

**FORMACION NARICUAL, CAMPO EL FURRIAL, VENEZUELA:
GERENCIA DE YACIMIENTOS EN UN CAMPO GIGANTE.
RETOS, ESTRATEGIAS Y OPORTUNIDADES**

Expositor: Ing. Raúl Mengual

Autores: Ings. Raúl Mengual, Armando Acosta y Nidia Pinto

PDVSA Exploración y Producción – División Oriente

Venezuela

RESUMEN

La formación Naricual del campo El Furrial es un yacimiento profundo, con elevadas presiones y temperaturas, alto contenido de asfaltenos en el crudo y una significativa variación de las propiedades de los fluidos con profundidad. Hacia la base del yacimiento, un tar-mat de aproximadamente 200 pies de espesor aísla la formación productora del acuífero infrayacente, actuando como principal mecanismo de empuje la expansión de roca y fluidos.

Desde el inicio de la explotación del yacimiento se llevo a cabo una intensa campana de captura de información, lo que permitió establecer oportunamente la necesidad de proceder con un programa de mantenimiento de presión, a fin de preservar la productividad del yacimiento y maximizar el recobro de reservas y su rentabilidad.

Los proyectos de mantenimiento de presión y recobro terciario que han sido implantados en el yacimiento son presentados en detalle: Inyección de 400.000 B/D de agua, con una posterior ampliación a 550.000 B/D de agua e inyección de 450 MMPCD de gas miscible. Con ambos proyectos, se estiman producir 3210 MMBLS de petróleo lo que representa un incremento en el recobro de reservas de 33% del POES. La implantación a tiempo de estos proyectos obedeció a una gerencia integrada del yacimiento, con la conformación temprana de equipos de trabajos integrados lo que permitió, en un período de 12 años, generar ocho actualizaciones del modelo geológico, ajustar el plan de explotación a los cambios detectados y construir la infraestructura requerida para el manejo de la producción.

Se detallan las técnicas de monitoreo y control implementadas para el seguimiento de los proyectos de inyección de agua y gas. Se describen asimismo las herramientas y métodos aplicados para el mejoramiento de los perfiles de inyección y producción en el yacimiento, donde las condiciones severas del mismo han hecho ineficaces la aplicación de resinas, emulsiones y otros productos utilizados como agentes divergentes. Se presentan los resultados obtenidos con la aplicación de tapones de arena y recañoneos para el tratamiento de intervalos de baja inyectividad/productividad, donde el éxito alcanza al 70% de los casos.

Se describen finalmente, los proyectos que se encuentran actualmente bajo estudio para su aplicación en el corto plazo, con los cuales se estima obtener un recobro final de reservas superior al 55% del petróleo original en sitio.

INTRODUCCION

El campo El Furrial esta ubicado en tierra, 470 Km al este de la ciudad de Caracas, Venezuela. En marzo de 1986, la perforación del pozo exploratorio FUL-1X (Figura 1) demostró la existencia de petróleo subsaturado de 26.5 °API en la formación Naricual, a una profundidad de 13690 pies. Posteriormente, con la perforación del pozo FUL-4 se detecto la presencia de otra acumulación importante en la formación Cretaceo-01, infrayacente a la formación Naricual y separada de esta por un deposito arcilloso de aproximadamente 90 pies de espesor.

La prueba inicial del pozo FUL-1X con reductor de ½ ", arrojo una producción de 7311 BN/D con una relación Gas- Petroleo de 988 PCN/BN. La presión inicial del yacimiento fue de 11250 lpc a un datum de 13800 pies y su temperatura promedio de 295 °F. La perforación de los subsiguientes pozos permitió confirmar que se trataba de una estructura anticlinal, cuyas características lo ubicaban dentro de los llamados "campos gigantes", y detectar particulares características del mismo, tales como su condición de yacimiento volumétrico, presencia de una variación importante de densidad del crudo con profundidad, contenido de hasta 13% de asfaltenos con un onset de floculación de 6000 lpc, presencia de hasta 2000 ppm de H2S en el gas asociado producido de la zona basal del yacimiento y una elevada tasa de agotamiento de presión de 17.7 lpc por cada millón de barriles de petróleo producidos.

La temprana identificación de estas características condujo a la conformación, prácticamente desde el inicio de la explotación del campo, de equipos multidisciplinarios integrando las áreas de subsuelo y superficie. Esta práctica, iniciada durante las fases de delineación y desarrollo del yacimiento, se fortaleció posteriormente durante las actividades de control y monitoreo de los proyectos de inyección de agua y gas, implantados en el campo para mantener la presión del yacimiento y su productividad.

Las exigentes condiciones de presión, temperatura y profundidad requieren el uso permanente de novedosas tecnologías, algunas de ellas evaluadas por primera vez con este yacimiento. Actualmente el campo cuenta con 116 sartas productoras y 43 inyectores completados en este yacimiento.

GEOLOGIA

La roca yacimiento (Figura 2) está compuesta por areniscas de granos medios con matriz arcillosa hacia el tope y areniscas de granos finos a medios con intercalaciones arcillosas en la base. Estos sedimentos fueron depositados durante el Cretáceo tardío y el Oligoceno en un ambiente marino, litoral transgresivo hacia el tope y litoral a deltaico regresivo en la base. La formación Naricual tiene un espesor promedio de 1570 pies. Por sus características sedimentológicas, geoquímicas y petrofísicas, se dividió inicialmente en tres secciones: Naricual Superior, Naricual medio y Naricual Inferior. Posteriormente se reagruparon en dos macro-secciones: Naricual Superior/Medio con 960 pies y Naricual Inferior con 610 pies de espesor. En una reciente revisión, basada en argumentos hidráulicos y petrofísicos, se subdividió el yacimiento en 23 unidades de flujo (12 en Naricual Superior/Medio y 11 en Naricual Inferior).

La estructura es un anticlinal de dirección Noreste-Suroeste de aproximadamente 14Km x 6Km. Presenta múltiples fallas de rotura en dirección Noreste-Suroeste, así como fallas longitudinales a lo largo del eje de la estructura, algunas de las cuales se han interpretado como inversas. Se encuentra limitado al Norte y al Sur por una capa de crudo extrapesado (Tar-mat) y al Este y Oeste por fallas que la separan de estructuras productoras vecinas.

PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS

La permeabilidad del yacimiento varía de 100 mD en los flancos a 1300 mD en el tope de la estructura. Su porosidad promedio es de 13%. La profundidad promedio del yacimiento es 14500 pies, el Datum volumétrico se ubica a 13800 pies. La presión del yacimiento actual es de 6500 lpc y su producción acumulada alcanza los 1030 millones de barriles. Las propiedades del crudo presentan importantes variaciones con profundidad: Su gravedad varía de 30 °API en la cresta a 8 °API en los flancos, la presión de burbujeo fluctúa de 4900 lpc a 3300 lpc y el contenido de asfaltenos disueltos en el fluido va de 2% en el tope hasta 13% en los flancos. La relación gas-petróleo (RGP) promedio es 950 PCN/BN, no obstante se han medido valores entre 850 a 1100 PCN/BN.

CARACTERIZACION DEL YACIMIENTO

La captura de datos básicos para caracterizar el yacimiento se inició durante la fase de delineación. Con pocas excepciones, en su mayoría debido a problemas operacionales, a todos los pozos perforados durante esta fase se les realizó registro con probador múltiple de formación (RFT) y pruebas DST (Drill Stem Test). Estas evaluaciones permitieron determinar los niveles de presión por arena, identificar contactos de fluidos, medir el grado de comunicación areal y vertical en el yacimiento y finalmente optimar la selección de los intervalos de cañoneo en los pozos. Mediante pruebas DST se evaluaron parámetros fundamentales para la caracterización adecuada del yacimiento, tales como permeabilidad efectiva, transmisibilidad, movilidad, grado de heterogeneidad y presencia de barreras. Se obtuvieron muestras de fluidos a condiciones de superficie y fondo a diferentes profundidades y se cuantificó el daño de formación ocasionado por el fluido de perforación y compensación, información posteriormente utilizada en diferentes estudios dirigidos a minimizar el daño ocasionado a los pozos. En esta etapa se inició la toma de núcleos y muestras de fluido para análisis PVT, caracterización y cromatografía. Se efectuaron registros de restauración de presión (Build Up) a todos los pozos después de completados para evaluar el daño producido por las operaciones de completación.

Durante la etapa de desarrollo se intensificó la captura de datos, iniciándose las corridas de registros de flujo (PLT) para identificar perfiles de producción e Índices de Productividad por arena, información posteriormente incorporada, junto a los datos RFT, al modelo petroquímico para la identificación de unidades hidráulicas. Asimismo, se efectuó caracterización del fluido de yacimiento a un número

importante de pozos, con lo cual se identificó la significativa variación que presentan las propiedades del crudo con profundidad.

Desde su descubrimiento y hasta diciembre de 1998, se habían realizado 16 análisis PVT, 47 análisis de fluidos (caracterización, criptografía, etc.), 315 registros de presión (DST, RFT, BUP, BHP-BHT y PLT) y se habían recuperado y analizado aproximadamente 5400 pies de núcleos bajo un criterio de distribución areal y vertical. A la toma de núcleos y los tradicionales registros utilizados para determinar resistividad del fluido de formación y propiedades petrofísicas (ϕ , K, Sw), se han incorporado registros dipmeters y toma de registros especiales tales como: Espectral (para obtener el contenido y tipo de arcillas), Imágenes (estratigrafía, buzamientos, fracturas), Sónico Dipolar Cruzado (Propiedades mecánicas de la roca, orientación de esfuerzos, anisotropía, migración de fracturas) y Resonancia Magnética (saturación de agua, porosidad efectiva y permeabilidad). Toda esta información es incorporada en la elaboración del modelo estructural y sedimentológico del yacimiento.

En 1993-1994 se efectuó la adquisición y procesamiento de 210 Km² de sísmica 3D, sin embargo baja cobertura y problemas de migración en los flancos de la estructura, así como incertidumbre en la correlación y problemas de calibración ocasionados por reflectores discontinuos y pocos definidos, afectaron la calidad de la información obtenida, dejando incertidumbre en cuanto a la delimitación del yacimiento al este y oeste del campo. En 1996 se construyó un modelo petrofísico basado en unidades hidráulicas, el cual aportó una herramienta confiable para el cálculo de permeabilidades promedio y arena neta petrolífera del yacimiento. En 1998 se inició una reinterpretación de los datos sísmicos disponibles, reevaluándolos a la luz de data provista por registros sísmicos corridos en diversos pozos del campo, lo que permitió incorporar saltos de falla de 50 pies o menos, originalmente no incluidos en la elaboración del modelo estructural.

La integración de toda esta información permitió la construcción sucesiva, prácticamente en una base anual, de ocho modelos geológicos del yacimiento, pasando de la básica imagen provista por la sísmica 2D en la que se basó el pozo exploratorio FUL-1X a la visión actual (Fig. 3), la cual, si bien requiere afinarse hacia los flancos y sufrirá con seguridad futuros cambios, provee un marco estructural y sedimentológico confiable para la orientación de los proyectos de inyección existentes y la planificación de futuros proyectos tecnológicos a implantarse en el campo.

Debido al elevado contenido de asfaltenos presente en el crudo inferior a 24 °API, se decidió utilizar este valor de °API como límite inferior de completación de los pozos en el campo, ya que diversas pruebas DST demostraron que la completación de pozos por debajo de este nivel ocasionaba serias obstrucciones con asfaltenos en la tubería de producción, líneas de flujo y equipos de superficie.

COMPLETACION DE LOS POZOS PRODUCTORES

Los ocho primeros pozos del campo fueron completados con tubería sencilla de 3½ » ya que los mismos fueron revestidos con casing de 7". Posteriormente, un mejor conocimiento del área y del perfil de presiones de las formaciones suprayacentes, permitieron optimizar el diseño y asentar un revestimiento de 9 5/8" hasta el tope de la estructura, completando solo el hoyo de producción con casing de 7". Esto, aunado a que la presión del yacimiento permitía que los pozos fluyeran en estado monofásico hasta superficie, minimizando las pérdidas por fricción, su espesor (1570 pies promedio), y la distribución original de la formación Naricual en tres miembros productores: Naricual Superior, Medio e Inferior, mas la presencia del yacimiento Cretaceo-01, infrayacente, hicieron atractivo durante los primeros años de explotación del campo completar los pozos con doble sarta de 3 ½" c/u (Figura 4), obteniéndose producciones de hasta 7000 BNPD/sarta. Esta práctica se mantuvo hasta 1994, cuando la reducción de la presión del yacimiento y la reinterpretación de la estructura en los dos miembros principales (Superior/Medio e Inferior), permitieron la completación de los pozos con tuberías sencillas de 4 ½" y 5". Esta modalidad de completación se mantiene hasta el presente y ha permitido mantener -y en muchos casos incrementar- la productividad por pozo y facilitar la evaluación y monitoreo de los mismos, al eliminar la limitación que representa una completación doble para correr registros y herramientas.

MANTENIMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD

El mecanismo de producción del yacimiento es la expansión de la roca y los fluidos, ya que si bien existe un acuífero conectado a la trampa, el mismo se encuentra aislado de la zona de crudo móvil por una capa de bitumen de aproximadamente 200 pies de espesor, que representa una zona de no-flujo en la base de la estructura (Figura 5). Esto fue confirmado mediante sucesivas pruebas de presión y balance de materiales. La tasa de declinación de presión inicial fue de 17.7 lpc/MMBN de crudo

producido, reduciéndose posteriormente y estabilizándose en 14 lpc/MMBN, cuando un mayor volumen del yacimiento fue contactado. El onset superior de floculación de asfaltenos es de 6000 lpc, por lo que la presión del yacimiento debe ser mantenida por encima de este valor para evitar severos problemas de precipitación de asfaltenos en el yacimiento y/o obstrucción de los pozos con elevados costos de tratamiento. Con base en estas premisas, la planificación de proyectos de inyección de agua y gas se inició al segundo año de explotación del yacimiento.

INYECCION DE AGUA. PRIMERA FASE

Diversos estudios multidisciplinarios fueron efectuados en el período 1989-1992, con la participación de los equipos de subsuelo y superficie, para definir el fluido a inyectar, perfiles óptimos de producción/inyección, fuentes de agua y gas, tipos de completación, instalaciones requeridas y costos asociados. La inyección de agua fue seleccionada como la mejor opción para el mantenimiento de presión, debido fundamentalmente a que para la fecha requerida para iniciar la inyección, la presión del yacimiento era aproximadamente 8500 lpc, lo cual elevaba la presión de inyección de gas requerida a 9500 lpc. Por otra parte, las fuentes de gas disponibles eran limitadas.

Los estudios indicaron que el método óptimo para mantener la presión de yacimiento en niveles de 6500 lpc era la inyección de 400.000 B/D de agua en forma periférica al nivel de la zona de transición de crudo pesado- mediano, equivalente a 16 °API. Esto permitiría incrementar las reservas de 13% (primarias) a 24% en 20 años. Definido esto, el siguiente paso fue buscar las fuentes de agua y definir compatibilidad de la misma con el fluido de formación.

Fuentes de Agua y Compatibilidad

Para el suministro del agua de inyección se estudiaron diversas opciones, tales como agua del mar Caribe, río Orinoco, río Guarapiche y acuíferos relativamente someros. Se decidió utilizar agua de un acuífero situado a aproximadamente 3500 pies de profundidad y cercano al sitio escogido para instalar la planta de inyección. Su baja salinidad (2000 ppm Cl) y relativamente reducida cantidad de sólidos disueltos, comparados con agua de mar o afluentes, simplificó el tratamiento requerido para inyección. Los estudios de laboratorio indicaron compatibilidad del agua con el crudo y roca del yacimiento. Asimismo, el efecto térmico fue analizado para descartar potenciales problemas asociados a la inyección de agua a temperatura ambiente en arenas que alcanzan a los 290 °F.

Un total de 18 pozos fueron perforados y completados con bombas electrosumergibles, obteniéndose un potencial de producción de agua de 600.000 B/D.

Pozos Inyectores de Agua

Debido al aislamiento del acuífero por la presencia del tar-mat en la base de la estructura, los pozos inyectores se ubicaron a partir de la zona de transición pesado-mediano de 16 °API (Figura 6). Con el objetivo de lograr un mejor control de la inyectividad por arena, se dividió la perforación y completación de pozos en dos grupos: uno para inyectar en el miembro inferior del yacimiento y otro en el miembro superior. Se perforaron 13 pozos inyectores en Naricual Superior/Medio, 11 en Naricual Inferior y 5 pozos productores fueron convertidos a inyectores en Naricual Superior/Medio. La completación de los pozos en la mencionada zona de transición se aseguró mediante la aplicación sistemática de registros RFT, correlaciones de pozos con contactos conocidos y datos petrofísicos. El perfil de presiones obtenido con la herramienta fue validado con muestras de fluido obtenidas durante pruebas DST en pozos productores e inyectores. A todos los pozos se les realizó un forzamiento con solvente, a fin de reducir los efectos de capilaridad, remover posibles asfaltenos y facilitar el inicio de la inyección de agua.

Durante esta etapa de perforación hacia los flancos del yacimiento se detectaron importantes diferencias estructurales con relación al modelo geológico disponible para la fecha. Esto ocasionó que tres pozos inicialmente planificados como inyectores fueran completados como productores y que en otros cuatro pozos parte de la sección atravesada quedara por debajo del límite de 16 °API, reduciendo el espesor de inyección en los mismos de 40% a 60% y limitando su capacidad de inyección. Debido a consideraciones ambientales y operacionales, algunos pozos inyectores no pudieron ser fluidos el tiempo necesario para obtener una limpieza adecuada de las perforaciones. Esto, como se pudo constatar posteriormente, ocasionó severos problemas de daño de formación, limitó la inyección de agua en un buen número de intervalos y requirió de posteriores tratamientos para incrementar la inyección. Las evaluaciones realizadas durante los últimos cinco años demuestran que los pozos con

mejor perfil de inyectividad son aquellos a los que se les permitió un período de flujo mayor a 15 días, previo al inicio de la inyección.

Implantación del Proyecto

El proyecto se inicio a finales de 1991 con la implantación de un piloto de inyección de 6000 B/D de agua, para lo cual se convirtió a inyector un pozo completado en el miembro superior del yacimiento, hacia el flanco sureste de la estructura. Este piloto permitió evaluar las condiciones de inyectividad, perdidas, presión de fractura, compatibilidad fluido-fluido, roca-fluido, comparar perfiles de producción/inyección y ajustar parámetros de diseño de la Planta de Inyección.

Posteriormente, en 1992, se inicio un segundo proyecto piloto de 50.000 B/D de inyección con la incorporación de cuatro nuevos inyectores. La planta fue concluida a principios de 1993, alcanzando una capacidad de entrega de 400.000 B/D, distribuida en tres módulos con capacidad máxima de 150.000 B/D c/u. Los pozos inyectores alcanzaron una profundidad media de 15500 pies y el tiempo promedio de perforación, evaluación, completación y mudanza fue de 125-160 días/pozo. Con el esfuerzo de taladro disponible, y considerando la reorientación de algunos pozos como productores por su ubicación estructural, lo que requirió la perforación de su reemplazo, la inyección efectiva de los 400.000 B/D planificados se alcanzó a mediados de 1995 (Figura 7).

INYECCION DE AGUA. SEGUNDA FASE

En paralelo a la implantación de este proyecto, la estrategia de explotación fue reorientada a acelerar la extracción de crudo. Se realizaron estudios adicionales incorporando mayor historia de presión - producción, lo que permitió ajustar el cotejo y predicción, nueva información estructural y de núcleos, zonificación, variaciones de profundidad de la zona de transición en algunos sectores y nuevos datos petrofísicos y de fluidos. Con esta información, tanto el modelo geológico (estático) como el dinámico fueron revisados y se determinó que, mediante la inyección de 550.000 B/D de agua se incorporarían 680 MMBLS de reservas, llevando el recobro a 34%. A finales de 1995 se colocó la planta existente a su máxima capacidad operativa y la inyección se incrementó a 430.000 B/D. Finalmente, en 1996 se alcanzó una capacidad de inyección de 550.000 B/D, mediante la instalación de un módulo adicional de 150.000 B/D y la perforación de 4 pozos inyectores en Naricual Superior/Medio y 4 pozos en Naricual Inferior.

INYECCION DE GAS

En el período 1992-1994 se realizaron diversas pruebas de laboratorio de tubo delgado o « slim tube » e hinchamiento o « swelling » para determinar miscibilidad de diferentes tipos de gases con petróleo a condiciones de yacimiento, así como desplazamiento en núcleos y pruebas de permeabilidades relativas. En 1995 se realizó un estudio detallado, incorporando toda la información disponible, sobre la viabilidad de inyección de gas miscible. Los resultados indicaron que la inyección de 450 MMPCD de gas a 7000 lpc en el yacimiento Naricual Superior/Medio, como método de mantenimiento de presión y recuperación terciaria, aportarían reservas adicionales de 333 MMBIs de petróleo, incrementando el factor de recobro a 46% del POES.

Pozos Inyectores de Gas

La inyección se planificó mediante la perforación de cinco pozos distribuidos en la cresta de la estructura, sin embargo uno de ellos cortó una falla no incluida en modelo geológico disponible, lo que ocasionó una pérdida de sección importante en el área de inyección y motivó la inclusión de un pozo adicional para balancear la inyección en el área, quedando así la inyección distribuida en seis pozos (Figura 8).

Tres pozos inyectores situados hacia el este del yacimiento fueron completados con tubería de inyección monobore de 7", mientras que los tres pozos situados al oeste se completaron con tubería monobore de 5 ½". Para la selección de los intervalos a cañonear en estos pozos, se realizó una exhaustiva revisión de los perfiles de producción de pozos vecinos, identificación y distribución de las unidades hidráulicas del miembro superior del yacimiento, se trazaron numerosas secciones estructurales y estratigráficas tanto norte-sur como este-oeste y se revisaron los registros RFT de los pozos productores cercanos, así como de los inyectores una vez perforados. Se decidió realizar el cañoneo de los pozos en dos fases: a) cañoneo de las arenas de inferior Índice de Inyectividad primero, a fin de incrementar

la permeabilidad relativa al gas en el área cercana al pozo, y b) una segunda fase posterior, incorporando las arenas de mayor permeabilidad e identificadas como de alta conectividad con pozos productores vecinos mediante registros RFT y de flujo. Con esta estrategia se busca lograr un perfil de inyección homogéneo, con la participación del mayor número de arenas pero evitando imponer fuerzas viscosas a las gravitacionales, que pudieran adelantar la llegada del frente miscible a los pozos productores.

Al presente, todos los inyectores ya han sido cañoneados en su primera fase y la segunda se encuentra en ejecución.

Implantación del Proyecto

El inicio de la inyección se planificó originalmente para abril de 1998, pero diversos problemas de permisología y arranque de la planta diferieron el inicio de la inyección para agosto de ese año. El proyecto fue dado en outsourcing bajo modalidad BOO (Build Own and Operate) y fue concebido para operar con tres módulos de inyección de 150 MMPCGD c/u. En esta ocasión, los pozos inyectores se incorporaron a tiempo para cubrir los requerimientos de inyección, pero para febrero de 1999, la inyección promedio alcanzaba solo los 280 MMPCGD, muy por debajo de lo estimado, debido básicamente a diversos contratiempos operacionales con la planta. Una vez superados los mismos, se estima mantener una inyección estable de 450 MMPCGD.

ESTRATEGIA DE PRODUCCION

El plan de explotación y producción del yacimiento fue ajustado gradualmente. A medida que más y más información era obtenida, se realizaban los estudios y se implantaban los proyectos. El plateau inicial, fijado durante el período de delineación y con una visión limitada de la geología y potencialidad del yacimiento, fue establecido en 142.000 BN/D, considerando la perforación de 25 pozos. Posteriormente, con la primera fase del proyecto de inyección de agua, se fijó un objetivo de 250.000 BN/D, con un total de 46 pozos productores. Este objetivo se alcanzó en 1992.

La conceptualización del proyecto en esta fase contemplaba mantener este plateau de producción por al menos cuatro años, pero la intensa actividad de monitoreo y captura de información permitió una identificación temprana de su potencialidad, así como de sus principales problemas y áreas de atención, abriendo nuevas oportunidades de crecimiento. Adicionalmente, se realizó un trabajo integrado con los equipos de infraestructura y producción, quienes lograron disponer a tiempo de las instalaciones necesarias para el manejo de la producción, trabajando en ocasiones de manera anticipada y construyendo con la flexibilidad operacional requerida, y en otras procediendo bajo la modalidad "fast track".

Al incrementar la inyección de agua a 550.000 B/D en la segunda fase del proyecto, se fijó un nuevo plateau de producción en 400.000 BN/D de petróleo, el cual fue alcanzado en 1998 (Figura 9). Con la incorporación del proyecto de inyección de gas, el objetivo de producción se reajustó a 450.000 BN/D, el cual se prevé mantener hasta el año 2001, cuando comenzara la etapa de declinación de producción de crudo como efecto natural por el incremento en la producción de agua y gas.

La relación producción/reservas (RPR) del yacimiento se ha mantenido en continuo ascenso desde su descubrimiento (Figura 10), y se espera alcanzar un máximo de 8.8% en 1999, para después declinar y mantenerse en niveles de 6.5% a 7% hasta el año 2018. Hasta el 12/98 se había producido el 30% de las reservas o 14% del POES. Desde agosto de 1998 se trabaja aceleradamente en la adecuación de las instalaciones existentes y planificación de las nuevas facilidades requeridas para manejar los altos volúmenes de agua y gas que se esperan producir a partir del año 2000.

Problemas de pérdida de productividad se han evidenciado en algunos pozos debido, aparte del agotamiento de presión del yacimiento, a reducción de permeabilidad por precipitación de asfaltenos, daño por fluidos de perforación, completación o rehabilitación y, más recientemente, canalización del agua inyectada hacia algunos pozos productores a través de arenas de alta transmisibilidad, fácilmente detectables pero difíciles de bloquear. A fin de buscar opciones que permitan mejorar los perfiles de inyección y producción, se dedica un gran esfuerzo en rehabilitación y evaluación de pozos, se aplican diversas tecnologías y productos y se realiza un continuo seguimiento y control a los frentes de inyección de agua y gas para adelantar acciones preventivas y/o correctivas.

CONTROL Y MONITOREO

Frente de Inyección de Agua

Desde el inicio de la inyección de agua en 1992, se hizo evidente que la completación en conjunto de 14 a 30 intervalos, con permeabilidades variables en un rango de 100-1300 mD, representaba un reto para el control del frente de inyección de agua. Los problemas de canalización del agua inyectada a través de arenas de alta permeabilidad se manifestaron con los primeros pozos inyectoros. Diversas técnicas han sido aplicadas en este yacimiento como métodos de divergencia o con el propósito de aislar temporal o permanentemente la arena canalizada o "ladrona": Pelotas sellantes, Resinas Divergentes, Tratamientos Químicos, Sistemas gelificantes, Emulsiones, Tapón de arena, Recañoneo, etc.

El uso de pelotas sellantes fue intentado para lograr divergencia en dos pozos, con resultados muy discretos, debido principalmente al gran número de huecos perforados (cañoneos a 4 TPP y 6 TPP) y a la dificultad para lograr la adecuada relación de densidad por la emulsión crudo-agua presente en los pozos inyectoros. Se realizaron tratamientos con sólidos como CaCO_3 y otros productos comerciales para bloquear las arenas de alta permeabilidad sin éxito. Se utilizó polímero como agente bloqueador en el pozo FUL-35, el cual canalizaba el agua inyectada a través de 2 de las 19 arenas perforadas. El tratamiento no resultó, debido a la degradación del polímero por alta temperatura y fallas en la empaadura inflable, utilizada para focalizar la inyección en el intervalo deseado.

El uso de tapones de arena para aislar arenas canalizadas y el recañoneo de intervalos de baja inyectividad o productividad, han resultado los métodos más efectivos para tratar tanto pozos inyectoros como productores. En los pozos inyectoros el tapón de arena se bombea utilizando una unidad de coiled tubing para aislar el intervalo problema y realizar la estimulación requerida en los intervalos de baja inyectividad. Posteriormente, después de un período de evaluación de uno a seis meses, se remueve el tapón, se deja el pozo inyectando durante un mes y, mediante registro PLT, se observa el nuevo perfil de inyección. Al presente, con este método se han logrado notables mejorías en más del 70% de los casos trabajados. La limitación de esta técnica es que solo es aplicable cuando la arena canalizada se ubica hacia la parte inferior del pozo, lo cual en este yacimiento se ha presentado en solo el 40% de los casos.

En los pozos productores se han utilizado tapones de arena para aislar arenas productoras de agua situadas en la base del pozo, con 100% de éxito. Para cerrar arenas ofensoras situadas en la parte media del pozo o hacia el tope, se ha probado sin éxito el uso de emulsiones. Para 1999 se tiene previsto trabajar tres pozos con geles sellantes de alta temperatura y/o forzamiento de cemento.

El recañoneo de arenas mediante el uso de cañones de alta penetración, en ocasiones combinado con el uso de solventes para eliminar posibles asfaltenos floculados, y tratamientos químicos para remoción de daño por fluidos de perforación o completación ha sido utilizado también con éxito en pozos inyectoros y productores.

Frente de Inyección de Gas

Los pozos inyectoros de gas se encuentran en una etapa temprana de inyección. Al igual que los pozos inyectoros de agua, los mismos son regularmente evaluados mediante registros PLT. Previo al inicio de la inyección, los pozos productores de primera línea (los más cercanos a los pozos inyectoros) fueron hechos un muestreo y se les realizó análisis cromatográfico del gas producido. Este análisis es repetido cada 20 días con el propósito de detectar la llegada del frente de gas miscible o gas canalizado, según sea el caso.

Trazadores Radioactivos

En 1994 se inyectaron trazadores radioactivos en 15 pozos inyectoros, 9 en el flanco norte de la estructura, 6 en el flanco sur, con el objetivo de observar el avance del frente de inyección, identificar el grado de comunicación areal y vertical y recoger nuevas evidencias para ajustar el modelo geológico. Cuatro diferentes trazadores fueron utilizados: HTO (Agua Tritiada), S_{14}CN (Tiocianato de Sodio), IPA (Alcohol Isopropílico) y Na_{22} (Sodio 22). Hasta febrero de 1999 se habían detectado trazadores en 11 pozos productores con corte de agua, lo cual permitió establecer la dirección preferencial de flujo de agua inyectada, identificar su desplazamiento horizontal (y en algunos casos, vertical) hacia los pozos productores, validar la condición no sellante de las fallas transversales y ajustar el modelo geológico hacia esa área del yacimiento. En 1999 se tiene previsto inyectar trazadores químicos para observar la dirección del frente de inyección de gas hacia los pozos productores. Adicionalmente se tiene previsto realizar análisis isotópicos del gas de formación y gas inyectado, a fin de utilizarlo como trazador natural.

PROYECTOS EN ESTUDIO

En el corto y mediano plazo se tienen contemplados diversos proyectos a fin de incrementar el recobro de reservas en este yacimiento:

- Inyección de Agua y Gas de forma Alternada (WAG) en el miembro inferior de la estructura, como método de recuperación terciaria.
- Perforación de pozos de alto ángulo y pozos multilaterales (alto ángulo y horizontales) para producir arenas con crudo no drenado (bypassed oil).
- Perforación de pozos en la zona de 12 °API – 20 °API y completación con equipos de bombeo electrosumergibles a fin drenar potenciales reservas de crudo pesado.

Con la implantación de estos proyectos, más la optimización de los proyectos en marcha y gerenciando el yacimiento bajo un criterio técnico/económico con indicadores favorables, se prevé llevar el recobro final de reservas en la formación Naricual del campo El Furrial a niveles superiores al 55%.

CONCLUSIONES

- La gerencia de un yacimiento debe enfocarse bajo un estricto criterio técnico/económico, a fin de maximizar su rentabilidad.
- En el campo El Furrial, el aprovechamiento de los recursos, reservas, divisas y personal, permitió iniciar, temprano en la vida del yacimiento, un plan de estudios integrados involucrando todas las disciplinas desde subsuelo hasta superficie, lo que repercutió en enormes beneficios de conocimiento y anticipación.
- La captura de información debe iniciarse con el primer pozo perforado en el yacimiento y debe estar estrechamente relacionada con el tipo de yacimiento, perspectivas de implantación de proyectos de recuperación adicional o mantenimiento de presión y nivel de incertidumbre en la data regional. En el campo El Furrial, esta practica permitió detectar a tiempo las exigentes condiciones del yacimiento y tomar las acciones pertinentes.

Mediante la aplicación de nuevas tecnologías en la explotación de la formación Naricual, se estima obtener un recobro de reservas superior al 55%.

- Las técnicas de monitoreo y control aplicadas al yacimiento permitieron reducir canalización del agua inyectada y promover un barrido uniforme hacia los pozos productores.
- Las condiciones de presión y temperatura del yacimiento han limitado y hecho inefectiva la aplicación de sólidos, polímeros y resinas como agentes divergentes.
- El recañoneo de arenas, combinado con la aplicación e tapones de arena han resultado los métodos más eficientes para mejorar el perfil de inyección en el yacimiento.

NOMENCLATURA

<i>K</i>	Permeabilidad en mD
<i>PLT</i>	Production Logging Tool
<i>DST</i>	Drill Steam Test
<i>BUP</i>	Build Up Test
<i>BHP-BHT</i>	Bottom Hole Pressure-Bottom Hole Temperature
ϕ	Porosidad
<i>PVT</i>	Presión-Volumen-Temperatura
<i>B/D</i>	Barriles por Día
<i>BN/D</i>	Barriles Normales por Día
<i>MMPCGD</i>	Millones de Pies Cúbicos de Gas por Día
<i>PCN/BN</i>	Pies Cúbicos Normales/Barriles Normales
<i>ppm</i>	Partes por millón
<i>CL-</i>	Iones Cloruro
<i>lpc</i>	Libra por pulgada cuadrada
<i>TPP</i>	Tiros por Pie
<i>POES</i>	Petróleo original en Sitio

BIBLIOGRAFIA

1. Memoria Descriptiva "Proyecto Inyección de 400 MBD de Agua, Formación Naricual, Campo El Furrial". Lagoven, S.A., Publicación Interna.

- 2. Memoria Descriptiva “Proyecto Incremento de Inyección de Agua a 550 MBD de Agua, Formación Naricual, Campo El Furrial”. Lagoven, S.A., Publicación Interna.
- 3. Memoria Descriptiva “Proyecto Inyección de 450 MMPCGD, Formación Naricual, Campo El Furrial”. Lagoven, S.A., Publicación Interna.
- 4. PDVSA, S.A. and Core Laboratories; “Systematic Formation Damage Evaluation of El Furrial Field” Paper SPE 54722.

FIGURAS

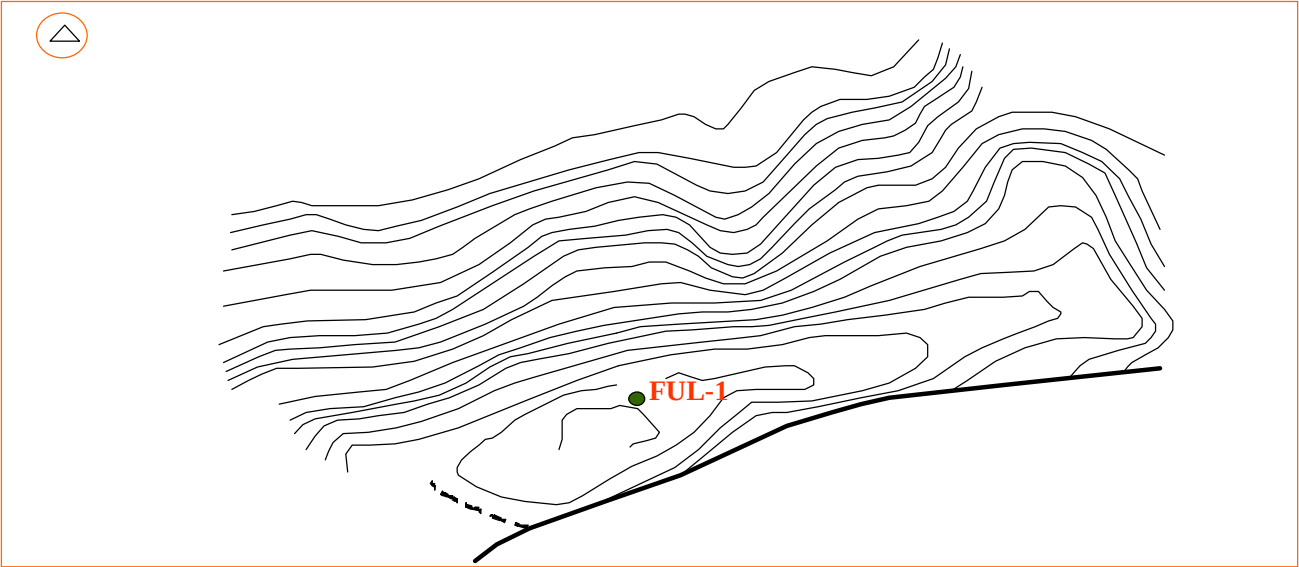


Fig. 1 Pozo descubridor del Campo El Furrial

COLUMNA ESTRATIGRAFICA

	FORMACION	LITOLOGIA	ESPESOR (pies)	DESCRIPCION LITOLOGICA	UNIDADES DE FLUJO	REGISTRO TIPO			
OLIGOCENO	NARICUAL		960'	ARENISCA DE GRANOS FINOS A MEDIOS, MATRIZ ARCILLOSA HACIA EL TOPE Y HACIA LA BASE LOS GRANOS SON MEDIOS A GRUESOS, LAS ARENISCAS PRESENTAN IMPREGNACIONES DE HIDROCARBUROS.	12	OLIGOCENO	NARICUAL	MIEMBRO NARICUAL SUPERIOR-MEDIO	
					11				
					10-2				
					10-1				
					9-2				
					9-1				
					8-2				
					8-1				
					7-2				
					7-1				
EOCENO	FORMACION		610'	ARENISCA DE GRANOS FINOS A MEDIOS, MATRIZ ARCILLOSA HACIA EL TOPE Y HACIA LA BASE LOS GRANOS SON MEDIOS A GRUESOS, LAS ARENISCAS PRESENTAN IMPREGNACIONES DE HIDROCARBUROS.	6-2	EOCENO	FORMACION	MIEMBRO NARICUAL INFERIOR	
					6-1				
					5				
					4-2				
					4-1				
					3-3				
					3-2				
					3-1				
					2-3				
					2-2				
CRETACEO PALEOCENO (KP)	FORMACION		610'	ARENISCA DE GRANOS FINOS A MEDIOS, MATRIZ ARCILLOSA HACIA EL TOPE Y HACIA LA BASE LOS GRANOS SON MEDIOS A GRUESOS, LAS ARENISCAS PRESENTAN IMPREGNACIONES DE HIDROCARBUROS.	2-1	CRETACEO PALEOCENO (KP)	FORMACION	MIEMBRO NARICUAL INFERIOR	
					1-2				
					1-1				
CRETACEO MAASTRICHTIENSE, (K)	FM CARATAS FORMACION LOS JABILLOS		500'	LUTITAS GRISES OSCURAS GLAUCONITICAS, LEVEMENTE CALCAREAS CON INCLUSIONES EN FORMA CONCRECIONAL DE GLAUCONITA LIXIVIADA. ARENISCA CUARZO CRISTALINA DE GRANOS FINOS A MEDIOS CON ALGUNAS INTERCALACIONES DE LUTITAS DE COLOR OSCURO, CARBON Y GLAUCONITA. ARENISCA QZSA, GRANO FINO A MEDIO, BUEN ESCOG. MOD. CONS. CALCAREA.	1	CRETACEO (K)	FM CARATAS FM LOS JABILLOS		
					2				
					3				
					4				
					5				
					6				
					7				

Fig. 2 Columna Estratigrafica del Campo El Furrial

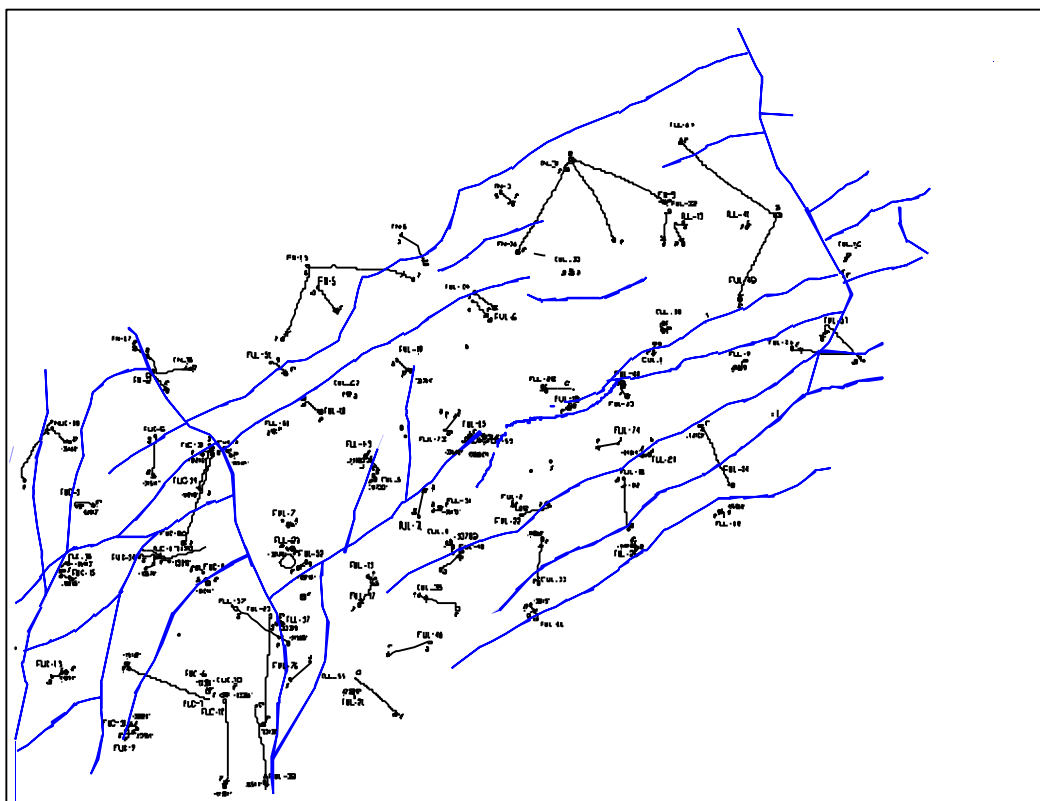


Fig. 3 Mapa Estructural Actual del Campo El Furrial

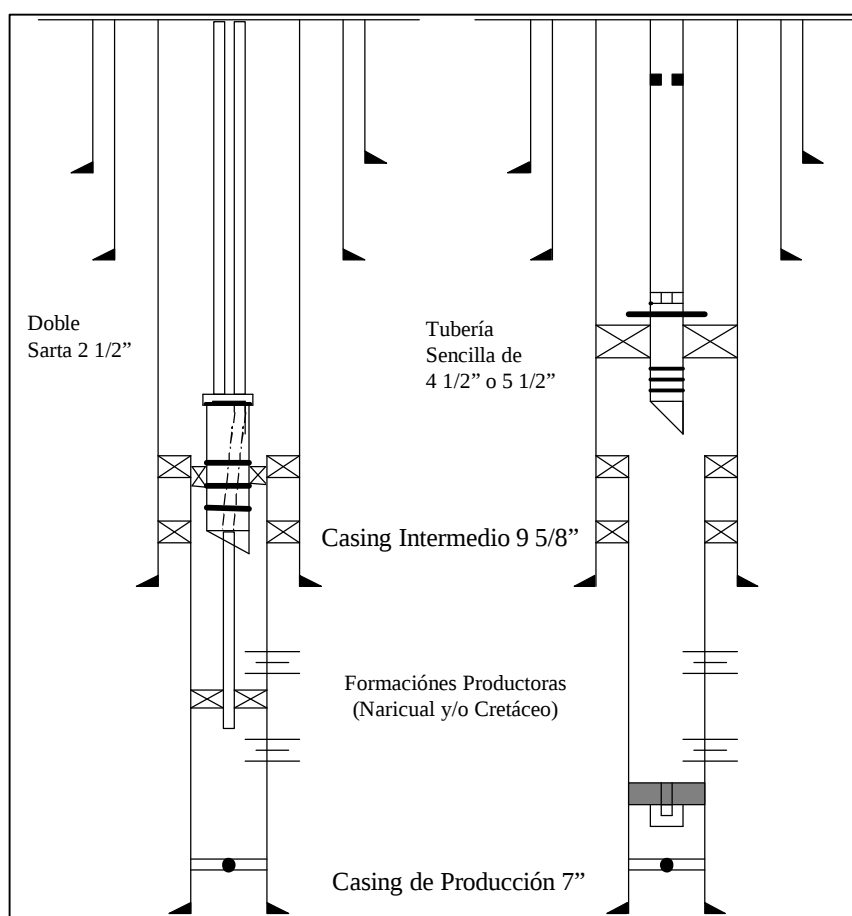


Fig. 4 Completación de Pozos en el Campo El Furrial

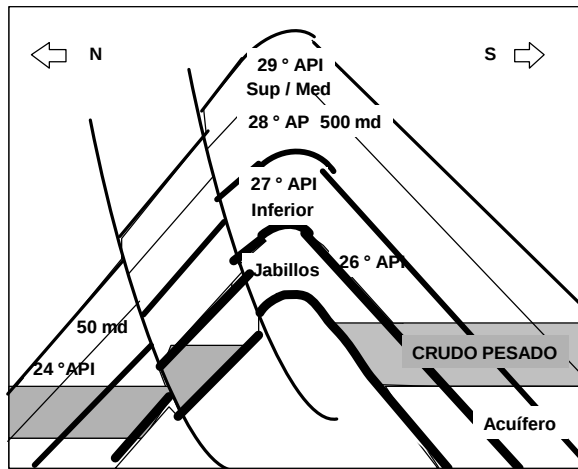


Fig. 5 Sección Estructural ampliada del Campo El Furrial

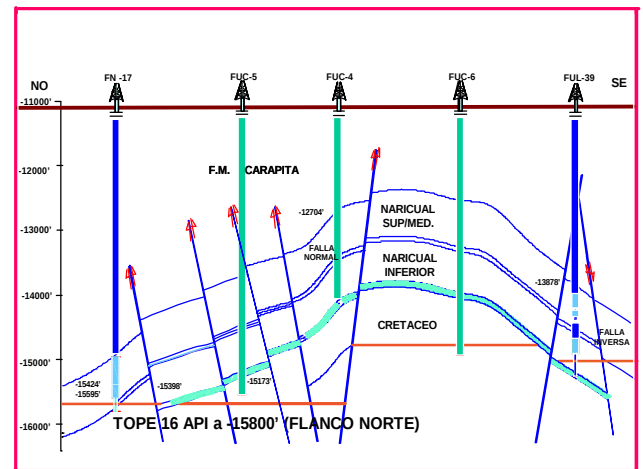


Fig. 6 Disposición de Inyectores y Productores en la estructura del Campo El Furrial

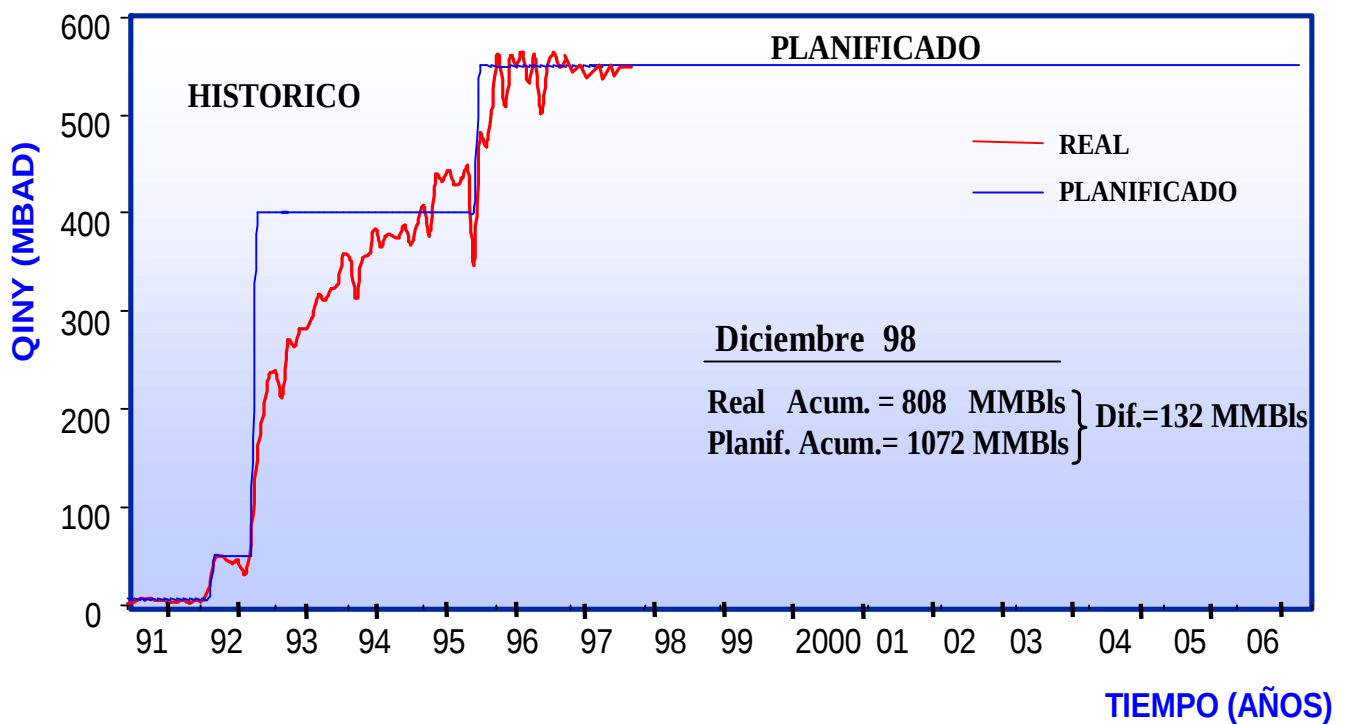


Fig. 7 Comportamiento de la Inyección de agua en el Campo El Furrial

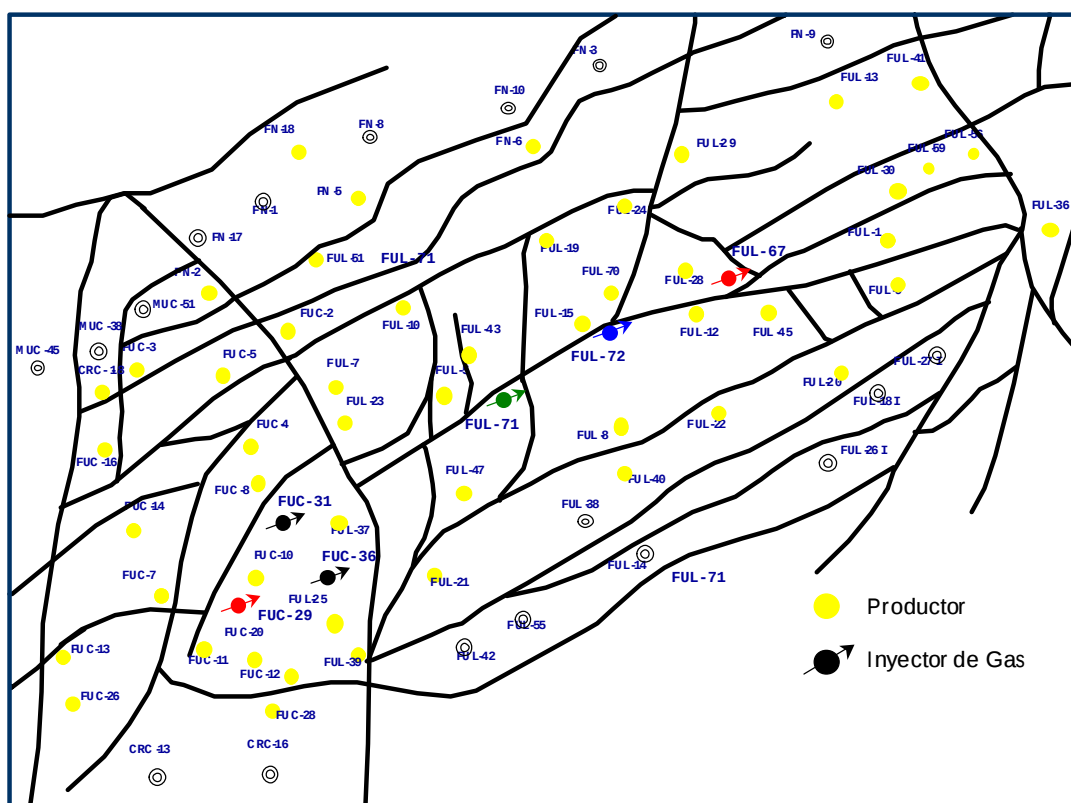


Fig. 8 Pozos Inyectores de Gas en el Campo El Furrial

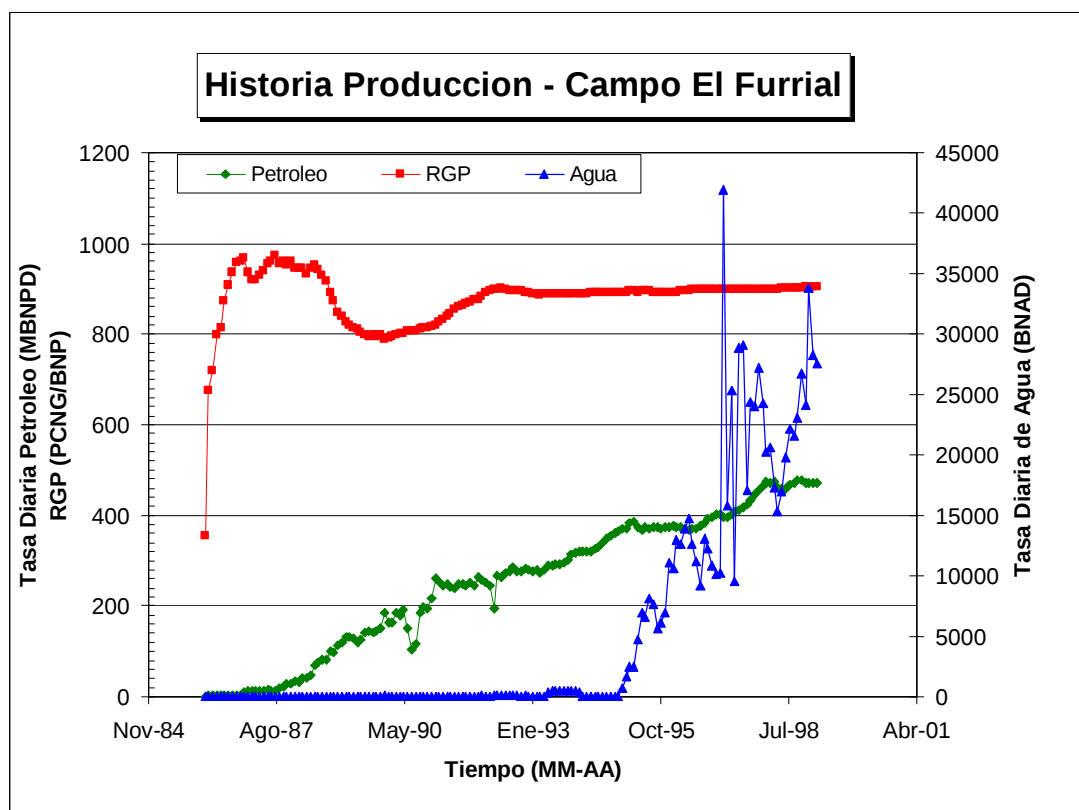


Fig. 9 Histórico de Producción del Campo El Furrial

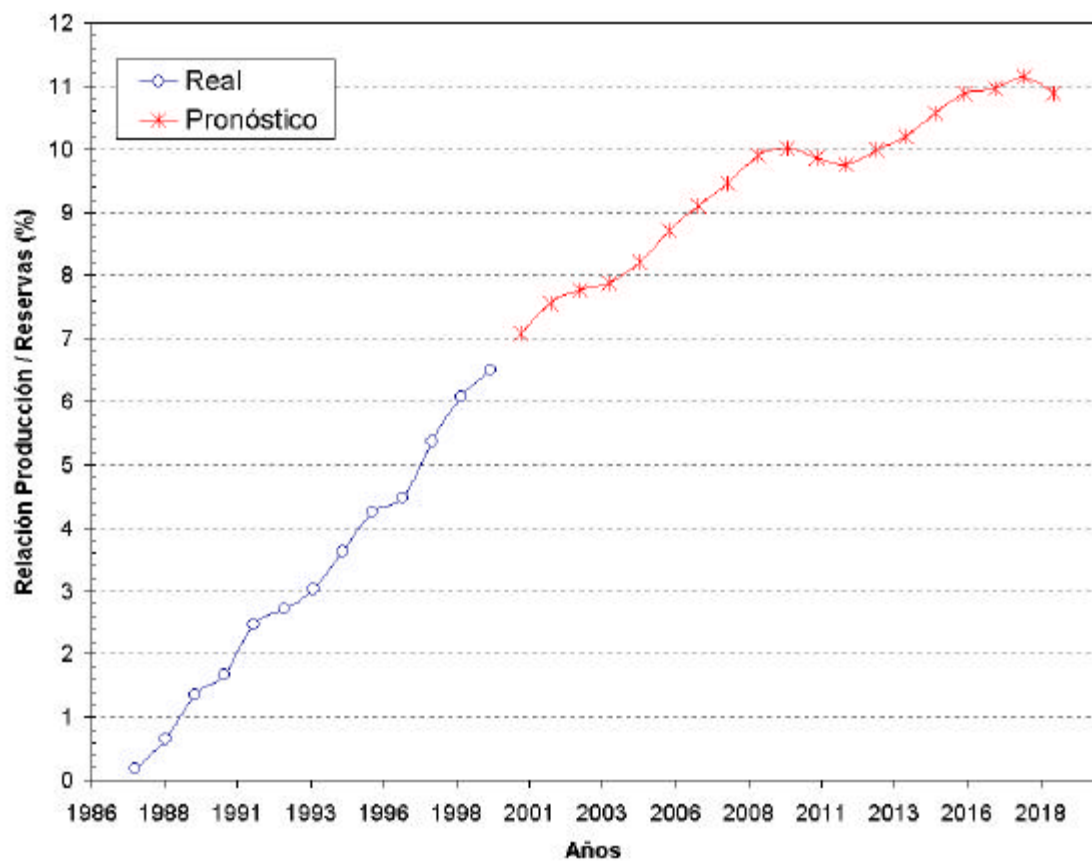


Fig. 10 Relación Producción Reservas para el Campo El Furrial