

METODOLOGÍA APLICADA EN LA REACTIVACIÓN DE UN CAMPO MADURO DE PETRÓLEO EN EL NORTE DE MONAGAS, VENEZUELA.

Expositor: Fanny Del V. Sanchez S.

Autores: Lucia Antenucci, Fanny Sánchez S., Gilberto Parra, José V. Rodriguez, Antonio Russo, Pedro Villarroel.

Pdvsa Exploracion Y Produccion, Venezuela

RESUMEN

PDVSA Exploración y Producción, a través de la Gerencia de la Unidad de Explotación Norte y con la finalidad de buscar nuevas oportunidades que permitan incrementar la producción de crudo en el Campo Orocual Llano, ubicado en el Norte de Monagas; de 1.0 MBD, para principio del año 1997, conformó un equipo multidisciplinario, combinando la geociencia, el conocimiento de la Ingeniería de yacimientos y producción así como la tecnología de perforación direccional y nuevos técnicas de estimulación para arena no consolidadas, con la misión de visualizar las oportunidades de candidatos que se someterían a trabajos de rehabilitación y la factibilidad de implementar nuevas tecnologías de perforación, como la horizontal y de producción como el uso de equipos de Bombeo Electrosumergible y Cavidad Progresiva, fundamentado en la revisión de la información dinámica y estática disponible, así como en un plan de captura de nuevos datos.

Se reinterpretó la información sísmica disponible para el área como herramienta de apoyo en la evaluación del modelo geológico en cuanto a sus controles estratigráficos y estructurales y en la geonavegación de pozos, siendo el ORS-47, el primer pozo de reentrada horizontal, realizado en el Norte de Monagas, completado con bomba de Cavidad Progresiva, incrementando su producción de 73. hasta 1032 BNPD de crudo con una velocidad de operación del equipo de levantamiento de 341 RPM, iniciando la masificación de esta tecnología de perforación lo cual significó la adquisición de experiencias que permitieron su aplicación en corto plazo, logrando incorporar para el año 1998 cinco (5) pozos reentries adicionales, completados con equipo de Bombeo Electrosumergible, método de producción implementado por primera vez con éxito en un Campo del Norte de Monagas, lográndose para Junio de 1998 un máximo de producción del orden de 6.1 MBD.

Durante su perforación, se logró utilizar cromatógrafos de alta resolución en la zona de interés para evaluar esta herramienta a fin de evadir las arenas saturadas de gas y navegar en las zonas 100% crudo.

En la fase de rehabilitación de pozos inactivos, se implementó el empaque con Grava Resinada, utilización de rejillas preempacadas, como métodos de control de arena. Se empleo lodos a base de aceite formulados para yacimientos maduros, con bajo nivel de energía, lográndose de esta manera minimizar el daño a la formación, al reducir la zona invadida.

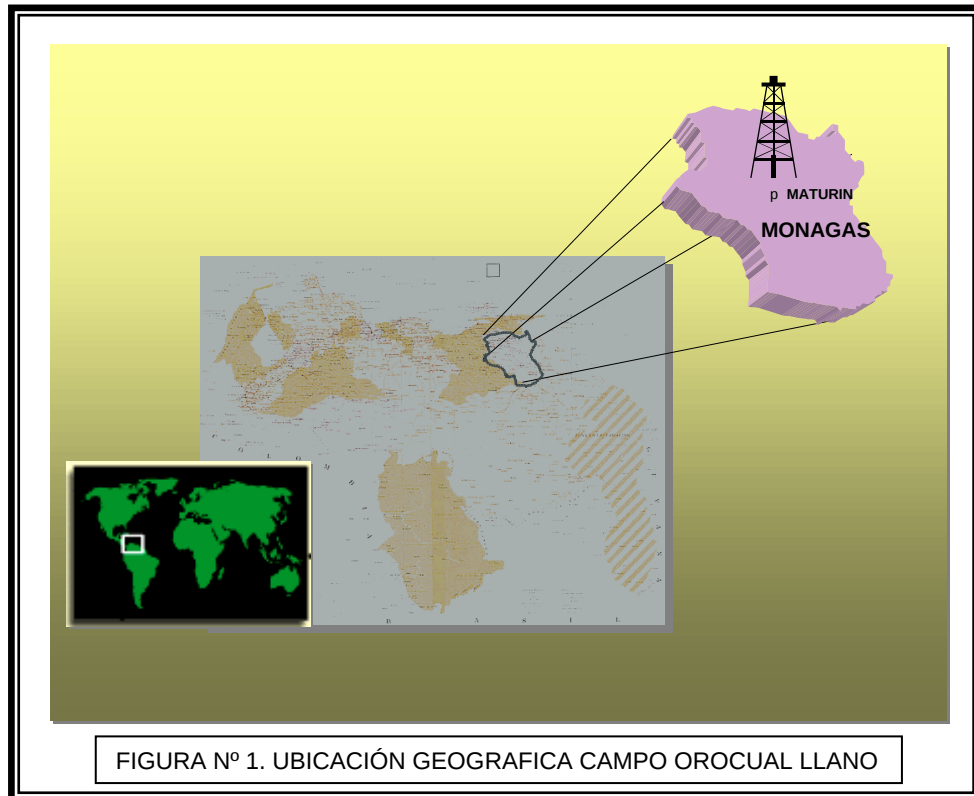
Por primera vez, se corrió el registro de Decaimiento de Neutrón-Pulsante, en tres pozos, logrando visualizar la potencialidad de los cuerpos de arenas no identificados con los registros originales, evaluar la saturación de hidrocarburos e identificar a través de las correlaciones geológicas, pozos candidatos, a reactivación mediante recompletación en nuevos yacimientos.

Adicionalmente, se probó la técnica de inyección de microorganismos como método de estimulación que sirvió para mejorar los perfiles de producción en cuatro (4) pozos, obteniéndose un incremento promedio de producción del 50%.

En este articulo se presenta un resumen del trabajo realizado y la metodología utilizada en la reactivación del Campo Orocual Somero, los resultados obtenidos en la primera fase de implementación, el aprendizaje como resultado de esta etapa del proyecto y las oportunidades y planificación a futuro proyectado para el campo.

INTRODUCCION

El Campo Orocual Somero, esta ubicado al norte del estado Monagas, al Este de Venezuela (ver figura N° 1). El primer pozo exploratorio, perforado fue el pozo ORC-1, en el año 1932, declarado no prospectivo. No fue sino hasta el año 1933, con el pozo ORC-2, cuando se prueba crudo en la parte inferior de la Formación las Piedras, de 13 grados API. La campaña exploratoria se extiende en el Campo, con la perforación de cuatro pozos adicionales, los cuales resultaron secos. Por esta razón en el año 1936 se suspende toda actividad el año 1952, posterior a la adquisición de datos sísmicos y a la reinterpretación de la información que se tenía del campo, es cuando se reinicia la perforación exploratoria, siendo el pozo ORS-01, descubridor de petróleo comercial, con una tasa de producción inicial del orden de los 400 BNPD, de crudo de 13 °API, a la profundidad de 2900', completado a hoyo desnudo con forro ranurado y empacado.

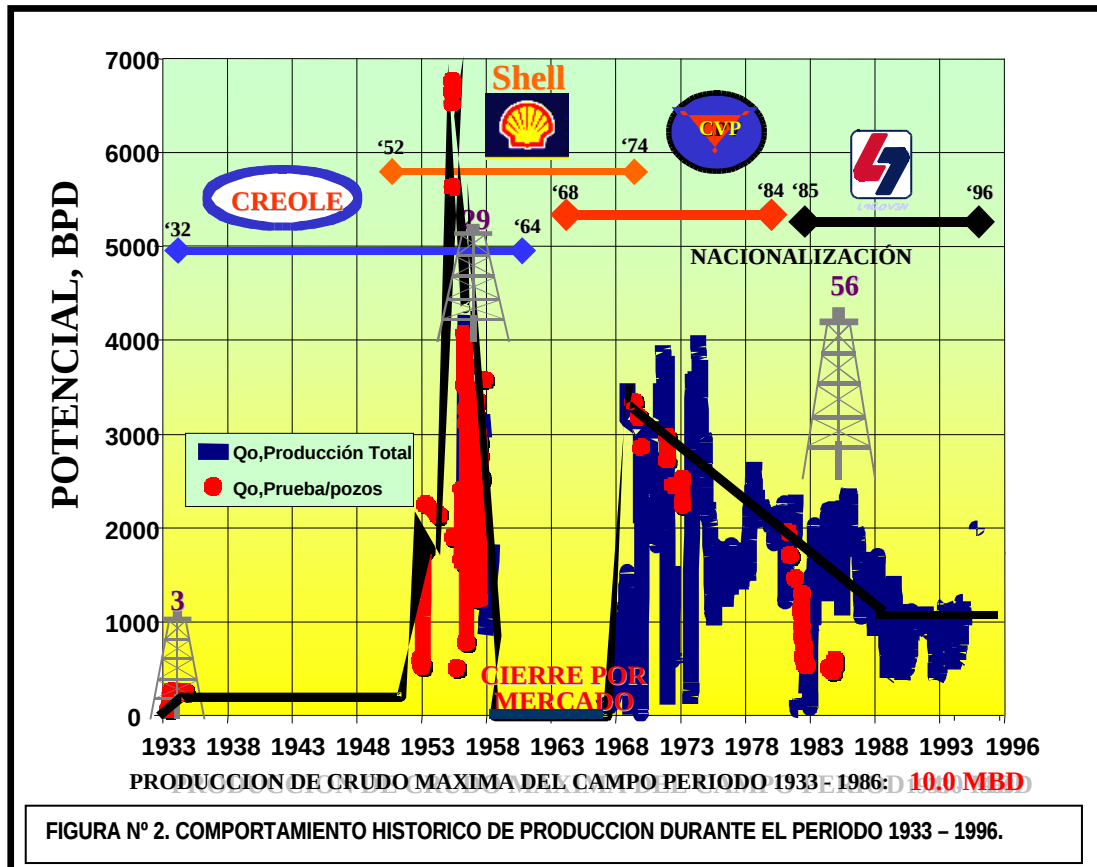


En el año 1953 se implementó el plan de desarrollo del campo Orocual Somero. Para el año 1959 se habían perforado 48 pozos de los cuales 29 se completaron como productores en los yacimientos de la Formación Las Piedras. Alcanzando para esa fecha la máxima producción en la historia del campo del orden de los 10.0 MBNPD, de crudo entre 9 y 30 grados API, a las profundidades que oscilan desde los 2000' hasta los 6500', (ver figura N° 2). Pero éste volumen de producción se mantuvo por corto periodo, ya que los pozos presentaban continuos y severos problemas de arenamiento, asociado a una alta viscosidad del crudo.

Para el año 1985, se habían perforado en el campo 72 pozos, de los cuales 25 se encontraban activos 7 por flujo natural, y 19 por levantamiento artificial y 31 inactivos, principalmente por problemas de producción de arena, y deficiencias en el sistema de levantamiento, siendo para la fecha, la producción del campo del orden de los 3.0 BNPD.

La dificultad asociada al mantenimiento de la productividad de los pozos reflejada en un bajo índice de disponibilidad y un alto costo de producción, así como el descubrimiento, en áreas vecinas, de yacimientos de hidrocarburos con mayor prospectividad, determinó la suspensión de la perforación de nuevos pozos y de las rehabilitaciones, de tal forma que para diciembre de 1996 la producción del campo era del orden de los 1.0 MBPD (ver figura N° 2).

A finales del año 1995, se da inicio el plan de expansión de Petróleos de Venezuela, lo que impulsa a la reactivación del Campo Orocual Llano, para lo cual, la Gerencia de Explotación Norte, del Distrito Maturín, conforma un equipo multidisciplinario combinando la geociencia, el conocimiento de la Ingeniería de yacimientos y producción así como la tecnología de perforación direccional y el conocimiento de vanguardia en estimulación para arenas no consolidadas, con la misión de visualizar las oportunidades que permitieran incrementar la producción en el campo.



REVISIÓN DEL MODELO GEOLOGICO Y ESTRUCTURAL

El campo Orocual somero fundamenta su existencia en la producción hidrocarburífera a nivel de la Formación Las Piedras (Mioceno Tardío-Plioceno), el nombre de la misma fue establecido por Hedberg y Sass en un informe interno de Mene Grande Oil Co. (1936), González de Juana (1946, p.16) designa la sección tipo en el pozo Las Piedras N°1, de la antigua California Petroleum Corporation, entre 275 y 1280 m para un espesor de 1005 m, el cual alcanza hasta 2400 m de espesor en el campo Pedernales al NE de la Cuenca de Maturín.

La Formación Las Piedras carece de fósiles datadores, sin embargo, es característica la ocurrencia de algunos foraminíferos arenáceos, restos de peces, plantas y moluscos de agua dulce o salobre, esta formación es equivalente lateral de la Formación Quiriquire. Por relación estratigráfica con la Formación Carapita se le ha asignado una edad Mioceno Tardío - Plioceno.

El ambiente de depositación descrito en afloramientos cercanos al campo corresponde a ambientes fluvio deltáicos de baja energía a próximo costeros.

Basado en la sísmica 3D adquirida en 1993 y reprocesada en 1997, diseñada además para objetivos profundos, pudimos comprender mejor el modelo estático correspondiente a los yacimientos de la Formación Las Piedras, exceptuando quizás, la estructura de colapso referida posteriormente en este trabajo como el "hoyo de Orocual".

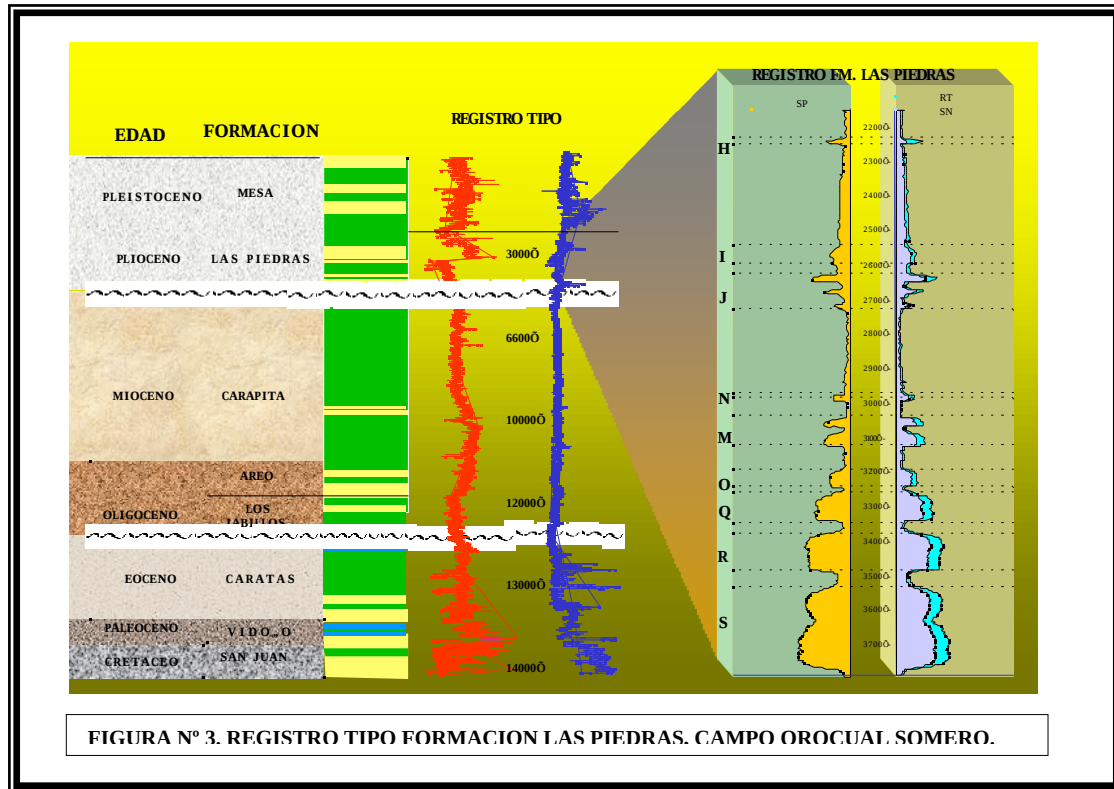
El análisis de la información sísmica y de los pozos arrojó los siguientes resultados:

1.- La sección productora de la Formación Las Piedras se presenta como una secuencia de intercalaciones de areniscas y lutitas, la ocurrencia de las areniscas se hace mucho más frecuente hacia

la base de la secuencia, tal y como se observa en el registro tipo en la figura N° 3, estas arenas básicas tienen buena continuidad lateral y han sido históricamente los intervalos productores de este campo.

2.- Sísmicamente estos intervalos se presentan como reflectores de buena expresión dinámica intercaladas con facies sísmicamente “sordas”, y corresponden a apilamientos de areniscas de ambientes fluviales a próximo - costeros, que manifiestan un fuerte contraste de impedancia acústica.

3.-En virtud de la calidad de los datos el área puede dividirse en cuatro áreas: Hoyo, SW del Hoyo, Flancos y N-NW (ver figura N° 4)



La señal sísmica dentro del hoyo está altamente perturbada. Las secciones sísmicas en dirección NW – SE revelan que la formación Las Piedras corresponde a una secuencia transgresiva retrogradacional depositada angular y estratigráficamente sobre la sección de la Formación Carapita (figura N° 8)

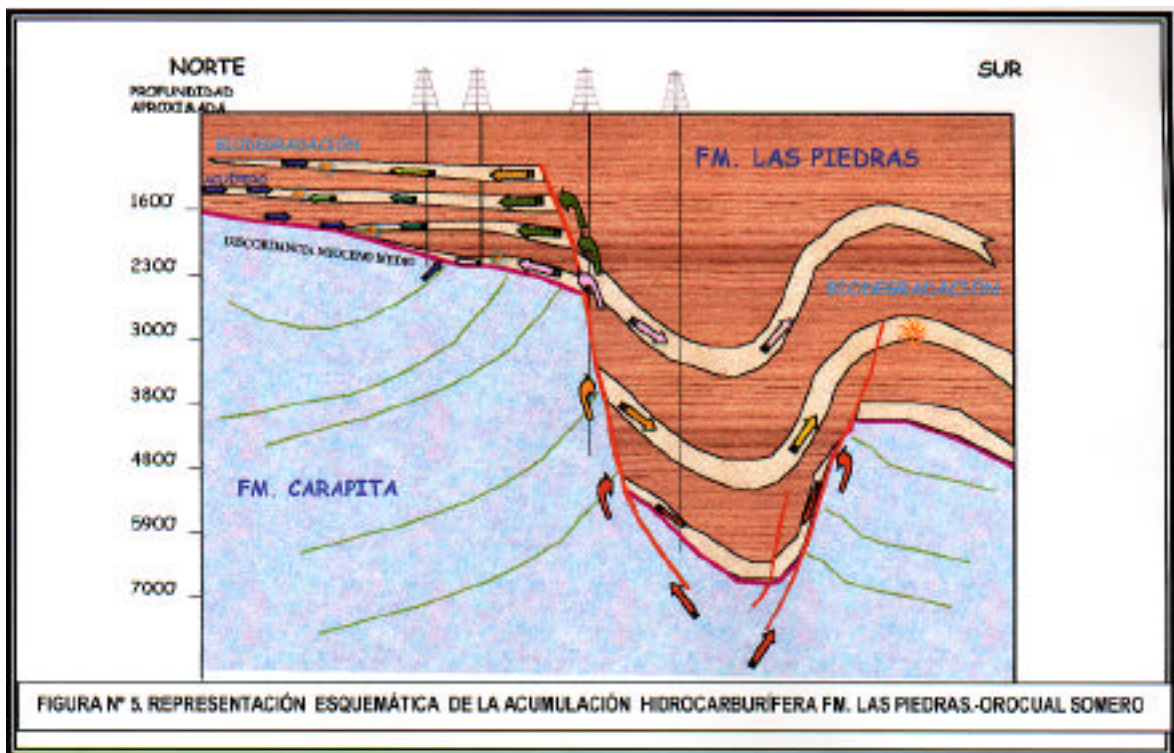
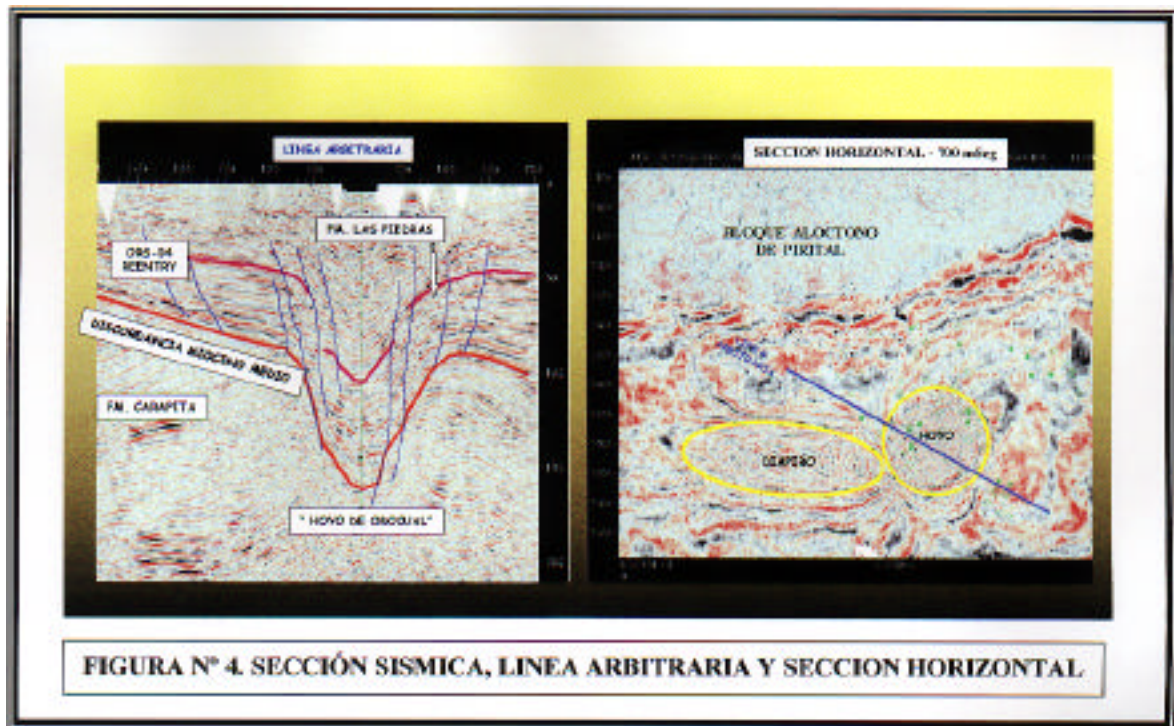
El marco estructural de esta secuencia corresponde a un monoclinial buzante al sur con fallamiento normal con un patrón principal en sentido sudoeste – noreste, de saltos verticales variables, la intensidad del fallamiento se hace más intensa hacia el “Hoyo de Orocuai” y el diapiro, dentro del hoyo las fallas se tornan concéntricas, como producto de esto existe una alta compartimentación dentro del hoyo (ver figura N° 4).

Una de las características más resaltantes del campo es la coexistencia en los mismos niveles estratigráficos crudos con calidades comerciales diferentes (relacionadas principalmente con la gravedad y viscosidad). La mayor producción de crudos pesados y extrapesados proviene de la parte externa del hoyo. Dentro del hoyo se producen crudos medianos entre 22 - 24° API.

Análisis efectuados a extractos de núcleos en el pozo ORS-65 permitió definir fuente, madurez térmica y alteraciones, concluyendo que se trata de crudos moderadamente biodegradados. La biodegradación tiene variaciones en su intensidad disminuyendo con la profundidad, y existe una relación directa entre el grado de biodegradación y la calidad de crudo en términos de gravedad y viscosidad.

Los crudos que se encuentran en el hoyo se conservaron debido a que se aislaron de la acción de las aguas meteóricas que van a atacar la acumulación fuera del hoyo (ver figura N° 5), que bien pudiera ser por las aguas freáticas que alimentan el acuífero desde la Serranía del Interior al norte, o por la entrada de elementos oxidantes a través de las fallas que forman el anticlinal del diapiro de lodo.

Basado en análisis geoquímicos de extractos de roca y de crudos, se ha determinado a la Formación Querecual del Cretácico Superior como la roca madre de los crudos del campo Orocuil.

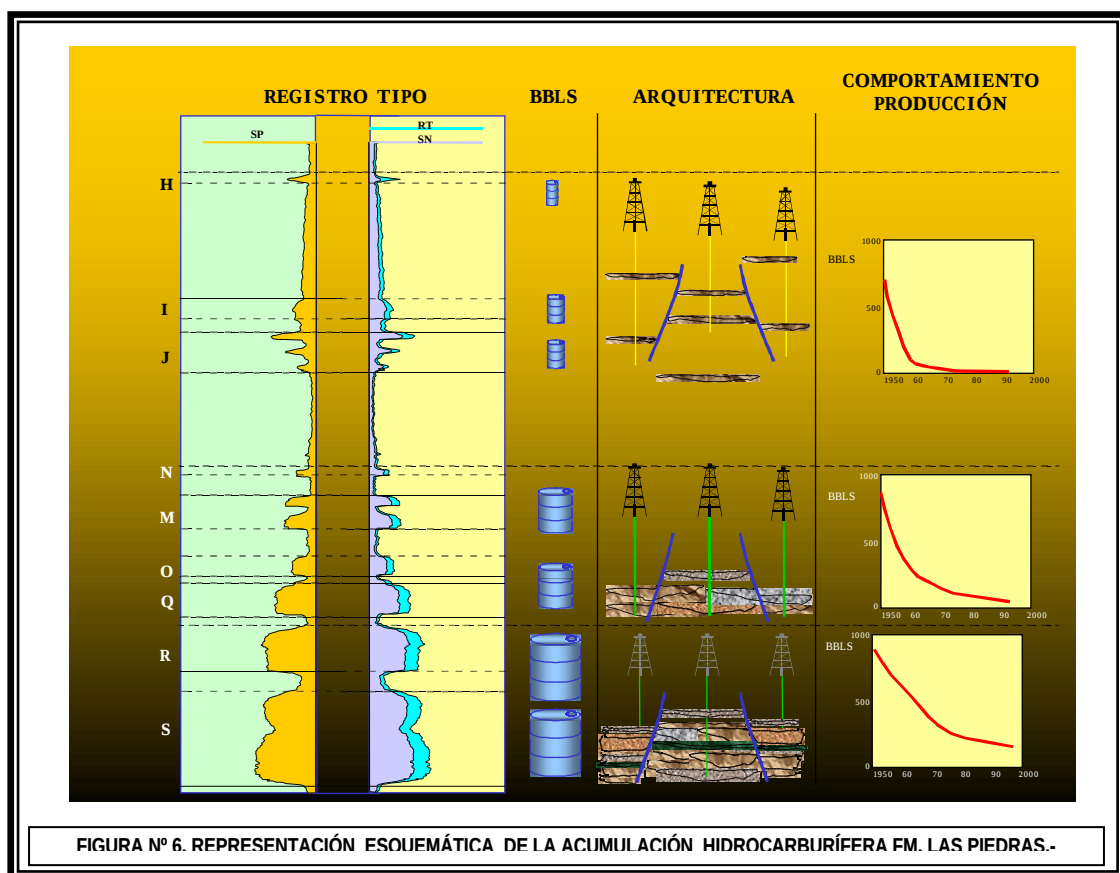


Las arenas "Q", "R" y "S", contienen las mayores acumulaciones de petróleo del campo, en función de sus mejores espesores, en el orden de los 60 hasta los 140 pies, y continuidad lateral. Las arenas "M", "P", "O", "L", "I" y "H" reflejan una producción subordinada a su propia arquitectura, es decir, corresponden a arenas muy compartimentación estratigráfica y estructuralmente, la contabilización de la producción de estas arenas no está asegurada en algunos pozos debido a que se han abierto en conjunto, sus espesores oscilan de los 10 hasta los 80 pies. (ver figura N° 6).

La nomenclatura utilizada para identificar estas arenas en algunos casos se ha promovido erróneamente la delimitación y asignación de nombres de yacimientos, y por consiguiente la producción asignada. Las unidades de flujo identificadas, se caracterizan por ser cuerpos de arenas de naturaleza no consolidada, con saturación de hidrocarburo dentro del rango de 30 a 40%, permeabilidad desde 200 mD hasta 1200 mD, porosidad de 28% hasta 33% y Vsh desde 5 a 15%.

En las arenas “S” y “R”, por información de registros eléctricos y comportamiento de producción, se conoce que existe un contacto agua – petróleo. Actualmente se adelanta la actualización del modelo geológico a fin de tener una comprensión más clara de la relación del modelo estático con el dinámico, y así delimitar los yacimientos para cuantificar los volúmenes de hidrocarburos remanentes, ubicación de la profundidad de los contactos e identificación de unidades de flujo que se consideraran en condiciones originales de presión y saturadas con hidrocarburos de mayor valor comercial, en el rango de gravedad API superior a mediano.

En esta etapa, el registro Neutrón – Pulsante, sirvió de apoyo en la adquisición de datos para actualizar la información relacionada el parámetro de saturación actual de petróleo, en los intervalos prospectivos identificados mediante la revisión de la evaluación petrofísica.



REVISIÓN DEL COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE PRESIÓN-PRODUCCIÓN / IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN DE CAPTURA DE INFORMACIÓN

La revisión de los datos de producción permitió la identificación de las zonas por arena (unidad de flujo), saturadas con hidrocarburo pesado, mediano, liviano y gas (figura N° 6); concluyendo que los crudos livianos y medianos están localizados en los bordes Sudoeste y Noreste del “hoyo” a lo largo de la falla principal que lo bordea.

La gravedad API de los crudos varía de manera significativa de 20° hasta los 35°API, lo que implica un posible aislamiento de estas arenas con crudos de densidades diferentes. Hacia la parte externa del “Hoyo”, los cuerpos de arena, están saturados principalmente de crudo pesado y extrapesado con gravedad que oscila de 9° hasta 13°API,

Así mismo, los resultados de análisis de viscosidad realizados a muestras de crudo, para diferentes pozos, asociados a una misma unidad de flujo y a crudo con similar gravedad API, reflejaron una notable variación en este parámetro, lo cual se atribuye al carácter de compartimentización explicado por el modelo geológico.

Se determinó que las viscosidades varían en un rango amplio, por ejemplo para crudos pesados con gravedad en el rango de 10.8 a 11.5 °API, se midieron viscosidades desde 1500 cp hasta 5600 cp a la referencia de 120° Fahrenheit, para diferentes pozos completados en unidades de flujo que se correlacionan geológicamente.

La presión inicial promedio de los yacimientos oscila en el rango de las 2100 lpc hasta las 2700 lpc, al datum de 3000 pbnm.

Debido al hecho de que durante su historia, el campo estuvo bajo la gestión de varias operadoras, el plan de captura de información de presión fue muy deficiente, por lo que para 1997 no se disponía de una historia de presión-producción para cada unidad de flujo, de manera que permitiera realizar un diagnóstico sobre el grado de comunicación hidráulica areal, sobre todo en la zona del “hoyo de Orocuá”, donde la geología muestra el mayor fallamiento, limitando así mismo los cálculos de reservas dinámicas con el objeto de validar los estimados volumétricos y determinar el volumen dinámico de reservas de hidrocarburos remanentes en cada unidad de flujo.

Con la finalidad identificar a los pozos candidatos a cambio de método de producción, de flujo natural a levantamiento artificial, así como diagnosticar los candidatos a tratamientos de estimulación, se implementó un plan de levantamiento de presiones y niveles estáticos y dinámicos de fluidos, que permitió determinar el nivel de presión para la fecha de reactivación del campo, en el orden de las 1100 lpc a la referencia de 3000 pbnm para las principales unidades de flujo.

SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS EN FUNCIÓN A LA TÉCNICA DE REACTIVACIÓN.

De la revisión de la información geológica y de yacimientos, se concluyó que durante la historia de producción del campo Orocuá Somero, al nivel de la Formación Las Piedras, los principales problemas asociados con la baja productividad de los pozos y que determinaron el progresivo abandono del campo, fueron los siguientes:

- 1.- Bajo nivel de energía de las unidades de flujo principales, que tienen asociado el mayor volumen de reservas remanentes.
- 2.- Alta viscosidad del crudo, ocasionando ineficiencia en el sistema de levantamiento artificial.
- 3.- Alto grado de Compartimentalización de las unidades de flujo, en especial en la zona dentro del “HOYO”, con lo cual no es posible establecer una correlación en cuanto a propiedades de los fluidos y nivel de energía del yacimiento, para misma unidad de flujo, dificultando la selección de los intervalos prospectivos para recompletación.
- 4.- Pozos con alto daño.
- 5.- Problemas de producción de arena y migración de finos. Para la fecha no se disponía de correlaciones que relacionaran la granulometría del área.
- 6.- Unidades de flujo productoras de gas, no identificadas.

Se evaluaron las alternativas con relación a nuevas tecnologías en el área de producción, estimulación, nuevos métodos de control de arena y perforación, factibles de implementar en el campo Orocuá Somero, en función a las experiencias obtenidas en yacimientos de características similares y ubicados en nuestro país.

Fundamentados en la revisión de la información geológica y de yacimiento disponible, se escogieron los pozos inactivos, candidatos a servicio con taladro, para recompletación en otras unidades de flujo y/o cambio de método de producción y reperforación horizontal. A continuación se presenta los resultados obtenidos hasta la fecha.

REHABILITACION MEDIANTE SERVICIOS

Para junio de 1997, de los 72 pozos perforados con objetivo en la Formación Las Piedras, se habían abandonado 23 pozos, siendo la producción del campo del orden de los 1.0 MBD a través de 12 pozos activos de un total de 48 pozos que permanecían aun completados.

La estrategia de reactivación consistió en la realización de trabajos de RA/RC¹ en pozos con intervalos de arenas potenciales para ser abiertas a producción, y/o cambio de método de producción de flujo natural a levantamiento artificial por Gas Lift o equipos de subsuelo.

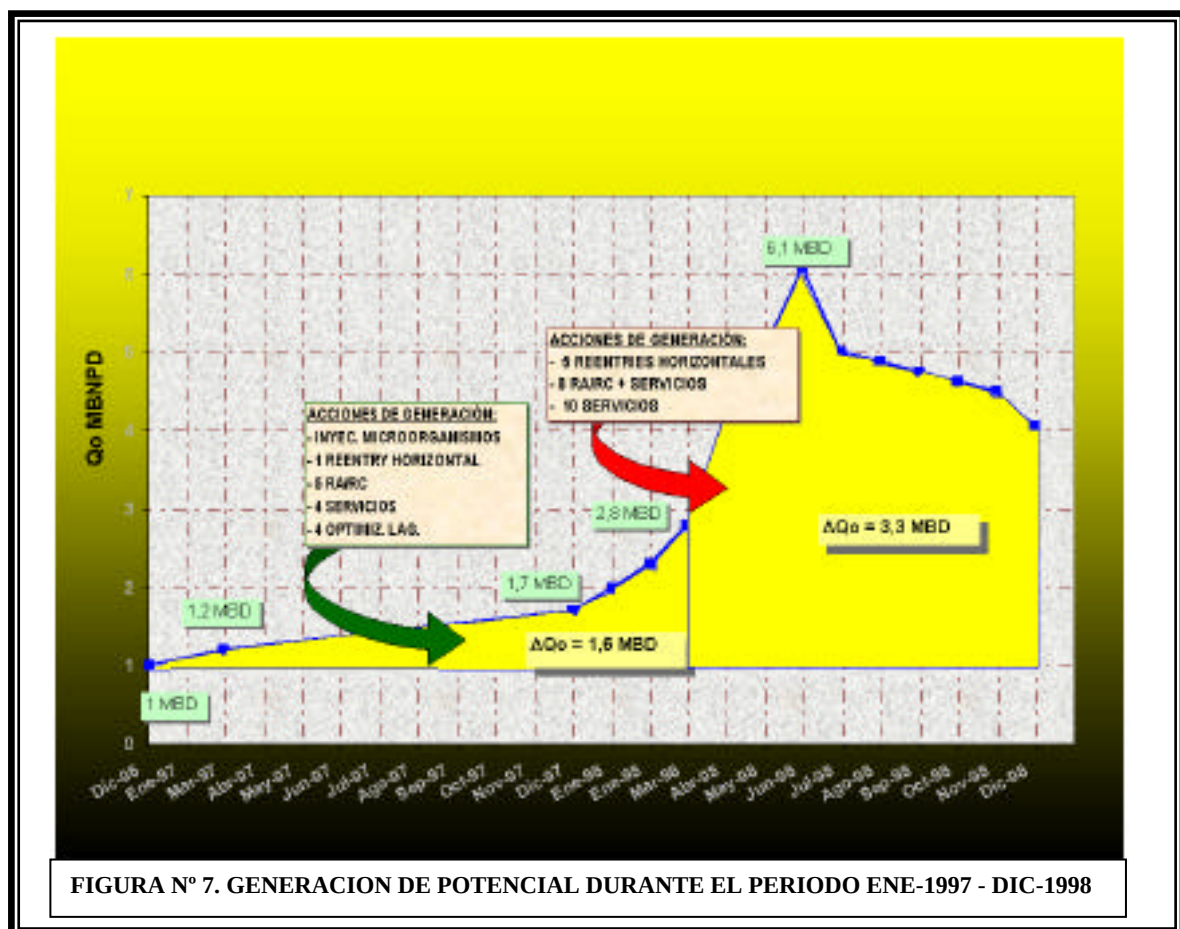
Para los trabajos de reactivación con taladro, se utilizaron fluidos de control formulados para minimizar el daño a la formación en yacimientos de bajo nivel de energía, como es el caso del producto INTERFLOW®.

Para los casos, en que se detectaron problemas de producción de arena en pozos completados con revestidores ranurados convencionales, se implementó el uso de rejillas preempacadas, cuyos resultados están actualmente en evaluación. Así mismo, para los pozos que durante su historia de producción manifestaron severos problemas de migración de finos, se utilizó la tecnología de Forzamiento Arena - Petróleo y Empaque con Grava Resinada.

Como método de estimulación química, se utilizó el ULTRAMIX®, para realizar lavado de perforaciones, previo a la completación con revestidor ranurado y empaque con grava.

Con relación al levantamiento artificial, se utilizaron válvulas pilotos en las completaciones con Gas Lift, y se instalaron equipos de Bombeo de Cavidad Progresiva.

El éxito de éstas acciones, se reflejó en un incremento de la producción desde 1.0 MBN para enero de 1997 hasta 2.3 MBD para marzo de 1998 (ver figura N° 7).



¹ RA/RC: Reacondicionamiento/Recompletación

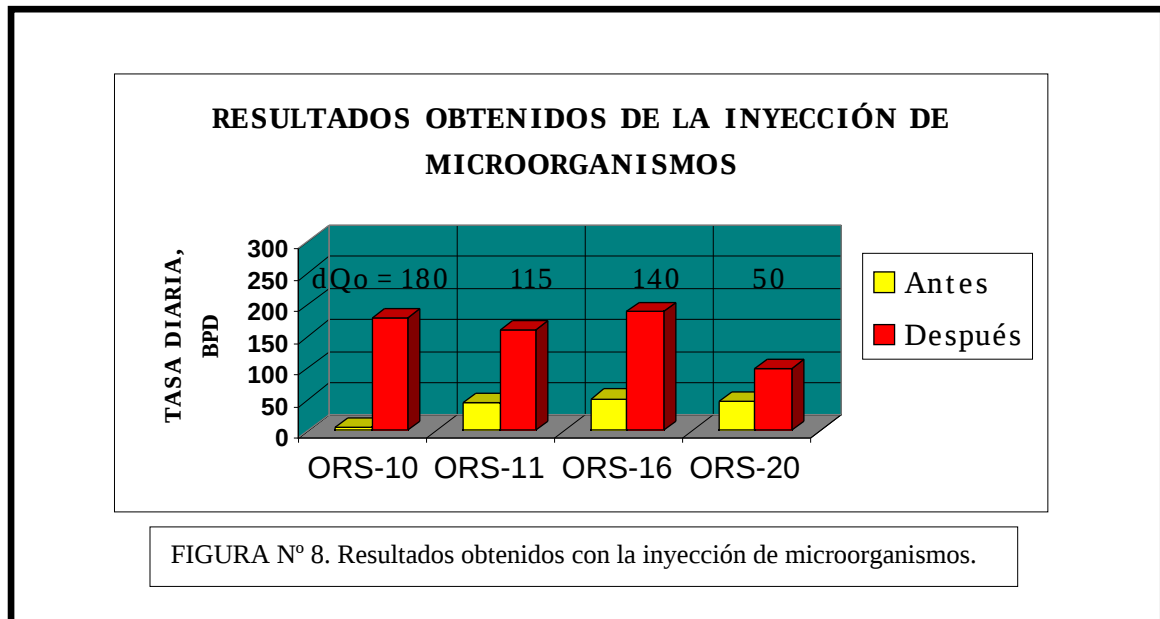
® Marca de INTEVEP FILIAL DE PDVSA.

INYECCION DE MICROORGANISMOS

Con la finalidad de evaluar la técnica de inyección de microorganismos como método de estimulación para el incremento de la producción de crudo, se seleccionaron cuatro pozos candidatos, de acuerdo a criterios geológicos y de yacimientos.

Se utilizó una concentración promedio de 27.000 ppm de bacterias del tipo Para-Bac® (PB-S) + Coro-Bac® (CB) por pozo variando las características del crudo y la temperatura del yacimiento.

Como resultado de la inyección de microorganismos se logró un incremento notorio en la producción inicial de cada uno de los pozos estimulados, del orden de 272% en el ORS-16, 233% en el ORS-11 y se restableció la producción del ORS-10 con una tasa de 180 BBPD mediante levantamiento artificial por Gas Lift. (ver figura N° 8).



Los pozos estimulados, se mantuvieron activos por un periodo de tres meses, con una tasa de producción promedio del orden de los 100 BNPD para los pozos ORS-10 y ORS-11. En el caso del pozo ORS-16 se presentaron problemas con el sistema de inyección de gas para levantamiento artificial, por lo que su comportamiento no puede tomarse en cuenta para la evaluación de la efectividad de ésta técnica de estimulación.

Cabe resaltar, que no obstante, al corte de producción de agua de estos pozos, el cual es menor al 3.0%, contrario a lo recomendado, la respuesta de producción del 50% de los pozos estimulados puede considerarse como efectiva, destacándose que los indicadores económicos, muestran que esta técnica de estimulación es altamente rentable.

REPERFORACION HORIZONTAL

Para el momento de la reactivación del campo se tenía interpretado la base de la Formación Las Piedras. Debido a que se trata de una discordancia angular no fue posible seguir un máximo o un mínimo de amplitud, sin embargo, fue posible aplicar aquellos atributos que resaltan estructuras, discontinuidades y terminaciones sísmicas, estos atributos fueron: mapa de buzamiento en tiempo y el atributo de fase instantánea, que permite apreciar las terminaciones contra la discordancia haciendo más fácil su cartografía.

Aprovechando la buena intensidad de las reflexiones de las unidades de flujo: "Q", "R" y "S", las cuales contienen las mayores acumulaciones de petróleo del campo, en Junio de 1997, se planificó la implementación la reperforación horizontal con el objeto de incrementar el índice de productividad, acelerar el recobro de las reservas remanentes en estos yacimientos.

La selección de los pozos candidatos, se realizó en función a la historia de producción del área, a las características electrográficas, expresión sísmica, la situación geográfica fuera del hoyo, es decir, la zona estructuralmente menos compleja.

Se realizó la reperforación en seis pozos inactivos, los cuales durante su historia de producción habían reportado una tasa de crudo promedio no mayor a los 50 BNPD, con severos problemas de arenamiento.

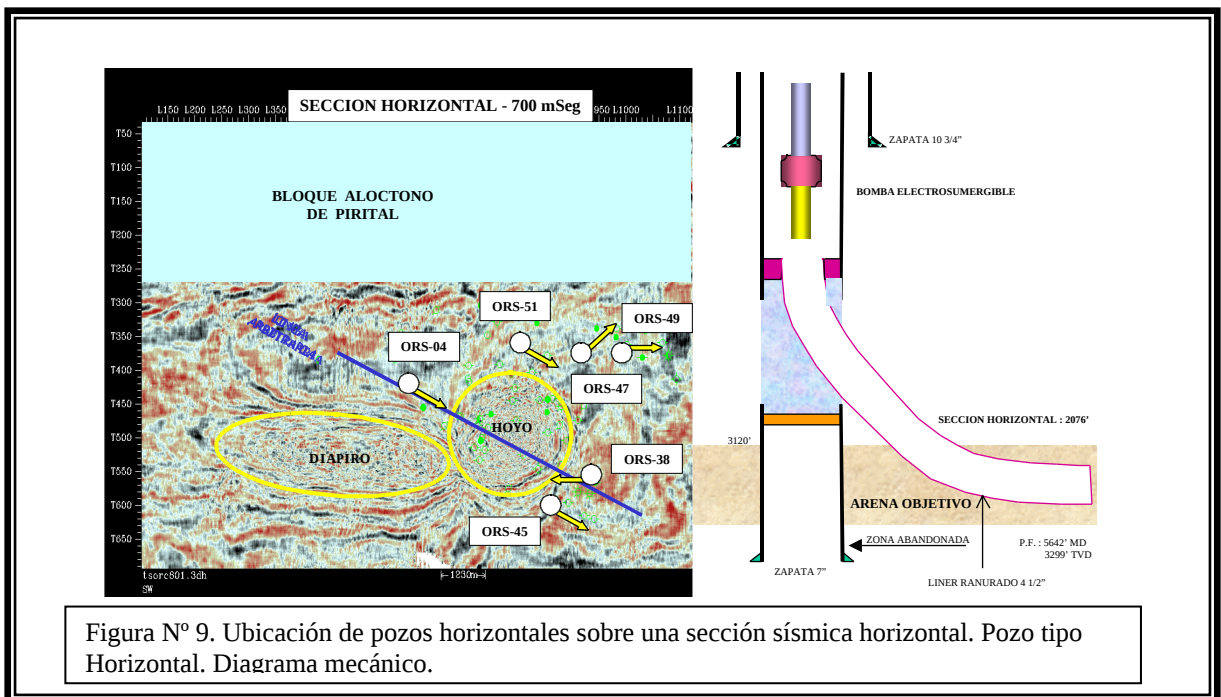
La Reperforación, en cada uno de estos pozos, fue planificada y ejecutada con un perfil medio con tasas de construcción de ángulo entre los 10 y 12 grados cada 100 pies, para la sección curva. Las longitudes de sección horizontal entre 400 y 2000 pies, con un ángulo de inclinación entre 86 y 90 grados. Todos con hoyos de 5 3/8" y completados con revestidor ranurado, no cementado, de 4 1/2", con tamaño de ranuras de 0.020". (ver figura N° 9), esto ultimo debido a la limitante del revestidor de producción de 7" donde se realizó la "ventana" para el desvío. A la profundidad promedio del objetivo de 3000 pies.

Con relación al método de producción implementado, éste fue seleccionado en función a la gravedad API del crudo, en el orden de los 10° API y a la presión del yacimiento, determinada en 1100 lpc a 3000 pnbm. En este sentido, cuatro pozos fueron completados con equipo para bombeo Electrosumergible (B.E.S.), y uno con equipo de cavidad progresiva (B.C.P.).

La tasa de producción inicial de crudo fue del orden de los 600 BNPD, a la velocidad optima de operación del equipo de bombeo (B.E.S. y/o B.C.P.), lográndose un ganancial del orden de los 550 BNPD, por pozo reactivado mediante esta tecnología.

En los pozos ORS-04 y ORS-49 se incorporó en las etapas de planificación y perforación el software STRATA STEER®, el cual es un simulador de geonavegación tomando como base la información geológica tales como, rumbo, buzamiento de la formación y el cilindro de navegación, se utilizó en la etapa de planificación, y durante la perforación en tiempo real este sistema es capaz de detectar cualquier cambio brusco en la herramienta de registro situada en el ensamblaje de fondo, lo que implica un evento geológico de interés, comparando simultáneamente con el modelo pre-establecido .

En estos pozos se utilizó, además, el software asociado al equipo de cromatografía de gas de alta velocidad de respuesta de la cía. Datalog, esta herramienta permitió diferenciar las diferentes gravedades del petróleo detectadas durante la perforación de la sección horizontal, este análisis está fundamentado por una parte, el "indicador inverso de petróleo": $C1/(C3+IC4+NC4+IC5+NC5)$, y por otra por la proporción $C1/C2$, y la evaluación GAS RATIO. En la planificación y construcción de los cinco pozos se utilizó el software PDS®.



La efectividad de esta herramienta fue determinante en el pozo ORS-04, en el cual, se observó variaciones en la calidad del crudo durante la perforación de la zona productora, en la sección horizontal, esto probablemente sea el producto de haber contactado diferentes subfacies que se corresponden a compartimientos estratigráficos apilados, y por ende, con crudos diferentes producto de la biodegradación. Reflejándose en el comportamiento de producción del pozo en una alta RGP, del orden de los 3000 PCN/BN, superior a la utilizada para el diseño del equipo de B.E.S., estimada en 350 PCN/BN, determinando la ineficiencia del equipo de levantamiento. Este caso se está actualmente en estudio, evaluando la mejor alternativa para aislar la sección horizontal expuesta, con alta saturación de gas.

RESULTADOS, EXPERIENCIAS Y APRENDIZAJE DURANTE LA PRIMERA FASE DEL PROYECTO DE REACTIVACION DEL CAMPO OROCUAL SOMERO.

El resultado de esta primera fase del proyecto de reactivación del Campo Orocual Somero, se reflejó en un incremento de la tasa de producción del campo desde 1.0 MBD hasta los 6.1 MBD, asociada a la reperforación horizontal de cinco pozos y a 23 trabajos de rehabilitación. (ver figura N° 7).

Durante esta etapa del proyecto, se evidenció que los principales factores que afectan la productividad de los pozos es la producción de arena, la alta viscosidad del fluido en la zona de crudo pesado determinando deficiencias en el sistema de levantamiento.

En un principio no se disponía de información relacionada con la granulometría del material que migraba desde los yacimientos, y ocasionando taponamiento a nivel de las perforaciones y del equipo de retención de finos. En la medida, que se realizaron los trabajos de rehabilitación, se adquirió la información necesaria para definir las curvas de características granulométricas por áreas.

Con relación a la perforación horizontal, la incorporación de tecnologías como el software de planificación y construcción PDS, el simulador de geonavegación STRATA TEER, el uso del cromatografo de alta resolución, fue acertado y determinantes en el éxito operacional de las reperforaciones de los pozos.

Con relación a los aspectos de la completación, se evidenció que la utilización de empacadura inflable incrementa el riesgo de asentarla inadecuadamente en la medida que se incrementa la sección horizontal.

El mayor aporte en la generación de potencial, mostrado en la figura N° 11, se debe a la producción de los seis pozos reperforados horizontalmente, los cuales probaron tasas iniciales de hasta 1200 BNPD, para el caso del pozo con mayor sección horizontal. Estos niveles de producción se vieron afectados en un corto plazo, por deficiencias en el diseño del equipo de levantamiento instalado, B.E.S, para el cual se utilizaron valores de viscosidades de diseño inferiores a las medidas en campo, recordando que inicialmente no se disponía de esta información.

En este sentido, actualmente se tiene planificado el reemplazo del equipo de bombeo Electrosumergible en tres de los pozos de reentrada horizontal, cuyo diseño ha sido ajustado a las características de los fluidos y nivel de energía de yacimiento medidas. Así mismo, y con la finalidad de optimizar éste diseño y mejorar el rendimiento del equipo de levantamiento, se implementará el uso de diluyente a nivel del fondo del pozo, destacando que con esto no se espera incrementar los costos de producción ya que el fluido a utilizar será hidrocarburo de menor gravedad °API (del orden de 35°API), proveniente de una de las estaciones de flujo del área donde se ubica el campo.

Así mismo, la colocación del equipo de B.E.S. a más de 700 pies por encima del objetivo productor, ha sido otro de los factores que han afectado la eficiencia del sistema de levantamiento de los pozos de reentrada horizontal

ACCIONES A TOMAR. PRONOSTICOS DE CRECIMIENTO A CORTO Y MEDIANO PLAZO.

Los resultados mostrados en la figura N° 7, con relación a la productividad mostrada por los pozos de reentrada horizontal, han impulsado la masificación de pozos horizontales en el campo, a nivel de la Formación Las Piedras. En este sentido, para el año 1999, se tiene planificado la perforación de cinco pozos horizontales nuevos, con lo cual se espera incorporar 6.0 MBNPD. Así mismo, para el año 2000

se perforarán cuatro pozos horizontales y tres para el año 2001, con lo que se espera alcanzar un máximo de producción de 9.0 MBD para agosto del 2001.

El diseño contempla un revestidor de 13 3/8" a 1500 pies de profundidad, una sección curva de radio intermedio con hoyo de 12 1/4" y una sección horizontal de 1500 pies, revestida con linner preempacado de 7", colocando la bomba al tope de la arena objetivo, completado con tubería de 4 1/2 según sea el caso, esto con la finalidad de mejorar la capacidad de flujo y disminuir las altas caídas de presión por restricción de diámetro.

Así mismo se utilizará fluido diluyente en el fondo del pozo, a objeto de mejorar la eficiencia del equipo de levantamiento artificial.

Por otra parte, y con la finalidad de ampliar la información geológica y de fluidos disponible para los yacimientos ubicados dentro de la zona del "Hoyo", a objeto de evaluar continuidad de las unidades de flujo y factibilidad de perforación horizontal, se tiene la propuesta de perforar hoyos pilotos a fin de tomar información mediante registros sísmicos, de reservorio y toma de núcleos, así como una nueva adquisición sísmica diseñada para el área del "Hoyo" y la aplicación de atributos sísmicos a fin de definir mejor las heterogeneidades espaciales.

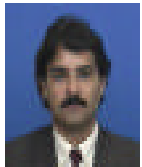
AUTORES



Lucia Antenucci de J., es Ingeniero de Yacimientos con nueve años de experiencia en la industria petrolera, todos desempeñados en PDVSA. Ha trabajado con el campo Orocual durante hace cinco años, y desde hace un año forma parte del equipo que trabaja en el proyecto de reactivación del campo Orocual somero. Su formación académica incluye una Especialización en Operaciones de Perforación y Producción de pozos de petróleo y Magister Sciencieratum en Ingeniería de Yacimientos, ambos de la Universidad del Zulia, Venezuela, años 1992 y 1998 respectivamente.



Fanny Sánchez, Ingeniero de Petróleo, con 5 años de experiencia en la industria petrolera, todos en PDVSA, en el área yacimientos. Desde hace dos años integra el equipo de seguimiento y monitoreo del proyecto de reactivación del yacimiento Las Piedras, en el Campo Orocual Llano.



Gilberto Parra, Ingeniero Geólogo, con 13 años de experiencia en PDVSA. Ha trabajado como Geólogo de Operaciones en campos del Occidente y Oriente de Venezuela. Desde hace cuatro años trabaja como Geólogo de Producción, se incorporó hace un año al equipo que trabaja en la reactivación del campo Orocual Somero. Su formación académica incluye una especialización en Interpretación Sísmica en la Universidad Simón Bolívar, Venezuela, en el año 1997. Se desempeña además como profesor titular de la cátedra de Geología Estructural en la Universidad de Oriente, Venezuela.



José. V. Rodríguez. Ingeniero de Minas, con ocho años de experiencia en la industria petrolera, todos desempeñados en PDVSA. Ha trabajado como geólogo de operaciones, y desde hace cuatro años se ha especializado en el área de Petrofísica. Desde hace un año forma parte del proyecto que trabaja en la reactivación del campo Orocual Somero.



Antonio J. Russo. Ingeniero de Petróleo, con 13 años de experiencia en la industria petrolera, desempeñados en PDVSA. En su carrera dentro de la industria, ha desempeñado diversos cargos de gerencia, entre los cuales se cuenta el de Gerente de yacimientos de la Unidad de explotación Norte, cuando en 1997 liderizó el proyecto de reactivación del campo Orocual Somero. Desde febrero de 1999, se desempeña como Gerente del Proyecto Integrado del área de Santa Barbara, en el oriente de Venezuela. Su formación académica incluye un Magister en gerencia de Yacimientos obtenido en el Instituto Francés del Petróleo, en el año 1994.



Pedro Villarroel. Geólogo con 12 años de experiencia en la industria petrolera. Se desempeñó como Geofísico de Producción en el norte de Brasil, en 1987 y desde 1990 ha ocupado diversos cargos dentro de PDVSA. En 1997, se integró al equipo de trabajo que se formó para la reactivación del campo Orocual –Somero. Así mismo se desempeña como profesor titular de las cátedras de Geología de Producción y Geología Estructural, en la Universidad de Oriente.