

VALIDACIÓN DE REGIONES DE EQUILIBRIO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE MODELOS ESTÁTICOS DE YACIMIENTO EN LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE. “AGREGANDO VALOR PARA LA TOMA DE DECISIONES”

Rodrigo J. Rodríguez A.¹, Pablo A. Caprioglio²

1: Reservoir Description team, SINOPEC Argentina Exploration and Production, Inc.

rodrigo_rodriguez@sinopecarg.com.ar

2: Reservoir Manager Team Leader, SINOPEC Argentina Exploration and Production, Inc.

pablo_caprioglio@sinopecarg.com.ar

Palabras clave: **modelo estático, regiones de equilibrio, modelo de saturación, validación**

ABSTRACT

Equilibrium regions validation to build reservoir static models in San Jorge Basin. “Adding value to making decisions”

Since the beginning of the hydrocarbon exploration and production times, conceptual models as a preliminary visualization, constituted a key point in the understanding of a field.

The application of conventional methodology for reservoir characterization has some limitations in San Jorge Basin (CGSJ) due to particularities in the architecture and composition of its sedimentary column. Sur Piedra Clavada (SPC) field shows the characteristics of a multi-reservoir field, common within this basin, while having most of its hydrocarbon accumulations and production concentrated in Bajo Barreal formation.

Evidence of vertical connectivity between different sand bodies was found by analyzing their location within the stratigraphic column, measured formation pressure and fluid distribution. The original study, performed in year 2009, pointed to identify interconnected sections of the column by means of pressure gradient behavior under original conditions applying a calculus procedure. Sedimentary complexity required a vertical and horizontal refinement, concluding in the presence of twenty-one equilibrium regions finally verified. Each one of them was described by means of its corresponding facies, fluid contacts and saturations.

Since 2009, more than 40 new wells were drilled in the area allowing validation techniques application to support the equilibrium regions recognition methodology originally applied.

The validation analysis concluded that the calculus procedure proved to be a powerful methodology for establishing the first equilibrium-region hypothesis for the complete Bajo Barreal formation.

Proved the existence of ≈ 75 % of the original equilibrium regions, new appraisal well locations were proposed to continue quantifying hydrocarbon accumulations of this mature field.

ÁREA DE INTERÉS

La Cuenca del Golfo San Jorge está ubicada en la región patagónica central de la República Argentina. El yacimiento Sur Piedra Clavada se encuentra en el flanco sur de la CGSJ, inmediata-

mente al sur del paralelo 46° que funciona como división política entre las provincias de Chubut y Santa Cruz (Figura 1). Con el objetivo de representar adecuadamente la continuidad geológica del yacimiento, el área del modelo se extendió más allá de las divisiones geográficas de las concesiones circundantes incluyéndose en el análisis, partes de las áreas de reservas Sur Piedra Clavada (SPC), Meseta Sirven (MS) y Piedra Clavada (PC).

El modelo cubre una superficie aproximada de 100 km² y una sección vertical cercana a los 700 m de espesor.

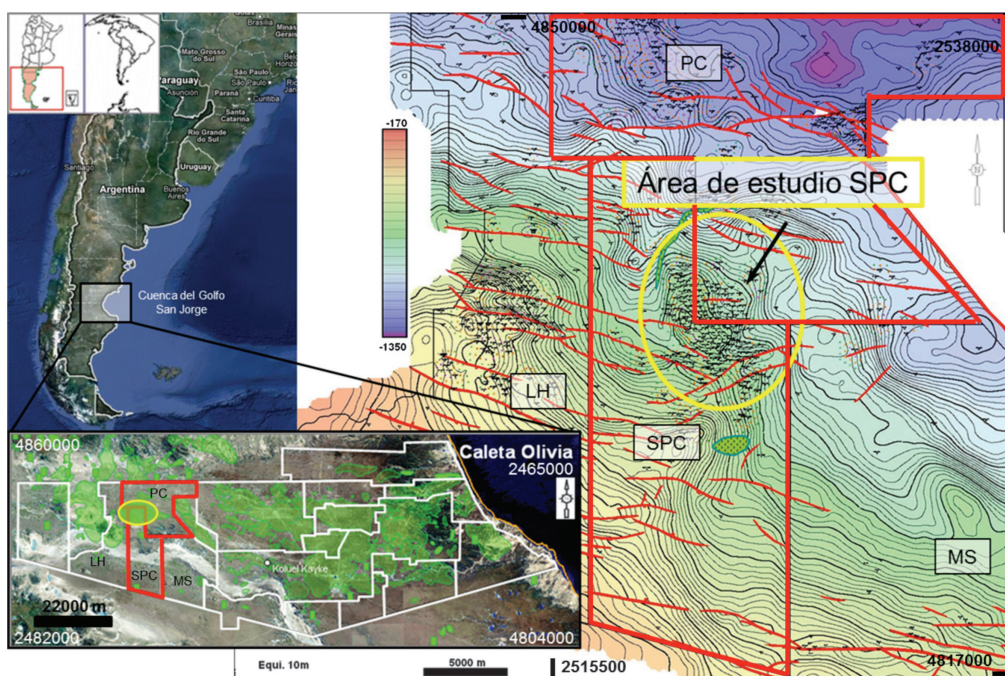


Figura 1. Ubicación del yacimiento Sur Piedra Clavada (círculo amarillo) y su posición relativa en la Cuenca del Golfo San Jorge y áreas lindantes concesionadas a SINOPEC Argentina, Las Heras, Meseta Sirven y Piedra Clavada.

ESTRATIGRAFÍA Y ESTRUCTURA

La CGSJ se vincula al desarrollo de agrupaciones de fallas extensionales representantes de un sistema del *rift* Jurásico (Fitzgerald *et al.*, 1990; Sylwan 2001; Strelkov *et al.*, 2005; Cornaglia *et al.*, 2009). Estructuralmente, el sector Oriental de la cuenca presenta dos Flancos (Norte y Sur) que comprenden fosas del Jurásico Superior-Cretácico Inferior limitadas por fallas de rumbo aproximado oeste-este escalonadas hacia el centro de cuenca y una faja de deformación compresiva con posible componente de rumbo sinistral dispuesta meridionalmente, en el sector occidental (Figari *et al.*, 1999; Homoc y Lucero 2002). Esta deformación compresional se vincula con el efecto de subducción a lo largo del margen occidental de Sud América durante el Terciario y constituye la faja plegada de San Bernardo (Fitzgerald *et al.*, 1990; Peroni *et al.*, 1995).

Desde el punto de vista de la migración de hidrocarburos, los sistemas de fallas suficientemente profundos para conectar la roca madre con los principales reservorios, constituyen la principal vía de migración secundaria y un control en la generación de trampas estructurales.

Los depósitos que rellenan la cuenca comienzan con un complejo volcánico-volcanoclástico ácido (Grupo Lonco Trapial) (Figura 2) de edad jurásica inferior, que constituye el denominado “basamento económico o sísmico”. Lo suceden en discordancia, sedimentos fluvio-lacustres pertenecientes al Grupo Las Heras integrado por las formaciones Pozo Anticlinal Aguada Bandera compuesta por fangolitas ricas en materia orgánica y Pozo Cerro Guadal con importante desarrollo de areniscas fluviales y/o fluvio-deltaicas progradantes hacia su sección superior. En conjunto, estas entidades estratigráficas son también informalmente llamadas “Neocomiano”. El desarrollo de la cobertura subsecuente (Grupo Chubut y unidades Terciarias) constituye el relleno principal de la cuenca en su etapa de subsidencia térmica. El mismo tuvo lugar entre los pisos Barremiano Tardío y el límite Cretácico-Terciario (Feruglio 1950) y está compuesto por sedimentitas continentales con participación piroclástica, alcanzando varios miles de metros de espesor. La generación de un expandido sistema lacustre somero permitió la acumulación de sedimentos finos ricos en materia orgánica de la Formación Pozo D-129 (Hauteriviano-Aptiano temprano) a los que se considera como los generadores de la mayor parte los hidrocarburos acumulados (Van Nieuwenhuise y Ormiston 1989). Feruglio (1949a, 1949b, 1950); Teruggi y Rosetto (1963); Lesta *et al.*, (1968) y Sciutto (1981) entre otros, concuerdan en que el grupo de sedimentos subsiguientes agrupados en el Grupo Chubut y representados por las Formaciones Mina del Carmen y Bajo Barreal y sus variaciones laterales (Figura 2), fueron predominantemente depositados en ambientes continentales sub-aéreos y sub-acuosos someros, y constituyen los principales reservorios de la cuenca. La Formación Castillo descripta en afloramientos del río Senguer por Sciutto (1981) yace en discordancia plana con la for-

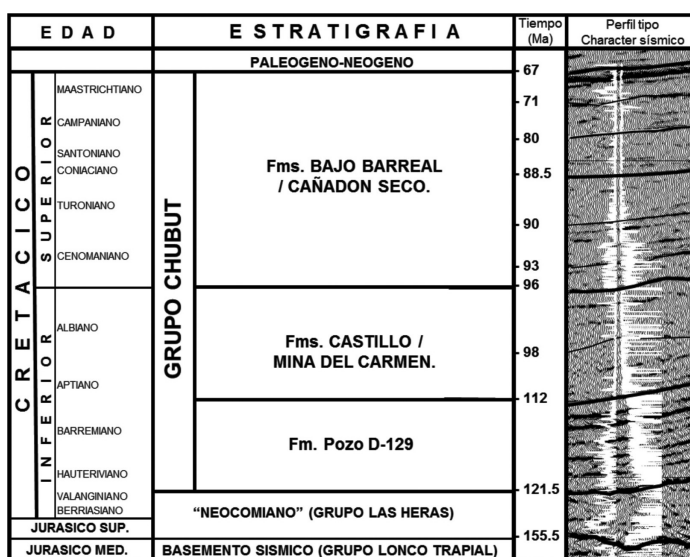


Figura 2. Columna estratigráfica del Jurásico y Cretácico de la Cuenca del Golfo San Jorge (tomada de Jalfin *et al.*, 2002).

mación Pozo D-129. Frecuentemente aislados entre sí, los cuerpos de areniscas de ésta formación representan depósitos fluviales de baja sinuosidad con escasos canales entrelazados y depósitos clásticos asociados a flujos no encauzados y por una planicie de inundación enteramente piroclástica, dominada por depósitos de lluvia de ceniza y re-movilizaciones de ceniza (Paredes *et al.*, 2013a).

Cambios en la dinámica de subducción (Larson y Pitman 1972) desencadenaron procesos de magmatismo calco-alcalino, representados distalmente por el abundante material piroclástico de las formaciones Castillo y Mina del Carmen. Las mediciones realizadas por Paredes *et al.*, (2013b), revelan que la potencia media de depósitos fluviales es de 2.89 m, con un ancho real promedio de 114 m con pobre calidad petrofísica ya sea para almacenar y/o transmitir fluidos.

Hacia los 96 Ma, se ubicaría el contacto entre las formaciones Castillo y Bajo Barreal (Bridge *et al.*, 2000; Jalfin *et al.*, 1997). Esta última concentra cuerpos areno-tobáceos canalizados acumulados por cursos fluviales con creciente sinuosidad hacia el tope junto con depósitos lagunares alcalinos efímeros (Feruglio 1949a, 1949b, 1950; Teruggi y Rosetto 1963; Sciutto 1981). Las llanuras de inundación muestran decreciente participación de facies piroclásticas finas también hacia el tope (Jalfin *et al.*, 2000). En su conjunto, componen el objetivo hidrocarburífero por excelencia y junto con la Formación Pozo D-129 constituyen el principal sistema petrolero de la cuenca.

La columna estratigráfica se completa con unidades del Maastrichtiano al Mioceno, entre las que se destacan areniscas marinas de la Formación Salamanca, sedimentos fluviales de la Formación Río Chico y las sedimentitas piroclásticas de la Formación Sarmiento del Eoceno Temprano-Oligoceno Tardío (Marshall *et al.*, 1983). Le sobre-yacen depósitos marinos de la Formación Chenque asignados al Oligoceno Superior a Mioceno Inferior (Feruglio 1949a, 1949b, 1950), seguidos de las sedimentitas fluviales de la Formación Santa Cruz, que representan los depósitos de la cuenca de antepaís patagónica, vinculados a la fase neógena de ascenso de los Andes (Windhausen 1931; Simpson 1940).

La arquitectura fluvial regional descrita para el Flanco Sur de la CGSJ ha sido ampliamente abordado por Jalfin *et al.*, (2000), mientras tanto (Rodríguez *et al.*, 2011) describen las características locales de depositación reconocidas en SPC. Sin embargo, cabe mencionar que se ha reconocido un amplio rango de dimensiones y geometrías de los depósitos arenosos individuales o amalgamados, factores que constituyen la principal causa de compartimentación del yacimiento.

Por otro lado, el campo muestra un estilo de estructuración simple donde se reconoce un reducido número de fallas normales buzando al sur y recorriendo el área en sentido preferencial noroeste – sudeste (Figura 1).

REGIONES DE EQUILIBRIO ORIGINALES

Las relaciones geométricas de reservorios han sido estudiadas y documentadas extensamente en la CGSJ. Bridge & Tye (2000) y Bridge, *et al.*, (2000) remarcan, en general, que las arenas confor-

man cuerpos lenticulares de reducidas dimensiones. Esto dificulta el reconocimiento de contactos entre fluidos en un mismo cuerpo de arena y por lo tanto, es común suponer que los reservorios exhiben independencia hidráulica unos de otros.

Aun cuando SPC se encuadra dentro de estas características regionales y a primera vista la distribución vertical de fluidos aparenta ser aleatoria, muchos perfiles de pozo mostraron conexión vertical entre dos o más cuerpos de arena. Este hecho sugirió la existencia de un mayor grado de conectividad al inicialmente supuesto.

Se optó por efectuar un detallado análisis de las mediciones de presión adquiridas por medio de herramientas de perfilaje a pozo abierto.

La densidad de datos disponible permitió identificar el gradiente original de presión del campo en correspondencia al de agua de moderada salinidad con aproximadamente 1.02 gr/cm^3 (Rodríguez *et al.*, 2011 y Caprioglio *et al.*, 2012).

La hipótesis de trabajo se basó en suponer que cada reservorio o grupo de reservorios habría equilibrado su presión con el gradiente mencionado para luego reequilibrarse internamente en función del fluido contenido en su espacio poral.

Esta situación quedó reflejada en desviaciones respecto al gradiente original surgida de la aplicación del procedimiento de cálculo desarrollado por Caprioglio *et al.*, (2012).

Procedimiento de cálculo

El objetivo de la rutina de cálculo implementada fue obtener (a partir de los datos de presiones de formación) las variaciones en la densidad de fluidos a lo largo de la columna estratigráfica finalmente modelada. Para esto, el proceso se basó en dos condiciones básicas:

- o Que la correlación capa a capa no tuviera control en la selección de los puntos de presión a procesar para evitar condicionamientos y a la vez posibilitar la inclusión en el análisis de todos aquellos reservorios que, aunque no numerados, contribuyen a la conectividad entre cuerpos de arena.
- o Para asegurar la representatividad de las densidades calculadas, los grupos de datos de presión analizados deben corresponder a reservorios depositados dentro del mismo periodo de tiempo.

Además, para obtener los valores de densidad, se consideraron los siguientes parámetros de control:

- o PUNTOS: número de puntos de presión utilizados en el cálculo de densidad. Con modificaciones en el tamaño de la muestra para cada una de las iteraciones.

- o ITERACIONES: número de repeticiones en el proceso de cálculo. Define la cantidad de realizaciones necesarias para alcanzar aquel valor de densidad que mejor ajuste con menor error respecto del grupo de datos.
- o $g_{\min} / g_{\max}$: corresponden a los valores de densidades extremos permitidos como salida de cada realización. De no satisfacer esta condición, la ventana de selección de datos que participarán de la nueva iteración se amplía de acuerdo a los parámetros F1 y F2.
- o F1: Controla la cantidad máxima de PUNTOS para el cálculo de cada valor de densidad y,
- o F2: Control de velocidad de ampliación de la ventana de selección del tamaño de la muestra (incremento de PUNTOS) para cada realización (Caprioglio *et al.*, 2012).

Regiones de equilibrio

La Figura 3 presenta once regiones de equilibrio generales identificadas aunque solo las siete más profundas constituyen el intervalo de la columna sedimentaria finalmente modelado (Formación Bajo Barreal).

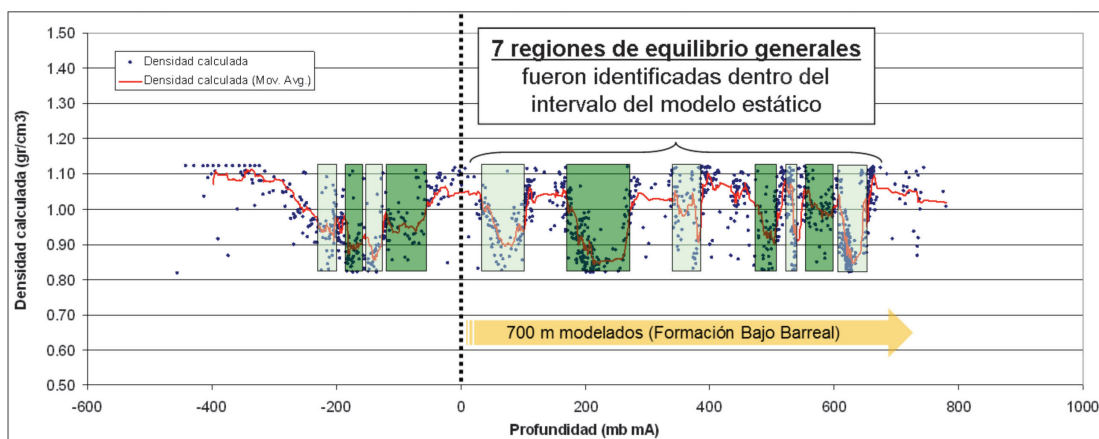


Figura 3. Regiones de equilibrio generales identificadas. (Tomado de Rodríguez *et al.*, 2011). Grupo de datos de presiones disponibles en los 180 pozos analizados (puntos azules). Línea media agrupando las realizaciones para clarificar las variaciones en las densidades de los fluidos en función de los gradientes de presión. Barras en variaciones de verdes definiendo límites entre las regiones de equilibrio identificadas.

Aunque con ciertas variaciones, cinco fueron las etapas de análisis que se realizaron para verificar o descartar si fuera el caso, la hipótesis de equilibrio planteada y la existencia de las 7 regiones diferenciadas.

- o Identificación de reservorios visualmente amalgamados.
- o Análisis areal de la relación *net-to-gross*.

- o Comportamiento capilar de la saturación de agua calculada por petrofísica.
- o Consistencia en la distribución de fluidos.
- o Coherencia entre la distribución de fluidos y la saturación de agua.

La Tabla 1 es el resultado de la aplicación de los pasos de verificación mencionados y muestra la distribución de las 21 regiones de equilibrio finalmente adoptadas para la construcción del modelo del campo.

Región General		Reservorios	GOC (mbnm)	Pb (bar)	OWC (mbnm)			Nro Región
Base (mbmA)	Tope (mbmA)				Mínimo Posible	Adoptado	Máximo Posible	
		Grupos A30 & A31	480 GWC					1
40	111	A42-A40-A50-A52	562 ± 4	82.5 ± 0.5		647		2
40	111	A60-A61-A63-A68	540 adoptado	80.4 adoptado		679		3
40	111	A89 + A70	605 ± 3	87 ± 0.5		711		4
		A110-A111-A112-A115	647	91.1		710		5
168	274	A116 NNW	652 ± 2	91.5 ± 0.5		743		6
168	274	A140 SSE	671 adoptado	93.5 adoptado		761		7
168	274	A125-A130 SSE + A133 SSE	671 adoptado	93.5 adoptado		761		7
168	274	A125-A130-A133-A140 NNW	676 ± 1	94 ± 0.5		731		8
168	274	A300 NNW	727 ± 2	99.5 ± 0.5		840		9
168	274	A300 SSE	727 ± 2	99.5 ± 0.5		840		9
348	400	G1a-G1	780	104.5	885	908	935	10
348	400	G3a	780	104.5	885	908	935	10
348	400	G33-G46 NNW	799 ± 3	106.5 ± 0.5	849	861	898	11
348	400	G33-G46 SSE	799 ± 3	106.5 ± 0.5	849	861	898	11
348	400	G33-G46 Pca-2121	799 ± 3	106.5 ± 0.5		928		12
348	400	G5A + G6	820 ± 3	108.5 ± 0.5		892		13
		H30-H31-H32	860 adoptado	112.5 adoptado		956 LKO		14
482	520	H33-H34-H35-H38-H40a	908 ± 2	117.4 ± 0.3	1033	1047	1079	15
532	555	H50-H52-H53-H55-H57-H68-H69-H69a + H40b-H40c	924 adoptado	119 adoptado	1063	1076	1095	16
570	602	H69b-H70-H71-H72-H73-H74H75-H99	924 adoptado	119 adoptado		1108		17
613	665	H100a-H100b-H100c	1027 ± 3	129 ± 0.5	1115	1126	1149	18
613	665	H101-H102-H103-H128a	1087 ± 3	135.5 ± 0.5	1164	1194	1265	19
613	665	H101-H102-H103-H128a				No Productivo Estocástico		20
		H128b hasta la base del modelo						21

Tabla 1. Regiones de equilibrio generales en tonos de verdes (izquierda) y subdivisión final en regiones de equilibrio incluidas en el modelo con los respectivos contactos Gas-petróleo (GOC), Presión de burbuja en el contacto y las profundidades de los contacto agua-petróleo estimados (OWC).

Ecuación discriminatoria de facies

Es importante mencionar que las dos variables objeto de la validación realizada en este trabajo fueron definidas a partir de la construcción de curvas pseudo-capilares (Rodríguez *et al.*, 2005, 2011 y Caprioglio *et al.*, 2012) para cada una de las facies permeables identificadas.

Por su parte, el modelo de facies se definió con tres variedades litológicas según la siguiente ecuación condicional:

$$\text{Facies_arena} = \text{Si}(\text{XVSH} < 0.30, \text{Si}(\text{nmrFF210} > 0.019, 1, 2), 0) \quad (1)$$

Donde,

- o XVSH: curva de arcillosidad proveniente del análisis petrofísico,
- o nmrFF210: curva de agua móvil provista por la herramienta de resonancia magnética nuclear modificada con un T2 *cutoff* de 210 ms, (Rodríguez *et al.*, 2011)

- o Los números 1, 2 y 0 como resultado de las condiciones establecidas: representan las dos calidades de arena y la litología de fondo (no reservorio) respectivamente.

De no disponer de resonancia magnética nuclear, la identificación de facies se basó en la porosidad efectiva (XPOR) como factor discriminador secundario. Aunque con variaciones en el valor de corte de XVSH según la posición estratigráfica de los reservorios, la ecuación adicional (2) se definió de la siguiente manera:

$$\text{Facies_arena_XPOR} = \text{if}(\text{XVSH} < 0.30, \text{if}(\text{XPOR} > 0.21, 1, 2), 0) \quad (2)$$

Se interpreta que la facies 1 (discriminada con amarillo en la curva de facies de la figura 6) representa la variedad litológica con mejor productividad respecto de la variedad de facies 2 (en color naranja de la misma figura).

Finalmente, cada facies permeable fue representada en el modelo de saturación de agua por sus respectivas curvas pseudo-capilares.

Modelo de distribución de fluidos por regiones de equilibrio

Las imágenes 4-A y B de la figura 4, esquematizan la distribución de fluidos para todo el campo y para cada región de equilibrio.

Se puede ver como los principales volúmenes de gas se alojan en la zona más alta de la estructura principalmente en el sector SSO de la misma (color rojo), aunque algunos casquetes de extensión limitada se manifiestan dentro del bloque principal. Esto hace referencia a las condiciones originales del campo (Rodríguez *et al.*, 2011).

Por otro lado, se ilustran las posiciones de los contactos agua-petróleo que actúan como divisores entre las zonas de petróleo (en verde) y la zona de agua (en azul). La profundidad de los contactos varía de forma significativa de acuerdo a las estimaciones realizadas para cada región de equilibrio (Tabla 1). Por último, en la imagen 4-C se aprecia la distribución de la saturación de agua sobre el mismo corte resaltado en la imagen 4-B, luego de haber filtrado las arcillas o *background* del volumen modelado y sólo incluyendo los cuerpos arenosos. La variación en los valores de saturación es función de la altura de cada reservorio respecto del OWC propio de la región de equilibrio a que corresponde dicho reservorio y a la variedad de facies a que el mismo haya sido asignado. Esto pone en evidencia una de las características de este bloque y de la cuenca en general. Cada sondeo perforado normalmente atraviesa un reducido número de intervalos de interés productivo y la distribución de fluidos y saturaciones de agua aparentemente incoherente entre todos ellos pueden ser comprendidos luego de haber integrado la información a nivel de yacimiento.

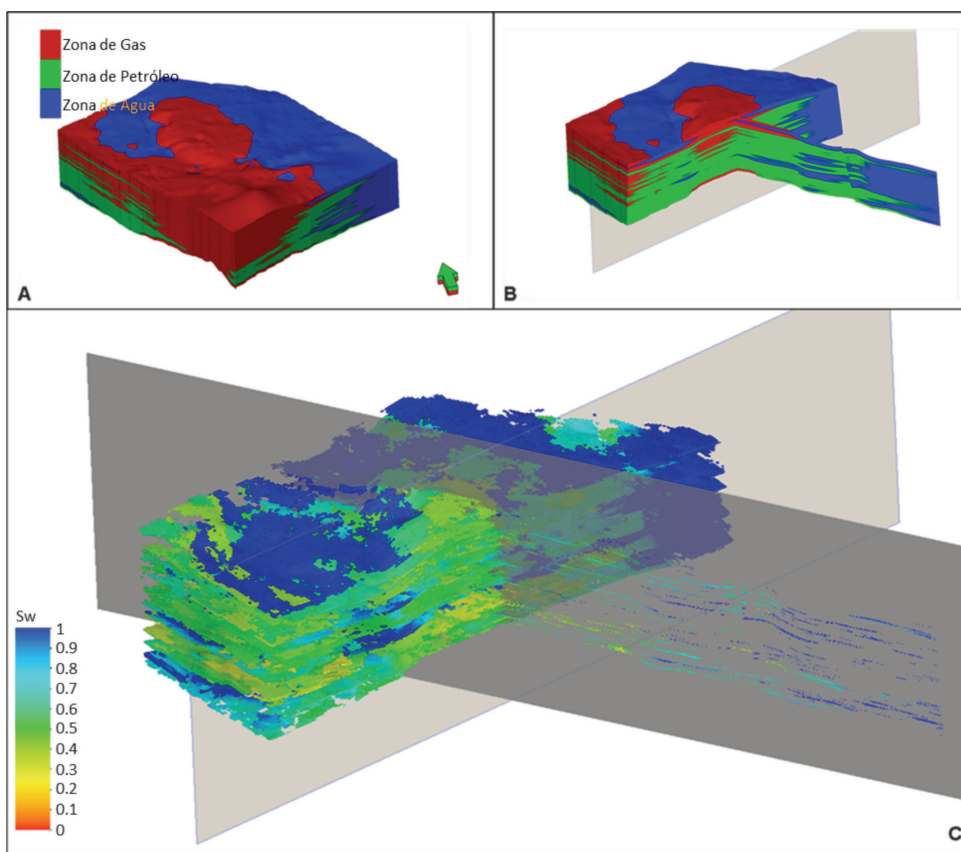


Figura 4. A: Modelo 3D con esquematización de la distribución de fluidos para cada región de equilibrio – B: Esquemático de fluidos en dos secciones transversales entre sí– C: Modelo de saturación de agua por facies sobre cuerpos de arenas como potenciales reservorios.

VALIDACIÓN DE REGIONES DE EQUILIBRIO

Desde la culminación del primer modelo 3D del yacimiento SPC en el año 2009 a la fecha han sido perforados más de 40 pozos nuevos de desarrollo (Figura 5). Aunque la estructura del modelo no ha sido actualizada, esta nueva información fue utilizada para verificar la validez del mismo y su capacidad predictiva de fluidos en aquellos reservorios enmarcados dentro de alguna de las regiones de equilibrio identificadas.

Larriestra *et al.*, (2008), implementaron la metodología de validación cruzada en el yacimiento El Guadal Sur localizado aproximadamente unos 30 km en dirección NO respecto del campo SPC. En esa oportunidad, basándose en curvas de arcillosidad, el análisis se centró en la capacidad de predicción de ocurrencia de reservorios cuyas dimensiones fueran menores al distanciamiento entre pozo.

En casos donde no han sido utilizados condicionantes como tendencias para la construcción de un modelo de facies (como información sísmica), la capacidad de predicción de ocurrencia de reservorios tiende a ser limitada hacia zonas alejadas del dato.

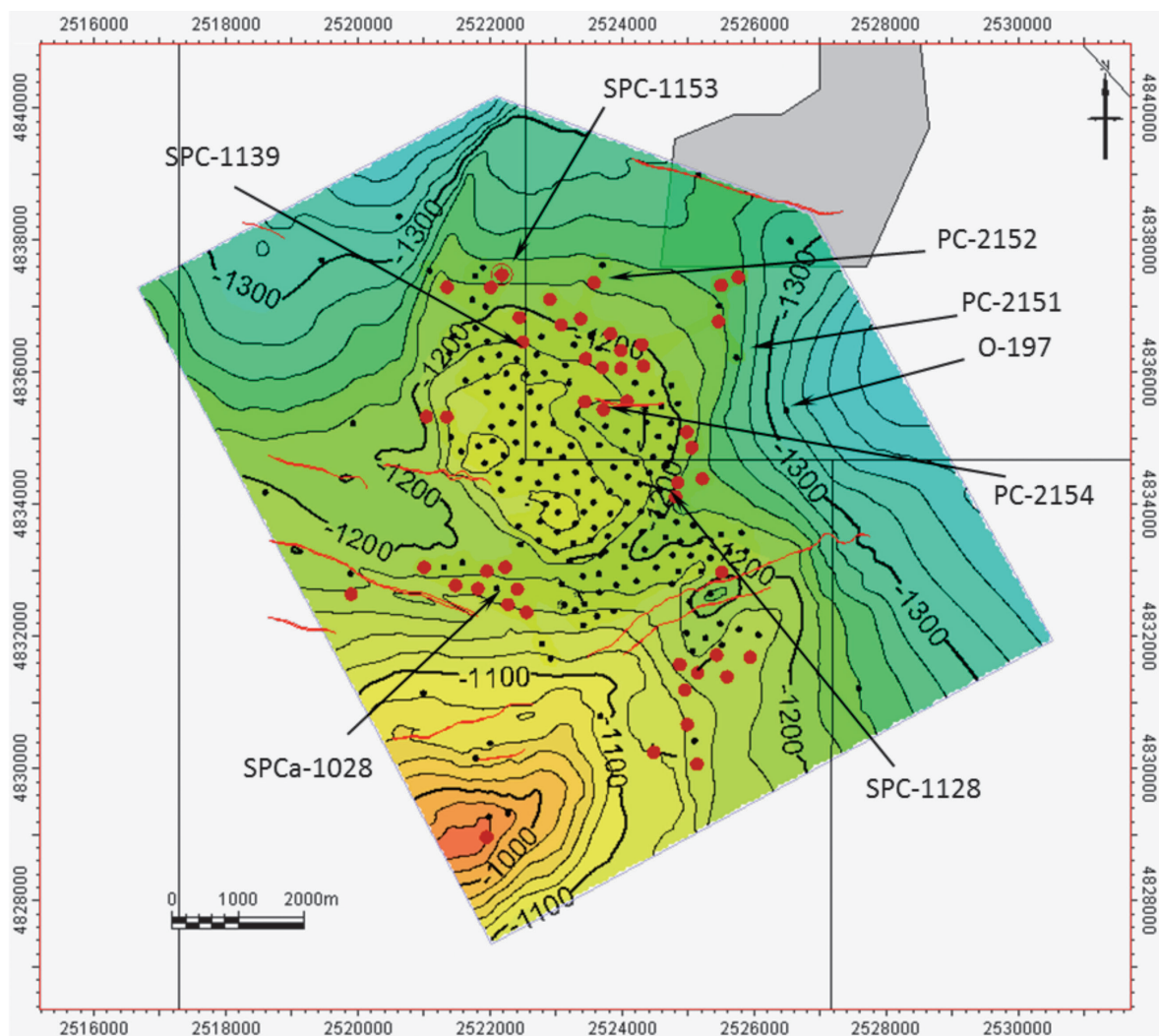


Figura 5. Mapa estructural en profundidad al tope de la Formación Castillo. Desarrollo del bloque hasta el año 2009 (puntos negros), y pozos adicionales perforados desde el año 2009 hasta fines del año 2013 (puntos rojos). Polígono gris sobre el ángulo superior derecho, área de exclusión en la concesión Piedra Clavada.

La calidad del dato sísmico y su relación con la presencia y dimensiones de los depósitos de arena permitió su utilización en la construcción del modelo estático 3D de SPC, aunque sólo sobre 3 de las 21 regiones de equilibrio.

Con una muestra superior a 200 pozos perforados en la estructura principal del campo, no hay mayores inconvenientes en lo relacionado a la ocurrencia de reservorios, ya que en todos los casos se comprobó la presencia de al menos un intervalo productivo de hidrocarburos. De preferencia, sería deseable seleccionar las mejores ubicaciones para ser perforadas en primera instancia. Sin embargo, independientemente de la ocurrencia o no de reservorios, el modelo determinístico de saturación de agua y estimación de contactos entre fluidos quizá constituya el parámetro más relevante a ser validado, ya que define la extensión de las acumulaciones de hidrocarburos en el yacimiento.

De acuerdo a lo presentado en la Tabla 1, se estimaron los contactos entre fluidos en 19 regiones de equilibrio en el bloque principal de SPC. La posición relativa entre ellos permitió la construcción de cada modelo de distribución de saturación de agua y, de manera esquemática, la visualización de zonas de fluidos con la distribución de gas (en rojo), petróleo (en verde) y agua (en azul) (Figura 4).

Desde el punto de vista de la validación del modelo, se llevó a cabo un análisis comparativo entre los reservorios atravesados por los pozos nuevos. Los mismos fueron agrupados en sus respectivas regiones de equilibrio para luego considerar su posición estructural en relación a las zonas de fluidos (Figuras 4 y 6) y el/los fluidos ensayados o pronosticados en cada uno de ellos. El conjunto de esta información fue confrontado con datos equivalentes provistos por el modelo.

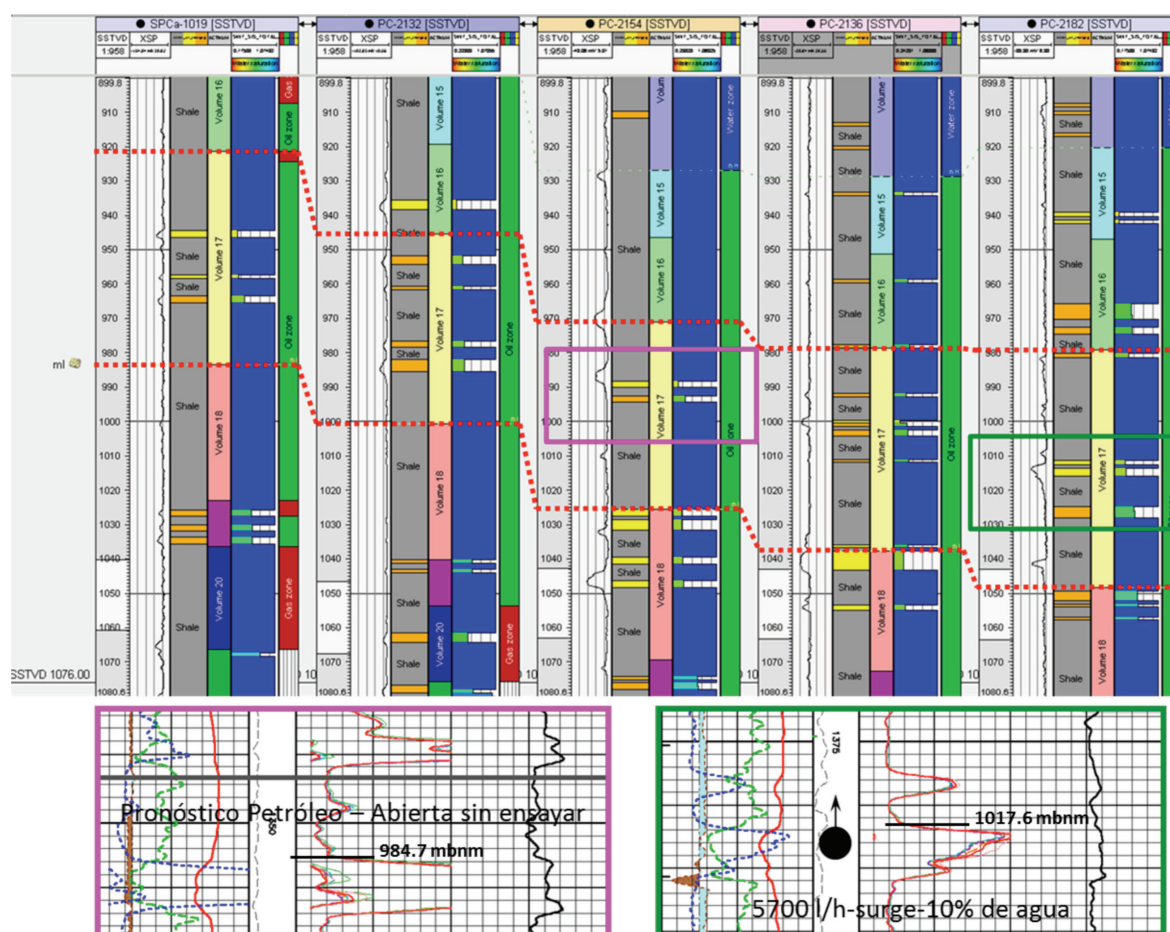


Figura 6. Corte genérico horizontalizado al contacto agua-petróleo región 17 estimado en 1076 SSTVD (*True vertical depth sub-sea* o metros bajo nivel del mar "mbnm") con correlación entre pozos. Profundidad, curva de potencial espontáneo, perfil discreto de facies en el modelo 3D, regiones de equilibrio, distribución de saturación de agua (Modelo 3D) y zonas de fluidos por región de equilibrio en columnas 1 a 6 respectivamente (de izquierda a derecha por pozos). Correlación de tope y base de la región de equilibrio 17 (trazos rojos). Con una variación estructural de 60 m entre el SPCa-1019 y el PC-2182, exceptuando los primeros metros de la unidad en el SPCa-1019, la región se encuentra dentro de la zona de petróleo. Pozos PC-2154 y C-2182 utilizados para la validación del modelo de distribución de fluidos. Abajo, ampliación de los reservorios encontrados dentro de la región de equilibrio 17 con su respectivo pronóstico de fluido y ensayo de terminación en los pozos mencionados.

La Tabla 2 enumera a modo de resumen, la información relacionada a las condiciones de equilibrio original para las 19 regiones de equilibrio y los datos proporcionados luego de evaluar los pozos nuevos del bloque.

A modo ilustrativo y con el objeto de ejemplificar el método de trabajo, se presenta el resultado de seis pozos. Los sondeos atravesaron una serie de reservorios, cada uno de los cuales fue asociado (por correlación entre pozos) a una región de equilibrio. Ya fuera un reservorio individual o un grupo de ellos que hayan sido englobados dentro de una región de equilibrio determinada, se comparó la profundidad de la base del/los mismos y el fluido ensayado o pronosticado versus los estimados para su región de equilibrio en el modelo. De esta manera de obtuvieron las profundidades del gas más alto y bajo conocidos (HKG y LKG), petróleo más alto y bajo conocidos (HKO y LKO) y agua más alta conocida (HKW) en cada una de las regiones (Tabla 2).

	Caracterización de Reservorios de SPC			Pozos Nuevos						Distribución de Fluidos en pozos nuevos (mbnm)				
N° de Region	Regiones de Equilibrio	GOC (mbnm)	OWC (mbnm)	SPC-1111	SPC-1153	PC-2152	PC-2154	SPC-1128	SPCa-1028	HKG	LKG	HKO	LKO	HKW
1	G A30&A31	480	-											
2	A42-40-50-52	562 ± 4	647	534 NA	567 NA			602		503	553	532	609	602
3	A60-61-63-68	540	679							552	552	554	650	580 (50%)
4	A89-70	605 ± 3	711			640 (SE?)						598	642	613 NA
5	A110-111-112-115	647	710							639	639	650	667	
6	A116	652 ± 2	743	663 NA	685 NA		685			629	663	670	735	
7	A140 SSE	671	761											
7	A125-130-133 SSE	671	761					754 NA				754		799
8	A125-130-133-140 NNW	676 ± 1	731	700	716	756	738					660	766	768
9	A300	727 ± 2	840				776	824				753	803	
10	G1a-1	780	885 - 908 - 935					867		829	833	800?	867	804 NA
10	G3a	780	886 - 908 - 935					880				781	880	813 NA
11	G33-46	799 ± 3	849 - 861 - 898	852		886	860	897 NA	848	872	872	798	904	870 NA
13	G5a-6	820 ± 3	892	892	907		882			830	830	827	907	
14	H30-31-32	860	956				929	972				899	998	
15	H33-34-35-38-40a	908 ± 2	1033 - 1047 - 1079	956		988	966	1010	951			917	1030	
16	H50-52-53-55-57-68-69a	924	1063 - 1076 - 1095	1020	H50 - 1010	H69 - 1052	1064	1011	1043	961-1000		943	1068	961
17	H69b-70-75-99	924	1108	1045		1087	1048					1005	1096	1022
18	H100a-b-c	1027 ± 3	1115 - 1126 - 1149	1082	1101 (52%)		1072		1076	1005	1005	1036	1114	1063
19	H100s	1087 ± 3	1164 - 1194 - 1265	1118	1140	1134	1105	1147	1117	1070	1070	1096	1150	1147

Tabla 2. Comparación entre parámetros representativos de las regiones de equilibrio y ensayo o pronósticos (intervalos no abiertos "NA") de fluidos de los reservorios atravesados por los pozos nuevos. Independientemente de la profundidad en "mbnm" (metros bajo nivel del mar) de los reservorios, gas, petróleo, agua y sin entrada (SE) se remarcen en rojo, verde, azul y marrón respectivamente. Reservorios con ensayos o pronósticos ambiguos en posiciones cercanas a contactos gas-petróleo (rosa) y petróleo-agua (zona de transición) en verde claro. Porcentajes de la presión original de reservorios (e.g. 55%).

La región de equilibrio conformada por los reservorios A42-A40-A50 y A52 (Región de equilibrio 2) con GOC y OWC en 562 mbnm y 647 mbnm respectivamente, presentó resultados dispares en el proceso de validación. Si bien el único intervalo potencialmente gasífero no invalida el GOC inicialmente estimado, la principal discrepancia se encontró dentro de la zona de petróleo. El reservorio encontrado en 602 mbnm (sondeo SPC-1128) ensayó agua de formación a 45 m sobre el contacto agua-petróleo originalmente estimado. Si bien el pozo SPC-1153 constató un intervalo potencialmente acuífero en 567 mbnm, el mismo no fue abierto y el pronóstico petrofísico no es definitorio ya que arenas con similar respuesta eléctrica han comprobado hidrocarburos en otros sectores del campo. Al mismo tiempo, HKO 532 mbnm, LKO en 609 mbnm y LKG en 553 mbnm, sugieren una revisión sobre la región de equilibrio. Sin embargo, debido a que la participación de este grupo de arenas en el volumen de petróleo original *in situ* (POIS) es menor al 3% del total no hubo necesidad inmediata de modificarlo.

La región de equilibrio 10 (que desde el comienzo representa una simplificación agrupada de los reservorios G1a, G1 y G3a en el modelo estático) mostró intervalos con saturaciones de agua potencialmente asociadas a su zona de transición, ubicadas aproximadamente a 100 m sobre su OWC. No obstante, debido a que más del 80% de las muestras documentadas en estos intervalos concordaron con la distribución de fluidos en el modelo, se decidió mantenerla vigente hasta obtener mayor información.

Desde el comienzo del análisis, las regiones 7 y 8 presentaron dificultades para su entendimiento, siendo finalmente separadas arealmente en los sectores SSE y NNO del yacimiento. Como era previsible, el desacierto de fluidos con los pozos nuevos primó sobre los aciertos variando entre 50% y 72%. Por lo tanto estos intervalos junto con la región 2, deberán ser re-evaluados y redefinidos durante las actualizaciones del modelo de yacimiento. A pesar de esto, el conjunto de estas regiones no superan el 8% del POIS por lo que su impacto en la volumetría final del yacimiento se espera no será significativo.

Rodríguez *et al.*, 2011, reconocieron desconexiones hidráulicas entre grupos de reservorios adyacentes lateralmente correlacionables y probablemente depositados coetáneamente. Diferencias mayores a 70 m en la profundidad de los contactos agua-petróleo son el rasgo más distintivo entre estas unidades marcando variaciones sustanciales en las condiciones originales de equilibrio entre los sectores SSE, NNO y E del yacimiento.

En virtud de lo mencionado, sería esperable reconocer nuevas desconexiones laterales durante el proceso de validación, hecho que efectivamente ocurrió (Tabla 2). La región 16 quizá se constituya como la más sobresaliente en este aspecto, ya que sobre 36 nuevos datos de reservorios, en sólo 2 oportunidades se ensayó agua de formación por encima del OWC estimado. Ya que ambos sondeos (SPC-1153 y SPCa-1028) se encuentran distanciados entre sí (Figura 6), es posible especular sobre la posibilidad de encontrarse frente a las desconexiones hidráulicas entre reservorios

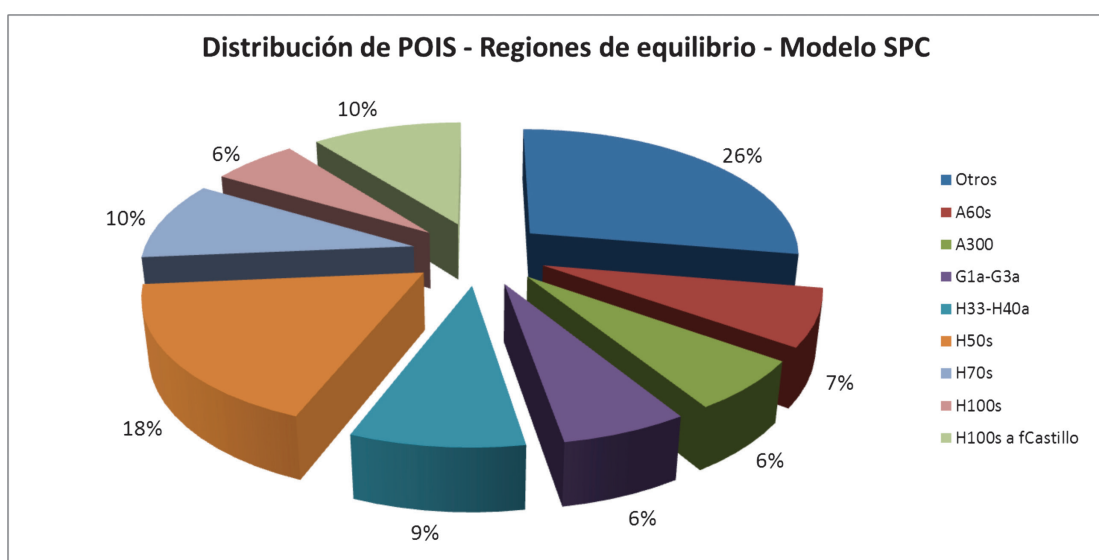


Figura 7. Distribución de petróleo original *in situ* en función de las diferentes regiones de equilibrio. Se observa que tres cuartas partes del POIS provienen de las unidades más desarrolladas del yacimiento.

previamente identificados en el proceso de caracterización inicial.

Condicionado a lo laborioso del proceso de modelado de las regiones de equilibrio y su posterior unificación en un único modelo de yacimiento, se evaluó el impacto de estas variaciones en las estimaciones del POIS (Figura 7) para justificar o no modificaciones inmediatas.

Las regiones de equilibrio más productivas del yacimiento concentran el 74% de POIS estimado. De ellas, como ya se mencionara anteriormente, la unidad 10 (6% del POIS) es la única que debería ser revisada. Por lo tanto, aproximadamente el 70% de las estimaciones de POIS originales ha sido validado. El 26% restante del POIS del modelo se agrupó en unidades de menor distribución areal. Dentro de este grupo únicamente las regiones 2, 7, 8 y 18 (con participación en el POIS de 3%, 4%, 1% y 2% respectivamente), deberán ser re-caracterizadas. Esto resultó en la validación de 14 de las 19 regiones de equilibrio originales sobre las que fueron estimados los respectivos contactos entre fluidos, lo que equivale en términos de petróleo original *in situ*, al 86% del volumen total estimado para yacimiento.

Propuesta de delineación del yacimiento

De manera tradicional, SPC comenzó su producción y desarrollo a partir de pozos perforados principalmente en las posiciones estructurales más altas. En consecuencia, luego de 7 años de intensa actividad, la capacidad de incorporación y reemplazo de reservas se vio fuertemente limitada. Bajo las pautas internas para la declaración de reservas de SINOPEC Argentina, la incorporación de reservas con categoría de probadas no desarrolladas adquirió el carácter de eventual, y sólo aquellos casos en que el distanciamiento estándar entre pozos (300 m) y la posición estructural fuera similar sería posible promover locaciones declaradas anteriormente con menor categoría.

Si bien la implementación de modelos estáticos 3D en la CGSJ ha adquirido relevancia en los últimos tiempos, sólo algunos de ellos fueron capaces de agregar valor al activo para la toma de decisiones. Tales son los casos presentados por Ronanduan (2005); Rodríguez *et al.*, (2005, 2006); Ferreira *et al.*, (2001) y Uranga *et al.*, (2011) entre otros. Los trabajos citados fueron, de una manera u otra, el soporte para el entendimiento de los respectivos yacimientos y su desarrollo posterior. Aún cuando muchos estudios en el tema han sido divulgados públicamente, la mayoría de los trabajos se enfocaron en el método de procesamiento del dato disponible y su posterior utilidad a la hora de construir modelos conceptuales y/o físicos estáticos en 2 ó 3 dimensiones. Con frecuencia la secuencia de presentación de los trabajos de esta índole finaliza en la etapa mencionada, siendo poco común encontrar en la literatura su real funcionalidad como herramientas de desarrollo de activos y el agregado de valor al yacimiento.

Validada la distribución de fluidos del yacimiento SPC y con el objetivo de ampliar las perspectivas presentes y futuras de desarrollo y a la factibilidad de incorporación de reservas del campo, se propusieron cuatro locaciones para la perforación de pozos de delineación (Figura 8).

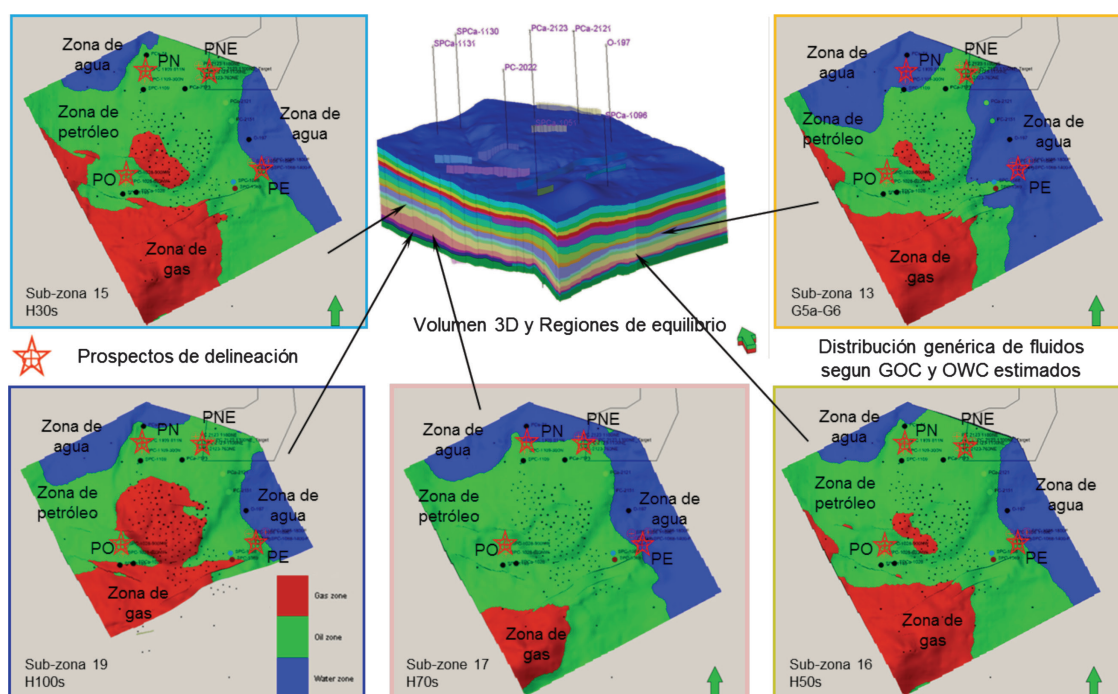


Figura 8. Modelo y regiones de equilibrio de SPC (centro). Distribución genérica de fluidos para cinco regiones de equilibrio con sus respectivos contactos GOC y OWC estimados. Total de pozos perforados en el bloque (puntos negros) y sondeos utilizados como soporte cercano para las propuestas de los pozos de delineación (círculos negros, verdes, marrones y celestes mayores). Ubicación de prospectos Norte (PN), Noreste (PNE), Oeste (PO) y Este (PE) (estrellas rojas).

Una visión rápida de los modelos de distribución genérica de fluidos de las cinco regiones presentadas en la Figura 8, evidencia inmediatamente que las posiciones de los prospectos se encuentran en las inmediaciones de los OWCs estimados para cada región, localizándose los mismos en posiciones estructurales relativamente bajas respecto de la situación actual de desarrollo del campo.

El rasgo morfológico-estructural más sobresaliente de la configuración actual del campo es la geometría de “*jack up*” o de levantamiento como respuesta a intrusionas de cuerpos sub-volcánicos “terciarios” emplazados como filones capa hacia la mitad superior y tope de la Formación Castillo (Rodríguez *et al.*, 2011).

Aún considerando el modelo 3D como soporte de base, cada uno de los prospectos presenta características particulares que los definieron como independientes entre sí. El prospecto PNE se encuentra ubicado en la prolongación noreste del “*Jack up*” y junto con la propuesta PO son los que corren menor riesgo estructural. Por el contrario, las locaciones PE y PN se ubicaron en las posiciones estructurales más bajas. Si bien la validación de la probabilidad de ocurrencia de reservorios en el modelo no ha sido considerada para este trabajo, la distribución de facies en las regiones de equilibrio 9, 19, 20 y 21, fue condicionada con tendencias adicionales (cubo de volumen de arcillas) a los proporcionados por los variogramas experimentales. El grado de injerencia en la distribución de cuerpos de arena de esta variable tridimensional aumentaba linealmente con la distancia respecto del área desarrollada (Rodríguez *et al.*, 2011). Así es que cada uno de los prospectos

reduce su riesgo teniendo como objetivo alguno de los intervalos mencionados sobre los que se dispone de algún tipo de control en la generación de cuerpos de arenas en el modelo (Figura 9).

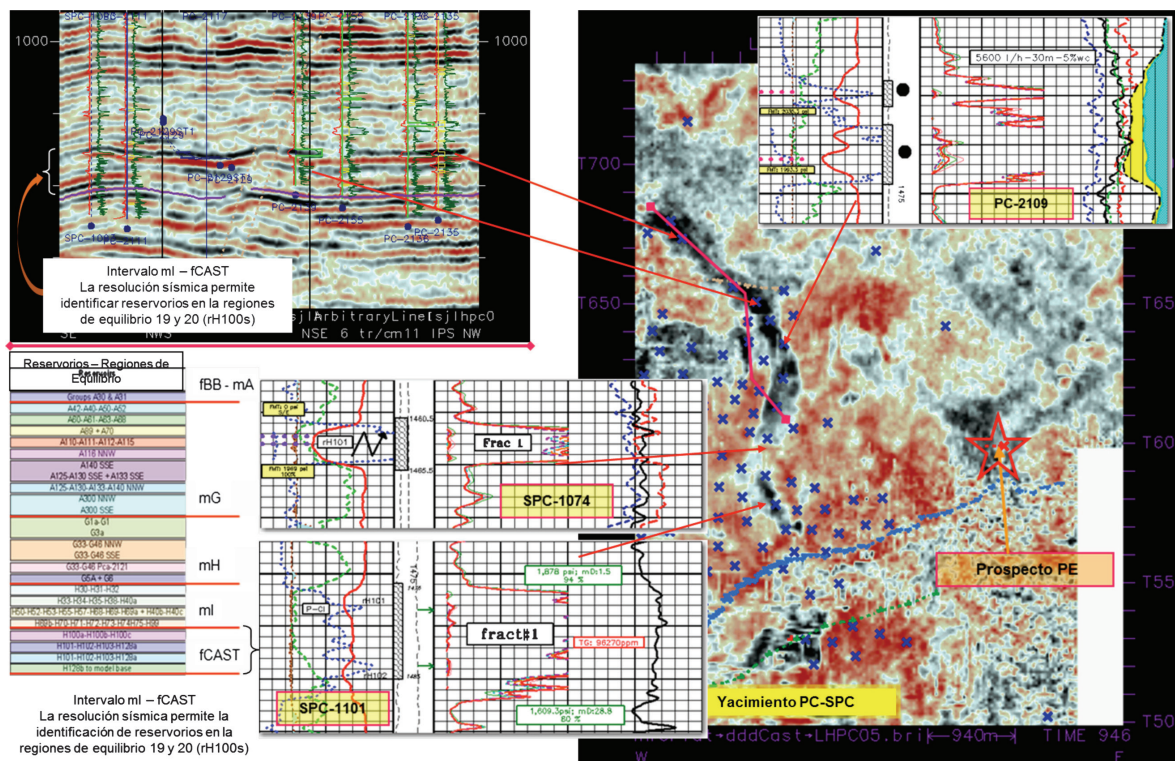


Figura 9. Línea sísmica SE-NO siguiendo formas canalizadas identificadas en el cubo sísmico dentro de las regiones de equilibrio 19 y 20 (corte sísmico en tiempo, derecha) y respuesta eléctrica del intervalo en diferentes pozos del yacimiento.

Hacia comienzos del año 2014, se concretó la perforación de las propuestas con mayor chance de éxito asociada (prospectos PNE, PE y PO).

Inconvenientes experimentados en la etapa de perforación del prospecto PNE concluyeron en la entubación del mismo sin haber registrado perfil a pozo abierto alguno. Finalmente se dispuso de curvas de pseudo-SP (curva en color blanco) y pseudo-RT (curva en color gris) que se muestra en la Figura 10 para dar soporte a la correlación con pozos cercanos y diseñar la terminación de pozo. La distancia entre sondeos y la ausencia de marcadores regionales (inherente al origen fluvial) en la Formación Bajo Barreal introdujeron dificultades adicionales al momento de la correlación, restando precisión y confiabilidad al método. Sin embargo, fue posible asignar cada potencial reservorio atravesado a su correspondiente región de equilibrio en el modelo estático y así definir intervalos a ser abiertos, ensayados y eventualmente fracturados.

Actualmente, el sondeo PNE se encuentra en producción efectiva de petróleo de los intervalos encontrados en las regiones de equilibrio 10, 17 y 21. En intervalo 10 se comprobó la presencia de petróleo mientras que el 21 confirmó que debe ser tenido en cuenta a la hora de definir las profundidades finales de los futuros sondeos, aún cuando no se disponga de un modelo de saturación

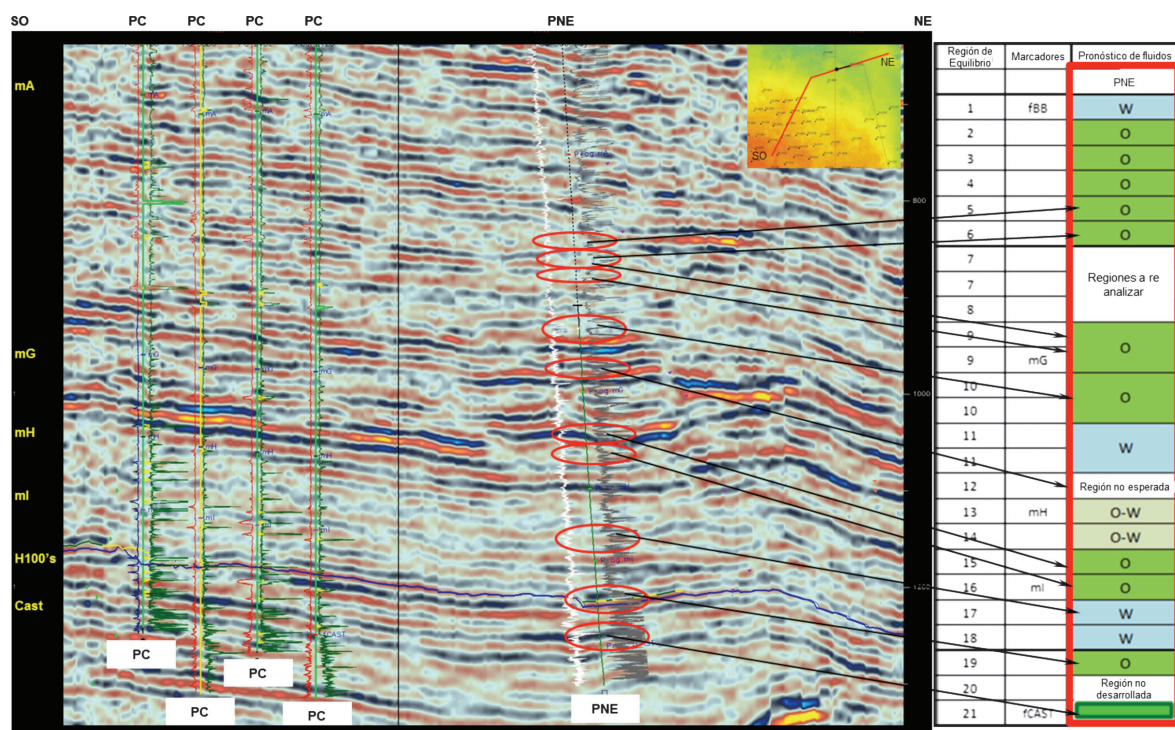


Figura 10. Corte sísmico con orientación SO-NE. Izquierda, pozos verticales de desarrollo con curvas de potencial espontáneo (SP – color rojo) y resistividad (RT – color verde). Derecha imagen sísmica, pozo de delineación PNE direccional hacia objetivos profundos de las regiones de equilibrio 19 y 21. Tabla de pronósticos de fluidos para cada una de las regiones de equilibrio analizadas en el modelo estático 3D del yacimiento donde “O, W y O-W” corresponden a petróleo, agua y petróleo con agua respectivamente.

de agua. Inicialmente, llama la atención la comprobación de hidrocarburos líquidos dentro de la región 17 (si se lo compara con la predicción de agua por parte del modelo). De acuerdo a las Tablas 1 y 2, la posición del OWC para esta región de equilibrio, fue posicionado en 1108 mbnm, al tiempo que los intervalos petroleros atravesados se ubican en 1111 mbnm. La escasa información disponible para este intervalo al momento de construir el modelo estático, limitó las posibilidades de estimación de OWC alternativos como en el caso de las zonas 15, 16 o 19. El caso que se presenta propone desplazar el OWC hacia una posición más profunda, y como consecuencia el POIS sufriría un impacto positivo para el desarrollo de reservas del campo.

El prospecto PE fue el segundo en ser perforado y al igual que el PNE, los intervalos profundos constituyeron el principal objetivo. La Figura 8 pone en evidencia que la ubicación de esta propuesta desafiaba a la mayoría de las estimaciones aceptadas para la construcción del modelo estático, en especial aquellas relacionadas con la determinación de los contactos entre fluidos. En consecuencia, el pronóstico de fluidos para la mayoría de las regiones de equilibrio (en caso de atravesar los reservorios correspondientes) fue el más pesimista en relación a los otros tres prospectos (Figura 11). Aún con una visión del modelo de fluidos, el potencial petrolero de las regiones de equilibrio 1 a 18 no era promisorio. Durante el proceso de caracterización del campo se identificaron reservorios temporalmente equivalentes con desconexión hidráulica lateral. Esta situación aparentemente habría propiciado la carga diferencial con hidrocarburos y la consecuente

diferenciación en las profundidades de contactos agua-petróleo para el grupo de areniscas rG33-rG46 en la zona de pozos PCa-2121 (Figura 12 y Tabla 1) (Rodríguez *et al.*, 2011). De acuerdo a esto, se contempló la posibilidad de encontrar cuerpos de arena en condiciones distintas a las caracterizadas para el bloque principal de desarrollo.

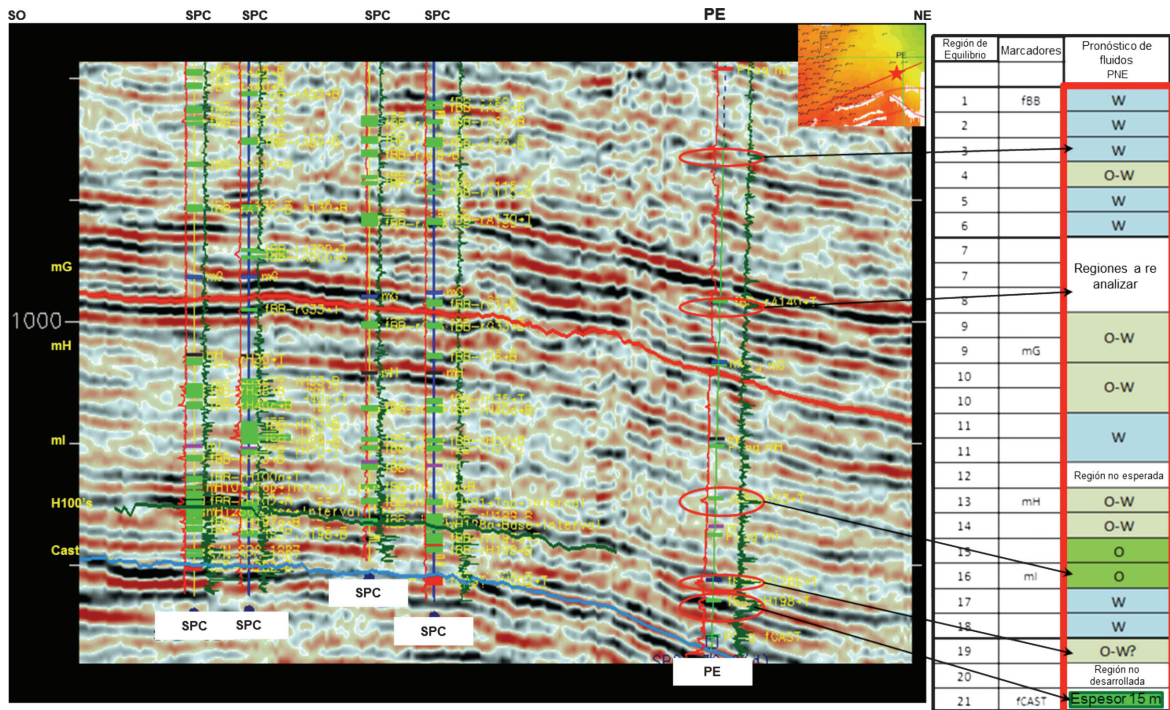


Figura 11. Corte sísmico con orientación SO-NE. Izquierda, pozos verticales de desarrollo con curvas de potencial espontáneo (SP – color rojo) y resistividad (RT – color verde). Derecha, imagen sísmica, pozo de delineación PE direccional hacia objetivos profundos de las regiones de equilibrio 19 y 21. Tabla de pronósticos de fluidos para cada una de las regiones de equilibrio analizadas en el modelo estático 3D del yacimiento donde “O, W y O-W” corresponden a pronósticos de petróleo, agua y petróleo con agua respectivamente.

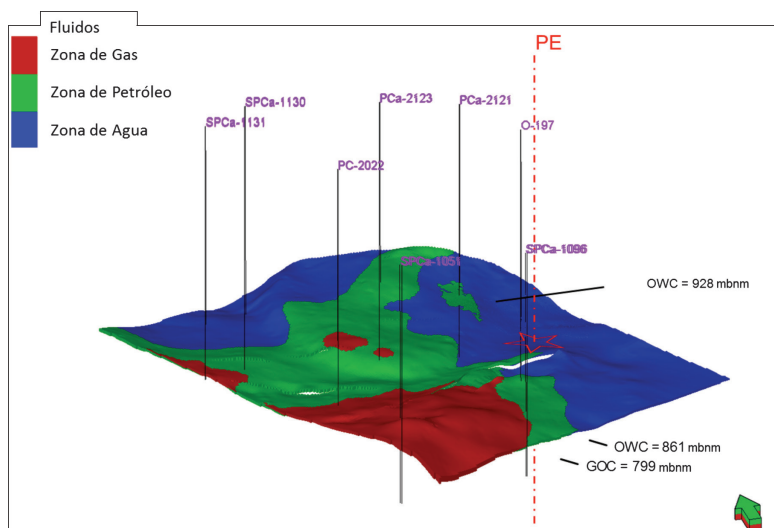


Figura 12. Modelo de distribución de fluidos para la región de equilibrio RE12. Desconexión lateral entre reservorios temporalmente equivalentes con condiciones de equilibrio iniciales diferentes. Ubicación del prospecto PE (estrella en color rojo).

m de espesor incluidos dentro de la región de equilibrio 21. En la trayectoria de perforación se identificaron 5 areniscas en total. Las cuatro más someras se ubicaron en las regiones 3, 8, 16 y 19 respectivamente. Todas ellas presentaron condiciones como potenciales productoras de hidrocarburos. Las tres más profundas fueron abiertas en la etapa de terminación, con la comprobación de hidrocarburos líquidos en aquellas enmarcadas en las regiones 16 y 19. Las características petrofísicas de los dos intervalos superiores aportaron información que sirvió como soporte adicional para documentar la existencia de las desconexiones laterales entre reservorios para una misma región de equilibrio. Aún cuando el modelo estático haya sido validado, la comprobación de eventuales desconexiones laterales da fundamento para la extensión del desarrollo del campo hacia zonas donde inicialmente se esperarían reservorios saturados con un 100% de agua.

La propuesta PO, ubicada hacia el sector sudoeste del área principal de desarrollo del campo, fue la última en ser perforada. Al igual que lo ocurrido durante la perforación del prospecto PNE, la imposibilidad de registrar perfiles a pozo abierto limitó las posibilidades interpretativas y predictivas del mismo.

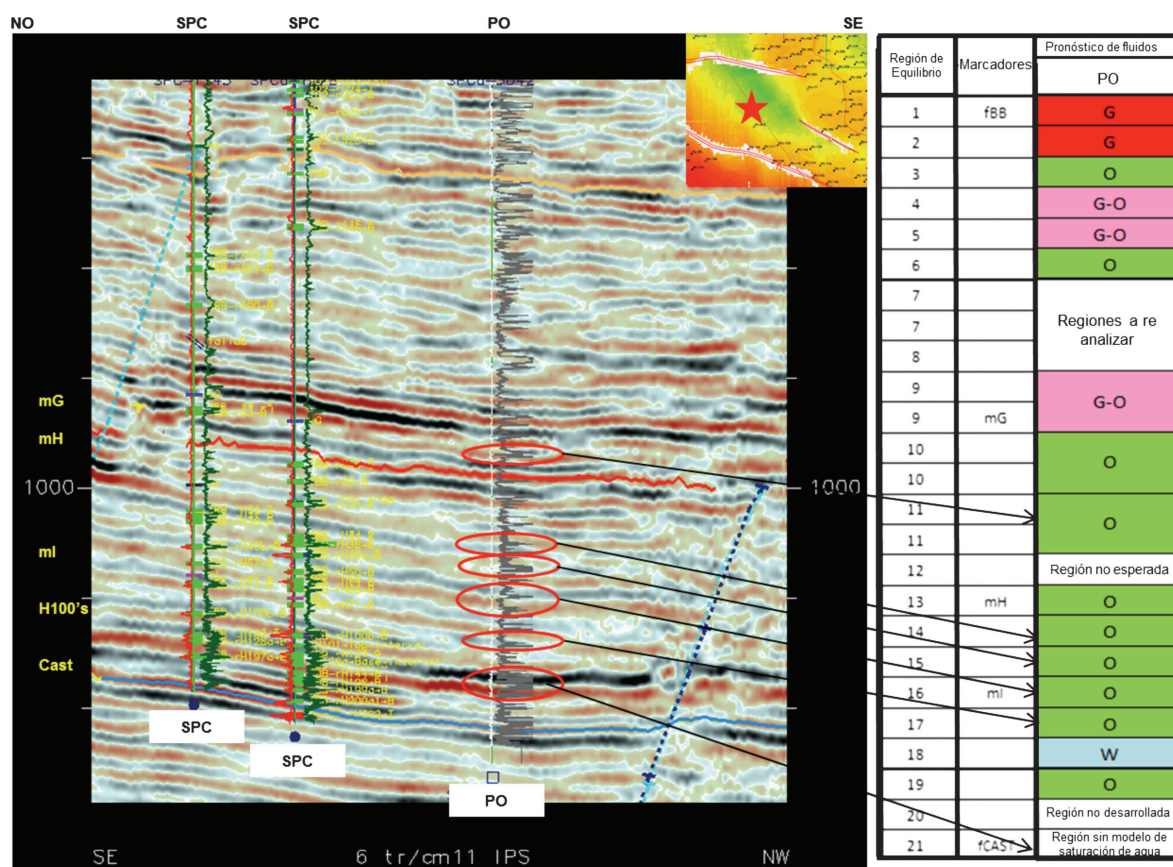


Figura 13. Corte sísmico con orientación NO-SE. Izquierda, pozos verticales de desarrollo con curvas de potencial espontáneo (SP – color rojo) y resistividad (RT – color verde). Derecha, imagen sísmica, pozo de delineación PO con curvas de pseudo-SP (blanco) y RT (gris). Tabla de pronósticos de fluidos para cada una de las regiones de equilibrio analizadas en el modelo estático 3D del yacimiento. La nomenclatura “O, W y O-W” corresponden a pronósticos de petróleo, agua y petróleo con agua respectivamente.

De acuerdo a la descripción provista por el control geológico, el sondeo habría atravesado niveles de interés pertenecientes a las regiones de equilibrio 11, 13, 14, 15, 16, 17 y 19 (Figura 13). Si bien el diseño de la terminación de pozo contempló la apertura de 12 zonas de interés, las condiciones técnico-económicas limitaron el diseño de la actividad a un total de cinco de ensayos.

De acuerdo a los caudales obtenidos desde los ensayos de los intervalos abiertos, se estimó un potencial caudal de inicio de producción de alrededor de 20 m³/día.

Sin disponer de mediciones directas concretas que lo confirmen, la recurrencia de ensayos con baja entrada de fluidos al pozo (caudales entre 280 l/h y 460 l/h), llevó a ejecutar tres fracturas hidráulicas a fin de superar el potencial daño de formación producido durante la perforación. Esto resultó en un incremento en el caudal bruto de enganche hasta alcanzar los 35 m³/día con 16 m³/día de producción neta de hidrocarburos líquidos.

Si bien se esperaba petróleo para la zona atravesada en el intervalo 14, el hecho de que se haya comprobado 100% de agua con rastros de petróleo, refuerza lo ya mencionado por Rodríguez *et al.*, (2011) y previamente en este mismo trabajo: existen desconexiones laterales entre reservorios temporalmente equivalentes.

CONCLUSIONES

Hacia finales del año 2009 se completó la caracterización de reservorios del yacimiento Sur Piedra Clavada. El estudio permitió estimar contactos entre fluidos para 19 de 21 regiones de equilibrio, y al mismo tiempo proveer volúmenes de POIS y GOIS para cada una de ellas.

Cuatro años después, con más de 40 sondeos nuevos perforados en el área, se llevó a cabo un proceso de validación entre los datos provistos por las nuevas perforaciones y la predicción del modelo para cada coordenada donde se hubiera realizado cada nuevo sondeo.

El proceso de validación confirmó a las mayores y mejor desarrolladas regiones de equilibrio como aquellas contenedoras del 74% de POIS del yacimiento. De ellas, sólo la unidad 10 (~6% del POIS) debería ser revisada. De esta manera, se validó aproximadamente el 70% de las estimaciones originales del POIS. El 26% restante del POIS del modelo se agrupó en unidades de menor distribución areal y, dentro de este grupo, las regiones 2, 7, 8 y 18 (con participación conjunta en el POIS de 10%), deberán ser re-caracterizadas.

Finalmente, el método validó 14 de las 19 regiones de equilibrio originales y el 86% del POIS que ellas representan para el yacimiento.

La propuesta y perforación de tres pozos de avanzada hacia los límites noreste, oeste y este del bloque han confirmado las conclusiones resultantes de la caracterización inicial del campo. En primer lugar, cada uno de ellos resultó ser productivo de hidrocarburos líquidos, aún aquellos ubicados en las inmediaciones de las zonas de transición capilar de la mayoría de las regiones

de equilibrio. Por otro lado, se confirmó la existencia de desconexiones hidráulicas entre grupos de reservorios adyacentes, lateralmente correlacionables y temporalmente equivalentes. La comprobación de validez del modelo de yacimiento, revitalizó no sólo el potencial de desarrollo del área hacia zonas marginales, sino que también mantiene abierta la posibilidad de incursionar en la construcción de modelos estáticos 3D en zonas estratigráficamente complejas como lo es la Cuenca del Golfo San Jorge.

REFERENCIAS CITADAS

- Bridge, J. S., G. A. Jalfin y S. M. Georgieff, 2000. Geometry, Lithofacies and spatial distribution of cretaceous fluvial sandstone bodies, San Jorge Basin, Argentina: Outcrop analog for the Hydrocarbon – Bearing Chubut Group. *Journal of Sedimentary Research*, Vol. 70, N° 2, p. 341 – 359.
- Bridge, J. S. y R. S. Tye, 2000. Interpreting the dimensions of ancient fluvial channel bars, channels, and channel belts from wireline-logs and cores. *AAPG Bulletin*, V. 84, N° 8 (August 2000), P. 1205-1228.
- Caprioglio, P. y Rodríguez, R. 2012. Pressure data analysis as the basis to for the identification of gross equilibrium regions in multi-reservoir fields. Rio Oil & Gas 2012 Expo and Conference. *Trabajos Técnicos*, CD ROM. Rio de Janeiro, Brasil.
- Cornaglia, L. L., Ruiz, F. e Introcaso, A. 2009. Análisis cortical de la cuenca Golfo de San Jorge utilizando anomalías de Bouguer y ondulaciones del geoide. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, vol.65 n.3: 504-515, Buenos Aires
- Ferreira, L., Santangelo, A. y Georgieff, S. M. 2011. Modelo geológico para la Fm. Bajo Barreal (Cretácico): Integración y optimización entre datos de superficie y subsuelo. Cuenca del Golfo San Jorge, Provincia de Santa Cruz, Argentina. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, *Trabajos Técnicos*, CD ROM. Mar del Plata, Argentina.
- Feruglio, E. 1949a. Descripción geológica de la Patagonia: Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, vol. 1: 334 p. Buenos Aires.
- Feruglio, E. 1949b. Descripción geológica de la Patagonia: Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, vol. 2: 349 p. Buenos Aires.
- Feruglio, E. 1950. Descripción geológica de la Patagonia: Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, vol. 3: 431 p. Buenos Aires.
- Figari, E., Laffitte, G., Lafourcade, P., Strelkov, E., Cid de la Paz, M. y Villar, H. J. 1999. Los sistemas petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge. 4° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas 1: 197-237. Mar de Plata, Argentina.
- Fitzgerald, M., Mitchum Jr., R., Uliana, M. A. y Bidle, K. 1990. Evolution of the San Jorge Basin American Association Petroleum Geologists, *Bulletin*, vol. 74: 879-920.
- Homoc, J. y Lucero, M. 2002. Cuenca del Golfo San Jorge: Marco geológico y reseña histórica de la actividad petrolera. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Actas: Rocas Reservorio de las cuencas productivas de la Argentina, 119-126. Mar del Plata, Argentina.

- Jalfin, G.A., Marzo, M. y Droeven, C. 1997. Reservoir characterization of sandstone bodies deposited in the floodplain, Chubut Group, San Jorge Basin, Argentina. En: Resúmenes de la 6th International Conference on Fluvial Sedimentology, Cape Town, South Africa.
- Jalfin, G.A., Parra, D., Righetti, J. y Gómez, G. 2000. Propuesta de Perforación de los pozos AGbk.a-401, AGbk-402 y AGbk-403 Zona Grimbeek, Manantiales Behr. Repsol-YPF, Unidad de Negocios Argentina Sur, Km. 20, Distrito Manantiales Behr, (inédito), 8 p., Comodoro Rivadavia, Argentina.
- Larriestra, C., Palacios, G., Schlöpke, S., Verdur, H., Cabrera, C. y Goya, F. 2008. Stochastic 3D modelling in complex reservoir geometries. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajo Técnico, CD ROM. Mar del Plata Argentina.
- Larson, R. L. y Pitman, W. C. 1972. World-wide correlation of Mesozoic magnetic anomalies and its implications: Geological Society of America Bulletin, vol. 83: 3645-3662.
- Lesta, P. 1968. Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge. III Jornadas Geológicas Argentinas, Actas 1: 251-280. Buenos Aires.
- Marshall, L. G. R., Hoffstetter, R. y Pascual, P. 1983. Mammals and stratigraphy: geochronology of the continental mammal-bearing Tertiary of South America: Palaeovertebrata, Montpellier Memoire Extraordinaire, 1-93.
- Paredes, J. M., Foix, N. y Allard, J. O. 2013a. Modificaciones geométricas de sistemas de canales fluviales actuales y de las formaciones Castillo y Bajo Barrea (Cretácico) en el Codo del Río Senguier (Chubut): Implicancias para el desarrollo de proyectos de recuperación secundaria. En Paredes, J.M. y Foix, N (eds.). Resúmenes Primeras Jornadas Geológicas de la Cuenca del Golfo San Jorge: 70-71. Comodoro Rivadavia, Argentina.
- Paredes, J.M., Foix, N., Allard, J.O. 2013b. Variabilidad espacio-temporal de la formación Castillo (Albiano) en la cuenca del Golfo San Jorge. En Paredes, J.M. y Foix, N (eds.). Resúmenes Primeras Jornadas Geológicas de la Cuenca del Golfo San Jorge: 66-67. Comodoro Rivadavia, Argentina.
- Peroni, G. O., Hegedus, A. G., Cerdan, J., Laffitte, G., Legarreta, L., & Uliana, M. A. 1995. Hydrocarbon accumulation in an inverted segment of the Andean Foreland: San Bernardo Belt, Central Patagonia. American Association Petroleum Geologist, Memoir 62: 403-419. Tulsa.
- Rodríguez, R. y Jalfin, G. 2005. Caracterización del bloque Grimbeek "1", del descubrimiento al desarrollo. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos, CD ROM. Mar del Plata, Argentina.
- Rodríguez, R. y Caprioglio, P. 2006. Modelo estático 3D y simulación dinámica, Impacto en el desarrollo de campos maduros. III Congreso de Producción de hidrocarburos, Trabajos Técnicos, CD ROM. Mendoza, Argentina
- Rodriguez, R., Caprioglio, P., Aguirre, H. y Loss, L. 2011. Caracterización de reservorios y modelado estático. Delineando un yacimiento complejo. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos, CD ROM. Mar del Plata, Argentina.
- Ronanduan, G. 2005. Discontinuidades sedimentarias y su importancia en el desarrollo de yacimientos maduros. Yacimiento Las Heras, Cuenca del Golfo San Jorge provincia de Santa Cruz, República Argentina. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos, CD ROM. Mar del Plata, Argentina.

- Sciutto, J. C., 1981. Geología del codo del Río Senguerr, Chubut, Argentina. 8° Congreso Geológico Argentino, Actas 3: 203-219.
- Simpson, G. G. 1940. Review of the mammal-bearing Tertiary of South America: American Philosophical Society Proceedings, vol. 83: 649-709.
- Strelkov, E., Clavijo, R., Suárez, F., Rodríguez, J., Basile, Y. y Sanagua, J. 2005. La cuenca del Golfo San Jorge. 6° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas, 275-288. Mar del Plata, Argentina.
- Sylwan, C. A. 2001. Geología de la Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. Journal of Iberian Geology, vol. 27: 123-157.
- Teruggi, M. E. y Rosetto, H. 1963. Petrología del Chubutiano del Codo del Río Senguerr: Boletín de Informaciones Petroleras, vol. 354: 18-35.
- Uranga, R, Ciapparelli, H., Acosta, N. y Gheneim, T. 2011. Análisis de la capacidad sellante en fallas normales y sus implicancias, Yacimiento El Alba Valle, Cuenca del Golfo San Jorge. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos, CD ROM. Mar del Plata, Argentina.
- Van Nieuwenhuise, D. S. y Ormiston, A. R. 1989. A model for the origin of source-rich lacustrine facies, San Jorge Basin, Argentina. 1° Congreso de Exploración y Producción de Hidrocarburos. Acta 2: 853-883. Mar del Plata, Argentina.
- Windhausen, A. 1931. Geología Argentina: Buenos Aires, Editorial Peuser, Tomo II: 646 p.