

TÉCNICAS DE MONITOREO DE LA INYECCION EN LOS POZOS DEL PROYECTO DE INYECCIÓN DE GAS A ALTA PRESION EN EL NORTE DE MONAGAS

Gustavo Márquez
Petroleos de Venezuela S.A.
Francisco Arismendi Pdvsa
Francisco Arevalo Baker-Atlas

ABSTRACTO

La explotación del campo Carito (Formación Naricual) del área Norte de Monagas se inició en Enero 1988, obteniéndose una presión original del yacimiento al datum (14040 pies) de 11,500 psi. Debido a la perforación y producción de pozos de desarrollo y/o avanzada, la presión disminuyó hasta 8,000 psi en siete años, razón principal para implantar un proyecto de recuperación secundaria mediante la inyección de gas a alta presión con mantenimiento de presión.

El proyecto de inyección, inició operaciones en Diciembre de 1996, teniendo como objetivo la inyección de 600 MMscf/d de gas a alta presión (8,500 psi en cabezal) a fin de mantener una presión de yacimiento de 7,500 psi, para mitigar la condensación de petróleo en la capa de gas (Yacimiento Sub-Saturado con capa de gas), la floculación de asfaltenos y el arenamiento, obteniéndose a través de la inyección factores de reemplazo mayores o iguales a uno, asociados a una producción de 200 Mbopd y con un crecimiento progresivo hasta llegar a los 300 Mbopd en el año 2005.

Actualmente la inyección de gas se realiza en diez pozos, a una tasa por pozo entre 50 y 70 MMscf/d, a presiones de cabezal variando entre 7000 y 8000 psi, todos ellos ubicados en la parte alta del yacimiento (entre 13,000 y 14,000 pies), completados en formaciones con espesores cañoneados entre (100-400 pies).

La fase de monitoreo de la inyección de gas se inició en Octubre del año 1998 y tuvo por finalidad definir el perfil actual de inyección y evaluar las características de los yacimientos sometidos a inyección de gas.

Este trabajo muestra la metodología y los resultados obtenidos en las pruebas para tener un mejor control gerencial de nuestros yacimientos sometidos a estos proyectos de recuperación secundaria.

DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO

El área denominada "Norte de Monagas" se localiza al Este de Venezuela, en la región Norte del Estado Monagas, aproximadamente a 500 Km de la ciudad capital (Caracas). Comprende una superficie aproximada de 390 kilómetros cuadrados y está integrada por tres grandes bloques en sentido Oeste-Este: Santa Bárbara, Mulata-El Carito y El Furrial.(Ver Figura1).

Desde el punto de vista de geología tenemos las siguientes características:

Estructuralmente está definido por anticlinales alargados, originados por los efectos compresivos que afectaron el área, fallas de tipo inversa, normales y transpresivas.

Adicionalmente se presentan zonas de cizallamiento originadas por estructuras de origen tectónico transcompresional relacionado a la colisión de la placa del Caribe con la de Sur América en la dirección NO-SE a partir del Oligoceno tardío.

De acuerdo a lo expuesto anteriormente se presenta la complejidad estructural del área de nuestros yacimiento.(Ver Figura 2).

Estratigráficamente está representada por sedimentos depositados del Cretáceo hasta el Pleistoceno, con un espesor máximo en la columna de sedimentos de 17,000 pies.

La sección productora de hidrocarburo es de aproximadamente 3500 pies de arenas productoras y está conformada, de mayor a menor edad, por las formaciones de San Antonio, San Juan (Cretáceo)

suprayacentes discordantemente a la formación Naricual (Oligoceno) pasando en concordancia a la formación Carapita (Mioceno Inferior). (Ver Figura 3).

La Sedimentología de las arenas sometidas a inyección presentan las siguientes características:

Formación Naricual:

El horizonte **NAR-1** se caracteriza por presentar canales distributarios evidenciados por la curva de Gamma Ray y la granulometría de las arenas presentes.

Características petrofísicas asociadas: Porosidades entre 10 y 16%, permeabilidades en el orden de 205 a 828 md, saturaciones de agua entre 10 y 33%, volumen de arcilla entre 3 y 10%.

El horizonte **NAR-2** se caracteriza por depósitos de canales estuarinos con influencia marina, en donde se destacan depósitos de lutitas y paleosuelos que conforman las llanuras interdistributarias.

Características petrofísicas asociadas: Porosidades entre 13 y 18%, permeabilidades en el orden de 116 a 1012 md, saturaciones de agua entre 5 y 39%, volumen de arcilla entre 5 y 19%.

El horizonte **NAR-3** presenta un ambiente del tipo deltaico y presenta cuerpos de arenas más individuales, intercalaciones de lutitas más periódicas.

Características petrofísicas asociadas: Porosidades entre 12 y 18%, permeabilidades en el orden de 200 a 800 md, saturaciones de agua entre 10 y 21%, volumen de arcilla entre 3 y 17%.

El horizonte **NAR-4** se caracteriza por depósitos del sistema deltáico conformado por canales distributarios en la parte más bajas del delta con depósitos de bahías y barras costeras.

Características petrofísicas asociadas: Porosidades entre 11 y 18%, permeabilidades en el orden de 200 a 850 md, saturaciones de agua entre 10 y 17%, volumen de arcilla entre 5 y 15%.

El horizonte **NAR-5**, presenta ambiente de canales estuarinos con influencia fluvial hacia el tope.

Características petrofísicas asociadas: Porosidades entre 12 y 16%, permeabilidades en el orden de 3 a 475 md, saturaciones de agua entre 10 y 18%, volumen de arcilla entre 3 y 18%.

Formación Cretáceo

Esta depositado en ambientes próximos costeros, sistemas estuarinos con dominio fluvial, barras litorales y ambientes estuarinos con influencia marina.

Características petrofísicas asociadas: Porosidades entre 7 y 12%, permeabilidades en el orden de 10 a 50 md, saturaciones de agua entre 12 y 20%, volumen de arcilla entre 3 y 12%.

Para efecto de este estudio de monitoreo se tomarán en consideración solamente las arenas sometidas al proceso de inyección, lo cual corresponde a la formación Naricual en las arenas NAR-1, NAR-2, NAR-3 NAR-4.

Características Generales de los Yacimientos

El yacimiento presenta un gran espesor, por tal motivo la columna de fluido está caracterizada por la segregación de fases. Termodinámicamente la columna de fluidos presenta un comportamiento complejo, debido a las condiciones de presión y temperatura, con una distribución composicional variable con la profundidad. En la parte superior muestra un comportamiento típico de un gas condensado, seguida de crudo volátil y una de crudo negro, hasta llegar al Tarmat o zona de crudo pesado. La región de gas y de crudo están claramente separadas por una zona de interfase o fluido crítico de unos 200 pies de espesor establecida a una profundidad de 14040 pies. (Ver Figura 4).

Los mecanismos de producción predominantes en los yacimientos fueron la expansión de la roca y los fluidos, actualmente están sometidos a un proceso de recuperación secundaria.

Una de los aspectos más importante de los yacimientos, es la buena comunicación hidráulica vertical entre las arenas. En la Figura 6 se muestra la continuidad y el incremento homogéneo de la presión con profundidad.

Los yacimientos sometidos al proceso de recuperación secundaria presentan características similares. En las tablas (1 y 2) de la Figura 13 se muestran las condiciones iniciales de los yacimientos en estudio.

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO DE INYECCIÓN DE GAS A ALTA PRESIÓN.

El proyecto tiene como objetivos fundamentales:

- 1.- Mantener la presión en el yacimiento.
- 2.- Estabilizar la productividad.
- 3.- Controlar la precipitación de asfaltenos.
- 4.- Evitar la condensación retrograda.
- 5.- Maximizar el recobro.
- 6.- Evitar el arenamiento.

Consideraciones Técnicas

Se realizaron más de 60 corridas de predicción para evaluar los efectos de diferentes tasas de inyección y producción, número y posición de pozos inyectoros, tipos de fluidos a inyectar y diferentes fechas de inicio del proyecto.

De acuerdo a la evaluación técnico-económica, la Inyección de gas fue seleccionada debido a su mayor recobro final y una mejor rentabilidad arrojada por las evaluaciones económicas para el momento. También se analizaron ciertas consideraciones técnicas de yacimientos:

- 1.- La presencia de una capa de gas condensado de gran magnitud, lo cual representa una ventaja para la inyección de gas, debido a que al entrar en contacto con el gas condensado del yacimiento origina la vaporización de los hidrocarburos. Una porción de este petróleo vaporizado es desplazada en forma gaseosa para posteriormente condensarse y obtener un mayor recobro de líquido.
- 2.- Otras de las características del yacimiento que favorece considerablemente el recobro por inyección de gas, es la magnitud del espesor total de la arena (1300 pies) y la distancia vertical entre la cresta y la base del yacimiento (4500 pies). Esto permite que la segregación gravitacional de gas actúe sobre el desplazamiento de petróleo haciéndolo más eficiente.
- 3.- La presencia de una zona de interfase o fluido crítico favorece la vaporización de los hidrocarburos, por tal motivo el mantenerla incrementa el recobro final de la saturación residual del crudo.

El Proyecto de Recuperación Secundaria de inyección de gas a alta presión, uno de los más grande a nivel mundial fue implementado a partir de Diciembre del año 1996, teniendo como objetivo la inyección de 600 MMPCN/D de gas a alta presión (8,500 psi en cabeza) a fin de mantener una presión de yacimiento mínima de 7,500 psi y obtener factores de reemplazo mayores o iguales a uno.

El proyecto cuenta con un total de 15 pozos inyectoros distribuidos de la siguiente manera: 10 pozos en el área del Yacimientos A y 5 pozos en el área del Yacimiento. Con respecto a la completación, se usó una del tipo de diámetro constante desde el fondo hasta superficie (Monobore) con Tubería de 4 ½" y 5 ½", con peso asociado de 17 a 23 lbs/pié respectivamente. Estos pozos cuentan con cabezales capaces de soportar una presión de 15,000 psi, caracterizados por una terminación tipo de "cuello de ganso", la cual va conectada a la línea de inyección de gas de la planta.

La capacidad de inyección de la planta de gas es de 900 MMscf/d, siendo la descarga a una presión máxima de 9,000 psi. La planta cuenta con cinco máquinas turbo compresoras centrifugas las cuales operan por etapas de compresión.

ESTRATEGIAS DE MONITOREO

La fase del monitoreo consiste en establecer las condiciones fundamentales, para modelar el comportamiento del yacimiento, la misma se encuentra actualmente en su fase inicial, la metodología usada es la siguiente:

Evaluación de los pozos productores

- 1.- Se efectuaron capturas de información semestralmente de pruebas de presiones, tales como pruebas de restauración de presión (Build-Up), Pruebas de BHP, Probador de Formaciones en pozos nuevos (RFT) y pruebas Isocronales. (Ver Figuras 5 y 6.)
- 2.- Adicionalmente se efectuó el monitoreo continuo de presiones con sensores en fondo de larga duración en pozos productores cercanos al área mas influenciada por la inyección de gas.
- 3.- Control y seguimiento al comportamiento de producción y relación gas-petróleo (RGP), para observar el impacto causado por la implementación del proyecto de recuperación secundaria.
- 4.- Seguimiento al comportamiento de presiones de los yacimientos involucrados para determinar la efectividad del proyecto y observar si se está cumpliendo el pronóstico en el mantenimiento de presión.(Ver Figuras 5 y 6)
- 5.- Caracterización isotópica del gas de producción, con el fin de determinar la relación de concentración de isótopos de Carbono 12 y 13 presentes en el gas y usar el mismo como un trazador natural. El método consiste en caracterizar el gas de producción, contruir una curva base y posteriormente compararla con los análisis isotópicos realizados al gas de inyección. Las Figuras 7 y 8, muestran los análisis isotópicos y composicionales del gas producido y de inyección. Se probó en pozos productores como inyectores, mostrando resultados bastante alentadores.
- 6.- Muestreo en los pozos productores de control, posterior a la inyección de trazadores químicos, para determinar la irrupción del gas de inyección.

Evaluación de los pozos inyectores

- 1.- Se tomaron muestras del gas de inyección para su caracterización isotópica y composicional a fin de compararlos con el gas de producción y evaluar su factibilidad como trazador natural.
- 2.- Implementación de inyección de trazadores químicos en gas, para determinar las siguientes características:
 - Dirección preferencial de flujo.
 - Tiempos de irrupción del gas.
 - Identificación de la fuente de gas.
 - Comunicación entre los pozos Inyectores y Productores.
 - Determinar efectos de falla.

Los trazadores son compuestos químicos de Perfluorocarbonados, seleccionados por ser estables a condiciones de yacimientos y detectables a muy bajas concentraciones.

La inyección se realizará con 5 trazadores en pozos inyectores y el monitoreo continuo se realizará en 19 pozos productores.

- 3.- Se efectuaron pruebas de disipación de presión (Fall-Off) y registro de Producción (PLT) en los pozos inyectores, con el objetivo fundamental de obtener las características y propiedades de la formación sometida al proceso de inyección.

A continuación se describen los objetivos a alcanzar y el plan operacional empleado:

Objetivos

Los objetivos a alcanzar con este plan operacional fueron las siguientes:

- Gradientes : Determinación de la caída de presión en la tubería, tipo de fluido y caracterización del efluente (outflow) del pozo.
- Perfil de Inyección : Determinación de la distribución vertical de caudales (Perfil de flujo) durante la inyección.

- Disipación de Presión: La determinación de la permeabilidad, el efecto pelicular (skin factor), presión aproximada en el área de inyección y posibles barreras o heterogeneidades del yacimiento.
- Perfil a pozo Cerrado: Determinación de Flujos Cruzados y por ende zonas de distinta presión y propiedades, así, como evaluar las zonas tomando gas por medio del registro de temperatura a pozo cerrado.
- Determinación del Índice de Inyectividad de cada una de las zonas sometidas a inyección.

Detalles Operacionales

La secuencia cronológica de operaciones se realizó de la siguiente manera:

- Gradiente en Inyección
- Perfil de Flujo en Inyección
- Disipación de Presión (Fall-off)
- Perfil de Flujo durante el Cierre
- Gradiente Estático

La herramienta consistió de una herramienta de Spinner pequeño considerando los caudales bastante altos del orden de 70 MMscf/d. La herramienta de presión de cuarzo y la temperatura de platino se utilizaron para realizar las pruebas de presión y obtener registros de temperatura en condiciones de inyección y cierre, respectivamente. Se usó herramientas de Rayos Gamma y CCL para correlación de profundidad. Finalmente la herramienta de capacitancia de fluido fue usada para detectar la interfase gas-agua en el hoyo.

Las altas presiones en el cabezal (7,500 psi), así como los caudales de inyección (70 MMscf/d) constituyeron un verdadero reto operacional.

Control de la presión

Debe usarse un peso suficiente sobre la herramienta para bajar sin dificultad con una presión de 7,500 psi en el cabezal del pozo y se mantuviera en posición durante la prueba del equipo de presión con 10,000 psi.

Para el control de la presión se seleccionó un tipo de grasa especial de alta viscosidad y se inyectó al cabezal de control usando inyección doble para un mejor control de la presión sobre el cable eléctrico de 0.226". Se usó un equipo de control de 15,000 psi de presión de trabajo y 22,500 psi de presión de diseño.

Tensión sobre el cable eléctrico

Previamente a la realización de los trabajos de evaluación se consideró el incremento de la fricción por arrastre viscoso del gas seco sobre el cable eléctrico. La velocidad del gas en la tubería de inyección es de aproximadamente 5023 pies/minuto (caudal de 70 MMscf/d). Este gas a alta velocidad actuando sobre la superficie rugosa del cable eléctrico, genera una fricción por arrastre viscoso sobre el cable, lo cual se manifiesta por un incremento de la tensión total de cable en la superficie.

Durante el primer trabajo se introdujo la herramienta en el pozo con todo el caudal de inyección de 70 MMscf/d, el cual generó grandes tensiones en el cable, este efecto representa una limitante para operar con altos caudales, por tal motivo se disminuyó la tasa de inyección hasta la mitad (35 MMscf/d), para alcanzar, valores de tensión del cable en superficie (~ 2500 lb-f) capaces de soportar los altos caudales de inyección.

La Figura No 11 muestra un gráfico de caudal de inyección versus tensión en el cable y las flechas indican las reducciones de caudal mencionadas. Esta experiencia sirvió para calibrar nuestro modelo de esfuerzos sobre el cable y así planear en forma apropiada el resto de los trabajos. La mayoría de los trabajos debieron realizarse reduciendo el caudal aproximadamente a la mitad, exceptuando los pozos completados con tubería de 5-1/2" los cuales pudieron ser registrados con todo su caudal.

Perfil de Flujo

La Figura No 9 muestra un perfil de flujo típico. Se presentan las curvas de Rayos Gamma, Cuellos de revestidor y Presiones en la pista de la izquierda. En esta pista también se presenta también la Capacitancia de Fluido. Las Curvas de Spinner en condición de inyección y con el pozo cerrado se muestran en la pista central. Ambos registros de Spinner han sido corridos a la misma velocidad de cable y se ha sombreado las áreas correspondientes a el flujo durante la inyección y durante el cierre. En la pista de la derecha se muestran las curvas de temperatura durante la inyección y durante el cierre.

La curva de Spinner en inyección indica que todas las perforaciones están tomando gas. Durante el cierre se establecen flujos cruzados debido a las diferentes presiones en las capas evaluadas. La magnitud de estos flujos durante el cierre es considerable comparada con los flujos medidos durante la inyección. En este caso Nar-2 estaría produciendo y Nar-1 tomando durante el cierre.

Las curva de temperatura durante la inyección muestra una temperatura esencialmente constante en al cara de las arenas con brusca excursión cóncava hacia el gradiente geotérmico comenzando en la profundidad mas profunda de inyección o por debajo de todas las perforaciones. La curva de temperatura después de 12 horas de cierre muestra que la zona sometida a inyección disminuyó, aumentando la misma gradualmente en las zonas no sometidas a inyección. Por supuesto, los flujos cruzados enmascara la respuesta en estos perfiles de temperatura.

La curva de Capacitancia de Fluido nos indica la interfase gas-agua en el hoyo, justo por debajo de todas las perforaciones confirmando que todas las perforaciones están tomando gas.

Indice de Inyectividad (I.I)

Usando los perfiles de flujo en Inyección y durante el cierre se puede hacer estimaciones aproximadas de la presión de cada perforación así como su índice de inyectividad. Una vez hallado el índice de inyectividad los caudales pueden ser extrapolados para hallar el perfil de inyección total. Debe recordarse que el caudal de inyección fue disminuido aproximadamente a la mitad para realizar los registro de flujo, debido a la limitación causada por la fricción del gas sobre el cable eléctrico.

La figura 10 muestra el análisis del indice de inyectividad para los pozos INY-1 y INY-7 evaluados. La exactitud típica de las mediciones de caudal por medio del Spinner y la falta de estabilidad del caudal de inyección ,introducen un cierto margen de error en la estimación de los caudales, especialmente cuando son pequeños. Por otro lado, la presión de inyección esta sujeta a fluctuaciones típicas de un proyecto de inyección de gas de estas características. Esto aunado al hecho de que la presión durante el cierre fue medida después de un cierto intervalo de tiempo de cierre y eventualmente seguiría disminuyendo aunque muy ligeramente, hace que los cálculos de índice de inyectividad por perforación no sea muy preciso. Sin embargo, al agrupar las perforaciones de Nar-1, 2 y 3 es claro que las presiones de las capas son bastante diferentes.

En el pozo INY-1 el mecanismo de inyección actual parece ser dominado por la diferencia de presiones entre las capas, Nar-3 tiene una presión menor a las otras zonas y recibe el 75% del caudal total de inyección. Cerrado el pozo, Nar-1 produjo 20 MMscf/d que estaban siendo inyectado en casi su totalidad (96%) en Nar-2 (presencia de flujo cruzado entre las arenas NAR-1 y NAR-2).

En el pozo INY-7 sin embargo, no es tan obvio que el mecanismo de inyección sea dominado por diferenciales de presión, sino que Nar-1, a pesar de tener la presión mas alta, todavía esta tomando el 44% del caudal total. Esto se debe a presentar mejores propiedades petrofísicas. Cuando se cerró este pozo, Nar-1 produjo 39.5 MMscf/d y Nar-2 produjo 7 MMscf/d (NAR-1-NAR-2 produjeron 46.5) que fueron inyectados en Nar-3, (flujo cruzado de las arenas NAR-1 y NAR-2 hacia NAR-3).

Pruebas de Disipación de Presión (Fall-Off)

Los flujos cruzados de considerable magnitud observados durante los cierres, afectan los resultados concernientes a la evaluación del yacimiento (permeabilidad, daño, etc.) pues generan caídas de presión que no pueden ser tomadas en cuenta en el análisis, porque enmascaran dichos resultados, debe ser un punto de atención el establecimiento de un modelo matemático donde se considere este efecto, donde se permita la interpretación de las mismas a estas condiciones.

Sin embargo, se necesitaba cerrar los pozos para obtener los perfiles de flujo durante el cierre, pues con estos se determinó la presión aproximada de cada perforación y su respectivo índice de inyectividad.

La forma de las respuestas transitorias presentarán algunas similitudes, posibles barreras y algunos rasgos particulares. Los gráficos de diagnóstico (Log-Log) fueron colocados junto con los mapas geológicos por macolla con la visión de obtener alguna información sobre el mecanismo de inyección en los pozos. Un ejemplo es presentado en la Figura 12.

No se intenta aquí realizar una descripción del yacimiento usando estas respuestas transitorias de presión, que además nos dan resultados puramente cualitativos. Nuestra intención fue obtener algún comportamiento similar entre los pozos que estaban inyectando en la misma zona o rodeados por fallas según el modelo geológico presente.

CONCLUSIONES

- 1.- La realización del trabajo en equipo ha sido la clave para el éxito de las metodologías empleadas.
 - 2.- Se ha establecido una metodología para el monitoreo en los pozos inyectores de gas a alta presión en condiciones extremas de presión y temperatura, estableciendo condiciones o medidas de seguridad para este tipo de trabajo.
 - 3.- El control y seguimiento, de la captura de información de presión y producción de fluidos nos ha permitido visualizar el mantenimiento de presión en nuestros yacimientos sometidos a procesos de recuperación secundaria, cuantificando la efectividad del mismo a través del recobro final de fluido.
 - 4.- El mecanismo de inyección, en algunos pozos, es dominado por los diferenciales de presión. Es decir, las zonas de menor presión toman un caudal mayor. En otros casos, a pesar de que alguna zona tiene mayor presión, posee una capacidad de flujo tan grande que sigue admitiendo caudales considerables de gas. Es decir, prevalece la capacidad de flujo.
- Este mecanismo pudiera modificarse cuando la zona de gas se sature. El seguimiento de la distribución de caudales y presiones en el tiempo nos permitirá predecir la variación de la distribución vertical de gas inyectado.
- 5.- El análisis isotópico de la relación estable de carbonos 12 y 13 (C_{13}/C_{12}) en el gas natural es una metodología que puede servir para considerar el gas de inyección como un trazador natural.
 - 6.- La inyección de trazadores químicos de gas, nos permitirá modelar el comportamiento dinámico del yacimiento, el proyecto actualmente se encuentra en proceso.
 - 7.- La tensión del cable representa un factor limitante para la realización de los registros de producción (PLT), en condiciones normales de inyección, debido a la alta tensión generada por la fricción del gas de inyección sobre el cable.
 - 8.- Se observó flujo cruzado durante el cierre de los pozos.

RECOMENDACIONES

- 1.- Continuar con el plan de captura de información para soportar la base de datos de simulación y lograr representar el comportamiento dinámico del yacimiento.
- 2.- Establecer un modelo matemático para el análisis del comportamiento de presiones, donde se considere la condición inestable de flujo cruzado.
- 3.- Masificar la técnica de caracterización Isotópica del gas a fin de que pueda ser usado como un trazador natural, lo cual ayudaría a reducir costos por implementación de trazadores químicos.
- 4.- Analizar la opción de realizar registro de producción con memoria (PLT) con guaya fina, para minimizar los efectos de tensión del cable y poder incrementar los caudales de inyección.
- 5.- Continuar con la inyección de gas para el mantenimiento de presión en los yacimientos y para un mejor desarrollo de su plan de explotación
- 6.- Es una actividad de alto riesgo que requiere que se tomen las máximas acciones de seguridad durante las operaciones.

BIBLIOGRAFÍA

- 1.- Informe síntesis de los resultados de análisis de núcleos convencionales y especiales del Norte de Monagas. Gravier, J.F. Septiembre 1990. Diciembre 1991 y Octubre 1992.
- 2.- Informe final del estudio petrofísico de los campos del Norte de Monagas, E. Hung, E. García, L. Escalona y M. Ramírez Junio 1989.
- 3.- Estudio del campo El Carito, grupo Interfilial área Norte de Monagas, Comité Técnico de Yacimientos, Junio 1989.
- 4.- Evaluation of the condensate and natural gas reserves of fluids in Northern Monagas Trend. De Golyer-Mac Naughton, December 1991.
- 5.- Caracterización tridimensional del campo Carito Oeste y montaje de un modelo de simulación multicapas para su estudio. Jiménez Malavé, Franklin José, Marzo 1995.
- 6.- Estudio integral de geología-yacimientos. campo Mulata (Sector Oeste), Gerencia de Ingeniería de Petróleo (PDVSA), Noviembre 1995.
- 7.- Estudio integrado de geología-yacimiento del campo Carito-Mulata, Gerencia de servicios técnicos (PDVSA), Junio 1998

AGRADECIMIENTO

Agradecemos a PDVSA, Punta de Mata, por permitirnos la publicación de este trabajo que se presenta y por proveer la información de producción y de los yacimientos necesarios para complementar el análisis.



Mapa Estructural

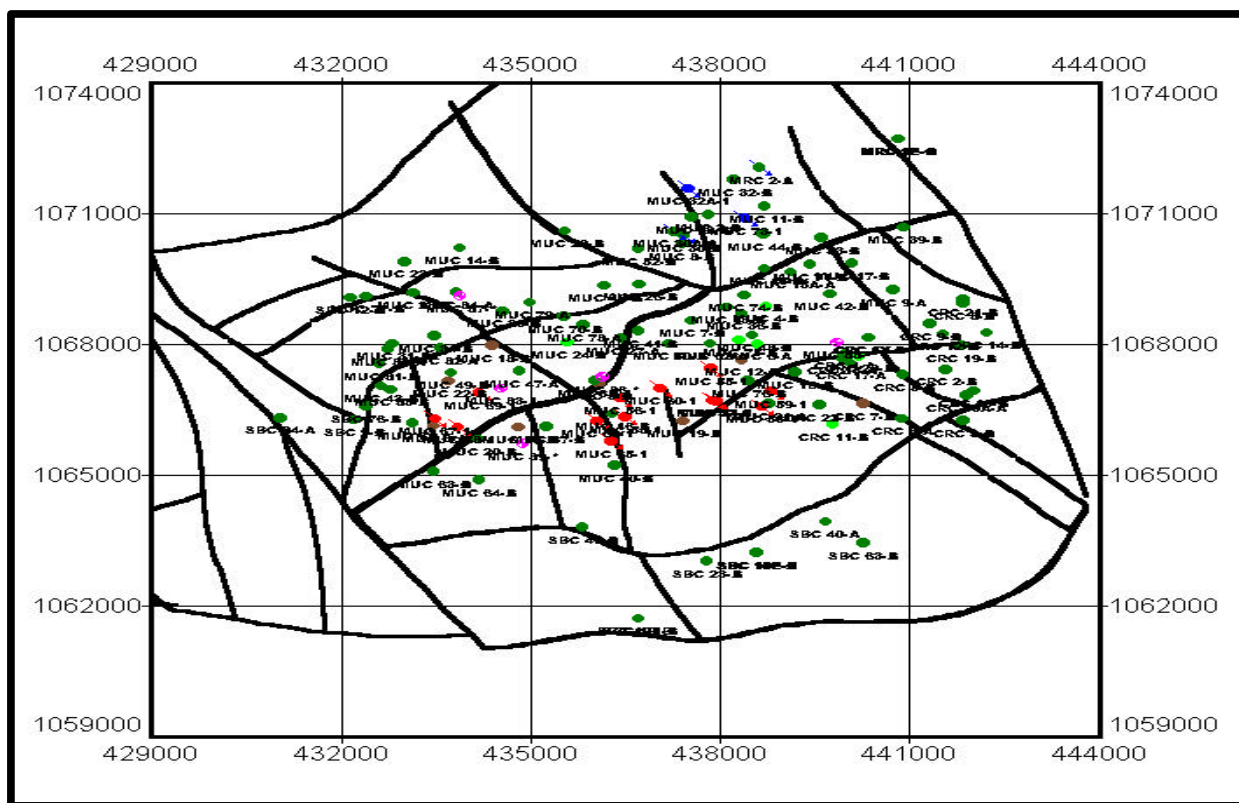


Figura 2 : Mapa Estructural

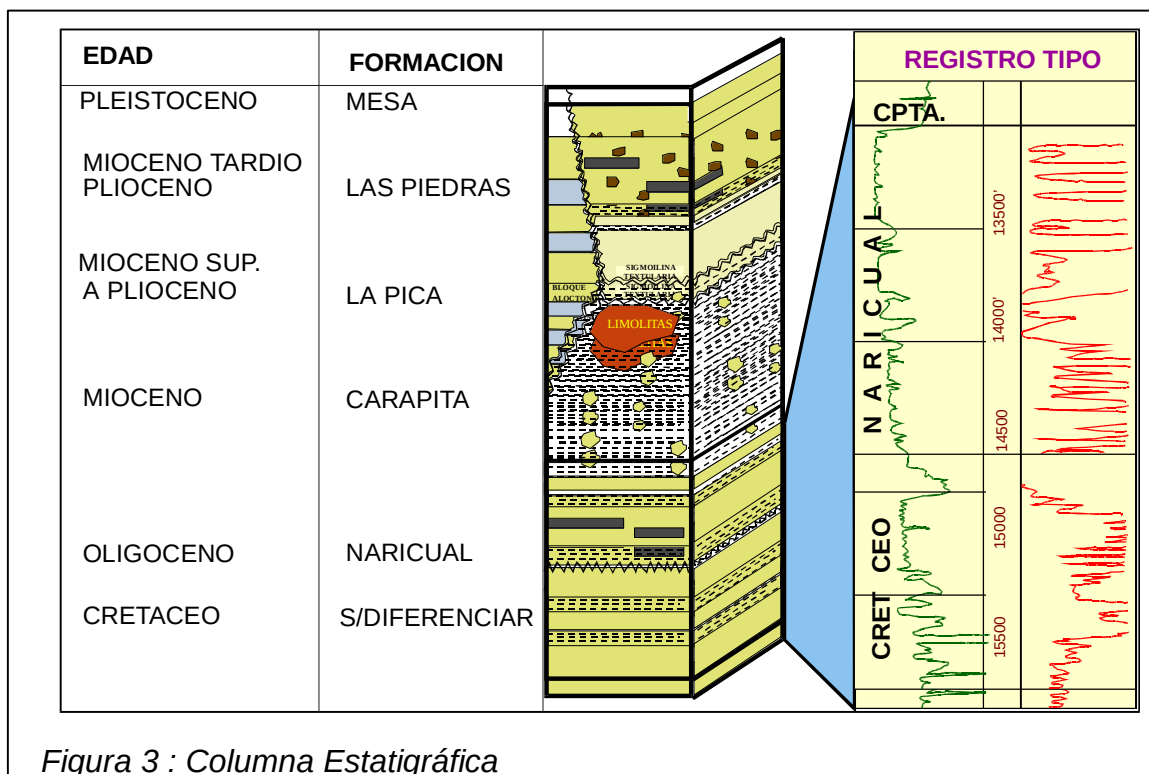
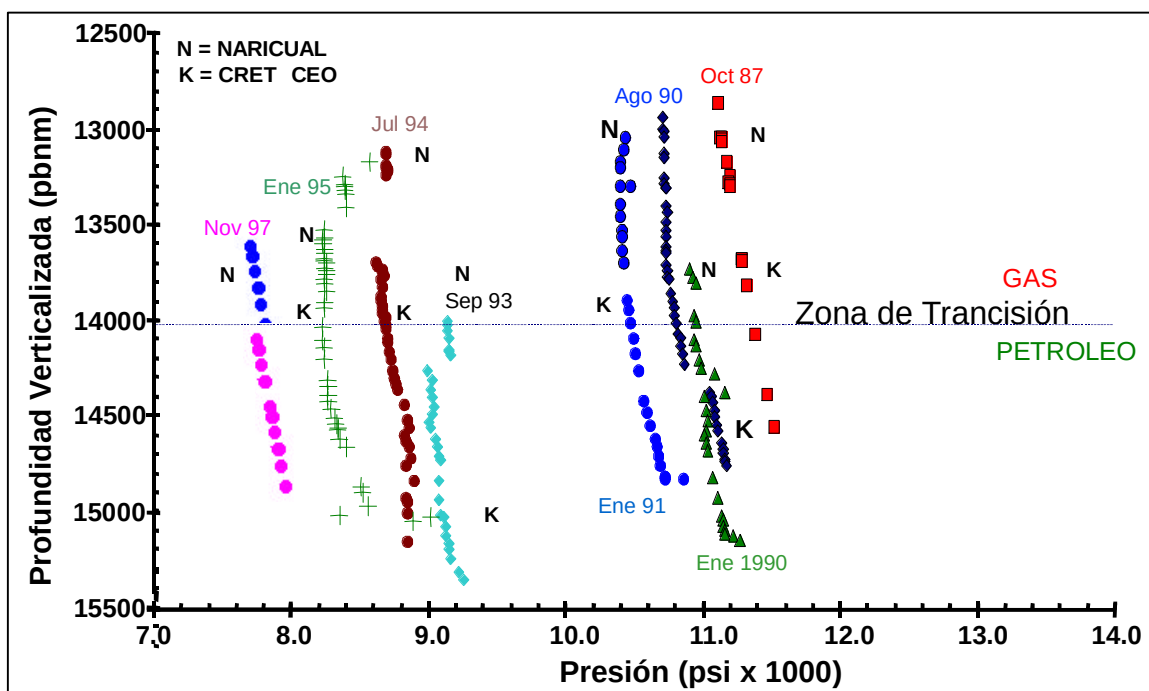
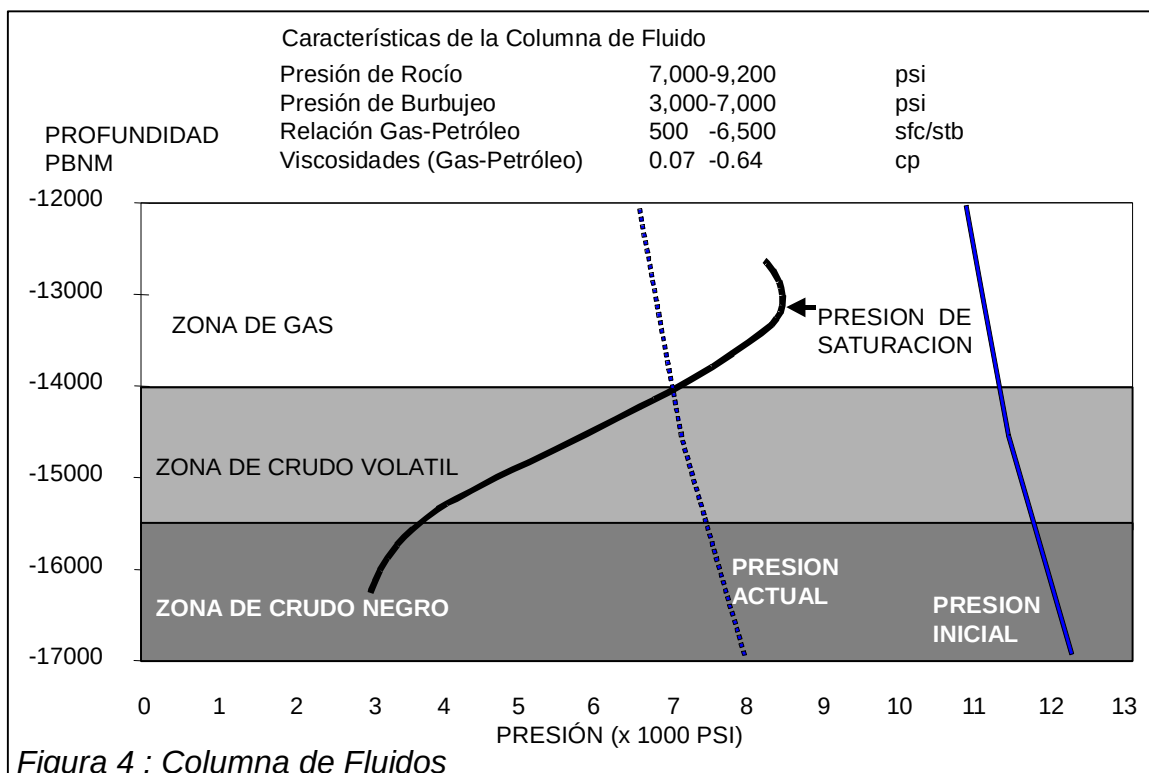


Figura 3 : Columna Estatigráfica



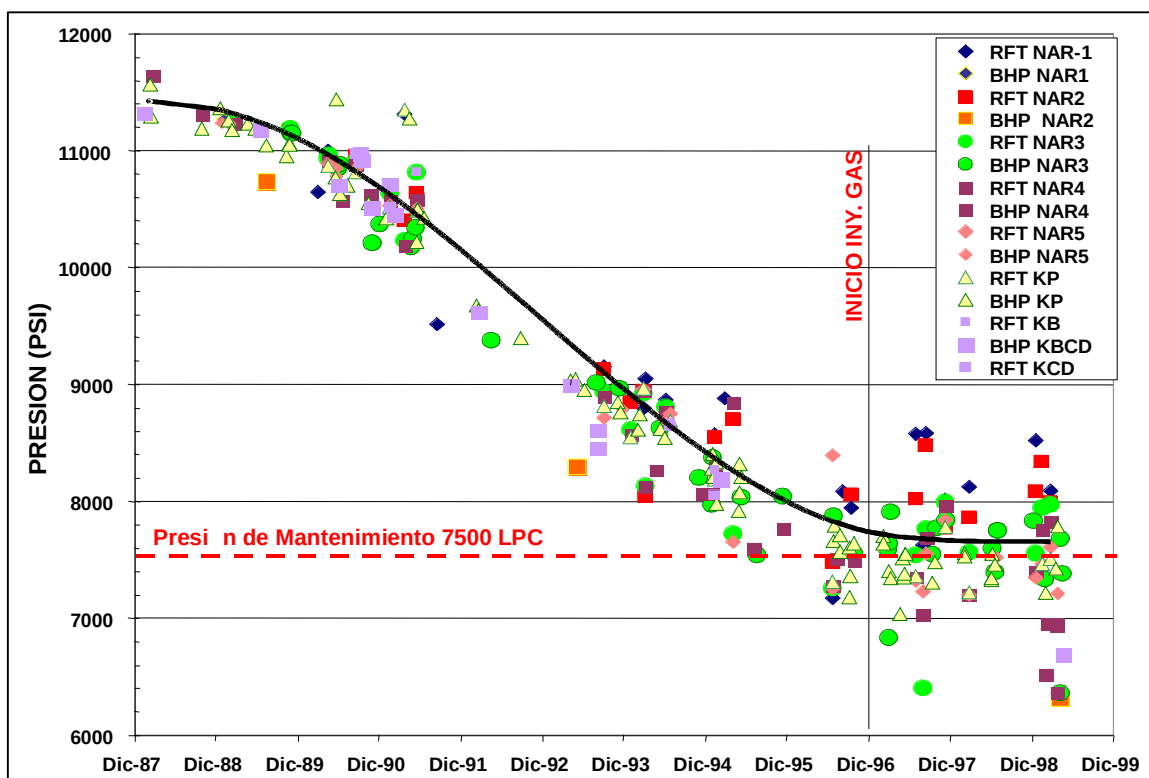


Figura 6 : Evolución de la Presión de Yacimiento

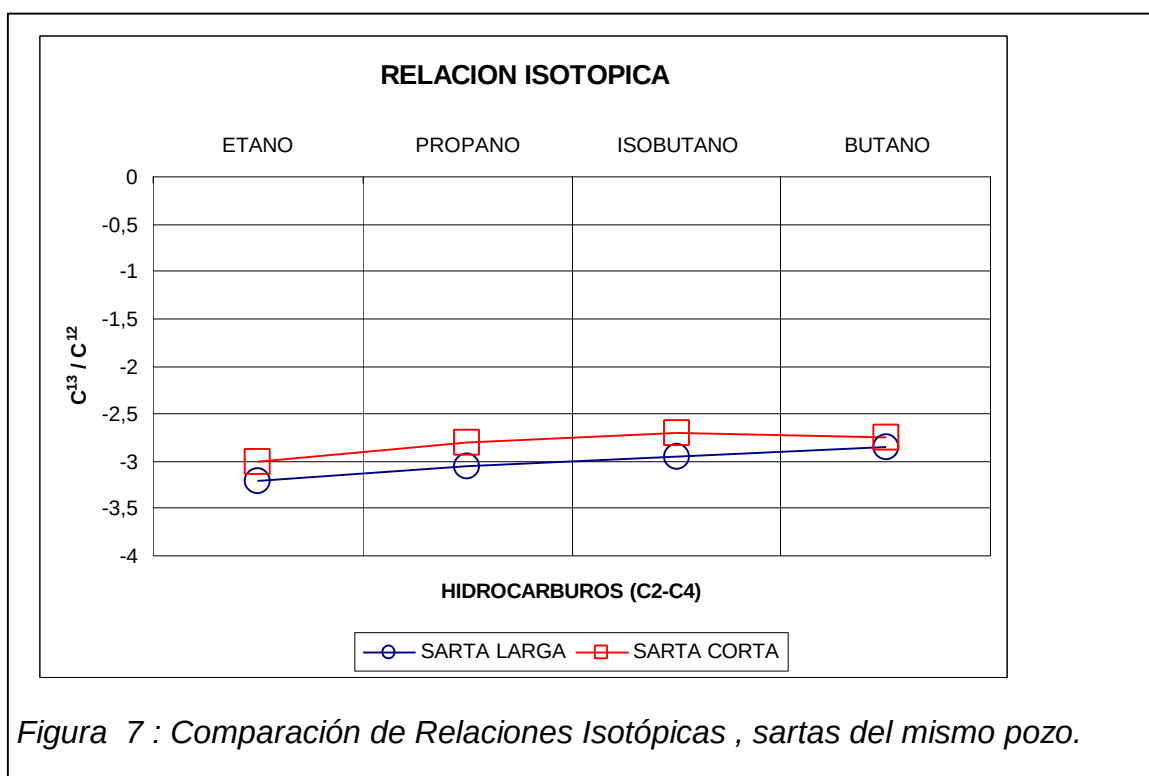


Figura 7 : Comparación de Relaciones Isotópicas , sartas del mismo pozo.

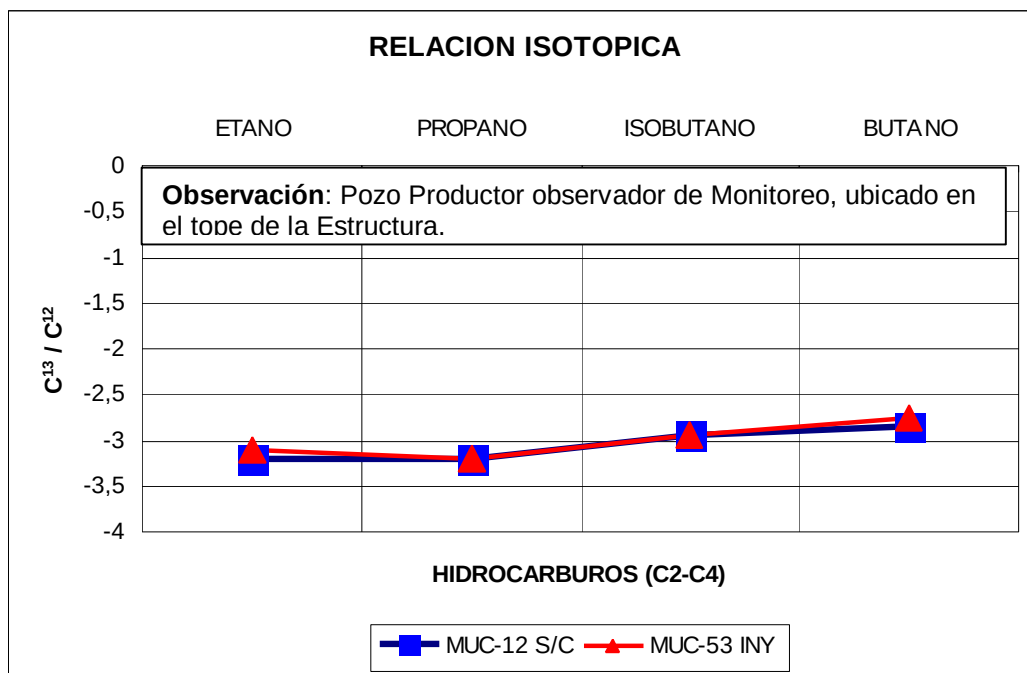


Figura 8 : Comparación de Relaciones Isotópicas, entre un Productor y un Inyector

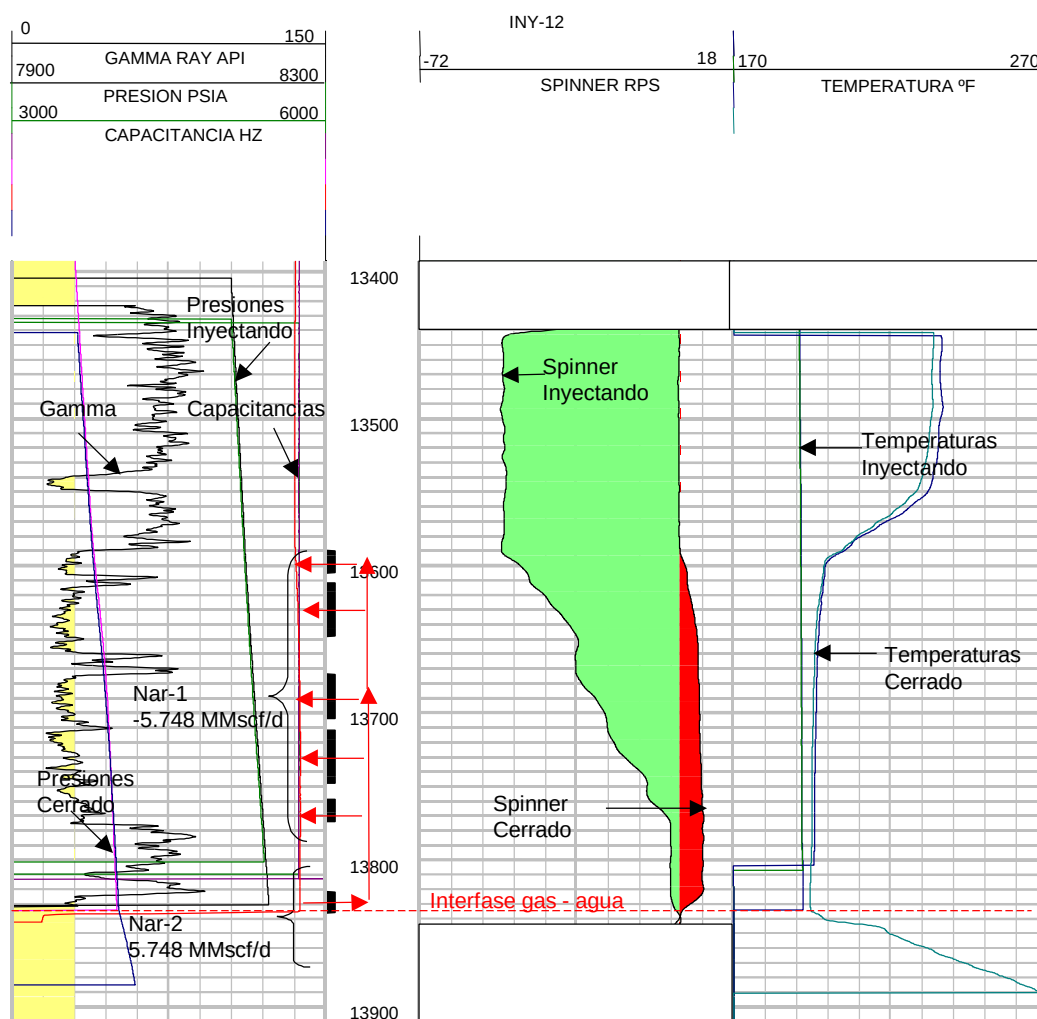
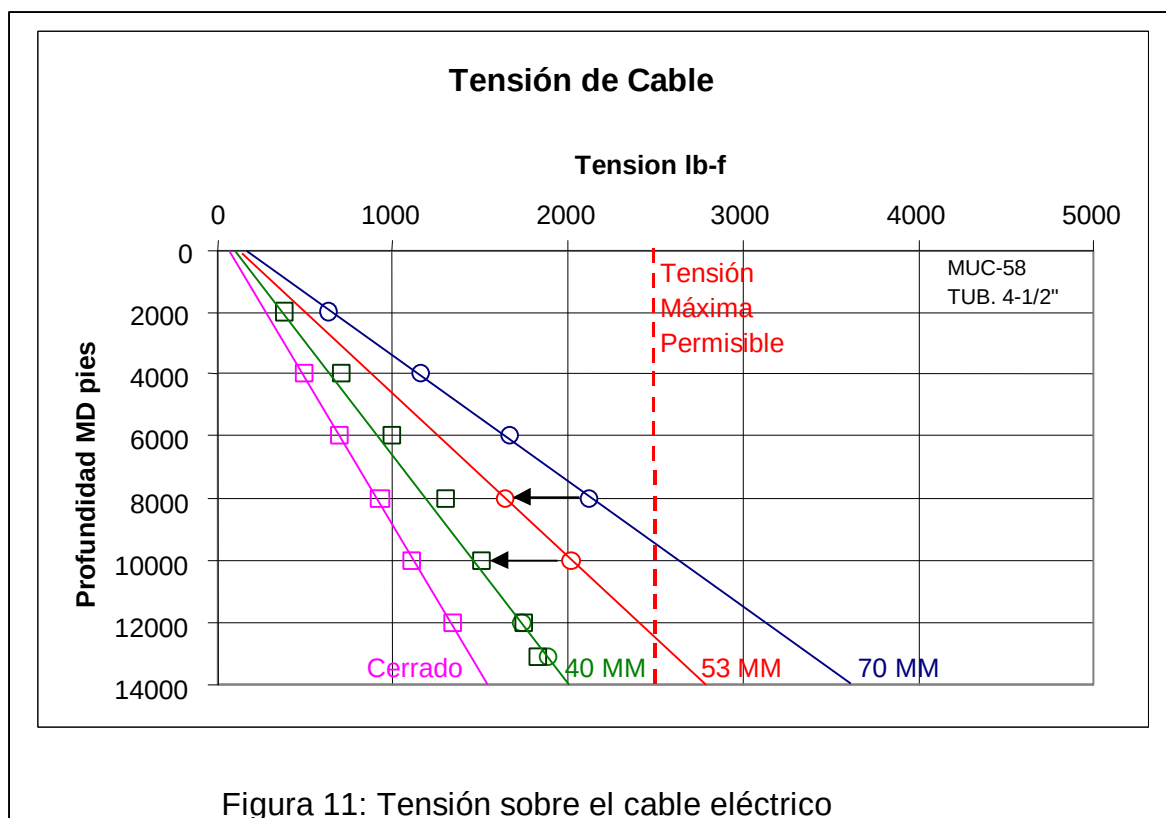
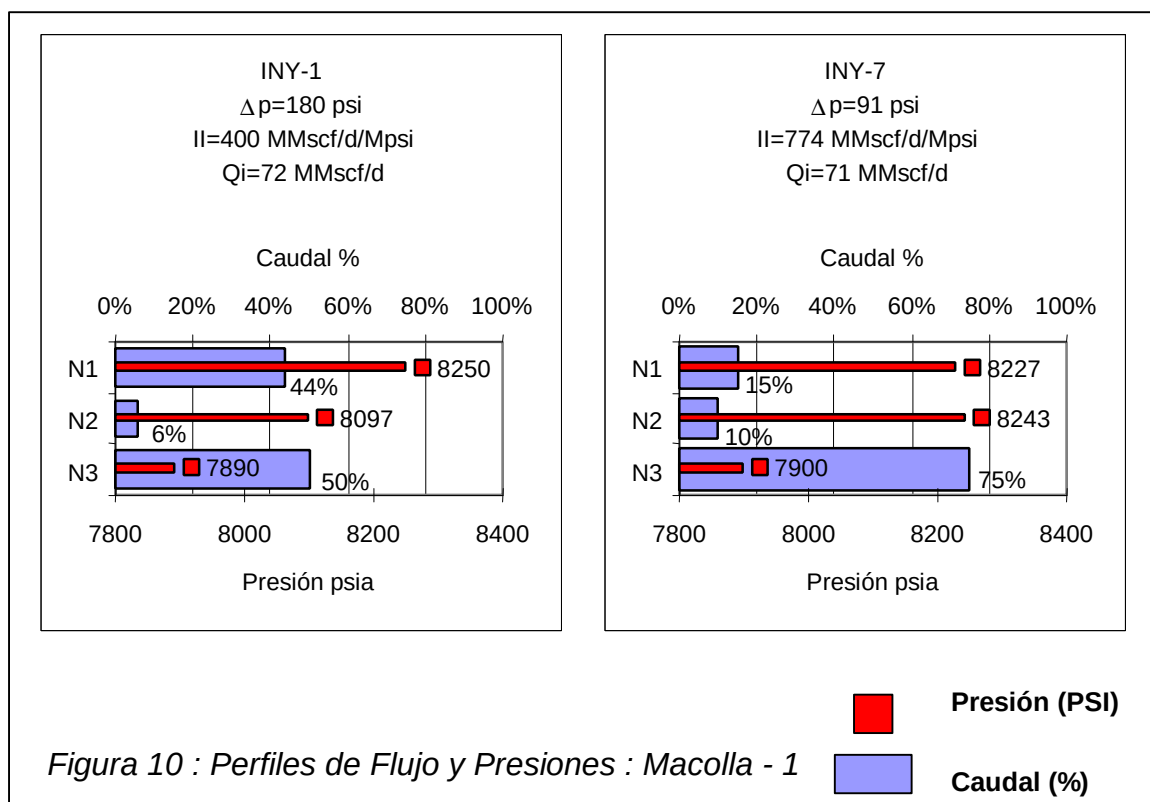
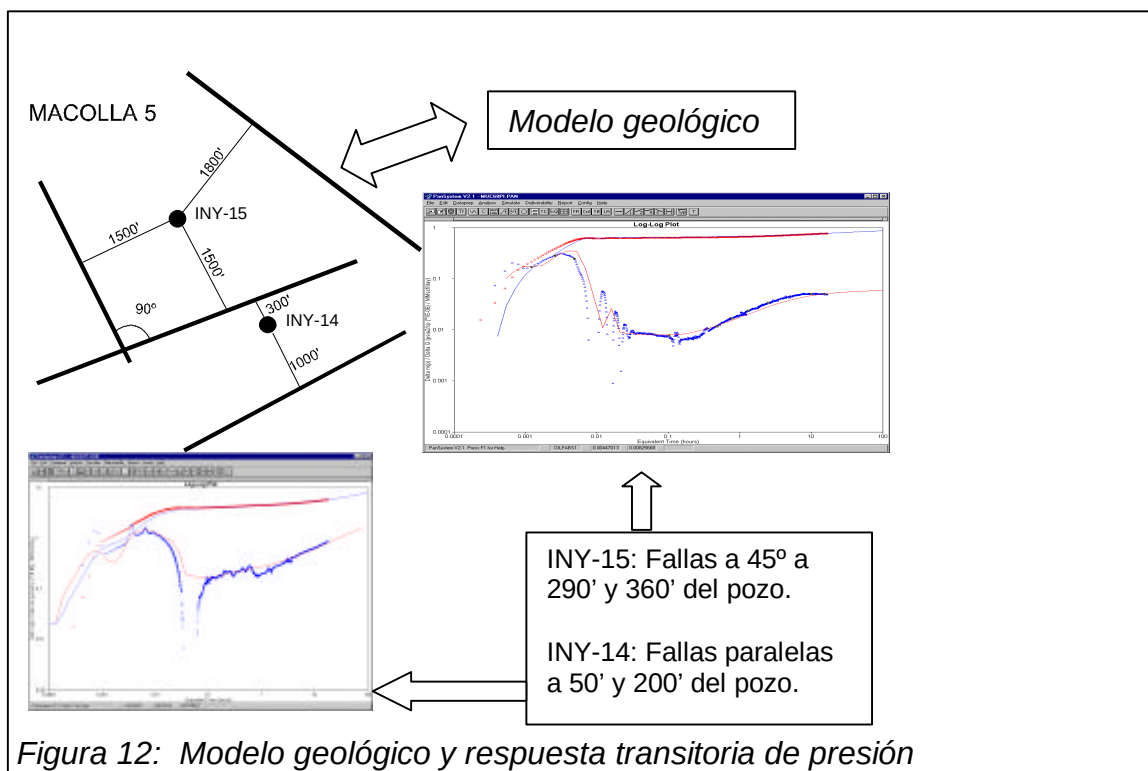


Figura 9 : Perfil Típico de Inyección de Gas





<u>Yacimiento A</u>	
➤ Pi (MPSI)	11.5
➤ Pact. (MPSI)	7.5
➤ Ty (°F)	287
➤ Prof. Prom. (M PIES)	14.5
➤ DATUM (MPIES bnm)	14.0
➤ POROSIDAD (%)	6-21
➤ PERMEAB. (M D)	3-1500
➤ ° API	24-35

<u>Yacimiento B</u>	
➤ Pi (MPSI)	11.5
➤ Pact. (MPSI)	8.0
➤ Ty (°F)	287
➤ Prof. Prom. (M PIES)	14.5
➤ DATUM (MPIES bnm)	14.0
➤ POROSIDAD (%)	8-20
➤ PERMEAB. (M D)	10-1000
➤ ° API	24-35

Figura 13.- Condiciones Iniciales de los Yacimiento en estudio