

ESTUDIO DE LA ZONA DE CRUDO PESADO DEL FLANCO NORTE DEL CAMPO EL FURRIAL.

Presentador: Glenda Guardiola y Marcos Guevara

Autores: Glenda Guardiola, Marcos Guevara, Karem Khan, Aurelia Velásquez y Eduardo Labastida PDVSA. Exploración y Producción. División Oriente. Venezuela.

RESUMEN

El Campo El Furrial representa una de las más grandes acumulaciones de petróleo mediano en el Oriente Venezolano, donde la Formación de mayor potencial es Naricual. Esta Formación presenta una columna de hidrocarburos caracterizada por una marcada variación de composición con profundidad que varía desde 30° API en la cresta hasta una capa de crudo extrapesado denominado "Tarmat"; esta degradación repercute en un cambio continuo de las propiedades físicas del crudo hacia las zonas más profundas del yacimiento. Por lo tanto, el Campo El Furrial posee una acumulación de crudo pesado no sometida a explotación, la cual es necesario limitar y cuantificar para estudiar la factibilidad de producción.

En este trabajo se estudió el Flanco Norte de la Formación Naricual en el Campo El Furrial, debido a que esta parte del Campo posee un buzamiento menor con respecto al Flanco Sur, lo que implica un área mayor para explotación. Para ello, fue necesario el desarrollo de una metodología de estudios integrados que comprendiera: análisis de toda la información disponible, revisión del modelo geológico, definición de niveles de crudo pesado entre 12 y 20°API, caracterización del crudo de formación, estimación de reservas, ubicación de puntos potenciales de drenaje que condujeran a la definición de un pozo piloto. Todo este esquema se basaría en una evaluación financiera que respaldara la implementación del proyecto.

Los resultados de este estudio demostraron la factibilidad de producción de crudo pesado en el Flanco Norte en la Formación Naricual del Campo El Furrial, debido a la existencia de reservas económicamente explotables de aproximadamente 62 MMBN en el miembro Superior/Medio y cerca de 45 MMBN en el miembro Inferior. Se destaca que si los resultados obtenidos en el pozo piloto son satisfactorios, se recomienda desarrollar el plan de explotación que consta de seis (6) pozos adicionales, tres (3) en el miembro Naricual Superior/Medio y tres (3) en Naricual Inferior.

INTRODUCCION

El Campo El Furrial fue descubierto en el año 1986 por PDVSA con la perforación de un pozo el cual probó un potencial de 7000 BPD de crudo de 27°API, siendo este campo el iniciador de la moderna provincia petrolífera del Norte de Monagas al Este de Venezuela.

La Formación Naricual en el Campo El Furrial posee una acumulación de crudo, lo cual la cataloga como la Formación de mayor importancia del campo. No obstante, la columna de hidrocarburos presenta una marcada variación de composición con profundidad que varía desde 30 °API en la cresta hasta una capa de crudo pesado (denominado Tarmat).

PDVSA tiene un particular interés en establecer la posibilidad de explotar la zona de crudo pesado entre 12 y 20° API en el Flanco Norte del Campo El Furrial. Esto motivó a la realización de este estudio, cuyo objetivo principal es limitar, caracterizar, cuantificar reservas y estudiar la factibilidad técnico económica de explotar la misma.

Para la realización de este trabajo fue necesario el uso de una metodología de estudios integrados, la cual comprende el análisis de toda la información disponible en lo referente a sísmica, geología, núcleos, petrofísica, pruebas de presión (RFT), análisis PVT, pruebas DST y registros de flujo; esto con la finalidad de revisar el modelo geológico y petrofísico en el área de interés, definir niveles de crudo pesado, caracterizar el crudo de formación, estimar zona invadida por el agua de inyección, estimar reservas de crudo pesado, proponer zonas prospectivas para explotación y realizar evaluación económica.

CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CAMPO EL FURRIAL

El Campo El Furrial fue descubierto en el año 1986 por PDVSA con la perforación de un pozo el cual probó un potencial de 7000 BPD de crudo de 27°API, siendo este campo el iniciador de la moderna provincia petrolífera del Norte de Monagas al Este de Venezuela, donde resaltan además, los Campos de El Corozo, Boquerón, Carito, Musipan, Orocuai y Tejero.

El Campo El Furrial se encuentra ubicado al Norte del Estado Monagas a 25 kilómetros al Noroeste de la ciudad de Maturín (Figura 1). Arealmente El Furrial está limitado por fallas transcurrentes de gran desplazamiento que lo separan, al este y al oeste, de los Campos Corozo y Carito, respectivamente. El límite inferior del Campo El Furrial en los Flancos Norte y Sur está constituido por una capa de bitumen (**Tarmat**) que actúa como sello. En la Figura 2 se observa un esquema del corte transversal del yacimiento donde se observa el efecto sellante del Tarmat.

La Formación Naricual se puede describir como un anticlinal ligeramente asimétrico y se encuentra a una profundidad comprendida entre 13000 a 16000 pbnm, con un espesor bruto de aproximadamente 1500 pies, conformado por arenas con lutitas interestratificadas laminares continuas y semicontinuas, como se observa en el registro tipo (Figura 3). Constituye el objetivo de la producción más importante del área y está conformada por dos (2) miembros: Superior/Medio e Inferior, que se caracterizan por areniscas de grano grueso a medio interestratificados con lutitas y limolitas carbonosas.

Adicionalmente, posee una acumulación de crudo mediano que lo convierte en uno de los más importantes del país. La columna de hidrocarburos es altamente subsaturada y presenta una marcada variación de composición con profundidad, lo cual repercute en un cambio continuo de sus propiedades PVT hacia las zonas más profundas del yacimiento. Como resultado de esta variación composicional se observa que en la cresta del yacimiento se tienen gravedades API de aproximadamente 30°, que van disminuyendo con la profundidad hasta tomar las propiedades de crudo pesado.

Se ha establecido que los yacimientos de la Formación Naricual son volumétricos, dada la presencia de una capa de bitumen que actúa como un sello impidiendo la comunicación con acuíferos subyacentes; además, son subsaturados por el nivel de presión inicial de 11250 lpc (al datum de -13800 pbnm) y presión de burbujeo máxima de 4900 lpc, la temperatura inicial registrada fue de 276 °F.

Inicialmente el mecanismo de producción prevaleciente fue expansión del sistema roca - fluidos, luego desde el año 1992 se lleva a cabo un proceso de recuperación adicional mediante inyección de agua en los flancos del yacimiento, logrando un mantenimiento de presión a 6500 lpc aproximadamente. En Agosto de 1998 se inició un proceso de inyección de gas miscible en la cresta del yacimiento.

CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA

Para realizar la revisión del modelo geológico existente en el campo El Furrial se correlacionaron los registros de completación de 56 pozos, se utilizaron ocho (8) marcadores claramente identificables que se pueden correlacionar en la mayoría de los pozos del Campo. Posteriormente se elaboraron secciones estratigráficas con el objetivo de analizar la continuidad lateral de las arenas prospectivas de la Formación Naricual en sentido paralelo al rumbo de la estructura. Luego se elaboraron secciones estructurales, en sentido paralelo al buzamiento de la estructura con la finalidad de observar la dirección real de los estratos y en sentido al rumbo, con el propósito de observar el buzamiento de las fallas con orientación perpendicular al rumbo de la estructura. Adicionalmente se realizaron secciones de litofacies, en sentido del rumbo y perpendiculares a éste, con la finalidad de apreciar los cambios en los diferentes ambientes de sedimentación y observar las arenas más prospectivas. En las figuras 4 y 5 se observan 2 ejemplos de las secciones realizadas.

Se considero la interpretación actual de la sísmica 3D para los horizontes principales y polígonos de fallas asociadas, posteriormente se procedió a la validación del modelo estructural. Esta información, en conjunto con las correlaciones estructurales realizadas en el Flanco Norte del Campo El Furrial, permitieron validar los límites del área en estudio, las fallas existentes y el buzamiento promedio de la estructura (18°). La evaluación realizada permitió generar los mapas estructurales del tope de las Formaciones Naricual Superior/Medio, Inferior y Areo. En el anexo se encuentra el Mapa estructural al tope de Naricual Superior/Medio (Figura 6).

Se identificaron tres (3) fallas inversas principales paralelas al eje del anticlinal de dirección suroeste-noreste y un sistema de fallas normales que cortan transversalmente la estructura. Esto permitió delimitar la zona de estudio de la siguiente manera: Hacia el Este, el yacimiento se encuentra estructuralmente separado del Campo El Corozo por una falla normal de dirección noroeste-sureste. Al Oeste, no se tiene ningún límite definido que permita separar la estructura del Furrial de la de Musipán; sin embargo, para este estudio la estructura se delimitó por una falla normal de dirección noreste-suroeste. En lo referente al límite del Sur, la zona de interés se delimitó mediante una falla inversa de dirección suroeste-noreste. Al Norte de la estructura, se considera que el límite del yacimiento es una capa de crudo extrapesado denominado Tarmat, la cual actúa como sello.

Las correlaciones estructurales permitieron identificar varias fallas normales de saltos variables que oscilan entre los 70' y 200', muchas de las cuales no se identificaron en la sismica debido a que su resolución está en el orden de aproximadamente 100'.

Las correlaciones estratigráficas realizadas en el Flanco Norte en los miembros Naricual Superior/Medio e Inferior, presentaron buena continuidad lateral de los cuerpos arenosos con poca variación a nivel areal. El miembro Naricual Superior se caracteriza por ser predominantemente arenoso con una tendencia de desarrollo preferencial en dirección suroeste-noreste, intercalados con lutitas de espesores y extensiones variables. La base de este miembro presenta un cambio brusco de facies muy arcillosas, rica en glauconita y que se identifica en toda la zona de interés, la cual tiende a adelgazarse hacia el suroeste, indicando el máximo nivel de condensación hacia ese sector. Suprayacente a Naricual Superior se encuentra la Formación Carapita, cuerpo lutítico que constituye el sello regional de los crudos entrampados en la Formación Naricual. El miembro Naricual Inferior, se caracteriza por ser predominantemente arenoso con dirección preferencial de desarrollo de los cuerpos de arena noreste-suroeste, con una tendencia a adelgazarse hacia el suroeste. Infrayacente a este miembro se encuentra la Formación Areo, cuerpo lutítico que puede ser correlacionado en todo el área de estudio.

Para el estudio de las litofacies se utilizó la descripción sedimentológica detallada de núcleos de dos pozos del Campo El Furrial (flanco norte). El objetivo de este estudio fue determinar la distribución de las arenas más prospectivas, así como la definición de los ambientes de sedimentación. Del análisis de los núcleos se identificaron cuatro (4) litofacies arenosas significativas: A1, A2, A3 y L, que se describen a continuación:

- A1: Arenisca de grano grueso a micro-conglomerático con un escogimiento pobre a moderado. Individualmente dentro de esta facie, se observan diversos ciclos de variación del tamaño de granos, en los cuales predominan la tendencia de disminución hacia el tope. El contenido de arcilla es bastante bajo (menor del 5%) y está altamente impregnada de hidrocarburo.
- A2: Arenisca de grano fino a medio, moderada a bien seleccionada; con variaciones locales a granos más gruesos y en ocasiones a granos muy finos. Se caracteriza por estar moderada a fuertemente impregnada por hidrocarburo.
- A3: Arenisca de grano medio a fino, moderada a fuertemente bioturbada, lo cual ocurre en mayor proporción que en las facies A1 y A2.
- L: Caliza de color gris claro a gris verdoso, muy fosilífera y se observa únicamente asociada a la litofacie glauconítica. La caliza muestra lodos sideritizados y láminas de glauconita que decrecen hacia el tope.

De las características petrofísicas obtenidas de los núcleos y extrapolando esta información al resto de los pozos considerados en las correlaciones, se observa que las facies más prospectivas desde el punto de vista de producción son las A1 y A2, ya que las mismas presentan los mejores valores de porosidad y permeabilidad a lo largo de toda la zona de interés.

En el miembro Superior/Medio se observó que la facie predominante era la facie A1 que se extiende preferencialmente en dirección suroeste-noreste, donde se evidencia un sistema próximo costero en el cual ocurrió el desarrollo de barras litorales. En el miembro Inferior se observaron cambios de facies significativos, hacia el noreste la facie predominante es la A1, facie que cambia a A2 hacia el suroeste, este cambio de facie puede asociarse a depósitos de ambientes próximo-costero que cambian hacia al suroeste a depósitos de barras de frente deltáico.

DETERMINACION DE LA ZONA DE CRUDO PESADO

La determinación de la zona de crudo pesado (entre 12 y 20 °API) está basada en la definición de bloques, con la finalidad de agrupar los pozos de acuerdo a su ubicación en el mapa estructural y a las fallas que los limitan.

Se definieron un total de 10 bloques como se puede apreciar en la Figura 7. El criterio utilizado para la estimación del nivel de 20 °API está basado en la información de intervalos probados con equipo DST y pruebas de completación (Figura 9), correlacionados con pruebas de presión (RFT). Una vez obtenidas

las profundidades del nivel de 20° API para cada bloque, se procedió a agruparlos de acuerdo a valores de igual profundidad reduciéndose a tres bloques como se muestra en la Figura 8.

En vista de la necesidad de determinar una base que condujera a la cuantificación de reservas de crudo pesado, se procedió a realizar una evaluación que considerara la información de fluidos para los tres (3) bloques definidos anteriormente.

Para ello se seleccionaron los pozos que tenían intervalos probados con gravedades API menores a 20°. El procedimiento utilizado consistió en la determinación de un gradiente que reflejara la degradación de API con profundidad. El análisis permitió obtener una correlación general igual a **2 °API/100 pies**. Este factor fue utilizado para la obtención de la profundidad del nivel de 12° en todos los bloques estudiados y **es aplicable únicamente para crudos menores a 20°API**. Esto permitió obtener un espesor bruto igual a 400 pies entre 12 y 20°API.

Los resultados obtenidos en la determinación de los niveles de 20 y 12 °API muestran una diferencia de profundidad para los tres (3) bloques resultantes. Una posible explicación a la distribución de los fluidos, se puede atribuir a un proceso geológico que comprende simultáneamente la acumulación de crudo y el desarrollo de la estructura. Esta teoría se puede describir en dos (2) etapas:

- La primera etapa ocurrió durante la fase inicial del desarrollo del frente de corrimiento. En esta fase el crudo acumulado en la estructura por efecto del proceso de segregación natural se diferenció dando lugar a una degradación de crudo mediano a extrapesado, el cual fue estabilizado por las presiones existentes en el yacimiento. Simultáneamente a este proceso se desarrollaba la rampa de despegue o corrimiento principal.
- En la segunda etapa del proceso el frente de corrimiento se desarrolló, generándose un sistema de fallas inversas: una rampa principal paralela al eje del anticlinal y asociada a ésta una serie de corrimientos (trust) de menor desplazamiento sobre el desplazamiento principal y una serie de retrocorrimientos (back trust), los cuales son los responsables de la distribución a diferentes profundidades de los fluidos presentes en el yacimiento.

Paralelamente a la evolución del frente de corrimiento se desarrolló un sistema de fallas de alto ángulo (fallas transcurrentes, sinestrales), las cuales se consideran las responsables de la comunicación lateral de los fluidos.

Adicionalmente al proceso descrito anteriormente se intentó establecer otros criterios de correlación para la determinación de la zona de crudo pesado en las arenas que conforman la Formación Naricual, se revisaron las curvas de densidad de los pozos. Sin embargo, los resultados obtenidos no mostraron ninguna tendencia coherente que vinculara la densidad con los grados API.

EVALUACIÓN PETROFÍSICA

La obtención de los parámetros petrofísicos representa una de las fases más importantes para un estudio integrado de yacimientos, ya que estos permiten evaluar las características y calidad de la formación (ϕ , K, Vsh y Sw), así como también la obtención del volumen de reservas del yacimiento y al mismo tiempo determinar su potencialidad para producir hidrocarburos.

Para la caracterización de la calidad del yacimiento es importante realizar tomas de núcleos que permitan conocer tanto los procesos diagenéticos como depositacionales que han tenido influencia en el yacimiento. Para la formación Naricual, las porosidades más bajas observadas son el resultado del significativo contenido de arcilla intersticial, la cual ha reducido la porosidad intergranular por la precipitación de cemento de calcita. Sin embargo, las disoluciones moderadas a intensas de feldespato de potasio y el desarrollo de poros ampliados, mólicos e intergranulares, parecen haber incrementado en forma apreciable la calidad del yacimiento.

Desde el punto de vista de sedimentación, la compactación de los sedimentos ha reducido la porosidad por el alineamiento de los granos, creando un empaque más compacto de los constituyentes de la estructura de grano. El tamaño y el escogimiento de estos granos posiblemente tienen un efecto sobre la calidad del yacimiento al considerarlo como unidades individuales de arenas. Las areniscas de mayor calidad en la Formación Naricual, Miembro Inferior, provienen de facies de canal distributivo y de barra de desembocadura, mientras que en el Miembro Superior/Medio las areniscas de mayor calidad se

asocian a ambiente próximo-costero. Estas zonas contribuyen significativamente a la producción del yacimiento.

Para la obtención de los parámetros petrofísicos en el área de estudio se consideró la información de dos núcleos y registros eléctricos pertenecientes al flanco norte del Campo El Furrial, esta información, aunado a la utilización de un programa especializado, permitió realizar la evaluación petrofísica en la zona de interés. Los resultados obtenidos muestran valores similares a los del modelo petrofísico del campo. Basado en ello, se decidió tomar la evaluación petrofísica existente para conocer las propiedades en el área de interés.

Una vez llevada a cabo la evaluación petrofísica, se procedió a realizar los gráficos los parámetros Resistividad de formación (R_t) en función de saturación de agua, volumen de arcilla y porosidad; esto con el fin de determinar los valores de corte necesarios para considerar una arena explotable.

De los resultados obtenidos en los gráficos se deducen los siguientes valores de parámetros de corte resistividad de formación de 15 Ω/m , porosidad de 8%, saturación de agua de 60% y Volumen de arcilla de 35%.

Para la elaboración de los mapas de calidad se determinó el número de pozos que atravesaron las Formaciones de Naricual Superior/Medio e Inferior entre los contactos de 20 y 12 °API, de los cuales se tienen ocho (8) pozos en Naricual Superior/Medio y dieciocho (18) pozos en Naricual Inferior. Con la información obtenida de los parámetros de corte se depuraron los valores de las propiedades petrofísicas, únicamente para la zona de interés, con la finalidad de obtener valores promedios por pozo y formación. Posteriormente se elaboraron mapas de espesor total, arena neta petrolífera, porosidad, arcillosidad, saturación de agua y permeabilidad para las Formaciones de Naricual Superior/Medio e Inferior; con el propósito de analizar tendencias y evaluar las mejores zonas en cuanto a calidad de roca se refiere, para la posterior ubicación de localizaciones en el área de estudio.

Los mapas de isocalidad mostraron una tendencia paralela al rumbo de la estructura; esto se debe a que la zona en estudio está limitada por dos (2) planos horizontales (contacto de 20° y 12° API) con una diferencia de 400 pies de profundidad. Al proyectar en un plano horizontal (mapa), la zona de interés arealmente queda limitada, lo que conlleva a que las curvas de isocalidad muestren una tendencia paralela al rumbo de la estructura (SW-NE). En general, se observa que la parte central de la zona en estudio en las Formaciones Naricual Superior/Medio e Inferior representa la zona más prospectiva para la explotación debido a que presenta los mayores espesores de arena neta petrolífera y mejores propiedades petrofísicas.

Los parámetros petrofísicos promedio que se obtuvieron a partir de los mapas de calidad para cada formación son: Naricual Superior, Porosidad: 12%, permeabilidad: 200 md, volumen de arcilla: 8% y saturaciones de agua: 15% y en Naricual Inferior: Porosidad: 11%, permeabilidad: 60 md, volumen de arcilla: 10% y saturación de agua: 18%.

CARACTERIZACION DEL CRUDO

La importancia de caracterizar el crudo de la zona de interés motivó a realizar un análisis detallado de las pruebas PVT existentes en el yacimiento, debido a que no se disponía de un análisis de laboratorio correspondiente a un crudo de gravedad API entre 12 y 20°. Por esta razón se realizaron correlaciones que permitieron conocer el comportamiento del crudo en el área de estudio. Para llevar a cabo este proceso se recolectaron 46 análisis PVT que se sometieron a un proceso de validación para verificar su consistencia. Los resultados mostraron confiables y consistentes 30 PVT.

Posteriormente, se construyeron gráficos de Presión de Burbujeo (P_b), Factor volumétrico de petróleo a las condiciones iniciales y a la presión de burbujeo (Bo_i y Bo_b), viscosidad del crudo a las condiciones iniciales y a la presión de burbujeo (μ_{oi} y μ_{ob}) y la relación gas – petróleo por encima del punto de burbujeo (R_{si}) en función de API/T y se realizaron correlaciones. La gravedad API se dividió entre la temperatura de la prueba con la finalidad de corregir la dispersión que pudiese existir al tener ensayos realizados a diferentes temperaturas. En la figura 10 se observan algunas de las gráficas obtenidas en la obtención de las correlaciones. Es importante destacar que los valores de viscosidad y factor volumétrico (μ_{oi} , Bo_i) del petróleo se determinaron a la presión inicial del yacimiento de 11250 lpc.

Con el procedimiento realizado se obtuvo las propiedades PVT para crudos entre 12 y 20 °API, donde se consideró como representativo de toda la zona las propiedades del crudo de 16°API. Los resultados

obtenidos fueron: $P_b = 1580$ lpc, $B_{ob} = 1.2068$ BY/BN, $B_{oi} = 1.1289$ BY/BN, $R_{si} = 140$ PCN/BN, $\mu_{oi} = 5.2$ cp y $\mu_{ob} = 10.7$ cp.

ESTIMACION DE RESERVAS

La evaluación de las reservas se realizó utilizando el método volumétrico, por no disponer de información sobre el comportamiento de la vida productiva del yacimiento en la zona de crudo pesado. Los resultados obtenidos mostraron un POES aproximado de 339 MMBN para NS y 245 MM BN en NI para un total de 584 MM BN.

Para la estimación del factor de recobro en la zona de estudio se consideró que el yacimiento está sometido a un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua desde el año 1992, es por ello que se usó el método de flujo fraccional, el cual toma como base las curvas de permeabilidad relativa. Estas gráficas son representativas de una permeabilidad absoluta menor a 250 md; rango éste donde se encuentran comprendidas las propiedades petrofísicas de la Formación Naricual Superior/Medio e Inferior en la zona de los flancos. Luego, utilizando estas curvas, se determinó el flujo fraccional de agua (f_w), con el fin de obtener un valor de petróleo producido (N_p) que permitiera la obtención del recobro adicional.

La saturación de agua promedio (S_{wp}) en la zona invadida se estimó al tiempo de la irrupción del agua como se muestra en la figura 11. Por otra parte, las propiedades de los fluidos se establecieron a una presión de mantenimiento de 7000 lpc. El factor de recobro obtenido usando este procedimiento fue de 18 %. Los resultados obtenidos en el cálculo de las reservas en la zona de crudo pesado (entre 20 y 12° API) en el Flanco Norte son aproximadamente 62 MM BN en Naricual Superior, 45 MM en Naricual Inferior, para un total de 107 MM BN.

PLAN DE EXPLOTACION

Para la selección de la ubicación del pozo piloto y establecer un plan futuro de explotación que permita desarrollar la zona de crudo pesado entre 20 y 12° API en el Flanco Norte, fue necesario tomar en consideración los mapas de calidad (zonas con mayor espesor de arena neta petrolífera y mejores propiedades petrofísicas), la zona invadida por el agua de inyección y los niveles de presión

Con el propósito de seleccionar la zona de menor riesgo de canalización del agua de inyección para establecer una estrategia de explotación de crudo pesado entre 20 y 12° API en el Flanco Norte del Campo El Furrial, se realizó el cálculo de los radios de invasión teóricos de los pozos inyectoros, en la Formación Naricual Superior/Medio e Inferior. La representación de los radios en el mapa muestran que la zona más invadida por el agua se ubica hacia el área Noreste del Campo para la Formación Naricual Superior/Medio y hacia la parte Suroeste para Naricual Inferior. Es importante tomar en cuenta las arenas que más inyectan para efectos de completación, esto permitirá recomendar evitar el cañoneo de las arenas con canalización preferencial del agua y una vez drenada la zona, abrir a producción este intervalo para recuperar el petróleo existente en esa arena.

Para determinar los niveles de presión en la zona de crudo pesado, la única fuente existente fueron las pruebas RFT, debido a que la zona no ha sido completada y por lo tanto no existen pruebas de presión en el área. La información fue seleccionada basada en los pozos que alcanzaron la zona de transición de crudo mediano – pesado, esto fue verificado mediante el cambio de gradiente de presión en los RFT. Este comportamiento se atribuye a un cambio de movilidad del crudo (K/μ) asociada a su alta viscosidad como se observa en la Figura 12. Conjuntamente se realizó una interpretación del comportamiento de presión con tiempo en la zona de crudo pesado del Flanco Norte como se muestra en la Figura 13 donde se puede observar valores de presiones originales de 11250 lpc para todo el yacimiento. Adicionalmente, se puede apreciar un mantenimiento de presión a partir de 1992, fecha en la cual se inició el proceso de inyección de agua en los flancos del Campo El Furrial.

Posteriormente con la explotación del crudo mediano se creó un desbalance de presiones ocasionando que la zona de crudo pesado se encuentre presurizada debido a que la misma no ha sido drenada y el crudo no tiene la suficiente movilidad para mantener los niveles de presiones semejantes al resto del yacimiento. Es por ello que los valores de presiones actuales para la Formación Naricual Superior/Medio oscilan entre 8900 lpc para la zona Oeste y 7900 lpc para la zona Este del yacimiento y para Naricual Inferior los niveles de presión varían entre 8300 lpc a 9900 lpc para el lado Oeste y 7900 lpc a 8200 lpc en el Este.

El número de pozos seleccionados para cada Miembro se basó en el volumen de reservas existentes y la producción acumulada estimada de los pozos en un horizonte económico de veinte (20) años, de tal manera que se determinaron cuatro (4) localizaciones para Naricual Superior/Medio y tres (3) para Naricual Inferior. Adicionalmente, se estableció como espaciamiento mínimo entre pozos 600 metros, valor que se considera, teóricamente, como el área de drenaje mínima necesaria para evitar la interferencia entre pozos. Las localizaciones propuestas se muestran en el mapa estructural de cada formación (Figuras 14 y 15).

La LOC-PES 1 fue seleccionada como pozo piloto por representar la mejor alternativa para la explotación de la zona de crudo pesado en la Formación Naricual Superior/Medio, debido a que en ella se estima encontrar espesores de 250 pies de arena neta petrolífera aproximadamente, además de los mejores parámetros petrofísicos que favorecerían el drenaje del petróleo en esa zona del yacimiento. El pozo piloto se ubicó al Norte de uno de los pozos perforados detrás del frente de inyección de agua, estimándose encontrar el tope de la Formación Naricual Superior/Medio aproximadamente a 340 pies buzamiento abajo.

Es importante hacer notar que la LOC-PES 1 servirá de punto de partida para drenar las reservas de crudo pesado y de acuerdo a los resultados obtenidos en su evaluación, se podrá implantar la estrategia de explotación propuesta.

EVALUACIÓN ECONÓMICA

Una vez evaluada la zona de crudo pesado y ubicado el pozo piloto como punto de partida para drenar las reservas, se procedió a realizar un análisis económico (considerando únicamente el pozo piloto).

Para llevar a cabo el análisis económico fue necesario estimar la tasa de producción del pozo piloto mediante un análisis nodal, donde se obtuvo una tasa de 3300 BPD considerando un sistema de levantamiento artificial (Bombeo Electrosumergible).

El análisis económico consistió básicamente en demostrar la rentabilidad de perforar y producir un pozo en la zona de crudo pesado del Flanco Norte, Campo El Furrial. Las premisas para la realización de la evaluación económica fueron:

1. Horizonte Económico: 20 años
2. Tasa de Producción: 3300 BPD
3. Declinación Anual de Producción: 5 %
4. Inversiones en perforación/completación y bomba electrosumergible.
5. Inyección de química continua
6. Gravedad API: 16°
7. Costos de Producción

Se obtuvo una tasa interna de retorno (TIR) del 20.3%, lo que garantiza la rentabilidad de ejecutar el proyecto y un mejor rendimiento del capital invertido con un 10.3% de ganancial. Es importante resaltar que Exploración y Producción fija como TIR mínima un 15%, lo que implica que este proyecto se encuentra en un 5.3% por encima de ese límite. En lo referente al valor presente neto (VPN), los resultados indicaron un ingreso de 5,9 MM\$ a percibir en la actualidad durante un horizonte económico de veinte (20) años. Otro de los indicadores económicos considerados fue la eficiencia de la inversión (EI), cuyo resultado fue de 1.6. Esto se traduce en un ganancial de 2,0 M\$ por cada 1,8 M\$ invertido. Para finalizar el análisis económico, se evaluó el tiempo de pago (Tp) con el fin de estimar el tiempo de recuperación de la inversión realizada, el valor obtenido fue de 5.94 años.

CONCLUSIONES

1. El Miembro Naricual Superior/Medio presenta mejores parámetros petrofísicos en comparación con Naricual Inferior, y se determinó que los niveles de 20° y 12° API se encuentran a diferentes profundidades en el Flanco Norte del Campo El Furrial.
2. Se obtuvo un gradiente de 2°API/100pies aplicable únicamente a crudos menores de 20°API, lo que representa 400 pies de espesor bruto en la zona de interés.
3. Se estimó un factor de recobro del 18%, considerando el efecto de inyección de agua en la zona de crudo pesado.

4. Se determinó la existencia de reservas de crudo pesado de 107 MMBN (62 MMBN para Naricual Superior/Medio y 45 MMBN para Naricual Inferior).
5. Es factible explotar la zona de crudo pesado entre 12 y 20°API para la Formación Naricual del Flanco Norte del Campo El Furrial.

RECOMENDACIONES

1. Comenzar la explotación de la zona de crudo pesado con la perforación del Pozo Piloto.
2. De acuerdo a los resultados obtenidos en la evaluación del pozo piloto se recomienda la implantación el plan de explotación propuesto en este proyecto a fin de drenar las reservas del yacimiento.
3. Extender el estudio de la zona de crudo pesado hacia el Flanco Sur.
4. Realizar un estudio de simulación de yacimiento para el Campo El Furrial que incluya la zona de crudo pesado.
5. Se recomienda la realización de mapas de isocalidad y facies para cada unidad de flujo en la zona de crudo pesado entre 20° y 12°API .
6. Realizar la caracterización de crudo pesado mediante análisis PVT para representar con mayor exactitud el crudo de interés.
7. Realizar prueba de deposición de asfaltenos.

BIBLIOGRAFÍA:

1. Almeida, J. Y Gil. **“Validación de Datos de Informes PVT”**. Intevep S.A. Los Teques 1988.
2. Beicip Franlab. **“Revisión del Modelo Geológico del Campo El Furrial”**. 1997.
3. Berrios I. **“Estudio Geoquímico de 25 crudos del campo El Furrial. Determinación de Heterogeneidades de los Yacimientos Naricual y Los Jabillos sobre la Base de la Composición Química de la Fracción Liviana C15”** Intevep S.A. 1996.
4. Bradley, H. **“Petroleum Engineering Handbook”** Society of Petroleum Engineers. Texas USA. 1989.
5. Gallango, O. Y Cassani, F. **“Caracterización Geoquímica de Crudos y Gases Naturales en el Transecto Chacopata – Uverito (Cuenca Oriental de Venezuela)”** Intevep S.A. 1991.
6. Lagoven, S.A. **“Estudio del Campo El Furrial - Musipan”** Maturín 1988.
7. Tackur, G. **“Gerencia de Yacimientos”**. CIED 1996.

ANEXOS

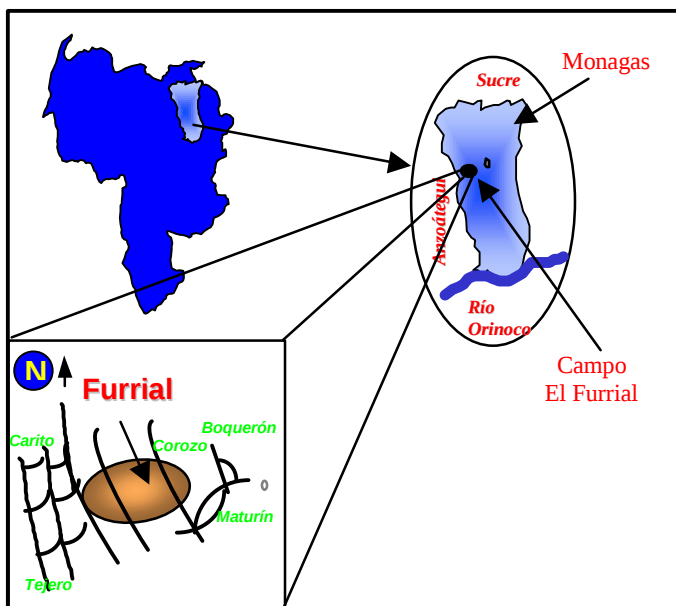


Figura 1: Ubicación del Campo El Furrial

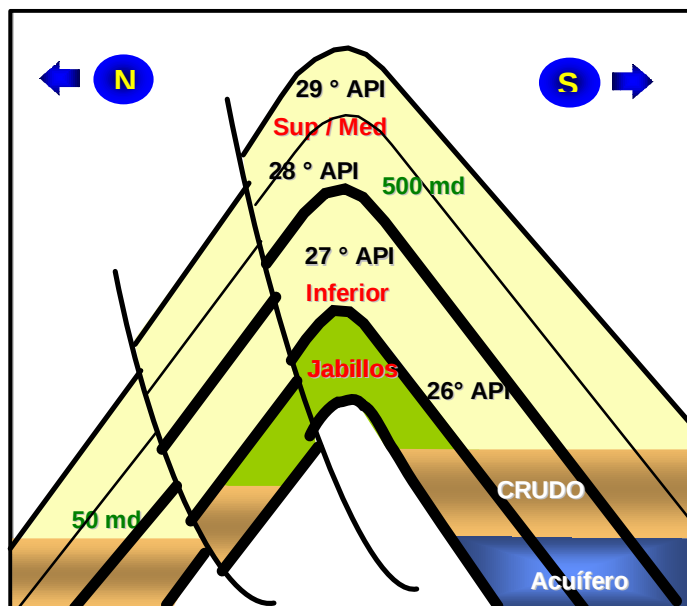


Figura 2: Ubicación del Campo El Furrial

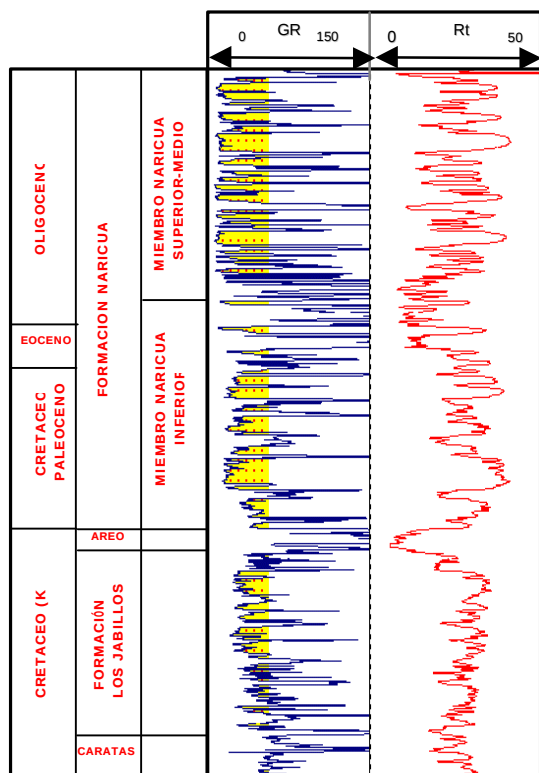


Figura 3: Registro Tipo del Campo El Furrial

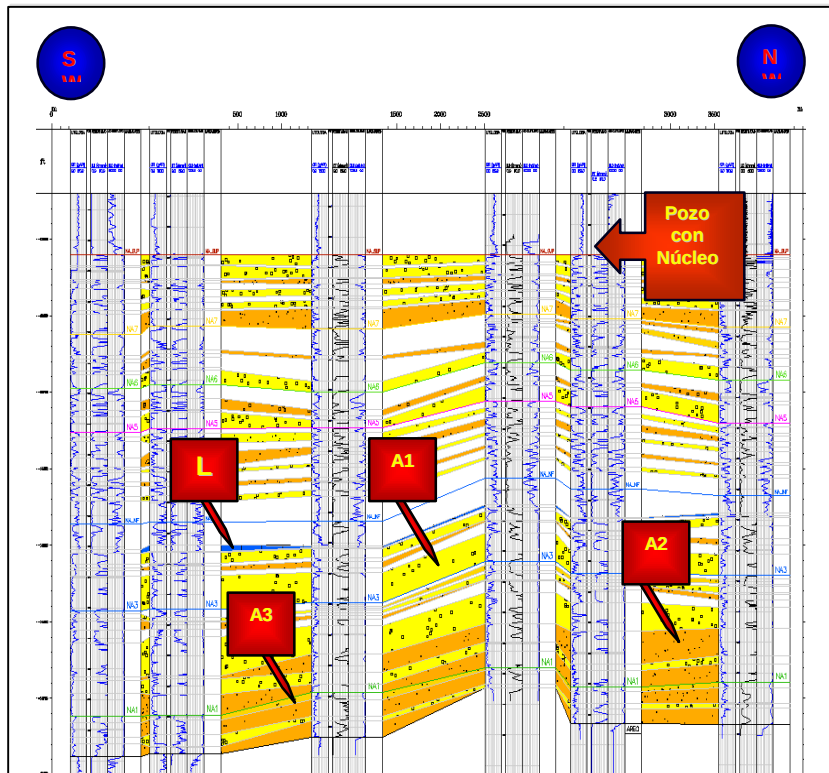


Figura 4: Sección Estratigráfica y de Litofacies

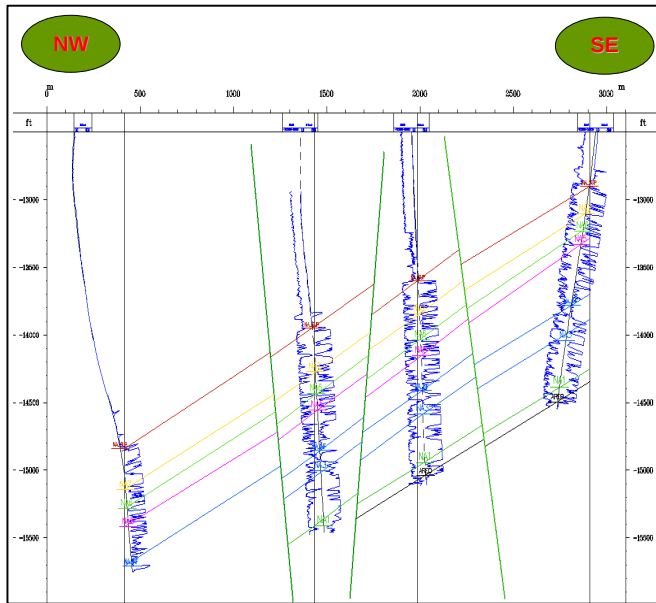


Figura 5: Sección Estructural

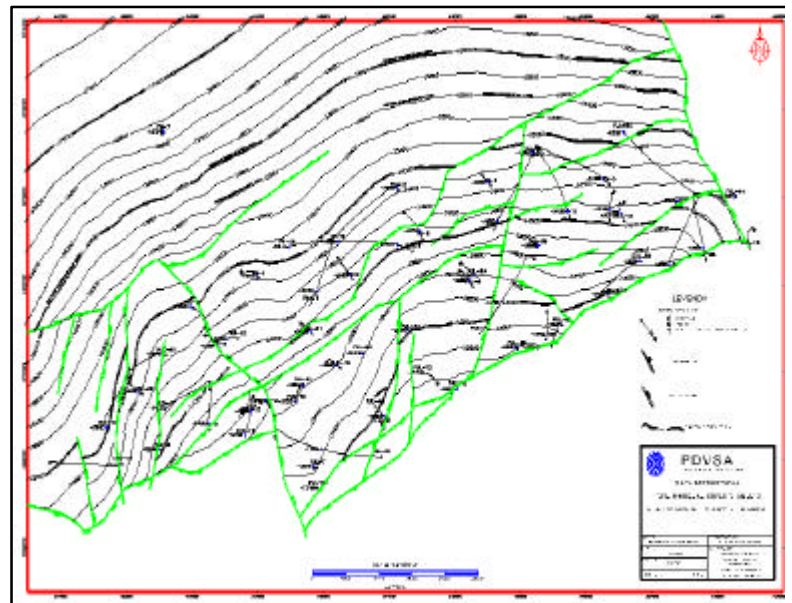


Figura 6: Mapa Estructural.
Flanco Norte

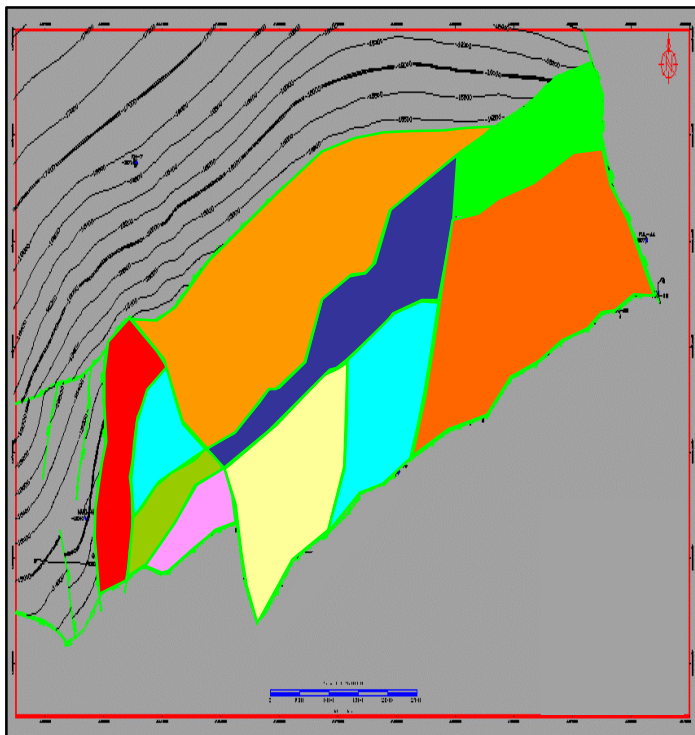


Figura 7: Subdivisión del Flanco Norte
del Campo El Furrial en Bloques

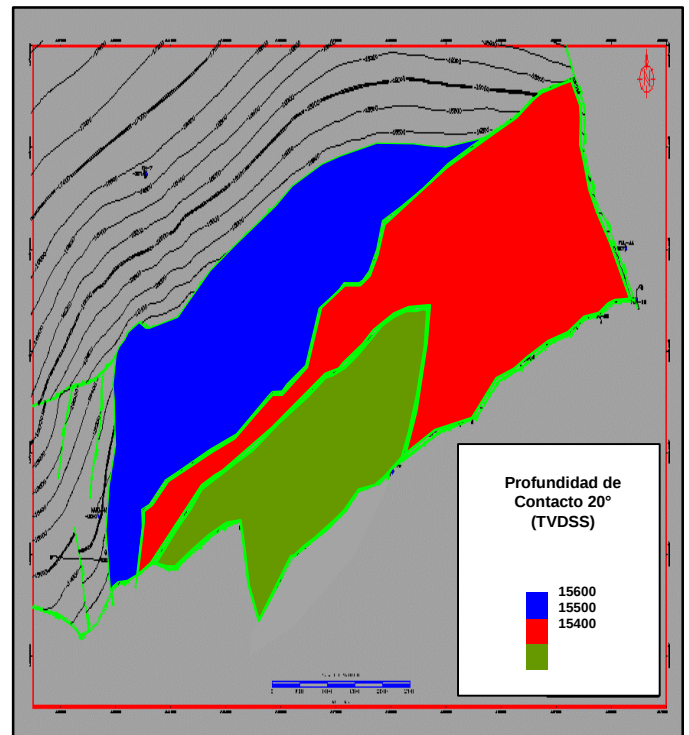


Figura 8: Profundidades de Contacto
de 20°API en el Flanco Norte.

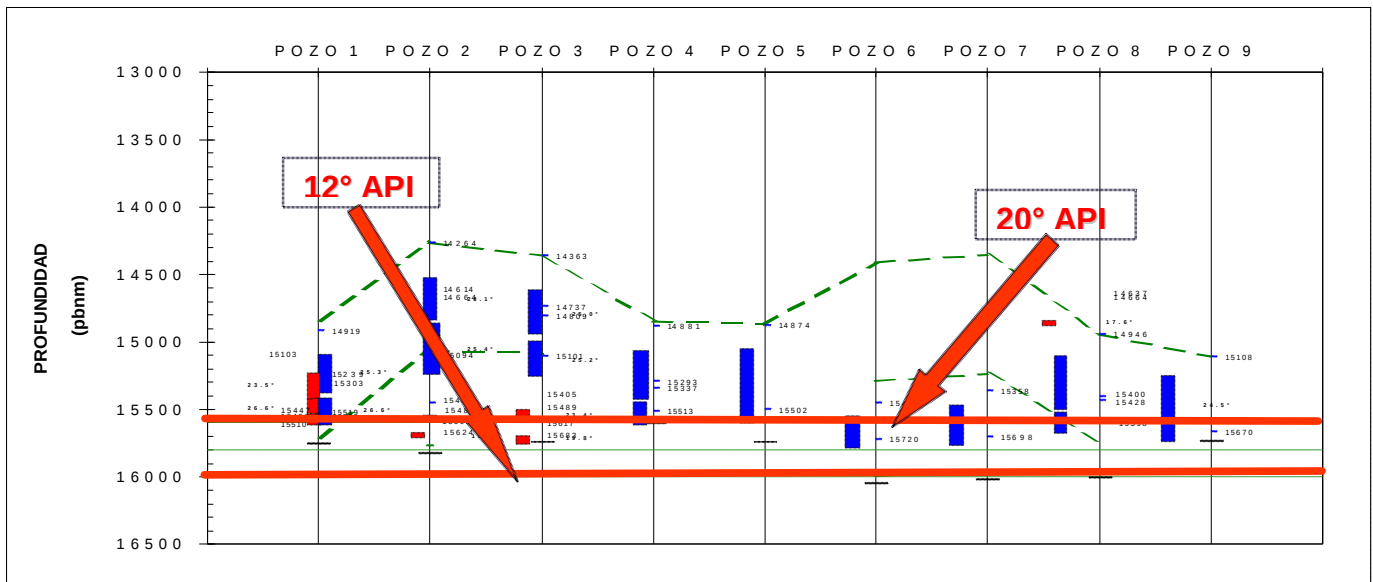


Figura 9: Estimación de Contactos de 12Y y 20°API en un bloque del Flanco Norte.

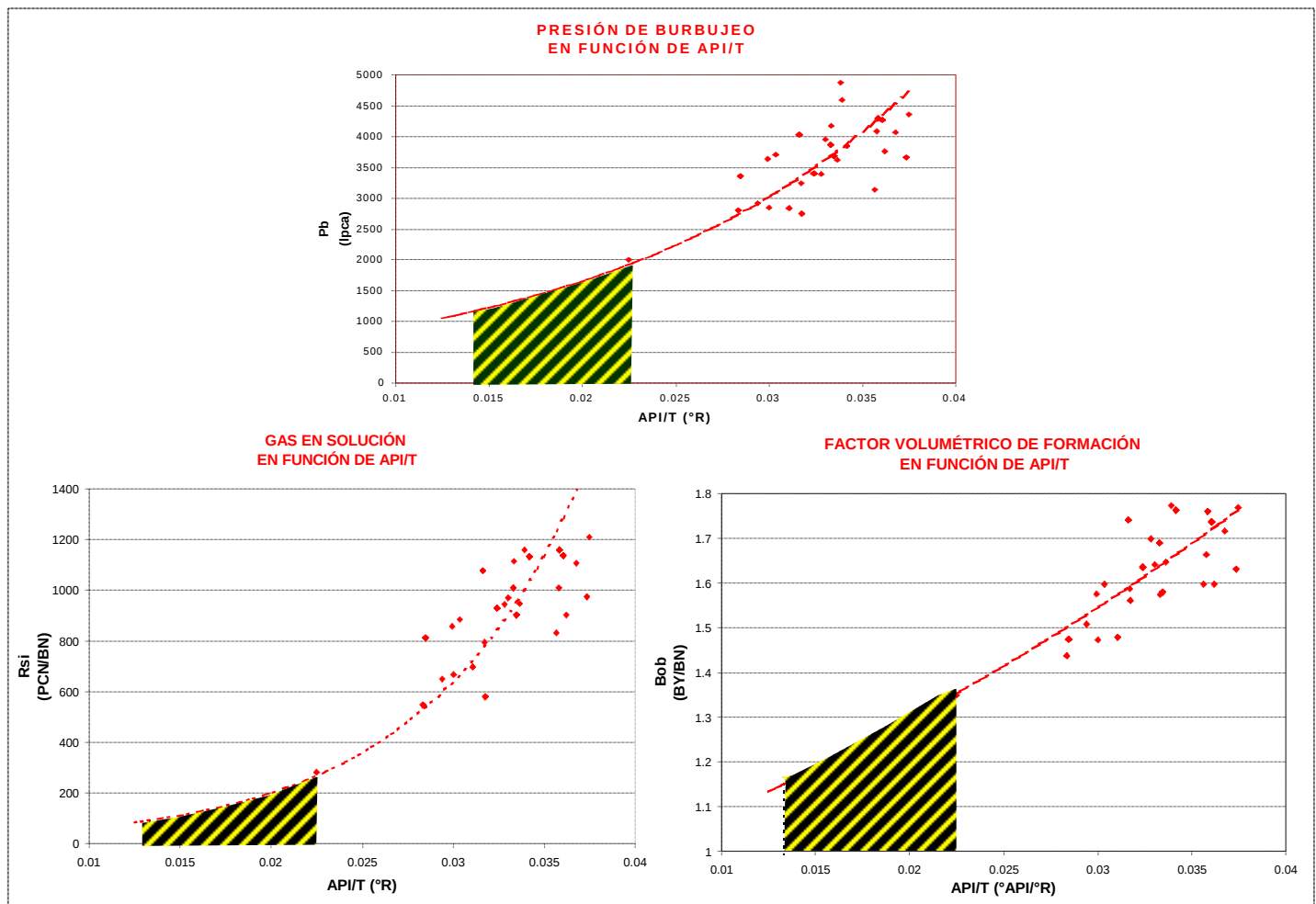


Figura 10: Gráficos de Pb, Bob y Rsi en función de °API/T

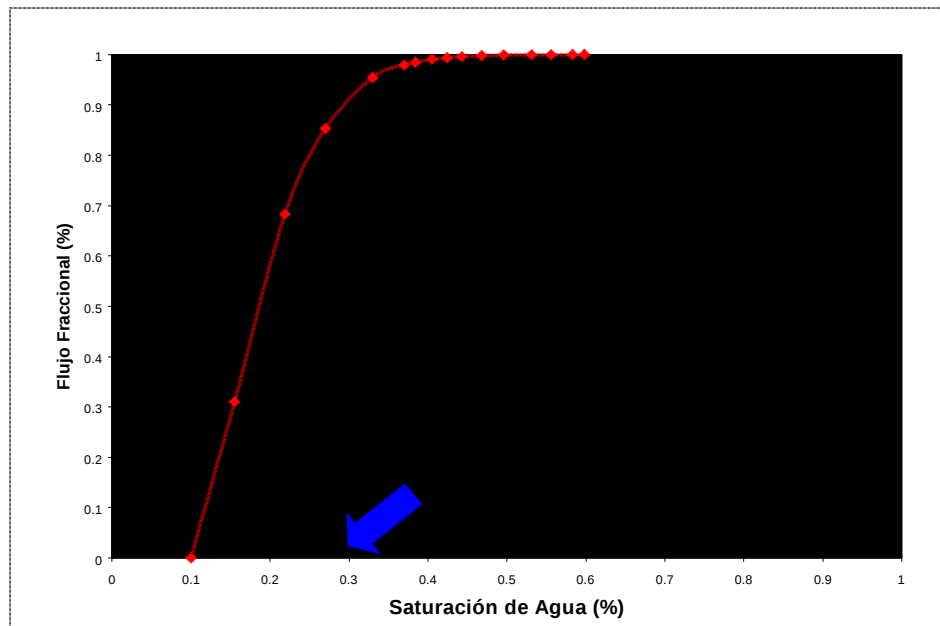


Figura 11: Gráfica de Flujo Fraccional

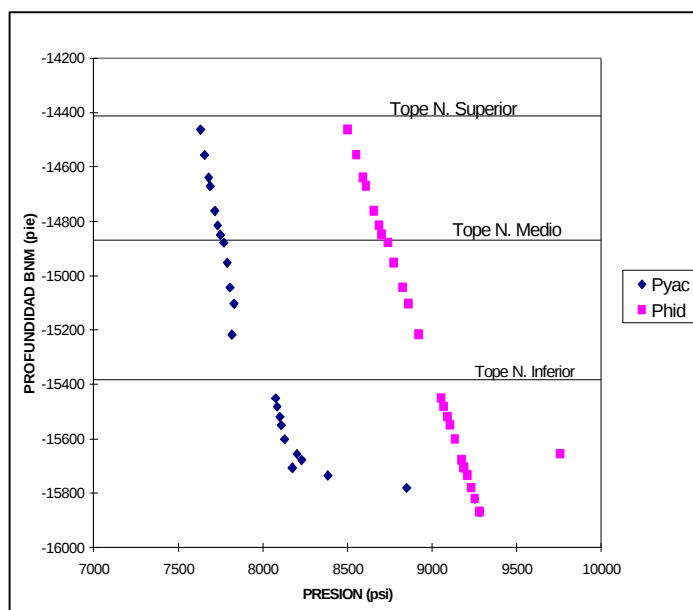


Figura 12: Prueba de presión (RFT) típico de zona de crudo pesado

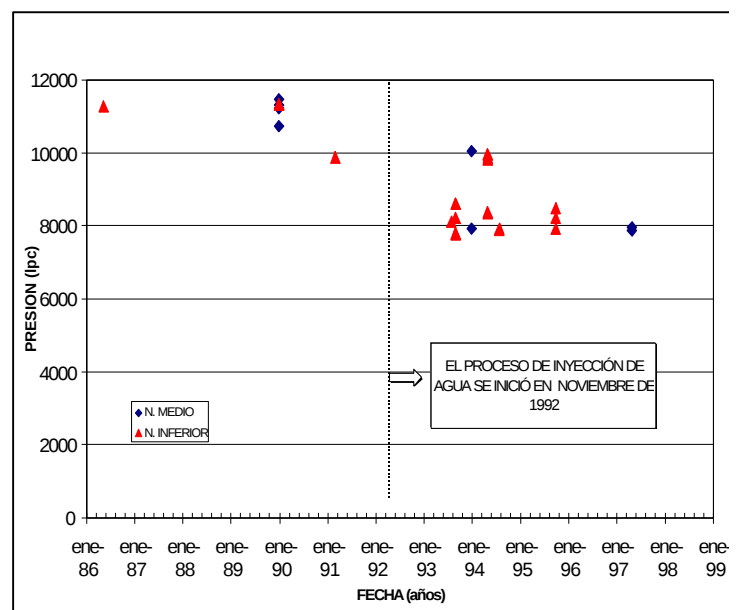
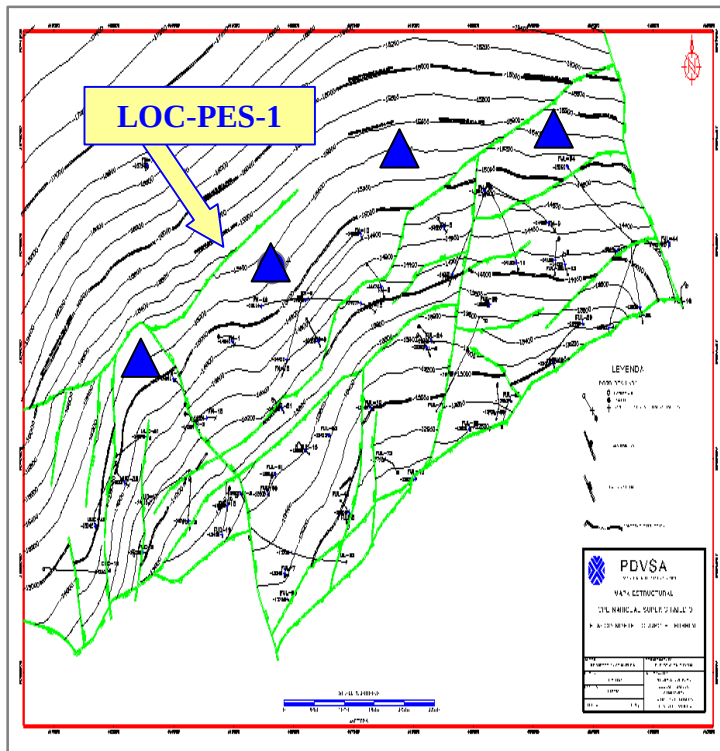


Figura 13: Comportamiento de Presión de la Zona de Crudo Pesado.



▲ Localizaciones Propuestas

Figura 14: Localizaciones Propuestas en Naricual Superior Medio

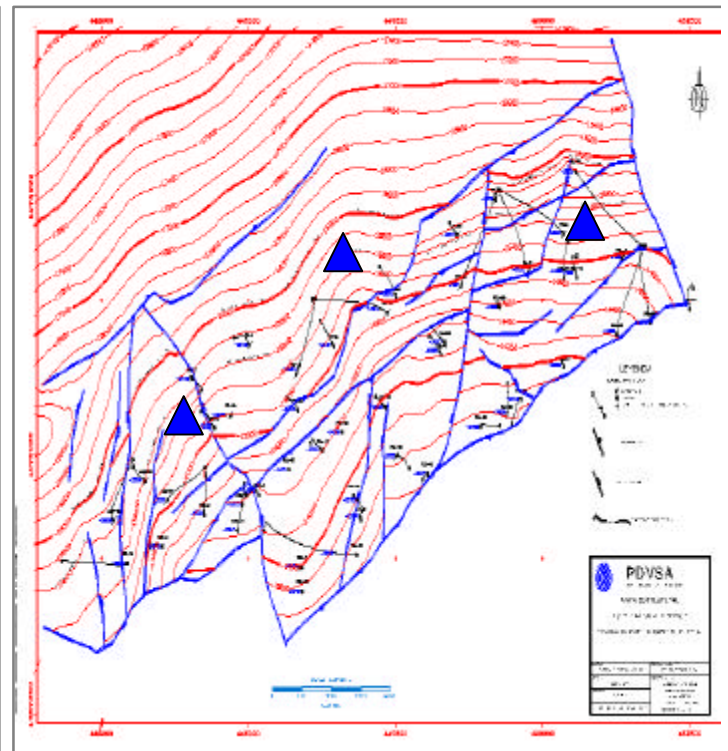


Figura 15: Localizaciones Propuestas en Naricual Inferior