

SALINIDAD Y SATURACION DE AGUA - REDUCCION DE INCERTIDUMBRE PARA LA ESTIMACION DE HIDROCARBUROS. YACIMIENTOS PIEDRA CLAVADA Y SUR PIEDRA CLAVADA, CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE, ARGENTINA.

Camila Juan Suriano, Sinopec Argentina, camila_juan_suriano@sinopecarg.com.ar;
Rodrigo Rodriguez, Sinopec Argentina, rodrigo_rodriguez@sinopecarg.com.ar

Palabras claves:

Resistividad de agua, Salinidad, Piedra Clavada.

Resumen

A pesar de que se han probado múltiples metodologías, la precisión en la estimación de la saturación del agua de formación (S_w) sigue siendo un desafío en la Cuenca del Golfo San Jorge. En los últimos años, se han llevado a cabo diferentes iniciativas para comprender y predecir las diferentes variables involucradas en el cálculo de la saturación del agua.

La salinidad del agua de formación y la resistividad del agua (R_w) son parámetros que tienen un gran impacto en el cálculo de la saturación del agua. Existen varios métodos para obtener dicho valor, tales como las mediciones directas de los parámetros del agua de formación y la estimación indirecta de R_w mediante de registros de pozos, entre otros. La selección de una u otra metodología depende de la cantidad y calidad de los datos disponibles.

La distribución de la salinidad del agua de la formación es compleja en la Cuenca del Golfo San Jorge. Las áreas Piedra Clavada y Sur Piedra Clavada, donde se realizó este estudio, muestran sus propias particularidades. Las muestras se seleccionaron de manera de incluir solo aquellas que cumplen con los criterios que las clasifican como representativas del agua de formación, siguiendo las pautas aplicadas con éxito en el área vecina "El Huemul", proveniente de un proyecto anterior. Más de 1200 mediciones de salinidad del agua en laboratorio fueron consideradas en este estudio. Se identificaron tres comportamientos diferentes y predecibles de la distribución de la salinidad del agua en función de la distribución regional. Las ecuaciones para la salinidad del agua de formación respecto a la profundidad ajustada por área permiten reducir la incertidumbre en el cálculo de R_w y, en consecuencia, en la estimación de S_w . Se probaron además dos metodologías basadas en registros de pozo (Potencial Estático Espontáneo (SSP) y Resistividad Aparente de Agua (R_{wa})), aplicadas regularmente para estimar la resistividad del agua de formación (R_w), para determinar la fuerza predictiva. Los cálculos muestran que el método R_{wa} tiene la mejor correlación con las mediciones de R_w en laboratorio. Nuestros resultados muestran que, dada la falta de datos de salinidad del agua provenientes de laboratorio, el método R_{wa} se puede aplicar satisfactoriamente con una incertidumbre mínima para estimar la saturación del agua en las áreas de Piedra Clavada y Sur Piedra Clavada.

Palabras claves:

Resistividad de agua, Salinidad, Piedra Clavada.

Abstract

Although multiple methodologies have been tested, the precision in the estimation of formation water saturation (S_w) remains a challenge in Golfo San Jorge Basin. In recent years, different initiatives have been carried out to understand and predict the different variables that come into play when calculating water saturation.

Formation water salinity and water resistivity (R_w) are parameters that have a major impact on water saturation calculation. Several methods exist on which water saturation estimation is supported, such as direct

measurements of formation water parameters and R_w indirect derivation from well logs, among others. The selection of one methodology or another depends on quantity and quality of the available data. Distribution of formation water salinity is complex across Golfo San Jorge Basin. Piedra Clavada and Sur Piedra Clavada fields, where this study was carried out, show their own particularities. Samples were selected to include only those that meet criteria to be representative of formation water, following guidelines applied successfully on neighbor field “El Huemul” in a previous project. More than 1200 lab measurements of water salinity were considered for the study. Three different and predictable behaviors of water salinity distribution were identified based on areal distribution. Equations for Formation water salinity vs. Depth fitted by area allow reducing uncertainty in R_w calculation, and consequently, in S_w estimation. Two open hole log-based methodologies (Static Spontaneous Potential (SSP) and Apparent Water Resistivity (R_{wa})), regularly applied for estimating formation water resistivity (R_w), were tested for predictive strength. Calculations show that R_{wa} method has the best matching with R_w lab-based measurements. Our results show that, given lack of water salinity data from lab measurements, R_{wa} method can be confidently applied with minimum uncertainty to estimate water saturation in Piedra Clavada and Sur Piedra Clavada fields.

Ubicación

Los datos analizados para este trabajo provienen de los yacimientos Piedra Clavada y Sur Piedra Clavada. Ambos se encuentran en el flanco sur de la Cuenca del Golfo San Jorge (CGSJ) en la región patagónica argentina, inmediatamente al sur del paralelo 46° que funciona como división política entre las provincias de Chubut y Santa Cruz (Fig.1).

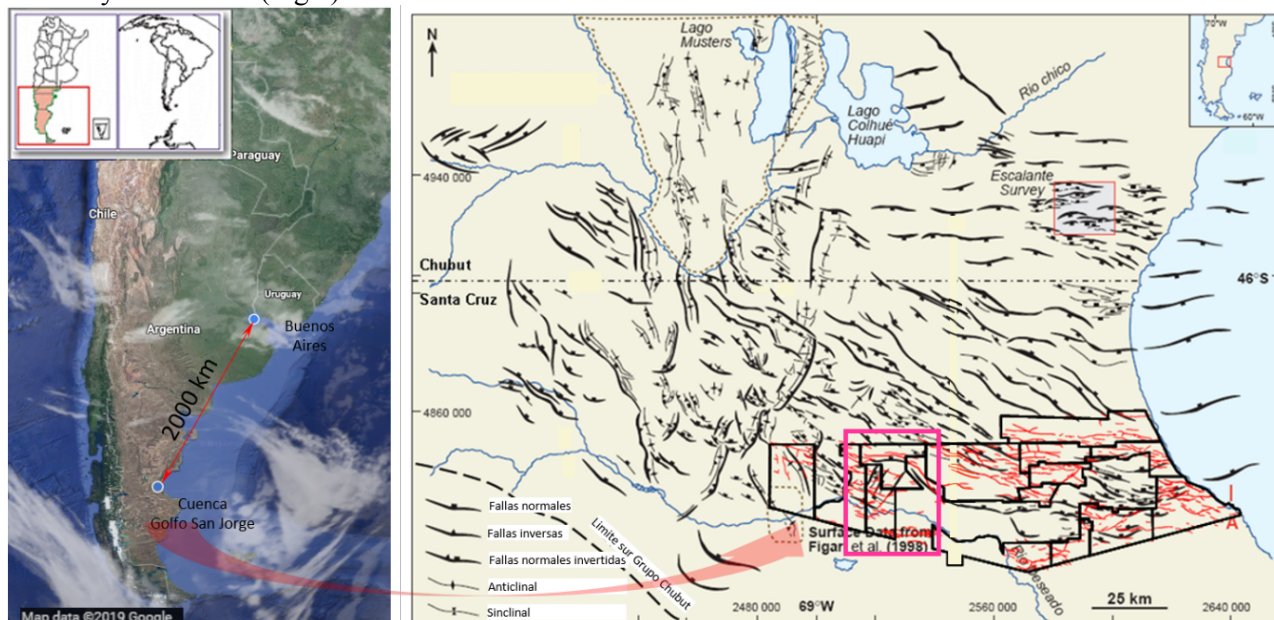


Fig. 1- Mapa de ubicación de los yacimientos Piedra Clavada y Sur Piedra Clavada (rectángulo magenta). Áreas concesionadas a SINOPEC (negro). Diseño de estructuras principales regionales en negro, y locales asociado a las áreas concesionada a Sinopec Argentina en trazos rojos.

Marco Tectónico-sedimentario

Desde un punto de vista geotectónico, la Cuenca del Golfo San Jorge está localizada hacia el extremo austral de la Placa Sudamericana, la que converge con las placas Nazca y Antártica en su movimiento hacia el Oeste (Sylwan *et al.*, 2011).

Enmarcada dentro de la Patagonia argentina, hacia el Paleozoico superior, la región presenta vinculación paleogeográfica tanto con las Islas Malvinas como con la Península Antártica y otros fragmentos menores, en lo que fuera parte del Supercontinente Gondwana (Suero 1962; Lesta *et al.*, 1980; Fitzgerald *et al.*, 1990; Peroni *et al.*, 1995; Ramos 1984 y 1996). La Cuenca del Golfo San Jorge debe su origen a la fragmentación de Gondwana, durante el Jurásico Medio – Superior, en respuesta a los estadios iniciales de la apertura del océano Atlántico (Lesta y Ferello 1972).

Aun cuando se encuentran registros sedimentarios previos al Dogger (Sylwan *et al.*, 2011), es durante este periodo en el que tuvieron lugar los procesos distensivos generalizados en la Patagonia que dieron paso a la

formación de *grabens* y hemi-*grabens* con orientación preferencial en sentido NO-SE, como representantes de un estadio tectónico de rift. Su relleno está representado por material volcánico y sedimentos lacustres y marinos que se agrupan en el Grupo Las Heras. La unidad inmediatamente superior guarda una relación de para-concordancia y otras veces de discordancia angular con el Grupo Las Heras. Con el nombre de Grupo Chubut, constituye la unidad sedimentaria más importante y es representante del ciclo de subsidencia termal de la cuenca (Fitzgerald *et al.*, 1990). Como resultados de un cambio en la vergencia del eje de la cuenca hacia el Este (Figari *et al.*, 1999), esta sección sedimentaria se caracteriza tanto por la presencia de depósitos de origen marino (al Oeste) como completamente terrígenos en dirección Este (Feruglio 1950). Si bien internamente se reconocen, de base a techo, las formaciones Pozo D-129, Mina del Carmen, Cañadón Seco y Meseta Espinosa, dependiendo de la localidad, las mismas reciben diferentes nombres (Fig. 2). Estas formaciones, junto con sus predecesoras, conforman los principales sistemas petroleros de la cuenca. La conformación de flancos Norte y Sur y Oeste, los sistemas principales de fallas normales con orientación principal O-E junto con pendiente regional centrípeta, son consecuencia de los procesos de subsidencia termal. Hacia el sector occidental se desarrolla una faja de deformación compresiva de edad terciaria, con orientación meridional y posible componente de rumbo sinistral (Figari *et al.*, 1999; Homovc y Lucero 2002).

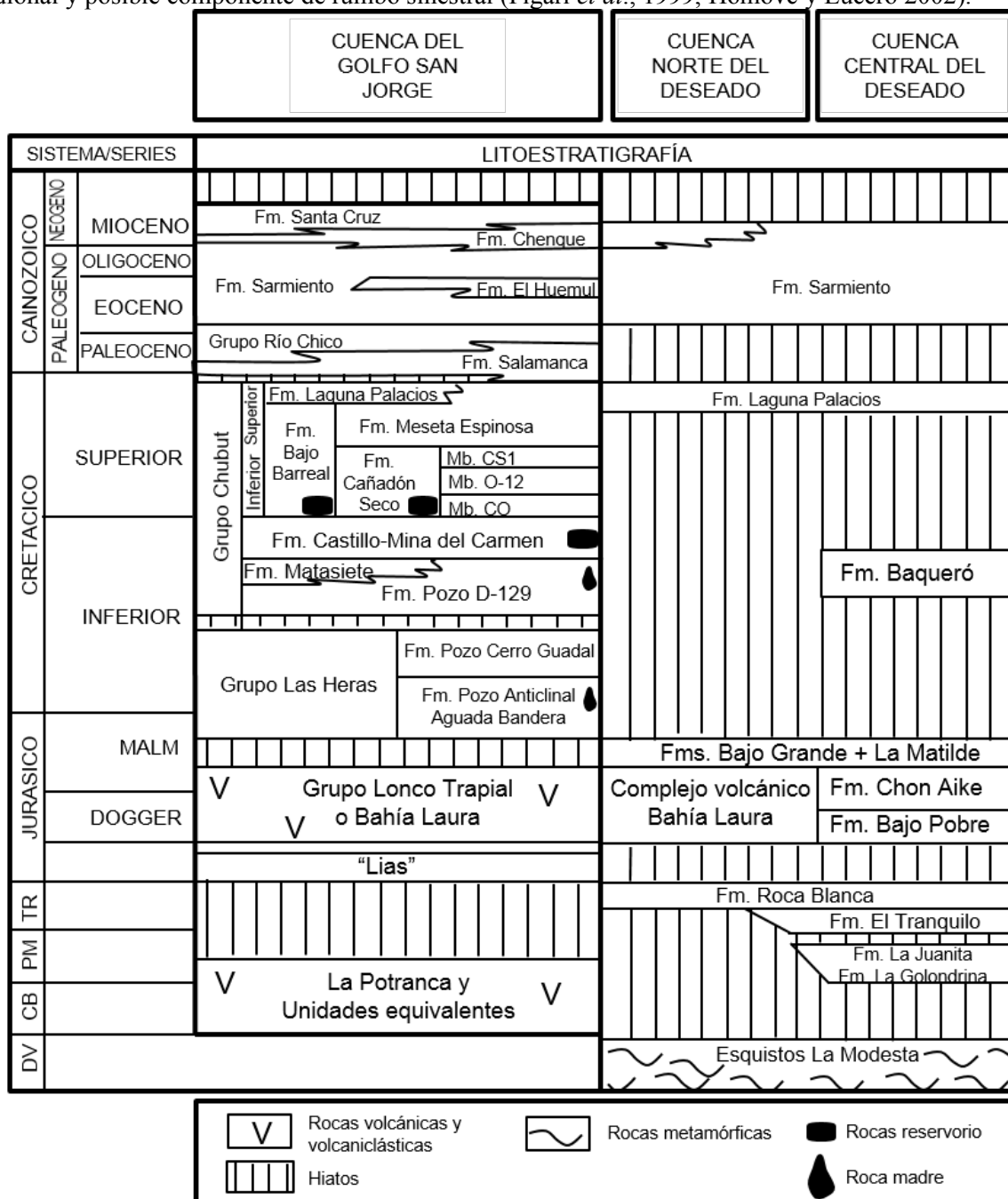


Fig. 2- Columna estratigráfica de la Cuenca del Golfo San Jorge y aledañas (Traducida de Paredes *et al.*, 2018).

La columna estratigráfica se completa con unidades terciarias, 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). Finalmente se encuentran depósitos marinos de las formaciones El Huemul y Chenque (Bellosi 1990; Paredes *et al.*, 2014; Paredes *et al.*, 2015), cubiertos por depósitos fluviales de la Formación Santa Cruz, como representantes de la cuenca de ante-país patagónica, vinculados a la fase neógena de ascenso de los Andes (Windhausen 1931; Simpson 1940).

Introducción

La saturación de un fluido en el espacio poroso es la relación entre el volumen de ese fluido y el volumen del espacio poroso. Por ejemplo, una saturación de agua del 10% significa que 1/10 del espacio poroso está lleno de agua; el espacio remanente no puede estar vacío por lo que la saturación de fluidos se completa ya sea con gas y/o con petróleo. En cuanto a la porosidad, los datos de saturación a menudo se informan en unidades porcentuales, pero siempre es una fracción en las ecuaciones.

La mayoría de los métodos para calcular la saturación de agua requieren un conocimiento de la resistividad del agua de formación (R_w) a la temperatura de la formación, constituyéndose en un parámetro necesario al momento de definir o estimar las proporciones de los diferentes fluidos (Gas, petróleo y agua) almacenados en un reservorio. Existen diversos métodos que son comúnmente utilizados para estimar R_w ; algunos hacen uso de los datos provenientes de ensayo de pozo, y otros se basan en obtener R_w indirectamente de registros de pozo. La selección de una u otra metodología depende de la cantidad y la calidad de los datos disponibles. En el caso de los ensayos de pozo, se obtiene R_w por conversión de la salinidad del agua de formación medida durante el ensayo, la cual es obtenida por titulación colorimétrica de ión cloruro (Cl^-), el que por equivalencia, se lleva a cloruro de sodio (NaCl).

El NaCl constituye generalmente la mayoría de los sólidos disueltos en los reservorios de hidrocarburos, pero muchos otros compuestos pueden estar presentes. Cuando las sales se disuelven, se descomponen en sus iones, como Na^+ , Cl^- , Mg^{2+} , SO_4^{2-} , K^+ , Ca^{2+} , CO_3^{2-} , HCO_3^- (iones mayoritarios) (Sulin 1946). El agua pura tiene una resistividad muy elevada, son estos iones los que hacen que el agua sea conductora (Schlumberger 1989). Simplificando la medición de salinidad y su equivalencia en resistividad, se tomará solamente la influencia del NaCl .

La resistividad del agua disminuye con el aumento de la salinidad, y para una salinidad dada, la resistividad del agua también disminuye con el aumento de la temperatura. Por este motivo, se debe encontrar además el gradiente de temperatura de formación por el cual estará afectada esta conversión (Crain 2000).

En líneas generales, los yacimientos de la CGSJ producen de múltiples reservorios, muchas veces independientes entre sí y aunque los campos Piedra Cavada y Sur Piedra Clavada presentan dicha característica la mayoría, si no todos los intervalos, se encuentran con saturación de hidrocarburos. Esto limita el disponer de ensayos de capas saturadas con agua y la obtención de R_w debe ser abordada a partir de la interpretación de perfiles de pozo. Las técnicas más utilizadas son el método del potencial espontáneo estático (SSP) y el de la resistividad de agua aparente (R_{wa}). El potencial espontáneo es el único registro que permite estimar la resistividad del agua de formación independientemente del contenido de hidrocarburo. En casos favorables (formaciones libres de arcilla y capas de buen espesor) es posible determinar un valor exacto de R_w a partir del SSP. El potencial espontáneo estático se alcanza en capas gruesas, limpias y permeables, y se determina mediante la siguiente ecuación:

$$SSP = -K \cdot \log \frac{a_w}{a_{mf}} \quad (\text{Ecuación 1})$$

Definiendo K como un coeficiente función de la temperatura que, para soluciones de cloruro de sodio vale:

$$K = 65 + 0.240 \cdot T[^\circ\text{C}] \quad (\text{Ecuación 2})$$

La Ec.1 relaciona el SSP con las actividades químicas del agua de formación (a_w) y el filtrado del lodo (a_{mf}). Las resistividades de soluciones de cloruro de sodio, mayores de 0.1 ohm.m, son inversamente proporcionales a las actividades, lo cual no se mantiene en altas concentraciones o para todos los tipos de agua. Por lo tanto, se emplean resistividades equivalentes que por definición son inversamente proporcionales a las actividades. R_{we} es la resistividad equivalente del agua de formación y R_{mfe} es la resistividad equivalente del filtrado del

lodo, ambas definidas a temperatura de formación. En la práctica, en soluciones poco salinas con la especie NaCl mayoritaria, R_{mf} se iguala a R_{mf} , (Schlumberger, 1989), por lo que la Ec.1 queda de la siguiente forma.

$$SSP = -K \cdot \log \frac{R_{mf}}{R_{we}} \rightarrow R_{we} = \frac{R_{mf}}{10^{\frac{SSP}{K}}} \quad (\text{Ecuación 3})$$

El método Rwa permite identificar rápidamente las capas con hidrocarburos y estimar el valor de la resistividad de agua de formación R_w . El método se basa en la ecuación de Archie (Archie 1950), la cual expresa que la saturación de agua en formaciones limpias se obtiene mediante la siguiente ecuación.

$$S_w^n = \frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t} \quad (\text{Ecuación 4})$$

Donde “n” es el exponente de saturación generalmente igual a 2.0, valor promedio obtenido resultante de ensayos en laboratorio, “a” y “m” son la constante de tortuosidad y el factor de cementación correspondientemente, R_w es la resistividad del agua de formación a la temperatura de reservorios, ϕ es la porosidad efectiva y R_t es la resistividad de la zona no invadida corregida por efecto de pozo y espesor de capa. El método asume, como simplificación, valores constantes de “a” igual a 1 y “m” igual a 2, la definición de Rwa es la siguiente:

$$\phi^m \cdot R_t = \frac{R_w}{S_w^2} = R_{wa} \quad (\text{Ecuación 5})$$

En capas acuíferas R_{wa} es directamente igual a R_w , mientras que en capas con hidrocarburos R_{wa} es mayor a R_w (Khatchikian 2011).

Los yacimientos de Piedra Clavada y Sur Piedra Clavada presentan una distribución de salinidades compleja por lo que, al momento de calcular la saturación de agua, el parámetro R_w es el que introduce incertidumbre en la estimación. Previamente a la búsqueda de un modelo de salinidad, la estimación del valor de R_w se realizaba mediante el análisis de ensayos individuales en distintos pozos y su comparación con el R_w obtenido a partir registros de pozo. Este procedimiento se repite en cada pozo nuevo interpretado, retrasando la interpretación petrofísica e impidiendo realizar un análisis de mejor calidad que generase un modelo más robusto de la distribución de salinidad del agua de formación en el subsuelo.

El presente estudio propone la construcción de dicho modelo de distribución de salinidad de agua con capacidad predictiva para los yacimientos de Piedra Clavada y Sur Piedra Clavada tomando como referencia el trabajo realizado para el yacimiento “El Huemul” de Rodríguez y D’odorico (2014). El estudio permitió alumbrar que la distribución de salinidad del agua de formación sigue un comportamiento predecible y que la implementación de la metodología planteada previamente facilita la interpretación petrofísica de nuevos pozos, favoreciendo el entendimiento general del campo y de los procesos que podrían haber actuados a lo largo de su historia geológica.

Modelo de salinidad de agua de formación: Ensayos y tratamiento de los datos

Partiendo de los ensayos de pozo, dentro de los cuales se tienen disponibles los parámetros representativos tales como caudal, corte de agua, salinidad, entre otros, se pudo centralizar rápidamente todos los datos necesarios para realizar el análisis propuesto en el presente trabajo. De esta forma, de los 8260 ensayos realizados en las áreas de Piedra Clavada y Sur Piedra clavada, más de 1200 corresponden a ensayos categorizados como ensayos de agua, y constituyen el núcleo de los datos analizados y sustento de la metodología.

Los datos seleccionados para ser analizados en este trabajo fueron validados a partir de los criterios utilizados por Rodríguez y D’odorico (2014):

1) Caudal del ensayo: a modo de evitar la incorrecta interpretación del fluido proveniente del ensayo, se prefijó inicialmente un caudal mínimo de 600 l/h, de manera de asegurar que el dato de salinidad fuera representativo

de los fluidos de formación, y no del fluido de perforación / terminación. En este punto, el mejoramiento del ajuste de tendencias de variación de salinidad, se implementó un proceso de control adicional mediante el análisis de sensibilidades sobre el caudal ensayado como parámetro de filtrado.

2) Corte de agua: ante el escaso número de ensayos con un corte de agua de 100%, se incluyeron ensayos reportados como petróleo con un corte de agua mínimo del 75%.

3) Fracturas / Auxiliares: fueron excluidos del análisis todos los ensayos realizados con posterioridad a la ejecución de estimulaciones hidráulicas, dado que los mismos no son por lo general, lo suficientemente largos como para extraer completamente el fluido inyectado a la formación durante la fractura. Con el mismo fundamento, también se excluyeron ensayos realizados luego de cementaciones auxiliares.

4) Ensayos individuales / Multicapa: También debido al número de muestras de ensayos de reservorios individuales se contabilizaron ensayos en conjunto, siempre que las capas ensayadas no estuvieran separadas por más de 25m en la vertical.

5) Intervalos afectados por inyección de agua: no fueron incorporados al análisis aquellos ensayos realizados sobre capas que pudieran estar bajo inyección de agua al momento de realización del ensayo. Cada uno de estos criterios fueron validados para las áreas de Piedra Clavada y Sur Piedra Clavada.

Para el caso del caudal de agua, si bien se partió de un caudal mínimo de 600 l/h, se realizó una sensibilidad en dicho parámetro con el fin de obtener el mejor ajuste de la tendencia obtenida, definiendo un caudal óptimo de 1500 l/h para considerar al ensayo como representativo.

Los ensayos seleccionados fueron revisados en mayor detalle, asegurando caudal estable y contenido de nitratos nulo al momento de reportar el resultado. Así mismo, se verificó que el tiempo de duración del ensayo fuese lo suficientemente extenso para asegurar que el fluido fuese representativo del intervalo ensayado. Por último, en aquellos casos en donde se tuviesen ensayos de laboratorio, se compararon los valores de salinidad obtenidos, dando validez a cada uno de los criterios de selección mencionados.

Selección de zonas preliminares y ajuste de fuentes de dispersión de datos

Las áreas de Piedra clavada y Sur Piedra Clavada se ven atravesados por sistemas de fallas de diferentes magnitudes. De manera preliminar, los grupos de fallas más desarrollados fueron tomados como potenciales límites para eventuales variaciones de distribución de salinidad de agua de formación en el campo. Como resultado, el yacimiento quedo sectorizado en las zonas sureste, central y noroeste respectivamente (Fig. 3).

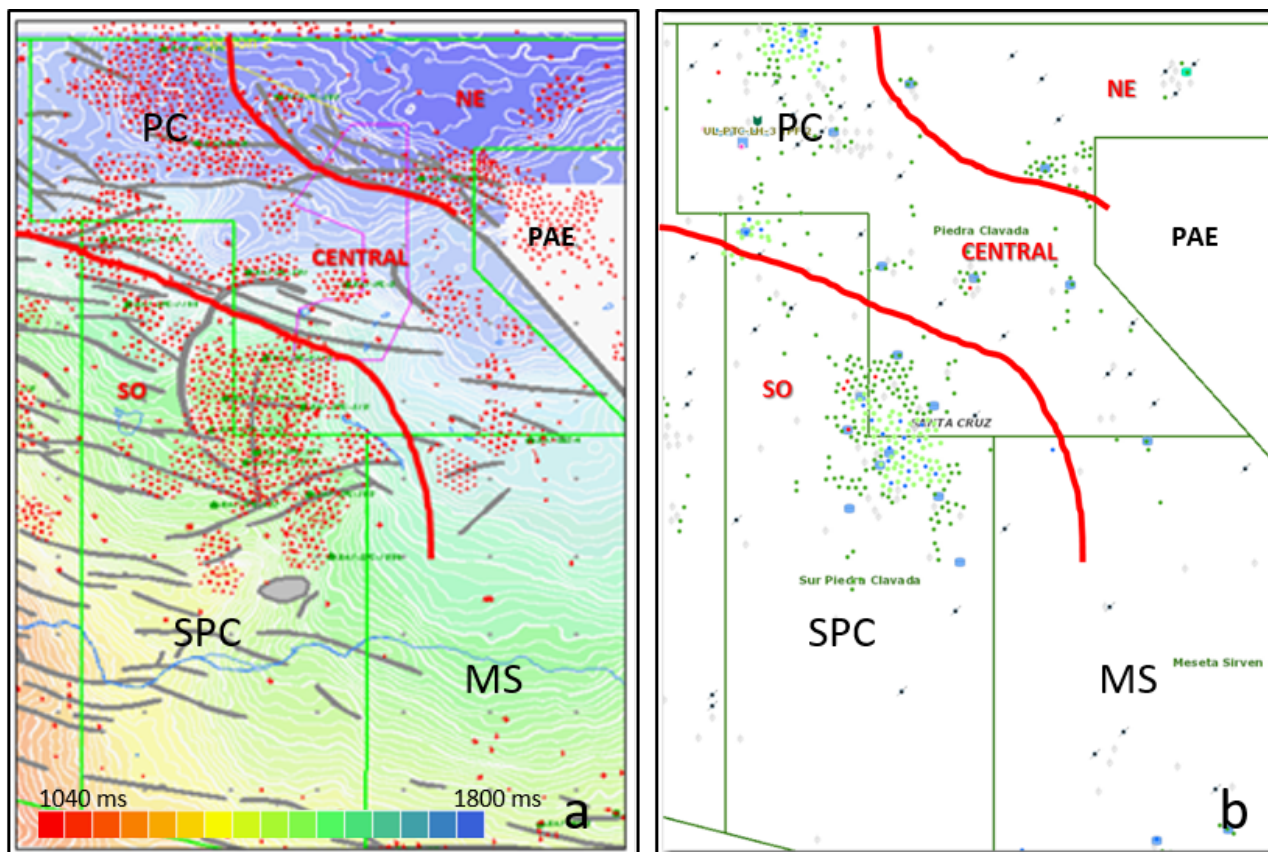


Fig. 3- a- Mapa estructural en tiempo de la sección media superior de la Formación Bajo Barreal (marker A). División de zonas preliminares utilizando como potenciales límites los sistemas de fallas de mayor desarrollo en las áreas Piedra Clavada y Sur Piedra Clavada. Pozos perforados y reservas asociadas en puntos rojos. b- Agrupación de pozos perforados por región, se observa que la densidad de datos para el análisis no es homogénea de un bloque a otro.

Aunque con marcada dispersión de datos, en la figura 4 (variación de la salinidad del agua de formación con la profundidad), se identifica la tendencia general de las muestras.

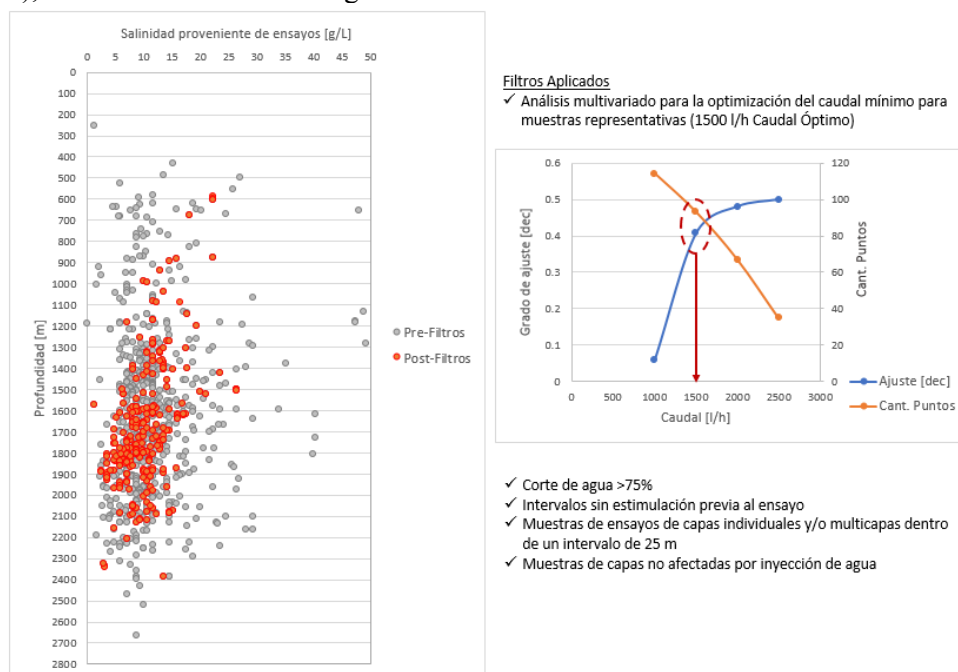


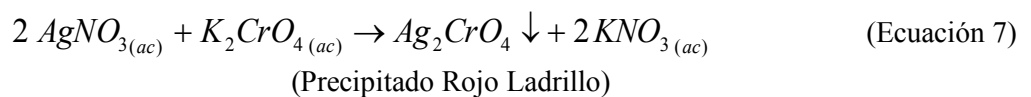
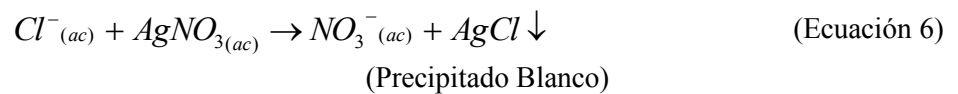
Fig. 4- Distribución de datos de salinidad de agua de formación con la profundidad (gris). Criterios de selección de muestras representativas incluyendo regresión polinómica, de grado dos o tres según el área,

para definir caudal de ensayo mínimo representativo (1500 l/h). Selección final de datos para el estudio de Rw en los campos Sur Piedra Clavada y Piedra Clavada (naranja).

Del caudal mínimo inicial de 600 l/h planteado como criterio de corte de los ensayos, se buscó un punto óptimo en donde la tendencia ajuste con el mayor grado, pero con la mayor cantidad de puntos a ajustar, de manera que la tendencia encontrada sea representativa. Con este fin se realizó una sensibilidad en el caudal alcanzando el grado de ajuste a la tendencia obtenida para cada valor de caudal elegido (Fig. 4), cumpliendo ambas condiciones sólo en el caso que el caudal ensayado alcanzara y superase 1500 l/h o más.

De la misma manera que Rodríguez y D'odorico (2014), las causas de dispersión fueron agrupadas en dos segmentos: 1- dispersión por error sistemático durante el proceso de determinación de la salinidad y 2- dispersión producto del buzamiento estructural de los reservorios.

La medición de salinidad se realiza mediante titulación colorimétrica denominada "Titulación por el método de Mohr" (Vega Avila *et al.*, 2003), la cual consiste en determinar la concentración de iones cloruro mediante la titulación con nitrato de plata en presencia de cromato de potasio, funcionando este último como indicador con una coloración roja el punto final de la precipitación (Ecuaciones 6 y 7).



Se requiere que este procedimiento se realice de manera sistemática con el fin de ejecutar la medición de la manera más exacta posible. El procedimiento estándar de medición se lleva a cabo en las instalaciones de boca de pozo, por lo que no es posible garantizar que las condiciones de precisión se correspondan con las de un laboratorio. El valor obtenido de salinidad puede variar con la sola adición de unas pocas gotas de reactivo de más durante la titulación, otorgando como resultado un valor de salinidad incorrecto. La incertidumbre incorporada en esta etapa puede o no ser significativa, pero es de carácter sistemático e imposible de eliminar sobre la información ya generada.

Por otro lado, la dispersión incorporada por buzamiento estructural es producida cuando, un reservorio atravesado por varios pozos se encontraba inclinado producto de fallamiento y/o plegamiento, los ensayos de dicho reservorio realizados en los distintos pozos quedaban graficados a diferentes profundidades. Sin embargo, dado que se trataba de un mismo reservorio y que en principio el agua de formación no habría sufrido ningún tipo de diferenciación química por encontrarse el reservorio inclinado, estos ensayos debían graficarse en una única profundidad que representara al reservorio buzante. Este fenómeno es fuente importante de dispersión en los datos, particularmente en aquellos bloques fuertemente estructurados o en zonas cercanas a los planos de falla. El tipo de dispersión que generaba se manifiesta a partir de puntos de una misma salinidad (medida en un mismo reservorio) que se graficaban a distintas profundidades (Rodríguez y D'odorico 2014). Para compensar este fenómeno, se decidió graficar todos los valores de salinidad del campo respecto de una profundidad horizontalizada al tope del "marker A". De este modo, un reservorio cuya distancia vertical a dicho horizonte era aproximadamente constante en distintos puntos de un bloque, sería graficado siempre a la misma profundidad (Fig. 5).

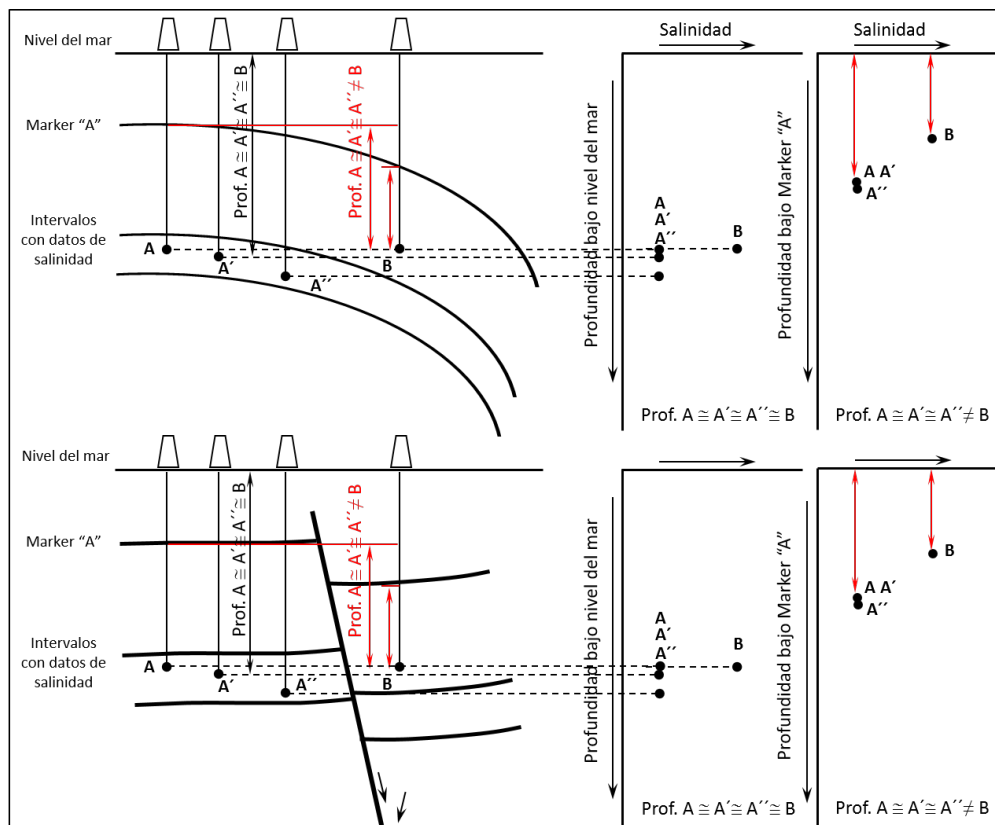


Fig. 5- Dispersión de datos en los gráficos de salinidad versus profundidad bajo el nivel del mar (arriba). Corrección en la ubicación de datos tomando como referencia el marker A (abajo). Modificada de Rodriguez y D'odorico (2014).

Resultados

Con antelación a la división del campo en las tres regiones de la figura 3, la distribución inicial de salinidades en función de la profundidad que se obtuvo a partir de ensayos de pozo permitía establecer una tendencia de disminución de la salinidad en subsuelo, pero el ajuste de la tendencia a un modelo predeterminado con un grado de correlación R^2 de 0.03 no fue aceptable como para adoptarlo con capacidad predictiva.

Corregida la dispersión de datos, las tendencias encontradas para las tres regiones definidas en la figura 3, presentan comportamientos propios y contrastantes (Fig. 6), validando de esta forma, la selección inicial de áreas. Como regla general, hacia las secciones superiores de la columna estratigráfica, se observa mayor dispersión de datos de salinidad respecto de zonas más profundas. Este fenómeno podría estar relacionados con la menor densidad de datos disponibles para su análisis.

En la misma figura 6, se puede comprobar que la pendiente obtenida para el comportamiento de la salinidad con respecto a la profundidad en la zona Central es mayor que la pendiente obtenida para la zona NE y esta última a su vez es mayor a la pendiente de la tendencia encontrada en la zona SO. Dicho de otra manera, el cambio de salinidad con la profundidad en la zona central es más abrupto respecto de las otras dos regiones. Los grados de correlación obtenidos para las tres zonas evaluadas se encuentran dentro del rango acotado entre 0.68 y 0,71, otorgándole carácter predictivo a los modelos para la estimación de la salinidad de agua de formación y la saturación de agua en los reservorios de estos yacimientos.

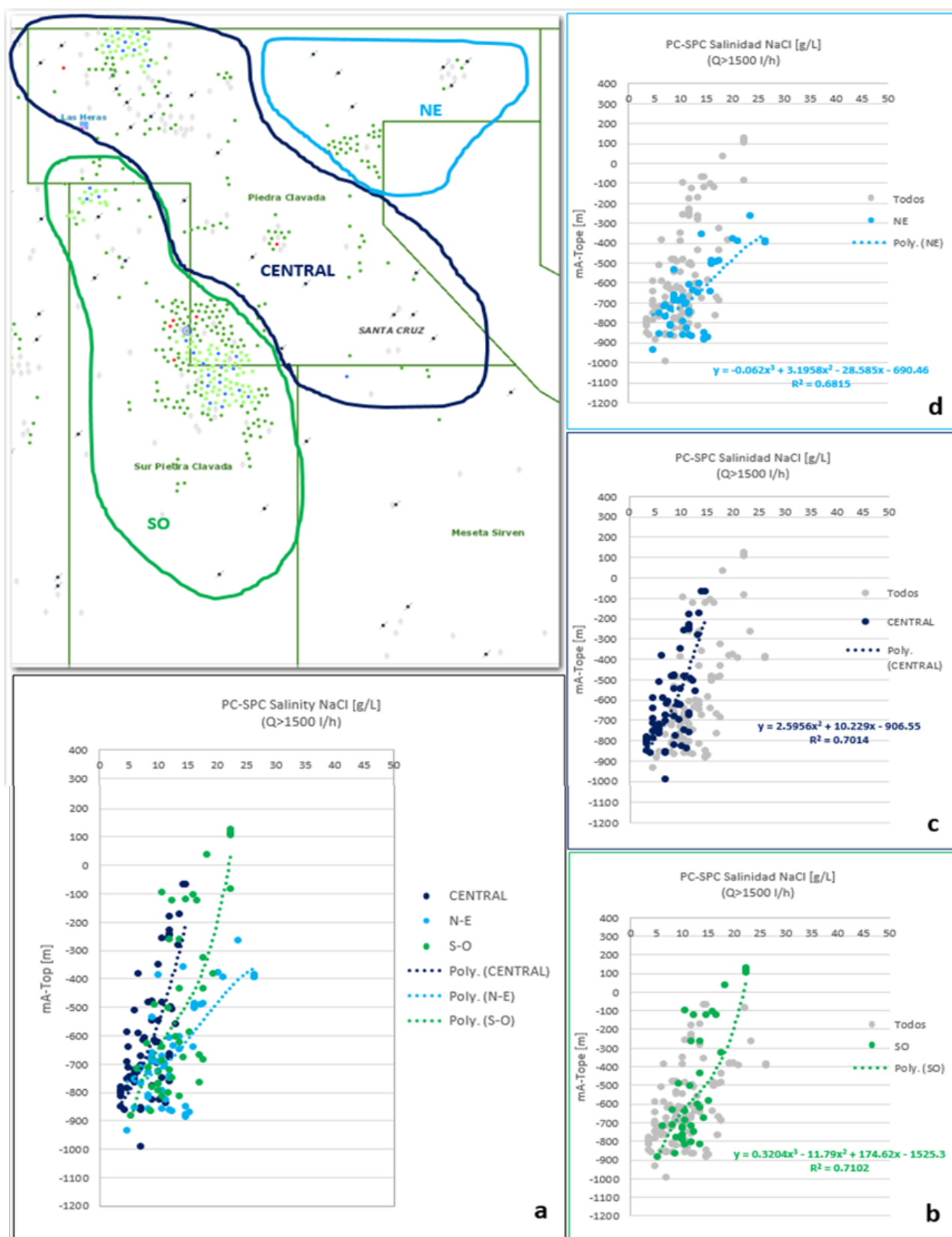


Fig. 6- a- Comparación entre tendencias definidas para cada región del campo, b-c-d- Distribución de salinidad de agua de formación individualizada según la región SO, Central y NE respectivamente.

En ausencia de datos de R_w medidos sobre muestras de agua en laboratorio, la estimación de saturación de agua de formación se basa en la interpretación de perfiles de pozos. Como ya fuera mencionado, los métodos de R_{wa} y SSP, son los que con mayor frecuencia son implementados. Ante la posibilidad de disponer de datos precisos de medición de R_w en laboratorio, es necesario establecer cuan confiables son y han sido los métodos eléctricos mencionados.

Para el caso del método de SSP, se realizó la corrección por temperatura mediante el gradiente obtenido por ajuste de los datos de lodo presentes en las áreas de estudio (Fig. 7).

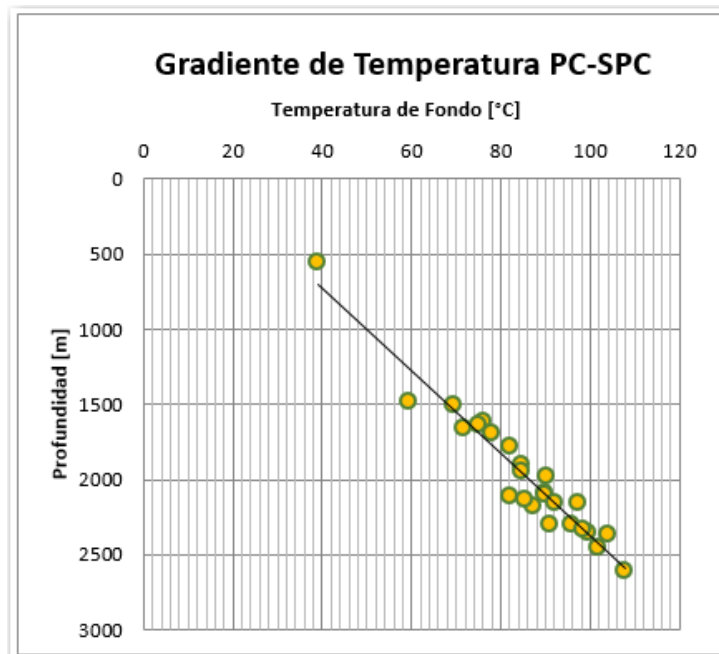


Fig. 7- Gradiente de temperatura para las áreas de Piedra Clavada y Sur Piedra Clavada

El método del SSP es de aplicación recurrente dado que el principal dato de entrada proviene de la curva de potencial espontáneo (SP), de registración estándar en la región. En este caso, la estimación de R_w es independientemente del hidrocarburo que pudiera contribuir en la saturación del espacio poral y de los efectos en otros registros (resistividad, porosidades, etc).

Cada una de las zonas con muestra de agua y medición directa de R_w en laboratorio, fue interpretada desde sus perfiles de pozo y mediante la aplicación de la ecuación 3, se determinaron las R_w respectivas para cada reservorio.

Por otro lado, bajo la suposición de tratarse de intervalos saturados 100% en agua y sin participación de arcillas, tras la aplicación de la ecuación 5, la metodología del R_{wa} , permitió obtener una curva continua que, para las consideraciones mencionadas, es directamente el R_w .

En la figura 8 se presenta la comparación entre los resultados obtenidos de cada una de las 3 metodologías, muestras de laboratorio y los métodos eléctricos SSP y R_{wa} . Separados en zona Central, SO y NE y tomando como dato certero la información de R_w por el laboratorio, se estableció la recta de igualdad para ser utilizada como referencia visual y numérica a modo de validación de los dos métodos eléctricos tradicionales.

El número de datos de R_w definidos por cada metodología no guarda coincidencia debido a que no en todos los sondeos se dispone de la misma información de registros. La disponibilidad generalizada de la curva de SP posibilitó la determinación de R_w por perfiles, para cada una de las muestras de agua analizadas en laboratorio, sin embargo, en el campo hay limitaciones en lo referente a las curvas de porosidad y por lo tanto la cantidad de puntos obtenidos por el método del R_{wa} es menor.

Para las tres zonas, el método del SSP presenta mayor dispersión respecto de las estimaciones de R_w provenientes de ensayo, mientras que el método del R_{wa} es el que presenta la mejor estimación de la variable. Esta dispersión de los puntos provenientes del método del SSP podría deberse al efecto de borde en el SP para capas de poco grosor (menores 2.5m) y/o laminaciones de materiales de granulometría fina en el interior de los reservorios que podrían haber impedido el desarrollo completo de la curva de SP.

Contrastando ambos métodos, SSP y R_{wa} , a partir del error relativo promedio porcentual (ERP%) ilustrado en la figura 8, se verifica que el método SSP posee mayor error en la estimación de la resistividad del agua de

formación, alcanzado en la zona NE un ERP% de 139%, por otro lado, en el caso del método del Rwa el máximo ERP% fue de 30% para esa misma zona.

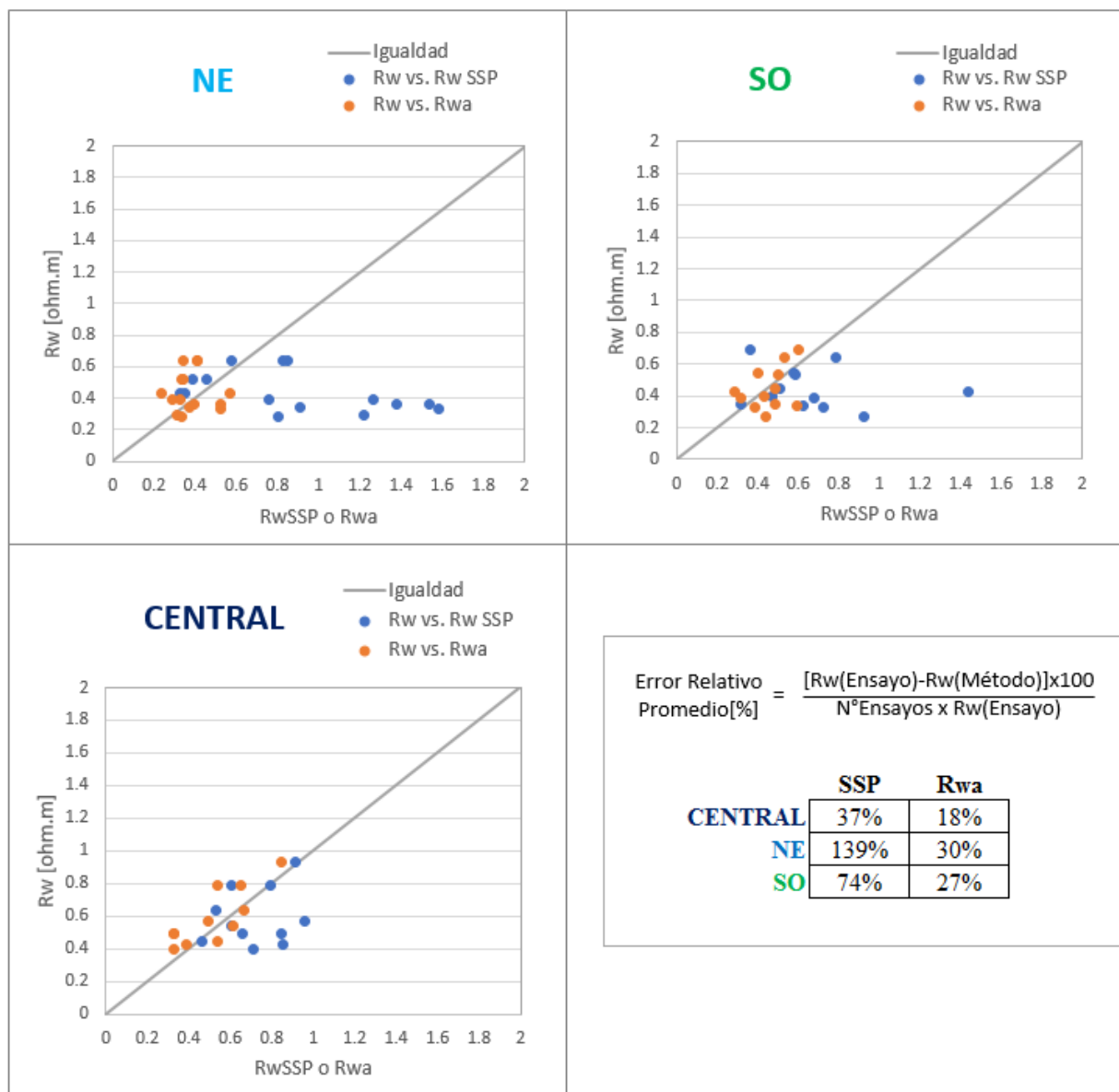


Fig. 8- Comparación entre los valores de Rw procedentes de los tres métodos utilizados en el estudio, muestras de agua y medición directa de Rw en laboratorio, y los métodos eléctricos de SSP y Rwa, para las zonas Central, NE y SO respectivamente. Comparación de los errores relativos promedio de los métodos SSP y Rwa.

Conclusiones

Luego de exponer diferentes métodos para determinar resistividad del agua de formación, se detalló la metodología necesaria para obtener datos representativos, con los cuales se obtuvieron posteriormente los modelos respectivos para los yacimientos PC y SPC. En el presente trabajo se alcanzaron los siguientes objetivos:

- *El comportamiento de la salinidad de agua de formación presenta una distribución particular y lo suficientemente contrastante en cada uno de los sectores NO, SE y Central del yacimiento. No obstante, en los tres bloques, la salinidad decrece con la profundidad hasta valores de 4 g/l (NaCl).*
- *Los modelos continuos de distribución de la salinidad con la profundidad permiten independizarse de los registros de pozo al momento de determinar Rw, reduciendo la incertidumbre y acelerando los tiempos de proceso en la estimación de Sw de un reservorio determinado.*

- De la comparación entre resultados de estimación de R_w calculados mediante los métodos eléctricos SSP y R_{wa} versus datos de laboratorio, surge que el método de R_{wa} es el más consistente y presenta la menor diferencia relativa con el dato de medición directa.
- Para profundidades en las cuales no se encuentra definido el modelo de salinidad, se recomienda el uso del método R_{wa} para la estimación de S_w en estos yacimientos.

Referencias

- Archie, G. E., 1950, *Introduction to petrophysics of reservoir rocks*". *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 34 (5), p. 943–961.
- Belloso, E. S., 1990, Formación Chenque: Registro de la transgresión patagónica en el Golfo San Jorge. XI Congreso Geológico Argentino, Actas, 2: 57-60.
- Crain, E.R., 2000, *Web site of Crain's Petrophysical Handbook*, <<https://www.spec2000.net/14-swbasics.htm>>, *Saturation Basics*. Acceso 20 de marzo de 2018.
- 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., Villar, H. J., 1999, Los sistemas petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge. 4º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas 1: 197-237. Mar de Plata, Argentina.
- Fitzgerald, M., Mitchum Jr., R., Uliana, M. A., Biddle, K., 1990, *Evolution of the San Jorge Basin American Association Petroleum Geologists, Bulletin*, vol. 74: 879-920.
- Homovc, J., 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.
- Khatchikian, A., 2011, "Registros de pozo: Principios y aplicaciones".
- Lesta, P.J., Ferello, R., 1972, Región Extraandina del Chubut y norte de Santa Cruz. En: Leanza, A (Ed.), *Geología Regional Argentina Academia Nacional de Ciencias, Córdoba*, pp. 601-654.
- Lesta, P.J., Ferello, R., Chebli, G., 1980, Chubut Extraandino. En: Turner, J.C.M. (Ed.) Segundo Simposio Geología Regional Argentina, Academia Nacional de Ciencias, Córdoba, Argentina, II: 1307-1387.
- Marshall, L. G. R., Hoffstetter, R., Pascual, P., 1983, *Mammals and stratigraphy: geochronology of the continental mammal-bearing Tertiary of South America: Palaeovertebrata*, Montpellier Memoire Extraordinaire, 1-93.
- Paredes, J., Foix, N., Guerstein, G. R., Guler, M. V., Irigoyen, M., Moscoso, P., Giordano, S., 2014, Formación El Huemul: registro sedimentario de una transgresión Atlántica del Eoceno tardío - Oligoceno temprano en la cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. 14º Reunión Argentina de Sedimentología, p. 214-215.
- Paredes, J., Foix, N., Guerstein, G. R., Guler, M. V., Irigoyen, M., Moscoso, P., Giordano, S., 2015, *A late Eocene-early Oligocene transgressive event in the Golfo San Jorge Basin: Palynological results and stratigraphic implications. Journal of South American Earth Sciences*, ELSEVIER, v. 63, 293-309.
- Paredes, J. M., Aguiar, M., Ansa, A., Giordano, S., Ledesma, M., Tejada, S., 2018, Inherited discontinuities and fault kinematics of a multiphase, noncolinear extensional setting: Subsurface observations from the South Flank of the Golfo San Jorge basin, Patagonia. *Journal of South American Earth Sciences*, ELSEVIER, v. 81, 87-107.
- Peroni, G.O., Hegedus, A. G., Cerdán, J., Legarreta, L., Uliana, M. A., Laffitte, G., 1995, *Hydrocarbon Accumulation in an Inverted Segment of the Andean Foreland: San Bernardo Belt, Central Patagonia*. En: Tankard, A.J., Suárez S., R., Welsink, H.J. (Eds.) *Petroleum basins of South America*. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 62: 403-419.
- Ramos, V.A., 1984, Patagonia: ¿Un Continente Paleozoico a la Deriva? Actas IX Congreso Geológico Argentino, S.C. de Bariloche, II: 311-325.
- Ramos, V.A., 1996, Evolución tectónica de la Plataforma Continental. En: Ramos, V.A., Turic, M.A. (Eds.) *Geología y Recursos Naturales de la Plataforma Continental Argentina*. XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Relatorio, Buenos Aires: 385-404.
- Rodríguez, R., D'odorico A., 2014, "Salinidad de agua de formación y su distribución en un escenario geológico complejo: El Huemul y alrededores, Cuenca del Golfo San Jorge", IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, CD trabajos Técnicos, Mendoza, Argentina.
- Schlumberger, 1989, *"Log Interpretation Principles/Applications"*, p. 28-32.

- Simpson, G. G., 1940, Review of the mammal-bearing Tertiary of South America: American Philosophical Society Proceedings, vol. 83: 649-709.
- Sulin, V. A. 1946. *Oil water in the system of natural groundwater*, Gostopichezdat, Moscu USSR. 215p.
- Suero, T., 1962. Paleogeografía del Paleozoico Superior de la Patagonia (Rep. Argentina). Asociación Geológica Argentina, Revista, Buenos Aires, 16: 35-42.
- Sylwan, C. A., Droeven, C., Iñigo, J., Mussel, F., Padva, D., 2011, Cuenca del Golfo San Jorge. Simposio de Cuencas Argentinas, VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Argentina. CD ROOM.
- Vega Avila, E., Verde Calvo, R. y Perez César, C., 2003, "La teoría y la práctica en el laboratorio de química analítica I", p. 27-30.
- Windhausen, A. 1931, Geología Argentina: Buenos Aires, Editorial Peuser, Tomo II: 646 p.

Cv

Camila Juan Suriano

Ingeniera Química, Universidad de Buenos Aires

Petrofísica en Sinopec Argentina

Formación dentro de la misma empresa Sinopec Argentina, especializada en Ingeniería de Reservorios en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA).

Rodrigo Javier Rodríguez Albertani

Geologist, Universidad Nacional de Río Cuarto

Sr. Geologist Specialist at Sinopec Argentina E&P, inc.