

USO DE NUEVAS TECNOLOGIAS PARA EL MEJORAMIENTO DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS PROFUNDOS EN EL CAMPO EL FURRIAL, VENEZUELA

Presentador: Ing. José Miguel Negrón Sarmiento

Autor (Es): Ings. José M. Negrón, Santiago García, Alejandro Aristimuño y Jesús Contreras
PDVSA Exploración y Producción – División Oriente
Venezuela

RESUMEN

La evaluación de un pozo petrolero trae como beneficio la posibilidad de definir su potencialidad. Basados en esta premisa, se elaboró una metodología de trabajo novedosa en la optimización de producción de los pozos profundos de la cuenca oriental venezolana. Los pozos productores del campo El Furrial, ubicado a 25 Km al noroeste de la ciudad de Maturín, Venezuela; fueron completados, en su mayoría, dobles con el fin de explotar los yacimientos de la formación Naricual y Los Jabillos. Esta técnica de completación permite drenar de dos yacimientos distintos pero trae como inconveniente la imposibilidad de evaluar certeramente el comportamiento del intervalo completado en la sarta corta.

Debido a ello, y a la premisa de maximizar el potencial de pozos facilitando el monitoreo y control, se inició un plan de cambio de completación a sarta sencilla, utilizando tuberías de producción de 4 ½" o 5 ½" de acuerdo al análisis de aporte de fluidos del yacimiento. Iniciado este proceso se comenzó la evaluación de diferentes pozos, mediante registros de flujo y pruebas de restauración de presión, a fin de determinar las condiciones de producción en los mismos, ya que se colocarían en producción intervalos que inicialmente producían separadamente.

Esta evaluación arrojó suficientes resultados para iniciar un programa de homogeneización de perfiles de producción considerando potencialidad de intervalos abiertos a producción, propiedades petrofísicas, evaluación de daño formacional, producción de agua de los intervalos y potencialidad productora de los mismos. Este trabajo presenta los resultados obtenidos en los tres primeros pozos ejecutores de esta nueva metodología de evaluación para los pozos profundos del campo El Furrial

INTRODUCCION

El campo El Furrial está ubicado en la Cuenca Oriental Venezolana, comprende las formaciones Naricual, Cretáceo y Caratas, siendo la formación Naricual la de mayor potencialidad. Esta formación se divide en dos yacimientos, Naricual Superior-Medio e Inferior. Están sometidos a recuperación secundaria por inyección de agua desde el año 1992. La formación se encuentra a una profundidad promedio de 13800 p.b.n.m., la presión inicial se ubicó en 11250 lppc, y se ubica actualmente en 6500 lppc.

Inicialmente la mayoría de los pozos fueron completados con sarta doble, cañoneando todo el espesor neto petrolífero. Dado que esta técnica no permite evaluar efectivamente la completación superior, se implementó un programa de cambio de completación a sarta sencilla, y en otros casos se realizó cambio de tubería para aumentar el área disponible al flujo. Terminada esta etapa se inició la evaluación mediante registro de flujo y temperatura, y pruebas de restauración de presión, para definir el perfil productivo de los pozos.

Primeramente se seleccionaron tres pozos, completados en Naricual Inferior, el primero y Naricual Superior y Medio los otros dos. La evaluación consistió en identificar los intervalos cañoneados que presentaban poco o ningún aporte de fluidos al pozo, mediante registros de flujo, e identificar aquellos intervalos que presentaban incremento en el gradiente dinámico de temperatura, como señal de daño en las inmediaciones del pozo debido al incremento de fricción en las perforaciones, al encontrarse éstas parcialmente bloqueadas. Igualmente se determinó la presión del yacimiento, daño formacional, caída de presión por daño y eficiencia de flujo, mediante pruebas de presión.

Identificados estos intervalos, se inició la etapa de recañoneo, sobre la base del análisis anterior y la determinación del flujo teórico mediante interpretación petrofísica. El recañoneo se realizó en aquellos intervalos que total o parcialmente no presentaban aporte o éste era menor que el flujo teórico. Terminado el recañoneo de los pozos, se procedió a evaluar nuevamente los mismos, para determinar la efectividad del trabajo.

En todos los pozos trabajados, se logró disminuir en más del 50 % el daño mecánico, aumentar el índice de productividad y la eficiencia de flujo en más del 100 %, e incrementar la producción de los pozos en 2 MBNPD aproximadamente, al lograr disminuir la caída de presión por efecto del daño en un 80 %. Otro resultado importante fue la reducción del corte de agua en algunos pozos, debido a la apertura de arenas con mayor índice de productividad. Esta técnica de trabajo se está masificando a todos los pozos del campo El Furrial a fin de optimar el perfil productivo de los mismos.

CARACTERISTICAS GENERALES DEL CAMPO EL FURRIAL

El campo El Furrial está enmarcado en la cueca oriental venezolana, específicamente en la subcuenca de Maturín, tiene una extensión areal de 55 Km², está definido como una anticlinal asimétrico, cuyo eje tiene una orientación Norte 70° Este. El flanco norte, considerado más complejo, tiene un buzamiento mayor al flanco sur. Mediante interpretación de sísmica 2D, se definieron fallas normales transversales al eje de la estructura y fallas inversas de alto ángulo, paralelas al eje. Con el desarrollo de localizaciones en el campo, se definió mediante secciones estructural-estratigráfica, la presencia de fallas normales de alto buzamiento, y sección faltante variable. Actualmente está en desarrollo un plan de sísmica 3D, la cual permitirá refinar el modelo geológico del yacimiento. En este punto, el programa de trazadores que actualmente se lleva a cabo, aportará valiosa información al definir la orientación de estructuras en el campo.

Estratigráficamente, la columna del campo está formada por 10 formaciones distintas. Las secuencias sedimentarias abarcan desde el cretácico superior al terciario. Los yacimientos más importantes se encuentran en las formaciones Cretáceo y Naricual, siendo los de esta última los de mayor relevancia en el campo. La formación Naricual está definida claramente por dos intervalos transgresivos, definidos como sedimentos finos lutíticos y de aguas marinas profundas. La formación Naricual tiene un espesor variable de 1000 a 1500 pies, está dividida en tres unidades principales, Naricual Superior, Medio e Inferior. Operacionalmente las unidades Superior y Medio están consideradas en la unidad Superior/Medio. Estas dos unidades se distinguen por un intervalo glauconítico de poco espesor, el cual se extingue hacia la zona oeste del campo.

La columna de fluidos abarca diversidad composicional bastante compleja, básicamente se tiene una zona de petróleo la cual es suprayacente a una zona de petróleo pesado asfálténico, conocido como "tarmat", esta zona comprende crudos desde 30 a 8°API, con contenidos asfálténicos del 1 a más del 15%. Esta complejidad se ha ido definiendo a medida que se ha desarrollado el campo, logrando determinar topes aproximados de la zona de petróleo pesado para ambos flancos.

La presión original del campo se ubicó en 11250 lppc, medida en el pozo FUL-1 perforado en 1986, la temperatura inicial se midió en 276 °F. Posteriormente se inició un plan de perforación a fin de definir la potencialidad del campo, logrando encontrar alto interés productivo del mismo. Inicialmente se encontró una tasa de producción promedio por pozo de 8 MBNPD, la cual declinó drásticamente debido a la fuerte declinación de presión, la cual se ubicó en 8500 lppc, para 1992.

En ese momento los pozos promediaban unos 4,2 MBNPD, lo que representa en promedio, una declinación del 11 % anual. Los niveles de producción del campo se mantuvieron en un promedio de 250 MBNPD para el año de 1992. Debido a este comportamiento de producción-presión, se decidió iniciar un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua, el cual comenzó con los yacimientos de la formación Naricual. En 1992 se inició la inyección de agua en el campo, completándose para ello una serie de pozos distribuidos en los flancos norte y sur de cada yacimiento de la formación Naricual.

Esta inyección de agua ha servido para mantener un nivel de producción por pozo promedio de 4 MBNPD, y un nivel de presión actual de 6500 lppc para la formación Naricual. Actualmente los niveles de producción de la formación Naricual se ubican en 450 MBND, con una inyección de 550 MBAPD, con un desarrollo del campo, a través de 91 pozos productores, los cuales suman 131 sarts de producción.

CAMBIO DE COMPLETACION

Inicialmente se seleccionaron una serie de pozos como posibles candidatos para la evaluación de cambio de completación en el campo El Furrial, las consideraciones para la selección de candidatos se realizaron sobre la capacidad de aporte de los intervalos en los cuales se completó el pozo en cada yacimiento; en esta parte se seleccionaron pozos que estuviese completado en las unidades Superior-Medio e Inferior. Se descartaron los completados en las formaciones Naricual y Cretáceo, debido

principalmente al contenido asfáltico del crudo contenido en la formación Cretáceo, y la diferencia de presión existente entre estas dos formaciones. Bajo estas premisas de selección se escogieron los tres pozos objetos de este estudio. El primero, Pozo 1, completado sencillo con tubería de 3 ½" en Naricual Inferior; el Pozo 2, completado doble en Naricual Superior (sarta corta) y Medio (sarta larga) con tubería de 3 ½", y el Pozo 3 completado en Naricual Superior (sarta corta) y Medio (sarta larga) con tubería de 3 ½".

Los Pozos 2 y 3 cambiaron su completación a sencillos productores de crudo con tubería de 4 ½", produciendo de todo el yacimiento Naricual Superior-Medio, mientras el Pozo 1 cambió de tubería de 3 ½" a 5 ½", en el yacimiento Naricual Inferior. Estos cambios de tubería significaron por sí mismos un incremento en la producción del pozo, al permitir la disminución de la caída de presión en la sarta de producción al aumentar el área expuesta al flujo. En la tabla No. 1 se muestra los resultados de estos cambios.

EVALUACION DE POZOS

Recompletados los pozos, se procedió a una fase de evaluación, con el objeto de verificar las condiciones dinámicas del pozo. Esta evaluación se dirigió a definir el aporte de cada intervalo abierto a producción considerando el cambio en la presión de fondo y al influencia del diferencial de productividad entre cada uno de ellos.

Para esta evaluación se utilizaron registros de flujo y presión-temperatura. Los mismos permitieron definir la interacción entre intervalos y relacionarlos entre sí sobre la base de sus índice de productividad. Específicamente en los tres pozos seleccionados, el Pozo 1 presentó un incremento en su producción de 2,9 MBNPD solamente con el cambio de tubería, respecto a los otros dos pozos, por ser inicialmente duales, la producción se sumó sarta a sarta y se consideró la equivalencia de reductores de producción. Sin embargo, en el Pozo 2 antes del cambio de tubería las sarts producían 7,4 MBNPD en conjunto, con reductor de 1" cada una, posterior al cambio, el pozo quedó con una producción de 6,8 MBNPD con reductor de 1", lo que es indicativo de la mejora en el aporte de fluido. Acerca del Pozo 3, antes del cambio de completación, el pozo producía 6,2 MBNPD totalizando las sarts, posterior al cambio, el pozo produjo 5,2 MBNPD con reductor de 1".

A continuación se presentan los resultados de la pre-evaluación de cada pozo seleccionado, a fin de establecer el criterio de evaluación en cada uno de ellos.

Pozo 1: El comportamiento de producción del pozo se mantuvo estable en aproximadamente 7,0 MBNPD, desde que se inició su producción; posteriormente se observó una disminución considerable de la misma, ubicándose en 5,1 MBNPD para el primer trimestre del año 1998. Este pozo se consideró como parte del plan de conversión de pozos doble sarta a sencillo, por ello se le realizó un cambio de tubería de 3 ½" a 5 ½", con lo cual se estimó alcanzar un potencial de producción de 8,2 MBNPD. Este trabajo comenzó en Junio de este año y tuvo la duración de 2 meses aproximadamente, y en el mismo se utilizó lodo de control 100 % aceite, el cual empezó con un peso de 10,0 lpg, para terminar el trabajo con 10,6 lpg, el cual se mantuvo en el pozo por espacio de 20 días, para posteriormente realizar limpieza y desplazamiento con Coiled Tubing, en la cual se obtuvo retorno limpio, el pozo entró a producción a partir del 9 de Agosto, de acuerdo a un cronograma de apertura, contemplando el cambio de reductor en el pozo de manera progresiva desde 3/8" hasta 1".

El 19 de Agosto se le realizó un Registro de Flujo (PLT) y Temperatura, y de Restauración de Presión, siendo los resultados más resaltantes los siguientes: a). De los 10 intervalos completados en el pozo, 8 estaban aportando fluidos al pozo, y los restantes no presentan aporte significativo. b). De los 8 intervalos productores, tres de ellos aportan entre sí el 73 % de la producción bruta en el pozo; en términos de espesor, representan el 59 % (149 pies) de los intervalos que aportan fluido (254 pies) y 53 % del espesor efectivo cañoneado (282 pies). c). De acuerdo al perfil de temperatura, el intervalo inferior (14540' – 14552') presenta un incremento de 4 °F, respecto a la geotérmica dinámica del pozo, lo que pudiese interpretarse, como un daño en las inmediaciones del hoyo del pozo, que ocasiona restricción al flujo de la formación hacia el pozo, debido a la fricción en las perforaciones. d). Se evidenció la presencia de flujo cruzado al nivel de los intervalos 14470'–14528', al 14177'-14190', de aproximadamente 300 BBLS e) Respecto al Build-up, en el mismo se evidenció la presencia de severo daño en los intervalos completados, en el orden de 61, equivalente a un radio dañado de aproximadamente 11 pies; el cual podría atribuírsele al trabajo que por dos meses se realizó en el pozo durante el cambio de tubería. La presión extrapolada (P*) se ubicó en 6500 lppc @ 14000', equivalente a una densidad de 8,90 lpg, que expresada al datum de 13800', es 6440 lppc.

Pozo 2: Comenzó a producir en el año 1991, como productor doble en Naricual Superior y Naricual Medio. La producción de ambas sartas del pozo fue hasta Mayo de 1998 estable en unos 3,7 MBNPD a una presión promedio de cabezal para ambas sartas de 1000 lppc. En el período Mayo-98 a Julio-98 se reemplazó la completación dual por sencilla con tubería de 4 ½" con el propósito de obtener información sobre las condiciones de flujo en Naricual Superior, incrementar la productividad del pozo y llevar un mejor control y monitoreo de la eficiencia de barrido al nivel de toda el área de drenaje del pozo (Naricual Superior y Medio).

Posterior a este trabajo, se realizó el registro de evaluación para determinar los resultados de este cambio, y el comportamiento productivo de los intervalos completados en Naricual Medio en conjunto con los intervalos completados en Naricual Superior. El resultado de dicha evaluación arrojó que el 89% de la producción total del pozo, que está alrededor de 6,2 MBNPD, posterior al trabajo, está siendo aportada por los intervalos que anteriormente estaban siendo producidos por la sarta larga, es decir de un total de 27 intervalos, sólo 6 se encuentran produciendo, así mismo se determinó un alto daño (22), una presión de fondo fluyente de 5459 lppc @ 13750' (63' sobre el tope de las perforaciones) y un índice de productividad de 9,2 Bls/lppc. Estos resultados definieron un comportamiento errático de producción al unir los intervalos de Superior y Medio, ya que los últimos mencionados interferían con la producción de los primeros, debido a un daño mayor en estos y un índice de productividad algo superior en los intervalos principales.

Pozo 3: Fue completado originalmente como productor doble en las formaciones Naricual Superior y Naricual Medio con la finalidad de drenar las reservas de esos yacimientos. Posteriormente se realizó una prueba de restauración de presión en la Formación Naricual Medio, la producción del pozo fue medida en 2846 BNPD, observándose un aporte significativo de los intervalos abiertos a producción; los cuales habían acumulado para ese momento unos 4 MMBN. Los resultados obtenidos en esa prueba arrojaron una presión promedio de 6623 lppc al datum de -13800 p.b.n.m., un índice de productividad de 1,8 Bls/lppc y un daño de 84. La corta fue evaluada también, respecto a presión de yacimiento, mediante un cierre en superficie, obteniendo una presión promedio de yacimiento de 6271 lppc al datum de -13800 p.b.n.m., un índice de productividad de 7,5 Bls/lppc, y un daño en el pozo de 73. La producción promedio para ese momento de la sarta corta era de 6,2 MBNPD.

En Febrero de 1998 el Pozo 3 comienza a cortar agua en la sarta larga (Naricual Medio) y según registro de flujo tomado en Marzo del mismo año se determina que los intervalos productores de agua estaban ubicados hacia la zona basal de las perforaciones. En Abril de 1998 se reemplazó la completación dual a simple con tubería de 4 ½" con el propósito de obtener información sobre las condiciones de flujo de Naricual Superior y de esta manera tener un mejor control y monitoreo de la eficiencia de barrido en Naricual Superior y Medio. En mayo de 1998, con el propósito de evaluar el perfil de producción posterior al cambio de tubería, se tomó un registro de producción observándose los siguientes resultados: a) Sólo 2 intervalos de un total de 18 contribuyen significativamente al aporte total del pozo, siendo aproximadamente su producción de 5,2 MBBPD.

ACCIONES TOMADAS

Debido a los resultados de las evaluaciones posteriores a los trabajos de cambio de completación, se procedió a evaluar las opciones de optimización y mejoramiento del perfil productivo de los pozos, para ello se realizaron evaluaciones simuladas de estimulaciones, aislamientos y cañoneo, siendo este último el seleccionado para utilizar en los pozos, debido principalmente a que permitía abrir intervalos sin aporte al pozo, homogeneizar el perfil y disminuir el alto daño en las inmediaciones del pozo.

Otra ventaja que definió esta operación fue la posibilidad de adicionar conjuntamente, y sin costo operacional adicional, nuevos intervalos a producción, los cuales se escogieron sobre la base de evaluación petrofísica y de registros de presión formacional, RFT.

Para el Pozo 1, se recañearon 202 pies de arena selectivamente y se adicionaron 20 pies. Cabe destacar que esta operación consideró el recañoneo total y parcial de intervalos, y que del análisis de los registros de temperatura se determinó exactamente que intervalos, y que zonas de intervalos no estaban aportando fluidos al pozo, de acuerdo al comportamiento de gradiente dinámico y estático de temperatura.

En el Pozo 2, se recañearon y adicionaron aquellos intervalos que no estaban aportando fluidos al pozo. En total se recañearon 373 pies de arena, selectivamente, y se adicionaron 35 pies; considerando las premisas expuestas en el párrafo anterior, sobre totalidad o parcialidad del cañoneo.

Respecto al Pozo 3, se presentó una situación de mayor análisis debido a que ciertos intervalos presentaban corte de agua, para ello se seleccionaron y adicionaron intervalos que tuviesen buenas propiedades petrofísicas y que mediante el análisis del registro RFT original del pozo, presentaban alta presión. Esto con la intención de tapar, mediante diferencial de presión a los intervalos productores de agua, en total se cañearon 250 pies efectivos de arena en el pozo.

RESULTADOS OBTENIDOS

Posterior al recañoneo y adición de arenas en los pozos, se procedió a evaluar los pozos mediante registros de flujo, presión y temperatura, con el propósito de determinar las condiciones dinámicas y estáticas originadas con el trabajo realizado.

En todos los pozos estudiados, se logró un incremento en la producción de petróleo, la cual en promedio es de 2 MBNPD, producto de un incremento en el índice de productividad, específicamente en el Pozo 1 se incrementó en un 300 %, un 134 % en el Pozo 2 y 600 % en el Pozo 3. Los perfiles de producción se optimizaron en cada pozo, logrando en alguno de ellos asemejarse al perfil de producción teórico, basado en las propiedades de capacidad de flujo de los intervalos. La disminución del daño fue otro factor que contribuyó a este incremento de productividad de los pozos, ya que se logró mediante el recañoneo y adición de intervalos una disminución en la caída de presión a nivel de cara de arena, con lo que incrementó el aporte de fluidos.

CONCLUSIONES

De la aplicación de esta nueva metodología de análisis y mejoramiento de perfiles de producción para los pozos profundos del Campo El Furrial; se logró el incremento de 5,8 MBNPD en los pozos seleccionados, una disminución promedio del daño al pozo en 80 %, lo que disminuyó la caída de presión en fondo promedio de 750 lppc.

Mediante el análisis de productividad de intervalos se logró la disminución de la producción de agua, al adicionar intervalos con mayor potencial productivo que impidieran el aporte de intervalos canalizados en agua, contribuyendo así con el aumento de producción de los pozos.

El análisis de registros dinámicos y estáticos de presión-temperatura con registros de flujo, permite, sumado al seguimiento y control de proyectos de recuperación secundaria, optimar los perfiles productivos de los pozos petrolíferos, a fin de mantener niveles de producción en el tiempo. Además, permite la identificación de nuevas zonas prospectivas a fin de disminuir la declinación de los pozos.

La optimización de completaciones en pozos profundos del oriente de Venezuela, permite incrementar el nivel de monitoreo de los pozos, sobretodo en yacimientos de gran espesor y propiedades altamente diversificadas. Además de permitir la evaluación de parámetros inherentes a los yacimientos productivos.

La técnica de cañoneo parcial permitió la optimización de costos en operaciones de rehabilitación de pozos,

Por el orden de 125 M\$, además de tiempo de operación, lo que implica menor tiempo de producción diferida de los pozos.

De acuerdo a los excelentes resultados obtenidos en los pozos profundos del campo El Furrial se recomienda la masificación de la tecnología de análisis a fin de incrementar el potencial productivo de los pozos.

REFERENCIAS

1.- Negrón J., García S, Aristimuño A., Contreras J. Mejoramiento de Perfiles en el Campo El Furrial. Maturín 1999. PDVSA Exploración y Producción.

APENDICE

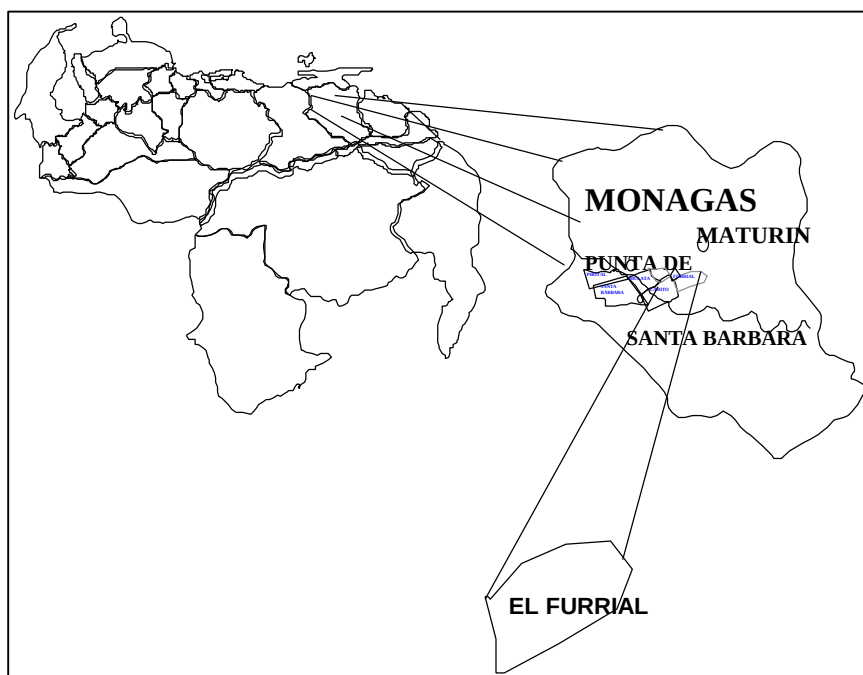


Fig 1.- Ubicación Geográfica del Campo El Furrial

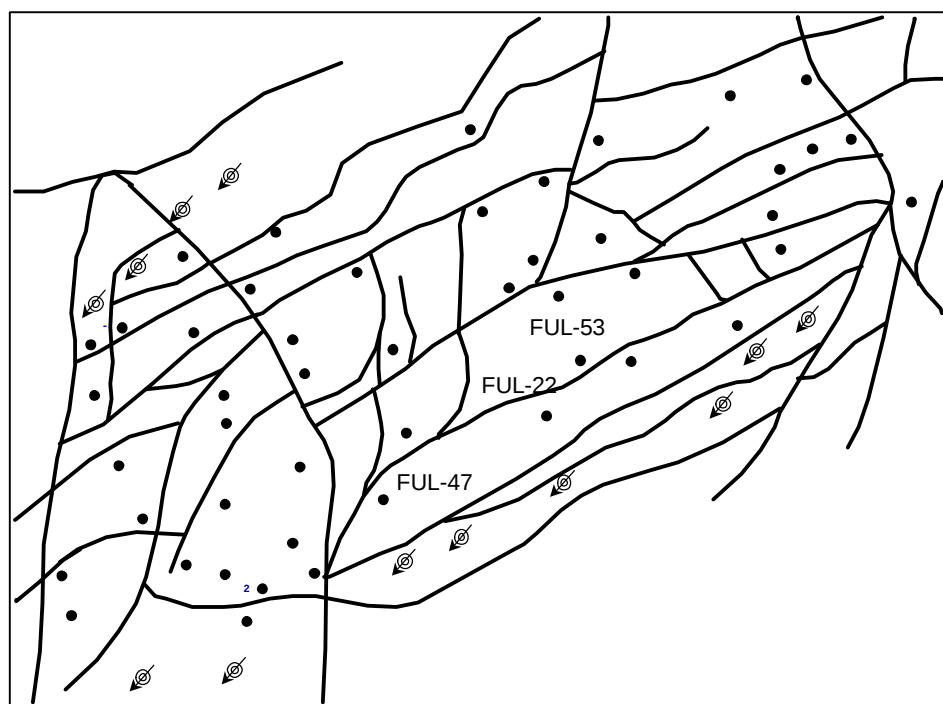


Fig. 2 Ubicación de Pozos Seleccionados en el Yacimiento

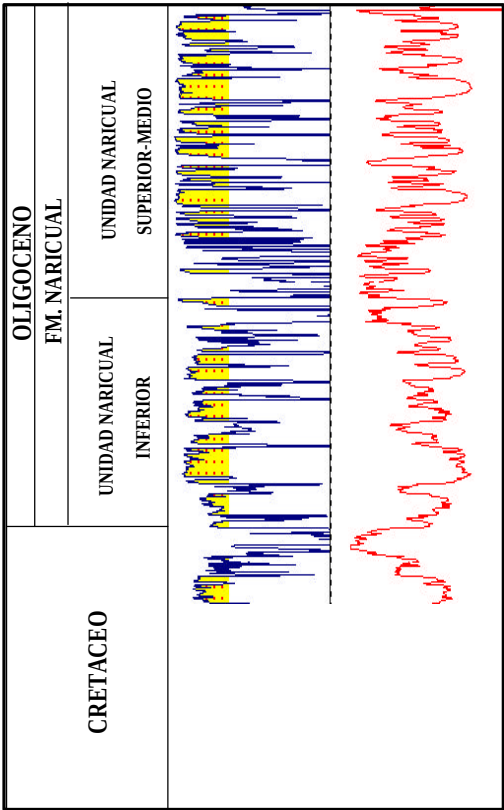


Fig. 3 Registro Tipo Campo El Furrial

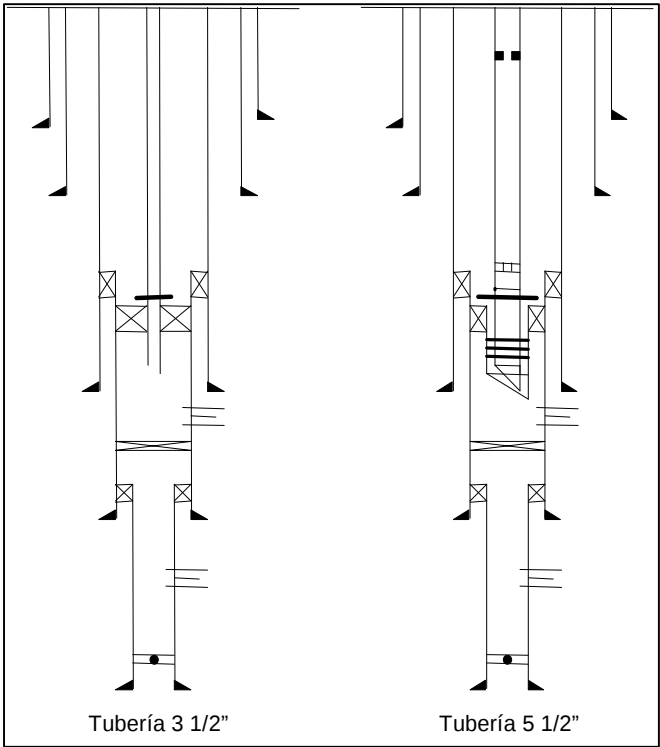


Fig. 4 Cambio de Completación en el Pozo 1

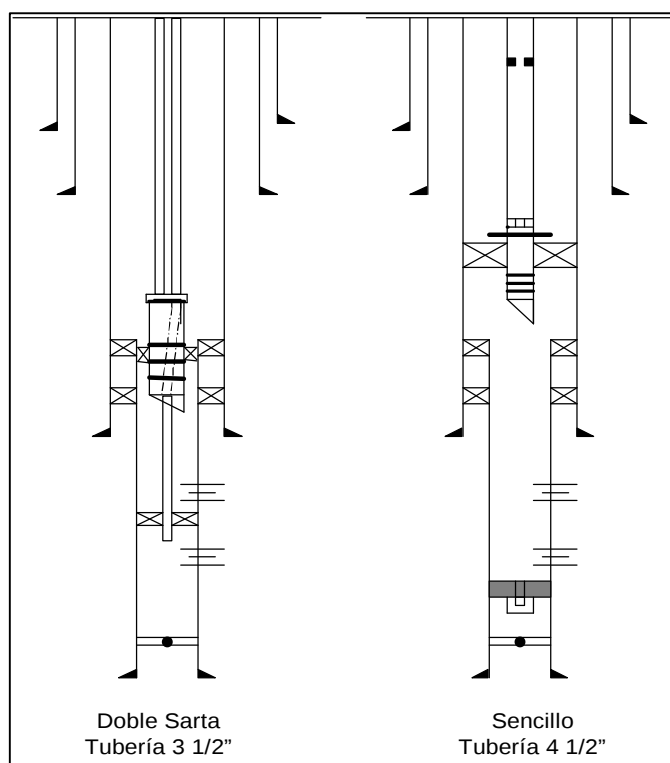


Fig. 5 Cambio de Completación en el Pozo 2

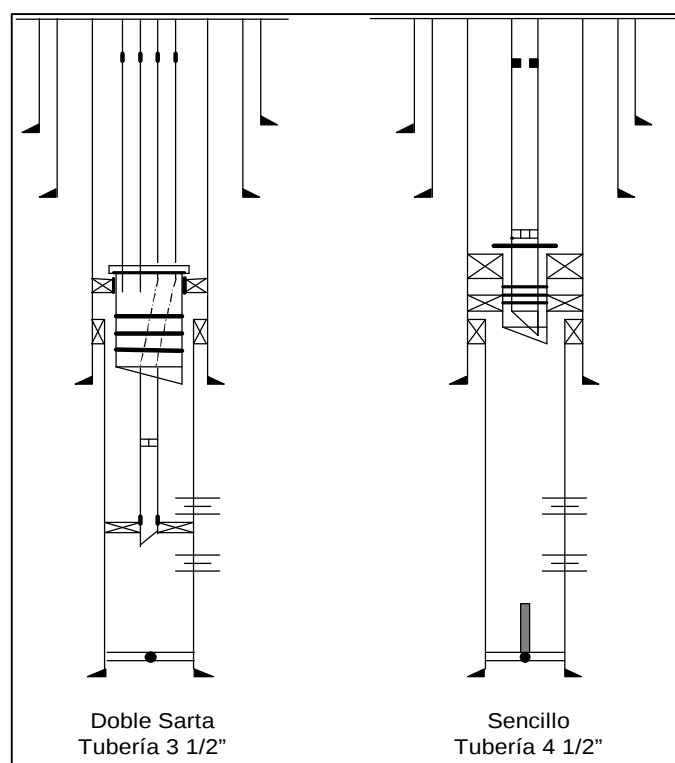


Fig. 6 Cambio de Completación en el Pozo 3

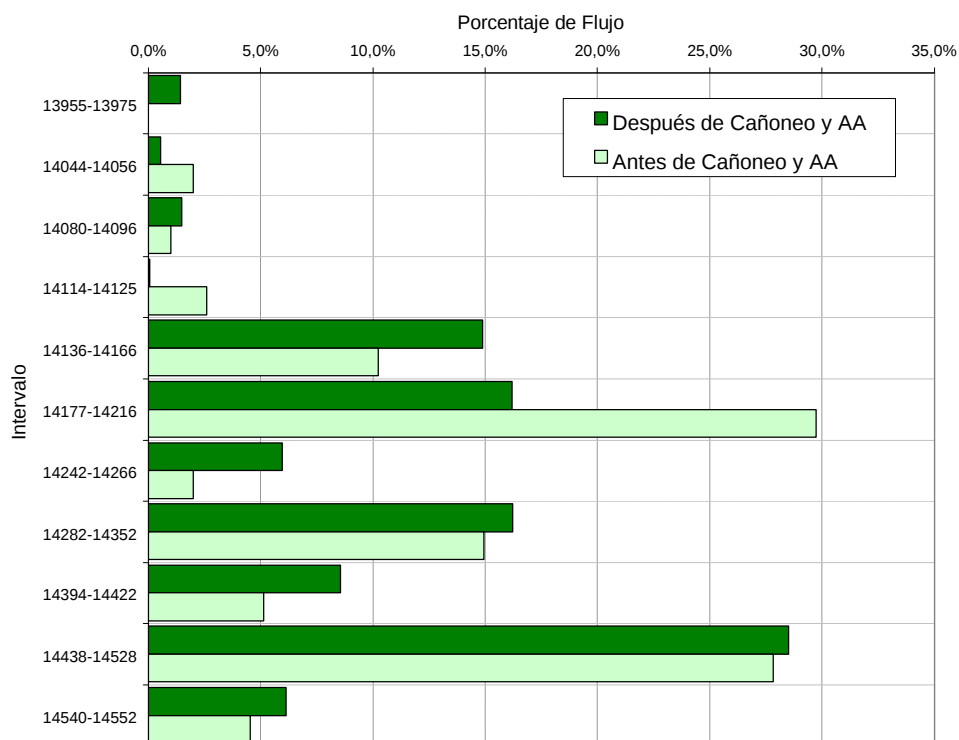


Fig.7 Perfil de Producción posterior al Recañoneo y Adición de Intervalos Pozo 1

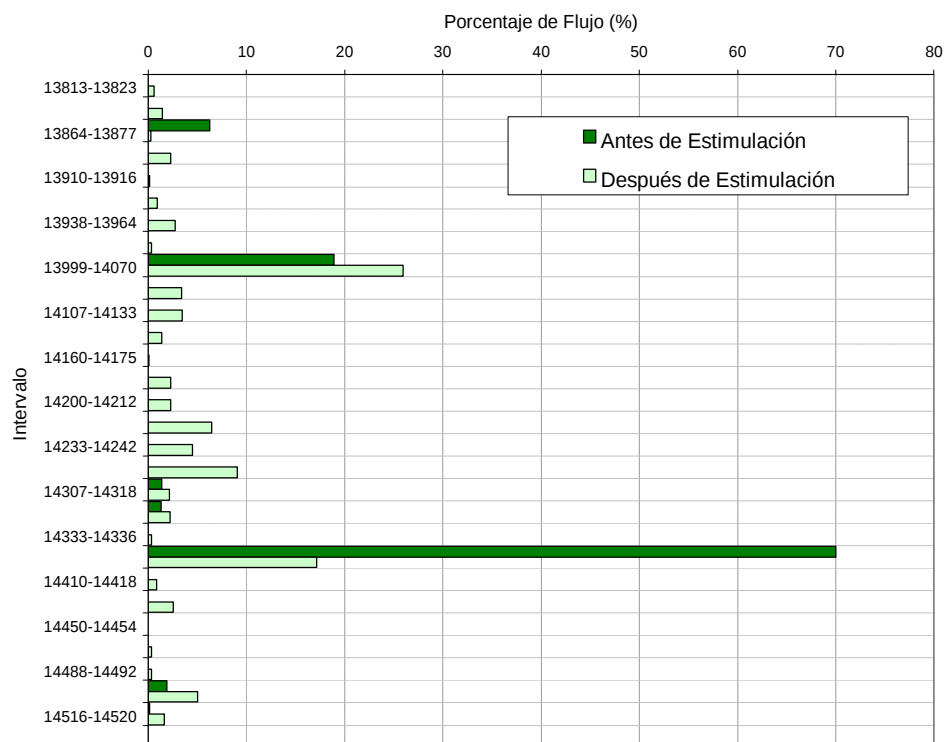


Fig. 8 Perfil de Producción posterior al Recañoneo y Adición de Intervalos Pozo 2

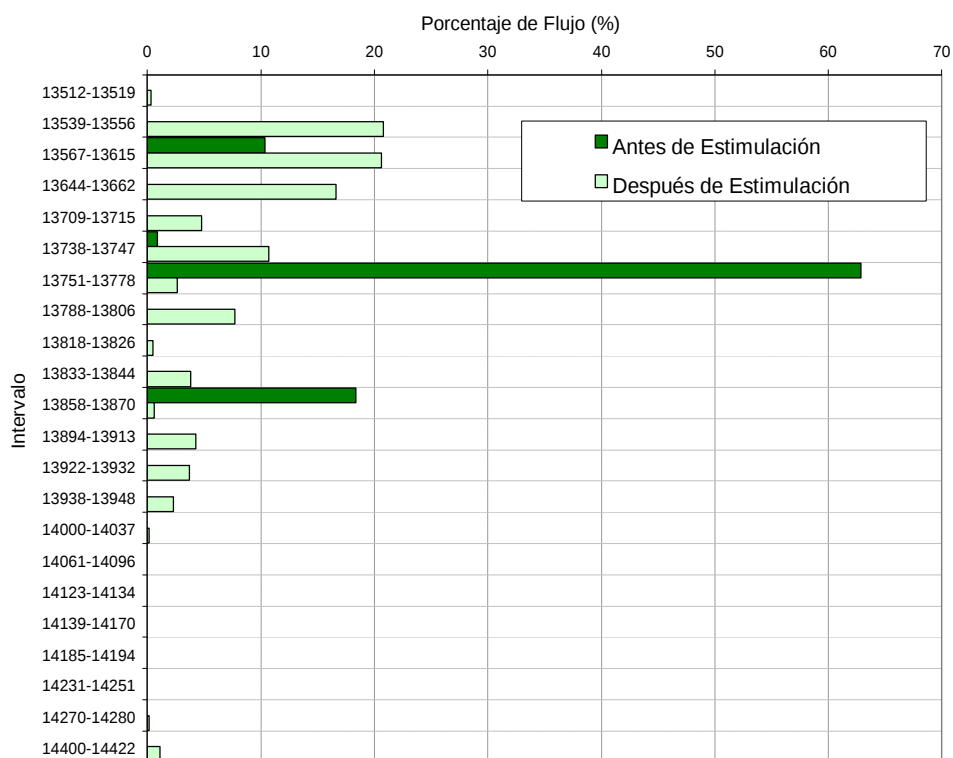


Fig. 9 Perfil de Producción posterior al Recañoneo y adición de Intervalos Pozo 3

Pozo	Tasa de Petróleo (BNPD)		IP (Bls/lppc)		Daño	
	Antes Rec. Y AA	Después Rec. Y AA	Antes Rec. Y AA	Después Rec. Y AA	Antes Rec. Y AA	Después Rec. Y AA
1	7890	9622	6,6	20,2	62	21
2	6874	8900	9,2	21,9	22	3,3
3	3784	5597	4,6	42,6	78	9

Tabla 1 Condiciones de los pozos seleccionados antes y después del Recañoneo y Adición de Intervalos