



Trabajo Final de Licenciatura en Ciencias Geológicas

CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA Y EVALUACIÓN DEL
POTENCIAL HIDROCARBURÍFERO DE LOS RESERVORIOS
CARBONÁTICOS DE LA FORMACIÓN QUINTUCO SOBRE EL
BORDE ORIENTAL DE LA CUENCA NEUQUINA, AL NORTE
DEL LAGO PELLEGRINI, PROVINCIA DE RÍO NEGRO

Autor: Domanico Gastón Alejandro

Director: Cardozo Joaquín Ernesto
Co-Director: Arregui Carlos Daniel

De acuerdo a los contratos de confidencialidad de la empresa algunos de los datos se verán alterados. No obstante, esto no afecta de ningún modo a los resultados obtenidos durante el presente trabajo.

Los derechos de autor quedan reservados al estudiante del proyecto, y quedando prohibido su uso, publicación y/o difusión de los datos presentados en este informe, salvo expresa autorización del mismo.

RESUMEN

Ha quedado demostrado como en los últimos años el principal foco prospectivo de hidrocarburos y de mayores inversiones realizadas en la República Argentina se ha volcado sobre la Cuenca Neuquina, donde especialmente el sistema petrolero conformado por las unidades Vaca Muerta-Quintuco ha sido masivamente explorado y desarrollado. La diversa cantidad de estudios realizados hasta el momento sobre estas unidades, principalmente en el engolfamiento neuquino, da el puntapié a generar soporte técnico de subsuelo no sólo en esta zona, sino también sobre el borde oriental de la cuenca, donde también existen posibilidades de hallar interesantes acumulaciones de hidrocarburos.

El presente trabajo de licenciatura se centró en la caracterización geológica y evaluación del potencial hidrocarburífero del sistema Vaca Muerta-Quintuco, más precisamente sobre la sección inferior-media de la Formación Quintuco en el sector oriental de la cuenca, en el extremo que limita la zona del engolfamiento neuquino con la plataforma externa. De este modo, a partir de datos de subsuelo que involucran tanto sísmica como datos de pozo, se logró generar el modelo geológico más ajustado al área de estudio utilizando la estratigrafía de secuencias como base, en un análisis de baja y alta frecuencia que permitió subdividir al intervalo de estudio en seis secuencias principales (Quintuco 1, 3, 4, 5, 6 y 7). Además, se consiguió poner en valor el potencial hidrocarburífero del *play* conformado por esta unidad, logrando estimar el petróleo original *in situ* para cada secuencia (Quintuco 1, 4, 5 y 6), un volumen recuperable y una evaluación de riesgo a partir del cual se plantearon propuestas de trabajos de *workover* a fin de generar incrementales de producción de petróleo.

El modelo depositacional para el intervalo de estudio queda definido como un ambiente de lagoon y litoral mareal influenciado a lo largo de su evolución por cambios en el aporte sedimentario, el clima y continuas variaciones en el nivel de base, plasmando así una gran heterogeneidad del sistema. Por otro lado, la dolomitización es el proceso diagenético más frecuente y causante principal de los diversos niveles reservorios de la Fm. Quintuco, otorgando un mejoramiento notable en cuanto a características petrofísicas sobre las calizas que constituyen el ambiente carbonático. Los volúmenes recuperables de petróleo calculados a partir de los distintos reservorios no justifican la perforación de un pozo nuevo con objetivo principal los niveles dolomíticos de la Fm. Quintuco, pero sí resultan rentables para la realización de trabajos de *workover* sobre pozos ya existentes en el área de estudio, permitiendo generar sobre los mismos muy interesantes incrementos en su curva de producción.

Palabras claves: Fm. Quintuco, estratigrafía de secuencias, dolomitización, reservorios carbonáticos, *workover*.

ABSTRACT

It has been proved how in the latest years the main hydrocarbons prospective focus and the greater investments made in Argentina has been turned over to the Neuquén Basin, where especially the oil system conformed by Vaca Muerta-Quintuco units has been massively explored and developed. The diverse amount of studies carried out so far, mainly in the Neuquén embayment, encourages to generate subsurface technical support not only in this zone, but also on the eastern edge of the basin, where there are also great possibilities of finding interesting hydrocarbons accumulations.

This work focuses on the geological characterization and evaluation of the hydrocarbon potential of the Vaca Muerta-Quintuco system, more precisely on the lower-middle section of the Quintuco Formation in the eastern edge of the basin, in the limit between the Neuquén embayment and the external platform. In this way, using

seismic and well data, it was generated the proposed geological model to the study area using sequence stratigraphy, in a low and high frequency analysis which allowed perform the recognition of six principal sequences (Quintuco 1, 3, 4, 5, 6 and 7). Furthermore, it was possible to evaluate the hydrocarbon potential of the play, estimating the original oil in place of sequences (Quintuco 1, 4, 5 y 6), a recoverable volume and a risk assessment from which workover work were proposed, in order to generate incremental oil production.

The depositional model for the study interval is defined as a lagoon and littoral tidal environment, influenced throughout its evolution by changes in the sedimentary supply, the climate and continuous variations in the sea level, thus reflecting a great heterogeneity. Moreover, the dolomitization it is the most frequent diagenetic process and the main responsible of the various reservoirs levels in the Quintuco Formation, granting a notable improvement in terms of petrophysical characteristics on the limestones that constitute the carbonate environment. The recoverable oil volumes calculated from the different reservoirs would not be economically profitable to present a drilling proposal with the dolomitic levels of the Quintuco Formation as the main objective. However, the proposal of workover repairs on already existing wells in the study area, allows the generation of very interesting increases in their oil production curve.

Keywords: *Quintuco Formation, Sequence stratigraphy, dolomitization, carbonate reservoirs, workover.*

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, a mi papá, a mi mamá y mi hermano, sin su apoyo incondicional no sería quien hoy soy como persona. Gracias por bancarme durante toda la carrera y darme los mejores consejos para salir siempre adelante en todo lo que me propongo. Me permitieron estudiar y llegar a este logro personal sin tener que preocuparme por otra cosa. Los amo.

A mi abuela, totita, que decir que simplemente gracias por todo. Por hacernos felices. Te extrañaré siempre.

A Raúl Comeron, por darme la oportunidad de poder realizar este trabajo en la empresa y siempre estar en comunicación pendiente de mis avances. Esta experiencia no podría haber sido posible sin tu ofrecimiento.

A Joaquín Cardozo, por confiar en mí y aceptar encarecidamente la propuesta de ser mi director de tesis. Gracias por tener continua predisposición y permitirme sentirme uno más dentro de la empresa, invitarme a conocer el trabajo interdisciplinario y recibirme junto con tu equipo de trabajo de la mejor manera posible desde el primer día.

A Carlos Arregui, no sólo por aceptar ser mi codirector, sino por todos los años de enseñanza brindados en la facultad, los viajes de campo; gracias por demostrar esa pasión por esta hermosa profesión y que contagió a muchos de tus estudiantes.

A Rodrigo Ugarte, por el enorme empeño puesto para facilitar la posibilidad de que esta experiencia se termine de concretar, por estar a disposición y hacerte siempre un tiempo para escuchar mis avances.

A mi novia, Kathya, compañera de vida y estudio, por ser mi sostén todo este último tiempo y quien me ayudó tanto en los buenos y malos momentos. Agradezco a esta carrera por habernos cruzado.

A mis amigos y compañeros de la facultad, futuros colegas, por haber compartido este camino a ser profesionales con la mayor alegría y apoyo mutuo constante. Me llevo cualquier cantidad de anécdotas para toda la vida. Mención especial a mi amigo Fede, quien me impulsó a decidirme por estudiar esta hermosa carrera.

A mis amigos de la vida, por estar siempre pendientes, por seguir compartiendo tanto juntos aún habiendo tomado caminos diferentes.

A la Universidad Nacional del Comahue, por permitirme convertirme en un profesional con el mejor de los conocimientos y de manera gratuita.

A cada uno de los profesores de la carrera de Geología de la UNCo, por formarme profesionalmente y como persona todos estos años. Gracias Sheyla, Susana, Santiago, Luis, Alberto, Osvaldo, por su dedicación y ganas inmensas de enseñar. Mención especial a Gisela Pettinari, por siempre estar a disposición y preocuparte por mi salud.

Al jurado evaluador Rocío Roth, Emiliano Santiago y Luis Vedia, por aceptar ser mi tribunal y realizar las correcciones para que este trabajo tenga el mejor resultado.

Y como no mencionarlos a ellos, mis perros, Tito y Pancho, por recibirme cada día, sentarse al lado mío durante largas horas de estudio y alegrarme todo el tiempo.

Gracias a todos.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN.....	II
ABSTRACT.....	II
AGRADECIMIENTOS.....	IV
TABLA DE CONTENIDO.....	V

PARTE I

1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 FUNDAMENTACIÓN Y OBJETIVOS.....	2
1.2 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	3
2. METODOLOGÍA DE TRABAJO.....	4
3. MARCO GEOLÓGICO.....	6
3.1 CONTEXTO TECTOSEDIMENTARIO DE LA CUENCA NEUQUINA.....	6
3.1.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES Y SU DESARROLLO TECTO-SEDIMENTARIO.....	6
3.1.2 GRUPO MENDOZA INFERIOR.....	8
3.1.2.a FORMACIÓN VACA MUERTA.....	8
3.1.2.b FORMACIÓN QUINTUCO.....	10
3.1.3 ESTRUCTURACIÓN DE LA CUENCA.....	11
3.1.3.a CONTROLES EJERCIDOS POR LAS ESTRUCTURAS PRECUYANAS.....	11
3.1.3.b FALLAS NORMALES JURÁSICO-CRETÁICAS.....	13
3.2 AMBIENTES CARBONÁTICOS.....	15
3.2.1 GENERALIDADES Y DIFERENCIAS CON AMBIENTES SILICICLÁSTICOS.....	15
3.2.2 ESTRATIGRAFÍA DE SECUENCIAS DE ROCAS CARBONÁTICAS.....	18
3.2.3 DIAGÉNESIS EN ROCAS CARBONÁTICAS - DOLOMITIZACIÓN.....	20
3.2.3.a DOLOMITIZACIÓN.....	22
4. ANTECEDENTES DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	25
4.1 GEOLOGÍA DEL ÁREA.....	25
4.2 EXPLORACIÓN Y ANTECEDENTES PETROLEROS DEL ÁREA.....	29
5. CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	30
5.1 MODELO DE FACIES PRESENTES.....	30
5.1.1 USO DE REGISTROS DE POZO.....	33
5.1.2 CORRELACIÓN DE POZOS.....	37
5.1.3 ANÁLISIS DE SECUENCIAS.....	41
5.1.3.a ESTRATIGRAFÍA SECUENCIAL DE 3er y 4to ORDEN.....	42
5.1.3.b ESTRATIGRAFÍA SECUENCIAL DE ALTA FRECUENCIA.....	48
5.2 MODELO GEOLÓGICO.....	52

PARTE II (este documento)

6. EVALUACIÓN DEL POTENCIAL HIDROCARBURÍFERO DEL ÁREA.....	58
6.1 PROPIEDADES FÍSICAS DE LAS ROCAS Y FLUIDOS	58
6.2 PLAY VACA MUERTA-QUINTUCO	60
6.2.1 ÁREAS DE ACUMULACIÓN DE HIDROCARBUROS, CÁLCULO VOLUMÉTRICO IN SITU Y ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE DE LAS SECUENCIAS DE INTERÉS.....	65
6.2.1.a QUINTUCO 1	67
6.2.1.b QUINTUCO 4	71
6.2.1.c QUINTUCO 5	75
6.2.1.d QUINTUCO 6	77
6.2.2. PROPUESTA DE TRABAJOS DE WORKOVER SOBRE POZOS EXISTENTES EN EL ÁREA DE ESTUDIO.....	79
6.2.2.a QUINTUCO 1	83
6.2.2.b QUINTUCO 4	85
6.2.2.c QUINTUCO 5	90
6.2.2.d QUINTUCO 6	93
6.2.2.e Esquema de reparación	97
6.2.3. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO	98
6.2.3.a Evaluación económica (90% chance de éxito)	99
6.2.3.b Evaluación económica (70% chance de éxito).....	99
7. CONCLUSIONES	100
8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	101
9. ANEXOS.....	104

PARTE II

6. EVALUACIÓN DEL POTENCIAL HIDROCARBURÍFERO DEL ÁREA

La evaluación del potencial hidrocarburiífero de la Fm. Quintuco comprende un análisis integrador de la estructura del área, perfiles eléctricos, la descripción geológica de facies por *cutting* y coronas, propiedades petrofísicas de facies y, dado que el bloque de estudio se halla en una etapa temprana de desarrollo, diversos pozos presentan ensayos de terminación y reparación que brindan datos de caudales de producción de las secuencias correspondientes al intervalo de estudio. La elaboración de mapas isópacos de facies de interés sirvió para comprobar continuidad y geometrías de los cuerpos reservorio, mientras que la determinación de espesores útiles (*net pay*), complementados a las características petrofísicas, permitió realizar una volumetría (OOIP, *Original Oil in Place*) de forma probabilística mediante Crystal Ball. Finalmente se realizó un análisis de incertidumbre y riesgo geológico a partir de los elementos más importantes que constituyen el *play* (roca madre, roca reservorio, sellos, etc).

Además, el conocimiento del potencial hidrocarburiífero de la sección inferior-media de la Fm. Quintuco, permitió poner en consideración a esta unidad como posible objetivo de futuros trabajos de terminaciones o reparaciones de pozos para generar nuevos incrementales de producción de hidrocarburos.

6.1 PROPIEDADES FÍSICAS DE LAS ROCAS Y FLUIDOS

Para poder estimar un volumen de hidrocarburos presente en las rocas correspondientes a un yacimiento, es necesario tener un conocimiento de las propiedades físicas de las rocas y los fluidos. Dentro de estas propiedades se hallan principalmente la porosidad, permeabilidad, saturación de agua y resistividad.

- POROSIDAD (\emptyset o phi)

La definición de porosidad hace referencia al volumen de los poros por unidad de volumen de formación. Como los poros están ocupados por fluidos, puede definirse la porosidad como la fracción del volumen total de una muestra ocupada por fluidos (agua, aire, hidrocarburos, etc.). Esta porosidad se denomina porosidad total, y hay que diferenciarla de la porosidad eficaz o efectiva (\emptyset_e o *phie*). Esta última es aquella que toma solamente los poros interconectados, donde propiedades como el grado de selección y redondez de los granos de la roca tienen mucha influencia. La porosidad puede ser un relictos de la depositación (porosidad primaria), tal como el espacio existente entre los granos que no fueron completamente compactados, o puede desarrollarse a través de la alteración de las rocas (porosidad secundaria) producto de fracturas, procesos de disolución, etc.

La porosidad es adimensional, pero suele expresarse en forma de porcentaje. Esta viene dada por la ecuación:

$$\emptyset = \frac{\text{Volumen de fluidos}}{\text{Volumen de roca}} \times 100.$$

- PERMEABILIDAD (k)

La permeabilidad es una medición de la facilidad con que los fluidos fluyen a través de una roca. La unidad de medida de permeabilidad es el Darcy (D), aunque en los reservorios de hidrocarburos, la unidad de permeabilidad se emplea en términos de milidarcy [mD].

La permeabilidad es una característica dinámica de las rocas y por lo tanto tiene propiedades direccionales, siendo de especial interés las permeabilidades horizontal y vertical de una roca. Una roca debe tener fracturas, capilares o poros interconectados para ser permeable. Así, existe cierta relación entre la porosidad y la permeabilidad (Fig. 53). Por lo general, a mayor \emptyset , mayor k , sin embargo, esta no es una regla absoluta: hay

areniscas volcanoclasticas de alta porosidad y permeabilidad casi nula. Otras rocas, como las calizas, puede presentar fracturas o fisuras de una gran extensión, y aunque su porosidad sea baja, la permeabilidad de una fractura puede ser muy alta. Como resultado, las calizas fracturadas pueden tener porosidades bajas, pero permeabilidades altas.

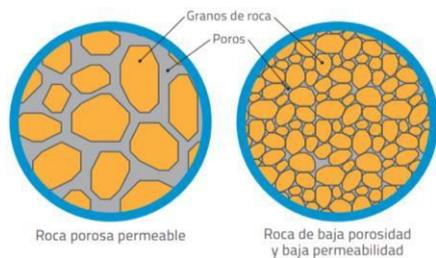


Figura 53. Relación entre porosidad y permeabilidad. La porosidad dependerá del volumen de poros presente en la roca. La permeabilidad dependerá de la cantidad de poros interconectados a través de gargantas porales.

- SATURACIÓN DE AGUA (S_w)

El término saturación hace referencia a la fracción de volumen poroso que ocupa uno de los fluidos presentes. Por lo tanto, la saturación de agua es la fracción del volumen poroso ocupado por agua. El símbolo de saturación es S y el subíndice identifica el fluido (S_w , saturación de agua; S_o , saturación de petróleo; S_g , saturación de gas).

Al igual que la porosidad, la S_w es adimensional, aunque verbalmente se suele expresar en porcentaje. Por ejemplo, se dice que una roca está completamente saturada de agua, si esta tiene 100% de agua en su volumen poral. Cuando la roca contiene agua y petróleo, la saturación de petróleo S_o es igual a $1-S_w$. La S_w de una formación puede variar de un 100% hasta valores pequeños, pero muy rara vez es nula debido a que siempre habrá una cantidad de agua adherida a los granos por presión capilar que el hidrocarburo no puede desalojar; generalmente dicha saturación se conoce como saturación de agua irreductible (S_{irr}).

- RESISTIVIDAD (R)

La resistividad o resistencia específica de una sustancia, es la resistencia (r) medida entre lados opuestos de un cierto volumen de la sustancia, multiplicado por el área (A) y dividido por la longitud (L).

$$\text{Ecuación: } R = r \times \frac{A}{L}$$

La unidad de medida de la resistividad es [ohm.m], mientras que la resistencia se expresa en [ohm]; área en [m²]; y longitud en [m].

La resistividad de formación (R_o) es la resistencia que presenta una roca al flujo de corriente eléctrica y se expresa en [ohm.m²/m]. Esta varía por lo general entre 0,2 a 1000 ohm.m. Resistividades superiores a 1000 ohm.m son poco comunes en formaciones permeables, pero se observan en formaciones impermeables de muy baja porosidad, por ejemplo, evaporitas.

La conductividad (C) es la inversa de la resistividad. Su unidad es en [mho/m] o, más correctamente [siemens/m]. La conductividad de las rocas es generalmente muy inferior a 1 siemens, por lo que se infiere utilizar una unidad más pequeña, el milimho o milisiemens. La mayoría de los reservorios de petróleo y gas se componen de rocas que no conducen la electricidad cuando están secas. Por lo tanto, la conductividad de las formaciones se debe al agua dentro de sus poros o al agua intersticial absorbida por una arcilla.

$$\text{Ecuación: } C = \frac{1000}{R}$$

La resistividad del agua de formación (R_w) es la resistencia eléctrica que presenta el agua que llena el espacio poral y depende de la salinidad y la temperatura. A mayor concentración salina corresponde mayor

conductividad, por ende, menor resistividad. En el caso de la temperatura, la conductividad de una solución aumenta también con la temperatura, debido a la mayor movilidad de los iones por la disminución de viscosidad del agua.

En la actualidad no existen herramientas que midan de forma directa los parámetros más importantes a la hora de analizar los reservorios (porosidad y permeabilidad), sin embargo, los registros de pozo son una gran herramienta que miden propiedades eléctricas de las rocas, a partir de las cuales se pueden estimar la porosidad y permeabilidad.

De esta manera, para definir niveles reservorio dentro de la Fm. Quintuco, y llegar a poder evaluar su potencial hidrocarburífero en el área de estudio, se tomaron como parámetro principal, curvas de porosidad efectiva (ϕ_e) y de volumen de arcillas (V_{clay}) elaboradas por el petrofísico de la empresa a partir de perfiles eléctricos, asociadas principalmente a bajos valores de perfil de rayos gamma. Niveles con bajo V_{clay} y por ende alta porosidad efectiva representarían niveles con poros interconectados que permiten la circulación interna de fluidos, y, en consecuencia, permeables. La curva de perfil SP (Potencial espontáneo) también fue utilizada para la determinación de niveles reservorios, tratando de buscar deflexiones de la curva, indicativas de capas donde se produjo invasión de lodo de perforación, e indicando así la permeabilidad del nivel. El agua de formación en los horizontes correspondientes al intervalo de estudio han demostrado altos valores de salinidad, por lo que el tipo de deflexión buscada para la curva SP es negativa (o hacia la izquierda). La alta salinidad del agua de formación también tiene un efecto sobre las lecturas de la curva de resistividad. Ensayos de pozos realizados hasta el momento, indican que con valores que oscilen entre 1 a 10 ohm.m se suele tener petróleo en formación.

Además, la utilización de curvas de saturación de agua (S_w), en conjunto con la interpretación de mapas estructurales, sirvió para estudiar el comportamiento de los fluidos dentro de los niveles reservorios, su posible migración vertical y lateral, y poder definir un *net pay* a lo largo de todo el bloque.

6.2 PLAY VACA MUERTA-QUINTUCO

Los antecedentes del área de estudio y los trabajos regionales, sumado al análisis paleoambiental del bloque, lleva a colegir que el escenario o *play* a prospectar consiste en la Fm. Vaca Muerta como roca madre, y la Fm. Quintuco como roca reservorio; trampas combinadas estructurales-estratigráficas, con estructuras con cierre contra falla y trampas estratigráficas por cambios faciales y diagenéticos; reservorios en niveles arenosos y dolomitizados; y sellos tanto laterales por fallas, como verticales locales por niveles anhidríticos, arcilitas y cambios faciales.

Como bien fue descrita a lo largo del trabajo, la Fm. Quintuco dentro de la concesión está compuesta principalmente por rocas de naturaleza carbonática, esencialmente caliza, que se distribuyen de una forma muy heterogénea producto de un ambiente de lagoon y litoral con continuos ascensos y descensos del nivel eustático, donde la dolomitización es un proceso muy frecuente que afecta a las calizas.

Las calizas, abarcan en términos de propiedades de reservorios, características petrofísicas pobres que las ubican en la franja que limita los reservorios convencionales de los no convencionales *Tight*. Por ende, el estudio hidrocarburífero del campo pretende determinar las facies con mejores condiciones petrofísicas (diagenizadas o fracturadas naturalmente) para su consecuente mayor facilidad de explotación y producción de hidrocarburos; y aquellas facies con condiciones petrofísicas pobres, pero que se las podría considerar como reservorios *Tight*, y que, con tecnologías de estimulación hidráulica, se considerarían también de interés petrolero. El término *tight oil* es definido por Zhang et al., 2016 como aquel recurso de petróleo ligero de más de 38° de gravedad API, que se encuentra preservado y acumulado en condiciones de porosidad inferiores al

12 % y permeabilidades menores a 0,1 mD en reservorios de rocas compactas como lutitas, limolitas, arenas o carbonatos, dentro o en cercanías de la roca madre. Para el presente trabajo, teniendo en cuenta la falta de dato de permeabilidad para las rocas presentes, se considerará la porosidad efectiva como factor fundamental en la determinación de niveles reservorios, asumiendo mayor o menor permeabilidad asociada en función del valor de porosidad efectiva presente.

La revisión del control geológico (Fig. 54) brindó información sobre litologías, niveles con manifestaciones de hidrocarburos, picos de gas total por medio de cromatografías y *drilling breaks* de perforación. Además, datos de terminación y reparación (punzados y estimulaciones hidráulicas) en distintos sondeos a lo largo del bloque permitieron conocer la producción de hidrocarburos, y verificando así cuan cargadas se encontraban las facies de interés en determinadas zonas.

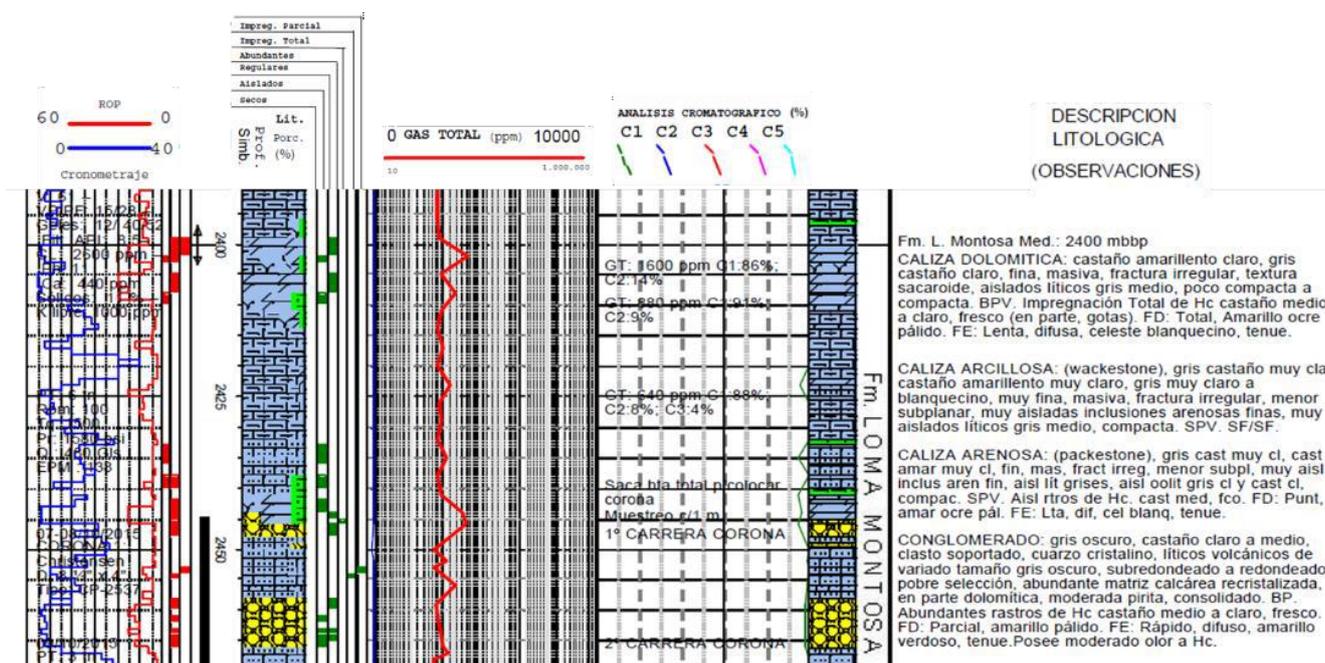


Figura 54. Ejemplo de descripción de control geológico. En este caso perteneciente al pozo Ce-2, el cual también posee la única corona descrita del campo para la secuencia QUI 3, y a partir de la cual fue elaborado el segundo set de electrofacies. La descripción de control geológico de la imagen representa los niveles conglomerádicos del tope de QUI 3 y la secuencia carbonática QUI 4 con dolomitización al tope.

Las evidencias de manifestaciones de hidrocarburos reflejan en los datos de control geológico que, en calizas arcillosas o de matriz fina (calizas de texturas Mudstone-Wackestone o Packestone), las manifestaciones son de carácter aislados, escasos o puntuales, generalmente secos, y en algunas ocasiones frescos. Por otro lado, las calizas de texturas granulares (Grainstone), o bien las calizas dolomitizadas, reflejan manifestaciones de hidrocarburos descriptas como impregnaciones totales o parciales, de carácter más bien frescos.

En base a curvas de porosidad efectiva, y principalmente a partir de los punzados realizados en ensayos de terminaciones y reparaciones, se determina que las facies que han aportado, así como también acumulado petróleo a lo largo del bloque desde la sección Inferior-Media de la Fm. Quintuco, han sido las facies de areniscas y calizas dolomitizadas (Tabla 3). Los perfiles de porosidad efectiva registran para estas, valores que oscilan entre 9% y 25% (Fig. 56). Para las segundas, esto puede ser producto de su textura sacaroide y fractura irregular descrita en los logs de control geológico de los pozos analizados (Fig. 54). Este tipo de textura le otorga a la roca una porosidad que se debe tanto a la falta de orientación de los cristales, como a la reducción de volumen que acompaña al cambio de caliza a dolomita.

Zona	Zona Central									Zona Este-Noreste		
Pozo	Cx-1		C-7		C-11		Ca-9			Ea-2		NEx-2
Secuencia	QUI 4	QUI 6	QUI 5	QUI 6	QUI 6	QUI 7	QUI 4	QUI 5	QUI 6-7	QUI 4	QUI 5	QUI 4
Litología	Caliza dolomítica	Caliza grainstone dolomitizada	Caliza dolomítica	Caliza dolomítica	Caliza P-W dolomitizada	Caliza P-W dolomitizada	Caliza P-G dolomitizada	Caliza P-G dolomitizada	Caliza P-G dolomitizada	Arenisca calcárea	Caliza grainstone dolomitizada	Arenisca calcárea
Punzado	99 % P	100% A	60% P; 40% A	60% P; 40% A	-	-	-	-	-	100% P	100% A	100% P
Fractura Hidráulica	-	Estimulación con HCl: 49% P; 51% A	25% P; 75% A	-	Estimulación con HCl: 20% P; 80% A	Estimulación con HCl: 20% P; 80% A	Estimulación con HCl: 100% A	Estimulación con HCl: 10% P; 90% A	Estimulación con HCl: 2% P; 98% A	-	-	35% P; 65% A
Porosidad efectiva	21%	13%	15%	17%	12%	12%	24%	17%	20%	28%	11%	22%

Referencias : A: agua; P: petróleo; P-W: packestone-wackestone; P-G: packestone-grainstone.

Tabla 3. Resultados de ensayos de terminación y reparación sobre pozos situados en las zonas central y este-noreste del área de estudio. Se agrega además valores de porosidad efectiva para los niveles punzados.

De esta manera, el análisis petrolero del bloque se concentra en facies arenosas y de calizas donde el proceso diagenético de dolomitización ha actuado, mejorando las condiciones de reservorio de la roca. La heterogeneidad del sistema refleja como las areniscas dominan en mayor medida las secuencias de Quintuco Inferior, mientras que las calizas dolomitizadas dominan el sistema hacia Quintuco Medio. Además, se logra observar como ambas series de facies se distribuyen a lo largo de todas las secuencias en geometrías tipo “parches”, y posiblemente generando así pequeñas áreas de drenaje y acumulación de hidrocarburos (Fig. 55). La determinación de posibles áreas de acumulación de hidrocarburos para cada una de las secuencias se determinan en la sección 6.2.1 del presente trabajo.

Como bien ya se ha mencionado a lo largo del trabajo, las calizas presentes en el bloque de estudio abarcan distintas texturas que van desde finas a arenosas. Teniendo en cuenta este aspecto, la búsqueda de rocas carbonáticas con características de reservorio depende no sólo de la influencia de procesos de diagénesis sobre las mismas, sino también de su textura original. El principal parámetro tomado para considerar una roca con características petrofísicas óptimas de reservorio, es un valor considerable de porosidad efectiva. La separación de curvas (ϕ total - ϕ efectiva) será mayor ante la presencia de finos. Mientras que los finos darán mayor ϕ total, las arenas proporcionarán mayor ϕ e. Los Grainstones, normalmente no poseen materiales finos abundantes como los Mudstones, Wackestones o Packestones, por lo que las calizas granulares compuestas por calcita o aragonita, cuando son transformadas diagenéticamente por el efecto de dolomitización, se convierten en dolomita. Las calizas Wackestone y Packestone dolomitizadas se presentan con ϕ ie intermedias, mientras que los de Grainstones dolomitizados presentan buenas ϕ ie. Estos efectos se pueden apreciar en la figura 56 al seguir las curvas de V_{clay} y porosidad efectiva (ϕ IEDOL), y justifican lo planteado por Lucia 2007 en su trabajo “Carbonate Reservoir Characterization”, donde menciona el efecto de la dolomitización sobre las rocas carbonáticas de acuerdo con la fábrica original de las rocas. El efecto de la dolomitización sobre rocas de fábricas de material fino puede resultar en un aumento de sus partículas desde <20 micrones hasta >200 micrones en el mejor de los casos. Por otro lado, las calizas con fábricas arenosas, como lo son las calizas grainstone, usualmente están compuestas por granos mayores que los cristales de dolomita, por lo que la influencia de la dolomitización no tiene un efecto muy significativo, ya estando constituidas por tamaños de granos de alrededor de 200 micrones. El presente trabajo no consta de un análisis petrográfico que determine el tamaño de grano de las facies presentes, por lo que la evaluación de facies y su potencial de reservorio se determinará principalmente en base a curvas de porosidad efectiva y volumen de arcillas (V_{clay}) determinados a partir de perfiles eléctricos.

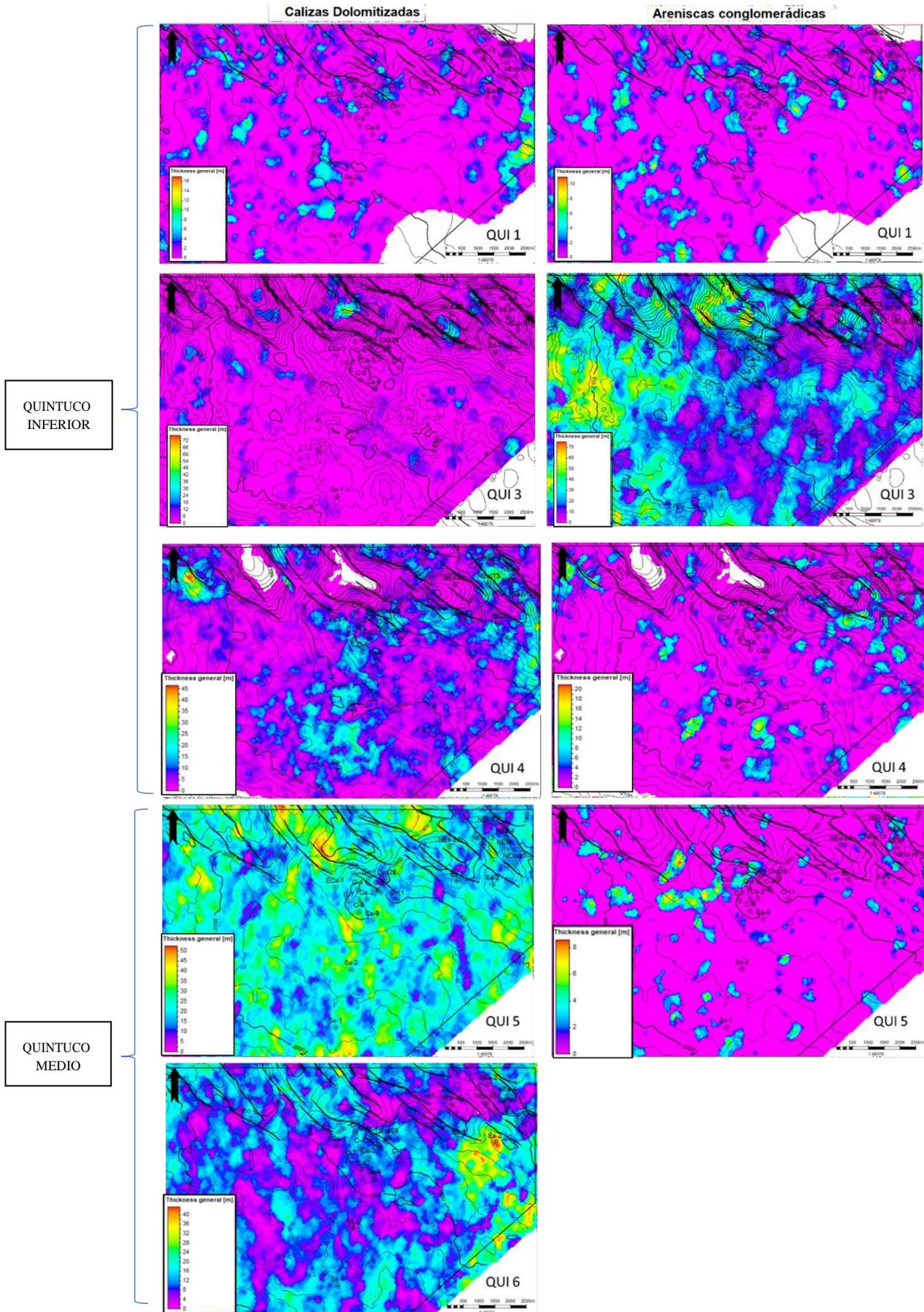


Figura 54. Mapas isópacos de facies de calizas dolomíticas y areniscas conglomeráticas superpuestos a mapas estructurales establecidos para el tope de cada una de las secuencias del intervalo de estudio. Las facies se distribuyen en geometrías tipo “parches”, demostrando la heterogeneidad del sistema. La secuencia QUI 6 no contiene mapa de facies arenosas debido a que, en esta, las mismas desaparecen totalmente.

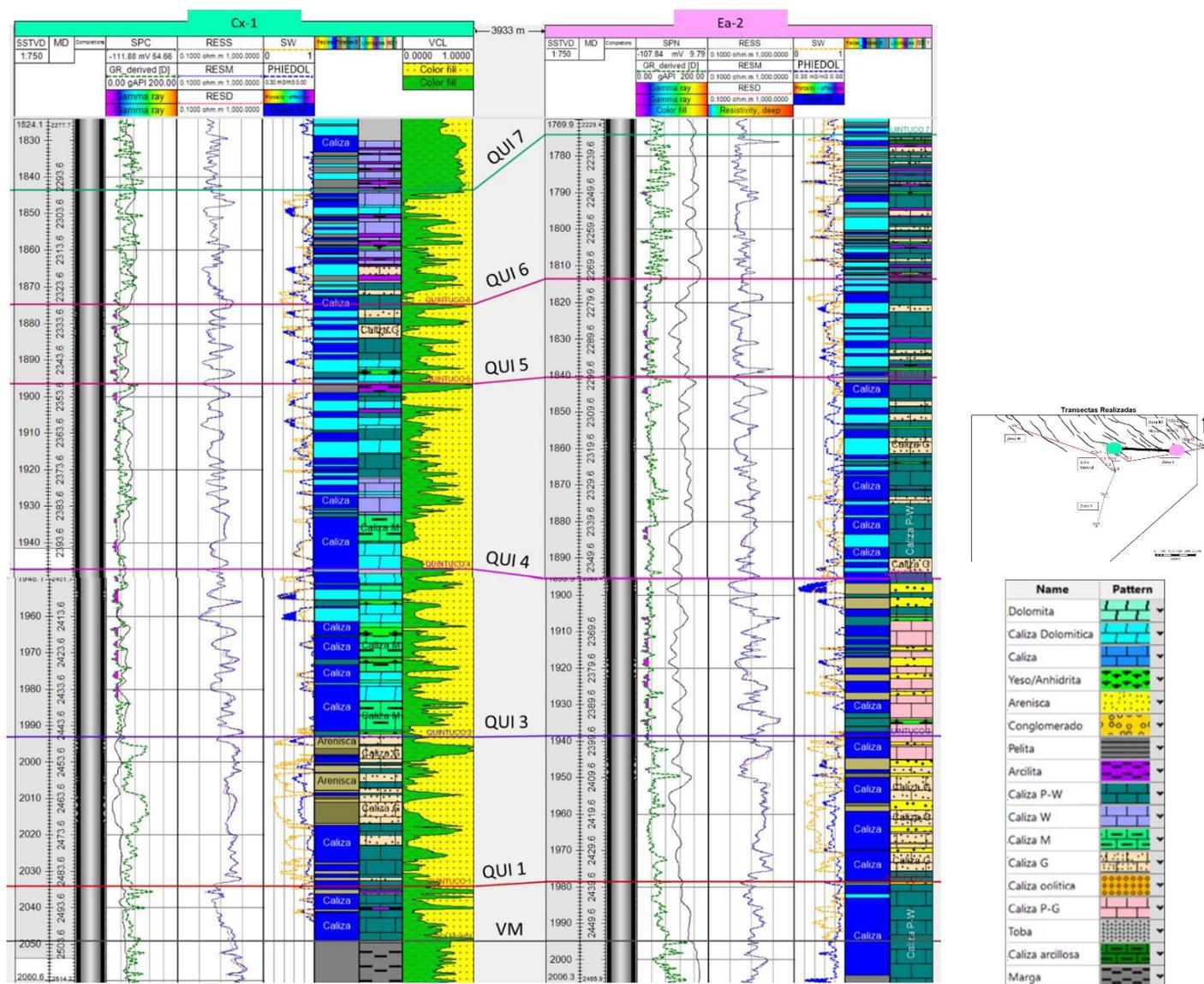


Figura 56. Correlación horizontalizada al top de la Fm. Vaca Muerta, representativa de las secuencias de la Fm. Quintuco entre el pozo Cx-1 y Ea-2; Se puede apreciar cómo en facies donde existe dolomitización en las calizas o material clástico (areniscas calcáreas), los valores de porosidad efectiva incrementan, con valores que oscilan entre 9% y 25% (véase track PHIEDOL). Estos pozos representan los mayores productores de petróleo (manifestando 100 % de petróleo) para los niveles dolomíticos y de areniscas del top de la secuencia 4 (ver Tabla 3).

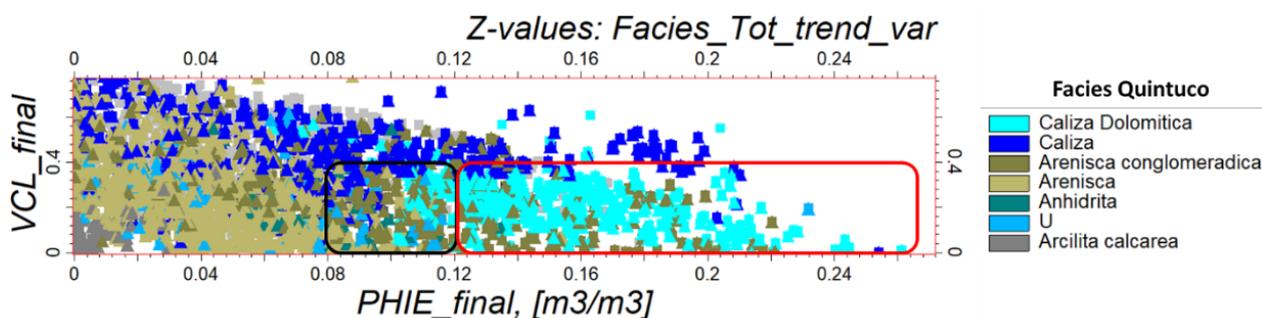


Figura 57. Gráfica representativa del efecto del volumen de arcillas sobre la porosidad efectiva y el efecto de dolomitización sobre las calizas. Tomando un *cutoff* de V_{clay} de 0.4 (40%), el cuadro negro representa aquellas rocas carbonáticas de características petrofísicas pobres ($\phi < 12\%$), que pueden llegar a constituir reservorios no convencionales tipo *Tight*; el cuadro rojo representa rocas de mejores condiciones petrofísicas ($\phi > 12\%$), constituyendo reservorios más convencionales.

Casualmente, como puede observarse en las figuras 56 y 57, la ϕ_e aumenta conforme disminuye el contenido de arcillas (V_{clay}). Los valores de porosidad efectiva reflejan como el proceso de dolomitización genera en las calizas un mejoramiento de sus características petrofísicas, llegando a valores de más del 12% de ϕ_{hie} , y dejando de considerarse reservorios de mala calidad, o reservorios *Tight*. Sin embargo, la definición de calidad de reservorio no depende exclusivamente de la porosidad efectiva, sino de la permeabilidad de las rocas y cómo actúan sus fluidos internos. En este trabajo no se cuenta con el dato de permeabilidad de las rocas, por lo que los niveles de mejores propiedades productivas se considerarán teniendo en cuenta la porosidad efectiva y la saturación de petróleo (S_o o $1-S_w$). Este último parámetro fue determinado a partir de perfiles eléctricos por parte del petrofísico de la empresa.

De esta manera, el criterio utilizado para la identificación de niveles de interés con capacidad de producción de petróleo en el bloque de estudio, toma los siguientes valores o *cutoffs* de V_{clay} y S_w como referencia teniendo en cuenta los antecedentes de producción del campo. Por otro lado, la clasificación de niveles reservorios convencionales y no convencionales *Tight*, sigue el criterio de clasificación propuesto por Zhang et al., 2016 a partir de la porosidad efectiva (ϕ_e):

- Facies de areniscas y calizas dolomitizadas
- Volumen de arcillas (V_{clay}) < 40 %
- Porosidad efectiva (ϕ_e) entre 8 y 12 % para reservorios no convencionales *Tight*
- Porosidad efectiva (ϕ_e) > 12 % para reservorios convencionales
- Saturación de agua (S_w) < 60%

Asimismo, se realizó un *crossplot* $\phi_{hie}-S_w$. Teniendo en cuenta un *cutoff* de saturación de agua del 60%, la figura 58 demuestra cómo la mayoría de las facies de calizas dolomitizadas presentes en el bloque de estudio se encuentran saturadas de agua, presentando valores por encima del 60%.

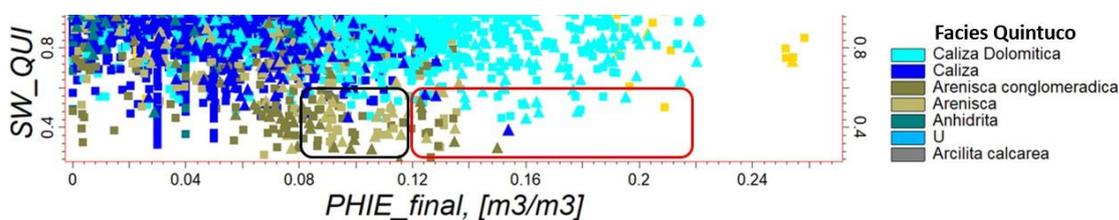


Figura 58. Gráfica $\phi_{hie}-S_w$ para las facies correspondientes a la sección Inferior-Media de la Fm. Quintuco. Tomando un *cutoff* de 0.6 (60%) de S_w , el cuadro rojo representa facies con características petrofísicas que las ubican dentro de los reservorios convencionales; el cuadro negro facies representativas de reservorios no convencionales tipo *Tight*. Se aprecia como la mayoría de las calizas dolomíticas presentes dentro del bloque de estudio se hallan saturadas de agua.

6.2.1 ÁREAS DE ACUMULACIÓN DE HIDROCARBUROS, CÁLCULO VOLUMÉTRICO IN SITU Y ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE DE LAS SECUENCIAS DE INTERÉS

Las secuencias correspondientes a Quintuco Inferior (Quintuco 1, 3 y 4) son las primeras que suprayacen a la Fm. Vaca Muerta, por lo que presentan interesantes posibilidades de tener volúmenes de hidrocarburos almacenados. Para su análisis se tomaron en cuenta tanto las transectas de sentido predominante O-E del norte del área (roja), como también la transecta 2 (azul) en sentido SO-NE. La segunda abarcando los pozos del sur del campo (Sx-1; Sx-2) y con el objetivo de poder indagar sobre el comportamiento de facies y fluidos desde una zona baja estructuralmente, sin fallas correspondientes a la faja de deformación en echelón, y donde además la Fm. Vaca Muerta presenta mayores espesores (Fig. 59). Las facies de interés correspondientes a Quintuco Inferior son de calizas dolomitizadas principalmente para el sector central, y facies de calizas arenosas a areniscas calcáreas en el sector sur, este y noreste del área. En el resto de las secuencias de Quintuco

Medio (Quintuco 5 y 6), considerando que las facies arenosas desaparecen gradualmente, las mayores posibilidades de almacenamiento de hidrocarburos se buscaron en las facies calizas arenosas y calizas dolomitizadas.

Mapa isópaco Fm. Vaca Muerta

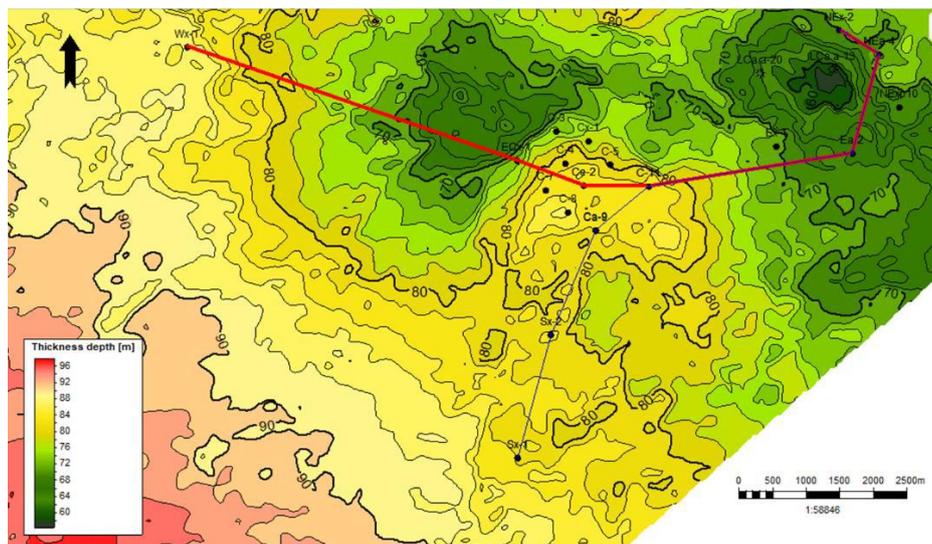


Figura 59. Mapa isópaco de la Fm. Vaca Muerta para el área de estudio. Nótese los mayores espesores hacia el S-SO y centro del área, y que disminuyen hacia el N-NE.

La realización de mapas isópacos (*netgross*) de facies de interés hidrocarburífero y mapas estructurales al tope de cada una de las secuencias de interés, permitió definir aquellas zonas del bloque con mayores probabilidades de acumulaciones de hidrocarburos entrampados, buscando determinar la dimensión de cada una de las trampas y su funcionamiento. Una vez identificadas cada una de ellas, se buscó evaluar el potencial hidrocarburífero de los miembros inferior y medio de la Fm. Quintuco, individualizando y calculando volúmenes de petróleo *in situ* para cada una de las secuencias de interés (QUI 1, 4, 5 y 6). Cabe destacar que la secuencia Quintuco 7 fue descartada para su evaluación hidrocarburífera por no estar incluida en el modelo estático original. Por otro lado, la secuencia Quintuco 3 ya se encuentra estudiada por parte de la empresa, por lo que no conforma el principal objetivo del presente trabajo.

El cálculo volumétrico de petróleo *in situ* para cada secuencia vendrá dado por la siguiente ecuación:

$$OOIP = \frac{Hu \times A \times \varnothing e \times So}{Bo}$$

Donde,

- OOIP: (*Original Oil in place*) o Volumen de petróleo *in situ* [m³].
- Sw: saturación de agua [%].
- EUR:
- So: saturación de petróleo (1-Sw) [%].
- A: área [m²].
- Bo: factor volumétrico de petróleo [adimensional].
- Hu: espesor útil o *net pay* [m].
- ϕe: porosidad efectiva [%].

El análisis de perfiles de cada uno de los 18 puntos de control que se distribuyen a lo largo del campo, permitió extraer datos crudos de Hu, ϕe y So de niveles identificados como reservorios en cada secuencia.

Consecuentemente, promediando los valores obtenidos a partir cada punto de control, se logró suponer un nivel reservorio tipo para cada una de las secuencias. La distribución areal de este nivel reservorio, fue especulado en base a un valor medio obtenido entre las áreas mínimas determinadas, que ya han comprobado estar cargadas de petróleo y por ende con mayores probabilidades de ocurrencia (P90); y áreas máximas, establecidas a partir del nivel de cota supuesto donde se hallaría el contacto agua-petróleo de cada secuencia, con menores probabilidades de ocurrencia (P10). Cabe mencionar que las áreas P90 fueron estipuladas siguiendo los ensayos de terminaciones y reparaciones de los distintos pozos, mientras que el contacto agua-petróleo fue determinado siguiendo el comportamiento de la curva de S_w desde zonas situadas estructuralmente bajas, hacia las zonas estructuralmente más altas. Por último, el parámetro de factor volumétrico fue estimado por parte del equipo de ingeniería de reservorios de la empresa a partir de ensayos PVT realizados en el pozo Wx-1, definiéndose un valor de 1,15.

El grado de incertidumbre de los volúmenes calculados fue estimado de forma estadística y probabilística por medio de Crystal Ball. Para esto, distintas distribuciones estadísticas fueron atribuidas para cada uno de los parámetros que conforman la ecuación de OOIP (Tabla 4).

Parámetro	Porosidad (ϕ_e)	So	Espesor (Hu)	Área	Bo
Distribución	Normal	Triangular	Triangular	Logarítmica normal	Normal

Tabla 4. Distribuciones estadísticas utilizadas para cada uno de los parámetros que conforman la ecuación del cálculo de OOIP.

6.2.1.a QUINTUCO 1

El espesor de la secuencia Quintuco 1 disminuye hacia la zona central, presentando las mayores potencias en el sector oeste-noroeste y noreste del campo (Fig. 60). El análisis de facies a partir de los datos de *cutting*, demuestran que la litología predominante para esta secuencia se compone de calizas arenosas packstone-grainstone. Los pozos situados más al sur (Sx-1 y Sx-2), así como también los más al sur del área central (C-7, C-8, Ca-9 y Ce-2) presentan niveles de areniscas calcáreas intercaladas entre las mencionadas calizas, que le confieren mejores condiciones petrofísicas, con porosidades de entre 8 y 16% (véase Anexo, tabla 1); niveles de calizas dolomíticas también se hacen presentes en la secuencia, distribuidas de forma heterogénea en todo el bloque.

Los datos de control geológico determinan que esta secuencia manifiesta hidrocarburos principalmente frescos en los sondeos anteriormente mencionados. A pesar de que no existen punzados en el nivel de interés (VM-QUI 1), si se ha punzado el nivel clástico superior de la secuencia QUI 3 en muchos pozos, al igual que la Formación Vaca Muerta en los sondeos Ce-2, C-3 y Sx-1, donde produjo 100% de petróleo en el primero, y 100% de agua para los segundos (véase Tabla 5).

El análisis de mapas isópacos de facies de areniscas conglomerádicas y calizas dolomíticas, el mapa estructural para el tope de la secuencia, y principalmente el estudio de la S_w de este nivel en cada punto de control, lleva a considerar un posible contacto agua-petróleo, o bien un nivel de cota a partir del cual esta secuencia comenzaría a producir petróleo a -2075 msnm (sstvd), marcado en las figuras 61a y b con el polígono naranja. Los mapas isópacos reflejan como las facies de calizas dolomíticas y areniscas en la secuencia QUI 1 presentan una distribución muy heterogénea que hace suponer pequeñas áreas de drenaje, con acumulaciones en trampas combinadas estructurales-estratigráficas. Las principales acumulaciones se darían en cierres estructurales contra fallas correspondientes al echelón en la zona central y noreste del campo, especialmente en las zonas marcadas con polígonos blancos en las figuras 61a y b; en segundo lugar, acumulaciones en trampas estratigráficas producto de cambios faciales podrían suponerse en la zona marcada con los polígonos azules.

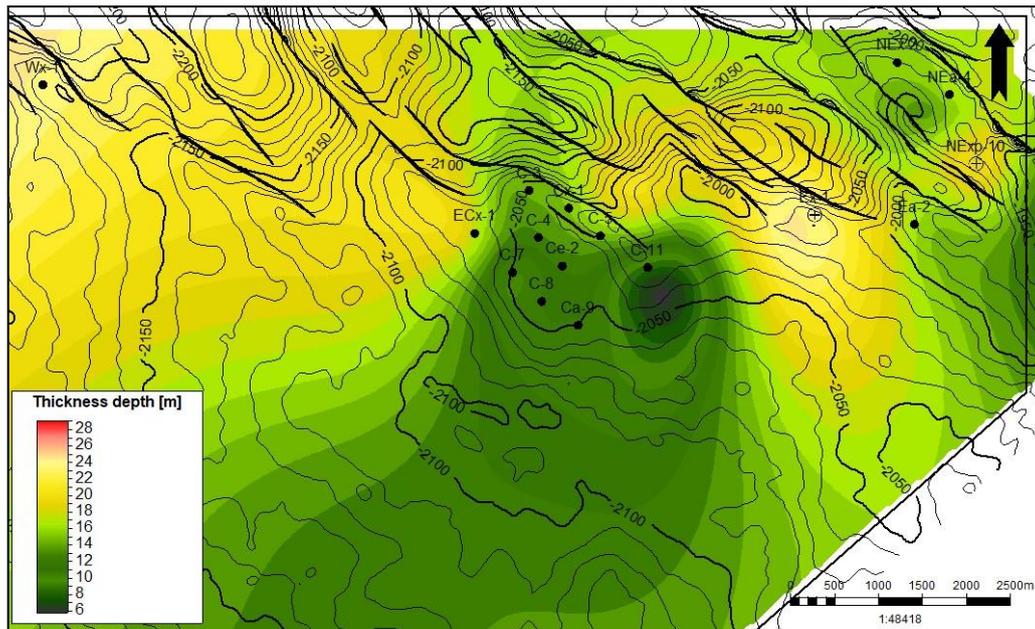


Figura 60. Mapa isópaco de la secuencia VM-QUI 1 para el área de estudio. También se aprecian las curvas de nivel representativas del tope de la secuencia QUI 1. Nótese el ascenso de la estructura hacia el NE, y los mayores espesores hacia el O-NO y E del área.

Pozo	Fm. Vaca Muerta	Clásico de secuencia Quintuco 3
<i>Cx-1</i>	-	97 % de petróleo
<i>C-7</i>	-	45 % de petróleo
<i>C-8</i>	-	10 % de petróleo
<i>Ce-2</i>	100 % de petróleo	100 % de petróleo (fractura hidráulica)
<i>C-11</i>	-	40 % de petróleo
<i>C-4</i>	-	98 % de petróleo
<i>C-3</i>	100 % agua	84 % de petróleo
<i>Ea-2</i>	-	100 % agua
<i>NEa-4</i>	-	14 % de petróleo
<i>NEx-2</i>	-	100 % petróleo
<i>Sx-1</i>	1° 70 % de petróleo → luego 99 % agua	1° 60 % de petróleo → luego 99 % agua (fractura hidráulica)

Tabla 5. Producción de petróleo y agua para la Fm. Vaca Muerta y el nivel clásico del tope de la secuencia QUI 3 a partir de punzados y estimulaciones en diferentes pozos del campo.

Para la determinación del potencial hidrocarburífero de esta secuencia, se analizó en cada punto de control, aquellas propiedades que abarcan la ecuación de cálculo de volumen de petróleo *in situ* (véase Anexo, tabla 1). Los valores promedios fueron volcados sobre la ecuación de OOIP, permitiendo definir una previsión determinística de volumen de petróleo *in situ* en esta secuencia (Tabla 6).

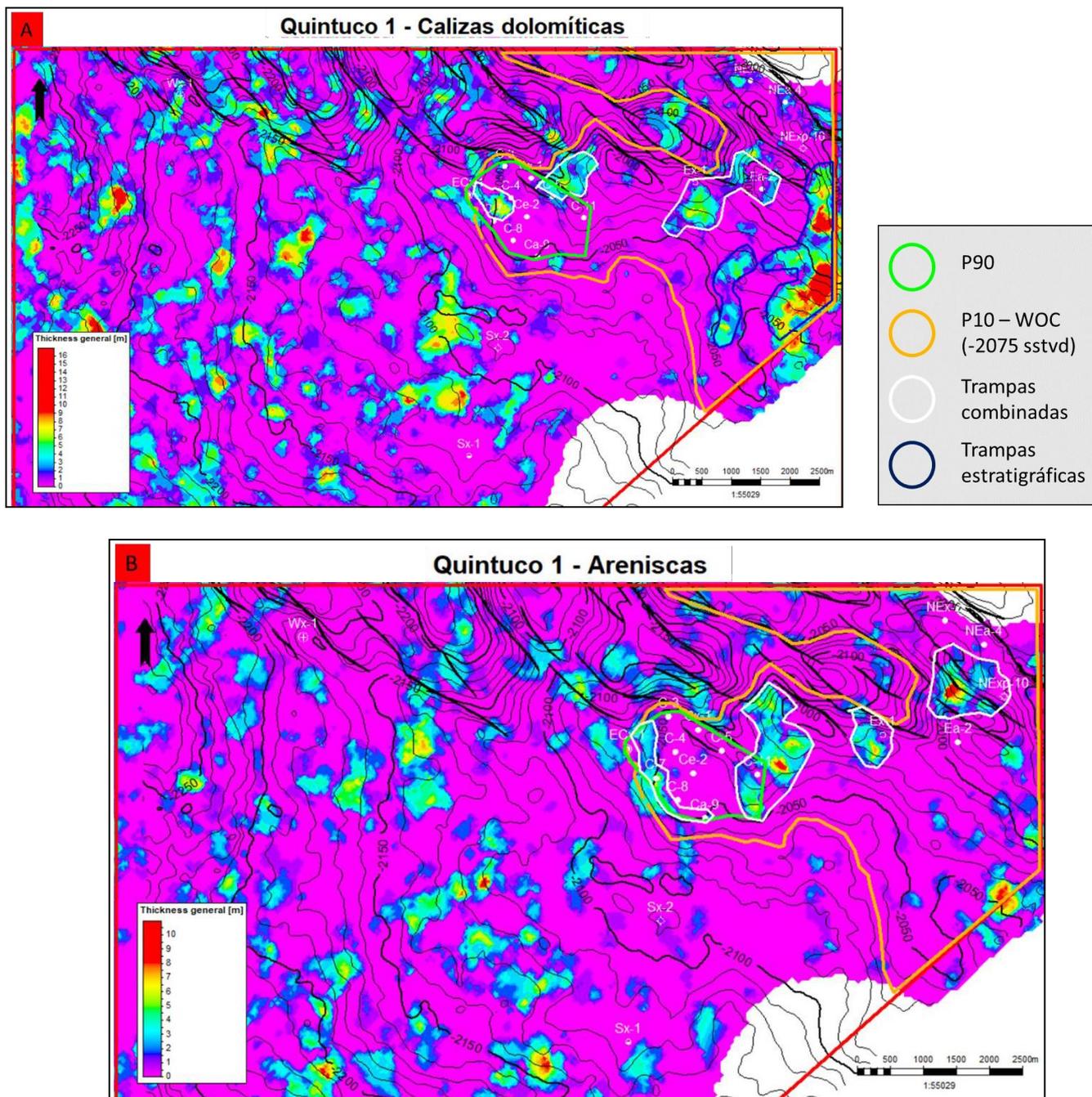


Figura 61. Mapa estructural al tope de la secuencia Quintuco 1, superpuesto a mapas isópacos de facies con potencial de acumulación de hidrocarburos para la secuencia Quintuco 1. A: facies de areniscas conglomerádicas. B: facies de calizas dolomíticas. El contacto agua-petróleo queda definido a partir del pozo ECx-1.

OOIP Secuencia Quintuco 1					
	Porosidad (ϕ)	So	Espesor neto [m]	Área [km ²]	Bo
Datos	0,11	0,48	1,14	5,12	1,15
Previsión OOIP [Mm ³]	268,1				

Tabla 6. Cálculo de previsión determinística de volumen de petróleo *in situ* para la secuencia Quintuco 1.

El área, fue un parámetro determinado a partir de las áreas de mínima y máxima probabilidad de ocurrencia en términos de producción de hidrocarburos. Si bien esta unidad no se encuentra punzada, los ensayos de terminación y reparación sobre las unidades Vaca Muerta y Quintuco 3, sumado al análisis de distribución de facies, el estudio de los fluidos y la estructura del área, permite estimar aquellas áreas con mayores posibilidades de obtener volúmenes considerables de petróleo (áreas de mínima probabilidad de ocurrencia (P10) y áreas de máxima probabilidad de ocurrencia (P90)), teniendo en cuenta posibles acumulaciones en trampas estructurales, estratigráficas, o combinadas.

Así, en esta secuencia las áreas P90 quedan conformadas por aquellas zonas estipuladas como trampas estructurales-estratigráficas marcadas con los polígonos blancos y rojos respectivamente (Fig. 61). La certeza de estas áreas está condicionado ante el hecho de no haber punzados sobre esta secuencia que comprueben la existencia de petróleo sobre las mismas; de esta manera, para el cálculo de OOIP, el área P90 fue supuesto para la zona central del campo, donde si se ha comprobado petróleo acumulado en la secuencia subyacente y suprayacente a Quintuco 1. Por otro, el área de mínima probabilidad de ocurrencia (P10) está definida a partir de la línea de cota estimada como contacto agua-petróleo (-2075 msnm), representado por el polígono naranja de la figura 61.

De esta manera, el análisis probabilístico a partir de la simulación de Montecarlo exhibe un volumen total de petróleo *in situ* para la secuencia Quintuco 1 con una certeza del 90%, de 832.737 m³, de los cuales 226.738 m³ se acotarían a las áreas más pequeñas que fueron marcadas sobre los parches arenosos y dolomíticos, y que presentan un 90% de probabilidad de ocurrencia. Por otro lado, son 741.678 m³ aquellos que se distribuirían sobre el área máxima tomada (por encima del contacto agua-petróleo), y que poseen un 10% de probabilidad de ocurrencia (Fig. 62).

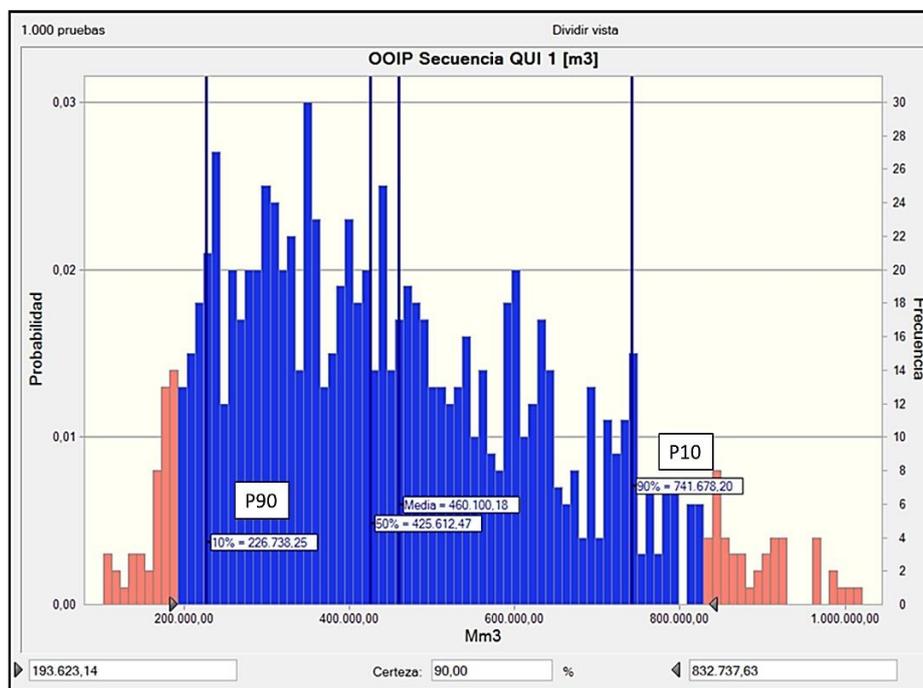


Figura 62. Cálculo probabilístico de volumen de petróleo *in situ* calculado para la secuencia Quintuco 1 según el método de simulación de Montecarlo a partir de los parámetros petrofísicos establecidos en base a datos de pozo.

Se puede concluir para esta secuencia, que, si bien no presenta un gran potencial hidrocarburífero para ser masivamente explotada, se considera que algunos sondeos presentan buenas propiedades para llegar a producir buenos volúmenes de petróleo, que se ubicarían por encima de *spill points* de estructuras con cierres contra fallas. Las características petrofísicas determinadas en este nivel son clasificadas como pobres, constituyendo

reservorios tipo *Tight* en la mayoría de los casos, y que necesitarían de estimulación hidráulica para mejorar su producción de petróleo. Sin embargo, existen también sondeos con mejores características, de carácter más convencional (véase Anexo, tabla 1).

Se puede ver como la heterogeneidad del sistema carbonático en esta secuencia no permite la distribución de los fluidos por medio de flotabilidad siguiendo la estructura del área, los reservorios son discontinuos, hallándose los hidrocarburos distribuidos en pequeñas áreas de drenaje independientes. Para esta secuencia en particular, se permite deducir que las pobres condiciones petrofísicas que presenta, son un parámetro que dificulta la migración lateral de los hidrocarburos y su entrapamiento en las zonas más altas, haciendo que el *play* funcione en la gran mayoría de los casos como un reservorio tipo *tight*. Se estima que la mayoría de las acumulaciones de hidrocarburos en esta secuencia provengan principalmente por migración vertical desde la Fm. Vaca Muerta. Sobre la zona E-SE, donde se han marcado posibles acumulaciones debido a trampas estratigráficas por cambios faciales en la figura 61a, se considera que, mediante estudios de interpretación sísmica, se podría disminuir el grado de incertidumbre sobre la presencia de hidrocarburos, tratando de buscar determinar la existencia de pequeñas fallas fuera del sistema del echelón, pero que hayan permitido la migración vertical y consecuente acumulación de hidrocarburos.

6.2.1.b QUINTUCO 4

La secuencia QUI 4 se presenta en general como calizas packstone-wackestone a packstone-grainstone con niveles intercalados de calizas dolomitizadas y anhidritas en la zona central, y que, hacia el Sur y Este del área, los niveles dolomitizados gradan a areniscas calcáreas, reflejando que la descarga de material desde el área de aporte no estaba funcionando de la misma manera en los tres sectores, principalmente por distintas fluctuaciones de la línea de costa (Figura 63 y 64).

El interés hidrocarburífero o las facies de mayor interés económico para esta secuencia son los niveles de areniscas y calizas dolomitizadas del tope de los cuerpos de biohermos identificados, que presentan una distribución oblicua a paralela con respecto a la línea de costa, y perpendicular a la dirección de aporte sedimentario. La dolomitización de los mismos habría sido producto de exposición subaérea por caídas relativas del nivel de base, y que le otorgan valores de porosidades efectivas que promedian el 15 % en toda la secuencia.

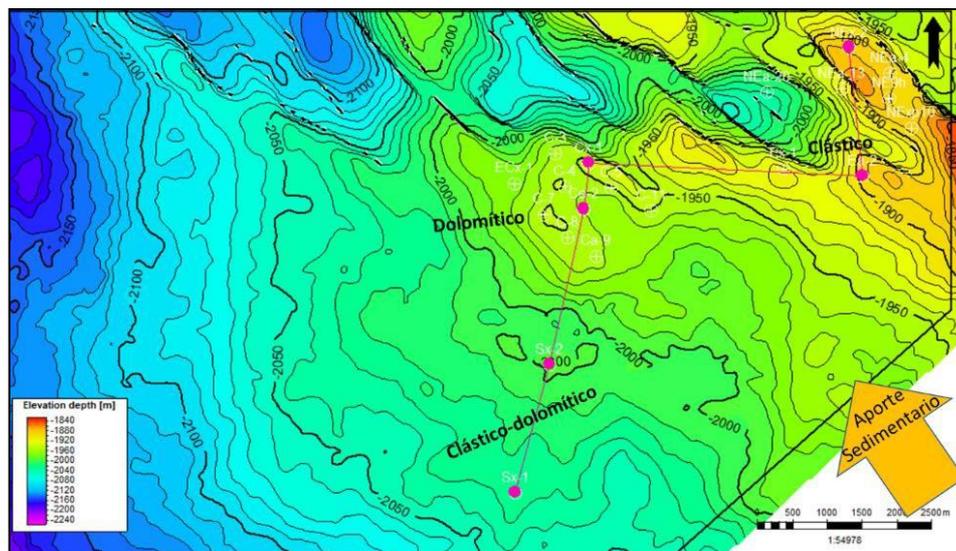


Figura 63. Mapa estructural 2D al tope de la secuencia QUI 4. Nótese el comportamiento de las facies para la misma dependiendo de la influencia del área de aporte, que se puede apreciar también en las figuras 64 y 65, correspondiéndose a la transecta de color rosa. La zona Sur muestra facies clásticas y dolomíticas, la zona central presenta un comportamiento netamente dolomítico, y la zona Este-Noreste netamente clástico.

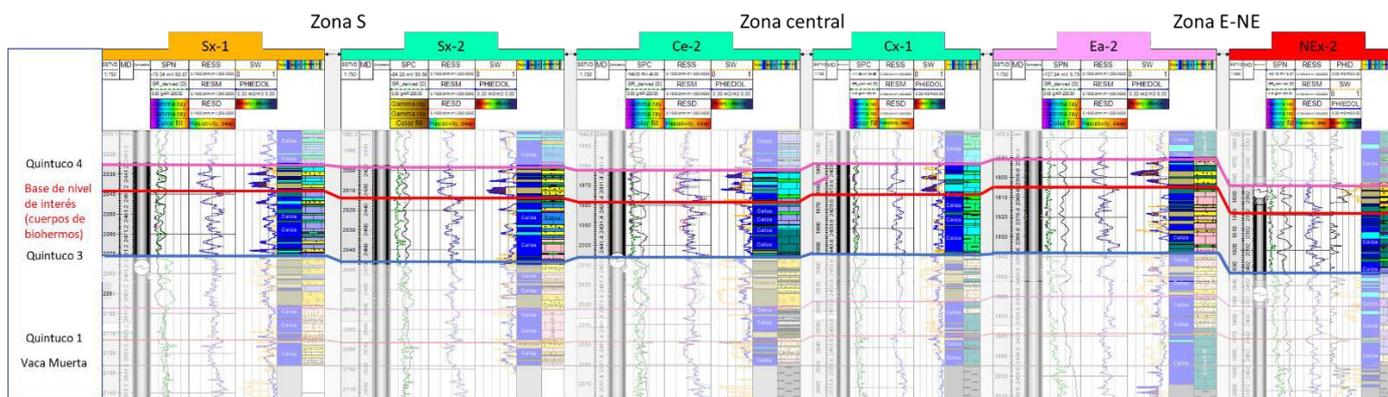


Figura 64. Corte estratigráfico horizontalizado a la Fm. Vaca Muerta, representativo de la correlación de pozos tomando 2 sondeos de la zona Sur, central y Este-Noreste del bloque. El principal nivel de interés de la secuencia QUI 4 se halla al tope de la misma, coincidiendo con el techo expuesto y dolomitizado de las bioconstrucciones en la zona central y que hacia el sur y este-noreste grada a litologías de arenas. Se aprecia notablemente el aumento en la porosidad efectiva sobre este nivel, mostrado a partir del perfil “PHIEDOL”; y también coincidente con una deflectancia de la curva de potencial espontáneo (SP), indicando posiblemente buena permeabilidad asociada.

A diferencia de la secuencia Quintuco 1, se puede apreciar como los niveles dolomitizados de esta secuencia si presentan una gran continuidad lateral a lo largo de todo el campo. Por su parte, los niveles arenosos siguen demostrando una distribución en geometrías tipo “parches”, haciéndose presentes mayoritariamente hacia el Este del bloque (Fig. 66).

Este nivel presentó rastros de hidrocarburos en prácticamente toda el área, siendo de carácter fresco para la zona central y tanto fresco como seco en la zona noreste. Las cantidades son variables, desde escasos y aislados hasta impregnación parcial a total por ejemplo en los sondeos Cx-1 y Ce-2. Por su parte, la unidad se encuentra punzada en cuatro pozos del bloque (Cx-1; Ea-2; NEa-4; NEx-2), ensayando en todos los casos 100% de petróleo (Véase Anexo, tabla 2). Además, la energía del reservorio parecería ser de muy buenas condiciones dados los niveles de ascenso indicados en los análisis de terminación a partir de punzados, principalmente para Ea-2 y NEa-4, donde el petróleo ascendió 1000 m para el primero, y 1700 m para el segundo.

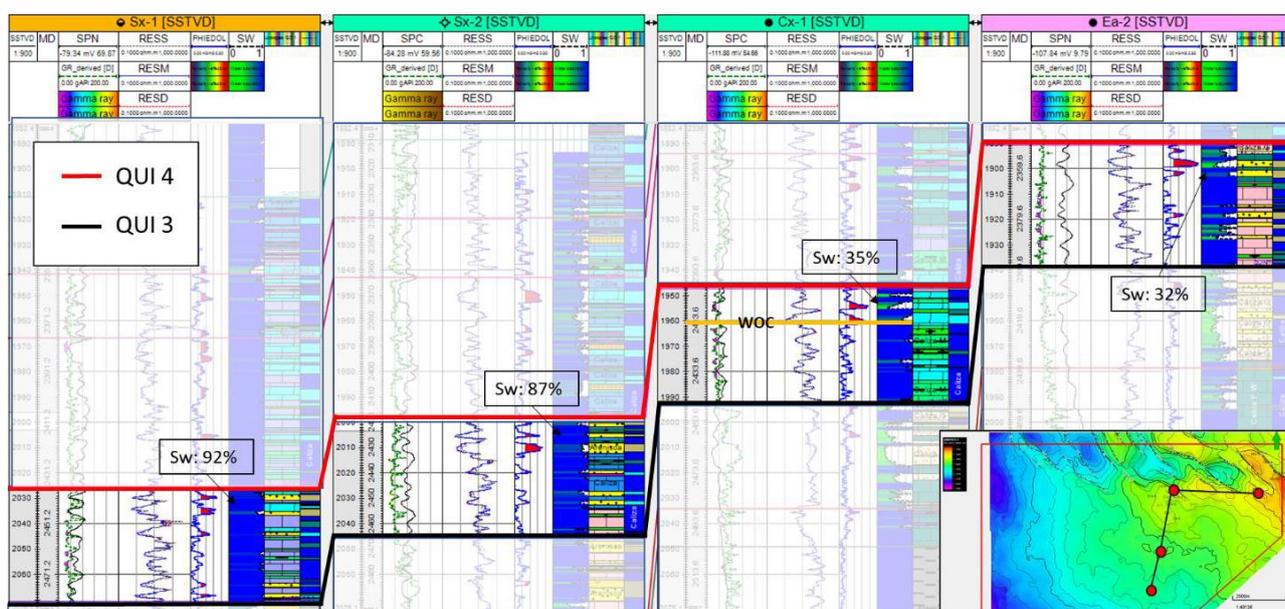


Figura 65. Corte estructural S/SO – N/NE siguiendo el nivel reservorio del tope de la secuencia Quintuco 4. Se aprecia la variación de la curva de Sw en base a la estructura del bloque, demostrando valores muy altos para las zonas estructuralmente bajas, e inferiores para las zonas situadas más altas estructuralmente, y por ende cargadas en mayor medida de hidrocarburos producto de migración lateral.

La gran continuidad lateral reflejada a partir de los mapas isópacos, lleva a suponer una conexión hidráulica entre las distintas zonas del campo. La curva de saturación de agua verifica lo mencionado, demostrando valores muy altos para las zonas estructuralmente bajas, e inferiores para las zonas situadas más altas estructuralmente, y por ende cargadas en mayor medida de hidrocarburos producto de migración lateral. Los 2 pozos situados en la zona Sur del campo, a pesar de demostrar niveles de areniscas calcáreas con altas porosidades, reflejan en las curvas de saturación de agua valores muy altos, por lo que su producción sería de un gran porcentaje de agua por sobre petróleo, como bien ocurrió en Sx-1 (Fig. 65). Lo mismo ocurre para la mayoría de los pozos de la zona central, donde únicamente los 2 pozos que se encuentran levemente más altos estructuralmente dentro de esta zona (Cx-1 y C-4) presentan bajos valores de S_w , estando estos posiblemente más cargados en hidrocarburos. Esto se puede demostrar con el análisis de terminación de Cx-1, que demostró una producción de 100% de petróleo para este nivel. Las mayores acumulaciones de hidrocarburos se hallarían atrapados principalmente en trampas combinadas estructurales-estratigráficas con cierres contra fallas pertenecientes a la faja de deformación con fallas en *echelón*.

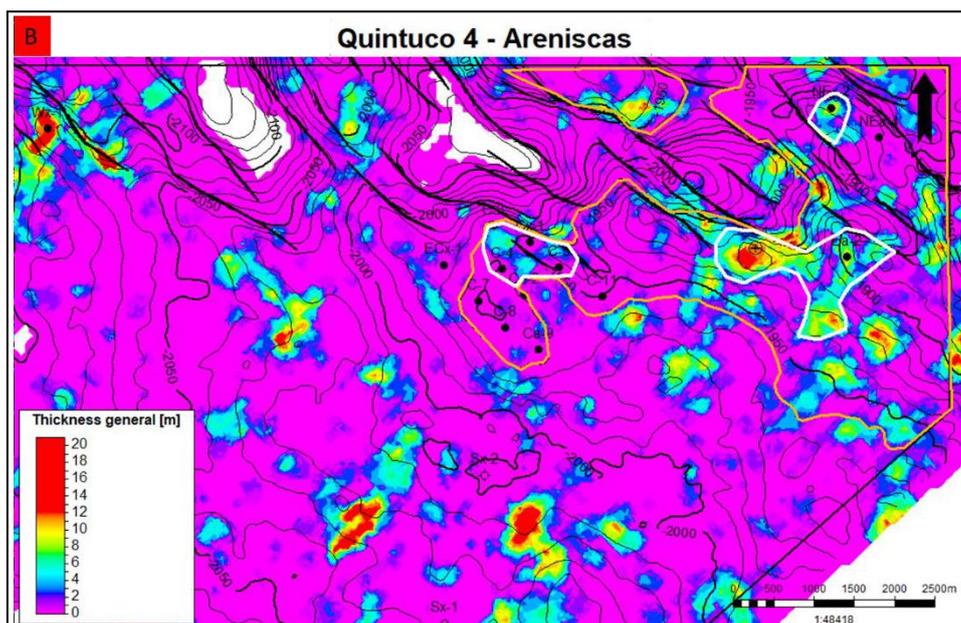
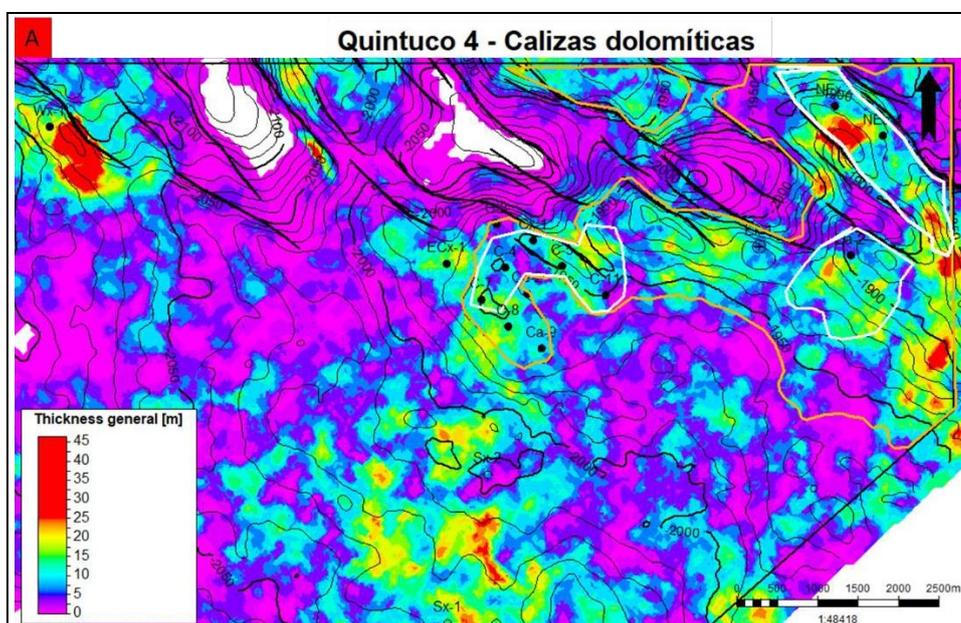
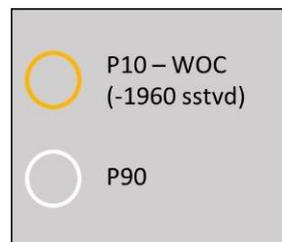


Figura 66. Mapa estructural al tope de la secuencia Quintuco 4, superpuesto a mapas isópacos de facies con potencial de acumulación de hidrocarburos. A: facies de calizas dolomíticas. B: facies de areniscas. El polígono naranja delimita la cota donde se interpreta el contacto agua-petróleo (-1960 msnm), y definido a partir del pozo Cx-1. Los polígonos blancos representan posibles áreas de acumulación de hidrocarburos producto de trampas combinadas estructurales-estratigráficas con cierres contra fallas pertenecientes al echelón. La determinación de estos últimos se verificó con ensayos de terminaciones que han producido petróleo en diferentes pozos.



El análisis de mapas isópacos de facies de areniscas y calizas dolomíticas, el mapa estructural para el tope de la secuencia, y principalmente el estudio de la S_w de este nivel en cada punto de control, lleva a considerar un posible contacto agua-petróleo, o bien un nivel de cota a partir del cual esta secuencia comenzaría a producir petróleo a -1960 msnm (sstvd), marcado en las figuras 66a y b con línea naranja, y que se toma como referencia del área de mínima probabilidad de ocurrencia (P10). Por su parte, las áreas de máxima probabilidad de ocurrencia (P90), corresponden a los polígonos blancos de las figuras 66a y b, y coinciden con aquellas áreas que contienen a los pozos que ya han manifestado producción de hidrocarburos por parte de esta secuencia. El resto de los parámetros de la ecuación del cálculo de volumen de petróleo *in situ* para esta unidad se muestran en la tabla 7.

OOIP Secuencia Quintuco 4					
	Porosidad (ϕ_e)	So	Espesor neto [m]	Área [km ²]	Bo
Datos	0,15	0,52	1,67	9,25	1,15
Previsión OOIP [Mm ³]	1047,8				

Tabla 7. Cálculo determinístico de previsión de volumen de petróleo *in situ* para la secuencia Quintuco 4.

De esta manera, el análisis probabilístico a partir de la simulación de Montecarlo exhibe un volumen total de petróleo *in situ* para la secuencia Quintuco 4 con una certeza del 90%, de 2.350.368 m³, de los cuales 734.899 m³ se acotan a las áreas más pequeñas que fueron marcadas, y presentan un 90% de probabilidad de ocurrencia. Por otro lado, son 2.174.914 m³ aquellos que se distribuirían sobre el área máxima tomada (por encima del contacto agua-petróleo), y que poseen un 10% de probabilidad de ocurrencia (Fig. 67).

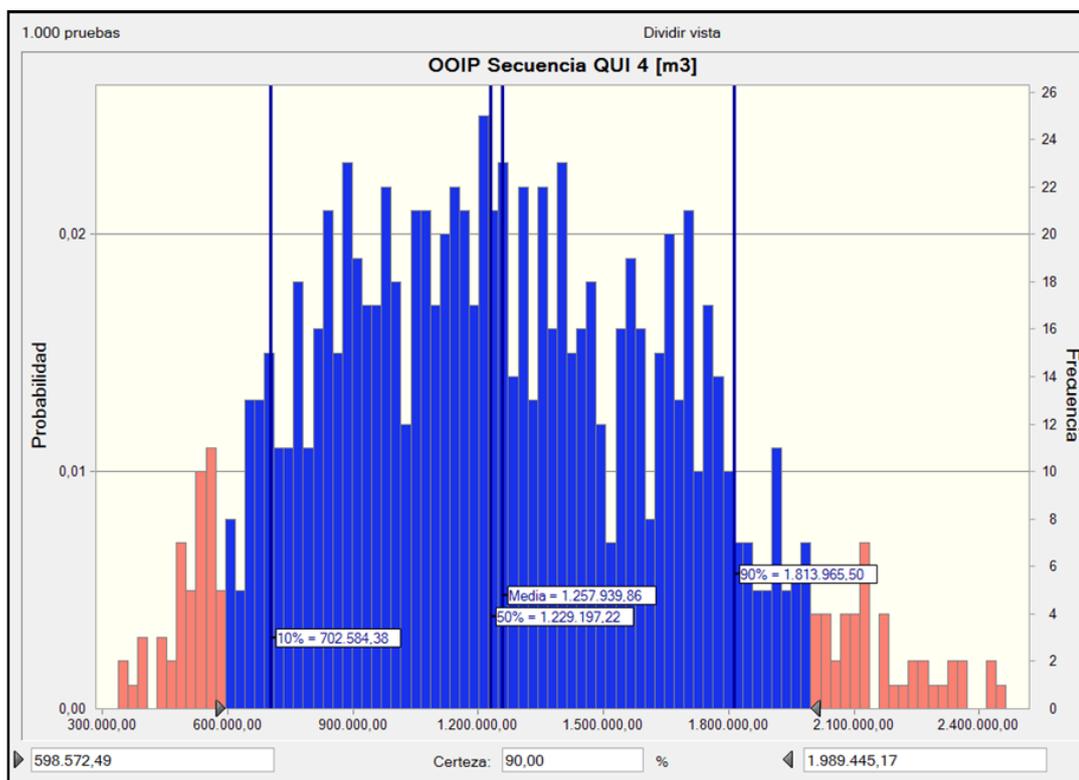


Figura 67. Cálculo probabilístico de volumen de petróleo *in situ* calculado para la secuencia Quintuco 4 según el método de simulación de Montecarlo a partir de los parámetros petrofísicos establecidos en base a datos de pozo.

El potencial hidrocarburífero de esta secuencia en el área de estudio se muestra prometedor para la producción de petróleo. Las características petrofísicas ubican a estas calizas dolomíticas y arenas como reservorios más convencionales que los vistos en la secuencia Quintuco 1, y que no requerirían necesariamente de estimulaciones hidráulicas para su producción.

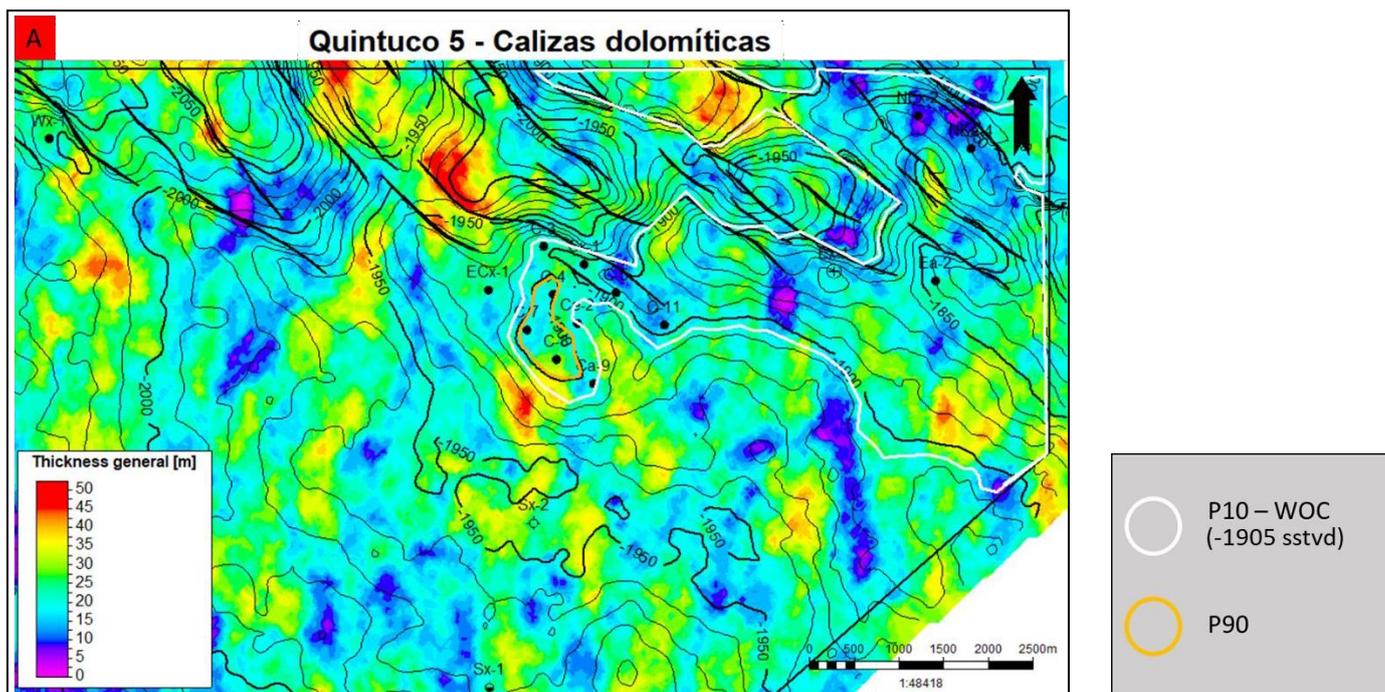
El comportamiento de los fluidos en esta secuencia se asemeja mucho más a un sistema petrolero convencional, siendo las zonas este-noreste las más optimistas de acumulaciones de hidrocarburos producto de migración de petróleo desde las zonas estructuralmente más bajas, pero no dejando de considerar a la zona central como productora.

6.2.1.c QUINTUCO 5

La secuencia Quintuco 5 es aquella de mayor potencia dentro del área de estudio, y con la particularidad de no presentar un nivel de interés determinado. La heterogeneidad que demuestra el sistema carbonático con depósitos de calizas de distinta litología (mudstone, wackestone, packstone y grainstone) permite observar reservorios tanto en la base como en el techo de la secuencia. Además, el ambiente sedimentario determinado como sabkha le otorga una gran cantidad de niveles anhidríticos intercalados a las facies reservorio de calizas dolomitizadas, que actuarían como sellos verticales y permitiendo así la acumulación de hidrocarburos en distintos sectores del campo (Fig. 68). Por su parte, el modelo paleoambiental refleja como las facies clásticas de areniscas gradualmente ya van desapareciendo hacia esta secuencia, por lo que las principales facies reservorio las constituyen las calizas diagenizadas.

Los rastros de hidrocarburos exhibidos en el *cutting* demuestran un carácter sobre todo fresco, pero también seco en las zonas estructuralmente más altas. Por su parte, las cantidades son variables, siendo desde puntuales y aislados hasta impregnación en el sondeo C-4. En cuanto a ensayos de terminación y reparación realizados hasta el momento, esta secuencia se encuentra punzada en los sondeos C-7, Ea-2 y Sx-1, y fracturada hidráulicamente en C-9, pero manifestando un mayor porcentaje de agua en la mayoría de los casos (Véase Anexo, tabla 3).

La heterogeneidad del sistema y la particularidad de la falta de un nivel reservorio el cual se pueda seguir a lo largo de todo el campo dificulta el hecho de poder establecer con certeza un contacto agua-petróleo. Sin embargo, se estima que este podría ubicarse para esta secuencia en los -1905 msnm (sstvd), y conformando a partir de allí el área de mínima probabilidad de ocurrencia, o P10 (Fig. 68).



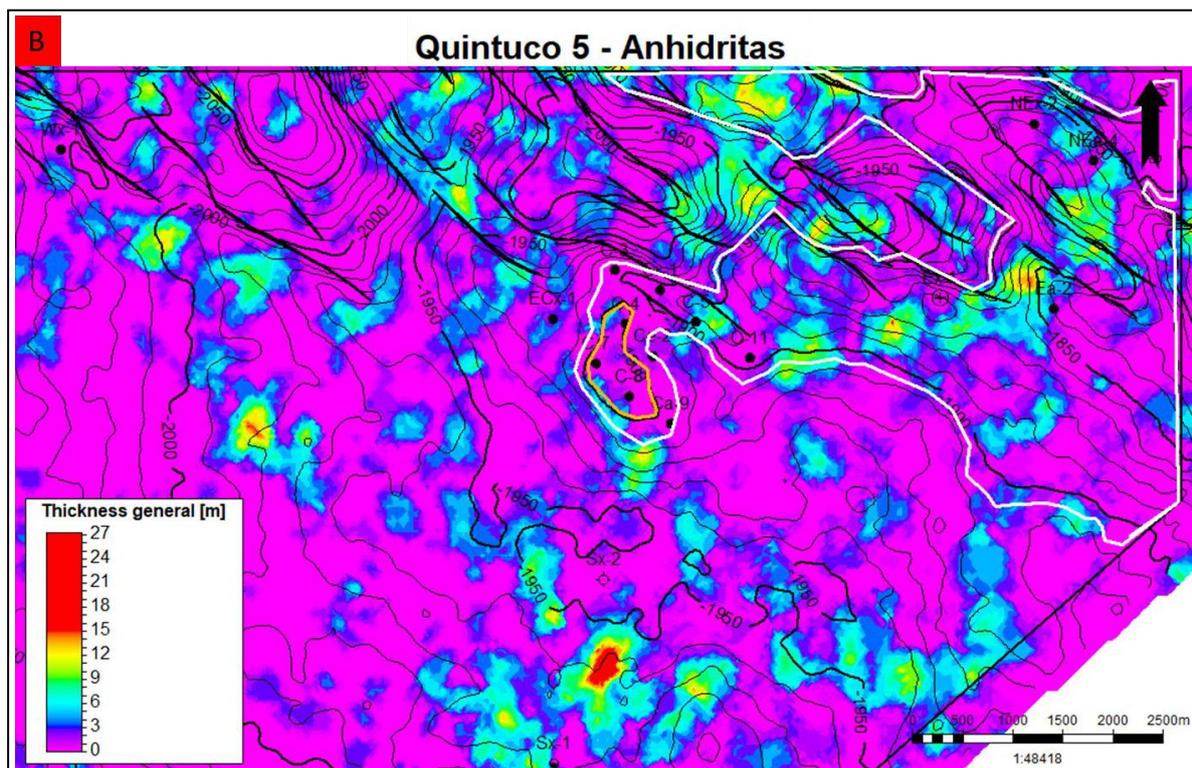


Figura 68. Mapa estructural al tope de la secuencia Quintuco 5, superpuesto a mapas isópacos de facies reservorio (calizas dolomitizadas) y facies con potencial de generar sellos verticales (anhidritas). A: facies de calizas dolomíticas. B: anhidritas. El polígono blanco delimita la cota donde se interpreta el contacto agua-petróleo (-1900 msnm), definido a partir del pozo Ce-2. El polígono naranja representa el área P90.

Las propiedades petrofísicas de esta secuencia reflejan características pobres, en reservorios que en la mayoría de los casos presentarían una calidad *tight*, con porosidades efectivas inferiores al 12 % y que necesitarían de estimulaciones hidráulicas para su producción. No obstante, se destaca cómo los *net pays* presentan interesantes espesores, promediando más de 2 m, y como consecuencia generando un optimismo en términos de potencial hidrocarburífero. El resto de los parámetros utilizados para el cálculo volumétrico *in situ* se pueden observar en la tabla 8.

El análisis probabilístico a partir de la simulación de Montecarlo exhibe un volumen total de petróleo *in situ* para la secuencia Quintuco 5 con una certeza del 90%, de 3.800.454 m³, de los cuales 1.071.268 m³ se acotan a las áreas más pequeñas que fueron marcadas, y presentan un 90% de probabilidad de ocurrencia. Por otro lado, son 3.398.149 m³ aquellos que se distribuirían sobre el área máxima tomada (por encima del contacto agua-petróleo), y que poseen un 10% de probabilidad de ocurrencia (Fig. 69).

OOIP Secuencia Quintuco 5					
	Porosidad (ϕ_e)	So	Espesor neto [m]	Área [km ²]	Bo
Datos	0,11	0,5	2,2	14	1,15
Previsión OOIP [Mm ³]	1476,3				

Tabla 8. Cálculo determinístico de previsión de volumen de petróleo *in situ* para la secuencia Quintuco 5.

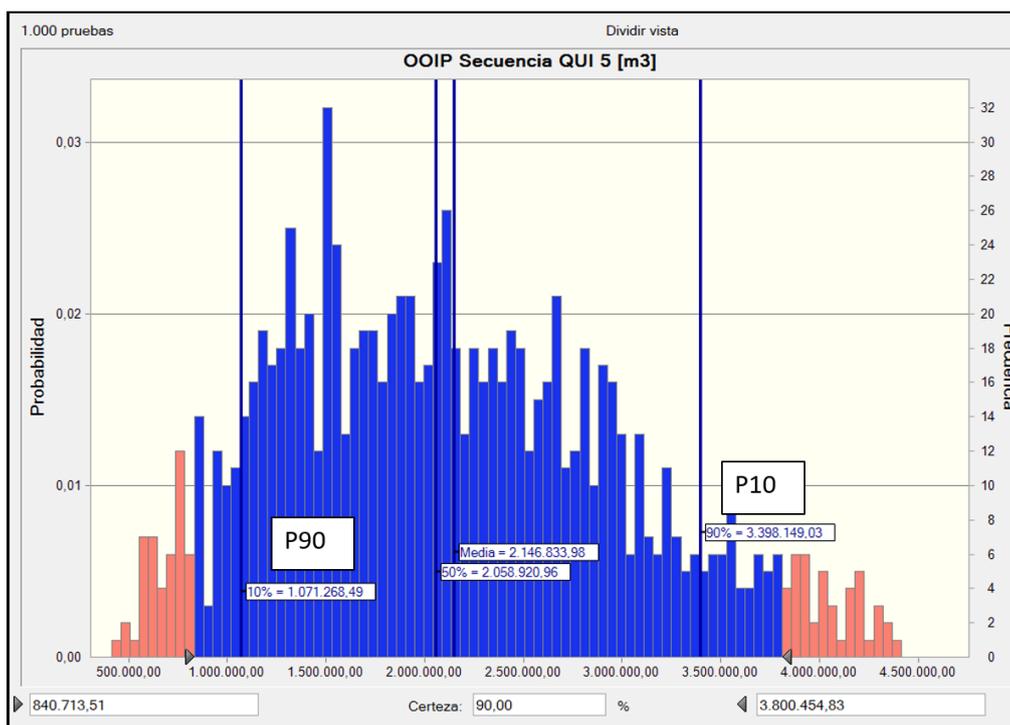


Figura 69. Cálculo probabilístico de volumen de petróleo *in situ* calculado para la secuencia Quintuco 5 según el método de simulación de Montecarlo a partir de los parámetros petrofísicos establecidos en base a datos de pozo.

De esta manera, se puede apreciar como esta secuencia, a pesar de demostrar valores inferiores en cuanto a porosidad efectiva y saturación de petróleo promedio que la secuencia Quintuco 4, el hecho de poseer un interesante espesor de facies reservorio ($> 2\text{m}$) a lo largo de todo el bloque, conlleva al resultado final de un potencial hidrocarburífero mayor, con volúmenes de petróleo que duplicarían los de la secuencia subyacente. La gran diagénesis producto de dolomitización sufrida por las calizas en esta secuencia, generan que la variable de espesor neto sea aquella con la mayor dispersión, y consecuentemente se refleje sobre una diferencia notable entre los valores de volumen obtenidos como P10 y P90.

6.2.1.d QUINTUCO 6

La secuencia Quintuco 6 presenta muchas similitudes respecto a la secuencia subyacente en términos de distribución areal de facies de interés económico. Sin embargo, su espesor es mucho menor, y los niveles anhidríticos pierden significancia, siendo discontinuos y con espesores de no más de 4 m; haciéndose presentes una mayor cantidad de capas de arcilitas debido al comienzo de condiciones más húmedas durante la depositación de la misma. Las calizas de esta secuencia presentan texturas más bien arenosas, y que han sufrido dolomitización que le otorga un gran número de niveles con características petrofísicas de reservorio en la mayoría de los sondeos.

Los datos de *cutting* reflejan manifestaciones de hidrocarburos tanto frescos y secos en varios sondeos del bloque, llegando a impregnaciones totales de roca en los pozos Ce-2 y C-4. Por otro lado, los ensayos de terminaciones y reparaciones realizados en los sondeos C-7, Cx-1, C-9, y C-11 demuestran producciones relativamente altas de agua para los segundos, pero con 60% y 49% de petróleo respectivamente para los primeros, siendo estos los situados estructuralmente más alto (Véase Anexo, tabla 4).

Se estima que el contacto agua petróleo se podría ubicar en los -1890 msnm, y conformando a partir de allí el área de mínima probabilidad de ocurrencia, o P10 (Fig. 70). Por otro lado, la respuesta de perfiles eléctricos de todos los sondeos de la zona central y los antecedentes de punzados, lleva a considerar al P90 sobre el sector central del bloque.

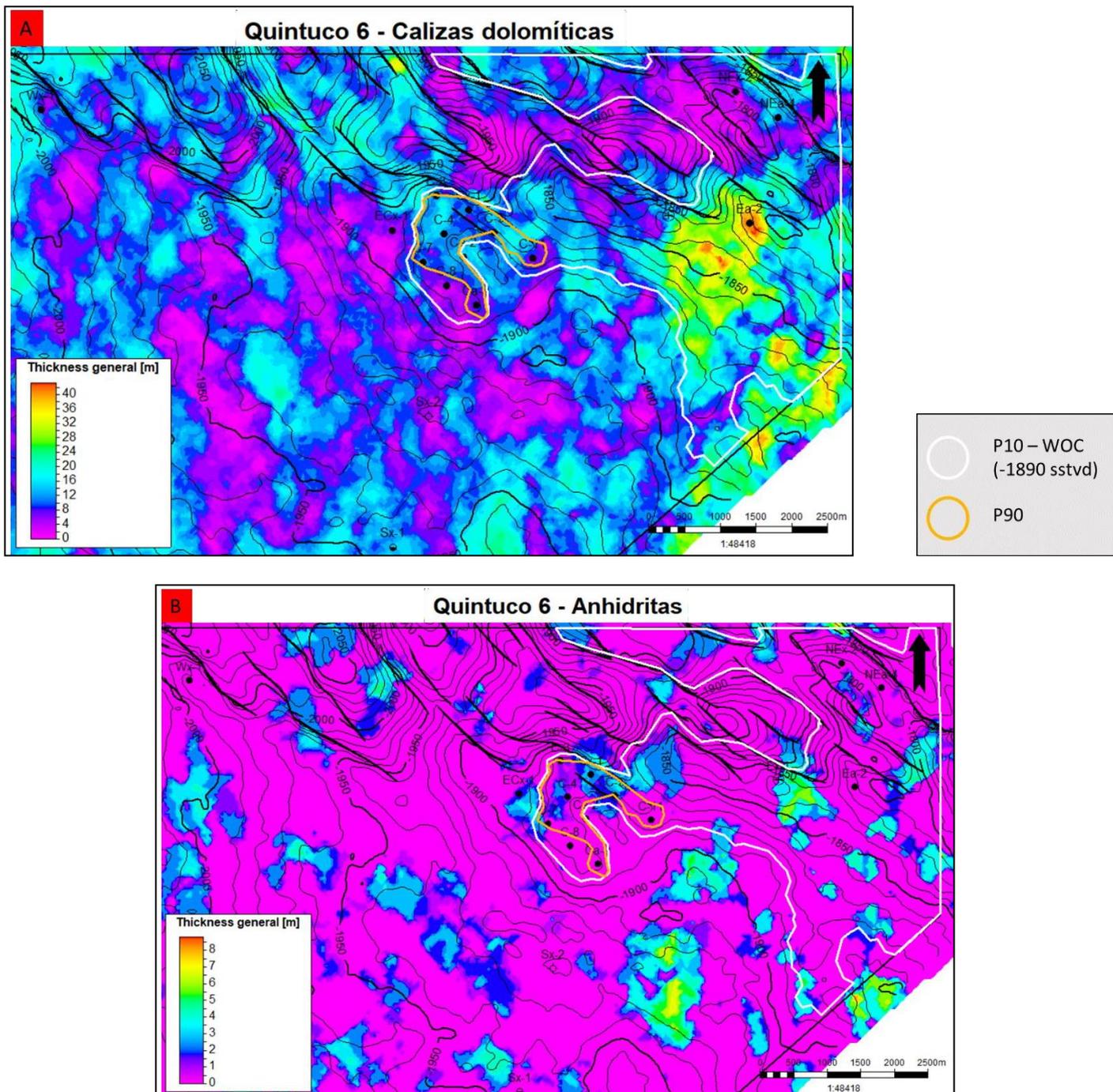


Figura 70. Mapa estructural al tope de la secuencia Quintuco 6, superpuesto a mapas isópacos de facies reservorio (calizas dolomitizadas) y facies con potencial de generar sellos verticales (anhidritas). A: facies de calizas dolomíticas. B: anhidritas. El polígono blanco delimita la cota donde se interpreta el contacto agua-petróleo (-1890 msnm), definido a partir del pozo Ce-2. El polígono naranja representa el área P90.

Los parámetros utilizados para el cálculo volumétrico *in situ* de esta secuencia se pueden observar en la tabla 9. Se aprecia, además de una porosidad efectiva de 13%, un excelente valor promedio de espesor neto, con más de 2 m, y siendo de esta manera, aquella variable con mayor influencia sobre el cálculo volumétrico.

El análisis probabilístico a partir de la simulación de Montecarlo exhibe un volumen total de petróleo *in situ* para la secuencia Quintuco 6 con una certeza del 90%, de 1.990.385 m³, de los cuales 615.591 m³ se acotan a las áreas más pequeñas que fueron marcadas, y presentan un 90% de probabilidad de ocurrencia. Por otro lado, son 1.816.108 m³ aquellos que se distribuirían sobre el área máxima tomada (por encima del contacto agua-petróleo), y que poseen un 10% de probabilidad de ocurrencia (Fig. 71).

OOIP Secuencia Quintuco 6					
	Porosidad (ϕ)	So	Espesor neto [m]	Area [km ²]	Bo
Datos	0,13	0,49	2,13	9,5	1,15
Previsión OOIP [Mm ³]	1124,7				

Tabla 9. Cálculo determinístico de previsión de volumen de petróleo *in situ* para la secuencia Quintuco 6.

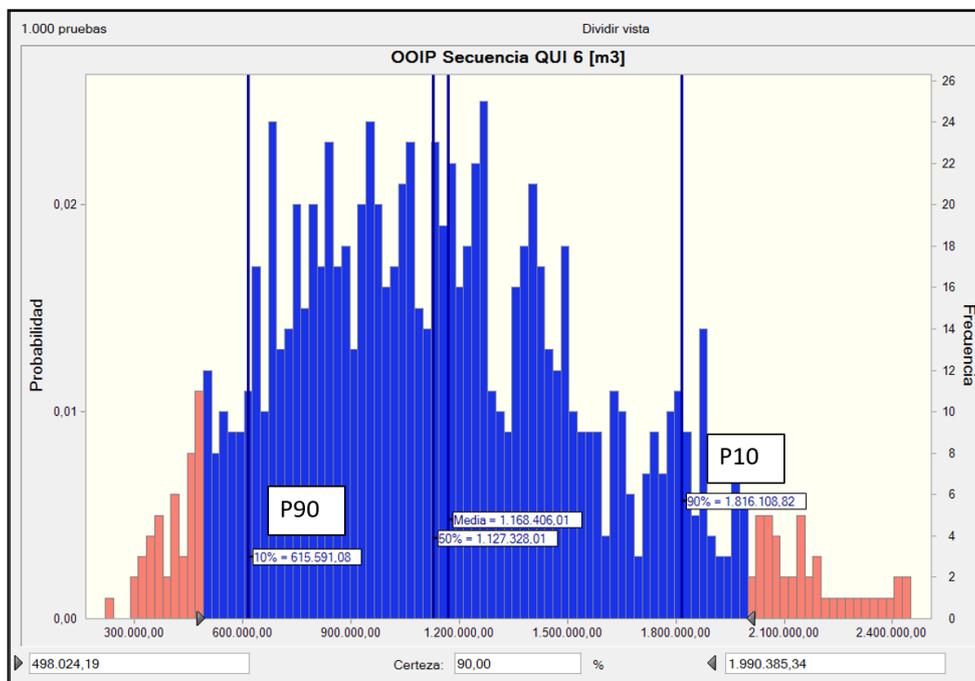


Figura 71. Cálculo probabilístico de volumen de petróleo *in situ* calculado para la secuencia Quintuco 6 según el método de simulación de Montecarlo a partir de los parámetros petrofísicos establecidos en base a datos de pozo.

6.2.2. PROPUESTA DE TRABAJOS DE WORKOVER SOBRE POZOS EXISTENTES EN EL ÁREA DE ESTUDIO

La gran heterogeneidad del sistema carbonático presente en el área de estudio, permite observar la gran variación lateral y vertical de facies consideradas como reservorio. Tanto las facies de calizas dolomitizadas como las areniscas, presentan una distribución muy heterogénea que genera en la mayoría de las secuencias, zonas de posible acumulación de hidrocarburos en cuerpos de geometrías tipo “parches”, y que coinciden con la ubicación de muchos de los pozos ya existentes en el área. El efecto en mayor o menor medida del proceso de diagénesis sobre las calizas, permite el hallazgo de reservorios de propiedades petrofísicas del tipo convencional o bien del tipo *tight oil*. De esta manera, se plantea desde el presente trabajo, proponer trabajos de reparaciones/*workover* sobre varios sondeos en las secuencias Quintuco 1, 4, 5 y 6, con el objetivo de generar nuevos incrementales de producción de hidrocarburos. Además, se procura sumar información para aumentar el conocimiento de las mismas, y que podría llegar a permitir el planteo de nuevas propuestas de pozos en próximos trabajos.

Como bien demuestran los volúmenes de *OOIP* calculados en la sección 6.2.1, las secuencias Quintuco 1, 5 y 6 presentan un mayor potencial hidrocarburífero sobre el sector central del bloque, constituyéndose los reservorios de facies de calizas principalmente arenosas para la primera y de calizas dolomíticas para las segundas, con sellos verticales de anhidrita y laterales por cierres contra falla. La secuencia Quintuco 4, por otro lado, al presentar un comportamiento más convencional, con migración de hidrocarburos hacia las zonas estructuralmente más altas, y a lo que se le suma un mayor contenido de material clástico (areniscas calcáreas), presenta un mayor potencial hidrocarburífero sobre el sector este y noreste de la concesión.

Si bien existen varios antecedentes de punzados que producen petróleo desde los niveles dolomíticos de la sección Inferior-Media de la Fm. Quintuco, utilizando tres pozos que han tenido una historia de producción de uno a más de tres años en conjunto con la unidad de Sierras Blancas (Ea-2, NEx-2 y NEa-4), se creó una curva de producción tipo para las facies reservorio de la Fm. Quintuco. Esta curva representaría la producción promedio esperada para los niveles dolomíticos una vez realizado un trabajo de *workover*. El promedio establecido entre los tres pozos, arroja un valor de caudal inicial de $10\text{m}^3/\text{día}$ y recuperando una acumulada total de 9.8 Mm^3 (9800 m^3), teniendo en cuenta el factor de declinación en función del tiempo (Fig. 72). Cabe destacar que las curvas de los pozos NEa-4, NEx-2 y Ea-2 ilustran únicamente a la producción generada desde el nivel reservorio localizado al tope de la secuencia Quintuco 4, compuesta hacia estos sectores con aporte de material clástico (Fig. 73); es por eso que, en caso de punzados a realizarse sobre niveles netamente dolomíticos, cabe la posibilidad de esperar una acumulada total algo inferior.

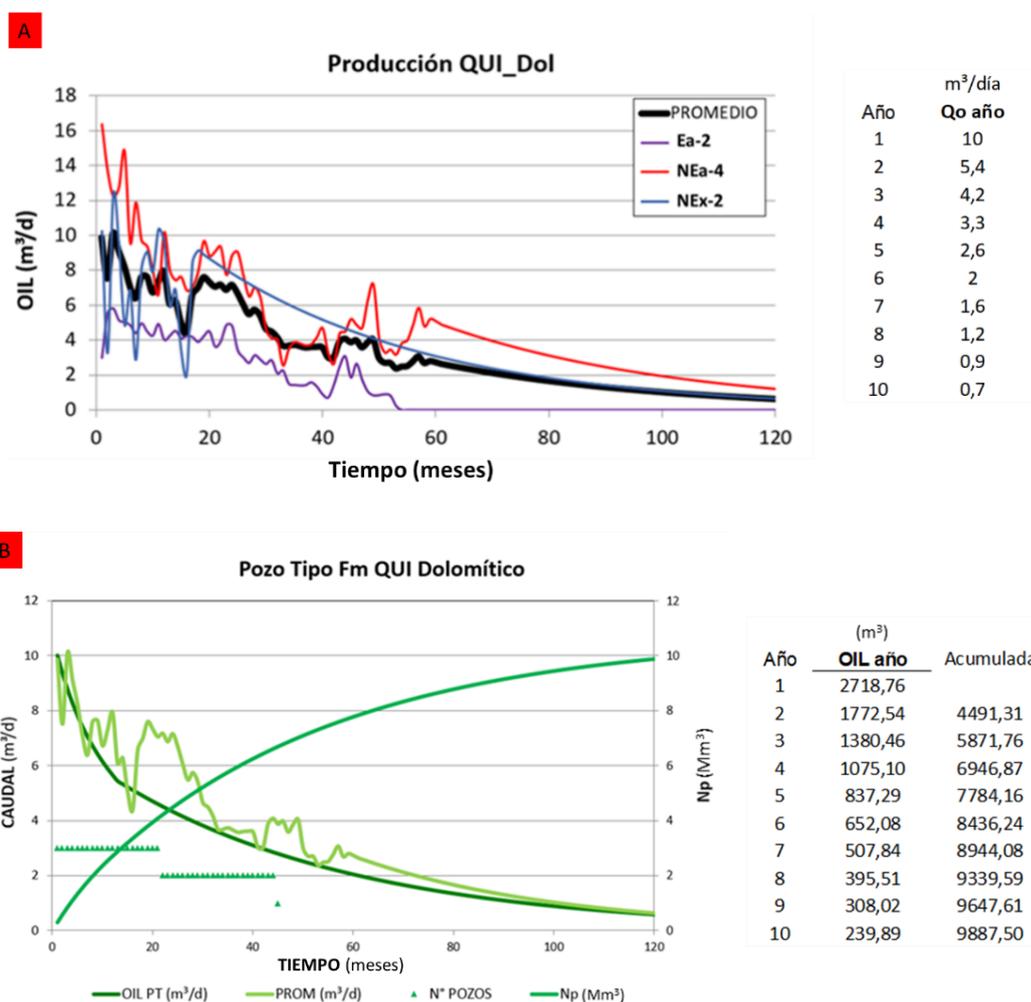


Fig. 72. A) curvas de producción de petróleo de tres pozos representativos del bloque de estudio con una historia de producción de más de tres años a partir de facies dolomíticas de la Fm. Quintuco; el promedio arrojaría un valor de producción inicial de $10\text{m}^3/\text{día}$ y declinándose en función del tiempo. B) curva de producción promedio para las facies dolomíticas de la Fm. Quintuco, representativa de un pozo tipo, que, tras un trabajo de *workover*, comenzaría a producir inicialmente un promedio de $10\text{m}^3/\text{día}$ (OIL PT), declinándose ese valor en función del tiempo, pero generando una acumulada total de 9.8 Mm^3 (Np) en un periodo de aproximadamente 10 años (120 meses).

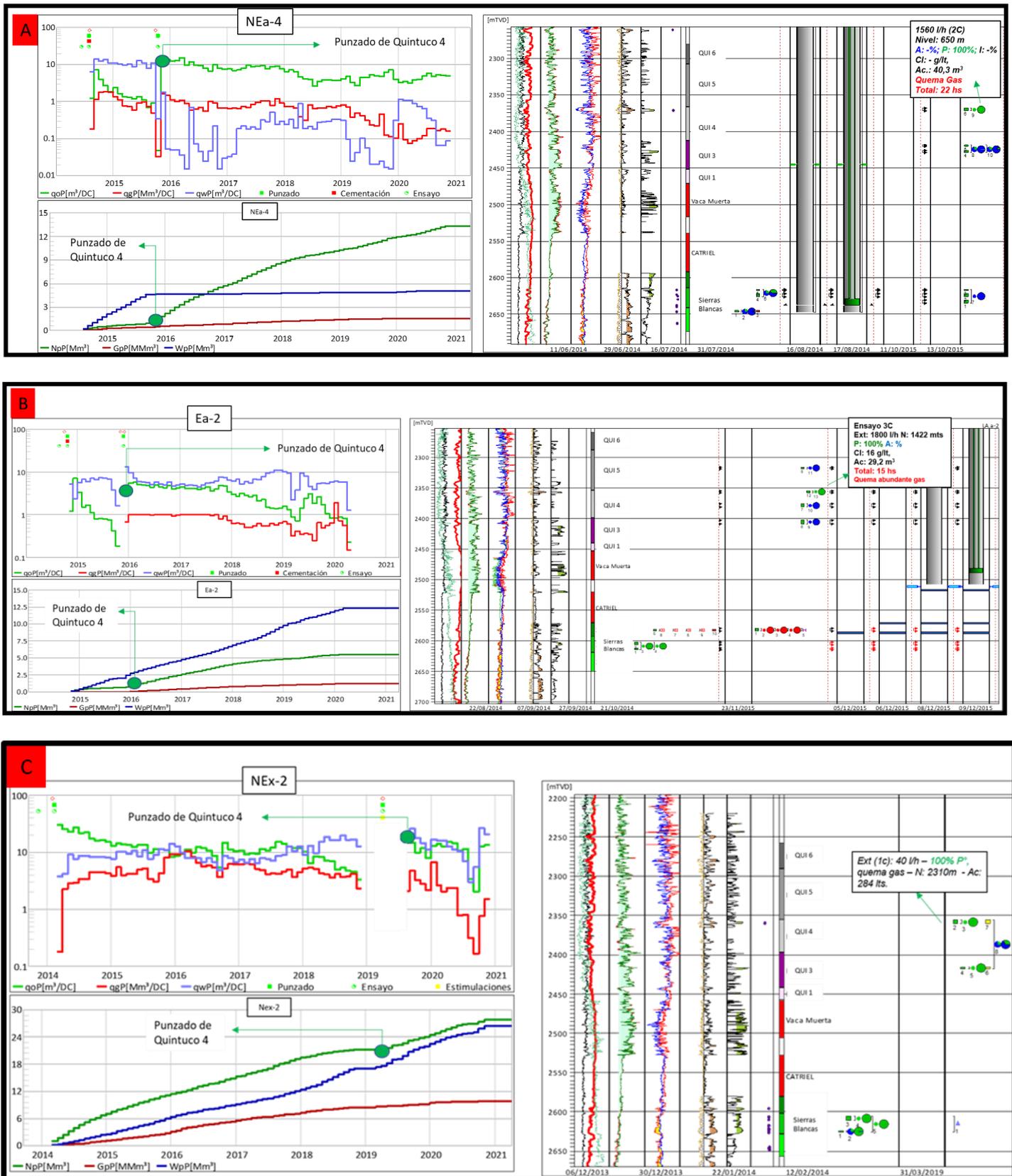


Figura 73. A: historia de producción del pozo NEa-4; B: historia de producción del pozo Ea-2; C: historia de producción del pozo NEx-2. En los tres casos se aprecia cómo un *workover* realizado al tope de la secuencia Quintuco 4, y manifestando 100% de producción de petróleo, mejora los caudales de producción y disminuye el factor de declive, estirando la vida útil de los pozos.

Los volúmenes de petróleo esperados por acumular a partir de cada propuesta de *workover* fueron estimados siguiendo la ecuación de EUR^2 o N_p , agregándose el parámetro de factor de recobro (FR) a la fórmula de *OOIP*. Tomando en consideración el tipo de reservorio con el que nos encontramos, compuesto de facies carbonáticas-arenosas, un petróleo con graduaciones API variables entre 24° y 30° y un mecanismo de drenaje que según análisis realizados por la empresa a partir de ensayos PVT desde testigos corona extraídos en el sondeo Wx-1, estima ser por gas disuelto para el área de estudio, los factores de recobro variarían entre un 7 y 14 %.

$$EUR = \frac{Hu \times A \times \emptyset_e \times S_o}{Bo} \times FR$$

Donde,

EUR: producción de petróleo que se espera acumular [m^3].

FR: factor de recobro [%].

A: área [m^2].

Hu: espesor útil o *net pay* [m].

\emptyset_e : porosidad efectiva [%].

Bo: factor volumétrico de petróleo [adimensional].

En este caso, el área es un parámetro que se halla constituido al suponer un radio de drenaje que conforma una circunferencia desde la ubicación del pozo. De esta manera, en el presente trabajo, con el objetivo de poder generar una ventana de respaldo sobre las estimaciones de volúmenes recuperables calculados, para cada *workover* propuesto, fueron generadas dos curvas de producción (EUR). Teniendo en cuenta todos los parámetros petrofísicos que clasifican los niveles reservorio y dos radios de drenaje supuestos; una curva plantearía un escenario más prometedor a partir del mayor radio de drenaje estimado, y otra representaría un escenario menos prometedor utilizando un radio de drenaje más conservador (Fig. 74).

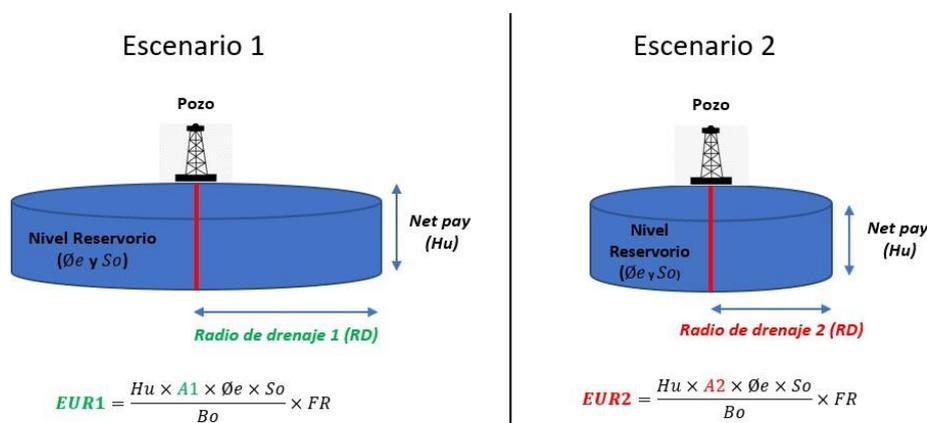


Fig. 74. Metodología de cálculo de volúmenes recuperables de petróleo para cada propuesta de *workover*. Para cada nivel reservorio, con características petrofísicas (\emptyset_e y S_o) y espesor neto definidos, se plantean dos escenarios teniendo en cuenta los radios de drenaje estimados.

²EUR: "Estimated ultimate recovery". Aproximación volumétrica de cantidad de petróleo o gas potencialmente recuperable o ya recuperado de una reserva o pozo.

Además, para cada punzado propuesto sobre los diferentes pozos, se evaluó un riesgo o probabilidad de ocurrencia, influenciada en base al análisis que concierne a la continuidad de los reservorios, posición estructural respecto a antecedentes de punzados, espesor útil y características petrofísicas (S_o y \varnothing_e).

El escenario a prospectar plantea que las facies de interés económico y consideradas como posibles reservorios presentan en la mayoría de los casos una distribución en geometrías tipo “parches”, por lo que se considerarían menores radios de drenaje a partir de cada pozo productor, pero con mayores factores de recobro. En aquellas secuencias donde las facies demuestren mayores continuidades, en conjunto con características petrofísicas óptimas para la migración lateral de hidrocarburos, el radio de drenaje considerado será mayor, aunque con mayor grado de incertidumbre de extracción, y por ende un menor factor de recobro estimado.

6.2.2.a QUINTUCO 1

Si bien queda reflejado en el Anexo, tabla 1 como varios sondeos del campo exhiben sobre esta secuencia propiedades petrofísicas óptimas como para considerarse reservorios de interés, principalmente *tight*, son escasos los pozos que casualmente coinciden con niveles reservorio en parches dolomíticos o bien arenosos que presentan buena dimensión areal, y así permitiendo acumular cantidades de petróleo que se asemejen a la curva de producción de un pozo tipo para la Fm. Quintuco. En este caso, si bien los pozos Ca-9, Ce-2 y ECx-1 demuestran las mejores condiciones petrofísicas, se plantea que los pozos que aportarían la mayor cantidad acumulada de petróleo serían los sondeos ECx-1 y C-7 (Tabla 10). La ubicación de ambos pozos coincidiría con parches dolomíticos y de calizas arenosas respectivamente para este nivel, a lo que se le suma una posición estructural supuesta por encima de un *spill point* en una estructura mayor con cierre contra falla. Así, se puede apreciar como ambos pozos son muy propensos a presentar cantidades importantes de petróleo acumuladas, entrampados en trampas combinadas estructurales-estratigráficas (Figs. 75, 76 y 77).

Propuestas

Propuestas de <i>workover</i> - Secuencia Quintuco 1											
Pozo	Facies	Net Pay [m]	\varnothing_e [%]	S_o [%]	Factor de recobro [%]	Radios de drenaje [m]	Q_i [m ³ /día]	EUR [Mm ³]	Período	Tipo de reservorio	Riesgo [%]
ECx-1	Cal Dol	3	15	53	10	200 - 350	4,1 - 9	2,6 - 7,9	7 años	Convencional	50
C-7	Cal G - Are	4	11	50	10	150 - 350	2 - 8	1,3 - 7,6	6 años	Tight	50

Tabla 10. Propuestas de *workover* realizadas para la secuencia Quintuco 1. Los valores rojos y verdes hacen referencia a un escenario conservador y otro más optimista, respectivamente.

La posición estructural cercana del pozo ECx-1 respecto a las fallas del echelón, hace suponer que la alta porosidad efectiva registrada sea producto de fisuras sobre las calizas arenosas, y que le otorgarían, además, buena permeabilidad asociada. De esta manera, teniendo en cuenta todos los parámetros petrofísicos que clasifican a este nivel reservorio, se estima que un trabajo de *workover* sobre esta capa, teniendo en cuenta un factor de recobro del 10% y un radio de drenaje que variaría entre los 200 y 350m punzando, aportaría un volumen de entre 2,6 y 7,9 Mm³ de petróleo acumulado en un periodo de aproximadamente 7 años, teniendo en consideración el factor de declinación (Fig. 76).

Por otro lado, el pozo C-7, a pesar de sus propiedades petrofísicas de peor calidad, su apreciable espesor neto y sello vertical compuesto de 1,5 m de arcilita, permite que las acumuladas de petróleo estimadas a partir de un trabajo de *workover* sobre este pozo se asemejen a las del sondeo ECx-1. El pozo C-7 sería capaz de incorporar teniendo en cuenta un factor de recobro del 10% y un radio de drenaje que variaría entre los 150 y 350m, un volumen de entre 1,3 y 7,6 Mm³ de petróleo acumulado, en un periodo aproximadamente de 6 años que comenzaría con un caudal inicial de producción de entre 2 a 8 m³/día (Fig. 77).

Teniendo en cuenta la discontinuidad de estos reservorios (constituyéndose de parches tanto dolomíticos como de facies de areniscas), la falta de antecedentes de producción sobre este nivel, su posición estructural y sus características petrofísicas; las propuestas de trabajos de *workover* plasmadas sobre esta secuencia se esperan con una chance de éxito del 50% en términos de los resultados calculados.

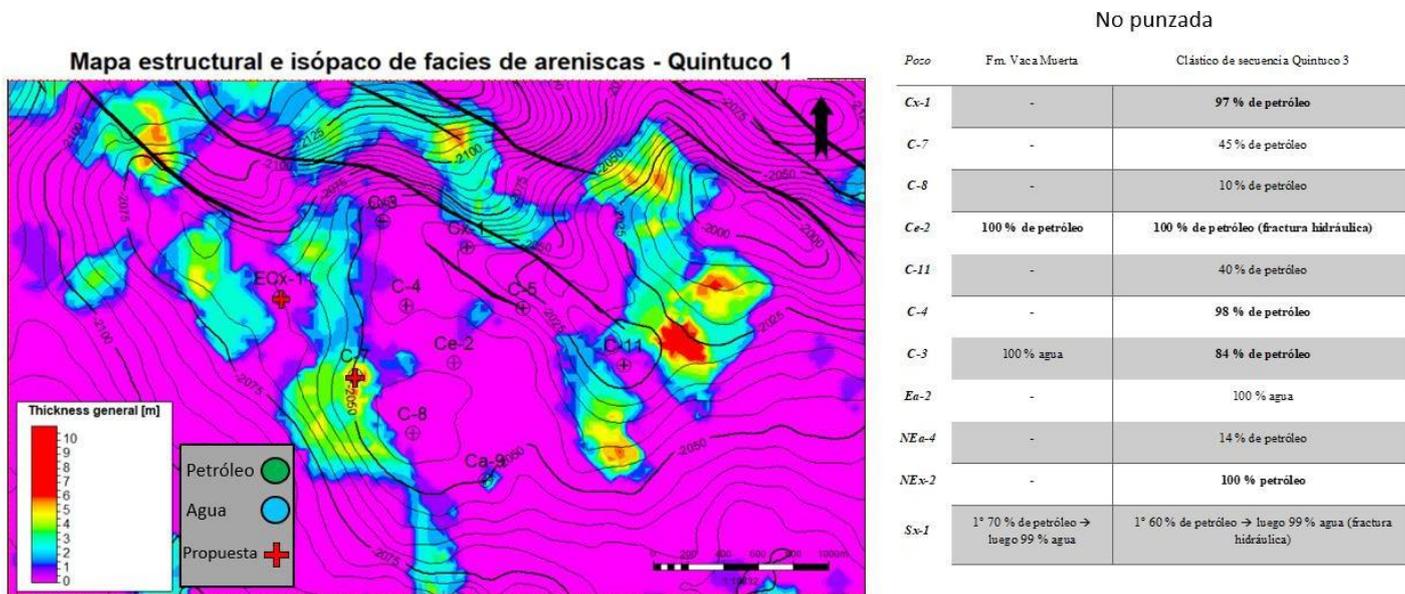


Figura 75. Pozos propuestos para la realización de trabajos de *workover* para la secuencia Quintuco 1. Se aprecia como esta unidad no presenta antecedentes de punzado, sin embargo, si se ha punzado el nivel clástico superior (Quintuco 3) y la unidad subyacente (Fm. Vaca Muerta). Los pozos propuestos coinciden con parches de calizas dolomíticas (ECx-1) y areniscas (C-7) de buena dimensión areal y posición estructural que permite inferir petróleo entrampado en trampas combinadas.

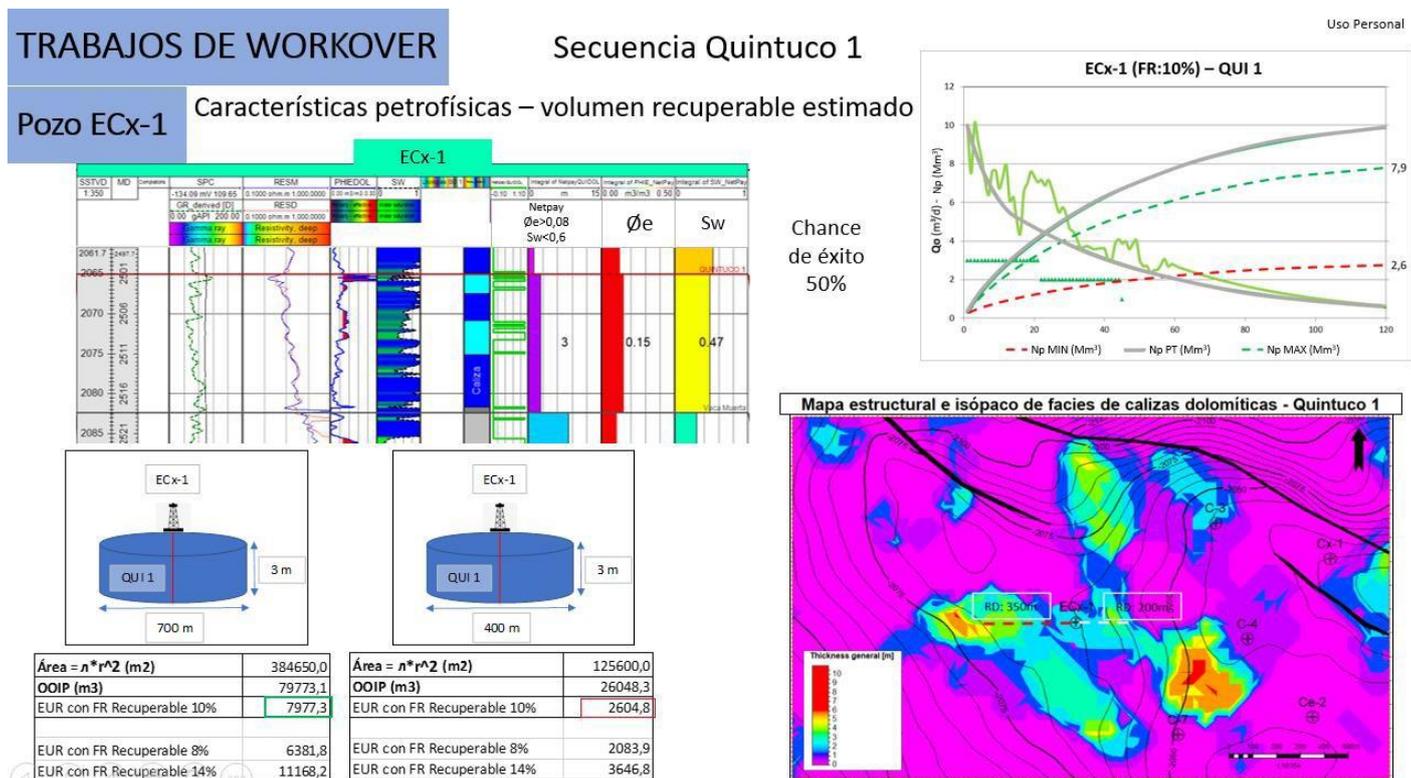


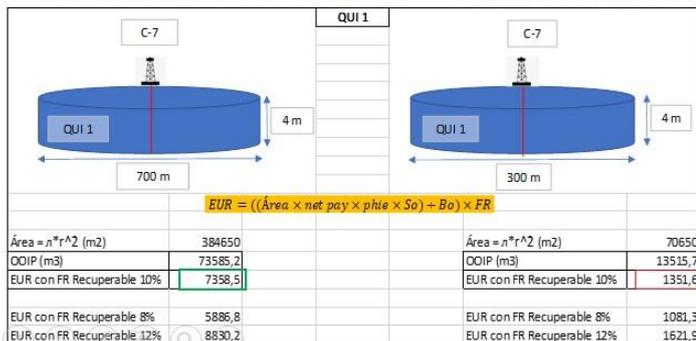
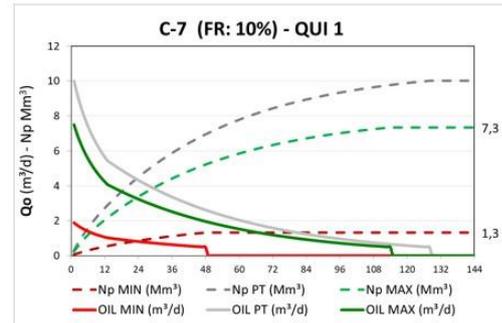
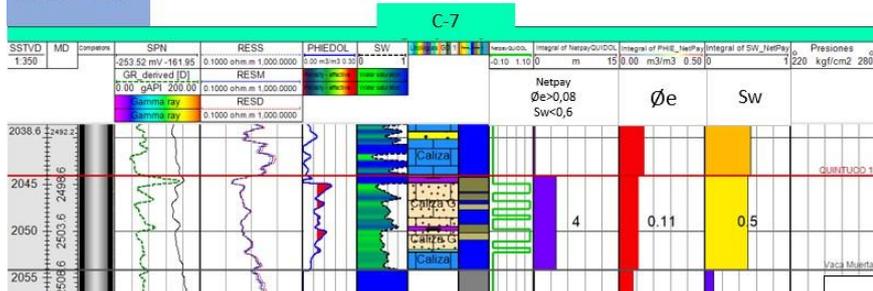
Figura 76. Propuesta de *workover* para la secuencia QUI 1 sobre el pozo ECx-1. Cálculo de EUR estimado con un factor de recobro del 10%.

TRABAJOS DE WORKOVER

Secuencia Quintuco 1

Pozo C-7

Características petrofísicas – volumen recuperable estimado



Chance de éxito 50%

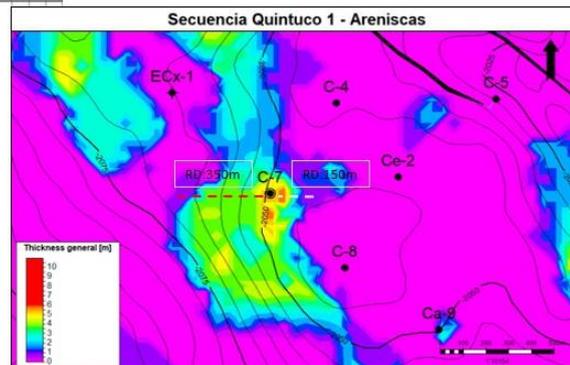


Figura 77. Propuesta de *workover* para la secuencia QUI 1 sobre el pozo C-7. Cálculo de EUR estimado con un factor de recobro del 10%.

6.2.2.b QUINTUCO 4

El principal reservorio identificado para esta secuencia se corresponde con el tope de los cuerpos de biohermos que presentan una orientación en sentido predominante SSO/NNE a O/E. La continuidad de este nivel a lo largo de todo el bloque, permite inferir un comportamiento de los fluidos que se asemeja mucho más a un sistema petrolero convencional, siendo las zonas este-noreste las más optimistas de acumulaciones de hidrocarburos producto de migración lateral de petróleo desde las zonas estructuralmente más bajas, pero no dejando de considerar a la zona central del campo como posible productora, principalmente sobre los pozos situados sobre altos estructurales (Fig. 78). Como bien queda reflejado en el Anexo, tabla 2, las propiedades petrofísicas de este nivel reservorio lo clasifican como de buena calidad, con porosidades efectivas que promedian el 15% y S_o del 52% en todo el bloque, constituido por facies dolomíticas sobre el sector central, y por sedimentos arenosos sobre el sector este-noreste.

A diferencia del sector central, actualmente la zona este-noreste del bloque no presenta una densidad de pozos tal como para, a pesar de poseer el mayor potencial, poder proponer trabajos de *workover*. La escasa cantidad de sondeos ya se encuentran en su mayoría punzados sobre el nivel más significativo de esta secuencia, produciendo en todos los casos 100% de petróleo (NEx-2, Nea-4 y Ea-2). Por su parte, los dos pozos restantes (Ex-1 y NExp10) no poseen datos crudos que permitan corroborar la posible productividad de este nivel sobre los mismos. Sin embargo, por ser esta zona del bloque aquella con mayor potencial hidrocarburífero para la secuencia Quintuco 4, por su posición estructural y espesor de facies dolomíticas, en este caso *net gross* corroborado, se propone desde el presente trabajo, avanzar con el estudio de estos reservorios en los pozos restantes, así como también en sondeos futuros que se propongan con objetivo Sierras Blancas (Fig. 79).

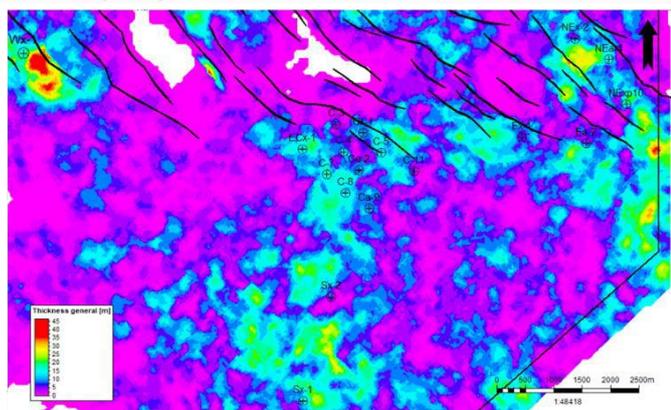
De esta manera, se propone la realización de trabajos de *workover* sobre 2 pozos del sector central (C-7 y C-4). Antecedentes de punzados sobre el tope de esta secuencia se tornan a los pozos Cx-1 y Ca-9, donde se ve como la posición estructural tiene una interesante influencia sobre la producción de petróleo. El pozo Ca-9,

situado estructuralmente por debajo, manifiesta 100% de producción de agua, mientras que el pozo Cx-1, situado estructuralmente más alto y en cercanías a la falla orientada ONO-ESE del echelón, ha manifestado 100% de petróleo (Fig. 80).

Se identificaron 4 niveles reservorio principales al tope de esta secuencia (Nivel A, B, C y D) que demuestran buena continuidad lateral sobre este sector (Fig. 81). Por su parte, se aprecia en la figura 82, como los pozos propuestos a punzar en el presente trabajo (C-7 y C-4), se ubican levemente por debajo estructuralmente respecto al sondeo Cx-1, aunque al pie de dos anticlinales.

Secuencia Quintuco 4

Mapa isópaco de facies de calizas dolomíticas - Quintuco 4



Mapa estructural al tope de la secuencia Quintuco 4

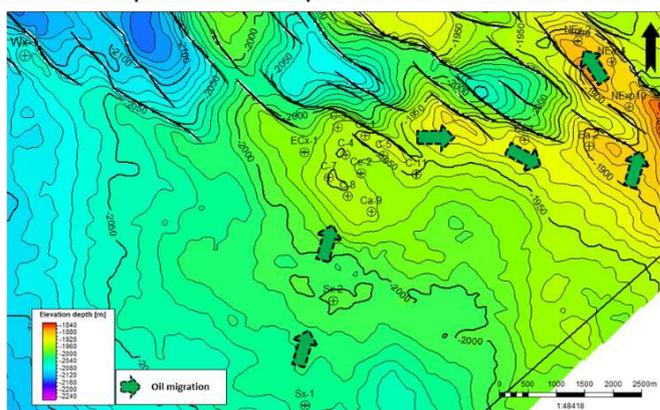
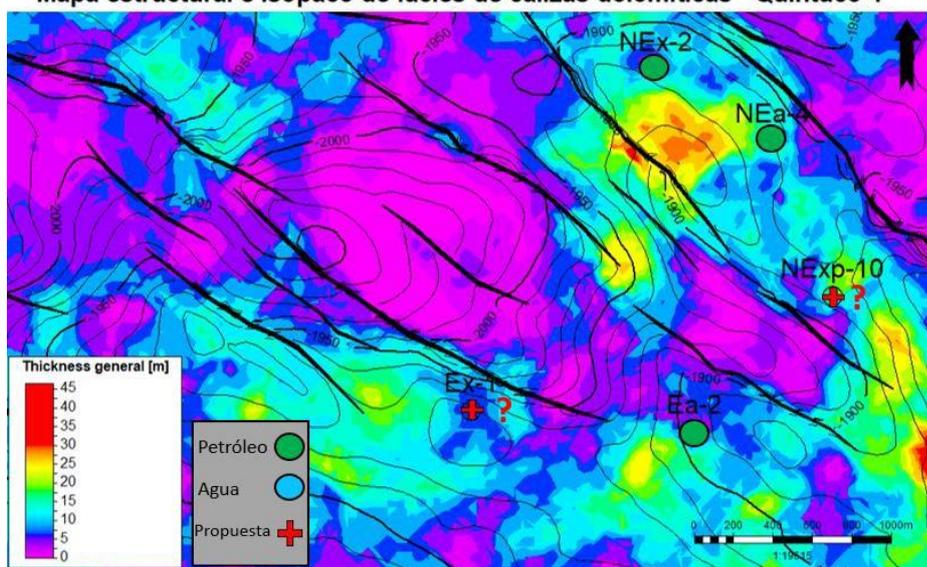


Figura 78. Izquierda: mapa isópaco de facies de calizas dolomíticas para la secuencia QUI 4. Se aprecia la orientación SSO/NNE a O/E de los cuerpos de biohermos. Derecha: mapa estructural al tope de la secuencia QUI 4. La flecha verde indicaría la dirección de migración de petróleo hacia las zonas estructuralmente más alta siguiendo las bioconstrucciones, generando acumulaciones de petróleo hacia el sector central, y principalmente hacia el E/NE de la concesión.

PROPUESTAS WORKOVER SECTOR ESTE-NORESTE – Secuencia Quintuco 4

Mapa estructural e isópaco de facies de calizas dolomíticas - Quintuco 4



NEX-2

Ext (1c): 40 l/h – 100% P°,
 quema gas – N: 2310m – Ac: 284 lts.

NEa-4

1560 l/h (2C)
 Nivel: 650 m
 A: -%; P: 100%; I: -%
 Cl: - g/l,
 Ac.: 40,3 m³
Quema Gas
Total: 22 hs

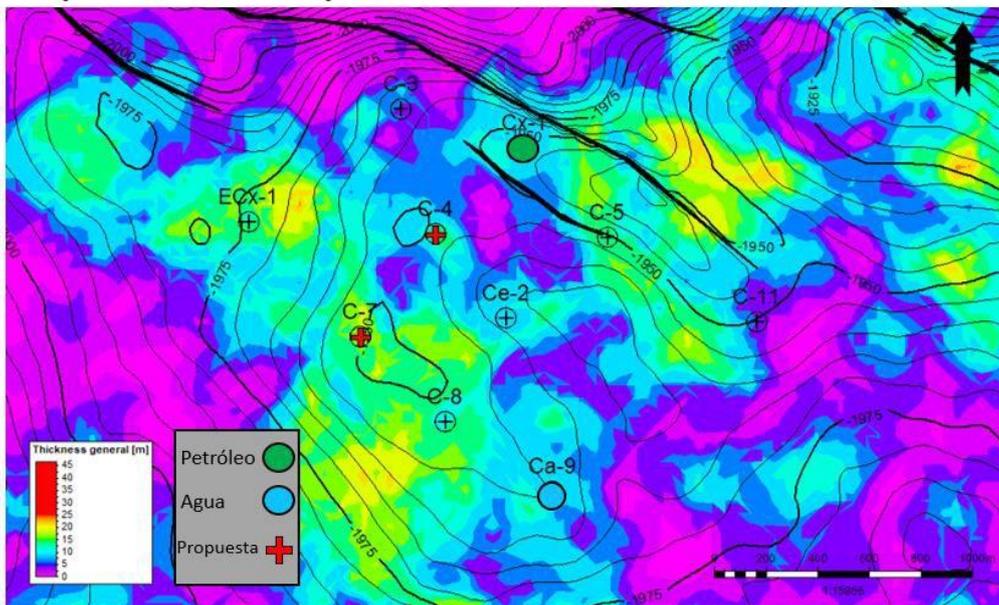
Ea-2

Ensayo 3C
 Ext: 1800 l/h N: 1422 mts
 P: 100% A: %
 Cl: 16 g/l,
 Ac: 29,2 m³
Total: 15 hs
Quema abundante gas

Figura 79. Pozos propuestos para futuras investigaciones de la secuencia Quintuco 4 en el sector E-NE, con el fin de poder establecer alguna propuestas de reparaciones sobre los mismos debido al gran potencial hidrocarburífero de esta secuencia sobre este sector del bloque. Se aprecia como esta unidad presenta antecedentes de punzado (NEX-2, NEa-4 y Ea-2), manifestando en todos los casos 100% de petróleo.

PROPUESTAS WORKOVER SECTOR CENTRAL – Secuencia Quintuco 4

Mapa estructural e isópaco de facies de calizas dolomíticas - Quintuco 4



Cx-1

Ensayo
 Q: 600 l/h
 N: 1900
 A° 1% P° 99%
 Cl: 71 g/l
 Ac: 25.75 m3
 Ensayo 31 hs

Ca-9

Ensayo por pistoneo (39 hs): U/H (4C) 2750 lts/hs, 100% Agua vertido. Cl: 68 gr/Lts, PH:7. N:927 m. Quema Gas durante la carrera. Obs. rastros de Po. Ac: 94.5 m3 (de un total 166m3) 39 hs

Figura 80. Pozos propuestos para la realización de trabajos de *workover* para la secuencia Quintuco 4 sobre el sector central. Se aprecian los antecedentes de punzados sobre esta secuencia, ensayando 99% de petróleo para el pozo Cx-1 y 100% de agua para el pozo Ca-9.

TRABAJOS DE WORKOVER

PROPUESTAS SECTOR CENTRAL

Secuencia Quintuco 4

Corte estratigráfico pozos propuestos

QUINTUCO 4 — QUINTUCO 3 — Niveles propuestos ←

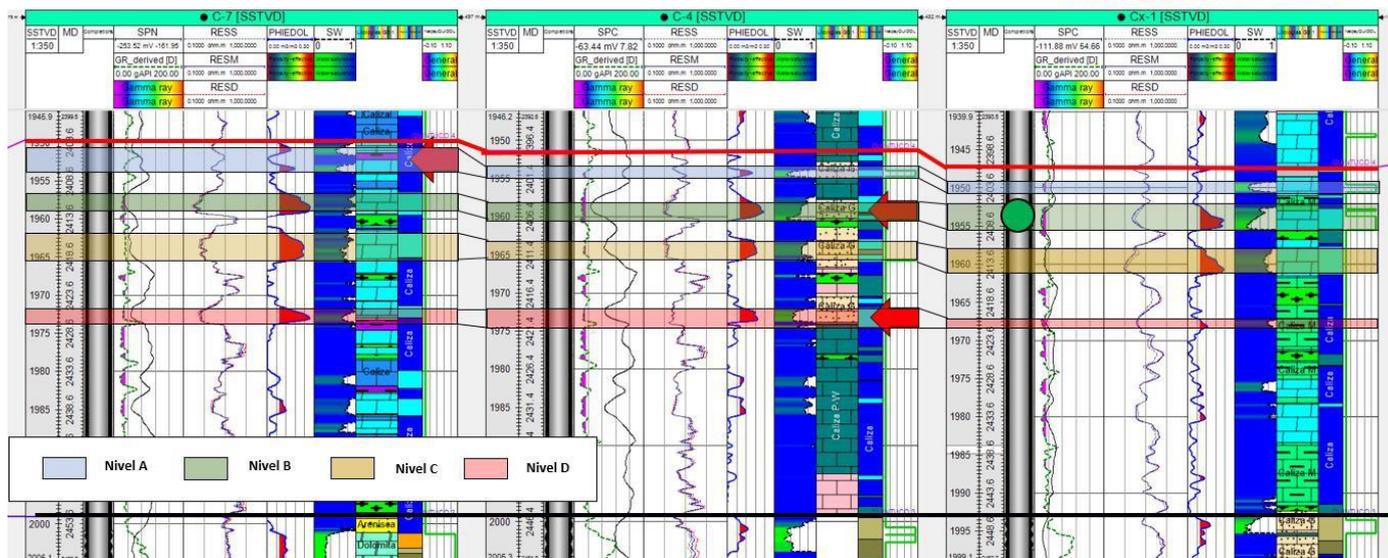


Figura 81. Corte estratigráfico SO-NE horizontalizado al tope de la secuencia Quintuco 3, representativo de los 4 niveles reservorio hallados al tope de la secuencia Quintuco 4 (Nivel A, B, C y D). Se aprecia cómo los 4 niveles reservorio presentan buena continuidad lateral, además de estar sellados verticalmente en la mayoría de los casos por espesas capas de anhidrita.

TRABAJOS DE WORKOVER

PROPUESTAS SECTOR CENTRAL

Secuencia Quintuco 4 Corte estructural pozos propuestos

QUINTUCO 4 —

QUINTUCO 3 —

Niveles propuestos ←

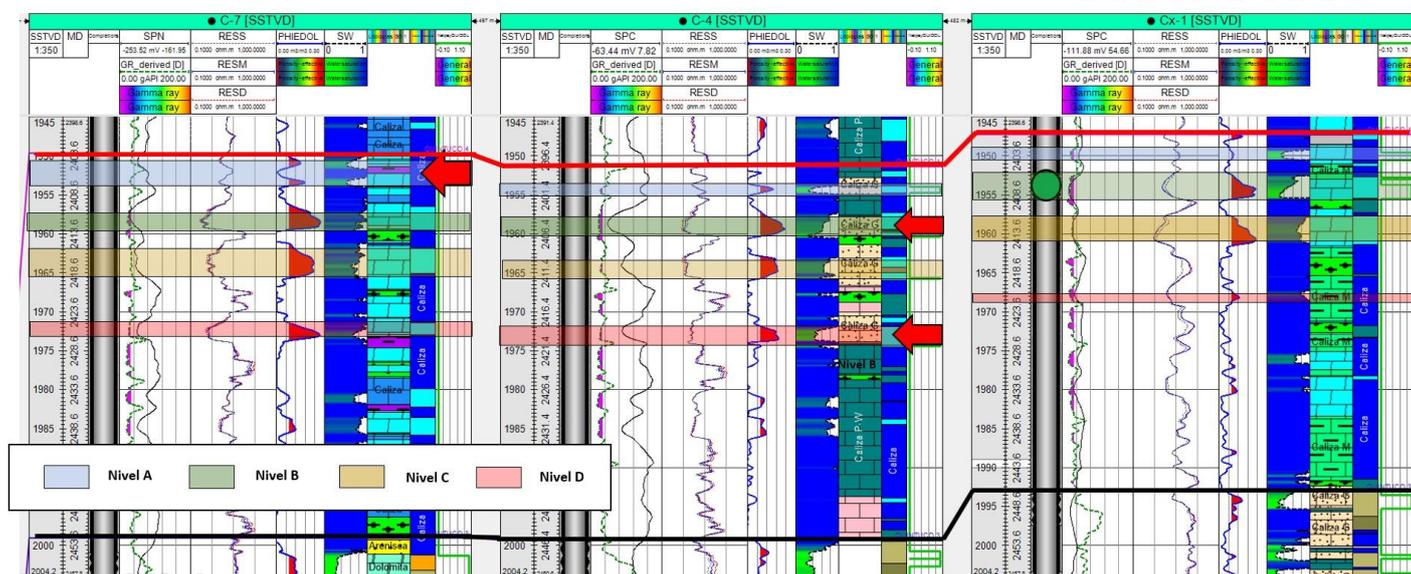
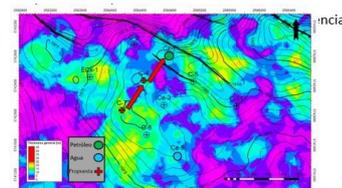


Figura 82. Corte estructural SO-NE representativo de la ubicación estructural de los niveles propuestos para la realización de trabajos de *workover* en los pozos C-7 y C-4 respecto al antecedente punzado en esta secuencia (Cx-1). Se aprecia como los niveles propuestos se ubican levemente por debajo estructuralmente del nivel ya punzado. Sobre el pozo C-4, se propone además un nivel D, sin antecedentes de producción en otro pozo, pero con muy buenas propiedades petrofísicas (ϕ_e y S_o), bajo un sello vertical compuesto por un nivel anhidrítico de 2,5 m de potencia.

Propuestas

Propuestas <i>workover</i> - Secuencia Quintuco 4												
Pozo	Nivel	Facies	Net Pay [m]	ϕ_e [%]	S_o [%]	Factor de recobro [%]	Radio de drenaje [m]	Q_i [m ³ /día]	EUR [Mm ³]	Período	Tipo de reservorio	Riesgo [%]
C-7	A	Cal Dol	1	14	46	10	200 - 400	2 - 6	1,3 - 5,2	6 años	Convencional	10
	B	Cal G	2	15	58	12	150 - 400	2,3 - 13	1,9 - 13,3*	8 años	Convencional	10
C-4	D	Cal G	1	17	52						Convencional	30

* 9,5 Mm³ corresponderían al nivel B; 3,8 Mm³ corresponderían al nivel D.

Tabla 11. Propuestas de *workover* realizadas para la secuencia Quintuco 4. Los valores rojos y verdes hacen referencia a un escenario conservador y otro más optimista, respectivamente. El aumento del factor de recobro a 12% para el pozo C-4, viene dado por la mejoría en cuanto a las propiedades petrofísicas que este presenta.

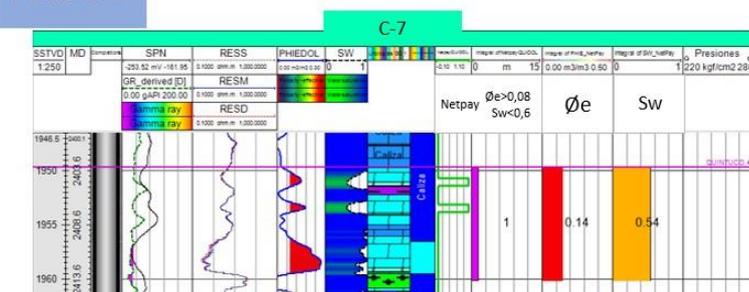
El nivel propuesto para el pozo C-7 se corresponde al nivel A. Como puede observarse en la figura 83, se subdividió en 2 niveles aislados por una capa de arcilita. De esta manera, se propone que el *workover* a realizar sobre este pozo, conste de una pequeña fractura hidráulica que logre generar un *bypass* de ambos niveles, permitiendo su producción en conjunto.

Por otro lado, el pozo C-4 no sólo posibilitaría un aumento de producción de petróleo desde el nivel ya punzado de la secuencia Quintuco 4 (nivel B), sino también a partir de un nivel inferior sellado verticalmente por un nivel anhidrítico de 3,5 m de espesor (nivel D). Cabe mencionar claro, que la probabilidad de ocurrencia de los volúmenes calculados será mucho mayor sobre el nivel B (P90) que sobre el nivel D, por haber comprobado el primero 100 % de petróleo en el sondeo Cx-1. En el caso del nivel inferior, no existen antecedentes de punzados que permitan verificar producción de petróleo alguna. No obstante, sus características petrofísicas permiten inferir que se considere como un buen nivel para realizar una reparación, con menor probabilidad de ocurrencia (P70), (Figs. 81 y 84).

TRABAJOS DE WORKOVER

Secuencia Quintuco 4

Pozo C-7 Características petrofísicas – volumen recuperable estimado



Nivel A
 Chance de éxito
 70%

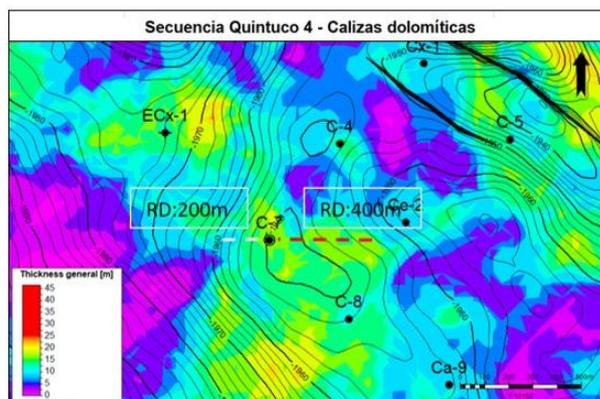
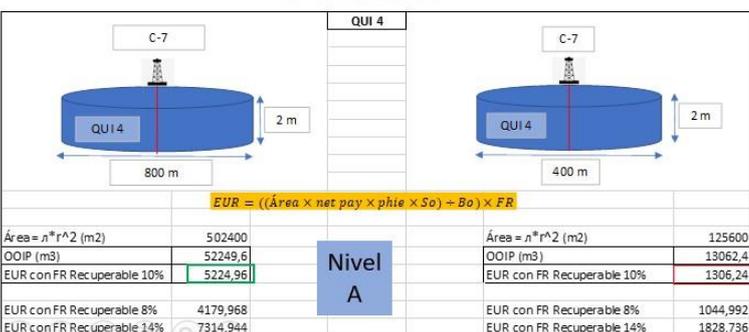
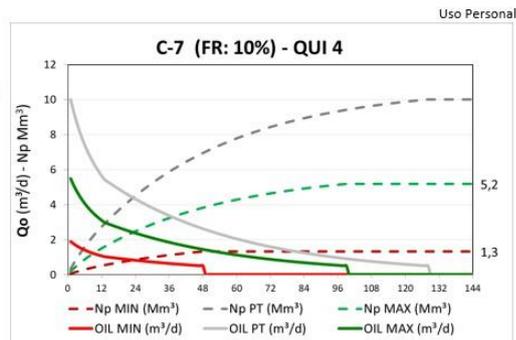
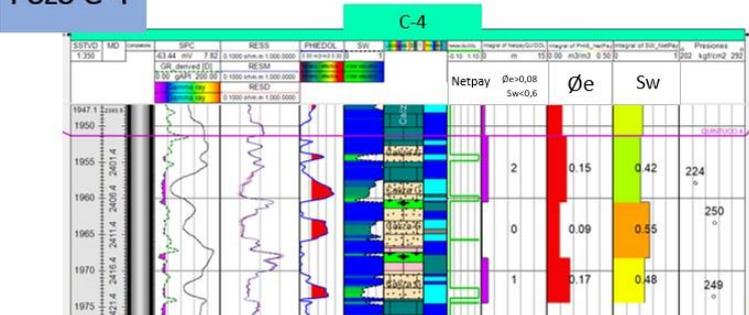


Figura 83. Propuesta de *workover* sobre el nivel A de la secuencia QUI 4 en el pozo C-7. Cálculo de EUR estimado con un factor de recobro del 10%.

TRABAJOS DE WORKOVER

Secuencia Quintuco 4

Pozo C-4 Características petrofísicas – volumen recuperable estimado



Nivel B
 Chance de éxito
 90%

Nivel D
 Chance de éxito
 70%

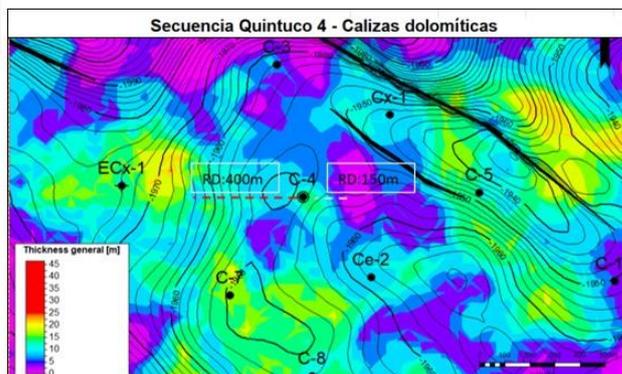
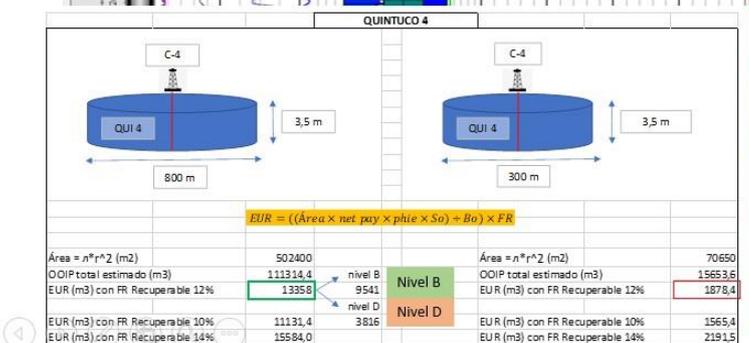
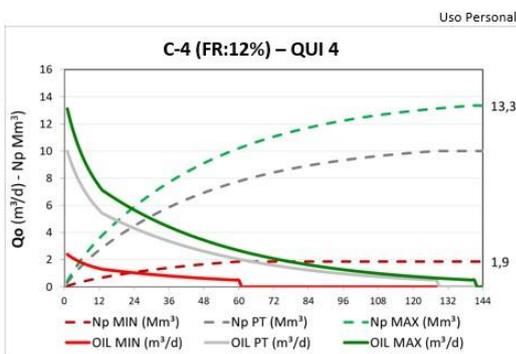


Figura 84. Propuesta de *workover* sobre los niveles B y D de la secuencia QUI 4 en el pozo C-4. Cálculo de EUR estimado con un factor de recobro del 12%.

6.2.2.c QUINTUCO 5

Como bien puede observarse en el Anexo, tabla 3, esta secuencia demuestra en la mayoría de los sondeos características petrofísicas pobres que la clasifican como un reservorio tipo *tight oil*, con porosidades efectivas del orden del 11%. Sin embargo, el espesor útil promedio de los niveles reservorio, de generalmente más de 2 metros de potencia, le otorgan un interesante potencial hidrocarburífero sobre todo en el sector central.

Debido a la gran heterogeneidad del sistema carbonático en esta secuencia, y la particularidad de ser aquella de mayor potencia dentro del área de estudio, permite observar niveles reservorio tanto en la base como en el techo de la misma. Sin embargo, las principales capas de interés económico propuestas a punzar en el presente trabajo se sitúan al tope de la secuencia Quintuco 5, identificándose 3 niveles reservorio de buena continuidad lateral (Nivel A, B y C) conformados por calizas dolomitizadas con sellos verticales de arcilita (Fig. 86).

Antecedentes de punzado sobre la secuencia Quintuco 5 se tornan a los pozos C-7 y Ca-9, habiendo producido un 60% de petróleo el primero, y 90% agua el segundo (Fig. 85). Desde el presente trabajo, se plantea la realización de trabajos de *workover* sobre los pozos C-4 y Cx-1, situados levemente estructura más abajo (Fig. 87). El pozo C-4 se ubica al pie del mismo anticlinal donde se halla el sondeo C-7, pero con la particularidad de encontrarse en cercanías a una falla principal de orientación ONO/ESE correspondiente faja de deformación con fallas en *echelón*, que permitiría el entrapamiento de petróleo por cierre contra falla. Tal sería el caso del sondeo Cx-1, donde el entrapamiento se daría de la misma manera (Fig. 85).

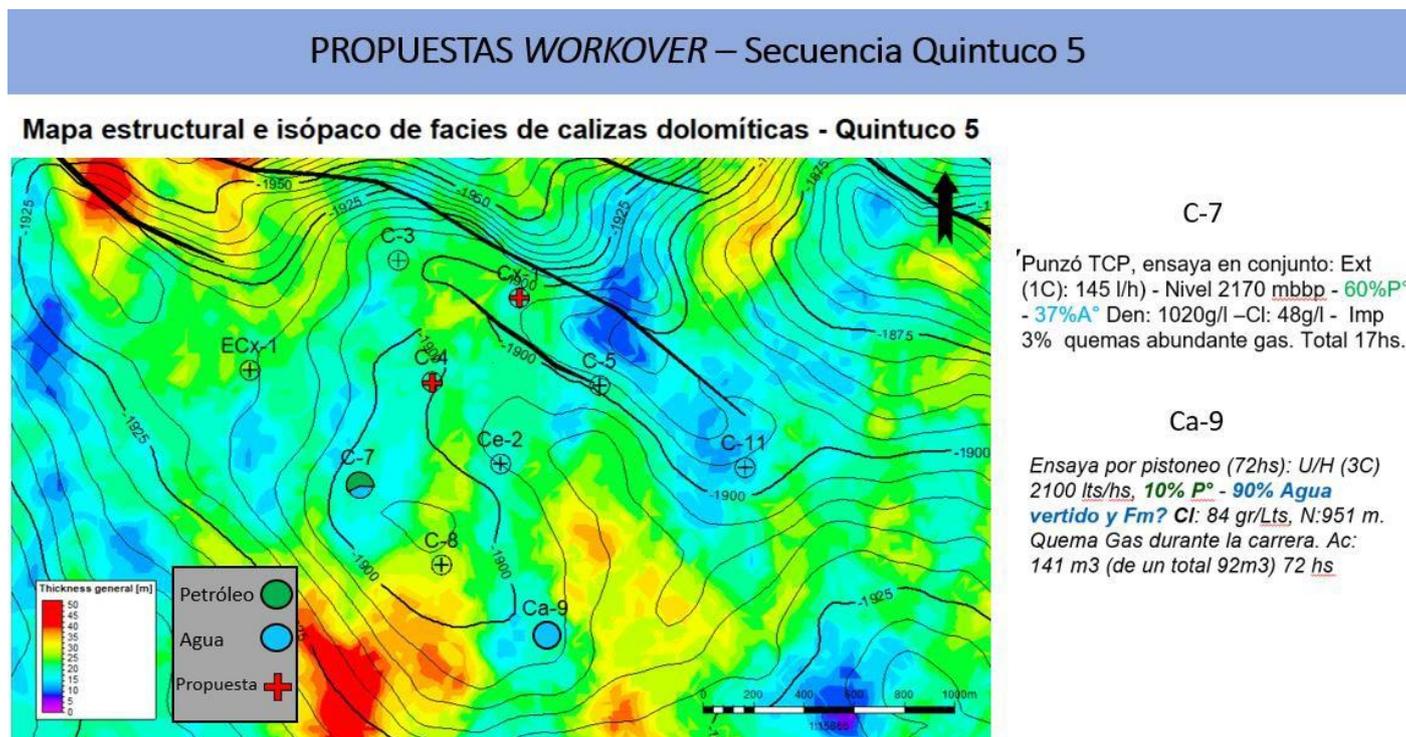


Figura 85. Pozos propuestos para la realización de trabajos de *workover* para la secuencia Quintuco 5 sobre el sector central. Se aprecian los antecedentes de punzados sobre esta secuencia, ensayando 60% de petróleo para el pozo C-7 y 100% de agua para el pozo C-9.

TRABAJOS DE WORKOVER

PROPUESTAS

Secuencia Quintuco 5
 Corte estratigráfico pozos propuestos

QUINTUCO 5 — QUINTUCO 4 — Niveles propuestos ←

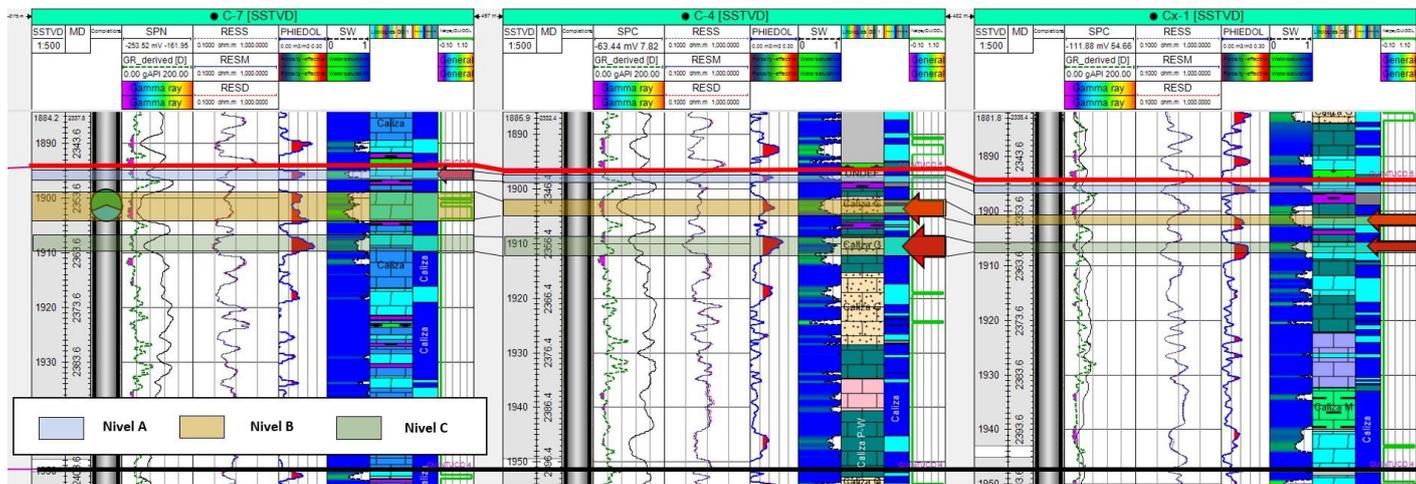
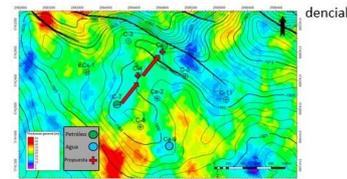


Figura 86. Corte estratigráfico SO-NE horizontalizado al top de la secuencia Quintuco 4, representativo de los 3 niveles reservorio hallados al top de la secuencia Quintuco (Nivel A, B y C). Se aprecia cómo los 3 niveles reservorio presentan buena continuidad lateral, además de estar sellados verticalmente en la mayoría de los casos por capas de arcilita.

TRABAJOS DE WORKOVER

PROPUESTAS

Secuencia Quintuco 5
 Corte estructural pozos propuestos

QUINTUCO 5 — QUINTUCO 4 — Niveles propuestos ←

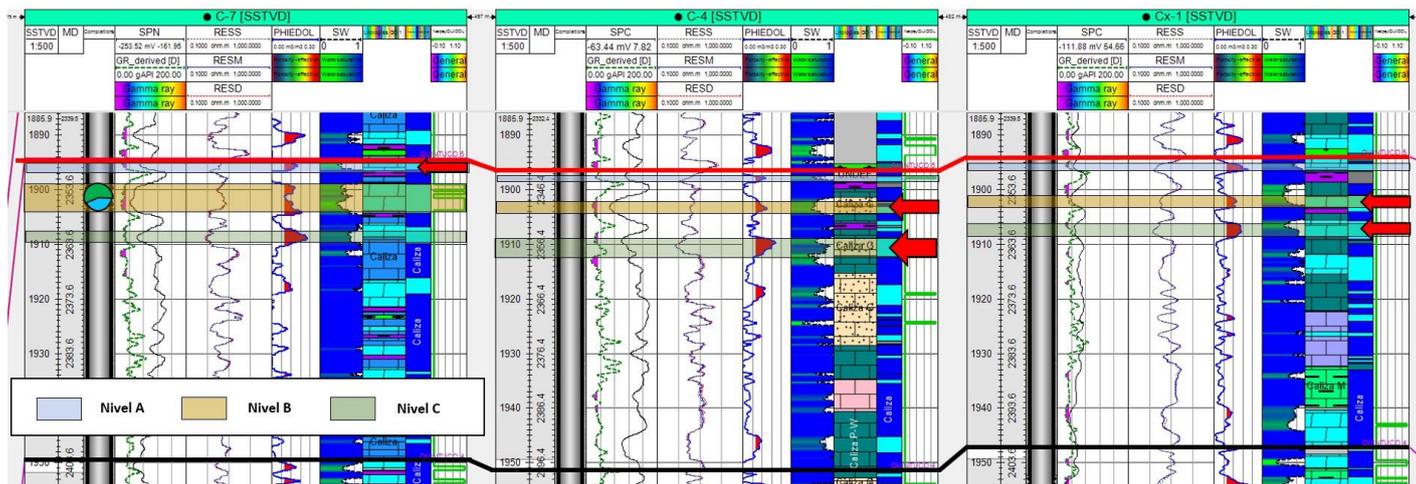
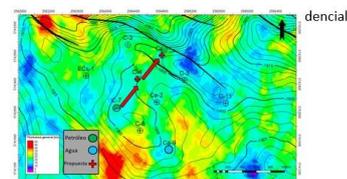


Figura 87. Corte estructural SO-NE representativo de la ubicación estructural de los niveles propuestos para la realización de trabajos de *workover* en los pozos C-4 y Cx-1 respecto al antecedente punzado en esta secuencia (C-7). Se aprecia como los niveles propuestos se ubican levemente por debajo estructuralmente del nivel ya punzado. En ambos sondeos, se propone además un nivel C, sin antecedentes de producción en otro pozo, pero con muy buenas propiedades petrofísicas (ϕ_e y S_o), bajo un sello vertical compuesto por un nivel arcilítico.

Propuestas

Propuestas <i>workover</i> - Secuencia Quintuco 5												
Pozo	Nivel	Facies	Net Pay [m]	Øe [%]	So [%]	Factor de recobro [%]	Radio de drenaje [m]	Qi [m ³ /día]	EUR [Mm ³]	Período	Tipo de reservorio	Riesgo [%]
C-4	B	Cal G Dol	2	14	48	10	200 - 350	4 - 7	3,5 - 7	6 años	Convencional	10
	C	Cal G Dol	2	14	48						Convencional	30
Cx-1	B	Cal Dol	1	13	47	10	150 - 350	2 - 5	0,8 - 4,4	5 años	Convencional	10
	C	Cal Dol	1	15	47						Convencional	30

Tabla 12. Propuestas de *workover* realizadas para la secuencia Quintuco 5. Los valores rojos y verdes hacen referencia a un escenario conservador y otro más optimista, respectivamente.

El pozo C-4 presenta 2 niveles reservorio que conforman un *net pay* total de 3m de potencia, ambos conformados por calizas grainstone dolomitizadas y sellados verticalmente por niveles de arcilita. Por esta razón, sumado a una mayor deflectancia de la curva SP en el nivel superior por sobre el inferior que demostraría mayor permeabilidad, y por ende mayor potencial de producción, se recomienda la realización del trabajo de *workover* sobre los dos niveles en dos punzados de 2 metros individualizados (Fig. 88).

El mismo método de reparación se propone para el pozo Cx-1. Los niveles B y C hacia este punto de control se acañan, desarrollando una potencia de 1 m cada uno, y constituyendo reservorios individuales aislados verticalmente a partir de una capa de arcilita de 2,5 m de espesor. El menor espesor de estos niveles se ve reflejado en los resultados de volúmenes recuperables estimados, siendo muy inferiores a los del pozo C-4.

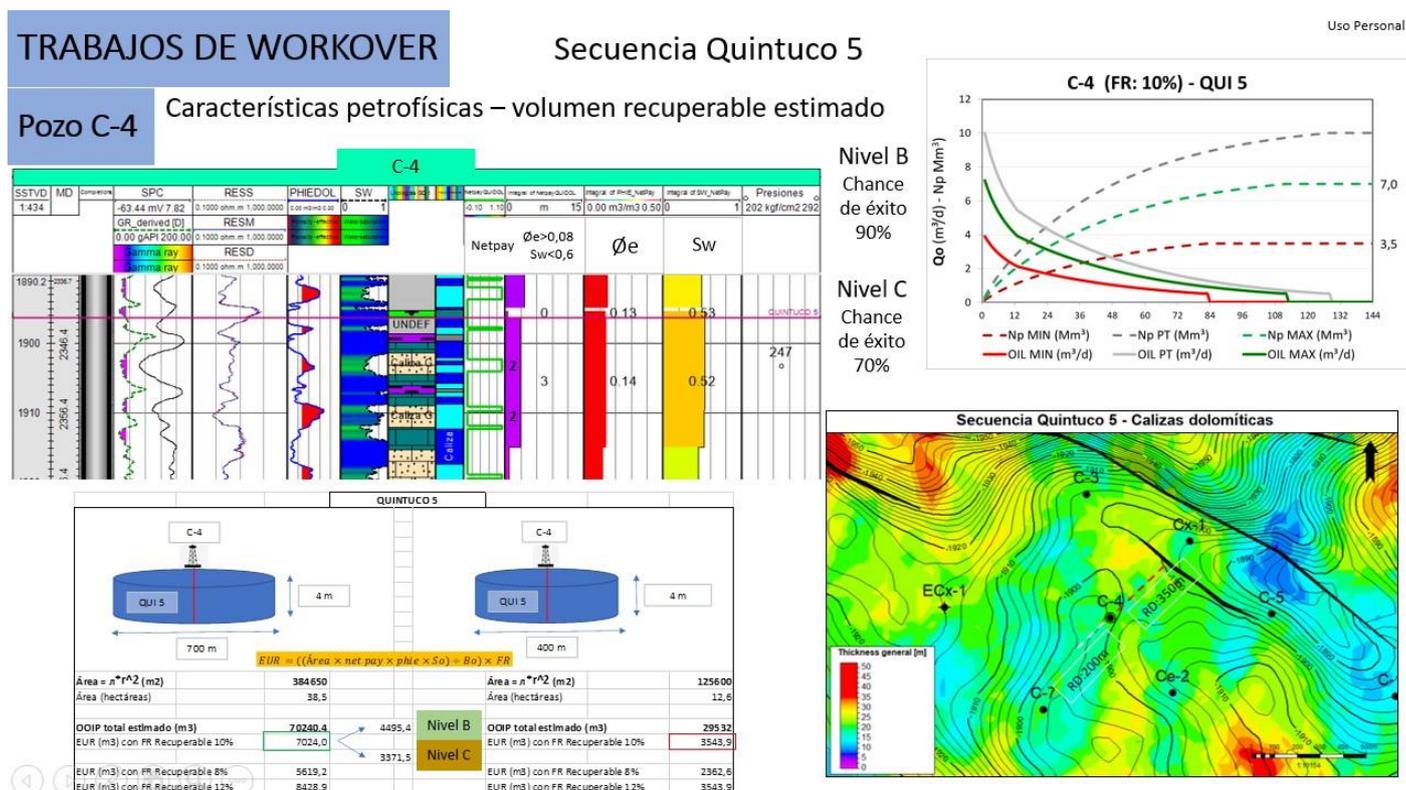


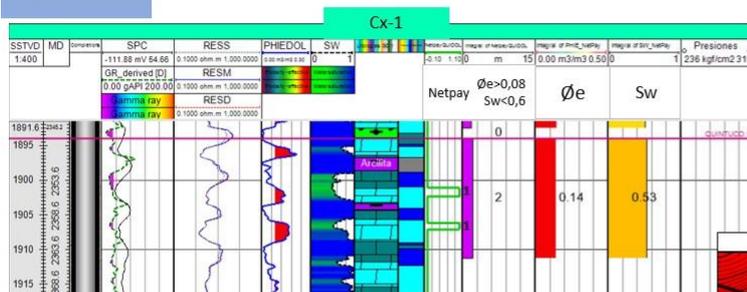
Figura 88. Propuesta de *workover* sobre los niveles B y C de la secuencia QUI 5 en el pozo C-4. Cálculo de EUR estimado con un factor de recobro del 10%.

TRABAJOS DE WORKOVER

Secuencia Quintuco 5

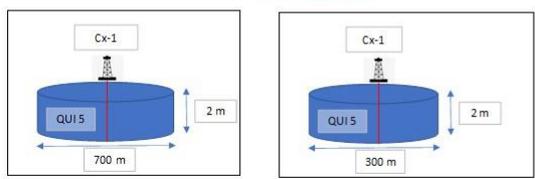
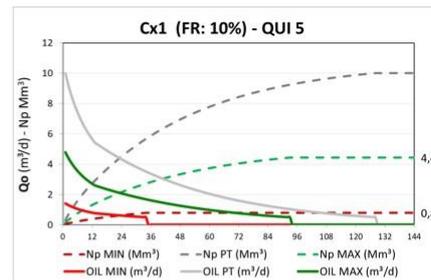
Pozo Cx-1

Características petrofísicas – volumen recuperable estimado



Nivel B
 Chance de éxito 90%

Nivel C
 Chance de éxito 70%



Área = $\pi * r^2$ (m ²)	384650	Área = $\pi * r^2$ (m ²)	70650
OOIP (m ³)	44017,3	OOIP (m ³)	8084,8
EUR con FR Recuperable 10%	4401,7	EUR con FR Recuperable 10%	808,5
EUR con FR Recuperable 8%	3521,4	EUR con FR Recuperable 8%	646,8
EUR con FR Recuperable 14%	6162,4	EUR con FR Recuperable 14%	1131,9

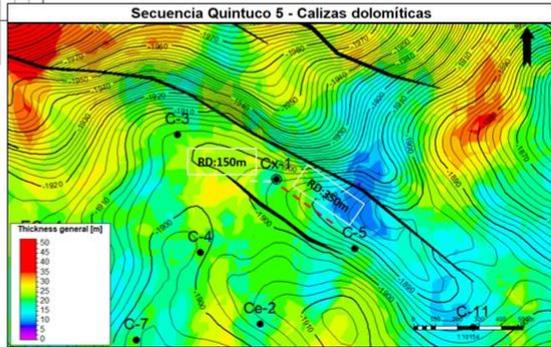


Figura 89. Propuesta de *workover* sobre los niveles B y C de la secuencia QUI 5 en el pozo Cx-1. Cálculo de EUR estimado con un factor de recobro del 10%.

6.2.2.d QUINTUCO 6

Como bien puede apreciarse en el Anexo, tabla 4, esta secuencia presenta buenas propiedades petrofísicas que permite considerar a varios sondeos del campo como posibles propuestas de punzados que generarían incrementales de producción de petróleo. Son cuatro los sondeos que ya han punzado niveles reservorio situados al tope de esta secuencia (C-11, C-9, C-7 y Cx-1), manifestando mayor proporción de agua para los dos primeros, y mayor porcentaje de petróleo para los segundos (Fig. 90). Las figuras 91 y 92 demuestran lo mencionado, y reflejan además como la posición estructural juega un rol muy importante sobre estas manifestaciones debido a la buena continuidad lateral de los reservorios. Se identificaron tres niveles reservorios principales sobre esta secuencia (Nivel A, B y C), siendo los dos primeros los situados al tope y con antecedentes de punzado, y el nivel C, situado sobre la base de la secuencia, y que aún no se ha punzado anteriormente.

Desde el presente trabajo se plantea la propuesta de cuatro reparaciones a partir de tres sondeos distribuidos sobre el sector central del campo (Ce-2, C-4 y C-3). Todos se sitúan estructuralmente por debajo de los niveles ya punzados en los pozos anteriormente mencionados, pero con muy buenas propiedades petrofísicas de reservorio (Fig. 90).

Propuestas

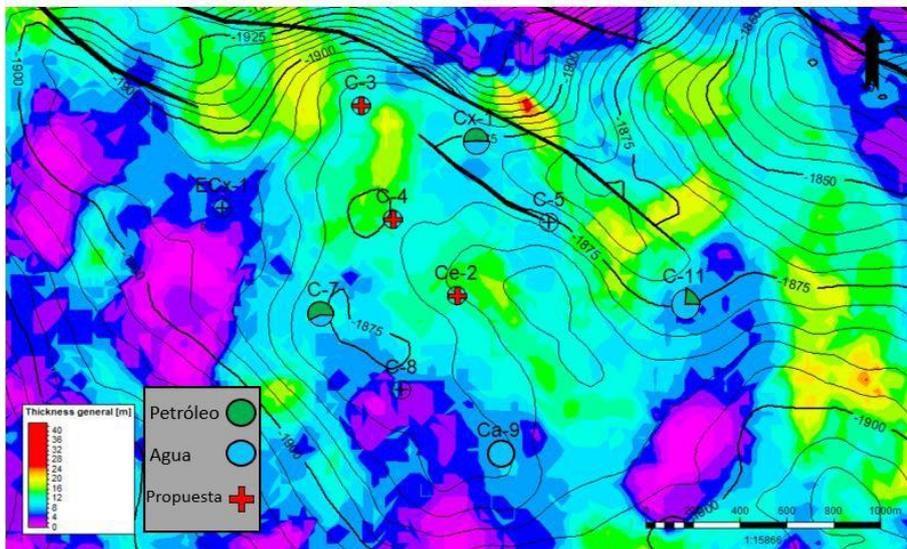
Propuestas <i>workover</i> - Secuencia Quintuco 6												
Pozo	Nivel	Facies	Net Pay [m]	Øe [%]	So [%]	Factor de recobro [%]	Radio de drenaje [m]	Qi [m ³ /día]	EUR [Mm ³]	Período	Tipo de reservorio	Riesgo [%]
Ce-2	B	Cal G Dol	4	14	49	12	200 - 350	4,5 - 12,4	3,9 - 12,1	8 años	Convencional	10
C-4	B	Cal Dol	2	15	51	12	200 - 350	4,8 - 12,4	4,5 - 13,8*	8 años	Convencional	10
	C	Cal Dol	2	15	51						Convencional	30
C-3	A	Cal Dol	2	11	0,5	10	100 - 150	2,4 - 3,1	1,2 - 2,7	5 años	Tight	10

* 7,6 Mm³ corresponderían al nivel B; 6,1 Mm³ corresponderían al nivel C.

Tabla 13. Propuestas de *workover* realizadas para la secuencia Quintuco 6. Los valores rojos y verdes hacen referencia a un escenario conservador y otro más optimista, respectivamente. El aumento del factor de recobro a 12% para el pozo C-4, viene dado por la mejoría en cuanto a las propiedades petrofísicas que este presenta.

PROPUESTAS WORKOVER – Secuencia Quintuco 6

Mapa estructural e isópaco de facies de calizas dolomíticas - Quintuco 6



C-7

Punzó TCP, ensaya en conjunto: Ext (1C): 145 l/h - Nivel 2170 mbbp - 60%P° - 37%A° Den: 1020g/l - Cl: 48g/l - Imp 3% quemas abundante gas. Total 17hs.

Cx-1

Ensayo (2 cr) Q: 230 l/h N: 2273 A° 100% P° 0% Cl: 80 g/l Ac: 10,28 m ³ Ensayo 9 hs	Prueba inyectividad	Ensayo (1 carr) Q: 115 l/h N: 2274 A° 99% P° 0% Cl: 58 g/l Ac: 8,54 m ³ Ensayo 13 hs	Estimulación HCl 15% con 290 SCFN2/BBLs N2 V: 2500 lts Padm: 6380 psi	Ensayo (1 carr) Q: 350 l/h N: 2196 A° 51% P° 49% Cl: 94 g/l Ac: 27,06 m ³ Ensayo 25 hs
---	------------------------	---	--	--

C-11

Ext (1C): 500 l/h - N:2049m - 20% P° - 80% A y vert - Cl: 84 g/l - Den: 1110 g/l - Ac.: 28.7 m³. Quema gas durante la carrera. Nivel semiagotado

Ca-9

Ensayo por pistoneo (36 hs): U/H (2C) 1500 lts/hs, - 98% Agua vertido - 2% P° Cl: 96 gr/Lts, N: 1530 m. Quema Gas durante la carrera. Ac: 52.05 m³ (de un total 105m³). 36 hs

Figura 90. Pozos propuestos para la realización de trabajos de *workover* para la secuencia Quintuco 6 sobre el sector central.

TRABAJOS DE WORKOVER

Secuencia Quintuco 6

PROPUESTAS

Corte estratigráfico pozos propuestos

QUINTUCO 6 —

QUINTUCO 5 —

Niveles propuestos ←

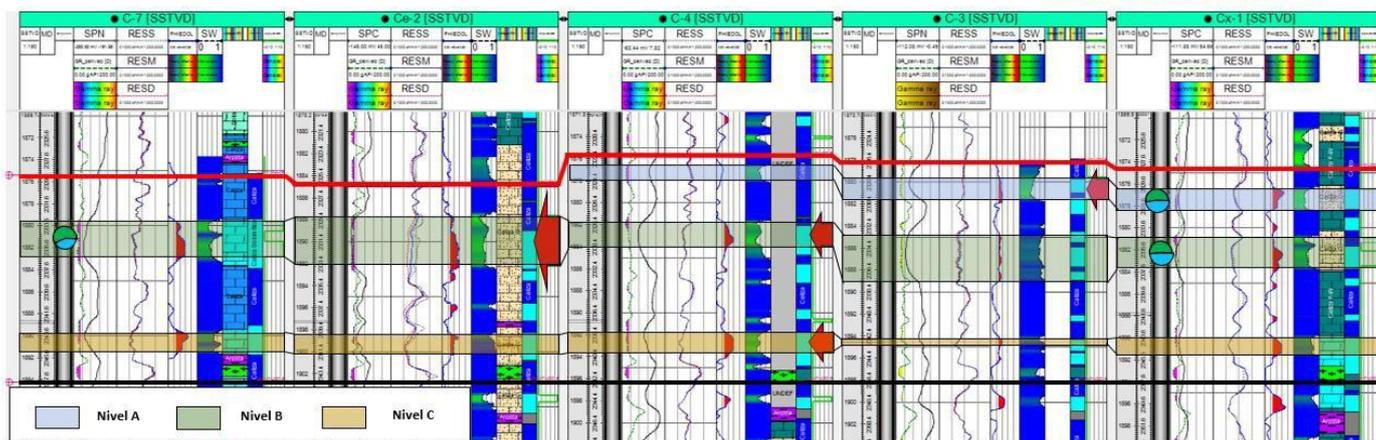
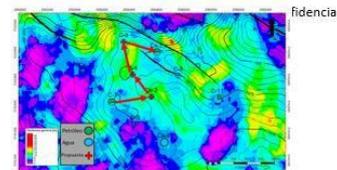
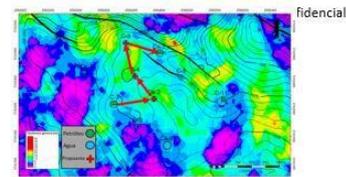


Figura 91. Corte estratigráfico SSO-NNE horizontalizado al tope de la secuencia Quintuco 5, representativo de los 3 niveles reservorio identificados de la secuencia Quintuco 6 (Nivel A, B y C). Se aprecia cómo los 3 niveles reservorio presentan buena continuidad lateral, perdiéndose únicamente el nivel A hacia los pozos C-7 y Ca-2.

TRABAJOS DE WORKOVER

PROPUESTAS

Secuencia Quintuco 6 Corte estructural pozos propuestos



QUINTUCO 6 ——— QUINTUCO 5 ——— Niveles propuestos ←

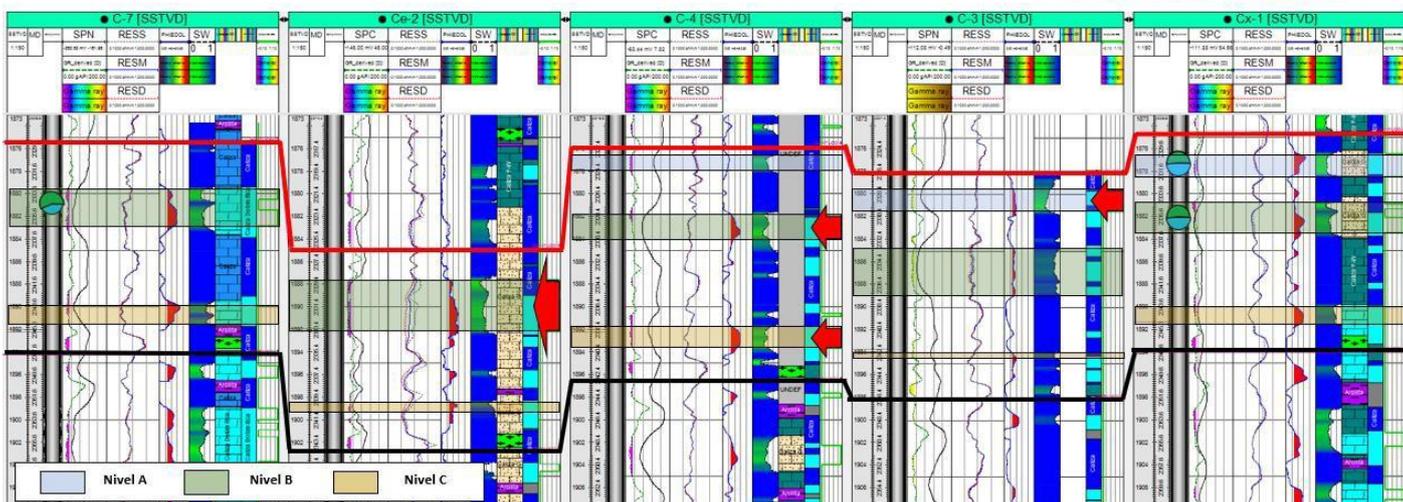


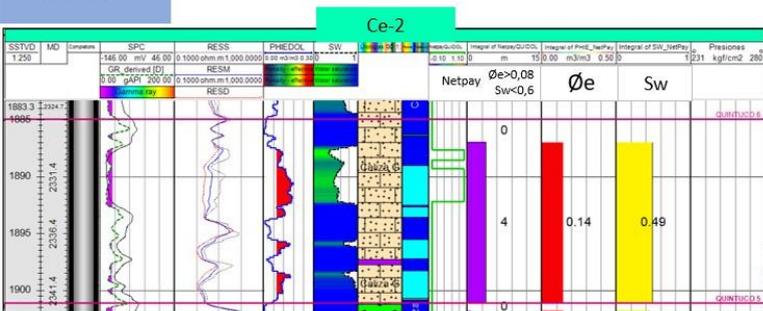
Figura 92. Corte estructural SSO-NNE representativo de la ubicación estructural de los niveles propuestos para la realización de trabajos de *workover* en los pozos Ce-2, C-4 y C-3 respecto al antecedente punzado en esta secuencia (C-7 y Cx-1). Se aprecia como los niveles propuestos se ubican levemente por debajo estructuralmente del nivel ya punzado.

TRABAJOS DE WORKOVER

Pozo Ce-2

Características petrofísicas – volumen recuperable estimado

Secuencia Quintuco 6



QUINTUCO 6		QUINTUCO 6	
$EUR = ((\text{Área} \times \text{net pay} \times \text{phie} \times \text{So}) + \text{Bo}) \times \text{FR}$		$EUR = ((\text{Área} \times \text{net pay} \times \text{phie} \times \text{So}) + \text{Bo}) \times \text{FR}$	
Área = $\pi \times r^2$ (m ²)	384650	Área = $\pi \times r^2$ (m ²)	125600
Área (hectáreas)	38,5	Área (hectáreas)	12,6
OOIP (m ³)	101146,2	OOIP (m ³)	33027,3
EUR (m ³) FR Recuperable 12%	12137,5	EUR (m ³) FR Recuperable 12%	3963,3
EUR (m ³) FR Recuperable 8%	8091,7	EUR (m ³) FR Recuperable 8%	2642,2
EUR (m ³) FR Recuperable 14%	14160,5	EUR (m ³) FR Recuperable 14%	4623,8

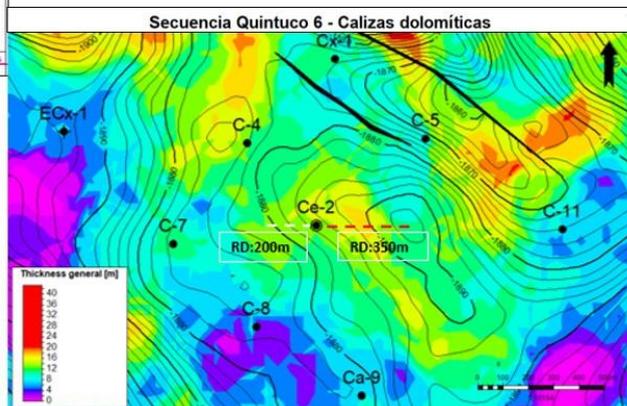
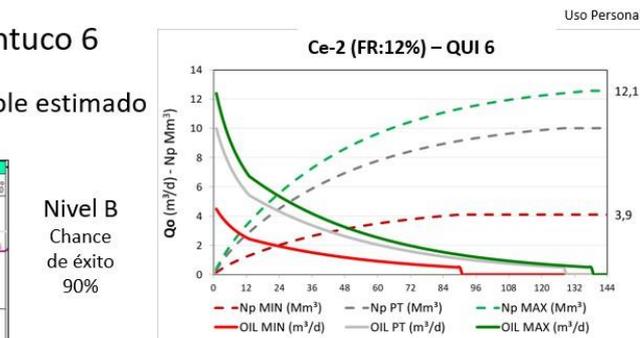
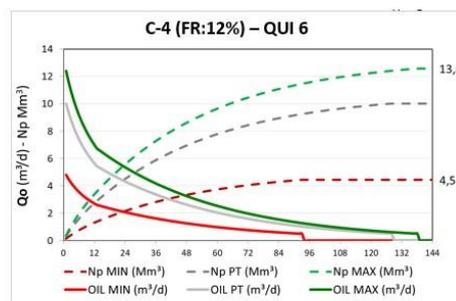
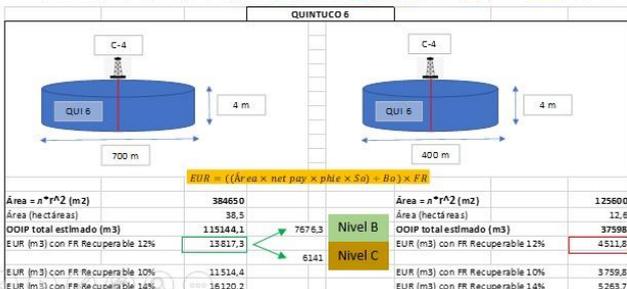
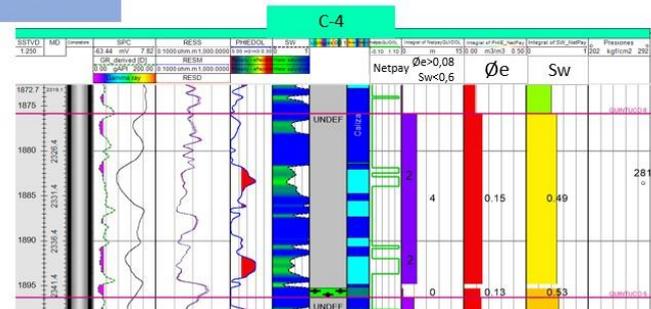


Figura 92. Propuesta de *workover* para la secuencia QUI 6 sobre el pozo Ce-2. Cálculo de EUR estimado con un factor de recobro del 12%.

TRABAJOS DE WORKOVER

Secuencia Quintuco 6

Pozo C-4 Características petrofísicas – volumen recuperable estimado



Nivel B
 Chance de éxito
 90%

Nivel C
 Chance de éxito
 70%

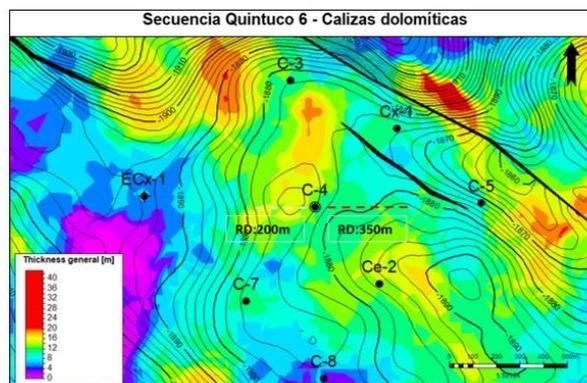
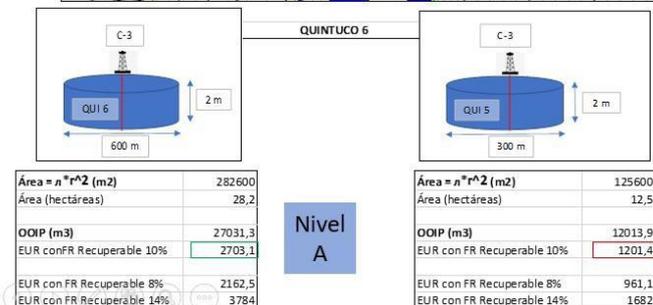
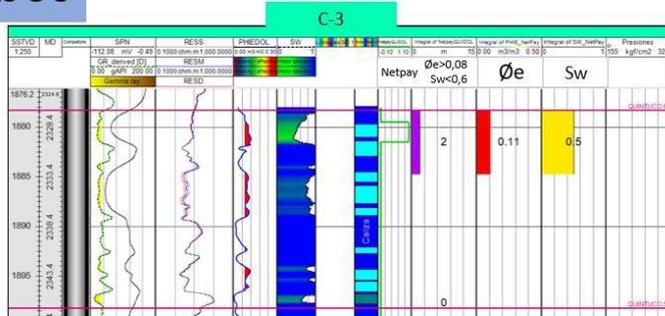


Figura 93. Propuesta de *workover* para la secuencia QUI 6 sobre el pozo C-4. Cálculo de EUR estimado con un factor de recobro del 12%.

TRABAJOS DE WORKOVER

Secuencia Quintuco 6

Pozo C-3 Características petrofísicas – volumen recuperable estimado



Nivel A
 Chance de éxito
 90%

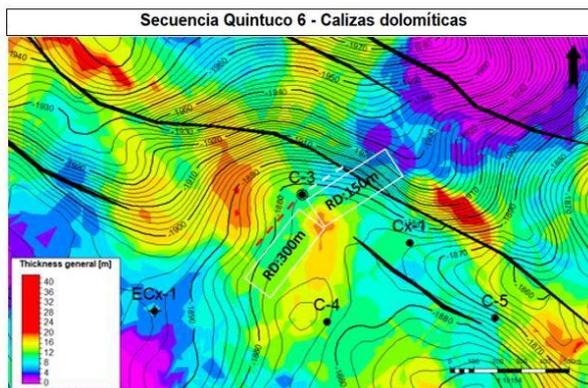
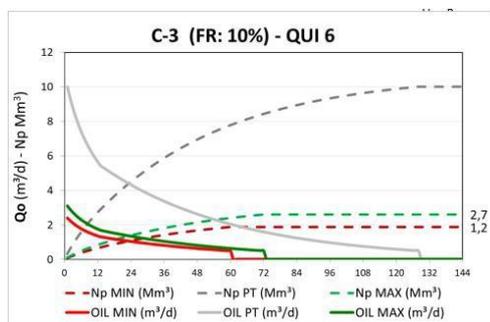


Figura 94. Propuesta de *workover* para la secuencia QUI 6 sobre el pozo C-3. Cálculo de EUR estimado con un factor de recobro del 10%.

De esta manera, de acuerdo a la distribución de las facies reservorio en cada una de las secuencias de interés en el bloque de estudio, queda plasmado cómo los pozos C-4, Ce-2 y C-7 son considerados como aquellos con mayores chances de éxito para generar incrementales de producción a partir de trabajos de *workover* (Tabla 14).

Ranking	Pozo	EUR con FR 10% (m3)	Niveles/Secuencias	Probabilidad de ocurrencia (%)	Riesgo (%)
1	C-4	34199	6 (QUI 4,5 y 6)	80	20
2	Ce-2	10114	1 (QUI 6)	80	20
3	C-7	12582	2 (QUI 1 y 4)	70	30
4	Cx-1	4401	1 (QUI 5)	80	20
5	C-3	2708	1 (QUI 6)	90	10

Tabla 14. Ranking establecido a partir de las acumuladas de petróleo esperadas producto de trabajos de *workover* desde pozos existentes en el área de estudio. El riesgo de punzado establecido para cada pozo queda conformado en base al análisis que concierne a la continuidad de reservorios, posición estructural respecto a antecedentes de punzados, espesor útil y características petrofísicas (*So* y \emptyset_e).

6.2.2.e Esquema de reparación

La temprana a mediana etapa de desarrollo que presenta la concesión, permite conocer antecedentes en cuanto a la metodología de punzados y estimulaciones hidráulicas utilizada en diferentes sondeos para la Fm. Quintuco hasta el momento, presentando estas por lo general grandes similitudes. El presente trabajo no difiere con esta metodología, y así plantea un esquema de reparación muy similar para cada uno de los sondeos propuestos. Tanto los pozos del sector central, así como también los sondeos situados hacia el E-NE de la concesión y que son de principal interés para la secuencia Quintuco 4, se hayan actualmente en producción ya sea a partir de la unidad de Sierras Blancas, o desde Quintuco.

En todos los casos, se plantea el punzado a partir del uso de un cañón de 4" TC47H con una carga explosiva de 39 gramos, de TPP³ 5 (PEN⁴ 56.1" e ID⁵ 0.469") para la zona central (con un desfase⁶ de 60°) y de TPP 6 en la zona NE (con un desfase de 72°) y fluido de completación con agua tratada compatible con fluido de perforación (Fig. 95). Por su parte, se recomienda prever punta ácida por tratarse de reservorios carbonáticos.

Esquema de reparación

Perfilaje

Perfil diagnóstico de cemento (CBL – VDL – ULTRASÓNICO)

Punzado

Zona	Cañón	TPP	PEN	ID	Defasaje	Fluido esperado	Litología
Central	4"TC47H	5	56,1	0,469	72°	Petróleo + gas disuelto	Caliza dolomítica
Noreste	4"TC47H	6	56,1	0,469	60°	Petróleo + gas disuelto	Areniscas

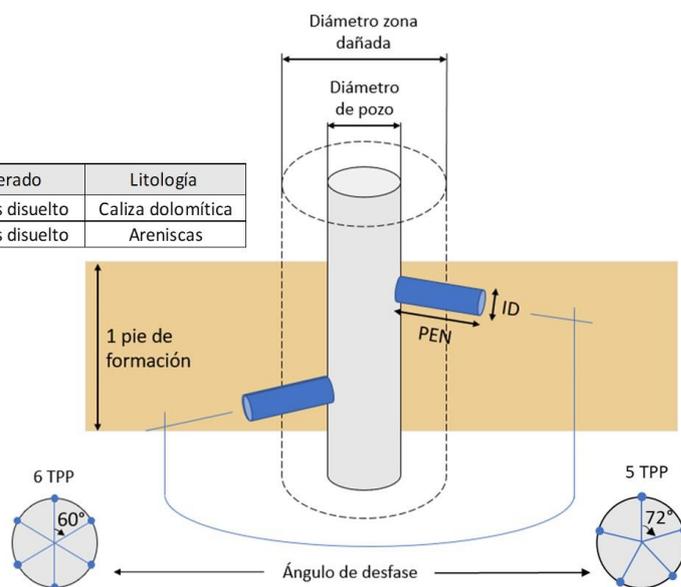


Figura 95. Esquema ilustrativo del tipo de metodología de punzado para los niveles reservorio. Se plantean 6 tiros por pie de formación para la zona este-noreste, con un ángulo de desfase de 60°; y 5 TPP con un desfase de 72° para la zona central.

³ TPP: tiros por pie de formación.

⁴ PEN: distancia de penetración de punzado [pulgadas].

⁵ ID: diámetro de perforación [pulgadas].

⁶ Desfase: ángulo entre punzado [grados].

El trabajo de *workover* involucraría el calibrado de pozo (con un perfil diagnóstico de cemento a partir de un CBL, VDL o un perfil ultrasónico que verifique una buena aislación de los niveles a punzar), punzado o fractura (en caso de tratarse de un nivel de baja calidad), y ensayado por separado hasta definir caudal, nivel, salinidad y porcentaje de fluidos e impurezas.

Cabe mencionar que el efectuado de fracturas sería únicamente de tratarse de fracturas pequeñas, que tengan por objetivo la generación de un *bypass* (comunicación de dos reservorios cercanos (<1m de separación vertical)) y reparación de daño, y no con el fin de generar un mejoramiento de las características de reservorio (mejora de permeabilidad); esas fracturas deberían ser de mayor dimensión, principalmente para los niveles considerados como *tight*.

6.2.3. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO

Con el objetivo de brindarle una mirada económica a las propuestas de *workover* realizadas, en el presente trabajo de licenciatura se utilizaron indicadores económicos ficticios que se involucran en la elaboración de un proyecto. De esta manera, la evaluación económica de los volúmenes incrementales estimados a partir de este estudio permite conocer la rentabilidad de los cinco *workover* o intervenciones propuestas. Teniendo como base la curva de producción tipo a partir de un trabajo de *workover* desde los niveles dolomíticos-arenosos de la Fm. Quintuco, se permitió generar un plan de desarrollo asumiendo un panorama optimista con un 90% de chances de éxito, y un horizonte menos prometedor, con un 70% de chances de éxito.

La evaluación económica se realizó de forma anualizada a diez años, en un periodo determinado a partir del factor de declive observado para cada una de las oportunidades propuestas; y con una tasa de corte (VAN: valor actual neto) variable entre un 12 y 15%. El uso del VAN apropiado quedará atado de acuerdo con el interés de los préstamos del mercado. El resto de las pautas económicas abarcadas son impuesto a las ganancias, regalías, y un precio de barril utilizado de 45 USD/bbl en este caso. Cabe aclarar que el precio de barril de petróleo a nivel mundial es muy versátil y puede variar en relación con los niveles de consumo, la especulación, cantidad de reservas disponibles y acontecimientos sociales importantes, sobre todo los de aquellos países productores y de países más consumidores.

La serie de actividades a realizar durante el trabajo de *workover*, así como la puesta en producción de los niveles propuestos (etapas 3 y 4 respectivamente en lo que refiere al ciclo de etapas desde intervención o reparación de pozo hasta puesta en producción de un pozo), involucrarían una inversión estimada de 588.000 dólares por pozo, y de esta manera una inversión total de 2,9 MUSD para el desarrollo de las cinco oportunidades presentadas (Fig. 96). El valor de esta inversión involucra además los costos de desarrollo y *lifting cost* (parámetros referidos al valor de producción y comercialización por barril de petróleo).

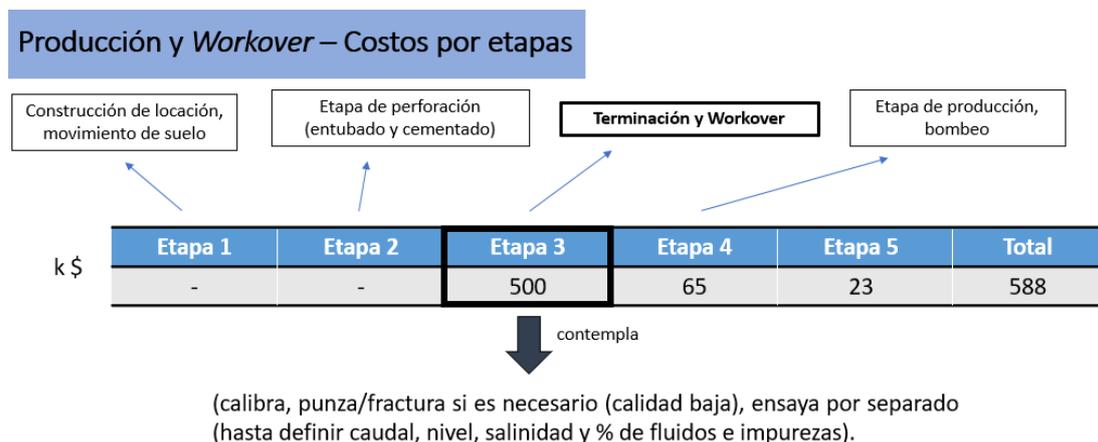


Figura 96. Costos por etapas implicadas en el desarrollo de las propuestas realizadas.

Si bien durante el presente trabajo se han identificado niveles de características tipo convencional y *tight*, la evaluación económica tiene en consideración únicamente aquellas propuestas de mejor calidad, con características de carácter más convencional, y que no involucrarían grandes fracturas para su producción, como es el caso de los reservorios *tight*.

Por su parte, los ingresos vendrán dados por las curvas de producción total de crudo, condensado y gas disuelto. La curva obtenida plantea una acumulada total que promedia los 9.8 Mm³ (0.1 MBOE⁷) por pozo en un periodo de 10 años, siendo de 49.435 m³ (0.49 MBOE) al considerar las cinco oportunidades propuestas.

6.2.3.a Evaluación económica (90% chance de éxito)

Asumiendo una chance de éxito promedio de 0.9, se estima que la producción acumulada total a partir de las cinco oportunidades planteadas sería de 0,34 MBOE de petróleo crudo y condensado. De esta manera, teniendo en cuenta un precio de barril de petróleo a 45 USD/bbl, la evaluación económica de este proyecto demuestra ser rentable, con un *pay out* (tiempo de retorno de inversión) de aproximadamente 3 años, y arrojando ganancias variables entre 794.000 USD y 307.000 USD al considerar un VAN variable entre un 12 y 15 %. Por su parte, la tasa interna de retorno (TIR) sería del 28% (Fig. 97).

6.2.3.b Evaluación económica (70% chance de éxito)

Asumiendo una chance de éxito promedio de 0.7, se estima que la producción acumulada total a partir de las cinco oportunidades planteadas sería de 0,29 MBOE de petróleo crudo y condensado. De esta manera, teniendo en cuenta un precio de barril de petróleo a 45 USD/bbl, la evaluación económica de este proyecto demuestra ser relativamente rentable, con un *pay out* (tiempo de retorno de inversión) de aproximadamente 45 meses, y arrojando ganancias variables entre 315.000 USD y 146.000 USD al considerar un VAN variable entre un 12 y 15%. Por su parte, la tasa interna de retorno (TIR) sería del 18% (Fig. 97).

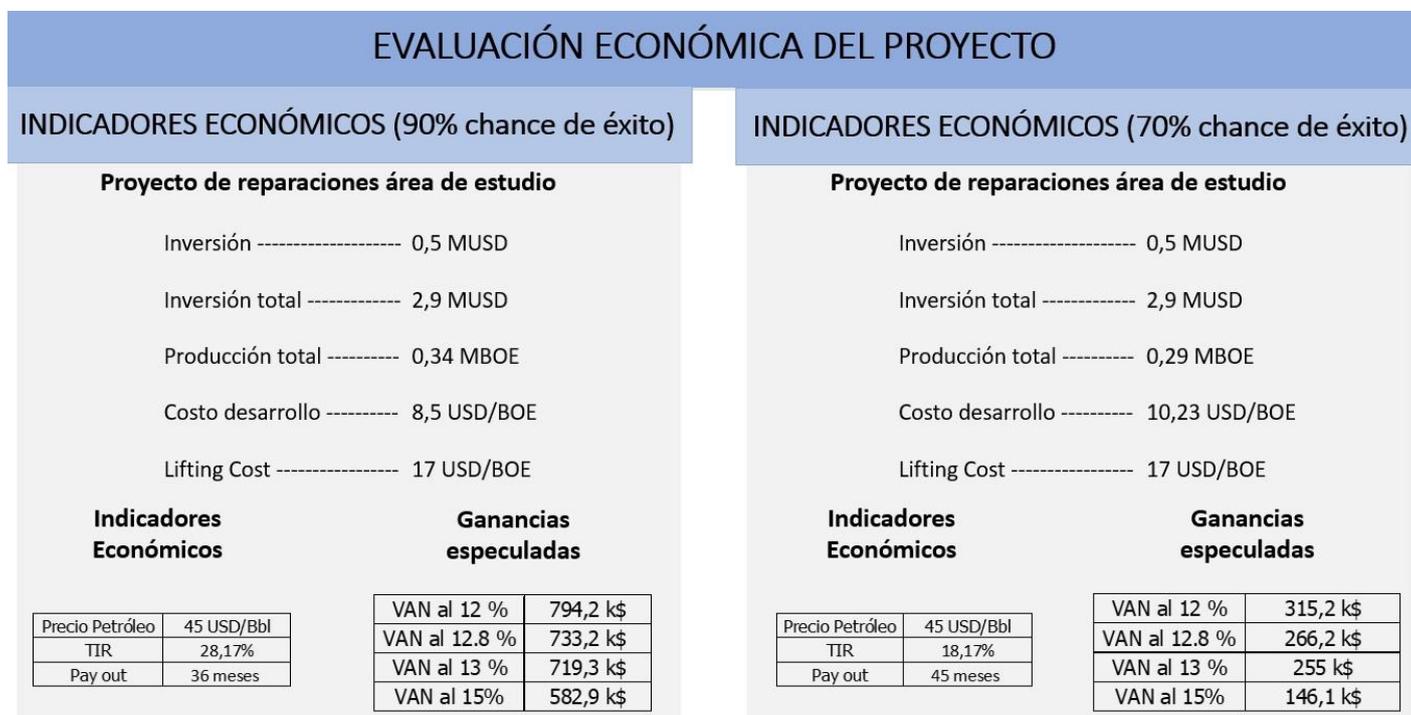


Figura 97. Evaluación económica del proyecto. Izquierda: escenario planteado con un 90% de chances de éxito. Derecha: escenario planteado con un 70% de chances de éxito.

⁷ BOE: barril equivalente de petróleo.

7. CONCLUSIONES

La génesis depositacional de los Mbs. Inferior y Medio de la Fm. Quintuco dentro del bloque de estudio está constituida por una gran variación lateral y vertical de facies que generó un sistema carbonático muy heterogéneo producto de una sedimentación influenciada por continuas variaciones eustáticas, un clima rigurosamente cálido y diversos pulsos de material clástico proveniente desde el E-SE. La estratigrafía de baja frecuencia demuestra una tendencia regresiva de los depósitos, con un área de aporte proveniente principalmente desde el E-SE, donde la línea de costa habría migrado paulatinamente hacia el O-NO, dejando por detrás un ambiente de plataforma carbonática interna de baja pendiente (*inner shelf*), con subambientes de lagoon y litoral mareal. Por otro lado, la estratigrafía de alta frecuencia, deja en claro las continuas oscilaciones del nivel del mar, conformando así parasecuencias de calizas finas hacia la base y más arenosas hacia el tope o bien dolomitización y que, ayudado por el clima rigurosamente cálido para este tiempo, también generó alternancia de depósitos evaporíticos.

La gran heterogeneidad del sistema genera un ambiente propicio para la depositación de niveles arenosos y dolomíticos con propiedades petrofísicas óptimas para ser considerados como reservorios, y que presentan interés económico. Además, niveles evaporíticos que conforman el tope de muchas de las parasecuencias halladas, actúan como sellos verticales que permiten la acumulación de hidrocarburos. Por su parte, la estructura del bloque de estudio también es un punto favorable para el entrapamiento de petróleo. Al norte, el tren estructural de fallas en *echelón* que se orienta en sentido oeste-noroeste a este-sudeste y que conforma un sistema de fallas de “flor negativa” con desplazamiento de rumbo tipo dextral, da indicios de inversión y deformación posterior que genera altos relativos en algunos casos con cierres contra falla, y que permiten la acumulación de hidrocarburos.

De esta manera, el *play* queda constituido por la Fm. Vaca Muerta como roca madre, y la Fm. Quintuco como roca reservorio; trampas combinadas estructurales-estratigráficas, con estructuras con cierre contra falla y trampas estratigráficas por cambios faciales y diagenéticos; reservorios en niveles arenosos y dolomitizados; y sellos tanto laterales por fallas, como verticales locales por niveles anhidríticos, arcilitas y cambios faciales.

Las secuencias Quintuco 1, 5 y 6 presentan un mayor potencial de producción sobre el sector central y este del bloque, en reservorios que demuestran según su mapeo una distribución en geometrías tipo parches. Por otro lado, los reservorios de la secuencia Quintuco 4, pertenecientes a cuerpos de biohermos que se distribuyen arealmente con una orientación cuasi paralela a la línea de costa, presentan un comportamiento de carácter más convencional, con migración de hidrocarburos hacia las zonas estructuralmente más altas, y a lo que se le suma un mayor contenido de material clástico, por lo que presenta un mayor potencial de producción sobre el sector NE de la concesión.

Teniendo en cuenta la producción acumulada de los reservorios de las mismas características, los volúmenes calculados de petróleo potencialmente recuperable (EUR) demuestran no ser económicos como para poder establecer una propuesta de perforación con objetivo principal en las secuencias dolomíticas a arenosas de la Fm. Quintuco. Sin embargo, se considera rentable la realización de reparaciones (*workover*), permitiendo obtener un aporte de incremental de producción sobre pozos que se han planteado o planteen a futuro con objetivo Sierras Blancas, siendo que estas dos unidades comparten la estructura. De esta manera, propuestas de reparaciones en niveles dolomíticos han sido presentadas durante este trabajo principalmente para el sector central, siendo los sondeos C-4, Ce-2 y C-7 los más destacados, y que generarían incrementales de producción que se asemejan a los valores de curva de producción tipo para los niveles carbonático arenosos, con 10 m³/día de caudal inicial y 10 Mm³ de acumulada total en un periodo de aproximadamente 10 años, teniendo en cuenta un factor de recobro de entre el 10 y 12 %.

8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alonso, M., Civaroli, A., Zabalegui, I., González, A., & Giusiano, A. (2017). Catálogo de reservorios tight y de baja permeabilidad en la provincia del Neuquén. *Petrotecnia*, (pág. 72-87).
- Aparicio, D. (2015). *Calizas metasomáticas*. Veracruz, Mexico: Universidad Veracruzana.
- Arregui, C., Carbone, O., & Martinez, R. (2011). El Grupo Cuyo (Jurásico Temprano - Medio) en la cuenca Neuquina. *Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino*, (págs. 77-89).
- Bechis, F., Giambiagi, L., Garcia, V., Lanés, S., Cristallini, E., & Tunik Maisa. (2010). Kinematic analysis of a transtensional fault system: The Atuel depocenter of the Neuquén basin, southern Central Andes, Argentina. *32th Journal of Structural Geology* (págs. 886-899). Elsevier.
- Carmona García, J., Correa López, M., Rojas Figueroa, R. A., & Martinez Ibarra, R. (2016). Porosidad asociada a dolomitización en yacimientos del Kimmeridgiano del. *Ingeniería Petrolera*, Vol. 56 No.3 pp 141-152.
- Carozzi, A. V., Orchuela, I. A., & Rodriguez Schelotto, M. L. (1993). Depositional models of the Lower Cretaceous Quintuco - Loma Montosa Formation, Neuquén Basin, Argentina. *Journal of Petroleum Geology*. Vol 16 (4), (págs. 421-450).
- Catuneanu, O. (2006). *Principles of Sequence Stratigraphy*. Elsevier Science.
- Chanes, G. D., & González, H. A. (2016). Caracterización de los reservorios tight de las formaciones Lajas y Punta Rosada en el Sureste del Engolfamiento de la Cuenca Neuquina. Neuquén, Argentina: Proyecto Integrador Profesional. Universidad Nacional del Comahue.
- Chebli, G., Mendiberri, H., Giusano, A., Ibáñez, G., & Alonso, J. (2011). El "Shale gas" en la Provincia del Neuquén. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (págs. 669-691). Mar del Plata: IAPG (Instituto Argentino del Petróleo y Gas).
- Cristallini, E., Tomezzoli, R., Pando, G., Gazzera, C., Martinez, J. M., Quiroga, J., Zambrano, O. (2009). Controles precuyanos de la estructura de la cuenca Neuquina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, No 65 (2). pp 248-264.
- Fernández, M. L., Verzi, H., & Sanchez, E. (s.f.). Actividad tectónica y evolución sedimentaria de los depósitos Tithoniano/Valanginiano Temprano, porción oriental de la Cuenca Neuquina, Argentina. Neuquén, Argentina: Repsol YPF.
- Godino, G., & Giunta, D. (2018). Esquema estratigráfico secuencial a partir de la integración de cuttings, perfiles y sísmica. Fms. Quintuco y Vaca Muerta, Cuenca Neuquina. . 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Simposio de Recursos No Convencionales: Hacia una Nueva Convención. (págs. 113-137). Mendoza: IAPG (Instituto Argentino del Petróleo y Gas) .
- Godino, G., & Morettini, E. (2019). Isotope Stratigraphy and Geochemistry Data. ICE (International Conference & Exhibition). Buenos Aires: AAPG (American Association of Petroleum Geologists) .
- Groeber, P. (1946). Observaciones geológicas a lo largo del meridiano 70°. 1. Hoja Chos Malal. *Revista de la Sociedad Geológica Argentina*. 1: 177-208, 143-347.

Gutierrez Schmidt, N., Alonso, J. C., Giusiano, A., Lauri, C., & Sales, T. (2014). El shale de la Formación Vaca Muerta: integración de datos y estimación de recursos de petróleo y gas asociado, provincia de Neuquén. IX Congreso de Exploración de Hidrocarburos. Simposio de Recursos No Convencionales: Ampliando el Horizonte Energético. (págs. 795-813). IAPG.

Gutierrez Schmidt, N., Alonso, J. C., Giusiano, A., Lauri, C., & Sales, T. (2014). El Shale de la Formación Vaca Muerta: integración de datos y estimación de recursos de petróleo y gas asociado, Provincia de Neuquén. En I. I. Gas, Simposio de Recursos No Convencionales: Ampliando el Horizonte Energético (IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos) (págs. 795-813). Mendoza.

Hurley, N. F., Tanner, H. C., & Barcat, C. (1995). Unconformity-Related Porosity Development in the Quintuco Formation (Lower Cretaceous), Neuquén Basin, Argentina. En Carbonate reservoirs. Memoir 63. Unconformities and Porosity in Carbonate Strata. (págs. 159-175). The American Association of Petroleum.

Khatchikian, A. (2010). Registros de pozo, principios y aplicaciones. Buenos Aires: El Autor.

Lasalle, D. D. (s.f.). Caracterización integral geológica-estadística de la Formación Quintuco, en el Yacimiento Lindero Atravesado, Cuenca Neuquina, Argentina. Pan American Energy.

Leanza, H. A., Sattler, F., Martinez, R. S., & Carbone, O. (2011). La Formación Vaca Muerta y equivalentes (Jurásico Tardío - Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina. Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino, (págs. 113-129). Neuquén.

Loucks, R., Kerans, C., & Janson, X. (2003). Introduction to Carbonate Environments, Facies, and Facies Tracts. Obtenido de American Geological Institute and American Association of Petroleum Geologists: http://www.beg.utexas.edu/lmod/_IOL-CM01/cm01-step03.htm

Lucia, J. F. (2007). Carbonate Reservoir Characterization: An Integrated Approach. Springer Science & Business Media.

Rocas calcareas o carbonatadas. (s.f.). Obtenido de Geología web: <https://geologiaweb.com/rocas-sedimentarias/rocas-carbonatadas/>

Schlager, W. (2002). Sedimentology and Sequence Stratigraphy. Amsterdam: Vrije Universiteit/Earth and Life Sciences .

Serra, O., & Abott, H. T. (1982). The contributios of logging data to sedimentology and stratigraphy. 22 (págs. 117-131). Society of Petroleum Engineers Journal.

Silvestro, J., & Zubiri, M. (2008). Convergencia oblicua: modelo estructural alternativo para la dorsal neuquina (39°S) - Neuquén. Revista de la Asociación Geológica Argentina, No 63 (1). pp 49-64.

Tucker, M. E., & Wright, V. P. (1990). Carbonate Sedimentology. Blackwell Science Ltd.

Uliana, M. A., & Legarreta, L. (1993). Hydrocarbons habitat in a Triassic-to- Cretaceous Sub-Andean setting: Neuquén, Argentina. Journal of Petroleum Geology. vol. 16, (págs. 397-420).

Veiga, R., Bande, A., Mosquera, A., & Alonso, J. (2018). Análisis de patrones de migración de hidrocarburos en la plataforma nor-oriental de la cuenca Neuquina. Provincia de Río Negro - Argentina. X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (págs. 245-266). IAPG.

Vergani, G. D., Tankard, A. J., Belotti, H. J., & Welsink, H. J. (1995). Tectonic Evolution and Paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina. En Basin and Aerial Analysis/Evaluation. Memoir 62. Petroleum Basins of South America (págs. 383-402). American Association of Petroleum Geologists.

Wright, M. &. (1990). Carbonate Sedimentology. Blackwell Science Ltd.

Zhang, X.-S., Wang, H.-J., Ma, F., Sun, X.-C., Zhang, Y., & Song, Z.-H. (2016). Classification and characteristics of tight oil plays. Pet. Sci. 13: pp 18-33.

9. ANEXOS

Tablas

TABLA 1

SECUENCIA QUINTUCO 1

Pozo	Net Gross ($\phi_e > 8\%$)	Net Pay ($\phi_e > 8\%$ y $Sw < 60\%$)	NP/NG	Sw (net pay)	So (net pay)	Phie (net pay)	Bo	Facies	Profundidad a punzar (SSTVD)	Manifestaciones HC	Gas Total
ECx-1	5	4	0,8	0,47	0,53	0,15	1,15		2071/75 - 2065/67	No hay dato	No hay dato
C-7	5	4	0,8	0,5	0,5	0,11	1,15	Cal G Dol	2040/41 - 2045/46,5	Escasos, frescos	4845ppm
C-8	1	0					1,15	Are		Moderados/Regulares, frescos en patina	6394ppm
C-9	5	2	0,4	0,48	0,52	0,16	1,15	Are	2040/41 - 45/47	Impregnación parcial, frescos en patina	8240ppm
Ce-2	3	1	0,33	0,46	0,54	0,14	1,15	Cal G	2049/49,5 - 2051,5/52	Regulares, frescos	820ppm
C-4	2	0					1,15	Cal		Regulares, frescos	2700ppm
C-3	4	1	0,25	0,59	0,41	0,1	1,15	Cal Dol	2050,5/52,5	No hay dato	No hay dato
Cx-1	1	0,5	0,5	0,58	0,42	0,09	1,15	Are	2034,3/34,8	Sin rastros	600ppm
C-5	2	0,5	0,25	0,48	0,52	0,09	1,15	Cal Dol	2029,5/30	Sin rastros	No hay dato
C-11	0	0					1,15	Cal G		Aislados, frescos	11054ppm
Ea-2	1	0					1,15	Cal		Sin rastros	1000ppm
Nea-4	4	1	0,25	0,55	0,45	0,1	1,15	Cal G Dol	1974,5/76 - 1978/79	Sin rastros	1000ppm
Nex-2	1	0					1,15				
Sx-1	2	1	0,5	0,57	0,43	0,09	1,15	Are	2122/23 - 2117	Aislados, frescos	1800ppm
Sx-2	3	1	0,33	0,56	0,44	0,11	1,15	Are	2114,5/15,5	Puntuales, frescos	34496ppm
Promedios	2,7	1,14	0,44	0,52	0,48	0,11	1,15				
Reservorio Tight											
Reservorio Convencional											

TABLA 2

SECUENCIA QUINTUCO 4

Pozo	Net Gross ($\phi_e > 8\%$)	Net Pay ($\phi_e > 8\%$ y $Sw < 60\%$)	NP/NG	Sw (net pay)	So (net pay)	Phie (net pay)	Bo	Facies	Profundidad a punzar y ya punzado (SSTVD)	Manifestaciones HC	Gas Total	Produccion
ECx-1	12	1,5	0,13	0,47	0,53	0,19	1,15	Cal Dol	1989,5/94	No hay dato	No hay dato	
C-7	12	2	0,17	0,54	0,46	0,13	1,15	Cal Dol	1950,5/54 - 1993,5/94,5	Escasos, frescos	8591ppm	
C-8	3	0						Cal W Dol		Muy aislados, frescos en patina	3792ppm	
C-9	13	0,5	0,04	0,54	0,46	0,1	1,15	Cap P-G Dol	1972,8/73,3 - 1991,2/91,7	Aislados, frescos en patina	3438ppm	100% A
Ce-2	10	2	0,2	0,55	0,45	0,12	1,15	Cal Dol	1960,8/61,3 - 1970,5/71,5	Impregnación total, fresco gotas	2480ppm	
C-4	12	3,5	0,29	0,48	0,52	0,14	1,15	Cal G Dol	1972/74 - 1959,5/60 - 1953,5/55	Impregnación puntual, frescos	4500ppm	
C-3	8	0					1,15	Cal Dol		No hay dato	No hay dato	
Cx-1	8	3	0,37	0,39	0,61	0,17	1,15	Cal Dol	1952,5/55,5 - 1949,5/50,5	Aislados, frescos	11345ppm	100% P
C-5	5,5	0					1,15	Cal Dol		Sin rastros	No hay dato	
C-11	8	0					1,15	Dol		Muy aislados, frescos y secos	14772ppm	
Ea-2	11	5	0,45	0,48	0,52	0,16	1,15	Are	1892,3/93,6 - 1897,2/99,5 - 1917,5/22,5 - 1926,5/27,5	Regulares, frescos	5500ppm	100% P
Nea-4	10	2,5	0,25	0,4	0,6	0,19	1,15	Cal G Dol	1889,5/1893,5	Sin rastros	1580ppm	100% P
Nex-2	5	2,5	0,5	0,45	0,55		1,15	Are	1878/93 Fractura hidráulica	Puntuales, frescos	1270ppm	100% P
Sx-1	4	1	0,25	0,51	0,49	0,11	1,15	Are	2025/26,5 - 2029/30,8 - 2033,7/37	Muy aislados, secos	1700ppm	10% P
Sx-2	10	0,5	0,05	0,52	0,48	0,08	1,15	Are	2044/44,5	Puntuales, frescos	11721ppm	
Promedios	8,68	1,67	0,2	0,48	0,52	0,15	1,15					
Reservorio Tight												
Reservorio Convencional												

TABLA 3

SECUENCIA QUINTUCO 5												
Pozo	Net Gross ($\phi_e > 8\%$)	Net Pay ($\phi_e > 8\%$ y Sw < 60%)	NP/NG	Sw (net pay)	So (net pay)	Phie (net pay)	Bo	Facies	Profundidad a punzar y ya punzado (SSTVD)	Manifestaciones HC	Gas Total	Produccion
ECx-1	20	0	0				1,15	Cal Dol		No hay dato	No hay dato	
C-7	10	5	0,3	0,51	0,49	0,13	1,15	Cal Dol	1895/1897 - 1899/03	Escasos, frescos	8591ppm	60% P
C-8							1,15	Cal P-G Dol		Sin rastros	1280ppm	
C-9	23	12	0,52	0,46	0,54	0,12	1,15	Cal P-G Dol	Fracturada hidráulicamente toda la capa 1921/23,5 - 1960,6/61,6	Aislados, en patina	3652ppm	10%P
Ce-2	5	1,5	0,3	0,59	0,41	0,09	1,15	Cal P-G Dol				
C-4	14	4	0,29	0,48	0,52	0,13	1,15	Cal G Dol	1902/04 - 1909/12,5 - 1918,5/19,5	Impregnación parcial, semifresco	1700ppm	
C-3	16	0					1,15	Cal Dol				
Cx-1	11	3	0,27	0,56	0,44	0,13	1,15	Cal P Dol	1901,2/02,2 - 1906/07	Aislados, frescos y secos	537ppm	
C-5	5	0,5	0,1	0,57	0,43	0,08	1,15	Cal Dol				
C-11	11	0					1,15	Cal P-W Dol		Muy aislados, frescos y secos	6504ppm	
Ea-2	11	1	0,09	0,34	0,66	0,1	1,15	Cal P-G Dol	1857,5/60 - 1873/74	?	650ppm	100% A
Nea-4	9	1	0,11	0,47	0,53	0,09	1,15	Cal P Dol	1851/51,5 - 1857,5/58	Sin rastros	1310ppm	
Nex-2	8	4	0,5			0,12	1,15	Cal P-W Dol	1834,5/1835,5 - 1837,5/1841		1500ppm	
Sx-1	20	0			0,49	0,11	1,15	Cal Dol	2025/26,5 - 2028,5/30,5 - 2033,5/36,5			40% P
Sx-2	16	0					1,15	Cal Dol				
Promedios	13	2,2	0,22	0,5	0,5	0,11	1,15					
Reservorio Tight												
Reservorio Convencional												

TABLA 4

SECUENCIA QUINTUCO 6												
Pozo	Net Gross ($\phi_e > 8\%$)	Net Pay ($\phi_e > 8\%$ y Sw < 60%)	NP/NG	Sw (net pay)	So (net pay)	Phie (net pay)	Bo	Facies	Profundidad a punzar y ya punzado (SSTVD)	Manifestaciones HC	Gas Total	Produccion
ECx-1	7	0,5	0,07	0,47	0,53	0,16	1,15	Cal Dol	1896/96,5	No hay dato		
C-7	6	3	0,5	0,51	0,49	0,15	1,15	Cal Dol	1880/1883	Rastros frescos	10040ppm	60% P
C-8	8	0					1,15	Cal P-W Dol		Aislados, frescos en patina	950ppm	
C-9	15	3	0,2	0,52	0,48	0,14	1,15	Cal P-G Dol	Fracturada hidráulicamente toda la capa 1887,5/92,5 - 1895/96	Sin rastros	2500ppm	2% P
Ce-2	9	5	0,56	0,45	0,55	0,14	1,15	Cal G Dol				
C-4	8	4,5	0,56	0,5	0,5	0,14	1,15	Cal Dol	1881,5/84,5 - 1891/93,5 - 1897,5/98	Impregnacion parcial a total, fresco, en parte gotas	1350ppm	
C-3	10	2	0,2	0,5	0,5	0,11	1,15	Cal Dol	1879,5/82	Impregnacion parcial a total, fresco, en parte gotas	2300ppm	
Cx-1	7	4	0,57	0,47	0,53	0,15	1,15	Cal G Dol	1876/78,5 - 1881/84	No hay dato	8685ppm	
C-5	3	1	0,3	0,6	0,4	0,11	1,15	Cal Dol	1881/82	Puntuales, frescos	3000ppm	49% P
C-11	9	3	0,3	0,52	0,48	0,11	1,15	Dol	1874/77 fracturada hidráulicamente	No hay dato	No hay dato	
										Aislados, negros, secos	9026ppm	20% P
Ea-2	11	1	0,1	0,59	0,41	0,11	1,15	Cal G Dol	1827/28,5	Sin rastros	1500ppm	
Nea-4	7	1	0,14	0,55	0,45	0,09	1,15	Cal P-G Dol	1838/39	Sin rastros	1010ppm	
Nex-2	6	2,5	0,42			0,16	1,15	Cal P Dol	1807/09	Aislados, frescos	1500ppm	
Sx-1	8	0	0				1,15	Cal P-W Dol				10% P
Sx-2	6	1,5	0,25	0,48	0,52	0,13	1,15	Cal Dol	1933/34 - 1940/41	Sin rastros	No hay dato	
Promedios	8	2,13	0,32	0,51	0,49	0,13	1,15					
Reservorio Tight												
Reservorio Convencional												

