

**MODELADO ESTÁTICO, DINÁMICO Y PROPUESTA DE DESARROLLO DE UN
YACIMIENTO – CERRO DRAGON**

CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

Autor: Ing. Aburto Sobarzo, Cristián

**Trabajo Final de la Especialización en Evaluación Geológica de Formaciones
Petrólicas y Gasíferas**

Director: Dr. Matías Miguel Salvarredy Aranguren

Co-Director: Lic. y Especialista Guillermo Atilio Blasiyh Nuño

Contenido

1	OBJETIVO DEL TRABAJO	4
2	INTRODUCCIÓN	5
2.1	Contexto Regional.	5
2.1.1	Marco Regional y Sistemas Petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge	6
2.1.2	Génesis y características generales de la cuenca	7
2.1.3	Sistemas petroleros	7
2.1.4	Migración, Trampas y Reservorios	8
3	CASO DE ESTUDIO	9
3.1	Metodología	11
3.2	Elementos del sistema petrolero en el área de estudio	12
3.2.1	Roca Almacén	12
3.2.2	Rocas Sellos	12
3.2.3	La trampa	12
3.2.4	Roca Madre	12
3.2.5	Mecanismo de drenaje	13
3.3	MODELO GEOLÓGICO DEL AREA DE ESTUDIO	15
3.3.1	Geología del área	16
3.3.2	Análisis Geofísico	16
3.3.3	Estructura	17
3.3.4	Estratigrafía y unidad geológica reservorio	18
3.4	MODELO ESTÁTICO	22
3.4.1	Definición de las Condiciones Originales de Presión y Temperatura	23
3.4.2	Revisión y Selección de Parámetros Petrofísicos	25

Trabajo Final de la Especialización en Evaluación Geológica de Formaciones Petrolíferas y Gasíferas. Ing. Aburto Sobarzo, Cristián

3.4.3	Volúmenes Originales de Petróleo y Gas in Situ	25
3.5	MODELO DINÁMICO	29
3.5.1	Historia de Producción, Inyección, Presiones y Eventos de Pozos	30
3.5.2	Pronósticos de Producción Primaria	31
3.5.3	Recuperaciones y Factores de Recuperación por Energía Primaria	32
3.5.4	Condiciones de los Reservorios al Comienzo de la Inyección de Agua	33
3.5.5	Simulación de la Historia de Producción con Inyección de agua	34
3.6	PROYECCION EN LAS CONDICIONES OPERATIVAS ACTUALES	42
3.7	ESCENARIO DE DESARROLLO	45
3.7.1	Escenario de Implementación	46
4	MISCELANEAS PARA LA IMPLEMENTACION DE UN PROYECTO DE SECUNDARIA	58
4.1	REQUERIMIENTO y DISPONIBILIDAD DE AGUA	58
4.2	CALIDAD DEL AGUA A INYECTAR	59
5	CONCLUSIONES	61
6	AGRADECIMIENTOS	62
7	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS:	63

1 OBJETIVO DEL TRABAJO

Con el objeto de completar el diploma de la Especialización en Evaluación Geológica de Formaciones Petrolíferas y Gasíferas de la Facultad de Ciencias Naturales y Ciencias de la Salud de la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco se realiza este trabajo final cuyo objetivo de estudio es revisar y actualizar los modelos estáticos y dinámicos del bloque escogido con la información obtenida del desarrollo hasta el año 2015 y teniendo la oportunidad de poner en práctica los conocimientos adquiridos durante la Especialización.

Con este trabajo fue posible plantear nuevos escenarios en función de los resultados de los últimos pozos perforados y el mayor conocimiento de los reservorios.

2 INTRODUCCIÓN

La Concesión Cerro Dragón está ubicada en el Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge (CGSJ), a 90 km al oeste de Comodoro Rivadavia, con una superficie de 3480 km² y más de 6500 pozos perforados. Desde su descubrimiento en 1958 (Hechem, 2015), el área estuvo ligada al desarrollo de proyectos de recuperación secundaria; el primer proyecto implementado fue en 1969 (Biocca *comm. pers.*, 2014).

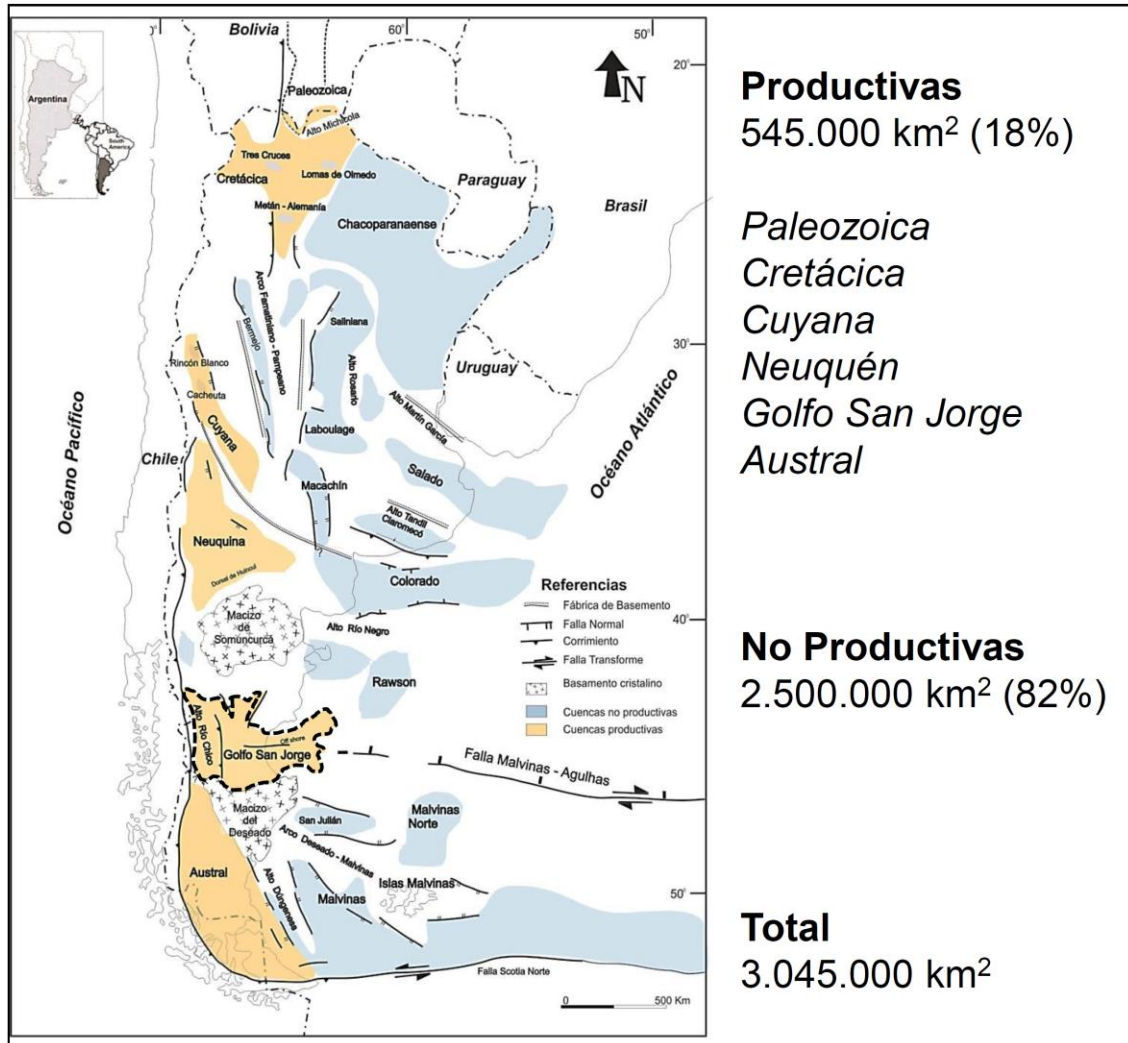


Figura 1. Ubicación de la cuenca del Golfo de San Jorge en el contexto de las cuencas sedimentarias argentinas (Barredo y Stinco 2013).

2.1 Contexto Regional.

En la CGSJ las formaciones más productivas son Mina El Carmen y Comodoro Rivadavia (y sus equivalentes, Figura 2) correspondientes al Cretácico Inferior alto y Superior respectivamente, depositadas en un ambiente de sistemas aluviales y fluviales. Los reservorios de la cuenca están constituidos por cuerpos de areniscas de origen fluvial que cuentan con espesores variables oscilantes entre 2 y 10 m. Su porosidad total y permeabilidad también son variables, la porosidad entre un 17% y un 27%, y la permeabilidad con mayores rangos y más aleatoria, en general oscila

alrededor de los 100 mD; sin embargo, existen zonas con gran contraste de permeabilidades entre 500 mD y 1000 mD que dan origen a grandes diferencias en los modelos de flujo (Sylwan et al., 2011).

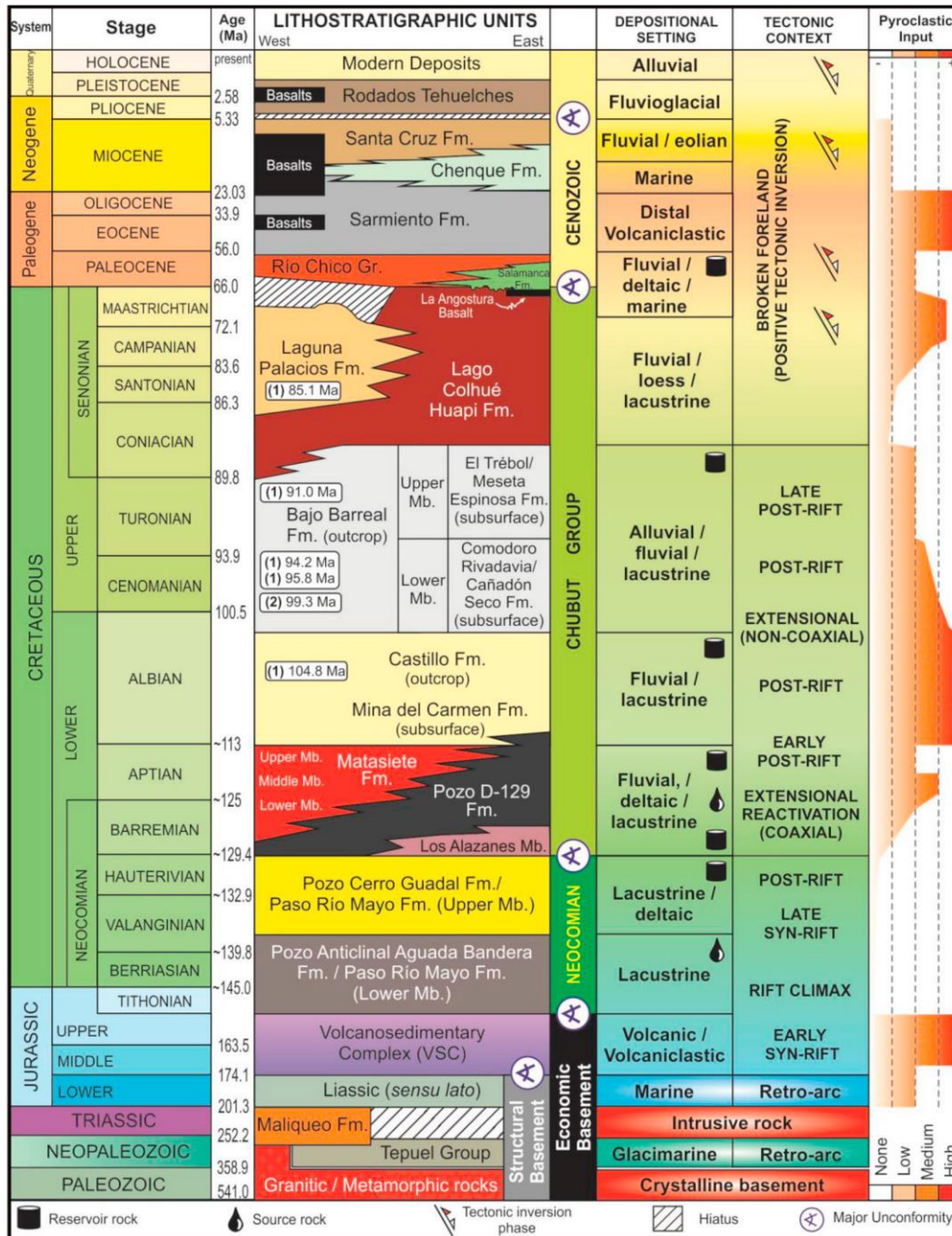


Figura 2. Columna Estratigráfica de la Cuenca del Golfo San Jorge (modificado de Foix et. al. 2020).

2.1.1 Marco Regional y Sistemas Petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge

En esta sección se ofrece una reseña del marco regional de la cuenca sedimentaria de interés para situarnos luego en el contexto local. Además, analizaremos cómo

funcionan los sistemas petroleros de la cuenca brevemente para abordar con detalle el sistema petrolero del área de estudio.

2.1.2 Génesis y características generales de la cuenca

La CGSJ se clasifica como una cuenca intracratónica (Figari *et al.*, 1999b). Esta cuenca comienza su extensión durante el Jurásico Medio -Cretácico Temprano, este episodio extensivo relacionado con la disgregación de Gondwana generó numerosos depocentros con geometría de hemigrábenes aislados de orientación NO-SE. Posteriormente, un nuevo campo de esfuerzos extensional-transtensional originó un tren ONO-ESE y la deformación extensiva continuó en menor grado hasta el Oligoceno (Fitzgerald *et al.*, 1990). La cuenca es esencialmente asimétrica; predominan las fallas extensivas de rumbo E-O en el flanco norte con buzamiento al S y gran rechazo, mientras que el flanco sur es un borde conjugado al norte es decir con fallas normales buzando al N. En contraste, en el flanco oeste y faja plegada es asimétrica respecto a las anteriores dado que sus fallas principales se encuentran con rumbo NO-SE. Durante el terciario en la cuenca del Golfo San Jorge las fallas extensivas fueron reactivadas por la compresión Terciaria. El registro sedimentario alcanza más de 8 km de espesor, el mismo sobreyace a un basamento prejurásico de material metamórfico ígneo. El relleno sedimentario puede dividirse en megasecuencias (sensu Hubbard, 1988, megasecuencias definidas para la CGSJ en Figari *et al.* 1999b) que representan las diferentes etapas de la evolución de la cuenca. Se reconocen dos niveles generadores de hidrocarburos: uno perteneciente a la megasecuencia I compuesto de pelitas neocomianas lacustres oscuras, ricas en materia orgánica, que descansan sobre un complejo volcánico del Jurásico Tardío, dentro de los depocentros aislados de la zona occidental principalmente, aunque se han registrado en otros sectores de la cuenca; otra perteneciente a la megasecuencia II que es la más importante y constituye un grueso intervalo de pelitas lacustres del Barremiano-Aptiano, bien desarrollado en la sección oriental. Los principales reservorios, formados por areniscas depositadas en sistemas fluviales entrelazados y meandriformes, se encuentran dentro de la megasecuencia II que termina con gruesos depósitos de material piroclásticos que actúa como sello regional (Hechem y Strelkov, 2002). Es en esta megasecuencia que este trabajo hará foco por las características del caso estudio.

Finalmente, la megasecuencia III, compuestas de rocas Terciarias de origen continental y marino carentes de niveles generadores, sólo cuenta con unos pocos reservorios y actúa fundamentalmente como roca de sobrecarga (Hechem y Strelkov, 2002). La distribución peculiar de las rocas generadoras condicionó la existencia de dos sistemas petroleros principales: Fm Pozo Anticlinal Aguada Bandera y Fm Pozo D129.

2.1.3 Sistemas petroleros

A partir de la independencia espacial y evolutiva de los niveles generadores de los ciclos Neocomiano y Chubutiano, así como del predominio de los cuerpos areniscosos de la Fm. Comodoro Rivadavia como reservorios de importancia económica casi exclusivos para toda la cuenca, se pueden definir dos sistemas petroleros principales siguiendo la terminología de Magoon y Dow (1994): D-129-Bajo Barreal y Aguada Bandera-Bajo Barreal (Rodríguez y Littke, 2001).

El sistema petrolero del área de estudio D-129-Bajo Barreal es, por mucho el más importante en extensión y volumen de hidrocarburos generados. Se lo clasifica, de acuerdo con Demaison, y Huizinga (1994), como un sistema sobrecargado con

drenaje vertical y de alta impedancia original (la reactivación de las fallas modificaría esta última definición). La generación habría comenzado hace cerca de 100 Ma y se aceptan distintos pulsos tectónicos y de biodegradación (Rodríguez y Littke, 2001). El temporalmente extendido timing de maduración-generación de la roca madre, asociado a un longevo mecanismo de subsidencia térmica post-rift, provocó la expansión concéntrica de la cocina desde el centro hacia las márgenes de la cuenca, procesos que, junto con la disposición de vías migratorias subverticales, dieron origen a acumulaciones de hidrocarburos que en la actualidad se disponen en forma de herradura (Rodríguez y Littke, 2001, Sylwan et al., 2011).

2.1.4 Migración, Trampas y Reservorios

El fallamiento extensivo sirvió para la migración de los hidrocarburos desde las rocas madres a los reservorios. El entrapamiento es mayormente combinado de carácter estructural-sedimentario. Existen tres órdenes o escalas de acumulaciones de hidrocarburos. En un primer orden o escala regional, los principales yacimientos se encuentran como una hemielipse, que se conoce como la "herradura petrolera" (Hechem, 2015) cuya posición se relaciona con la ventana de generación de petróleo del Cenozoico de la Fm. P. D-129 y la presencia de vías migratorias verticales. Salen de este marco sólo algunos yacimientos de la faja plegada, condicionados por la deformación terciaria, y del sector occidental donde influye en gran medida la distribución de las cocinas neocomianas. En segundo orden, es decir a la escala de bloques o compartimentos, predominan los entrapamientos con fuerte contenido estructural sobre el estratigráfico en la mayor parte de la Cuenca. Por último, dentro de estos bloques o compartimentos, la heterogeneidad estratigráfica produce una anisotropía adicional, resultando en general las zonas de mayor contenido de cuerpos arenosos de buenas condiciones petrofísicas, aisladas lateralmente por intervalos pelíticos locales.

La cuenca se caracteriza por la presencia de múltiples reservorios apilados consecuencia del modelo deposicional fluvial y lacustre (Bridge *et al.*, 2000, Figura 3 y 8).

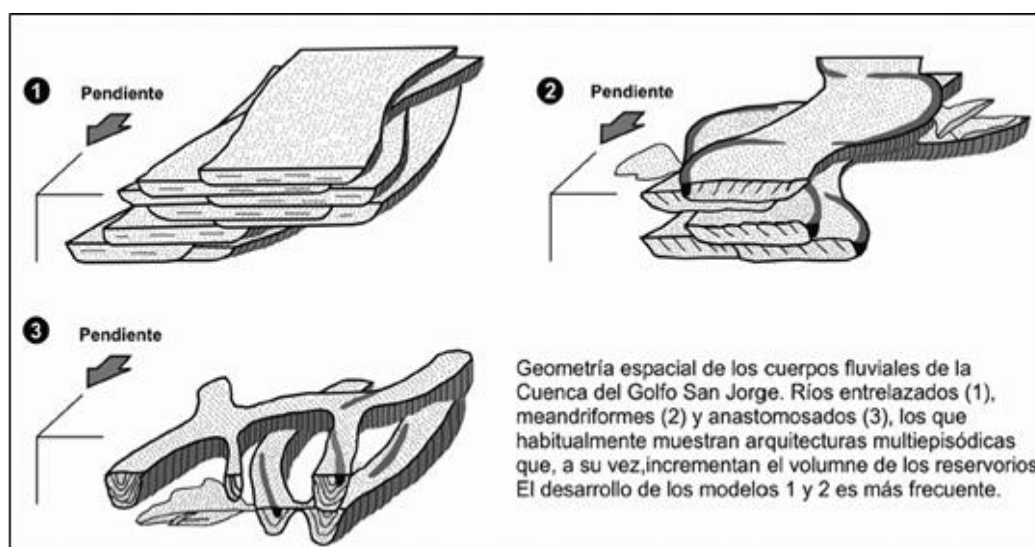


Figura 3a. Geometría de los cuerpos arenosos de origen fluvial de los depósitos Chubutianos (Sylwan, 2001).

3 CASO DE ESTUDIO

El área de estudio se encuentra ubicada en la porción Centro de la Concesión Cerro Dragón (Figura 4).

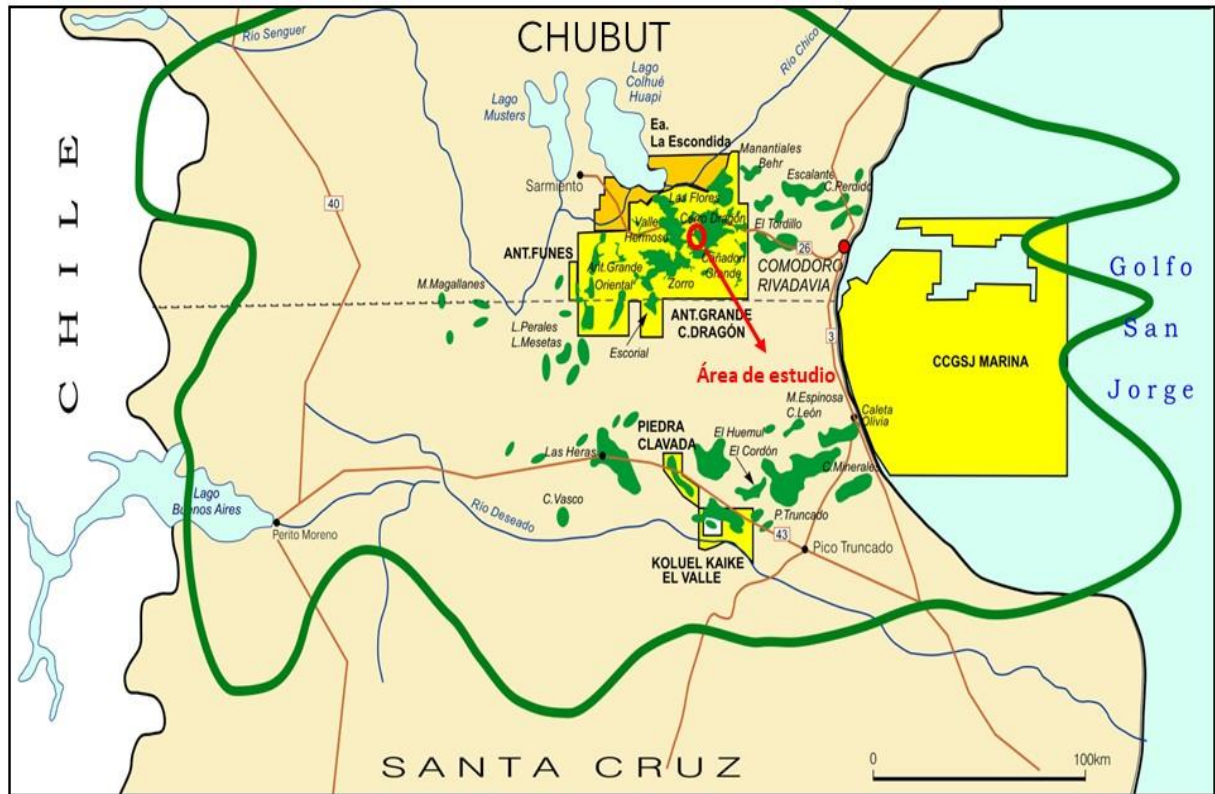


Figura 4. Concesión Cerro Dragón

Los límites son: hacia el Oeste tiene un dique basáltico, y una serie de fallas perpendiculares a éste, que divide el área en diferentes bloques (Figura 5).

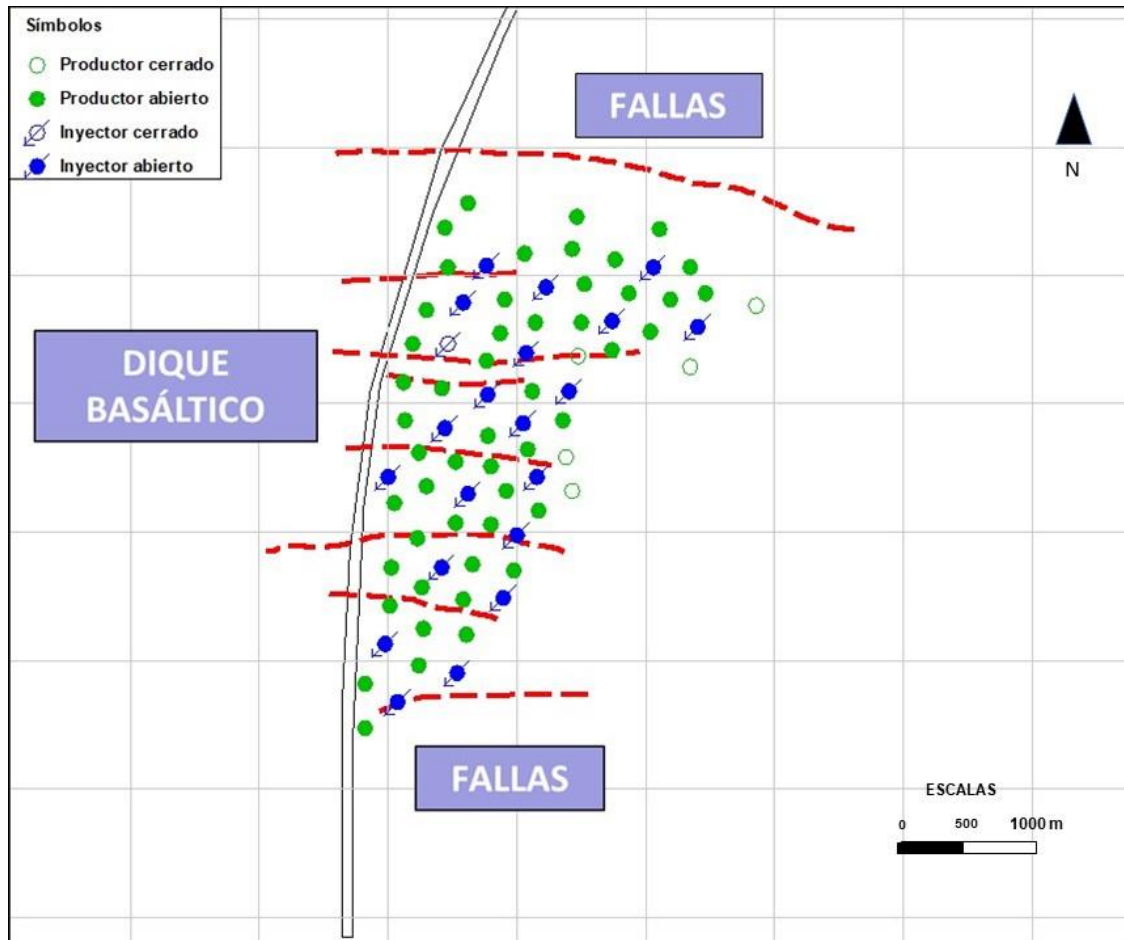


Figura 5. Croquis en planta mostrando la distribución de los principales elementos geológicos que delimitan el bloque de estudio. Inicio desarrollo del bloque Feb-2003.

El avance del desarrollo en cualquier bloque de explotación en general suma nueva información que permite actualizar las características del subsuelo estudiado. En el caso del bloque en cuestión se han perforado al momento de realizar el estudio (agosto de 2015) 72 pozos (Figura 6). La información se integró para actualizar los modelos estáticos y dinámicos del bloque.

Con los pozos perforados (entre enero y agosto de 2015) se pudieron ampliar las correlaciones originales e identificar nuevos reservorios hasta ahora no evaluados. Este trabajo permitió ampliar y actualizar el modelo estático (a cargo de María Inés Biocca), redefiniendo los mapas de capas, impactando sobre todo en lo que respecta a la extensión de las acumulaciones de petróleo, todas estas variaciones han sido analizadas e integradas en el nuevo modelo.

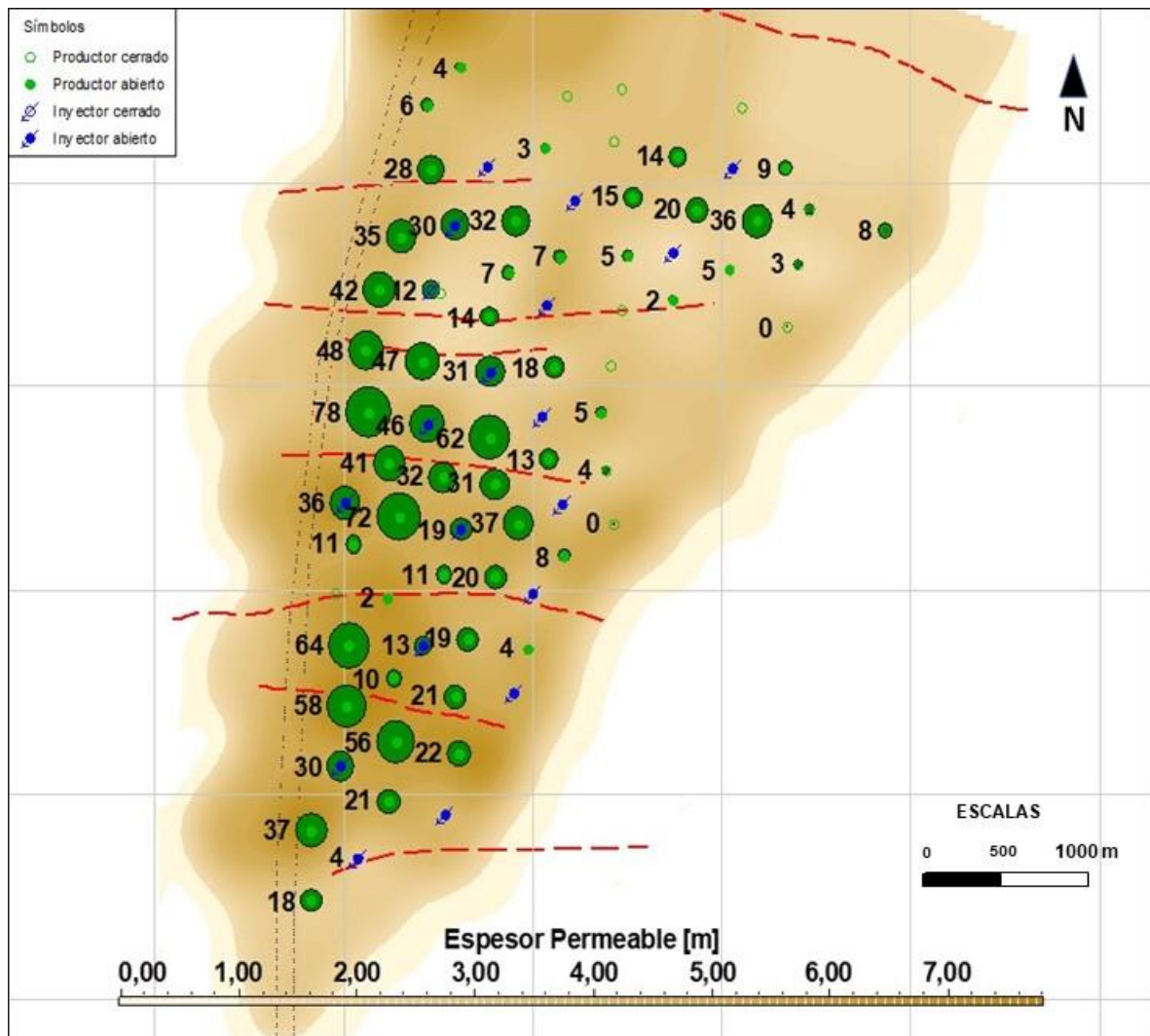


Figura 6. Mapa de burbujas (Acumulado de Oil agosto 2015 (Mm3)) y espesor permeable.

3.1 Metodología

Se realizó la revisión e interpretación de todos los datos existentes de pozos (legajos, perfiles eléctricos, intervalos de punzados, datos de ensayos, presiones). Se determinó el modelo estático y se prorrateo la distribución de producción por capa. Con los datos de los diferentes niveles productivos se determinaron los espesores totales y permeables que permitió construir los modelos estáticos de capa.

Se procesaron todos los datos que involucran el modelo estático y dinámico para construir un conjunto de datos coherentes que permitieron definir los distintos escenarios de implementación, cuyo objetivo es lograr un incremento en el factor de recobro del área de estudio.

3.2 Elementos del sistema petrolero en el área de estudio

Detallaremos a continuación los elementos que se identifican del sistema petrolero en nuestro caso de estudio.

3.2.1 Roca Almacén

Los reservorios de este proyecto pertenecen a la Fm. Comodoro Rivadavia. Esta unidad que alcanza en total más de 2000 m de espesor en el depocentro chubutiano y menos de 400 m en los bordes. El área de estudio tiene un espesor permeable promedio por capa de 3 m. La profundidad de la primera capa de interés (K9) se encuentra en -900 m (TVDSS) y la última capa (S6AB) en -1750 m (TVDSS); presentando un espesor promedio de 950 m de la Fm. Comodoro Rivadavia.

Esta unidad presenta sedimentos de sistemas depositacionales exclusivamente continentales que varían desde gruesos abanicos aluviales en los bordes, hasta ríos de alta sinuosidad, barreales y lagos someros en la parte central. Las geometrías de estos cuerpos clásticos gruesos identificados en superficie responden a lóbulos y mantos, masivos o con estructuras de alto régimen, en muchos casos con retrabajos de olas y en menor proporción lentes (Figari *et al.*, 1999a).

3.2.2 Rocas Sellos

Los sellos se sitúan dentro de la Fm. Comodoro Rivadavia. Se trata de sellos locales que varían considerablemente dependiendo el ámbito en el que se encuentren, normalmente se corresponden a depósitos finos propios de las llanuras de inundación que desvinculan hidráulicamente los reservorios, generando un sello localmente efectivo en la vertical y también generando barreras muchas veces de modo lateral. Además, en este caso adicionalmente se cuenta con un sello lateral de origen ígneo (Plazibat *et al.*, 2019) que corta los reservorios hacia la parte alta de la estructura.

3.2.3 La trampa

Se trata en el área de estudio de bloques basculados separados por fallas normales con combinación de la trampa estratigráfica. En el área de estudio el intrusivo actúa como trampa lateral del bloque (Figura 5). La siguiente figura muestra el cierre contra el dique intrusivo y falla (Figura 8A). En dicho corte sísmico se aprecia la continuidad de las capas productoras en el bloque y cómo son desconectadas por las fallas. Las fallas en este corte las estamos observando en un plano oblicuo al plano de falla por lo que no se aprecia la magnitud del verdadero rechazo entre subbloques.

3.2.4 Roca Madre

Este yacimiento está concernido por el sistema petrolero D-129-Bajo Barreal definido por la roca madre Fm. Pozo D-129 y los múltiples reservorios del Grupo Chubut las Fms. Bajo Barreal, Castillo y equivalentes (Figari *et al.*, 1999a; Uliana y Legarreta,

Trabajo Final de la Especialización en Evaluación Geológica de Formaciones Petrolíferas y Gasíferas. Ing. Aburto Sobarzo, Cristián

1999; Rodriguez y Littke, 2001). Para más detalles ver apartado 2.1.3 y 2.1.4 de este texto.

3.2.5 Mecanismo de drenaje

El yacimiento Cerro Dragón se caracteriza por presentar un mecanismo de drenaje por expansión de gas en solución, se encuentra dividida en más 100 bloques de explotación secundaria, sumando 3500 pozos en producción y 770 pozos en inyección con un distanciamiento promedio de 250-300 m.

El caso de estudio cuenta con 51 pozos productores y 18 inyectoras a la fecha de 2015. Los mecanismos naturales de producción predominantes antes del comienzo de la inyección de agua, deducidos de la historia de producción y presiones, fueron la expansión monofásica, una posterior expansión del gas en solución y un empuje de agua moderado (Figura 7 A y Figura 7 B)

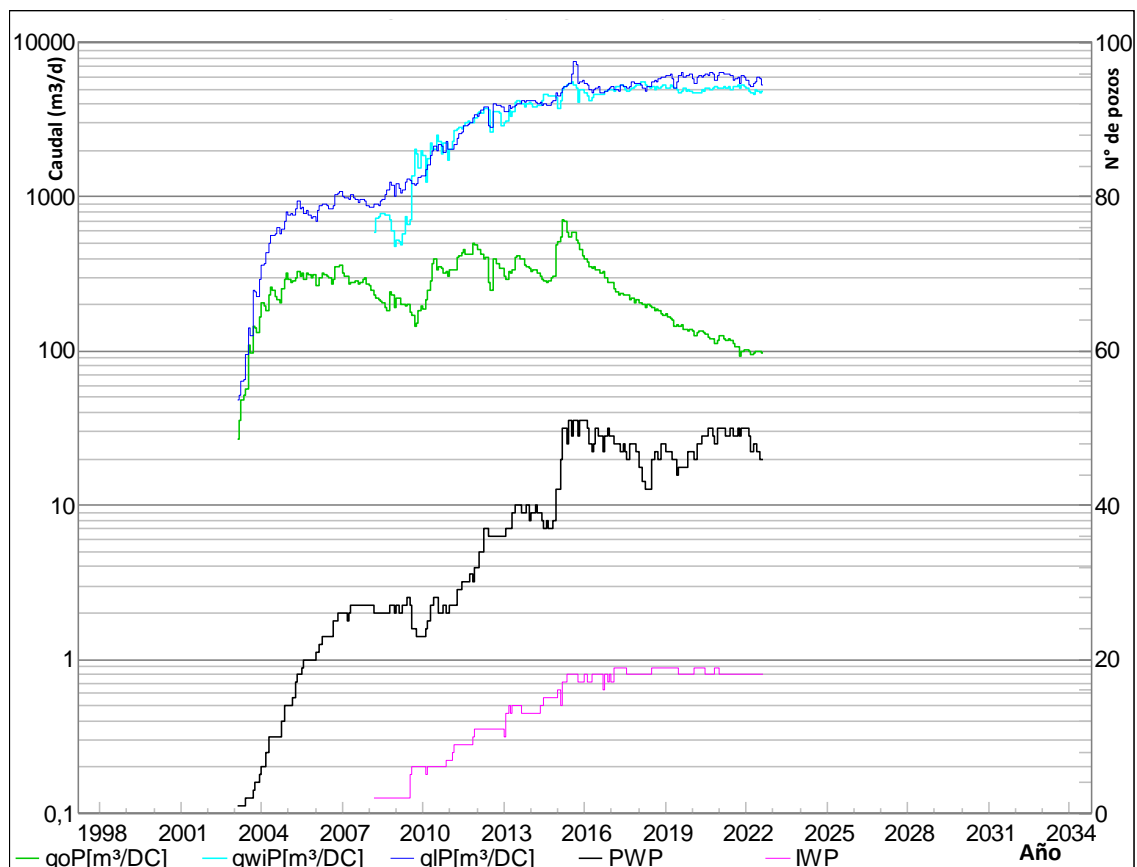


Figura 7-a. Historia de producción del Área de Estudio. **qoP**: caudal de petróleo (m³/d); **qwiP**: caudal de inyección (m³/d); **qIP**: caudal de líquido (m³/d); **PWP**: Número de pozos productores; **IWP**: Número de pozos inyectoras.

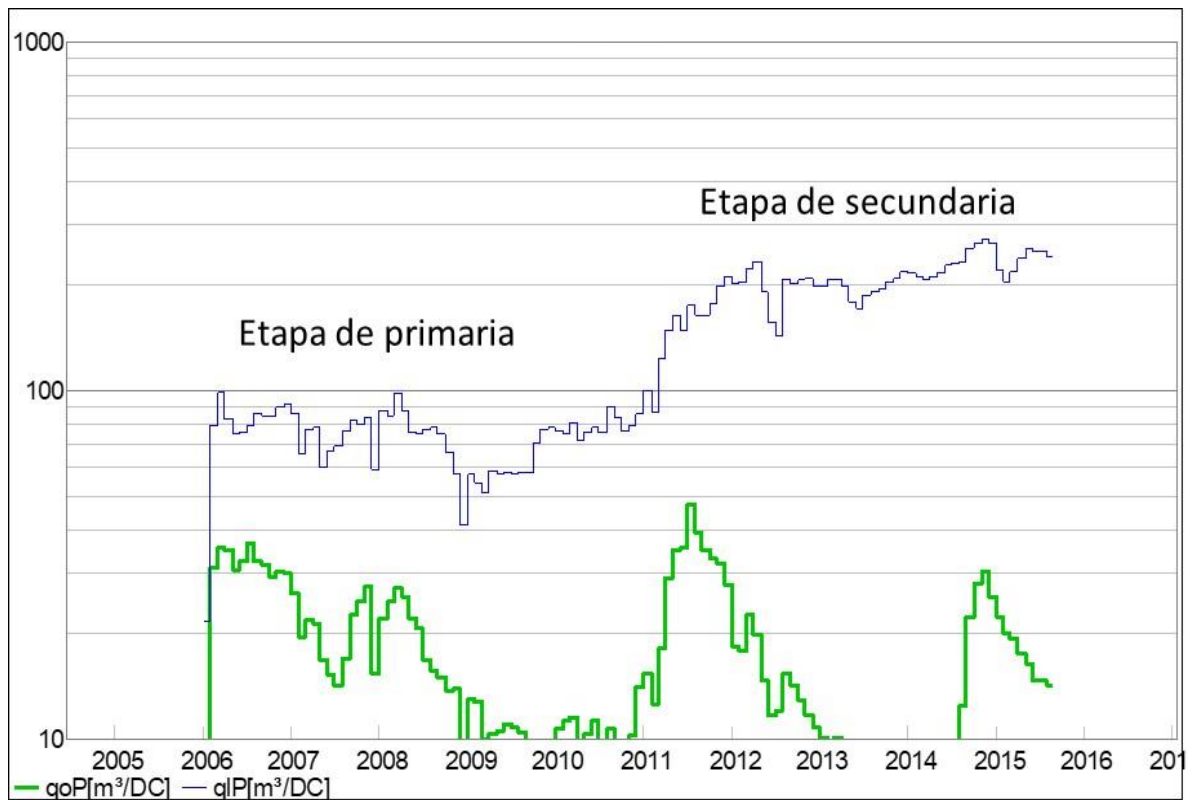


Figura 7-b. Gráfica de producción para un pozo en etapa de primaria con empuje de agua moderado y etapa de secundaria. N.B.: q_oP : caudal de petróleo (m³/d), q_{IP} : caudal de líquido (m³/d).

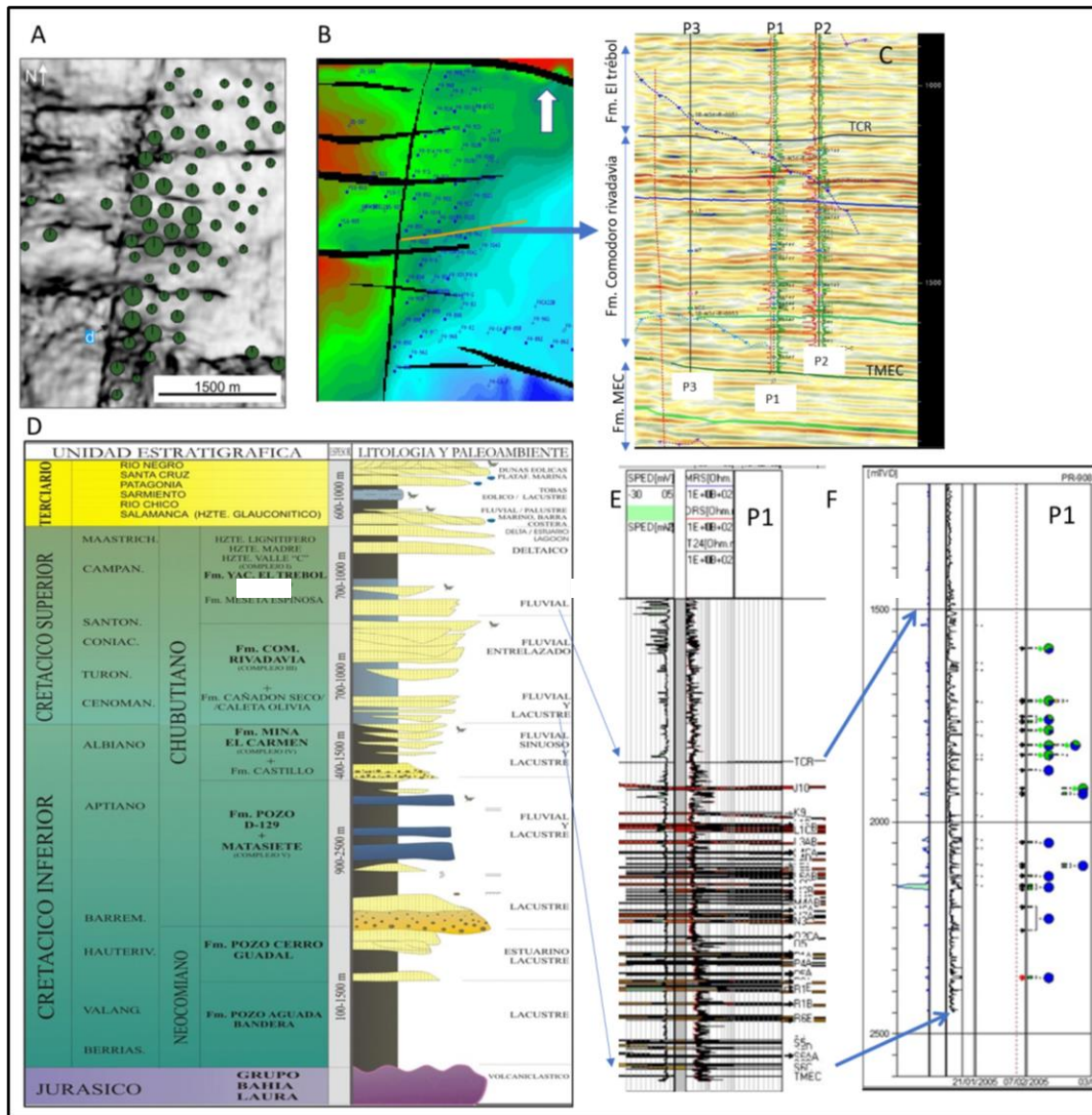


Figura 8.A) Horizon Slide de anomalías de amplitudes para tope Fm. Comodoro Rivadavia y gráfico de torta de acumuladas de los pozos del bloque. Se aprecia entrapamiento generado por el intrusivo (tomado de Plazibat et al., 2019) 8.B) Mapa isocrónica a la Fm Comodoro Rivadavia (-900 m, TVDSS). Las líneas en color anaranjado indican la extensión de un corte sísmoestratigráfico de orientación casi este oeste representado en B. 8.C) El corte sísmoestratigráfico con pozos del bloque y sus markers formacionales. 8.D) Cuadro cronoestratigráfico de la Cuenca del Golfo San Jorge (Fiagari et al., 2002). 8.E) Perfil eléctrico (pozo 1) del tramo de interés para el proyecto en estudio, se presenta modelo estático del mismo. 8.F) Distribución de los fluidos en la zona de interés (las burbujas en color azul indican ensayos de agua, las de color verde ensayos de oil).

3.3 MODELO GEOLÓGICO DEL AREA DE ESTUDIO

En esta sección describiremos con más detalle la geología del área del caso de estudio.

3.3.1 Geología del área

El área se encuentra en el sector Centro de la Concesión Cerro Dragón (Figura 4). Está limitado al Oeste por un dique basáltico de orientación N-S, que intercepta un sistema de fallas directas E-W, lo que genera diferentes bloques productivos compartimentalizados por las fallas citadas dentro del área de estudio. De este modo un mismo reservorio se desvincula de norte a sur por la presencia de fallas y obtiene su cierre del área al oeste contra el sello que constituye el intrusivo. En la Figura 9 se observa para la capa R1B la desvinculación por falla entre el inyector y el productor ubicado al sur, por la historia de inyección y producción se verifica la no transmisibilidad de las fallas.

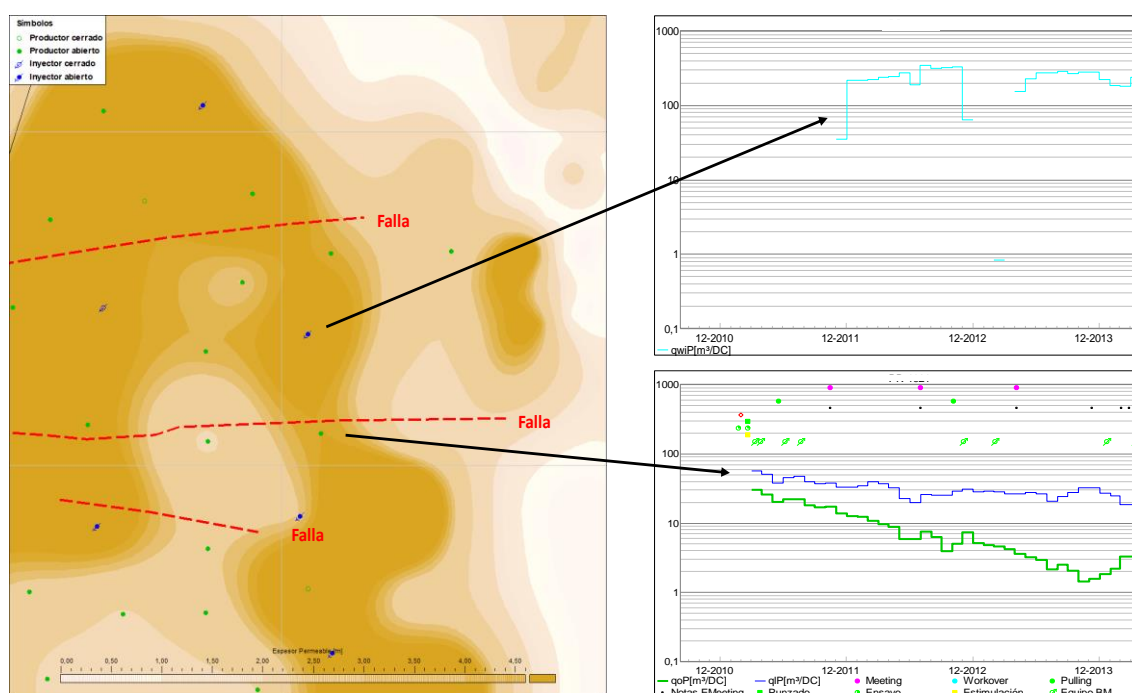


Figura 9. Mapa de espesor permeable de la capa R1B e historia de producción entre un pozo inyector y productor desvinculados por una falla. NB: **qoP**: caudal petróleo (m³/d); **qIP**: caudal líquido (m³/d); **Equipo BM**: sistema de extracción (bombeo mecánico)

3.3.2 Análisis Geofísico

El mapeo estructural del bloque se determinó con información geofísica utilizando interpretaciones de fallas y horizontes en un cubo sísmico 3D pstm (*post-stack seismic migration*) denominado "NewMega3D" que cubre casi en su totalidad el yacimiento Cerro Dragón (Plazibat *et al.*, 2019). Este cubo fue adquirido entre los años 2000-2006 y el procesamiento fue realizado en 2007. Posee un fold para el área de estudio de 30.

El proceso consistió en primera instancia en la selección y revisión de fallas existentes en la base, y seguido a esto se procedió a la reinterpretación con visualización en 3D de cada una de las fallas y horizontes.

Las fallas y horizontes se migraron a profundidad utilizando un modelo de velocidad, realizado con perfiles sísmico y densidad.

3.3.3 Estructura

Al Norte del bloque una falla normal de rumbo O-E con buzamiento al Sur y gran rechazo, entre 150 y 200 m en las zonas de mayor rechazo, separa el área de estudio de otro proyecto de recuperación secundaria. Por el Sur del bloque, otra falla, también de rumbo O-E no alcanza a cortar el dique de basalto por el Oeste.

Respecto a las fallas internas del Bloque, las del Norte buzanan hacia el Sur y las del Sur buzanan hacia el Norte generando una estructura en forma de abanico. En este sector del bloque las fallas generan compartimentos aislados, sin comunicación a través de las fallas. Estas fallas disminuyen su rechazo hacia el Este hasta desaparecer; difieren en su extensión. En los pozos próximos a las terminaciones de fallas se asume que existe continuidad en los reservorios en su desarrollo hacia el Este más allá de las fallas. En la siguiente figura se muestra un mapa estructural de la capa N3 (Fig. 9-a), que forma parte de los nueve reservorios que contienen el 50% del OOIP.

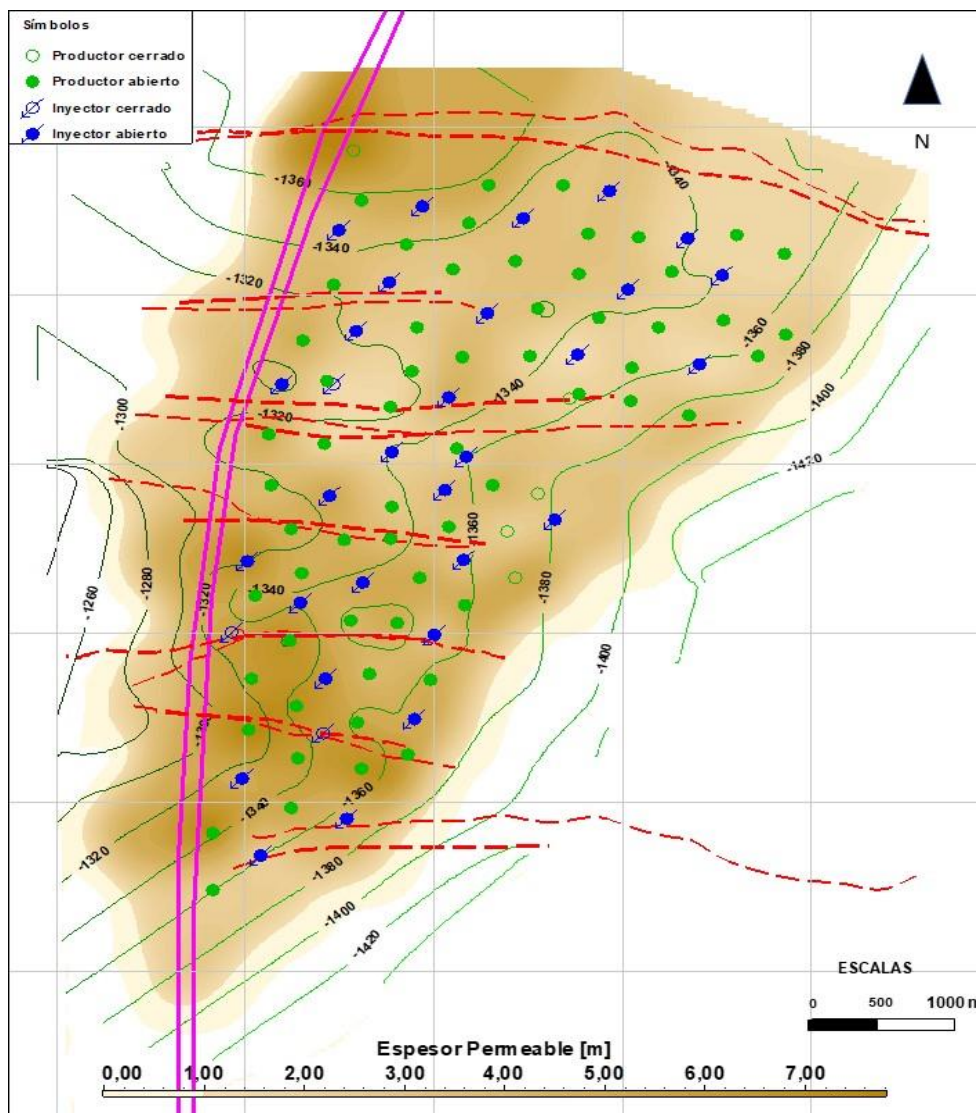


Figura 9-a. Mapa estructural de la capa N3.

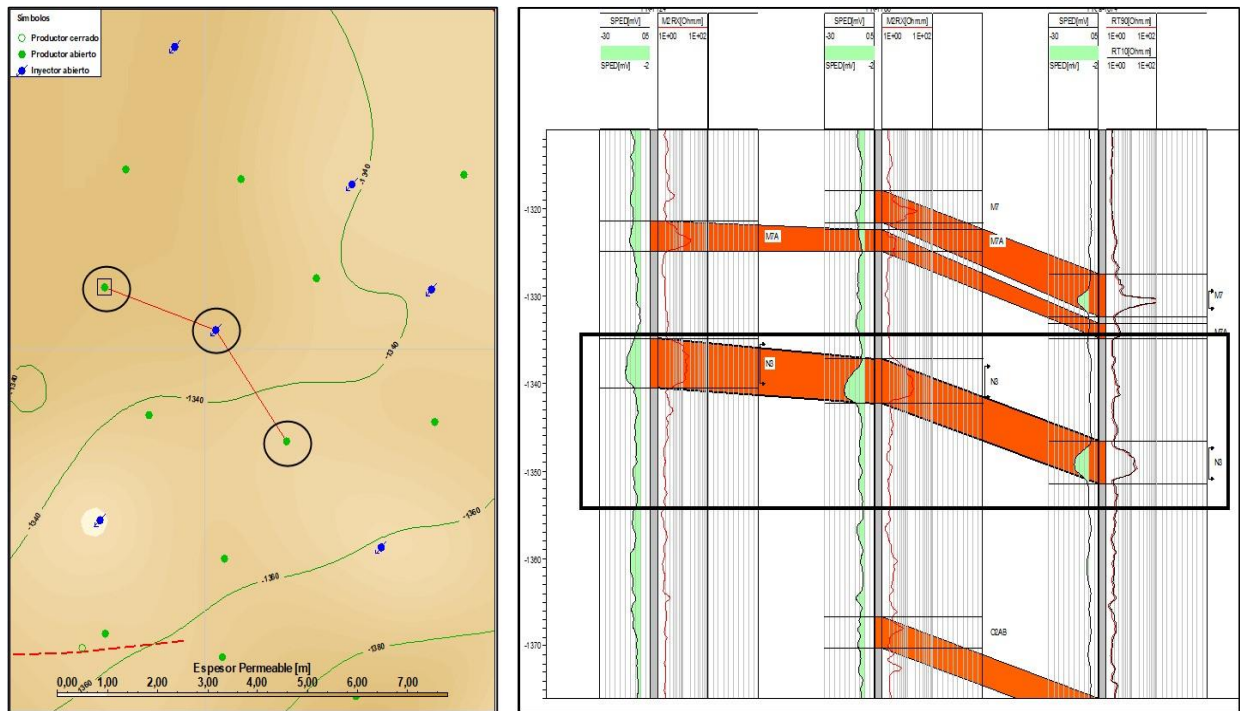


Figura 9-b. Corte estructural de la capa N3.

3.3.4 Estratigrafía y unidad geológica reservorio

La unidad productiva es Fm. Comodoro Rivadavia y la zona de interés minero se encuentra entre los 1.300 al norte y los 2.450 m al sur. Estos topes presentan variaciones de Sur a Norte, encontrándose más elevada en el sector Norte del Bloque.

Los reservorios están constituidos por depósitos fluviales de relleno de canal, con migración lateral y en algunos casos amalgamados en verdaderos complejos. Ejemplo de esto es lo que llamamos Complejo Basal dentro de la Sección Tobácea (CBS) de Fm. Comodoro Rivadavia (Biocca *comm. pers.*, 2014) que en el sector NE del bloque se presenta como un cuerpo amalgamado integrado por 4 a 6 capas, con un promedio de Hk (aclamar) de 11,6 m y un promedio de Porosidad Efectiva de 15,1%. En la figura 10 se muestra el perfil para el desarrollo del CBS.

Los materiales que integran estos depósitos de canal son areniscas arcillosas y areniscas tobáceas. Dentro de los mismos suelen observarse depósitos de material más fino que generan auténticas barreras de permeabilidad para la circulación de fluidos. Esto se ha verificado con los datos de presión y ensayos de formación, por ejemplo, las capas R1b y M7 para el pozo X y el pozo Y ambos con ensayo 100% agua (Figura 11.a y 11.b).

Las facies de llanura de inundación asociadas a los canales están integradas por limoarcilitas tobáceas y en niveles más profundos por tobas limoarcillosas.

La orientación de los canales es principalmente N-S, NE-SO y NO-SE estas orientaciones son características en el Grupo Chubut (Foster e Iovine, 2008).

Trabajo Final de la Especialización en Evaluación Geológica de Formaciones Petrolíferas y Gasíferas. Ing. Aburto Sobarzo, Cristián

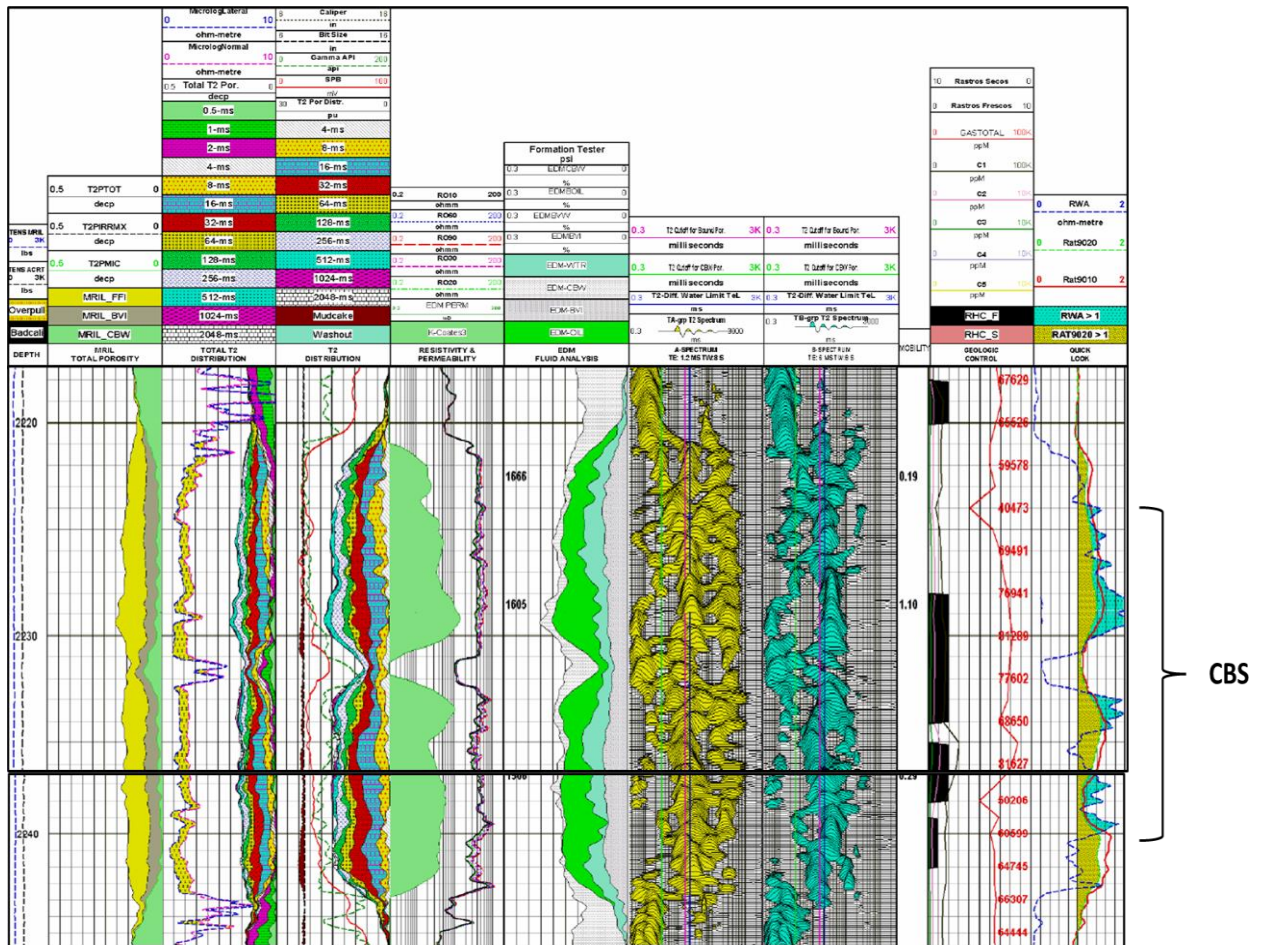


Figura 10. Perfil y rastros de petróleo y cromatografías del Control geológico del CBS (Complejo Basal de la Sección Tobácea de Fm. Comodoro Rivadavia).

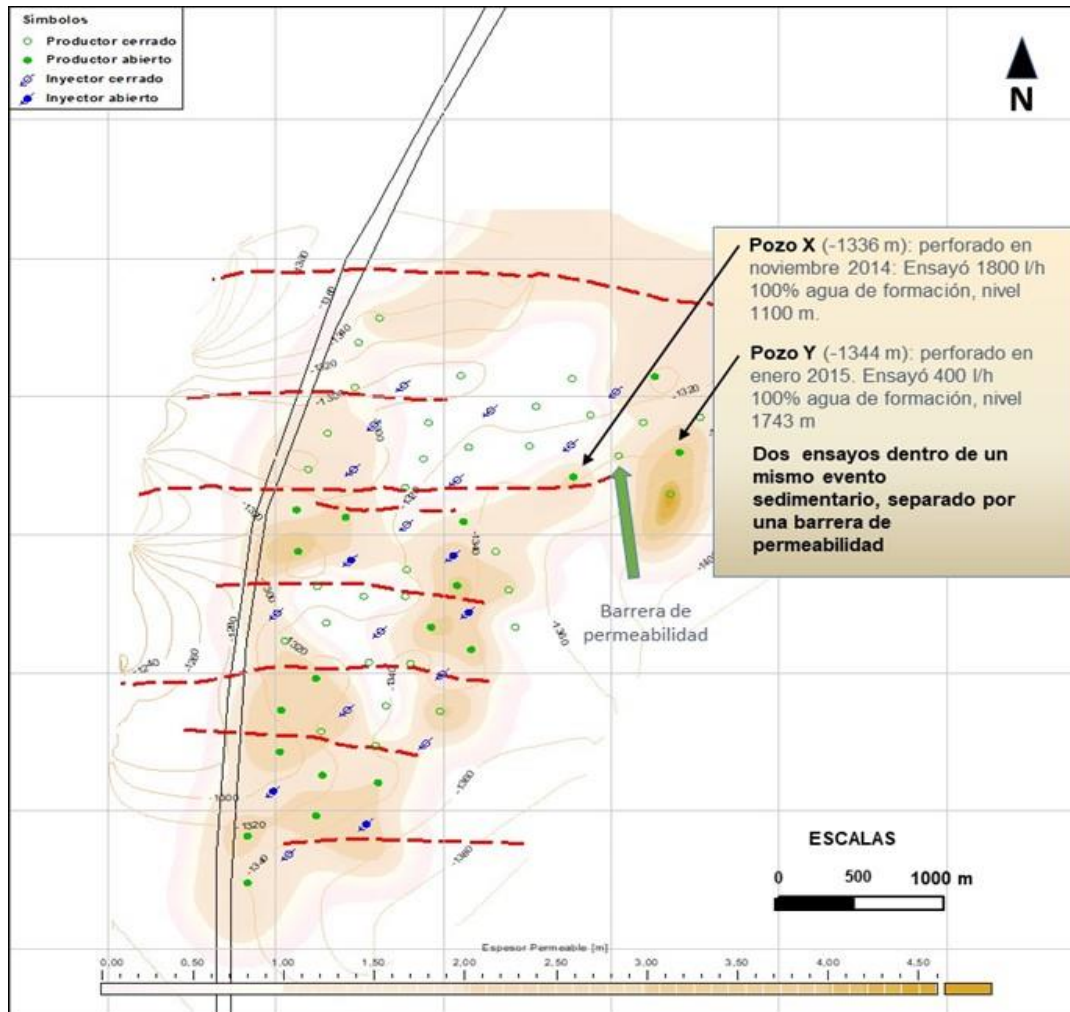


Figura 11.a. Mapa estructural de la capa M7 con valores de espesor permeable (m). Análisis de ensayos e interpretación de una barrera de permeabilidad para la capa M7.

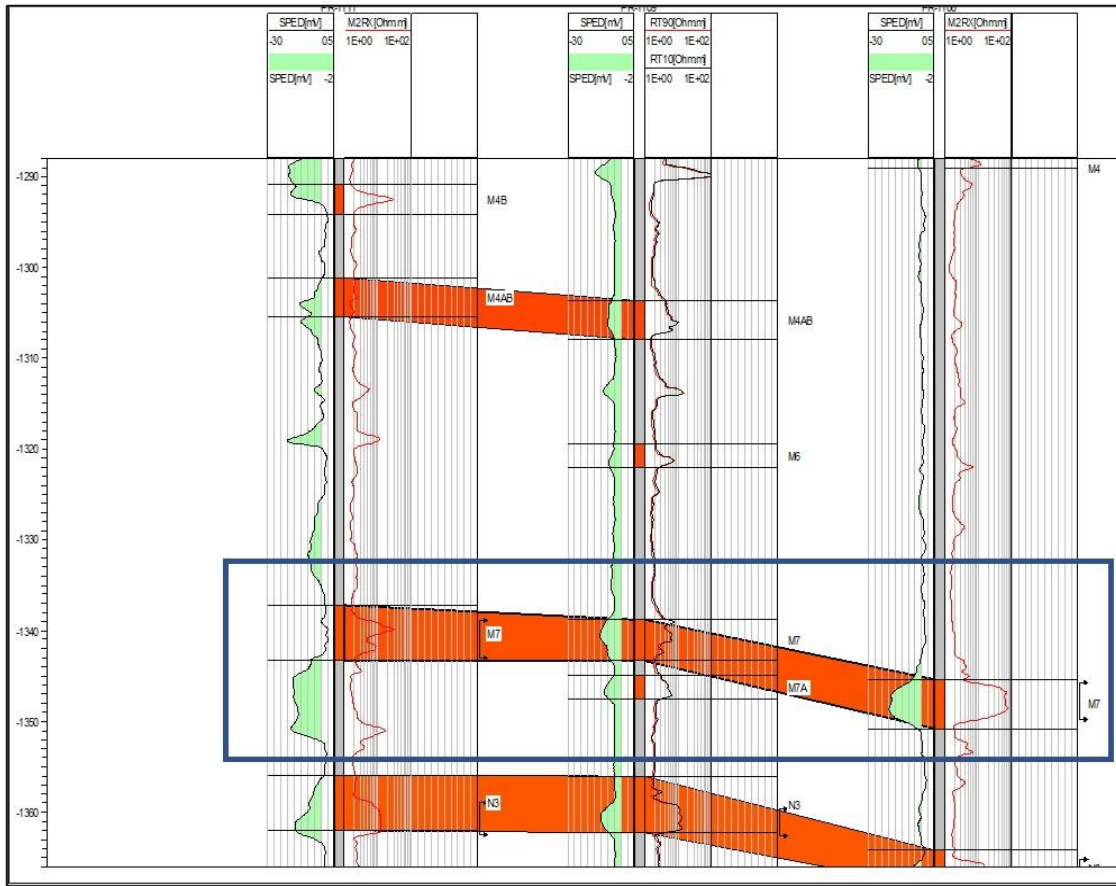


Figura 11.b. Corte estructural de la capa M7

3.4 MODELO ESTÁTICO

El proceso para la actualización del modelo estático y la determinación de los volúmenes de petróleo in situ (OOIP) por reservorio, y sus categorizaciones, consistió en:

- Actualizar las correlaciones y mapas según los cambios generados por los desarrollos realizados. Por ejemplo, en la figura 12 se muestra el mapa de espesor hk y ensayos interpretados para una de las capas de la Fm Comodoro Rivadavia y polígono P1 (petróleo comprobado). El nuevo modelo geológico, y los resultados de los ensayos de terminación indican que el área de estudio consta de 147 reservorios correlacionados, 88 de los cuales cuentan con petróleo comprobado en la Formación Comodoro Rivadavia y la Sección Tobácea de la Fm Comodoro Rivadavia.

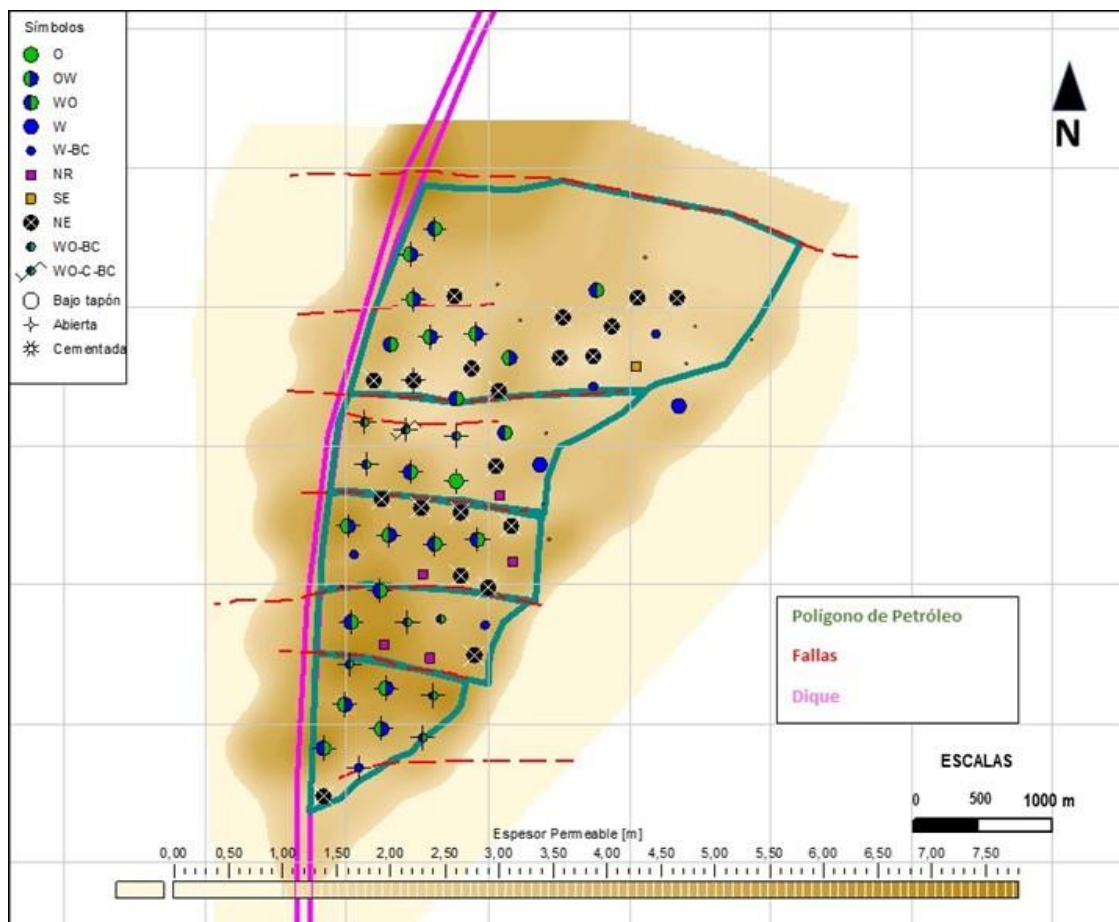


Figura 12. Mapa de espesor Hk para una de las capas de la Fm Comodoro Rivadavia. NB: O: ensayo de petróleo; OW: ensayo de petróleo/agua; WO: ensayo de agua/petróleo; W: ensayo de agua; W-BC: ensayo de agua bajo caudal; NR: ensayo no representativo; SE: ensayo sin entrada; NE: no ensayó; WO-BC: ensayo agua/petróleo bajo caudal; WO-C-BC: ensayo agua-petróleo en conjunto bajo caudal.

Reasignar límites a las zonas con acumulaciones de petróleo, con el objeto de categorizar posteriormente los OOIP por volumetría, sobre la base del modelo geológico actualizado.

Trabajo Final de la Especialización en Evaluación Geológica de Formaciones Petrolíferas y Gasíferas. Ing. Aburto Sobarzo, Cristián

- Actualizar los datos petrofísica, en especial los de porosidades (a partir de los perfiles Resonancia Magnética y Sónico de los pozos nuevos) para la generación de los nuevos mapas.
- Analizar la información de presiones (fundamentalmente a partir de datos de SFT (*Selective Formation Test*) registrados en los pozos nuevos para validar los gradientes hidrostáticos originales determinados y analizar las conexiones entre pozos por reservorio (siempre que hubiera información disponible).

3.4.1 Definición de las Condiciones Originales de Presión y Temperatura

Las condiciones originales de presión y temperatura para los grupos de reservorios de interés fueron determinados de acuerdo con los datos obtenidos de las campañas de perforación y utilizando el gradiente regional:

El gradiente hidrostático regional definido fue:

$$P_s \text{ (kg/cm}^2\text{)} = 27 + 0.1 \times \text{Prof (mbnm)}$$

La figura 13 muestra los valores de presiones utilizadas, el gradiente definido y los promedios calculados, a la profundidad de referencia definida para cada grupo de reservorios.

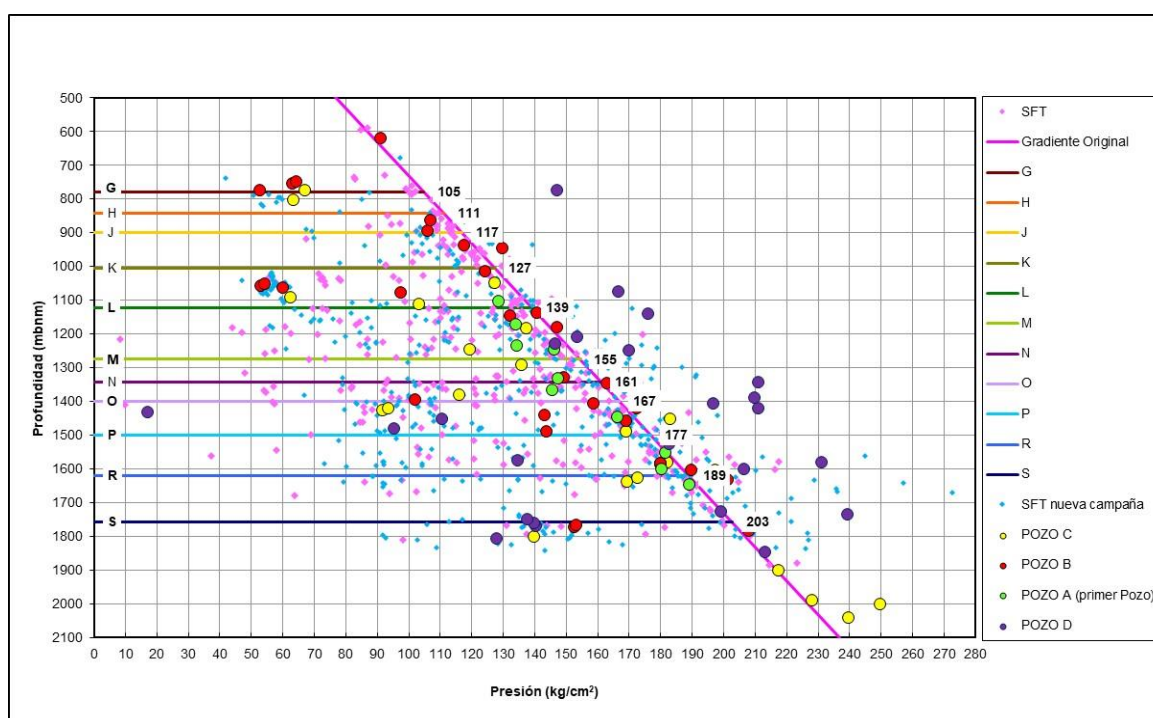


Figura 13. Mediciones de Presión utilizadas - Gradiente Hidrostático Original – Presiones Iniciales por Grupo de Reservorios. Todos los datos de la Fm Comodoro Rivadavia. Las letras a la derecha representan la nomenclatura de las capas.

La ecuación del gradiente de temperatura fue corregida según el gradiente geotérmico definido para Cerro Dragón (gradiente geotérmico normal de 3°C/100m). El gradiente seleccionado es:

$$\text{Temp } (^{\circ}\text{C}) = 15 + 0.045 \times \text{Prof}^{0.99} \text{ (mbbp)}$$

La figura 14 muestra los valores utilizados, el gradiente definido y los promedios para las profundidades de referencia de cada uno de los grupos de reservorios.

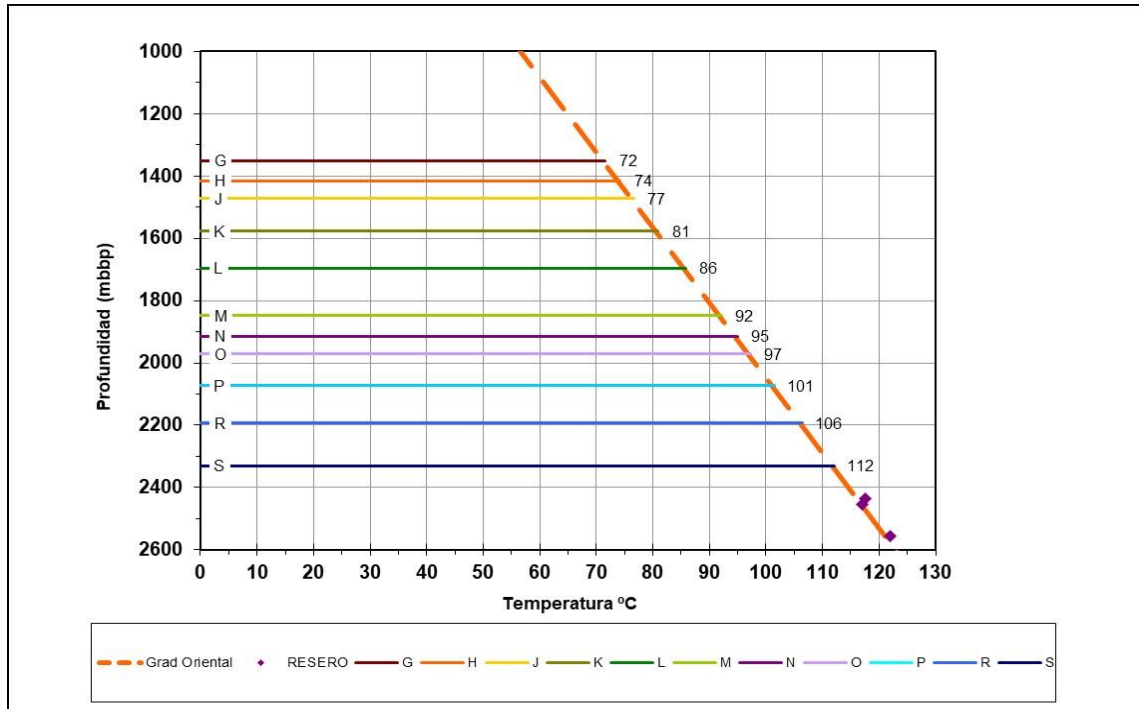


Figura 14. Temperaturas Medidas - Gradiente Adoptado y Temperaturas por grupo de Reservorios. Todos los datos de la Fm Comodoro Rivadavia. Las letras a la izquierda representan la nomenclatura de las capas.

El siguiente cuadro resume los valores de presiones y temperaturas promedio así determinados para los distintos Grupos:

Cuadro I. Valores de Presión y Temperatura.

Formación	Grupo de Reservorios	Profundidad Referencia (mbnm)	Profundidad Referencia (mbbp)	Presión original (Kg/cm ²)	Temperatura original (°C)
Comodoro Rivadavia	G	778	1,351	104.8	72
	H	842	1,415	111.2	74
	J	899	1,472	116.9	77
	K	1,004	1,577	127.4	81
	L	1,122	1,695	139.2	86
	M	1,275	1,848	154.5	92
	N	1,342	1,915	161.2	95
	O	1,399	1,972	166.9	97
	P	1,500	2,073	177.0	101
Sección Tobácea Fm Comodoro Rivadavia	R	1,620	2,193	189.0	106
	S	1,757	2,330	202.7	112

3.4.2 Revisión y Selección de Parámetros Petrofísicos

A continuación, se detallan los valores promedio de Phie (porosidad efectiva), Swirr (saturación de agua irreductible) promedios utilizados para cada grupo de reservorios:

Cuadro II. Valores promedio de Phie, Swirr. N.B: PHIE (%): porosidad; Swirr: saturación de agua irreductible.

Grupo	GHJK	L	M	N	O	P	R	S
PHIE (%)	17.7	16.3	15.4	16.0	15.6	16.1	15.9	14.9
Swirr (%)	42.6	31.7	33.5	28.6	28.9	28.8	26.9	26.1

El modelo estático así actualizado, fue el utilizado para la simulación de la historia de producción por Recuperación Secundaria y el diseño de las diferentes alternativas de implementación del proyecto de inyección de agua en toda el área de estudio.

3.4.3 Volúmenes Originales de Petróleo y Gas in Situ

Se calcularon los OOIP volumétricamente, utilizando: (i) los mapas de espesor permeable, los mapas de porosidad por reservorio (y por lo tanto los mapas de volúmenes porales calculados como producto de espesores y porosidades), y (ii) los

promedios previamente seleccionados de parámetros petrofísicos (S_{oi}, saturación de petróleo inicial) y de fluidos (B_{oi}, factor volumétrico del petróleo inicial) para los reservorios y (iii) los polígonos de cada categoría de incertidumbre. Los valores fueron calculados para cada reservorio mapeado, dentro de las áreas con petróleo comprobado, probable y posible.

La figura 15 muestra esquemáticamente como se distribuyen verticalmente en profundidad los OOIP (acumulados hacia arriba) comprobados por reservorio de la serie GHJK, L, M y N, lo que ayuda a visualizar rápidamente los reservorios principales del yacimiento. En la figura 16 se muestran estos mismos en orden vertical decreciente de OOIP resaltando los de mayor importancia.

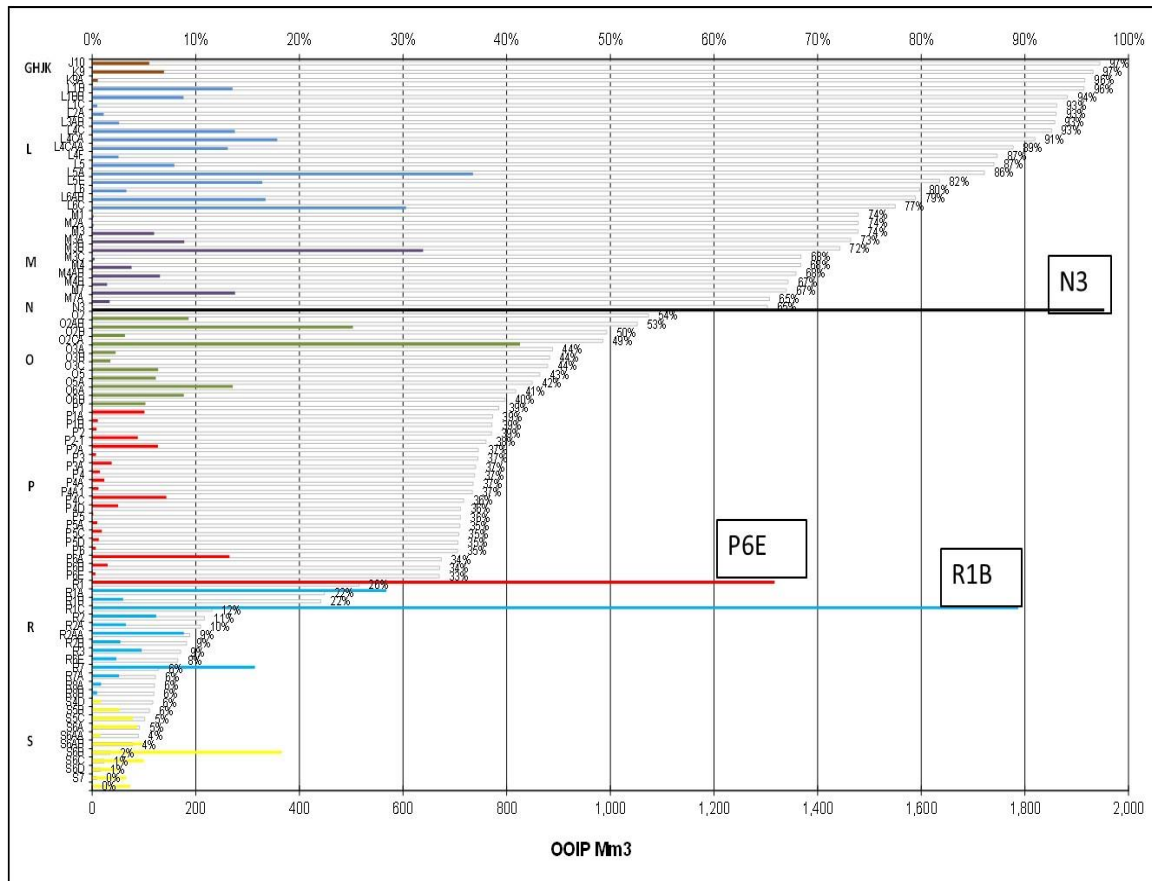


Figura 15. Distribución del OOIP por reservorio y su respectivo grupo. Las letras de la izquierda corresponden al nombre de capas.

El resumen de los OOIP comprobados, probables y posibles por Grupo se muestra a continuación:

Cuadro III. OOIP por grupo de reservorios.

Formación	Grupo de Reservorios	OOIP P (Mm ³)	OOIP P2 (Mm ³)	OOIP P3 (Mm ³)	OOIP 3P (Mm ³)
Comodoro Rivadavia	GHJK	735	213	20	968
	L	3,707	281	103	4,091
	M	1,493	293	164	1,950

	N	1,953	163	--	2,116
	O	2,462	186	27	2,675
	P	2,297	142	99	2,537
Sección Tobácea Fm C. Riv.	R	3,389	422	171	3,982
	S	998	308	93	1,399
Sin Correlación (SC)		310	--	--	310
Total		17,344	2,008	677	20,029

Se observa que el 10% de los reservorios, que constituyen los principales objetivos de los proyectos de WF (aclarar), contienen el 50 % del OOIP comprobado (P) y que el 50% de los reservorios contribuyen con el 91% de OOIP P total. Los volúmenes P2 y P3 son relativamente pequeños dada la limitación del bloque hacia el norte (fallas) y hacia el este debido a la extensión de los mapas (Figura 16-a).

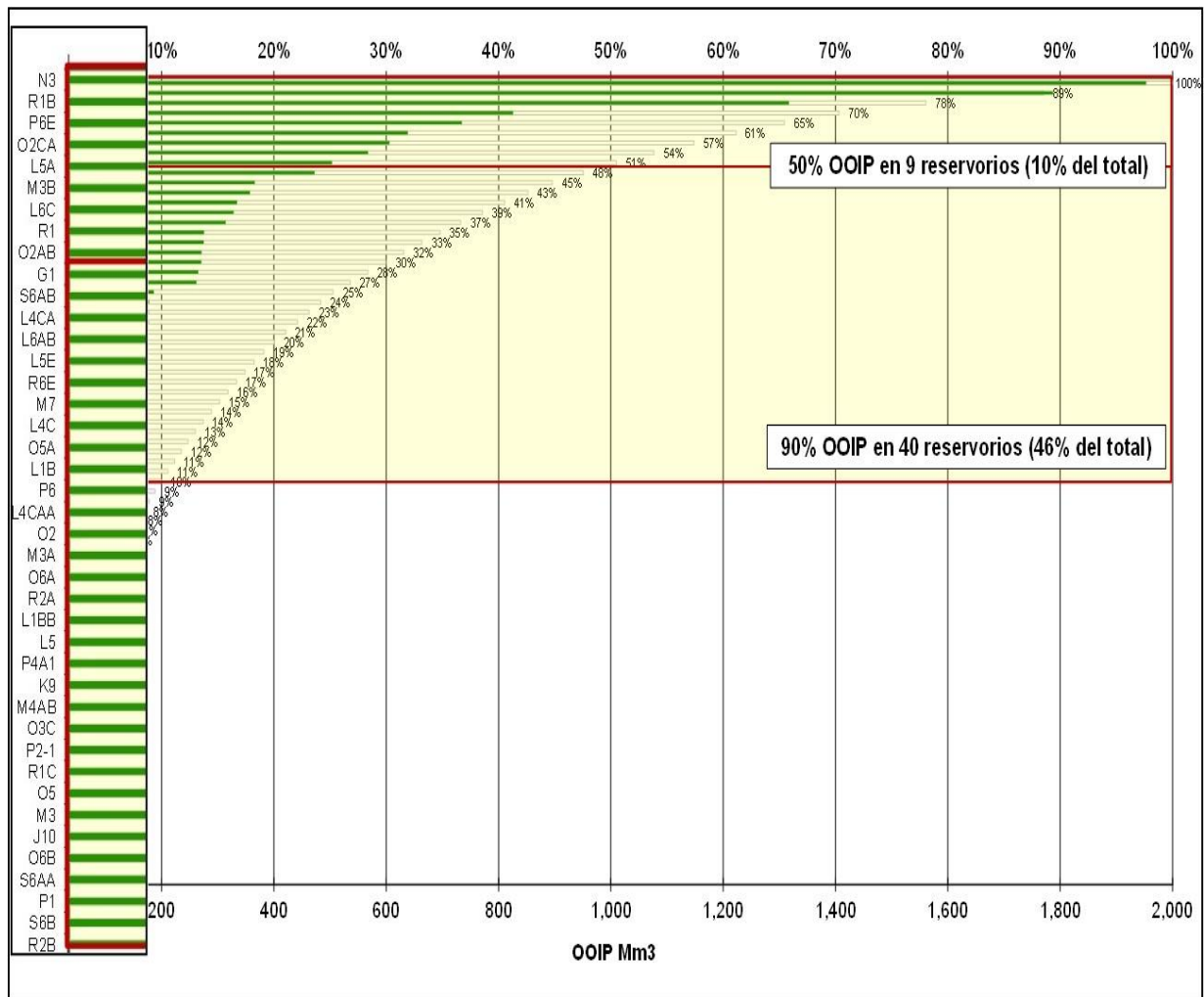


Figura 16. Distribución estadística de OOIP. Capas en orden vertical decreciente de OOIP

Trabajo Final de la Especialización en Evaluación Geológica de Formaciones Petrolíferas y Gasíferas. Ing. Aburto Sobarzo, Cristián

Los 9 reservorios más importantes son N3, R1B, P6E, O2CA, L5A, M3B, L6C, R1 y O2AB, y representan el 50% del OOIP comprobado.

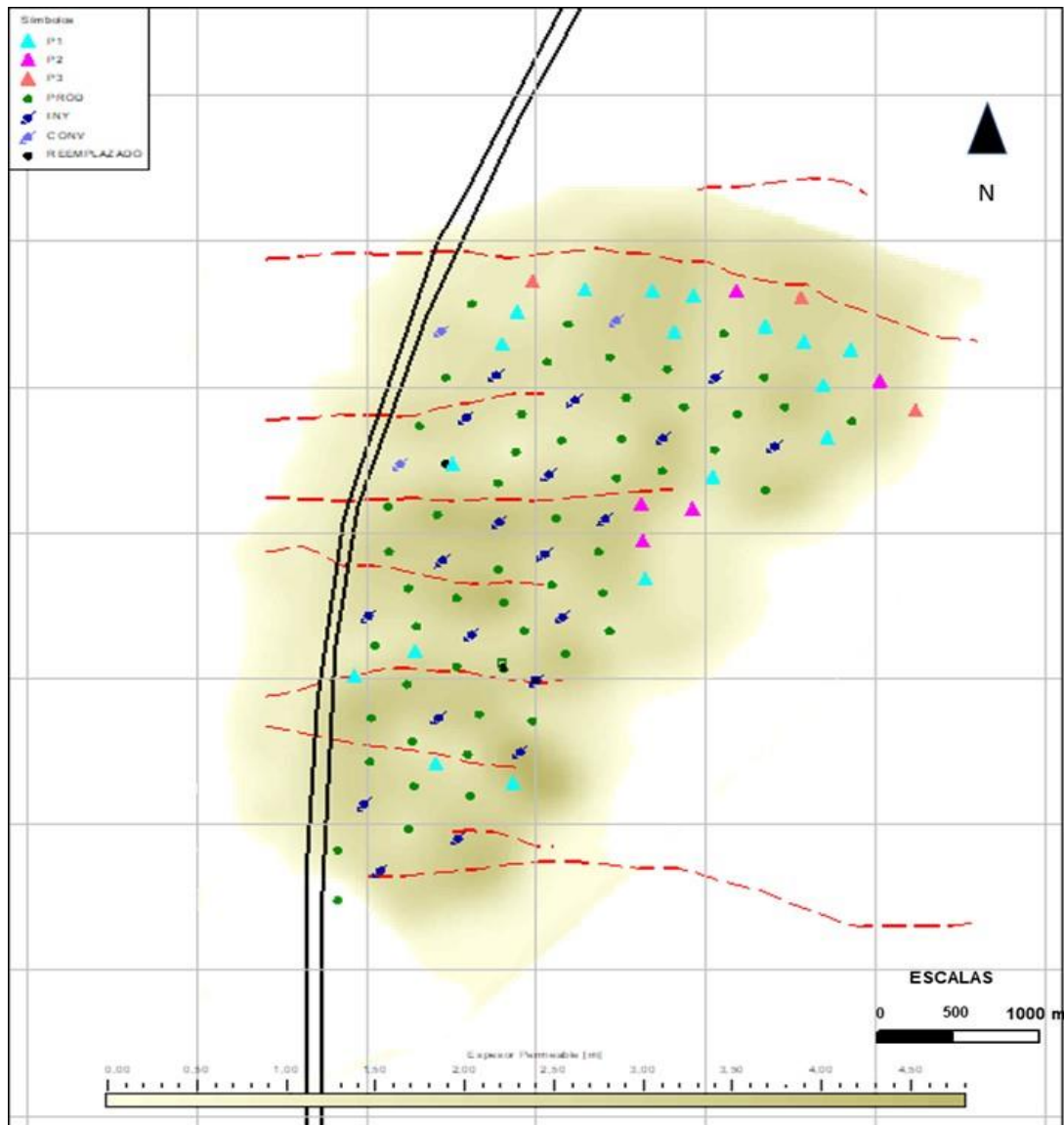


Figura 16-a. Mapa de espesor permeable para la capa N3 y distribución de Locaciones P1, P2 y P3.

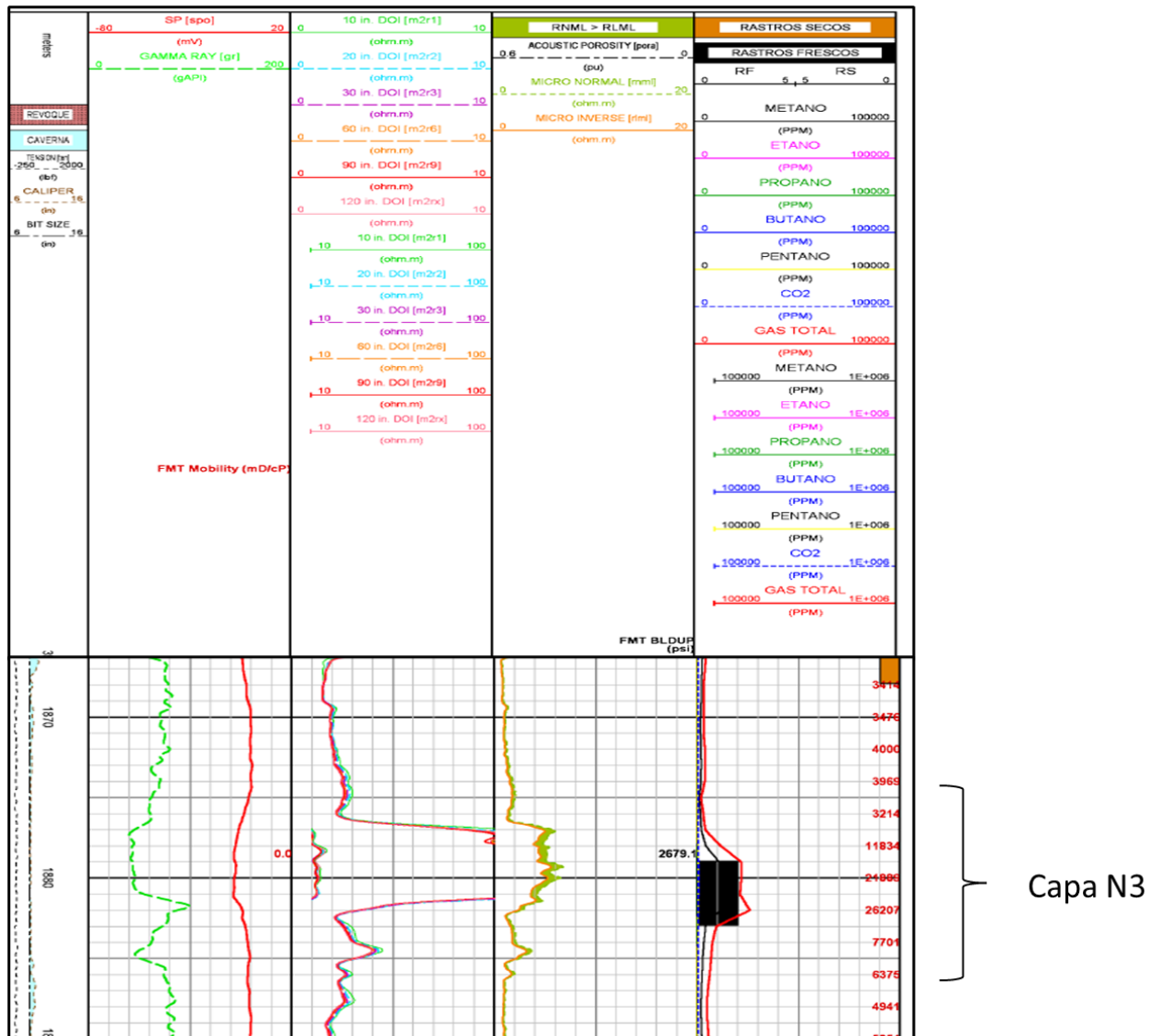


Figura 16-b. Perfil y rastros de petróleo y cromatografías del control geológico de la capa N3 (Fm. Comodoro Rivadavia).

3.5 MODELO DINÁMICO

Con los ajustes producidos a través del modelo dinámico (consistente en la interpretación de la historia de producción primaria y la simulación de la historia de producción con inyección de agua), se validó el modelo estático.

Debe notarse que esta metodología es eminentemente práctica, y para llegar a resultados razonables debe estimarse buena cantidad de información (conformación y límites de la multiplicidad de reservorios, petrofísica, fluidos, presiones, asignación de producción e inyección, etc.), toda vez que la misma no estuviera disponible por medición directa. La metodología consiste en ejecutar los siguientes puntos:

- Prorratear (distribuir, asignar) la historia de producción primaria de los pozos a los distintos niveles abiertos a lo largo de la vida de cada pozo.

Trabajo Final de la Especialización en Evaluación Geológica de Formaciones Petrolíferas y Gasíferas. Ing. Aburto Sobarzo, Cristián

- Simular, mediante un simulador analítico (Sahara) que resuelve la ecuación de flujo segregado, la historia de producción bajo inyección de agua a nivel de pozo y reservorio.
- Proyectar las producciones y recuperaciones futuras y finales, por proyección de las condiciones de inyección y estado de los pozos actuales y declinación de aquellos pozos que no estén influenciados por la inyección de agua.

Una vez conciliados los modelos estático y dinámico, y con la proyección de caso base (COA, Condiciones Operativas Actuales) se comienza con el proceso de diseño de alternativas de desarrollo por inyección de agua, en donde se plantean diferentes alternativas de mallas (*patterns*) a realizar.

3.5.1 Historia de Producción, Inyección, Presiones y Eventos de Pozos

La historia de producción e inyección total del área de estudio puede observarse en la figura 17.

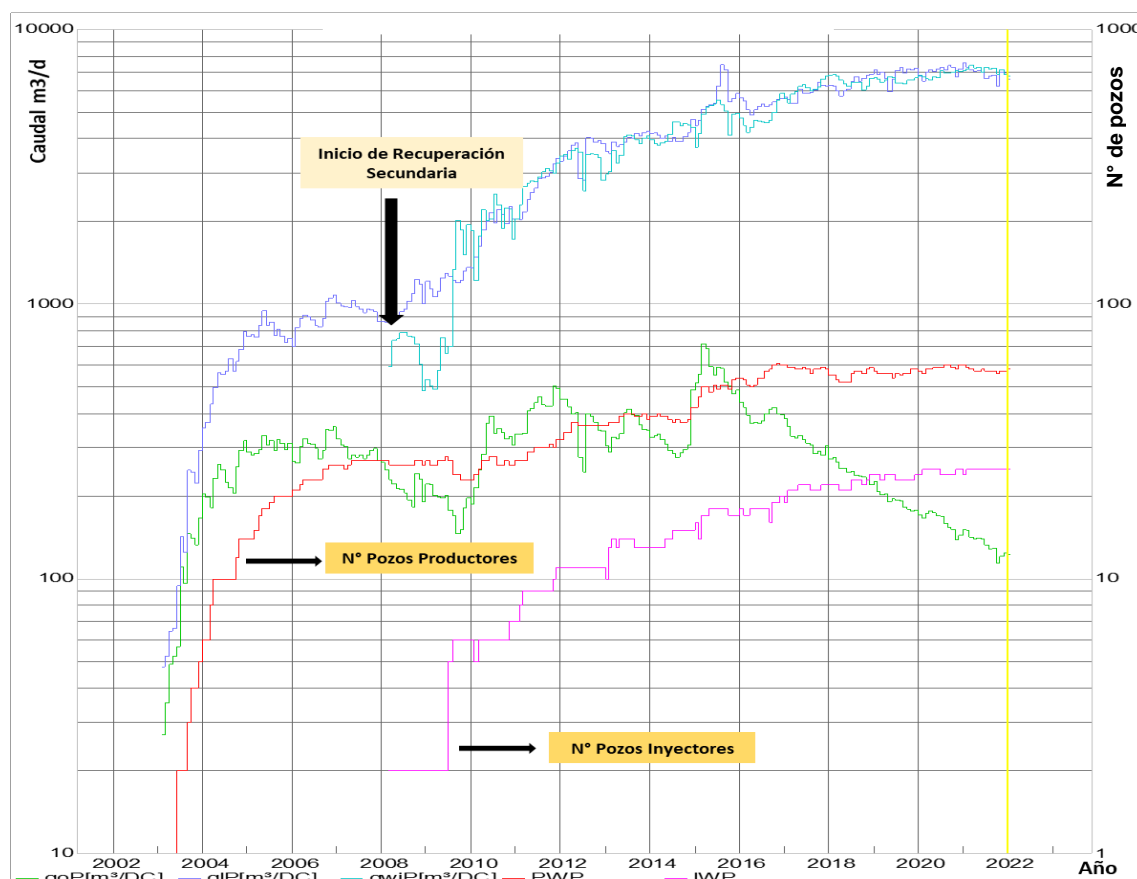


Figura 17. Historia de producción del Área de Estudio. NB: **qoP**: caudal petróleo (m³/d); **qIP**: caudal líquido (m³/d); **qwiP**: caudal de inyección; **PWP**: número de pozos productores; **IWP**: número de pozos inyectores.

El desarrollo de esta área comenzó a principios de 2003. La producción fue elevándose paulatinamente como consecuencia del desarrollo más o menos continuo con la perforación de pozos.

Hacia fines de 2004 se alcanza un nivel de producción del orden de los 300 m³/día de petróleo, el cual se ha mantenido casi constante gracias a la perforación de pozos adicionales hasta el año 2007, año en el cual comienza a declinar una vez detenida la perforación. Luego, a fines del 2009 comienza a observarse un incremento en la producción con un pico máximo de 392 m³/d a mediados del 2010 debido a la respuesta de los productores a las 5 conversiones y a la perforación de un pozo inyector.

La historia de producción primaria se ha caracterizado por una relativamente importante producción de agua. Al momento de comenzar la inyección en los pilotos de Recuperación Secundaria (Mar-2008), el corte de agua era cercano al 70%.

Los petróleos contenidos en los reservorios tienen densidades medias a bajas (22 a 24 °API). Son originalmente subsaturados y son medianamente viscosos en las condiciones originales de los reservorios (3 a 5 cP).

Al momento de realizar el estudio (agosto 2015), existen 72 pozos perforados, a profundidades que oscilan entre los 2.100 y 2.600 m. A la misma fecha, las características operativas del área de estudio eran:

Cuadro IV. Características Operativas del Área de estudio

	Petróleo	Gas	Agua	Inyección de Agua
Caudal (m ³ /d)	583	11,968	6,907	5,354
Acumulada (Mm ³)	1,391	47,075	7,941	7,772
Pozos Activos			51	18

3.5.2 Pronósticos de Producción Primaria

El objetivo es evaluar cuál sería la recuperación primaria de cada pozo-reservorio y obtener las recuperaciones futuras si no se hubiera implementado el proyecto de inyección de agua.

Este conocimiento permite además estimar posteriormente las pérdidas de producción (y de recuperación de petróleo) debidas a las conversiones de pozos y los incrementos netos de recuperación de petróleo por inyección de agua.

La figura 18 muestra el resultado de las proyecciones realizadas.

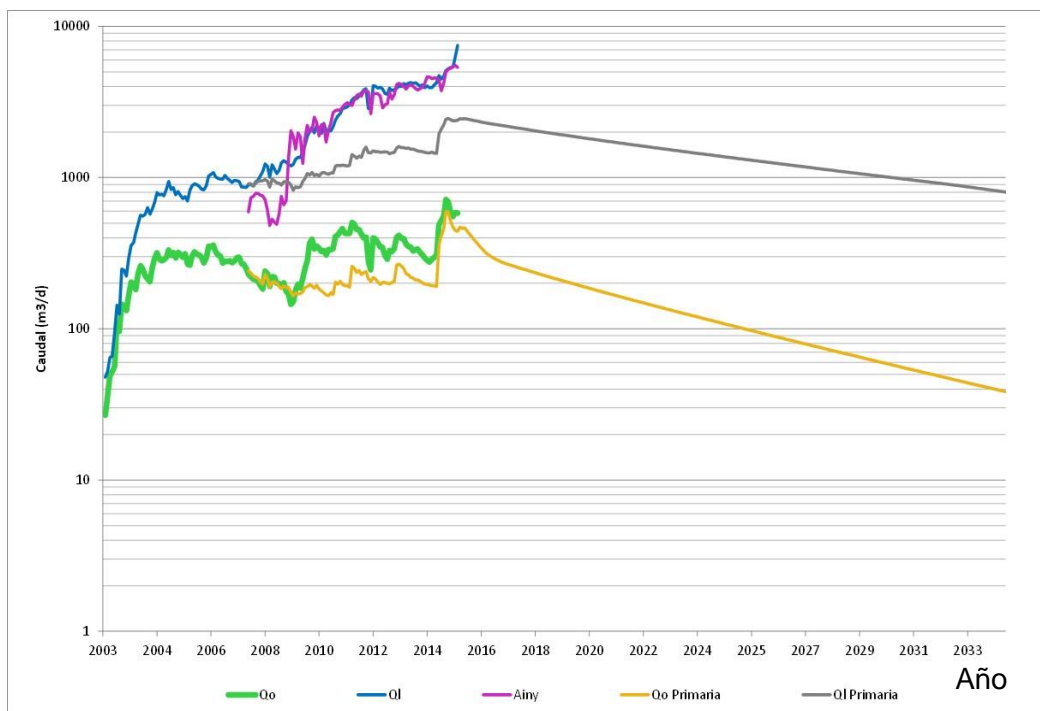


Figura 18. Proyección Primaria del Área de estudio. NB.: **Qo**: caudal de petróleo (m3/d); **Ql**: caudal de líquido (m3/d); **Ainy**: caudal de agua inyectada (m3/d); **Qo Primaria**: caudal de petróleo en etapa de primaria (m3/d); **Ql Primaria**: caudal de líquido en etapa de primaria (m3/d)

3.5.3 Recuperaciones y Factores de Recuperación por Energía Primaria

Las recuperaciones por reservorio y totales fueron establecidas para tres diferentes fechas clave: comienzo de la inyección de agua (Feb- 2008), momento de realizar el estudio (Ago- 2015) y fin de la concesión, que se considera también fin de la vida útil (Nov-2047).

El cuadro a continuación muestra los resultados a nivel de grupo de reservorios:

Cuadro V. Recuperaciones Primarias de Petróleo.

Grupo de Reservorios	OOIP (Mm3)	Recuperación Primaria Petróleo por Fecha (Mm3)			FR Primario		
		Feb-2008	Dic-2015	Nov-2047	Feb-2008	Dic-2015	Nov-2047
GHJK	735	15	30	38	2%	4%	5%
L	3,707	116	270	447	3%	7%	12%
M	1,493	48	110	182	3%	7%	12%
N	1,953	55	127	210	3%	7%	11%
O	2,462	43	121	259	2%	5%	11%

Grupo de Reservorios	OOIP (Mm3)	Recuperación Primaria Petróleo por Fecha (Mm3)			FR Primario		
		Feb-2008	Dic-2015	Nov-2047	Feb-2008	Dic-2015	Nov-2047
P	2,297	94	248	487	4%	11%	21%
R	3,389	54	170	383	2%	5%	11%
S	998	20	50	103	2%	5%	10%
SC	310	18	27	36	6%	9%	12%
Totales	17,344	463	1,153	2,145	3%	7%	12%

3.5.4 Condiciones de los Reservorios al Comienzo de la Inyección de Agua

Esta interpretación es importante porque permite realizar una estimación de cuáles serán las presiones y las saturaciones de gas, petróleo y agua de los reservorios al inicio de los desarrollos por inyección de agua.

En el siguiente cuadro se resumen las características actuales de los grupos de reservorios en donde se inyectará agua:

Cuadro VI. Características de los Reservorios al inicio de la Recuperación Secundaria. N.B: Swa: Saturación de agua al inicio de la secundaria; Soa: Saturación de oil al inicio de la secundaria; Sga: Saturación de gas al inicio de la secundaria; μ_o : Viscosidad del petróleo al inicio de la secundaria; M: Relación de movilidades entre el oil y el agua.

Grupo de Reservorios	Condiciones al Inicio WF (Marzo 2008)			Presiones (kg/cm ²)		Viscosidad – M al inicio WF	
	Swa [fr]	Soa [fr]	Sga [fr]	Original	Actual (agosto 2015)	μ_o (cP)	M
GHJK	0.50	0.50	0.00	120	84	4.9	3.0
L	0.45	0.54	0.01	139	91	4.2	2.8
M	0.47	0.52	0.01	155	91	4.6	3.2
N	0.45	0.53	0.02	161	85	3.6	2.5
O	0.43	0.57	0.00	167	89	3.3	2.4
P	0.50	0.47	0.03	177	85	3.9	3.0
R	0.44	0.55	0.01	189	100	3.4	2.6
S	0.45	0.55	0.00	203	102	3.1	2.5

3.5.5 Simulación de la Historia de Producción con Inyección de agua

La simulación consistió en reproducir la historia real de producción de cada pozo que ha respondido a la inyección, sobre la base del modelo estático y del prorrateo de inyección por reservorio de cada uno de los pozos del arreglo de inyección (malla o *pattern*).

La metodología utilizada para la simulación de la historia de producción con inyección de agua se basa en la resolución de la ecuación de desplazamiento de petróleo por agua, determinada mediante la ecuación de flujo segregado, en elementos que conectan los pozos inyectoros y los productores activos.

En las siguientes figuras se muestran los *patterns* para algunos de los reservorios más importantes

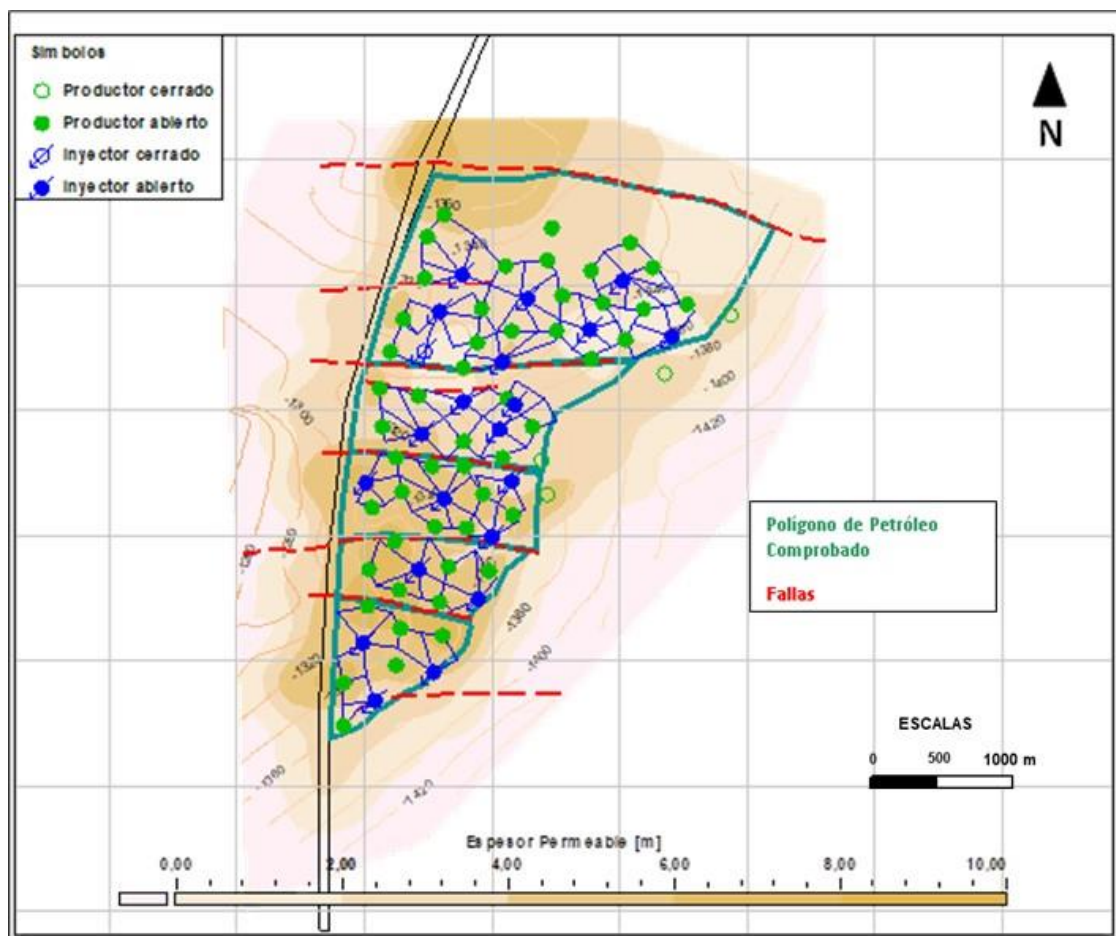


Figura 19. Mapa estructural con mallas de inyección para el espesor permeable de la Capa N3.

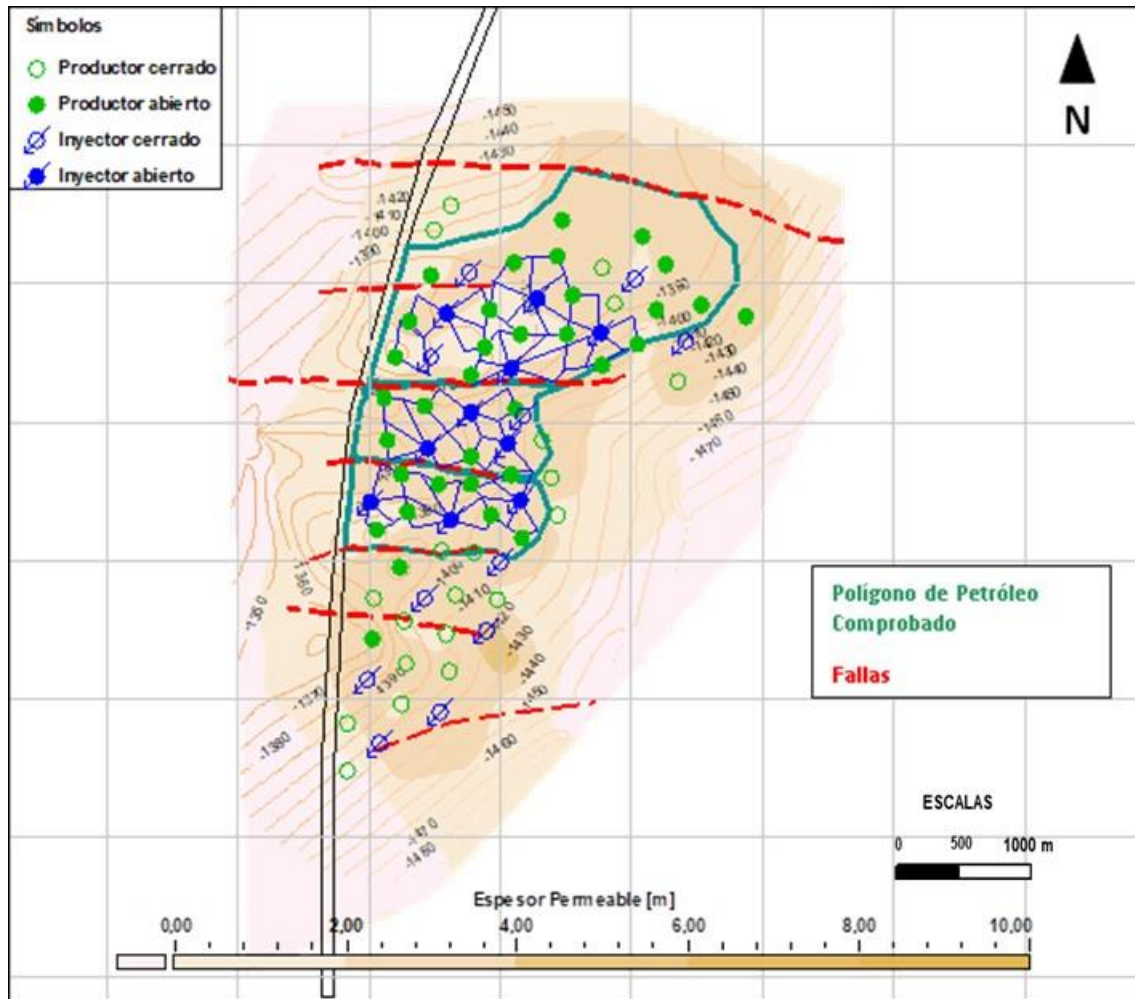


Figura 20. Mapa estructural con mallas de inyección para el espesor permeable de la Capa O2ca.

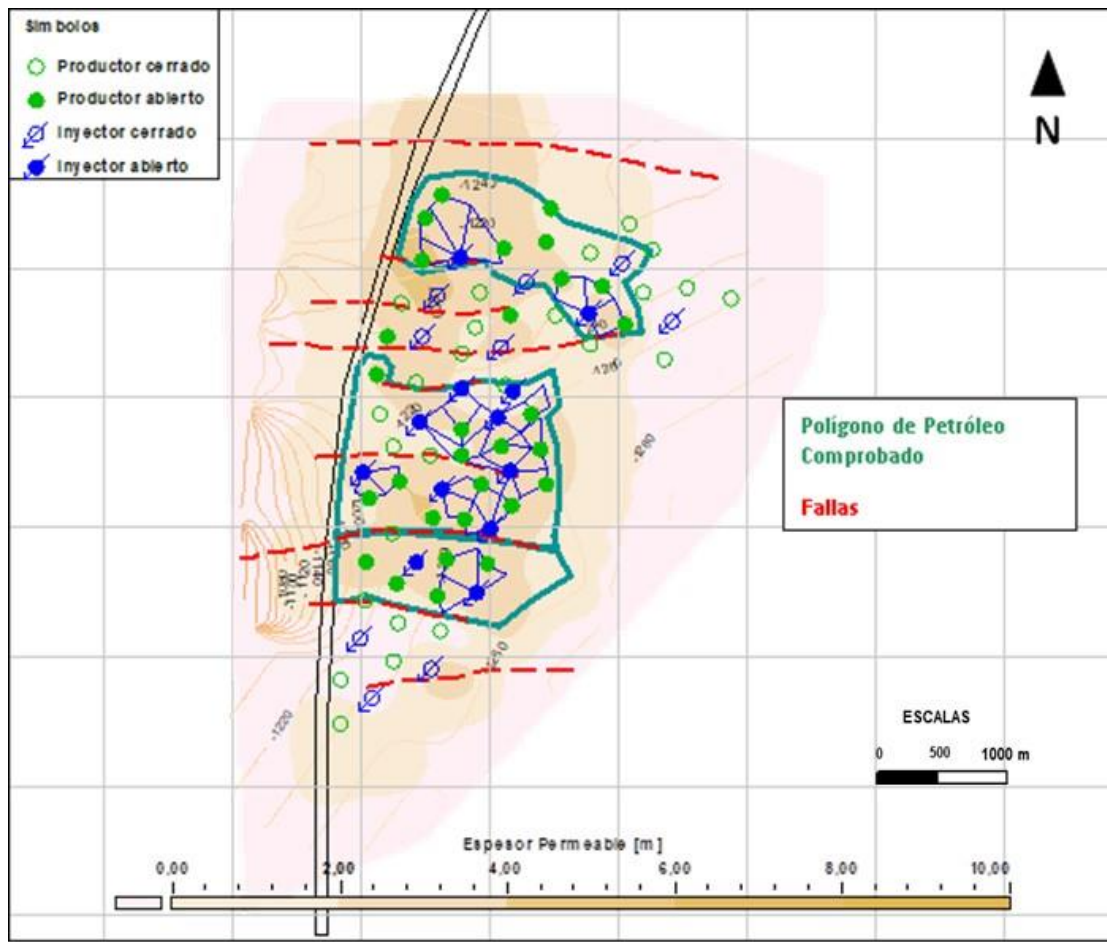


Figura 21. Mapa estructural con mallas de inyección para el espesor permeable de la Capa L6C.

Las curvas con los ajustes logrados se muestran en la Figura 22.

El ajuste general incluye además la asignación de producción primaria de los reservorios en los que no se inyecta agua, los que son explotados conjuntamente en los pozos productores. El volumen de petróleo simulado desde el comienzo de la inyección (marzo 2008) hasta agosto de 2015 es de 966 Mm³ contra los 936 Mm³ efectivamente producidos en el mismo período, lo que representa sólo un 3% de diferencia.

El resultado de la simulación lograda es satisfactorio, llegando a obtener un buen ajuste entre la producción total acumulada y la simulada y un buen punto de comienzo de pronósticos.

En la tabla puede observarse que se ha calificado el ajuste total de forma buena o aceptable más del 90% de los pozos simulados. Los volúmenes involucrados en la simulación de estos pozos representan el 96% del total de la producción acumulada por secundaria (755 Mm³).

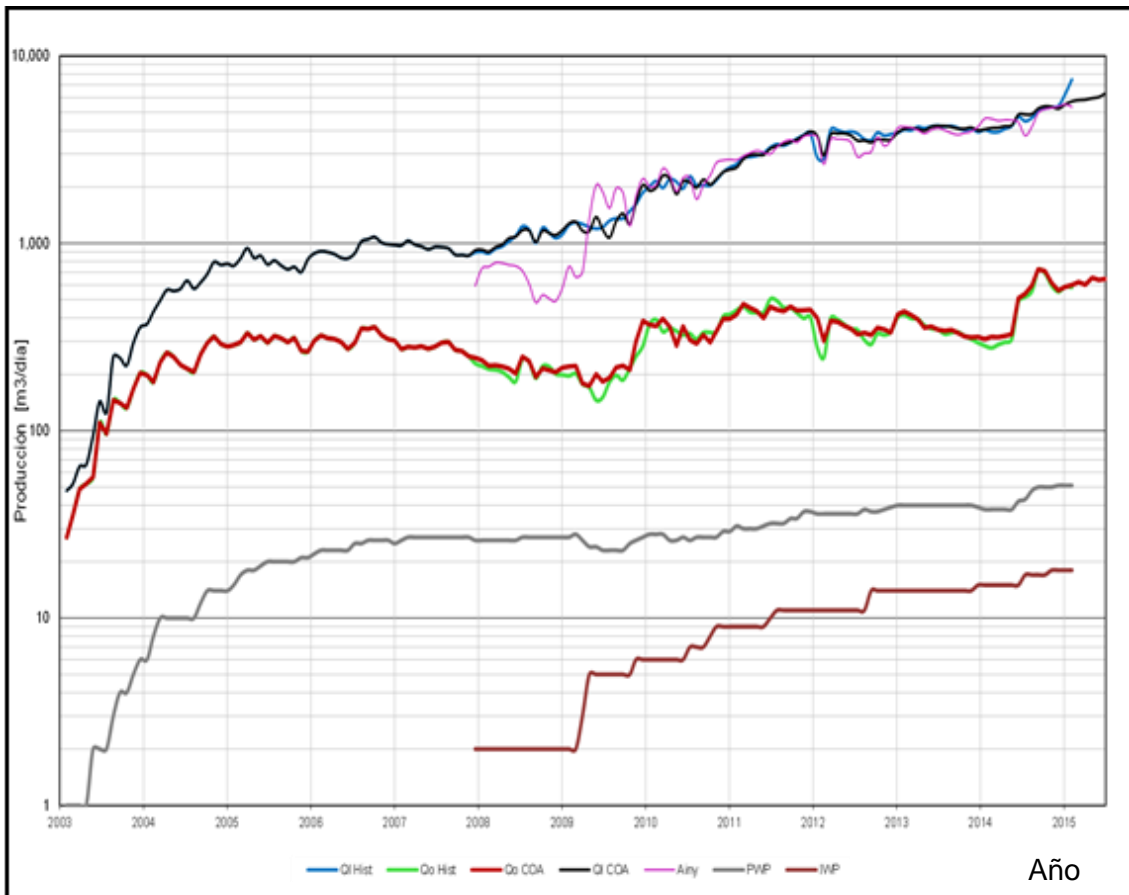


Figura 22. Producción real de oil (agosto 2015) 583 m3/d vs Producción simulada de oil (agosto 2015) 599 m3/d. NB.: **Ql Hist**: caudal de líquido historia (m3/d); **Qo Hist**: caudal de petróleo historia (m3/d); **Qo COA**: caudal de petróleo en las condiciones operativas actuales (m3/d); **Ql COA**: caudal líquido historia (m3/d); **Ainy**: caudal de agua inyectada (m3/d); **PWP**: número de pozos productores; **IWP**: número de pozos inyectoros

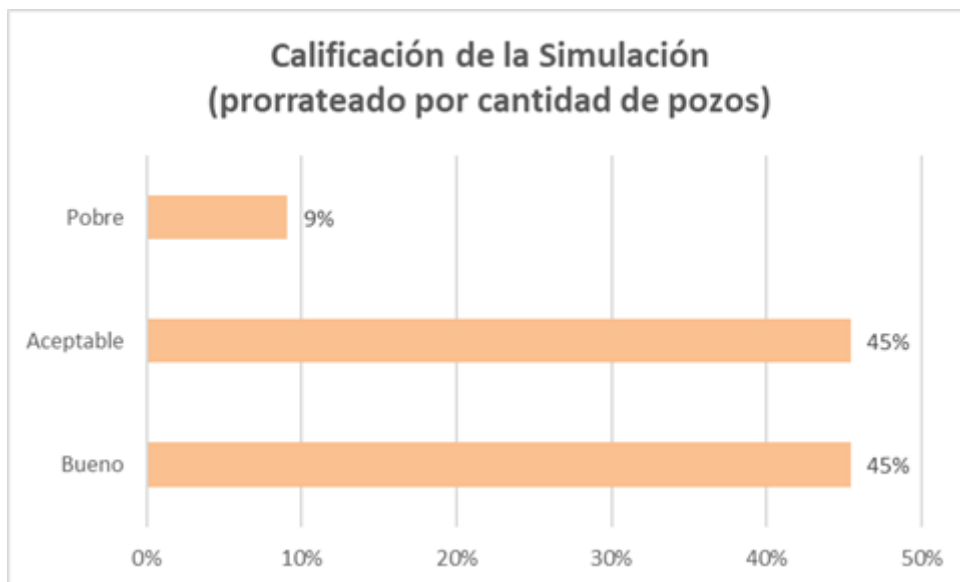


Figura 23. Calificación del ajuste por pozo de la simulación.

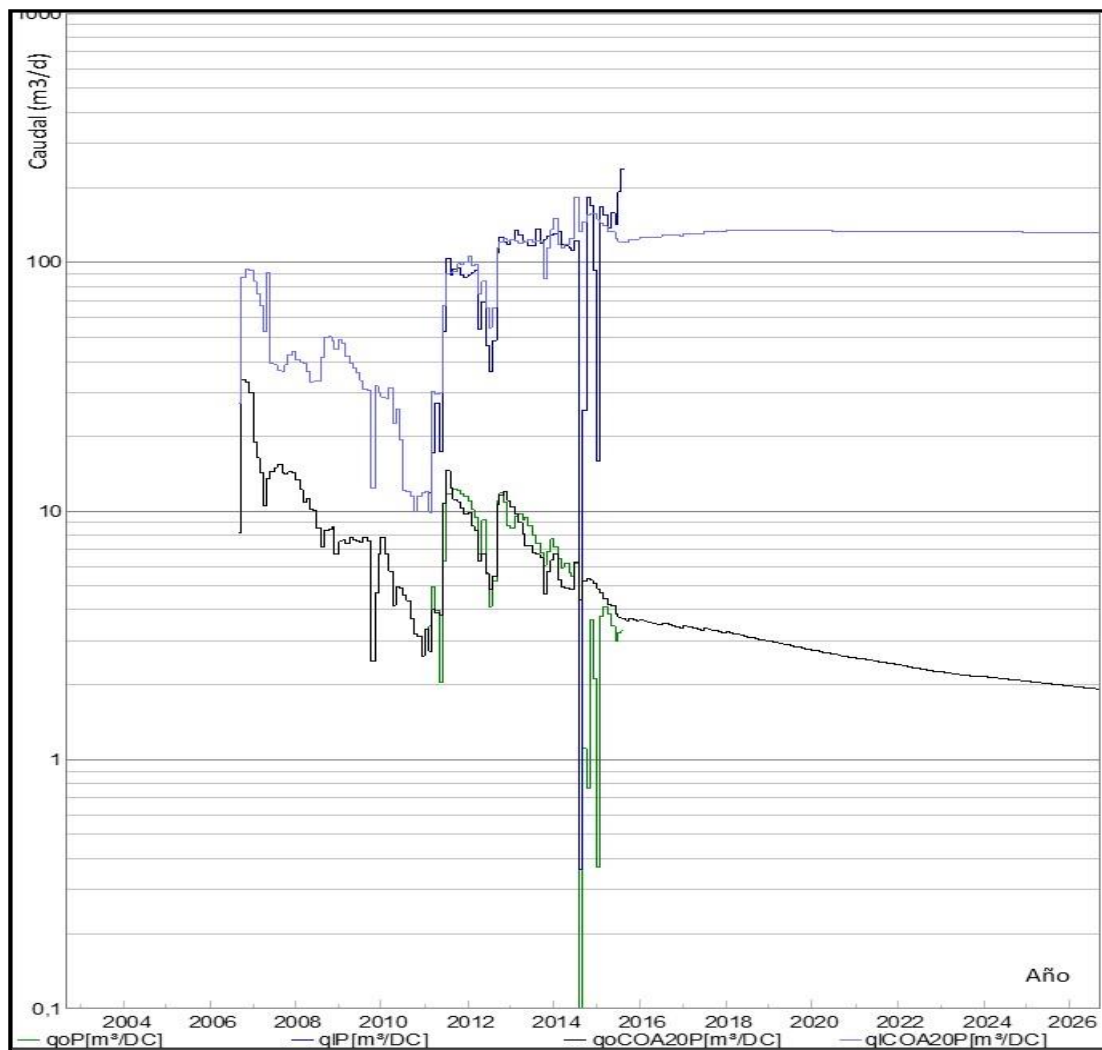


Figura 24-a. Ejemplo ajuste de simulación aceptable. N.B.: **qoP**: caudal real de petróleo (m³/d); **qiP**: caudal real de líquido (m³/d); **qoCOA**: caudal simulado de petróleo (m³/d); **qiCOA**: caudal simulado de líquido (m³/d).

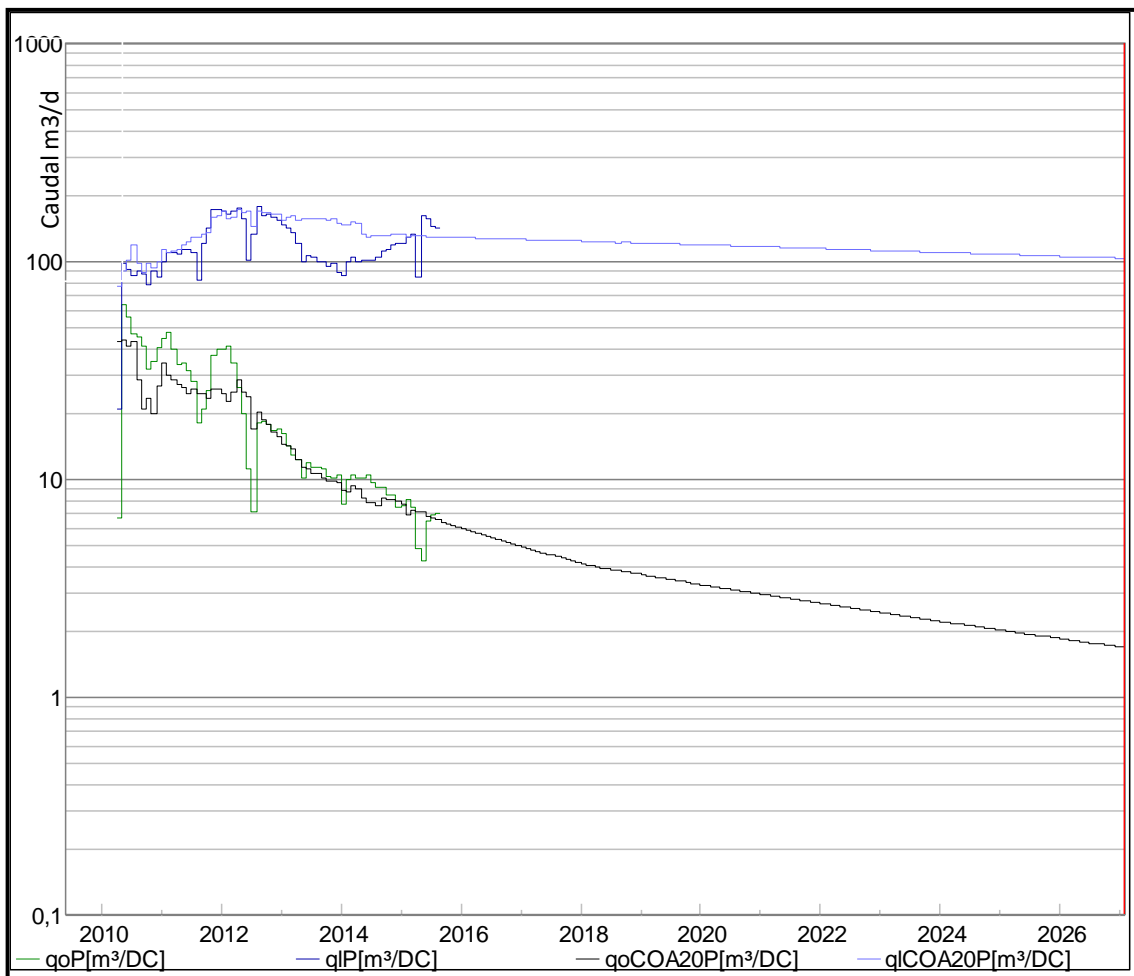


Figura 24-b. Ejemplo ajuste de simulación pobre. N.B.: qoP : caudal real de petróleo (m3/d); qIP : caudal real de líquido (m3/d); $qoCOA$: caudal simulado de petróleo (m3/d); $qICOA$: caudal simulado de líquido (m3/d).

Cuadro VII. Estadística de la simulación. Calificación de Ajuste. NB: NP: Acumulado de petróleo (Mm3)

Calificación	Cantidad de Pozos	Porcentaje de Pozos	Np en Secundaria	% Acumulado
Bueno	20	45.5%	382	51%
Aceptable	20	45.5%	340	45%
Pobre	4	9%	33	4%
Total	44		755	

En el siguiente cuadro se muestra un resumen por grupo de reservorios, a la fecha de realizar el estudio (agosto 2015):

Cuadro VIII. Acumuladas e incrementos de petróleo por grupo de reservorios (Agosto 2015)

Grupo	OOIP (Mm ³)	Acumul. Primaria (Mm ³)	Increment. Por Rec Sec. (Mm ³)	Acumul. TOTAL (Mm ³)	FR Primaria	Increment. FR por Rec Sec.	FR TOTAL
GHJK	735	30	9	38	4.0%	1.2%	5.2%
L	3,707	270	74	345	7.3%	2.0%	9.3%
M	1,493	110	40	151	7.4%	2.7%	10.1%
N	1,953	127	48	175	6.5%	2.4%	9.0%
O	2,462	121	74	194	4.9%	3.0%	7.9%
P	2,297	248	32	280	10.8%	1.4%	12.2%
R	3,389	170	65	235	5.0%	1.9%	6.9%
S	998	50	4	54	5.0%	0.4%	5.4%
SC	310	27	--	27	9%	--	9%
TOTAL	17,344	1,153	345	1,498	7%	2%	9%

Puede notarse que los incrementos del factor de recuperación superan el 2% en los grupos L, M, N y O. Los grupos R y S son relativamente nuevos en cuanto a la inyección de agua, ya que están siendo explotadas mayormente en la zona NE.

3.5.5.1 Volúmenes Porales Contactados y Factores de Recuperación Incrementales

A partir de los elementos de flujo construidos para la simulación de la historia de producción con inyección de agua, se han obtenido los OOIP efectivamente contactados en cada uno de los reservorios en inyección y su evolución en el tiempo. La figura 25 muestra la evolución histórica de los OOIP contactados por el proceso de inyección de agua. De la figura se observan las siguientes características:

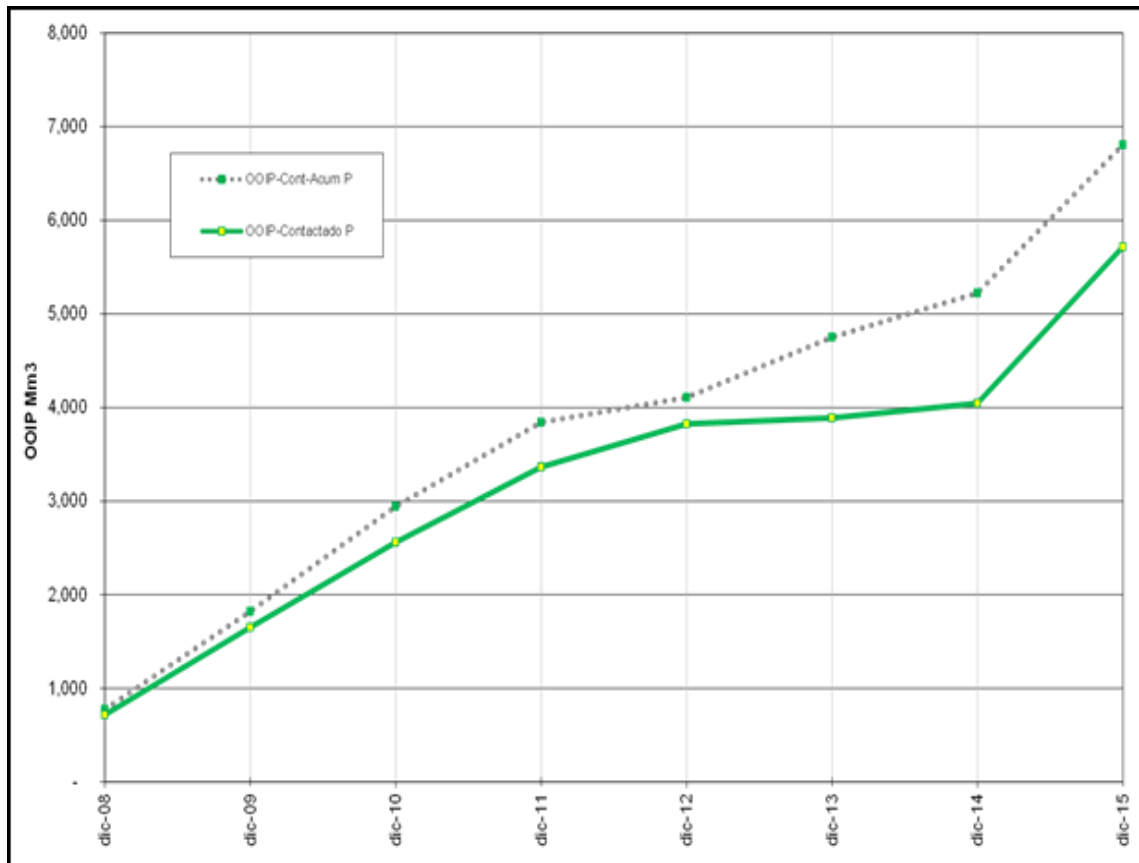


Figura 25. Evolución histórica del OOIP contactado (Original Oil in Place).

- La inyección arranca en el 2008 con 2 pozos inyectoros y a finales del año 2009 aumenta el número de inyectoros a 6. El incremento del OOIP contactado es gradual y constante (5% por año) hasta el 2011 logrando llegar al 22% del OOIP actual. Esto se debe a la perforación de 3 inyectoros entre el final del 2010 y el inicio del 2011. A partir de este punto la curva del contactado instantáneo se empieza a separar del contactado acumulado, ya que durante el 2012 y el 2013 se para un pozo inyector, entonces la inyección del yacimiento decae durante este período. Finalmente, desde mediados del 2014 hasta fines del 2015 comienza la expansión y desarrollo de la zona Noreste perforando 3 inyectoros y convirtiendo 3 pozos, incrementando el OOIP contactado en un 9%. En la figura 25-a se observa la evolución de las campañas de perforación entre diciembre 2010 y agosto 2015.
- A su vez, la figura 25 muestra con una línea punteada el valor máximo de OOIP contactado considerando todos los reservorios que alguna vez fueron inyectados. En el máximo desarrollo se ha llegado a contactar el 39% de todo el OOIP del área de estudio.

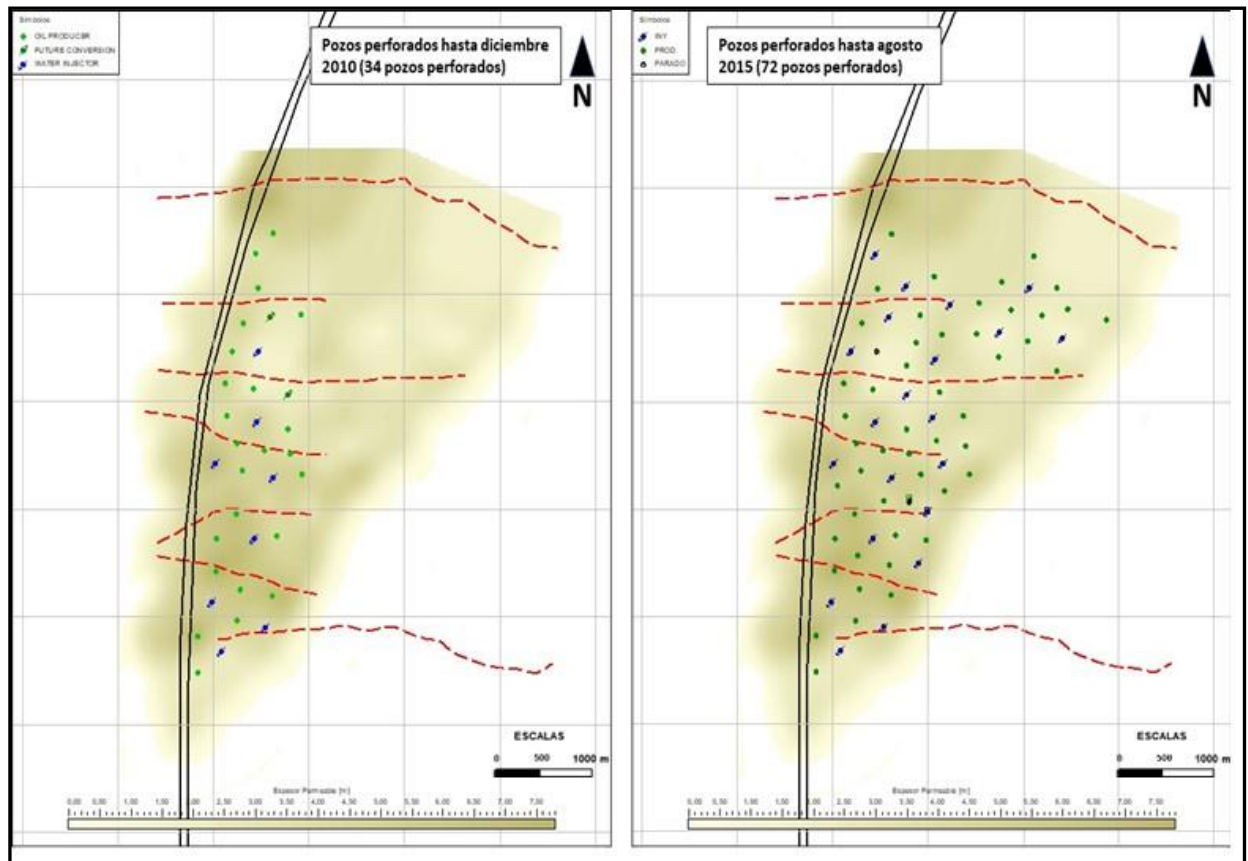


Figura 25-a. Evolución de las campañas de perforación entre los años 2010 a 2015.

3.6 PROYECCION EN LAS CONDICIONES OPERATIVAS ACTUALES

El primer escenario de pronósticos generado ha sido el que se obtendría de mantener las condiciones de inyección, producción y estado de pozos imperantes a la fecha de realizar el estudio (2015).

La proyección se muestra en la figura 26.

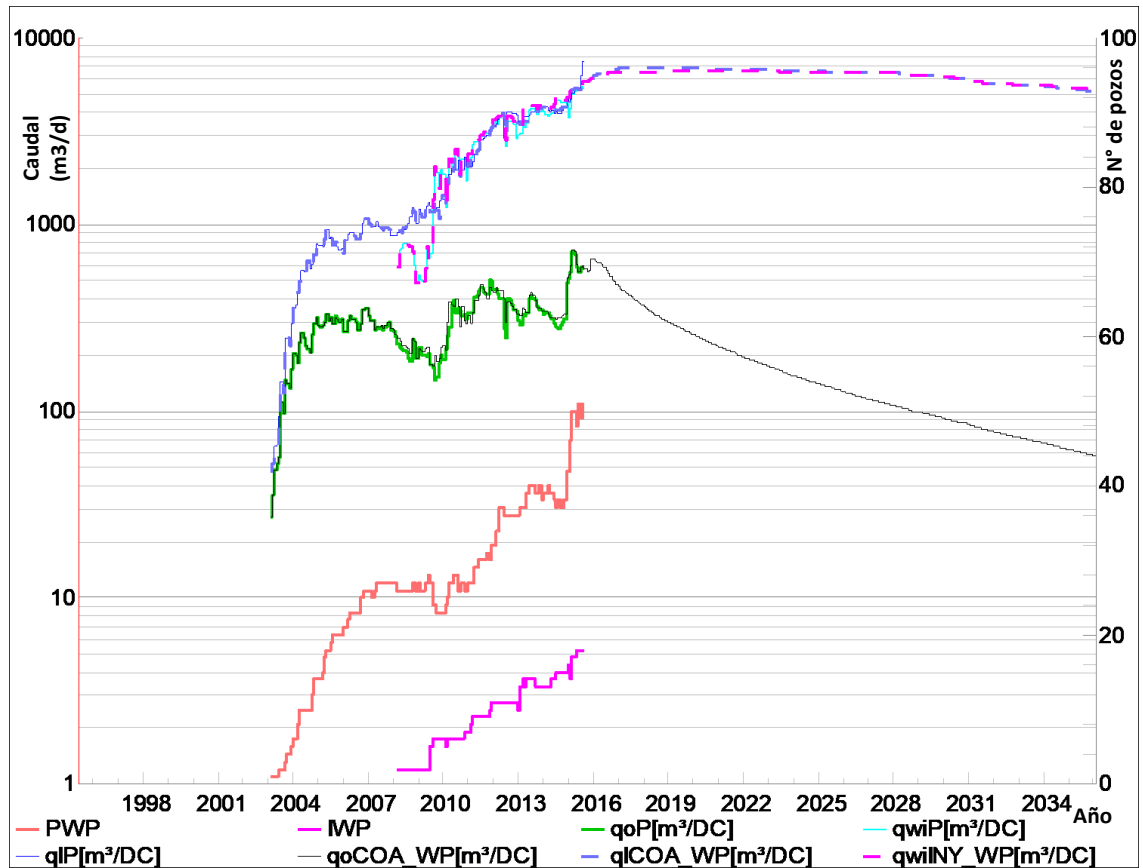


Figura 26. Pronóstico de Producción e Inyección desde las Condiciones Operativas Actuales. N.B: **PWP**: número de pozos productores; **IWP**: número de pozos inyectores; **qoP**: caudal de petróleo real; **qwiP**: caudal de inyección real; **qIP**: caudal de líquido real; **qoCOA_WP**: caudal de petróleo simulado COA (Condiciones Operativas Actuales); **qICOA_WP**: caudal de líquido simulado COA (Condiciones Operativas Actuales); **qwiIN_Y_WP**: caudal de inyección simulado COA (Condiciones Operativas Actuales).

Trabajo Final de la Especialización en Evaluación Geológica de Formaciones Petrolíferas y Gasíferas. Ing. Aburto Sobarzo, Cristián

A continuación, se resumen los resultados por grupo de reservorio:

Cuadro IX. Resumen de Factores de Recuperación finales por grupo de reservorios. EUR= Estimated Ultimate Recovery

Grupo de Reservorios	Acumulada a diciembre 2015 (Mm3)	Recuperaciones de Petróleo a Nov-2047 (Mm3)		Factor de Recuperación Final (%)
		Futura	EUR	
GHJK	38	32	71	10%
L	345	288	633	17%
M	151	111	261	17%
N	175	188	363	19%
O	194	202	396	16%
P	280	257	537	23%
R	235	276	511	15%
S	54	108	161	16%
SC	27	9	36	12%
Totales	1,499	1,471	2,969	17%

El siguiente cuadro resume las recuperaciones finales por energía primaria, incremento por inyección y los factores de recuperación por grupo de reservorios:

Cuadro X. Resumen de FR por energía primaria y Recuperación Secundaria.

Grupo de Reservorios	OOIP P (Mm3)	Recuperaciones Finales en noviembre a 2047 (Mm3)			Factores de Recuperación Finales a noviembre de 2047		
		Primaria	Increment. por WF	TOTAL	Primaria	Increment. por WF	TOTAL
GHJK	735	38	33	71	5%	5%	10%
L	3,707	447	186	633	12%	5%	17%
M	1,493	182	79	261	12%	5%	17%
N	1,953	210	153	363	11%	8%	19%
O	2,462	259	138	397	11%	5%	16%
P	2,297	487	50	537	21%	2%	23%
R	3,389	383	128	511	11%	4%	15%
S	998	103	59	162	10%	6%	16%
SC	310	36	--	36	12%	--	12%
Totales	17,344	2,145	825	2,970	12%	5%	17%

El mayor incremento por WF (8%) pertenece al grupo "N" (que corresponde solo a la capa N3, que es la más importante del bloque por su extensión y propiedades petrofísicas), y puede verse que en los demás grupos el incremento supera el 4%, con excepción del grupo "P".

3.7 ESCENARIO DE DESARROLLO

El objetivo del plan de desarrollo futuro es incrementar la recuperación de petróleo del área de estudio mediante la implementación de un proyecto de inyección de agua. Esto deberá lograrse mediante la perforación de pozos adicionales, reparaciones y conversiones de pozos existentes.

El proceso seguido buscó obtener diferentes alternativas de diseño y fue resumidamente el siguiente:

- Diseño de tres esquemas de inyección a nivel areal sobre la base de un mapa de espesores comprobados apilados, de manera de lograr la mayor cobertura areal.
- Generación de todos los elementos de flujo (según los cronogramas definidos para cada escenario) y cálculo de los volúmenes porales contactados en pozo/reservorio.
- Aplicación de eficiencias volumétricas de barrido y saturaciones de petróleo en base a las respuestas observadas en pozos vecinos para cada reservorio.
- Selección del escenario de mejores oportunidades (Escenario Implementación).

De esta manera, se identificaron los desarrollos potenciales, se evaluaron distintos escenarios de desarrollo y se seleccionó el que se estima más conveniente de acuerdo con la categorización de las recuperaciones, los riesgos a afrontar, las limitaciones técnicas y la economía del proyecto.

El límite para la expansión areal de los diferentes escenarios estudiados estuvo dado por los límites definidos para el área de estudio y la extensión de los diferentes reservorios.

Las diferentes premisas que se utilizaron para el modelado de estas alternativas fueron:

- Distanciamiento mínimo entre Productor a Inyector: 280 metros aprox.
- Distanciamiento mínimo entre Productores: 250 metros aprox.

3.7.1 Escenario de Implementación

Luego de la evaluación de los distintos escenarios es necesaria la selección de un proyecto final. El proyecto finalmente seleccionado persigue el objetivo de incrementar la recuperación de petróleo con relación a las características económicas de los desarrollos y la certidumbre de estos. Para este escenario final o de implementación, se deben seleccionar las mejores (mayores incrementales de petróleo, menor riesgo) locaciones, trabajos y reservorios evaluados en los escenarios anteriores.

Se ha tenido en cuenta la posición de las instalaciones de superficie (campos, campamentos, etc.) y las características del terreno a la hora de establecer las locaciones propuestas.

En la figura 27 se muestran las locaciones a perforar de acuerdo con el análisis realizado que determinó las mayores recuperaciones finales a obtener al final de la concesión (noviembre 2047) y con un riesgo cada vez mayor. En las figuras 28.a y 28.b se muestran los mapas de saturación de petróleo para agosto de 2015 y noviembre de 2047.

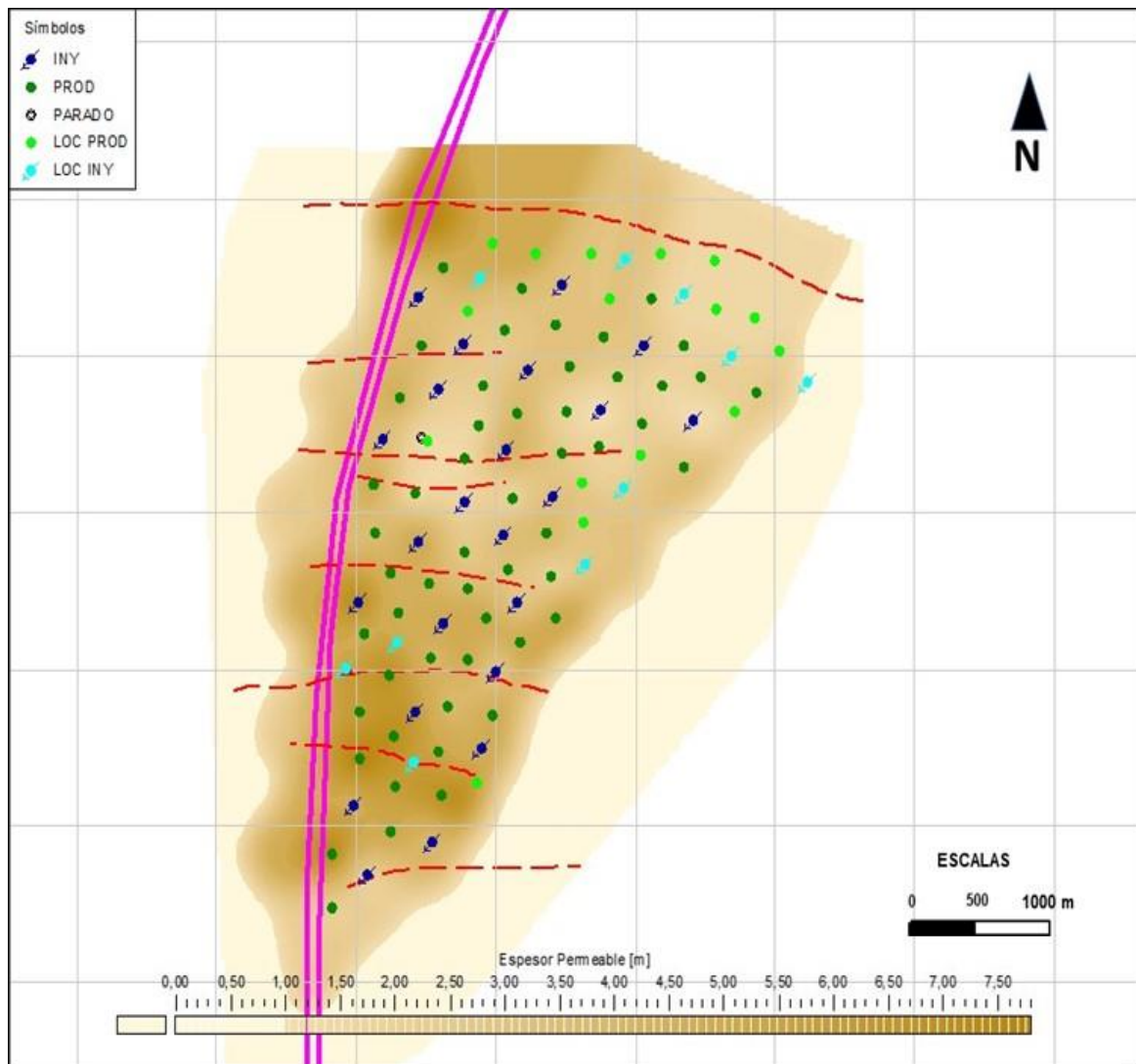


Figura 27. Mapas de locaciones a perforar. LOC PROD= locaciones a perforar para producción; LOC INY= locaciones a perforar para inyección

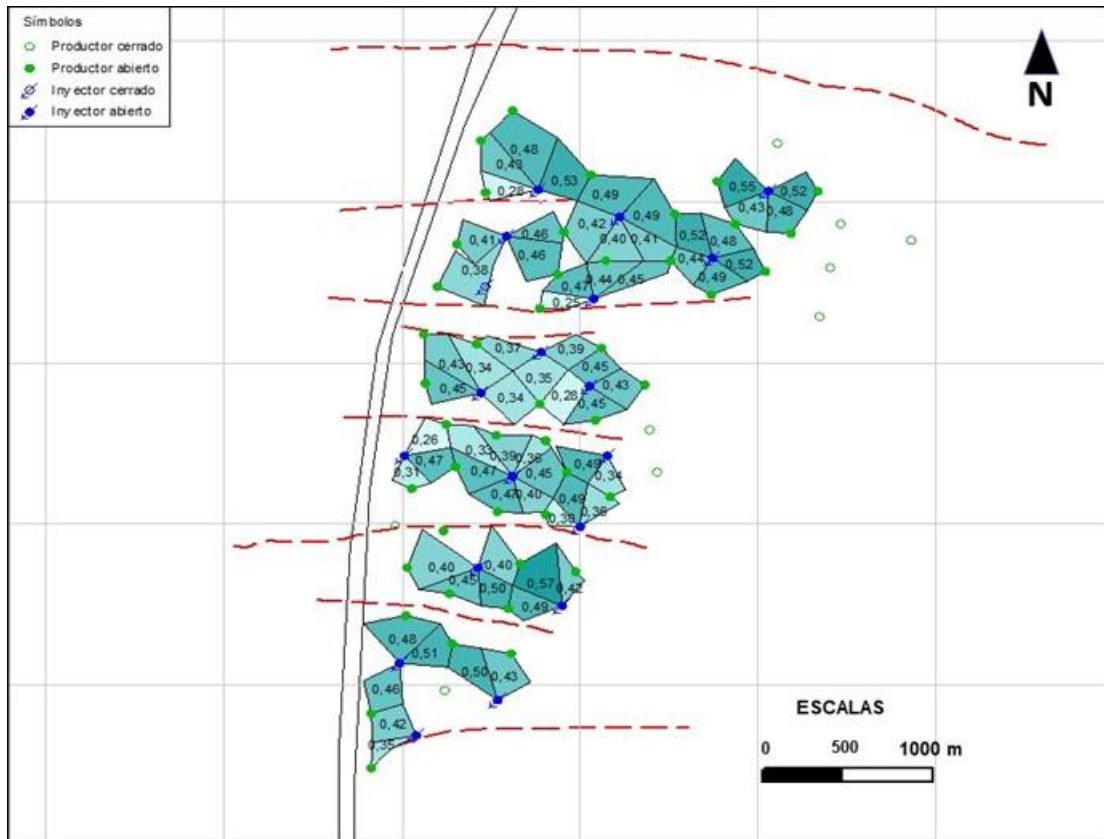


Figura 28-a. Mapa de Saturaciones de petróleo para el reservorio N3 (agosto 2015, Condiciones Operativas actuales).

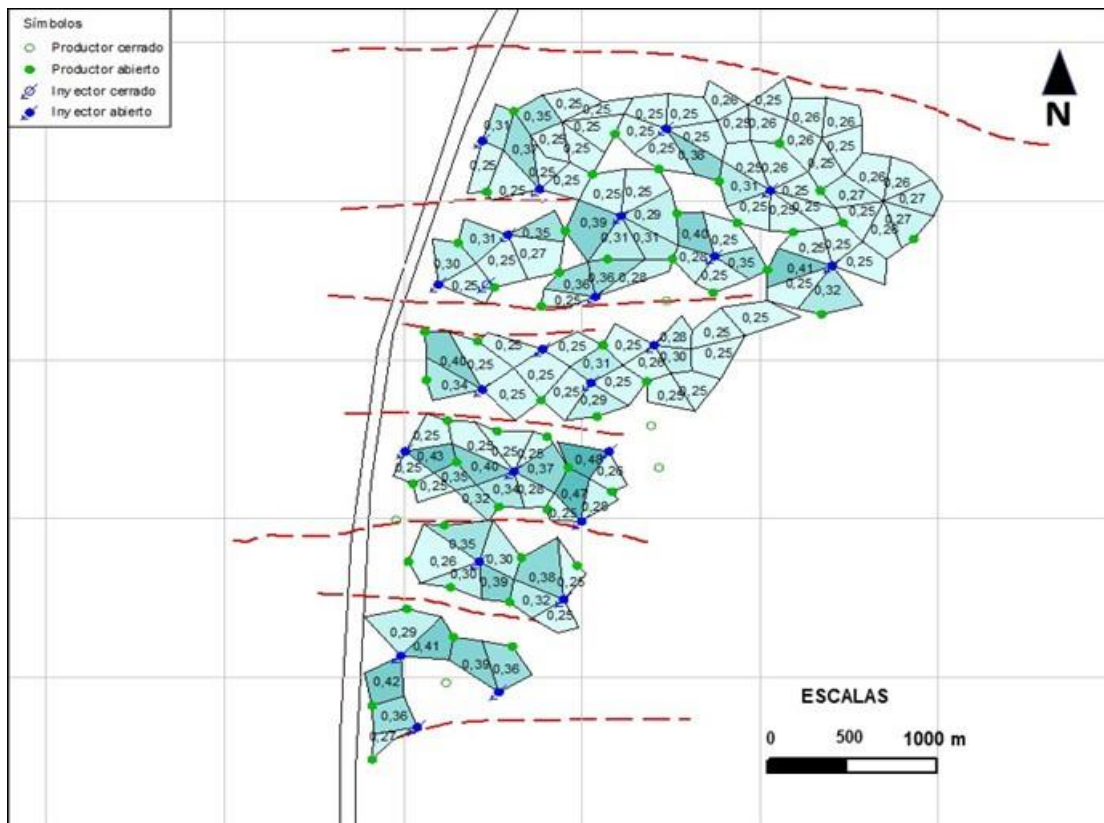


Figura 28-b. Mapa de Saturaciones de petróleo para el reservorio N3 (noviembre 2047, Fin de la concesión del área de estudio).

3.7.1.1 Mallas de Inyección

Las mallas de inyección definidas han sido diseñadas lo más regulares posibles de manera de extender el proyecto de Recuperación Secundaria a toda el área de estudio. En la siguiente figura se observan las nuevas mallas de inyección en color magenta para la capa N3:

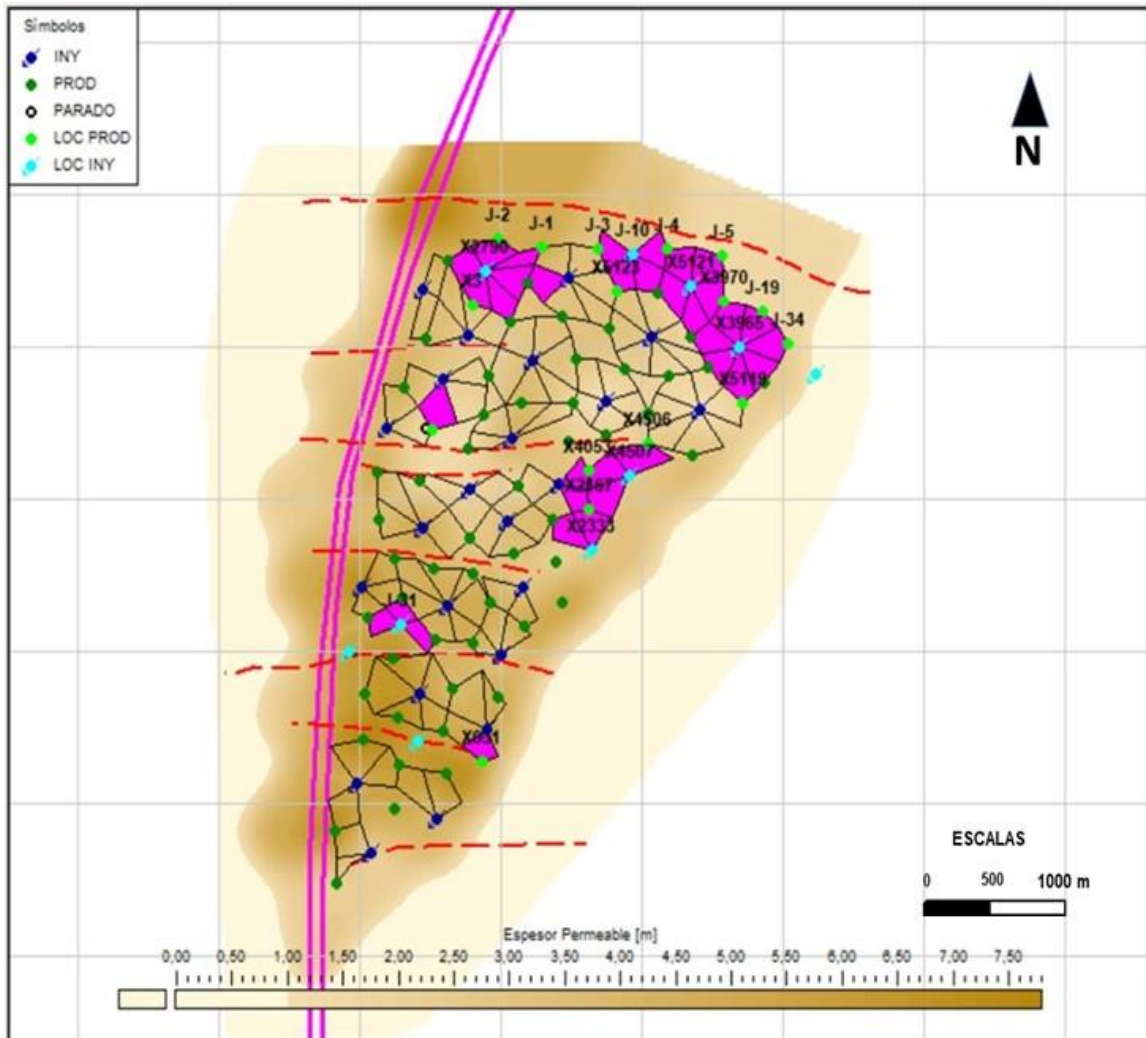


Figura 29. Nuevas mallas de inyección del Escenario de Implementación para la capa N3.

Cuadro XI. Resumen Escenario de Implementación.

Trabajo	Total ESC-IMP
Perforación Productor	16
Perforación Inyector	10
Total Perforaciones	26
Workover	15
Conversión Productor a Inyector	3
Relación productores/inyectores	1.6

3.7.1.2 Cronograma de Actividades

El cronograma de desarrollo ha sido construido condicionado por la disponibilidad de equipos de perforación y *workovers*. A continuación, se muestra el escenario de máxima actividad a realizar:

Cuadro XII. Actividad por año para el escenario de Implementación.

Actividad	2016	2017	2018	2019	TOTAL
Perforación de Productores	4	5	5	2	16
Perforación de Inyectores	3	1	2	4	10
Total Perforaciones	7	6	7	5	26
Workover	9	6	-	1	15
Conversiones	2	-	1	-	3

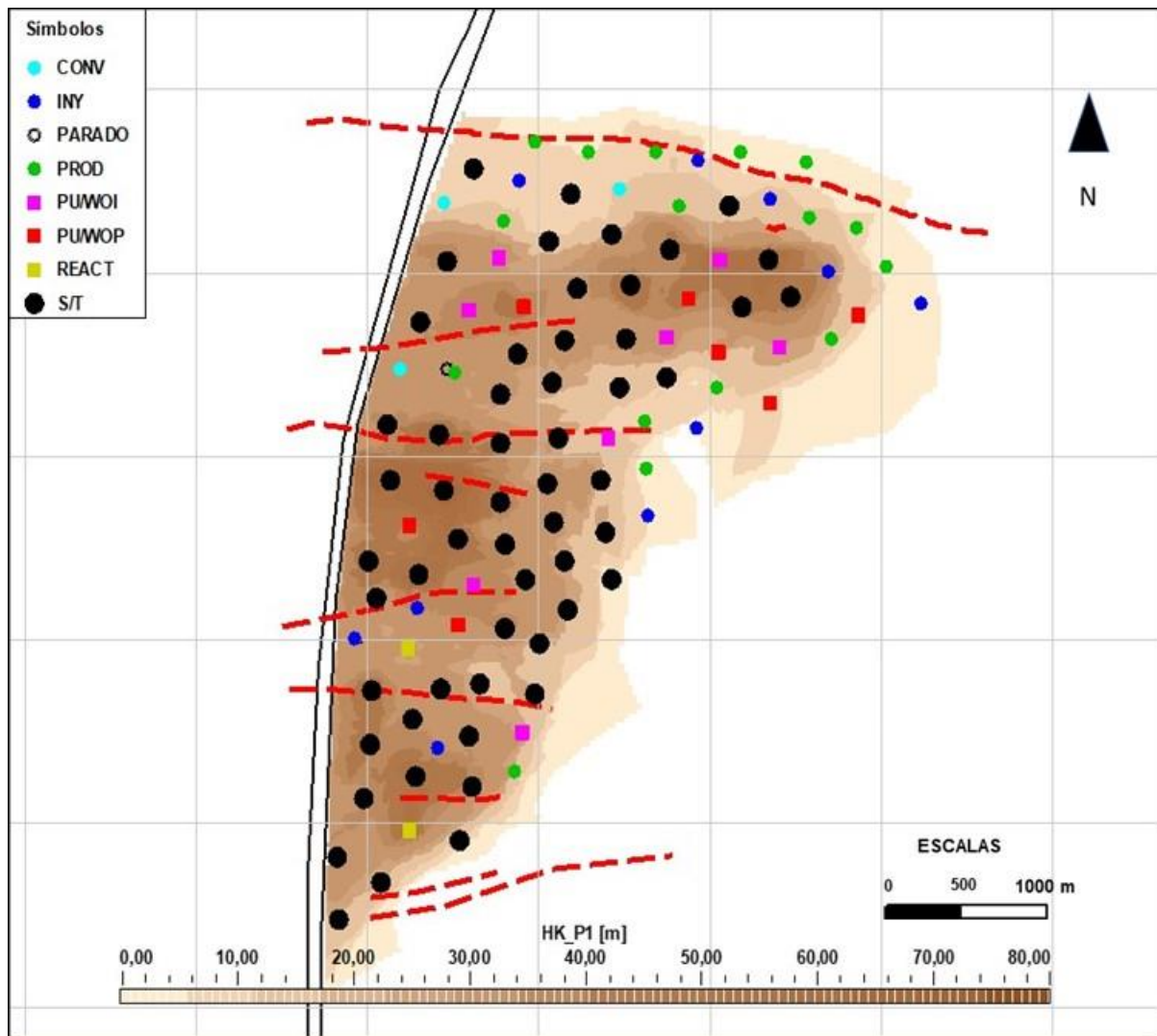


Figura 30-a. Actividad del Escenario de implementación. **CONV**: Conversión de productor a inyector. **INY**: Inyector a Perforar. **PROD**: Productor a Perforar. **PUWOI**: Reparación inyector. **PUWOP**: Reparación productor. **REACT**: Reactivación de pozos parados. **S/T**: Sin trabajos a realizar.

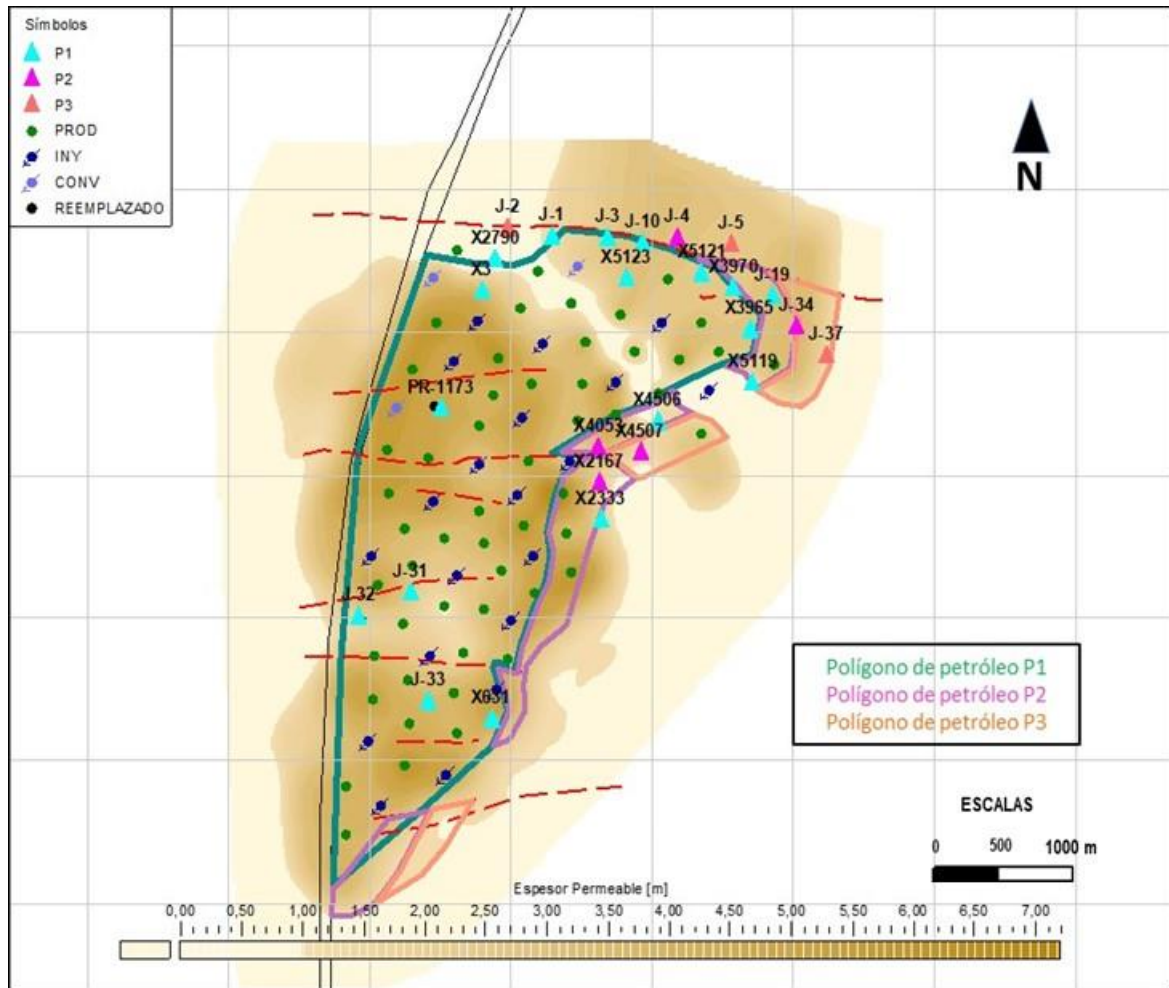


Figura 30-b. Mapa de hk con el escenario de las locaciones (P1, P2 y P3) a perforar para la capa R1b.

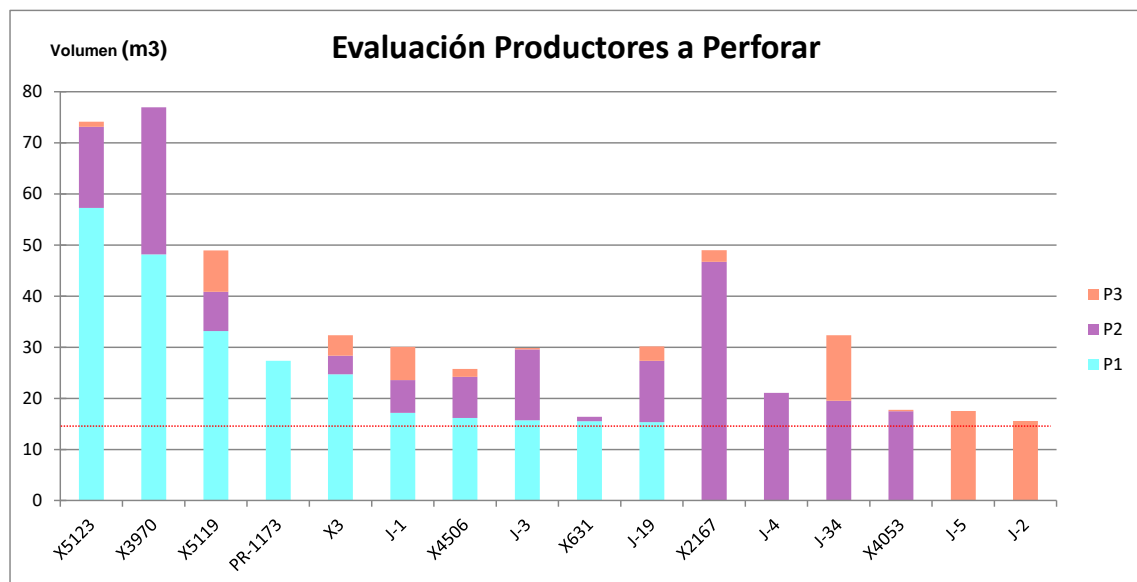


Figura 30-c. Volumen P1, P2 y P3 (m3) de productores a perforar

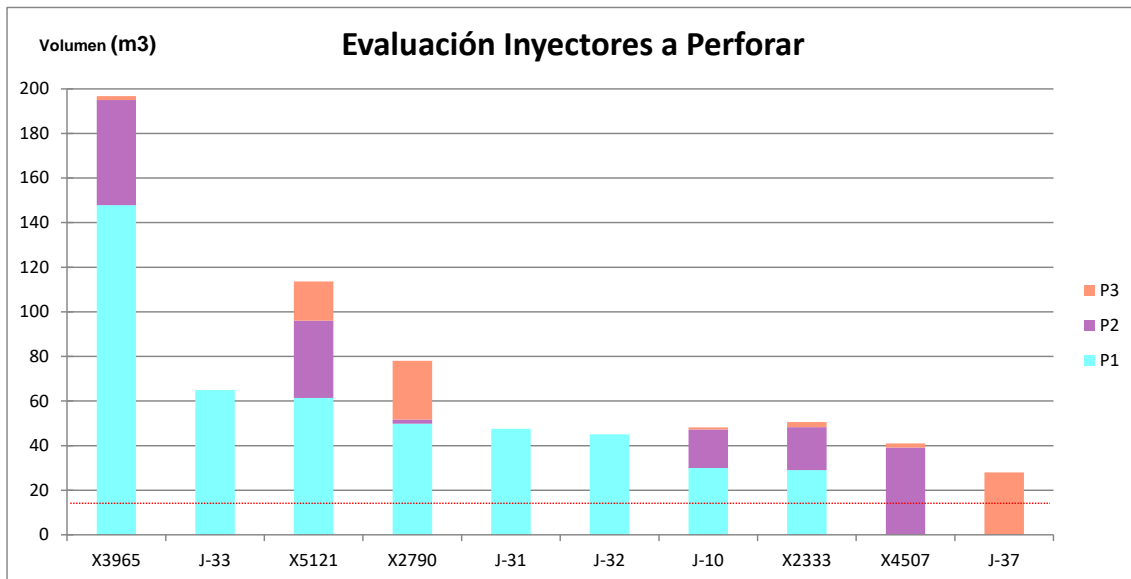


Figura 30-d. Volumen P1, P2 y P3 (m3) de inyectores a perforar

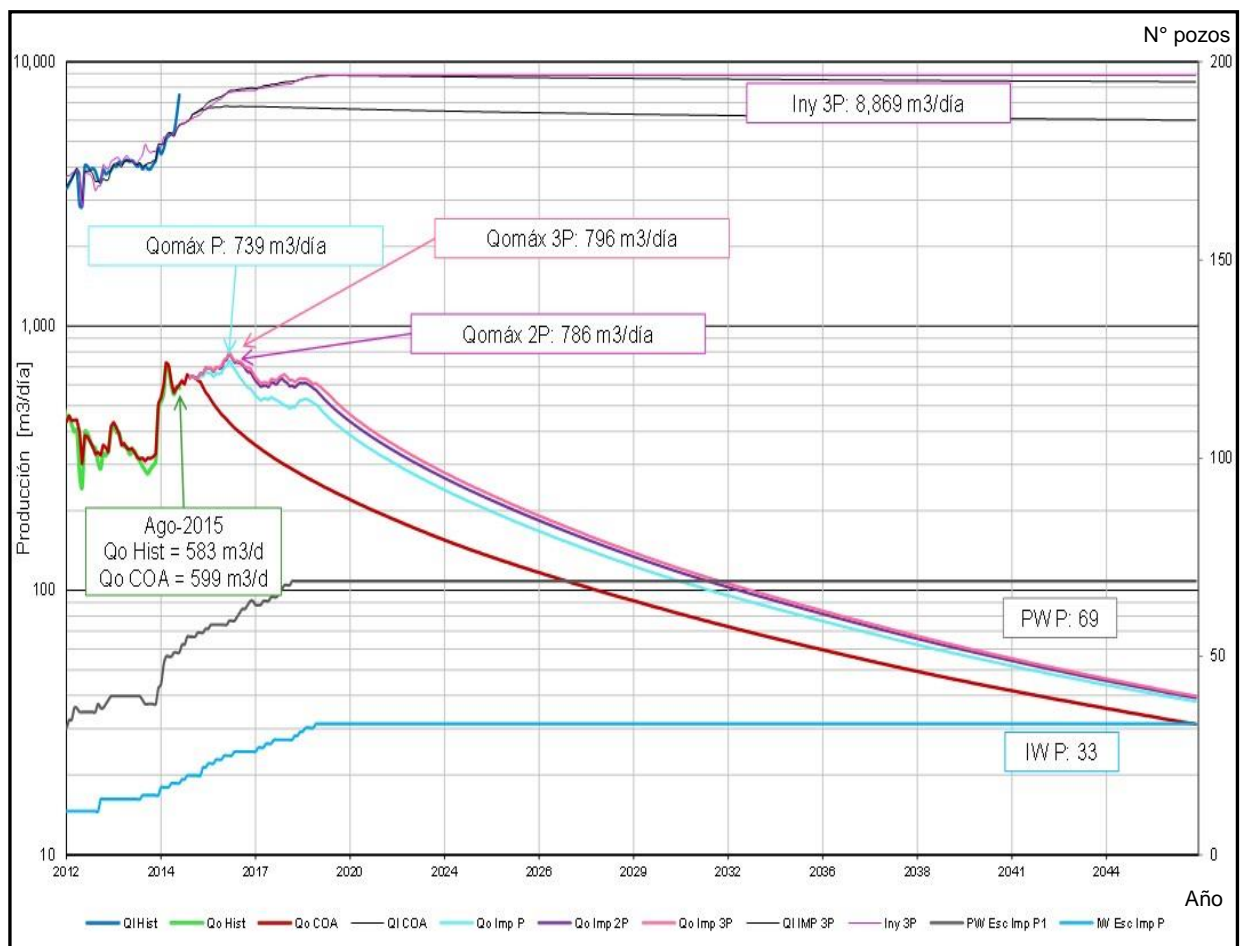


Figura 30-e. Curvas de producción del Escenario de Implementación; **QoHist**: caudal de petróleo historia (m3/d); **QoCOA**: caudal de petróleo en la Condiciones Operativas Actuales (m3/d); **Qo IMP**: caudal de petróleo del escenario de implementación (m3/d); **QI IMP**: caudal de líquido del escenario de implementación (m3/d); **Iny IMP**: caudal de inyección del escenario de implementación (m3/d).

Cuadro XIII. Resumen Escenarios de Implementación analizados.

ESCENARIO	Prod. Activos	Iny. Activos	Inyección [m3/d]	Líquido Max [m3/d]	Petróleo Max [m3/d]
COA (Dic-2015)	54	20	6,051	6,785	727
Esc IMP	P	31	7,911	8,289	739
	2P	32	8,764	8,658	786
	3P	33	8,869	8,879	796

Cuadro XIV. Resumen Incrementales de petróleo e inyección.

Tipo de Pozo	Promedio			(Mm3)	
	N° capas a punzar	hku x capa (m)	Caudal promedio a inyectar (m3/d)	INC. ASOC PROM EUR vs COA	INC NETO vs COA
PP	15-20	3-5		-	30
PI	8-10	3-5	300	47	
RPP			-		17
RPI					54
CPI			300	44	
Reactivación					31

3.7.1.3 Selección de los Caudales de Inyección por Reservorio y Pozo

El criterio para el diseño de los caudales de inyección es el mismo al utilizado en los escenarios previos y se basa en un barrido homogéneo, es decir: lograr una velocidad de barrido en todas las mallas de cada reservorio que sea máxima y uniforme. Para eso se analizó la cantidad de volúmenes porales que se contactan entre cada inyector y sus productores vecinos y las saturaciones remanentes para cada reservorio.

Los requerimientos inicialmente tenidos en cuenta fueron: (i) tomando como referencia un valor de barrido de 0,1 VP/año siendo VP (Volúmen Poral), (ii) que el mínimo caudal por reservorio sea de 10 m3/d (teniendo como referencia el rango de caudal de las válvulas reguladoras de fondo), (iii) que el máximo caudal por pozo sea de 350 m3/d y (iv) que la cantidad de mandriles por pozo sea óptima de acuerdo con los criterios definidos por Ingeniería de Recuperación Secundaria.

3.7.1.4 Pronósticos de Producción e Inyección

Las características operativas proyectadas para el escenario de implementación y su comparación con las características del escenario COA se muestran a continuación:

Trabajo Final de la Especialización en Evaluación Geológica de Formaciones Petrolíferas y Gasíferas. Ing. Aburto Sobarzo, Cristián

Cuadro XV. Comparación con las características del escenario COA y Escenario de Implementación.

Característica	COA	Escenario de Implementación
Pozos Productores Activos	54	69
Pozos Inyectores Activos	20	33
Caudal de Petróleo Max (m3/d)	727	796
Fecha Máximo Valor Petróleo	mar-15	mar-17
Caudal de Líquido Max (m3/d)	6,785	8,879
Caudal de Inyección (m3/d)	6,051	8,869

3.7.1.5 Incrementos de Recuperación, Recuperaciones Finales y Factores de Recuperación

Se muestra un resumen comparativo con los resultados a obtener a nivel de grupo de reservorios para las recuperaciones futuras y los incrementos de recuperación por reservorio del Escenario de Implementación:

Trabajo Final de la Especialización en Evaluación Geológica de Formaciones Petrolíferas y Gasíferas. Ing. Aburto Sobarzo, Cristián

Cuadro XVI. Recuperaciones Futuras en el escenario de implementación.

Grupo de Reservoirios	Acumulada Petróleo a dic-15 (Mm3)	Recuperaciones Futuras a Nov-2047 (Mm3)	
		COA	Esc-IMP
GHJK	38	32	37
L	345	288	435
M	151	111	257
N	175	188	335
O	194	202	387
P	280	257	331
R	235	276	520
S	54	108	168
SC	27	9	9
Totales	1,498	1,471	2,480

Los cuadros que siguen muestran las recuperaciones finales y los factores de recuperación finales por grupo de reservoirios a noviembre de 2047:

Cuadro XVII. Recuperaciones finales por grupo de reservoirios a noviembre 2047.

Grupo de Reservoirios	OOIP (Mm3)	EUR Esc-IMP (Mm3)
	3P	3P
GHJK	968	75
L	4,091	780
M	1,950	408
N	2,116	510
O	2,675	581
P	2,537	611
R	3,982	755
S	1,399	222
SC	310	36
Totales	20,029	3,978

Cuadro XVIII. Factor de recuperación final.

Grupo de Reservorios	OOIP (Mm3)	Fator de Recuperacion Final
	3P	3P
GHJK	968	7.8%
L	4,091	19.1%
M	1,950	20.9%
N	2,116	24.1%
O	2,675	21.7%
P	2,537	24.1%
R	3,982	19.0%
S	1,399	15.9%
SC	310	11.6%
Totales	20,029	19.9%

3.7.1.6 Análisis de Riesgos

El análisis tiene por objeto identificar las incertidumbres y determinar su probabilidad de ocurrencia e impacto sobre las recuperaciones pronosticadas para el escenario de Implementación.

Los factores encontrados (definidos como probabilidades de éxito) son informados detalladamente por pozo. Tal grado de detalle es normalmente inusual a los efectos de evaluar un proyecto como conjunto, aunque es útil a la hora de elegir ciertas partes del proyecto que luego puedan conformar un plan final para la implementación.

El análisis consistió en elaborar una matriz de clasificación, para la determinación de la probabilidad de ocurrencia de las incertidumbres relacionadas con el OOIP, el Factor de Recuperación, el modelo geológico y otro tipo de variables y el impacto de tales incertidumbres sobre los pronósticos.

Se analizaron los distintos factores que afectarían a los pronósticos y las recuperaciones futuras de petróleo determinadas con esta metodología de análisis y se identificaron tres tipos diferentes de incertidumbres:

- Presencia y producibilidad de los reservorios (Riesgo Geológico): está basada en las características geológicas (presencia y/o continuidad del reservorio entre inyector y productor) y otras incertidumbres relacionadas con las características del reservorio y contenido de fluidos (porosidad, permeabilidad, saturación y heterogeneidad). Asimismo, se evalúan particularmente las posiciones de los pozos respecto de la presencia de las fallas y/o discontinuidades visualizadas durante la simulación.
- Estado actual de los reservorios (Riesgo por Simulación): saturaciones de petróleo y agua calculados mediante el ajuste de la historia de producción de los pozos. En las zonas donde aún no se

ha inyectado, si bien no hay una simulación realizada la incertidumbre estará dada por el tiempo de respuesta a la inyección diseñada.

- Conformidad de pozos (Riesgo por Integridad): son las que dependen de la capacidad de los pozos de servir para el propósito futuro que se les asigna, como productores o inyectores, o de su integridad mecánica, la que puede variar según su antigüedad, calidad de las cementaciones, corrosividad de los fluidos producidos y otros factores zonales.

Las probabilidades de éxito relacionadas con la integridad de pozos no deberían ser utilizadas para las evaluaciones económicas directas, sino para evaluar la factibilidad de remplazo de los pozos involucrados por nuevos pozos a perforar, en el caso que alguno de los existentes no pudiera ser utilizado para los propósitos propuestos.

4 MISCELANEAS PARA LA IMPLEMENTACION DE UN PROYECTO DE SECUNDARIA

En este capítulo se mencionan diferentes aspectos relacionados al proyecto y su implementación:

4.1 REQUERIMIENTO y DISPONIBILIDAD DE AGUA

Los volúmenes de agua a inyectar incrementales podrán ser aportados por diferentes fuentes siempre que las aguas de las mismas no fueran incompatibles con las de reservorios.

Generalmente en los proyectos de recuperación secundaria existe un desbalance constante entre el caudal de inyección de agua y el de líquido producido, es decir que se produce menos de lo que se inyecta. Esto es debido a que en los *patterns* que no están completos, como en el caso de un inyector no completamente rodeado por productores, parte del agua se perdería por la zona “abierta” del mismo.

Alguno o varios de los siguientes comportamientos podrán tener lugar, de acuerdo con las circunstancias:

- Los reservorios con zonas abiertas externas a los *patterns* tienen:
 - limitada extensión: una vez presurizadas las zonas exteriores a los *patterns*, no deberían tomar más agua, cuando esto ocurra debería alcanzarse el balance buscado.
 - extensión y permeabilidad suficiente: podrían tomar agua por bastante tiempo.
- Pueden existir ciertos reservorios agrupados en la inyección de un determinado mandril que no han sido seleccionados para el proyecto de recuperación secundaria y no pudieron ser aislados mecánicamente; los mismos son de limitada extensión, deberían llenarse en corto tiempo, aunque en un principio consumirán

algo de agua y ocasionarán alguna demora en las respuestas; cuando se llenen, no deberían tomar más agua.

- Si hay una zona que es cercana a alguna falla, podría esperarse que la pérdida de agua será casi constante, si la misma no fuera sellante y conectara con otros reservorios de gran extensión.

4.2 CALIDAD DEL AGUA A INYECTAR

A partir de las mediciones de presiones capilares por inyección de mercurio sobre testigos rotados de un pozo vecino al proyecto estudiado se pudo obtener que el promedio del porcentaje de microporos ($>0.5 \mu\text{m}$) es del 63% con rangos entre 91 y 39%. Esto indica que para no taponar los canales de flujo la calidad del agua inyectar debe ser de muy buena calidad.

De aquí se deduce que las permeabilidades son en general medias a bajas, motivo por el cual se estima que la calidad del agua debería ubicarse entre buena y muy buena, en función del Índice de Taponamiento Relativo descripto más adelante.

Tal estudio debería completarse con la determinación de la distribución del tamaño de partículas en suspensión (soluble e insoluble) y analizar la distribución de éstas contra la distribución de las gargantas porales de los reservorios.

Se recomienda que se realice en paralelo un análisis de la calidad de agua de inyección en diferentes puntos de muestreo (entrada a la planta, salida de la planta, salida de las bombas, *manifold* de distribución, boca de pozo). Este análisis permitirá detectar, si los hubiera, los puntos de contaminación del agua y facilitar así el proceso de mejora de la calidad de agua a inyectar. Estos muestreos deberán ser luego tomados como un proceso de rutina para el monitoreo de los parámetros de calidad de agua.

El tratado de Tecnología Aplicada al Agua (Patton; 1995) recomienda cierto estándar para la calidad del agua, medido en términos de RPI (Índice de Taponamiento Relativo "Relative Plugging Index"). El RPI se determina mediante la diferencia:

$$\text{RPI} = \text{TSS} - \text{MTSN},$$

donde:

TSS: Sólidos Totales (Solubles e Insolubles) en Suspensión (Total Suspended Solids)

MTSN: Pendiente de la curva de filtrado sobre Millipore (Millipore Test Slope Number)

Debe destacarse que el MTSN (que mide el cambio de velocidad de filtrado relacionado con un volumen filtrado fijo) siempre es negativo, de manera que se adiciona al TSS.

Las diferentes calidades se clasifican como:

Excelente: $\text{RPI} < 3 \text{ ppm}$

Buena a Aceptable: RPI entre 3 y 10 ppm

Trabajo Final de la Especialización en Evaluación Geológica de Formaciones Petrolíferas y Gasíferas. Ing. Aburto Sobarzo, Cristián

Cuestionable: RPI entre 10 y 15 ppm

Pobre: RPI > 15 ppm

En primera instancia, y prescindiendo de otra información (incluyendo la historia de valores medidos de TSS para el proyecto en estudio), es aconsejable mantener los valores de RPI por debajo de los 10 a los 15 ppm.

En la práctica valores típicos de MTSN a encontrar varían entre -1 a -2 para aguas de buena calidad y entre -10 y -15 para aguas de mala calidad.

5 CONCLUSIONES

1. Este yacimiento configura su trampa con la singularidad de que su principal cierre está dado por un sello generado por intrusivo que corta favorablemente la estructura homoclinal beneficiando la explotación de estos reservorios. La disposición estructural del área permite optimizar un barrido estructura arriba hasta alcanzar el sello lateral mencionado.
2. Los reservorios del área de estudio están fuertemente condicionados por la presencia de las fallas que dividen el área de estudio en diferentes subbloques. Los resultados de las presiones medidas indican que estas fallas no tienen transmisibilidad.
3. De 2010 a 2015 el desarrollo ejecutado fue de Sur a Norte, lo que permitió contactar un 61% de nuevos reservorios en el sector Noreste del bloque estudiado. Este subbloque muestra un buen potencial para la implementación del proceso de inyección de agua ya que no parece tener una complejidad estructural como en la zona contra el dique basáltico.
4. Se desprende de las acumuladas de los pozos propuestos a perforar (locaciones P2 y P3) en el borde Noreste del bloque en estudio que, si bien no se evidenció la presencia del contacto (agua) en el reservorio; dichos volúmenes de petróleo son inferiores debido a los menores espesores útiles contactados.
5. Esta propuesta de ampliación de recuperación secundaria cuenta con indicadores económicos aptos para su implementación.

6 AGRADECIMIENTOS

A PAE por la posibilidad de utilizar los datos para la elaboración de este trabajo final.

A María Inés Biocca por su apoyo para la sección de evaluación del modelo estático, a Marcelo Perarnau y a Germán Fernández por su aporte técnico para este trabajo.

Un especial agradecimiento a Matías Salvarredy Aranguren y Guillermo Blasiyh Nuño por el tiempo y las revisiones realizadas para finalizar y presentar dicho trabajo.

7 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

- Barredo, S. y L. Stinco, 2013. A Geodynamic View of Oil and Gas Resources Associated to the Unconventional Shale Reservoirs of Argentina. Unconventional Resources Technology Conference (URTeC). ID: 1593090. American Association of Petroleum Geologists. Denver, Colorado, Estados Unidos.
- Bridge, J.S., Jalfin, G.A. y Georgieff, S.M. 2000. Geometry, lithofacies, and spatial distribution of Cretaceous fluvial sandstone bodies, San Jorge Basin, Argentina: outcrops analog for the hydrocarbon-bearing Chubut Group. *Journal of Sedimentary Research* 70: 319-337.
- Demaison, G. y B. Huizinga, 1994. Genetic classification of petroleum systems using three factors: charge, migration and entrapment. En Magoon y Dow (eds.): *The Petroleum System-from source to trap*. American Association of Petroleum Geologists Memoir 60: 73-89.
- Figari, E., Strelkov, E.E., Laffitte, G., Cid de la Paz, M., Courtade, S., Celaya, J., Vottero, A., Lafourcade, P., Martínez, R. y Villar, H. 1999a. Los sistemas petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge: Síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica. 4º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: 197-237, Buenos Aires.
- Figari, E., Strelkov, E.E., Laffitte, G., Cid de la Paz, M., Courtade, S., Celaya, J., Vottero, A., Lafourcade, P., Martínez, R., Villar, H. 1999b. Los sistemas petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge: Síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica. *Boletín de Informaciones Petroleras, Tercera Época* 16: 54-90.
- Figari, Eduardo, Strelkov, E. , Paz, M.S., Celaya, J., Laffitte, G. y Villar, H., 2002. Cuenca del Golfo San Jorge: Síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica. 15º Congreso Geológico Argentino. 15. 571-601, El Calafate.
- Fitzgerald, M.G., Mitchum, R.M., Uliana, M.A. y Biddle, K.T. 1990. Evolution of the San Jorge Basin, Argentina. *Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists* 74: 879-920.
- Foix, N., Allard, J. O., Ferreira, M. L. y Atencio, M., 2020. Spatio-temporal variations in the Mesozoic sedimentary record, Golfo San Jorge Basin (Patagonia, Argentina): Andean vs. cratonic sources. *Journal of South American Earth Sciences* 98, 1-21.
- Foster, M. e Iovine, G., 2008, Geometría y Paleodrenaje regional de los sistemas de la Formación Castillo y Sección Tobácea, Cuenca del Golfo de San Jorge. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos, 575-586.
- Hechem, J., 2015. Cien años de modelos geológicos en la Cuenca del Golfo San Jorge. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 72 (1): 1-11.
- Hechem, J.J. y Strelkov, E.E. 2002. Secuencia sedimentaria mesozoica del Golfo San Jorge. En: Haller, J.M. (ed.), *Geología y Recursos Naturales de Santa Cruz*:1 29-147, Buenos Aires.

Trabajo Final de la Especialización en Evaluación Geológica de Formaciones Petrolíferas y Gasíferas. Ing. Aburto Sobarzo, Cristián

- Hubbard, R. J., 1988. Age and significance of sequence boundaries on Jurassic and early Cretaceous rifted continental margins. *A.A.P.G. Bull.* V. 72 (1): pp. 49-72. Tulsa.
- Magoon, L. y W. Dow, 1994. The petroleum system. En Magoon y Dow (eds.): *The Petroleum System - From Source to Trap*. American Association of Petroleum Geologists Memoir 60: 3-24.
- Patton, C.C., 1995. *Applied Water Technology*. Campbell Petroleum, 344 p, Dallas, Texas.
- Plazibat, S., Rasgido, A. y Paredes, J., 2019. Subsurface characterization of Cenozoic igneous activity at Cerro Dragón area (Golfo San Jorge Basin, central Patagonia). Implications for basin evolution and hydrocarbon prospectivity. *Journal of South American Earth Sciences*. 96, 1-18.
- Rodriguez, J.F.R. y Littke, R. 2001. Petroleum generation and accumulation in the Golfo San Jorge Basin, Argentina: a basin modeling study. *Marine and Petroleum Geology* 18: 995-1028.
- Sylwan, C., 2001. Geology of the Golfo San Jorge Basin, Argentina. *Journal of Iberian Geology*, 27: 123-157.
- Sylwan, C., Droeven, C., Iñigo, J., Mussel, F. y Padva, D. 2011. Cuenca del Golfo San Jorge. 8º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Simposio Cuencas Argentinas: visión actual, Actas electrónicas, 46 p., Buenos Aires.
- Uliana, M.A. y L. Legarreta, 1999. Jurásico y Cretácico de la cuenca del Golfo San Jorge. En Caminos R. (Ed.), *Geología Argentina*. Instituto de Geología y Recursos Naturales. Anales 29: 496-510, Buenos Aires.