; como el tiempo de inyección en 30 días.

7. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Una vez descritos los casos definidos para evaluar el efecto de variables involucradas en la aplicación de Inyección Cíclica de Gas Natural, a continuación se presenta la discusión acerca de los resultados de petróleo y agua producida (Tabla 1); del Factor de Incremento de Producción (FIP), que es el cociente entre el valor de producción obtenido bajo condiciones dadas de tasa de inyección, tiempo de inyección y tiempo de cierre respecto al caso base (Figs. 11 a 13) y la selección de las condiciones óptimas para la prueba piloto de la tecnología.

7.1. CASO BASE. Sin aplicación de inyección cíclica de gas natural

La tasa de producción de petróleo por agotamiento natural, varió entre 36 y 32 BN/D. La tasa de agua se incrementó de 90 BN/D, para el último mes de cotejo, a 186 BN/D para el último mes de predicción. Este incremento de producción de agua es debido al fenómeno de conificación. Debe notarse que sin embargo, no afecta la producción de petróleo.

7.2. CASO I. Efecto de la Tasa de Inyección

Puede observarse que la producción acumulada de petróleo (Tabla 1) y el FIP (Fig. 11) aumentaron a medida en que la tasa de inyección de gas se incrementó. La producción de agua tiende a disminuir notablemente, en la medida en que la tasa de inyección aumenta. Para efectos de la aplicación en campo, debe ser tomada en cuenta la represurización que alcanzan los alrededores del pozo, ya que la presión de fractura podría ser superada. Para las sensibilidades a tasas de inyección de 6 y 8 MMPCN/D, se observó que la presión alcanza valores de 2700 y 3500 lpc, los cuales superan la presión de fractura (2250 lpc). Por ello se consideró 4 MMPCN/D como la tasa óptima de inyección. El petróleo producido y el agua producida para este caso, son 10401 BN y 27969 BN respectivamente, (ver Tabla 1)

7.3. CASO II. Efecto del Tiempo de Inyección

A medida en que el tiempo de inyección aumenta, se obtienen ligeros incrementos de la producción de petróleo (Tabla 1) y del FIP (Fig. 12). Igualmente se pudo notar que, en la medida en que el tiempo de inyección aumentó, la producción de agua disminuyó (Tabla 1). Es importante señalar que el volumen de gas a inyectar es relación directa del tiempo de inyección, este debe ser el necesario para estimular las cercanías del pozo, de manera de lograr incrementar la tasa de petróleo y disminuir la tasa de agua. Es por esta razón que al considerar la sensibilidad correspondiente a 7 días de inyección, la tendencia correspondiente a la tasa de petróleo se mantuvo por debajo del caso base (Figura 12), lo cual era un indicativo de que el volumen de gas inyectado no era suficiente como para afectar positivamente las cercanías del pozo. De las tres sensibilidades realizadas en este caso, solo con tiempos de inyección de 30 días se supera la producción acumuladas por el caso base, por ello se seleccionó ese período como el óptimo.

7.4. CASO III. Efecto del Tiempo de Cierre

Para este último caso, se observó que la producción de petróleo (Tabla 1) y por ende el FIP (Fig. 13) presentan un máximo en tiempo de cierre de 7 días, el cual se considera entonces como el óptimo. A tiempos de cierre mayores de 7 días se observó una caída marcada del FIP. Esto puede deberse en parte a segregación gravitacional y en parte, a la disminución del número de días en los que el pozo está abierto a producción.

8. CONCLUSIONES

1. Se estableció que los criterios determinantes para la selección de yacimientos y pozos candidatos a la aplicación de inyección cíclica de gas natural, estos son:
 - a. Alto corte de agua (>50%)
 - b. Crudo mediano o liviano
 - b. Baja RGP (<10000 PCN/BN)
 - d. Presión de yacimiento menor a la presión de inyección disponible.
2. La simulación numérica del proceso cíclico, demostró que la tecnología basada en el cambio de permeabilidades relativas, incrementa la tasa de petróleo y reduce la producción de agua, si es aplicada óptimamente.
3. Las sensibilidades efectuadas por simulación numérica demuestran que se puede optimar la tasa de inyección, el tiempo de inyección y el tiempo de cierre en un proceso de inyección cíclica de gas natural, resultando el caso óptimo de aplicación en el estudio, inyectar a una tasa de 4 MMPCN/D durante 30 días, manteniendo el pozo cerrado por 7 días.

9. CONTRIBUCIONES TÉCNICAS

1. Establecimiento de los criterios de selección de yacimientos y pozos para la aplicación de la tecnología.
2. Simulación numérica de la tecnología, con la finalidad de evaluar la aplicabilidad de la misma.
3. Diseño conceptual de la prueba piloto de Inyección Cíclica de Gas Natural.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Rojas G.: "Nuevas tecnologías para incrementar la productividad de yacimientos en estado de agotamiento". Informe Técnico, PDVSA. Puerto la Cruz, Febrero 1995.
- [2] Isarra L.: "Estado del Arte en Inyección Cíclica: Gas Natural, Gas de Combustión, Gas Rico y CO₂". Informe Técnico, PDVSA. Junio 1997.
- [3] Monger T. G y Haines H. K.: "A Laboratory Study Of Natural Gas Huff `N` Puff ". Paper N° CIM/SPE 90-78.
- [4] CHAN, K. S. "Water Control Diagnostic Plots". Society of Petroleum Engineers, SPE 30775. Octubre, 1996.
- [5] TOTAL: "Proyectos de Inyección de Fluidos, Estudio del Yacimiento YS 32, Campo Yopales Central Arena R2U". 1983.
- [6] TOTAL: "Proyectos de Inyección de Fluidos, Correlaciones P.V.T. para crudos del Oriente de Venezuela". 1983.
- [7] TOTAL: "Proyectos de Inyección de Fluidos, Determinación de correlaciones de Permeabilidades Relativas de Presión Capilar y de Saturaciones Residuales". 1983.
- [8] Buckley, S. E. y Leverett, M. C.: Mechanism of fluid displacement in Sand". Trans., AIME (1952)

AGRADECIMIENTOS

A G. Calderón, R. Moreno, S. Embid, M. T. Avila e Ivan por numerosas discusiones y sugerencias a lo largo del estudio y al proyecto 5135 por el apoyo brindado.

LEYENDA DE ILUSTRACIONES

Figura 1. Curva de Diagnóstico del Pozo YS-508

Figura 2. Malla de Simulación, Plano XY

Figura 3. Malla de Simulación, Plano XZ

Figura 4. Cotejo de Presiones del Pozo YS 508

Figura 5. Reproducción de la Tasa de Petróleo del Pozo YS 508

Figura 6. Cotejo de la Tasa de Producción de Agua del Pozo YS 508

Figura 7. Cotejo de la Tasa de Producción de Gas del Pozo YS 508

Figura 8. Distribución de la Saturación de Petróleo del Pozo YS 508

Figura 9. Distribución de la Saturación de Agua del Pozo YS 508

Figura 10. Distribución de la Saturación de Gas del Pozo YS 508

Figura 11. Caso I, Efecto de Tasa de Inyección de Gas sobre el Factor de Incremento de Producción (FIP), Tiempo de Inyección: 30 días y Tiempo de Cierre 7 días

Figura 12. Caso II, Efecto del Tiempo de Inyección sobre el Factor de Incremento de Producción (FIP), Tasa de Inyección: 4 MMPCN/D y Tiempo de Cierre: 15 días

Figura 13. Caso III, Efecto del Tiempo de Cierre del pozo sobre el Factor de Incremento de Producción (FIP), Tasa de Inyección: 4 MMPCN/D y Tiempo de Inyección: 30 días

TABLAS

Tabla 1. Petróleo y Agua Producida Durante los Meses de Predicción para las Sensibilidades Planteadas en el Estudio

PREDICCIONES DE INYECCIONES				PETRÓLEO PRODUCIDO (BN)	AGUA PRODUCIDA (BN)
CASO BASE				10088	46019
CASO I	TASA MMPCN/D	TIEMPO INY. (D)	TIEMPO CIERRE (D)		
	2	30	7	7823	29502
	3	30	7	8833	27434
	4	30	7	10401	27969
	6	30	7	14147	33636
CASO II	8	30	7	18294	41786
	4	7	15	8062	38081
	4	15	15	9988	25804
CASO III	4	30	15	10207	27460
	4	30	1	10219	27789
	4	30	3	10304	27804
	4	30	7	10401	27969
	4	30	15	10207	27460
	4	30	30	9954	25701

FIGURAS

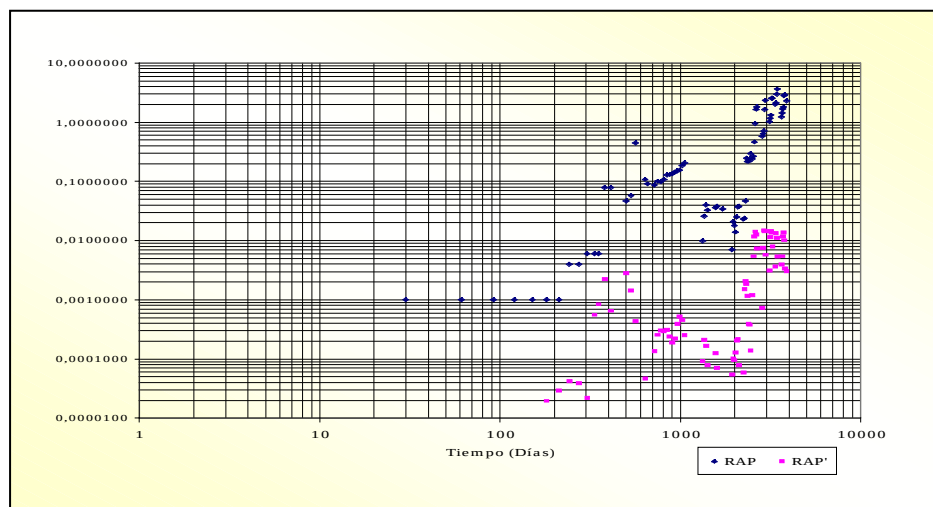


Figura 1. Curva de Diagnóstico del Pozo YS-508

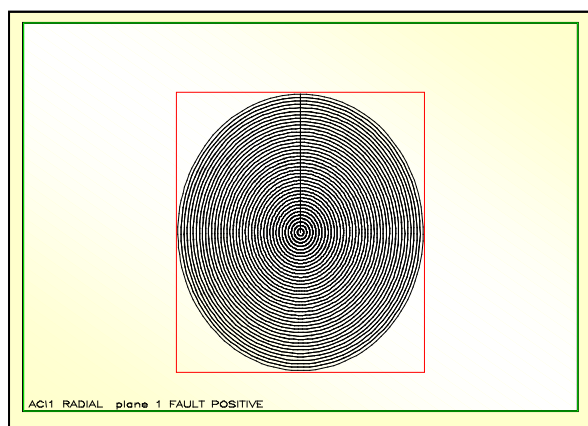


Figura 2. Malla de Simulación, Plano XY

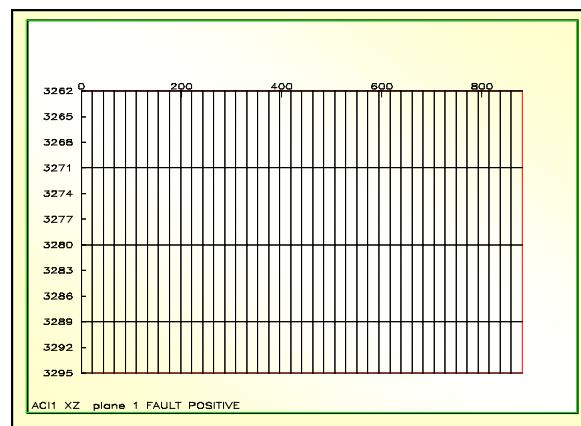


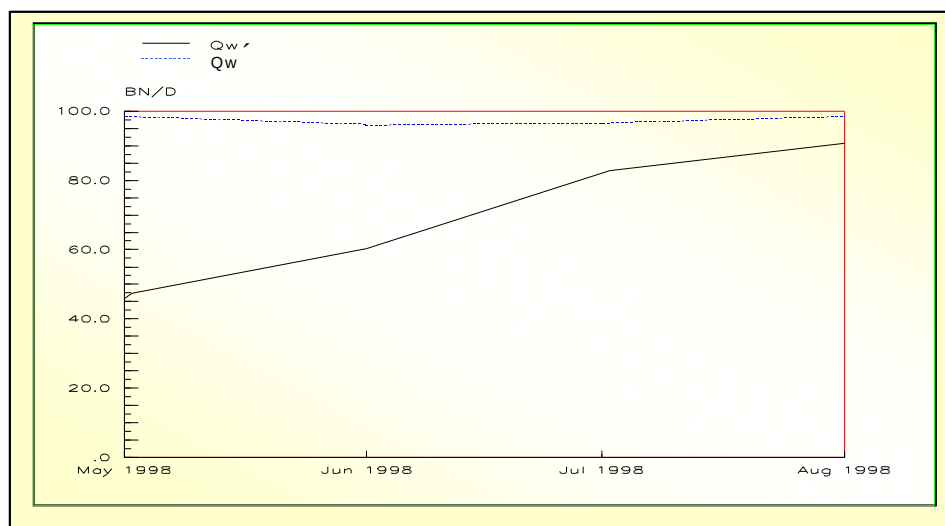
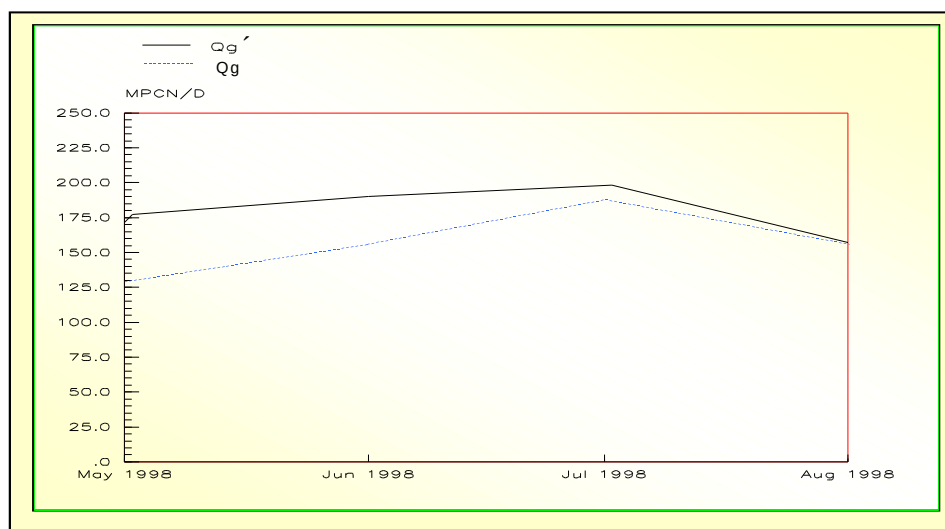
Figura 3. Malla de Simulación, Plano XZ



Figura 4. Cotejo de Presiones del Pozo YS 508, (PRESIÓN': Real, PRESIÓN: Simulada)



Figura 5. Reproducción de la Tasa de Petróleo del Pozo YS 508

Figura 6. Cotejo de la Tasa de Producción de Agua del Pozo YS 508, (Q_w' : Simulada, Q_w : Real)Figura 7. Cotejo de la Tasa de Producción de Gas del Pozo YS 508 (Q_g' : Simulada y Q_g : Real)

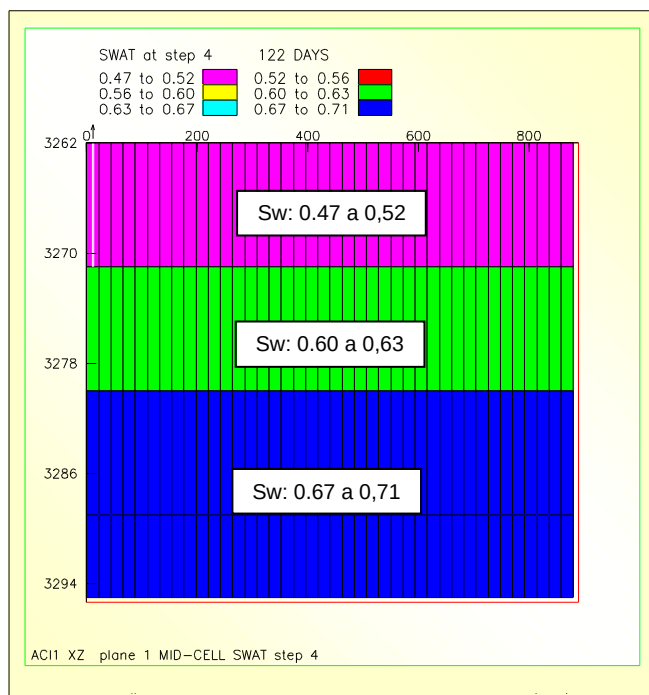


Figura 8. Distribución de la Saturación de Petróleo del Pozo YS 508 al final del cotejo

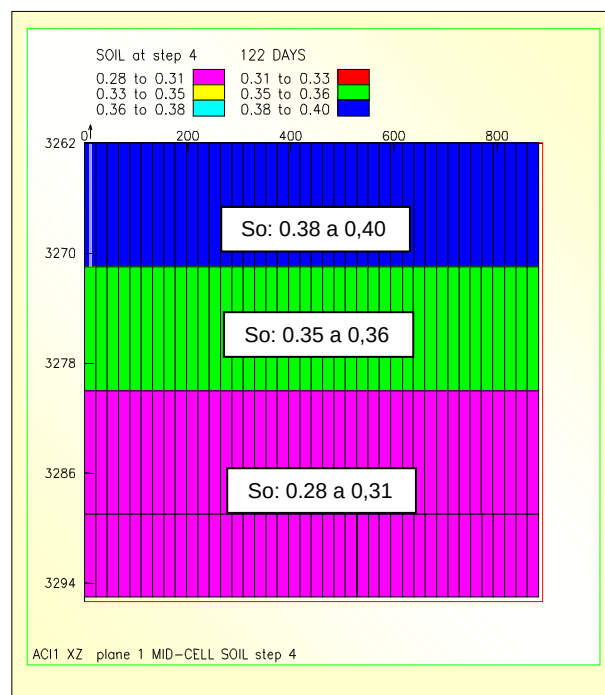


Figura 9. Distribución de la Saturación de Agua del Pozo YS 508 al final del cotejo

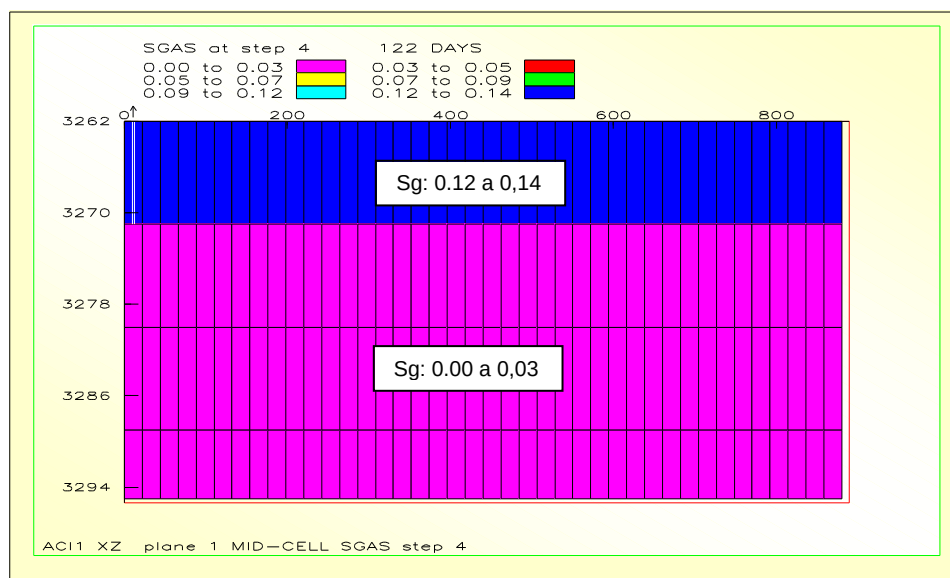


Figura 10. Distribución de la Saturación de Gas del Pozo YS 508

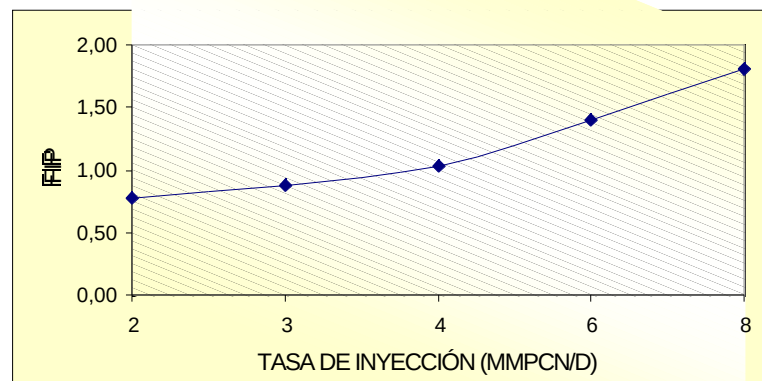


Figura 11. Caso I, Efecto de Tasa de Inyección de Gas sobre el Factor de Incremento de Producción (FIP), Tiempo de Inyección: 30 días y Tiempo de Cierre 7 días

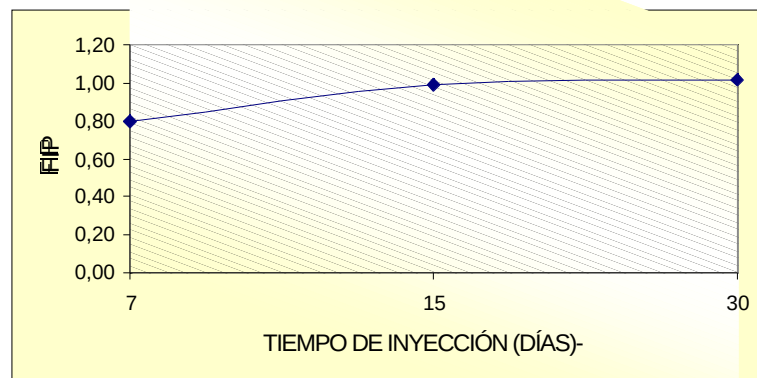


Figura 12. Caso II, Efecto del Tiempo de Inyección sobre el Factor de Incremento de Producción (FIP), Tasa de Inyección: 4 MMPCN/D y Tiempo de Cierre: 15 días

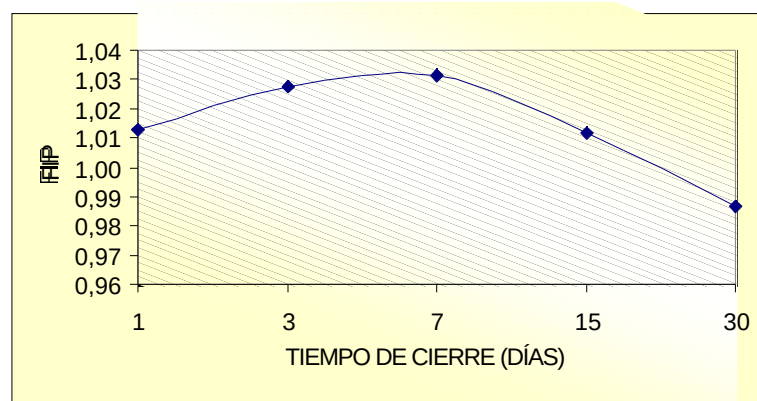


Figura 13. Caso III, Efecto del Tiempo de Cierre del pozo sobre el Factor de Incremento de Producción (FIP), Tasa de Inyección: 4 MMPCN/D y Tiempo de Inyección: 30 días