

REPUBLICA ARGENTINA

TERRITORIO NACIONAL DE LA TIERRA DEL FUEGO,  
ANTARTIDA E ISLAS DEL ATLANTICO SUR



HONRABLE LEGISLATURA

LEGISLADORES

Nº 091

PERIODO LEGISLATIVO 198 B

EXTRACTO: BLOQUE P.J. - PROYECTO DE RESOLUCION

SOLICITANDO ARBITRE LOS MENOS PARA EVITAR LA

APLICACION DEL PETROPLAN EN EL AMBITO DEL

GRAN AREA DE OPERACIONES TIERRA DEL FUEGO DE

Y. P. F.

Entró en la sesión de: 19-05-88.

COMISION Nº

Orden del Día Nº



Territorio Nacional de la Tierra del Fuego,  
Antártida e Islas del Atlántico Sur

LEGISLATURA  
BLOQUE JUSTICIALISTA

H. LEGISLATURA TERRITORIAL	
MESA DE ENTRADA	
18 MAY 1988	
SEC. <u>L</u>	Nº <u>91</u> HORA <u>18:30</u>

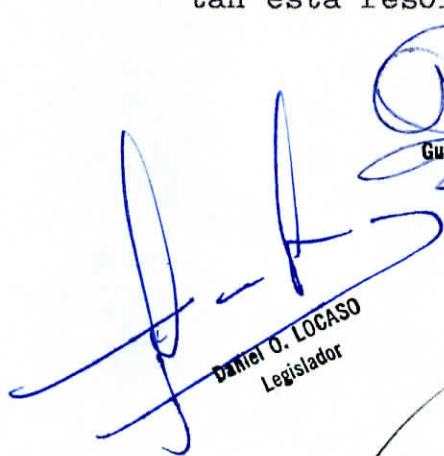
PROYECTO DE RESOLUCION

LA HONORABLE LEGISLATURA TERRITORIAL

R E S U E L V E

Artículo 1 : DIRIGIRSE al Congreso de la Nación, a los efectos de solicitar, arbitre todos los medios necesarios, para evitar la aplicación del Petroplan en el ámbito del Gran Area de Operaciones Tierra del Fuego de Yacimientos Petrolíferos Fiscales.

Artículo 2 : COMUNICAR al Poder Ejecutivo Nacional, Ministerio de Obras y Servicios Públicos, Secretaría de Energía, Presidencia y Directorio de YPF, Cámara de Diputados de la Nación, Cámara de Senadores de la Nación y Legislaturas Provinciales, adjuntando los datos que fundamentan esta resolución.

  
Daniel O. LOCASO  
Legislador

  
Guillermo O. MUZZOLON  
Legislador

  
Jorge ARGENTINO MOYANO  
Legislador

  
Carlos DELORENZO  
Legislador

  
María del Valle  
Legisladora

  
Raúl E. RODRIGUEZ  
Legislador



## 1 - INTRODUCCION

El yacimiento Cabo Nombre se encuentra ubicado en la isla de Tierra del Fuego, al Norte de la Bahía de San Sebastián, en proximidades de Punta Fárulo y a unos 130 Km. en dirección NO de la ciudad de Ushuaia.

Fue descubierto por la Compañía Tennessee en el año 1961 con el pozo CN1, perforándose posteriormente cuatro nuevos pozos, tres de ellos productivos. En 1970 YPF continúa con el desarrollo del yacimiento habiéndose perforado a la fecha 61 pozos de los cuales 42 resultaron productivos de petróleo.

El entrapamiento es del tipo estructural-substratigráfico y sus límites están dados, al Norte por el acuminamiento de la arena, al Oeste y al Este por una disminución de la calidad petrolífera de la arena y al Sur por el contacto agua/petróleo en la isóbara de 1.620 mbars (primitivamente).

La formación productiva es SPRINGHILL, pudiéndose diferenciar en la misma dos ambientes de sedimentación (marino y continental) los cuales se pueden dividir en cinco niveles: Los corresponden a la sección marina (A y B), y los tres restantes al continental (C-D y E). Solo tres de los niveles presentan interés económico; el "A" arenoso, el "C" arenoso (el de mayor extensión areal) y el "E" arenoso con importante cantidad de material tobáceo.

El yacimiento es del tipo subacuoso y posee un capote hidroclástico parcial, de escasa influencia en la recuperación de petróleo.

La roca reservorio se la puede definir como heterogénea, su permeabilidad en promedio resulta baja.

El 4 de Febrero de 1982, comenzó el proyecto de Recuperación Secundaria, inyectándose por medio de 10 pozos, que forman un esquema de inyección periférico, 1000 m<sup>3</sup>/día. de agua dulce.

Las reservas "In Situ", del yacimiento se estiman en 6.634.000 m<sup>3</sup>. de los cuales se espera obtener 1.055.000 m<sup>3</sup>. por primaria y 1.051.000 m<sup>3</sup>. por secundaria.

A la fecha se han recuperado 1.253.211 m<sup>3</sup>. por lo que la reserva remanente total es de 352.709 m<sup>3</sup>.



- COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO A LA INYECCION DE AGUA

La respuesta del yacimiento a la inyección de agua resultó mas lenta que la estimada en el estudio original, de cualquier manera a la fecha se estima el 60% de los pozos tienen influencia del agua inyectada; las causas que conspiraron para no lograr la recuperación originalmente prevista son:

a) - Reservorio difícil de barrer: La inyección se realiza a tres niveles arenosos, resultan importantes las variaciones en su espesor y de sus propiedades petrofísicas, presentan los niveles arenosos intercalaciones arcillosas. La permeabilidad muy variable es en promedio baja (19md).

b) - Esquema de inyección; poco adecuado: El esquema de inyección adoptado del tipo periférico no resulta el mas apropiado para un yacimiento de las características descritas en el punto anterior.

Para solucionar éste problema en el año 1987 se perforaron 2 pozos inyectoros centrales GK-55 y GK-59, y en 1988 se preveía perforar los sondeos GK-62 y GK-63.

c) - Calidad del agua de inyección: El agua de inyección es dulce y con baja cantidad de sólidos. Un inadecuado diseño del tanque de inyección posibilitaba la oxigenación del agua, lo que provocaba corrosión en la línea de conducción y el posterior taponamiento de los pozos inyectoros con óxido de hierro. Para solucionar éste problema periódicamente se debían acidificar algunos pozos inyectoros.

La nueva planta de inyección cuenta con un tanque diseñado para trabajar en rebalsa permanente, lo que disminuirá el aporte de oxígeno al sistema. Se han montado asimismo bombas dosificadoras de sulfato de sodio y bactericida. De ésta forma disminuirá la corrosión y el consiguiente taponamiento de pozos inyectoros.

d) - Problemas de admisión en pozos inyectoros: La falta de admisión en pozos inyectoros provocada fundamentalmente por la causa mencionada en el punto anterior, se espera eliminar con el tratamiento del agua. Ello impidió mantener la inyección en 1000 m<sup>3</sup>/día. reduciéndose casi en un 40%.



Para mejorar la inyección se preveía incrementar el número de pozos inyectoros, con la incorporación de los sondeos CN-62 y CN-63 a perforar durante 1988.

#### - TRABAJOS PREVISTOS PARA 1988

Teniendo en cuenta la elevada productividad de los pozos perforados en 1987, en la zona marginal SO (CN-60 150 m<sup>3</sup>/día. inicial), se propusieron 4 sondeos en la zona mencionada (CN-64, CN-65, CN-66 y CN-67) a la fecha ya se han construido las localizaciones.

Se prevé reparar los pozos productores CN-61, CN-7 y CN-5. De acuerdo a lo mencionado anteriormente se perforarán 2 pozos de servicio CN-62 y CN-63.

Es importante destacar que el costo de los pozos totales de equipados es de 300.000 Dolares. El pozo tipo promedio tiene una producción inicial de 44,4 m<sup>3</sup>/día, por lo que el tiempo de repago es de aproximadamente 2,5 meses.

#### - ADJUNTOS

- 1 - Planilla de comportamiento del yacimiento a la inyección de agua
- 2 - Plano estructural a la Formación Springhill
- 3 - Plano isopáquico útil
- 4 - Historia de producción



AGOSTO	05-02-82	
167,9	159,6	Producción de petróleo m <sup>3</sup> /d
144,6	98,4	Producción de agua m <sup>3</sup> /d
0,36	0,62	Relación agua Pot.
1.243.217	840.393	Pot. Acum. Total m <sup>3</sup> .
1.046.672	840.393	Pot. Acum. Prim. m <sup>3</sup> .
156.545	-	Pot. Acum. Sec. m <sup>3</sup> .
575.792	203.135	Prod. de agua acum. m <sup>3</sup> .
21	22	Pozos en Extracción
602	939	Caudal de Inyección m <sup>3</sup> /d.
1.547.488	-	Acum Agua Inyec. m <sup>3</sup> .
9	10	Pozos en Inyec. Elect. m <sup>3</sup> .
362.783	1.265.607	Reserva Remanent. Total m <sup>3</sup> .
8.328	214.607	Reserva Remanent. Prim. m <sup>3</sup> .
854.455	1.051.000	Reserva Remanent. Sec. m <sup>3</sup> .
135	85	Presión de Inyección K/cm <sup>2</sup>
125	95	Presión del Reservorio "
7,9	-	Acum Inyectada acumulada m <sup>3</sup>
		Pot. Acumal. por Sec. m <sup>3</sup>



## AREA BAJO GRANDE

Esta zona se encuentra ubicada al Sur del yacimiento Cabo Nombre y al Este del yacimiento Cañadón Piedra. Tiene como límite NE-SO la Bahía San Sebastián.

Su investigación comenzó con la perforación del pozo BGx-1 en junio de 1971, existiendo actualmente tres pozos denominados Bajo Grande (BGx-1, x-2 y x-3).

El pozo BGx-3 fué terminado en julio de 1987, como productor de condensado y gas de alta presión.

Con el desarrollo de los yacimientos vecinos Cañadón Piedra y Cabo Nombre se han perforado pozos dentro del área denominada Bajo Grande.

La perforación del sondeo exploratorio BGx-3 ha aportado información para reinterpretar estructuralmente la zona en referencia, poniendo de manifiesto la existencia de un paleocanal entre dos áreas positivas (altos pelados), que podría ser el mismo bajo estructural que cruza al yacimiento Cañadón Piedra. Para investigar la posible vinculación entre ambas zonas se ha propuesto la perforación de los sondeos de avanzada, por cuanto el área a perforar ofrece perspectivas interesantes de contener hidrocarburos económicamente explotables.

Es importante señalar que el pozo BGx-3 ha localizado el tope de la Formación productiva en la misma isóbata que los sondeos CPa-97 y a-100.

## AREA BAJO GRANDE

Esta zona se encuentra ubicada al Sur del yacimiento

Cabo Nombre y al Este del yacimiento Cañadón Piedra

Límite NE-SO la Bahía San Sebastián



El pozo BGx-1, fué abandonado sin entubar por localizar a la Fm. Springhill en posición estructuralmente baja. En ensayo a pozo abierto sopló aire en forma débil sin olor ni combustión. En portamechas recuperó 475 lts. de inyección con muy escasos rastros de petróleo liviano.

El pozo BGx-2, se abandonó sin entubar por pronóstico acuífero, no obstante haber encontrado buen desarrollo de horizontes, principalmente arenosos del miembro inferior. Un ensayo a pozo abierto sopló aire en forma moderada, entrando en surgencia de gas seco, combustible a los 25' del segundo flujo con 0,7 Kg/cm<sup>2</sup>. En portamechas recuperó 307 lts. de inyección con muy escasos rastros de petróleo liviano.-

---

El pozo BGx-1, fué abandonado sin entubar a la Fm. Springhill en posición estructuralmente baja. En ensayo a pozo abierto sopló aire en forma débil sin olor ni combustión. En portamechas recuperó 475 lts. de inyección con muy escasos rastros de petróleo liviano.



## YACIMIENTO PARAMO CHICO

Se han perforado 9 (nueve) pozos, de los cuales el PCh es-4 fué perforado como pozo de estudio estratigráfico y el PChx-2 fué el único que resultó productor de petróleo.

Se hace notar que la mayoría de los sondeos se han perforado en la periferia del PChx2 con magros resultados.

Dicho yacimiento no cuenta con un estudio sísmico reciente.

Sus reservas calculadas son de 9.000 m<sup>3</sup>, de los cuales se extrajeron 1.173 m<sup>3</sup>, todos ellos mediante el único pozo productivo PChx-2, encontrándose en la actualidad parado desde el mes de junio de 1980 por Alta Relación Agua/Petróleo, acumulando durante 244 días de producción 1.173 m<sup>3</sup>.

Su estructura geológica es un homoclinal con buzamiento hacia el Sur, donde los límites agua/petróleo no se cumplen de acuerdo a lo previsto por los contactos detectados en el pozo descubridor, este fenómeno se llegó a comprobar hacia el Este en el PChx-6, donde a pesar de ubicarse estructuralmente en posición óptima, los ensayos realizados aportaron 2000 lt/h. de agua de formación, lo que nos induce a pensar que el comportamiento de las arenas es del tipo lenticular, por lo tanto cada almacenamiento de líquido tiene un comportamiento unitario. Esta teoría es la más aceptada por cuanto en un primer momento se especuló con la presencia de fallas que oficiaban de sellantes y permitían la acumulación de agua y petróleo en isóbatas totalmente disímiles, esta teoría se desechó al realizar los sondeos y comprobar por medio de correlaciones la inexistencia de fenómenos tectónicos.

Si se observa el isopícuico se ve que los pozos PChx-1 y PChx-3 son los menos espesos, lo que estaría indicando que durante la deposición de Springhill, el sector de arbo sondeos se encontraba en una posición alta estructuralmente. Además en estas perforaciones hay un mejor porcentaje de pelitas que de psoditas, a la inversa de lo que ocurre en los demás pozos, por lo que puede decirse que el pre-relieve ha condicionado la sedimentación.

La roca de interés tendría una continuidad litológica que no se extendería en sus propiedades petrofísicas, ya que variaciones laterales originaría posibles barreras de permeabilidad, una de las cuales habría sido detectada por los sondeos PChx-3 y PChx-1 y que sería la que desvincula los fluidos de las áreas de Támara Chico y Cabo Nombre.-

## YACIMIENTO PARAMO CHICO

Se han perforado 9 pozos, de los cuales el PCh es-4 fué perforado como pozo de estudio estratigráfico y el PChx-2 fué el único que resultó productor de petróleo.

Se hace notar que la mayoría de los sondeos se han perforado en la periferia del PChx2 con magros resultados.

Dicho yacimiento no cuenta con un estudio sísmico reciente.



Hacia el oeste, el límite lo verificó el pozo PChu-7, donde las arenas de interés se localizaron en zona baja de la estructura, estando evidentemente de acuerdo a perfiles y testigos laterales por debajo del contacto agua/petróleo comprobado en el PChx-2.

El límite Sur se pensaba acotarlo con el pozo PChu-8, pero de acuerdo a los resultados que se obtuvieron del PChu-9, donde la sección superior marina se presentó en facies impermeables y la inferior a Continental en posición correlacionable con horizontes acuíferos en pozos vecinos, es que se decidió no realizarlo, ante las malas perspectivas de encontrar los niveles con hidrocarburos en posición estructural favorable.-



YACIMIENTO CABO NOMBRE

POZOS DE SERVICIO

La inyección de agua comenzó en Febrero de 1982, mediante un esquema de inyección periférico. La respuesta a la fecha en el centro del Yacimiento es casi nula, se supone, se debe ello a la baja permeabilidad del reservorio a la heterogeneidad del mismo // y al importante distanciamiento entre pozos productores e inyectores

Para acelerar e incrementar la recuperación de petróleo se propone la incorporación de 2 pozos inyectores intermedios (CN-62 y CN-63) en zonas depresionadas de escasa respuesta a la inyección de agua.

El pozo de servicio CN-59, perforado en 1987 por administración, tuvo un costo total de ~~112,222.00~~ (Material de bombeo)

A1591.000 (Moneda Mayo 1988)

POZOS DE EXPLOTACION

El desarrollo del yacimiento culminó en 1980. A partir de 1985 se realizaron algunas perforaciones en zonas marginales y de elevados espaciamiento con buenos resultados, los sondeos CN-57 y // CN-60 superaron los 100 m<sup>3</sup>/día. de producción inicial, y el primero de ellos en 18 meses acumuló 25,000 m<sup>3</sup>. de petróleo.

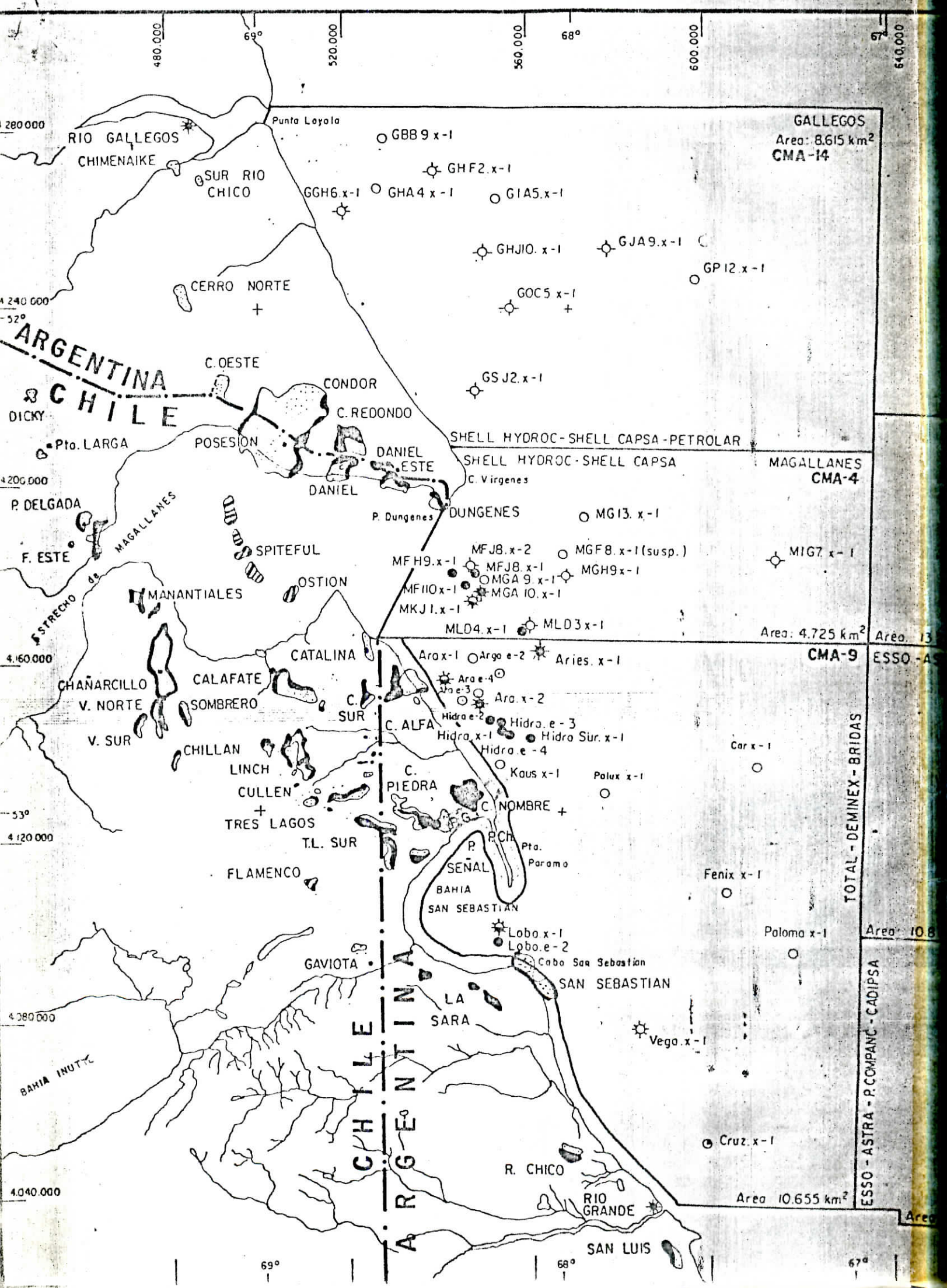
Teniendo en cuenta estos resultados se sugiere realizar // 4 perforaciones en el yacimiento durante 1988, CN-64, CN-65, CN-66 // y CN-67, los dos últimos pozos mencionados, estarían supeditados a la evolución de los sondeos CN-58 y CN-60 perforados en 1987.

El costo total del pozo CN-60 perforado por administración fue de ~~1,800,000~~ (Material de bombeo)

A1,800.000 (Moneda de Mayo de 1988)

Los sondeos propuestos permitirán contar con mayores alternativas para optimizar el esquema de inyección en el futuro







Area 12,771.93 km<sup>2</sup>

Pulpo x-1

Orco x-1

Area 10,874.43 km<sup>2</sup>

Tiburón x-1

Merluza x-1

Solmon x-2

Solmon x-1

TFE-2  
CMA-13

Lobo Marino x-1

Comorón x-1

Lobo x-1

Colomar x-2

Colomar x-1

Erizo x-1

Krill x-1

TFE-1  
CMA-12

Area 13,264.22 km<sup>2</sup>

SSO-ASTRA-P COMPANC-CADIPSA

CMA-15

PETROLEO

GAS

ESCALA 1/100,000





# CROQUIS ORIENTACION

## AREAS DE EXPLOTACION TIERRA DEL FUEGO

4 250

### - REFERENCIAS -

Cañadon Alfa (C.A)

Río Cullen (R.C)

Cabo Nombre (C.N.)

Cañadon Piedra (C.P.)

Cabezo de Leon Seccion Treinto (CL-ST)

Los Chorrillos (L.C)

San Sebastian (S.S.)

La Sara Laguna Escondida (LS-LE)

San Goyo Carmen Silva (SG-CS)

Las Violetas (L.V.)

Río Chico Los Patos (RCh-LP)

Paramo Chico (P.Ch.)

Gaviota Angostura (G-A)

Río Grande San Luis (RG-SL)

O'Connor (O'C)

L.Carmen Norte (L.CN.)

Las Lagunas (L.L.)

Cerro Cortado (C-C.)

Sur Arroyo Candelaria (S.A.C.A.)

Bajo Grande (B.G.)

4 200

4 150

4 100

4 050

4 000

