

## ANÁLISIS DE OPORTUNIDADES EN UN CAMPO MADURO FRACCIÓN A, CUENCA AUSTRAL, TIERRA DEL FUEGO, ARGENTINA

Mariana Mendoza<sup>1</sup>, Cristian Allende<sup>2</sup>, Dante Crosta<sup>3</sup>, Hernando Escamilla<sup>4</sup>, Laura Segovia<sup>5</sup>

1: YPF S.A. mpmendozam@ypf.com

2: YPF S.A. cristian.allende@ypf.com

3: YPF S.A. dante.crosta@ypf.com

4: YPF S.A. hernando.escamillavelez@ypf.com

5: YPF S.A. lsegoviad@ypf.com

Palabras clave: Campos Maduros, Cuenca Austral, Fm. Springhill, perforación *infill*, mecanismos de drenaje, balance de materia, casquete de gas, árbol de decisión, compartimentalización

### ABSTRACT

With over 60 years of production, oilfields located in Fraccion A lease, Tierra del Fuego Argentina, can be considered mature fields. As such, they don't have a strong field development plan, nor have been subject of study during recent years. In addition to that, there were poor results associated to the last wells drilled in the area. In order to define a solid development plan and characterize the Springhill formation, a study was carried out by a multidisciplinary team. The initial data included a single GOC and WOC for the entire field, low recovery factor and high hydraulic communication, all of which suggested that infill opportunities would be of interest. As a result of the analysis, the team concluded that there were in fact multiple fluid contacts, high compartmentation and much higher recovery factor than the originally thought. These conclusions discarded infill drilling and redirected the search for new drilling opportunities in non-depleted areas, away from the mainfield. A new development plan was set, and the identified uncertainties were considered by providing P10-P50-P90 scenarios. This paper summarizes the study and its main conclusions.

### INTRODUCCIÓN

#### Marco geológico y área de estudio

El campo denominado Fracción A, se encuentra ubicado dentro de la cuenca Austral en la porción continental al norte de la Isla de Tierra del Fuego. Hacia el Este limita con la Bahía de San Sebastián, y se encuentra a al norte de la ciudad de Río Grande (Fig. 1).

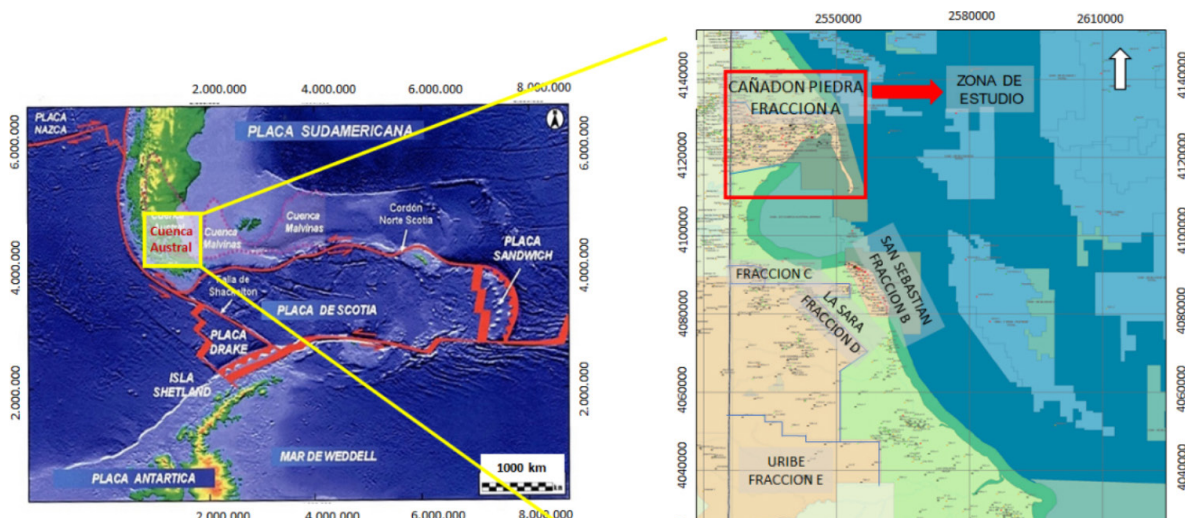


Figura 1. Ubicación área de estudio.

La columna estratigráfica está compuesta de base a tope por las formaciones Le Maire o Serie Tobífera de edad Jurásica superior y origen volcánico sedimentario, la Formación Springhill del Cretácico inferior con una sucesión que varía desde depósitos clásticos continentales, depósitos de ambientes mixtos como estuarinos, deltaicos, a depósitos marinos litorales rellenando la paleotopografía existente de la Serie Tobífera.

Por encima de estas formaciones y de manera gradual aparece la Formación Pampa Rincón (Inoceramus inferior) de origen marino profundo, la cual es roca madre y sello. Culminando la columna estratigráfica del Cretácico, encontramos las formaciones Nueva Argentina (Margas Verdes), Arroyo Alfa (Inoceramus medio), y Cabeza de León (Inoceramus superior) (Fig. 2).

El área denominada Fracción A esta compuesta por 4 yacimientos, los cuales se denominan: Cañadón Piedras, Sección Baños, Cabo Nombre y Bajo Grande, como se ve en la Figura 3. La sección de la columna que le corresponde a estos yacimientos es la resaltada en color rojo en la Figura 2.

### Sistema petrolero y trampas

Las facies marino-distales representadas por las pelitas de la Fm. Pampa Rincón (Inoceramus Inferior) y la Fm. Margas Verdes corresponden a las principales rocas madres de la cuenca. Los reservorios de la Fm. Springhill posicionados entre el basamento de la Serie Tobífera y las pelitas antes descriptas facilitan el entrapamiento estructural, estratigráfico y combinado de hidrocarburos. La migración de hidrocarburos se realiza lateralmente por contacto entre la roca madre y el reservorio.

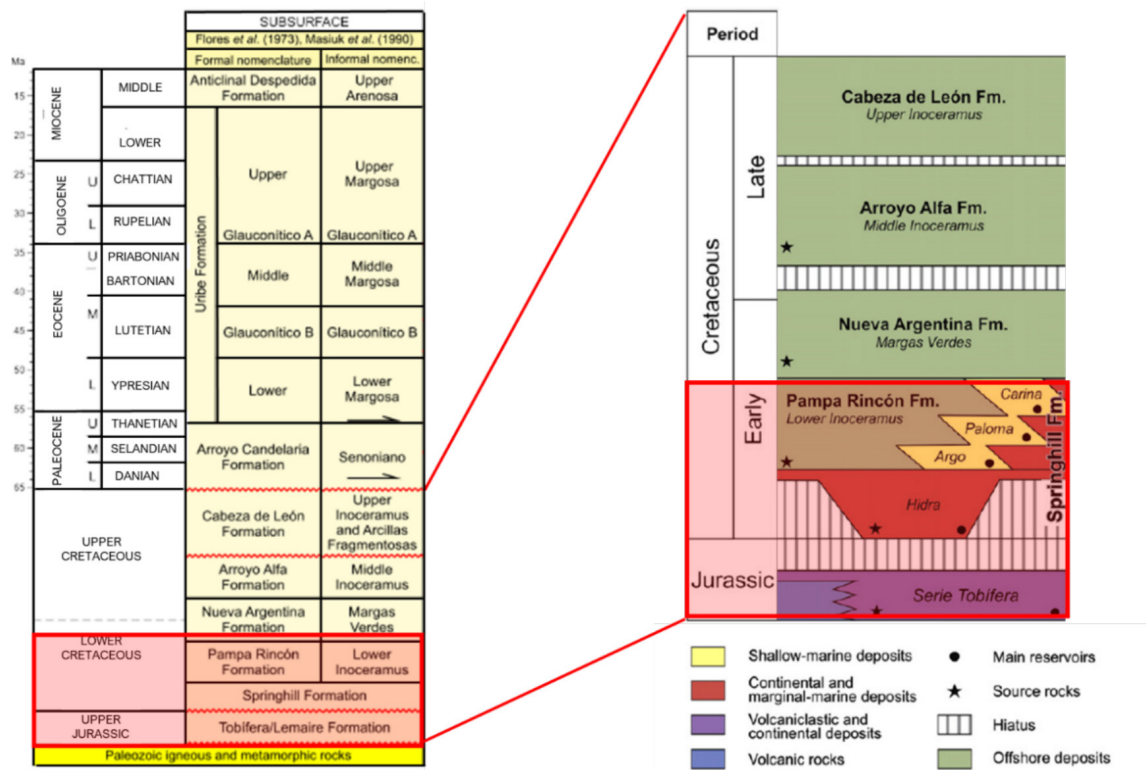


Figura 2. Columna cronoestratigráfica general de Tierra del Fuego. Fuente Schwarz *et al.*, (2011).

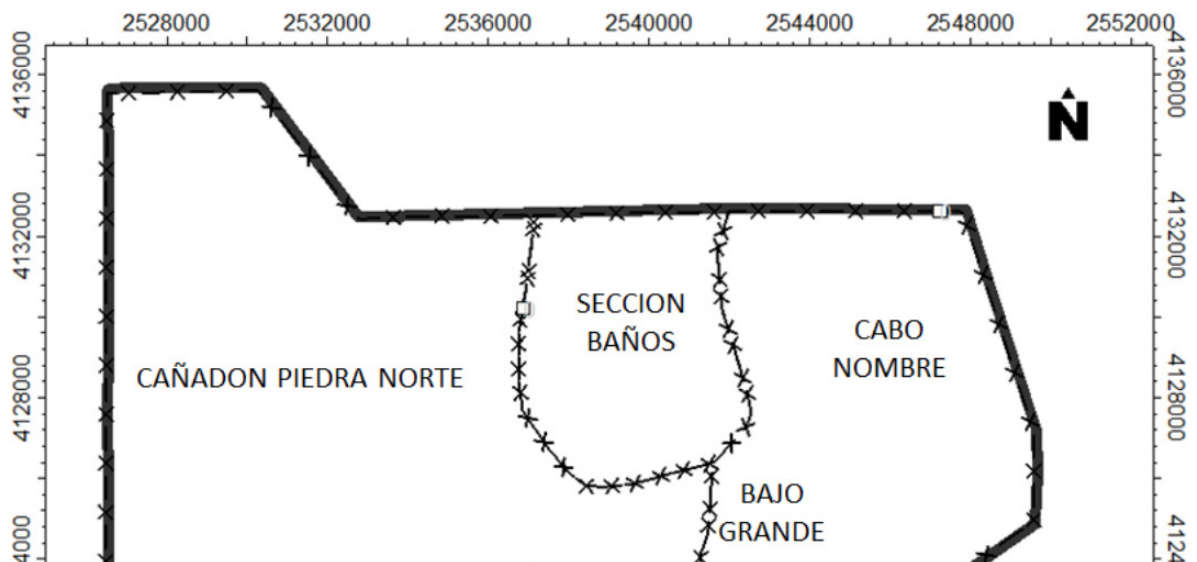
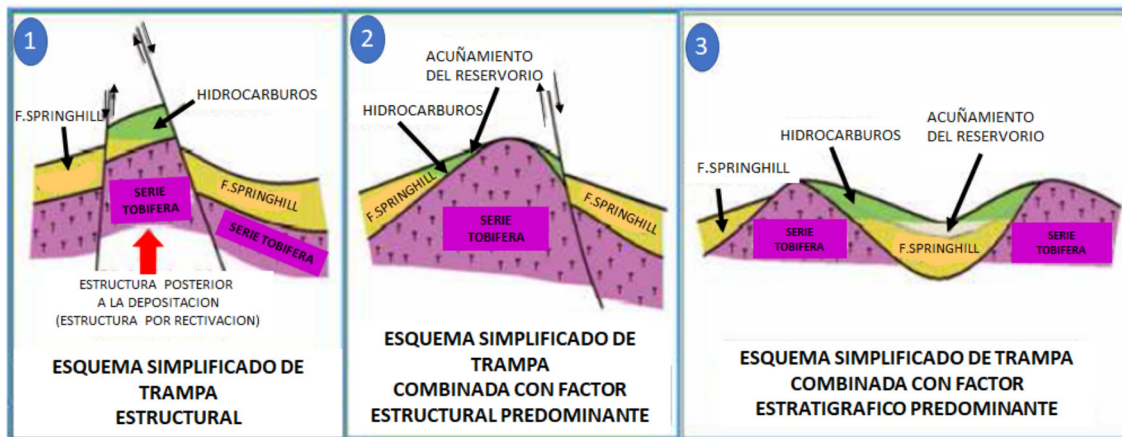


Figura 3. Yacimientos en Fracción A: Cañadón Piedra, Sección Baños, Cabo Nombre y Bajo Grande.

El entrapamiento principal en este campo es estratigráfico, debido a los acuñamientos contra los flancos de los denominados “altos pelados de basamento”, y por variaciones laterales de facies. Existe también en menor medida un entrapamiento estructural asociado a un fallamiento directo, y un entrapamiento combinado. Ver esquemas de entrapamiento en la cuenca en la Figuras 4, y el esquema deposicional en Fracción A en la Figura 5.



ESQUEMA DE LOS DIFERENTES TIPOS DE TRAMPAS DE LA CUENCA

Figura 4. Esquemas de entrapamiento. Tomado de Rodriguez et. Al.

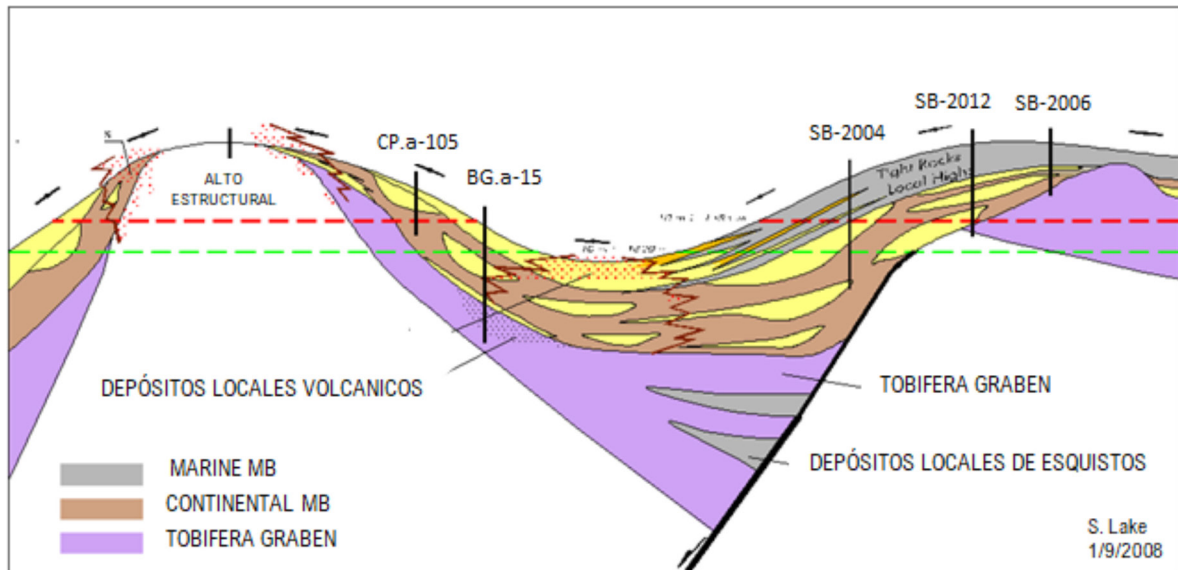


Figura 5. Esquema deposicional en Fracción A. Tomado de Apache.

## METODOLOGÍA DE TRABAJO

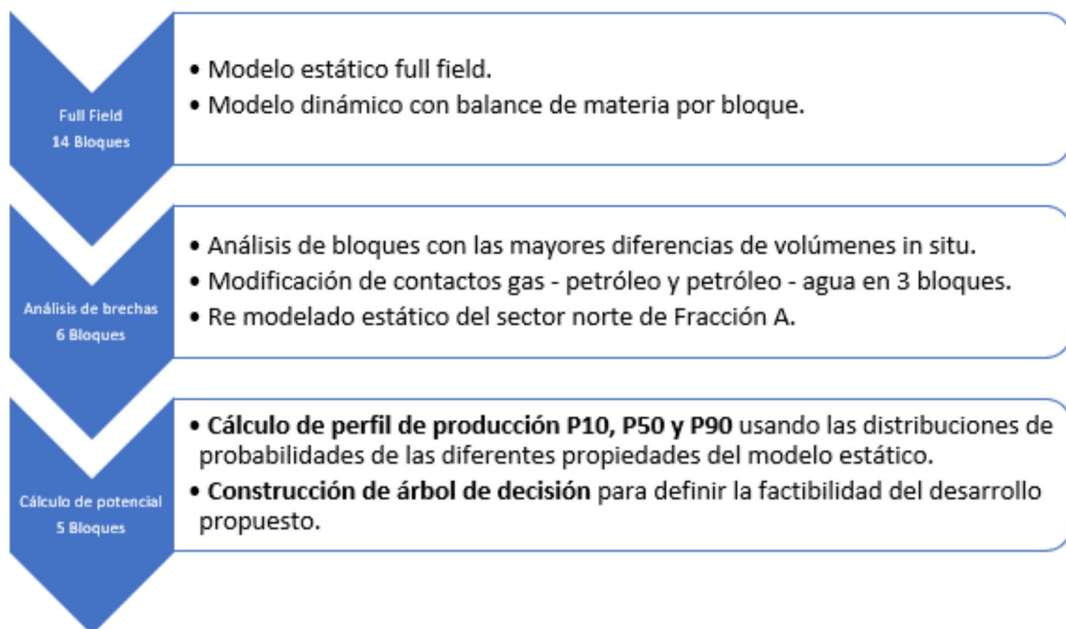
Como primer paso en la evaluación del potencial remanente en el campo, se realizó un modelo geológico tomando como base e integrando toda la información existente tanto de

perfiles, coronas, sísmica, control geológico, petrofísica, datos de ensayo etc., para poder realizar un cálculo de OOIP y OGIP lo más ajustado posible. El modelo geológico 3D se realizó en la plataforma Petrel, en donde a partir de la interpretación petrofísica se establecieron dos facies, una de arena y una de arcilla.

Paralelamente se construyó un modelo dinámico consistente en balances de materia por bloques. A partir del análisis efectuado, y del comportamiento de la presión observado, se determinó la compartimentalización de los yacimientos del área en 14 bloques, de acuerdo con la Figura 14. Estos modelos fueron ajustados con los datos de presión y producción disponibles, dando como resultado una estimación de los fluidos in place involucrados en esta producción histórica.

Basándonos en las diferencias entre los fluidos in place calculados con el modelo estático y dinámico, se analizaron los seis bloques con las mayores diferencias, entre 27% y 99%. El análisis de cada bloque permitió significó un *feedback* entre las diferentes disciplinas involucradas, que permitió por corregir ambos modelos y definir un plan de desarrollo, con las incertidumbres y riesgos asociados para cada zona.

La metodología consistió en el siguiente flujo de trabajo:



Se explicarán los cálculos y se mostrará un bloque en profundidad, CP.a-25, para clarificar aún más el abordaje del problema.

### División de la Fm. Springhill en secuencias

La Fm. Springhill (SPR) se subdividió en base a la respuesta eléctrica de perfiles, descripción de control geológico, e interpretación geológica en dos secuencias principales, una Continental

basal y una Marina superior. Los espesores totales de las mismas son variables y responden al espacio de acomodación preexistente generado por las rocas volcaniclasticas basales de la Fm. Lemaire o Serie Tobífera.

Los espesores varían para la secuencia Continental, desde la ausencia total en los llamados Altos Pelados (zonas altas preexistentes sin depositación posterior), hasta los 60 m aprox. en la zona de Cabo Nombre-Bajo Grande, con un promedio de 18 m en toda el área. Para la secuencia Marina ocurre algo similar en cuanto a la variación de espesor sobre los altos pelados, con ausencia y/o acunamientos de espesor contra los mismos, pero en general esta secuencia tiene una mayor distribución areal en la zona de estudio.

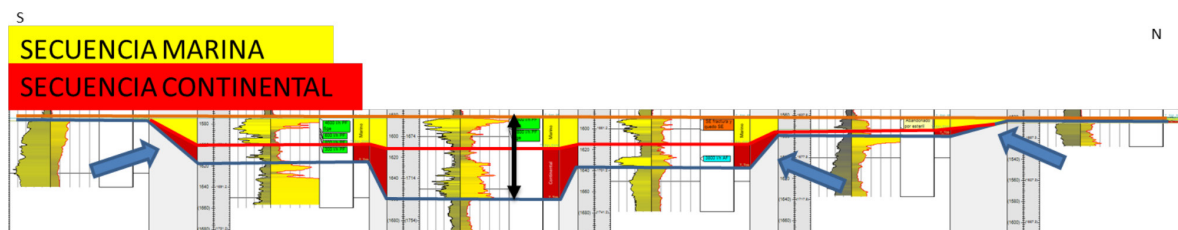


Figura 6. Sección estratigráfica Sur-Norte, flatenizada al tope de la secuencia Marina, donde se observan las variaciones de espesor y acunamientos en los Altos Pelados. Trazo de acuerdo con Figura 7.

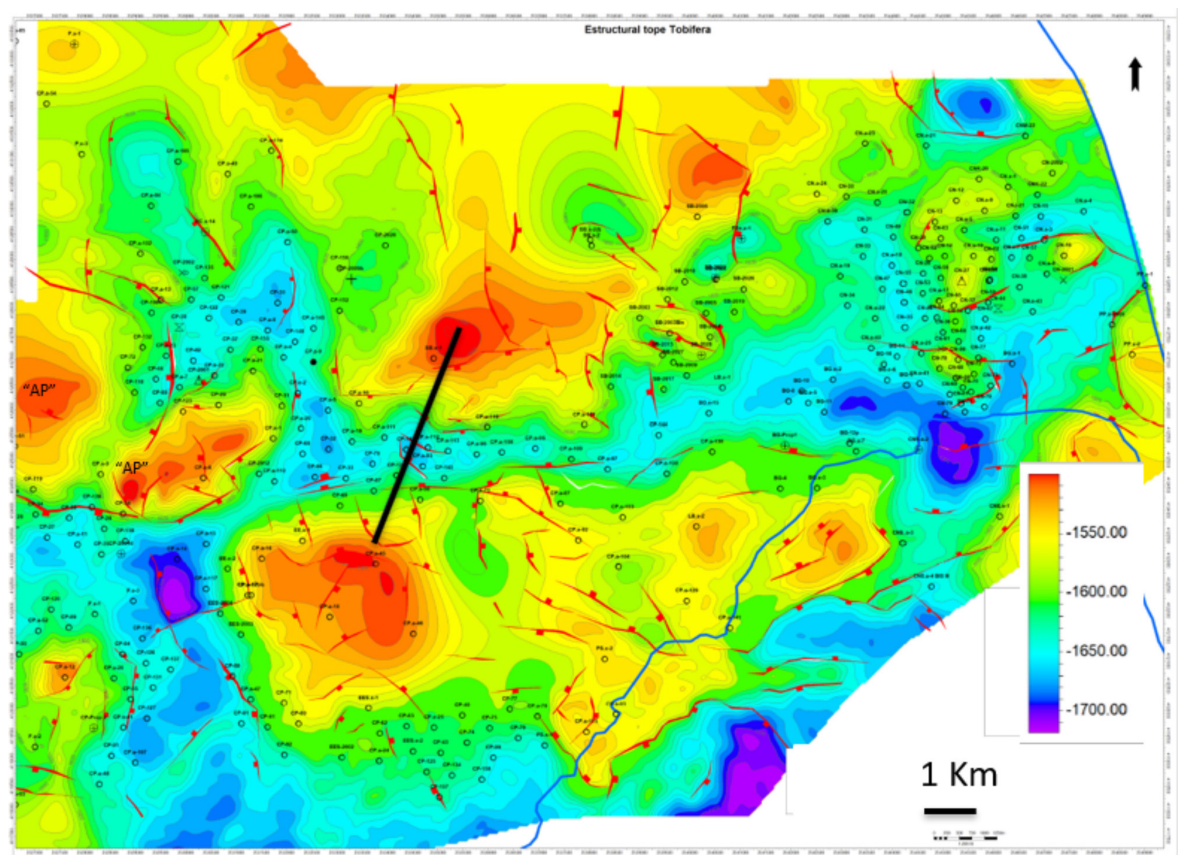


Figura 7. Mapa estructural al tope de la Serie Tobífera con traza del corte.

Los espesores totales máximos están en el orden de los 40-45 m promediando los 23 m de espesor total en toda el área de estudio. Las variaciones de espesor y su distribución por secuencia se muestran en la Figura 6, y la traza de cortes en la Figura 7.

## Modelo Estructural

La Fm. Lemaire o Serie Tobífera, es la que controló la depositación de Fm. Springhill, de manera que en los paleo bajos topográficos se encuentran los mayores espesores, acuñándose contra los flancos y desapareciendo en los denominados Altos Pelados. El estilo estructural de la zona de estudio es de naturaleza extensional (Figura 8).

En la Figura 7 se observa el mapa estructural al tope de la Serie Tobífera, en rojo se ven los altos estructurales denominados “altos pelados”, en rojo se ve el sistema de fallas directa y la línea azul representa la línea de costa (Bahía San Sebastián).

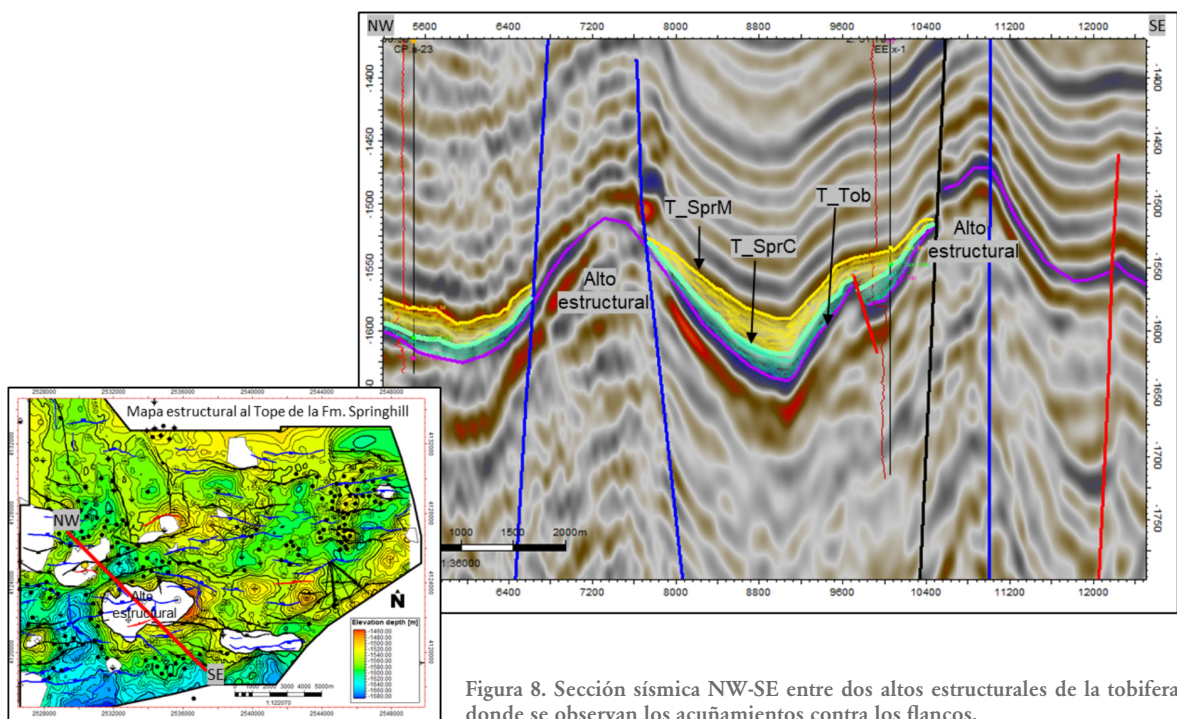


Figura 8. Sección sísmica NW-SE entre dos altos estructurales de la tobífera donde se observan los acuñamientos contra los flancos.

## Modelo Petrofísico

Parte del esfuerzo se centró en la revisión del modelo petrofísico básico de las zonas de interés en base perfiles convencionales y su calibración con datos de roca de 58 pozos de referencia. Posterior al proceso de control de calidad (normalización o edición de la curva SP (Figura 9-A), puesta en profundidad, mal calíper, etc.), se procedió al cálculo de VCL empleando indicadores como: SP normalizado, gamma Ray y resistividad quedando el mínimo de ellos.

Seguidamente y según la disponibilidad de perfiles se calculó la porosidad empleando perfiles tales como: densidad o sónico y su calibración con datos de roca. Para el cálculo de  $S_w$ , primeramente, se calculó la  $R_w$  en base a tres métodos: relevamiento de los datos de salinidades de agua de los pozos obtenidos en las terminaciones y reparaciones (Figura 9-B y 9-C), crossplots de trabajo (Pickett) y la  $R_w$  basado en la curva de  $S_p$  Editado o normalizado. Del relevamiento de los datos de salinidades de las muestras de agua de los pozos de análisis, se obtuvo un promedio de sales de trabajo de 19000 ppm de NaCl, lo que representaría a temperatura de reservorio una  $R_w$  de: 0.08 ohm.m aproximadamente, valor que se mantiene en línea con los otros dos métodos empleados para verificación (crossplots PHIE/RT y el cálculo de  $R_w$  en base al  $S_p$ ).

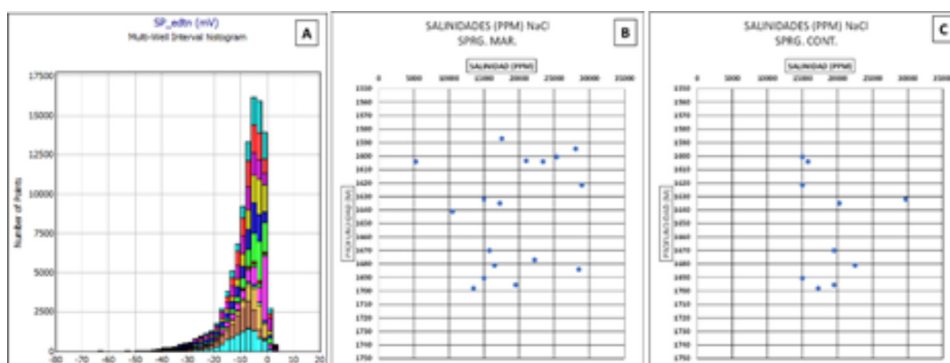


Figura 9. A) Ejemplo de Histograma de frecuencia de la normalización o edición de la curva  $S_p$  en pozos referencia del bloque Bajo Grande. B) y C) Gráficos de salinidades vs. Profundidad observados en muestras de agua para Springhill Marino y Continental respectivamente.

Para la estimación de la saturación de agua se empleó la fórmula de Archie, observándose además una buena correlación entre este parámetro obtenido y los fluidos de referencia de las terminaciones y reparaciones de los pozos del área (Figura 10). Para el análisis de *Cut Off* se realizaron crossplots de trabajo basados en los ensayos de pozos auditados y análisis de sensibilidades obteniéndose los siguientes valores de corte para la Fm. Springhill de:  $PHIE > 12\%$ ,  $VCL < 0.35$  y  $S_w < 0.65\%$ . Se calculó adicionalmente un Índice de Permeabilidad basado en leyes KPHI's para cada una de las secuencias en las zonas de estudio según las muestras de roca analizadas en el laboratorio.

## Mapeos por secuencias

A partir de la subdivisión de la Fm. Springhill en dos secuencias, se generaron mapas en 2D, de espesores totales de cada secuencia, de espesor total de arena y espesor permeable. También mapas estructurales y de *Net to Gross* o N/G. Para discriminar facie arena de pelita se utilizó un *cutt of* del Vclay en 0.35 y para el espesor permeable un *cutt of* de la porosidad del 0.12, tal como se

describe en el modelo petrofísico, toda esta información se utilizó posteriormente para alimentar el modelo 3D y realizar las volumetrías para cada bloque.

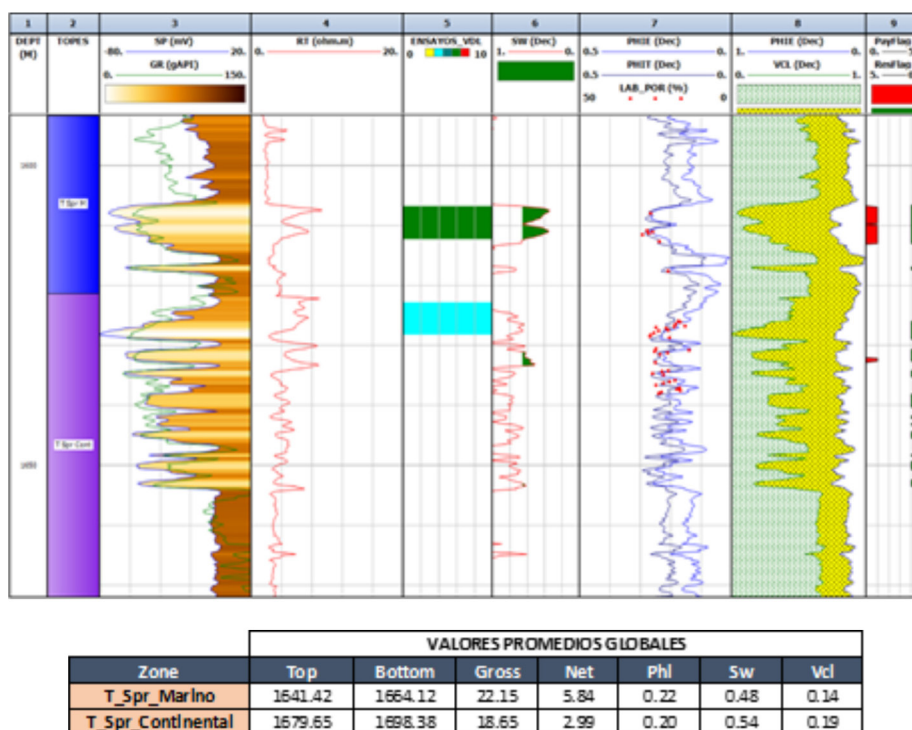


Figura 10. Ejemplo de salida gráfica de una interpretación petrofísica ajustada con datos de laboratorio y datos de fluidos de los ensayos de capas válidos y tabla resumen global de promedios obtenidos para las secuencias Marino y Continental.

### Contactos Gas/Petróleo (GOC) y Agua/Petróleo (WOC) conocidos:

Con la información existente de informes y pozos realizados por las distintas operadoras que trabajaron en el área, se identificaron los contactos originales GOC en la cota de -1550 m, y WOC en -1615 mbnm (bloques Sección Baños, Cabo Nombre, Bajo Grande de acuerdo con la Figura 15), estos contactos se cotejaron con los datos de ensayos cargados en cada pozo y por secuencias. Se presenta esquemáticamente en la Figura 11, la traza de corte en la Figura 12.

Para la zona sur se determinó un contacto agua-petróleo y gas-petróleo distinto, el GOC estaría en la cota de -1570 mbnm y el WOC en la cota de -1640 mbnm, (los bloques llamados CP en la Figura 16) asumiendo tales como válidos para determinar los OOIP correspondientes en cada secuencia. Estos contactos se cotejaron con los datos de producción acumulada de petróleo, ver Figura 18.

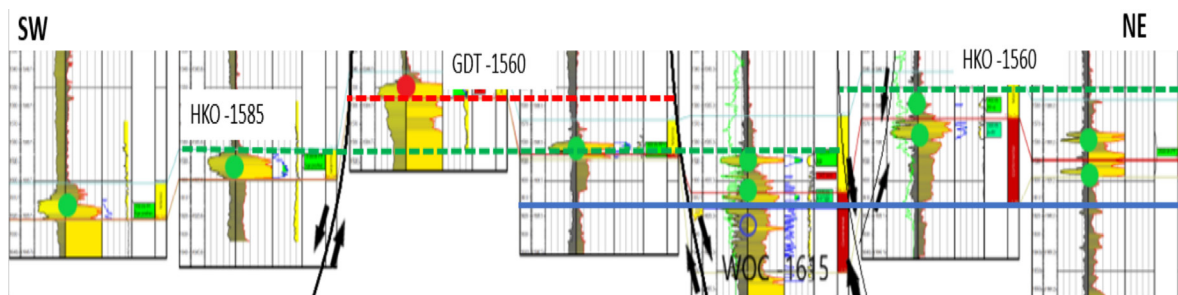


Figura 11. Secciones estructurales con contactos y ensayos marcados, y estratigráficas con interpretación de los reservorios.

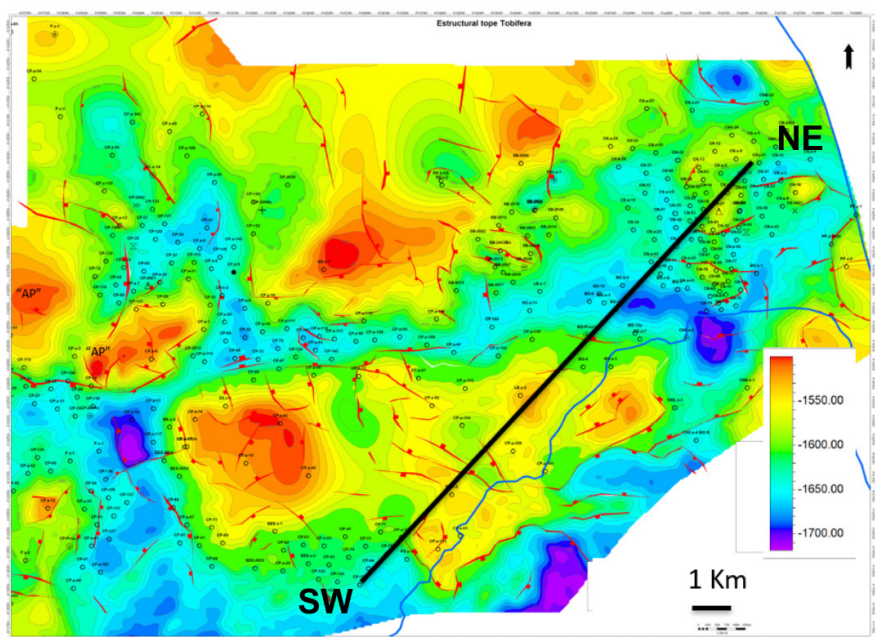


Figura 12. Mapa estructural con traza del corte de la Figura 11.

## Modelo 3D y Cálculo del OOIP/OGIP

Se realizó el cálculo del OOIP y OGIP de manera determinística, para éste método de cálculo se realizaron las grillas en 3D con poblado estocástico, el mismo se realizó para facies arena y arcilla en primer lugar con el método SIS (*Sequential Indicator Simulation*) y luego con TGS (*Truncated Gaussian Simulation*) ya que con este ajustaba mejor a los parámetros utilizados como input (tendencias y proporciones de arena).

Para el poblado de porosidad y SW se utilizó el método SGS (*Sequential Gaussian Simulation*) y para el cálculo volumétrico se usaron los contactos de fluidos por bloques, definidos en función del modelo estructural. Se calcularon los volúmenes dentro de los bloques determinados para el balance de materia, de manera de comparar los volúmenes in situ calculados a partir del modelo geológico y los estimados por el balance.

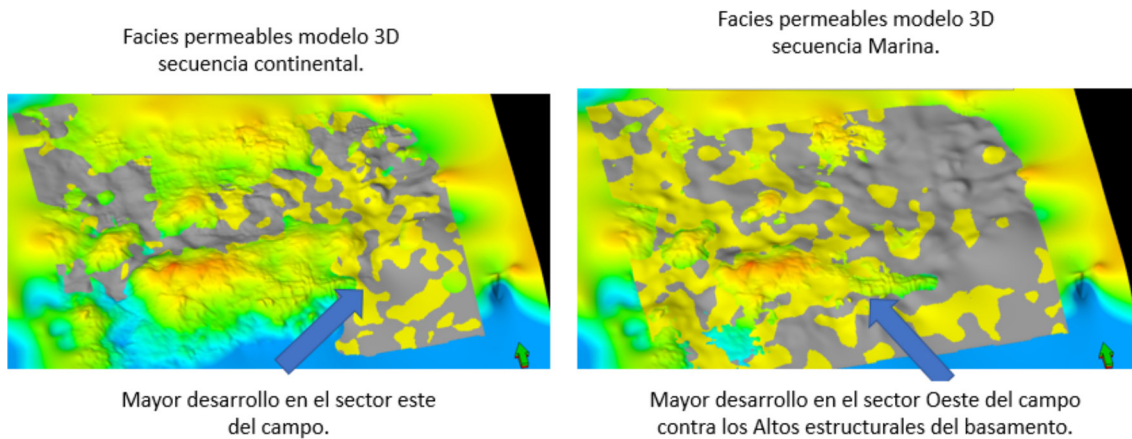


Figura 13. Vista del poblado 3D de facies resultante para las dos secuencias. En color amarillo se interpretan las facies de arenisca y en gris la facies de arcilla.

## Modelo dinámico

En el marco del proyecto de búsqueda de oportunidades de los 4 yacimientos que componen el área Fracción A, Figura 3, se decidió realizar un balance de materia, con el objetivo de obtener los fluidos in place, validar los mismos mediante su comparación con las volumetrías del modelo estático, determinar los mecanismos de drenaje actuantes y su influencia relativa, así como también analizar la posible compartimentalización de la Formación Springhill.

Teniendo en cuenta el modelo estático, en cuanto a las fallas de tipo 1 y 2 y la presencia de altos preexistentes, así como también el comportamiento de la presión y la producción del yacimiento, se determinó la compartimentalización de los reservorios del área en 14 bloques, de acuerdo con Figura 16. Estos bloques se definieron en forma areal, y no vertical, debido a que no se cuenta con una historia de presiones por secuencia para la Fm. Springhill. Por lo tanto, se trabajó en el balance de materia con 14 tanques, los que lograron ajustarse sin necesidad de incluir transmisibilidad entre los mismos. En cuanto a los fluidos de reservorio, básicamente se trabajó con dos: un petróleo saturado que describe el comportamiento de fluidos de 13 bloques, y uno subsaturado que sólo aplica para un bloque de Fracción A, en donde la secuencia Continental tiene más contribución que la secuencia marina. En cuanto a la presión original, se estableció que el reservorio se comporta como un reservorio normal, considerándose una presión original de 160 kg/cm<sup>2</sup> al nivel de referencia de 1600 m bnm, con excepción de un bloque denominado suboeste, el cual presenta una presión de 105 kg/cm<sup>2</sup> en el comienzo de su producción.

Es importante decir que, con los 14 tanques considerados, se modeló el total de la producción de la Fm. Springhill en todos los yacimientos que forman parte del área Fracción A. No fue necesario considerar transmisibilidad entre ellos para lograr un ajuste satisfactorio.

## Análisis de las presiones

La metodología utilizada para el análisis fue, en primer orden, reunir toda la información relativa a datos de presión. La información recolectada corresponde a la historia de presiones del área, proveniente de gradientes estáticos, ensayos de *build up* y datos de probadores de formación en operaciones de perfilaje a pozo abierto, en los pozos más nuevos. En la Figura 14 puede verse la totalidad de los datos de mediciones de presión con que se cuenta, para los distintos yacimientos que se encuentran en el área de concesión Fracción A. El plano de referencia considerado es de 1600 mbnm.

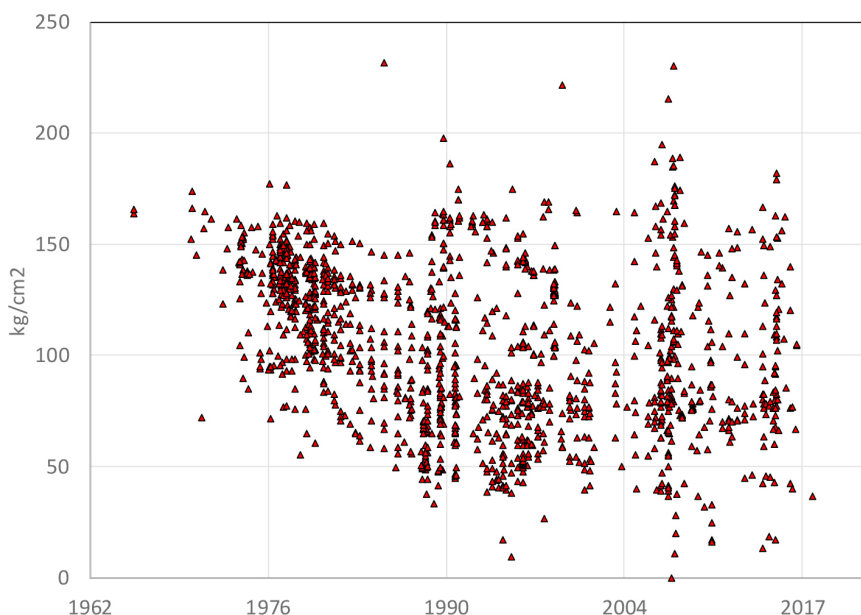


Figura 14. Historia de presiones Fracción A.

Como se puede apreciar, hay una dispersión muy importante de datos. A partir de la observación de las primeras mediciones de presión registradas, en general DSTs, se estableció como presión inicial 160 kg/cm<sup>2</sup> es decir, un reservorio de presión normal. En general se observa que todos los valores que se encuentran por encima de esa presión corresponden a gradientes estáticos realizados en pozos inyectores, por lo cual no se los tuvo en cuenta.

Dado que la mayoría de los datos corresponden a gradientes estáticos, en general no se cuenta con información a nivel de capas o secuencias, sino a nivel de pozo. Por tal motivo, se decidió no realizar ningún tipo de prorratio ni asignación de la producción a nivel de capa o secuencia y trabajar en forma areal, a nivel de pozo. Se fundamenta esta decisión en la distribución del NTG de cada secuencia, Figura 15, que deja a los bloques con una única secuencia productiva predominante en todos los casos, siendo la secuencia Marina predominante hacia el Oeste y Suroeste y la Continental hacia el Noreste, si bien en algunos pocos bloques son productivas las dos secuencias.

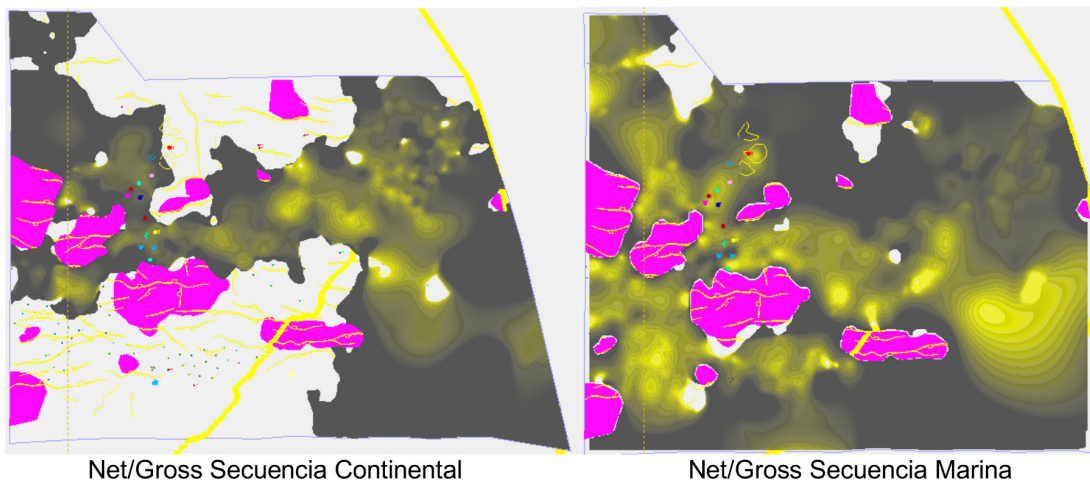


Figura 15. Distribución de NTG, amarillo NTG>30%. En color fucsia altos pelados. Línea amarilla representa la línea de costa.

La historia de presiones se torna coherente si se divide el área en 14 bloques. Es decir, para cada bloque se puede reconstruir una historia de presiones que comienza en la Presión inicial y cae en función de la historia de desarrollo, aumentando con el inicio de inyección. La compartimentalización está asociada a las fallas de tipo 1 y 2. Las fallas de tipo 1 atraviesan toda la columna sedimentaria, desde el basamento hasta el terciario, con bastante extensión regional. Las fallas de tipo 2 atraviesan la Fm. Springhill, pero no el terciario. Un elemento que contribuye a la

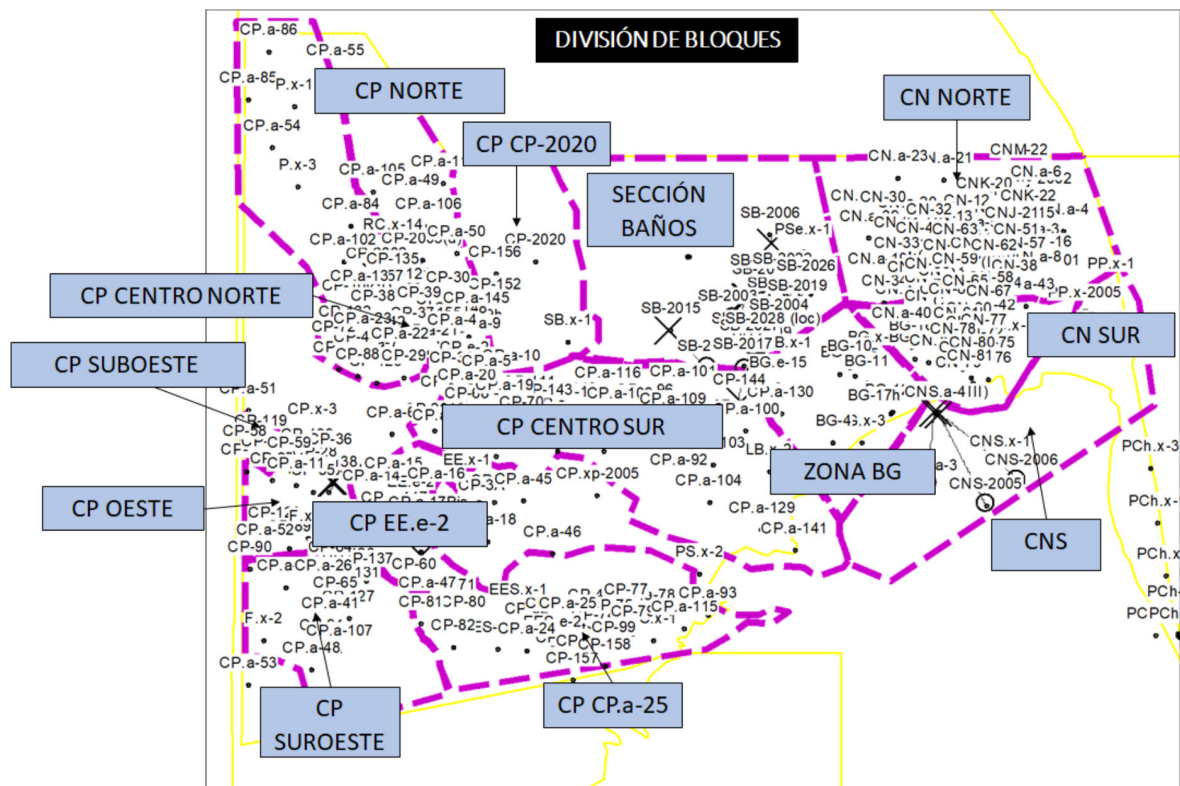


Figura 16. División del área en bloques, de acuerdo con el comportamiento dinámico.

generación de compartimentos en el reservorio es la presencia de altos preexistentes de la Sección Tobífera, previos a la depositación de la Fm. Springhill. En función de lo comentado, y del análisis de las presiones y la distribución areal de cada secuencia, se determinó la presencia de 14 bloques, los cuales se pueden ver en la Figura 16.

## Análisis de producción

Basado en el modelo geológico por secuencias y los datos relevados de ensayos por pozo, se ve una tendencia a depósitos de mayor espesor de Springhill Marino hacia el oeste y mayor espesor de Springhill Continental hacia el este (Figura 15). Se realizó este análisis para cada yacimiento en Fracción A, a saber, Cañadón Piedras, Cabo Nombre, Sección Baños y Bajo Grande, Figura 3.

Para Cañadón Piedras, responsable del 65% de la producción total y cuya secuencia productiva principal es Springhill Marino, el GOR inicial era del orden de  $100 \text{ m}^3/\text{m}^3$ , sin observarse prácticamente producción de agua. A partir del año 1973, cuando comienza el desarrollo del yacimiento, comienza a incrementarse paulatinamente el GOR, hasta llegar a un valor máximo cercano a  $5000 \text{ m}^3/\text{m}^3$ , a mediados de la década del 80, mostrando a partir de ese momento un descenso leve y constante, de acuerdo con Figura 17. Este comportamiento de la producción se condice con el casquete de gas ubicado en el yacimiento en la región central del yacimiento, con un GOC en alrededor de 1570 mbnm. La mayoría de los pozos se han punzado en la columna de petróleo, dado que aquellos que cayeron en la zona del casquete de gas no se pusieron en producción. Por tal motivo, inicialmente se observa un GOR del orden

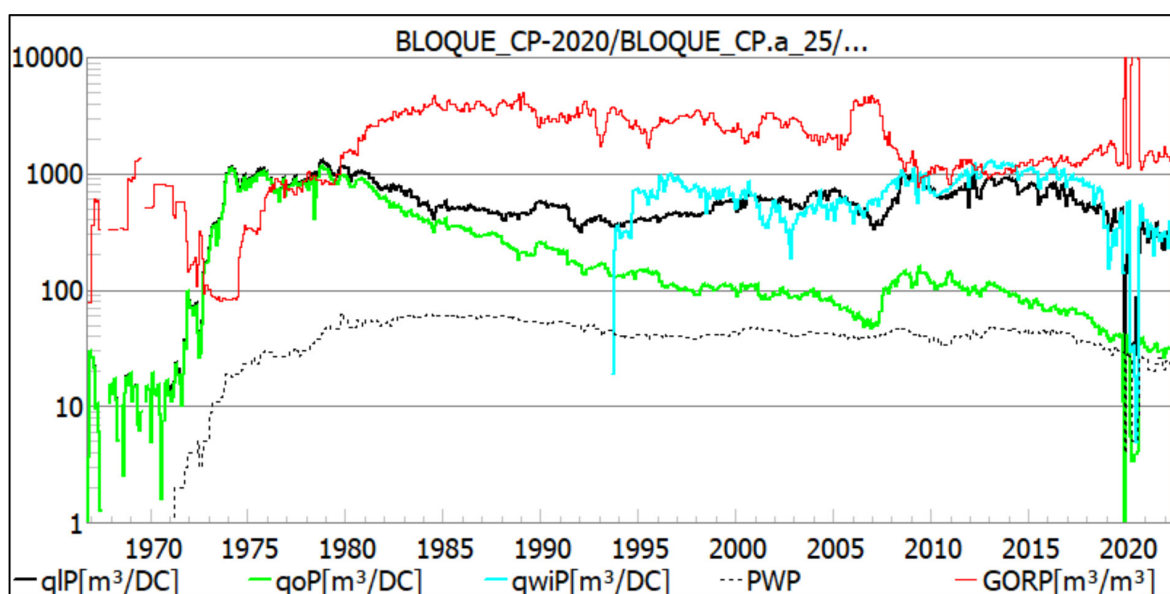


Figura 17. Historia de producción de los Bloques de Cañadón Piedras.

del gas disuelto, y a medida que se produce un declino de la presión, la expansión del casquete y la mayor saturación de gas debido a su liberación en el reservorio, generan un mayor GOR de producción. Con respecto a la producción de agua, la misma empieza a evidenciarse a partir del año 1980, y de ahí en más va aumentando paulatinamente. La recuperación secundaria se implementó en el año 1994.

En la Figura 18 puede observarse la ubicación tentativa inicial de los fluidos en el reservorio, para el Yac. Cañadón Piedra, utilizando el estructural de la secuencia marina de la Fm. Springhill. Se presentan las producciones acumuladas de petróleo para verificar la coherencia de los contactos.

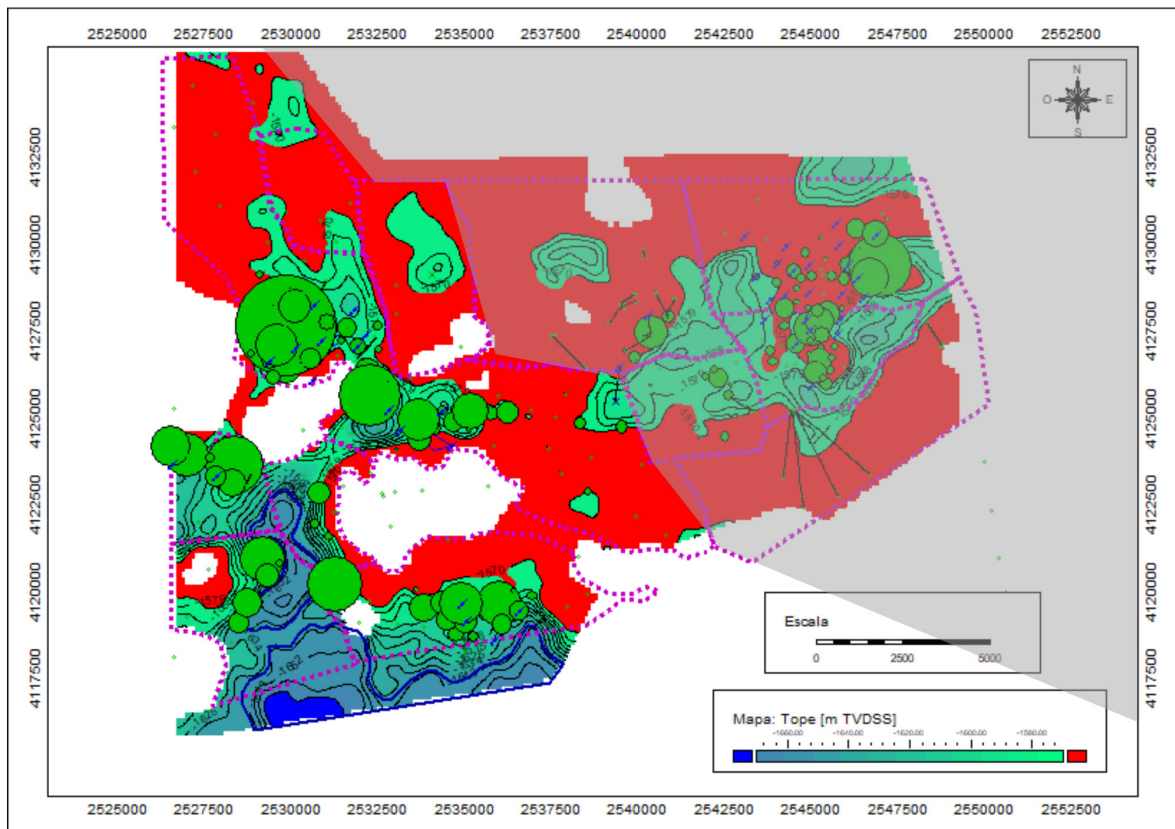


Figura 18. Condición inicial estimada de los fluidos en el Yac. Cañadón Piedra. GOC en la cota de -1570 mbnm (cotas superiores en color rojo) y WOC en la cota de -1640 mbnm (cotas inferiores en color celeste). Burbujas de petróleo acumuladas en la zona de petróleo.

A partir del análisis de la producción, el principal mecanismo de drenaje natural del yacimiento sería la expansión del casquete de gas y empuje de agua. La existencia de un casquete de gas, el cual ha sido producido sin existir reinyección del mismo, sumado a la existencia de un empuje de agua, conlleva a que los resultados de la inyección de agua hayan sido poco alentadores. Además, los mecanismos de drenaje naturales han posibilitado obtener altos factores de recobro

De la misma forma se analizaron Cabo Nombre Sección Baños y Bajo Grande.

## Caracterización de fluido

En el área se cuenta con 8 estudios PVT, de los cuales uno de ellos, el correspondiente al pozo F.x-1 (Filaret x-1) no se consideró una muestra representativa del fluido del reservorio, y no se realizó una liberación diferencial en el estudio. Por tal motivo, se analizaron los 7 estudios PVT restantes para definir el fluido de reservorio a utilizar en el estudio. Tres estudios PVT pertenecen de la secuencia marina de la Fm. Springhill, y dos muestras de la secuencia continental. Los estudios PVT de los pozos CN-37 y CN.a-22 corresponden a ensayos en conjunto y se tuvieron en cuenta para definir el fluido de reservorio a utilizar en el caso del Yac. Cabo Nombre.

A partir de los estudios PVT disponibles, y considerando las historias de producción explicadas en el apartado anterior, se decidió modelar dos fluidos de reservorio: uno saturado y uno subsaturado. El fluido de reservorios saturado se utilizó en 13 de los 14 tanques con los que se modeló dinámicamente el área Fracción A, mientras que en el tanque restante se utilizó el fluido de reservorios subsaturado, de manera de poder reproducir en cada caso la producción de gas.

### Fluido saturado

Dado que está claro en función de los resultados de los pozos (evolución del GOR Figura 17) y del análisis de la historia de producción, que el fluido de reservorio de la secuencia marina de la Fm. Springhill corresponde a un petróleo saturado, se decidió considerar el PVT del pozo CP.a-20 como el más representativo, dado que es el único fluido que se considera saturado. Por lo tanto, a partir del mismo, se modeló el fluido de reservorio, llevándolo a condiciones de saturación a la presión original de reservorio, que como ya se comentó en el apartado de análisis de presiones, es de  $160 \text{ kg/cm}^2$ . Acorde a la corrección realizada, se estableció un fluido con una presión de burbuja de  $160 \text{ kg/cm}^2$ , y un RS de  $90 \text{ m}^3/\text{m}^3$ . Esto fue realizado con los otros PVTs de la secuencia marina, y se obtuvieron valores muy similares. Por este motivo, se consideró inicialmente este estudio PVT para validar el fluido de reservorio. Sin embargo, no se logró reproducir la producción de gas en las corridas iniciales de balance de materia, generándose una saturación de gas negativa en el reservorio en algunos tanques. Por este motivo, se decidió elevar ligeramente el RS del fluido de reservorio, llevándolo a  $100 \text{ m}^3/\text{m}^3$ , valor a partir del cual se logró reproducir sin problemas la producción de gas reportada en el comienzo de la historia del área.

### Fluido subsaturado

A partir del análisis de la historia de producción de la zona norte de Cabo Nombre, y del estudio PVT de la secuencia continental de la Fm. Springhill, se concluye que en este reservorio el fluido corresponde a un petróleo subsaturado. Por lo tanto, se modeló el mismo a partir del estudio PVT de los pozos CN.a-22 y CN-37, correspondientes a un fluido subsaturado, debiéndose considerar un valor RS ligeramente superior al obtenido, del orden de  $45 \text{ m}^3/\text{m}^3$ , para lograr reproducir la producción de gas.

## Balance de materia y conclusiones

El principal mecanismo de drenaje es el empuje de un casquete de gas. A partir del análisis, que incluye la historia de presiones, la producción de petróleo, gas, agua y agua inyectada en los bloques donde se inyectó agua, se observa en general una depletación importante para la mayoría de los bloques, como es de esperar luego de 56 años de producción en los que se produjo tanto el anillo de petróleo como el casquete de gas y donde la inyección de agua en volumen resulta insignificante en relación al vaciamiento del reservorio.

De acuerdo con lo analizado, en 11 bloques los mecanismos de drenaje principales están dados por la presencia de gas cap y acuífero, en 2 bloques se considera un fluido saturado pero sin casquete de gas (de existir el mismo sería despreciable y no fue visualizado en los perfiles de los pozos, ni en los ensayos de completación), y por último en un solo bloque el mecanismo de drenaje principal es solamente empuje de agua.

En base a los gráficos de energía por bloque, se evidencia que en los bloques donde se realizó secundaria, la recuperación secundaria tiene una influencia mínima frente a la gran depletación del reservorio por la producción de gas. Si se hubiera pensado en una estrategia de desarrollo para mantener la presión, por cada m<sup>3</sup> de gas producido se deberían haber inyectado varios miles de m<sup>3</sup> de agua, dado los factores de volumen de cada fluido. A esto debe sumarse el hecho de que existe un acuífero activo, lo cual otorga una menor relevancia aún a la inyección de agua.

De los 14 bloques, en el único bloque donde produce solamente la secuencia Continental de la Fm. Springhill (zona norte del Yac. Cabo Nombre), el factor de recobro actual es del orden del 19% y el principal mecanismo de drenaje es la inyección de agua. En dicha zona a partir del estudio se evidenciaron oportunidades de optimización, que no son objetivo de este paper.

En general los factores de recobro que surgen como resultado de los balances de materia se encuentran por encima del 30%, valores acordes a la eficiencia esperable de los mecanismos de drenaje actuantes. Los altos factores de recobro obtenidos, así como el movimiento de los contactos permiten concluir que no existen oportunidades importantes en las zonas en producción, como para pensar en pozos *infill*, debido a la depletación y el cambio en la saturación de fluidos por producción o avance del contacto de agua. De existir tales oportunidades, las mismas deberían buscarse en otros bloques o zonas que pudieran encontrarse aisladas de las estudiadas.

Por último, se destaca que el análisis presenta cierta incertidumbre, debido a la historia de presiones con que se cuenta, donde básicamente los datos provienen de gradientes estáticos, y al hecho de que en algunos casos se ha debido trabajar con un solo fluido de reservorio donde producen en forma conjunta las dos secuencias de la Fm. Springhill. Dado que en general y en los principales bloques la producción proviene de una sola secuencia, esta incertidumbre se reduce. En general, se considera que se han cumplido los objetivos del estudio, obteniendo un resultado coherente y confiable para la toma de decisiones, considerando que el modelo explica los

resultados de los últimos pozos *infill* perforados, los que verificaron una importante depletación, así como baja productividad.

### La consistencia de los modelos

Ya que el modelo de balance de materiales es cero dimensional, se usó el modelo estático para identificar cuál es el área que contiene los volúmenes necesarios para el ajuste de las producciones y presiones. Usando un área de drenaje por pozo, similar al distanciamiento promedio de cada bloque, se verificó que el volumen “comprobado” era similar al volumen identificado en el dinámico. En 5 casos, el modelo estático mostraba un volumen extra, que no influyó en las presiones observadas al producir los pozos, lo que indica un potencial que vale la pena investigar, y donde la principal incertidumbre es la conexión dinámica con los pozos existentes.

### Perfil de producción incremental por bloque

En aquellas zonas donde se identificó un potencial remanente, por las diferencias encontradas en el POIS dinámico y estático, se generaron perfiles de producción con una metodología estocástica, que busca reflejar las incertidumbres existentes mediante una gama de escenarios posibles, los cuales consideran no solamente las distribuciones de probabilidades de las propiedades petrofísicas de cada bloque en particular, sino también la posibilidad de encontrar un bloque virgen o drenado.

Para el cálculo del perfil de producción por pozo P10, P50 y P90 se utilizaron balances de materia, en modo predictivo, introduciendo en cada caso:

- El OOIP correspondiente al área de drenaje de un pozo, obtenido mediante las distribuciones de probabilidades de las propiedades estáticas. El área de drenaje está acorde al distanciamiento promedio de cada bloque.
- Mecanismos de drenaje identificados en el ajuste de la producción observada, variable por bloque. Las propiedades del acuífero se consideraron de acuerdo con la distribución de probabilidades petrofísicas.
- Modelos de pozo P10, P50 y P90, con IPR obtenidos a partir de la ecuación de Darcy, considerando las distribuciones de probabilidades de las propiedades petrofísicas.
- Se considera en todos los casos un constraint de caudal máximo y una presión dinámica de fluencia de 30 kg/cm<sup>2</sup>, del orden de las sumergencias observadas en los pozos en extracción.

Estos volúmenes de producción basados en distribuciones probabilísticas se compararon con las EUR de los pozos de cada bloque, para verificar la consistencia. Se explica el flujo de trabajo en la Figura 22.

Para el cálculo del número de pozos, se procedió a calcular una distribución lognormal usando dos extremos, como P1 el área de drenaje de 1 pozo y como P99 el área máxima remanente para ubicar pozos. Con los valores P10, P50 y P90 de esta distribución y el área de drenaje de un pozo acorde al distanciamiento, se calculó el número de ubicaciones para cada bloque.

Para la generación de los árboles de decisión, se realizaron las siguientes consideraciones:

- Siempre se considera que la primera decisión a tomar es perforar o no perforar.
- El primer nodo de incertidumbre corresponde al resultado del primer pozo, el cual condiciona el desarrollo posterior. La probabilidad de tener un pozo productivo o improductivo corresponde a la chance geológica, obtenida mediante la metodología de Peter Rose.
- El segundo nodo de incertidumbre considerado corresponde a la posibilidad estar en presencia de un bloque desconectado o no, del bloque principal drenado. Las chances de encontrar un bloque aislado se han considerado en función del modelo estático, es decir, si se visualiza la presencia de fallas o cambios de facies que permitan pensar en la posibilidad de desvinculación.
- En el caso de que el pozo encuentre un bloque no drenado, el siguiente nodo de incertidumbre corresponde a la posibilidad tener 3 escenarios de producción, de acuerdo a los perfiles de producción P10-P50-P90 obtenidos como se explicó en el párrafo anterior. La probabilidad de cada escenario se asignó de acuerdo a Swanson.
- En el caso de que el pozo no encuentre un bloque desconectado, tanto la presión como la saturación de agua corresponderían a las obtenidas por medio de los balances de materia respectivos. Si bien se podría calcular el pronóstico de producción por medio de los mismos, se prefirió considerar arbitrariamente un pozo tipo acorde al 30% del perfil P10. Esto se decidió principalmente para tener en cuenta la posibilidad de tener una saturación de agua levemente mejor a la media del tanque, por posibles heterogeneidades.

### Análisis del potencial del Bloque CP.a-25

Se presenta este bloque a modo de ejemplo de la metodología empleada para el estudio, donde la volumetría del modelo estático, de  $4,5 \text{ Mm}^3$ , muestra el doble del volumen identificado por la técnica de balance de materiales de  $3,3 \text{ Mm}^3$ . Esta zona tiene 30 pozos perforados, y la única secuencia productiva es Springhill Marino. Acumuló  $1159 \text{ km}^3$  de petróleo,  $1853 \text{ Mm}^3$  de gas y  $379 \text{ km}^3$  de agua. Se inyectaron  $1325 \text{ km}^3$  de agua. Como se observa en la Figura 19, que muestra las contribuciones relativas de los diferentes mecanismos de drenaje involucrados, el principal mecanismo de drenaje de acuerdo con el balance de materia es la expansión del casquete de gas, y en segundo grado de importancia el empuje de agua, serie rosa de la Figura 19. La inyección de agua implementada introduce muy poca energía en el reservorio, en la Figura 19

es la serie amarilla, como consecuencia del elevado vaciamiento del reservorio por la producción del gas del casquete.

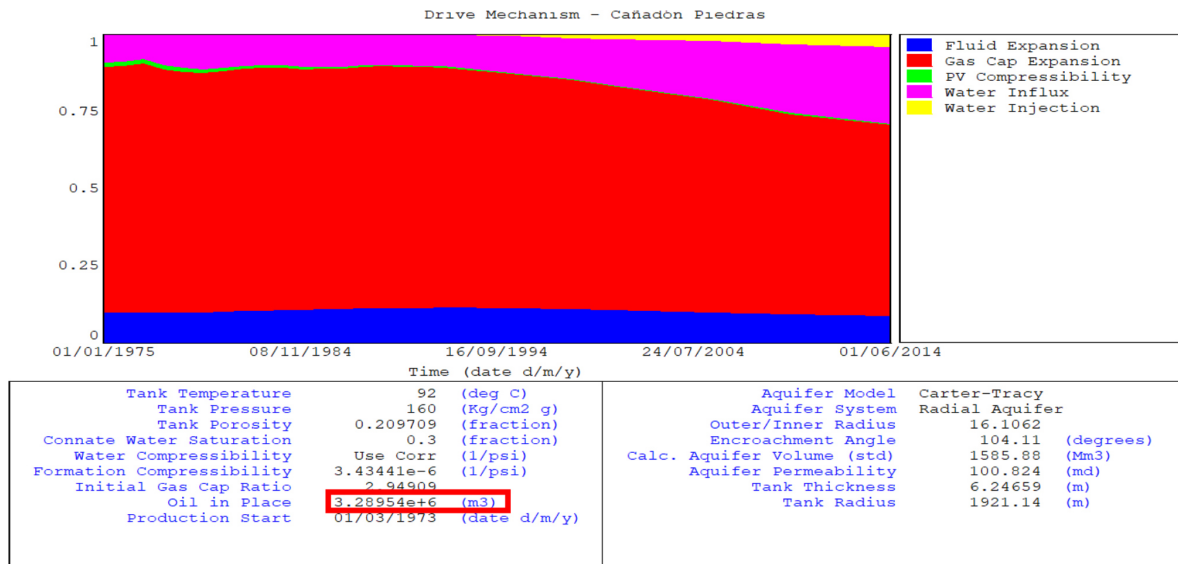


Figura 19. Gráfico de Energía en el Bloque CP.a-25.

Se identificó cuál es el área que contiene el volumen de OOIP necesario para el ajuste de las producciones y presiones. Esta área es una envolvente alrededor de los pozos 250 m, como se ve en la Figura a continuación.

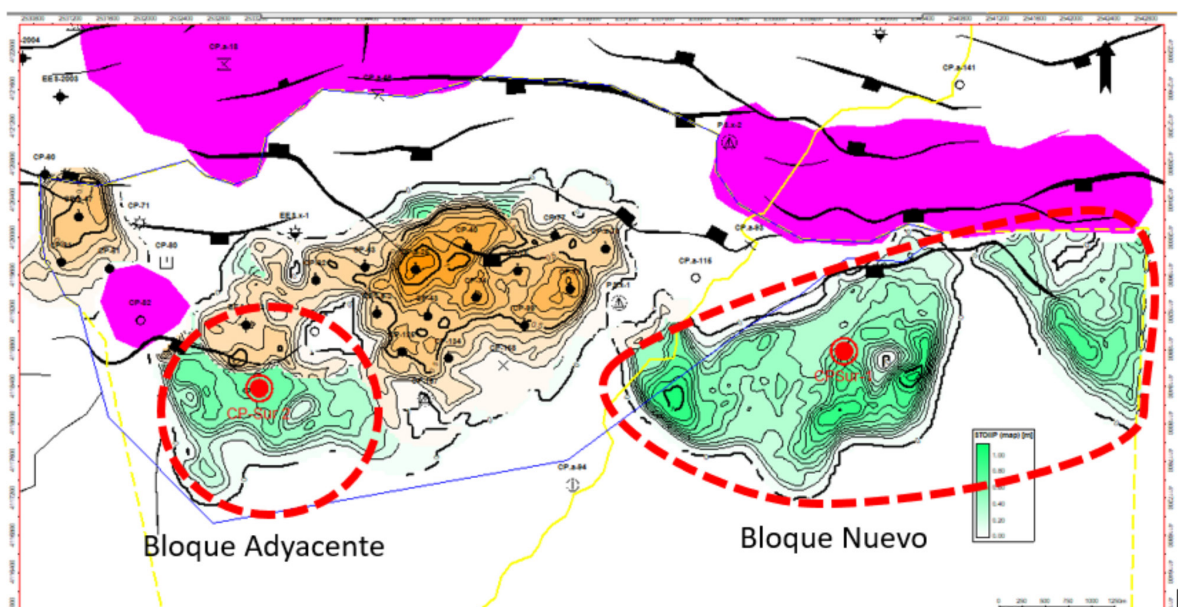


Figura 20. Mapa de OOIP: en verde potencial remanente. La suma del OOIP asociado a las áreas verde y amarilla es de 4.5 Mm<sup>3</sup>. El Área amarilla posee un volumen de OOIP de 3.3 Mm<sup>3</sup>. En línea de trazos los dos bloques en los que se divide el área de acuerdo con la chance de desvinculación.

El análisis de la brecha indica que existen dos zonas con potencial remanente que podrían explicar la diferencia del OOIP. Dichas zonas se han denominado Bloque Adyacente y Bloque Nuevo, en función de su ubicación con respecto a la zona desarrollada. En la Figura 21, se muestra en verde el área asociada a potencial remanente, así como los dos bloques comentados.

Analizando primeramente el bloque Adyacente, se visualiza a partir de la sísmica 3D la presencia de una falla con dirección oeste-este, que podría desvincular, al menos parcialmente dicha zona. En cuanto al bloque denominado Nuevo, se observa un cambio de facies claro que permitiría considerarlo aislado, tal como se observa en el corte siguiente, Figura 21, entre la zona desarrollada y una posible ubicación ficticia denominada CP-Sur 2.

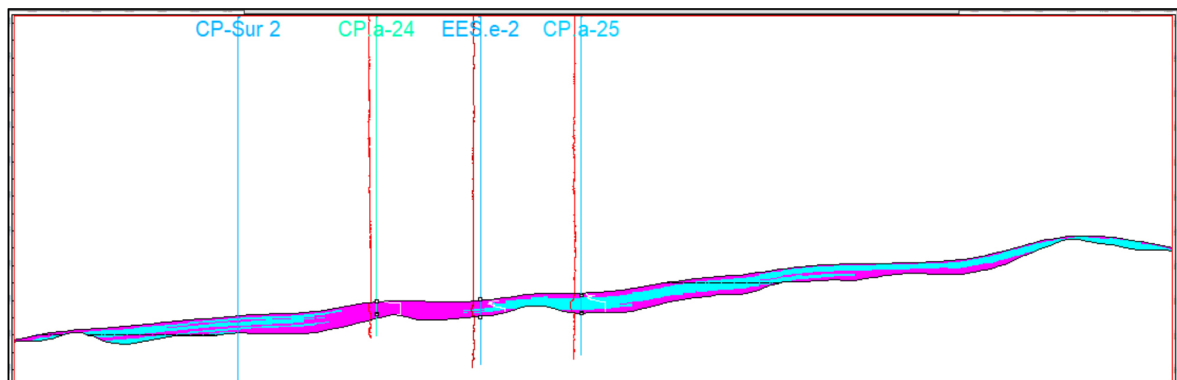


Figura 21. Ubicación de pozo propuesto y estructura. Los colores celeste y rosa corresponden a diferentes facies, arena celeste y rosa arcilla.

Para calcular la producción por pozo se usó un método estocástico, siguiendo el proceso mostrado en la Figura 22.

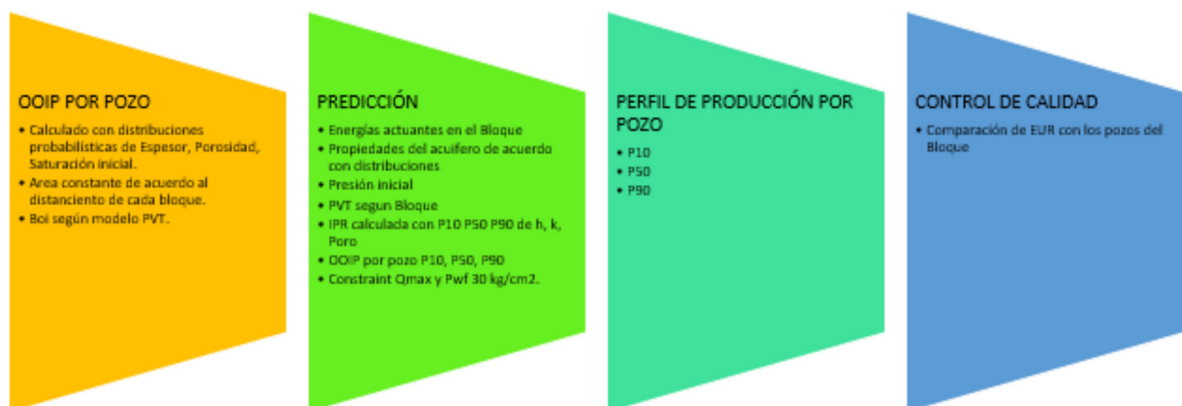


Figura 22. Proceso de cálculo del pozo tipo.

En la Figura 23 se observa el IPR del escenario P50, como ejemplo. Se utilizaron constraints para el caudal inicial de 20, 50 y 100 m<sup>3</sup>/d para los escenarios P10-P50-P90. Los valores de EUR obtenidos para el pozo tipo son consistentes con las de los pozos del bloque.

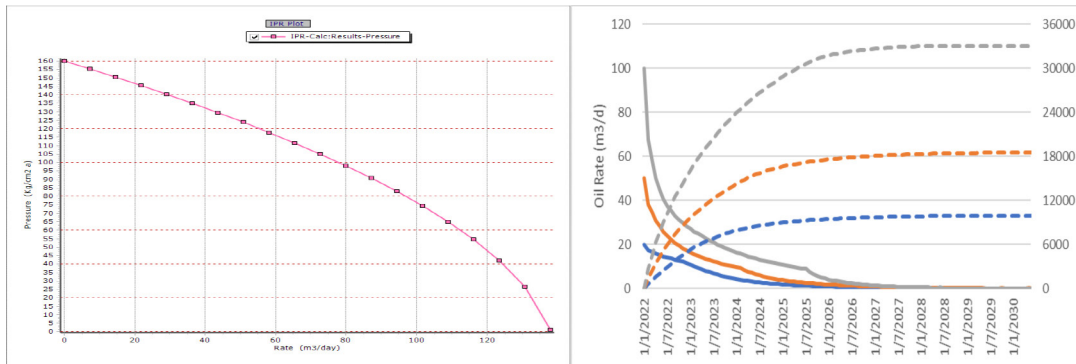


Figura 23. Pozo tipo desarrollo Bloque CP.a-25: IPR, Perfil de producción.

Para el número de pozos por bloque, considerando un área de drenaje de 25 Ha por pozo, de acuerdo al distanciamiento de la zona, la cantidad de pozos para cada escenario serían 2, 5 y 14 pozos en el caso del bloque nuevo. En cuanto a la cantidad de pozos para el bloque adyacente, considerando la ubicación del contacto de agua original, se tuvieron en cuenta solamente dos posibles ubicaciones, acotadas por el espesor útil mínimo a encontrar, sin tener en cuenta el análisis probabilístico del área y la cantidad de pozos, por su reducido tamaño.

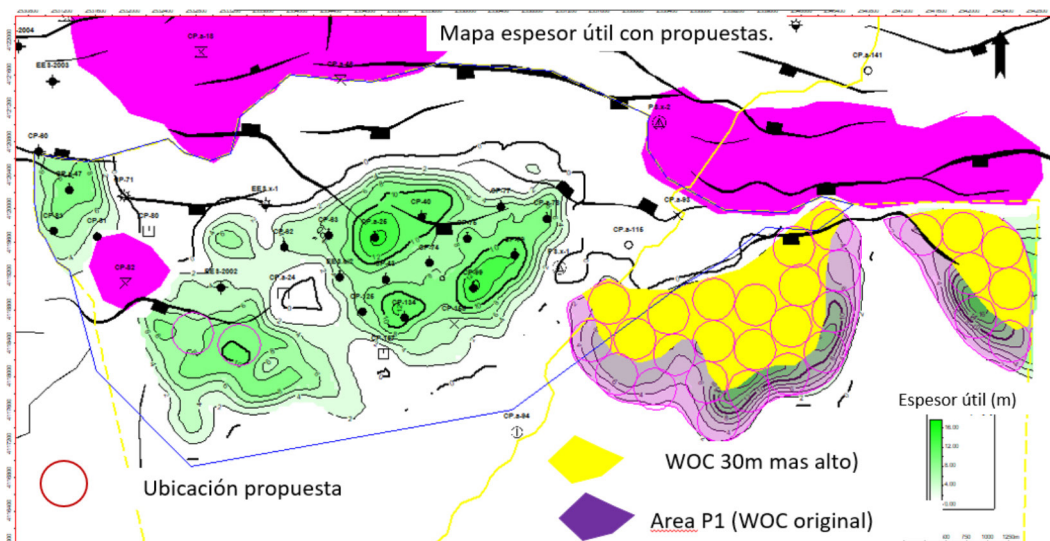


Figura 23. En el bloque Adyacente se pueden ubicar dos posiciones. En el Bloque Nuevo se usó el contacto original para definir el Area P1.

A continuación, se pueden observar los árboles de decisión para ambos bloques Fig. 24 y 25. Tal como se explicó, el bloque nuevo se considera que estaría desconectado, a partir del modelo de facies. Para el caso del bloque adyacente, se considera una chance de 50% de que el mismo esté desvinculado.

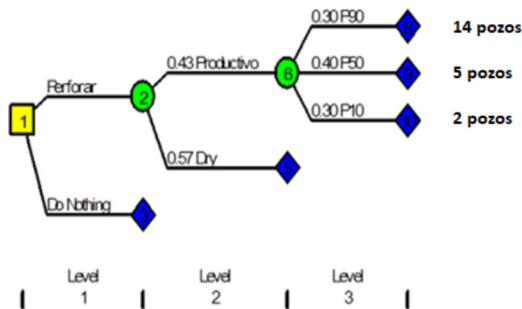


Figura 24. Árbol de decisión Bloque Nuevo CP.a-25.

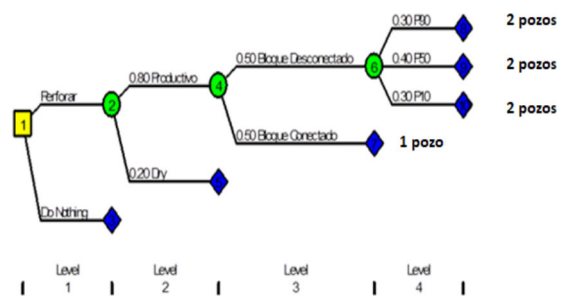


Figura 25. Árbol de decisión Bloque Adyacente CP.a-25.

En el caso de la rama en que se considera la existencia de un bloque conectado, se perforaría un solo pozo, con un perfil de producción igual al 30% del pozo P90, el cual busca contemplar tanto la depletación, como el cambio en la saturación de fluidos por producción o avance del contacto de agua.

## Field Development Plan

El alcance del estudio realizado corresponde a la determinación de una factibilidad desde el punto de vista técnico de dichas oportunidades, por lo que las mismas deben ser evaluadas para determinar su rentabilidad.

Con este enfoque, se recomienda perforar en cada bloque, donde se determinó alguna oportunidad, un primer pozo a efectos de disminuir el riesgo, para definir la presión de reservorio y la saturación de agua del bloque a investigar y verificar la consistencia con el modelo dinámico utilizado. En función de los resultados obtenidos, se definirá la continuidad del desarrollo en dicha zona.

Las principales incertidumbres del plan de desarrollo se relacionan en primera medida con el grado de conectividad de los diferentes bloques visualizados, y en segundo orden en la productividad de los pozos. Como se expresó, en algunos casos se puede observar alguna falla en la sísmica 3D o un cambio de facies que podría significar una barrera estratigráfica. Con la metodología planteada en los árboles de decisión, se ha querido reflejar esta incertidumbre, mediante una chance de éxito subjetiva para cada caso, en función de las evidencias. En cuanto a la productividad de los pozos, se ha considerado inicialmente una chance de éxito geológica, por medio de la metodología Peter Rose, para registrar esa incertidumbre. En el mismo sentido, para

determinar los pronósticos de producción, se han tenido en cuenta las propiedades petrofísicas del modelo estático, para incluirlas. En todos los casos se han generado escenarios P10-P50-P90 para reflejar las incertidumbres existentes.

## CONCLUSIONES

Anteriormente a la realización de este estudio, el plan de desarrollo de Fracción A contemplaba la perforación de pozos *infill*, asumiendo factores de recobro del orden del 20% y un nivel de drenaje del reservorio acorde. De hecho, se perforaron dos pozos *infill* en el año 2015, con muy malos resultados. Como resultado de este estudio, se arribó a conclusiones cuyas diferencias más importantes con respecto al modelo anterior fueron la evidencia de una alta compartimentalización del reservorio, la identificación de diferentes contactos de fluidos y factores de recobro mucho más altos que los estimados previamente. Estas conclusiones nos llevan a redireccionar la búsqueda de oportunidades del área hacia zonas que podrían encontrarse desvinculadas, haciendo descartar la perforación *infill*, debido a los mecanismos de drenaje actuantes que llevaron a los bloques en explotación a un alto factor de recobro y a una elevada depletación. Así, a partir de la caracterización realizada, se identificaron nuevas oportunidades de perforación en el área, en zonas que podrían encontrarse desvinculadas. Estas zonas fueron establecidas mediante la comparación de los resultados de las volumetrías del modelo estático y los volúmenes in place que surgieron del análisis dinámico, teniendo en cuenta posibles indicadores de desvinculación como la presencia de fallas o el paleorrelieve donde se depositó la Fm. Springhill. Dado que la desvinculación de las zonas identificadas como oportunidades es una incertidumbre importante, se han realizado árboles de decisión para el análisis, incluyendo no solamente una probabilidad para la desvinculación de las zonas con respecto a las áreas drenadas del yacimiento, sino también diferentes escenarios de producción P10-P50-P90 para los pozos, teniendo en cuenta distribuciones de probabilidades para el espesor útil y la permeabilidad. De esta manera, se podrán realizar las evaluaciones económicas y el análisis de riesgo, para la mejor toma de decisiones, a efectos de elaborar el mejor plan de desarrollo para el activo.

## AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a: Patricia Pagliero, Alejandro Saccomano, Daniel Astesiano, Alejandro Dodorico, Nicolás Carrizo, Ada Parra.

## REFERENCIAS CITADAS

Rodríguez Jorge F., Miller Muriel, Cagnolatti Marcelo,  
2008, VII Congreso de Exploración y Desarrollo

de Hidrocarburos (Simposio de Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas), pp.5-23.

