

XII^o Congreso Geológico Argentino y II^o Congreso de Exploración de Hidrocarburos (Mendoza, 1993)
Geología y Recursos Naturales de Mendoza - V. A. Ramos (Ed.), Relatorio, III (6): 403-412

Estantería Congresos
UBICACION

CAPITULO III-6

YACIMIENTOS CHAÑARES HERRADOS Y PUESTO POZO CERCADO

VALIENTE INGRASSIA

Chañares Herrados S.A.

INTRODUCCION

En el sector sudoeste de la cuenca Cuyana, YPF llevó a cabo en distintas etapas, una intensa actividad exploratoria a partir de la década de 1960. Esta culminó con el descubrimiento del yacimiento de Chañares Herrados en 1961, a través del pozo CH.3 y posteriormente el de Puesto Pozo Cercado mediante la perforación del pozo M.PP.x-2 en 1982; los cuales fueron desarrollados y explotados por dicha empresa. Actualmente estos campos, en la fase extractiva, son operados por la compañía Chañares Herrados S.A.

CARACTERISTICAS GENERALES DEL YACIMIENTO CHAÑARES HERRADOS

Estratigrafía

Se tomó el pozo M.CH.1001 como referencia de la secuencia litológica del tramo de interés petrolero inmediato del yacimiento.

Formación Río Blanco (Triásico superior)

En esta ubicación, en los 222 m superiores del miembro medio de la Formación Río Blanco (Vóctor Oscuro), se distingue una sucesión de depósitos mixtos lacustres someros y fluviales genéticamente vin-

culados. Está integrada (figura 1) por las siguientes secciones.

Primera sección (1^aS). Está constituida por conglomerados finos de rocas porfíricas, seleccionados, de escasa matriz tobácea, que por sus características serían depósitos de canales anastomosados. Al oeste, esta sección de 28 m de espesor va disminuyendo de potencia, así como decrece el tamaño de los clastos en los pozos CH.24 y CH.29, hasta desaparecer en los pozos ubicados más al norte: CH.30 y CH.36 y al sudoeste: CH.20 (figura 2). Dicha distribución de sedimentos sugiere un aporte clástico desde los altos relativos orientales de la cuenca.

En el M.CH.1001 esta sección constituye un acuífero sobrepresurizado, con abundantes impregnaciones frescas de petróleo, las cuales indicarían que esta sección habría sido una de las más importantes vías de migración de hidrocarburos a lo largo del flanco este de la estructura.

Hacia posiciones estructurales más altas, en una capa de la 1^aS del CH.24 se localizó una acumulación de petróleo con agua en la base (entrampamiento sutil de producción temporaria). Los niveles del tope en la 1^aS del CH.29 pasan a constituir un reservorio petrolífero, actualmente en producción por surgencia. En el sector meridional del yacimiento en similar posición estratigráfica se reconocieron capas aisladas de areniscas pro-

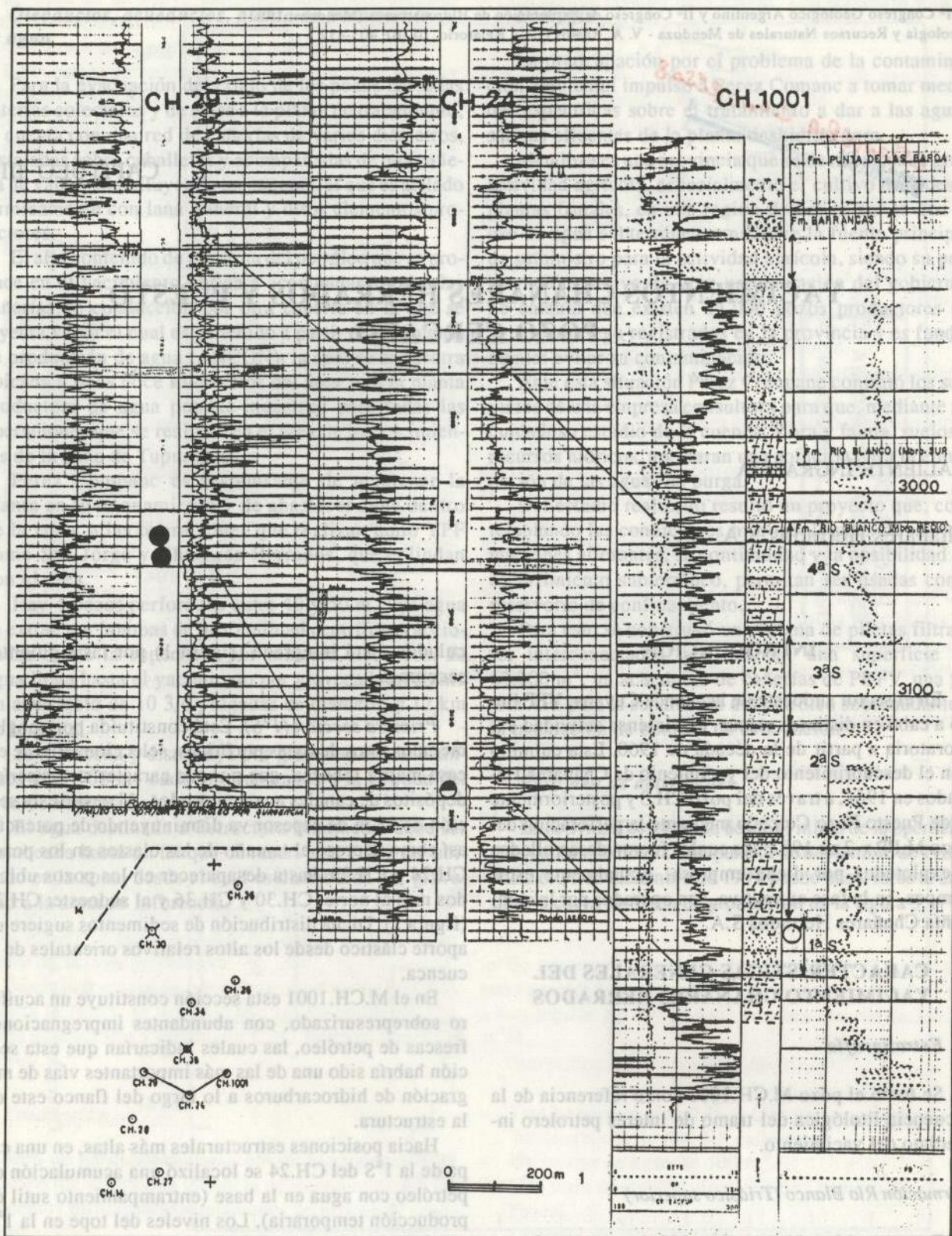


Figura 1: Corte comparativo del Yacimiento Chañares Herrados.

ductivas en el CH.7, también asociadas a acuíferos sobrepresurizados, capas que por su distribución errática serían remanentes de un depósito de meandros.

Segunda sección (2ªS). Está constituida por tobas parcialmente arenosas finas que culminan en capas de areniscas finas a medianas, granocrecientes, alternadas con delgadas capas de arcilitas negras. Supuestamente esta sección representaría un ambiente lacustre somero con pequeñas barras de desembocaduras que no constituyen receptáculos de hidrocarburos por su baja posición estructural en este yacimiento.

Tercera sección (3ªS). Esta comienza con un característico banco pelítico, negruzco, resistivo, carbonoso y con calcedonia; siguen tobas verdosas, laminadas, parcialmente arenosas y con piritita diseminada. Estas capas alternan con areniscas cuarzolíticas, de grano mediano a fino, entre las cuales las que poseen permeabilidad adecuada son reservorios de hidrocarburos de relativa continuidad. Se interpreta que esta sección representa sedimentitas de un ambiente de planicie de inundación con posibles rellenos de canales distributarios. Algunos de ellos son granodecrecientes.

Cuarta sección (4ªS). Es una sucesión de tobas compactas grises y verdes oscuras parcialmente arenosas que alternan con capas de areniscas de grano mediano, cuarzosas, tobáceas, que contienen hidrocarburos en los horizontes de la base y del tope a medida que aumenta la proporción de areniscas en la parte norte del área y fuera de ella. Esta sección se considera transicional de ambiente lacustre somero a areniscas de cauce.

Las dos últimas secciones constituyen el Complejo petrolífero de Chañares Herrados. En éstas la correlación entre pozos es apreciable en considerable distancia.

La Formación Río Blanco culmina con un reducido espesor de capas rojas (Víctor Claro) de llanuras de inundación que incluye eventuales rellenos de cursos temporarios en la parte inferior y media de la misma, constituyendo reservorios petrolíferos de poca continuidad.

Formación Barrancas (Jurásico inferior a medio)

Se superpone esta secuencia aluvio-fluvial a la Formación Río Blanco, y está representada por las siguientes unidades.

Sección inferior (1ª). Está constituida por areniscas arcillosas (vaques) rosadas a grises, con abundante matriz pelítica; los granos son finos a medianos, polimícticos. En este pozo no presenta espesas intercalaciones limo-arcillosas con aislados clastos como es la constan-

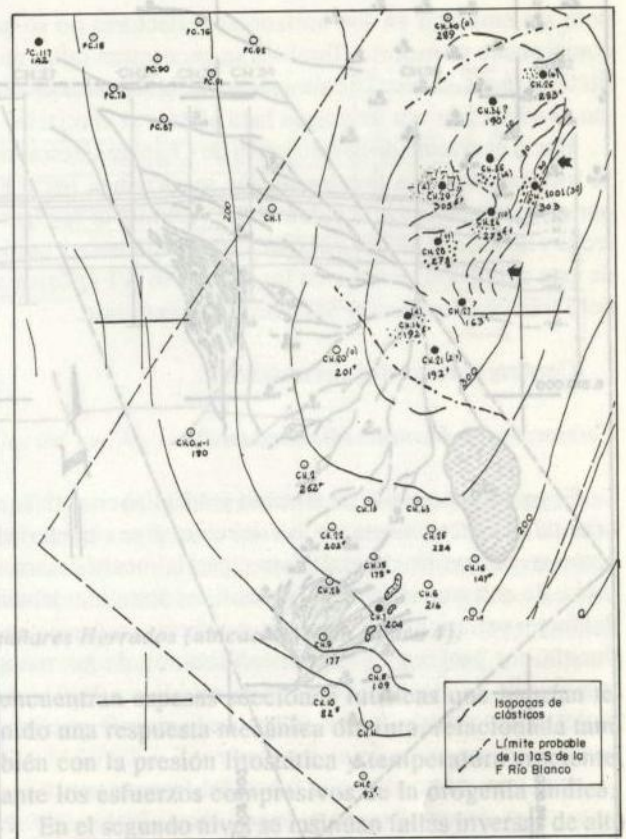


Figura 2: Mapa isopáquico del miembro medio de la Formación Río Blanco.

te de casi todos los perfiles de los pozos estudiados. Constituye un paleodepósito de abanico aluvial medio (y distal en la base), conjunto en el cual se atrincheran depósitos de canales distributarios que cuando tienen porosidad superior a la crítica (13,8 %) pueden ser productivos, particularmente en el sector sur.

Sección intermedia (2ª). En el M.CH.1001 en forma excepcional se superpone un depósito de 17 m de espesor de conglomerado de cuarzo (ortoconglomerado), de clastos subangulosos y subredondeados, de matriz arenosa, sin componente pelítico que constituye un limpio reservorio de hidrocarburos. Esta sección representaría una acumulación de corrientes tractivas de alto régimen de flujo de un colector de la margen oriental del abanico aluvial del área, que forma parte del conjunto de abanicos coalescentes occidentales de esta formación en la subcuenca de Cacheuta.

Sección superior (3ª). En el techo de la Formación Barrancas se observa un conglomerado grueso de cuarzo y líticos amarillentos, de matriz limo-arcillosa (paraconglomerado de corrientes de barro), estéril, que se

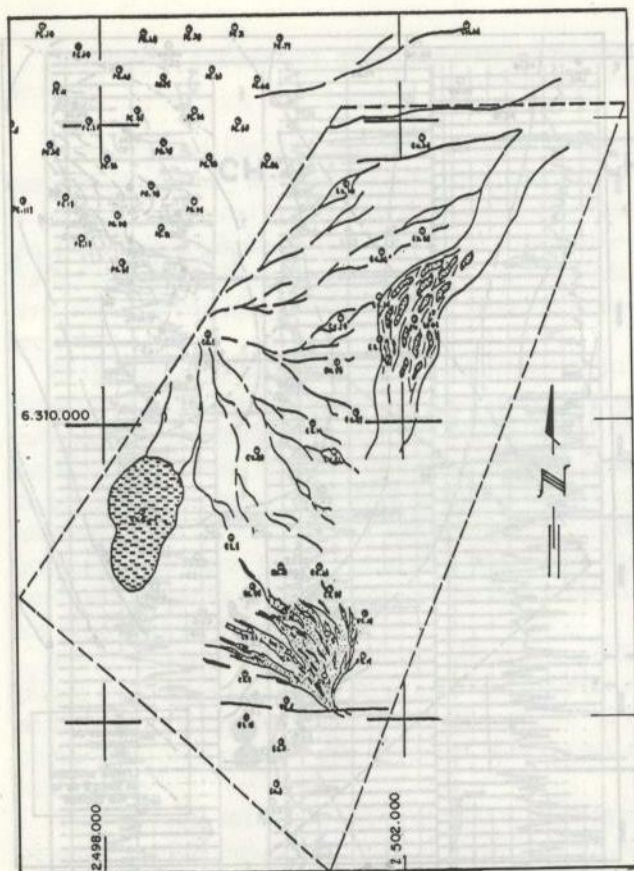


Figura 3: Modelo generalizado para la Formación Barrancas.

encuentra en todos los pozos, menos en el M.ChO.xp-1. En este pozo, dicha formación está constituida exclusivamente por limo-arcilitas propias de un ambiente de barreal del pie del sistema aluvial (figura 3).

La Formación Barrancas disminuye de espesor rápidamente hacia el este, desde 147 m en el CH.1 hasta una potencia del orden de 70 m en M.CHE.x-1 y en el yacimiento de Ugarteche, en el cual han sido reconocidas dos secciones, una de nivel de base bajo y otra de alto.

Hacia el sector sur del yacimiento, el espesor disminuye abruptamente en coincidencia con una falla directa de la etapa tafrogénica, la cual tiene una componente de rumbo deducida de los planos isobáticos (figura 4). Como consecuencia de este fallamiento en el bloque bajo se desarrolló un abanico local cuya red de canales distributarios más activos constituyen los reservorios de hidrocarburos que se están explotando. Finalmente, las tres entidades tratadas pueden asimilarse a otras tantas secuencias depositacionales, separadas entre ellas por discordancias de distintos órdenes; por el momento no se puede precisar si las secciones consideradas son equivalentes a sistemas depositacionales de secuencias continentales mixtas.

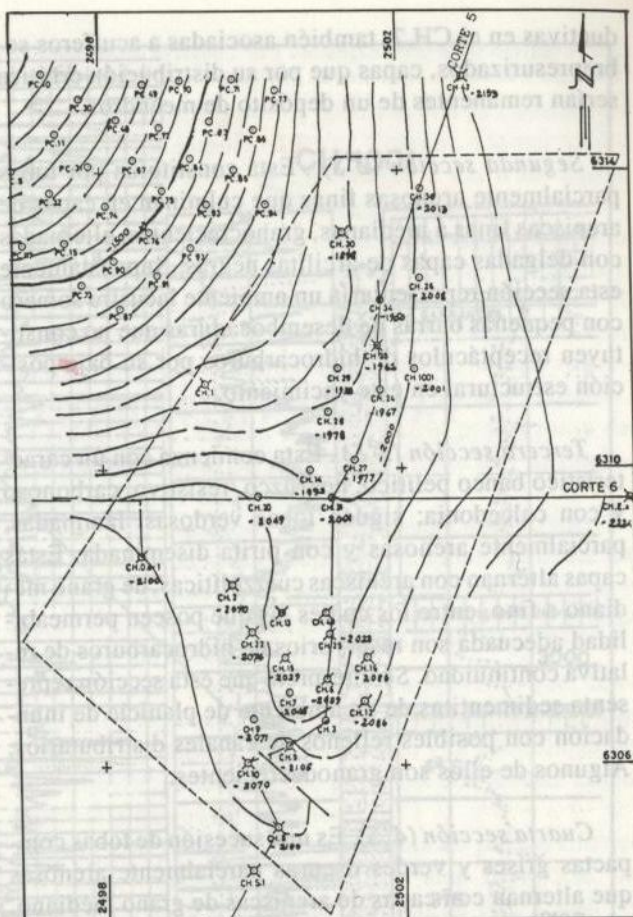


Figura 4: Mapa isobático al miembro medio de la Formación Barrancas.

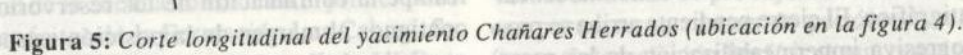
Estructura

La estructura se configura en el plano isobático referido al techo de la Formación Río Blanco, miembro medio (Victor Oscuro), como una prolongación del anticlinal de Piedras Coloradas, proyectándose hacia el sur como un espolón buzante.

La parte norte del yacimiento constituye un simple flanco extendido hacia el este de la citada estructura, de la cual no está independizada para las formaciones actualmente en producción.

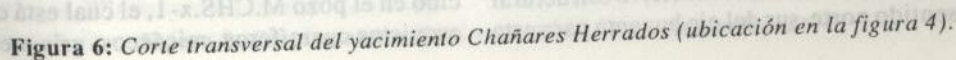
La zona austral en las secciones sísmicas se destaca por su acentuado cierre en el sentido transversal y su progresivo hundimiento hacia el sur. Fuera del área invierte la pendiente delineando una especie de silla estructural, cerca de los pozos M.CH.x-4 y M.E2.x-2, no muy distantes del borde de la cuenca.

Se han comprobado diferencias muy notables en la estructuración en dos niveles situados a distintas profundidades, en la registración sísmica de 1982, al menos en líneas de esta zona. En el superior, hasta la base del



encuentran espesas secciones lutíticas que habrían tenido una respuesta mecánica distinta, relacionada también con la presión litostática y temperatura creciente, ante los esfuerzos compresivos de la orogenia ándica.

En el segundo nivel se insinúan fallas inversas de alto ángulo y de escaso rechazo en el tope de sus terminaciones. Hacia los niveles inferiores el ángulo es más reducido;



pero sin embargo en los horizontes reflectores no se ha comprobado transporte. También se encuentran fallas antitéticas (*back-thrusts*) de alivio, que hacia el poniente cortan niveles cada vez más altos hasta afectar el Terciario.

Hacia el oriente de la estructura de Chañares Herrados se localiza una faja deprimida que se prolonga hacia el norte separando el eje occidental del yacimiento de Ugar-teche y de la zona aledaña del sur. Sugestivamente, a partir de esta depresión se reducen los espesores del Triásico y del Jurásico (Formación Barrancas) hacia el este.

Características del yacimiento

Formación Río Blanco - Miembro medio

El yacimiento para este término se localiza en el flanco oriental del sector norte de la estructura y se caracteriza como un reservorio de multicapas, parcialmente desarrollado, de entrapamiento mixto con evidente incidencia del factor estratigráfico. El cierre pendiente arriba se produciría por progresiva impermeabilización de las rocas reservorios de las secciones 3 y 4, debido a cambios de facies de las sucesivas capas de acuerdo a sus respectivas posiciones con respecto al depocentro.

A su vez, es posible que fuera del área otros niveles porosos se desarrollen en estas mismas secciones o en la inmediata inferior (2S). En el yacimiento de Chañares Herrados las capas productivas más continuas son las que se encuentran en la parte superior y media de la sección 3ª del sector septentrional.

La porosidad promedio de las capas productivas es del orden del 20 %, considerada como buena para reservorio intergranular, y la permeabilidad estimada es muy variable (entre 10 y 200 mdarcys). En esta formación ha sido necesario efectuar estimulación con ácidos (CIH y FH) por daños en los poros pequeños ocasionado quizás por partículas sólidas incorporadas durante la perforación y terminación de los pozos y por la presencia de analcima, como zeolita de neoformación en la red poral que incrementa la tortuosidad del flujo.

En algunos pozos, como el M.CH.xp-6 y M.CH-12 en las tobas compactas se han constatado zonas fracturadas con abundantes impregnaciones frescas de petróleo, pero que en los ensayos resultaron acuíferos surgentes debido a sus posiciones estructurales relativamente bajas, por debajo del nivel P/A teórico (aproximadamente -2.130 m).

Formación Barrancas

En el yacimiento Chañares Herrados, en el tramo sur del pliegue buzante, la falla transversal antigua antes mencionada (figura 7) constituiría un cierre estructural efectivo en el sentido norte-sur del eje buzante para esta

formación. Este cierre estaría reforzado por impermeabilización controlada por cambios de facies en la contrapendiente.

En el flanco del sector norte del yacimiento el factor estratigráfico sería el predominante, pero de acuerdo a la geometría del depósito no se prevee que exista una barrera de permeabilidad al oeste del área (figura 8), como se puede corroborar por las tendencias de planos isolíticos de arenas limpias (Ingrassia, 1977) y según el modelo conceptual sugerido. Se estima que es posible que capas petrolíferas de este yacimiento estén vinculadas con otras del yacimiento de Piedras Coloradas, tal como en los pozos M.CH.36 y PC.86 que tienen similares centros de gravedad de distribución vertical de arenas.

La correspondencia de capas es más evidente en la zona sur, particularmente en el sentido norte-sur siguiendo la orientación probable de los canales distributarios, no obstante el enarcillamiento que a veces interrumpe la continuación de los reservorios entre pozos contiguos al margen de la posición estructural. Se dan casos donde pozos en posición relativa más alta en la estructura son acuíferos.

La porosidad promedio del testigo corona del pozo M.Ch.x-3 es de 15,5 % y su permeabilidad es de 233 mdarcys. La porosidad máxima registrada con perfil sísmico es de 25 % en el M.CH.1001. La mayoría de los pozos en esta formación ha sido afectado por agua semidulce procedente del Terciario, por deficiencia de la aislación de la cañería, contaminación que produce la expansión de minerales de la arcilla, principalmente illita. Dichos pozos fueron rehabilitados por estimulación ácida en los últimos años.

Los reservorios de Chañares Herrados, como todos los de esta cuenca, son del tipo subsaturado con gas disuelto y el mecanismo de drenaje se debe fundamentalmente a empuje de agua, conclusión a la cual se arriba por las evidencias geológicas ya indicadas y a la evolución histórica de la producción, quedando descartada la hipótesis primitiva que consideraba que la recuperación de petróleo se debía a expansión monofásica exclusivamente.

La producción acumulada a fines de diciembre de 1992 de ambas entidades es de 789.939 m³ de petróleo.

En este yacimiento se han perforado 27 pozos, de los cuales quedan para reparar 4 pozos y 15 están actualmente en producción.

CARACTERISTICAS GENERALES DEL YACIMIENTO PUESTO POZO CERCADO

Estratigrafía

El substrato de este sector de la cuenca fue reconocido en el pozo M.CHS.x-1, el cual está constituido por esquistos cuarcíferos, micáceos, gris medio y gris ver-

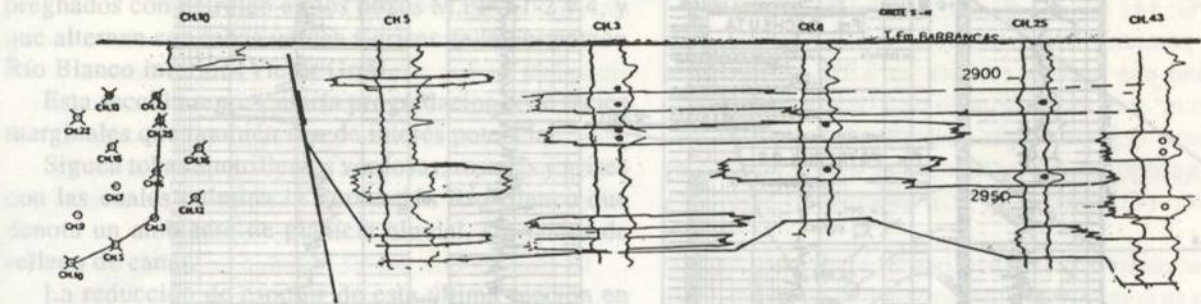


Figura 7: Correlación de unidades permeables del yacimiento Chañares Herrados.

doso oscuro que se asignaron a la Formación Villaviciencio (Devónico) de igual manera que el basamento del pozo M.TO.x-3, ubicado más al norte fuera del área. El relleno inicial de la cuenca consiste en el primer pozo de 600 m de depósitos de la Formación Las Cabras. Su componente basal corresponde a las psefitas del Fan-glomerado Río Mendoza con clastos de metamorfitas en esta zona, a diferencia de los afloramientos de la comarca de Potrerillos donde está constituida por clastos algo más redondeados procedentes principalmente del Grupo Choiyoi. Las psefitas de pozo M.CHS.x-1 denotan poco transporte y es posible que sean productos de erosión de los hombros elevados que bordeaban por el oeste el rift en su etapa inicial.

El resto de la Formación Las Cabras presenta constituyentes similares a los del yacimiento Central de Barrancas (Manoni, 1987). Por ejemplo la llamada Brecha Verde, en donde se produjo un bolsón de gas en areniscas porosas con rastros de petróleo, y el componente ígneo (Intercalación Porfírica) que consiste de volcánitas andesíticas verde oscuras de textura equigranular a porfírica. Esta intercalación no aparece en el pozo vecino M.PPCS.x-1.

El tramo atravesado de esta formación en el pozo M.PPC.x-1 (figura 9), por el contrario, está integrado por una sucesión de arcilitas castaño moradas y tobas verdosas alternadas con areniscas y algunos conglomerados cuarzolíticos, poco seleccionados, redondeados y angulosos, estrato y grano decrecientes. Esta secuencia

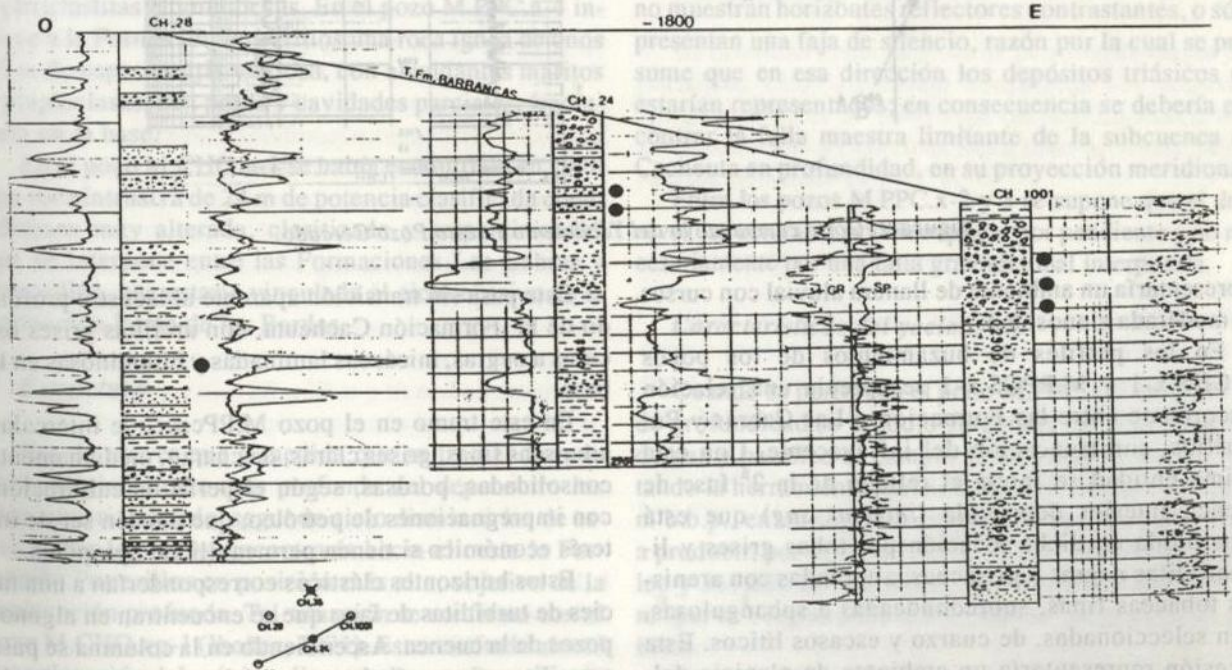


Figura 8: Corte estructural del yacimiento Chañares Herrados

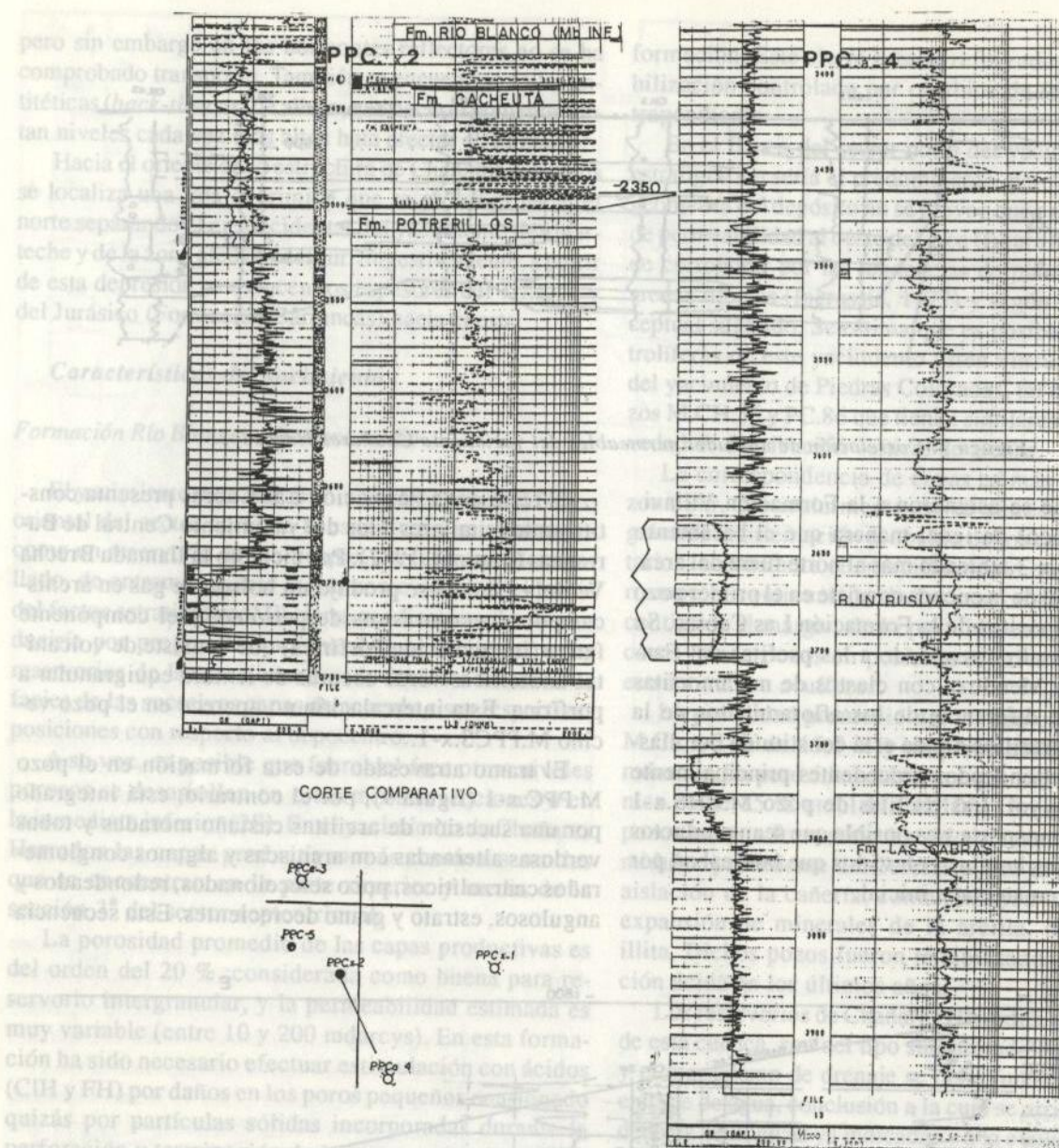


Figura 9: Corte comparativo del Yacimiento Puesto Pozo Cercado.

representaría un ambiente de llanura aluvial con cursos de moderada sinuosidad.

En los perfiles de buzamientos de los pozos M.CHS.x-1 y M.PPC.x-1 se aprecia una relación discordante entre las Formaciones Las Cabras y Potrerillos, con truncación del infrayacente. Con esta última entidad se inicia el relleno de la 2ª fase de cuenca interior deprimida (*interior sag*) que está constituida en dicha locación por tobas grises y limoarcilitas negras y grisáceas, alternadas con areniscas tobáceas finas, subredondeadas a subangulosas, bien seleccionadas, de cuarzo y escasos líticos. Esta sucesión representaría un ambiente de planicie deltaica del ámbito lacustre somero.

Este pasa sin transición aparente al lacustre profundo de la Formación Cacheuta, con arcilitas grises oscuras a negras, micáceas laminadas y bituminosas en la base.

En este tramo en el pozo M.PPC.x-2 se intercalan areniscas finas, grises claras, de cuarzo, medianamente consolidadas, porosas, según el perfil de calibración, con impregnaciones de petróleo, que pueden ser de interés económico si tienen permeabilidad apropiada.

Estos horizontes clásticos corresponderían a una facies de turbiditas de lago que se encuentran en algunos pozos de la cuenca. Ascendiendo en la columna se pasa a arcilitas negras, carbonosas de lago menos profundo de la misma Formación Cacheuta. A esta le suceden are-

niscas gruesas hasta conglomerados cuarzolíticos, impregnados con petróleo en los pozos M.PPC.1-2 y 4, y que alternan con tobas verdes a grises de la Formación Río Blanco inferior (Víctor Gris).

Esta sección representaría progradaciones de facies marginales que también son de interés potencial.

Siguen tobas amarillentas verdosas, rosadas y grises con las cuales culmina la Formación Río Blanco que denota un ambiente de planicie aluvial, sin facies de relleno de canal.

La reducción de espesor de esta última sección en los pozos de más al oeste se debería, en parte, a una eliminación de capas superiores por erosión antes de depositarse la Formación Barrancas, de la cual está separada por una evidente discordancia (Mancilla, 1985).

Este último término está representado por conglomerados con abundante matriz areno-arcillosa de abanico aluvial, sin rellenos de corrientes encauzadas interpuertas, según los perfiles eléctricos.

Roca reservorio del yacimiento Puesto Pozo Cercado

En la sección inferior de la Formación Potrerillos o entre ésta y la Formación Las Cabras, discordancia de por medio, se localizó un cuerpo de rocas porosas de unos 25 m de espesor en los pozos M.PPC. 2, 3 y 4 que fue petrolífero surgente en el primero.

La litología de esta sección dista de ser uniforme, como se observa en el testigo del pozo M.PPC.e-3, donde se encontraron conglomerados y brechas asociadas a piroclastitas e ignimbritas. En el pozo M.PPC.a-4 intruye a la Formación Potrerillos una roca ígnea de unos 25 m de espesor, gris verdosa, con abundantes mafitos y plagioclasas, con poros y cavidades parciales, fracturada en la base.

En el pozo M.CHO.x-1 se había encontrado en 1970 una roca intrusiva de 24 m de potencia clasificada como "diabasa muy alterada, cloritizada y serpentinizada" que se interpone entre las Formaciones Las Cabras y Potrerillos, que estaría vinculada al ciclo efusivo de la Formación Punta de las Bardas.

Estructura

Era de prever que a medida que se trascendiera la parte originalmente más profunda del depocentro los términos triásicos del segundo ciclo disminuirían de espesor, por lo cual se encontraría hacia el oeste la Formación Potrerillos en posición más alta, objetivo de la exploración profunda. Tal situación se confirmó con el pozo M.CHO.xp-1 (Ibañez, 1971). Este resultado alentó la exploración del máximo llamado Puesto Pozo Cercado que se visualiza en la ubicación citada.

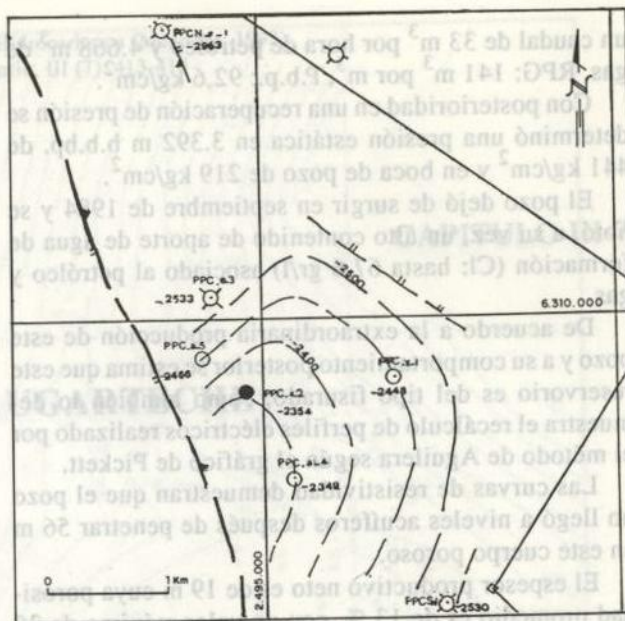


Figura 10: Mapa isobático referido al techo de la Formación Potrerillos del yacimiento Puesto Pozo Cercado.

Con la información de los pozos perforados en esta área se delinea, con curvas isobáticas referidas al tope de la Formación Potrerillos, un espolón estructural buzzante hacia el norte (figura 10). Este está flanqueado al oeste por una falla inversa que tendría proyección regional o que se relacionaría con un fallamiento similar que se detectó en el pozo M.TO.x-1.

Hacia el poniente de la misma los registros sísmicos no muestran horizontes reflectores contrastantes, o sólo presentan una faja de silencio, razón por la cual se presume que en esa dirección los depósitos triásicos no estarían representados; en consecuencia se debería encontrar la falla maestra limitante de la subcuenca de Cacheuta en profundidad, en su proyección meridional.

Entre los pozos M.PPC.x-2 y 3 se supone que el desnivel estructural se podría explicar por pendiente y no necesariamente por una falla gravitacional interpuesta.

Características del yacimiento

Cuando se perforaba el pozo M.PPC.x-2 en 3.697 m de profundidad se produjo surgencia de gran volumen de gas y petróleo al campo. Controlado el mismo, estando la herramienta aprisionada, con trépano en 3.688 m b.b.p., en un segundo ensayo, 16 días después llegó a producir, por orificio libre 2.331 m³ por día de petróleo y 369.876 m³ por día de gas con una R.G.P. = 159 m³ por m³, registrándose 60,5 kg/cm² de presión de cabeza.

Después de los ensayos con distintos orificios el pozo quedó en producción por diámetros de 18 mm con

un caudal de 33 m^3 por hora de petróleo y 4.668 m^3 de gas, RPG: 141 m^3 por m^3 , P.b.p.: $92,6 \text{ kg/cm}^2$.

Con posterioridad en una recuperación de presión se determinó una presión estática en 3.392 m b.b.bp. de 441 kg/cm^2 y en boca de pozo de 219 kg/cm^2 .

El pozo dejó de surgir en septiembre de 1984 y se notó, a su vez, un alto contenido de aporte de agua de formación (Cl: hasta $67,6 \text{ gr/l}$) asociado al petróleo y gas.

De acuerdo a la extraordinaria producción de este pozo y a su comportamiento posterior se estima que este reservorio es del tipo fisurado, como también lo demuestra el recálculo de perfiles eléctricos realizado por el método de Aguilera según el gráfico de Pickett.

Las curvas de resistividad demuestran que el pozo no llegó a niveles acuíferos después de penetrar 56 m en este cuerpo poroso.

El espesor productivo neto es de 19 m cuya porosidad promedio es de 13% , con un valor máximo de 26% y un mínimo de 8% .

Por el método antes mencionado para reservorio fracturado la porosidad de fractura promedio es de $6,3 \%$, la saturación total del sistema es de 28% y la poro-

sidad total promedio es de $8,9 \%$ (Western Atlas Argentina, Schiuma, 1992).

Este reservorio es de la clase de los subsaturados, sin calota de gas y la fuente de energía, durante el intervalo de surgencia, se debería principalmente a la expansión del gas disuelto que habría sido la más activa, en tanto que en la actualidad el drenaje de este reservorio se debería principalmente al empuje de un acuífero vinculado a la acumulación petrolífera.

Es posible que por el régimen inicial intensivo de extracción se habría producido una conificación de agua por la disminución de presión en las inmediaciones del pozo en producción.

En el M.PPC.x-2 hasta fines de diciembre de 1992 se han extraído 162.090 m^3 de petróleo neto.

El tope de similar roca recipiente de los pozos M.PPC.e-3 y M.PP.a-4 se localizó en posiciones 91 y 97 m estructuralmente más bajas, con relación al descubridor, resultando aquellos acuíferos.

Sin embargo referido al techo de la Formación Potreros el pozo M.PP.a-4 se encuentra 5 m más alto que el M.PPC.x-2; esta aparente divergencia se debe a la interposición del cuerpo ígneo.