

Mapa de orientación de esfuerzos horizontales en la cuenca Neuquina a partir de la interpretación de imágenes de pozo

Por **Elanor Díaz y Francisco C. Chiachiarelli** (YPF S.A.)

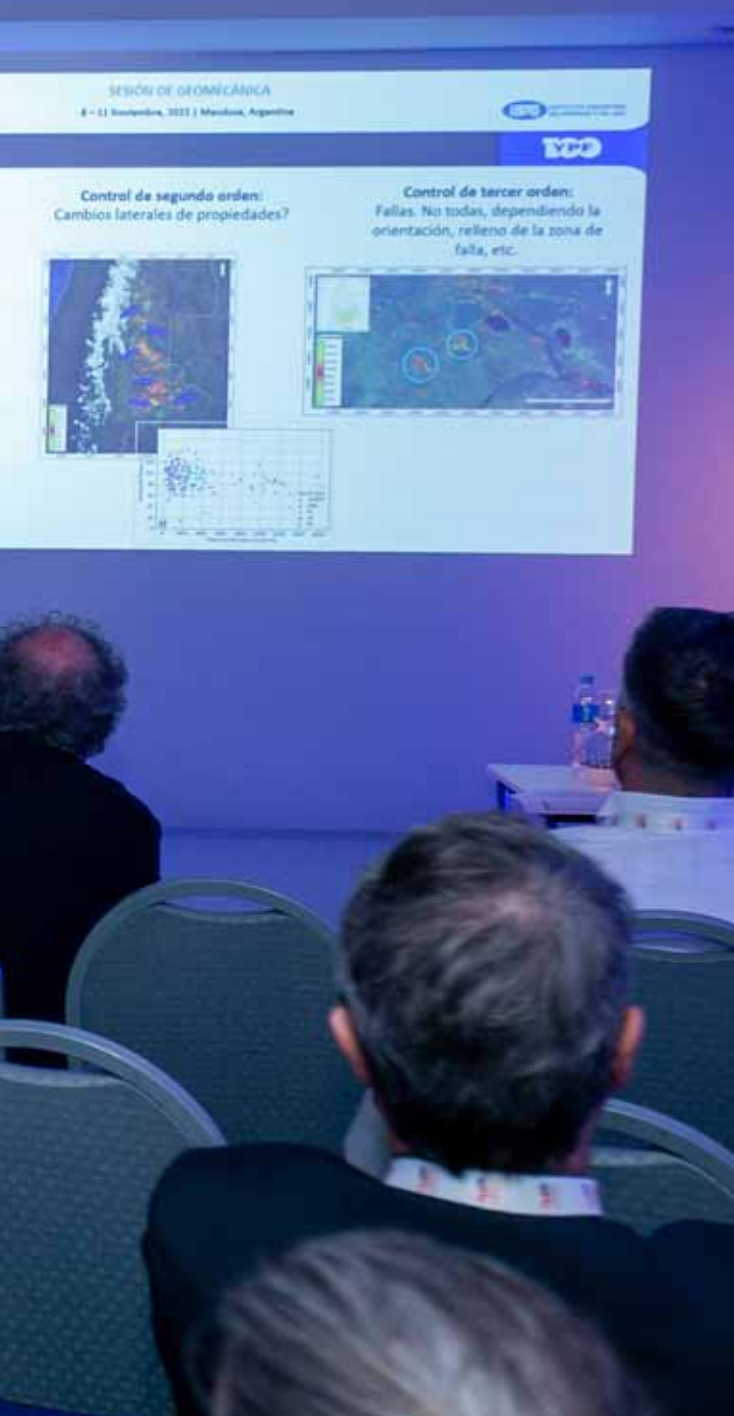
Este trabajo resultó ganador del Concurso Premio Especial a Jóvenes Profesionales del IAPG, en el marco del 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Conexpro) realizado por el IAPG en Noviembre 2022.



Durante los últimos años se implementó el modelo de factoría en el desarrollo de reservorios no convencionales. Uno de los objetivos principales en el desarrollo de estos yacimientos, asociado al modelo implementado, es comprender cómo optimizar la productividad de los pozos perforados. Para esto es conveniente conocer la orientación de los esfuerzos *in situ*, ya que impacta directamente en la eficiencia de la estimulación hidráulica y en la determinación de la ubicación de los pozos, tanto verticales como horizontales. Más aún, esta variable puede condicionar la determinación de la orientación de las ramas horizontales para el desarrollo de un bloque, lo cual impacta en la EUR (Estimated Ultimate Recovery) de los pozos (Zinn *et al.*, 2011; Chiachiarelli *et al.*, 2021).

En el subsuelo actúan tres esfuerzos principales y ortogonales entre sí: esfuerzo vertical o de sobrecarga





(Sv), esfuerzo horizontal máximo (SHmax) y esfuerzo horizontal mínimo (Shmin). Conocer la magnitud y la orientación de estos esfuerzos es un factor importante por considerar para lograr un eficiente desarrollo de yacimientos de hidrocarburos. Debido a que estos parámetros pueden considerarse al momento de diseñar planes de perforación así como de terminación y, de esta forma evitar problemas de inestabilidad mecánica durante la perforación, además de aportar parámetros importantes para el diseño de la estimulación hidráulica.

Teniendo en cuenta la importancia de conocer la orientación de los esfuerzos horizontales, para la cuenca Neuquina, se realizó un mapa de orientación del esfuerzo horizontal máximo en base a la interpretación de 270 imágenes de pozo, tanto acústicas como resistivas, y el análisis de tres pozos con monitoreo de microsísmica. Este mapa abarca una distribución areal significativa con datos provenientes de diferentes bloques. Si bien gran

parte de los datos proceden de yacimientos donde se encuentra en desarrollo la Formación Vaca Muerta también se cuenta con registros de bloques distribuidos desde el sur de la Dorsal de Huincul, provincia del Neuquén, hasta la laguna de Llancanelo, provincia de Mendoza, en sentido norte-sur, y desde el frente de deformación, al oeste, hasta el borde de cuenca, al este. Adicionalmente se sumaron datos del World Stress Map (WSM, por sus siglas en inglés) (Heidbach *et al.*, 2018) en busca de cotejar los datos propios con los que figuran en el trabajo citado.

En este trabajo se presenta el mapa resultante del análisis de registros de imágenes y datos microsísmicos, y la integración de estos con los publicados en el WSM. Como resultado se observa una orientación predominante en sentido E-O controlada por las fuerzas tectónicas relacionadas con la subducción de la placa de Nazca debajo de la Sudamericana. También se identificaron zonas donde los esfuerzos horizontales se desvían de la tendencia regional.

Marco geológico

Actualmente, a nivel productivo, la cuenca Neuquina es la más importante de la República Argentina. En 2021 el 52% de la producción total de petróleo y el 64% de la producción total de gas del país correspondieron a esta cuenca, según el Informe Anual del Instituto Argentino de la Energía (IAE, 2022).

Esta cuenca registra una columna sedimentaria de más de 6000 m de espesor que incluye rocas marinas y continentales depositadas desde el Triásico superior al Paleoceno. Su origen está ligado a la intercomunicación de hemigrábenes de rumbo noroeste, resultantes del desmembramiento de Pangea, debido a los procesos tectónicos extensionales que afectaban el margen centro-oeste de América del Sur a fines del Triásico. Durante el Jurásico inferior, en el margen occidental de Gondwana se restableció un sistema de subducción que dio origen al primer arco magmático mesozoico, con cuencas de arco e intraarco donde se depositaron sedimentos principalmente marinos. Luego, desde el Jurásico medio hasta el Cretácico inferior, la cuenca Neuquina pasó a ser una cuenca de retroarco, pero a fines del Cretácico inferior, debido al incipiente levantamiento de la Cordillera de los Andes y la formación de la faja plegada y corrida del Agrio, se convirtió en una cuenca de antepaís. Durante el Mioceno, la reactivación de la faja plegada y corrida marcó la culminación de la estructuración de la cuenca (Casadío y Montagna, 2015).

Metodología

Existen diferentes métodos y escalas para determinar la orientación de los esfuerzos en un área determinada, a partir de datos regionales que pueden tomarse del WSM, hasta datos puntuales que surgen del análisis del estado de las paredes de un pozo. Esta última metodología requiere la interpretación de diferentes registros obtenidos

durante la perforación, como caliper, multifinger e imágenes de pozos, tanto resistivas como acústicas.

La orientación de los esfuerzos horizontales en el subsuelo presentada en este trabajo fue obtenida a partir de tres fuentes: interpretación de perfiles de imágenes, microsísmica y publicaciones previas.

Al perforar un pozo, se produce una perturbación en los esfuerzos del subsuelo, debido a que el material que soporta los esfuerzos *in situ* es extraído durante la perforación y, por lo tanto, se pierde el equilibrio del sistema. La concentración de esfuerzos alrededor de un pozo vertical en un medio isotrópico y elástico es descrito por las ecuaciones de Kirsch (Kirsch, 1898). En coordenadas cilíndricas, estos esfuerzos pueden escribirse de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}\sigma_{rr} &= 0.5(SH_{max} + SH_{min})\left(1 - \frac{R^2}{r^2}\right) + 0.5(SH_{max} - SH_{min})\left(1 - \frac{4R^2}{r^2} + \frac{3R^4}{r^4}\right)\cos(2\theta) + \frac{P_w R^2}{r^2} \\ \sigma_{\theta\theta} &= 0.5(SH_{max} + SH_{min})\left(1 + \frac{R^2}{r^2}\right) - 0.5(SH_{max} - SH_{min})\left(1 + \frac{4R^2}{r^2} + \frac{3R^4}{r^4}\right)\cos(2\theta) - \frac{P_w R^2}{r^2} - \sigma_{\theta\theta}^0 \\ \sigma_{zz} &= S_v - 2\nu(SH_{max} - SH_{min})\frac{R^2}{r^2}\cos(2\theta)\end{aligned}$$

Ec. 1, 2 y 3

Donde σ_{rr} , $\sigma_{\theta\theta}$, σ_{zz} son los esfuerzos radiales, tangenciales y axiales, respectivamente, SH_{max} , SH_{min} y S_v los esfuerzos principales *in situ*, P_w la diferencia entre la presión poral y la presión ejercida por el lodo, ν la relación de Poisson, R el radio del pozo, r el radio donde se evalúa la fórmula con respecto al centro del pozo y θ el ángulo con respecto al SH_{max} .

Como se puede observar en la figura 1, el valor de los esfuerzos en la cara del pozo varía según la posición del punto evaluado respecto de la dirección del SH_{max} .

Si las ecuaciones presentadas anteriormente se evalúan en la cara del pozo (donde $r=R$), se puede observar que los esfuerzos (particularmente el tangencial, $\sigma_{\theta\theta}$) aumentan en la dirección del SH_{min} , lo que genera la formación de *breakouts* cuando estos esfuerzos superan la resistencia a la compresión de la roca, y disminuyen en la dirección del SH_{max} ocasionando el desarrollo de fracturas por tensión cuando se supera la resistencia a la tracción de la roca (Figura 2).

Es importante mencionar que la formación de estos rasgos en las paredes del pozo depende no solo de los esfuerzos *in situ* y las propiedades mecánicas de la roca,

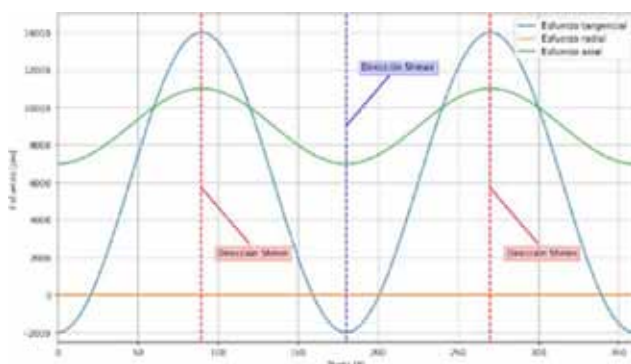


Figura 1. Esfuerzos principales en la cara del pozo y su variación respecto de la orientación del SH_{max} (θ).

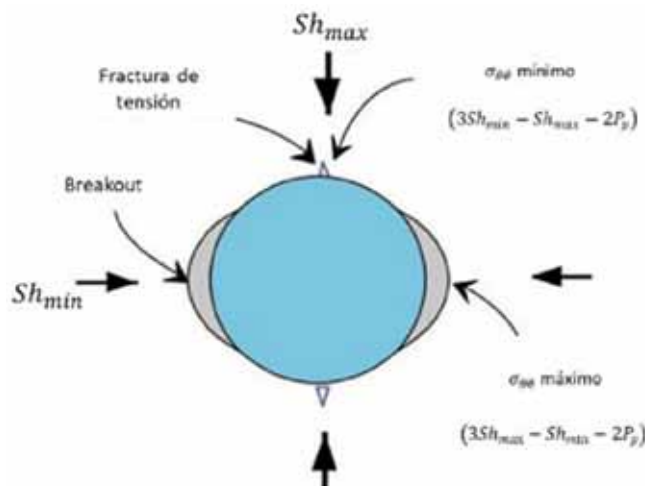


Figura 2. Ubicación de breakouts y fracturas inducidas en la cara de un pozo y su relación con los esfuerzos *in situ*.

sino también de la densidad de lodo utilizada durante la perforación (P_w , Ecuación1).

Con el objetivo de construir el mapa de orientación de los esfuerzos horizontales para la cuenca Neuquina,

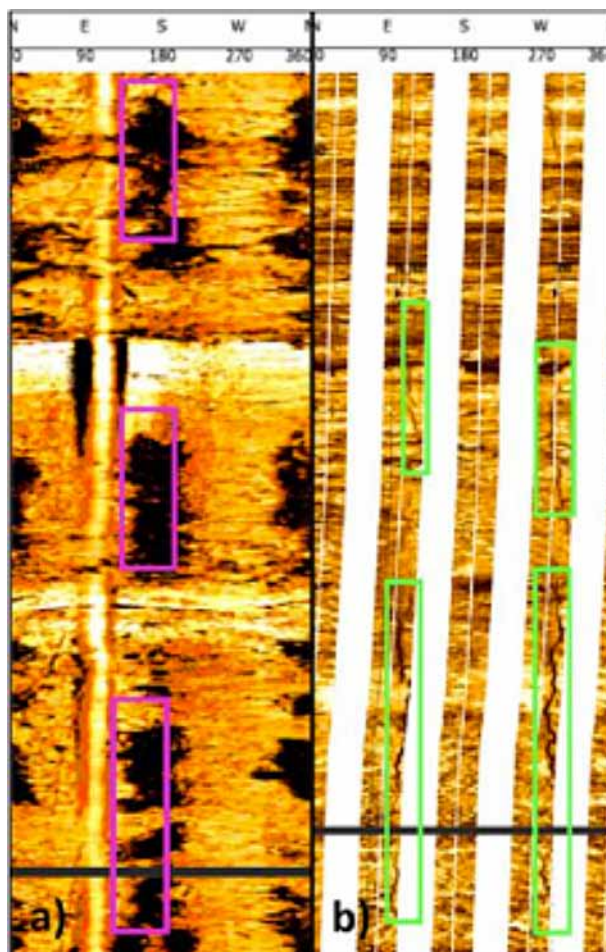


Figura 3. Ejemplo de breakouts (a) y fracturas inducidas (b) interpretados en un pozo incluido en este estudio.

en primer lugar, se recopilaban todas las imágenes de pozo disponibles, luego cada imagen fue interpretada con el propósito de identificar *breakouts* y fracturas inducidas (Figura 3). Una vez identificado el rasgo en la pared del pozo, se promedió la orientación de estos para todo el intervalo interpretado y así obtener un único dato representativo para el pozo.

Adicionalmente, se utilizó la información proveniente de la microsísmica para determinar la orientación de los esfuerzos. En este caso, los eventos microsísmicos tienden a alinearse en la dirección de crecimiento de la fractura hidráulica, es decir, en la orientación del SHmax (Figura 4). A diferencia de los perfiles de imágenes, en los cuales el dato de orientación de esfuerzos es válido solo en pozos verticales, en el caso de la microsísmica puede aplicarse en pozos con cualquier geometría. Para pozos desviados y horizontales el dato interpretado fue asignado a la posición de la boca de pozo.

Para esta fuente de datos, se utilizó la dirección promedio de todas las etapas de fractura con monitoreo de microsísmica de manera de obtener un único valor de orientación de los esfuerzos para el pozo interpretado.

Por último, con el propósito de poblar de datos los sectores en los que hay escasez de información se tomaron los datos del World Stress Map correspondientes a la cuenca Neuquina, así como también datos recolectados de publicaciones previas (Cuervo *et al.*, 2014; Curia *et al.*, 2018).

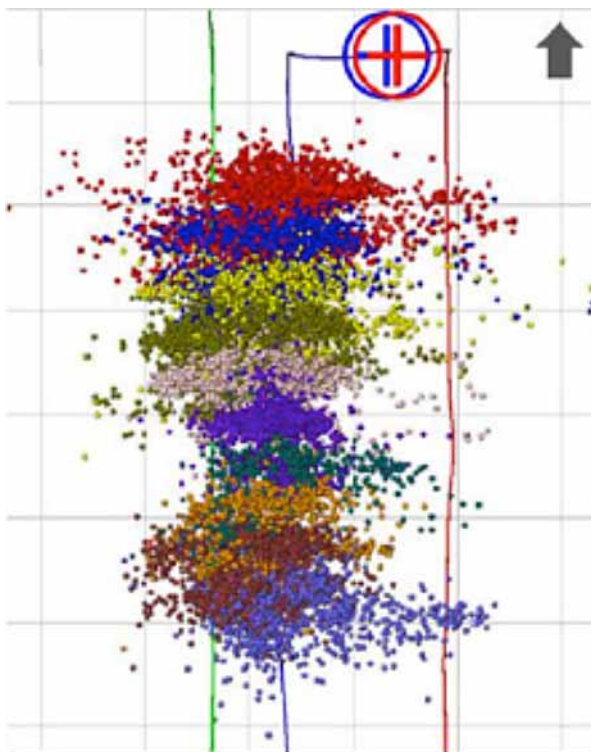


Figura 4. Vista en planta de un pozo horizontal con monitoreo de microsísmica. Cada punto corresponde a un evento y los diferentes colores a una misma etapa de fractura. Se puede observar que los eventos se alinean en una dirección preferencial, la cual corresponde al SHmax (aproximadamente E-O).

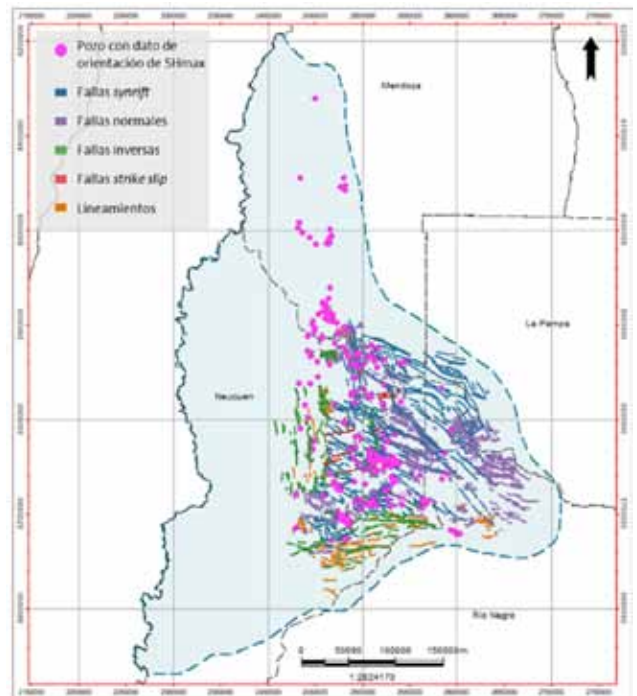


Figura 5. Fallas utilizadas para analizar la relación entre estructuras geológicas y la orientación de los esfuerzos horizontales (Silvestro y Zubiri, 2008).

Al mismo tiempo, con el fin de comprobar si existe una relación entre la orientación de los esfuerzos, tanto en nivel regional como local, y la presencia de estructuras geológicas se seleccionaron y graficaron las fallas interpretadas por Marchal *et al.* (2020) para la base de la Formación Vaca Muerta y las fallas que controlaron la apertura de los depocentros en el *synrift* inicial de la cuenca (Silvestro y Zubiri, 2008) (Figura 5). Es importante mencionar que estos datos están restringidos a la provincia del Neuquén, por lo que los pozos de Mendoza no fueron incluidos en este análisis.

Finalmente, se consolidó la información de tipo de falla y su orientación y se determinó su ubicación geográfica como el punto medio de la traza interpretada.

Resultados

Una vez recolectada toda la información, se obtuvo una base de datos con 273 pozos distribuidos en toda la cuenca donde el 98% de los datos corresponde a interpretaciones de perfiles de imágenes. A estos se adicionan 46 puntos correspondientes a datos de alta confianza del WSM y otros tomados de publicaciones previas (Figura 6).

Con toda la información recopilada se evaluaron distintas relaciones con el objetivo de estudiar posibles factores de control que permitan predecir las orientaciones del SHmax en aquellos lugares donde no existan datos. En primer lugar, se realizó un análisis estadístico para evaluar la cobertura en profundidad y la tendencia general de orientación del esfuerzo horizontal máximo en la cuenca. Luego se analizaron las correlaciones entre

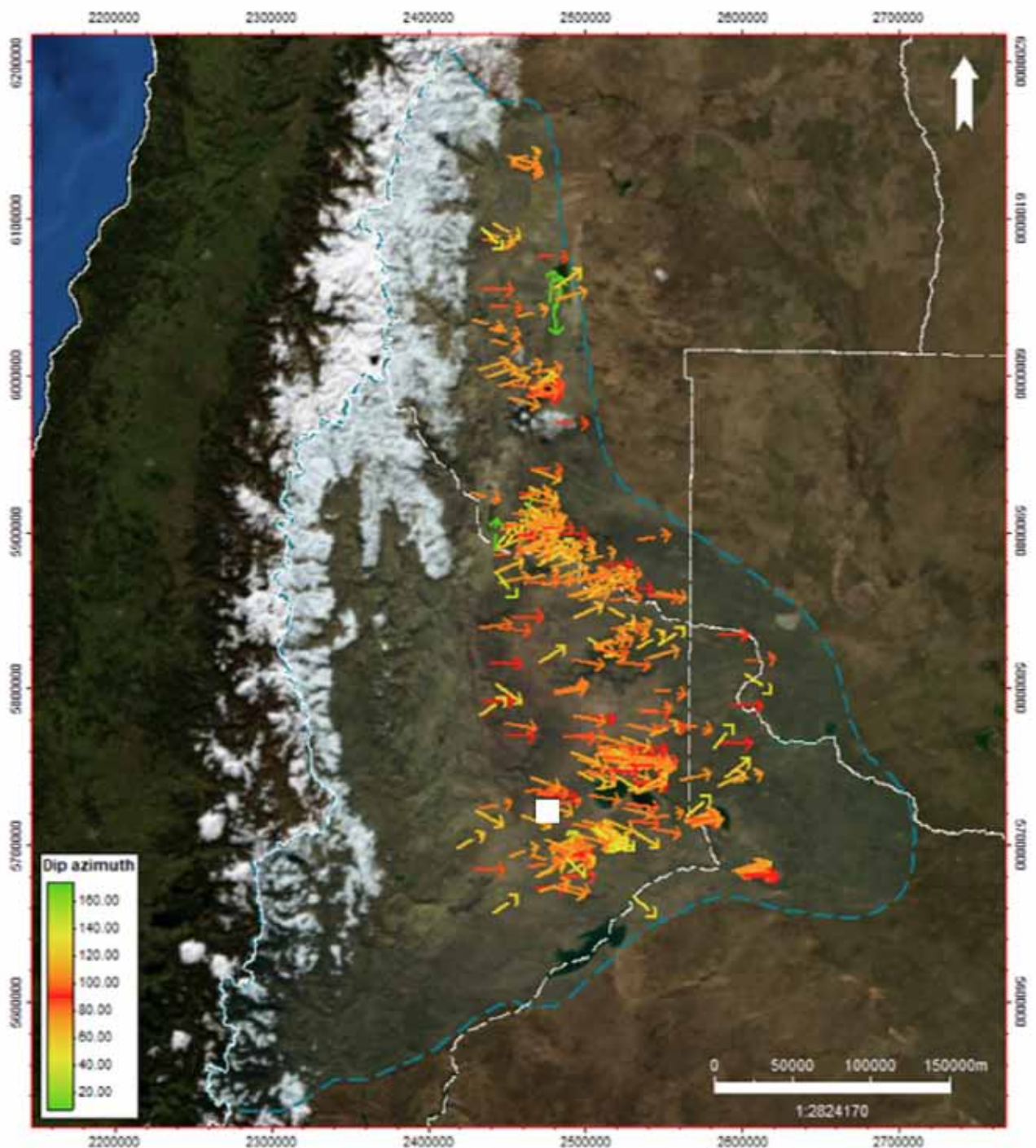


Figura 6. Mapa de orientación del SHmax, donde figura la orientación de los datos presentados en este trabajo, así como datos tomados de otras fuentes (simbolizados por flechas de trazo continuo y punteado, respectivamente).

la ubicación geográfica de cada dato y la dirección del SHmax en ese punto, como también la dependencia de esta orientación con la presencia de fallas, considerando diferentes propiedades de estas. Por último, se evaluó la variación de la orientación del SHmax en función de la profundidad para distintos pozos seleccionados a lo largo de la cuenca.

En primer lugar, para conocer la cobertura en profundidad de los datos recopilados, se utilizaron los pozos que cuentan con registro de imagen. Tomando el tope y base de cada uno de los perfiles se pudo observar que la cobertura en profundidad de este trabajo es notablemente amplia, que abarca un intervalo desde los 260 m hasta los 4500 m. Esto también puede observarse en la

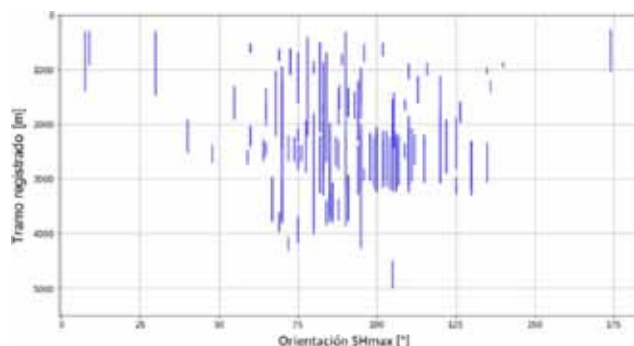


Figura 7. Cobertura en profundidad de los perfiles interpretados. Cada barra corresponde a un pozo y la extensión vertical determina la cobertura del registro (eje Y), además se puede observar la orientación del SHmax para cada pozo (eje X).

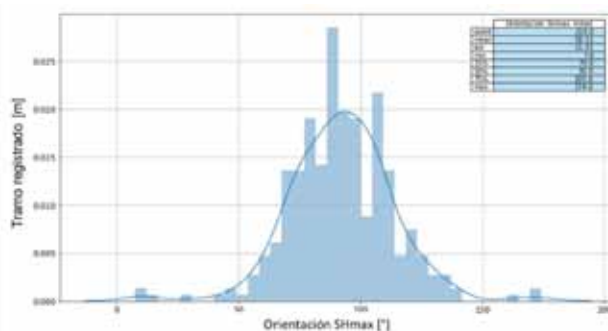


Figura 8. Histograma de frecuencia de orientación de SHmax. Se observa una tendencia central evidente con una dispersión significativa.

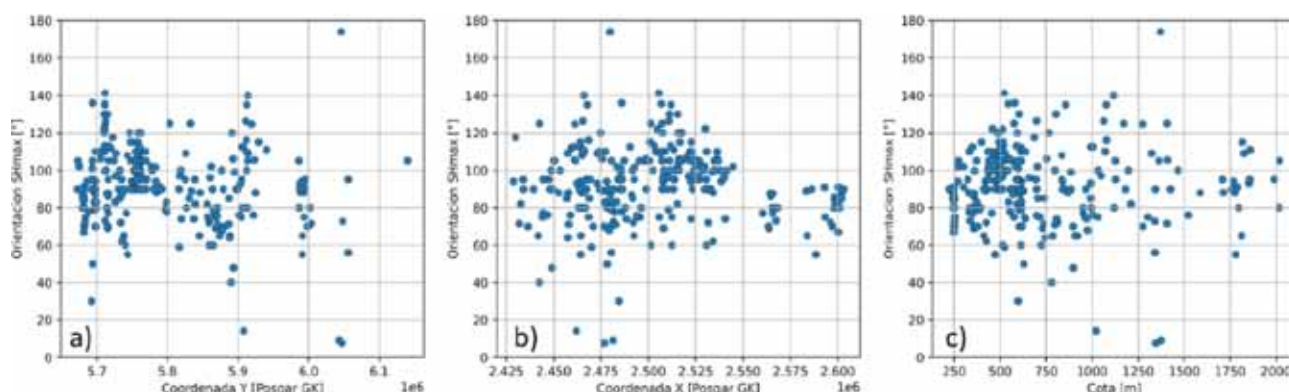


Figura 9. Crossplots entre la orientación del SHmax y las variables de posicionamiento geográfico de cada pozo. a) Coordenada Y. b) Coordenada X. c) Cota. No se observa una relación clara con ninguno de los parámetros.

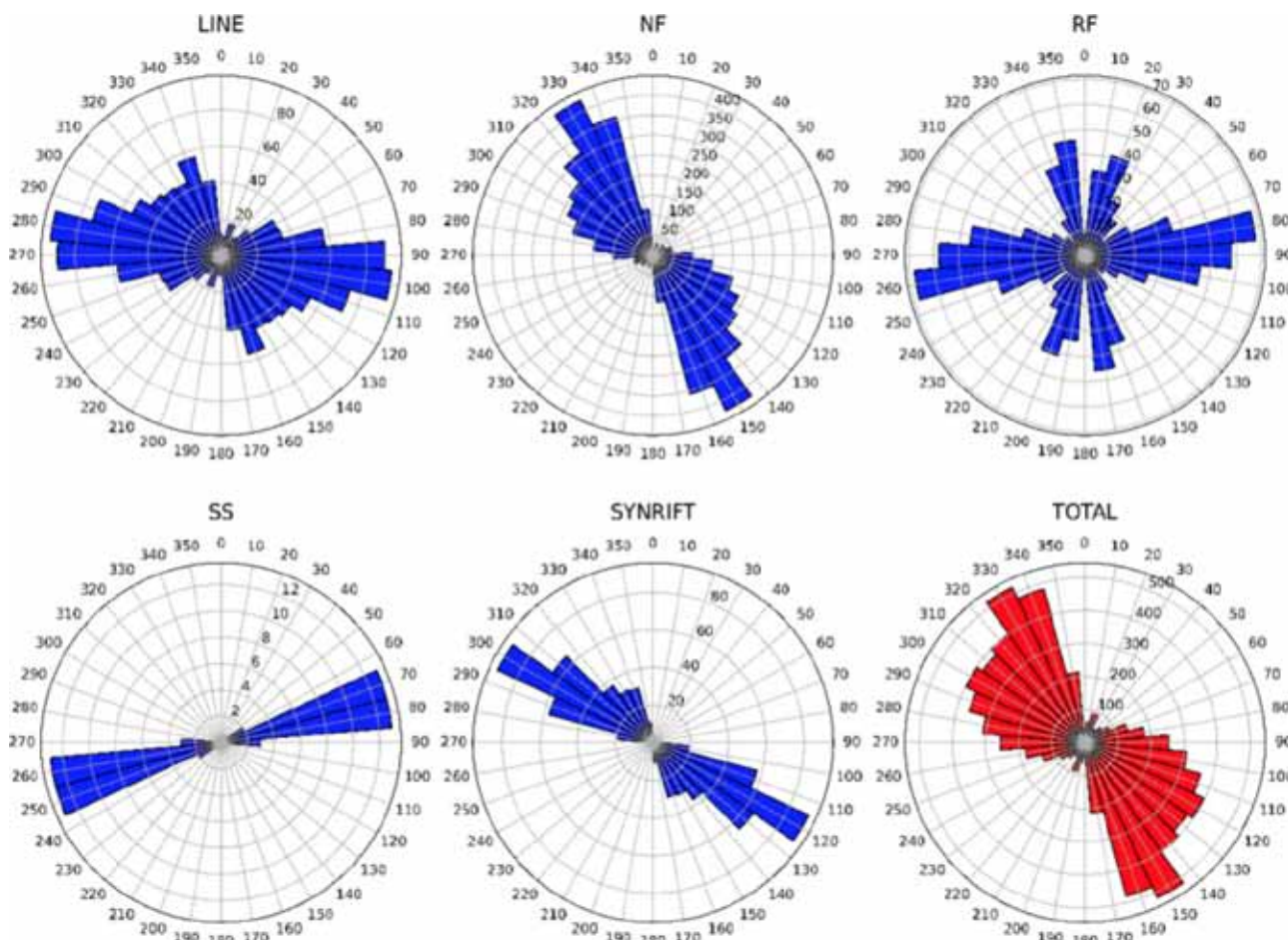


Figura 10. Diagrama de rosas de la orientación de las fallas utilizadas en este trabajo para estudiar su relación con la orientación de los esfuerzos horizontales.

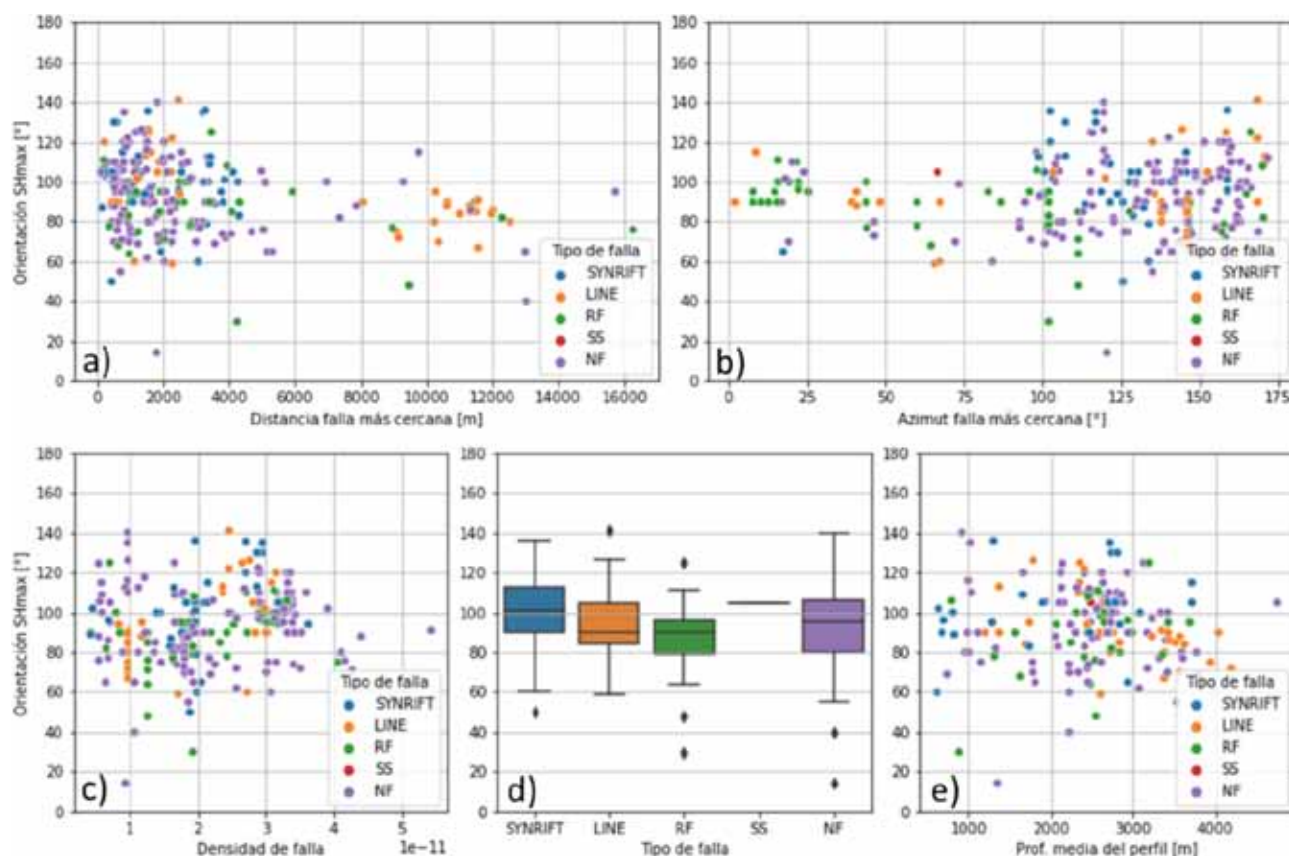


Figura 11. *Crossplots* que muestran la relación entre la orientación del SHmax para un pozo en particular y las variables definidas para la falla más cercana. a) Distancia. b) Azimut. c) Densidad. d) Tipo y e) Profundidad media del perfil.

figura 7, donde cada barra azul corresponde a un único pozo y la extensión de esta representa el tramo registrado (en metros). A su vez, en la misma figura también es posible determinar la orientación del SHmax asociado a cada dato.

Luego, con el objetivo de visualizar la distribución de datos recopilados, se realizó un histograma de la orientación del SHmax (Figura 8). En este gráfico se puede observar que los valores se concentran en la dirección E-O con un azimut promedio de 92°. Sin embargo, es importante mencionar la alta dispersión manifestada por un amplio rango de valores de orientación del SHmax y un desvío estándar que supera los 20°.

Con el fin de analizar si existe una relación entre la orientación del SHmax y la posición geográfica de ese dato se realizaron distintos *crossplots* (Figura 9). No se identifica una relación clara entre estas variables, a diferencia de lo que se plantea en el trabajo de Sanz Perl y Delucchi (2017) donde los autores indican una rotación antihoraria del esfuerzo horizontal máximo a medida que se avanza hacia el norte de la cuenca.

Otro factor que se tuvo en cuenta en este estudio es la relación entre la orientación del esfuerzo horizontal máximo y la presencia de discontinuidades geológicas en el subsuelo, ya que pueden generar una alteración

en el tensor de esfuerzos tanto en magnitud como en orientación. Para esto, se estudió la relación entre la dirección del SHmax interpretado en perfiles y la presencia de fallas.

Para estudiar la relación entre el SHmax y las fallas se definieron siete variables: azimut, ubicación, densidad, distancia, tipo, orientación y KDE (Kernel Density Estimation). Es preciso mencionar que para este análisis no se incluyeron los datos provenientes del WSM y solo se consideraron los pozos ubicados en la provincia del Neuquén.

Con toda esta información establecida se realizaron diferentes *crossplots* que muestran la relación entre la orientación del esfuerzo horizontal máximo y las variables de caracterización de las fallas (Figura 11).

Para este análisis, la ubicación de la falla se definió como el punto medio ubicado en el centro de la traza de la falla y se estimó el KDE, de tipo gaussiano, para utilizarlo como indicador de densidad de fallamiento de la zona.

Cuando se observa, la relación entre la orientación de los esfuerzos de un pozo en particular y la distancia a la falla más cercana (Figura 11a) se puede notar que a medida que la distancia disminuye existe una mayor probabilidad de que la orientación del esfuerzo rote respecto

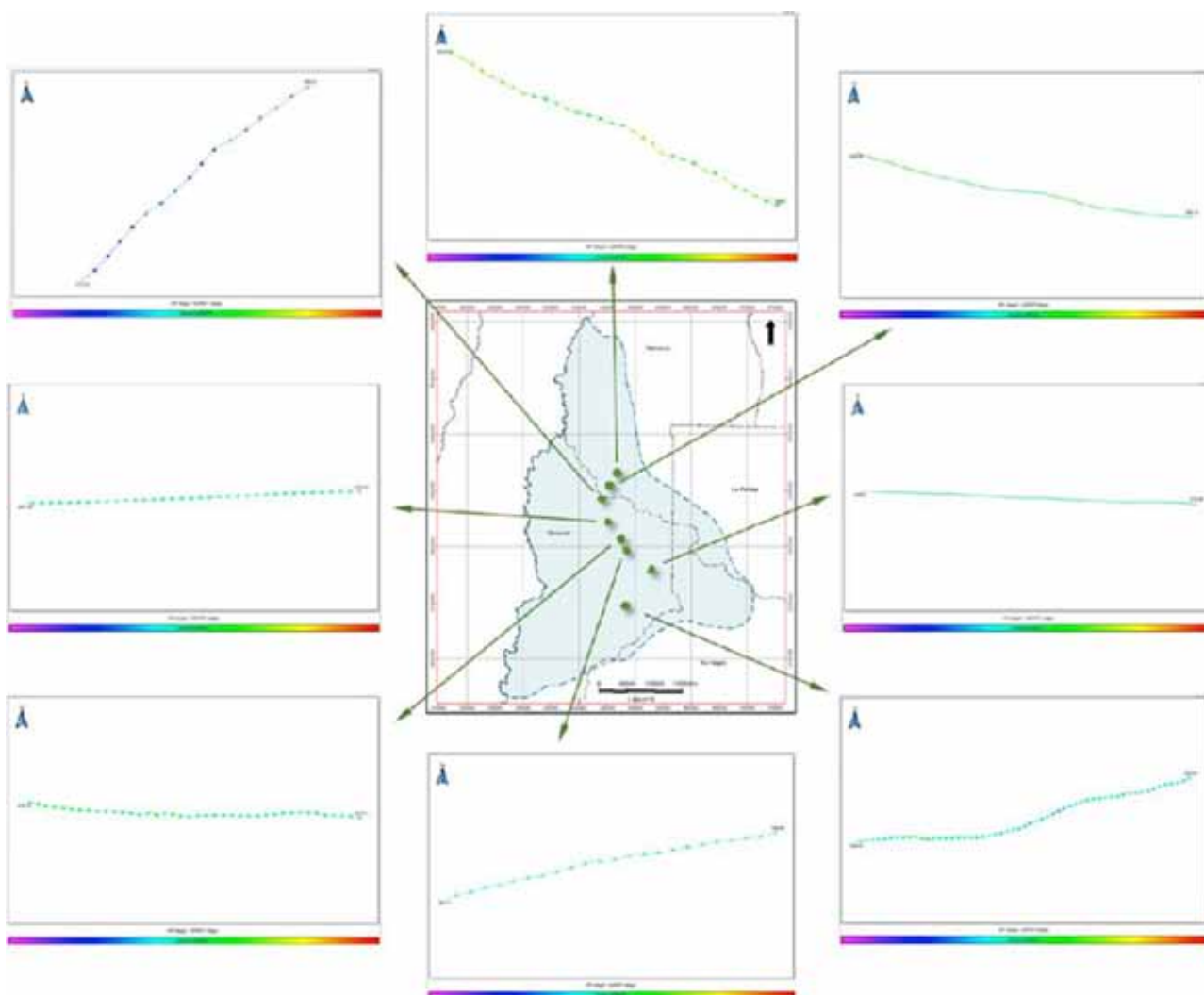


Figura 12. Variación de la orientación del SHmax en profundidad para pozos seleccionados a lo largo de la cuenca. La escala de color indica variación de azimut, de 0° a 180°.

de la tendencia general. Esto queda evidenciado por una mayor dispersión de los datos de orientación cuando la distancia del pozo a la falla más cercana es baja. Por el contrario, si el dato pertenece a una zona con pobre estructuración, se observa una tendencia concentrada en la dirección E-O. Esta tendencia, si bien es esperable, podría estar condicionada por la poca densidad de pozos con fallas distantes.

Adicionalmente, si la falla más cercana tiene bajo azimut la orientación del SHmax coincide con la tendencia regional, es decir, con orientación E-O (Figura 11b). Por el contrario, cuando el azimut es alto la dispersión en la orientación es mayor, sin embargo, se considera que este comportamiento está relacionado a la escasez de fallas con azimut bajos (Figura 10).

Estas observaciones tienen sentido desde la concepción teórica. En primer lugar, la perturbación de los esfuerzos por efecto de una falla se concentra en las cercanías de esta, por lo que es esperable que los pozos que se

encuentren en zonas con baja estructuración, es decir, cuya distancia a la falla más cercana sea alta, presenten una orientación del SHmax más cercana a la tendencia impuesta por el marco tectónico. Asimismo, el azimut de la falla es también un factor de relevancia en la perturbación de los esfuerzos, ya que ciertas orientaciones, aquellas críticamente estresadas, generan una mayor perturbación en el tensor de esfuerzos.

Finalmente, no se reconoció relación entre la densidad de falla, el tipo de falla o la profundidad media del perfil y la dirección del SHmax (Figuras 11c, d y e).

Es necesario destacar que estos resultados no invalidan la presunción de que las fallas impactan en la orientación de los esfuerzos, sino más bien que evidencian una dificultad en la cuantificación de este impacto. Los resultados obtenidos en este trabajo dependen fuertemente del *set* de fallas utilizado y existe una notoria dificultad en realizar una interpretación estructural de detalle para toda la cuenca. Mas aún, los factores que

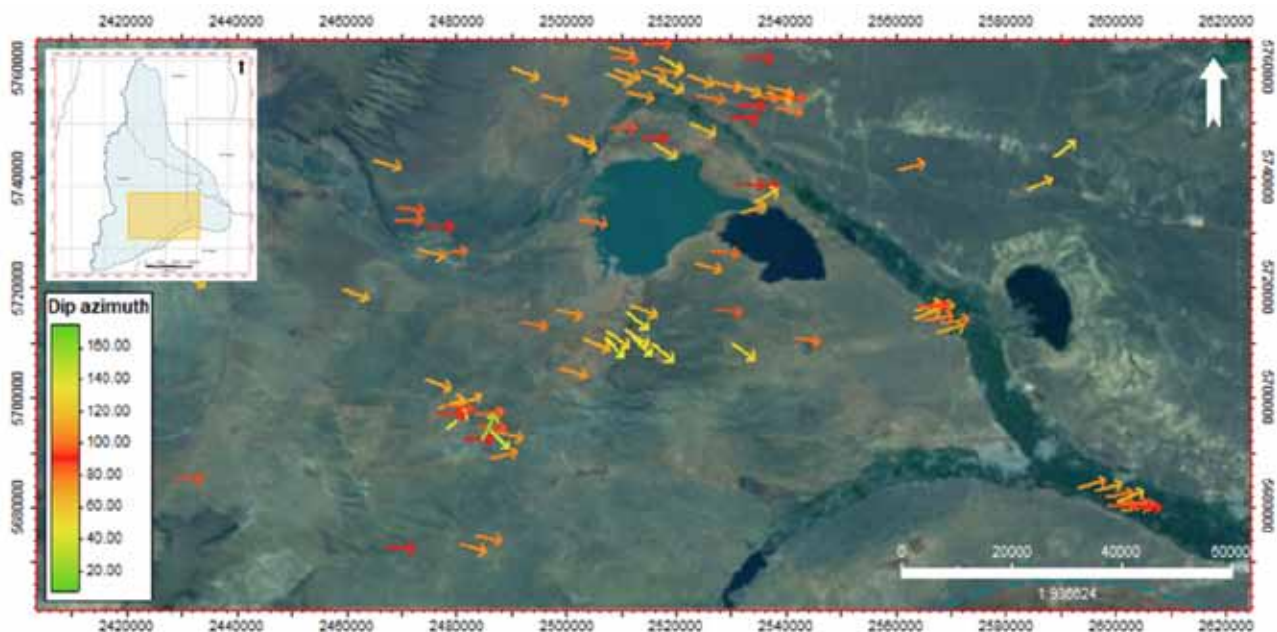


Figura 13. Orientación del SHmax en el sector sur de la cuenca Neuquina (Zona Sur).

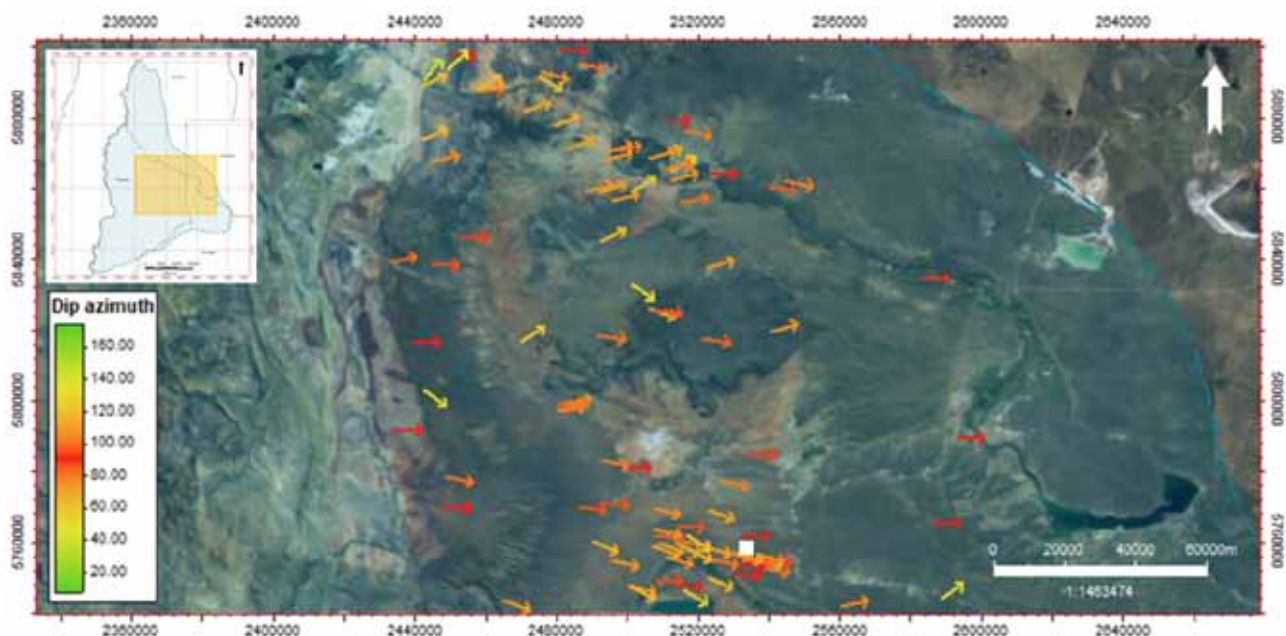


Figura 14. Orientación del SHmax en el sector central de la cuenca (Zona Centro).

determinan la relevancia de la falla en la perturbación de esfuerzos podrían no estar incluidos en las propiedades consideradas, por ejemplo, el intervalo estratigráfico afectado o la respuesta mecánica del relleno de la zona de falla respecto de la respuesta de la roca de caja.

Asimismo, se investigó la variación en profundidad de la orientación de los esfuerzos para lo que se utilizaron ocho pozos con amplia cobertura del registro de imagen distribuidos a lo largo de la cuenca (Figura 12), para lo cual se realizó un *walkout plot* (Hurley, 1994) para cada uno. Estos gráficos se construyen apilando vecto-

res unitarios cuyo azimuth corresponde a la orientación del SHmax en cada intervalo de profundidad. Como se puede observar, en la gran mayoría de los casos se distingue una notoria dirección principal y no se reconoce un cambio abrupto o gradual en la dirección de los esfuerzos. En este sentido la única excepción es la de un pozo ubicado en la zona de la Dorsal de Huincul donde en 3200 m, aproximadamente, se puede observar un cambio de tendencia en el *walkout plot*. En esta área se reconoce, mediante el análisis de perfiles, una zona de falla que podría ser la causante de esta variación. Es impor-

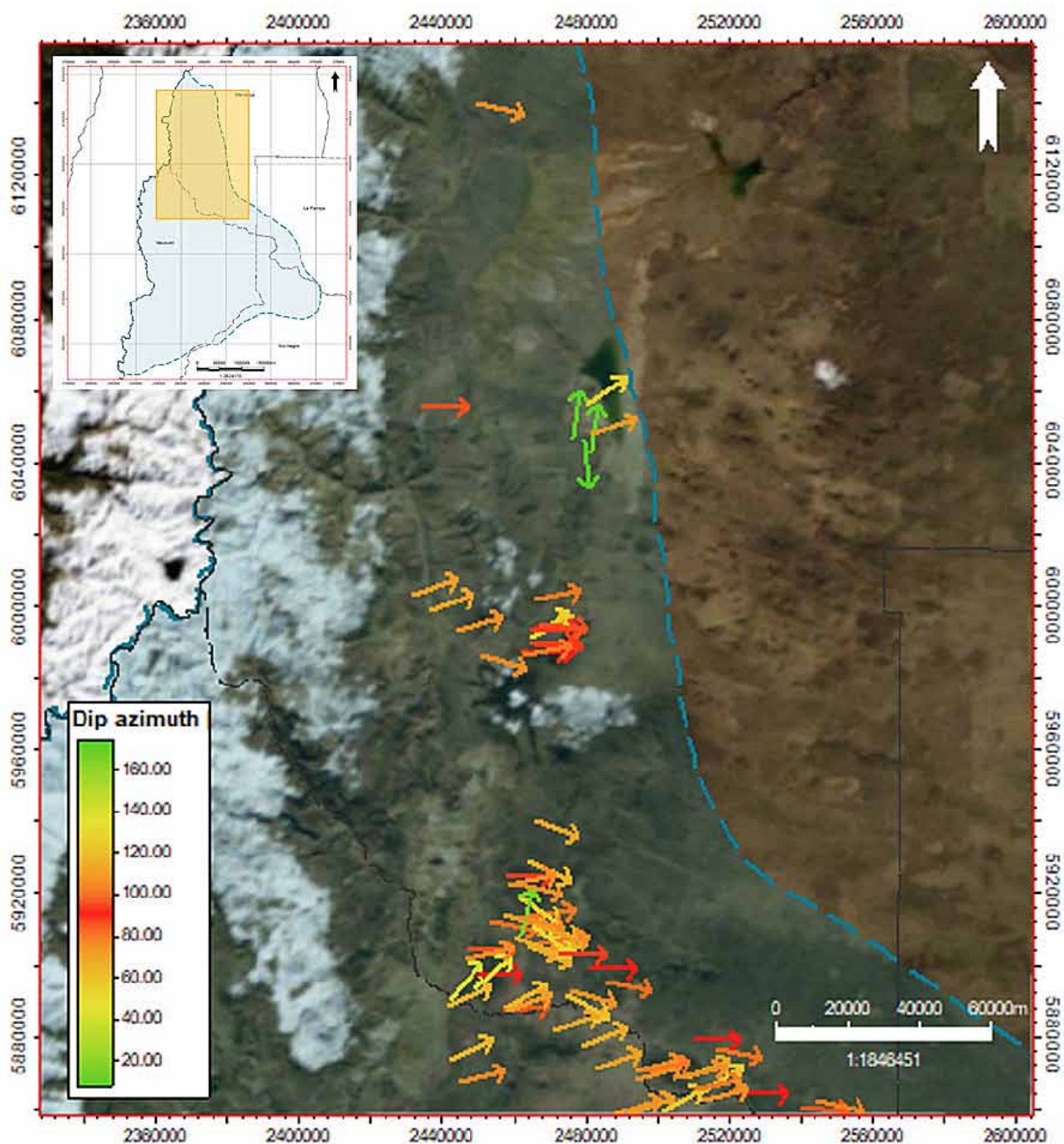


Figura 15. Orientación del SHmax en el sector norte de la cuenca (Zona Norte).

tante mencionar que por encima de la falla los *breakouts* vuelven a alinearse con la orientación predominante encontrada por debajo de esta.

Por último, se subdividió la cuenca en tres sectores: Zona Sur, Zona Centro y Zona Norte, con la finalidad de realizar un análisis descriptivo en cada uno de ellos y determinar tendencias locales en el vector de orientación del SHmax.

La Zona Sur (Figura 13) presenta una dirección ESE dominante. Al este esta tendencia cambia y se observa

un predominio de orientaciones hacia el ENE. Por otro lado, al sur del lago Barreales se distingue una rotación importante hacia el SE, confirmada por la gran cantidad de datos que consistentemente indican esa dirección.

La Zona Centro corresponde a la porción de la cuenca ubicada en el norte neuquino (Figura 14). Hacia el sur, esta sección está caracterizada por una orientación dominante ESE a E-O, mientras que hacia el norte del Volcán Auca Mahuida, el vector rota en sentido horario hasta ubicarse en la dirección ENE. Esta tendencia se

trunca en el Río Colorado, donde nuevamente el SHmax toma un rumbo de E-O a ESE, acompañando la orientación regional.

Por último, la Zona Norte, que corresponde al sector mendocino de la cuenca Neuquina (Figura 15) está caracterizada por una notable disminución de la información disponible. En función a los datos con los que se cuenta se puede observar que hacia el sur de la Zona el SHmax se ubica principalmente en dirección ESE a SE, mientras que hacia el norte se observa una rotación antihoraria, que finaliza con orientaciones de rumbo ENE.

Conclusiones

Se realizó un mapa que expone la orientación del SHmax para 273 pozos de la cuenca Neuquina. Estos datos se obtuvieron a partir de la interpretación de imágenes de pozo y monitoreo con microsísmica. De esta manera se generó una base de datos con buena cobertura areal, estratigráfica y de profundidades.

Se reconoció una dirección predominante E-O ($92^\circ \pm 21^\circ$) condicionada por las fuerzas tectónicas debidas al margen subductivo ubicado al oeste. Sin embargo, se observaron también desviaciones locales y regionales respecto de la tendencia general probablemente condicionadas por rasgos locales.

La orientación del SHmax resultó ser un parámetro consistente, ya que en zonas con alta densidad de datos se observa una repetición de la orientación entre pozos cercanos y también en zonas donde se observa una desviación respecto de la orientación regional esta se manifiesta en todos los pozos del área.

A partir del análisis realizado, no se evidencia ninguna relación cuantitativa entre la posición geográfica del pozo y la orientación del esfuerzo horizontal máximo.

Otro aspecto analizado fue la influencia de las fallas. Si bien desde el punto de vista teórico la presencia de estas puede alterar el tensor de esfuerzos generando tanto rotaciones como cambios en la magnitud de los esfuerzos, al analizar los datos relevados con el *set* de fallas utilizado, solo se observa una dependencia poco significativa con la distancia a la falla más cercana y el azimut de esa falla.

Se observó que la variación de la orientación del SHmax en profundidad en los pozos analizados no evidencia una dispersión considerable. En la mayoría de los casos la tendencia es la misma para todo el intervalo de profundidades interpretado. La única excepción corresponde a un pozo que atraviesa una zona de falla.

Por último, se realizó un análisis cualitativo de la orientación del SHmax en tres sectores de la cuenca donde se reconocieron patrones específicos para cada uno.

Referencias bibliográficas

- Casadío, S. y Montagna, A.O. 2015. Estratigrafía de la cuenca Neuquina. En Ponce, J.J., Montagna, A.O. y Carmona, N. (Eds.), Geología de la cuenca Neuquina y sus sistemas petroleros: una mirada integradora desde los afloramientos al subsuelo, 9-21.
- Chiachiarrelli, F. C., Hryb, D. E., Diaz Vazquez, A. y Diaz E. 2021. Impact of Wellbore Azimuth on Hydraulic Fracture Growth and Initiation Pressure. 55th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, Virtual.
- Cuervo, S., Vallejo, M. y Crousse, L. 2014. Caracterización integrada petrofísica y geomecánica de la formación Vaca Muerta en el área de El Trapial. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mendoza, Argentina.
- Curia, D., Duncan, P., Grealy, M., McKenna, J. y Hill, A. 2018. Microseismic monitoring of Vaca Muerta completions in the Neuquén Basin, Argentina. The Leading Edge. 37. 262-269
- Heidbach, O., M. Rajabi, X. Cui, K. Fuchs, B. Müller, J. Reinecker, K. Reiter, M. Tingay, F. Wenzel, F. Xie, M. O., Ziegler, M., Zoback, L. y Zoback, M. D. 2018. The World Stress Map database release 2016: Crustal stress pattern across scales. *Tectono-physics*, 744, 484-498.
- Hurley, N. F. 1994. Recognition of faults, unconformities and sequence boundaries using cumulative dip plots: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 78(8), 1173-1185, doi:10.1306/A25FEA9F-171B-11D7-8645000102C1865D
- I.A.E., 2022, Sitio Web del Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi", <https://www.iae.org.ar/>, Informe Anual de Hidrocarburos 2021. Acceso 13 de abril de 2022.
- Kirsch, E.G., 1898. Die Theorie der Elastizität und die Bedingungen der Festigkeitslehre. *Zeitschrift des Vereines deutscher Ingenieure*, 42, 797-807.
- Marchal, D., Manceda, R., Domínguez, R. F. y Sattler, F., 2020. Structural geology: Tectonic history, macrostructures, regional fault map, fault systems, second-order structures, and impact of the inheritance, in D. Minisini, M. Fantín, I. Lanusse Noguera and H. A. Leanza (Eds.), Integrated geology of unconventional: The case of the Vaca Muerta play, Argentina: AAPG Memoir, 121, 99-140.
- Sanz Perl, Y. y Delucchi, D. 2017. Stress Organization along Neuquen Basin in Vaca Muerta Formation and their Impact in Microseismic Response. Latin-American Seminar in Unconventional Resources. Mexico City, Mexico.
- Silvestro, J. y Zubiri, M. 2008. Convergencia oblicua: Modelo estructural alternativo para la Dorsal Neuquina (39°S) Neuquén. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 63(1), 49-64.
- Zinn, C., Blood, D. y Morath, P. 2011. Evaluating the impact of wellbore azimuth in the Marcellus Shale. Paper SPE 149468 presented at the Eastern Regional EMeeting.

ESTAMOS PARA QUE NOS ENCUENTRES

EL INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS
AHORA EN TUS REDES SOCIALES



facebook.com/IAPGinfo
facebook.com/IAPGEduca



@IAPG_info
@IAPGEduca



youtube.com/IAPGinfo



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

www.iapg.org.ar