

XIIº Congreso Geológico Argentino y IIº Congreso de Exploración de Hidrocarburos (Mendoza, 1993)
Geología y Recursos Naturales de Mendoza - V. A. Ramos (Ed.), Relatorio, III (2): 377-385

CAPITULO III-2

CUENCA NEUQUINA-SUR MENDOCINA

JULIO C. BENITEZ

Geólogo Consultor

INTRODUCCION

Desde hace mucho tiempo, se conocen en Mendoza afloramientos y manaderos de petróleo. Los mismos comenzaron a estudiarse inmediatamente después de la llamada conquista del desierto, allá por la década de 1890/1900. Posteriormente se realizó un estudio sistemático por parte del estado y en pequeña proporción por empresas privadas, una de las cuales inició la explotación de petróleo de la mina Los Buitres durante la década de 1910/20. Yacimientos Petrolíferos Fiscales realizó una serie de estudios de superficie que culminaron con la perforación de sondeos exploratorios en la década de 1930/1940, cuando se investigaron distintas posiciones dentro de la cuenca con los pozos Río Salado x-1, Llanquanelo-1 y 2, Ranquil-co x-1, x-2, x-3, y x-4, Sosneado x-1, Pampa Amarilla x-1 y x-2, Pampa Palauco x-1, Malargüe x-1. Se obtuvieron resultados diversos, que determinaron la continuación de relevamientos y mapeos de distintas áreas y nuevos sondeos. Posteriormente la incorporación de estudios geofísicos permitió dimensionar en subsuelo el tamaño de las estructuras y un mejor conocimiento de la columna estratigráfica.

A la información obtenida y la experiencia acumulada se suma luego la fotografía aérea y las imágenes satelitales, que permitieron nuevos enfoques exploratorios y mayores precisiones en la ubicación de sondeos. Cabe consignar además que con el transcurrir del tiempo hubo también un avance en la tecnología de perforación

lo que determinó llegar a mayores profundidades, a un conocimiento detallado de la columna, a obtener mayores datos de las capas investigadas con información petrofísica y a mejores resultados de producción.

En 1974 se perfora el sondeo Puesto Rojas es-1 (unos 30 km al nor-noroeste de Malargüe, véase figura 1) que resultó descubridor de hidrocarburos de niveles calcáreos de los Grupos Rayoso y Mendoza (Formación Agrio); implicando un redescubrimiento de la cuenca neuquina-surmendocina.

Es a partir de esta fecha que se inicia una exploración intensiva en búsqueda de acumulaciones de hidrocarburos alojados en niveles calcáreos, principalmente de la Formación Chachao.

Un segundo descubrimiento muy importante se realizó en los años 1978/79, cual es la detección de hidrocarburos en cuerpos intrusivos andesíticos alojados en las sedimentitas del Grupo Mendoza en el valle del río Grande.

Ambos descubrimientos fueron los causantes de una intensiva y detallada búsqueda del petróleo en todo el ámbito de la cuenca neuquina-surmendocina.

La crisis petrolera mundial de los años 70 revalorizó el petróleo determinando mayores inversiones de riesgo y provocando también un salto tecnológico dentro de la misma industria; desde los métodos y herramientas de búsquedas, hasta el producto final. El sur de Mendoza no fue ajeno a este fenómeno y en más de una oportunidad, en el área se utilizaron materiales y tecnologías



de punta en la perforación y terminación de los pozos y en los trabajos de relevamientos geológicos y geofísicos. Asimismo, la zona fue visitada y recorrida por especialistas de distintas disciplinas, mundialmente reconocidos, que quedaron reflejados en trabajos científicos que recorrieron el mundo. Ello representó una actualización del interés científico por un área que viene siendo estudiada desde hace más de un siglo.

Con respecto a la actividad petrolera se puede afirmar que hasta 1978 el estado a través de YPF fue el único que realizó la actividad principal. A partir de esa fecha se inició la privatización gradual de muchos trabajos y de áreas de exploración y de explotación.

Actualmente YPF S.A. se ha reservado una pequeña porción de la cuenca con los yacimientos mayores y el resto está en manos de varias empresas privadas. Estas empresas en general, han optimizado la recuperación de hidrocarburos en áreas que YPF clasificó como marginales (pequeños yacimientos con baja producción) y en otros casos han ensayado distintas tecnologías para explotaciones de recuperación secundaria y terciaria.

LIMITES

Los límites geográficos de la cuenca neuquina-sur-mendocina pueden considerarse al norte el río Diamante, al este una línea imaginaria que pasa inmediatamente al oriente de Sosneado, la laguna Llancanelo y la altiplanicie del Payún Matrú. El límite sur lo constituyen los ríos Barrancas y Colorado y al oeste los cordones montañosos de la Cordillera Principal que conforman el límite internacional con Chile.

Los límites geológicos de la cuenca neuquina-sur-mendocina lo constituyen: al norte la Cordillera Frontal, al oriente el Bloque de San Rafael y al oeste la Cordillera Principal. Por el sur se continúa en la cuenca neuquina propiamente dicha.

ROCA MADRE

En la toda la columna estratigráfica correspondiente al relleno sedimentario de la cuenca neuquina, existen numerosos niveles pelíticos gris oscuros a negros, de distinto espesor e irregular distribución geográfica, que han sido caracterizados como niveles oleogénéticos. El laboratorio de Florencio Varela de YPF realizó estudios geoquímicos con muestras de petróleo de los distintos yacimientos en explotación y muestras de sedimentos obtenidas en los afloramientos y en las perforaciones. Las investigaciones estaban orientadas básicamente a determinar la relación existente entre las muestras de petróleo y los sedimentos ricos en materia orgánica, a los efectos de comprobar el potencial oleogénético de

los mismo y su relación directa con los hidrocarburos que se explotan.

Asimismo trata de saber cuales fueron las causas que determinaron las condiciones propicias para la generación de los hidrocarburos, las migraciones de éstos hacia los reservorios, los tipos de entrapamientos, y fundamentalmente los tiempos geológicos en que se produjeron estos fenómenos. En definitiva, se trató de encontrar un modelo geoquímico que junto con el modelo tectosedimentario de la cuenca permitieran: estimar el volumen de petróleo generado, detectar con más precisión los entrapamientos y obtener una cubicación aproximada de las reservas.

Los niveles sedimentarios identificados como potenciales generadores de hidrocarburos corresponden a las unidades sedimentarias que se ilustran en el cuadro I.

CUADRO I: PRINCIPALES UNIDADES GENERADORAS DE LA CUENCA NEUQUINA

UNIDAD	EDAD
Formación Llantenis	Triásico
Formaciones Puesto Araya-El Freno	Liásico - Dogger
Formación Tres Esquinas	Liásico
Pelitas negras del Yacimiento Palau-co	Jurásico
Formación Vaca Muerta	Jurásico superior
Formación Agrio	Neocomiano
Grupo Rayoso	Cretácico inferior
Formación Loncoche	Maastrichtiano

En función de los niveles potencialmente oleogénéticos y de acuerdo a su espesor, distribución geográfica, características generadoras, grado de tectonismo, áreas afloradas, y otras variables se estimó un volumen de petróleo generado, muchas veces superior a las reservas estimadas y al petróleo extraído. Este es uno de los motivos principales que alienta a continuar la exploración de la cuenca.

Con respecto a los estudios sobre el origen del petróleo, las conclusiones obtenidas indican que prácticamente todo el petróleo proviene de la Formación Vaca Muerta y escasamente de la Formación Agrio (sedimentitas negras, fractura planar y en parte plásticas, con fuerte olor fétido, correspondientes a un ambiente marino profundo).

Un caso particular lo constituye el hidrocarburo de Pampa Palau-co en donde se determinó que el petróleo extraído de la Formación Chachao se originó en la Formación Vaca Muerta y el petróleo extraído de los niveles tobáceos inferiores denominados por los geólogos

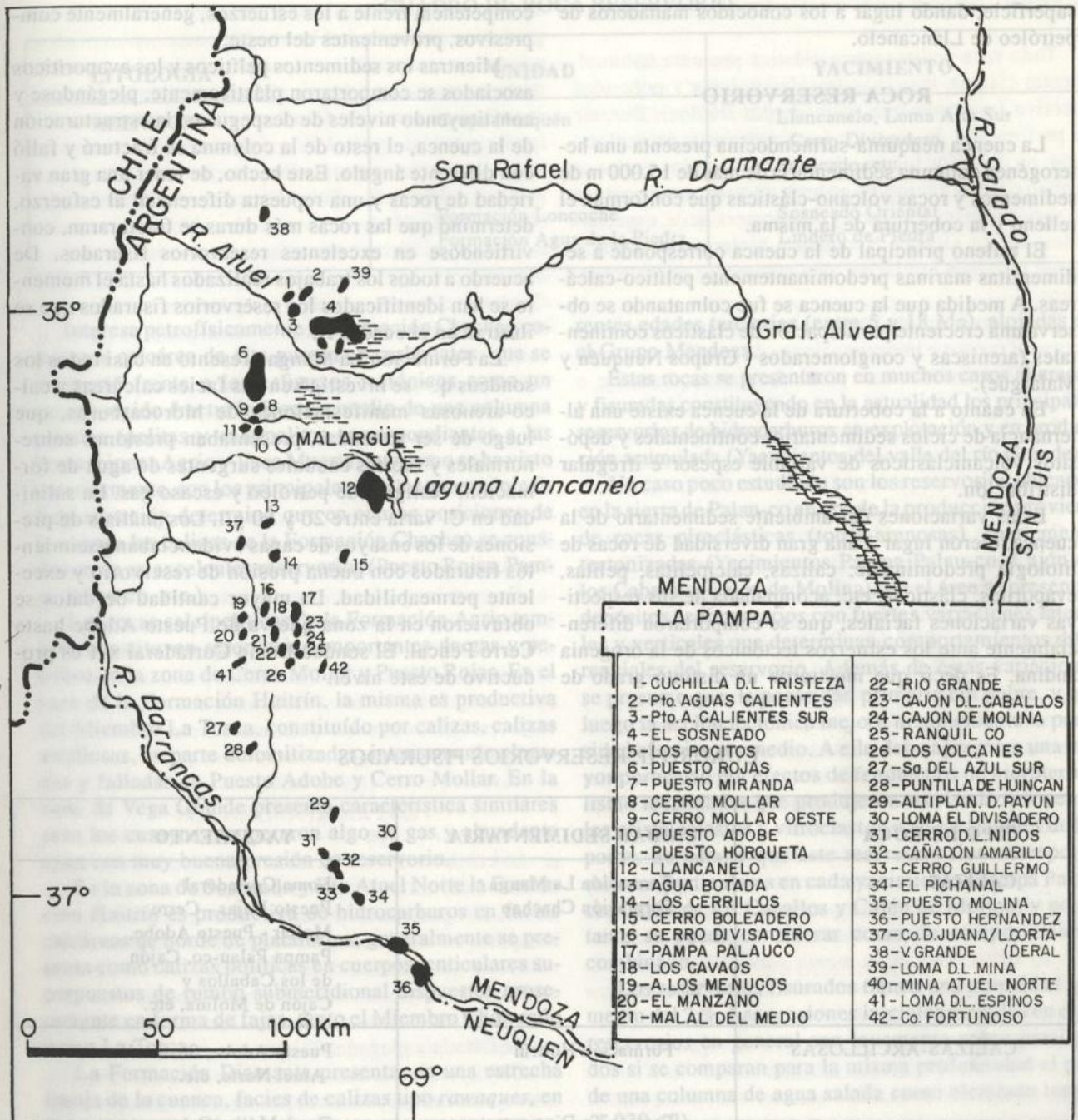


Figura 1: Principales yacimientos de petróleo de la cuenca neuquina - surmendocina.

mineros como Dogger-Lias inferior y superior y también Grupo Cuyo inferior y superior; proviene de estos mismos niveles pelítico-tobáceos gris oscuros, intercalados con bancos de tobas-arenosas gris claro, de un ambiente marino litoral. En cuanto a los análisis del hidrocarburo pesado del Yacimiento Llanquanelo, se observó que al mismo le faltan los elementos diagnósticos que permiten determinar su origen (cadenas de hidro-

carburos simples y dobles). El yacimiento está dinamizado por empuje de agua. Este contacto facilitó la presencia de bacterias que atacaron los hidrocarburos livianos degradándolos. Existe la duda de que el mismo pueda provenir de niveles pre-Choiyoi y que por tectonismo se fugara hasta entramparse en los niveles arenos-conglomerádicos del Grupo Neuquén. Una posterior reactivación del tectonismo provocó la fuga de estos a

superficie, dando lugar a los conocidos manaderos de petróleo de Llanqueto.

ROCA RESERVORIO

La cuenca neuquina-surmendocina presenta una heterogénea columna sedimentaria de más de 15.000 m de sedimentos y rocas volcano-clásticas que conforman el relleno y la cobertura de la misma.

El relleno principal de la cuenca corresponde a sedimentitas marinas predominantemente pelítico-calcareas. A medida que la cuenca se fue colmatando se observa una creciente participación de clásticos continentales (areniscas y conglomerados - Grupos Neuquén y Malargüe).

En cuanto a la cobertura de la cuenca existe una alternancia de ciclos sedimentarios continentales y depósitos volcanoclásticos de variable espesor e irregular distribución.

Estas variaciones del ambiente sedimentario de la cuenca, dieron lugar a una gran diversidad de rocas de litología predominante: calizas, calcipelitas, pelitas, evaporitas, clásticos, etc. acompañada de sus respectivas variaciones faciales; que se comportaron diferencialmente ante los esfuerzos tectónicos de la orogenia andina. Es decir que mostraron un distinto grado de

competencia frente a los esfuerzos, generalmente compresivos, provenientes del oeste.

Mientras los sedimentos pelíticos y los evaporíticos asociados se comportaron plásticamente, plegándose y constituyendo niveles de despegue en la estructuración de la cuenca, el resto de la columna se fracturó y falló con diferente ángulo. Este hecho, de tener una gran variedad de rocas y una repuesta diferencial al esfuerzo, determinó que las rocas más duras se fracturaran, convirtiéndose en excelentes reservorios fisurados. De acuerdo a todos los trabajos realizados hasta el momento se han identificados los reservorios fisurados que se ilustran en el cuadro II.

La Formación La Manga presentó en casi todos los sondeos que se investigó en sus facies calcáreas y calco-arenosas manifestaciones de hidrocarburos, que luego de ser testeadas, presentaban presiones sobrenormales y fuertes caudales surgentes de agua de formación, vestigios de petróleo y escaso gas. La salinidad en Cl varía entre 20 y 50 g/l. Los análisis de presiones de los ensayos de capas evidenciaban yacimientos fisurados con buena presión de reservorio y excelente permeabilidad. La mayor cantidad de datos se obtuvieron en la zona que va de Puesto Adobe hasta Cerro Pencal. El sondeo Loma Cortaderal x-1 es productivo de este nivel.

CUADRO II: RESERVORIOS FISURADOS

TIPO DE ROCA	UNIDAD SEDIMENTARIA	YACIMIENTO
CALIZAS	Formación La Manga Formación Chachao	Loma Cortaderal Puesto Rojas - Cerro Mollar - Puesto Adobe, Pampa Palau-co, Cajón de los Caballos y Cajón de Molina, etc.
CALIZAS-ARCILLOSAS	Formación Huitrín	Puesto Adobe, Sosneado -Atuel Norte, etc.
	Formación Diamante	Cerro Mollar Oeste
	Formación Agrio	Cerro Mollar
ANDESITAS	Rocas ígneas intrusivas miocenas	El Manzano, Los Volcanes-Río Grande- Malal del Medio- Los Cavaos, Vega Grande, etc.
ROCAS PIROCLASTICAS	Grupo Cuyo inferior? Grupo Choiyoi?	Cajón de Molina Cajón de los Caballos

CUADRO III: ROCA RESERVORIO

LITOLOGIA	UNIDAD	YACIMIENTO
ARENISCAS	Grupo Neuquén	Llancanelo, Loma Alta Sur - Cerro Divisadero, Sosneado, etc.
	Formación Loncoche	Sosneado Oriental
	Formación Agua de la Piedra	Lindero de Piedra

Interesa petrofísicamente la Formación Chachao como roca calcárea de alta pureza en carbonatos, que se comportó frente a los esfuerzos tectónicos como un cuerpo rígido fracturándose en medio de una columna plástica (pelitas y calcipelitas correspondientes a las Formaciones Agrio y Vaca Muerta; que como se ha visto anteriormente, son los principales niveles generadores). Esta situación determinó que en ciertas posiciones de la cuenca las calizas de la Formación Chachao se constituyeran en excelentes reservorios (Puesto Rojas, Pampa Palau-co, etc.).

Las rocas calcipelíticas de la Formación Agrio también constituyen reservorios importantes de gas y petróleo en la zona de Cerro Mollar y Puesto Rojas. En el caso de la Formación Huitrín, la misma es productiva del Miembro La Tosca, constituido por calizas, calizas arcillosas, en parte dolomitizadas, intensamente plegadas y falladas en Puesto Adobe y Cerro Mollar. En la zona de Vega Grande presenta característica similares pero los ensayos recuperaron algo de gas y abundante agua con muy buena presión de reservorio.

En la zona de Sosneado y Río Atuel Norte la Formación Huitrín es productiva de hidrocarburos en facies calcáreas de borde de plataforma; generalmente se presenta como calizas oolíticas en cuerpos lenticulares superpuestos de rumbo submeridional dispuestos groseramente en forma de fajas, tanto el Miembro Chorreado como La Tosca.

La Formación Diamante presenta, en una estrecha franja de la cuenca, facies de calizas tipo *rawaques*, en contacto con el miembro La Tosca que presentaron excelentes permeabilidad, presión de reservorio y muy buenas producciones de petróleo en una franja muy localizada (Puesto Rojas, Cerro Mollar y Puesto Adobe); pero que en situaciones estratigráficas similares constituye un importante reservorio a prospectar y desarrollar. La valorización de este nivel es producto del descubrimiento de petróleo en Cerro Mollar Oeste (20 metros de espesor mineralizado a -500 m b.b.p.).

Un caso similar a la Formación Chachao, lo constituyen los niveles de rocas ígneas intrusivas (andesitas) de distinta composición química y mineralógica y dife-

rentes edades terciarias (entre 5 y 18 Ma), alojadas en el Grupo Mendoza.

Estas rocas se presentaron en muchos casos alteradas y fisuradas constituyendo en la actualidad los principales reservorios de hidrocarburos en explotación y en producción acumulada (Yacimientos del valle del río Grande).

Un caso poco estudiado son los reservorios ubicados en la sierra de Palau-co en donde la producción proviene de rocas piroclásticas (tobas-arenosas), fuertemente tectonizadas (Yacimientos Pampa Palau-co, Cajón de los Caballos, Cajón de Molina). En el área se presentan depósitos sedimentarios con fuertes variaciones laterales y verticales que determinan comportamientos diferenciales del reservorio. Además de estas variaciones se presume que, la porosidad primaria era pobre, y que luego la acción tectónica mejoró notablemente la porosidad efectiva promedio. A ello debe agregarse una mayor porosidad por efectos de fenómenos de hidrotermalismo localizados que produjeron recristalizaciones en los cristaloclastos y vitroclastos y en las paredes de los poros. Se admite que este reservorio tiene comportamientos particulares en cada yacimiento (Pampa Palau-co, Cajón de los Caballos y Cajón de Molina) y por lo tanto se puede considerar como de comportamiento combinado.

Los reservorios fisurados tienen una porosidad promedio del 2 %. Las presiones iniciales medidas en estos reservorios en general son levemente sobre-presionados si se comparan para la misma profundidad el peso de una columna de agua salada como elemento testigo (1.030 g/l).

En cuanto a los fluidos de los reservorios los mismos se encuentran en diferentes proporciones. En general el petróleo extraído libera en superficie abundante gas el cual puede dar lugar a la instalación de plantas para su explotación.

En los pozos de exploración y en las plantas de gas se realizan permanentemente análisis cromatográficos del gas para identificar su composición (mezcla gaseosa). En general la mezcla gaseosa de los yacimientos en producción es propio de cada uno de ellos y poco variable en sus proporciones.

RESERVORIOS CON POROSIDAD PRIMARIA

Toda roca sedimentaria clástica presenta habitualmente: clastos, matriz, porosidad ocluida y porosidad efectiva (generalmente ocupada por fluidos). Durante la perforación de sondeos exploratorios y de explotación, en distintos lugares de la cuenca, en los cuales se realizó control geológico en boca de pozo, se detectaron en varios niveles arenosos y conglomerádicos, especialmente de los Grupos Neuquén y Malargüe, y aisladamente en capas terciarias, con evidencias de hidrocarburos.

En las muestras de las perforaciones (*cutting*) se observaron rastros e impregnaciones de petróleo, generalmente acompañado con picos de gas combustible o CO₂.

En ciertos casos, perforando estos paquetes arenosos, se evidenciaron sobrepresiones, que si no se controlaban adecuadamente, el nivel entraba en surgencia natural.

En varias oportunidades estos niveles fueron ensayados, mostrando buena porosidad y permeabilidad, presiones sobrenormales, buenos caudales de aporte y recuperándose en muchos casos gas combustible o CO₂, escaso petróleo y abundante agua de formación; en general con índices de salinidad bajos (Cl- g/l). Sin embargo algunos de estos ensayos recuperaron petróleo y gas, acompañados de buenas presiones de reservorio, resultando niveles productivos y como consecuencia, los sondeos fueron descubridores o productivos (por ejemplo, Loma Alta Sur en Grupo Neuquén; Sosneado Oriental en Formación Loncoche; o Lindero de Piedra en niveles arenosos terciarios - Agua de la Piedra?).

Se han detectado acumulaciones de petróleo muy importantes en estos sedimentos en Llanquanelo, Loma Alta, Cerro Divisadero, Sosneado. También se han detectado hidrocarburos en menor cantidad en areniscas terciarias de plataforma en niveles de irregular espesor y permeabilidades muy variables.

ROCA SELLO

Se engloban aquí capas que por sus características petrofísicas carecen de permeabilidad y como consecuencia impiden la fuga de los hidrocarburos a niveles superiores o a la superficie.

En la cuenca neuquina-surmendocina se presentan casi todos los niveles poroso-permeables con fluidos, fuertemente aislados por rocas pelíticas que impiden el escape de los fluidos del reservorio. En algunos casos estos niveles están sobrepuestos por rocas evaporíticas (halita, anhidrita-yeso) de variable espesor y amplia distribución. En muchos casos las rocas que actúan de reservorio gradan lateralmente a sedimentos más finos

carentes de permeabilidad y en otros casos se acuñan gradualmente hacia los bordes de cuenca y son sobrepuestos y traslapados en paraconcordancia por sedimentos más finos. Los principales reservorios como el caso de la Formación Chachao y los niveles de rocas ígneas que instruyen el Grupo Mendoza se encuentran rodeados lateral y verticalmente por calcipelitas gris medio y gris oscuras de las Formaciones Agrio y Vaca Muerta. Todo el conjunto tiene en su contacto superior la Formación Huitrín en su facie predominante conocida como anhidrita basal, correspondiente al Miembro Chorreado. En otros casos, en que falta la Formación Huitrín, el Grupo Mendoza es traslapado en paraconcordancia por pelitas rojas y verdes de la Formación Diamante. Cuando esta unidad falta o se presenta en facies más permeables, quedan en contacto niveles clásticos de borde de cuenca del Grupo Mendoza, con niveles areno-conglomerádicos del Grupo Neuquén. La ausencia de este nivel es quizás la principal causa que determinó la fuga de hidrocarburos originados en la Formación Vaca Muerta y su entrapamiento en Grupo Neuquén (Yacimiento Llanquanelo).

Durante las perforaciones de los pozos se evidenciaban en las arcilitas sobrepresiones, como consecuencia de la existencia en niveles infrayacentes de rocas reservorios con fluidos. Al ser alcanzadas por el trépano estas arcilitas prácticamente estallaban, constituyendo las mejores indicadores de próximos niveles con fluidos, con presiones sobrenormales.

ENTRAPAMIENTOS

La combinación de factores estratigráficos y estructurales determina el tipo de trampa en que se alojó el fluido. En general se puede afirmar que en la cuenca neuquina-surmendocina los entrapamientos de hidrocarburos corresponden a una combinación de factores estratigráficos y estructurales, pudiéndose dividir toda el área en tres zonas diferentes: 1) una zona intensamente fallada y plegada, 2) una zona levemente estructurada y 3) una zona intermedia entre las anteriores, con estructuras suaves y fallas definidas, afectadas por cuerpos intrusivos terciarios. Esta última es la más importante petroleramente, ya que allí se encuentran los principales yacimientos de la cuenca (Vega Grande, Sierra de Palauco, valle del río Grande, Cerro Fortunoso y Cañadón Amarillo). En la zona de plataforma existe un acuñamiento gradual del relleno sedimentario con importantes cambios de facies que sirven de entrapamiento al hidrocarburo que se generó en el interior de cuenca. Un mapeo del área de plataforma para niveles de los Grupos Choiyoi, Mendoza o Neuquén reveló que la misma presenta irregularidades positivas localizadas. Son los casos de Llanquanelo y Sosneado; justamente

donde se han detectado las mayores acumulaciones de petróleo. En cuanto a la zona más afectada tectónicamente, la búsqueda de nuevos yacimientos se limita a fajas elongadas en sentido nor-noreste a nor-noroeste, intensamente plegadas y falladas que afectan a sedimentitas del ciclo Andico. En determinados lugares se han localizados importantes reservorios como es la zona de Puesto Rojas-Puesto Adobe, Cerro Doña Juana y más al sur Filo Morado (provincia de Neuquén).

Los yacimientos en producción más importantes son reservorios fisurados (calizas, rocas ígneas y posiblemente rocas piroclásticas). Son entrapamientos estructurados en sedimentitas del Grupo Mendoza y Grupo Cuyo. Para todos ellos se estimó una porosidad promedio del 2 % y permeabilidades variables que muchas veces fueron mejoradas artificialmente (estimulación ácida y fracturamiento mecánico).

En casi todos los entrapamientos se detectaron cantidades variables de gas, CO₂, petróleo y agua de formación. En cuanto a las presiones del reservorio en general son ligeramente sobrepresionados y la recuperación de presión después de pequeños períodos de producción es inmediata, lo que demuestra la alta permeabilidad de las capas. Los caudales de aporte iniciales en general son altos, pero decaen rápidamente. La saturación de agua también es muy variable. La salinidad es variable; pero en la mayoría de los casos no supera los 45 g/l. En cuanto a la movilidad del petróleo en general se busca como agente activador al gas disuelto. En todos los yacimientos fisurados es manifiesta la presencia de agua de formación. La declinación de la producción va acompañada de un incremento de agua y una disminución constante de la presión del reservorio. Si bien la producción de los pozos en yacimientos fisurados es buena; la vida útil de los mismos es muy corta (se estima 1/3 comparativamente con un yacimiento de porosidad primaria). En los yacimientos de plataforma, se evidenció la existencia de un empuje del petróleo por la presencia de una tabla de agua. Para ello se tuvo en cuenta entre otros factores la creciente y gradual participación de agua en la explotación de los niveles productivos, la escasa disminución de la presión del reservorio y en el caso de Llancanelo, también la biodegradación de los hidrocarburos.

PRINCIPALES YACIMIENTOS

De acuerdo a los datos de producción obtenidos, a las presiones de reservorio medidas, a las cubicaciones de reservas realizadas en toda el área y a las características de los entrapamientos; existen importantes yacimientos en la cuenca neuquina-surmendocina (véase figura 1) desde el punto de vista geológico-petrolero, cuyas reservas se ilustran en el cuadro IV.

Yacimientos del Valle del Río Grande

Río Grande-Los Volcanes
Los Cavaos-Malal del Medio
Cerro Divisadero-Loma Alta
Loma Alta Sur

Yacimientos de la Sierra Azul

Puntilla del Huincán
Loma de las Espinas

Yacimientos de la Sierra de Palau-co

Pampa Palau-co
Cajón de los Caballos
Cajón de Molina
Cerro Fortunoso

Yacimientos de pie de sierra (faja plegada)

Puesto Rojas
Cerro Mollar
Puesto Adobe
Cerro Mollar Oeste

Yacimiento Vega Grande

Yacimientos de Plataforma

Mina los Buitres
Sosneado
Llancanelo

Yacimiento Cañadón Amarillo

PRODUCCION

Con el descubrimiento de un nivel petrolífero, se inicia la etapa de explotación y desarrollo del nuevo yacimiento. Dadas las características particulares de los entrapamientos en esta cuenca, el desarrollo de los yacimientos resultó una tarea complicada por la dificultad de seguir los niveles mineralizados, lo errático de su comportamiento petrofísico y las proporciones variables de la mezcla de fluidos contenidos.

En la zona de Puesto Rojas-Cerro Mollar-Puesto Adobe una angosta y elongada faja plegada y fallada del Grupo Mendoza es cubierta por un manto evaporítico engrosado por tectonismo, reflejando una fuerte disarmonía estructural entre los sedimentos superficiales y la estructuración del Grupo Mendoza. A esta dificultad de seguimiento del nivel productivo, se le debe sumar su irregular comportamiento petrofísico y

CUADRO IV: RESERVAS DE PETROLEO DE LA CUENCA NEUQUINA SURMENDOCINA

Yacimiento	Reservas in situ	Reserva recuperable	Extraído	Reserva remanente
Los Cavaos M. del Medio Río Grande C.Divisadero	18.992	9.805	5.913	3.892
Pampa Palau-co	16.589	3.274	2684	590
Cerro Fortunoso	1.286	333	175	158
Cerro Doña Juana	1.725	207	2	205
La Brea	42	10	6	4
Loma Alta Loma Alta Sur	513	88	21	67
Loma Cortaderal	98	20	3	17
Vega Grande	990	282	145	137
C.Mollar Oeste	225	45	6	39
Agua Botada	465	56	12	44
Atuel Morte	1593	94	60	34
C.Caballos C.Molina	2.162	809	660	149
El Manzano	1.492	126	106	20
El Sosneado	3.726	444	349	95
Lindero de Piedra	350	42	14	28
Puesto Rojas	12.127	5.323	4.936	387
P. Huincan	340	147	131	16
S. Azul Sur	10	1	1	0
Cañadón Amarillo	3.995	609	404	205
Llancanelo	**	12	12	0
Totales	66.720	21.727	15.640	6.087

Notas: (m³ x 1000) Fuente YPF S.A. actualizado al 3/12/90

** YPF S.A. estimó como mínimo 15 millones de metros cúbicos de reservas y que para ser explotadas deberán utilizarse tecnologías no tradicionales.

resultado petrolero. Durante las perforaciones se atravesaron en diferentes profundidades niveles acuíferos importantes, mantos salinos y zonas sobrepresionadas que determinaban condiciones especiales para su perforación. En la mayoría de los casos se utilizaron lodos saturados en CINA para atravesar la Formación Huitrín y aditivos especiales (baritina, hematita, etc.) para aumentar la densidad y evitar aprisionamiento de la herramienta perforadora o la surgencia de los fluidos de los niveles mineralizados (en algunos casos se utilizaron a densidades de 2.000 g/l). Estos condicionamientos producían en muchos casos, en los niveles permeables, daños irreparables. En general los pozos presentaban más de un nivel mineralizado y quedaban en producción por surgencia inicialmente y luego por bombeo.

Agotados todos los niveles se colocan en el pozo tapones de aislación y/o abandono, para evitar la mezcla de fluidos de las distintas capas punzadas.

En el Yacimiento Cerro Mollar, se venteó durante mucho tiempo el gas que se separaba del petróleo; hasta que la empresa Gas del Estado montó una instalación de explotación del gas que se utilizó para el consumo de Malargüe. Posteriormente una empresa privada se hizo cargo de la operación de la planta. La misma instaló otra planta en el Yacimiento Malal del Medio-Los Cavaos, donde obtuvo gasolina, propano y butano y venteaba metano y etano. Todo el petróleo extraído se almacenaba en tanques de producción en los yacimientos, donde era retirado periódicamente y transportado en camiones hasta Malargüe. Allí era concentrado, para luego ser llevado en ferrocarril a la destilería de Luján de Cuyo (Mendoza). Actualmente todo el petróleo de la zona se incorpora al oleoducto que une Puesto Hernández (Neuquén) con Luján de Cuyo que fue construido en 1989.

En cuanto a la producción diaria la misma sufrió un fuerte incremento en los años 74/76, superó los 6.000 m³/d en los años 80 y luego disminuyó para estabilizarse actualmente entre 2000 y 3000 m³/d (1.992).

de concesión y con libre disponibilidad de hidrocarburos, a Perez Companac.

UBICACION Y RESERVORIOS PRODUCTIVOS

El área se ubica en la provincia de Mendoza en la porción de la cuenca Cuyana, localizándose a unos 100 km al oeste de la ciudad de Mendoza.

La columna estratigráfica de la zona se inicia con un basamento cristalino sobre el cual se han depositado sedimentitas atribuidas al Paleozoico inferior (Cámbrico y Ordovícico) y Paleozoico medio (Devónico) las cuales no han presentado rasgos petroleros. Continúa la secuencia con los depósitos petrolíferos.

CONCLUSIONES

- La cuenca neuquina-surmendocina es una cubeta rellena por sedimentos marinos mesozoicos y cubierta por rocas clásticas y volcánicas.

- La columna estratigráfica está fuertemente deformada por los efectos tectónicos de la orogenia andina. En la misma hay una importante participación de pelitas negras, potenciales generadores de hidrocarburos. Todos los estudios geoquímicos indicaron que el petróleo se generó principalmente en las pelitas negras de la Formación Vaca Muerta (ambiente marino profundo) y en pequeña proporción por la Formación Agrio y con dudas en pelitas gris oscuras a negras del Grupo Cuyo.

-Las principales rocas reservorios son rocas ígneas intrusivas alojadas en el Grupo Mendoza, calizas de las Formaciones Chachao y Huitrín, tobas del Grupo Cuyo y areniscas del Grupo Neuquén.

-La principal roca sello son arcilitas y en algunos casos evaporitas de la Formación Huitrín.

-Actualmente los yacimientos más importantes son los ubicados en área de deformación intermedia como son: el valle del Río Grande, Sierra de Palauco y Cañadón Amarillo y en la faja plegada Puesto Rojas-Cerro Mollar Oeste. En la plataforma los más importantes corresponden a la zona de Atuel Norte-El Sosneado.

-El caso del Yacimiento Llanquanelo, es la reserva cubizada más importante de petróleo. Falta invertir en la tecnología más adecuada y económica que obtenga el máximo de extracción y sin alterar el medio ambiente.

-La producción de la cuenca llegó a más de 6.000 m³/d en los años 80 y luego de una declinación a 2.000 m³/d en los años 88, actualmente (1992) está estabilizada en poco más de 2.200 m³/d, que sólo podrá ser revertida si se optimiza la explotación, se encaran nuevos estudios geológicos con orientación petrolera y mayores inversiones en exploración.

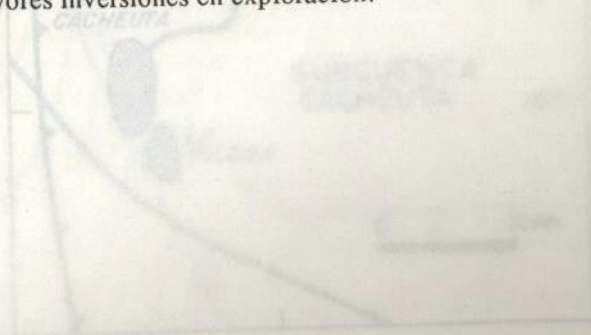


Figura 1: Mapa de ubicación del yacimiento Cacho.