

O/H. 22210
D II

43053



PROVINCIA DE LA PAMPA

AREA MEDANITO SUR CNQ-26

CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

EXPLORACION DE NUEVAS AREAS HIDROCARBURIFERAS

INFORME FINAL



NOVIEMBRE DEL 2005

AUTOR

**CARLOS A. DAGNA
EXPTE. N°66730001**

INDICE

Ubicación	3
Cuenca Neuquina	
<i>Consideraciones Generales</i>	5
<i>Marco Tectónico</i>	6
<i>Estratigrafía</i>	6
<i>Estructura</i>	9
Geología del Petróleo	
<i>Consideraciones generales</i>	11
Geología del petróleo áreas próximas a CNQ-26	13
<i>Consideraciones generales</i>	14
<i>Marco estructural</i>	16
<i>Migración de hidrocarburos</i>	18
<i>Potencial exploratorio</i>	18
Estratigrafía	
Grupo Choiyoi	19
<i>Caracterización, estratigrafía y mineralización</i>	24
Precuyano	31
<i>Correlación en subsuelo y geodinámica de los depocentros triásicos</i>	
<i>En el margen Andino.</i>	33
<i>Marco Geológico regional</i>	34
<i>Yacimientos tipo</i>	39
<i>Yacimiento 25 de Mayo – Medanito SE</i>	39
Estratigrafía	40
Marco tectónico y estructural	41
Imagen sísmica y reservorio productivo	42
Imagen sísmica	44
Controles sobre la distribución del reservorio	45
Evaluación mediante perfiles eléctricos	46
<i>Yacimiento Loma Negra</i>	50
Marco geológico	50
Imagen sísmica	52
El reservorio	52
Problemas para la interpretación de perfiles	57
Información adicional	57
Conclusiones Generales	58
Jurásico	
Ciclo Cuyano	58
Formación La Pampa /Planicie Morada?	59
Formación Petrolífera (Punta Rosada/Sierras Blancas)	61
Loteniano	76
Superciclo Andico	76
Ciclo Preandico	77
Formación Sierras Blancas	77
Formación Catriel	79
Ciclo Mendociano	81
Ciclo Mendociano Inferior	81
Formación Loma Montosa	83
Ciclo Mendociano superior	97



Áreas Vecinas a CNQ – 26	98
Antecedentes	98
Conclusiones	100

Gráficos y Tablas

Plano de ubicación 1	4
Plano de Ubicación 2	5
Cuadro estratigráfico generalizado Cuenca Neuquina	8
Corte geológico Mulichinco – Catriel	9
Cuenca Neuquina – Sección geológica EO	10
Yacimiento Puesto Hernández – Estructural al tope del Mbo. Avilè	12
Yacimiento de Loma de La Lata – Estructural al tope de Fm. Tordillo	12
Yacimiento Sierra Barrosa – Estructural a la base de Vaca Muerta	13
Cuadro estratigráfico Tipo Medanito	15
Estructural Grupo Choiyoi Yacimiento Medanito 25 de Mayo	24
Cuadro características reservorio Medanito SE – Grupo Choiyoi	29
Depocentros Cuyanos Cuenca Neuquina	34
Modelo de facies Precuyano El Caracol – El Santiagueño	36
Cuadro de correlación Ciclo Precuyano en la Cuenca Neuquina	36
Afloramientos de la Fm. Lapa en la quebrada del arroyo Lapa.	37
Esquema estratigráfico del Ciclo Precuyano.	37
Esquema Piroclástico Medanito SE	39
Sistema principal de fallas del Yacimiento Medanito SE -25 de Mayo	40
Línea sísmica y modelo esquemático del hemigraben	40
Plano estructural al tope del Precuyano con indicación del fallamiento	42
Producción acumulada en función del atributo Fuerza de Reflexión	42
Mapa promedio del atributo Fuerza de Reflexión entre el tope del Precuyano Hasta 120 m por debajo	42
Mapa de espesor de las tobas aireadas	43
Cortes delgados y SEM de las tobas	45
Perfil eléctrico característico del Precuyano	46
Imagen resistiva y acústica mostrando fisuras en las ignimbritas Precuyanas	47
Ejemplos de depósitos Precuyanos	48
Corte estructural y esquema estratigráfico Yacimiento Loma Negra	49
Mapa estructural al tope del Precuyano superior – Yac. Loma Negra	50
Corte línea sísmica arbitraria 3D Yacimiento Loma Negra	51
Corte estructural con la distribución de los reservorios del Precuyano Superior	52
Perfiles de los reservorios Precuyanos	54
Datos petrofísicos yacimientos del Precuyano	56
Modelo deposicional de la Fm. Punta Rosada (Petrolífera) en Medanito SR	63
Isocronal convertido a profundidad Tope Fm. Catriel	67
Isopáquico Regional Fm. Petrolífera	68
Reconstrucción líneas drenaje Fm. Petrolífera	69
Ambiente deposicional equivalente Fm. Petrolífera	73
Corte estratigráfico nivelado Tope Gr. Mendoza	78
Reconstrucción paleogeográfica Tithoniano tardío	81
Línea sísmica mostrando los reflectores Loma Montosa – Quintuco	83
Esquema ambiental secuencia basal Fm. Quintuco	83
Descripción corona correspondiente a la Fm. Loma Montosa	84



Imagen de Corona correspondiente a la Fm. Loma Montosa	84
Imagen de Corona correspondiente a la Fm. Loma Montosa	85
Curva de Presión Capilar de Grainstone Fm. Loma Montosa	85
Isopàquico con reservorios productivos en Cuenca Neuquina – Quintuco	88
Imagen de Corona Anhidrita nodular Fm Loma Montosa	90
Esquema ambiente de posible dolomitización en zona Medanito	91
Registro combinado de perfiles con correlación de coronas	92
Cuadro de características del reservorio de Loma Montosa Medanito	93
Tabla de presiones por capa y pozo	101
Fichas compendio	109
Planilla Reservas Medanito	126
Planilla Reservas gas asociado Yac. Jaguel de los Machos	127
Planilla Reservas de petróleo Yac. Jaguel de los Machos	128
Planilla Reservas de gas libre Yac. Jaguel de los Machos	129
Planilla Reservas de gas total Yac. Jaguel de los Machos	130
Pliego de Bases y Condiciones con Modelo de Contrato CNQ – 26	131

UBICACION

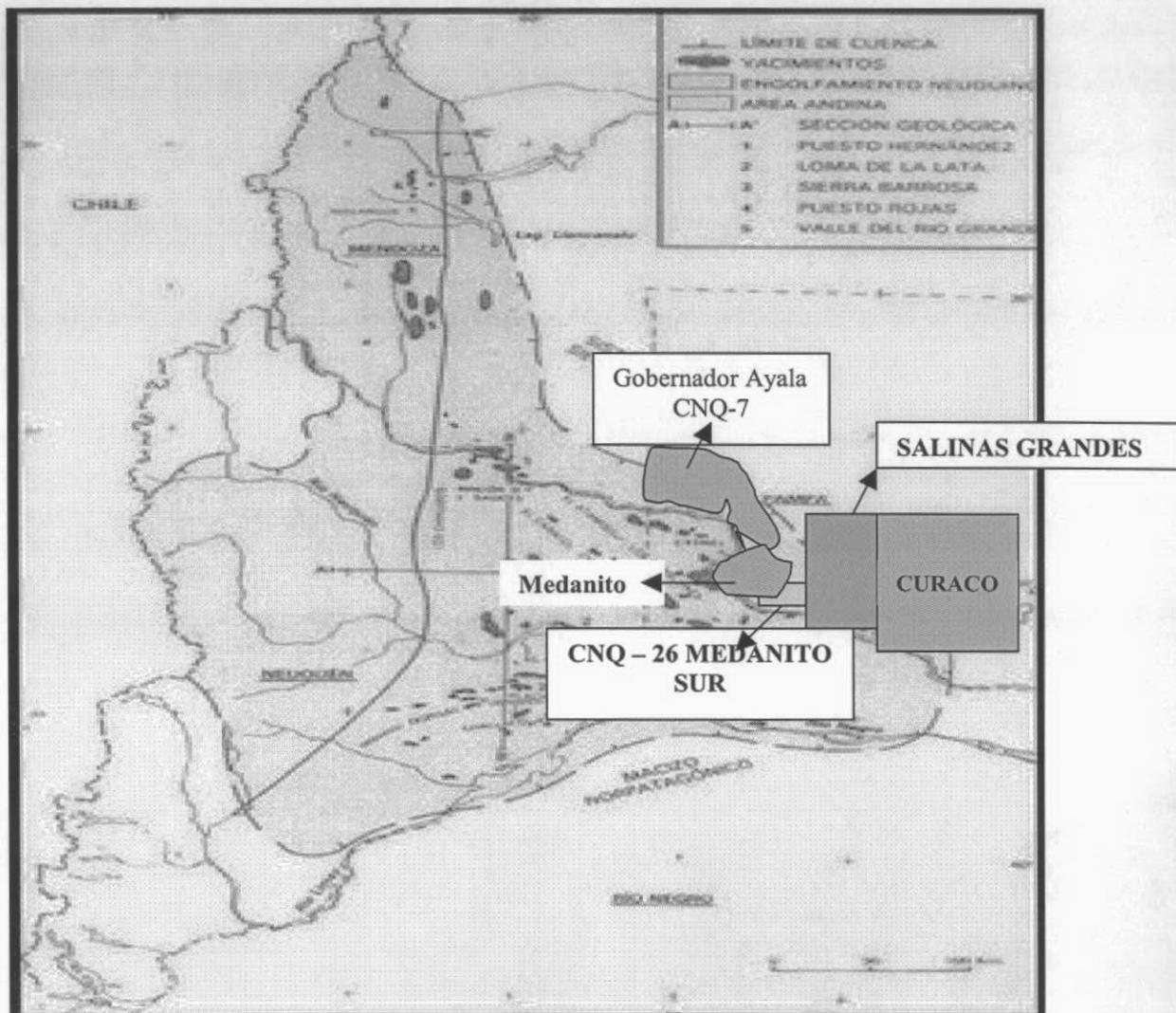
El área “CNQ – 26 MEDANITO SUR” se desarrolla dentro de los límites de la “Cuenca Neuquina” en el sector identificado como “Plataforma Nororiental “ en el Departamento Puelèn, provincia de La Pampa. Regionalmente está comprendida en lo que se define como Área del Engolfamiento, sección norte.



Plano de Ubicación

Cubre una superficie estimada de 106 km² y se encuentra delimitada por las siguientes coordenadas proyección conforme GAUSS – KRUGGER y sistema geodésico INCHAUSPE.

PUNTO 1:	Y=5775300	X=2623960
PUNTO 2:	Y=5775300	X=2649012
PUNTO 3:	Y=5772040	X=2649012
PUNTO 4:	Y=5771745	X=2632000
PUNTO 5:	Y=5768000	X=2632000
PUNTO 6:	Y=5770000	X=2623960



CUENCA NEUQUINA

CONSIDERACIONES GENERALES

La Cuenca Neuquina, constituye una extensa comarca petrolera que abarca la provincia del Neuquén, sector occidental de La Pampa y Río Negro y la porción meridional de la provincia de Mendoza hasta aproximadamente los 34 grados de latitud sud. Los límites noreste y sudeste son de naturaleza cratónica y están constituidas respectivamente por el Sistema de la Sierra Pintada y el Macizo Nordpatagónico; mientras que por el oeste está dado por una estructura de arco volcánico.

En la actualidad la cuenca se halla moderadamente explorada considerando la relación entre número de pozos perforados y superficie total. Esta aseveración tiene vigencia para los sectores adosados a los bordes nororiental y sudoriental,

donde los principales rasgos morfoestructurales ya han sido evaluados, restando en dichas zonas la prospección de trampas sutiles.

El resto de la cubeta se encuentra en un estadio inicial, fundamentalmente en lo referente a niveles estratigráficos localizados a más de 3.500 m de profundidad.

MARCO TECTÓNICO

La Cuenca Mesozoica comienza a desarrollarse a partir del Triásico superior, con secuencias de depósitos que gradan desde el extremo volcánico hasta el netamente clástico que se acumulan en depocentros discontinuos generados a partir de una fase tectónica tensional que afectó a rocas ígneas, sedimentarias y metamórficas de edad paleozoica superior y triásica.

Ya durante el Jurásico, se produce en un amplio sector del oeste de la República Argentina la depositación de sedimentos marinos que encuentran en este ámbito una marcada depresión a través de la cual se expanden en dirección oriental.

A partir de ese momento el relleno sedimentario se caracteriza por una notable ciclicidad definida por la presencia de sedimentos marinos y continentales en forma alternada; situación que perdura hasta el Terciario.

ESTRATIGRAFÍA

Los depósitos que rellenan la cubeta Neuquina, pueden subdivirse en tres grandes ciclos sedimentarios: "**Ciclo Jurásico**", "**Andico**" y "**Riograndico**", separados por discordancias de carácter regional. A su vez dentro de cada evento ha sido posible identificar discontinuidades de menor rango temporal.

La denominación de "**Ciclo Sedimentario Jurásico**", adquiere un sentido restringido respecto de su extensión original, ya que abarca desde el Hettangiano hasta el Oxfordiano superior inclusive (Discordancia Intramálmica). Dicho intervalo puede ser subdividido en dos subciclos denominados "**Cuyano**" y "**Loteniano-Chacayano**".

El Subciclo Cuyano abarca la totalidad de los depósitos entre el Hettangiano y el Caloviano medio. Está constituido por niveles clásticos de ambiente continental (**Formaciones Punta Rosada y Challaco**) y marinos (**Formaciones Lajas y Los**



Molles), de plataforma talud y cuenca respectivamente; durante este subciclo la máxima expansión del mar ocurre en tiempos del Pliensbaquiano; posteriormente el área de sedimentación marina comienza a retraerse para culminar con un período de restricción durante el cual se produce la depositación de los niveles evaporíticos de la **Fm. Tábanos**.

Mediante contacto discordante (Movimientos Intercalovianos), aunque sin relación angular manifiesta, se produce la depositación del **Subciclo Loteniano-Chacayano**. El mismo está constituido por sedimentos clásticos – carbonáticos (**Formaciones Lotena y Barda Negra**) que representan un ciclo transgresivo – regresivo.

Finalmente remata con un potente espesor de evaporitas de hasta 350 m (**Formación Auquilco**). Luego de una intensa deformación acaecida durante el diastrofismo Intramálmico, se inició una nueva etapa de sedimentación que constituye el **Ciclo Andico**. Sobre la topografía labrada por la citada orogenia sobreviene un período de sedimentación continental (**Formación Tordillo**), cuyos depósitos actúan como sustratos para la transgresión marina del Titoniano.

Esta primera ingesión (**Fm. Vaca Muerta**) representa la máxima expansión del mar durante esta etapa configurando a grandes rasgos una megasecuencia regresiva; el importante volumen de sedimentitas carbonáticas acumuladas indican una relación de equilibrio entre subsidencia y sedimentación que culmina con depósitos marinos someros (**Formaciones Loma Montosa y Quintuco**).

Luego de un importante descenso del nivel del mar producido como consecuencia de los movimientos Intravalanginianos se deposita en los sectores más deprimidos una litofacies clástica continental conocida como **Fm. Mulichinco**. Sobre la misma se produce una nueva ingesión marina durante el Hauteriviano (**Formaciones Agrio – Centenario**) que puede subdividirse en dos secuencias progradantes separadas por un episodio continental (**Miembro Avile**), producto de un importante descenso del nivel del mar de carácter regional. Finalmente, el Ciclo Andico se completa con sedimentos continentales, marinos someros y evaporitas de las **Fms. Huitrín y Rayoso** de edad Aptiana – Albiana.

En la base del Cretácico superior, se produce una nueva fase de deformación de gran intensidad (Movimientos Intrasenonianos) que reactiva viejas líneas de debilidad y origina importantes cambios paleogeográficos en la cuenca.



Luego de este diastrofismo se desarrollan los depósitos del **Ciclo Riográndico** constituidos por una entidad inferior de carácter continental (**Grupo Neuquén**), que abarca el Cretácico superior y la restante con importante participación marina generada entre el Maastrichtiano y el Paleoceno.

TERCIARIO PERIODO	EPOCA	E D A D	UNIDADES ARGENTINAS		UNIDADES CHILENAS	CICLO SEDIM.	FASE	
CRETACICO	INF.	OLIGOCENO	- SERIE ANDESITICA -		Fm. FARELLONES	RIO GRANDICO	RETRO ARCO	
		EOCENO						
		PALEOCENO	GRUPO MALARGUE					
	SUP.	SENONIANO		GRUPO NEUQUEN		Fm. COYA MACHALI - Fms. LAS CHILCAS	RIO GRANDICO	TRANSICION
		ALBIANO	Fm. RAYOSO	Grupo RAYOSO	Fm. COLIMAPU			
	APTIANO	Fm. HUITRIN						
	INFERIOR	BARREMIANO	Mbro. Superior	Fm. AGRIO	Fm. BAVOS DEL FLACO	Fm. LENAS ESPINOZA	ANDICO	
		HAUTERIVIANO	Mbro. Avila					
			Mbro. Inferior					
		VALANGINIANO	Sup.	Fm. MULICHINCO				
			Inf.	Fm. QUINTUCO				
		BERRIASIANO		Fm. VACA MUERTA				
JURASICO	MALM.	TITHONIANO	Fm. TORDILLO		Fm. RIO DAMAS	JURASICO	MAR MARGINAL	
		KIMMERIDGIANO	Fm. TORDILLO		Fm. RIO DAMAS			
	DOGGER	OXFORDIANO	Sup.	Fm. AUQUILCO	M. STA. ELENA			
			Inf.	Fm. LAMARGA	Miembro RINCONADA			
		CALOVIANO	Sup.	Fm. LOTENA				
			Med.	Fm. TABANOS				
			Inf.	Fm. CHALLACO	ESTRATOS INFERIORES			
		BATHONIANO		Fm. LAJAS				
		BAJOCIANO		Fm. LOS MOLLES				
		AALENIANO						
TOARCIANO			Fm. NACIENTES DEL TENO					
PLIENSBAQUIANO								
LIAS	SINEMURIANO	Fm. CHACAICO y sincrónicas						
	HETTANGIANO	Fm. CHACAICO y sincrónicas						
TRIASICO	INF. SUP.	Fm. PASO FLORES				INTRA ARCO		
ALFOZGICO		BASAMENTO INDIFERENCIADO (PORFIRITAS, GRANITOS Y METAMORFITAS).						

Cuadro estratigráfico generalizado Cuenca Neuquina (Jurásico y Cretácico)

Finalmente el relleno de la cuenca se completa con un complejo volcánico – piroclástico que alterna con sedimentos continentales, que abarca el Terciario medio y superior hasta el Cuaternario.



extiende por más de un centenar de kilómetros, conformando una estructura anticlinal denominada **Dorsal de Huincul**. Genéticamente se define a la misma como una "zona de falla" de tipo transcurrente, afectada por un sistema de transpresión (estructura en flor). Esta megaestructura ha sido escenario de sucesivos diastrófismos acaecidos desde el Malm hasta el Terciario. Al deformar de diversas maneras el área han posibilitado el desarrollo de una gran variedad de entrapamientos.

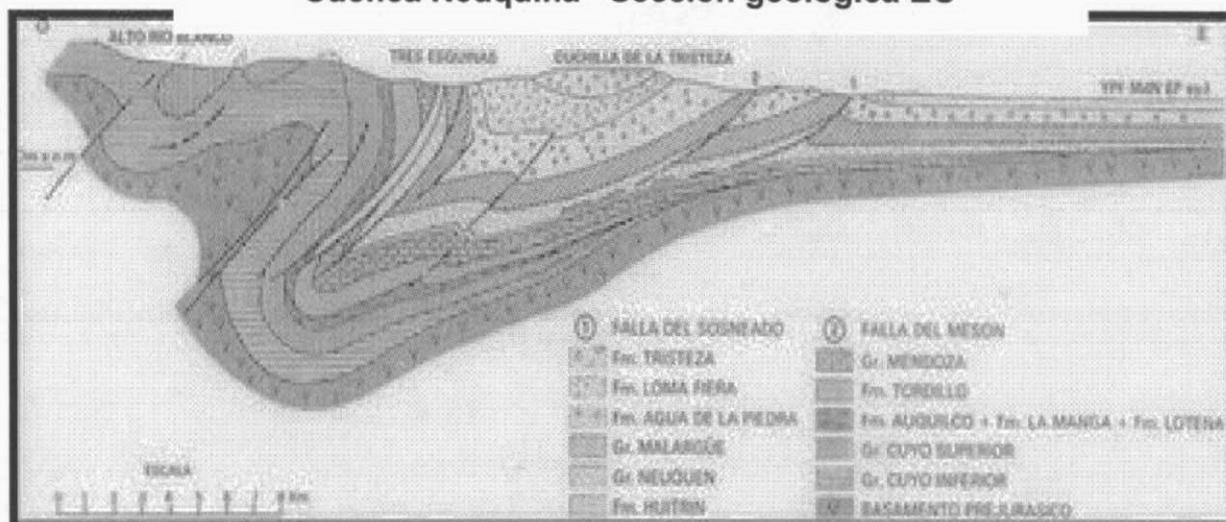
En general se observa un marcado carácter comprensivo en las estructuras, luego de una fase tensional inicial, generadora de los rasgos primarios de la cuenca.

El sector septentrional de la cuenca, conocido informalmente como sur - mendocino por estar ubicado al sur de dicha provincia, tiene características distintas a las del resto.

La estructuración va cambiando parcial y gradualmente respondiendo al efecto provocado por los movimientos Andinos sobre una porción enangostada de la cuenca. La influencia de las alineaciones originadas en las fases orogénicas anteriores, con participación del basamento se evidencia en el control de facies y la reactivación de antiguas fracturas.

Pueden diferenciarse tres ambientes orientados perpendicularmente a la dirección de los esfuerzos comprensivos. En el occidente hay un área que se caracteriza por el desarrollo de estructuras de amplio radio de curvatura, en general abiertas hasta niveles próximos al basamento.

Cuenca Neuquina - Sección geológica EO



Hacia el este existe una zona central que corresponde al ambiente estructural de pie de sierra de la cordillera, con fuerte afectación

tectónica. Sus rasgos dominantes son pliegues disarmónicos condicionados por la presencia de dos complejos plásticos que actúan como planos de despegue afectados por fallas de empuje de bajo ángulo. El tercer ambiente estructural abarca desde el pie de sierra hasta el borde de cuenca y corresponde a un tectoambiente de plataforma poco estructurada.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

Consideraciones Generales

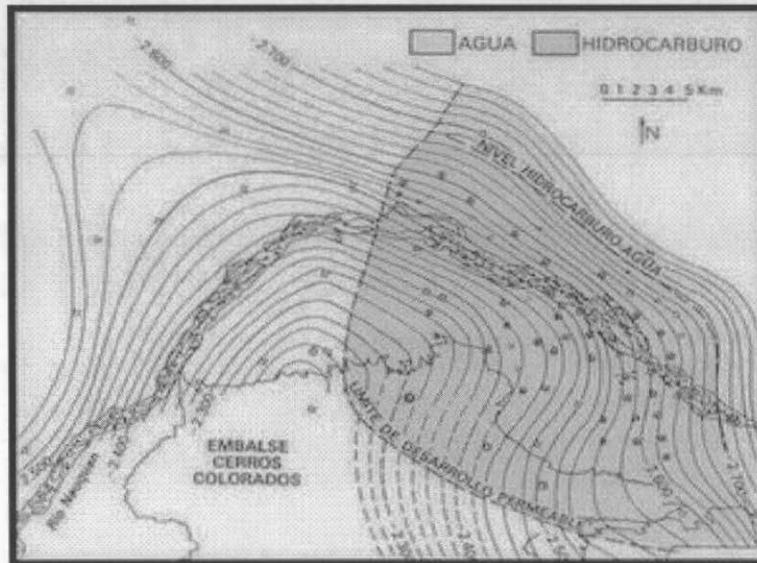
La columna estratigráfica de la cuenca cuenta fundamentalmente con tres secciones con condiciones oleogenéticas: **Formaciones Los Molles, Vaca Muerta y Agrio**, que en algunas zonas exceden en conjunto los 2.800 m de espesor. Sin embargo, siguiendo el concepto que surge de las conclusiones del trabajo realizado en 1989 (Marchese – Di Lena – Blocki) “ *la roca generadora de petróleo en la Cuenca Neuquina está constituida fundamentalmente por la formación Vaca Muerta aunque no se excluye la posibilidad de existencia de otra roca generadora más profunda*”

Los hidrocarburos generados en ellas se alojan en los más diversos tipos de trampas en la mayoría de las unidades litoestratigráficas descritas. En la actualidad, la gran mayoría de las trampas estructurales ya han sido prospectadas. Resta aún desarrollar más intensamente la exploración de trampas estratigráficas o combinadas. Desde este punto de vista la cuenca ofrece muy interesantes perspectivas dada la ciclicidad que caracteriza a su relleno, posibilitando la existencia de importantes cambios de facies, capaces de generar entrampamientos dentro de prácticamente todas las unidades citadas. Cabe destacar que el sector Andino se encuentra escasamente explorado y otro tanto ocurre con los niveles profundos.

La **Fm. Quintuco – Loma Montosa**, es la unidad que ha brindado el mayor volumen de hidrocarburos líquidos extraídos hasta la fecha, de facies carbonáticas depositadas en ambientes sabkha, lagunar y plataforma proximal. De menor magnitud resultan los volúmenes de hidrocarburos líquidos recuperados en secciones clásticas fluvio – deltaicas y fluviales de las **Formaciones Lajas, Challaco y Tordillo**, infrayacentes todas ellas a la **Formación Vaca Muerta** que actúa como roca madre y sello.

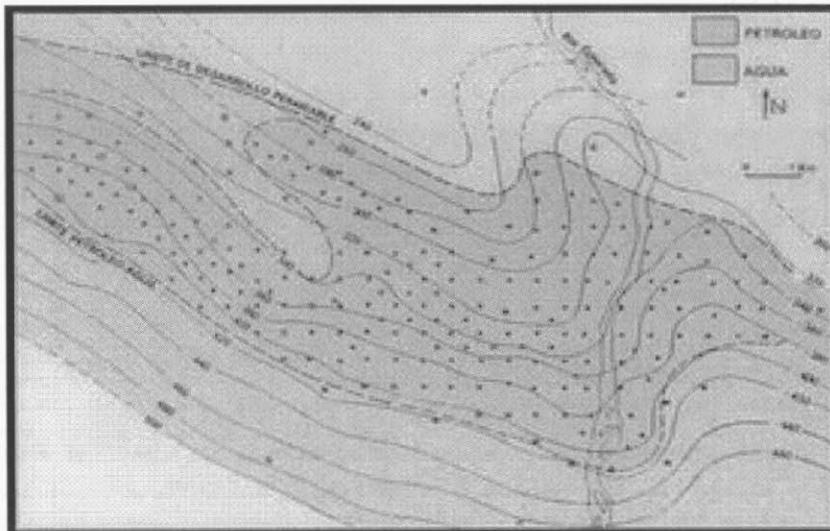


Ejemplos clásicos de entrapamiento estratigráfico lo constituyen los yacimientos de Puesto Hernández (petróleo) y Loma de la Lata (gas y condensado).



Yacimiento Puesto Hernández

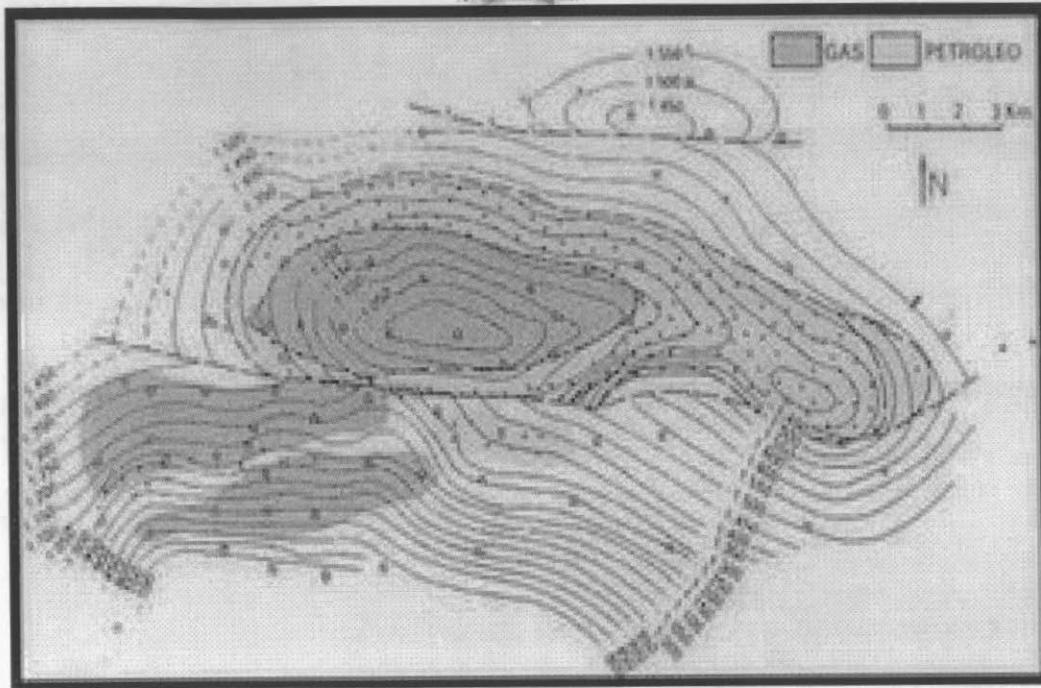
PLANO ESTRUCTURAL AL TECHO DE LA ARENISCA DE AVILÉ



Yacimiento Loma La Lata

PLANO ESTRUCTURAL AL TOPE DE LA FM. TORDILLO

Uno de los ejemplos posiblemente más representativo de trampa estructural lo constituye el campo petrolero de Sierra Barrosa.



Yacimiento Sierra Barrosa PLANO ESTRUCTURAL A LA BASE DE LA FM. VACA MUERTA

Los yacimientos ubicados en el sur de la provincia de Mendoza (Puesto Rojas, Sierra Palauco, Valle del Río Grande, etc) responden a un esquema estructural, con porosidad y permeabilidad secundarias en la zona plegada central. En este sentido, han ido adquiriendo progresiva importancia exploratoria, debido a su excelente productividad, los filones de andesitas terciarias intruidos dentro de las secciones de roca madre de las **Formaciones Agrio y Vaca Muerta**. Hacia la zona de plataforma hay escasos yacimientos, de importancia relativa menor, de carácter estratigráfico.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO AREAS PRÓXIMAS CNQ-26

La descripción, nomenclatura estratigráfica y clasificación que se detallan a continuación surgen basándose en el análisis comparativo entre los conceptos propuestos por las empresas operadoras de áreas vecinas al bloque CNQ- 26.

El análisis estratigráfico se limita a los niveles con historia de producción y representatividad dentro del área MEDANITO SE - 25 DE MAYO; JAGUEL DE LOS MACHOS; TAPER AVENDAÑO operado por PETROBRAS y EL MEDANITO operado por Petroquímica Comodoro Rivadavia.

Los análisis de producción de gas así como sus reservas, no se analizan en profundidad al haberse "venteados" durante muchos años y verse de este modo



alterados los registros de presiones y volúmenes.

CONSIDERACIONES GENERALES

El bloque CNQ-26 Medanito Sur se encuentra dentro de la Cuenca Neuquina en el sector NE cercano a los posibles límites septentrionales de la misma, en el área identificada como Plataforma Nororiental en el sector denominado Distrito Catriel dentro del Departamento Puelèn, Provincia de La Pampa.

Limita al sur con el Río Colorado y con la porción septentrional del área Rinconada mientras que al oeste lo hace con el área Jaguel de los Machos – Banderita Este y Oeste. Por el norte sus límites se corresponden con el área El Medanito operado por PCR mientras que al este se encuentra el bloque exploratorio Salinas Grandes I próximo a licitarse.

Por el Decreto del **PEN 1055/89** y en los términos y por el plazo que fija la **Res N° 152/90** de la SEN en 1992 el área El Medanito, con 935 km² es transferida a la Provincia de La Pampa como "Área Secundaria", definición que YPF utilizaba al definir yacimientos con producciones inferiores a los 200 m³ diarios. El ejecutivo Pampeano dispone su posterior licitación como "Área Provincial" en virtud de la **Ley 1345** y el **Decreto 2639/91** asumiendo desde entonces la supervisión de la zona en su carácter de "Autoridad de Aplicación". Como adjudicataria del Concurso Público Internacional para la exploración, explotación y desarrollo de hidrocarburos en el Área Provincial denominada Medanito (**Expte. 5169/91**) se selecciona a la Empresa Petroquímica Comodoro Rivadavia – PCR – Decreto 1081/92 - que se hace cargo del Yacimiento en Junio de 1992 por medio de un contrato – **Registro 3613** - que le confiere los derechos de explotación por 25 años y que caduca en el 2016.

La operadora PCR en diciembre de 1995 cumple, conforme la exigencia contractual con la restitución de 89,7 Km² luego de una prórroga otorgada por la Pcia. de La Pampa. Al respecto vale aclarar que el PBC al solicitar un porcentaje de reversión – 10% – no contempla la exigencia de la Ley N° 17.319 – Art. 24 – Sección 2 – Permisos de Exploración – que define un mínimo de 100 km² para conformar una unidad exploratoria. De este modo la reversión del área Medanito en 1995 no permitió una nueva concesión exploratoria por falta de cumplimiento en su extensión superficial. Al aprobarse la Res. 546/2003 finalmente se pudo anexar la superficie faltante para cumplir la exigencia mencionada anteriormente.



Se trata por lo tanto de un área revertida que formaba parte del llamado Lote III. El concepto de “Área Revertida” surge de las zonas que las empresas petroleras descartaban, posteriormente a su análisis, por su bajo o ausente potencial hidrocarburífero. Son generalmente áreas menores que formaban parte de los polígonos concesionados tanto por Nación como algunos provinciales sobre la base de la Ley 17319. En este caso, el área no cuenta con la mínima información (sísmica o sondeo exploratorio) que hubiera demostrado su esterilidad en hidrocarburos. Por esto es que realmente es un área a explorar.

Su posición de borde determina que muchas de las formaciones características de esta cuenca no estén presentes. Tal es el caso de la mayoría de las unidades jurásicas: F. Molles, F. Lotena, F. Auquilco y la F. Vaca Muerta, (probable responsable de la generación de la totalidad de los hidrocarburos producidos en Medanito), y las unidades superiores del G. Mendoza (Agrido, Mulichinco). La sucesión estratigráfica está dada entonces por las unidades citadas en el siguiente cuadro.

UNIDAD	LITOLOGIA DOMINANTE
G. Malargüe	Areniscas y pelitas; Calizas
G. Neuquén	Areniscas y pelitas rojizas
* F. Centenario	Areniscas y pelitas castañas y gris verdosas
* F. Qco. – M. Superior y Medio (F. Loma Montosa)	Dolomías, Calizas, evaporitas, y pelitas
F. Catriel	Areniscas arcillosas verdes
* F. Petrolífera (Sierras Blancas)	Areniscas y conglomerados
* F. “T” (¿Planicie Morada?) Precuyano?	Areniscas y pelitas tobáceas
* G. Choiyoi	Ignimbritas

* Productora de hidrocarburos

Esta región de la cuenca es denominada “**Engolfamiento**” mientras que el sector correspondiente al desarrollo occidental de la misma se la conoce como “**Andina**” por su relación estructural con la Cordillera de los Andes. La orogenia Andina le imprimió una identidad estructural que caracteriza predominantemente el



sector occidental.

El **Área de Engolfamiento**, posee un identidad tectónica cuyo modo de deformación predominante implica dislocaciones de basamento con intensidad decreciente hacia el borde de cuenca y suaves arqueamientos de la cubierta sedimentaria. Se observa una importante influencia del basamento sobre todo en los sectores adosados al **Macizo Norpatagónico** y al sistema de la **Sierra Pintada**. De tal forma los lineamientos más importantes adquieren rumbos subparalelos a los límites de la cuenca, condicionando de esa manera la paleogeografía de las unidades mesozoicas.

Los reservorios productivos de la región asociados a trampas estructurales aparecen como consecuencia del movimiento de bloques a nivel basamento que generan estructuras de deformación y colapso. Estas últimas caracterizan reservorios dentro de los niveles vulcano-clásticos de relleno en los hemigrabens y grabens del Grupo Choiyoi (Pèrmico – Triàsico Medio) . Los niveles de producción también se asocian con formaciones de litologías complejas, mixtas (carbonático .clásticas) como la Fm. Loma Montosa. La sucesión estratigráfica desarrollada en la región que se considera se detalla a partir del considerado “Basamento Económico” de la cuenca “Grupo Choiyoi. Este basamento (hoy en revisión), particularmente en el caso del Yacimiento MEDANITO SE y actualmente (año 2005) en el sector NO del yacimiento EL MEDANITO operado por PCR, ha demostrado importantes acumulaciones que representan aproximadamente el 20% de la producción del área MEDANITO SE, siendo productivos sus 200-250 m superiores en distintos sectores (Precuyano?)

Por sus características, el petróleo que se ha alojado en éstas trampas de plataforma, se lo conoce como petróleo Tipo Catriel y está genéticamente relacionado con las lutitas bituminosas de la Fm. Vaca Muerta (Titoniano – Berriasiano)

MARCO ESTRUCTURAL

En el sector oriental del área a licitar, se desarrolla posiblemente la continuidad estructural del hemigraben que con rumbo NO-SE atraviesa el bloque este (Lote III) del Área El Medanito operado a la fecha por PCR. Dentro de esta estructura, los paquetes sedimentarios que se pueden apreciar en las líneas sísmicas, alcanzan espesores importantes, en un rango de aproximadamente 200



milisegundos. El estilo estructural de esta pequeña subcuenca (Hemigraben Medanito), está dado por el movimiento diferencial de bloques. Es posible que esta sección se corresponda con las primeras líneas de articulación entre una plataforma tectónicamente estable y el área subsidente hacia el interior de la misma. *“Muchas de las estructuras se mantuvieron tectónicamente activas durante largos períodos de tiempo, incluyendo movimientos de desplazamiento lateral. Estos procesos se produjeron coetáneos con la sedimentación y dieron origen a espesamientos marcados asociados a fallas con crecimiento sinsedimentario, mientras que en zonas más altas se producía una intensa erosión localizada, generando sobre los flancos, cuñas de sedimentos adosados a los flancos de las estructuras (Ploszkiewicz)”*

A este proceso tectosedimentario parece corresponder el tren de estructuras del flanco occidental del hemigraben compuesto por : Víbora Norte, Puesto Lara, La Mariposa , Jagüel de los Machos y Bordo del Ternero. Esta última estructura parece continuarse dentro del área CNQ-26 Medanito Sur.

Dentro de este escenario, el pilar oriental (Pilar Noreste) correspondería a la plataforma tectónicamente estable. Los procesos subsidentes y de inversión tectónica, se producirían en la zona correspondiente al hemigraben y al pilar occidental del complejo.

En las líneas sísmicas y en los cortes de nivelación estructural, se pueden apreciar los procesos de inversión tectónica, característicos del modelo estructural que distintos autores describen para la plataforma nororiental de la Cuenca Neuquina.

En la zona de CNQ-26 se puede definir parte del Bloque Alto Occidental del Hemigraben asociado a la plataforma subsidente caracterizada por movimientos diferenciales, mientras que el Bloque Alto Oriental definiría a la plataforma estable de la estructura y se ubica dentro de el Pilar Noreste limitado al Sudeste por un doble fallamiento directo que limita precisamente el Hemigraben y que la empresa operadora denomina “SUBCUENCA EL MEDANITO PCR”

Este Bloque Occidental, registra varios yacimientos en estructuras asociadas en el entorno de CNQ – 26 tales como Víbora Norte, Alto Puesto Lara, Alto La Mariposa, Jaguel de los Machos, Medanito SE y Bordo del Ternero. Todas estas estructuras conforman un gran bloque con desarrollo de subcuencas precuyanas en



sus flancos. Este gran bloque habría estado afectado por movimientos diferenciales en su etapa de subsidencia, sumando el tectonismo que afectó el área de plataforma, incluyendo fallas de desplazamiento lateral que dieron como resultado el cuadro estructural presente.

MIGRACIÓN DE HIDROCARBUROS

Podemos ubicar CNQ – 26 dentro de lo que definimos anteriormente (*primer párrafo de Consideraciones Generales*) como “Área de Plataforma” .

Los hidrocarburos generados en la Fm. Vaca Muerta migraron hacia el “Área de Plataforma” (Evaluación de Rocas generadoras en la Cuenca Neuquina . J. P. Di Lena; H. Marchese; R. Blocki 1989).

Una red importante de fallas principales y fracturas de segundo orden constituyeron la red permeable que permitió el paso de los hidrocarburos. Originados dentro de secciones más profundas de la cuenca, migraron hacia las trampas de plataforma . Este esquema considera que todas las estructuras están afectadas por la misma red de fracturas por donde migraron los hidrocarburos.

En este escenario las estructuras del tren Víbora Norte, Puesto Lara, Mariposa, Bordo del Ternero y CNQ –26 Medanito Sur tienen las mismas posibilidades de contener hidrocarburos que las comprobadas en Medanito SE, El Medanito y áreas adyacentes.

POTENCIAL EXPLORATORIO

Los antecedentes de estructuras lindantes a CNQ-26 Medanito Sur, son alentadores en cuanto a las perspectivas del potencial hidrocarburífero.

A la fecha (setiembre del 2005) la principal estructura que se observa en los límites del área a licitar con posible continuidad en la misma es la que se conoce como “Bordo del Ternero”. Esta estructura constituye un anticlinal bien configurado dentro del sector oriental del área El Medanito con orientación preferencial NS. Su desarrollo hasta los términos estratigráficos de la Fm. Loma Montosa es de cierres bien definidos en todas direcciones. Dentro de éste máximo se perforó, dentro del área El Medanito, en 1997, el pozo EM-2027, el cuál alcanzó 1137 m de profundidad, penetrando 167 m del Grupo Choiyoi. Si bien el pozo fue abandonado sin entubar, la reevaluación de los registros eléctricos y del control geológico,



permite considerar que podría haberse entubado a fin de ensayar las manifestaciones de hidrocarburos registradas durante su perforación, principalmente en la Fm. Loma Montosa y en el Grupo Choiyoi.

En el sector considerado (Alto del Ternero), la Fm. Loma Montosa apoya discordantemente directamente sobre los términos Precuyanos o del Grupo Choiyoi. Esto indicaría que el sector responde a un “antiguo alto” del basamento lo que podría poner en evidencia un espesor alterado del Choiyoi y en consecuencia potenciales condiciones de reservorio.

El 18 de setiembre del 2005, se comenzó la perforación del sondeo LPEM-2107 a escasos 1000 m al sudoeste del pozo EM-2027. Los resultados del mismo estarán disponibles fuera de este informe.

Hacia el oeste de CNQ-26 se desarrolla el “Alto Jaguel de los Machos”. Esta estructura, con aparente continuidad en el área que se licita es perfectamente prospectable ya que dentro de los límites del área operada por PETROBRAS se ha desarrollado una zona conocida como **BANDERITA ESTE** con un pozo productor de petróleo. Aparentemente se trataría de estructuras pequeñas con un importante control estratigráfico.

ESTRATIGRAFIA

GRUPO CHOIYOI

La producción acumulada del Grupo Choiyoi podría ser en un futuro próximo, parcial o totalmente adjudicada al “Precuyano” en base a los descubrimientos que desde aproximadamente el año 2000 se vienen sucediendo y dataciones radimétricas (219 - Triásico Sup./Noriense y 182 Ma. – Jurásico Medio/Bajocense Depósitos Cuyanos. *Aut. Corbera y Kraemer, 2001*) que lo desvinculan del Triásico Inferior hasta medio y por ende del Grupo Choiyoi. Sin embargo, se adopta aquí la posición histórica de considerar al Grupo Choiyoi como productor de hidrocarburos en la región NE de la zona del engolfamiento ante numerosas dudas que todavía se mantienen respecto a este tema.

El Grupo Choiyoi tiene amplia difusión en el subsuelo del área del engolfamiento. También conocida como “**Serie Porfirica Supratriásica**” tiene una extensa gama de rocas volcánicas, brechas y aglomerados volcánicos, lavas,

ignimbritas, tobas y algunos términos epiclásticos. Prevalece una composición andesítico-dacítica. Se lo considera como el basamento de la Cuenca Neuquina, cuya asociación vulcano-epiclástica fuera reconocida por Groeber (1946) en el oeste Neuquino, extendiéndose más allá de los límites provinciales. Estudios posteriores reconocieron dos secciones para esta unidad en la Cordillera Frontal permitiendo distinguir un complejo inferior andesítico-dacítico (Neopérmico) y una sección superior, compuesta por piroclastitas, ignimbritas y lavas riolíticas (Coira y Koukharsky, 1976).

Interpretaciones recientes restringen el nombre de Gr. Choiyoi a los niveles del basamento (Pérmico – Triásico medio), reasignando los depósitos originalmente descriptos por Groeber como Serie Porfirítica Supratriásica al Ciclo Precuyano (*synrift*) (Franzese y Spaletti, *op. cit.*).

Los reservorios más antiguos con producción de hidrocarburos en la Cuenca Neuquina, descubiertos en la década de 1960 en la plataforma de Catriel, fueron asignados tempranamente al Gr. Choiyoi (Robles, 1970). Interpretaciones recientes permitieron asignar la producción de hidrocarburos en reservorios no convencionales a rellenos de hemigrabens pertenecientes al Ciclo Precuyano. Esta modificación en los conceptos de identidad respecto a la mineralización en niveles distintos, ha generado una sombra de dudas respecto a los pozos que, se les ha adjudicado historia de producción del Gr. Choiyoi cuando podría corresponderse a los niveles del intervalo Ladiniano-Hettangiano (Triásico medio – Jurásico Inferior) y por ende suprayacentes al Gr. Choiyoi. La dificultad en establecer límites estratigráficos en subsuelo, dentro de litologías complejas es responsable de la confusión antes mencionada.

A los efectos de no generar interpretaciones ambiguas y hasta que se logren mejorar las identificaciones de aquellos niveles productores en pozos que se asignan al Gr. Choiyoi, se adopta aquí el esquema tradicional, con ciertas modificaciones, que le asigna al intervalo Permo – Triásico medio producciones de hidrocarburos en rocas de origen preferentemente volcánico (Gr. Choiyoi).

Se considera por separado el potencial hidrocarburífero como reservorio no tradicional, del nivel comprendido entre el Triásico medio (Ladiniano) y la base del Jurásico inferior (Hettangiano) que se denomina informalmente como Precuyano en clara referencia a los depósitos previos al ciclo Jurásico – Sucesión Cuyana.

El Grupo Choiyoi es un complejo vulcanoclástico que apoya en discordancia sobre un sustrato heterogéneo Pretriásico generalmente pérmico cuando apoya sobre los granitos porfiroideos de la **Fm Huechulafquen** (Turner, 1965 a). Sobre la base de la información regional, estos granitos podrían corresponderse con el "**Granito Rinconada**" en la definición de Robles, 1970).

La edad probable del grupo puede ser establecida como triásica inferior a media. Sin embargo, localmente su base podría extenderse hasta el pérmico (Braccini, 1964) donde se ve atravesado por diques graníticos.

Esta asociación litológica, que forma el llamado "*Basamento Económico*" de la cuenca Neuquina en Medanito SE - 25 de Mayo y El Medanito registra horizontes mineralizados a diferentes profundidades.

Estos horizontes, partiendo del tope del grupo, se encuentran a profundidades de entre 200 hasta 250 m. Recién a partir de esas profundidades estimadas se podría considerar el "*Basamento Económico*" en la zona.

LITOLOGÍA

La litología de este grupo en base a las descripciones realizadas en el área del yacimiento Medanito SE 25 de Mayo, la integran rocas del séquito de rocas volcánicas, encontrándose variaciones litológicas "faciales" verticales y laterales en las diferentes áreas del yacimiento antes mencionado. Dentro de esta variación podemos asegurar que las Riolitas y Riolitas Tobáceas son las que se encuentran en el área mineralizada más importante. También se presentan tobas y aglomerados volcánicos con impregnación, pero con características petrofísicas que dificultarían su producción.

Las litologías predominantes para el Grupo Choiyoi, dentro del Yacimiento son tres:

- Ignimbritas intensamente aglutinadas-**IIA**- (o tobas intensamente soldadas) que corresponden a las previamente denominadas "frescas", "violáceos", "grises".
- Ignimbritas con menor grado de aglutinación-**IMA**- (o tobas con menor grado de soldamiento) equivalentes a las previamente denominadas "alteradas", "salmón", "castañas".
- Tobas brechosas verdes-**TV**- que no constituyen reservorio.

Las **IIA** no poseen porosidad primaria, pero son más susceptibles a fracturarse por sus características mecánicas



Las **IMA** han conservado o entrampado mayor cantidad de gases previo al enfriamiento, sufrieron procesos de desvitrificación durante la consolidación, generando "porosidad primaria" y de desvitrificación en toda la extensión del evento. La porosidad "primaria" corresponde a las cavidades de los fragmentos de pumicitas y la porosidad de desvitrificación corresponde a la variación de volumen relacionada con la transformación del vidrio en feldespato y cuarzo y/o arcillas o bien a la disolución de cristales preexistentes por la diagénesis producto de los gases y fluidos entrampados durante la efusión.

No existen variaciones mineralógicas y/o químicas de importancia entre las **IIA** y las **IMA**. No se observaron indicios de alteración meteórica o hidrotermal de relativa importancia que modifiquen la porosidad primaria o generen porosidad secundaria. Es de esperar que las características generales de las **IMA** permanezcan constantes en toda la extensión de un evento.

Dentro del Grupo se ha considerado en algunos trabajos (H. Marchese; R. Blocki, 1981) las siguientes subdivisiones y equivalencias:

Grupo Choiyoi con sus probables equivalentes Tobas Barda Alta + Vulcanitas Medanito.

- **Formación La Pampa**, probable sinónimo de la **Fm. Planicie Morada**. Actualmente ésta nomenclatura (Fm. La Pampa) está en desuso y se utiliza el término **Fm. Planicie Morada** (Hettangiano?), equivalente a la **Fm. Remoredo** en Sierra de Reyes (Mza) denominado informalmente como "Sedimentos Precuyanos" también identificados en la columna estratigráfica local del área Medanito como "T".

PROVINCIA DE LA PAMPA
 AREA MEDANITO SUR CNQ - 26
 Carlos A. Dagna (CFI)

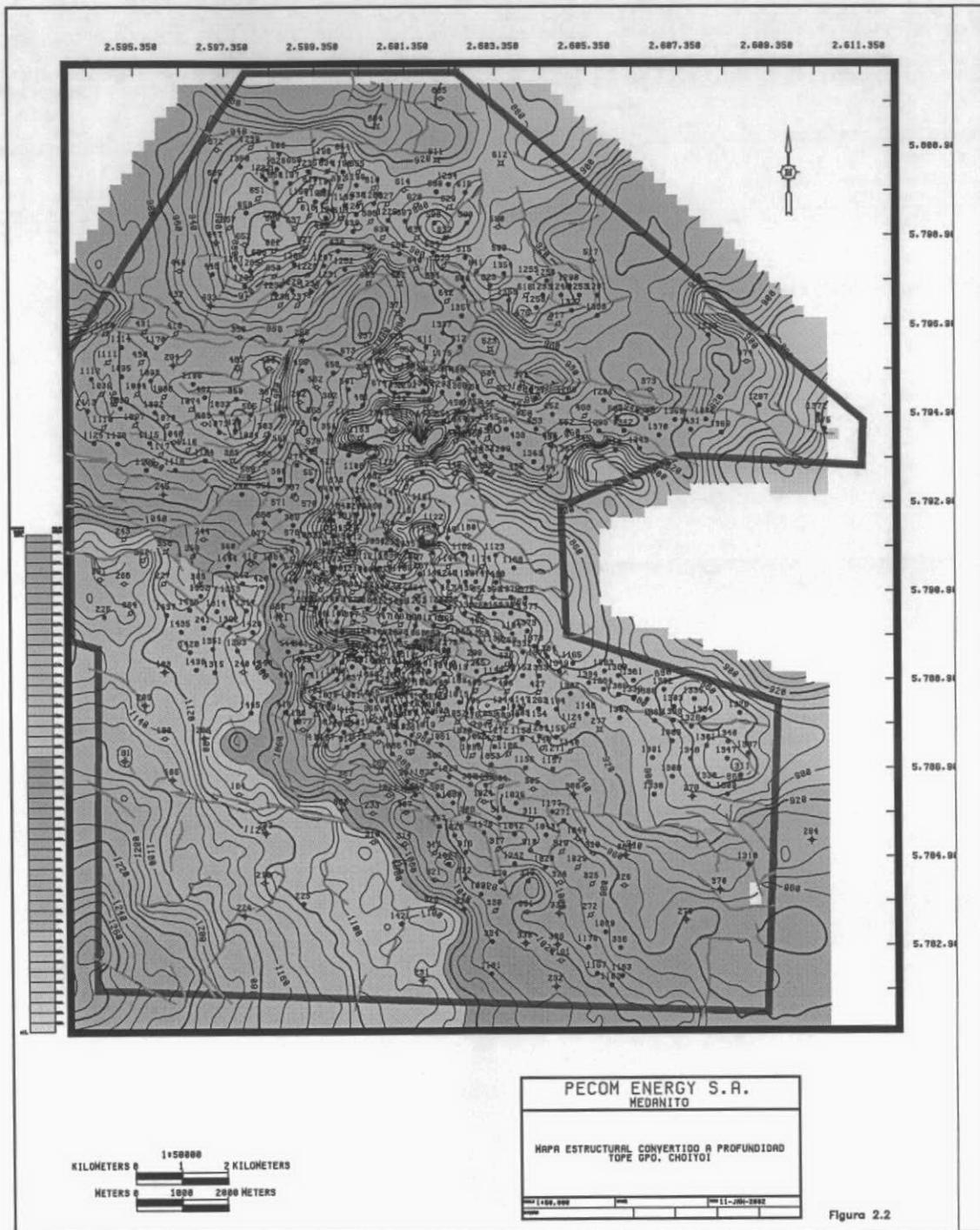


Figura 2.2

En este trabajo se adopta el esquema estratigráfico de Robles, 1970 (Figura 2 y 3) que define para el “Engolfamiento Neuquino” en la región asociada a **CNQ - 26 Medanita Sur**.

En ella se desvincula la Fm. Tobas Barda Alta como equivalente estratigráfico del Grupo Choiyoi por definirse en un ciclo deposicional posterior que la ubica por encima del Triásico Superior. Esta Fm. apoya en discordancia erosiva (angular?) sobre el Grupo Choiyoi.



CARACTERIZACION, ESTRATIGRAFIA Y MINERALIZACION

La actitud morfoestructural del **Grupo Choiyoi**, conforma un prerrelieve de altos y bajos, con una pendiente general del este al sudoeste, encontrándose en el este las cotas estructurales más altas y conformando "islas" que aparecen cuando se desarrolla el ciclo sedimentario suprayacente.

Esta actitud estructural se encuentra en el Yac. Medanito SE – 25 de Mayo, donde el "Alto Central" (-780 m.b.n.m) baja hacia el sudoeste hasta (-1140 m.b.n.m). Dentro del mismo yacimiento, se manifiesta hacia el ONO y norte otra estructura positiva de bloque en el G. Choiyoi (-960 m.b.n.m).

"Estos "Altos relativos" conforman un prerrelieve semejante a "montañas" o "islas" que dejarían depresiones, canales o "valles", propicios a ser rellenados al continuar las etapas sedimentaria en la evolución de la cuenca" (H. Marchese; R. Blocki, 1981)

En la zona de mayor mineralización, sector occidental lindante al área de los 900 de PCR, el sistema poral está definido por un juego de fracturas y una matriz compacta y alterada, principalmente en las zonas cercanas a dichas fracturas y con escasos alvéolos (por disolución y/o alteración). Las rocas predominantes son riolitas y tobas riolíticas, existiendo algunos niveles continuos, tanto en sus características litológicas como petrofísicas. En el resto de la zona existiría un sistema poral similar, aunque ya no se encuentran los niveles mencionados y variarían las características petrofísicas por cambios litológicos y/o grado de alteración.

Las fracturas detectadas tienen un ancho aproximado de hasta 500 micrones y se hallan aparentemente en toda la columna. Existen dos juegos que se cortan a 45-50°, cada uno de los cuales posee ángulos que oscilan entre 60 y 80°.

La interpretación clásica de perfiles no tiene validez para el **Grupo Choiyoi**. ***En zonas con valores de SW = 100% se obtuvieron producciones de petróleo importantes.*** En los set de perfiles del tipo Doble Inducción, los niveles mineralizados tienen una respuesta atípica sobre la curva de potencial espontáneo SP, ya que registra una deflexión negativa.

Se desconocen los posibles impactos y consecuencias de los fluidos de perforación y terminación en estos sistemas porales a fin de prevenir el daño ambiental. En algunos casos se han hecho experiencias a pozo abierto con diversos



resultados. La mayor desventaja de este sistema es la inseguridad del nivel estimulado como desde donde produce. Por otra parte, salvo algunas excepciones, no es posible fracturar a pozo abierto y por último un porcentaje importante de pozos se tapan por derrumbe. En general se han obtenido buenos resultados a pozo entubado, ya que en la mayoría de ellos fue posible fracturar y además el comportamiento de los pozos no demuestra que hayan sido dañados por cemento.

En cuanto a estimulaciones se han obtenido muy buenos resultados con fracturas hidráulicas efectuadas con geles de alta viscosidad y grandes volúmenes de arena. Si bien no alcanzan la misma profundidad que las de petróleo o agua, abarcan mayor espesor que estas, con el consiguiente beneficio para el sistema poral descrito. En numerosos casos se han superado los 100 m³/día iniciales sobre mineralizaciones exclusivas del **Grupo Choiyoi**. Las mejores acidificaciones se han realizado con CIH 12% + FIH 3% en los topes del Grupo Choiyoi. En el resto de la columna los resultados han sido muy variables.

Esta continuidad en los horizontes productivos demuestra la importancia como reservorio no tradicional que adquiere este nivel en la zona analizada.

Es difícil demostrar los factores que regulan, por orden de importancia, la mineralización del **Grupo Choiyoi**. Sin embargo pareciera existir una relación entre el grado de alteración y las fracturas con los niveles mineralizados o productivos.

Dentro del contexto de yacimientos de hidrocarburos lo ubicamos como de características “estratigráfico accidental o anecdótico.” Este reservorio no convencional y con características especiales tiene que cumplir con ciertas premisas comunes a todo yacimiento hidrocarbúfero:

1. Roca reservorio
2. Permeabilidad y/o porosidad
3. Roca madre y/o etapa de migración
4. Roca sello.

1. Como roca reservorio es una excepción lógica ya que sus características son secundarias y circunstanciales.

2. La porosidad y permeabilidad es una condición secundaria adquirida principalmente en forma postgenética (alteración y fracturas)

3. Estratigráficamente los siguientes párrafos no se corresponden con la posición inmediata al Gr. Choiyoi. Sin embargo, se describirán en esta sección, las



características que se definen en la “Roca Generadora” dentro de la zona correspondiente al área **CNQ – 26 Medanito Sur**.

Si se asume como cierta la definición generalmente aceptada del concepto de “Roca Madre” que caracteriza a las rocas con ciertas características deposicionales (ambiente reductor, presencia de alto contenido en materia orgánica, energía deposicional baja, granulometría pelítica, etc), se puede relacionar a la **Formación Vaca Muerta** dentro de esta clasificación. Se trata de un depósito Titoniano (Mendociano) caracterizado por una litofacies de Pelitas oscuras que presentan una alternancia de lutitas y calizas litográficas gris negra, propias de un ambiente marino de baja energía y circulación restringida. Su posición estratigráfica es infrayacente a la **Formación Loma Montosa – Quintuco**. Se define con buen desarrollo hacia el oeste del área Medanito en los yacimientos de Entre Lomas, Catriel Oeste, Loma Montosa que son relativamente cercanos y ausente en la zona CNQ – 26 por los datos de subsuelo registrados en el área Medanito SE .

El desnivel estructural que registran los límites cratónicos mediante el Sistema de Sierra Pintada respecto a los márgenes establecidos en el Mesozoico ha condicionado el avance del mar Titoniano en la porción mas oriental de la cuenca impidiendo su desarrollo localmente. Las condiciones costeras proximales en el área de estudio, no favorecieron la identidad litofacial del Thitoniano. En cambio si permitieron el desarrollo de un ciclo de mayor energía que reemplaza a los depósitos de facies pelítica en forma sincrónica (**Fm. Loma Montosa**).

Uliana, et al 1976, propone respecto al Mendociano....”Si bien con cada uno de estos retrocesos y avances del mar, se reitera en forma cíclica la aparición de las facies características del Mendociano, en cada episodio se alcanza una situación paleogeográfica particular que condiciona un diseño de costa y una geometría interna propia”.

Las consideraciones estructurales son las que permiten comprender el comportamiento diferencial de las características deposicionales dentro de los diferentes ámbitos en la cuenca y particularmente en sectores del engolfamiento. Varios autores consideran hasta desvinculante las variaciones litofaciales entre las diversas áreas de la cuenca a pesar de su isocronicidad.

En la zona de Medanito SE, las directrices del basamento se orientan en concordancia con el estilo estructural de las áreas elevadas adyacentes y que



condicionan los límites deposicionales. En esta zona los principales escalones del sustrato tienden a disponerse con rumbo NO-SE, coincidiendo con el sistema de orientación del borde de Sierra Pintada.

Asumiendo la presencia de una estructura de pilar tectónico como es el eje **Charco Bayo – El Caracol** en la zona conocida como Entre Lomas, distante unos 40 km al SO del área **CNQ – 26 Medanito Sur**, este sistema tipo horst evoluciona hacia el borde NE hacia un mínimo (**El Santiagueño**), lindante con Medanito SE.

Este depocentro tiene características de fosa periférica ya que se ubica entre el máximo estructural (Charco Bayo – El Caracol) y la “Flexión Marginal” Atamisqui - Ramblones hacia el norte. El área **CNQ – 26 Medanito Sur** se comportaría dentro de la faja extendida entre las “Flexiones” y el límite de acumulación, comportándose como una plataforma estrecha, con ocasionales irregularidades de fondo y delgada cubierta sedimentaria.

La ausencia de la **Formación Vaca Muerta** debe considerarse como producto de las condiciones detalladas anteriormente. Durante los hemisiclos transgresivos el área de acumulación se amplía considerablemente, sin embargo los espesores registrados en los límites del engolfamiento observan un importante acñamiento respecto a la zona axial del mismo hasta su ausencia, como consecuencia del retraimiento del borde de acumulación hacia la parte central.

De este modo la **Formación Loma Montosa** reemplaza a la identidad de la **Fm. Vaca Muerta** adoptando características y funciones de reservorio y posiblemente como “*Roca Madre de transferencia*” en los términos del concepto de “Migración Secundaria” hacia el **Grupo Choiyoi** y las **Formaciones Precuyanas Petrolífera, Sierras Blancas y Centenario**.

Esta tesis debe cumplir varias condiciones:

1. Que no exista roca sello entre ambas unidades litológicas (Loma Montosa – Gr. Choiyoi)
2. Existencia de volumen de hidrocarburos sobrantes a la capacidad de reservorio de **Loma Montosa**, transfiriendo el mismo a niveles en contacto infrayacente.
3. Características de roca receptora del **Grupo Choiyoi**, litología, alteración y fracturas

Estas condiciones parecen cumplirse puesto que:



1. Ausencia o disminución en ciertos lugares de sedimentación entre la **Formación Loma Montosa** y el **Grupo Choiyoi**. La erosión o no deposición de los niveles silicoclásticos infrayacentes a la facies carbonática, pone en contacto a esta última con el **Grupo Choiyoi**.
2. La **Formación Loma Montosa** es el principal reservorio y horizonte productor. Sus condiciones deposicionales marino proximal, le confieren una amplia cobertura que le permitió sobrepasar los límites de los depósitos pre -Thitoniano cubriendo todo el prerrelieve **Choyollitense** o sus niveles superiores asociados. Esta particularidad sumada a sus características petrofísicas, variaciones faciales y acuífero de capas hacia el sector centro – este, permitiría eventualmente un sobrante volumétrico de fluidos. En la zona de acuífero de la **Formación Loma Montosa** (Centro – Este), el reservorio registra altos valores de presión estática.
3. Mediante el control de cuttings, testigos corona y laterales, la condición se cumple y es fácilmente asociable la presencia de niveles mineralizados donde la roca aparece alterada. Estos niveles aparecen alternados con otros no alterados o de “roca fresca” pero con fracturas que permitirían la comunicación entre las zonas productivas. Como patrón común se cumple casi sin excepción y dentro de ciertos límites areales la presencia de hidrocarburos en todos los topes del **Grupo Choiyoi**, con frecuencia sin condiciones litológicas demasiado favorables. Sin embargo las zonas más convenientes se presentan en áreas donde la secuencia litológica presenta:
 - Diferentes niveles de alteración
 - Ausencia o escasa sedimentación del intervalo PRECUYANO - CUYANO – LOTENIANO CHACAYANO.
 - Presencia del Miembro inferior de la **Formación Loma Montosa** (capas 8, 9 y 15)

Finalmente y a modo de conclusiones con el objetivo de optimizar su potencial productividad y facilitar la identificación de los posibles niveles mineralizados, es conveniente:

- No intentar definir niveles mineralizados en el **Grupo Choiyoi** mediante el



tradicional sistema de perfiles ya que las respuestas eléctricas son confusas y sin patrón establecido. La ausencia de calibraciones en función de las variaciones litológicas se produce como consecuencia de las alteraciones postgenéticas que no permiten trazar parámetros de comportamiento y determinar electrofacies.

- Controlar los niveles perforados mediante el sistema de Mud Logging a través del lodo de perforación y cuttings considerando que las impregnaciones en los recortes es un modo seguro de evaluación en este tipo de reservorio.
- Observar las deflexiones negativas en la traza del Potencial Espontáneo (SP). Este comportamiento está generalmente asociado con niveles mineralizados.
- Las estimulaciones que registran mejores respuestas son las fracturas hidráulicas efectuadas con geles de alta viscosidad y grandes volúmenes de arena (500/800 bolsas) a pozo entubado.
- La historia de producción de este nivel “no clásico” ha reportado 4278907,6 m³ de petróleo , 23% del total producido y 1014976,1 m³ de gas.
- **La producción acumulada del Grupo Choiyoi es hoy parcial o totalmente adjudicada al “Precuyano” en base a los descubrimientos que desde aproximadamente el año 2000 se vienen sucediendo. De todos modos se plantea aquí la posible combinación de ambos niveles (Gr. Choiyoi – Precuyano).**

Cuadro N°32. MEDANITO SE –GRUPO CHOIYOI

RESERVORIO		
Formación	Grupo Choiyoi.	
Edad	Permo-Triásico	
Litología	Vulcanitas -	
Tipo de trampa	Estructural	
Mecanismo Drenaje	Breve expansión monofásica - Expansión gas disuelto	
	Zona	
Plano de referencia	m.b.n.m.	1000
Profundidad media tope de formación	m.b.n.m.(mbbp)	1000 (1300)
Profundidad media base de formación	m.b.n.m.(mbbp)	-
Potencia media de formación (ht)	m	> 100

PROVINCIA DE LA PAMPA
 AREA MEDANITO SUR CNQ – 26
 Carlos A. Dagna (CFI)

Espesor medio útil (hu)	m	35
Complejos productivos	Tobas B. Alta	
	UNIDADES	PETROLEO
Porosidad (FI)	%	4.5 / 0.6
Permeabilidad (Kh y Kv)	md	1 a 100-0.4
Saturación por agua irreductible (Swirr)	%	40
Densidad media de formación (ROma)	m	2,60
Exponente de saturación (n)	adim.	2,00
Exponente de cementación (m)	adim.	2,00
Coefficiente de factor de formación (a)	adim.	1,00
Salinidad agua Fm.	g/l [Cl]	90-100
RW	ohmm	0,03
FLUIDOS		
	UNIDADES	
Petróleo		
Densidad	gr/cm ³ , API	0.873-30.5
Factor de volumen (Bo)	m ³ /m ³	1.205
Viscosidad (μo)	cp	1,80
Gas		
Densidad	gr/cm ³ , API	0.653
Factor de volumen (Bg)	m ³ /m ³	0,0087
Viscosidad	cp	0,0172
Poder calorífico	BTU	1161.7
Contenido de azufre	%	0
Agua		
Densidad	gr/cm ³ , API	1.13
Factor de volumen (Bw)	m ³ /m ³	1.004
Viscosidad (μw)	cp	0.65
	UNIDADES	PETROLEO
PRESIONES		
Plano de referencia	mbnm	1000,00
Presión original (Pi)	Kg/cm ²	136,00
Presión media volumétrica (Pmed.)	Kg/cm ²	65,00
Presión de burbuja (Pb)	Kg/cm ²	113,00
Presión dinámica (Pwf)	Kg/cm ²	5,00
	UNIDADES	PETROLEO
Gradiente de presión estática	Kg/cm ² /mbnm	0,094
Gradiente de fractura	Kg/cm ² /mbnm	0,160
Gradiente geotérmico	°C/mbnm	0,020

PRECUYANO

La edad asignada al Gr. Choiyoi generalmente aceptada lo ubica entre el Pérmico Sup (Thuringiano) y el Triásico Medio (Ladiniano). El período comprendido entre este último y el Jurásico Inferior (Hettangiano) que habilita el Ciclo deposicional Liásico cuyo inicio se conoce como “Cuyano”, caracteriza un ciclo deposicional cuyos sedimentos se los denomina informalmente como “Precuyanos”.

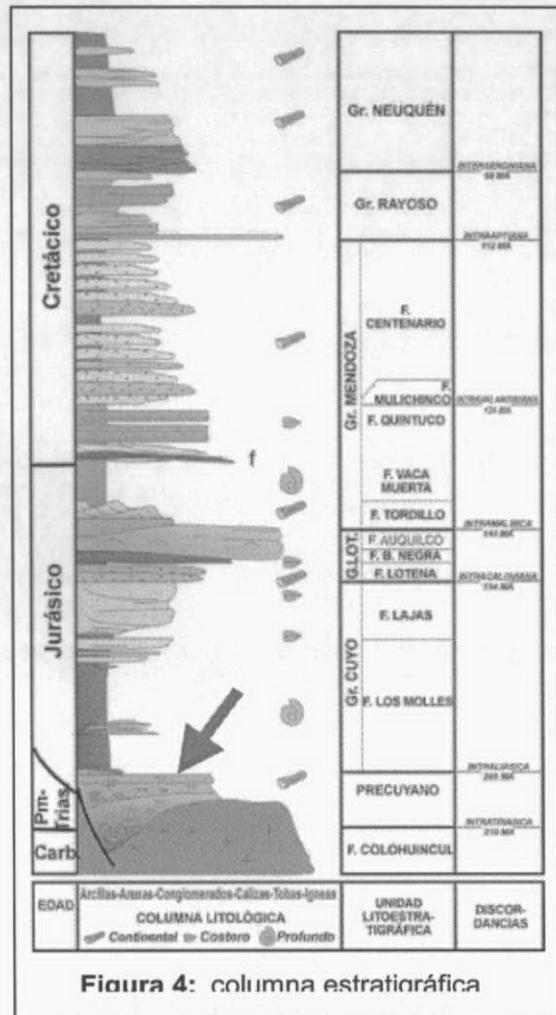
El Ciclo Precuyano fue definido por Gulisano (1981) como generador de las clastitas de la Fm. Remoredo en la zona de Sierra de Reyes en Mendoza cuyo equivalente en el área Nororiental Pampeana (Zona de Catriel) sería la Fm. Planicie Morada (Digregorio, 1965). El

concepto se extiende a otras unidades de superficie y subsuelo por Legarreta y Gulisano, (1989), para incluir los litosomas comprendidos entre el basamento granítico y volcánico (Fm. Colohuincul, Gr. Choiyoi, etc.) y la base del Gr. Cuyo (fig. 4). **Se trata de los depósitos clásticos que subyacen discordantemente a las sedimentitas marinas del Ciclo Cuyano (sensu Gulisano op. cit)**

Se utilizará en este trabajo, como guía referencial la publicación “RESERVORIOS PRECUYANOS” cuyos autores son Francisco Pángaro, Rodolfo Corbera, Osvaldo Carbone y Gerardo Hinterwimer.

Si bien esta unidad fue definida en un ambiente de importante participación volcánica, estudios posteriores tanto de superficie como de subsuelo, permitieron identificar depocentros estructurados e invertidos tectónicamente cuyo relleno se apartaba del patrón efusivo dominante hasta entonces conocido.

Así definidos, los depósitos precuyanos están vinculados al relleno primigenio de fosas tectónicas generadas por fallamiento extensional y transtensivo





que conforman un trend de pequeñas cuencas de orientación regional NW – SE (Uliana y Biddle, 1988) y que desarrollan tanto columnas sedimentarias volcánico-psefíticas como netamente clásticas. La orientación NW de los depocentros presenta variaciones en la zona de la Dorsal de Huincul en la que predomina la orientación E – O controlada por rasgos tectónicos preexistentes. La edad de estos depocentros se extiende desde el Triásico Superior hasta el Jurásico Inferior (Franzese y Spalletti, 2001).

Las formaciones Paso Flores y Puesto Kauffman representarían el extremo clástico de relleno de fosa y se correlacionan tanto con los litosomas del hemigraben de China Muerta (Neuquén) como con los excelentes afloramientos de la Fm. Llantenes al sur de Malargue (Mendoza) (Artabe *et al.*, 1998). Estas secciones clásticas conforman en ocasiones secuencias completas desde pelitas generadoras de origen lacustre (Uliana *et al.*, 1999) hasta areniscas de abanico aluvial y conglomerados fluvio - deltaicos. Por su parte la Fm. Lapa (Leanza y Hugo, 1997) constituye un excelente ejemplo de un hemigraben con relleno mixto. Esta unidad está compuesta por una alternancia de rocas epiclásticas, piroclásticas y basaltos que presentan un fuerte control tectónico en su distribución areal.

CORRELACIÓN EN SUBSUELO Y GEODINÁMICA DE LOS DEPOCENTROS TRIÁSICOS EN EL MARGEN ANDINO DE ARGENTINA Y CHILE

A continuación, se sintetiza el trabajo de Miguel Palma respecto la paleogeografía reinante durante el Mesozoico bajo (Triásico), las características sedimentarias de las secuencias, la historia tectónica imperante durante la evolución cenozoica, y la estructuración ándica en función de la tectónica tangencial a fin de recomponer a escala regional los componentes y resultantes de los movimientos que generaron los centros pre deposicionales del Precuyano.

El régimen extensional desarrollado durante el Pérmico, a expensas de un fenómeno postcolisional, persiste hasta fines del Triásico, produciendo los depocentros continentales tipo hemigrabens de rumbo oblicuo con respecto a la dirección meridiana del orógeno andino.

La información disponible permite verificar la existencia de depocentros independientes y asimetrías en el relleno de estas cuencas, implantadas sobre importantes zonas de heterogeneidad cortical.

El relleno de estas cuencas, está caracterizado por la acumulación de

persistentes secuencias sedimentarias continentales en el sector argentino engranando hacia el sector chileno con depósitos marinos. La presencia en los tramos inferiores de volcanismo máfico alcalino, indica que el proceso de atenuamiento cortical ha sido muy importante. El carácter extensional de estas cuencas también es confirmado por la identificación de una megasecuencia inferior en fase de relleno inicial, asimilable a depósitos de sinrift y otra superior asociada a facies de desplome. Estos depocentros se encuentran separados por altos estructurales, de rumbo noroeste que representan dorsos del basamento, que controlan la geometría en planta de estas cuencas. Esta paleogeografía oblicua fue generada por la fase diastrófica Huárpica, que reactiva en forma normal las fallas de desplazamiento de rumbo originadas por la fase Sanrafaélica, la que podría ser el resultado de la subducción oblicua postulada para el Pérmico.

Las mejores exposiciones de las secuencias que colmatan estas cuencas se encuentran emplazadas en el segmento de inclinación subhorizontal de la Placa de Nazca, entre los 28° a 33° de latitud sur. El resto de los afloramientos, existentes tanto al norte de los 28° como al sur de los 33° de latitud sur, son saltuarios, de menor continuidad y grado de preservación. Esto, como producto de los diferentes grados de acortamiento y las diferentes alturas estructurales existentes en el orógeno como resultante de la segmentación andina.

En esta contribución, se refuerza la existencia en subsuelo, de hemigrabens limitados por bloques del sustrato, tanto al sur de los 33° como al norte de los 28° de latitud sur, colmatados en forma previa a los inicios de las transgresiones mesozoicas, especialmente en el sur de Mendoza y Neuquén. Esto se reconoce en el análisis de líneas sísmicas de esa región, como reflectores que representan secuencias subyacentes al Cuyano.

A partir de este reconocimiento en subsuelo, se han presentado dos formas principales de interpretación, una la generalización de todos estos depósitos al término Precuyano y otra, la definición de unidades locales asignadas a tiempos diferentes. Se concluye sobre la existencia de secuencias tipo "Cuenca Cuyana" en el subsuelo de Mendoza y Neuquén infrayaciendo a términos "cuyanos", abriendo la posibilidad de la presencia de un cuadro similar en el sector cordillerano de San Juan y Catamarca.

MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

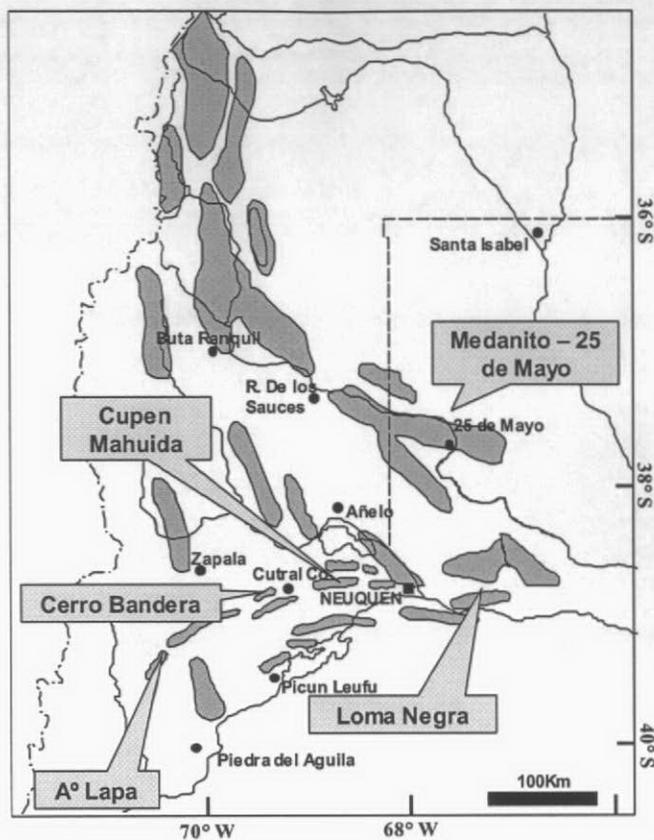


Figura 5: depocentros precuianos. (Modificado)

El basamento de la Cuenca neuquina está constituido principalmente por el Gr. Choiyoi, cuya asociación vulcano-epiclástica fuera reconocida por Groeber (1946) en el oeste neuquino, extendiéndose más allá de los límites provinciales. Estudios posteriores reconocieron dos secciones para esta unidad en la Cordillera Frontal permitiendo distinguir un complejo inferior andesítico-dacítico (Neopérmico) y una sección superior, compuesta por piroclastitas, ignimbritas y lavas riolíticas (Coira y Koukharsky, 1976).

Interpretaciones recientes restringen el nombre de Gr. Choiyoi a los niveles del basamento (Pérmico - Triásico medio), reasignando los depósitos originalmente descritos por Groeber como Serie Porfírica Supratriásica al Ciclo Precuiano (*synrift*) (Franzese y Spaletti *op. cit.*).

El *plateau* de rocas efusivas e intrusivas ácidas del Gr. Choiyoi (Llambías y Leveratto, 1975) fue afectado hacia fines del Triásico medio a Triásico superior por un proceso extensional, generándose numerosas cuencas independientes (fig 5). Las fosas adosadas a fallas maestras extensionales resultantes fueron rellenadas por secuencias de depósitos que gradan desde el extremo volcánico hasta el netamente clástico.

La edad de los depósitos precuianos abarca desde el Triásico superior al Jurásico inferior; en general la edad de su base no es fácilmente determinable pero su techo está acotado por la edad de las sedimentitas del Gr. Cuyo que la sobreyacen en la mayoría de los depocentros conocidos. En el sur de Mendoza (codo del río Atuel) los primeros registros con fósiles marinos del Gr. Cuyo (Fm. El



Cholo) pertenecen al Hettangiano – Sinemuriano (Riccardi *et al.*, 1988) mientras que en la provincia del Neuquén (arroyo Ñireco) se encuentran en la Fm. Chachil y corresponden al Pliensbachiano (Leanza y Blasco, 1991). Dataciones radimétricas realizadas en el Yac. 25 de Mayo-Medanito SE proporcionan edades de 219 Ma y 182 Ma para los reservorios precuyanos (Corbera y Kraemer, 2001). En realidad (N del Autor) si adoptamos como límite cronoestratigráfico el Pliensbaquiano (Liásico Sup. 198 Ma) la datación de 182 Ma – Jurásico Medio/Bajocense define Depósitos Cuyanos que suprayacen al ciclo aquí analizado y por ende lo desvincula del mismo.

El Ciclo Precuyano abarca distintas unidades formacionales (Legarreta y Gulisano, 1989). En este trabajo se pone especial énfasis en la descripción de la Fm. Lapa (Leanza y Hugo, 1997) por la estrecha similitud con las litofacies productivas en el yacimiento analizado. En dicha localidad el Ciclo Precuyano está descrito como una sucesión volcánico – sedimentaria de al menos 300 m de espesor que apoyaría discordantemente sobre el Gr. Choiyoi (Leanza y Hugo, 1997).

La secuencia comienza con un fanolomero basal con marcada estratificación entrecruzada con clastos de granitos, riolitas y andesitas. Sobreyace una sucesión de areniscas, arcillitas y niveles de calizas intercalados con coladas basálticas que en total alcanzan un espesor mayor a los 200 m. Hacia el tope se reconoce un potente paquete de rocas volcánicas ácidas de coloración parda a amarillenta que corresponden a depósitos de flujos piroclásticos con diferente grado de alteración hidrotermal y soldamiento; este paquete tiene un espesor de unos 120 m y está cubierto por un espesor variable de conglomerados y brechas que marcarían la culminación del Ciclo Precuyano en el área. La secuencia presenta en general fuertes variaciones laterales de facies y espesor lo que se explicaría en un contexto de relleno de un hemigraben con regímenes de subsidencia variables a lo largo del eje mayor del depocentro posiblemente asociados a zonas de transferencia.

En el área de la Plataforma Catriel (Fig. 6) (Robles, 1970) propone, para las mismas secuencias volcanoclásticas, la subdivisión en dos formaciones dentro de lo que se consideraba en ese entonces como Gr. Choiyoi, una inferior denominada Fm. Medanito, restringida a los altos y otra superior, identificada como Fm. Barda Alta rellenando los bajos estructurales.

En el sector nor-oriental de la Cuenca Neuquina, los depósitos ignimbríticos

están cubiertos generalmente por un conjunto de capas rojas conocido como Fm. Planicie Morada (Precuyano). Como ejemplo de esto en el hemigraben El Santiagueño - El Caracol se han documentado truncamientos en los reflectores de la Fm. Barda Alta contra los niveles clásticos de la Fm. Planicie Morada (Fig. 6). Dicha relación sugiere una discordancia entre ambos depósitos, como las documentadas en trabajos de superficie para la base de la Fm. Remoredo (Neuquina sector NO Cuyano Inferior – Precuyano)

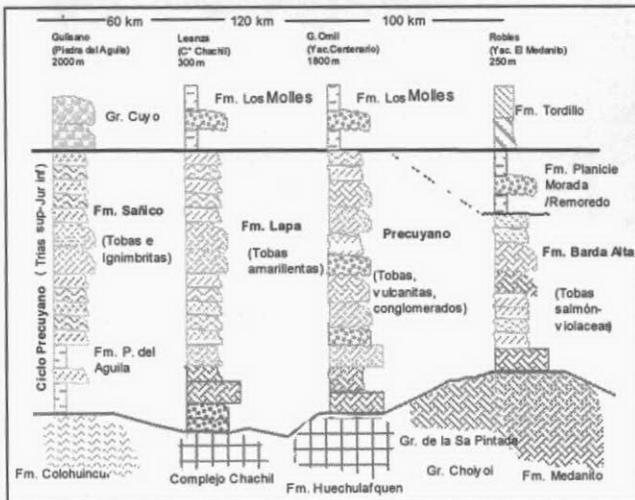


Figura 6: Modelo de facies para el Ciclo Precuyano en la fosa El Caracol – El Santiagueño.

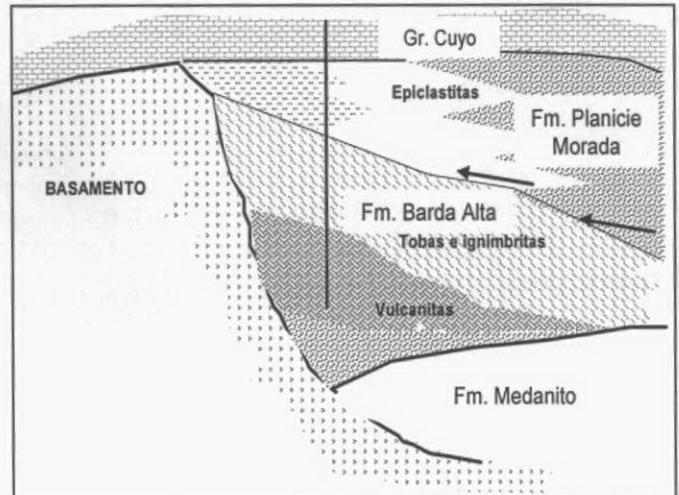


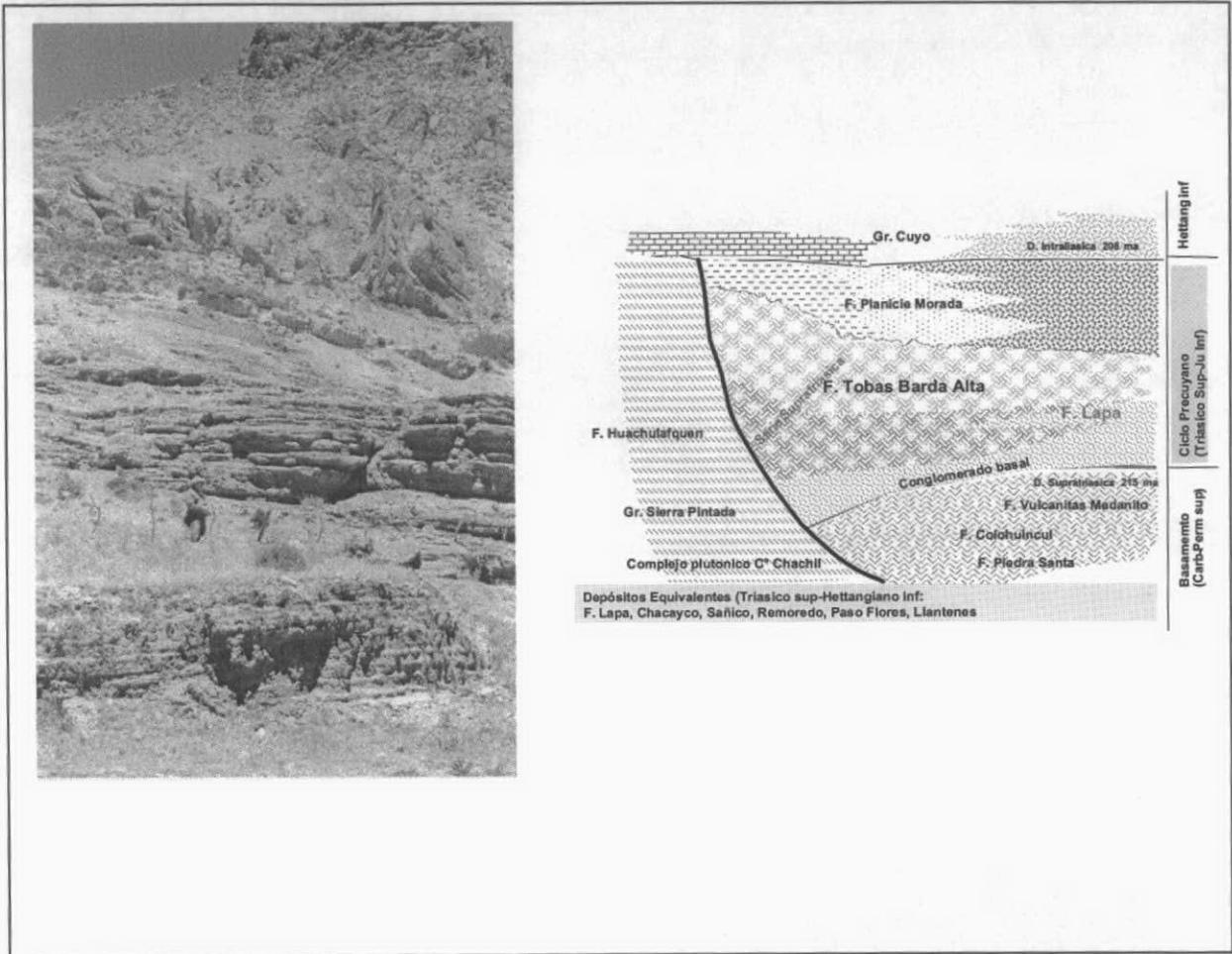
Figura 7: Cuadro de correlación del Ciclo Precuyano volcanoclástico de la Cuenca Neuquina

Esta unidad consiste en un depósito de relleno de hemigraben en la Sierra de Reyes, que consta de centenares de metros de arcilitas rojas que alternan con cuerpos masivos de areniscas conglomerádicas grises, tobáceas y lenticulares.

El modelo propuesto para el ciclo Precuyano volcanoclástico en la zona de Catriel, muestra una sección basal conglomerádica (brechas), a partir de la cual se incrementa la participación de rocas volcánicas, sobrepuesta por una sección importante de ignimbritas con variado grado de "soldamiento", con mayor desarrollo en las depresiones, que es cubierta mediante discordancia por facies de capas rojas.

En la zona de la Dorsal de Huinul se identifican depocentros con relleno predominantemente volcánico que alcanzan un espesor mayor a los 2000 m en el half – graben Cupén Mahuida. En general la composición de las rocas es ácida y están asociadas a flujos piroclásticos y caídas de ceniza. Desde el punto de vista de su litología y de los procesos de depositación se puede correlacionar a los dos casos de afinidad volcánica descritos en este trabajo en el área de la Dorsal (Cupen Mahuida y Cerro Bandera) con la porción superior de la Fm. Lapa. No se ha

determinado un patrón general de relleno de las cuencas precuyanas ya que los datos son escasos y no muestran ninguna secuencia definida.



Las denominaciones formacionales propuestas para el área de la Plataforma Catriel son Fm. Medaño para las facies lávicas equivalentes del Gr. Choiyoi, mientras que Fm. Barda Alta (equivalente a las Fms. Lapa y Sañicó) es asociada a las facies ignimbríticas del relleno precuyano, cubiertas discordantemente por las facies de capas rojas de la Fm. Planicie Morada (equivalente a la Fm. Remoredo) ambas consideradas como Precuyanas por su posición subyacente a los depósitos marino que comienzan en la base del Jurásico. (Fig. 7). Para la zona de la Dorsal no se han definido nombres formacionales ya que el término Precuyano bien engloba al relleno de los hemigrabens conocidos a la fecha.

Si bien las correlaciones de las distintas unidades precuyanas se conocen desde antiguo, fueron sintetizadas por Legarreta y Gulisano (1989) y en particular por Peroni (1982) quién equiparó la Fm. Barda Alta con las ignimbritas de la Fm.



Sañicó. Existen numerosas unidades precuyanas con nombres locales de acuerdo a su localidad tipo, aquí se citan sólo las más reconocidas en la literatura.

YACIMIENTOS TIPO

No es posible definir un yacimiento tipo para el Precuyano ya que cada descubrimiento depara nuevas sorpresas; para proveer una caracterización de un espectro amplio de tipos de yacimiento se describirán en el presente trabajo dos casos por su proximidad a la zona a explorar, uno alojado en rocas predominantemente piroclásticas (uno de gas seco, uno de gas y condensado, y uno de petróleo) y otro de un yacimiento de petróleo contenido en una secuencia clástica.

Todos los casos comparten el hecho de encontrarse en antiguos hemigrabens afectados por inversión tectónica. En 25 de Mayo - Medanito sus reservorios están constituidos por rocas volcánicas ácidas depositadas en eventos efusivos de tipo explosivo con una gran participación de flujos piroclásticos. En general los reservorios están asociados a alteración y fracturación tanto tectónica como por enfriamiento por lo que responden a modelos de doble porosidad.

Como ejemplo de un reservorio clástico de edad precuyana se eligió el yacimiento Loma Negra; este yacimiento se encuentra en el sector oriental de la Dorsal de Huincul y está constituido por un hemigraben de relleno predominantemente epiclástico.

YACIMIENTO 25 DE MAYO - MEDANITO SE

Uno de los yacimientos más importantes, actualmente en producción de hidrocarburos alojados en las secuencias volcanoclásticas precuyanas es 25 de Mayo - Medanito SE lindante con el bloque exploratorio CNQ -26 Medanito Sur. Con una acumulada de 5.985 Mm³ de petróleo a Diciembre de 2001 fue descubierto en el año 1968 por la empresa estatal de petróleo (YPF) en su intento de delimitar la estructura descubierta por la compañía Shell mediante el sondeo Lomas Bayas X-1 que se encuentra actualmente dentro del área operada por la empresa PCR.

La empresa Pecom SA intensificó su desarrollo y continúa operando el área desde 1977.

En este yacimiento se cuenta con estudios estructurales y petrográficos de

detalle realizados por Corbera y Kraemer (2001) para las facies productivas de este intervalo. Estos autores describen a la Fm. Barda Alta como un litosomo adosado a una falla extensional de orientación este - oeste para cuyos depósitos se han obtenido edades radimétricas de 219 Ma y 182.41 Ma (Triásico superior – Jurásico inferior).

El yacimiento, ubicado en las proximidades de una caldera volcánica (Mahood G., 2001 com verb), fue afectado por procesos de desvitrificación, que han generado una porosidad secundaria apta para el entrapamiento de hidrocarburos, favorecida por la inversión tectónica que dio lugar a la presencia de fracturas (Fig. 9).

La utilización sinérgica de atributos sísmicos, descripción litológica, análisis de la producción e interpretación de imágenes del pozo, han contribuido a una mejor caracterización del reservorio, cuyos niveles mas profundos han sido investigados hasta 250 m dentro del intervalo.

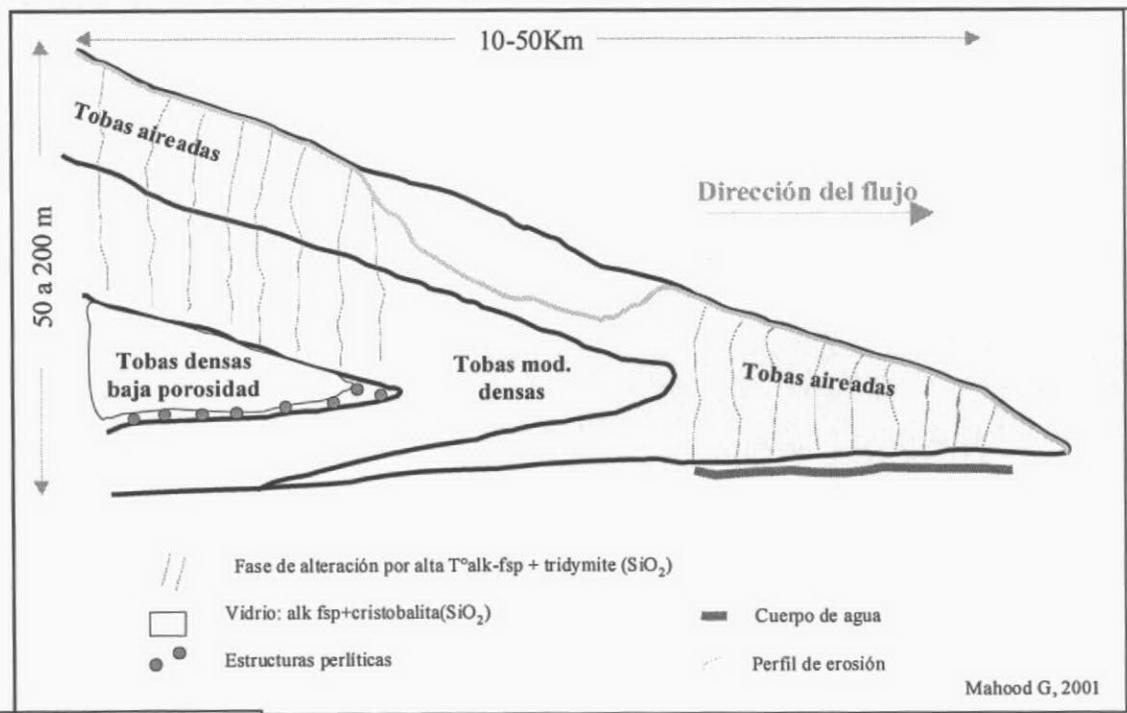


Figura 9

ESQUEMA PIROCLÀSTICO

ESTRATIGRAFÍA

En las facies de la sección productiva se describen ignimbritas con distinto grado de soldamiento de composición riolítica o riodacítica y geometría esencialmente tabular. Estos depósitos precuyanos volcanoclásticos fueron agrupados en tres tipos litológicos predominantes: "Tobas Densas" (de alto

porcentaje de fisuramiento y sin porosidad de matriz), "Tobas Aireadas" (de menor densidad de fisuramiento y porosidad de matriz) y "Tobas Verdes" (rocas no reservorio). Este conjunto litológico constituye parte del relleno de synrift afectado por diferentes episodios de fallamiento, procesos que generaron la compartimentalización de los reservorios y consecuentemente la desvinculación de los mismos en pozos productores cercanos.

MARCO TECTÓNICO Y ESTRUCTURAL

Las rocas reservorio del Ciclo Precuyano fueron depositadas durante un episodio extensional a escala continental

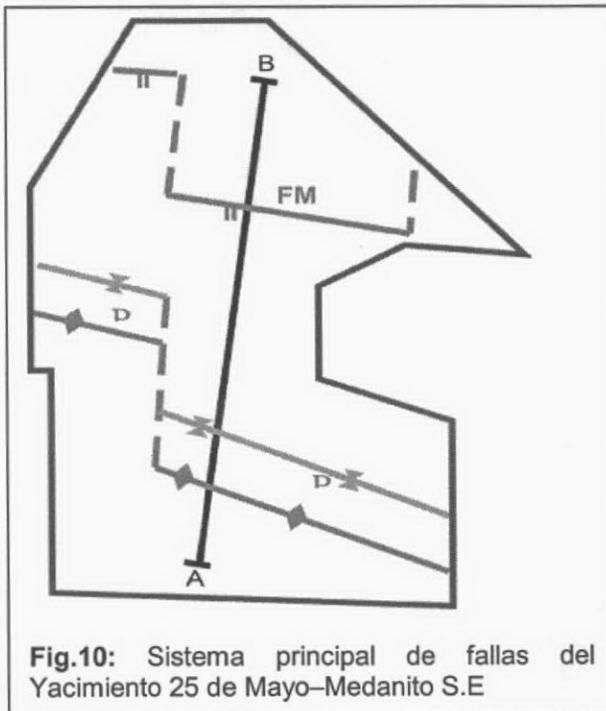


Fig.10: Sistema principal de fallas del Yacimiento 25 de Mayo-Medanito S.E

ocurrido durante el Triásico Superior-Jurásico Inferior. Mientras el orógeno Paleozoico superior Mendocino posee una orientación dominante N-S, el fallamiento normal Pérmico-Triásico, en la región extrandina de Neuquén, Río Negro y La Pampa, los rumbos dominantes son noroeste-sudeste y este-oeste, subparalelos a la orientación transversal del orógeno del Paleozoico Superior de Ventania. En este contexto regional se ubica el Yacimiento 25 de Mayo-Medanito S.E., donde el sistema

principal de fallas normales tiene orientación oeste-noroeste

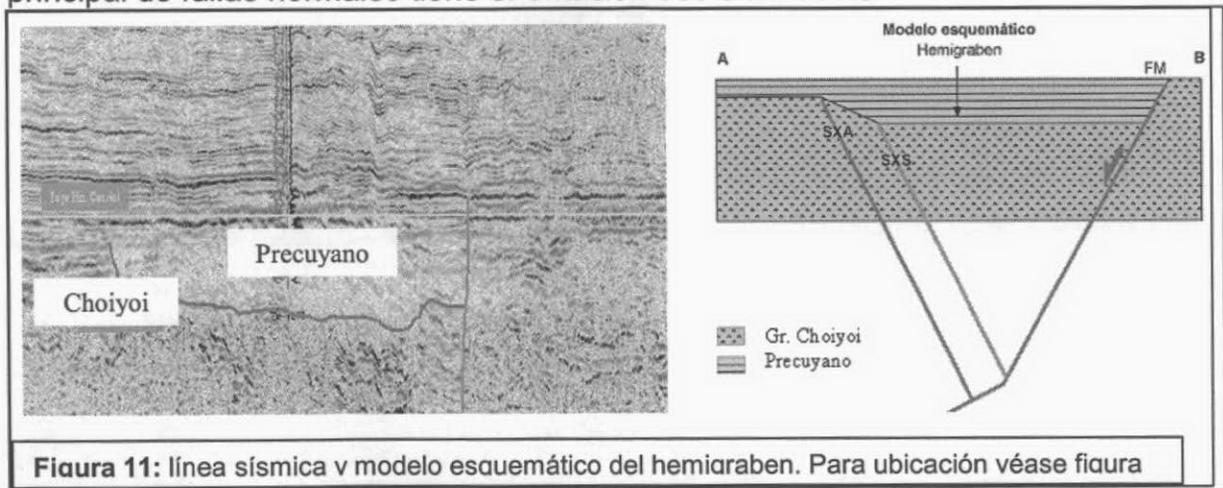


Figura 11: línea sísmica v modelo esquemático del hemigraben. Para ubicación véase figura

La falla principal normal (Figs. 10 y 11) posee un rumbo 270°, buza hacia el



sur y define un bloque norte elevado y un bloque sur hundido. Produce un desnivel estructural del techo del Gr. Choiyoi (Pérmico –Triásico) variable entre 120 y 210 milisegundos, lo que reafirma el carácter pretectónico de esta unidad.

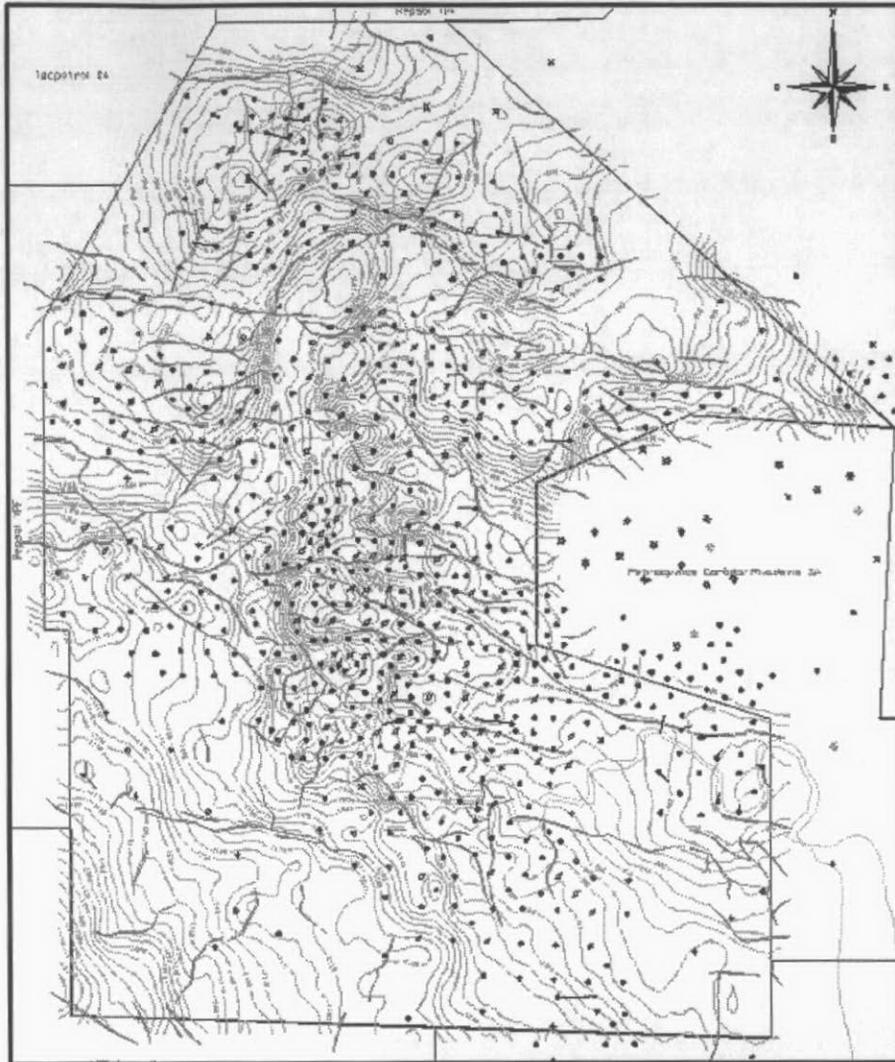
Las fallas de transferencia presentan una componente de desplazamiento de rumbo importante, por lo que es probable que exhiban un grado mayor de fracturación respecto a otros sectores del hemigraben. Finalmente, existen claras evidencias de inversión tectónica tanto en la falla normal maestra como en la zona central del hemigraben donde el depocentro correspondiente a las rocas piroclásticas del Precuyano, se convierte en un alto estructural en el Jurásico tardío sobre el que traslapan los niveles de la Fm. Catriel (Fig 7). La estructura actual muestra una profusa cantidad de fallas en la zona productiva (Fig.12).

IMAGEN SÍSMICA Y RESERVORIO PRODUCTIVO

Los recientes registros de sismica 3D permitieron correlacionar las zonas de menor amplitud sísmica con los depósitos piroclásticos del precuyano que rellenan el hemigraben, concluyendo que la energía disipada está asociada con la fisuración de estos depósitos. El atributo de Fuerza de Reflexión fue el que resultó óptimo en la correlación con los niveles productivos (Fig. 13). Al generar este atributo, que es una envolvente de las amplitudes, se pudo mapear claramente los límites del “reservorio productivo” (Fig.14).

Los depósitos precuyanos en la zona se caracterizan por estar compuestos por piroclastitas depositadas sobre un relieve labrado en valles tectónicos previos; este rasgo está documentado en la rápida variación de espesores. Estos potentes niveles ignimbríticos permeables fueron denominados informalmente en el área como “roca salmón, alterada o aireada” (Fig. 15). Los niveles piroclásticos rellenan la topografía volcánica preexistente de los *half - graben* cuyos bloques de rumbo noroeste-sudeste se hundían hacia el sudeste manteniendo una suave pendiente contraregional.

PROVINCIA DE LA PAMPA
 AREA MEDANITO SUR CNQ - 26
 Carlos A. Dagna (CFI)



La figura superior representa un plano estructural al tope del Precuyano en el Yacimiento Medanito SE.

Fig. N°13 Producción Acumulada en función del atributo Fuerza de Reflexión.

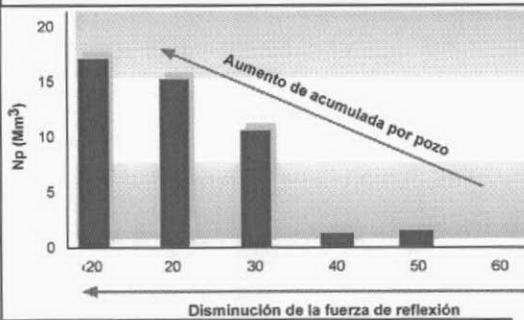
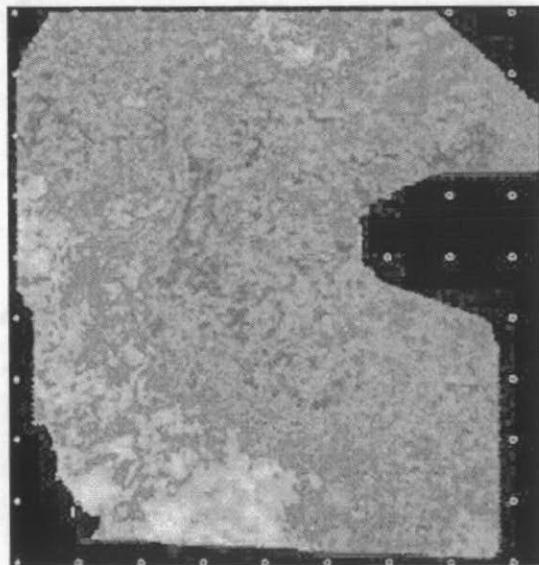


Fig. N°14 Mapa promedio del atributo Fuerza de reflexión entre el tope del Precuyano hasta 120 m por debajo.





El relleno general de las fosas se inicia con conglomerados brechosos, escasas coladas volcánicas y espesos paquetes de ignimbritas para ser cubiertos mediante discordancia por los sedimentos de la Fm. Planicie Morada, que están constituidas por areniscas de cuarzo redondeadas con matriz arcillosa, intercalada con arcilitas verdes y castaño oscuro.

Las litologías predominantes en el yacimiento son tres: **Tobas densas** (Tobas intensamente soldadas) que corresponden a las previamente denominadas "frescas", "violáceas" y "grises" (Fig. 16a), por no desarrollar porosidad primaria son susceptibles a desarrollar fracturamiento mas intenso debido a su fragilidad. Intercalan **Tobas aireadas** (con menor grado de soldamiento) equivalentes a las previamente denominadas "alteradas", "salmón" y "castañas", que constituyen

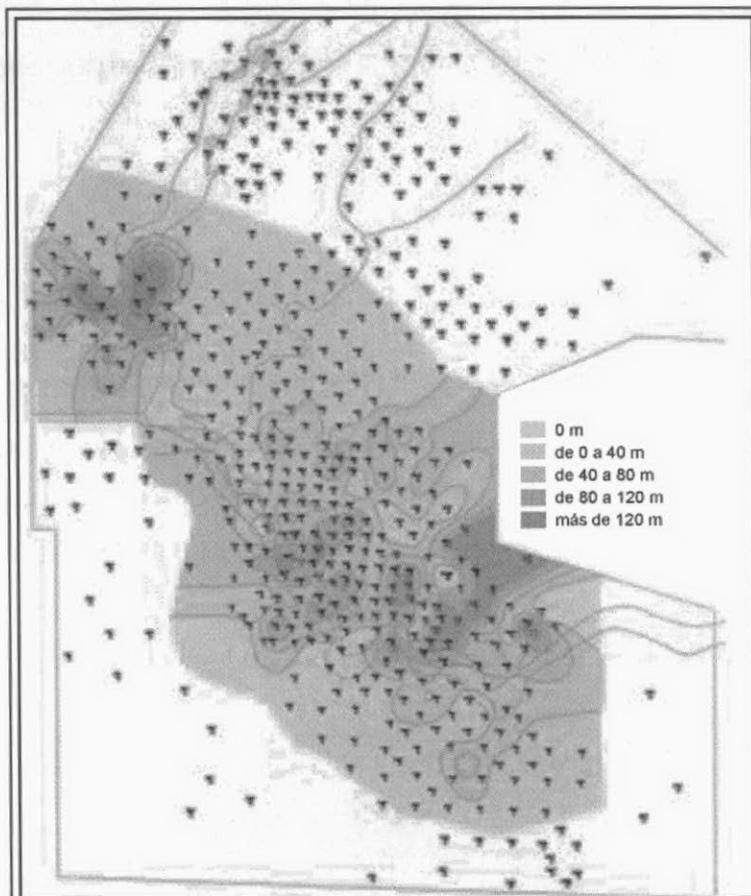


Figura 15: mapa de espesor de las tobas aireadas.

los reservorios principales. Interdigitando con **Tobas verdes** brechosas, sin interés petrolero.

IMAGEN SÍSMICA

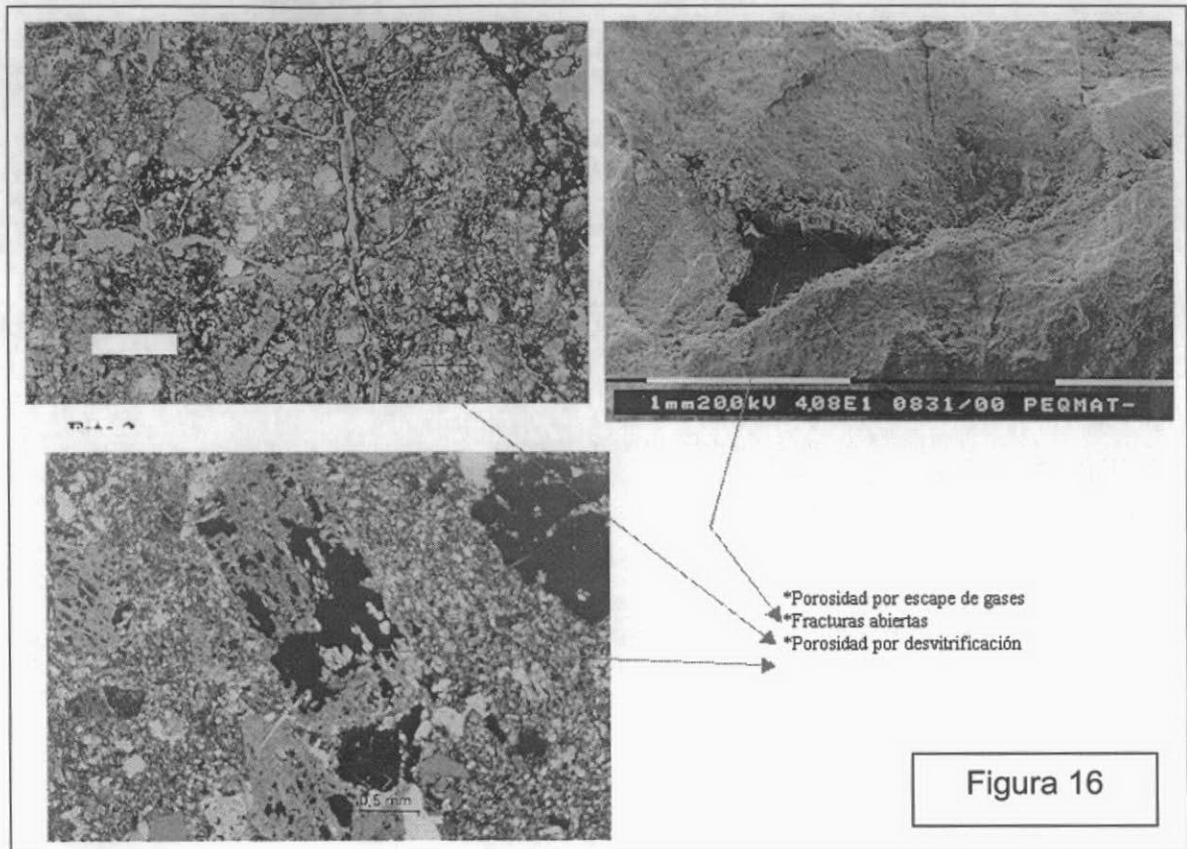
La imagen sísmica de la sismo-secuencia superior del Precuyano y de los niveles productivos no posee un rasgo característico sino que se trata de un espesor que es prácticamente transparente (*reflection-free*). Lo que sí es claro es el contraste de las vulcanitas del Gr. Choiyoi (mas reflectivo) con las vulcanitas del Precuyano; además se reconocen dentro del Precuyano zonas de alta reflectividad que corresponden a niveles más "duros" como coladas o flujos piroclásticos más

compactados. La característica baja reflectividad de los niveles productivos podría compararse con las zonas de baja magnitud de reflexión mencionadas en la descripción del yacimiento 25 de Mayo - Medanito.

CONTROLES SOBRE LA DISTRIBUCIÓN DEL RESERVORIO

El reservorio principal localizado en las tobas aireadas han conservado o entrampado mayor cantidad de gases previo al enfriamiento, sufriendo un proceso de desvitrificación durante la consolidación. Esto generó la consecuente generación de porosidad no convencional que corresponde a las cavidades de los fragmentos de pumicitas (Fig. 16b) y la porosidad de desvitrificación que corresponde a la variación de volumen relacionada con la transformación del vidrio en feldespatos y cuarzo y/o arcillas, o bien a la disolución de cristales preexistentes por la diagénesis producto de los gases y fluidos entrampados durante la efusión (Fig. 16c), así como de la microfracturación acontecida durante el brusco enfriamiento.

Acerca de la génesis de las tobas verdes se puede inferir una importante influencia de agua (líquida) en su origen a partir de estructuras observadas bajo el microscopio como fracturas perlíticas y fragmentos curvoplanares. En estos niveles, la presencia de escaso y fino carbonato sugiere circulación de agua con posterioridad a su formación; su origen podría deberse tanto a depósitos asociados a erupciones freatomagmáticas, tobas de caída, flujos ignimbríticos o flujos de detritos.



Evaluación mediante perfiles eléctricos

Dentro de los intervalos productivos, la litología y la determinación de los fluidos mediante el uso de perfiles eléctricos ha sido motivo de controversias. Tradicionalmente las zonas abiertas con punzados han correspondido a las deflexiones del registro SP (Fig. 17) y a la presencia de rastros en las muestras de recortes de perforación. La determinación del espesor permeable se ve dificultada por la presencia de fracturas, salinidad del agua de formación (mayor a 100 gr/lit) y la alta resistividad del material tobáceo haciendo poco confiable los cálculos convencionales de porosidad y Sw.

Esto condujo a la adquisición de imágenes de última generación para calibrar el grado de fisuración observado en testigos corona recuperados en campañas anteriores y en imágenes de herramientas anteriores. La comparación de las nuevas imágenes y las anteriores con los registros convencionales reveló que en las zonas fisuradas se pueden encontrar indistintamente saltos en el sónico, cambios en la corrección de densidad en zonas de buen calibre, diferencia en las resistividades,

PROVINCIA DE LA PAMPA
 AREA MEDANITO SUR CNQ - 26
 Carlos A. Dagna (CFI)

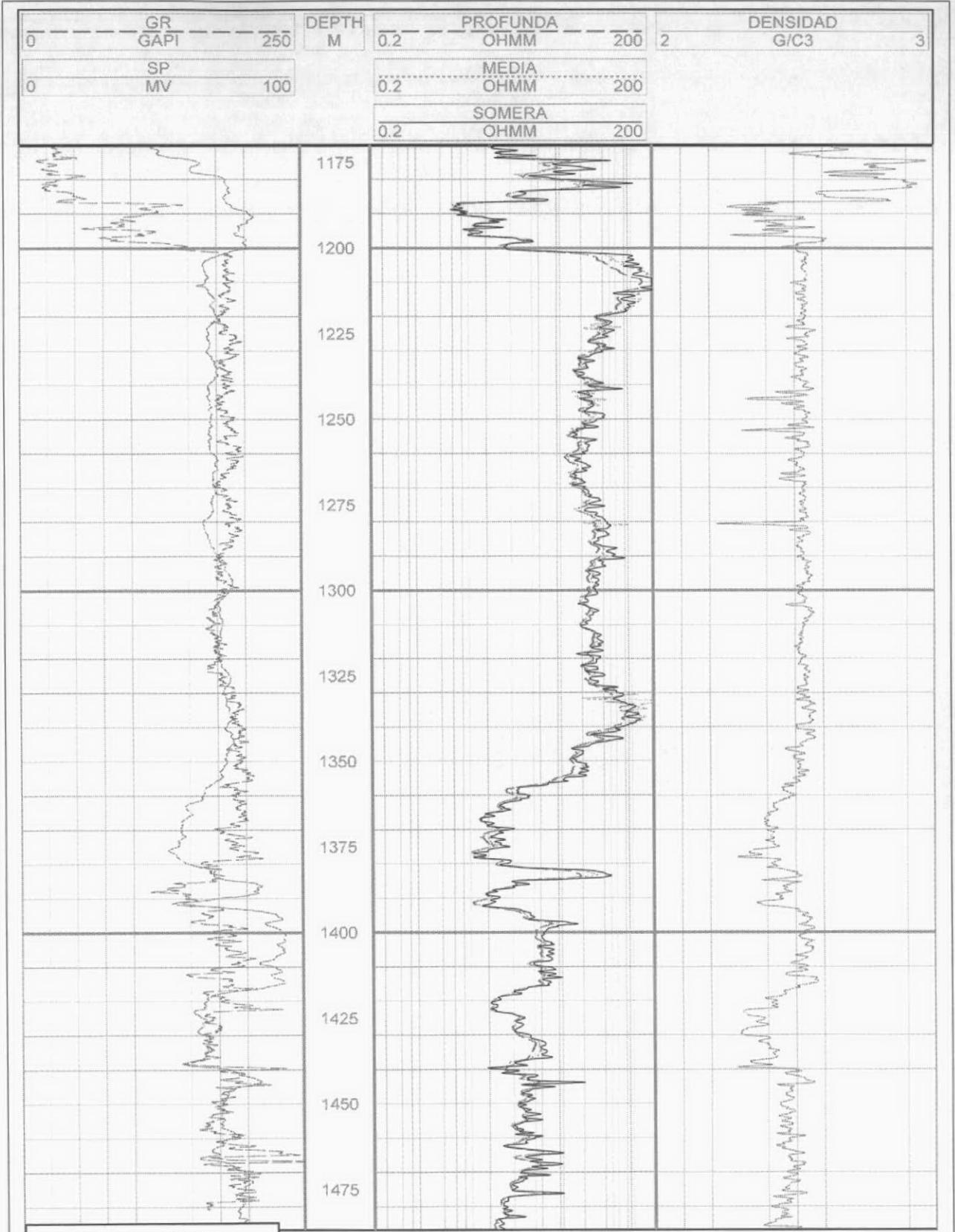


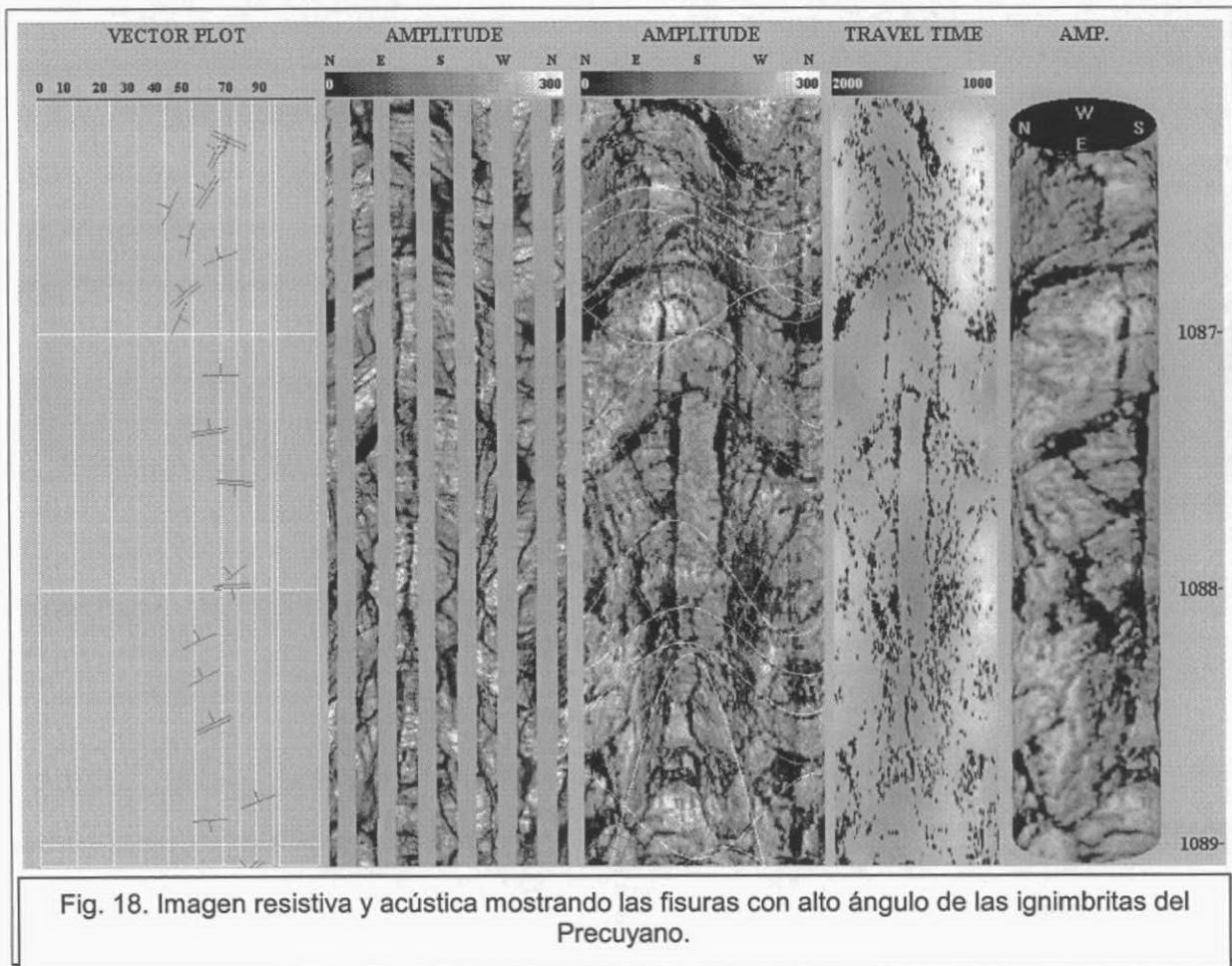
Figura N° 17



cruces entre las curvas del SP y el GR, y saltos en el perfil de temperatura.

Todas estas evidencias se pueden observar en pozos viejos pero ninguna de ellas es por si sola indicadora de la presencia de fisuras, ya que dependen directamente de la densidad, el espesor y el largo de dichas fisuras, las que sólo se evidencian en las imágenes.

Todas las fisuras observadas en las imágenes nuevas (Fig. 18) también tienen altas inclinaciones; 70° y 80° con un rumbo noroeste-sudeste y este-oeste, situación coherente con las inclinaciones y rumbos observados en la sísmica 3D. Este comportamiento fractal es típico de las fracturas de origen tectónico. Por su parte, la densidad de fisuración tiene una relación directa con el tipo litológico ya que, a mayor consolidación de las ignimbritas, la densidad de fisuras es mayor.



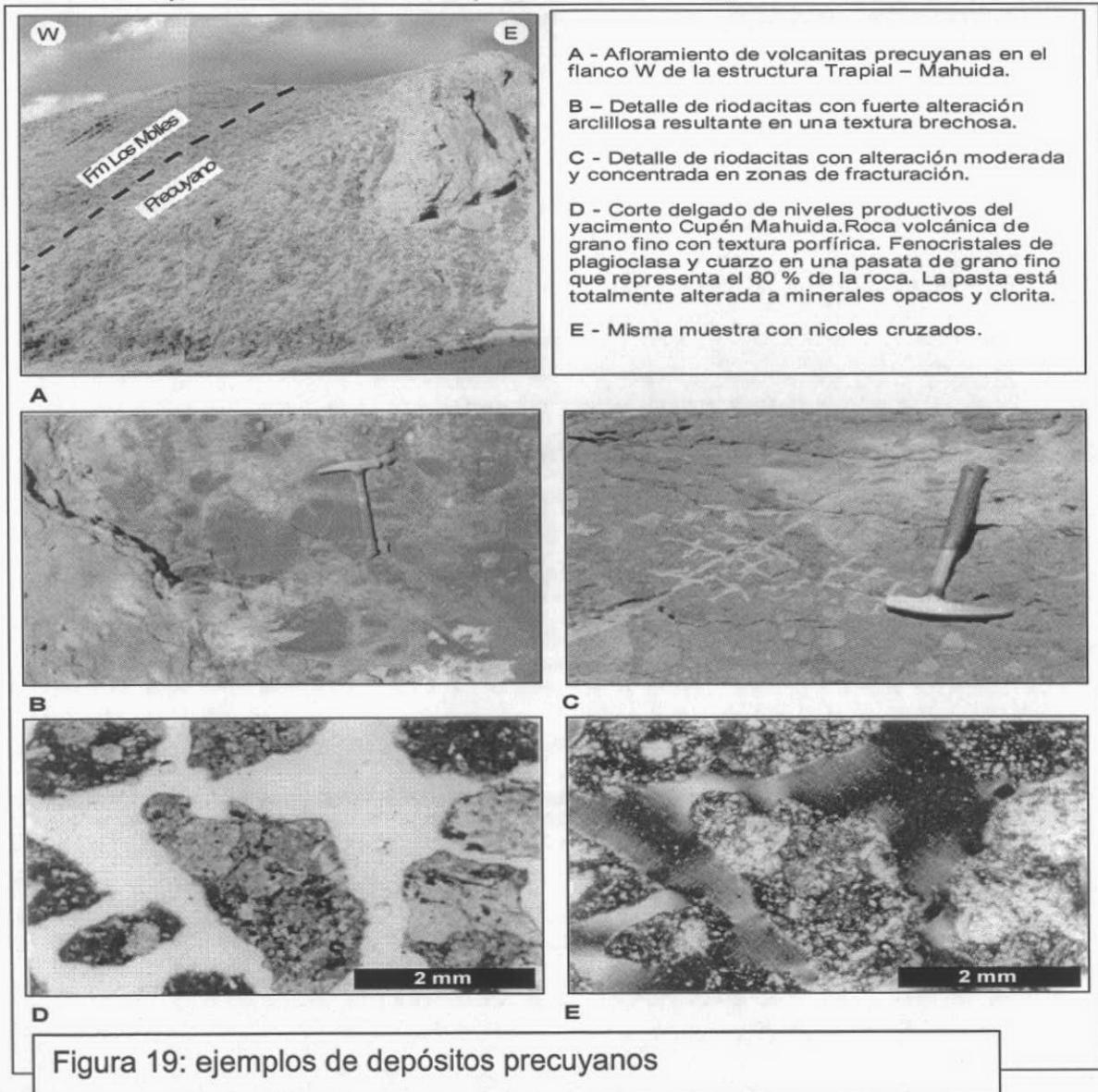
El ambiente que controló estos depósitos parece haber sido la presencia de una fosa asociada a una caldera donde hubo suficiente espacio para acumular



centenares de metros de ignimbritas. La posterior alteración de estas unidades se debió a intensa desvitrificación de alta temperatura y posterior fracturamiento. La desvitrificación cruda puede darse por la transformación de vidrio en cristales menores de feldespato alcalino y cristobalita lo cual genera porosidad granular al ser el vidrio volcánico inestable en ambientes diagenéticos.

Los factores de recuperación surgen del análisis individual de pozos que han producido únicamente de un tipo litológico. En tales pozos se observa que para las tobas aireadas los valores rondan el 10% y para las tobas densas son cercanos al 40%.

El avance del conocimiento en este tipo de depósitos dista aún de estar consolidado, aunque el contar con un modelo geológico-estructural soportado por la sísmica 3D, permite continuar la exploración en este tipo de fosas en áreas vecinas.

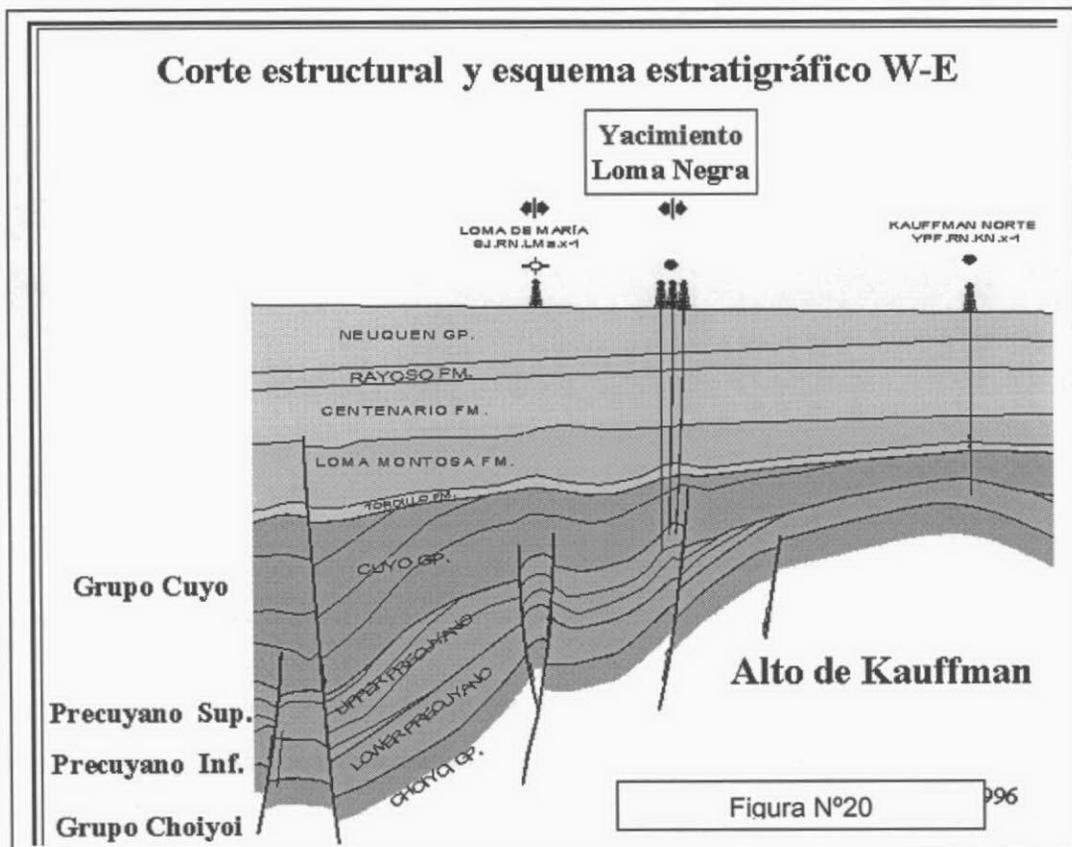


YACIMIENTO LOMA NEGRA

El yacimiento Loma Negra se ubica en el sector sudeste de la Cuenca Neuquina (Fig. 5), a 30 km al norte de la ciudad de Gral. Roca, provincia de Río Negro. A fin del año 1996 se perforó el pozo Loma Negra x-1 (LN x-1) investigando una estructura que involucraba a niveles de la Fm. Punta Rosada, la Fm. Lajas y sedimentitas del Precuyano, resultando descubridor de petróleo de los tres niveles mencionados dando lugar al descubrimiento del Yacimiento Loma Negra. Los niveles del Precuyano se encuentran a una profundidad entre 2700 y 3400 mbbp y tuvieron una producción inicial de 60 m³/d de petróleo.

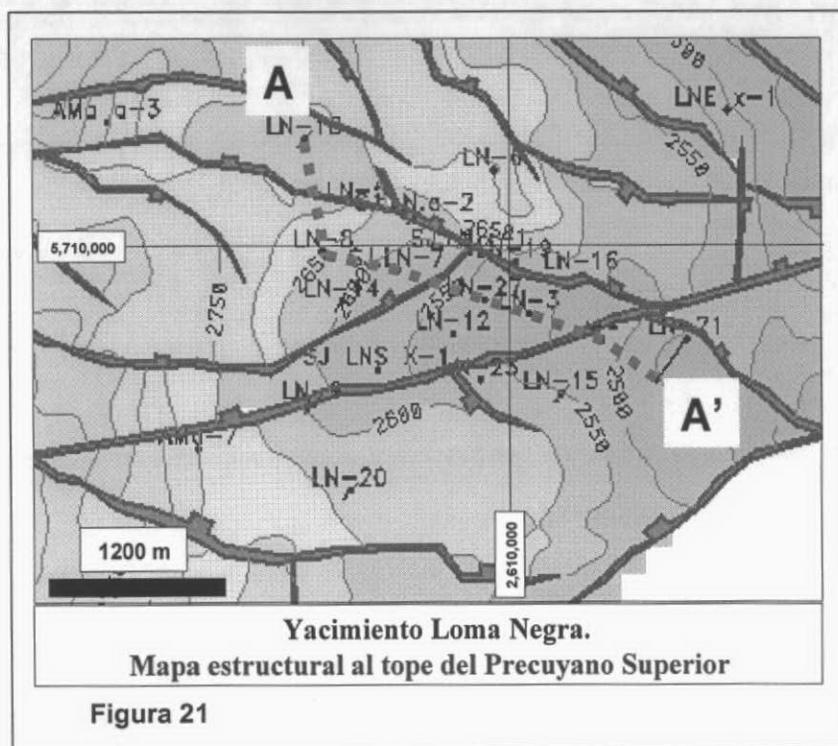
Marco Geológico

El Yacimiento Loma Negra esta conformado por una estructura anticlinal con cierre en 3 direcciones y contra una antigua falla directa invertida durante el Jurásico



Medio (Orchuela y Vega 1996; Figs. 20 y 21). La estructuración permitió el entrapamiento de petróleo en niveles reservorio del Precuyano, de la Fm. Lajas y

de las secciones basales y medias de la Fm. Punta Rosada. La culminación de la estructura al tope del Precuyano se encuentra desplazada hacia el este respecto del cierre estructural para los niveles más someros debido a la discordancia y la tectónica que afectó el área posterior a la sedimentación del Precuyano.



El depocentro donde se desarrolló el Precuyano de Loma Negra constituía un graben de orientación NE-SW, generando un acuñamiento hacia el alto de Kauffman al SE (Orchuela y Vega, 1996; Fig. 20 y 21). Los bordes del mismo estaban controlados por fallas principales al NW y al SE

respectivamente, que fueron reactivadas al tiempo de depositación de la Fm. Lajas. Dentro del depocentro se observan diferentes fallas de menor jerarquía que han sido activas al tiempo de la sedimentación del Precuyano, determinando diversos escalones que controlan el espesor y la distribución de los reservorios en cada sub-bloque (Fig. 22).

El intervalo asignado al Precuyano, en el flanco occidental del alto de Kauffman, está conformado por sedimentitas clásticas con un espesor parcial de 400 a 600 metros. En el tope presenta una discordancia erosiva observada en la sísmica que lo separa de los depósitos del Gr. Cuyo. Dentro del Precuyano Orchuela y Vega (*op. cit.*) diferencian 2 secciones:

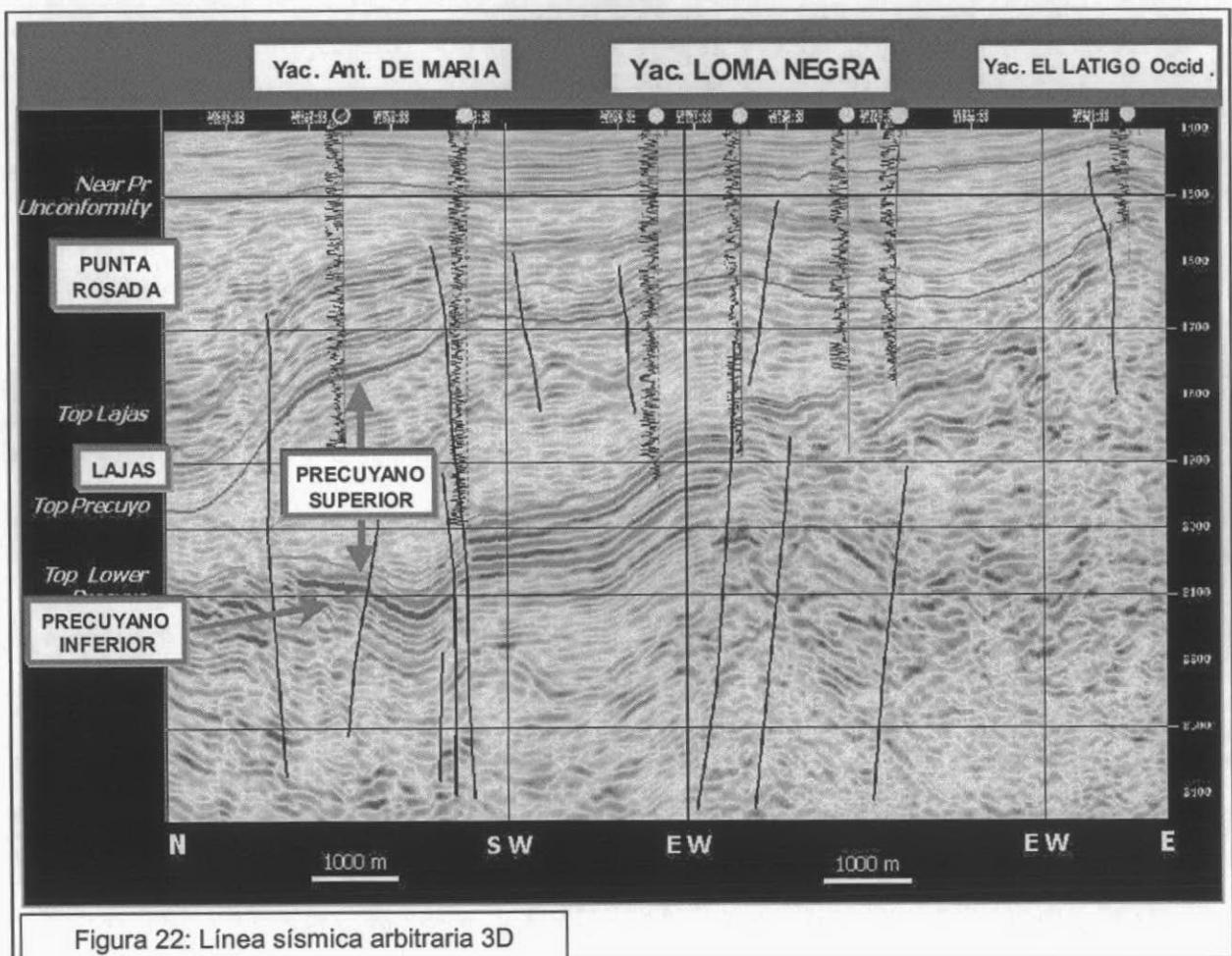
1- El Precuyano inferior constituido por un paquete arcilloso, parcialmente perforado, que alcanzaría un espesor de 200 metros. **Su origen es posiblemente lacustre y constituye la roca madre del petróleo alojado en los reservorios del Precuyano superior.**

2- El Precuyano superior conformado por depósitos de abanico aluvial con

transición a depósitos lacustres someros y probablemente fluviales hacia el tope. Presentan un espesor que varía entre los 300 y 450 metros alcanzando hacia la zona más profunda del depocentro, al oeste, el máximo espesor (Fig 23).

Imagen Sísmica

El Precuyano inferior presenta un conjunto de reflectores bien continuos y destacados con fuerte amplitud. Por su parte el Precuyano superior constituye un intervalo con reflectores discontinuos y con mediana a baja amplitud. Se observa dentro de este paquete algunas discordancias internas y terminaciones de reflectores siendo su configuración muy compleja. (Fig. 22).

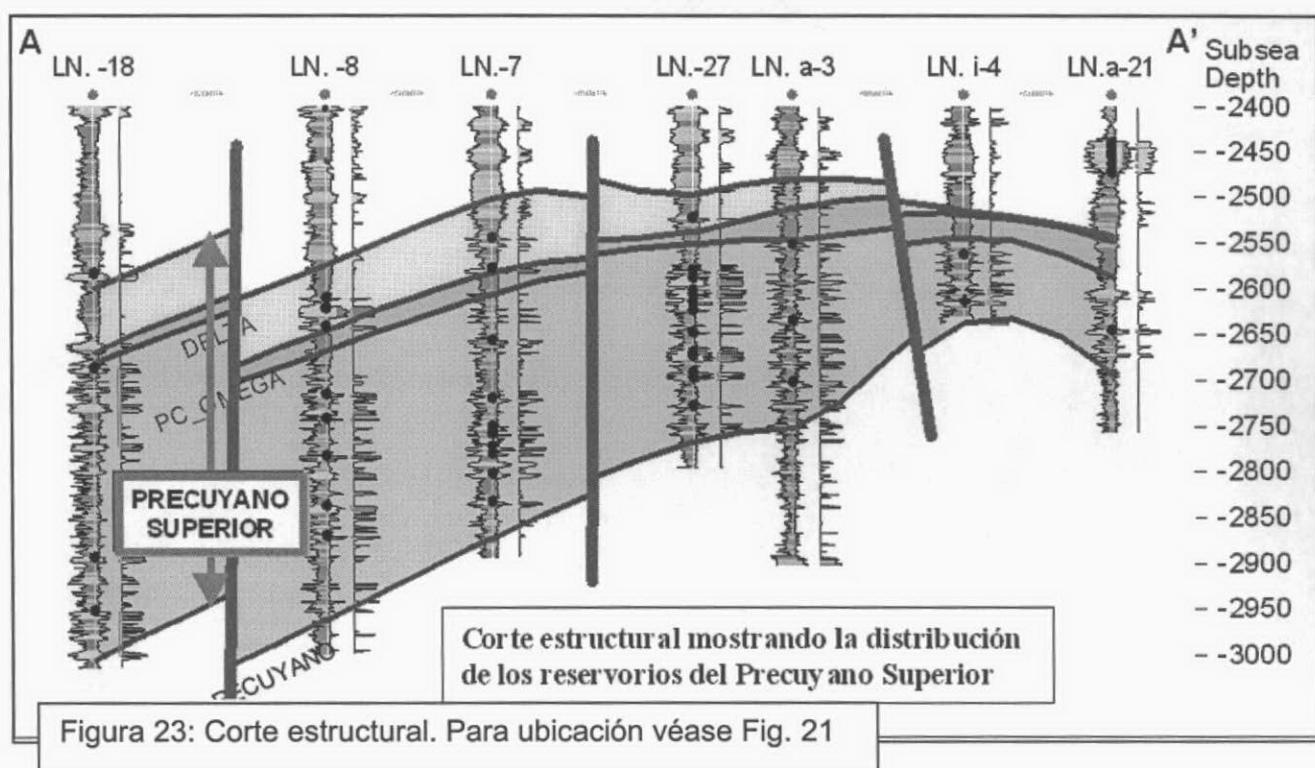


El Reservorio

Los niveles productivos se desarrollan en el Precuyano superior y constituyen un reservorio multicapa conformado por varias secuencias de 15 a 50 metros de potencia, separados por intervalos arcillosos (Fig. 23). Cada secuencia esta compuesta por niveles de conglomerados y areniscas con espesores

individuales de capa de 2 a 5 metros como puede observarse en el registro de perfiles a escala de detalle (Fig. 24).

Sobre la base de la información de testigos corona se ha interpretado al Precuyano superior como depósitos de abanicos aluviales distales gradando a depósitos lacustres someros. Los depósitos aluviales están conformados por facies de conglomerados clasto - sostén y areniscas laminadas o con estratificación tabular correspondientes a corrientes tractivas de alta velocidad alternando con eventos de flujo de detritos (conglomerados fango o matriz sostén). La estratificación es delgada con capas de 20 a 50 cm denotando la rápida variación de los episodios de sedimentación y la falta de canalización del sistema lo que permite ubicarlo en una posición distal del abanico aluvial. Estas facies constituyen los principales reservorios (Fig. 24).



Completan la secuencia de facies los depósitos de decantación formados por vaques y pelitas masivas, verdes y rojizas, con fragmentos vegetales y escasa bioturbación. Las facies lacustres corresponden a pelitas negras masivas o laminadas que alternan con vaques y areniscas finas laminadas, en parte bioturbadas representando los depósitos distales de las avenidas. También se observan capas de areniscas medianas masivas constituyendo depósitos de



corrientes de densidad.

Este conjunto conforma secuencias grano crecientes alternantes de 2 a 4 m que representan los depósitos lacustres litorales constituidos por la progradación de lóbulos distales del abanico aluvial dentro del sistema lacustre. La continuidad lateral de estos depósitos es pobre debido a su carácter lenticular propio de los abanicos aluviales y depósitos lacustres litorales asociados, además el conjunto de fallas que actuaron al momento de la depositación determinaron diferentes depocentros y zonas con aporte de clásticos gruesos. No obstante se ha observado la depletación de la presión en algunas capas en pozos ubicados a 500 metros de distanciamiento evidenciando que algunos niveles tienen un desarrollo más amplio y se encuentran comunicados. Hacia la sección superior se observa el desarrollo de capas con mayor continuidad lateral de probable origen fluvial.

Las areniscas son medianas a muy gruesas y la composición es feldespático lítica, los conglomerados son finos a medianos, clasto sostén o con matriz arenosa, polimícticos predominando los clastos líticos. La matriz arcillosa es escasa (hasta 5 %) de composición principalmente clorítica. El cemento es variable de 5 hasta 25% y está representado principalmente por calcita y en menor proporción por crecimiento autigénico de cuarzo y feldespato, y cemento silíceo.

La porosidad es regular a buena y domina el desarrollo de texturas porales intergranulares homogéneas a heterogéneas donde predominan los tamaños de macro poros (0.25 a 0.5 mm). Estos se generaron a partir de un evento de disolución de granos y en menor proporción de cementos previos. Posteriormente al proceso de disolución tuvieron lugar nuevos eventos de cementos autigénicos de feldespatos, silíceos y caolinita autigénica que tapizaron las paredes de los poros ocluyendo parcialmente algunos espacios porales (Fig. 25).

Los reservorios presentan una porosidad media de 8 a 20% pero desarrollan una buena permeabilidad: 1 a 500 mD (Tabla 1). La saturación irreductible calculada a partir de los perfiles es baja 23 % a 30%, lo cual coincide con los estudios que indican una roca con mojabilidad al petróleo.

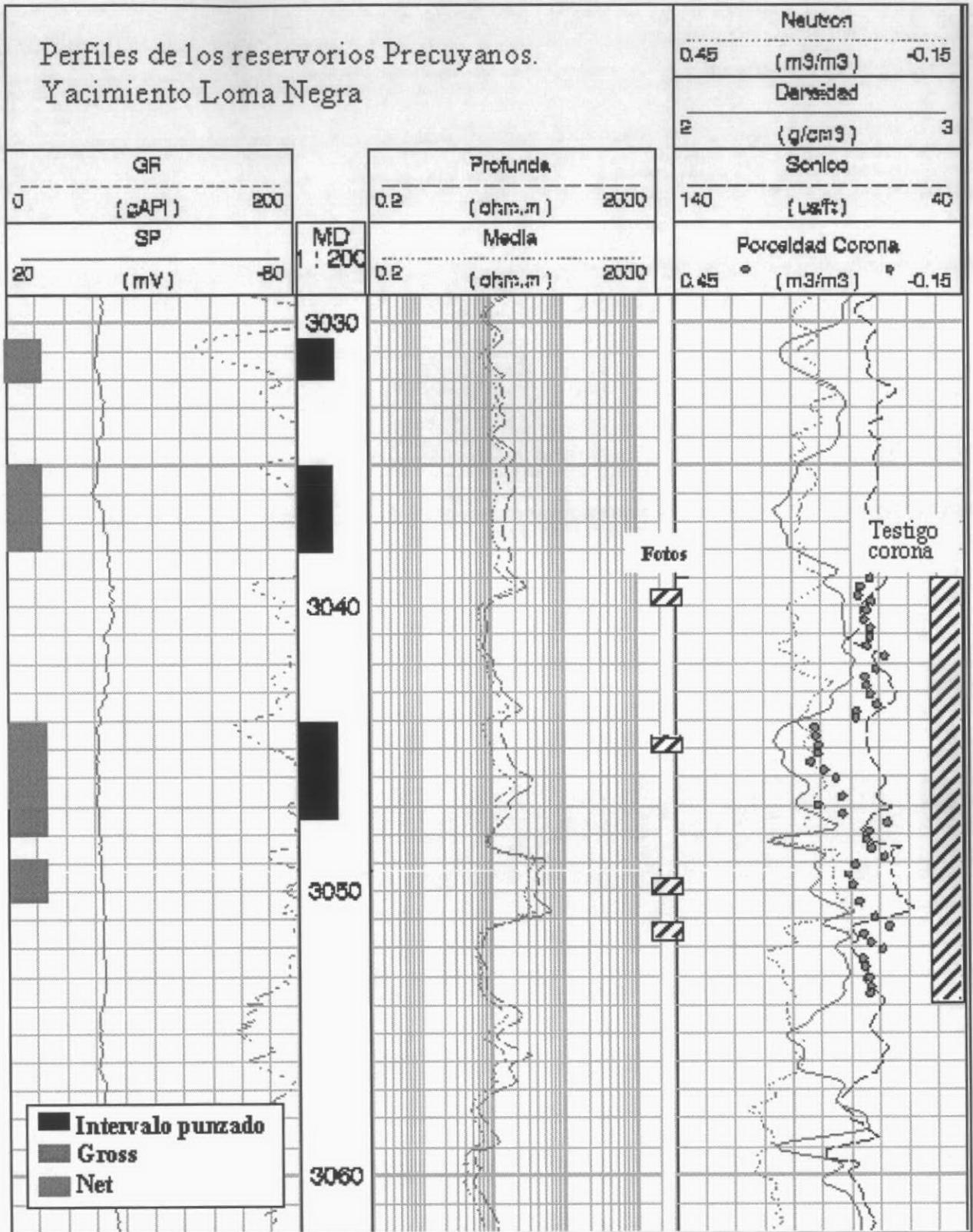
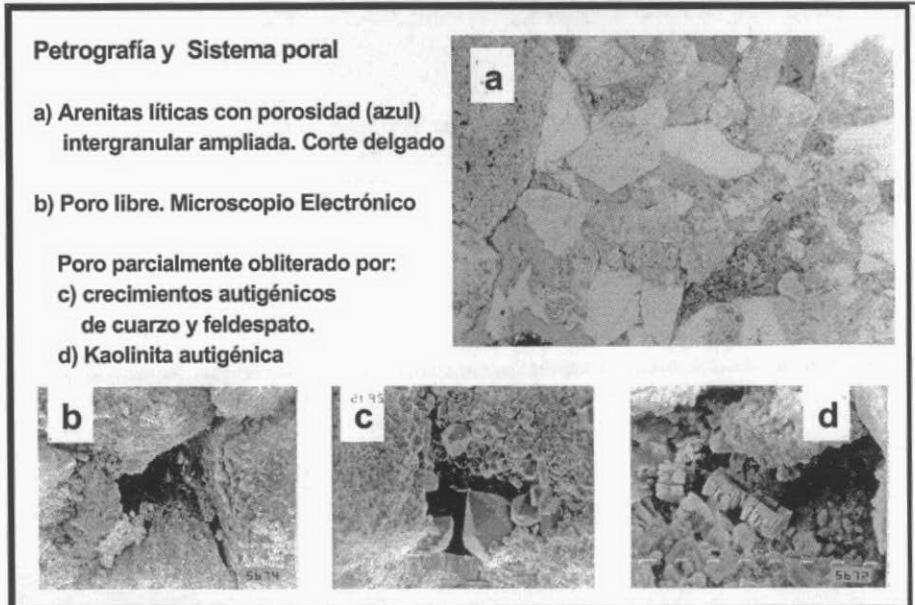
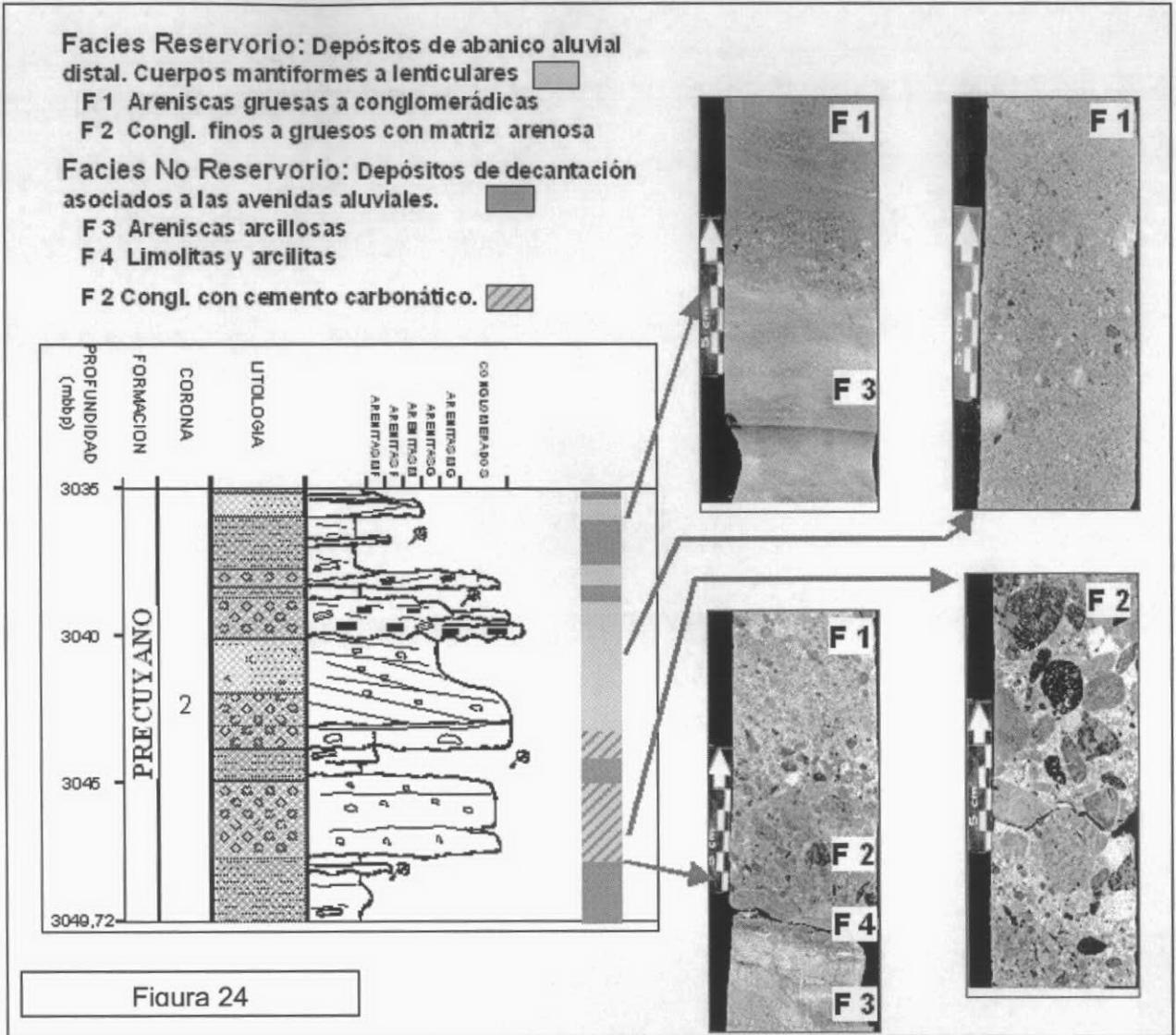


Figura 23





Problemas para la evaluación de perfiles

La evaluación de perfiles se realiza con un modelo clásico de arena arcilla. Para la cuantificación del volumen de arcillas se utiliza el registro de densidad-neutrón en conjunto con el GR. En algunos pozos la evaluación a partir de GR es dificultosa debido al elevado contenido de líticos y feldespatos que presentan las areniscas y conglomerados obteniéndose valores similares de GR entre los niveles arcillosos y las areniscas reservorio (Fig 23).

La salinidad del agua de formación es de aproximadamente 90 g/l Cl- y solo se han obtenido algunos datos dada la escasa producción de agua que presentan.

Información adicional

Estos niveles son productores de petróleo subsaturado y ligeramente pesado, de 28 a 32 API pero muy viscoso. Las producciones iniciales son importantes, 50 a 100 m³/d, pero se observa una fuerte declinación posterior sin producción de agua. Los reservorios se encuentran sobrepresionados y no se observó un contacto de agua en el yacimiento .

Al comienzo del desarrollo del yacimiento se utilizó un esquema de producción combinado de los tres niveles productivos: Precuyano, Fm. Lajas y Fm. Punta Rosada. Actualmente se están llevando a cabo diferentes estudios a fin de establecer la forma más eficiente de producir estos niveles debido a la diferencia de fluidos, caudales y presiones respecto de los niveles superiores.

Datos Petrofísicos	Cupen Mahuida			Cerro Bandera			Loma Negra			25 de Mayo – Medanito SE		
	Max	Min	Pro m	Max	Min	Pro m	Max	Min	Pro m	Max	Min	Prom
Espesor neto	-	25	-	40	11	25,5	52	10	29	250	30	115
Porosidad (%)	18	10	14	20	10	14	16	9	14	6	0,1	1
Tipo de porosidad	Doble			Doble			Primaria			Doble		
Permeabilidad (md)	2*	0,2*	-	-	-	2,25	500	2	80	-	-	10
Relación Kv/Kh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salinidad del Agua (g/l)	-	-	30	-	-	33	-	-	90	-	-	115
Relación H neto/total		0,34		0,61	0,22	0,41	0,45	0,08	0,16	-	-	0,46
Sat. de Agua Irreductible (%)	40	20	30	50	30	40	30	23	26,5	-	-	0
Rango de profundidad	3180	3125	3152	1340	1205	1272	3400	2700	3100	-	-	1500



* basado en interpretación de ensayo isocronal.

CONCLUSIONES GENERALES

Los reservorios precuyanos constituyen a la fecha un fuerte desafío para el desarrollo de los campos descubiertos. Su variada problemática obliga al empleo de las últimas herramientas existentes dado que su litología, en general vinculada a procesos volcánicos, no puede ser correctamente evaluada mediante perfiles convencionales. La experiencia muestra que la resonancia magnética, imágenes de pozo, migración *pre-stack* en profundidad de información sísmica 3D, y perforación en desbalance deben ser utilizados para la evaluación y caracterización de los yacimientos existentes y por descubrirse. El riesgo asociado a la exploración y desarrollo de este objetivo es aún muy alto y los prospectos en general son profundos (habitualmente más de 2500 mbbp), por lo que probablemente la evolución del conocimiento del Precuyano como reservorio sea lenta. La excepción más importante a estos hechos está dada por el yacimiento 25 de Mayo – Medanito SE, cuyo reservorio fue asignado durante décadas al Gr. Choiyoi y recientemente se redefinió como perteneciente al Precuyano en base a sólidos datos de dataciones radimétricas y a un ajustado modelo geológico. El hecho de que este yacimiento se encuentra a profundidades bajas (menos de 1400 mbbp) y que su acumulada de petróleo es mayor a 5 MMm³ de petróleo lo tornan un ejemplo único a la fecha.

En general los depósitos muestran una clara afinidad volcánica y la distribución del reservorio estaría controlada por características propias de las rocas de este origen como son la alteración hidrotermal y la fracturación por enfriamiento. La fracturación de origen tectónico parece jugar un rol de gran importancia. Resta en el futuro determinar claramente si es este el factor clave o es solamente un accesorio que determina la mayor o menor productividad del reservorio.

JURÁSICO – Groeber 1946

CICLO CUYANO

El relleno sedimentario de la cuenca Neuquina, fue dividido, por Groeber (1946), en tres ciclos sedimentarios denominados “Jurásico” (Hettangiano-Kimmeridgiano), “Andico” (Titoniano-Coniaciano) y “Riograndico” (Santoniano-Daniano). Legarreta y Gulisano (1989), postularon que estos ciclos serían análogos a las Supersecuencias de Vail et al. (1977) y definieron tres entidades mayores

denominadas Supersecuencia Inferior (Triásico Superior-Oxfordiano), Media (Kimmeridgiano-Cenomaniano medio) y Superior (Cenomaniano medio-Paleoceno superior), que coincidirían en forma parcial con los ciclos propuestos anteriormente por Groeber (1946).

Se consideran los depósitos del lapso comprendido entre el Pliensbachiano-Calloviano medio con variaciones composicionales de origen continental de transición y marino. En la Provincia de la Pampa se hallan representados fundamentalmente por sedimentos continentales y de transición (facies de areniscas conglomerádicas y fangolitas rojas y facies de areniscas grises). En este sector de la cuenca se considera que durante la deposición del Ciclo Cuyano el comportamiento tectónico fue pasivo lo que se observa como depósitos con aumentos graduales de espesor sin interrupciones erosivas. Las rocas incluidas en este Ciclo, limitado por discordancias regionales, yacen sobre la secuencia Precuyana y sobre distintas unidades del basamento donde los depósitos Precuyanos no se registran. Se encuentran subyaciendo a los sedimentos de los Ciclos Loteniano-Chacayano y Mendociano inferior.

El análisis sismoestratigráfico revela que este Ciclo está compuesto por varias secuencias progradantes hacia el este. De las mismas en la Provincia de La Pampa se reconocen las litofacies de origen fluvial correspondiente a la Fm. Punta Rosada equivalente a la facies de transición occidental que representaba un frente deltaico (areniscas grises de la Fm. Lajas)

FORMACIÓN LA PAMPA (PLANICIE MORADA?)

Esta denominación (Fm LA PAMPA) que utilizaba la empresa PeCom, corresponde a la denominación que en la década del 70 se utilizaba como alternativa en el **Grupo Choiyoi** (Precuyano?) cuando las vulcanitas indiferenciadas se atravesaban dentro de los límites provinciales. Actualmente está en desuso.

Estos niveles se corresponderían con la base del CUYANO previa a los términos deposicionales transgresivos que caracterizaron las sucesiones CUYANAS y que Groeber define dentro de los términos del Ciclo Jurásico (Hettangiano-Kimmeridgiano) y equivalentes a los depósitos basales de la Supersecuencia Inferior (Triásico Superior-Oxfordiano) de Legarreta y Gulisano (1989) - Supersecuencias de Vail et al. (1977).

En Medanito se asume una diferenciación litofacial y estratigráfica para esta



unidad otorgándole una identidad propia que la desvincula del **Grupo Choiyoi**. Su composición es más heterogénea que la anterior (**Grupo Choiyoi**) y está constituida fundamentalmente por tobos, aglomerados, parasedimentitas, probables intercalaciones de pelitas y rocas riolíticas hasta conglomerados volcánicos. En dicha formación la empresa PeCom ubicaba a todas las rocas comprendidas en el lapso estratigráfico entre la **Formación "Petrolífera"** y el **Grupo Choiyoi**. Su relación con el mismo es dudosa con posibles interrelaciones faciales. De cualquier manera se encuentra ubicada bordeando los "macizos o prerrelieves" del Choiyoi siguiendo las depresiones dentro del relieve "Choiyoi" y en parte rellenándolas.

Esta clasificación de la década del 80 para el área Medanito SE, es posiblemente errónea y, ante las nuevas interpretaciones del ciclo deposicional post Choiyoi, se correspondería con la base del Precuyano (Precuyano Inferior) o todo el desarrollo del mismo lo que le daría una ubicación estratigráfica dentro de los términos del Triásico Medio/Superior a Jurásico basal (Hettangiano) (N del Autor)

Si el intervalo incluyera con seguridad la **Fm. Planicie Morada** este análisis se correspondería con lo que precedentemente se hizo para el Ciclo Precuyano (**Planicie Morada - Remoredo**). Se definiría entonces en los términos de un conjunto de sedimentitas y piroclastitas continentales que suprayacen al **Grupo Choiyoi** en los hemigrabens, de edad probable Lias (Hettangiano). Correspondería al estadio inicial del ciclo Jurásico de Groeber, 1946 - que localmente no se identifica con los depósitos marinos del Cuyano (Sinemuriano) por su posición relativa al cratón de Sierra Pintada definiéndose como depósitos posiblemente diacrónicos. Esto condiciona estructuralmente el ciclo deposicional marino y lo caracteriza mediante sedimentos continentales, en principio restringido a depresiones relativamente aisladas y luego extendiéndose hasta coalescer con el área de acumulación marina que provenía del oeste a medida que eran sepultadas las irregularidades del basamento. Es el episodio inicial de sedimentación de tipo continental que rellena durante el Lias depresiones estructurales elaboradas en el Grupo Choiyoi (*Gulisano VIII CGA, 1981*). **Se trataría de los depósitos clásticos que subyacen discordantemente a las sedimentitas marinas del Ciclo Cuyano (sensu Gulisano op. cit)**

Podría ser correlacionable con los niveles que en el vecino yacimiento **EL**



MEDANITO la empresa PCR lo define como **Unidad PRECUYANA**: “gran heterogeneidad litológica y desigual grado de preservación. Se diferencia una sección superior con una sucesión de arcilitas plásticas, tobáceas color gris claro, tobas rosado blanquecinas alteradas y escasas areniscas. El conjunto tobáceo responde con litologías semejantes al área de definición situada mas hacia el oeste. Se le asigna también a esta unidad una sección clástica gruesa que infrayace a la anterior y solo se deposita en los depocentros labrados en el prerrelieve vulcanoclástico. La sección inferior está compuesta por areniscas y conglomerados, con matriz tobácea e intercalaciones de arcilitas y tobas castaño rojizas.”

Cuando esta “unidad” se presenta, las características del Grupo Choiyoi como reservorio dentro del área Medanito SE son las siguientes:

1. Menor mineralización o zonas pobres (zona este y sudoeste)
2. Mayor heterogeneidad litológica y con características más desfavorables (Área sudoeste y este)
3. Mayores espesores estériles, para llegar al Grupo Choiyoi (hasta 300-400 metros, áreas sudoeste y este)

FORMACIÓN PETROLÍFERA (FORMACIONES PUNTA ROSADA/SIERRAS BLANCAS)

Se consideran con esta denominación los depósitos correspondientes a la primera fase de acumulación en la cuenca a partir del Jurásico de Groeber (Supersecuencia Inferior – Triásico superior/Oxfordiano). Hay en el ciclo dos sucesiones de trasgresión – regresión designadas como **Cuyano** (Hettangiano/Pliensbaquiano_Calloviano Medio) y **Loteniano – Chacayano** (Caloviano Medio – Oxfordiano Superior). El límite inferior queda marcado por una transgresión a nivel global, en la que se registra el amonite *Psiloceras planorbis* y marca el cambio entre el Triásico al Jurásico. En tanto, el superior queda determinado con el primer registro de *Calpionella alpina*, correspondiente al Sistema Cretácico.

El **Precuyano** y **Cuyano** se apoyan en discordancia regional sobre el **Grupo Choiyoi** y los granitos pérmicos. El **Cuyano** define una etapa de marcada subsidencia en la que se depositaron sedimentitas detríticas con espesores máximos en el orden de los 2500 metros mediante una importante trasgresión marina. Los

espesores registrados en las áreas Medanito, Jaguel de los Machos y El Medanito no superan los 200 m. El límite superior hacia el oeste, no presente en la región pampeana, coincide con el techo de un delgado paquete de lutitas de la **Formación Bardas Negras** (Digregorio, 1963). En la zona que aquí se analiza, su techo lo define la base del Ciclo Andico (Mendociano) con un depósito clástico Kimmeridgiano conocido como Tordillo verde o Fm Catriel (nombre local).

El espectro de variación litológica del Cuyano incluye tres litofacies distintivas:

- A) Lutitas negras
- B) Areniscas grises
- C) Areniscas conglomerádicas y fangolitas rojas.

En el entorno del área **Medanito**, el subsuelo responde a la descripción de la facies C "Areniscas conglomerádicas y fangolitas rojas". Posiblemente estos depósitos se generaron mediante una serie de cuñas clásticas progradantes que en el área de estudio responden a una facies aluvial diacrónica con las facies A y B que caracterizan al oeste del engolfamiento y el sector Andico.

En la nomenclatura utilizada en este trabajo, el autor considera como identidad asociada a la definición de "PETROLÍFERA" los términos litoestratigráficos correspondientes a la **Formación Punta Rosada** pero la nomenclatura estratigráfica equivalente utilizada por PETROBRAS es la correspondiente a la **Fm. Sierras Blancas** cuya posición es superior incluyéndosela dentro del Chacayano como unidad exclusivamente de subsuelo que cubre el registro de sedimentación entre las **Formaciones Punta Rosada y Catriel**.

La **Formación Petrolífera** es un relleno sedimentario de tipo aluvial (abanico aluvial-laguna efímera) compuesto principalmente por conglomerados y gravas textural y mineralógicamente inmaduras, y por arenas medianas a gruesas; siendo los niveles arcillosos muy escasos y de poca continuidad lateral. En la región pampeana, dentro de los límites de las áreas Medanito, se ha definido como un sistema deposicional de facies fluvial con características de cauces anastomosados (Braided) con fuerte control tectónico.

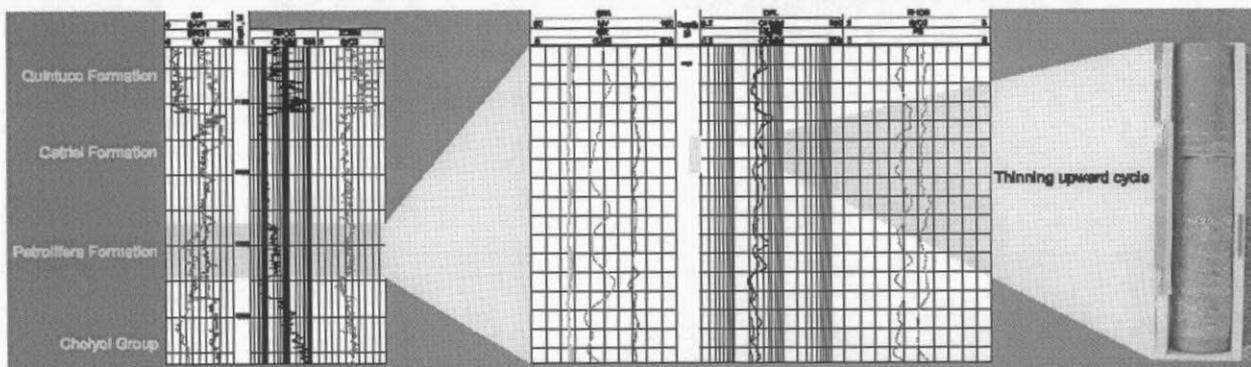
Se presentan en ciclos granodecrecientes, que en general comienzan con una base conglomerádica y pasan gradualmente a arenas gruesas y medias hacia el techo, con espesores promedio de 1,5 a 2mts.



La diagénesis se hace presente en forma de cemento calcáreo con una distribución geopetal (como colgajos debajo de los clastos). Las escasas arcillas presentes son de origen autigénico (Illita-Esmectita). Estos elementos disminuyen las condiciones petrofísicas de este reservorio.

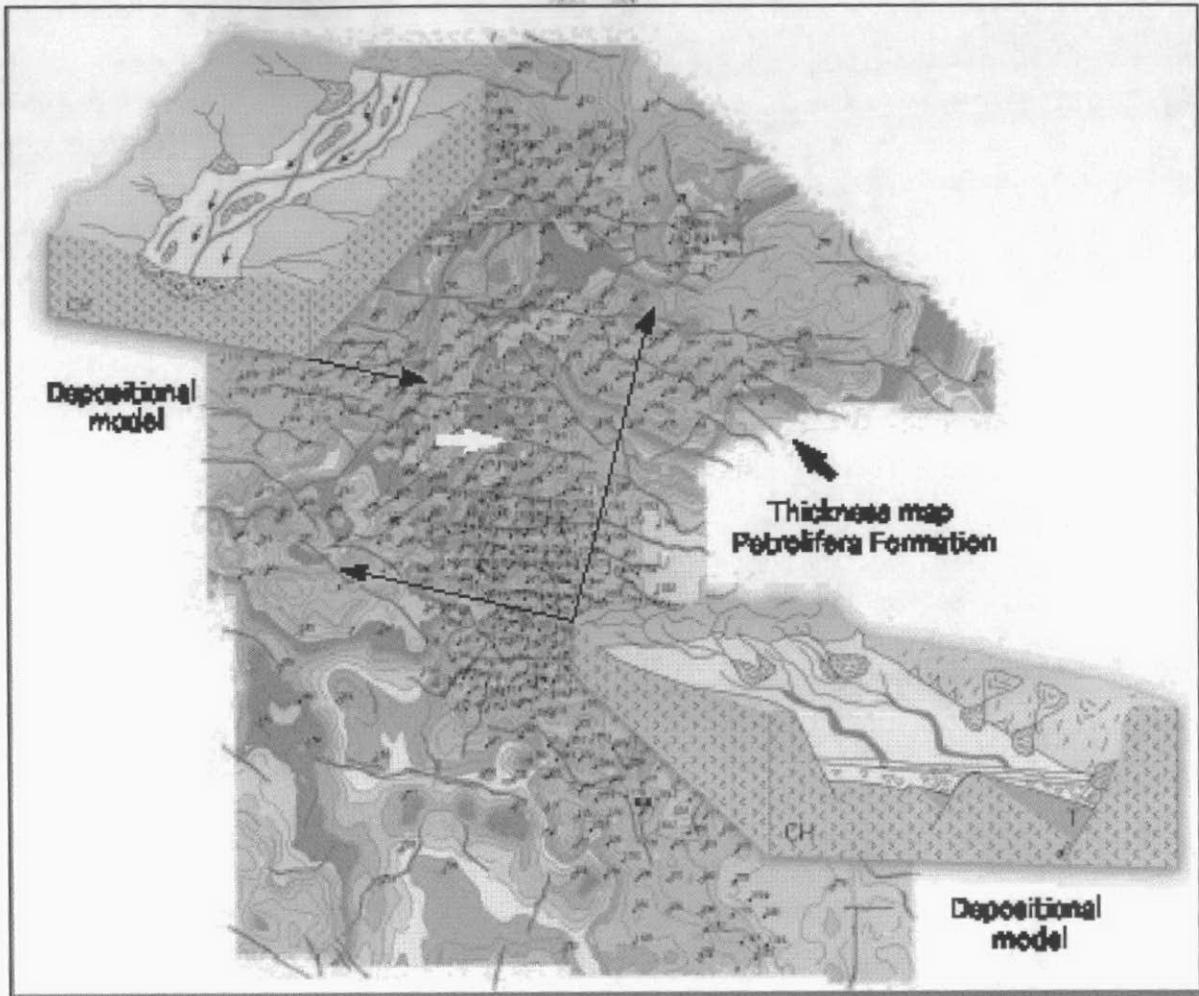
Su interrelación con la **Fm. Planicie Morada** se basa en la interdigitación de características sincrónicas deposicionales con la única diferencia de su posición relativa y su relación con el sustrato. De este modo se pueden definir los clásticos rojizos, continentales, con manifiesta participación de conglomerados y areniscas de origen fluvial pertenecientes a la **Formación Punta Rosada**.

Mientras que la litología de tobas blanquecinas, conglomerados y areniscas hasta arcillitas castaño rojizas con nódulos verdosos respondería a la litogénesis de **Planicie Morada o Formación La Pampa** en términos locales.



Estas equivalencias se corresponden con la facies distal o proximal dentro de los límites relativos que la cuenca definía en el ciclo Cuyano dentro de un esquema que comienza posiblemente en el Sinemuriano – Lias (Jurásico inferior) y termina en el Calloviano – Dogger (Jurásico medio).

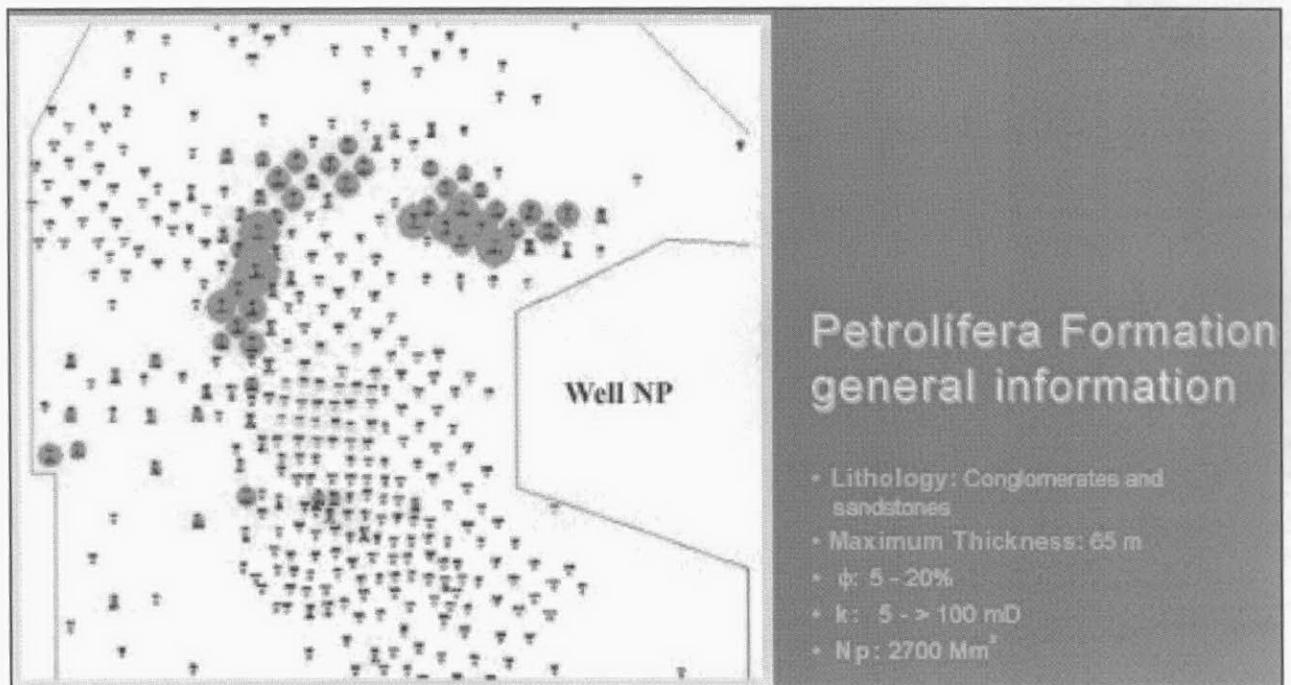
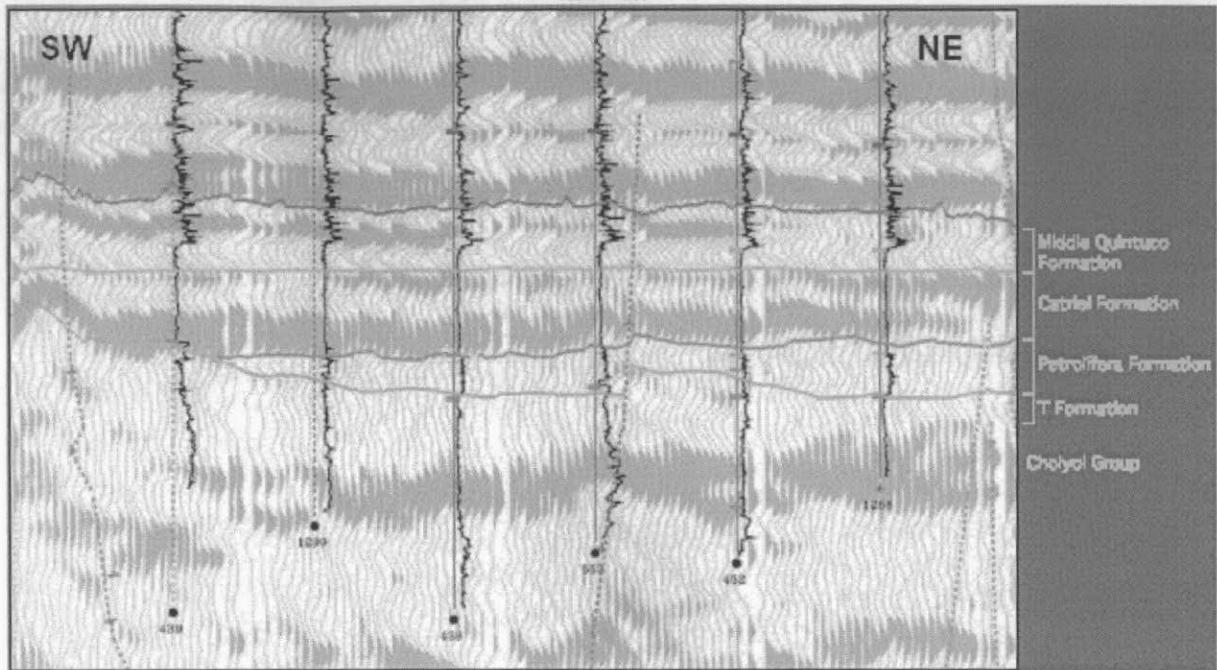
La importante transgresión Jurásica cubre hasta la zona axial del engolfamiento. En las regiones próximas a los límites (**Medanito SE**), prevalecen las condiciones de depósitos continentales con aportes y control cratónico, limitándose estas acumulaciones a las depresiones del prerrelieve Triásico con posibles independencias entre los depocentros (**Formación Planicie Morada – Punta Rosada**).



Depósito de la Fm. Punta Rosada (Petrolifera) en el Yac. Medaño SE

A medida que los depósitos sepultaban las irregularidades del **Choyoiitense** (Groeber, 1946) los niveles de sedimentación marina alcanzan los continentales interdigitándose.

El **Cuyano** registra importantes depósitos volcánicos que se corresponderían con la etapa de subsidencia y vulcanismo cíclico que caracteriza a la Cuenca Neuquina. Estos pulsos son coincidentes con los ciclos transgresivos – regresivos producto de la inestabilidad del talud y su subsidencia asociada.



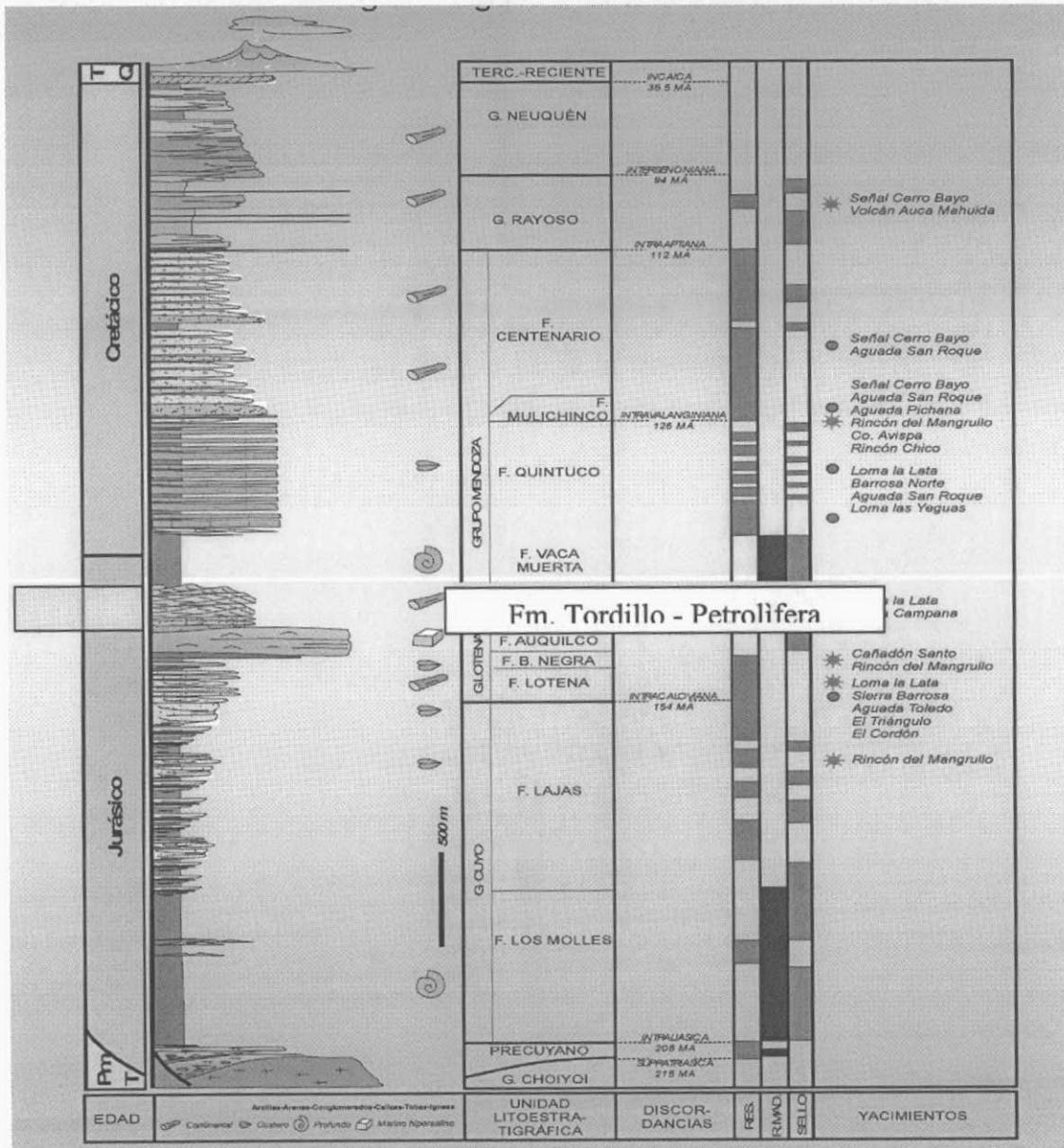
La relación de base es paraconcordante (Marchese, 1968). La existencia de vulcanitas básicas en el contacto con la suprayacente **Formación Catriel** ha llevado a Digregorio (1965) a sugerir la existencia de una discordancia en su tope. En esta última formación no se ha detectado mineralización.

PROVINCIA DE LA PAMPA
 AREA MEDANITO SUR CNQ - 26
 Carlos A. Dagna (CFI)

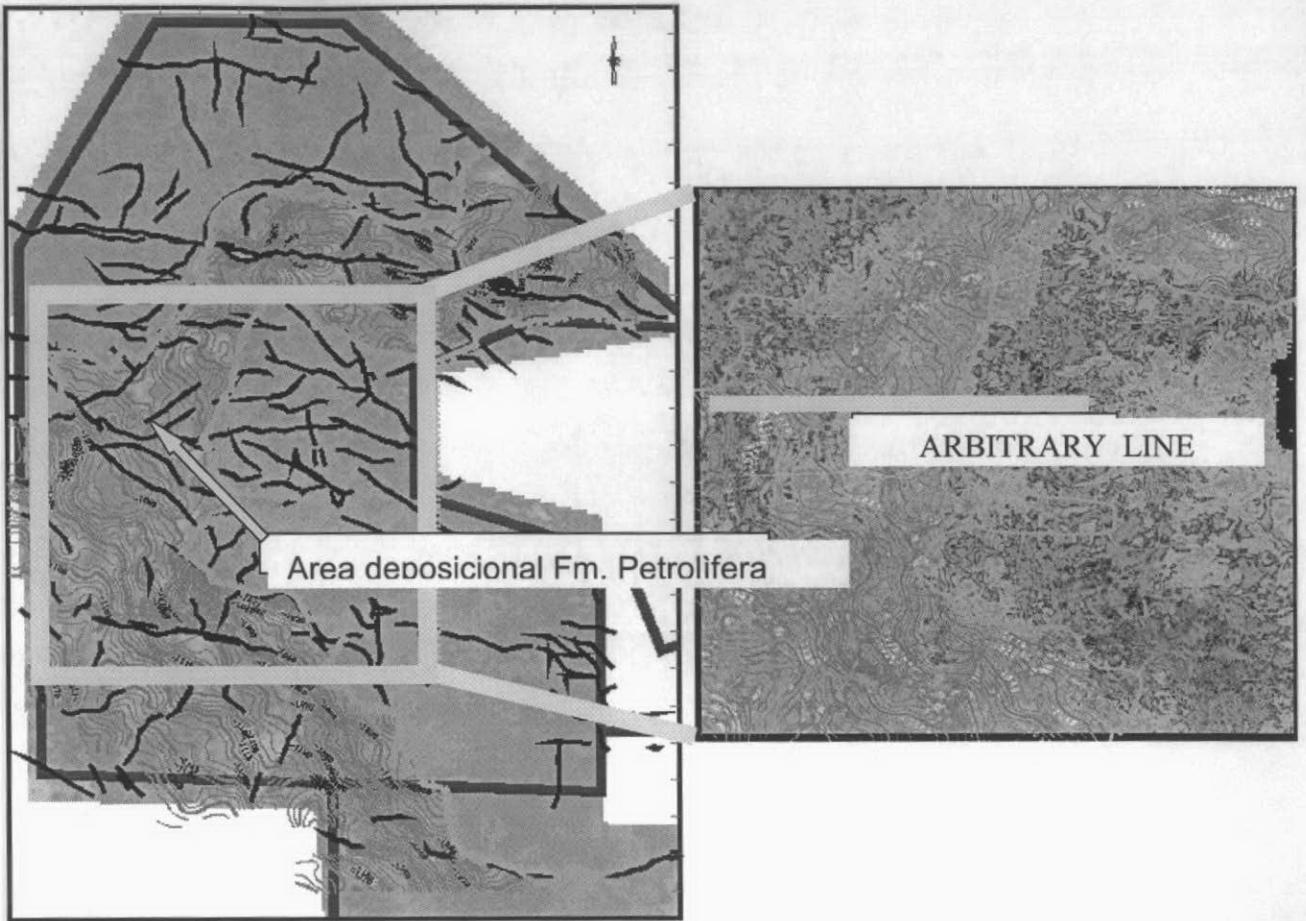


La **Fm. Petrolífera** produce hidrocarburos en los yacimientos Punta Rosada, Charco Bayo, Piedras Blancas, Puesto Bravo, situados en la plataforma NE de la cuenca. En Medanito se encuentra parcialmente mineralizada.

En general, excepto cuando la **Fm. Planicie Morada** se encuentra presente, la **Fm. Petrolífera** se apoya en discordancia sobre el **Grupo Choiyoi**.

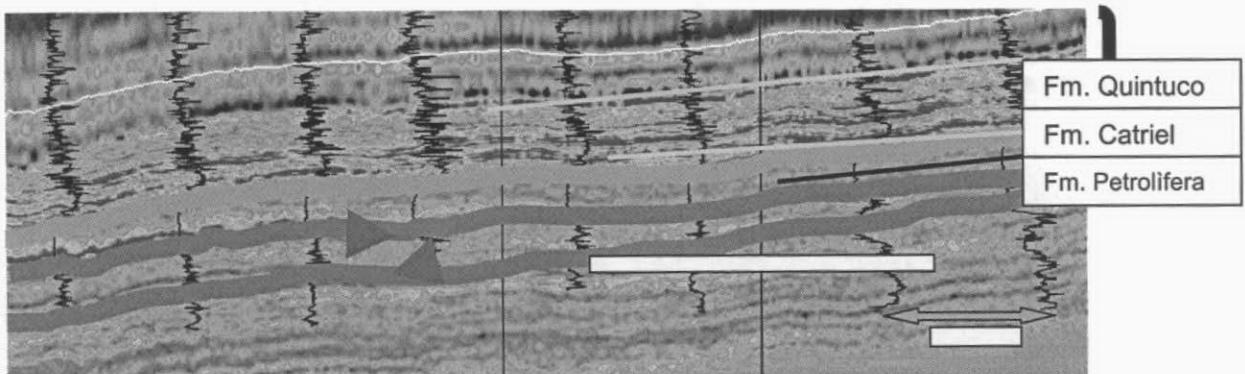


AMPLIACIÓN DEL MAPA CATRIEL - CHOYOI INTERVAL



Las características litológicas se definen en los conglomerados a través de clastos subangulosos a subredondeados de rocas volcánicas de composición heterogénea (riolitas, andesitas, tobas y otras no identificadas) con tamaños que oscilan de 0,5 hasta más de 10 cm.

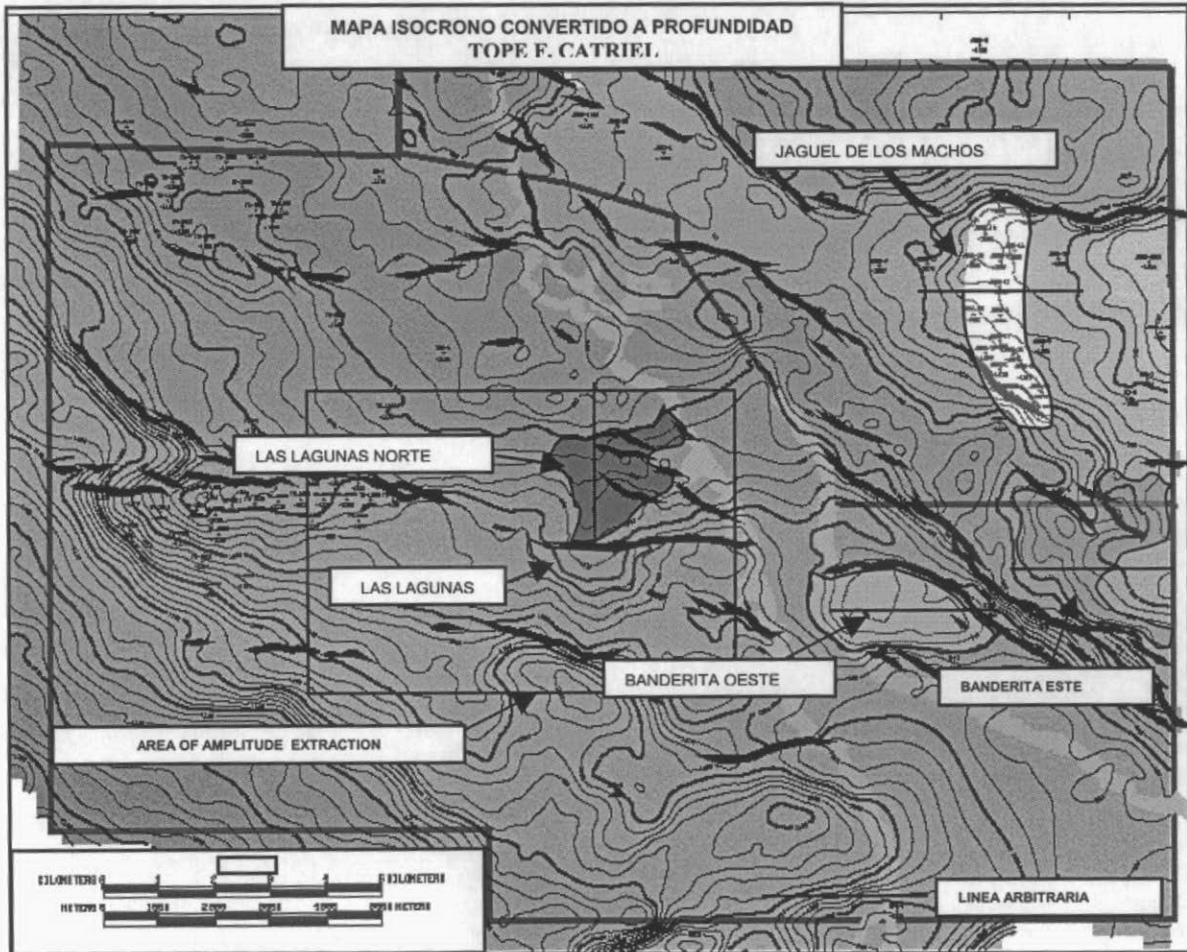
Hacia la base de esta formación predominan clastos de composición riolítica de un tamaño promedio de 3 a 4 cm. En general los clastos aparecen como originarios del **Grupo Choyoi**.



La matriz está constituida por material areno-arcilloso. Los clastos arenosos

presentan prácticamente toda la gradación de tamaños, desde muy finas hasta muy gruesas: su composición es similar a la descrita anteriormente. El material arcilloso (limoso), se encuentra distribuido en toda la columna de la Formación. Su color es pardo rojizo hacia la base y a medida que ascendemos en la misma predominan los tonos verdosos.

ARBITRARY LINE A - AVO ATTRIBUTE: μ - ρ CROSS - SECTION



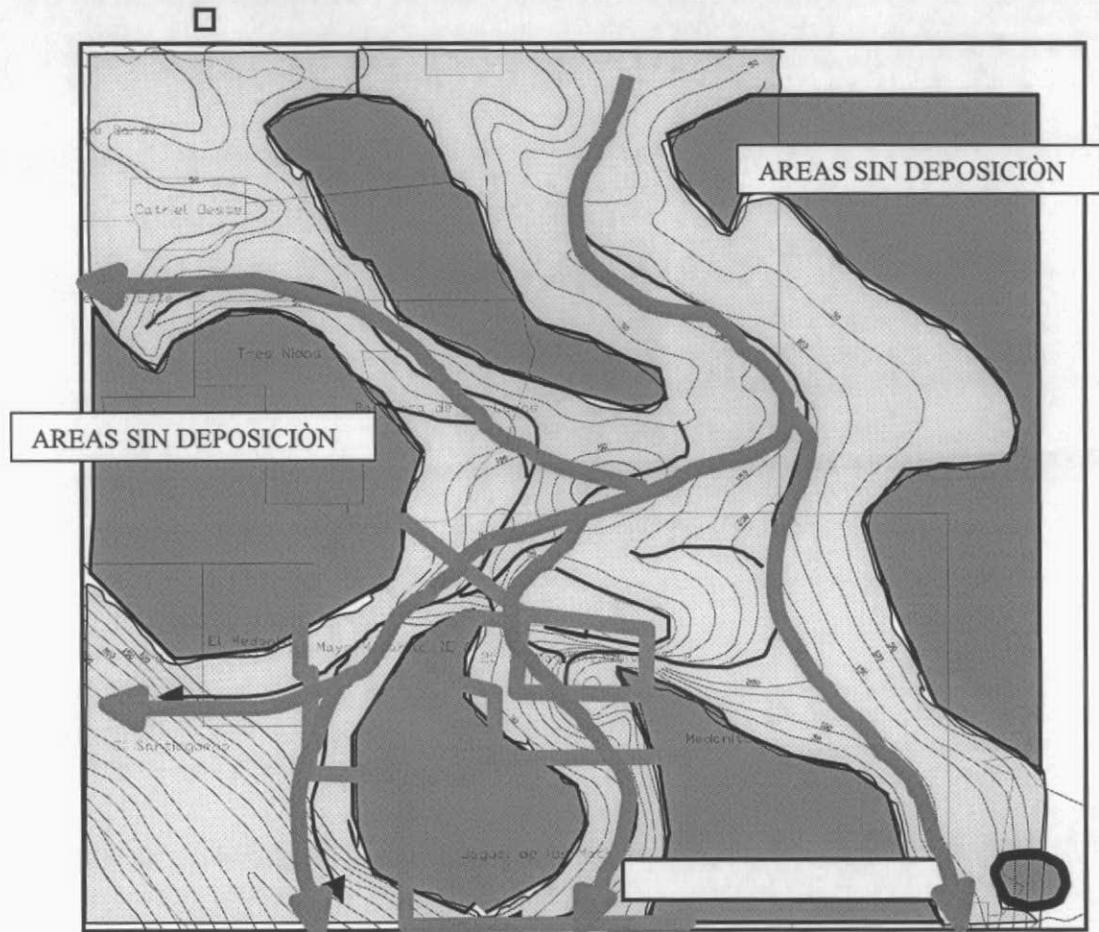
El cemento calcáreo es escaso y suele presentarse en la base de los clastos de mayor tamaño. En general tanto la matriz como el cemento se hallan íntimamente asociados en todo el espesor de esta unidad confiriéndole a la misma valores bajos de porosidad y permeabilidad y un elevado grado de consolidación. Por otra parte son numerosas las capas en que predominan la matriz y el cemento con respecto al esqueleto (clastos)

Las areniscas limo-arcillosas tienen las mismas características que las descritas en la matriz de los conglomerados y se hallan intercaladas entre estos con espesores similares a los niveles conglomerádicos.

La **Formación Petrolífera** se interrelaciona con el ciclo de sedimentación

continental con variaciones faciales producto de un ambiente deposicional de tipo fluvial, presentan marcados cambios granulométricos tanto verticales como laterales.

RECONSTRUCCIÓN DE LAS LINEAS DE DRENAJE EN Fm. PETROLIFERA



CNQ - 26
Medanito Sur

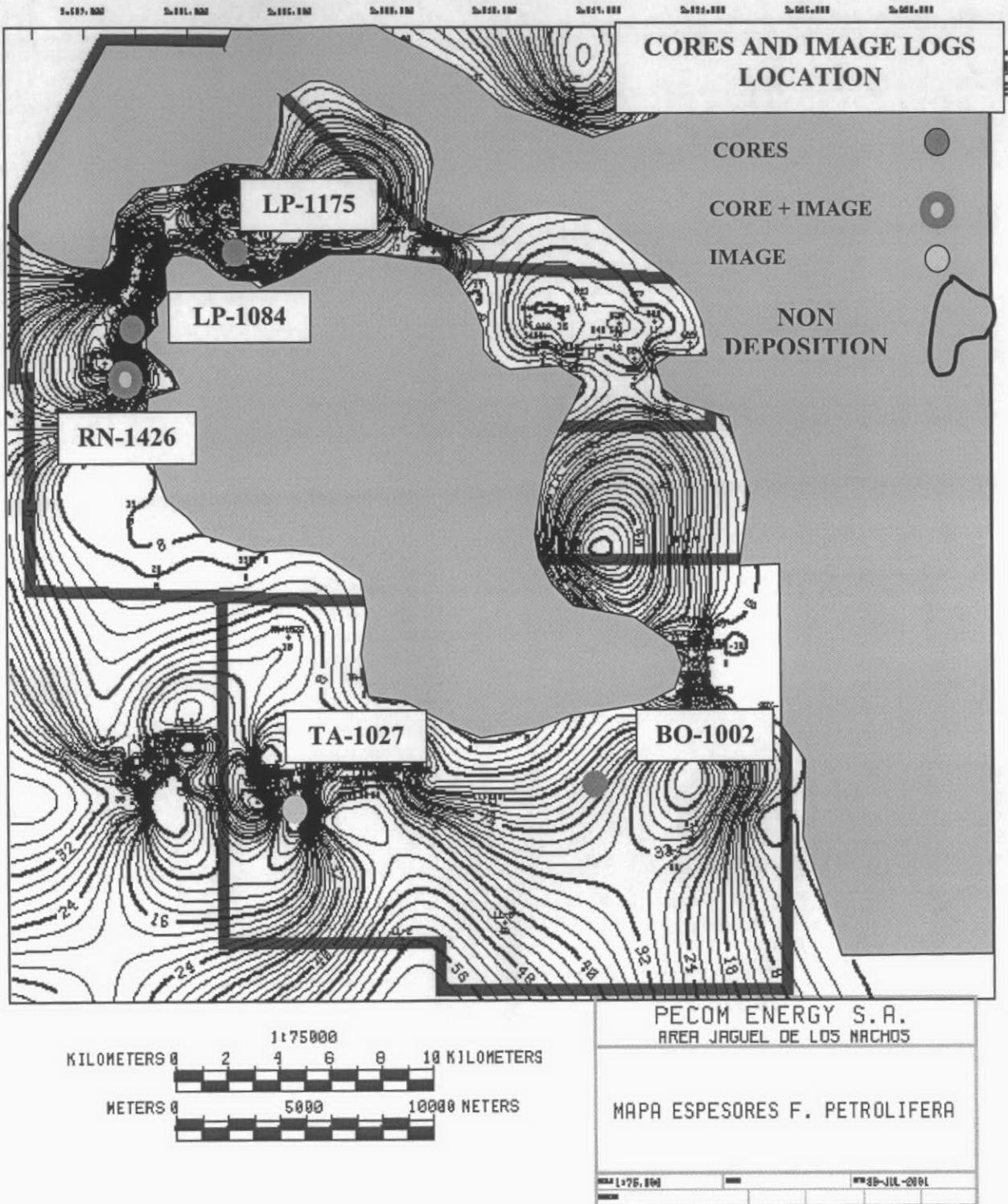
La **Formación Petrolífera** bordearía como una franja con rumbo OSO a O, al norte y al este del **Macizo Choiyoi Central** (-780 a -1000 m.b.b.p).

Su mayor zona de representación en el yacimiento Medanito SE 25 de Mayo, es una banda de aproximadamente 2 km de ancho que se ubica al oeste y norte de la estructura mencionada en el párrafo anterior y se continúa hacia el área este y SO con menor espesor y en forma discontinua formando relleno de cauces entre la depresión del prerrelieve (Choiyoi + Planicie Morada).

Hacia el sector oriental las condiciones petrofísicas se empobrecen.

Cumple las condiciones de roca reservorio, aunque la migración de hidrocarburos puede ser asimilada a la atribuida hipotéticamente al **Grupo Choiyoi** puesto que estamos tratando una situación parcial de la porción de un yacimiento

dentro de una Cuenca sedimentaria y tal vez falten elementos de evaluación.



RN-1426



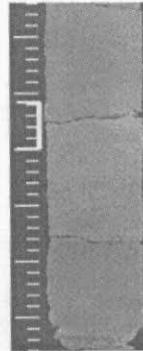
FACIES 5:
LITHIC
CONGLOMERATE
WITH SANDY MATRIX
CARBONATE COATING
AROUND PEBBLES
GENESIS:
HYPERCONCENTRATE



FACIES 8:
FINE SANDSTONE
WITH ISOLATED CLAY
CHIPS, LOW ANGLE
CROSS
STRATIFICATION.
GENESIS: FLOODING
PERIODICAL FLOWS
NODULAR COALESCENT
ANHYDRITE



FACIES 3:
LITHIC CONGLOMERATE
WITH CROSS
STRATIFICATION
GENESIS: TRACTIVE
CURRENTS - CHANNEL
FILL DEPOSITS



FACIES 7:
SILTSTONES - SHALES
WITH ISOLATED
SAND CLASTS
GENESIS: FALLOUT
PROCESS

MEDANITO SE - Fm PETROLIFERA

RESERVORIO		
Formación	Petrolifera.	
Edad	Jurásica	
Litología	Conglomerados	
Tipo de trampa	Estratigráfica	
Mecanismo Drenaje	Breve expansión monofásica - Expansión gas disuelto	
Plano de referencia	m.b.n.m.	1000
Profundidad media tope de formación productiva	m.b.n.m.(mbbp)	1000(1300)
Profundidad media base de formación productiva	m.b.n.m.(mbbp)	1020(1320)
Potencia media de formación (ht)	m	20
Espesor medio útil (hu)	m	5.2
Complejos productivos		
PETROFISICA		

PROVINCIA DE LA PAMPA
 AREA MEDANITO SUR CNQ - 26
 Carlos A. Dagna (CFI)



	UNIDADES	PETROLEO
Porosidad (FI)	%	15,60
Permeabilidad (Kh y Kv)	md	50 - 5
Saturación por agua irreductible (Swirr)	%	35,00
Densidad media de formación (ROma)	m	2,65
Exponente de saturación (n)	adim.	2,00
Exponente de cementación (m)	adim.	2,00
Coefficiente de factor de formación (a)	adim.	1,00
Salinidad agua Fm.	g/l [Cl]	80-90
RW	ohmm	0,03

FLUIDOS

	UNIDADES	
Petróleo		
Densidad	gr/cm ³ , API	0.873-315
Factor de volumen (Bo)	m ³ /m ³	1.19
Viscosidad (μo)	cp	2.2
Gas		
Densidad	gr/cm ³ , API	0.653
Factor de volumen (Bg)	m ³ /m ³	0.0.01
Viscosidad	cp	0,01
Poder calorífico	BTU	1110
Contenido de azufre	%	0
Agua		
Densidad	gr/cm ³ , API	1.116
Factor de volumen (Bw)	m ³ /m ³	1.005
Viscosidad (μw)	cp	0.5

PRESIONES

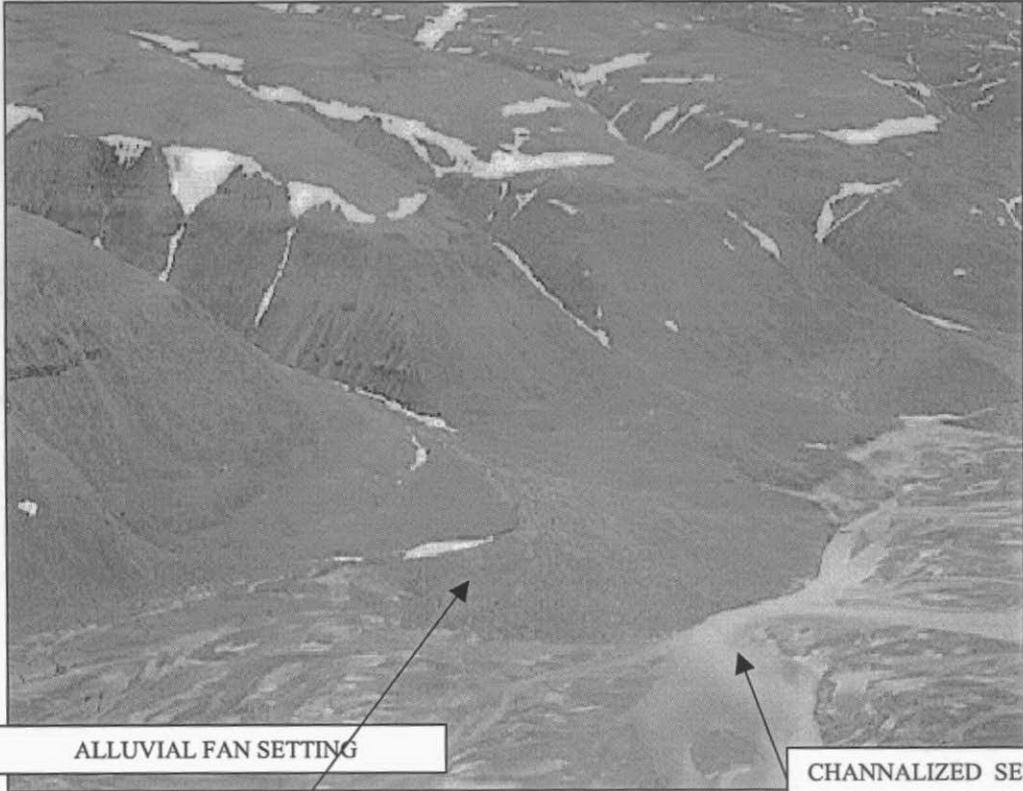
	UNIDADES	PETROLEO
Plano de referencia	mbnm	1000,00
Presión original (Pi)	Kg/cm ²	121,70
Presión media volumétrica (Pmed.)	Kg/cm ²	50,00
Presión de burbuja (Pb)	Kg/cm ²	110,00
Presión dinámica (Pwf)	Kg/cm ²	

GRADIENTES

	UNIDADES	PETROLEO
Gradiente de presión estática	Kg/cm ² /mbnm	0,094
Gradiente de fractura	Kg/cm ² /mbnm	0,163
Gradiente geotérmico	°C/mbnm	0,020

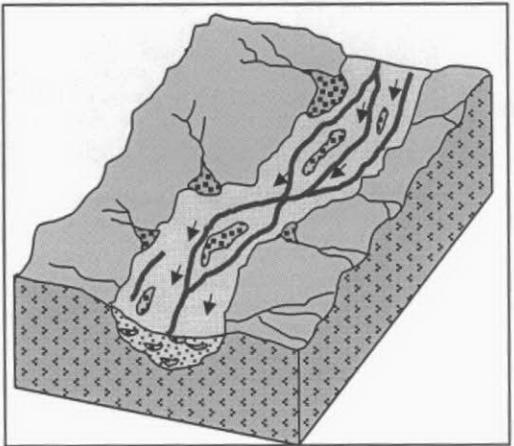
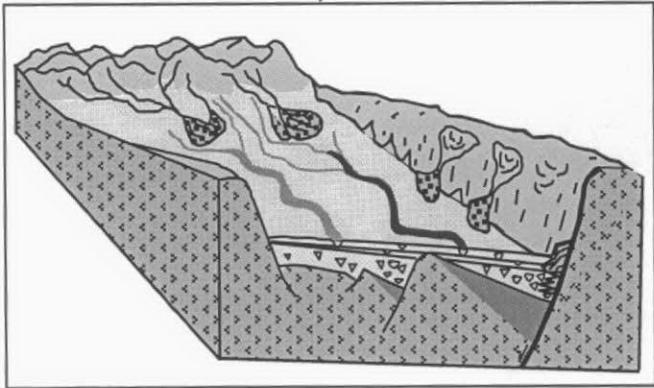


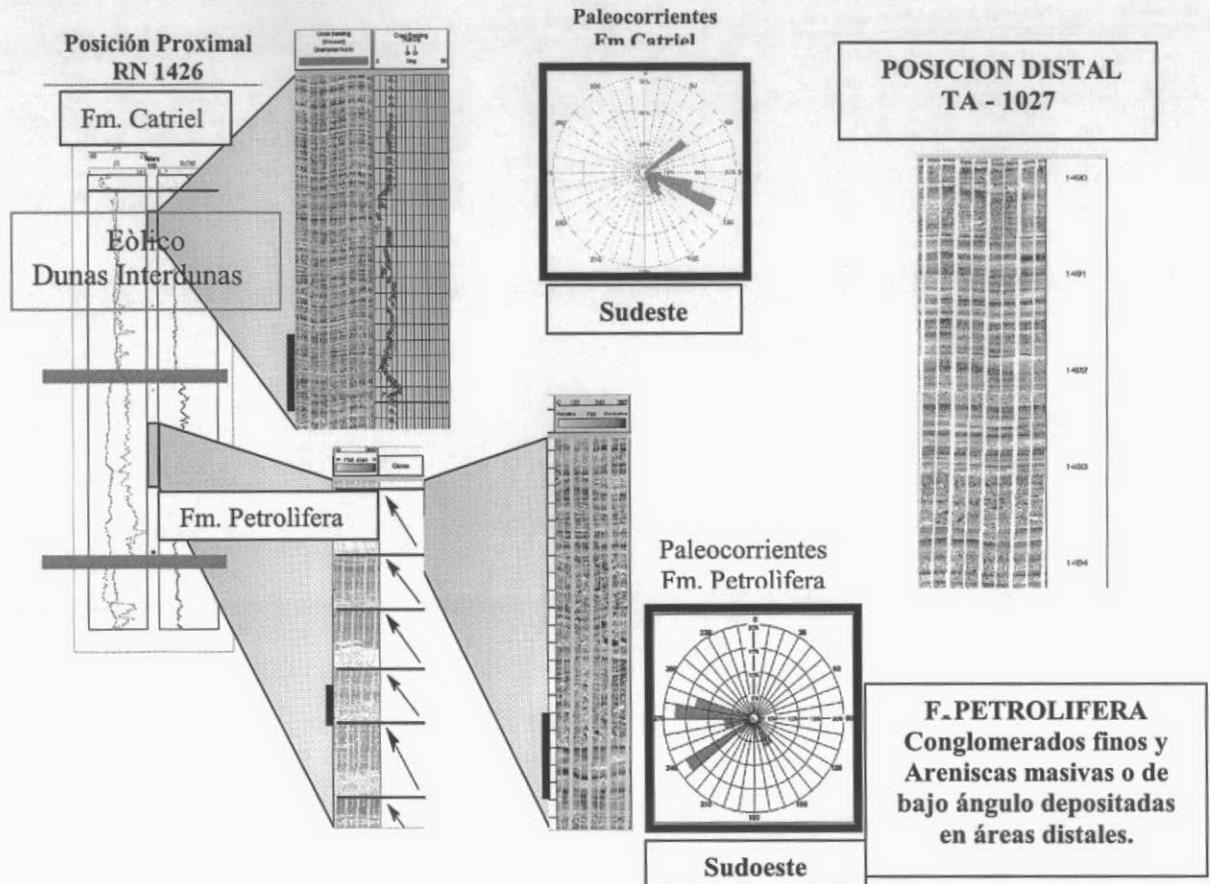
AMBIENTE DEPOSICIONAL EQUIVALENTE



ALLUVIAL FAN SETTING

CHANNALIZED SETTING





Conclusiones:

- La Fm. Petrolífera es una consecuencia de la tectónica reactivante del Jurásico con características deposicionales de tipo aluvial-fluvial.
- Las áreas deposicionales están restringidas a estrechos depocentros fallados y distribuidos desde el borde de la cuenca.
- El espesor total en la zona de Medanito varía entre 60 m hasta sectores sin deposición.
- El ambiente deposicional es el de abanicos aluviales cercanos a un sistema fluvial tipo Braided, desarrollado en condiciones climáticas áridas.
- Las características del reservorio están reguladas por el ambiente deposicional y por la diagénesis.
- La resolución sísmica permite diferenciar espesores de 15 a 18 m.
- Los patrones deposicionales sísmicos reconocidos son del tipo shingled downlap, paralelos y caóticos.

- El estilo de las trampas se clasifican entre estructurales y combinadas estructurales-estratigráficas.
- Por su relación estructural – litológica con el **Grupo Choiyoi**, la **Fm Petrolífera** podría en algunos bordes haber permitido una migración de fluidos hacia la ladera del Macizo Central en el área de Medanito SE (Principalmente área NE y canal central)

LOTENIANO

El **Loteniano** (Calloviano Medio-Oxfordiano Superior) representa un conjunto de unidades generadas a partir de una nueva etapa de trasgresión – regresión en la fase Jurásica. Digregorio (1978) y Digregorio y Uliana (1980) denominaron Subciclo Loteniano-Chacayano al conjunto de unidades acumuladas durante un episodio transgresivo-regresivo posterior al Ciclo Cuyano.

Hacia las márgenes del engolfamiento, área de estudio, los niveles de este nuevo ciclo pierden identidad y progradan en facies mixtas que dificultan sus interrelaciones . Por estos motivos el Loteniano no se ha definido a la fecha en los términos deposicionales en la zona de estudio.

En este trabajo se adopta la exclusión de la Fm. Tordillo considerándola regionalmente dentro del Ciclo Preandico con una subdivisión de facies que permite reconocerla dentro del rango formacional como Fm. Sierras Blancas y Fm. Catriel

Formación Sierras Blancas (Facies de la Fm. Tordillo?)

Formación Tordillo – Fm Catriel

SUPERCICLO ANDICO

La denominación de Ciclo Andico (Groeber,1946) designa los depósitos comprendidos entre el Tithoniano-Portlandiano hasta el Coniaciano. Posteriormente (Stipanovic y Mingramm,1953) segregan del Chacayano de Groeber a los depósitos Kimmeridgianos inferior y medio (**Fm. Tordillo**) considerándolos como Preandico. En este trabajo se adopta esta última definición.

Las sedimentitas Ándicas están separadas del sustrato Cuyano por una discordancia angular evidente a lo largo de la Dorsal Picùn Leufú – Plottier. En la zona de estudio el Andico rebasa el área de acumulación Cuyana y se apoya directamente sobre rocas prejurásicas.



Se acepta una división en tres sub-unidades a las que se las denomina
Ciclo Preándico
Ciclo Mendociano
Ciclo Rayosiano

CICLO PREÁNDICO

Comprendido entre la discordancia Intramálmica y la paraconcordancia de la base del Tithoniano, el ciclo está representado en el área de estudio por las dos unidades mencionadas anteriormente:

Formación Sierras Blancas (Facies de la Fm. Tordillo?)

Formación Tordillo – Fm Catriel

FORMACION SIERRAS BLANCAS

Es una unidad exclusivamente de subsuelo ya que su desarrollo está restringido al flanco noreste del Engolfamiento y por lo tanto presente en al área de estudio.

Se desarrolla entre la **Formación Punta Rosada – Petrolífera** y la **Formación Tordillo – Catriel**. A menudo es confundida con la primera y cuando se hace difícil su identificación se la incluye en la “**Formación Petrolífera**”.

Si se acepta el concepto que el Ciclo Loteniano-Chacayano comprende los depósitos ubicados entre las discordancias Intercallovia y Intramálmica, la **Fm Sierras Blancas** debe ser excluida como tal y su jerarquía estratigráfica se define en términos faciales de la **Fm. Tordillo**.

Su composición es de areniscas gris rosadas a gris verdosas con intercalaciones de areniscas gruesas hasta conglomerádicas en parte cementadas por anhidrita. La relación de base con **Punta Rosada – Petrolífera** es paraconcordante mientras que el contacto con la suprayacente **Formación Catriel – Tordillo** podría ser discordante (Digregorio, 1965) por la existencia de vulcanitas básicas.

La condición de sedimentación aparece en una fase de repleción en la cuenca, que produce un acceso de material detrítico desde los márgenes cratónicos orientales. Su depositación sería isocronal con la facies del ciclo basal de la **Formación Tordillo** (Sección roja) en el sector occidental o Andino y con las



evaporitas de la región central de la cuenca (**Formación Auquilco**). En aparente concordancia se asientan sobre esta formación las areniscas y limolitas arenosas verdosas de matriz clorítica de la **Formación Catriel**, que tiene una extensión areal mayor .

Dentro del ámbito oriental de la cuenca se distingue un ciclo de sedimentación clástica que correspondería a la **Formación Sierras Blancas** (Dellapè, 1976). Mientras que hacia el oeste la sedimentación predominante era del tipo evaporítico (**Formación Auquilco**), en la región central se registraban depósitos detríticos (Sección inferior o roja de Tordillo). Siguiendo los conceptos de Dellapè, la **Fm. Sierras Blancas** representa la facies proximal de la **Fm. Auquilco** en el borde oriental de la cuenca, comprendiendo depósitos litorales, fluviales y hasta marinos someros.

Mediante el análisis de los electrogramas de pozos y las secciones sísmicas, se puede correlacionar y observar el engranaje lateral de la **Fm. Tordillo** con la **Fm. Sierras Blancas** y como esta última hacia los altos estructurales, presenta un biselamiento de sus términos superiores.

El análisis de los perfiles de buzamiento muestra que en sus términos superiores la Fm. Sierras Blancas presenta una estructura interna de capas frontales con inclinaciones de entre 15 y 20° y una persistencia en la dirección de buzamiento hacia el noreste o sea opuesto a la pendiente regional. Digregorio considera estos rasgos como de origen deltaico o eòlicos.

La interpretación sísmica de detalle y la utilización de ciertos atributos permite ajustar los límites del área de depositación.

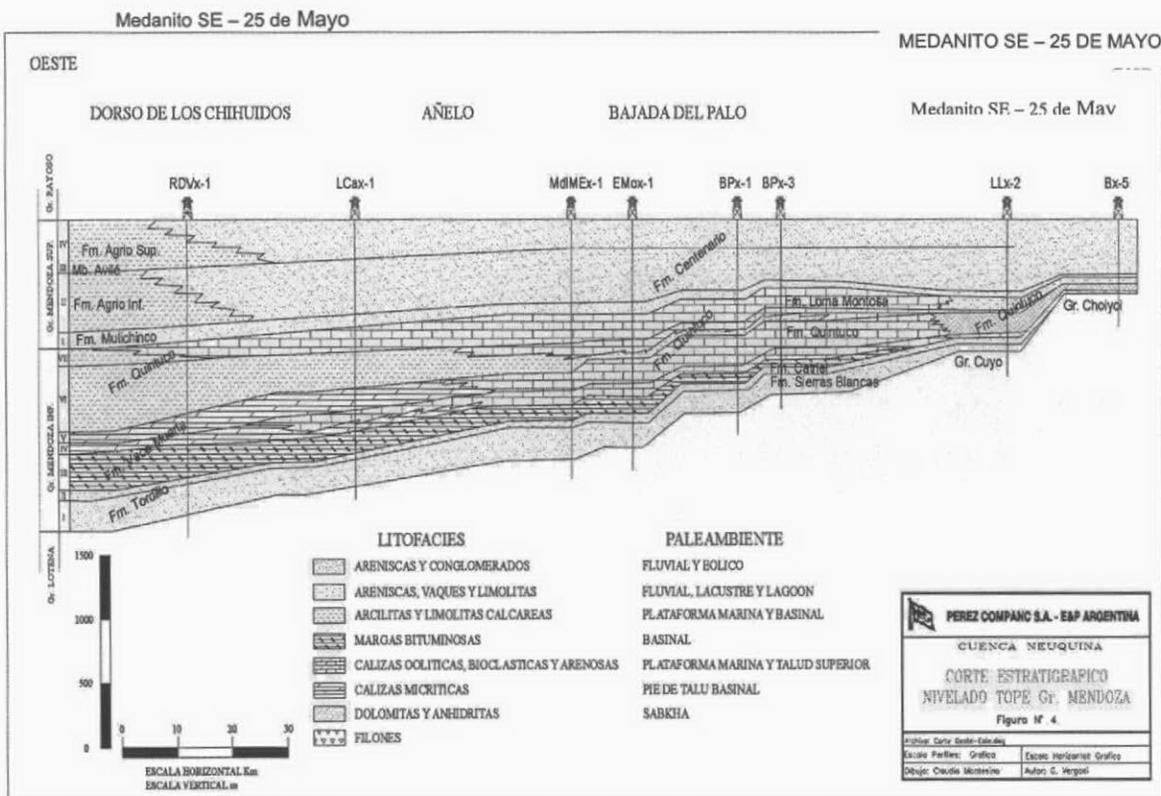
Desde el punto de vista petrolero su producción está desarrollándose en el sector conocido como **Jágüel de los Machos - Banderita**, donde es el principal reservorio en explotación, por lo que su desarrollo en el área **CNQ-26 MEDANITO SUR** es posible.

Las litofacies de origen aluvial constituyen el mejor reservorio, aunque presentan una intensa cementación dolomítica temprana. El complejo modelo diagenético dificulta la predicción de las propiedades petrofísicas formacionales. Estas areniscas son también productoras en los yacimientos: Loma La Lata, Río Neuquén, Lindero atravesado, Bajo del Piche, El Santiagueño, El Medanito, Charco Bayo, Fernández Oro y otros.

FORMACION CATRIEL

En los altos estructurales regionales de la zona de estudio, donde se observa un biselamiento en los términos superiores de la **Fm. Sierras Blancas (Petrolífera?)** se asientan los depósitos arenosos de la **Fm Catriel**.

Esta unidad está representada por depósitos clásticos que se conocen solamente a través de perforaciones ya que es una unidad de subsuelo. Presenta una manifiesta continuidad lateral tanto en su espesor como en su litología. Tiene una mayor extensión areal que la **Fm. Sierras Blancas**, por lo tanto yace incluso sobre términos del ciclo Cuyano. En la zona de estudio apoya en diversos sitios sobre basaltos (Digregorio, op. Cit)



La mayor parte de la **Fm. Tordillo** admite una división en dos secciones. La inferior de color predominantemente rojizo presenta una alternancia de areniscas y fangolitas tobáceas, con ondulitas, grietas de desecación y marcas de lluvia. Esta sección parece estar restringida al sector Andino de la cuenca ya que la sección superior o Tordillo Verde es la que se define en términos locales en el área Medanito SE. Este “Tordillo de coloración verdosa” se lo identifica como “**Formación Catriel**”

que consta de areniscas y conglomerados con entrecruzamiento. En los niveles superiores predominan las arcilitas verdes y gris verdosas. Las primeras presentan clastos redondeados a subredondeados de cuarzo, feldespato y fragmentos líticos de rocas volcánicas ácidas rodeados por abundante material calcáreo-arcilloso (clorítico).

El origen de esta entidad sería transicional marino, depositada en un ambiente litoral a sublitoral, y en base al análisis de su relación con la **Fm. Sierras Blancas** se considera que ambas unidades podrían constituir las facies distales de un depósito tectosedimentario del tipo molasa sinorogénica, sincrónica con la fase Araucánica de la discordancia Intramálmica. Digregorio las consideró como de origen deltaico o eólico. Las litofacies principalmente eólicas provendrían de abanicos fanolomerdicos progradantes de oeste a este, mientras que las secciones clásticas fluviales de la **Fm. Sierras Blancas** derivaron de los márgenes cratónicos.

En la zona de estudio las **Fm. Sierras Blancas** (PETROLÍFERA) y **Fm. Catriel** constituyen un relleno sedimentario desarrollado en un ambiente de abanicos aluviales - laguna efimera, que evoluciona a un sistema eólico, cuyas características y distribución estuvieron fuertemente controladas por la tectónica y el clima.

Desde el punto de vista petrolero se trata de una formación improductiva en el área Medanito SE .

Su área de sedimentación ha sobrepasado los límites fijados para las formaciones **Planicie Morada** y **Petrolífera (Sierras Blancas?)** e indicaría un avance mayor del ciclo sedimentario y de la ingesión marina que se concretaría plenamente durante la sedimentación de la **Formación Quintuco - Loma Montosa**. Esta situación ha permitido una sedimentación representada por diferentes espesores llegando a sobrepasar los 60 metros. Es el "Conglomerado Basal" que caracteriza el inicio de una etapa de subsidencia con la consecuente transgresión marina que caracterizó al **Grupo Mendoza** (Kimmeridgiano - Barremiano)

La distribución de las sedimentitas de la **Formación Catriel** está regulada por el avance del mar y el prerrelieve. Esto último se manifiesta dentro del área Medanito en las islas o macizos donde la sedimentación no se concretó o fue escasa: zona central (-780 m.b.n.m), ladera oeste y SSE del mismo (- 900 a - 940 m.b.n.m), zona norte (- 860 a - 880 m.b.n.m). Esto indicaría que el nivel base de

sedimentación no superó regionalmente los – 780 m.b.n.m y en zonas entre – 940 y – 960 m.b.n.m (ladera sudoeste del Macizo Central Choiyoi).

La **Formación Catriel** – Tordillo superior o verde se define en los términos estratigráficos actuales como base del **Ciclo Andico** (Kimmeridgiano Superior) o unidad basal **Mendociana**.

CICLO MENDOCIANO

Está integrado por formaciones cuyas edades oscilan entre el Kimmeridgiano superior y el Barremiano. Se adopta aquí el criterio de una subdivisión:

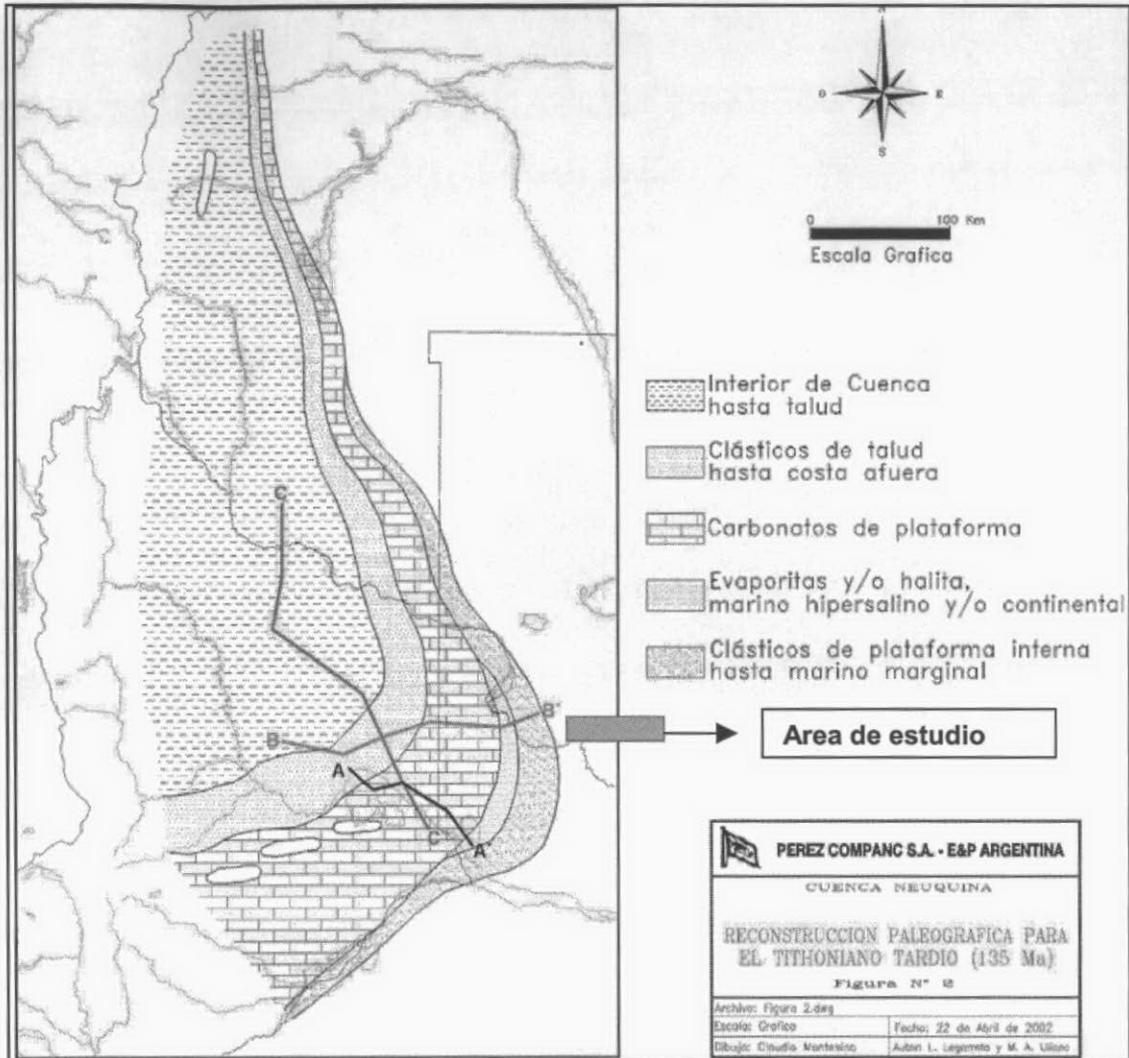
Ciclo Mendociano Inferior

Se inicia con los depósitos marinos de la transgresión Tithoniana sobre las areniscas de la **Fm. Catriel** y abarca los depósitos hasta el Valanginiano inferior, culminando en una discordancia dentro del Valanginiano.

El análisis sismoestratigráfico realizado por Mitchum y Uliana (1982) demostró que el intervalo Tithoniano – Valanginiano inferior está compuesto por ocho secuencias deposicionales que constituyen en conjunto un sistema progradacional en el que participan tres litofacies marcadamente diacrónicas y que corresponden a las Formaciones Vaca Muerta, Quintuco y Loma Montosa.

La primera denominación (**Lito I**) es para la litofacies de lutitas negras, margas grises y calizas micríticas de fondo y clinotema.

La segunda (**Lito II**) designa a las calizas esqueléticas, oolíticas y bioclásticas de la plataforma externa y la última (**Lito III**) se reserva para la facies de calizas dolomíticas, anhidrita nodular, areniscas y fangolitas rojizas de la plataforma interna, sabkha litoral y depósitos continentales.



El Mendociano inferior, está representado fundamentalmente en el área Medanito SE por la última litofacies (**Lito III**) con escasa participación de de la segunda (**Lito II**)

La facies carbonática comienza a depositarse en el Titoniano alto durante un ciclo regresivo que marca la culminación de la deposición de la facies pelítica marina que comenzara en el Titoniano (**Formación Vaca Muerta**). A pesar que este ciclo define la mayor transgresión marina en toda la Cuenca Neuquina, la **Formación Vaca Muerta** no se define en el área Medanito SE en la litofacies pelítico bituminosa ya que la paleogeografía costera controla el nivel marino y por ende la característica litogenética. De este modo del período Titoniano-Valanginiano inferior de las ocho secuencias deposicionales comprendidas en el ciclo completo (**A.** facies de pelitas y margas negras de interior de cuenca, **B.** facies clásticas y carbonáticas de plataforma y **C.** facies carbonáticas y evaporíticas de plataforma interna hasta continentales) solamente la última - facies **C** - está representada en el área de

estudio. Se considera que el ciclo deposicional C en la región oriental registra un importante depósito carbonático el que será especial objeto de análisis: **Formación Loma Montosa.**

FORMACION LOMA MONTOSA

Depositada esencialmente en un régimen marino costero, representa la facies proximal más cercana o dentro del nivel de la acción del tren de olas del mayor avance marino Jurásico en la Cuenca Neuquina.

Se trata de un medio deposicional de alta energía dentro de los límites demarcados por un sistema marino con posición costera y el consecuente aporte terrígeno por su proximidad continental. Esto ha generado facies mixtas en la identidades proximales que varían a sistemas faciales carbonáticos mas depurados hacia el interior de la cuenca (oeste).

Está estratigráficamente integrada por secuencias carbonáticas, arcillosas y anhidríticas. Estas variaciones permiten, para una mejor comprensión, dividirla en tres miembros cuyas características principales son:

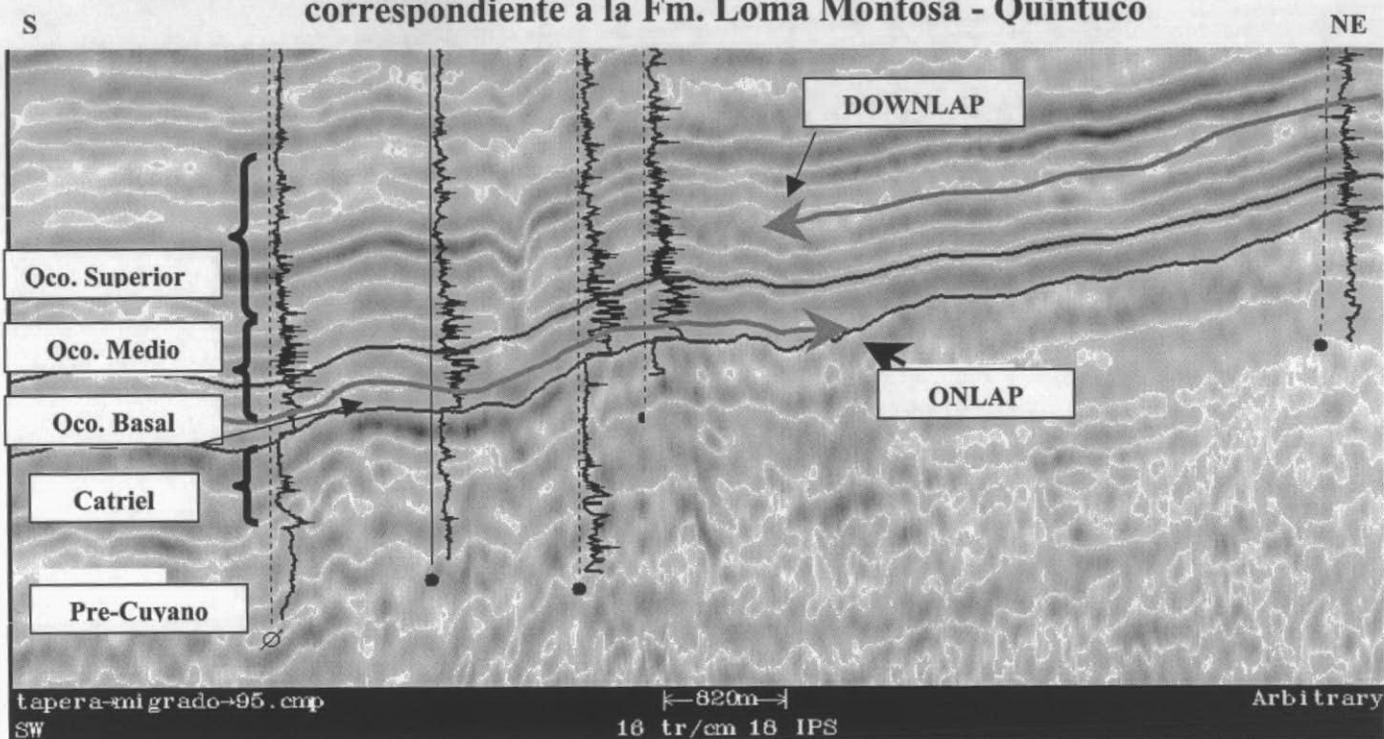
1. Miembro inferior

Incluye las capas denominadas 15, 9 y 8. Su margen deposicional oriental se define aproximadamente dentro del sistema de coordenadas con proyección conforme GAUSS – KRUGGER y sistema geodésico INCHAUSPE a la altura de los 5.800.000 entre los 2.596.000 por el norte y 2.605.800 por el sur dentro del área MEDANITO SE por lo que se desconoce su presencia en los sectores orientales tales como Jagüel de los Machos, Banderita o El Medanito.

Este miembro, de unos 40 m de espesor total, está constituido por conglomerados calcáreos, calizas oolíticas y fosilíferas. La facies fosilífera de la capa 9, así como la capa 15 en sus distintas variedades, consisten en calizas oofosilíferas, compactas, con características petrofísicas regulares, pero con espesores de consideración. Por su parte la capa 8 y la faja oriental de la capa 9 consisten en conglomerados de matriz calcárea, que en sectores de buenas facies adquieren parámetros petrofísicos muy buenos.

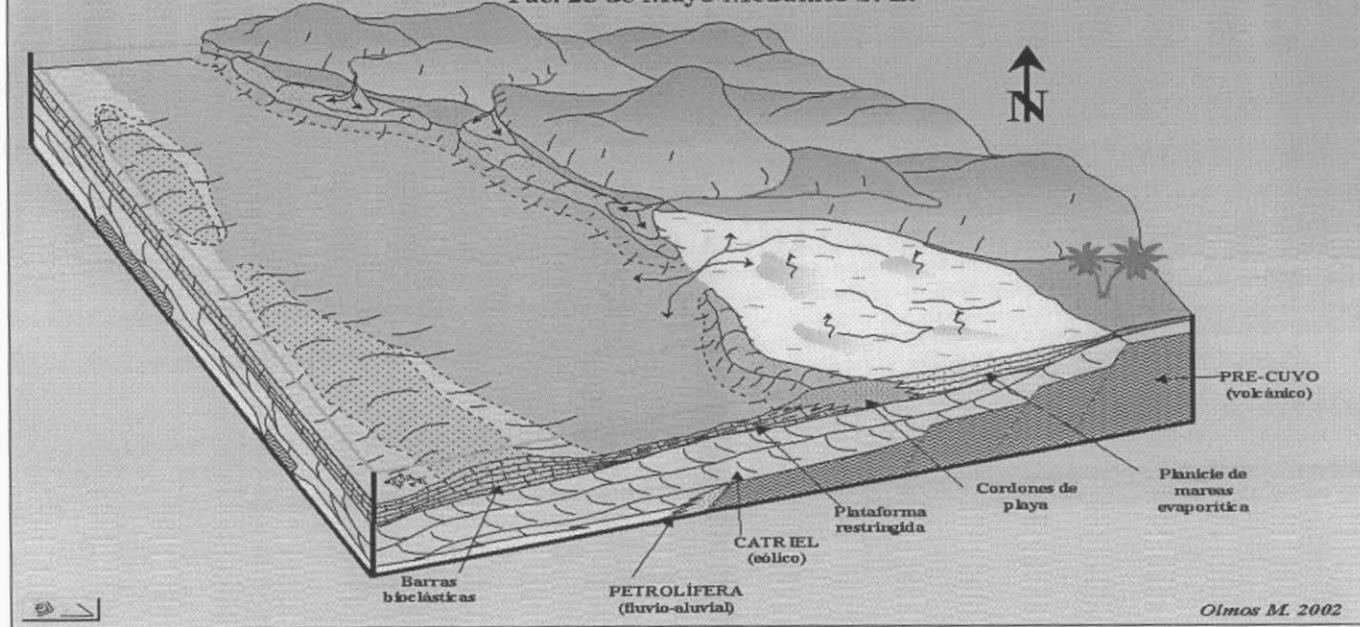


Linea sísmica mostrando las relaciones de los reflectores en el intervalo correspondiente a la Fm. Loma Montosa - Quintuco

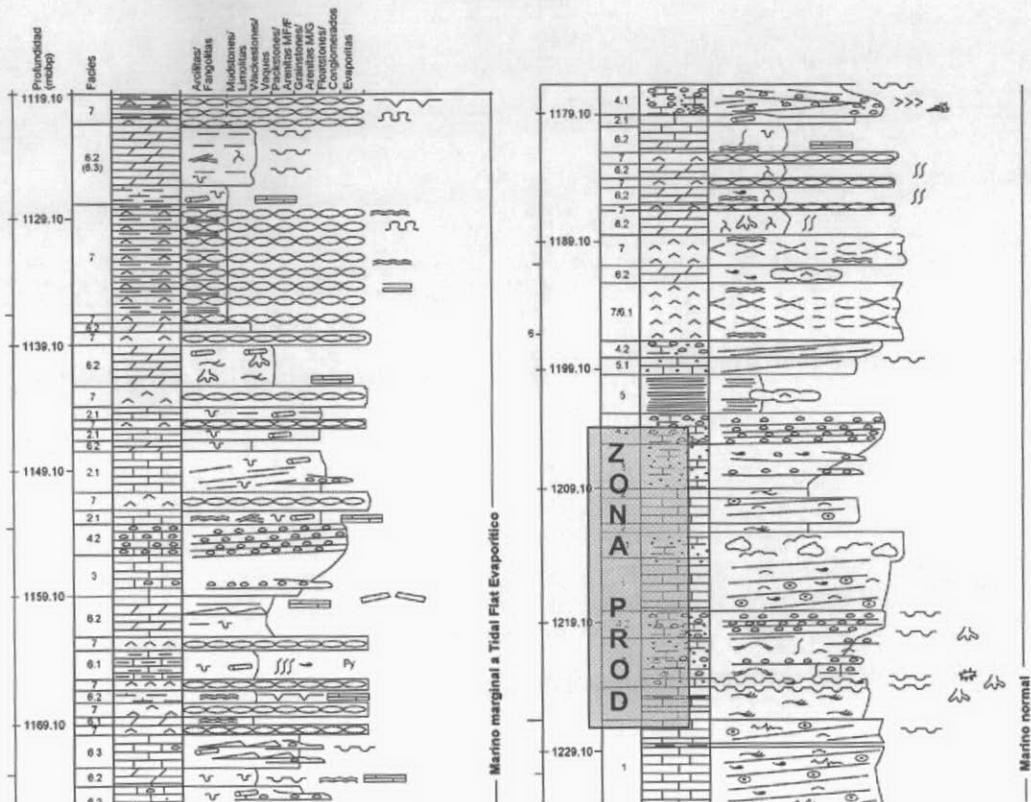


ESQUEMA AMBIENTAL - Fm. QUINTUCO
 Secuencia Basal

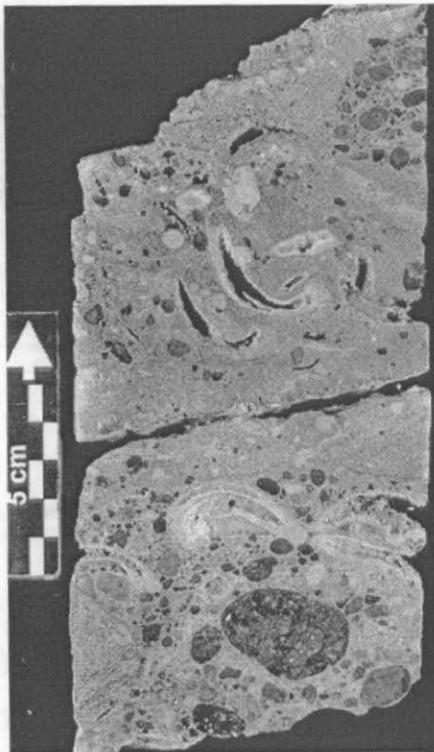
Yac. 25 de Mayo Medanito S. E.



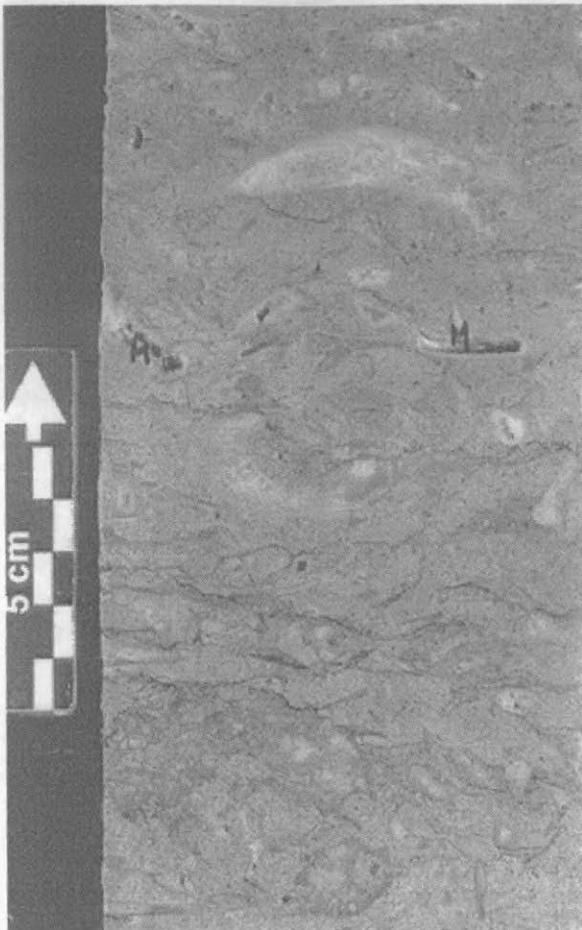
PROVINCIA DE LA PAMPA
 AREA MEDANITO SUR CNQ - 26
 Carlos A. Dagna (CFI)



Descripción de la corona correspondiente a Quintuco Medio y Basal



**Conglomerados y grainstones conglomerádicos, con abundantes valvas de moluscos (>5cm). Se los interpreta como depositados en posición de foreshore. Observar la porosidad móldica en valvas de moluscos. Estas facies constituyen los mejores reservorios. Petrofísica promedio:
 Phi : 5 - 19%
 K: 10 - >300mD**



Grainstone de moluscos (bivalvos) constituidos por valvas robustas de hasta 10cm.

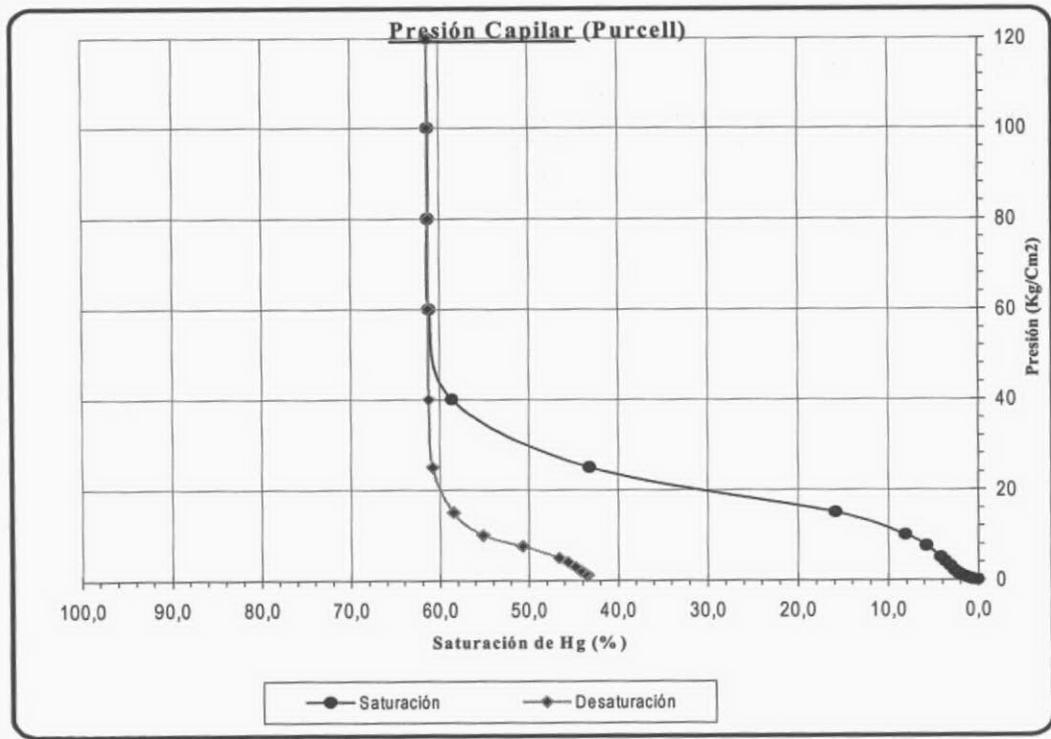
Bioconstrucciones en una plataforma interna.

Se observa porosidad móldica (M) y frecuentes estilolitas.

Petrofísica promedio:

Phi: 5 - 17%

K: 0,03 - 20mD





Las facies calcáreas poseen sistemas porales de cierta heterogeneidad, constituidos fundamentalmente por disolución de partículas y/o cemento, y por microfisuras.

Las facies conglomerádicas, por su parte, poseen un sistema poral comparativamente más homogéneo, comunmente por ausencia parcial o total del cemento carbonático.

Está integrado por carbonatitas cuyas principales características, de la base al techo, son:

Capa 15: Calizas oolíticas gris amarillenta con escasos fragmentos de bivalvos, material intersticial arcilloso y calcáreo esparítico. Predominan los tonos grises. Las oolitas son muy finas con escasos intraclastos de 2 a 3 mm y terrígenos distribuidos irregularmente y de menor tamaño que aquellos. El contenido de fósiles (bivalvos) de hasta 5 cm de longitud es escaso y en su gran mayoría han sido eliminados por disolución. Se presentan en "lentes" de escaso espesor e irregularmente distribuidos. Esto hace que la roca tenga gran porosidad, no ocurriendo lo mismo con la permeabilidad ya que estos grandes "poros" no estarían interconectados entre si en la mayoría de los casos y formarían "lentes" de 20 cm de espesor (promedio) y discontinuos.

Capas 9 y 8: Son calizas fosilíferas areno-conglomerádicas. Los fósiles son bivalvos de hasta 10 cm; en su mayor parte se presentan en fragmentos de tamaños variados y parcialmente eliminados por disolución. Además presentan un porcentaje importante de clastos redondeados de hasta 0,2 cm a 1 cm de composición homogénea (roca volcánica con fenocristales de cuarzo y pasta afanítica, probablemente silíceo gris negruzco a gris verdosa). La capa 9 es composicional y texturalmente la transición entre la inferior 15 y la superior 8.

En algunos casos las muestras de perforación obtenidas corresponden en su totalidad a dichos clastos, predominando en otros el material carbonático de carácter esparítico con abundante intraclastos. En este último caso se ha observado que poseen una porosidad intergranular importante, aunque la porosidad dominante en ambas capas es del tipo móldico y alveolar, transformándose esta última, en una porosidad por canales de disolución.

Entre estos tipos distintos de calizas se intercalan capas pelíticas y escasa



anhidrita, ya sea en pequeños nódulos o estratificada. Las mismas aumentan su espesor hacia el este a expensas de los carbonatos, mientras que los últimos tienen su mayor desarrollo hacia el oeste.

El miembro inferior de la Formación Loma Montosa tiene su mayor espesor hacia el oeste (hasta 65 m), disminuyendo progresivamente hacia el este hasta desaparecer aproximadamente, dentro del sistema de coordenadas con proyección conforme GAUSS - KRUGGER y sistema geodésico INCHAUSPE, a la altura de los 5.800.000 entre los 2.596.000 por el norte y 2.605.800 por el sur dentro del área MEDANITO SE. Sufre un acuñamiento controlado por el prerrelieve del Grupo Choiyoi cuya pendiente regional es negativa hacia el oeste. El límite inferior de dicho miembro es concordante con la Formación Tordillo y de carácter transicional por lo menos en el sector noroeste.

Desde el punto de vista petrolero, estos niveles conforman reservorios combinados, gobernados por un entrapamiento estratigráfico-estructural. Conforme las producciones, acumuladas, los ensayos realizados sobre testigos corona, las condiciones petrofísicas y los valores de perfiles, las condiciones más favorables se desarrollan en una franja de rumbo aproximado NO-SE con espesores constituidos por 30 a 60 % de carbonatos.

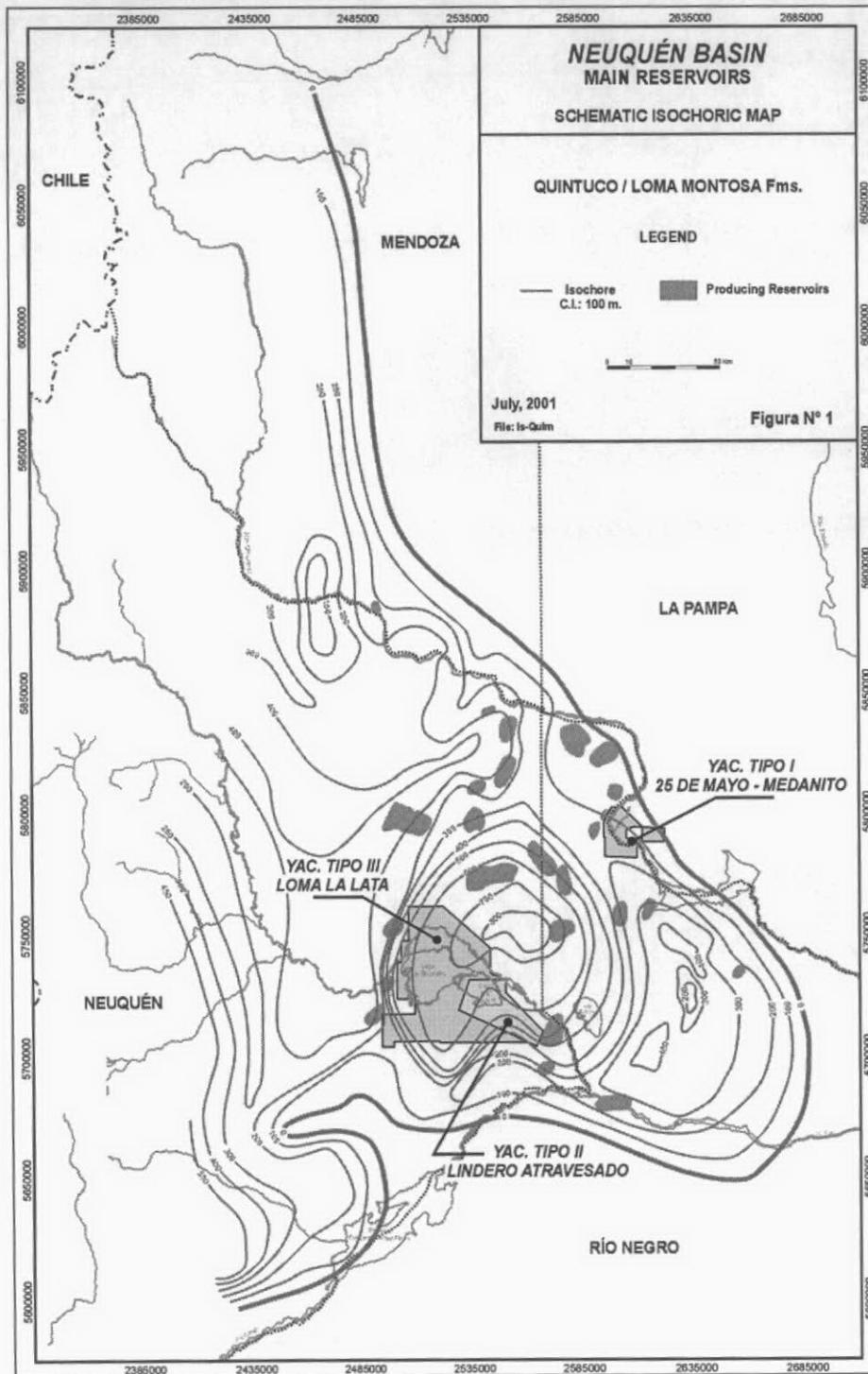
La porosidad es del tipo móldica, alveolar e intergranular. Sus valores medios varían entre 6 y 9%, correspondiendo los mayores a la capa 15.

La distribución estadística de permeabilidades indica que la capa más homogénea es la número 15 en coincidencia con un mayor número de fósiles disueltos presentes. La mayoría de los valores de K oscila en las centésimas de md, existiendo algunos de hasta 50 md.

En las capas 9 y 8 se insinúa un doble sistema: por un lado valores entre 0,1 y 0,002 md y por otro algunos que superan los 100 md, llegando en algunos casos excepcionales hasta 1000 md. Generalmente los primeros corresponden a niveles de rocas compactas, sin fósiles, en tanto que los segundos pertenecen a sedimentos con abundantes inclusiones fosilíferas disueltas. Se cree que este fenómeno se debe a la interconexión entre los moldes y alvéolos, ya sea por fracturas o estilolitas y eventualmente por canales de disolución.

En algunos testigos se han observado fracturas verticales naturales, pero dado que dichos planos tienen permeabilidades del orden de 15 md y que además

son escasos, se estima que su influencia en el comportamiento del yacimiento, tanto en su faz primaria como secundaria, seria muy reducida.



En síntesis, las características de este reservorio están regidas por las importantes variaciones faciales laterales y verticales, en coincidencia con una gran heterogeneidad en los valores de porosidad y permeabilidad.

Hacia el oeste tiene el mayor espesor (hasta 65 m) pero con características

petrofísicas aparentemente más desfavorables, mientras que hacia el este todo el miembro tiene variaciones faciales laterales marcadas. Su espesor se reduce acuñándose hacia el Macizo Central Choiyoi al que no supera. Esta ausencia de sedimentación de las capas 8, 9 y 15 desde la ladera occidental del Macizo Central hacia el área este, parece ser la causa de la disminución o ausencia de mineralización en el Grupo Choiyoi en esa área.

2. Miembro Medio:

Incluye las denominadas capas 4, 5, E, 6, 6A, 7 y 7A. El espesor total hacia el este es de 30 metros y 65 metros hacia el oeste; sus características litológicas principales son:

Alternancia de calizas, dolomías y anhidrita, con escasa participación y por zonas de areniscas calcáreas.

Este miembro presenta la homogeneidad típica de la sedimentación en un estadio de equilibrio durante la ingresión y con variaciones litológicas que se presentan hacia el este llegando a estar disminuido el porcentaje de carbonatos con respecto a las pelitas.

Con excepciones se reconocen las capas guías Nros. 4 y 5 y ocasionalmente la N° 6 en toda su extensión.

Hacia el techo culmina con dos bancos de caliza (Capas N° 4 y 5) intraclásticas de coloración gris amarillenta, las que en ciertos sectores, pasan lateralmente a calizas dolomíticas gris amarillenta oscura con elevados valores de porosidad (hasta 30%) y producciones importantes.

Las capas productoras son la N° 4, 5 y 6; la característica más destacada es su porosidad intergranular, especialmente en dolomías y calizas dolomíticas las que estarían distribuidas en la mayor parte del yacimiento. Este miembro está compuesto por los siguientes niveles productivos: 6a, 6, 5a, 5, 4' y 4.

Los reservorios del Quintuco Medio, con exclusión de la zona de La Isla, están constituido por niveles dolomíticos finos a gruesos, de espesor relativamente uniforme. Comprenden el núcleo de pequeños ciclos de pelita-dolomita-anhidrita, que sufrieron sucesivos eventos diagenéticos, dando lugar a esquemas faciales de distribución areal irregular, aunque con tendencia cristalodecreciente hacia la zona oriental de Batería 5. Esta tendencia en el tamaño de los cristales de dolomita se verifica asimismo de base a techo del Quintuco Medio, vinculándose con un paulatino desmejoramiento en ese sentido en la calidad de los reservorios .

El sistema poral está estrechamente vinculado con el tamaño cristalino, siendo

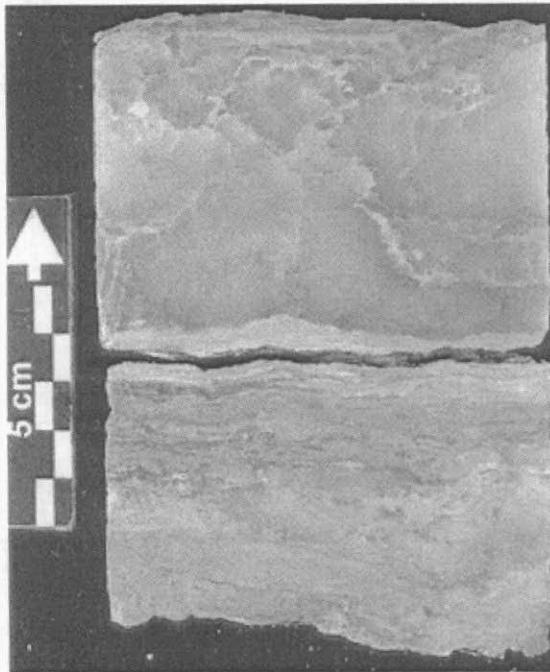


notoriamente mejores aquellos reservorios con mayor diámetro de cristales. El otro factor determinante en este sentido es la presencia de cemento calcáreo o anhidrítico, que con frecuencia desmejora la porosidad de la roca, e incluso la convierte en roca no reservorio.

El Quintuco Medio de la zona de La Isla comprende las capas 4, 5a, 6, 6a y 7. De acuerdo con la escasa información litológica disponible, posee características litofaciales diferentes de las del resto del yacimiento. La capa 4 corresponde a dolomías medianas y calizas fosilíferas muy compactas, ligeramente conglomerádicas hacia el sector oriental; esto determina un reservorio de características petrofísicas pobres. La capa 5a, por su parte, consiste en conglomerados de matriz calcárea, localmente dolomítica, que dan lugar a reservorios de buena calidad.

2. Miembro Superior:

Incluye las capas denominadas **C.S., B, 1 y D**. El espesor promedio es de 40 metros. Esta secuencia de calizas (afaníticas, cristalinas), pelitas y anhidrita, hacia el techo presenta mayor variación litológica, ya que posiblemente la variación marina se cumple como un proceso areal discontinuo. En algunos sectores hay dolomías y calizas dolomíticas, especialmente al norte del yacimiento.



Anhidrita nodular de crecimiento desplazativo asociado a bidstone criptoalgal hacia la base. Depósitos generados en la porción expuesta de la planicie de marea. Ambiente de Sabkha. Estas facies conforman los principales sellos en la configuración de las trampas estratigráficas

Los procesos de dolomitización han sido considerados dentro de las características de reservorios carbonáticos como los “mejores reservorios”. La dolomitización de sedimentos carbonáticos incrementa el tamaño de los cristales y

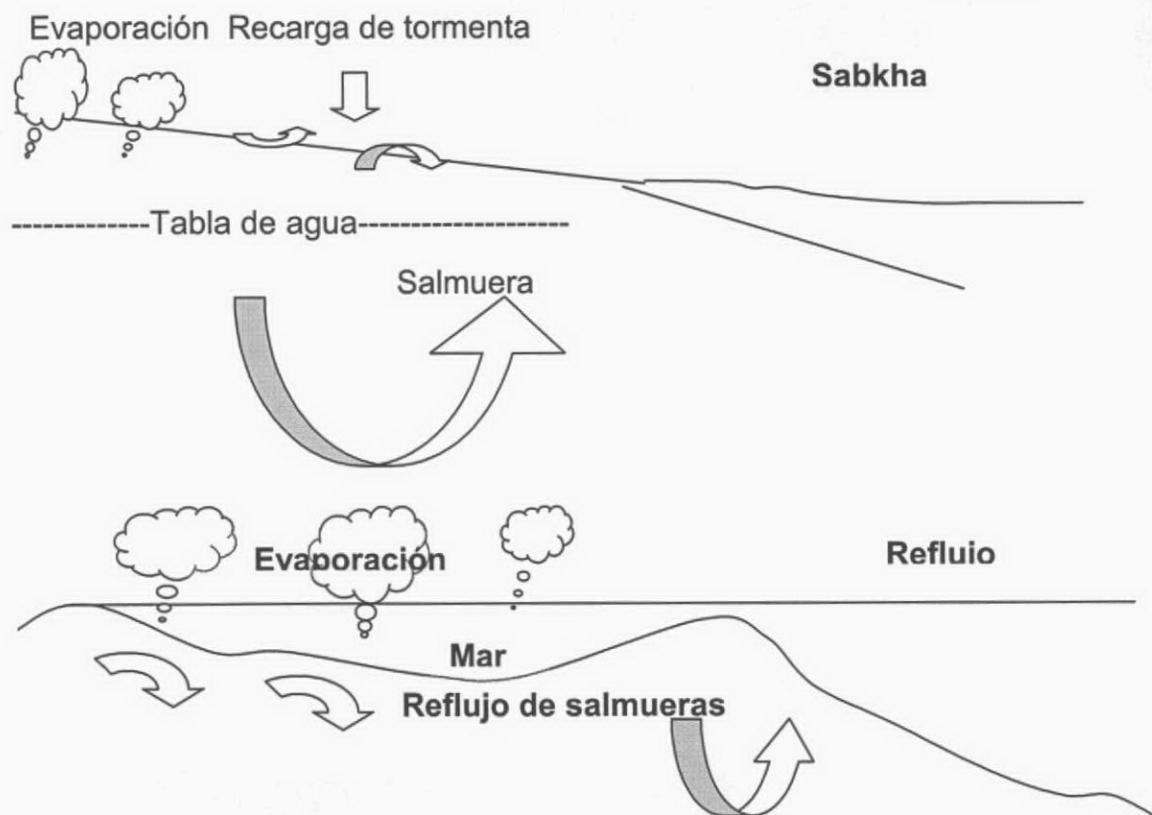
de las gargantas porales, disminuyendo la rugosidad poral. Esta combinación incrementa la permeabilidad de los carbonatos. De este modo, la dolomitización, construye el reservorio y se combina con la caliza que actúa como sello. Son generalmente reservorios de entrapamientos combinados.

Habiéndose determinado que el reservorio está controlado por un proceso de dolomitización, debería analizarse el origen y el comportamiento de este proceso para comprender la geometría del reservorio y de este modo desarrollar un modelo con el objetivo de desarrollar la explotación sobre fundamentos geométricos.

Entre otras características, la dolomita es menos reactiva que la calcita, de este modo son más resistentes a la pérdida de porosidad con la profundidad que las unidades carbonáticas (Calizas) por lo que el basamento económico en estos niveles es más profundo en las dolomías que en las calizas. También a menudo las secciones carbonáticas dolomitizadas definen los límites en el desarrollo de un reservorio.

Los modelos de dolomitización obedecen a factores deposicionales dentro de posiciones relativas a las plataformas. Considerando los análisis que generalmente se aceptan para los depósitos de Loma Montosa Superior, la dolomitización podría haberse producido en un ambiente de Sabkha y Reflujo.

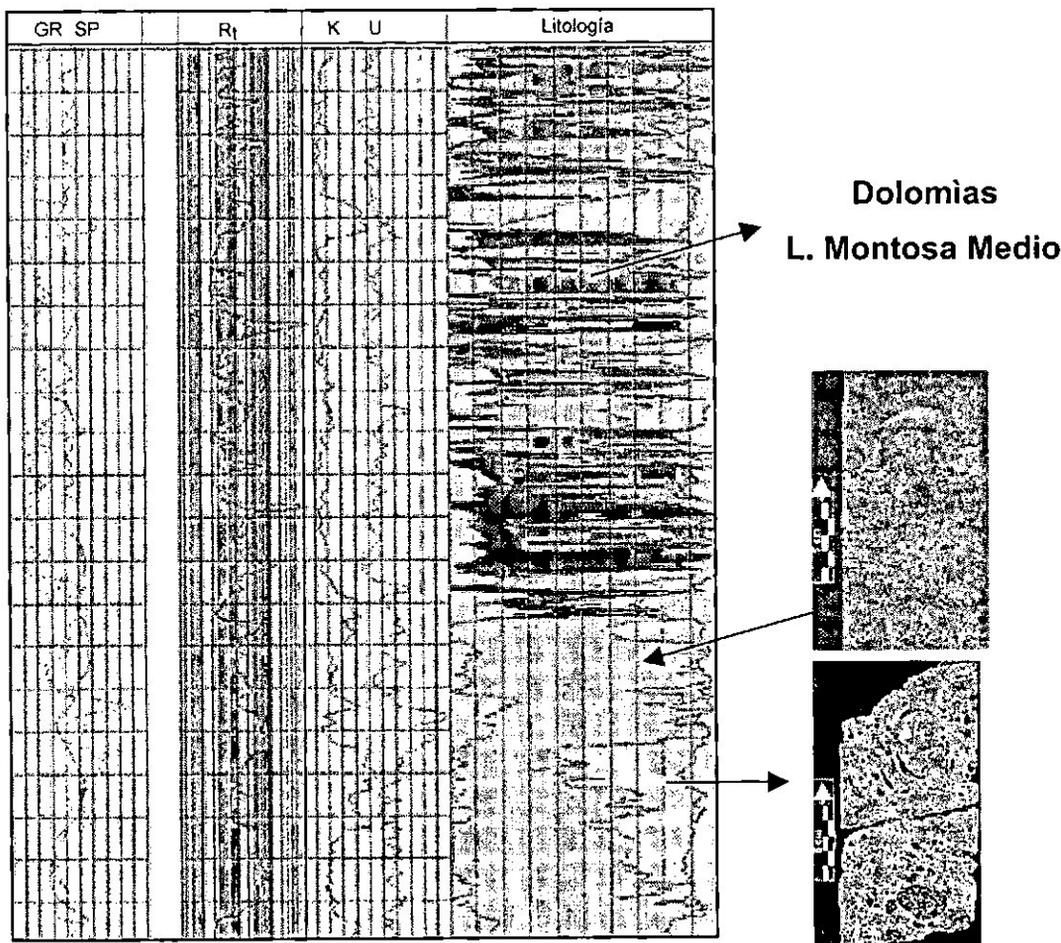
AMBIENTE DE DOLOMITIZACIÓN POSIBLE ZONA MEDANITO





De este modo tenemos áreas donde la capa "CS" es más importante (zona norte), siendo en otras áreas reemplazada por pelitas y/o anhidrita. Este pasaje transicional de ambiente y en consecuencia litológico, dificulta la correlación entre niveles correspondientes al Complejo Superior (5 a 8 metros), que se presentan en algunas zonas y son reemplazadas lateralmente en otras.

Hacia la base de este miembro y compartiendo su continuidad areal con las capas guía 4 y 5 y en consecuencia su estadio de sedimentación, se presenta una capa guía denominada **D** y otra que se encuentra debajo de la capa "Complejo Superior" **CS** denominada **B**; esta última ayuda en la correlación. El Miembro superior, al igual que el Medio, tiene variaciones laterales litológicas ya que hacia el este la columna carbonática se encuentra subordinada a las pelitas y pelitas carbonáticas y en consecuencia la mineralización se empobrece en esa área.



Como resumen de las características de la Formación Loma Montosa, se pueden hacer las siguientes observaciones:



1. Rocas reservorio o almacén con grandes variaciones laterales y baja porosidad – permeabilidad general.
2. Estructura monoclinal levemente domada siguiendo el prerrelieve heredado del Grupo Choiyoi y cuya pendiente regional negativa es hacia el sudoeste.
3. Falta sedimentación del Miembro Inferior (Capas 8, 9 y 15), desde el centro oeste del yacimiento hacia el este (posible causa de la pobre mineralización del Grupo Choiyoi en esa área Centro-este)

Espesor total varía desde el oeste (230) hacia el este (hasta 100 m)

PETROBRAS ENERGIA S.A.			
Areas Medanita - Jagüel de los Machos			
RESERVORIO			
Formación	Loma Montosa/Quintuco Sup. - Complejo superior.		
Edad	Cretácico		
Litología	Dolomías-Calizas		
Tipo de trampa	Combinada (Estructural-Estratigráfica)		
Mecanismo Drenaje	Expansión gas disuelto		
		UNIDADES PETRO	GAS
		EO	
Plano de referencia	m.b.n.m.	700	665
Profundidad media tope de formación productiva	m.b.n.m.(mb bp)	700(100 0)	665(965)
Profundidad media base de formación productiva	m.b.n.m.(mb bp)	720(102 0)	675(975)
Potencia media de formación (ht)	m	40	10
Espesor medio útil (hu)	m	4.48	4.5
Complejos productivos			
PETROFISICA			
		UNIDADES PETRO	GAS
		LEO	
Porosidad (FI)	%	19.00	20.00
Permeabilidad (Kh y Kv)	md	10-1	10-1
Saturación por agua irreductible (Swirr)	%	35.00	35.00
Densidad media de formación (ROma)	m	2.80	2.80
Exponente de saturación (n)	adim.	2.00	2.00
Exponente de cementación (m)	adim.	2.00	2.00
Coefficiente de factor de formación (a)	adim.	1.00	1.00
Salinidad agua Fm.	g/l [Cl]	40-50	40-50

PROVINCIA DE LA PAMPA
 AREA MEDANITO SUR CNQ - 26
 Carlos A. Dagna (CFI)



RW	ohmm	0.055	0.055
FLUIDOS			
Petróleo		UNIDADES	
Densidad	gr/cm ³ , API		
Factor de volumen (Bo)	m ³ /m ³	1.095	
Viscosidad (μo)	cp	9.3	
Gas			
Densidad	gr/cm ³ , API	0.65	
Factor de volumen (Bg)	m ³ /m ³	0.0113	
Viscosidad	cp	0.016	
Poder calorífico	BTU	1038.6	
Contenido de azufre	%	0	
Agua			
Densidad	gr/cm ³ , API	1.1	
Factor de volumen (Bw)	m ³ /m ³	1.003	
Viscosidad (μw)	cp	0.60	
PRESIONES			
	UNIDADES	PETRO	GAS
		LEO	
Plano de referencia	mbnm		665.00
Presión original (Pi)	Kg/cm ²	101.50	98.70
Presión media volumétrica (Pmed.)	Kg/cm ²	70.00	70.00
Presión de burbuja (Pb)	Kg/cm ²	48.70	98.70
Presión dinámica (Pwf)	Kg/cm ²	5.00	-
GRADIENTES			
	UNIDADES	PETRO	GAS
		LEO	
Gradiente de presión estática	Kg/cm ² /mbn m	0.10	0.10
Gradiente de fractura	Kg/cm ² /mbn m	0.17	0.17
Gradiente geotérmico	°C/mbnm	0.02	0.02

Cuadro N°35

PETROBRAS ENERGIA S.A.	AREA
	YACIMIENTO
	Areas Medanito - Jagüel de los Machos
RESERVORIO	



Loma Montosa/Quintuco Superior - Capa

Formación **2.**
 Edad **Cretácico**
 Litología **Dolomías-Calizas**
 Tipo de trampa **Combinada (Estructural-Estratigráfica)**
 Mecanismo Drenaje **Expansion gas disuelto**
 Zona

UNIDADES PETROLEO

Plano de referencia **m.b.n.m. 740**
 Profundidad media tope de formación productiva **m.b.n.m.(mbbp) 770(1070)**
 Profundidad media base de formación productiva **m.b.n.m.(mbbp) 780(1080)**
 Potencia media de formación (ht) **m 10**
 Espesor medio útil (hu) **m 3**
 Complejos productivos

PETROFISICA

UNIDADES PETROLEO

Porosidad (FI) **% 20,00**
 Permeabilidad (Kh y Kv) **md 10-1**
 Saturación por agua irreductible (Swirr) **% 27,00**
 Densidad media de formación (ROma) **m 2,75**
 Exponente de saturación (n) **adim. 2,00**
 Exponente de cementación (m) **adim. 2,00**
 Coeficiente de factor de formación (a) **adim. 1,00**
 Salinidad agua Fm. **g/l [Cl] 40-50**
 RW **ohmm 0,055**

FLUIDOS

UNIDADES

Petróleo
 Densidad **gr/cm3 , API 0.872-30.7**
 Factor de volumen (Bo) **m3/m3 1.1**
 Viscosidad (μ) **cp 9.3**
Gas
 Densidad **gr/cm3 , API 0.65**
 Factor de volumen (Bg) **m3/m3 0.0113**
 Viscosidad **cp 0.016**
 Poder calorífico **BTU 987**
 Contenido de azufre **% 0**
Agua
 Densidad **gr/cm3 , API 1.1**
 Factor de volumen (Bw) **m3/m3 1.003**
 Viscosidad (μ w) **cp 0.60**

PRESIONES



	UNIDADES	PETROLEO
Plano de referencia	mbnm	700,00
Presión original (Pi)	Kg/cm ²	105,00
Presión media volumétrica (Pmed.)	Kg/cm ²	50,00
Presión de burbuja (Pb)	Kg/cm ²	105,00
Presión dinámica (Pwf)	Kg/cm ²	2,00
GRADIENTES		
	UNIDADES	PETROLEO
Gradiente de presión estática	Kg/cm ² /mbnm	0,099
Gradiente de fractura	Kg/cm ² /mbnm	0,170
Gradiente geotérmico	°C/mbnm	0,017

CICLO MENDOCIANO SUPERIOR

Este ciclo en la zona de estudio está representado por depósitos Hauterivianos hasta Barremianos limitados en su techo y base por discordancias.

La litofacies presente corresponde a la **Formación Centenario**.

La caída relativa del nivel del mar acaecida en el Valanginiano superior, transformó la plataforma del engolfamiento neuquino en una zona de transporte de material detrítico, el que se acumuló en porciones internas de la cuenca, constituyendo la secuencia I de Mitchum y Uliana.

En el Hauteriviano se produce un ascenso relativo del nivel marino seguido de una lenta caída; estos cambios relativos originan la sedimentación en el extremo oriental de la cuenca de los depósitos fluviales y de planicie de inundación de la **Formación Centenario**

En el área de estudio se registra un espesor próximo a los 300 metros. Su litología sintetizada es de areniscas y fangolitas.

En la columna correspondiente a esta formación, dentro del área El Medanito operado por PCR, son descriptos dos reservorios como los más importantes: uno ubicado en la base y el otro en la parte media de la columna. Este último denominado Arenisca Mariposa, es un típico reservorio de gas y condensado.

La configuración estructural de la Fm. Centenario no ha sido interpretada para ninguno de sus niveles ya que la información disponible a la fecha en ese yacimiento, no permite visualizar un horizonte para su mapeo y la confección de un plano isócrono (estructural sísmico).

La estructura que contiene al Yacimiento Mariposa está ubicada sobre el Alto del Basamento Mariposa y además de producir de niveles de Loma Montosa produce de la Fm. Centenario.



AREAS VECINAS A CNQ - 26

Antecedentes

Como antecedente productivo se adopta, por historia e información disponible el yacimiento Medanito SE 25 de Mayo operado actualmente por la empresa PETROBRAS.

El área se encuentra ubicada a 23 Km al S de la ciudad Colonia 25 de Mayo. Se trata de un área desarrollada en un 86% sobre la Provincia de La Pampa y el resto sobre la Provincia de Río Negro. El Río Colorado lo separa naturalmente de los límites geográficos provinciales.

Este yacimiento fue descubierto a mediados de 1968, como resultado de la perforación de pozos de avanzada, en un intento de delimitar el vecino yacimiento "El Medanito". A fines de 1969 fuè puesto en producción.

Registra una historia productiva con más de 24 MMm³ de petróleo acumulado y 1588MMm³ de gas. Actualmente cuenta con 596 pozos entre productores e inyectores de agua para recuperación secundaria y tiene una producción diaria de 2000 m³ diarios.

El petróleo producido en este yacimiento tiene una densidad de 0.869 gr/ml a 15°C (31,3 °API) con un contenido de azufre total de 0.84 %P/P equivalente a unas 8400 ppm de azufre (Método IP-242/ASTM D-4045)

Dentro de un componente predominante de entrampamiento estructural la combinación con factores estratigráficos ha desarrollado un sistema compuesto que identifica cada sector del subsuelo.

Su productividad ha estado asociada a cuatro formaciones o niveles económicamente explotables, con características bien diferenciadas y superpuestas en gran parte de su extensión:

- Grupo Choiyoi
- Precuyano
- Fm. Petrolifera
- Fm. Loma Montosa

Las características de estos niveles se han definido en el presente trabajo por lo que en esta sección se detallan brevemente.

La particularidad de contar con un nivel productivo no tradicional como Grupo



Choiyoi (ver Pág. 20/29) le aporta un rendimiento adicional del 23%. Este nivel es el basamento económico de la Cuenca Neuquina. En Medanito produjo unos 4.278.907 m³ de petróleo y 1.014.976 MMm³ de gas. Es posible que parte de esta producción provenga de los niveles del Precuyano (ver Pág. 38/48) que actualmente se han redefinidos.

La Fm. Petrolífera (ver Pág. 60/74) como reservorio en el área aparece controlada por un entrapamiento combinado estratigráfico-estructural y una porosidad del tipo intergranular con marcadas variaciones laterales y verticales como consecuencia de abruptos cambios faciales.

Finalmente el nivel de mayor producción se corresponde con la Fm. Loma Montosa (ver Pág. 82/95). La estructura se define en un monoclinal buzante suavemente hacia el oeste. Se compone de tres miembros con características bien definidas que le confieren identidades propias a cada uno. En general el sistema de entrapamiento es combinado con importantes variaciones faciales laterales y verticales en coincidencia con una gran heterogeneidad en los valores de porosidad y permeabilidad.

Los pozos originalmente terminado en la Fm. Loma montosa han acumulado un promedio superior a los 60.000 m³, mientras que para la Fm Petrolífera los registros superan los 32.000 m³ con interdistanciamientos de 700 m.

Los factores de recuperación primaria varían entre 7 al 10%.

Con un mecanismo de drenaje principal que actualmente es por expansión de gas disuelto o en solución y secundario por expansión monofásica, al comienzo de la actividad entre la presión inicial y la presión de saturación los distintos reservorios (Precuyano/Petrolífera/Loma Montosa) producían por expansión monofásica. Dentro del miembro inferior de la Fm. Loma Montosa se comprobó un casquete de gas que podría tener cierta influencia en la producción de este nivel.

Si bien en la Fm Petrolífera en la parte más alta de la estructura hay pozos que ensayaron gas y petróleo, no se pudo comprobar la existencia de un casquete de gas.

Los valores respecto a las propiedades de los fluidos al inicio de la explotación fueron los siguientes:

	Fm. Petrolífera	Fm. Loma Montosa
Presión original (Kg/cm ²)	126	130



Presión de saturación (Kg/cm ²)	110	115
Relación gas/petróleo GOR (m ³ /m ³)	58.5	66
Factor volumétrico inicial	1,198	1,161
Viscosidad inicial petróleo (cp)	2,19	2,4

Desde 1978 parte del área quedó bajo recuperación secundaria con un diseño de malla de nueve puntos invertidos (Inverted nine Spot) que adicionaron a la recuperación primaria (19.247.906 m³) un volumen de 5.187.310 m³ de petróleo que representa un 27% del total recuperado. Este proyecto de recuperación se diseñó sobre un esquema condicionante que marcan los reservorios de rocas carbonáticas (Fm. Loma Montosa) con marcadas variaciones de porosidad, permeabilidad y características de conductividad de fluidos. Estas particularidades generan direcciones preferenciales que, mediante el esquema de malla invertida de 9 puntos, permite ante una eventual canalización, modificar su posición por una malla lineal que enfrente inyectores en la misma dirección en que ocurre el desagüe. Con el paso del tiempo, el diseño de las mallas se fue adaptando a las respuestas que cada sector, condicionado por su geología, demostraba. Esto llevó a conversiones de pozos productores a inyectores y hoy el mallado no ofrece un patrón exclusivo sino adaptado a cada sector productivo en función de los resultados y características del reservorio.

CONCLUSIONES

Si bien el área CNQ-26 no cuenta con información directa, el entorno de yacimientos asociados genera expectativas dentro de las referencias productivas que los mismos implican.

Su riesgo minero es aceptable en los términos de los conceptos exploratorios lo que hace atractiva la investigación del bloque.

Si consideramos que hacia el norte de la misma, donde la frontera de la cuenca se halla mas cerca, la empresa PCR produce hidrocarburos y que hacia el oeste se encuentran los yacimientos Banderita y Jaguel de los Machos se podría considerar que las condiciones del área Medanito Sur son atractivas.

La posibilidad de contar con distintos niveles mineralizados en los yacimientos linderos abre un abanico de posibilidades.

Las tendencias estructurales (Bordo del Ternero, Jaguel de los Machos) que



la sísmica registra en los bordes del área es alentadora en los positivos que se observan.

Se suman los factores logísticos tales como:

- Punto de entrega OLDELVAL cercano (23 km).
- Planta de tratamiento GAS MEDANITO (28 km)
- Punto de transferencia CGS (28 km)
- Ruta 151 (22 km)
- Ciudad de Catriel (35 km)
- Ciudad de 25 de Mayo (25 km)

Como evaluación del potencial hidrocarburífero, se sugiere el siguiente plan de inversiones:

1. Campaña de relevamiento sísmico 3D aprox. 110 km²

Costo: U\$S 750.000

2. Procesamiento e interpretación. Análisis estructural y estratigráfico en función de los datos lindantes

Costo aprox.: U\$S 200.000

3. Perforación de dos a tres pozos exploratorios.

Costo aprox.: U\$S 1.800.000

En total la inversión inicial o costo exploratorio se estima en aproximadamente U\$S 3.000.000

PROVINCIA DE LA PAMPA
 AREA MEDANITO SUR CNQ - 26
 Carlos A. Dagna (CFI)



Algunos pozos con datos de presiones se registran a continuación:

POZO	FECHA	TIPO DE ENS.	FORMACION	Prof. de Ref. (mbnm)	PRESION PLANO REF. (Kg/cm2)
LP-0246	12-08-73	BUILD UP	C 8	900,00	54,37
LP-0280	6-07-87	TST-SPRO	C 6	855,00	39,62
LP-0281	6-07-87	TST-SPRO	C 4	820,00	57,41
LP-0282	24-11-74	BUILD UP	C 8-9-15	900,00	37,43
LP-0282	24-11-74	BUILD-UP	C 9	920,00	33,03
LP-0282	15-10-73	BUILD UP	C 9	920,00	54,43
LP-0282	6-06-71	BUILD UP	C 9	920,00	81,03
LP-0282	21-08-00	Amerada	C 6-6a	855,00	109,94
LP-0282	21-08-00	Amerada	C 8-9-15	900,00	134,95
LP-0282	21-08-00	Amerada	CH	1000,00	129,31
LP-0282	21-08-00	TST	C 4	820,00	110,15
LP-0298	12-02-95	REG.PRES.	C 4-5-5a	820,00	58,08
LP-0298	12-01-95	REG.PRES.	C 6-6a	855,00	33,13
LP-0298	26-09-90	REG.PR.MED.	C 9-15	920,00	89,19
LP-0300	29-12-69	BUILD UP	C 9-15	920,00	111,09
LP-0300	7-06-80	FALL OFF	C 15	1000,00	137,93
LP-0300	9-06-80	FALL OFF	C 8-9	900,00	88,48
LP-0300	19-04-82	STEP RATE a	C 6	855,00	118,39
LP-0300	4-08-83	FALL OFF	C 4-5	820,00	113,19
LP-0300	13-06-00	FALL OFF	C 4-5-6	820,00	212,26
LP-0300	13-06-00	FALL OFF	C 15	1000,00	75,90
LP-0347	24-10-73	BUILD UP	C 9-15	920,00	105,23
LP-0348	21-11-74	BUILD-UP	C 4-5-6	820,00	16,41
LP-0348	16-04-00	BUILD UP	PT	1000,00	108,32
LP-0348	17-04-00	BUILD UP	C 9-15	920,00	99,60
LP-0351	24-07-95	REG.PRES.	C 4-5	820,00	95,25

PROVINCIA DE LA PAMPA
 AREA MEDANITO SUR CNQ - 26
 Carlos A. Gagna (CFI)



LP-0351	24-07-95	REG.PRES.	C 6-6a	855,00	58,57
LP-0351	24-07-95	REG.PRES.	CH	1000,00	62,62
LP-0354	16-01-94	REG.PR.MED.	C 2	740,00	107,31
LP-0354	16-01-94	REG.PR.MED.	C 4-5	820,00	115,71
LP-0354	16-01-94	BUILD UP	C 9	920,00	129,31
LP-0354	13-01-94	REG.PR.MED.	CH	1000,00	102,91
LP-0354	1-01-00		C 6A	855,00	93,61
LP-0375	25-11-96	Amerada	C 2	740,00	110,36
LP-0375	24-11-96	Amerada	PT	1000,00	117,09
LP-0381	11-09-84	FALL OFF	C 8-9-15	900,00	132,58
LP-0382	4-08-89	FALL OFF	C 6-6A	855,00	106,48
LP-0382	4-01-81	FALL OFF	C 8-9	900,00	204,89
LP-0382	27-12-80	FALL OFF	PT	1000,00	140,83
LP-0384	15-02-81	FALL OFF	C 8-15	900,00	131,36
LP-0384	9-02-81	FALL OFF	C 8	900,00	77,10
LP-0384	1-02-81	FALL OFF	PT	1000,00	78,22
LP-0386	10-09-84	FALL OFF	C 4-5	820,00	138,55
LP-0386	6-09-84	FALL OFF	C 6	855,00	141,05
LP-0386	2-06-80	FALL OFF	C 8	900,00	150,01
LP-0386	31-05-80	FALL OFF	C 15	1000,00	159,04
LP-0386	29-05-80	FALL OFF	PT	1000,00	151,30
LP-0386	27-01-80	FALL OFF	C 9	920,00	105,65
LP-0387	17-01-81	FALL OFF	C 8	900,00	163,33
LP-0387	13-01-81	FALL OFF	C 9-15	920,00	138,17
LP-0387	7-01-81	FALL OFF	PT	1000,00	59,90
LP-0388	13-02-81	FALL OFF	C 8-9	900,00	139,96
LP-0388	8-02-81	FALL OFF	C 15	1000,00	152,62
LP-0388	5-02-81	FALL OFF	PT	1000,00	49,81
LP-0390	5-02-97	FO. - SRT.	C 15	1000,00	8,88

PROVINCIA DE LA PAMPA
 AREA MEDANITO SUR CNQ - 26
 Carlos A. Dagna (CFI)



LP-0390	5-02-97	FO - SRT	C 15	1000,00	177,55
LP-0390	13-01-97	FO - SRT	C 6-6A	855,00	216,53
LP-0390	18-02-81	FALL OFF	C 9	920,00	198,46
LP-0390	14-02-81	FALL OFF	C 15	1000,00	204,61
LP-0394	10-02-98	FALL OFF	C 4-5	820,00	231,08
LP-0395	23-07-83	FALL OFF	C 6	855,00	66,47
LP-0395	18-07-83	FALL OFF	C 4-5	820,00	140,91
LP-0395	14-08-80	FALL OFF	C 8	900,00	99,16
LP-0395	10-08-80	FALL OFF	C 9	920,00	141,60
LP-0395	7-08-80	FALL OFF	C 15	1000,00	82,81
LP-0395	7-08-80	FALL OFF	C 15	1000,00	80,97
LP-0396	30-09-84	FALL OFF	C 8-9-15	900,00	204,88
LP-0397	14-05-96	REG.PRESION	CH	1000,00	63,42
LP-0398	25-06-99	AMERADA	CH	1000,00	138,47
LP-0398	18-07-83	FALL OFF	C 6	855,00	176,80
LP-0398	21-12-81	FALL OFF	C 5-6	830,00	152,10
LP-0398	17-02-81	FALL OFF	C 9	920,00	175,84
LP-0398	8-02-81	FALL OFF	C 15	1000,00	159,92
LP-0402	11-09-84	FALL OFF	C 8-9-15	900,00	65,95
LP-0402	6-09-84	FALL OFF	C 4-5	820,00	151,74
LP-0402	3-09-84	FALL OFF	C 6	855,00	165,24
LP-0403	5-05-98	REG. DE PRESION	CH	1000,00	105,52
LP-0403	5-02-00	Fall-Off	C 15	1000,00	182,94
LP-0403	5-02-00	Fall-off	C 4-5	820,00	137,13
LP-0403	5-02-00	Step-Rate	C 4-5	820,00	0,00
LP-0405	16-02-81	FALL OFF	C 4-5	820,00	142,33
LP-0405	13-02-81	FALL OFF	C 8	900,00	118,02
LP-0405	4-02-81	FALL OFF	C 9	920,00	136,11
LP-0407	30-08-84	FALL OFF	C 7	900,00	70,88

PROVINCIA DE LA PAMPA
 AREA MEDANITO SUR CNQ - 26
 Carlos A. Dagna (CFI)



LP-0408	30-01-98	FO-STR	C 15	1000,00	155,48
LP-0408	13-08-83	FALL OFF	CH	1000,00	73,66
LP-0408	9-08-83	FALL OFF	C 15	1000,00	88,76
LP-0408	4-08-83	FALL OFF	C 9	920,00	25,06
LP-0408	29-07-83	FALL OFF	C 6	855,00	5,56
LP-0408	26-06-00	FALL OFF	C 15	1000,00	92,58
LP-0408	27-06-00	FALL OFF	C 4-5	820,00	201,94
LP-0408	28-06-00	FALL OFF	C 9	920,00	157,30
LP-0408	29-06-00	FALL OFF	C 6	855,00	214,79
LP-0409	17-05-96	F.O. - S.R.T.	C 4	820,00	179,21
LP-0409	9-05-96	F.O. - S.R.T.	C 5	830,00	180,31
LP-0409	1-05-96	F.O. - S.R.T.	C 6-6a	855,00	186,92
LP-0409	11-10-90	AMERADA	C 15-CH	1000,00	100,38
LP-0409	11-10-90	AMERADA	CH	1000,00	109,88
LP-0410	5-09-84	FALL OFF	C 6	855,00	105,97
LP-0410	10-03-81	FALL OFF	C 8	900,00	71,38
LP-0410	5-03-81	FALL OFF	C 9	920,00	13,12
LP-0422	19-01-81	FALL OFF	C 9	920,00	186,87
LP-0422	14-01-81	FALL OFF	C 15	1000,00	207,32
LP-0422	10-01-81	FALL OFF	PT	1000,00	208,21
LP-0422	1-01-00	BUILD UP	C 9-15	920,00	57,06
LP-0423	29-12-96	FO - SRT	C 4-5-5A	820,00	185,90
LP-0423	17-12-96	FO - SRT	C 6-6A	855,00	164,87
LP-0423	10-02-81	FALL OFF	C 8-9	900,00	191,81
LP-0423	6-02-81	FALL OFF	C 15	1000,00	193,49
LP-0424	24-09-96	REG. PRESION	C 4-5	820,00	126,04
LP-0425	15-07-94	BUILD UP	C 15	1000,00	43,71
LP-0425	15-07-94	REG.PR.MED.	C 4-5	820,00	101,81
LP-0425	15-07-94	REG.PR.MED.	C 8-9	900,00	36,61

PROVINCIA DE LA PAMPA
 AREA MEDANITO SUR CNQ - 26
 Carlos A. Dagna (CFI)



LP-0425	15-07-94	REG.PR.MED.	CH	1000,00	20,63
LP-0428	8-08-91	REG.PR.MED.	C 15-CH	1000,00	28,84
LP-0428	8-08-91	REG.PR.MED.	C 4-5	820,00	23,75
LP-0428	8-08-91	REG.PR.MED.	C 6	855,00	50,35
LP-0428	8-08-91	REG.PR.MED.	C 9	920,00	14,56
LP-0428	8-08-91	REG.PR.MED.	CH	1000,00	46,95
LP-0428	8-08-91	REG.PR.MED.	CH	1000,00	30,57
LP-0434	11-02-94	STEP RATE	C 4-5A	820,00	157,99
LP-0434	11-02-94	STEP RATE	C 6a	855,00	159,79
LP-0434	18-08-00	Amerada	C 2	740,00	136,01
LP-0434	18-08-00	TST	CS	700,00	91,50
LP-0440	4-08-93	BUILD-UP	CS2b	705,00	105,71
LP-0440	4-08-93	BUILD UP	CS2b	705,00	105,71
LP-0440	2-08-93	BUILD-UP	CS2a	705,00	84,51
LP-0440	2-08-93	BUILD UP	CS2a	705,00	84,51
LP-0452	24-11-00	Amerada	C 4-5-5a-6	820,00	60,50
LP-0455	18-10-93	REG.PR.MED.	C 2	740,00	112,09
LP-0455	18-10-93	REG.PR.MED.	C 4-5A	820,00	115,59
LP-0455	17-10-93	REG.PR.MED.	C 6A	855,00	117,39
LP-0456	24-01-01	TST	C 4	820,00	49,61
LP-0456	25-01-01	Amerada	PT	1000,00	85,48
LP-0458	12-10-94	GRA. ESTAT.	C 4-6-8-9-15-PT	820,00	104,91
LP-0458	22-01-01	Amerada	C 4	820,00	94,58
LP-0459	16-01-81	FALL OFF	C 8	900,00	222,09
LP-0459	8-01-81	FALL OFF	C 9-15	920,00	224,06
LP-0459	2-01-81	FALL OFF	PT	1000,00	233,01
LP-0464	28-07-95	REG.PRES.	C 4-5	825,00	33,83
LP-0464	28-07-95	REG.PRES.	C 6-6a	855,00	71,91
LP-0465	10-08-93	STEP RATE	C 5	830,00	150,25

PROVINCIA DE LA PAMPA
 AREA MEDANITO SUR CNQ - 26
 Carlos A. Dagna (CFI)



LP-0474	31-01-94	STEP RATE	CS1	700,00	164,46
LP-0474	28-01-94	STEP RATE	CS2A-B	705,00	101,76
LP-0474	9-12-93	STEP RATE	C 2	740,00	188,76
LP-0475	3-05-89	REG.PR.MED.	PT	1000,00	107,75
LP-0481	29-04-94	BUILD UP	C 2	740,00	106,73
LP-0490	24-05-97	ISOCRONAL	CS1	700,00	104,07
LP-0504	4-02-94	STEP RATE	C 4	820,00	208,31
LP-0504	4-02-94	STEP RATE	C 6	855,00	210,21
LP-0509	20-01-99	AMERADA	CH	1000,00	95,94
LP-0509	5-09-93	BUILD UP	CS2B	705,00	99,81
LP-0509	4-09-93	BUILD UP	C 2	740,00	106,21
LP-0512	4-05-88	TST	CS	700,00	35,78
LP-0552	30-01-01	Amerada	C 4-5-5a	820,00	138,35
LP-0552	30-01-01	Amerada	PT	1000,00	101,46
LP-1233	10-08-98	FMT	CS2B	705,00	123,13
LP-1233	10-08-98	FMT	CS2B	705,00	118,87
LP-1233	10-08-98	FMT	C 2	740,00	123,41
LP-1233	10-08-98	FMT	C 2	740,00	123,45
LP-1233	10-08-98	FMT	C 4	820,00	18,16
LP-1234	28-10-98	FMT	C 4	820,00	93,77
LP-1234	28-10-98	FMT	C 5A	810,00	128,20
LP-1234	28-10-98	FMT	C 2	740,00	110,14
LP-1234	28-10-98	FMT	C 2	740,00	97,53
LP-1234	28-10-98	FMT	C 2	740,00	106,83
LP-1234	28-10-98	FMT	CS2B	705,00	97,77
LP-1234	28-10-98	FMT	CS2A	705,00	120,60
LP-1234	28-10-98	FMT	CS2A	705,00	107,81
LP-1234	28-10-98	FMT	CS1	700,00	74,85
LP-1234	28-10-98	FMT	CS1	700,00	89,81

PROVINCIA DE LA PAMPA
 AREA MEDANITO SUR CNQ - 26
 Carlos A. Dagna (CFI)



LP-1234	28-10-98	FMT	CS1	700,00	78,56
LP-1236	20-10-98	FMT	C 8	900,00	88,50
LP-1236	20-10-98	FMT	C 6	855,00	63,65
LP-1236	20-10-98	FMT	C 5A	810,00	64,81
LP-1236	20-10-98	FMT	C 4	820,00	83,65
LP-1236	20-10-98	FMT	C 2	740,00	55,98
LP-1236	20-10-98	FMT	CS2B	705,00	47,82
LP-1236	20-10-98	FMT	CS2A	705,00	47,67
LP-1236	20-10-98	FMT	CS1	700,00	69,53
LP-1236	20-10-98	FMT	CS1	700,00	84,94
LP-1236	20-10-98	FMT	CENTENARIO	120,00	11,69
LP-1237	31-08-98	FMT	C 7	900,00	132,47
LP-1237	31-08-98	FMT	C 6A	855,00	124,99
LP-1237	31-08-98	FMT	C 6	855,00	134,49
LP-1237	31-08-98	FMT	C 5	830,00	1,84
LP-1237	31-08-98	FMT	C 4	820,00	127,88
LP-1237	31-08-98	FMT	C 2	740,00	118,96
LP-1237	31-08-98	FMT	C 2	740,00	100,13
LP-1237	31-08-98	FMT	C 2	740,00	100,49
LP-1237	31-08-98	FMT	CS3	705,00	-2,10
LP-1237	31-08-98	FMT	CS2B	705,00	120,10
LP-1237	31-08-98	FMT	CS1	700,00	0,60
LP-1237	31-08-98	FMT	CENTENARIO	120,00	46,32
LP-1240	3-09-98	FMT	C 15	1000,00	155,94
LP-1240	3-09-98	FMT	C 9	920,00	156,85
LP-1240	3-09-98	FMT	C 9	920,00	144,35
LP-1240	3-09-98	FMT	C 8	900,00	121,53
LP-1240	3-09-98	FMT	C 6A	855,00	122,72
LP-1240	3-09-98	FMT	C 6	855,00	88,81

PROVINCIA DE LA PAMPA
 AREA MEDANITO SUR CNQ - 26
 Carlos A. Dagna (CFI)



LP-1240	3-09-98	FMT	C 5A	810,00	151,57
LP-1240	3-09-98	FMT	C 5	830,00	124,69
LP-1240	3-09-98	FMT	C 4	820,00	161,77
LP-1240	3-09-98	FMT	C 2	740,00	74,10
LP-1240	3-09-98	FMT	C 2	740,00	157,61
LP-1240	3-09-98	FMT	C 2	740,00	153,50
LP-1240	3-09-98	FMT	CS2B	705,00	65,47
LP-1240	3-09-98	FMT	CS2A	705,00	38,12
LP-1241	5-10-98	FMT	CH	1000,00	48,93
LP-1241	5-10-98	FMT	C 15	1000,00	6,80
LP-1241	5-10-98	FMT	CH	1000,00	3,50
LP-1241	5-10-98	FMT	C 9	920,00	0,25
LP-1241	5-10-98	FMT	C 15	1000,00	52,73
LP-1241	5-10-98	FMT	C 8	900,00	41,75

FICHA COMPENDIO			
AÑO:	2002		
PETROLEO			
OPERADOR:	PECOM ENERGIA S.A.		
CODIGO DE AREA:	VEI - VEY		
YACIMIENTO:	25 DE MAYO-MEDANITO		
CUENCA:	NEUQUINA		
PROVINCIA:	LA PAMPA-RIO NEGRO		
Nº DE TIPO DE CONTRATO:	09		
ANTECEDENTES			
POZO DESCUBRIDOR:	Medanito X-2		dd/mm/aa
FECHA DEL DESCUBRIMIENTO:	1962		dd/mm/aa
INICIO DE LA EXPLOTACION:	1968		m.b.p.
PROFUNDIDAD ALCANZADA:	2200		
GEOLOGIA			
FORMACION	CHOYOI		
LITOLOGIA:	VULCANITAS		

TIPO DE TRAMPA:	COMBINADA	
ZONA DE:	PETROLEO	GAS
MECANISMO DE DRENAJE:	GAS DISUELTO	
PROFUNDIDAD MEDIA HORIZONTE PRODUCTIVO:	1400	(m.b.b.p.)
PROFUNDIDAD MEDIA TOPOE DE LA FORM. PRODUCTIVA:	1300	(m.b.b.p.)
POTENCIA DE LA FORMACION PRODUCTIVA (ht):		m
ESPESOR UTIL (hu):		m
NUMERO DE CAPAS PRODUCTIVAS:		adim.
PETROFISICA		
POROSIDAD (%):	12	%
PERMEABILIDAD HORIZONTAL AL AIRE (Kb):	4-100	md
PERMEABILIDAD VERTICAL AL AIRE (Kv):	0,4	md
SATURACION POR AGUA INTERSTICIAL (Sw):	50	%
PRESION DE FRACTURA:	224	Kg/cm2
FACTOR DE FORMACION (F):	1	adim.
DENSIDAD MEDIA DE LA ROCA:	2,6	gr/cm2
CONTROL DE RESERVORIO		

PARA YACIMIENTOS DE GAS			
C:			
n:			
PARA YACIMIENTOS DE PETROLEO			
INDICE DE PRODUCTIVIDAD (Ji):			m ³ /Kg/cm ²
RELACION GAS PETROLEO (R.G.P.):	200		m ³ /m ³
PLANO DE REFERENCIA:	1000		m. b. n. m.
PRESION ESTATICA DE BOCA (Pbi):			Kg/cm ²
PRESION ESTATICA DE FONDO (P.R.) (P _{psi}):	60		Kg/cm ²
PRESION DE SATURACION (P _{sat}):	110		Kg/cm ²
TEMPERATURA ESTATICA DE FONDO (P.R.):	50		°C
GRADIENTE GEOTERMICO:	0,025		°C/m
FLUIDOS			
CONDICIONES STANDARD			
DENSIDAD DE PETROLEO: EN RESERVORIO	0.873-30.5		g/cm ³
PETROLEO FACTOR DE VOLUMEN (Bo):	1,205		m ³ /m ³
VISCOSIDAD (μo):	1,5		cps

GAS DENSIDAD (=1):	0,053		g/cm3
FACTOR DE VOLUMEN (Bg):	0,01		m3/m3
VISCOSIDAD (µg):	0,013		cps
AGUA DENSIDAD:	1,13		g/cm3
RESISTIVIDAD (Rw):	0,036		ohm-m
SALINIDAD (Cl):	110		g/l

Nº DE TIPO DE CONTRATO:	09		
ANTECEDENTES			
POZO DESCUBRIDOR:	Medanito X-2		
FECHA DEL DESCUBRIMIENTO:	1962		dd/mm/aa
INICIO DE LA EXPLOTACION:	1968		dd/mm/aa
PROFUNDIDAD ALCANZADA:	2200		m.b.b.p.
GEOLOGIA			
FORMACION	PETROLIFERA		
LITOLOGIA:	CONGLOMERADO		
TIPO DE TRAMPA:	ESTRATIGRAFICA		
ZONA DE:	PETROLEO		GAS

MECANISMO DE DRENAJE:	GAS DISUELTO	
PROFUNDIDAD MEDIA HORIZONTE PRODUCTIVO:	1310	(m.b.b.p.)
PROFUNDIDAD MEDIA TOPE DE LA FORM. PRODUCTIVA:	1300	(m.b.b.p.)
POTENCIA DE LA FORMACION PRODUCTIVA (hb):	20	m
ESESOR UTIL (hu):	6	m
NUMERO DE CAPAS PRODUCTIVAS:		adim.
PETROFISICA		
POROSIDAD (¶):	15,6	%
PERMEABILIDAD HORIZONTAL AL AIRE (Kh):	50	md
PERMEABILIDAD VERTICAL AL AIRE (Kv):	5	md
SATURACION POR AGUA INTERSTICIAL (Sw):	35	%
PRESION DE FRACTURA:	213	Kg/cm2
FACTOR DE FORMACION (F):	1	adim.
DENSIDAD MEDIA DE LA ROCA:	2,65	gr/cm2
CONTROL DE RESERVORIO		
PARA YACIMIENTOS DE GAS		
C:		

VISCOSIDAD (μg): AGUA DENSIDAD: RESISTIVIDAD (R_w): SALINIDAD (Cl):	0,013 1,116 0,036 90	cps g/cm ³ ohm-m g/l
--	-------------------------------	--

AÑO:	2003	
PETROLEO		
OPERADOR:	PETROBRAS ENERGIA S.A.	
CODIGO DE AREA:	VEI - VEY	
YACIMIENTO:	25 DE MAYO-MEDANITO	
CUENCA:	NEUQUINA	
PROVINCIA:	LA PAMPA-RIO NEGRO	
Nº DE TIPO DE CONTRATO:	09	
ANTECEDENTES		
POZO DESCUBRIDOR:	Medanito X-2	
FECHA DEL DESCUBRIMIENTO:	1962	dd/mm/aa
INICIO DE LA EXPLOTACION:	1968	dd/mm/aa
PROFUNDIDAD ALCANZADA:	2200	m.b.p.

GEOLOGIA			
FORMACION:	QUINTUCO BASAL - CAPA 15		
LITOLOGIA:	CALIZAS		
TIPO DE TRAMPA:	ESTRATIGRAFICA		
ZONA DE:	PETROLEO		GAS
MECANISMO DE DRENAJE:	GAS DISUELTO		
PROFUNDIDAD MEDIA HORIZONTE PRODUCTIVO:	1255		(m.b.b.p.)
PROFUNDIDAD MEDIA TOPOE DE LA FORM. PRODUCTIVA:	1240		(m.b.b.p.)
POTENCIA DE LA FORMACION PRODUCTIVA (ht):	30		m
ESPESOR UTIL (htu):	7,5		m
NUMERO DE CAPAS PRODUCTIVAS:	1		adim.
PETROFISICA			
POROSIDAD (P):	12		%
PERMEABILIDAD HORIZONTAL AL AIRE (Kh):	1 a 10		md
PERMEABILIDAD VERTICAL AL AIRE (Kv):	0,1		md
SATURACION POR AGUA INTERSTICIAL (Sw):	18		%
PRESION DE FRACTURA:	188		Kg/cm2
FACTOR DE FORMACION (F):	1		adim.

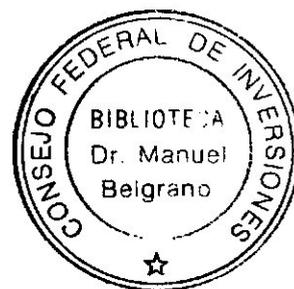
DENSIDAD MEDIA DE LA ROCA:	2,71	gr/cm ²
CONTROL DE RESERVORIO		
PARA YACIMIENTOS DE GAS		
C:		
n:		
PARA YACIMIENTOS DE PETROLEO		
INDICE DE PRODUCTIVIDAD (ji):		m ³ /Kg/cm ²
RELACION GAS PETROLEO (R.G.P.):	130	m ³ /m ³
PLANO DE REFERENCIA:	940	m.b.n.m.
PRESION ESTATICA DE BOCA (Pbj):		Kg/cm ²
PRESION ESTATICA DE FONDO (P.R.) (Pwsi):	90	Kg/cm ²
PRESION DE SATURACION (Psat):	130	Kg/cm ²
TEMPERATURA ESTATICA DE FONDO (P.R.):	45	°C
GRADIENTE GEOTERMICO:	0,024	°C/m
FLUIDOS		
CONDICIONES STANDARD		
DENSIDAD DE PETROLEO:	.865-32	g/cm ³

EN RESERVORIO		
PETROLEO FACTOR DE VOLUMEN (Bo):	1,18	m ³ /m ³
VISCOSIDAD (μ o):	2,3	cps
GAS DENSIDAD (γ =1):	0,65	g/cm ³
FACTOR DE VOLUMEN (Bg):	0,0066	m ³ /m ³
VISCOSIDAD (μ g):	0,016	cps
AGUA DENSIDAD:	1,135	g/cm ³
RESISTIVIDAD (Rw):	0,038	ohm-m
SALINIDAD (CI):	75	g/l

AÑO:	2003	
PETROLEO		
OPERADOR:	PETROBRAS ENERGIA S.A.	
CODIGO DE AREA:	VEI - VEY	
YACIMIENTO:	25 DE MAYO-MEDANITO	
CUENCA:	NEUQUINA	
PROVINCIA:	LA PAMPA-RIO NEGRO	
Nº DE TIPO DE CONTRATO:	09	

ANTECEDENTES		
POZO DESCUBRIDOR:	Medanito X-2	
FECHA DEL DESCUBRIMIENTO:	1962	dd/mm/aa
INICIO DE LA EXPLOTACION:	1968	dd/mm/aa
PROFUNDIDAD ALCANZADA:	2200	m.b.b.p.
GEOLOGIA		
FORMACION:	QUINTUCO BASAL - CAPA 9	
LITOLOGIA:	CONGLOMERADO-CALIZAS	
TIPO DE TRAMPA:	ESTRATIGRAFICA	
ZONA DE:	PETROLEO	GAS
MECANISMO DE DRENAJE:	GAS DISUELTO	
PROFUNDIDAD MEDIA HORIZONTE PRODUCTIVO:	1227,5	(m.b.b.p.)
PROFUNDIDAD MEDIA TOPOE DE LA FORM. PRODUCTIVA:	1220	(m.b.b.p.)
POTENCIA DE LA FORMACION PRODUCTIVA (hb):	15	m
ESPESOR UTIL (hu):	6	m
NUMERO DE CAPAS PRODUCTIVAS:	1	adim.
PETROFISICA		
POROSIDAD (%):	9	%

PERMEABILIDAD HORIZONTAL AL AIRE (Kh):	10 a 200		md
PERMEABILIDAD VERTICAL AL AIRE (Kv):	1		md
SATURACION POR AGUA INTERSTICIAL (Sw):	20		%
PRESION DE FRACTURA:	225		Kg/cm2
FACTOR DE FORMACION (F):	1		adim.
DENSIDAD MEDIA DE LA ROCA:	2,71		gr/cm2
CONTROL DE RESERVORIO			
PARA YACIMIENTOS DE GAS			
C:			
n:			
PARA YACIMIENTOS DE PETROLEO			
INDICE DE PRODUCTIVIDAD (Ii):			m3/Kg/cm2
RELACION GAS PETROLEO (R.G.P.):	130		m3/m3
PLANO DE REFERENCIA:	920		m.b.n.m.
PRESION ESTATICA DE BOCA (Pbi):			Kg/cm2
PRESION ESTATICA DE FONDO (P.R.) (Pwsi):	40		Kg/cm2
PRESION DE SATURACION (Psat):	130		Kg/cm2



TEMPERATURA ESTATICA DE FONDO (P.R.):	45	°C
GRADIENTE GEOTERMICO:	0,024	°C/m
FLUIDOS		
CONDICIONES STANDARD		
DENSIDAD DE PETROLEO:	0.865-32	g/cm ³
EN RESERVORIO		
PETROLEO FACTOR DE VOLUMEN (Bo):	1,18	m ³ /m ³
VISCOSIDAD (μo):	2,3	cps
GAS		
DENSIDAD (γ=1):	0,65	g/cm ³
FACTOR DE VOLUMEN (Bg):	0,0066	m ³ /m ³
VISCOSIDAD (μg):	0,016	cps
AGUA		
DENSIDAD:	1,135	g/cm ³
RESISTIVIDAD (Rw):	0,038	ohm-m
SALINIDAD (CI):	75	g/l

Jaguel de los Machos y Banderita

Lindante con Medanito SE-25 de Mayo, CNQ – 26 Medanito Sur y Medanito aparece un sector identificado como Jagüel de los Machos (Area CNG-9 Decreto 1769/1990) operado por PETROBRAS que acumula aprox. 312.483 m³ de petróleo por primaria y registra 49 pozos. Su producción se ha visto beneficiada en los dos últimos años por nuevas interpretaciones geológicas que rediseñaron el modelo de desarrollo.

La producción se genera principalmente en la **Fm Sierras Blancas - Loteniano Chacayano** - con un 80% del total (264487 m³). El Loteniano (Calloviano Medio-Oxfordiano Superior) Chacayano (Oxfordiano Sup. – Kimmeridgiano) representa un conjunto de unidades generadas a partir de una etapa de trasgresión – regresión en la fase final Jurásica (Calloviano – Kimmeridgiano). La zona de Jagüel de los Machos, carece de oleoducto y el movimiento del crudo se realiza por intermedio de camiones. A partir de mediados del cte. Año el gas producido se transporta por un gasoducto hasta la planta de Gas Medanito sobre la ruta 151 donde el gas producido es tratado (porcentajes altos de H₂S) hasta lograr sus condiciones comerciales y posteriormente inyectado en el gasoducto de TGS.

RESERVAS MEDANITO 25 DE MAYO – JAGUEL DE LOS MACHOS

Conceptos Generales.

Se entiende por reservas de petróleo y gas de un yacimiento al volumen de hidrocarburos que será posible extraer del mismo, en condiciones rentables, a lo largo de su vida útil. Para determinarlas lo primero que se debe saber es cuánto petróleo y/o gas contiene el yacimiento, lo que se conoce como el "petróleo original en situ" (OOIP). Este cálculo obliga al conocimiento de:

- el volumen de roca productora;
- la porosidad de esta roca, que es el espacio intersticial disponible;
- la saturación de agua de estos espacios, porcentaje de poros ocupados por el agua;
- la profundidad, presión y temperatura de las capas productivas.



Toda esta información se obtiene sólo luego de perforar uno o más pozos que delimiten el yacimiento, lo que permite además tomar los registros y las muestras necesarias.

La reserva de un yacimiento es una fracción del "petróleo original in situ", ya que nunca se recupera el total del petróleo existente. Para establecerla hay que conocer cuál será el factor de recuperación del yacimiento, factor que implica conocer el tipo de empuje del yacimiento, agua/gas; su presión; permeabilidad de la roca; medida de la transmisibilidad entre los poros de la roca y la forma de explotación. Para la obtención de estos datos se efectúa un seguimiento del comportamiento del yacimiento a través de diversas pruebas y ensayos, lo que conlleva un tiempo considerable y una importante inversión económica. El valor resultante de esta fracción varía entre un 15% y un 60% del total del petróleo existente.

El desarrollo de un yacimiento consiste, básicamente, en la perforación de pozos que lleguen al reservorio y extraigan el petróleo que éste contiene. Es claro que un yacimiento en producción genera gastos (energía eléctrica, salarios del personal, mantenimiento, etc); si en determinadas condiciones o momentos el costo de producción supera a lo que se obtiene por las ventas, el yacimiento deja de ser viable económicamente y, en consecuencia, se detiene la producción; precisamente, el petróleo o gas no extraído por consecuencia de ello, no constituye parte de las reservas.

En función del grado de seguridad que se tenga en cuanto a la existencia del yacimiento y su volumen comercialmente recuperable, las reservas pueden ser agrupadas en:

Comprobadas (o Probadas), Probables y Posibles.

Las **reservas comprobadas** pueden ser definidas como aquellas cantidades de petróleo y/o gas que se estima pueden ser recuperadas en forma económica y con las técnicas disponibles, de acumulaciones conocidas (volúmenes in situ) a partir de los datos con que se cuentan en el momento de la evaluación.

Las **reservas comprobadas** pueden a su vez dividirse en "**comprobadas desarrolladas**", que se esperan recuperar mediante los pozos y las instalaciones de producción existentes, y en "**comprobadas no desarrolladas**", que se esperan recuperar de pozos a perforar e instalaciones de producción a emplazar y de las



cuales se tiene un alto grado de certidumbre ya que se ubican en yacimientos conocidos.

Las **reservas probables** pueden definirse como aquellas a las que tanto los datos geológicos como de ingeniería dan una razonable probabilidad de ser recuperadas de depósitos descubiertos, aunque no en grado tal como para considerarse comprobadas.

Son también comunes los términos **reservas posibles** y **recursos potenciales** o especulativos. Tales términos demuestran un importante grado de incertidumbre en cuanto a su existencia, por lo que se expresan en intervalos y responden al conocimiento geológico de una cuenca sedimentaria.

Respecto las reservas de gas, se dividen en función de su origen, estado y composición.

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos (principalmente metano) que existe en los yacimientos en fase gaseosa, o en solución con el petróleo, y que a condiciones atmosféricas permanece en fase gaseosa. Puede encontrarse mezclado con algunas impurezas o sustancias que no son hidrocarburos, tales como ácido sulfhídrico, nitrógeno o dióxido de carbono.

Por su origen, el gas natural se clasifica en *asociado* y *no asociado*. El *gas asociado* es aquel que se encuentra en contacto y/o disuelto en el petróleo del yacimiento. Este, a su vez, puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).

El *gas no asociado*, por el contrario, es aquel que se encuentra en yacimientos que no contienen petróleo crudo, a las condiciones de presión y temperatura originales.

Por su composición, el gas natural puede ser clasificado en *húmedo* y *seco*.

El *gas húmedo* es la mezcla de hidrocarburos obtenida del proceso del gas natural mediante el cual se eliminan las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos, obteniendo un contenido de componentes más pesados que el metano. Este tipo de gas, a su vez, se clasifica en *gas húmedo dulce* y *gas húmedo amargo*. Obtenidos de manera similar, el primero se caracteriza por contener productos licuables como gasolinas y gas L.P., en tanto que el segundo, adicionalmente, contiene compuestos corrosivos de azufre.

A diferencia de los anteriores, el *gas seco*, es un compuesto formado



esencialmente por metano (94–99 por ciento) que contiene cantidades escasas de productos licuables. Para fines prácticos, los términos *gas natural* y *gas seco* son utilizados indistintamente.

En los yacimientos, generalmente, el gas natural asociado se encuentra como gas húmedo amargo, mientras que el no asociado puede hallarse como húmedo amargo, húmedo dulce o seco.

Cabe señalar, sin embargo, que los dos últimos pueden ser obtenidos a partir del primero, una vez procesado. De suerte que, al eliminar los compuestos de azufre, el gas húmedo amargo se transforma en gas húmedo dulce, y al extraer de éste los productos licuables se obtiene el gas seco.

Por su almacenamiento o procesamiento, el gas se clasifica en *gas natural comprimido*, gas seco almacenado a alta presión en estado gaseoso en un recipiente, y *gas natural licuado*, compuesto predominantemente de metano, que ha sido licuado por compresión y enfriamiento para facilitar su transporte y almacenamiento.



**Planilla N°14. RESERVAS DE PETROLEO
 AREA : MEDANITO**

Provincias La Pampa y Río Negro

PRODUCCIÓN ACUMULADA AL :	01/01/2004		
PRIMARIA		m³ x 10e⁶	18.809
SECUNDARIA		m³ x 10e⁶	8.679
RESERVAS PRIMARIAS AL :	01/01/2004		-
PROBADAS DESARROLLADAS			-
Producidas		m³ x 10e⁶	1.988
No Producidas		m³ x 10e⁶	0.309
TOTAL		m³ x 10e⁶	2.297
PROBADAS NO DESARROLLADAS		m³ x 10e⁶	2.388
TOTAL PROBADAS		m³ x 10e⁶	4.685
PROBABLES		m³ x 10e⁶	2.236
POSIBLES		m³ x 10e⁶	0.480
EXPLORATORIAS		m³ x 10e⁶	-
TOTAL		m³ x 10e⁶	7.401
RESERVAS SECUNDARIAS AL :	01/01/2004		-
PROBADAS DESARROLLADAS			-
Producidas		m³ x 10e⁶	3.168
No Producidas		m³ x 10e⁶	0.655
TOTAL		m³ x 10e⁶	3.823
PROBADAS NO DESARROLLADAS		m³ x 10e⁶	0.705
TOTAL PROBADAS		m³ x 10e⁶	4.528
PROBABLES		m³ x 10e⁶	2.333
POSIBLES		m³ x 10e⁶	0.047
EXPLORATORIAS		m³ x 10e⁶	-
TOTAL		m³ x 10e⁶	6.908
RESERVAS TOTALES AL :	01/01/2004		-
PROBADAS DESARROLLADAS			-
Producidas		m³ x 10e⁶	5.156
No Producidas		m³ x 10e⁶	0.964
TOTAL		m³ x 10e⁶	6.120
PROBADAS NO DESARROLLADAS		m³ x 10e⁶	3.094
TOTAL PROBADAS		m³ x 10e⁶	9.213
PROBABLES		m³ x 10e⁶	4.569
POSIBLES		m³ x 10e⁶	0.527
EXPLORATORIAS		m³ x 10e⁶	-
TOTAL		m³ x 10e⁶	14.309



Planilla N°15. RESERVAS DE GAS ASOCIADO

AREA : JAGUEL DE LOS MACHOS

Provincias La Pampa y Río Negro

PRODUCCIÓN ACUMULADA AL :	01/01/04		
TOTAL		m³ x 10e⁶	296.7
RESERVAS AL :	01/01/04		
PROBADAS DESARROLLADAS			
Producidas		m³ x 10e⁶	419.6
No Producidas		m³ x 10e⁶	-
TOTAL		m³ x 10e⁶	419.6
PROBADAS NO DESARROLLADAS		m³ x 10e⁶	56.3
TOTAL PROBADAS		m³ x 10e⁶	475.9
PROBABLES		m³ x 10e⁶	151.3
POSIBLES		m³ x 10e⁶	51.0
EXPLORATORIAS		m³ x 10e⁶	-
TOTAL		m³ x 10e⁶	678.2
% DE GAS UTIL (Venta + Consumo)			
PROBADAS DESARROLLADAS		%	79.92
PROBADA NO DESARROLLADAS		%	79.92
PROBADA TOTAL		%	79.92
PROBABLE		%	79.92
POSIBLE		%	79.92
EXPLORATORIAS		%	-
% DE GAS UTIL PROMEDIO		%	79.92

Planilla N°16. RESERVAS DE PETROLEO
AREA : JAGUEL DE LOS MACHOS
 Provincias Rio Negro y La Pampa

PRODUCCIÓN ACUMULADA AL :	01/01/04		
PRIMARIA		$m^3 \times 10e^6$	1.321
SECUNDARIA		$m^3 \times 10e^6$	0.016
RESERVAS PRIMARIAS AL :	01/01/04		-
PROBADAS DESARROLLADAS			-
Producidas		$m^3 \times 10e^6$	1.021
No Producidas		$m^3 \times 10e^6$	-
TOTAL		$m^3 \times 10e^6$	1.021
PROBADAS NO DESARROLLADAS		$m^3 \times 10e^6$	0.169
TOTAL PROBADAS		$m^3 \times 10e^6$	1.190
PROBABLES		$m^3 \times 10e^6$	0.415
POSIBLES		$m^3 \times 10e^6$	0.288
EXPLORATORIAS		$m^3 \times 10e^6$	-
TOTAL		$m^3 \times 10e^6$	1.893
RESERVAS SECUNDARIAS AL :	01/01/04		-
PROBADAS DESARROLLADAS			-
Producidas		$m^3 \times 10e^6$	0.023
No Producidas		$m^3 \times 10e^6$	-
TOTAL		$m^3 \times 10e^6$	0.023
PROBADAS NO DESARROLLADAS		$m^3 \times 10e^6$	0.010
TOTAL PROBADAS		$m^3 \times 10e^6$	0.033
PROBABLES		$m^3 \times 10e^6$	0.022
POSIBLES		$m^3 \times 10e^6$	-
EXPLORATORIAS		$m^3 \times 10e^6$	-
TOTAL		$m^3 \times 10e^6$	0.055
RESERVAS TOTALES AL :	01/01/04		-
PROBADAS DESARROLLADAS			-
Producidas		$m^3 \times 10e^6$	1.043
No Producidas		$m^3 \times 10e^6$	-
TOTAL		$m^3 \times 10e^6$	1.043
PROBADAS NO DESARROLLADAS		$m^3 \times 10e^6$	0.179
TOTAL PROBADAS		$m^3 \times 10e^6$	1.223
PROBABLES		$m^3 \times 10e^6$	0.437
POSIBLES		$m^3 \times 10e^6$	0.288
EXPLORATORIAS		$m^3 \times 10e^6$	-
TOTAL		$m^3 \times 10e^6$	1.948



Planilla N°17. RESERVAS DE GAS LIBRE
AREA : JAGUEL DE LOS MACHOS
Pcias. Rio Negro y La Pampa

PRODUCCION ACUMULADA AL :	01/01/04		
TOTAL		m³ x 10e⁶	33.9
RESERVAS AL :	01/01/04		
PROBADAS DESARROLLADAS			
 Producidas		m³ x 10e⁶	23.9
 No Producidas		m³ x 10e⁶	-
 TOTAL		m³ x 10e⁶	23.9
PROBADAS NO DESARROLLADAS		m³ x 10e⁶	-
TOTAL PROBADAS		m³ x 10e⁶	23.9
PROBABLES		m³ x 10e⁶	-
POSIBLES		m³ x 10e⁶	-
EXPLORATORIAS		m³ x 10e⁶	-
TOTAL		m³ x 10e⁶	23.9
% DE GAS UTIL (Venta + Consumo)			
 PROBADA DESARROLLADA		%	79.92
 PROBADA NO DESARROLLADAS		%	-
 PROBADA TOTAL		%	79.92
 PROBABLE		%	79.92
 POSIBLE		%	79.92
 EXPLORATORIAS		%	-
 % DE GAS UTIL PROMEDIO		%	79.92



Planilla N°18. RESERVAS DE GAS TOTAL
AREA : JAGUEL DE LOS MACHOS

Provincias La Pampa y Río Negro

PRODUCCION ACUMULADA AL : 01/01/2004		
TOTAL	m³ x 10e⁶	330,6
RESERVAS AL : 01/01/2004		
PROBADAS DESARROLLADAS		
Producidas	m³ x 10e⁶	443,5
No Producidas	m³ x 10e⁶	-
TOTAL	m³ x 10e⁶	443,5
PROBADAS NO-DESARROLL.	m³ x 10e⁶	56,3
TOTAL PROBADAS	m³ x 10e⁶	499,8
PROBABLES	m³ x 10e⁶	151,3
POSIBLES	m³ x 10e⁶	51,0
EXPLORATORIAS	m³ x 10e⁶	-
TOTAL	m³ x 10e⁶	702,1
% DE GAS UTIL (Venta + Consumo)		
PROBADA DESARROLLADA	%	79,92
PROBADA NO-DESARROLL.	%	79,92
PROBADA TOTAL	%	79,92
PROBABLE	%	79,92
POSIBLE	%	79,92
EXPLORATORIAS	%	-



PROVINCIA DE LA PAMPA

AREA MEDANITO SUR CNQ-26

CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

EXPLORACION DE NUEVAS AREAS HIDROCARBURIFERAS

PLIEGO DE BASES Y CONDICIONES CON MODELO DE CONTRATO

INFORME FINAL

NOVIEMBRE DEL 2005

AUTOR

CARLOS A. DAGNA
EXPTE. N°66730001



TITULO I: DEL LLAMADO A CONCURSO

ARTICULO 1°	OBJETO.
ARTICULO 2°	GLOSARIO.
ARTICULO 3°	DOCUMENTOS DEL CONCURSO Y LEGISLACION APLICABLE.
ARTICULO 4°	CONDICIONES GENERALES DEL LLAMADO A CONCURSO.
ARTICULO 5°	CONSULTAS E INFORMACIONES.
ARTICULO 6°	VENTA DE PLIEGOS.
ARTICULO 7°	CORRESPONDENCIA.
ARTICULO 8°	PLAZOS.

TITULO II: DE LA PRESENTACION DE LAS OFERTAS

ARTICULO 9°	LUGAR Y FECHA DE LA PRESENTACION DE LAS OFERTAS. FORMALIDADES.
ARTICULO 10°	MANTENIMIENTO DE LA PROPUESTA.
ARTICULO 11°	RECHAZO DE LAS OFERTAS.
ARTICULO 12°	INFORMACION SUPLEMENTARIA.
ARTICULO 13°	GARANTIAS.
ARTICULO 14°	CONTENIDO SOBRE "A".
ARTICULO 15°	CONTENIDO SOBRE "B".

TITULO III: DE LA ADJUDICACIÓN

ARTICULO 16°	PRECALIFICACION DE OFERTAS.
ARTICULO 17°	PREADJUDICACION.
ARTICULO 18°	ADJUDICACION.
ARTICULO 19°	PARIDAD DE OFERTAS
ARTICULO 20°	RECHAZO DE TODAS LAS OFERTAS.
ARTICULO 21°	RECHAZO DE OFERTA SELECCIONADA.
ARTICULO 22°	SUSCRIPCION DEL CONTRATO.
ARTICULO 23°	FALTA DE OFERENTES U OFERTAS INCONVENIENTES
ARTICULO 24°	EJECUCION DE GARANTIAS.
ARTICULO 25°	IMPUGNACIONES.

TITULO IV: DE LA INSPECCION Y FISCALIZACIÓN

ARTICULO 26°	INSPECCION Y FISCALIZACION.
ARTICULO 27°	GASTOS FIJOS CONTROL DE CONTRATO.

TITULO V: MODELO DE CONTRATO



- ANEXO I: MODELO DE CONTRATO DEL "AREA MEDANITO SUR CNQ 26"
OBJETO DEL CONCURSO PUBLICO.**
- ANEXO II: PLANO DEL AREA.**
- ANEXO III: VALORIZACION UNIDADES DE TRABAJO.**
- ANEXO IV: PLANILLA DE COTIZACION.**
- ANEXO V: PLAN DE PROTECCION AMBIENTAL.**



TITULO I: DEL LLAMADO A CONCURSO

ARTICULO 1º: OBJETO DEL LLAMADO A CONCURSO

1.1.- Llámese a Concurso Público Nacional e Internacional para la selección de una Empresa o Grupo de Empresas que celebrarán con la PROVINCIA DE LA PAMPA un CONTRATO para la **EXPLORACION, DESARROLLO y EXPLOTACION** del ÁREA que se detalla en el Anexo I – Artículo 1, de acuerdo a la autorización otorgada mediante Ley Provincial N° 2203/05.

1.2.- El objeto del contrato que se celebra será el de EXPLORAR, DESARROLLAR y EXPLOTAR mediante la extracción del mayor volumen racional y económicamente posible de HIDROCARBUROS, asegurando la optimización de la extracción final de PETROLEO y GAS “in situ” en dicha ÁREA.

1.3.- **EL CONTRATISTA** deberá ofrecer y emplear las más adecuadas tecnologías de acuerdo con los objetivos expuestos y aplicar las mejores prácticas para el cumplimiento del objeto del presente.

ARTICULO 2º: GLOSARIO

ADJUDICATARIO: Postulante que ha sido seleccionado para celebrar el Contrato objeto del Concurso.

AREA: Aquella a la que se refiere el Artículo 1º y cuya superficie y ubicación se determina en el Anexo I.

AUTORIDAD DE APLICACIÓN (AA): DIRECCION DE MINERIA (DM), dependiente del Ministerio de la Producción de la Provincia de La Pampa.

BOCA DE POZO: Se entenderá por boca de pozo el lugar donde concurren los hidrocarburos de uno o varios pozos, que conformen una unidad de explotación caracterizada por la calidad similar de su producción y donde se puedan efectuar las mediciones en las condiciones técnicas que determine la Autoridad de Aplicación.

CASO FORTUITO O FUERZA MAYOR: Su definición, alcances y efectos serán los previstos en el Código Civil Argentino (Artículos Nros 513, 514 y concordantes).

CERTIFICADO DE CUMPLIMIENTO AMBIENTAL (CCA): Documento extendido por la AA, cuando el resultado de la AUDITORIA AMBIENTAL lo habilite.

COMISION DE PRECALIFICACION Y PREADJUDICACION: Comisión creada por decreto del Poder Ejecutivo Provincial a fin de evaluar los contenidos de cada propuesta por parte de los respectivos oferentes o postulantes.

COMITENTE: Estado Provincial.

CONTRATANTE: Estado Provincial.

CONTRATISTA: Postulante seleccionado que haya celebrado con el Estado Provincial el Contrato objeto del presente Concurso.

CONTRATO: Instrumento Jurídico mediante el cual se realiza un acuerdo de voluntades previsto en el Artículo 1º a celebrarse entre la Provincia de La Pampa y el Adjudicatario.

DIA: Plazo de 24 horas a contar desde las 0:00 horas.

DIA HABIL: Día laborable para la Administración Pública Provincial.

FECHA DE COMIENZO DE VIGENCIA DEL CONTRATO: El día hábil siguiente a la fecha de firma del Contrato.

GAS ASOCIADO: El gas vinculado a yacimientos petrolíferos que pueda



encontrarse en las condiciones de presión y temperatura del reservorio, en forma de gas disuelto en el petróleo o libre formando un “casquete” gasífero en contacto con aquel.

GAS DE YACIMIENTO GASIFERO: El gas que encontrándose en ese estado en las condiciones de presión y temperatura del reservorio, carece de propiedades de condensación “retrógrada”.

GAS DE YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO: El gas que encontrándose en ese estado en las condiciones de presión y temperatura del reservorio tiene componentes que, por disminución isotérmica de la presión, sufre el fenómeno de la condensación “retrógrada”.

GAS NATURAL: Mezcla de hidrocarburos gaseosos, a la presión atmosférica y a 15° C tal cual surge de un yacimiento en su estado natural.

GAS LICUADO: Propano, Butano, Etano y demás hidrocarburos que pueden recuperarse del gas natural, luego de recuperarse de la fase líquida.

GASOLINA: Hidrocarburo líquido que se recupera como consecuencia del acondicionamiento del gas para su transporte por gasoducto.

HIDROCARBUROS: Petróleo Crudo y Gas Natural en cualquiera de las condiciones y relaciones en que se hallen vinculados.

INFORME AMBIENTAL DE BASE (IAB): Primer informe de Estudio de Impacto Ambiental (EIA) sobre el que la AA analizará la evolución de la gestión ambiental.

OFERENTE: Persona que adquiere el Pliego de Bases y Condiciones y presenta una oferta en el marco del presente Concurso.

OPERADOR: Será la empresa que el POSTULANTE proponga en su oferta y sea aceptado por la AUTORIDAD DE APLICACIÓN y aprobado por el Poder Ejecutivo Provincial.

PBC: Pliego de Bases y Condiciones.

PETROLEO CRUDO: Mezcla de hidrocarburos líquidos en su estado natural u obtenidos por condensación o extracción del Gas Natural y que permanezca líquida bajo condiciones normales de presión y temperatura (760 mm Hg y 15° C).

PLAN DE TRABAJO: Plan de Trabajo con su correspondiente cronograma propuesto por el Contratista para realizar en cada período de exploración.

PLAZO DEL PERMISO DE EXPLORACION: Suma del Plazo Básico más la Prórroga. El total del Plazo del Permiso de Exploración se puede extender hasta 7 años, considerándose la prórroga de hasta un año.

PLANTA DE TRATAMIENTO DE CRUDO (PTC): Lugar donde se separan los hidrocarburos líquidos del agua (deshidratación).

OFERENTE CALIFICADO: OFERENTE que ha acreditado las condiciones necesarias establecidas en el sobre “A” para que se proceda a la apertura de la oferta económica contenida en el sobre “B”.

POSTULANTE: Persona que adquiere el Pliego de Bases y Condiciones.

POZO DE EXPLORACION: Cualquier pozo que se efectúe en una posible trampa separada en la que no se hubiere perforado previamente un pozo considerado económicamente productivo. También serán incluidos los destinados a investigar entrampamientos estratigráficos, así como cualquier otro pozo que el contratante y contratista consideren como tal.

PUNTO DE TRANSFERENCIA: Sitio de confluencia donde el ducto de producción originado en la PTC, previa medición de volúmenes, transfiere el hidrocarburo al ducto de transporte.

PREADJUDICATARIO: OFERENTE CALIFICADO que ofrezca el mayor valor de MTO (Monto Total de la Oferta).-



PROVINCIA, PROVINCIA DE LA PAMPA o ESTADO PROVINCIAL: Titular del Dominio del AREA que se licita, conforme a la Constitución Nacional en su Artículo N° 124.

PERIODOS DE EXPLORACIÓN: El lapso comprendido entre la fecha de adjudicación y la finalización del término dispuesto conforme los plazos estipulados a continuación:

PLAZO BASICO:

PRIMER PERIODO DE EXPLORACION: El tiempo establecido es de tres (3) años.

SEGUNDO PERIODO DE EXPLORACION: El tiempo establecido es de dos (2) años.

TERCER PERIODO DE EXPLORACION: El tiempo establecido es de un (1) año.

PERIODO DE PRORROGA: Por única vez el CONTRATISTA podrá optar por solicitar una Prórroga de hasta un (1) año solamente al final del Tercer Periodo.

REVERSIÓN: Devolución total o parcial del AREA.

SALDO PENDIENTE ACTUALIZADO: Diferencia a una determinada fecha entre la valoración actualizada del PLAN DE TRABAJO y la valorización actualizada de los trabajos realizados efectivamente por el Adjudicatario a fin de cumplir dicho programa.

TRIBUNAL: Superior Tribunal de Justicia de la Provincia de La Pampa.

UNIDAD O UNIDADES DE TRABAJO (UT): Unidad/des económicas convencional / les, que permitirán comparar, medir y sumar obras y servicios de distinta naturaleza (metros de perforación, cantidad de pozos, kilómetros de líneas sísmicas) y cuya/s valoración/es permitirá/n obtener un valor total representativo de los diversos rubros del PLAN DE TRABAJO ofrecido.

UNIDAD LEASE AUTOMATIC CUSTODY TRANSFER (LACT): Puente de medición y registro instalado en punto de transferencia.

SISTEMA DE GESTION MEDIOAMBIENTAL: Parte del sistema general de gestión que incluye la estructura organizativa, la planificación de las actividades, las responsabilidades, las prácticas, los procedimientos, los procesos y los recursos para desarrollar, revisar y mantener al día, la política medioambiental.

ARTICULO 3º: DOCUMENTOS DEL CONCURSO Y LEGISLACION APLICABLE

3.1.- El presente Concurso y el CONTRATO que se suscriban se registrarán y serán interpretados de acuerdo a las leyes nacionales y provinciales. A los fines de la interpretación del CONTRATO se considerará la legislación vigente y se establece el siguiente orden de prelación de la documentación:

- 1.- Pliego de Bases y Condiciones (PBC) y sus Anexos.
- 2.- EL CONTRATO, sus Anexos y modificaciones.
- 3.- Las Circulares aclaratorias y modificatorias del PBC emitidas por la AA.
- 4.- La Oferta del CONTRATISTA.
- 5.- La documentación que intercambien las partes.

Las normas de la legislación Nacional en materia de HIDROCARBUROS y la normativa administrativa provincial, serán de aplicación a todo cuanto no esté expresamente previsto en el PBC o en el CONTRATO, en la medida que sean compatibles.

Asimismo, este pliego, deberá ser interpretado teniendo en cuenta la totalidad de sus disposiciones, las que no podrán ser sacadas de contexto. El orden de los



Títulos, Capítulos y Artículos que lo componen no indican prelación entre los mismos. Los Títulos utilizados no forman parte de texto normativo y tienen carácter de referencia.

Para el caso que existan dudas en la interpretación de las Cláusulas Contractuales se establece que el PBC prevalecerá sobre el CONTRATO.

En caso de discordancia entre los documentos que integran un mismo CONTRATO o Pliego, lo particular prevalecerá sobre lo general.

3.2.- Aplicación de la Ley de Procedimiento Administrativo

En todo lo no contemplado en este pliego será de aplicación la Ley de Procedimiento Administrativo de la PROVINCIA DE LA PAMPA, Ley N° 951 y su Decreto Reglamentario N° 1684/79, en cuanto no esté expresamente previsto en el PBC, o en el CONTRATO en la medida que fuere compatible.

ARTICULO 4º: CONDICIONES GENERALES DEL LLAMADO A CONCURSO

4.1.- REGISTRO

Podrán presentar ofertas las personas inscriptas en el registro que la Autoridad de Aplicación habilitará al efecto y aquellas que, sin estarlo, inicien el correspondiente trámite antes de los diez (10) días de la fecha en que se inicie la recepción de las propuestas y cumplan los requisitos que se exijan.

4.2.- PERSONAS CAPACITADAS

Podrán presentar ofertas las personas jurídicas constituidas en la República Argentina o que constituidas en el Extranjero, se hallen habilitadas para actuar en ella al momento de la apertura, de acuerdo con la legislación vigente en el territorio nacional y de la PROVINCIA si correspondiere.

4.3.- CONDICIONES QUE DEBERÁN OBSERVAR LOS OFERENTES:

- a) Constituir domicilio especial en la ciudad de Santa Rosa, Provincia de La Pampa (República Argentina) donde se tendrán por notificadas todas las comunicaciones referentes al presente llamado a Concurso y no podrá ser cambiado por el oferente sin mediar notificación fehaciente previa, a la AUTORIDAD DE APLICACIÓN.
- b) Deberá hacer expresa DECLARACION que para cualquier cuestión judicial que se suscite, tanto en la etapa precontractual como en la contractual, acepta la competencia especial y exclusiva del Superior Tribunal de Justicia de la Provincia de La Pampa, renunciando al Fuero Federal.

4.4.- ASOCIACIONES

Podrán también ser oferentes las sociedades o empresas agrupadas en forma de Uniones Transitorias de Empresas (UTE) reguladas por la Ley N° 19.550 y sus modificatorias.

4.5.- INCOMPATIBILIDADES ESPECIALES PARA SER OFERENTE

No podrán concurrir a éste Concurso por sí, ni por interpósita persona:

- a) Las personas incapaces de contratar, según la legislación común.
- b) Las que sean evasores o deudores morosos impositivos o previsionales del Fisco Nacional, Provincial o Municipal por decisión judicial o administrativa



firme.

- c) Las que se hallen quebrados o concursados mientras no obtengan su rehabilitación.
- d) Las que sean personas jurídicas extranjeras de derecho público en calidad de tales.
- e) Aquellas en cuyos órganos directivos se desempeñen agentes o funcionarios de la Administración Pública Provincial o Municipal, o de aquellos organismos nacionales que sean competentes para entender en todo lo relacionado a la Exploración, Explotación y Desarrollo de HIDROCARBUROS en territorio de la República.
- f) Aquellas que se encuentren suspendidas o inhabilitadas en el Registro de Empresas Productoras de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía de la Nación.

4.6.- CESIONES DE CONTRATO Y SUBCONTRATACIONES

El ADJUDICATARIO no podrá ceder, renegociar o transferir total o parcialmente el contrato y delegar en terceros la dirección general de los trabajos objeto del presente llamado a CONCURSO, sin la previa y expresa autorización de la AUTORIDAD DE APLICACIÓN, y aprobación del Poder Ejecutivo Provincial.

4.7.- CONOCIMIENTO DE LAS OBLIGACIONES.

La presentación de una propuesta implicará que quien la realiza, conoce el ÁREA objeto del presente Concurso, las condiciones climáticas, y las características geológicas, los objetivos concretos de los trabajos y su desarrollo, que se ha compenetrado del alcance de las bases y condiciones contenidas en el presente pliego y que las acepta de conformidad y que ha arbitrado los medios financieros necesarios para la ejecución completa del plan descripto en la oferta.

En consecuencia, la presentación en éste concurso y las obligaciones que contraerá, implicará la renuncia previa a cualquier reclamo posterior a la adjudicación basado en el desconocimiento de los yacimientos, cuestiones de productividad, territorio y de la presente documentación o de los deberes que le competen.

ARTICULO 5º: CONSULTAS E INFORMES

El presente PLIEGO DE BASES Y CONDICIONES estará a disposición de los interesados para su consulta en la Dirección de Minería, cita en Avenida Luro N° 378 1° Piso (CP 6300) de Santa Rosa Tel/Fax: 02954 45 6818 / 43 2459, quién recibirá las mismas o pedidos de aclaraciones que le formulen los oferentes con referencia a su interpretación hasta (5) días antes de la fecha prevista para la apertura del presente Concurso. Dichas consultas, que deberán ser formuladas por escrito en idioma castellano, serán respondidas del mismo modo a todos los postulantes, los que a tal efecto estarán obligados, al momento de la compra del pliego, a fijar un domicilio especial en la ciudad de Santa Rosa (idem 4.3a) para éste tipo de notificaciones y envíos de circulares aclaratorias.

Forma parte del presente PLIEGO DE BASES Y CONDICIONES un Plano del ÁREA que se licita con sus correspondientes coordenadas.

La AUTORIDAD DE APLICACIÓN pondrá a disposición de las empresas que hayan adquirido el presente pliego una oficina de consultas técnicas referida al ÁREA que se licita, a la cual podrán acceder los representantes de las empresas que adquirieron el PBC.



Los costos de la confección de las copias de información de cualquier tipo que requieran las empresas, serán asumidos por cada solicitante.

ARTICULO 6º: VENTA DE PLIEGOS

6.1.- Valor del Pliego de Bases y Condiciones: \$ XXXXXXXXXXXX

6.2.- Valor de la documentación Técnica: \$ XXXXXXXXXXXXXX

6.3.- La Dirección de Minería entregará el PBC y la documentación técnica si la hubiera, contra presentación, por parte de los interesados, del duplicado de boleta de depósito (debidamente sellada por el Banco) a la cuenta de depósitos XXXXXX del Banco de La Pampa, Casa Central denominada "PROVINCIA DE LA PAMPA AREA MEDANITO SUR CNQ - 26"

ARTICULO 7º: CORRESPONDENCIA

La correspondencia relacionada con el presente concurso, será dirigida a:

DIRECCION DE MINERIA DE LA PROVINCIA DE LA PAMPA
"CONCURSO PUBLICO PARA LA EXPLORACION, DESARROLLO Y
EXPLORACION DEL AREA MEDANITO SUR CNQ - 26"
Avda. Luro Nº 378 1º Piso Santa Rosa (CP 6300)
Tel / Fax: 02954 45 6818 / 43 2459

ARTICULO 8º: PLAZOS

Todos los plazos que se mencionan en ésta documentación se computarán en días corridos, excepto en los casos que se indique lo contrario.

En caso que el día y hora fijados para la presentación y apertura del Concurso fuera declarado inhábil por la autoridad Nacional y/o Provincial, el acto de presentación y apertura se realizará a la misma hora del primer día hábil siguiente.

TITULO II: DE LA PRESENTACION DE LAS OFERTAS

ARTICULO 9º: LUGAR Y FECHA DE LA PRESENTACION DE LAS OFERTAS.

FORMALIDADES

9.1.- La apertura de las ofertas para éste Concurso se realizará en XXXXXXXXXXXXXX sito en calle XXXXXXXXXXX de ésta ciudad Capital, a las XXXX horas del día XXX de XXXXXXX.

9.2.- Las ofertas se recepcionarán hasta una hora antes del acto de apertura en Escribanía General de Gobierno, donde quedarán depositadas, para su custodia.

9.3.- Las propuestas se presentarán en un sobre cerrado con la siguiente inscripción exterior: "CONCURSO PUBLICO PARA LA EXPLORACION, DESARROLLO Y EXPLORACION DEL AREA MEDANITO SUR CNQ - 26".

9.4.- Dentro del sobre indicado en 9.3, se presentarán dos (2) sobres, también cerrados, y cada uno contendrá:



a) Un **SOBRE "A"** en el que se incluirá toda la documentación exigida en el Artículo 14, con una leyenda exterior que contendrá:

- *IDENTIFICACION DE LA EMPRESA
- *TITULO DEL CONCURSO
- *ANTECEDENTES

b) Un **SOBRE "B"** en el que se incluirá toda la documentación exigida en el Artículo 15, con una leyenda exterior que contendrá:

- *IDENTIFICACION DE LA EMPRESA
- *TITULO DEL CONCURSO
- *PLAN DE TRABAJOS PARA EL AREA DE EXPLORACION
- *OFERTA ECONOMICA

c) En el dorso de los **SOBRES "A" y "B"** se escribirá nombre, domicilio, dirección postal, número de teléfono, correo electrónico y fax del oferente.

9.5.- La propuesta deberá presentarse en original y dos (2) copias de ejemplares para el **SOBRE "A"** y **SOBRE "B"**, de un mismo tenor, redactada en forma clara y completa, en idioma castellano, escrita en Computador Personal, sin raspaduras, enmiendas, entrelíneas y/o testados que no hayan sido salvados debidamente al pie. Los oferentes firmarán cada página del original y sus copias, y de toda otra documentación que sea agregada.

9.6.- A la hora y fecha indicada se procederá a la apertura del Sobre "A" desglosándose del mismo el Sobre "B" con la oferta, el que será depositado sin abrir y en custodia de la Escribanía General de Gobierno de LA PROVINCIA hasta el día y hora que se fije para su apertura. Este sobre será firmado por quienes presidan el acto y los oferentes que así lo soliciten.

ARTICULO 10º: MANTENIMIENTO DE LA PROPUESTA

Los OFERENTES quedan obligados a mantener sus propuestas durante ciento cincuenta (150) días corridos a partir de la fecha de apertura del Concurso y las eventuales prórrogas.

ARTICULO 11º: RECHAZO DE OFERTAS

11.1.- Serán rechazadas en el acto de apertura del **SOBRE "A"** aquellas propuestas que no contengan los requisitos exigidos en el Artículo 14.

11.2.- Serán rechazadas en el acto de apertura del **SOBRE "B"** aquellas propuestas que no contengan los requisitos exigidos en el Artículo 15.

11.3.- Cuando la oferta sea **CONDICIONADA**.

11.4.- Únicamente se admitirá que sea salvado, enmendado o completado lo exigido en los puntos: 1.1; 1.3; 1.8 y 1.9 del Artículo 14. El oferente contará con un plazo de



24 (veinticuatro) horas a partir de la fecha y hora del acto de apertura del sobre "A".

11.5.- Concluida la apertura se procederá a labrar el acta dejando constancia del acto como así también de las observaciones que pudieren efectuarse al mismo.

ARTICULO 12º: INFORMACION SUPLEMENTARIA

LA COMISIÓN DE PRECALIFICACIÓN Y PREADJUDICACIÓN, quedará facultada para solicitar a los OFERENTES información suplementaria y referencias, así como toda otra documentación relativa al objeto del Concurso.

ARTICULO 13º: GARANTIAS

13.1.- Los OFERENTES y el ADJUDICATARIO, en su momento, afianzarán el cumplimiento de todas las obligaciones constituyendo las siguientes garantías:

13.1.1.- DE MANTENIMIENTO DE LA OFERTA

El Oferente deberá constituir una garantía por valor de PESOS XXXXXXXXXXXXX por el Área en Concurso. Su cumplimiento deberá efectuarse bajo cualquiera de las formas indicadas en el Artículo 13.3, en oportunidad de la presentación de la propuesta. Esta garantía deberá constituirse a favor de la Provincia de La Pampa.

13.1.2.- DE LA EJECUCION DEL CONTRATO

Como aval del fiel y correcto cumplimiento del CONTRATO, el ADJUDICATARIO deberá constituir a favor de la Provincia de La Pampa al momento de la firma del mismo, una garantía de cumplimiento de las UNIDADES DE TRABAJO comprometidas para el PRIMER PERIODO DE EXPLORACION por un monto equivalente al QUINCE POR CIENTO (15%) calculados en función de las inversiones comprometidas en UNIDADES DE TRABAJO, que podrá constituirse en pesos y cuando la oferta se efectuare en moneda extranjera el importe de la garantía se convertirá en moneda de curso legal calculado sobre la base del tipo de cambio vendedor vigente al día anterior a aquel en que se extienda.

A la fecha de iniciación de los posteriores PERIODOS, el ADJUDICATARIO constituirá una Garantía de cumplimiento de las UNIDADES DE TRABAJO comprometidas para dicho lapso por un monto equivalente al QUINCE POR CIENTO (15%) en PESOS adoptando el mismo criterio del párrafo anterior.

13.2.- Estas garantías responderán por el fiel cumplimiento de las diversas obligaciones contractuales y su eventual ejecución. No obstará a la formulación de los daños y perjuicios, mayores costos o multas y demás cargos que podría considerar la Autoridad de Aplicación.

13.3.- LAS GARANTIAS deberán ser constituidas en alguna de las siguientes formas:

- a) Efectivo.
- b) Aval bancario de bancos de primera línea a plena satisfacción de la Tesorería General de LA PROVINCIA.
- c) Valores Públicos en moneda extranjera o ajustable que cotice en bolsa, aforados, a su valor de cotización del día anterior a su constitución.



d) Seguros de caución en compañías de primera línea a plena satisfacción de la Tesorería General de LA PROVINCIA.

13.3.- DEVOLUCION DE LA GARANTIA DE MANTENIMIENTO DE OFERTA

Será devuelta de oficio y dentro de los Cinco (5) días posteriores de realizada la calificación, a aquellas empresas que no hubieran resultado calificadas. Resuelta la adjudicación, se devolverá las garantías a aquellos OFERENTES calificados que no resulten adjudicatarios cuando el ADJUDICATARIO constituya la garantía de ejecución del contrato a satisfacción de la AUTORIDAD DE APLICACIÓN.

Al ADJUDICATARIO le será reintegrada una vez constituida la Garantía de Ejecución del CONTRATO.

13.4.- DESAFECTACION DE LAS GARANTIAS DE EJECUCION DEL CONTRATO

La garantía para el PRIMER PERÍODO DE EXPLORACION será devuelta por el CONTRATANTE conforme al cumplimiento de los trabajos efectivamente realizados.

Al cumplimiento efectivo de las Unidades de Trabajo ofertadas, se devolverá el total de la garantía si esta se hubiera realizado en efectivo. En caso de haberse constituido por medio de las restantes alternativas contempladas en el artículo 13.2 se desafectarán conforme el procedimiento específico de cada caso.

Para los posteriores períodos la garantía se constituirá de acuerdo a las Unidades de Trabajo ofrecidas para el nuevo período, procediendo de igual forma en todo, que para el primero.

13.5.- INTERESES

No se reconocerán intereses por el depósito de garantía en efectivo, pero los que devenguen de los títulos o valores pertenecerán a sus depositantes y estarán a disposición de éstos cuando la entidad emisora los hiciera efectivos.

ARTICULO 14º: CONTENIDO SOBRE "A"

Deberá contener la documentación que a continuación se detalla y presentarse en forma ordenada según los siguientes capítulos:

CAPITULO I: CONSIDERACIONES GENERALES

- 1.1.- *Índice*
- 1.2.- *Nombre o denominación social, domicilio legal, dirección postal, numero de teléfono, telefax, correo electrónico.*
- 1.3.- *Constitución de domicilio especial en la ciudad de Santa Rosa conforma el punto 4.3.a)*
- 1.4.- *Copias autenticadas y legalizadas del contrato constitutivo y estatuto social y sus modificaciones vigentes, y las actas mediante las cuales se designan las actuales autoridades y distribución de cargos.*
- 1.5.- *Nomina de integrantes de los órganos de administración y fiscalización*



defecto copia de solicitud de dicho certificado, donde conste la recepción de la misma por parte de la DGR. El incumplimiento de la presente cláusula tendrá los efectos del rechazo automático de la oferta.

CAPITULO II: EXPERIENCIA EMPRESARIA

Haber realizado tareas en la actividad hidrocarburífera Nacional o Internacionalmente que por sus características puedan resultar a solo juicio de la Comisión de Precalificación y Preadjudicación suficientes antecedentes de idoneidad Técnico - empresaria para la realización de las tareas objeto del Contrato.

CAPITULO III: ASPECTOS ECONÓMICOS Y FINANCIEROS

El oferente deberá presentar balance y estados financieros de los últimos tres ejercicios anuales, certificados por profesional competente y Consejo Profesional respectivo. El balance podrá ser presentado en la forma que habitualmente lo hace el postulante.

Igual requisitoria deberán cumplir cada uno de los integrantes de la UTE, cuando el postulante este conformado como tal.

CAPITULO IV: DECLARACIÓN

Deberá presentar una declaración expresa dejando constancia que la oferta presentada se basa exclusivamente en la evaluación técnica del oferente, y sobre la base de las visitas que ha efectuado al ÁREA. Asimismo el oferente deberá reconocer que LA PROVINCIA no ha otorgado garantía de ningún tipo sobre el potencial del ÁREA, para la exploración, desarrollo y extracción de HIDROCARBUROS.

CAPITULO V: PLAN DE PROTECCION AMBIENTAL

Plan propuesto por el oferente teniendo en cuenta las pautas detalladas en el ANEXO V.

ARTICULO 15°: CONTENIDO SOBRE "B"

El SOBRE "B" contendrá:

15.1.- PLAN DE TRABAJO PARA EL AREA DE EXPLORACION

Deberá contener una descripción y cronograma de las tareas básicas a realizar en el PLAZO BASICO DE EXPLORACION.

15.2.- COTIZACIÓN

La cual estará discriminada de la siguiente manera:

a) DERECHO DE INGRESO AL AREA

Se define el "DERECHO DE INGRESO AL AREA" como el MONTO BASE A PAGAR (MBAP) por la entrada al ÁREA.

El MONTO BASE A PAGAR (MBAP) por el ingreso al "ÁREA MEDANITO SUR



CNQ - 26" deberá ser igual **U\$S 100.000 (Dólares Cien Mil).**-

b) VALOR OFERTA TECNICA EN UNIDADES DE TRABAJO

Se denomina como "G" y comprende la siguiente expresión:

$$G = K + U \quad \text{ó} \quad G = 340 \text{ UT} + U$$

Donde:

G = VALOR OFERTA TECNICA EN UNIDADES DE TRABAJO

K = BASE OBLIGATORIA a realizar por el Oferente en el Primer Período de Exploración.

Se fija en **340 UT** (Unidades de Trabajo)

U = CANTIDAD TOTAL DE UNIDADES DE TRABAJO ADICIONALES A "K", ofrecidas por el Oferente para el Primer Período de Exploración

c) MONTO TOTAL OFERTA ECONOMICA (MTOE)

Será igual:

$$MTOE = MBAP + (G \times F) \quad \text{ó} \quad MTOE = MBAP + (G \times \text{U\$S } 7.000.-)$$

Donde:

MTOE = MONTO TOTAL OFERTA ECONOMICA

MBAP = MONTO BASE A PAGAR por el ingreso al Área.

G = VALOR OFERTA TECNICA EN UNIDADES DE TRABAJO

F = COSTO MONETARIO POR UNIDAD DE TRABAJO = U\$S 7.000.-

El COSTO MONETARIO POR UNIDAD DE TRABAJO (F) se define en este PBC con un valor equivalente a U\$S 7.000 (Dólares Siete Mil).

Equivalencias:

1 UT = 1 km² de sísmica 3D.-

70 UT = Equivale a 1 Pozo Exploratorio DE 1000 M

VALOR DE LA UNIDAD DE TRABAJO: U\$S 7.000



TIPO DE TRABAJO	EQUIVALENCIA EN UNIDADES DE TRABAJO (U.T)
1. GEOFISICOS	
1.A Registración Sísmica de Reflexión (Km)	0.25
1.B Reprocesamiento (Km) Sísmica de Reflexión	0.012
1.C Registración Sísmica 3-D (Km2)	1.00
1.D Reprocesamiento Sísmica 3-D (Km2)	0.025
MAGNETOMETRIA (Km2)	0.002
LEVANTAMIENTO AERO-GRAVIMETRICO	
Km. LINEAL VOLADO	0.90
GRAVIMETRIA TERRESTRE (Km2)	0.012
2. POZOS DE EXPLORACIÓN	
Profundidad	
Hasta 1000 m	70
2000 m	100
3000 m	206
4000 m	366
5000 m	566

Para la determinación de profundidades intermedias, se computará proporcionalmente de acuerdo al valor inferior y superior de las U.T indicadas para cada profundidad.

Ejemplo: Para una perforación de un pozo de 2.500 metros de profundidad:

$$U.T = [(206 - 100) / (3000 - 2000) \times (2500 - 2000)] + 100 = 153 \text{ U.T}$$

TRABAJOS COMPLEMENTARIOS

A. ENTUBACION

A.1 En caso de entubación simple (cañería guía + cañería de aislamiento) se



reconocerá un 10 % más en Unidades de Trabajo que el valor correspondiente a la profundidad del pozo si este fuera entubado hasta esa profundidad.

Si se entuba solo parcialmente, se reconocerá un porcentaje de ese 10% equivalente al porcentaje que representa el tramo entubado respecto a la profundidad total.

A.2 En caso de entubación compleja (cañería guía + cañerías intermedias + cañerías de aislación), se reconocerá un 25 % más en Unidades de Trabajo que el valor correspondiente a la profundidad del pozo si este fuera entubado con cañería de aislación en su totalidad.

Si no fuera entubado con cañería de aislación en su totalidad, se reconocerá un porcentaje de ese 25 % equivalente al porcentaje que representa el tramo entubado, con cañería de aislación e intermedia con respecto a la profundidad total.

B. COMPLETACION DEL POZO

De común acuerdo entre el Concesionario y la AUTORIDAD DE APLICACIÓN , mediante presentación de presupuestos fehacientes, se reconocerán Unidades de Trabajo (U.T) para tareas de Terminación o completación de pozos que sean declarados productivos, como ser: a) Árbol de producción con sus correspondientes válvulas, incluidas las válvulas de choque y hasta las válvulas de línea. b) Tubing de producción. C) Packer de producción, hasta dos elementos d) "Circulating Sleeve" para prever comunicación entre el espacio anular y el tubing de producción.

No se reconocerá ninguna actividad de "Workover" como Unidad de Trabajo complementaria. Estos reconocimientos que se mencionan están dirigidas estrictamente a pozos verticales. No están contemplados reconocimientos de "complementamiento" en pozos horizontales como así tampoco todas las técnicas artificiales de extracción de fluidos en pozos verticales (AIB, Beam Pump, Progressive cavity pump, Electric submersible pump, intermittent gas lift equipment, etc.)

Para todos los casos planteados, será inapelable la decisión que instrumente la AUTORIDAD DE APLICACIÓN en el análisis y dictamen que se adopte al respecto.



PLANILLA DE COTIZACIÓN

PROGRAMA DE TRABAJOS PROPUESTOS

RUBRO	DESCRIPCIÓN DE TAREAS (según adjunto del pliego)	UNIDADES	CANTIDAD	EQUIVALENCIA EN UNIDADES DE TRABAJO
1	1. Trabajos GEOFISICOS 1.A Registración Sísmica de Reflexión (Km) 1.B Reprocesamiento (Km) Sísmica de Reflexión 1.C Registración Sísmica 3-D (Km2) 1.D Reprocesamiento Sísmica 3-D (Km2) MAGNETOMETRIA (Km2) LEVANTAMIENTO AERO-GRAVIMETRICO Km. LINEAL VOLADO GRAVIMETRIA TERRESTRE (Km2)	Km Km Km2 Km2 Km2 Km Km Km2		
2	POZOS DE EXPLORACION	Nº de pozos Totales 	POZOS Nº Mts _____ _____ _____ _____	
G				G = K + U G=

K = 340 U.T (mínimas a realizar para el bloque CNQ - 26 Medanito Sur.

**U = CANTIDAD TOTAL DE UNIDADES DE TRABAJO ADICIONALES A "K",
 ofrecidas por el Oferente para el Primer Período de Exploración**



TITULO III - DE LA ADJUDICACIÓN

ARTICULO 16º: PRECALIFICACIÓN DE OFERTAS

16.1.- LA COMISIÓN DE PRECALIFICACIÓN Y PREADJUDICACIÓN ajustará su cometido a la documentación del CONCURSO y a los siguientes puntos:

a) Serán sometidos al proceso de precalificación todos los OFERENTES cuyas propuestas resulten admisibles en base a lo estipulado en el Artículo 14.

b) Todos los OFERENTES están obligados a suministrar la información adicional o aclaraciones que se consideren pertinentes a solicitud de la COMISIÓN DE PRECALIFICACIÓN Y PREADJUDICACIÓN, pero de ningún modo las propuestas y sus presentaciones podrán ser modificadas

c) La Comisión en su función de Precalificación, deberá reunirse dentro de los cinco (5) días hábiles posteriores al acto de apertura y expedirse dentro de los TREINTA (30) días del mismo, sobre los oferentes calificados.

d) Aprobada la precalificación se comunicará, por Carta Documento, a los diferentes oferentes, al domicilio especial constituido, el resultado de la misma, como así también el lugar, día y hora en que se procederá a la apertura de los sobres "B" de los oferentes calificados, acto en el cual se procederá a la devolución sin abrir de los sobres "B" a los oferentes no calificados.

16.2.- CRITERIO DE PRECALIFICACION

La PRECALIFICACION de los oferentes se realizará sobre la base de la documentación contenida en el **SOBRE "A"**, tomándose en consideración los siguientes criterios generales:

- a) Antecedentes demostrativos de la capacidad técnica para la realización de las tareas objeto del Contrato, así como también su organización y experiencia en este tipo de empresas.
- b) Capacidad empresarial del oferente para asumir el compromiso económico financiero que supone la ejecución de este tipo de empresas.
- c) En caso de consorcios se tendrá en cuenta los antecedentes individuales de cada Empresa, como así también los antecedentes presentados en común.
- d) El Plan de Protección Ambiental.

Emitido el dictamen de la COMISION DE PRECALIFICACION Y PREADJUDICACION la AUTORIDAD DE APLICACIÓN efectuará la CALIFICACION, cuya decisión será irrecurrible.

ARTICULO 17º: PREADJUDICACIÓN

17.1.- La COMISION DE PRECALIFICACION Y PREADJUDICACION efectuará el



estudio del **SOBRE “B”**, produciendo un informe de PREADJUDICACION en el término de diez (10) días hábiles contados a partir de la fecha de apertura del sobre “B”.

La COMISION preadjudicará el concurso al OFERENTE CALIFICADO que ofrezca:

EL MAYOR VALOR OFERTA TECNICA EN UNIDADES DE TRABAJO (G)

17.2.- La PREADJUDICACION será notificada por la AUTORIDAD DE APLICACIÓN en forma fehaciente a los OFERENTES CALIFICADOS, quienes dispondrán de 48 (cuarenta y ocho) horas para constituir impugnaciones.

ARTICULO 18°: ADJUDICACIÓN

18.1.- La Adjudicación será efectuada por el PODER EJECUTIVO PROVINCIAL, mediante el dictado del correspondiente acto administrativo, la que será comunicada fehacientemente al **ADJUDICATARIO** y a los restantes **OFERENTES CALIFICADOS**.

18.2.- Para el caso que la oferta haya sido presentada por una UTE, deberán agregar, además de la documentación exigida de cada una de las empresas integrantes, testimonio notarial o instrumento privado, certificado y legalizado del contrato de constitución de la Unión Transitoria de Empresas, siendo necesario el cumplimiento del requisito registral previo al acto de adjudicación definitivo del Concurso.

La interposición de medidas contra la misma no impedirá la ejecución del acto administrativo dictado.

ARTICULO 19°: PARIDAD DE OFERTAS

19.1.- En caso de paridad de ofertas la COMISION DE PRECALIFICACION Y PREADJUDICACION requerirá a esos OFERENTES CALIFICADOS que en el plazo de setenta y dos (72) horas de serle solicitado, mejoren sus ofertas las que serán analizadas según lo indicado en el Artículo 17.

ARTICULO 20°: RECHAZO DE TODAS LAS OFERTAS

La Comisión podrá a su solo juicio, proponer el rechazo de todas las ofertas presentadas y proponer declarar desierto el Concurso si se considerara que aquellas no satisfacen los objetivos del mismo.

El ejercicio de dicha facultad no dará derecho alguno a los postulantes para reclamar indemnizaciones o cualquier tipo de compensación o resarcimiento.

ARTICULO 21°: RECHAZO DE OFERTA SELECCIONADA

En caso de suscitarse divergencias que impidan la formalización del CONTRATO, la Comisión podrá tener por revocada la adjudicación, aconsejar la cancelación del Concurso u optar por llamar, sucesivamente, a los fines de dicha formalización, a los postulantes que le sigan en orden según las ofertas presentadas.



TITULO IV: DE LA INSPECCIÓN Y FISCALIZACIÓN

ARTICULO 26°: INSPECCIÓN Y FISCALIZACIÓN

26.1.- La AUTORIDAD DE APLICACIÓN tendrá facultades de Inspección y Fiscalización de las actividades, documentaciones técnicas y contables objeto del CONTRATO que se firme como consecuencia del presente Concurso, como así también sobre las actividades conexas con las mismas, las que deberán ser remitidas a la AUTORIDAD DE APLICACIÓN, a fin de asegurar la observancia de las normas contractuales, legales y reglamentarias de orden Nacional, Provincial y Municipal.

Las facultades acordadas precedentemente no obstan al ejercicio de las atribuciones conferidas a la AUTORIDAD DE APLICACIÓN por otras normas, cuyo cumplimiento también autorice inspecciones o controles oficiales.

Las Inspecciones y Fiscalizaciones se llevarán a cabo por Inspectores designados previamente por la autoridad de Aplicación quienes se encontraran facultados para realizar esa tarea de control a través de los Libros foliados denominados "**Libro de Pedido de Empresa**" y "**Libro de Ordenes de Servicio**".

26.2.- La AUTORIDAD DE APLICACIÓN se reserva el derecho de intervenir dentro de la faz técnica durante los períodos de exploración y explotación, requiriendo toda la información de base que sustente los criterios de ubicación de pozos, diseño de los mismos, terminaciones, interpretaciones de perfiles, ensayos, interpretaciones sísmicas, reparaciones, construcción de modelos geológicos, caracterización de reservorios, etc.

A estos fines solicitará al ADJUDICATARIO disponer una oficina técnica en la ciudad de Santa Rosa, donde coordinar tareas conjuntas de evaluación y análisis respecto a el/los proyectos de interés, con espacio físico dispuesto para el personal que destine la AUTORIDAD DE APLICACIÓN.

26.3.- La AUTORIDAD DE APLICACIÓN dispondrá auditorias técnico - ambientales trimestrales o con la frecuencia que estime conveniente. Las mismas se organizarán con personal de la OPERADORA, habilitado a tal efecto, a fin de suministrar toda la información que sea requerida.

ARTICULO 27°: GASTOS FIJOS CONTROL DE CONTRATOS (GFCC)

El presente Pliego contempla que el Concesionario deberá asumir los GASTOS FIJOS DE CONTROL DE CONTRATOS debiendo disponer de un Monto Fijo Anual afectado a tal efecto que instrumente la AUTORIDAD DE APLICACIÓN. Este Monto Fijo Anual, será de aplicación obligatoria durante todo el Período que dure la Concesión de Exploración y/o Explotación, el cual será reajustado anualmente a ejercicio vencido con la Tasa de Inflación anual publicada por el INDEC.

El movimiento y destino de estos fondos correrá por exclusiva cuenta y responsabilidad del CONCESIONARIO para lo cual se instrumentará un Sistema Contable de control entre las partes y de Autorización y Pedido de gastos que se requiera por parte de la AUTORIDAD DE APLICACIÓN.- El CONCESIONARIO deberá dar cumplimiento a los requerimientos de estos Fondos, dentro de los 10 días de recibida la Orden respectiva, cumplimentando las instrucciones de pago que se le imparta y las correspondientes indicaciones administrativas que



deberán implementarse para estos casos. EL CONCESIONARIO y AUTORIDAD DE APLICACIÓN instrumentarán en conjunto la modalidad mas eficiente, transparente y ejecutiva en la aplicación del gasto que se lleve a cabo. El control y auditoria de los gastos fijos, control de contratos, se llevará a cabo según se establezca por Resolución Ministerial.

La afectación más importante de estos Gastos estará orientada a los siguientes rubros:

- Pagos de Cursos de Especialización y Capacitación para personal de la Dirección de Minería, en el país como en el exterior.
- Adquisición de Equipamiento de Medición y Control.
- Adquisición de vehículos, con indicación de marca, modelo, características, etc., el que deberá ser adquirido por el Concesionario y luego transferido a la Dirección de Minería.
- Gastos de Mantenimiento de vehículos, adquisición de repuestos, cubiertas y reparaciones varias.
- Software específico de aplicación a las tareas de interpretación, análisis y control.
- Costos de auditorías en general.
- Estudios y evaluaciones.
- Suscripción a la revista Platt's Oilgram Price.



TITULO V: MODELO DE CONTRATO

**ANEXO I: MODELO DE CONTRATO DEL "AREA MEDANITO SUR CNQ 26"
OBJETO DEL CONCURSO PUBLICO.**

- ARTICULO 1°: OBJETO DEL CONTRATO**
ARTICULO 2°: CONDICIONES DEL CONTRATO
ARTICULO 3°: DERECHOS Y OBLIGACIONES DEL CONTRATISTA
ARTICULO 4°: RESCISION DEL CONTRATO. REVERSION
ARTICULO 5°: CANON
ARTICULO 6°: SERVIDUMBRES Y DAÑOS
ARTICULO 7°: PARTICIPACION, PRECIOS, LIQUIDACIONES, FORMAS DE PAGO Y ENTREGAS
ARTICULO 8°: DISPONIBILIDAD DE LOS HIDROCARBUROS
ARTICULO 9°: REGIMEN TRIBUTARIO
ARTICULO 10°: CASO FORTUITO O FUERZA MAYOR
ARTICULO 11°: CESIÓN DEL CONTRATO
ARTICULO 12°: MORA E INCUMPLIMIENTO
ARTICULO 13°: TRANSFERENCIA DE EQUIPOS
ARTICULO 14°: YACIMIENTOS COMPARTIDOS
ARTICULO 15°: CONFIDENCIALIDAD
ARTICULO 16°: SANCIONES. PENALIZACIONES
ARTICULO 17°: INFORMACIÓN A ENTREGAR A LA AUTORIDAD DE APLICACIÓN
ARTICULO 18°: COMUNICACIONES
ARTICULO 19°: ESTUDIO Y EJECUCIÓN DEL PLAN DE PRESERVACIÓN AMBIENTAL
ARTICULO 20°: CERTIFICACIÓN
ARTICULO 21°: EXTINCIÓN DEL CONTRATO

ANEXO 2 : VALORIZACIÓN EN LOS DISTINTOS TRABAJOS EN UNIDADES A EFECTOS DE LA COMPARACIÓN DE OFERTAS Y EL CUMPLIMIENTO DE LOS PREOGRAMAS COMPROMETIDOS



ARTICULO 1º: OBJETO DEL CONTRATO

LA PROVINCIA DE LA PAMPA encomienda a **EL CONTRATISTA** y éste acepta, cumplir con las obligaciones previstas en este Contrato y en consecuencia a realizar todos los trabajos tendientes a la Exploración, Desarrollo y Explotación de **HIDROCARBUROS** en el área " **CNQ – 26 MEDANITO SUR**". La misma cubre una superficie estimada de 106 km² y se encuentra delimitada por las siguientes coordenadas proyección conforme GAUSS – KRUGGER y sistema geodésico INCHAUSPE.

PUNTO 1: Y=5775300 X=2623960
PUNTO 2 Y=5775300 X=2649012
PUNTO 3: Y=5772040 X=2649012
PUNTO 4: Y=5771745 X=2632000
PUNTO 5: Y=5768000 X=2632000
PUNTO 6: Y=5770000 X=2623960

EL CONTRATISTA asumirá todos los riesgos inherentes a la Exploración, Desarrollo y Explotación de **HIDROCARBUROS** debiendo proveer a su exclusivo cargo la tecnología, mano de obra, capitales, equipos, maquinarias y demás inversiones y gastos que fueran necesarias. El Área del contrato estará a disposición de **EL CONTRATISTA** a partir de la **FECHA DE COMIENZO DE VIGENCIA DEL CONTRATO**.

ARTICULO 2º: CONDICIONES DEL CONTRATO

2.1.- Las DEFINICIONES que correspondan para el presente **CONTRATO**, se encuentran en el Artículo 2º del Pliego de Bases y Condiciones.

2.2.- El **CONTRATO** se registrará y será interpretado de acuerdo con las leyes argentinas y complementado con lo establecido en el Pliego de Bases y Condiciones.

2.3.- A los fines de la interpretación del **CONTRATO** se considerará la legislación nacional, provincial y municipal vigente al momento de su firma por las PARTES y se establece el siguiente orden de prelación de la documentación:

- a) El **PLIEGO DE BASES Y CONDICIONES** del Concurso.-
 - b) Las circulares aclaratorias y modificatorias del Pliego de Bases y condiciones emitidas por la **AUTORIDAD DE APLICACIÓN**.-
 - c) El cuerpo principal del **CONTRATO**.-
 - d) La **OFERTA** del Contratista presentada en el Concurso.-
 - e) La documentación que intercambien las partes.-
- *****VER ORDEN DE PRELACION

2.4.- EL CONTRATISTA, solo podrá transferir total o parcialmente el **CONTRATO** con la previa y expresa conformidad de la **AUTORIDAD DE APLICACIÓN** y aprobación del **PODER EJECUTIVO PROVINCIAL**, a través del correspondiente acto administrativo, salvo cuando se trate de la transferencia a una empresa controlante o controlada por la misma, en cuyo caso la **AUTORIDAD DE**



APLICACIÓN podrá oponerse a esta cesión, si se determina que la nueva empresa a incorporarse careciera de capacidad técnica, económica y/o financiera y no contara con los avales necesarios del **CONTRATISTA**, que permitan soslayar tal situación. En todos los casos se deberá efectuar en la forma prevista en los Artículos Nros. 72, 73 y 74 de la Ley N° 17319.

*****VER ART. 4.6 PLIEGO

2.5.- No obstante la cesión del **CONTRATO**, la Parte cedente estará obligada solidariamente con la otra Parte, hasta tanto la **AUTORIDAD DE APLICACIÓN** libere a esa Parte cedente de tales compromisos, por cualquiera de las obligaciones financieras o de otra naturaleza, que se hayan originado o derivado de las previsiones del **CONTRATO**, antes de la cesión. Dicha obligación cesará al perfeccionarse el Contrato de cesión con la respectiva autorización de parte de **LA AUTORIDAD DE APLICACIÓN** y la aprobación por parte del **PODER EJECUTIVO DE LA PROVINCIA**.

2.6.- Las partes solucionarán de buena fe, por medio de consulta mutua, toda cuestión o disputa que surja de o con relación al **CONTRATO** y tratarán de llegar a un acuerdo satisfactorio sobre dichas cuestiones o disputas. Las divergencias que puedan suscitarse y que no pudieran resolverse entre las PARTES, se dirimirán por ante el **TRIBUNAL SUPERIOR DE JUSTICIA** de la **PROVINCIA DE LA PAMPA**, con exclusión de cualquier otra jurisdicción que pudieren corresponder a las PARTES.

ARTICULO 3º: DERECHOS Y OBLIGACIONES DEL CONTRATISTA

3.1.- El permiso de exploración confiere el derecho exclusivo de ejecutar todas las tareas que requiera la búsqueda de **HIDROCARBUROS** dentro del perímetro delimitado por el permiso y durante los plazos legalmente reconocidos al titular del derecho.

3.2.- El permiso de exploración autoriza la realización de los trabajos de reconocimiento con la aplicación de las técnicas geofísicas que mejor se adapten a los objetivos exploratorios de **HIDROCARBUROS** y de todos aquellos que las mejores técnicas aconsejen, así como la perforación de pozos exploratorios, con las limitaciones establecidas por el Código de Minería en su Artículo N° 31 y siguientes en cuanto a los lugares en que tales labores se realicen.

El permiso autoriza, asimismo, a construir y emplear las vías de transporte y comunicación y los edificios o instalaciones que se requieran.

3.3.- EL CONTRATISTA deberá aportar a su exclusivo cargo y riesgo la mano de obra, tecnología, capitales, equipos, maquinarias y en general todas las inversiones que fueran necesarias para el debido cumplimiento del **CONTRATO**.

3.4.- La adjudicación del permiso de exploración obliga a su titular a deslindar el área en el terreno, a realizar los trabajos necesarios para localizar **HIDROCARBUROS** con la debida diligencia y de acuerdo con las técnicas más eficientes y a efectuar las inversiones mínimas a que se haya comprometido para cada uno de los períodos que el permiso comprenda.



3.5.- EL CONTRATISTA deberá ejecutar las tareas de exploración con arreglo a las más racionales, modernas y eficientes técnicas en correspondencia con las características geológicas del **AREA**.

3.6.- Los subcontratistas que se empleen deberán poseer reconocida solvencia técnica y actuarán bajo la exclusiva responsabilidad y a exclusivo cargo y riesgo de **EL CONTRATISTA**. Debiendo **EL CONTRATISTA** mantener indemne a la **PROVINCIA** ante reclamos de cualquier naturaleza jurídica.

3.7.- Adoptar las medidas necesarias para evitar daños a los yacimientos con motivo de la perforación, operación, conservación o abandono de pozos, debiendo dar cuenta inmediata a la **AUTORIDAD DE APLICACIÓN**, de cualquier novedad al respecto.

3.8.- Adoptar las medidas de seguridad impuestas por la legislación y las aconsejadas por las prácticas aceptadas en la materia, a fin de evitar o reducir siniestros de todo tipo.

3.9.- Privilegiar, para el cumplimiento del **CONTRATO** y en las tareas de producción como mínimo el ochenta por ciento (80%) de personal domiciliado realmente en la Provincia de La Pampa. La **AUTORIDAD DE APLICACIÓN** ejercerá su poder de fiscalización sobre los datos domiciliarios declarados por cada persona en relación de empleo con el operador.

*****VER ART. 3.K DE LA LEY

3.10.- Establecer el domicilio administrativo, y la base de operaciones en la **PROVINCIA DE LA PAMPA**.

3.11.- Facilitar el acceso a la **AUTORIDAD DE APLICACIÓN** ó aquellas personas que se designen por la misma, para inspeccionar el desarrollo de las operaciones y de su documentación técnica y contable.

3.12.- Presentar semestralmente una Memoria Técnico - Económica que describa detalladamente las tareas y los resultados obtenidos.

3.13.- Conducir todas las operaciones que se realicen en el **AREA** de acuerdo a las leyes y normas técnicas - operativas y de protección ambiental nacionales, provinciales y municipales, presentando los trabajos y toda información adicional que exigiera la **AUTORIDAD DE APLICACIÓN**.

3.14.- Efectuar el deslinde y mensura del área ajustándose a un procedimiento establecido en la Ley Nacional N° 17319, el Decreto Nacional N° 8546/68 y la Resolución S.E. N° 309/93 y sus posibles modificaciones, entregando a la **AUTORIDAD DE APLICACIÓN**, los planos correspondientes dentro de los ciento veinte (120) días de la fecha de comienzo de vigencia del **CONTRATO**. Esta obligación subsiste para los casos contemplados en el Artículo 4°.

*****VER DAGNA Y DTO NACIONAL

3.15.- Adoptar las medidas necesarias para evitar o minimizar los perjuicios a las actividades agropecuarias, como así también a los mantos de agua que se hallaren



durante la perforación, los que indefectiblemente deberán ser aislados para evitar su contaminación, en los primeros 180 metros bajo boca de pozo, o una profundidad mayor si correspondiera, informando del hallazgo de agua a la **AUTORIDAD DE APLICACIÓN**.

3.16.- Asegurar, mediante la contratación de las Pólizas de seguros, la cobertura de todos y cada uno de los bienes y demás activos del **CONTRATO**, los riesgos de contaminación ambiental y preservación de la actividad agropecuaria, como así también todos y cada uno de los daños materiales y corporales que pudieran causarse al propio personal, a terceros directa o indirectamente, como resultado de la ejecución de este **CONTRATO**, con el compromiso de las Aseguradoras de que no se podrá responsabilizar, en ningún caso al Estado Provincial.

3.17.- Es obligación de **EL CONTRATISTA** contestar dentro de los cinco (5) días hábiles las **Ordenes de Servicio** emitidas por la Inspección, debidamente fundadas. El incumplimiento de esta obligación constituirá falta grave y pasible de la aplicación de multas previstas en el Artículo 16 de este **CONTRATO**. Una vez producido el quinto incumplimiento será causal suficiente para rescindir el presente **CONTRATO**.

3.18.- EL CONTRATISTA se obliga al pago de la participación prevista en el Artículo 7° del presente **CONTRATO**, en tiempo y forma. El incumplimiento de pago de dos (2) periodos consecutivos y tres (3) periodos alternativos en el año calendario, da derecho a **LA PROVINCIA**, previa intimación por medio fehaciente al cumplimiento del correspondiente pago por dicho concepto, a declarar por rescindido el presente **CONTRATO**.

*****VER BIEN

3.19.- EL CONTRATISTA deberá abonar dentro de los treinta días de suscripto y ratificado el **CONTRATO** el "**DERECHO DE INGRESO AL ÁREA**" que oportunamente comprometieron en la oferta del Concurso. Dicho pago deberá efectuarse mediante depósito en la cuenta N° XXXXXX, Rentas Generales, del Banco Provincia de La Pampa, casa matriz.

3.20.- A todos los efectos considerados en el presente **CONTRATO** la empresa deberá presentar la información en el sistema de coordenadas con proyección conforme GAUSS – KRUGGER y sistema geodésico INCHAUSPE.

3.21.- Si la inversión realizada en cualquiera de los periodos fuera inferior a la comprometida, **EL CONTRATISTA** deberá abonar al **ESTADO** la diferencia resultante actualizada. Si mediaren acreditadas y aceptadas dificultades técnicas a juicio de la **AUTORIDAD DE APLICACIÓN**, podrá autorizarse la sustitución de dicho pago por el incremento de los compromisos establecidos para el periodo siguiente en una suma igual a la no invertida.

3.22.- La renuncia de **EL CONTRATISTA** al derecho de exploración lo obliga a abonar al **ESTADO PROVINCIAL** el monto de las inversiones comprometidas y no realizadas actualizadas que correspondan al periodo en que dicha renuncia se produzca.

3.23.- Si en cualquiera de los periodos las inversiones correspondientes a trabajos



técnicamente aceptables superaran las sumas comprometidas, la **AUTORIDAD DE APLICACIÓN** podrá autorizar al permisionario a reducir en un importe igual al excedente las inversiones que correspondan al período siguiente, siempre que ello no afecte la realización de los trabajos indispensables para la eficaz exploración del AREA.

3.24.- Durante el **PRIMER PERÍODO EXPLORATORIO EL CONTRATISTA** se compromete a realizar, lo propuesto en el **PLAN DE TRABAJOS** y lo que los nuevos conocimientos del AREA requieran, equivaliendo como mínimo al número de **UNIDADES DE TRABAJO** comprometidas, avalando la ejecución de las mismas según lo estipulado en el punto 13.1.2 del Pliego de Bases y Condiciones.

3.25.- Cumplido el **PRIMER PERÍODO EXPLORATORIO EL CONTRATISTA** podrá optar por el ingreso al **SEGUNDO PERÍODO EXPLORATORIO** habiendo cumplido con la totalidad de las inversiones comprometidas en el período anterior y proponiendo un plan de inversiones en **UNIDADES DE TRABAJO** a fin de ser evaluado por la **AUTORIDAD DE APLICACIÓN**. El aval de la ejecución de las mismas se realizará según lo estipulado en el punto 13.1.2 del Pliego de Bases y Condiciones.

3.26.- Cumplido el **SEGUNDO PERIODO EXPLORATORIO, EL CONTRATISTA** podrá optar por el ingreso al **TERCER** y último **PERÍODO EXPLORATORIO** habiendo previamente cumplido con la totalidad de las inversiones comprometidas en el período anterior y proponiendo un plan de inversiones en **UNIDADES DE TRABAJO** a fin de ser evaluado por la **AUTORIDAD DE APLICACIÓN**. El aval de la ejecución de las mismas se realizará según lo estipulado en el punto 13.1.2 del Pliego de Bases y Condiciones.

3.27.- EL CONTRATISTA podrá solicitar una **PRÓRROGA** por única vez al finalizar el **TERCER PERIODO EXPLORATORIO**, por un plazo de hasta un (1) año. El otorgamiento de la **PRÓRROGA** prevista en este artículo deberá ser solicitada por **EL CONTRATISTA** con una antelación mínima de seis (6) meses, con la debida justificación técnica y el detalle de la inversión a realizar. En caso de optar por la **PRÓRROGA EL CONTRATISTA** deberá para el otorgamiento de la misma, haber cumplido con la totalidad de las inversiones comprometidas en el **PERIODO ANTERIOR** y ofrecer **UNIDADES DE TRABAJO** adicionales para que la **AUTORIDAD DE APLICACIÓN** evalúe la solicitud, quien podrá otorgar la prórroga requerida.

3.28.- EL CONTRATISTA que descubriere **HIDROCARBUROS** deberá efectuar dentro de los cinco (5) días, bajo apercibimiento de incurrir en las sanciones establecidas en el Artículo Nº 16, la correspondiente denuncia ante la **AUTORIDAD DE APLICACIÓN**. Podrá disponer de los productos que extraiga en el curso de los trabajos exploratorios, pero mientras no dé cumplimiento a lo exigido en el Artículo Nº 3.29 queda prohibido proceder a la explotación del yacimiento.

3.29.- Dentro de los treinta (30) días posteriores a la denuncia de hallazgo de hidrocarburos, y de la determinación de que el yacimiento descubierto es comercialmente explotable, a criterio de la **AUTORIDAD DE APLICACIÓN**, el **PERMISIONARIO** deberá declarar ante la misma su voluntad de obtener la



correspondiente **CONCESION DE EXPLOTACION.**

*****VER BIEN

La concesión se le otorgará dentro de los sesenta (60) días siguientes y el plazo de su vigencia se computará en la forma que establece el Artículo 3.30.

El omitir la precitada declaración u ocultar la condición de comercialmente explotable de un yacimiento, dará lugar a la aplicación de lo establecido en el Artículo 16.6.

El otorgamiento de la concesión no comporta la caducidad de los derechos de exploración sobre el resto del **AREA** durante los plazos pendientes.

Los hidrocarburos que se extraigan durante la exploración estarán sometidos al pago de la correspondiente **participación** hacia **LA PROVINCIA** conforme lo especificado en el Pliego de Bases y Condiciones, en función del riesgo minero.

La transformación del **PERMISO DE EXPLORACION** en **CONCESION DE EXPLOTACION** realizada antes del vencimiento del plazo básico del permiso, autoriza a adicionar al plazo de la concesión el lapso no transcurrido del permiso de exploración, excluido el término de la prórroga.

3.30.- La **CONCESION DE EXPLOTACION** tendrá una vigencia de **VENTICINCO (25) AÑOS** a contar desde la fecha de la resolución que la otorgue, con más los adicionales que resulten de la aplicación del Artículo 3.29. El Poder Ejecutivo podrá prorrogarla por **HASTA DIEZ (10) AÑOS**, en las condiciones que se establezcan al otorgarse la prórroga y siempre que el concesionario haya dado cumplimiento a sus obligaciones. La respectiva solicitud deberá presentarse con una antelación no menor de seis (6) meses al vencimiento de la concesión.

3.31.- Los titulares de los derechos de explotación tendrán la **LIBRE DISPONIBILIDAD** sobre los hidrocarburos que extraigan y podrán transportarlos, industrializarlos y comercializarlos, así como sus derivados, sin perjuicio del cumplimiento de las reglamentaciones que dicte el Poder Ejecutivo Provincial, sobre bases técnico-económicas que contemplen una razonable fluidez de abastecimiento y rentabilidad en el mercado interno y estimulen la exploración y explotación de hidrocarburos.

3.32.- A todo titular de un permiso de exploración corresponde el derecho de obtener las concesiones exclusivas de explotación de los hidrocarburos que descubra en el perímetro delimitado por el permiso, con arreglo a las normas vigentes al tiempo de otorgarse este último.

3.33.- Las concesiones de explotación serán otorgadas por el Poder Ejecutivo Provincial a las personas físicas o jurídicas que ejerciten el derecho acordado por el Artículo 3.32 cumpliendo las formalidades consignadas en el Artículo 3.29.

3.34.- La **CONCESION DE EXPLOTACION** autoriza a realizar, dentro de los límites especificados en el respectivo título, los trabajos de búsqueda y extracción de **HIDROCARBUROS** conforme a las más racionales y eficientes técnicas.

Asimismo la **AUTORIDAD DE APLICACIÓN** podrá autorizar a construir y operar plantas de tratamiento y refinación, sistemas de comunicaciones y de transportes generales o especiales para hidrocarburos, edificios, depósitos, campamentos y, en general, cualesquiera otras obras y operaciones necesarias para el desarrollo de sus actividades, dentro de los límites de la Provincia de La Pampa.

3.35.- El concesionario de explotación que, ejercitando el derecho conferido por el



Artículo 3.34 disponga la construcción de obras permanentes para el transporte de hidrocarburos que excedan los límites del ÁREA concedida, estará obligado a constituirse en concesionario de transporte, ajustándose a las condiciones y requisitos respectivos, cuya observancia verificará la **AUTORIDAD DE APLICACIÓN**. Cuando las aludidas instalaciones permanentes no rebasen los límites del ÁREA, será facultativa la concesión de transporte y, en su caso, el plazo respectivo será computado desde la habilitación de las obras.

3.36.- Todo concesionario de explotación está obligado a efectuar las inversiones que sean necesarias para la ejecución de los trabajos que exija el desarrollo de toda la superficie abarcada por la concesión, con arreglo a las más racionales y eficientes técnicas y en correspondencia con la característica y magnitud de las reservas comprobadas, asegurando la máxima producción de hidrocarburos compatible con la explotación adecuada y económica del yacimiento y la observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas y del medio ambiente.

3.37.- Dentro de los noventa (90) días de haber formulado la declaración a que se refiere el Artículo 3.29 y posteriormente cada 180 días, el concesionario someterá a la aprobación de la **AUTORIDAD DE APLICACIÓN** los programas de desarrollo y compromisos de inversión con sus respectivos cronogramas de ejecución en el tiempo. Tales programas deberán cumplir los requisitos establecidos en el Artículo 3.36 y ser aptos para la delimitación final de área de concesión.

3.38.- La **AUTORIDAD DE APLICACION** de la presente Ley podrá intervenir en todas las operaciones de hidrocarburos o derivados extraídos u obtenidos en el territorio provincial, o procesados, almacenados o transportados en o por el territorio provincial, y podrá establecer los criterios técnico-económicos de racionalidad y equidad que regirán las operaciones.

3.39.- El gas natural y la comercialización y distribución de hidrocarburos gaseosos que se produzcan en la **PROVINCIA DE LA PAMPA** estarán sujetos a las reglamentaciones de la Ley Provincial vigente al inicio de la **CONCESION DE EXPLOTACION**.

ARTICULO 4º: RESCISION DEL CONTRATO. REVERSION

4.1.- En cualquier momento el permisionario podrá renunciar a toda o parte del área cubierta por el permiso de exploración, sin perjuicio de las obligaciones prescriptas en el artículo 3.1.

Sin detrimento del acuerdo de voluntades entre las PARTES, el presente CONTRATO podrá ser rescindido:

POR CULPA DE EL CONTRATISTA

La rescisión se producirá por culpa de EL CONTRATISTA, por incumplimiento de las obligaciones sustanciales asumidas en este CONTRATO.

*****VER BIEN

En este caso **EL CONTRATISTA** será responsable por los daños y perjuicios que sean consecuencia de su incumplimiento. Asimismo, perderá en favor de **LA PROVINCIA** la garantía de ejecución del CONTRATO y deberá restituir el AREA con los alcances del Artículo N° 13 del presente CONTRATO dentro de los quince (15)



días de notificado.

Previo a rescindir el CONTRATO la **AUTORIDAD DE APLICACIÓN** deberá intimar a **EL CONTRATISTA** en forma fehaciente a cesar en el incumplimiento, con treinta (30) días de anticipación. Si **EL CONTRATISTA** acatase la intimación, pagará los daños y perjuicios producidos mientras hayan durado los incumplimientos contractuales.

DE PLENO DERECHO

La rescisión se producirá de Pleno Derecho, sin necesidad de intimación previa por parte de la **AUTORIDAD DE APLICACIÓN**, cuando **EL CONTRATISTA** ceda o transfiera total o parcialmente el CONTRATO o delegue en terceros la dirección de los trabajos objeto del mismo, sin haber obtenido para ello la expresa autorización de la **AUTORIDAD DE APLICACIÓN**.

POR CULPA DE LA PROVINCIA

La rescisión se producirá por culpa de LA PROVINCIA por incumplimiento de las obligaciones sustanciales asumidas en este CONTRATO. Previo a rescindir el CONTRATO, **EL CONTRATISTA** deberá intimar fehacientemente a **LA PROVINCIA** a cesar en el incumplimiento con treinta (30) días de anticipación. Si **LA PROVINCIA** acatase la intimación pagará los daños y perjuicios producidos mientras hayan durado los incumplimientos contractuales. En caso de rescisión por culpa de **LA PROVINCIA**, ésta deberá pagar a **EL CONTRATISTA** los daños y perjuicios que sean consecuencia de su incumplimiento.

4.2.- La **REVERSION** al **ESTADO PROVINCIAL** de la concesión de explotación, comportará la transferencia a su favor, sin cargo alguno, de pleno derecho y libre de todo gravamen de los pozos respectivos con los equipos e instalaciones normales para su operación y mantenimiento y de las construcciones y obras fijas o móviles incorporadas en forma permanente al proceso de explotación en la zona de la concesión.

La **AUTORIDAD DE APLICACIÓN** podrá exigir al titular el desmantelamiento de las instalaciones de explotación, en caso de desinterés o inconveniencia en la utilización de dichas obras.

No se otorgará libre deuda, si no se acompaña toda la información geológica y geofísica del lote revertido. Asimismo, será necesaria la aprobación definitiva de la **AUDITORÍA AMBIENTAL** por parte de la **AUTORIDAD DE APLICACIÓN** en esa materia, incluyendo las soluciones aplicables al saneamiento y remediación de los pasivos ambientales a que hubiere lugar.

ARTICULO 5º: CANON

5.1.- Durante el **PLAZO BASICO DE EXPLORACION**, **EL CONTRATISTA** pagará anualmente a la PROVINCIA y por adelantado, a los cinco (5) días hábiles de iniciado el año correspondiente al pago, por cada km² o fracción, un **CANON** conforme a la siguiente escala:

PRIMER PERÍODO: el equivalente al valor de **once (11) litros de crudo por Km².**

SEGUNDO PERÍODO: el equivalente al valor de **veintidós (22) litros de crudo por Km².**

TERCER PERÍODO: el equivalente al valor de **treinta y tres (33) litros de crudo**



por Km2.-

PRÓRROGA: En caso de habérsele otorgado la prórroga, abonará por adelantado el equivalente al valor de **dos mil ciento doce (2.112) litros de crudo por Km2.-**

En todos los casos el precio se calculará según el índice de referencia WTI publicado por Platts Oilgram Price correspondiente al día que se practique la liquidación.

El Poder Ejecutivo Provincial queda facultado para modificar a su exclusivo criterio el valor del citado CANON en el caso que la relación de los valores de la citada escala emergente y de su exposición a las demás variables que intervienen en la producción y comercialización de hidrocarburos se vea alterada en forma significativa.

5.2.- El CONCESIONARIO DE EXPLOTACION de cualquier área clasificada que se trate, pagará anualmente y por adelantado por Km2 o fracción un CANON equivalente al valor de **cuatrocientos veinte (420) litros de crudo** liquidado al precio, según el índice de referencia WTI correspondiente al día que se practique la liquidación.

El Poder Ejecutivo Provincial está facultado para incrementar a su exclusivo criterio el valor del citado CANON en el caso que la relación de los valores de la citada escala emergente de su exposición a las demás variables que intervienen en la producción y comercialización de hidrocarburos se vea alterada en forma significativa.

ARTICULO 6°: SERVIDUMBRES Y DAÑOS

Estarán a cargo de **EL CONTRATISTA**, a partir de la vigencia del contrato, el pago de las indemnizaciones que correspondan por las servidumbres constituidas y a constituir y los daños a los propietarios superficiarios de carácter públicos ó privados y demás terceros afectados, liberando a la **PROVINCIA** de toda acción que pudiera ser dirigida por tales causas.

Asimismo, estarán a cargo de **EL CONTRATISTA** el pago de los gastos y/o indemnizaciones correspondientes a la ejecución de planes de prevención y solución de problemas ambientales y de los daños provocados a LA PROVINCIA o a terceros en esa materia, manteniendo la misma indemnidad mencionada en el párrafo anterior, última parte.

ARTICULO 7°: PARTICIPACION, PRECIOS, LIQUIDACIONES, FORMAS DE PAGO Y ENTREGAS

7.1.- EL CONTRATISTA abonará a **LA PROVINCIA** en concepto de participación que le corresponde en carácter de propietaria del recurso, el **doce por ciento (12)** de la **PRODUCCIÓN COMPUTABLE** durante los primeros **24** meses, a partir de la fecha que se extienda la correspondiente **CONCESION DE EXPLOTACION**. Cumplido los 24 meses iniciales, el porcentaje de participación de **LA PROVINCIA** se incrementará anualmente en un **cuatro y medio por ciento (4,5%)**, hasta alcanzar el máximo de **TREINTA POR CIENTO (30%)** a partir del sexto período.

7.2.- Si **LA PROVINCIA** optara por comercializar la producción de su propiedad, deberá notificar fehacientemente a **EL CONTRATISTA** esta decisión con una



anticipación no inferior a noventa (90) días manteniendo la misma condición por un plazo no inferior a ciento ochenta (180) días. En tanto **LA PROVINCIA** no haga uso de esta opción, dicha producción será de libre disponibilidad para **EL CONTRATISTA**, quién abonará por la misma en forma mensual los importes que resultaren del total producido. En caso de optarse por el pago en especie, el concesionario tendrá la obligación de almacenar sin cargo alguno durante un plazo máximo de sesenta (60) días, los hidrocarburos líquidos a entregar en concepto de participación.

Transcurrido ese plazo, la falta de retiro de los productos almacenados importa la manifestación del **ESTADO PROVINCIAL** de percibir en efectivo la participación. La obligación de almacenaje no rige respecto de los hidrocarburos gaseosos.

7.3.- La producción de **HIDROCARBUROS** será entregada por **EL CONTRATISTA** a **LA PROVINCIA**, cuando ésta ejerciera la opción que prevé el Artículo 7.2 en los lugares y en las condiciones que se indican a continuación:

PETROLEO CRUDO: Las PARTES convendrán el lugar de entrega, de no llegar a un acuerdo se deberá entregar en las inmediaciones de la PLANTA OLDELVAL sita sobre la Ruta N° 151 en las inmediaciones de Colonia Catriel (Provincia de Río Negro). Las PARTES podrán modificar el lugar de entrega si la magnitud de los volúmenes que se produzcan en el futuro u otros factores atendibles lo hicieran conveniente.

7.4.- EL CONTRATISTA montará a su cargo las instalaciones necesarias para el almacenamiento de la producción, medición y entrega por medio de un sistema LEASE AUTOMATIC CUSTODY TRANSFER (LACT) con sistema de control de caudal OMNI o superior que, en los casos en que deban realizarse fuera del AREA serán consideradas a los efectos del CONTRATO como si se hubiesen realizado dentro de ella. Las instalaciones y ubicaciones mencionadas deberán ser aprobadas por LA PROVINCIA que sólo podrá negar su aprobación por motivos técnicamente fundados. Para la entrega a EL CONTRATISTA deberá ajustarse a las normas contenidas en el ANEXO XXXXXX

7.5.- Las instalaciones deberán contar con una capacidad de almacenaje mínima equivalente a cinco (5) días de producción y adaptarse proporcionalmente al aumento de la misma. Dentro de ese plazo **LA PROVINCIA** se compromete a retirar la producción, si vencido el mismo **LA PROVINCIA** no hubiera cumplido el compromiso asumido **EL CONTRATISTA** tendrá libre disponibilidad de la producción, abonando a LA PROVINCIA el porcentaje que estipula el Artículo 7.1. En caso en que **LA PROVINCIA** reincida en el incumplimiento se dará por desistida la opción.

7.6.- El **PETROLEO CRUDO** deberá ajustarse a condiciones comerciales de entrega, medido en el lugar de entrega, reducido a seco-seco y a quince grados centígrados (15° C); el límite superior de agua e impurezas será del uno por ciento (1 %) y el de salinidad total de cien gramos por metro cúbico (100 grs./m³), expresada en Cloruro de Sodio (ClNa). En el caso de que el agua, impurezas o salinidad del **PETROLEO CRUDO** excedan los límites especificados precedentemente, **LA PROVINCIA** no estará obligada a recibirlo. En tal caso será sometido nuevamente por **EL CONTRATISTA** a tratamiento hasta alcanzar los



valores mencionados.

7.7.- GAS NATURAL: LA PROVINCIA aceptará de **EL CONTRATISTA**, cuando opte por el pago en especie, el porcentaje de la producción de **GAS NATURAL** que **TRANSPORTADORA GAS DEL SUR (TGS)** esté en condiciones de recibir, debiendo **EL CONTRATISTA** montar y operar a su cargo las instalaciones necesarias para su transporte, medición y entrega en el lugar más cercano a la Planta Compresora El Medanito.

Las condiciones para la medición y las especificaciones a que deben ajustarse los volúmenes entregados se encuentran contenidas en el ANEXO N° XXXXXXPBC.

7.8.- Los **HIDROCARBUROS** líquidos que se obtengan de la fase gaseosa luego de la primera separación del petróleo, sin aporte de energía externa, se denominarán "**CONDENSADOS DE GAS**" y se considerarán como **PETROLEO CRUDO** a todo efecto. Los **HIDROCARBUROS** líquidos que se recuperen como consecuencia del acondicionamiento del gas para su transporte por gasoducto, se denominarán "**GASOLINA DEL GAS**" y se considerarán como **PETROLEO CRUDO** a todo efecto.

7.9.- GASES LICUADOS: Si **EL CONTRATISTA** decidiera extraer **GASES LICUADOS** de las corrientes gasíferas producidas, deberá montar y operar a su cargo las instalaciones necesarias para su obtención, almacenamiento y entrega, cumpliendo las Normas de la Gas Processor Association (GPA) publicación 2140/75 y los estándares de la American Society for Testing and Material (ASTM) vigente al momento de su realización. La operación de extracción de Gas Licuado no podrá realizarse sin la autorización de la **AUTORIDAD DE APLICACIÓN**.

7.10.- El **PRECIO BASE** de los **HIDROCARBUROS** que se tomará para las correspondientes liquidaciones mensuales será el siguiente:

PETRÓLEO CRUDO y GASOLINA:

- **WTI (West Texas Intermediate)** a valores FOB, lugar de origen, correspondiente al promedio del mes anterior a la producción, indicado bajo el rubro "Short Term Contract/Spot" publicado en el Platt's Oilgram Price Report, en la tabla denominada "World Crude Oil Prices" o aquella que en el futuro represente el concepto definido como **PRECIO INTERNACIONAL** y que sea acordado entre la **AUTORIDAD DE APLICACIÓN** y **EL CONTRATISTA**.

Sobre la base de este **PRECIO** solo se reconocerán los ajustes que surjan por diferencia de calidad del hidrocarburo extraído y el derecho de exportación que grava la exportación de hidrocarburos comprendidos en las posiciones arancelarias 2709.00.10 y 2709.00.90 de la Nomenclatura Común del Mercosur (N.C.M.) que se encuentren en vigencia al momento de la liquidación. **VER BIEN**

GAS NATURAL:

- Por cada metro cúbico (m³) de **GAS NATURAL** extraído con **menos** de 4 ppm de contenido en H₂S sobre la base de poder calorífico de 9.300 Kcal., se determinará un precio igual al de transferencia publicado por XXXXXXXXXXXX
- Por cada metro cúbico (m³) de **GAS NATURAL** extraído con **más** de 4 ppm



de contenido en H₂S, su precio, condiciones y destino será convenido entre la **AUTORIDAD DE APLICACIÓN y EL CONTRATISTA.**

Si el **GAS NATURAL** extraído no tuviese nueve mil trescientas kilocalorías (9.300 Kcal) el precio se ajustará mediante la siguiente relación:

V.C.G.N.E.
9.300 Kcal

donde:

V.C.G.N.E.: Valor Calorífico del Gas Natural Extraído (Kcal.)

A fin de evaluar la calidad del **GAS NATURAL**, se realizarán campañas de medición anuales, tomándose los valores de la misma como estándares del año próximo a partir del primer día hábil del mes siguiente de realizada la campaña.

GAS LICUADO:

- Por cada tonelada métrica de propano y butano extraído, el valor se determinará

VERXX
XX

En todos los casos el PRECIO BASE de los HIDROCARBUROS deberá ser pagado a la PROVINCIA en dólares o en pesos, al tipo de cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina, correspondiente al cierre de las operaciones del día hábil inmediatamente anterior al del pago.

7.11.- Toda modificación en la legislación nacional o provincial que pueda alterar las condiciones de comercialización de los hidrocarburos bajo los estándares aquí dispuestos, y que pueda generar controversias en los intereses de las partes se acordará previo tratamiento entre la **AUTORIDAD DE APLICACIÓN** y el **CONTRATISTA.**

7.12.- PRODUCCION COMPUTABLE:

a) Para los **HIDROCARBUROS LIQUIDOS**, la que resulta de deducir a la **PRODUCCION TOTAL:**

- El agua e impurezas que contengan los hidrocarburos extraídos.
- El volumen cuyo uso sea justificadamente necesario para el desarrollo de la exploración y explotación.
- El volumen de la pérdida producida por caso fortuito, fuerza mayor o consumo justificado en las tareas de explotación, debidamente comprobada y aceptada por la **AUTORIDAD DE APLICACIÓN**, ocurrida durante la extracción de los HIDROCARBUROS o su traslado hasta su lugar de medición.

b) Para el **GAS NATURAL:**

- Los volúmenes que el **CONCESIONARIO** vendiere.



- Los volúmenes cuyo usufructo permitiera a terceros.
- Cualquier otro volumen efectivamente aprovechado en actividades que no sean necesarias a la Explotación o Exploración.

Si el yacimiento fuera declarado como preponderantemente gasífero por la **AUTORIDAD DE APLICACIÓN**, se presumirá que el Concesionario aprovecha efectivamente la totalidad del **GAS NATURAL** extraído, incumbiendo a éste la prueba de que ha sido empleado en requerimientos propios de la actividad de Exploración o Explotación o se ha perdido por caso fortuito o fuerza mayor. No podrá deducirse como consumo interno el gas que se utilice para generación eléctrica o compresión, aunque la energía sea utilizada dentro del yacimiento.

Los sistemas de medición aplicables serán determinados por la **AUTORIDAD DE APLICACIÓN**, quedando la adquisición o instalación de los mismos a cargo del Permisionario y/o Concesionario.

7.13.- La MEDICION de la PRODUCCION COMPUTABLE será estimada mediante los siguientes CONTROLES:

De PETROLEO CRUDO:

- **Control 1 (de Referencia):** a la salida de la Planta de Tratamiento de Crudo (PTC) mediante caudalímetro de Coriolis. Si el ÁREA no contara con PTC, se medirá en BOCA DE POZO mediante sistema a convenir con la **AUTORIDAD DE APLICACION**.
- **Control 2 (de Transferencia):** en unidad LEASE AUTOMATIC CUSTODY TRANSFER (LACT) con sistema de control de caudal OMNI.

Las liquidaciones se realizarán tomando como **PRODUCCION COMPUTABLE** los datos registrados en el punto de **Control 2 (de Transferencia)**.

De GASOLINA:

- **Control Único:** a la salida de las plantas de tratamiento o separadoras mediante caudalímetro de Coriolis, siempre que no sea incorporada al petróleo crudo, en cuyo caso se incluirá en los volúmenes computados del mismo en el punto de transferencia (Control 2).

De GAS NATURAL:

En las áreas donde el GAS no requiera Tratamiento:

- En el gasoducto de transporte hacia el punto de transferencia mediante caudalímetro de Coriolis, luego de extraída la gasolina.

En las áreas donde el GAS requiera Tratamiento:

- Antes del ingreso a la planta de tratamiento mediante puente de medición o caudalímetro de Coriolis.

De GAS LICUADO:

*****VER

Las excepciones a estos puntos de medición, cuando las condiciones sean distintas o los motivos operativos lo justifiquen, se autorizarán previo acuerdo entre la



AUTORIDAD DE APLICACIÓN y el CONTRATISTA.

7.14.- A falta de operaciones de comercialización o si los hidrocarburos extraídos fueren destinados a ulteriores procesos de industrialización, o si existiesen discrepancias acerca del precio tenido en cuenta para la liquidación, o sobre las deducciones practicadas sobre el mismo, se tomará el precio ponderado de la PROVINCIA DE LA PAMPA, según registro de LA AUTORIDAD DE APLICACIÓN.

7.15.- LIQUIDACION Y FORMA DE PAGO

Dentro de los primeros diez (10) días de cada mes **EL CONTRATISTA** presentará en la Dirección de Minería y en la Tesorería General de la Provincia de La Pampa; la **LIQUIDACION** correspondiente al porcentaje de la **PRODUCCION COMPUTABLE** del mes anterior (conforme a lo indicado en los Artículos 7.1 y 7.2). Si al momento de efectuar la liquidación no estuvieran publicados los **PRECIOS BASES** de los **HIDROCARBUROS** (de acuerdo al Artículo 7.10), **EL CONTRATISTA** podrá liquidar provisoriamente tomando los últimos valores publicados. Una vez publicados los valores correspondientes, **EL CONTRATISTA** deberá incluir los reajustes respectivos en la primera liquidación a realizar después de conocidos los mismos.

Si las publicaciones tomadas como referencia para la determinación de los **PRECIOS BASES** dejarán de editarse definitivamente, las **PARTES** deberán llegar a un acuerdo para elegir una nueva publicación aceptada y públicamente disponible.

El pago de los importes que surjan de la liquidación presentada por **EL CONTRATISTA** deberá ser depositado por el mismo en la cuenta de depósitos a la vista en moneda nacional N° XXXXXXXX del Banco de La Pampa, Casa Central denominada "PROVINCIA DE LA PAMPA - ÁREA MEDANITO SUR CNQ- 26", dentro del plazo previsto para presentar la liquidación.

Este pago deberá ser acreditado por **EL CONTRATISTA** al momento de la presentación de la liquidación correspondiente. Todos los gastos y comisiones bancarias que puedan originarse en el pago a LA PROVINCIA estarán a cargo de **EL CONTRATISTA**.

La liquidación y pago se considerarán definitivamente aceptados por LA PROVINCIA si no fueran observados dentro de los cinco (5) días siguientes a la presentación de la liquidación.

En el supuesto que LA PROVINCIA observara la liquidación y/o pago de la misma, comunicará en forma fehaciente a **EL CONTRATISTA** tal situación para que, en el plazo de setenta y dos (72) horas a partir de la notificación, proceda a la corrección y/o al depósito de la suma no ingresada si el pago hubiese sido realizado en menos. Si el depósito hubiese sido realizado en exceso, previa intimación por parte de **EL CONTRATISTA**, LA PROVINCIA, dentro del mismo plazo procederá al reintegro de las sumas mal ingresadas.

Vencido el plazo antes mencionado, sin que se hayan ingresado las sumas adeudadas, éstas generaran un interés igual a la tasa utilizada por el Gobierno de la Provincia de La Pampa en caso de incumplimientos tributarios -aplicándose asimismo la misma metodología de cálculo-, desde la fecha en que debieron ingresarse hasta la de su efectiva cancelación. Idéntico interés se aplicará a las sumas ingresadas fuera del plazo indicado en el primer párrafo del presente Artículo.

7.16.- El **ATRASO EN EL PAGO** es considerado "**FALTA GRAVE**". Las Órdenes de Servicio que sean emitidas por este concepto y reiteradas por tercera vez consecutiva y/o alternativa, facultarán a la AUTORIDAD DE APLICACIÓN a iniciar,



lisa y llana, la RESCISION DEL CONTRATO que liga a las partes y a disponer del ÁREA.

Asimismo, la **FALTA DE CUMPLIMIENTO EN EL PAGO EN TERMINO**, de las liquidaciones que sean objetadas por la AUTORIDAD DE APLICACIÓN a través de Órdenes de Servicio, facultará a la AUTORIDAD DE APLICACIÓN, cuando las mismas superen los CUATRO (4) reclamos, en cualquier período, por esta causa, a solicitar la RESCISION DEL CONTRATO que liga a las partes.

7.17.- Los volúmenes de HIDROCARBUROS que no son considerados como PRODUCCION COMPUTABLE por ser utilizados por el Concesionario o Permisionario en las necesidades de Explotación y Exploración, deberán consignarse detalladamente con su justificación oportuna en la correspondiente declaración jurada mensual.

ARTICULO 8º: DISPONIBILIDAD DE LOS HIDROCARBUROS

LA PROVINCIA asegurará a EL CONTRATISTA la **LIBRE DISPONIBILIDAD DE LOS HIDROCARBUROS** que se produzcan en el ÁREA, de acuerdo al Art. 7.1 y a él régimen establecido en la Ley N° 17319, y los Decretos del Poder Ejecutivo Nacional Nros: 1055/89, 1212/89 y 1589/89.

Toda restricción a la LIBRE DISPONIBILIDAD referida, facultará a EL CONTRATISTA a reclamar a las autoridades que hubiesen impuesto esa restricción, por el tiempo que hubiera existido la misma, un valor no inferior al que se determine por aplicación del Artículo 6º del Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 1589/89 en los términos y condiciones allí establecidos. LA PROVINCIA no será responsable del reconocimiento de valor alguno a menos que hubiese establecido la restricción.

ARTICULO 9º: RÉGIMEN TRIBUTARIO

EL CONTRATISTA quedará sujeto a las normas tributarias municipales, provinciales y nacionales que resulten de aplicación general.

ARTICULO 10º: CASO FORTUITO O FUERZA MAYOR

10.1.- En el supuesto de CASO FORTUITO O FUERZA MAYOR, los derechos y obligaciones que surjan del CONTRATO, serán suspendidos mientras dure dicha causa.

Cada PARTE notificará esa circunstancia a la PARTE dentro de los treinta (30) días de conocidas las circunstancias que configuren el CASO FORTUITO O FUERZA MAYOR, adjuntado toda la documentación que a su criterio acredite dicha configuración, e informando la duración y extensión de la suspensión, el carácter de total o parcial y la naturaleza de CASO FORTUITO O FUERZA MAYOR.

10.2.- Cualquiera de las PARTES cuyas obligaciones hayan sido suspendidas conforme lo mencionado precedentemente reasumirá de pleno derecho, la obligación de cumplirlas tan pronto como desaparezca el hecho de CASO FORTUITO O FUERZA MAYOR, sin derecho a reclamar indemnización de la otra PARTE por el lapso de inactividad transcurrida, debiendo notificar este hecho a la otra PARTE.



10.3.- En ninguno de los casos se considerará que el CASO FORTUITO O FUERZA MAYOR afecta una obligación de hacer efectivos los pagos establecidos en el CONTRATO, cualquiera fuera su naturaleza.

ARTICULO 11º: CESIÓN DEL CONTRATO

Previa autorización de la AUTORIDAD DE APLICACIÓN y aprobación del Poder Ejecutivo Provincial, EL CONTRATISTA podrá ceder total o parcialmente los derechos y obligaciones que surjan del CONTRATO, a favor de terceros que reúnan aptitudes técnicas y económicas aceptables a juicio de este Organismo. La presente se hará bajo las formalidades previstas en los Artículos 72, 73 y 74 de la Ley Nº 17319.

ARTICULO 12º: MORA E INCUMPLIMIENTO

12.1.- En todos los casos, para constituir en mora a una de las PARTES, la otra deberá interpellarla previamente en forma fehaciente.

El incumplimiento total o parcial de cualquier obligación sustancial por una de las PARTES, no originado en CASO FORTUITO O FUERZA MAYOR, autorizará a la PARTE cumplidora a resolver el CONTRATO, previa intimación a la otra PARTE, exigiéndole el debido cumplimiento de dicha obligación en un plazo no inferior a quince (15) días. Se aplicará en los siguientes casos:

- **a)** Atraso sustancial injustificado del Plan de Trabajos superior a ciento ochenta (180) días.
- **b)** Incumplimiento en el pago de participación en un plazo igual o mayor a noventa 90 días, de acuerdo a lo previsto en el Artículo 3.18 del presente CONTRATO.
- **c)** El incumplimiento reiterado, total o parcial de las normas legales que gobiernan la actividad de EL CONTRATISTA.
- **d)** El incumplimiento de cualquier otra obligación esencial del CONTRATO y/o Pliego de Bases y Condiciones.

En los casos que se requiera un plazo de mayor cumplimiento de las obligaciones luego de la intimación, y que se encuentre debidamente justificado, debiendo presentar un programa de trabajo, EL CONTRATISTA le solicitará a la AUTORIDAD DE APLICACIÓN quién podrá otorgar al mismo un plazo mayor a quince (15) días para cumplir o remediar las obligaciones pendientes de cumplimiento, con excepción de los incisos a) y b) del presente artículo en los cuales no procederá la solicitud.

Se establece un interés por MORA E INCUMPLIMIENTO de las obligaciones de EL CONTRATISTA VER BIEN.

ARTICULO 13º: TRANSFERENCIA DE EQUIPOS

La devolución del ÁREA sea por vencimiento del plazo del PERIODO DE EXPLOTACIÓN o resolución del CONTRATO importará la transferencia a favor de la



PROVINCIA sin cargo alguno, de pleno derecho y libre de todo gravamen, de los pozos productores con sus equipos en condiciones normales para su operación y de todas las instalaciones necesarias para mantener el ÁREA en las mismas condiciones de operabilidad existentes en ese momento.

Se transferirán además, sin cargo alguno, las oficinas, depósitos, viviendas e instalaciones complementarias, propiedad de EL CONTRATISTA existentes en el ÁREA del CONTRATO.

ARTICULO 14°: YACIMIENTOS COMPARTIDOS

14.1.- De existir Yacimientos que se extiendan fuera de los límites del ÁREA, se aplicarán las normas respectivas de la Ley N° 17319.

14.2.- La AUTORIDAD DE APLICACIÓN de ser necesario podrá requerir la confección de un estudio de las reservas totales existentes, previo acuerdo con la o las partes colindantes. En función de este estudio, EL CONTRATISTA, con la colaboración de la AUTORIDAD DE APLICACIÓN, intentará llegar a un acuerdo con la o las partes colindantes sobre las condiciones de explotación.

ARTICULO 15°: CONFIDENCIALIDAD

15.1.- Durante la vigencia del CONTRATO cualquier dato o información sea cual fuere su especie o naturaleza, relacionada con su desarrollo, será tratado por EL CONTRATISTA como estrictamente confidencial, en el sentido de que su contenido no será bajo ningún aspecto revelado total o parcialmente a terceros, sin previa autorización por escrito de la AUTORIDAD DE APLICACIÓN.

En caso de ser necesario trasladar datos o información a terceros por razones de servicios o en cumplimiento del presente, las partes acordarán los límites de la confidencialidad en resguardo de los intereses de ambas.

15.2.- Toda la información concerniente al ÁREA deberá ser remitida a la AUTORIDAD DE APLICACIÓN quedando como propiedad exclusiva de ésta, quién podrá disponer libremente de ella a medida que se produzcan los vencimientos de los respectivos períodos de confidencialidad conforme la Resolución N° 319/93 o la que en el futuro la reemplace o sustituya.

15.3.- Si EL CONTRATISTA optara por rescindir el CONTRATO toda la información generada hasta ese momento deberá ser entregada a la AUTORIDAD DE APLICACIÓN quién podrá disponer libremente de la misma.

15.4.- Si EL CONTRATISTA terminara sus períodos de exploración decidiendo dar por concluida su relación contractual por ausencia de hallazgo de hidrocarburos, toda la información generada hasta ese momento deberá ser entregada a la AUTORIDAD DE APLICACIÓN quién podrá disponer libremente de la misma.

ARTICULO 16°: SANCIONES. PENALIZACIONES

16.1.- TIPOS DE SANCIONES: Además de la RESOLUCION DEL CONTRATO, la AUTORIDAD DE APLICACIÓN podrá aplicar a EL CONTRATISTA, **APERIBIMIENTOS** y **MULTAS**.



La aplicación de sanciones a EL CONTRATISTA no lo eximen del cumplimiento de sus obligaciones, ni enerva el derecho de resolución del CONTRATO. A tales efectos, al notificar una sanción se le intimará al cumplimiento de la obligación en un plazo de entre cinco (5) y quince (15) días corridos, y bajo advertencia de nuevas sanciones, o bien de resolución del CONTRATO a criterio de la AUTORIDAD DE APLICACIÓN. La aplicación de sanciones no exime a EL CONTRATISTA del pago de los daños y perjuicios que el incumplimiento ocasionare a la PROVINCIA o a terceros.

Salvo indicación expresa en contrario, una vez producida la infracción, ésta tendrá carácter formal, independientemente del dolo ó culpa de EL CONTRATISTA, y de las personas por quienes deba responder.

La aplicación de la sanción constituirá un antecedente válido a los efectos de considerar la reincidencia en el incumplimiento.

APERCIBIMIENTO: se sancionará con APERCIBIMIENTO toda infracción de EL CONTRATISTA que sea de CARÁCTER LEVE a criterio de la AUTORIDAD DE APLICACIÓN.

MULTAS: Se sancionará con MULTAS los retrasos en los cumplimientos de las obligaciones asumidas por EL CONTRATISTA, como se dispone a continuación:

a) Falta de pago por parte de EL CONTRATISTA de la Participación y Canon: MULTA del diez por ciento (10%) del importe adeudado.

b) Falta de cumplimiento de cualquiera otra de las obligaciones asumidas por el CONTRATISTA, contenidas en el Pliego de Bases y Condiciones y en el CONTRATO. En este caso se intimara fehacientemente al CONTRATISTA a fin de que dé cumplimiento en el plazo máximo de quince (15) días a las obligaciones pendientes, bajo advertencia de aplicación de MULTA que graduará la AUTORIDAD DE APLICACIÓN a su solo criterio de hasta un monto máximo equivalente a el valor a un millón de litros de petróleo crudo (1.000.000)

En caso de continuar incumplidas todas o alguna de las obligaciones objeto de la intimación por un plazo mayor de treinta (30) días, la MULTA aplicada, según el párrafo anterior, podrá duplicarse a solo criterio de la AUTORIDAD DE APLICACIÓN.

c) En todos los casos las multas establecidas serán aplicables sin perjuicio de los intereses compensatorios establecidos en el Art. XXXXX.

d) RESOLUCION CONTRACTUAL: En los casos de incurrir EL CONTRATISTA en el incumplimiento de sus obligaciones, el Estado Provincial, a través de la AUTORIDAD DE APLICACIÓN, podrá declarar de pleno derecho la RESOLUCION DE EL CONTRATO, previa intimación por quince (15) días a la regularización del incumplimiento.

16.2.- El incumplimiento de cualquiera de las obligaciones emergentes del presente contrato, estará sujeto al siguiente régimen sancionatorio:

a) LAS MULTAS a aplicar oscilarán entre el valor equivalente de veinte mil litros de



petróleo crudo (20.000) y ocho millones de litros de petróleo crudo (8.000.000), para aquellos incumplimientos vinculados a la seguridad en las actividades de exploración, explotación, transporte, industrialización y comercialización de hidrocarburos y sus derivados. El valor estimado para el petróleo crudo se tomará conforme lo convenido en el Artículo 7.10.

b) LAS MULTAS a aplicar oscilarán entre el valor equivalente de tres mil litros de petróleo crudo (3.000) y doscientos mil litros de petróleo crudo (200.000), para aquellos incumplimientos vinculados a las reglamentaciones técnicas sobre exploración, explotación y transporte de hidrocarburos.

c) LAS MULTAS a aplicar oscilarán entre el valor equivalente de tres mil litros de petróleo crudo (3.000) y cincuenta mil litros de petróleo crudo (50.000), para aquellos incumplimientos vinculados a las reglamentaciones en materia de suministro de información o a las solicitudes de información que emitan las autoridades competentes,

d) LAS MULTAS a aplicar oscilarán entre el valor equivalente de tres mil litros de petróleo crudo (3.000) y un millón de litros de petróleo crudo (1.000.000), para aquellos incumplimientos vinculados a la seguridad en las actividades de fraccionamiento, transporte, distribución y comercialización de gas licuado de petróleo.

e) Todas las acciones que produzcan modificaciones en el medio ambiente se reglamentarán y sancionarán conforme la Ley Provincial N° 1914 y sus Decretos Reglamentarios Nros. 2193/03 y XXXXXX

Todos los demás incumplimientos no previstos en los incisos anteriores serán sancionados con medidas de apercibimiento, suspensión de los registros o con MULTAS que oscilarán entre el valor equivalente de tres mil litros de petróleo crudo (3.000) y cuatro millones de litros de petróleo crudo (4.000.000).

16.3.- Las MULTAS y demás sanciones previstas en este artículo serán graduadas, en cada caso, en función de la gravedad del incumplimiento, reincidencia y del grado de afectación del interés público, como FALTA LEVE, FALTA GRAVE y FALTA MUY GRAVE.

16.4.- En aquellos supuestos de peligro de explosiones, derrames o de cualquier otro siniestro que pueda afectar la vida de las personas, la propiedad, el interés fiscal o la conservación de evidencias para la resolución de las causas que puedan corresponder, la AUTORIDAD DE APLICACIÓN, además de solicitar la intervención de la AUTORIDAD DE APLICACIÓN DE LA LEY DE MEDIO AMBIENTE, podrá requerir el auxilio de la fuerza pública y el cierre temporario de las explotaciones e instalaciones vinculadas.

16.5.- El incumplimiento de sus obligaciones por parte de los oferentes, permisionarios o concesionarios, facultará en todos los casos a la aplicación por la AUTORIDAD DE APLICACION de apercibimiento, suspensión o eliminación del registro a que se refiere el artículo 4° del PBC en la forma que se reglamente. Estas



sanciones no enervarán otros permisos o concesiones de que fuera titular el imputado.

16.6.- Omitir LA DENUNCIA DE DESCUBRIMIENTO DE HIDROCARBUROS U OCULTAR LA CONDICION DE COMERCIALMENTE EXPLOTABLE, facultará a la AUTORIDAD DE APLICACIÓN a sancionar al concesionario aplicando una MULTA cuyo monto máximo será de \$1.000.000.- (pesos un millón).

16.7.- La Autoridad de Aplicación instrumentará los sistemas de inspección necesarios para fiscalizar el cumplimiento de la presente ley y demás normas concordantes con la misma.

16.8.- Si no hubiese cumplido satisfactoriamente las UNIDADES DE TRABAJO comprometidas, EL CONTRATISTA deberá pagar a LA PROVINCIA el SALDO PENDIENTE ACTUALIZADO, que deberá abonar dentro de los treinta (30) días de la finalización del PRIMER PERIODO. El no cumplimiento de los trabajos comprometidos para cualquier PERIODO, facultará a LA PROVINCIA, a través de la AUTORIDAD DE APLICACIÓN, cuando lo considere necesario, a realizar las tareas por terceros con cargo al CONTRATISTA.

16.9.- El saldo pendiente actualizado en UNIDADES DE TRABAJO deberá ser pagado a la PROVINCIA en pesos, o en dólares al tipo de cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina, correspondiente al cierre de las operaciones del día hábil inmediatamente anterior al del pago.

ARTICULO 17º: INFORMACIÓN A ENTREGAR A LA AUTORIDAD DE APLICACIÓN

Durante el cumplimiento del CONTRATO, el CONTRATISTA, deberá suministrar a la AUTORIDAD DE APLICACIÓN la siguiente documentación:

a) Los programas, información y documentación técnica respetándose los periodos de confidencialidad de acuerdo a lo previsto por la Resolución Nº 319/93 de la Secretaría de Energía de Nación.

b) Copia de los programas y resultados de todos los registros básicos de: líneas sísmicas, pozos, perfiles, control de hidrocarburos durante la perforación, ensayos individuales por nivel, medición de caudales, presiones, tareas de cementación y estimulación, dentro de los cinco (5) días de finalizadas las tareas y adjuntando soporte magnético, películas, gráficos, etc.

c) Todas las mediciones, informes, estudios y análisis de trabajos realizados para este CONTRATO, con las evaluaciones correspondientes, cuando le sea requerido por la AUTORIDAD DE APLICACIÓN, así como esa misma información relacionada con el Medio Ambiente.

d) Deberá suministrarse un Informe Semestral de Ejecución de los Trabajos, según el Art. XXXXXX.-

e) En caso de retiro de EL CONTRATISTA o a la finalización del CONTRATO deberá





entregarse toda la información geológica, de reservorio, perforación, perfiles, ensayos y otras, obrantes en su poder que no se hubieren entregado.

ARTICULO 18º: COMUNICACIONES

Las comunicaciones entre LAS PARTES se efectuarán a través de sendos libros foliados por triplicado, denominados de ÓRDENES DE SERVICIO, y de PEDIDOS DE EMPRESA, donde se registrarán, todas las actividades atinentes a los actos del CONTRATO. A los efectos de formalizar dichas comunicaciones se nombrarán representantes con facultades para obligar a cada PARTE. (Art. 23 PBC).

Copia de esta documentación interpuesta entre las PARTES, deberá ser entregada mensualmente a la AUTORIDAD DE APLICACIÓN.

Los Libros de ORDENES DE SERVICIO permanecerán siempre en poder de la Inspección y los de PEDIDO DE EMPRESA en poder del ADJUDICATARIO.

ARTICULO 19º: ESTUDIO Y EJECUCIÓN DEL PLAN DE PRESERVACIÓN AMBIENTAL

19.1.- La AUTORIDAD DE APLICACIÓN ejecutará AUDITORIAS AMBIENTALES trimestrales, haciéndose cargo el CONTRATISTA de sus costos y gastos en los términos de este artículo y del Artículo XXXXX, presentando los informes de estudio y de ejecución conforme se estipula en el Artículo XXXXX.

19.2.- El CONTRATISTA deberá efectuar un relevamiento inicial del ÁREA, bajo el punto de vista ambiental dentro de los 90 días posteriores a la entrega de la misma. Sobre el mismo deberá confeccionar y presentar a la AUTORIDAD DE APLICACIÓN un INFORME AMBIENTAL DE BASE con los impactos que la actividad supone y el SISTEMA DE GESTION MEDIOAMBIENTAL que desarrollará. Este informe será la base de las condiciones ambientales sobre la que la AUTORIDAD DE APLICACIÓN actuará desde el inicio de las actividades que el CONTRATISTA desarrolle.

ARTICULO 20º: CERTIFICACIÓN

20.1.- Las certificaciones de UNIDADES DE TRABAJO, serán CUATRIMESTRALES y deberán ser aprobadas por la AUTORIDAD DE APLICACIÓN.

20.2.- Conforme los resultados de las auditorias, la AUTORIDAD DE APLICACIÓN comunicará los mismos a EL CONTRATISTA. En caso que hubieran surgido incumplimientos contractuales, la AUTORIDAD DE APLICACION demandará su ejecución dentro de los plazos que se dispongan.

20.3.- El cumplimiento de las exigencias ambientales, obligará a la AUTORIDAD DE APLICACIÓN a la extensión de CERTIFICADO DE CUMPLIMIENTO AMBIENTAL a EL CONTRATISTA.

ARTICULO 21º: EXTINCIÓN DEL CONTRATO

El CONTRATO se extinguirá por:

a) Vencimiento de los plazos establecidos en cada uno de los períodos previstos en el CONTRATO.



- b) Incumplimiento del objeto, según se halla definido en el Plan de Trabajo propuesto en la Oferta.
- c) Por Resolución acordada entre las Partes.
- d) Por razones contempladas en la Ley 17.319.-
- e) Por las razones de "INCUMPLIMIENTO" indicadas en el Contrato e informadas por Orden de Servicio.

ANEXO 2

Valorización en los distintos trabajos en unidades a efectos de la comparación de ofertas y el cumplimiento de los programas comprometidos.

VALOR DE LA UNIDAD DE TRABAJO: U\$S 7.000

TIPO DE TRABAJO TRABAJO (U.T)	EQUIVALENCIA EN UNIDADES DE
1. GEOFISICOS	
1.A Registraciòn Sísmica de Reflexión (Km)	0.25
1.B Reprocesamiento (Km) Sísmica de Reflexión	0.012
1.C Registraciòn Sísmica 3-D (Km2)	1.00
1.D Reprocesamiento Sísmica 3-D (Km2)	0.025
MAGNETOMETRIA (Km2)	0.002
LEVANTAMIENTO AERO-GRAVIMETRICO	
Km. LINEAL VOLADO	0.90
GRAVIMETRIA TERRESTRE (Km2)	0.012
2. POZOS DE EXPLORACIÓN	
Profundidad	
Hasta 1000 m	70
2000 m	100
3000 m	206
4000 m	366



5000 m

566

Para la determinación de profundidades intermedias, se computará proporcionalmente de acuerdo al valor inferior y superior de las U.T indicadas para cada profundidad.

Ejemplo: Para una perforación de un pozo de 2.500 metros de profundidad:

$$U.T = [(206 - 100) / (3000 - 2000) \times (2500 - 2000)] + 100 = 153 \text{ U.T}$$

TRABAJOS COMPLEMENTARIOS

A. ENTUBACION

A.1 En caso de entubación simple (cañería guía + cañería de aislamiento) se reconocerá un 10 % más en Unidades de Trabajo que el valor correspondiente a la profundidad del pozo si este fuera entubado hasta esa profundidad.

Si se entuba solo parcialmente, se reconocerá un porcentaje de ese 10% equivalente al porcentaje que representa el tramo entubado respecto a la profundidad total.

A.2 En caso de entubación compleja (cañería guía + cañerías intermedias + cañerías de aislamiento), se reconocerá un 25 % más en Unidades de Trabajo que el valor correspondiente a la profundidad del pozo si este fuera entubado con cañería de aislamiento en su totalidad.

Si no fuera entubado con cañería de aislamiento en su totalidad, se reconocerá un porcentaje de ese 25 % equivalente al porcentaje que representa el tramo entubado, con cañería de aislamiento e intermedia con respecto a la profundidad total.

B. COMPLETACION DEL POZO

De común acuerdo entre el Concesionario y la AUTORIDAD DE APLICACIÓN, mediante presentación de presupuestos fehacientes, se reconocerán Unidades de Trabajo (U.T) para tareas de Terminación o completación de pozos que sean declarados productivos, como ser: a) Arbol de producción con sus correspondientes válvulas, incluidas las válvulas de choque y hasta las válvulas de línea. b) Tubing de producción. c) Packer de producción, hasta dos elementos d) "Circulating Sleeve" para prever comunicación entre el espacio anular y el tubing de producción.



No se reconocerà ninguna actividad de "Workover" como Unidad de Trabajo complementaria. Estos reconocimientos que se mencionan estàn dirigidas estrictamente a pozos verticales. No estàn contemplados reconocimientos de "complementamiento" en pozos horizontales como así tampoco todas las técnicas artificiales de extracción de fluidos en pozos verticales (AIB, Beam Pump, Progressive cavity pump, Electric submersible pump, intermittent gas lift equipment, etc.)

Para todos los casos planteados, será inapelable la decisión que instrumente la AUTORIDAD DE APLICACIÓN en el análisis y dictamen que se adopte al respecto.

PLANILLA DE COTIZACIÓN
PROGRAMA DE TRABAJOS PROPUESTOS

RUBRO	DESCRIPCIÓN DE TAREAS (según adjunto del pliego)	UNIDADES	CANTIDAD	EQUIVALENCIA EN UNIDADES DE TRABAJO
1	1. Trabajos GEOFISICOS 1.A Registraciòn Sísmica de Reflexiòn (Km) 1.B Reprocesamiento (Km) Sísmica de Reflexiòn 1.C Registraciòn Sísmica 3-D (Km2) 1.D Reprocesamiento Sísmica 3-D (Km2) MAGNETOMETRIA (Km2) LEVANTAMIENTO AERO-GRAVIMETRICO Km. LINEAL VOLADO GRAVIMETRIA TERRESTRE (Km2)	Km Km Km2 Km2 Km2 Km Km Km2		



2	POZOS DE EXPLORACION	N° de pozos Totales 	POZOS N° Mts _____ _____ _____ _____	
G				G = K + U G=

K = 340 U.T (mínimas a realizar para el bloque CNQ – 26 Medanito Sur.

U = CANTIDAD TOTAL DE UNIDADES DE TRABAJO ADICIONALES A “K”,
 ofrecidas por el Oferente para el Primer Período de Exploración

LA COTIZACIÓN

La cual estará discriminada de la siguiente manera:

a) DERECHO DE INGRESO AL AREA

Se define el "DERECHO DE INGRESO AL AREA" como el MONTO BASE A PAGAR (MBAP) por la entrada al ÁREA.

El **MONTO BASE A PAGAR (MBAP)** por el ingreso al “ÁREA MEDANITO SUR CNQ – 26” deberá ser igual **U\$S 100.000 (Dólares Cien Mil).**-

b) VALOR OFERTA TECNICA EN UNIDADES DE TRABAJO

Se denomina como "G" y comprende la siguiente expresión:

$$G = K + U \quad \text{ó} \quad G = 340 \text{ UT} + U$$

Donde:

G = VALOR OFERTA TECNICA EN UNIDADES DE TRABAJO

K = BASE OBLIGATORIA a realizar por el Oferente en el Primer Período de



Exploración.

Se fija en **340 UT** (Unidades de Trabajo)

U = CANTIDAD TOTAL DE UNIDADES DE TRABAJO ADICIONALES A “K”,
ofrecidas por el Oferente para el Primer Período de Exploración

c) MONTO TOTAL OFERTA ECONOMICA (MTOE)

Será igual:

$$\text{MTOE} = \text{MBAP} + (\text{G} \times \text{F}) \quad \text{ó} \quad \text{MTOE} = \text{MBAP} + (\text{G} \times \text{U}\$ 7.000.-)$$

Donde:

MTOE = MONTO TOTAL OFERTA ECONOMICA

MBAP = MONTO BASE A PAGAR por el ingreso al Área.

G = VALOR OFERTA TECNICA EN UNIDADES DE TRABAJO

F = COSTO MONETARIO POR UNIDAD DE TRABAJO = U\$ 7.000.-

El COSTO MONETARIO POR UNIDAD DE TRABAJO (F) se define en este PBC con un valor equivalente a U\$ 7.000 (Dólares Siete Mil).

Equivalencias:

1 UT = 1 km² de sísmica 3D.-

80 UT = Equivale a 1 Pozo Exploratorio.-