

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 (16): 451-456

CAPITULO III-16

YACIMIENTOS SOSNEADO Y VEGA GRANDE

LUIS B. CAZAU

Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. y Facultad de Ciencias Naturales y Museo, Universidad Nacional de La Plata

YACIMIENTO SOSNEADO

Está situado 60 Km al norte de Malargüe y contiene hasta la fecha tres yacimientos de hidrocarburos. Las Minas de Sosneado constituyen otras formas de acumulación.

La columna estratigráfica presenta una sección reducida de las unidades cretácicas y terciarias, apoyadas sobre el Grupo Choiyoi. El prisma sedimentario se acuña hacia el este y noreste. La plataforma registra suaves pendientes hacia el sur y sudoeste de 3° a 5° , interrumpida por fallas directas de rumbo general este-oeste y

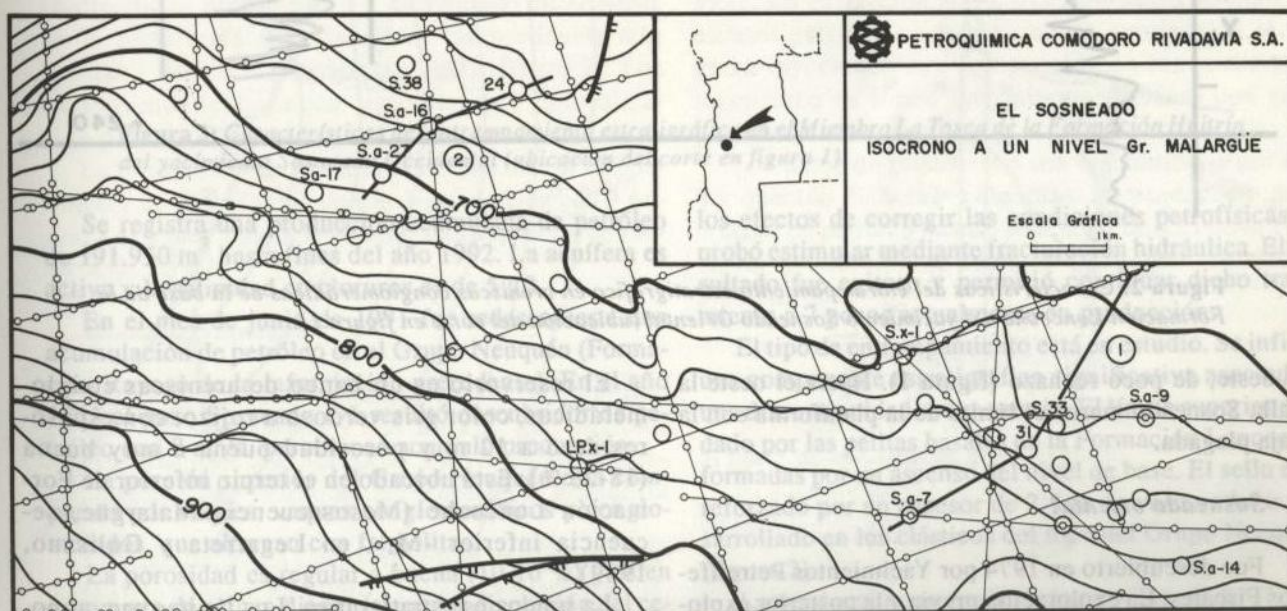


Figura 1: Mapa isócrono del yacimiento Sosneado, provincia de Mendoza.

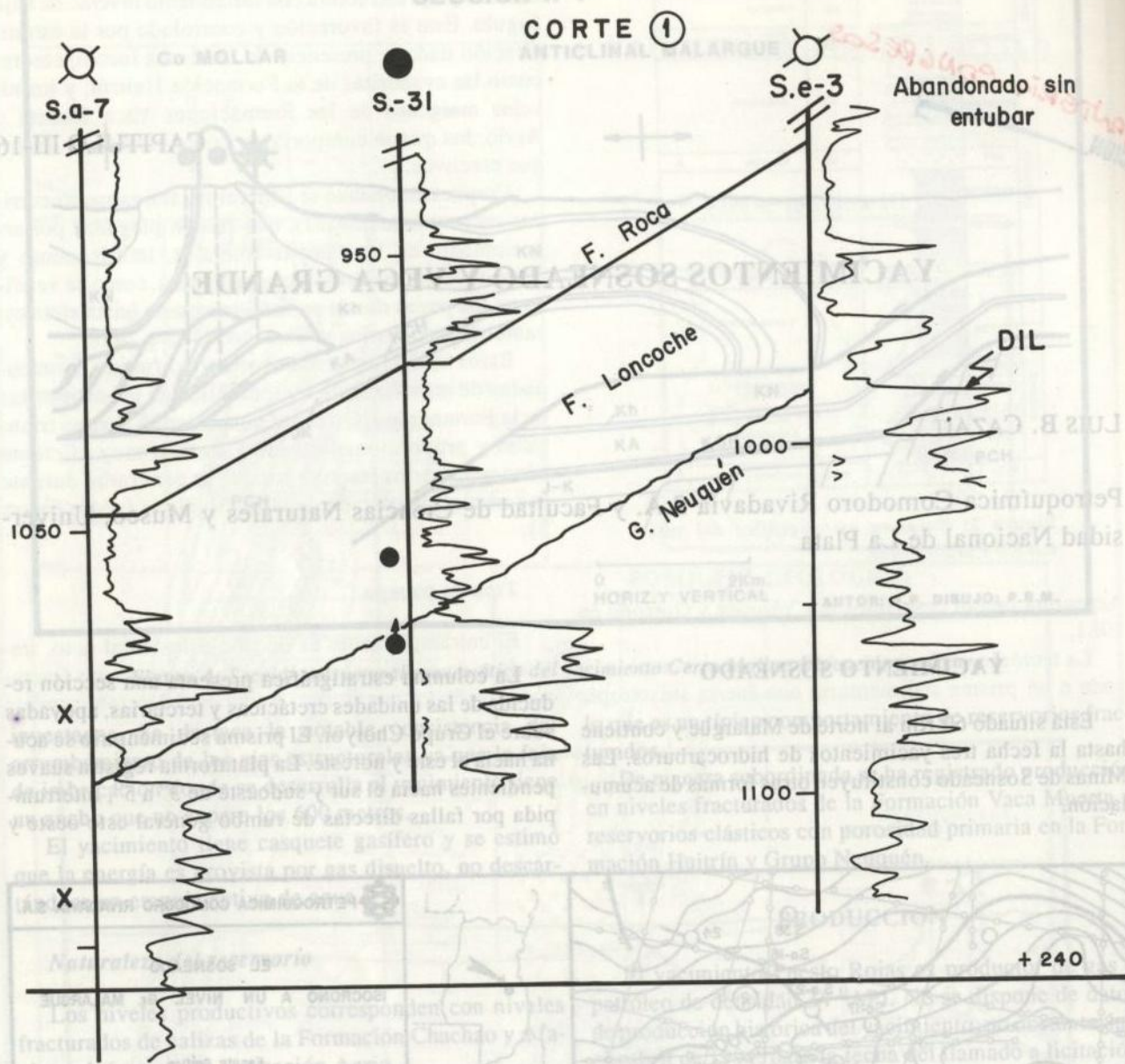


Figura 2: Características del entrapamiento estratigráfico en areniscas conglomerádicas de la base de la Formación Loncoche del yacimiento Sosneado Oriental (ubicación del corte en figura 1).

sudeste, de poco rechazo (figura 1). Hacia el oeste la falla Sosneado marca el límite de la plataforma con la faja plegada.

Sosneado oriental

Fue descubierto en 1974 por Yacimientos Petrolíferos Fiscales. La exploración previa y la posterior explotación necesitaron la perforación de 17 pozos. De ellos, 8 resultaron productivos.

El reservorio es un banco de areniscas conglomerádicas, color gris verdoso a rojizo, con espesores de 6 a 12 m y porosidad buena a muy buena (18-25 %). Está ubicado en el tercio inferior de Formación Loncoche (Mesosecuencia Malargüe, secuencia inferior -M₁-, en Legarreta y Gulisano, 1989).

La trampa es estratigráfica. Los límites son: al noroeste pérdida de porosidad; al noreste acuífamiento; y al sur la tabla petróleo-agua (figura 2).

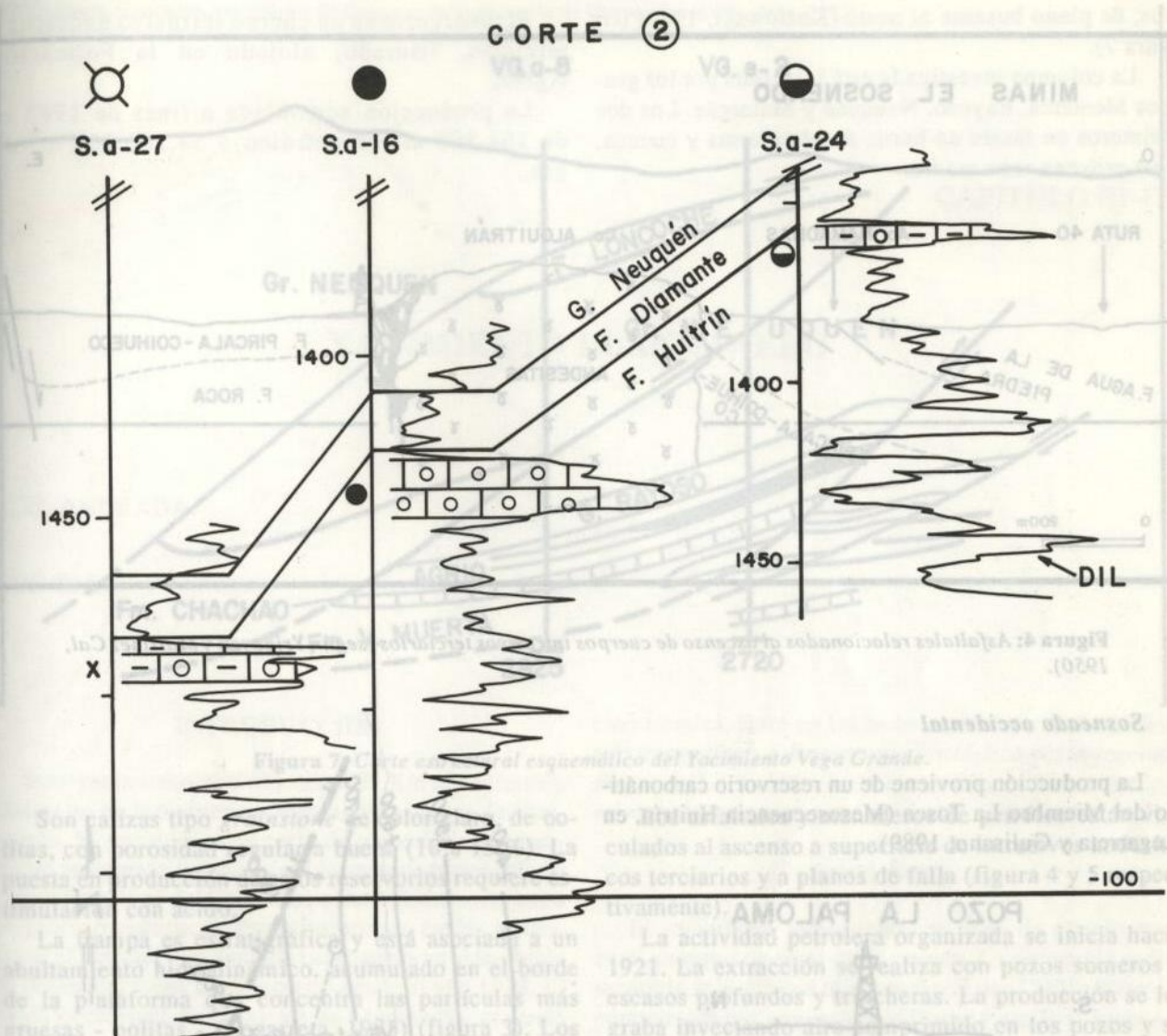


Figura 3: Características del entrapamiento estratigráfico en el Miembro La Tosca de la Formación Huitrín del yacimiento Sosneado Occidental (ubicación del corte en figura 1).

Se registra una producción acumulada de petróleo de 191.950 m^3 hasta fines del año 1992. La acuífera es activa y la salinidad en cloruros es de 5 g/l .

En el mes de junio de 1991 fue redescubierta una acumulación de petróleo en el Grupo Neuquén (Formación Rayoso de la información precedente). En el año 1965 el pozo Sosneado x-1 resultó descubridor de petróleo con $8 \text{ m}^3/\text{d}$, pero nunca acumuló producción.

La porción superior del Grupo Neuquén está compuesta por vaques, vaques conglomerádicos y conglomerados, que alternan con fangolitas.

La porosidad es regular a buena ($10\text{-}16 \%$) y es en gran parte de origen diagenético, por disolución del cemento. A pesar de las impregnaciones que presentan estas rocas fue imposible obtener producción rentable. A

los efectos de corregir las condiciones petrofísicas se probó estimular mediante fracturación hidráulica. El resultado fue exitoso y permitió continuar dicho tratamiento a 7 pozos actualmente en producción.

El tipo de entrapamiento está en estudio. Se infiere una componente estratigráfica significativa asociada a una discontinuidad sedimentaria. El límite superior está dado por las pelitas basales de la Formación Loncoche, formadas por un ascenso del nivel de base. El sello está reforzado por un espesor de $2\text{-}4 \text{ m}$ de yeso nodular desarrollado en los clásticos del tope del Grupo Neuquén (figura 2).

La producción acumulada de petróleo es de 23.700 m^3 a fines de 1992. Las aguas asociadas tienen una salinidad en cloruros de 7 g/l .



Figura 4: Asfaltales relacionados al ascenso de cuerpos intrusivos terciarios (según Yrigoyen y Martínez Cal, 1950).

Sosneado occidental

La producción proviene de un reservorio carbonático del Miembro La Tosca (Mesosecuencia Huitrín, en Legarreta y Gulisano, 1989).

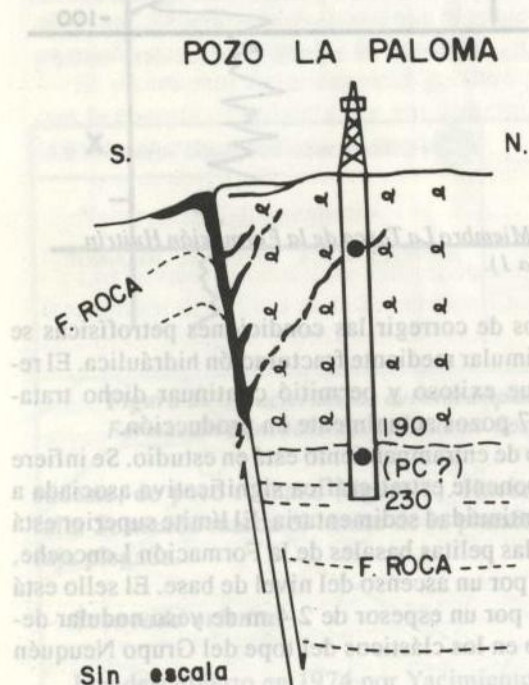


Figura 5: Asfaltales relacionados a fallas en el contacto con intrusivos terciarios (basado en Stappenbeck, 1933).

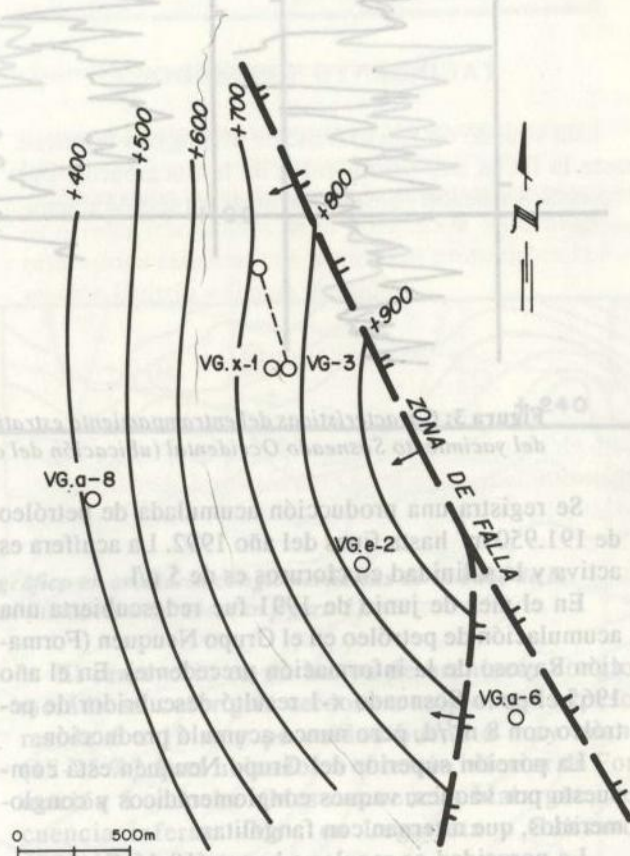


Figura 6: Plano estructural al tope del cuerpo intrusivo, yacimiento Vega Grande.

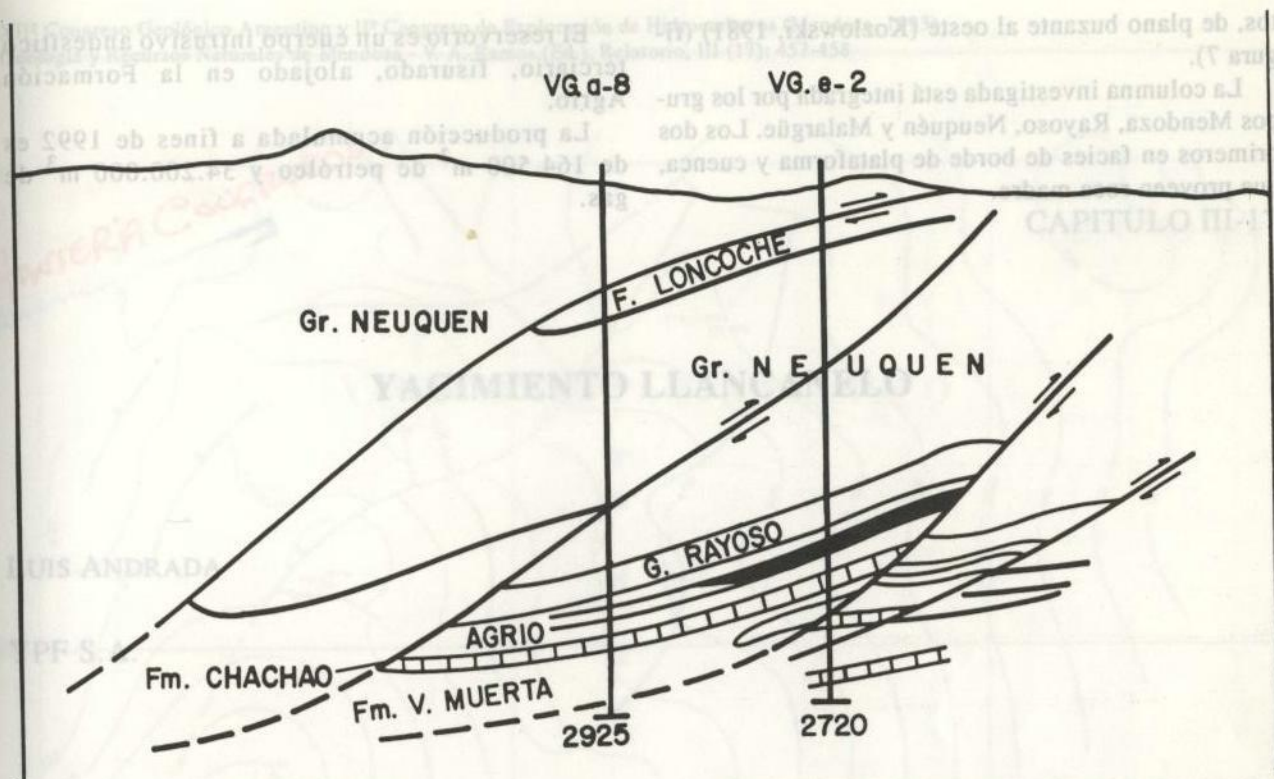


Figura 7: Corte estructural esquemático del Yacimiento Vega Grande.

Son calizas tipo *grainstone* de color claro, de oolitas, con porosidad regular a buena (10 a 15 %). La puesta en producción de estos reservorios requiere estimulación con ácido.

La trampa es estratigráfica y está asociada a un abultamiento hidrodinámico, acumulado en el borde de la plataforma que concentra las partículas más gruesas - oolitas - (Legarreta, 1985) (figura 3). Los cuerpos monticulares son discontinuos y su localización plantea dificultades.

La producción acumulada es de 180.500 m³ de petróleo y 20.500.000 m³ de gas. Fue extraída con 9 pozos. Las aguas asociadas tienen una salinidad en cloruros de 12 g/l.

Minas de Sosneado

Las integran cuatro pertenencias: Cerro Alquitrán, La Paloma, Cerro Bakú y Los Buitres, que totalizan una superficie de 950 hectáreas. Fueron adquiridas recientemente por Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.

Los asfaltales del Cerro Alquitrán se conocen desde el siglo pasado. En 1950, Yrigoyen y Martínez Cal, realizaron el relevamiento superficial y reunieron antecedentes y condiciones de producción.

Los asfaltales y manaderos de petróleo están vinculados al ascenso a superficie de intrusivos andesíticos terciarios y a planos de falla (figura 4 y 5 respectivamente).

La actividad petrolera organizada se inicia hacia 1921. La extracción se realiza con pozos someros y escasos profundos y trincheras. La producción se lograba inyectando aire comprimido en los pozos y se recuperaba en forma intermitente petróleo con gran porcentaje de agua (98 %).

Los datos de producción son discontinuos por haber operado distintas compañías. La producción acumulada de petróleo hasta 1988, sería de 95.000 m³. La mayor producción se registra entre 1931-1934 con 5.000 m³/año.

VEGA GRANDE

Se encuentra a 45 Km al nor-noroeste de Sosneado, al norte de la Cuchilla de la Tristeza.

El yacimiento fue descubierto por Yacimientos Petrolíferos Fiscales en 1985 y a la fecha se han perforado 5 pozos, tres de los cuales están en producción (figura 6).

La estructura está situada en la faja plegada, con un apilamiento estructural provocado por corrimien-

tos, de plano buzante al oeste (Kozlowski, 1981) (figura 7).

La columna investigada está integrada por los grupos Mendoza, Rayoso, Neuquén y Malargüe. Los dos primeros en facies de borde de plataforma y cuenca, que proveen roca madre.

El reservorio es un cuerpo intrusivo andesítico terciario, fisurado, alojado en la Formación Agrio.

La producción acumulada a fines de 1992 es de 164.500 m³ de petróleo y 34.200.000 m³ de gas.



Figura 4: Asfaltales relacionados al reservorio de cuerpos intrusivos terciarios (según Recio y Martínez Cal, 1950).

Sosneado occidental

La producción proviene de un reservorio carbonífero-terciario, un cuerpo intrusivo andesítico, fisurado, alojado en la Formación Agrio. La producción acumulada a fines de 1992 es de 164.500 m³ de petróleo y 34.200.000 m³ de gas. La producción proviene de un reservorio carbonífero-terciario, un cuerpo intrusivo andesítico, fisurado, alojado en la Formación Agrio. La producción acumulada a fines de 1992 es de 164.500 m³ de petróleo y 34.200.000 m³ de gas.

POZO LA PALOMA

La actividad petrolera organizada se inicia hacia 1921. La extracción se realiza con pozos someros y escasos profundos y trincheros. La producción se logra incrementando el bombeo en los pozos y se recuperaba en forma intermitente. Hacia 1934 con el porcentaje de agua (98%).

Los datos de producción son discontinuos por haber operado distintas compañías. La producción acumulada de petróleo hasta 1988, según el 92.000 m³. La mayor producción se registra entre 1931-1934 con 2.000 m³/año.

Se encuentra a 45 Km al nor-occidente de Sosneado, al norte de la Cumbre de la Trinchera.

El yacimiento fue descubierto por Yacimientos Petrolíferos Fiscales en 1982 y a la fecha se han perforado 2 pozos. Tres de los cuantos están en producción (figura 6).

La estructura está sujeta a la faja de la Piedra, con un aplastamiento estructural provocado por el empuje de la Cumbre de la Trinchera.

Figura 7: Corte estructural esquematizado del Yacimiento Pozo Grande.

Son calizas tipo granítico de color claro, de 10 a 15 m. La litología es regular, buena (10 a 15 m). La producción proviene de un reservorio carbonífero-terciario, un cuerpo intrusivo andesítico, fisurado, alojado en la Formación Agrio. La producción acumulada a fines de 1992 es de 164.500 m³ de petróleo y 34.200.000 m³ de gas.

La tampa es estratigráfica y está asociada a un abultamiento hidrostático, aumentando en el borde de la plataforma por donde se concentran las partículas más gruesas - coque - (figura 3). Los cuerpos monoclinales son discontinuos y su localización plantea dificultades.

La producción acumulada es de 180.500 m³ de petróleo y 20.500.000 m³ de gas. Fue extraída con pozos. Las aguas asociadas tienen una salinidad en cloruros de 12 g/l.

Mineralización

Las aguas son cuatro pertenencias: Cerro Alpujón, La Paloma, Cerro Bata y Los Baños, que totalizan una superficie de 90 hectáreas. Fueron adquiridas recientemente por Petroleras Comodoro Rivadavia S.A.

Los yacimientos del Cerro Alpujón se conocen desde el siglo pasado. En 1950, Yrigoyen y Martínez Cal, realizaron el relevamiento superficial y terminaron antecedentes y condiciones de producción.