

**METODOLOGIA PARA ESTIMAR LA ORIENTACION DE ESFUERZOS IN-SITU
HORIZONTALES EN POZOS DESVIADOS A PARTIR DE REGISTROS DE
IMAGENES**

CESAR AUGUSTO REYES SANTOS

NESTOR FABIAN CORZO RIVERA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2018

**METODOLOGIA PARA ESTIMAR LA ORIENTACION DE ESFUERZOS IN-SITU
HORIZONTALES EN POZOS DESVIADOS A PARTIR DE REGISTROS DE
IMAGENES**

CESAR AUGUSTO REYES SANTOS

NESTOR FABIAN CORZO RIVERA

**Trabajo de Grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

DIRECTOR

ZULY HIMELDA CALDERON CARRILLO

Doctora en Ingeniería Química

CODIRECTOR

DARWIN CLEMENTE MATEUS TARAZONA

Magister en Ingeniería Civil

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2018

DEDICATORIA

Ante todo, a Dios por darme todo en esta vida.

A mis padres Samuel y Lucila que me han brindado el amor, el cariño, la comprensión y la educación necesarios para poder ser, quien soy hoy, apoyándome incondicionalmente en cada momento.

A mi hermano Fabián que ha sido mi principal amigo y confidente, y un gran soporte durante toda mi vida; a mi hermano mayor Pipe (RIP) quien con sus sufrimientos nos garantizó una serie de bendiciones de las cuales seguimos cosechando frutos, y que ahora se ha convertido en un lazo más que cercano con el Todo Poderoso.

A mi familia extendida que han sido un gran apoyo en todas las situaciones que hemos vivido, en especial a mi tía Clema y mi nona Fideliza quienes me han acogido en su casa para poder cumplir este sueño, sin su apoyo esto había sido poco factible.

A mis amigos Darío, Pipe, Andrey, Yesid y Prada que desde primer semestre cuando las clases y las canchas nos unieron hemos mantenido una muy excelente relación y ante todo hemos conformado una amistad en la que nos apoyamos mutuamente. A los distintos compañeros con quienes vivimos valiosas experiencias en la vida universitaria como Maira, Eduardo, Gabriel, Kevin, Katty, Nicolás, Francisco, Centeno, Carolina, entre otros; que más que compañeros puedo considerar como amigos.

A las personas del grupo de trabajo de la oficina de la Vicerrectoría Administrativa con quienes tuve el privilegio de compartir, pues de cada uno pude recibir valiosas lecciones; en especial a María José quien me abrió las puertas a esta valiosa experiencia.

A mis profesores tanto de colegio como de la universidad pues de ellos pude adquirir conocimientos que me han permitido crecer profesional y personalmente; y a mis amigos del colegio Bilimbo y Mufi que han estado ahí acompañándome.

A muchos otros que como dice el Salmo 91 “Él dará órdenes a sus ángeles, para que te guarden en todos tus caminos” entre los cuales puedo destacar al Padre Félix, me ayudaron enormemente sin esperar nada a cambio.

DEDICATORIA

A Dios por darme la vida, ser mi fortaleza y guía.

A mis padres Esperanza y Néstor Raúl por ser mi motor para seguir adelante, por todo el cariño, amor y apoyo que me han brindado, por ser ese ejemplo a seguir y por estar siempre junto a mí en todas las etapas de mi vida.

A mi hermanito Andrés Julián por estar siempre presente, sirviéndome de apoyo día a día, por su gran carisma, su ayuda incondicional y acompañamiento durante estos años de estudio.

A María Fernanda Duran, Laura González y Laura Osorio que han sido grandes compañeras y amigas incondicionales durante esta etapa de vida universitaria, con quienes compartí gratos momentos, largas jornadas de traspasnocho, alegrías y muchas experiencias.

A todos los compañeros y amigos que conocí durante mis estudios en la UIS, a quienes admiro profundamente y agradezco por todos los momentos compartidos, especialmente a Felipe Vargas, Eduardo Muñoz, Camila Prada, Bryan Soto, Pablo Capacho, Luis Da, Fabio Ruiz, Efraleo, Nico Arias y Andrés Centeno.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander por formarnos como ciudadanos éticos y contribuir a nuestro crecimiento personal y profesional.

Al grupo de Investigación de Estabilidad de Pozos por brindarnos la orientación necesaria para desarrollar este proyecto.

A los ingenieros Darwin Mateus Tarazona y Yair Quintero por su continuo acompañamiento y asesoría dando observaciones y contribuciones importantes para el desarrollo exitoso de esta investigación.

A la doctora Zuly Calderón por ser una excelente docente y brindar un acompañamiento en la formación de cada uno de sus estudiantes con gran esmero y sacrificio, y en especial por darnos su voto de confianza para el desarrollo de este proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	19
1. OBJETIVOS.....	21
1.1. OBJETIVO GENERAL	21
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	21
2. MARCO CONCEPTUAL	22
2.1. REGISTROS DE IMÁGENES	22
2.1.1. Registros de imágenes ultrasónicas.	22
2.1.2. Registros de imágenes eléctricos.	24
2.2. REDISTRIBUCION DE ESFUERZOS EN UN POZO	27
2.3. ESTADO DE ESFUERZOS ALREDEDOR DE UN POZO	28
2.4. ESTADO DE ESFUERZOS ALREDEDOR DE UN POZO ARBITRARIAMENTE DESVIADO	29
2.4.1. Estado de esfuerzos far-field.	31
2.4.2. Rotaciones definidas por los ángulos de Euler.	31
2.4.3. Transformaciones tensoriales de sistemas de coordenadas.	32
2.5. ORIENTACIÓN DE ESFUERZOS HORIZONTALES	35
2.6. ENSANCHAMIENTOS DEL POZO.....	36
2.6.1. Breakouts (ensanchamientos inducidos por esfuerzos).....	36
2.6.2. Ensanchamientos no inducidos por esfuerzos. Key seats:	36
3. METODOLOGIA PARA DETERMINAR LA ORIENTACIÓN DE ESFUERZOS EN POZOS DESVIADOS	38
3.1. DESCRIPCIÓN DE LA INFORMACIÓN REQUERIDA	39
3.2. DESARROLLO DE METODOLOGIA PARA DETERMINAR LA ORIENTACIÓN DE ESFUERZOS	43

3.2.1. Metodología para cambiar el sistema de referencia en el que se reportan las fallas en el wellbore.	45
3.2.2. Diagrama de flujo de la metodología de orientación de esfuerzos.....	57
4. DESARROLLO DE HERRAMIENTA CON LA METODOLOGÍA PROPUESTA.	61
4.1. VERSIÓN FINAL DE LA HERRAMIENTA	62
5. VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA	72
6. VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA QUE PERMITE CAMBIAR EL SISTEMA DE REFERENCIA CON DATA DE CAMPO	77
7. DETERMINACIÓN DE LA ORIENTACIÓN DE ESFUERZOS UTILIZANDO DATOS DEL CAMPO DE ECOPETROL	82
7.1. POZO 3.....	83
7.2. POZO 2.....	84
7.3. POZO 4.....	86
7.4. POZO 1.....	88
7.5. POZO 5.....	89
8. CONCLUSIONES	91
9. RECOMENDACIONES.....	92
BIBLIOGRAFÍA.....	93
ANEXOS.....	97

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Desdoblamiento del pozo	23
Figura 2. Principios de operación de una imagen ultrasónica de pozo BHTV	25
Figura 3. Principios de operación de un registro de imágenes electricos	26
Figura 4. (a) Formación de roca sin haber perforado el pozo, que presenta un estado de esfuerzos uniforme. (b) Cambio del estado de esfuerzos una vez se perfora el pozo, debido a la nueva situación geométrica, generando una concentración de esfuerzos que se puede extender por toda la cara del pozo.	27
Figura 5. Trayectorias de los esfuerzos principales alrededor de un pozo cilíndrico en un campo de esfuerzos biaxial basados en las ecuaciones de Kirsch.....	28
Figura 6. Sistemas de coordenadas definidos para la transformación de esfuerzos en un pozo desviado.....	31
Figura 7. Orientación de los esfuerzos principales luego de las rotaciones de los ejes.	32
Figura 8 (a) Después de la formación de los <i>breakouts</i> , se espera que se profundicen más no que se ensanchen. (b) anchos de <i>breakouts</i> medidos en experimentos de laboratorio, comparándose con los predichos teóricamente	37
Figura 9. Replicación de resultados de PEŠKA, P. Y ZOBACK, M.....	39
Figura 10. Vista de planta de los pozos seleccionados	41
Figura 11. Orientación de un <i>feature</i> medido como un azimut norte	47
Figura 12. Medición de la ubicación de un <i>feature</i> respecto al TOH.....	48

Figura 13. Vista de planta de la trayectoria del Pozo 5.....	49
Figura 14. Vista auxiliar paralela al azimut del Pozo 5.....	50
Figura 15. Medición de buzamientos plano ortogonal al pozo	51
Figura 16. Buzamientos plano ortogonal al pozo sin la representación del wellbore	52
Figura 17. Diagrama de flujo para calcular la variable “aparente”.....	53
Figura 18. Nuevo sistema coordenado con vectores unitarios	54
Figura 19. Vectores proyectados y ángulo entre los mismos (proyección de “aparente”).....	55
Figura 20. Diagrama de flujo metodología orientación esfuerzos en pozos desviados	60
Figura 21. Estado inicial del software	63
Figura 22. Interfaz final de entrada al programa	64
Figura 23. Ventana inicial de entrada de datos.....	65
Figura 24. Ventana de entrada de datos cuando el ángulo de la falla es medido como azimut norte	66
Figura 25. Ventana de entrada de datos cuando el ángulo de la falla es medido respecto al TOH.....	66
Figura 26. Mensaje de la herramienta cuando no encuentra una orientación de esfuerzos que genere la falla	67
Figura 27. Distribución de esfuerzos alrededor de la cara del pozo	68
Figura 28. Gráfico de revisión de resultados	69

Figura 29. Ubicación preferencial de los <i>breakouts</i> en pozos altamente desviados en régimen normal	70
Figura 30. Pantallazo sección de consideraciones de la metodología	71
Figura 31. Validación en pozo vertical en régimen normal	73
Figura 32. Validación en pozo vertical en régimen rumbo deslizante	73
Figura 33. Validación en pozo vertical en régimen inverso	74
Figura 34. Validación con data del pozo del Campo Eugene Island Block 330, GOM	76
Figura 35. Breakout identificado en Pozo 4	78
Figura 36. Ubicación del BO pasado de norte a TOH con la metodología.....	79
Figura 37. Angulo del BO respecto al TOH visualizado en WellEye	79
Figura 38. Ubicación del BO de Pozo 5 utilizando metodología y WellEye	80
Figura 39. Ubicación de la DITF de Pozo 5 utilizando metodología y WellEye.....	81
Figura 40. Dirección preferencial de DITF campo ECOPETROL.....	82
Figura 41. Roseta de orientación de fallas inducidas Pozo 3	83
Figura 42. Orientación de esfuerzos DITF Pozo 3	84
Figura 43. Roseta de orientación de fallas inducidas Pozo 2	85
Figura 44. Orientación de esfuerzos a partir DITF Pozo 2.....	85
Figura 45. Resultado metodología BOs a mayor profundidad de 8000 ft Pozo 4 ..	86
Figura 46. Resultado metodología BO a menor profundidad de 8000 ft Pozo 4	87
Figura 47. Resultado metodología DITF Pozo 1	88
Figura 48. Resultado metodología BO Pozo 5.....	89

Figura 49. Resultado metodología DITF Pozo 5.....90

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Datos del pozo estudiado en el campo Eugene Island Block 330,GOM..	38
Tabla 2. Relación de cantidad de pozos por cada tipo de archivo	40
Tabla 3. Resumen caracterización de pozos candidatos	41
Tabla 4. Determinación de máximos y mínimos del t_{max}	45
Tabla 5. Comparación de técnicas de evaluación de usabilidad.....	62
Tabla 6. Condiciones de pozo vertical supuesto en un régimen de falla normal ...	72

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Diagrama de flujo metodología determinación de la orientación de esfuerzos	97
---	----

RESUMEN

TITULO: METODOLOGÍA PARA ESTIMAR LA ORIENTACIÓN DE ESFUERZOS IN-SITU HORIZONTALES EN POZOS DESVIADOS A PARTIR DE REGISTROS DE IMÁGENES*

AUTORES: CESAR AUGUSTO REYES SANTOS;
NESTOR FABIAN CORZO RIVERA**

PALABRAS CLAVE: Orientación de esfuerzos, Pozos desviados, Registros de imágenes, *Breakouts*, Fallas inducidas, Diagrama de flujo, Metodología.

DESCRIPCIÓN: Los *breakouts* son un modo de falla compresiva de cizalla que se produce en la cara del pozo y que junto a las fallas inducidas durante la perforación “*tensile failures*” son utilizados como indicadores de la orientación de los esfuerzos horizontales. En pozos verticales los *breakouts* se encuentran orientados paralelos a la dirección del esfuerzo horizontal mínimo, por lo cual, permiten la interpretación de los esfuerzos in-situ de manera directa. En contraste, en pozos desviados las fallas tanto compresivas como tensiles se presentan en una dirección oblicua a los esfuerzos principales, lo cual genera interpretaciones erróneas en la caracterización del tensor de esfuerzos. Para superar dicha limitante, el presente trabajo propone una metodología que busca implementar una corrección de las lecturas de los registros de imagen en pozos desviados, de tal manera que permita determinar la orientación de los esfuerzos horizontales, en función de la geometría del pozo.

Esta nueva metodología modifica y agrupa métodos de inversión de datos propuestos en la literatura, en los cuales, a partir de un set de direcciones de *breakouts* o *tensile failures*, desviaciones del pozo desde la vertical, azimut del pozo y magnitudes de esfuerzos, se puede determinar las direcciones de los esfuerzos principales horizontales, adicionalmente propone un algoritmo de calculo que permite cambiar el sistema de referencia en el cual se reporta la orientación de los *features* en la cara del pozo(azimut norte o *Top of Hole*). La metodología y el algoritmo fueron validados utilizando información de casos de estudio disponibles en la literatura e información de un campo de ECOPETROL haciendo uso de una herramienta macro totalmente funcional, cuyo diagrama de flujo será usado por ECOPETROL para implementar un módulo nuevo en su software geomecánico ECOAGE.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Directora: Zuly Himelda Calderón Carrillo, Codirector: Darwin Clemente Mateus Tarazona.

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY TO ESTIMATE IN-SITU HORIZONTAL STRESS ORIENTATION IN DEVIATED WELLS FROM IMAGE LOGS^{*}

AUTHORS: CESAR AUGUSTO REYES SANTOS;
NESTOR FABIAN CORZO RIVERA^{**}

KEY WORDS: Stress orientation, deviated wells, Image logs, Breakouts, induced failures, flowchart, methodology.

DESCRIPTION: Breakouts are a compressive failure mode of shear that occurs in the wellbore wall and together with the drilling induced faults, "tensile failures" are used as indicators of the horizontal stresses orientation. In vertical wells, the breakouts are oriented parallel to the direction of the minimum horizontal stress, which allows the interpretation of in-situ stresses directly. By contrast, in deviated wells both compressive and tensile failures are presented in an oblique direction to the main stresses, which generates erroneous interpretations in the characterization of the stress tensor. To overcome this limitation, this paper proposes a methodology that seeks to implement a correction in the image logs interpretation in deviated wells, in such a way that it allows determining the orientation of the horizontal stresses, depending on the wellbore geometry.

This new methodology modifies and joins up data inversion methods proposed in the literature, in which, from a set of directions of breakouts or tensile failures, deviations of the well from the vertical, wellbore azimuth and stress magnitudes, can be determine the directions of the main horizontal stresses, additionally proposes a calculation algorithm that allows changing the reference system in which the orientation of the features is reported on the wellbore wall (North azimuth or Top of Hole). The methodology and the algorithm were validated using information from case studies available in the literature and information from an ECOPETROL field making use of a fully functional macro tool, whose flowchart will be used by ECOPETROL to implement a new module in its geomechanical software ECOAGE.

* Degree Thesis

** Chemical and Physical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Zuly Himelda Calderón Carrillo, Codirector: Darwin Clemente Mateus Tarazona

INTRODUCCIÓN

El conocimiento de las magnitudes y orientaciones de esfuerzos a altas profundidades es de gran interés, porque permite entender los factores que controlan la ocurrencia de fallas compresivas y por tensión en pozos con alguna orientación arbitraria, con el fin de generar modelos geomecánicos que permitan optimizar las operaciones y evitar pérdidas económicas asociadas a problemas de inestabilidad de pozo.

En la década de 1980, Zoback se basó en datos de orientación de *breakouts* para definir patrones detallados de esfuerzos en zonas donde eran desconocidos, dichas orientaciones han venido siendo ampliamente utilizadas junto a información adicional como *Leak Off Tests* (LOTs) en pozos verticales para construir el estado de esfuerzos (los *breakouts* se presentan en la dirección del $S_{h\ min}$), que unidos con información de las propiedades mecánicas de las rocas, permiten la construcción de un modelo geomecánico cuyo fin es obtener la ventana de valores óptimos de peso del lodo.

Durante los últimos años la perforación de pozos desviados ha aumentado debido al desarrollo de zonas tectónicamente activas o costa afuera en las que la única forma de llegar al *target box* (zona de interés) es generando trayectorias que se alejan de la vertical, de ahí la necesidad de utilizar metodologías para la determinación del tensor de esfuerzos como los desarrollados por Mastin, Zoback, Peska y Etchecopar a finales del siglo pasado, que además de utilizar los datos de *breakouts* incluyen información de otros daños que se generan en la cara del pozo, inducidos por esfuerzos como las fallas por tensión y deslizamiento de fallas preexistentes.

El presente trabajo propone una metodología que busca implementar una corrección de las lecturas de los registros de imagen en pozos desviados (debido a que los *breakouts* y las fallas por tensión tienden a generarse en una dirección oblicua a la de los esfuerzos), de tal manera que permita determinar la orientación de los esfuerzos horizontales, en función de la geometría del pozo. Esta nueva metodología modifica y agrupa métodos de inversión de datos propuestos en la literatura, en los cuales, a partir de un set de direcciones de *breakouts*, desviaciones del pozo desde la vertical y azimut del pozo, se pueden determinar las direcciones de los esfuerzos principales horizontales. Lo anterior pretende dar las bases para corregir las interpretaciones geomecánicas realizadas en pozos inclinados, desarrollando una macro totalmente funcional con el objetivo de convertirla en un módulo del ECOAGE.

1. OBJETIVOS

1.1. OBJETIVO GENERAL

Proponer una metodología para estimar la orientación de esfuerzos *in-situ* horizontales en pozos desviados a partir de registros de imágenes.

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar una revisión bibliográfica que permita identificar las ecuaciones que rigen los esfuerzos alrededor de un pozo arbitrariamente orientado.
- Proponer una metodología para estimar la orientación de esfuerzos *in-situ* en pozos desviados a partir de registros de imágenes que midan las orientaciones de *breakouts* respecto a la cara alta o baja del pozo.
- Proponer una metodología para estimar la orientación de esfuerzos *in-situ* en pozos desviados a partir de registros de imágenes que midan las orientaciones de *breakouts* respecto al Norte.
- Diseñar el flujo de trabajo que permita implementar la corrección en la estimación de los esfuerzos *in-situ* en el software geomecánico ECOAGE.

2. MARCO CONCEPTUAL

2.1. REGISTROS DE IMÁGENES

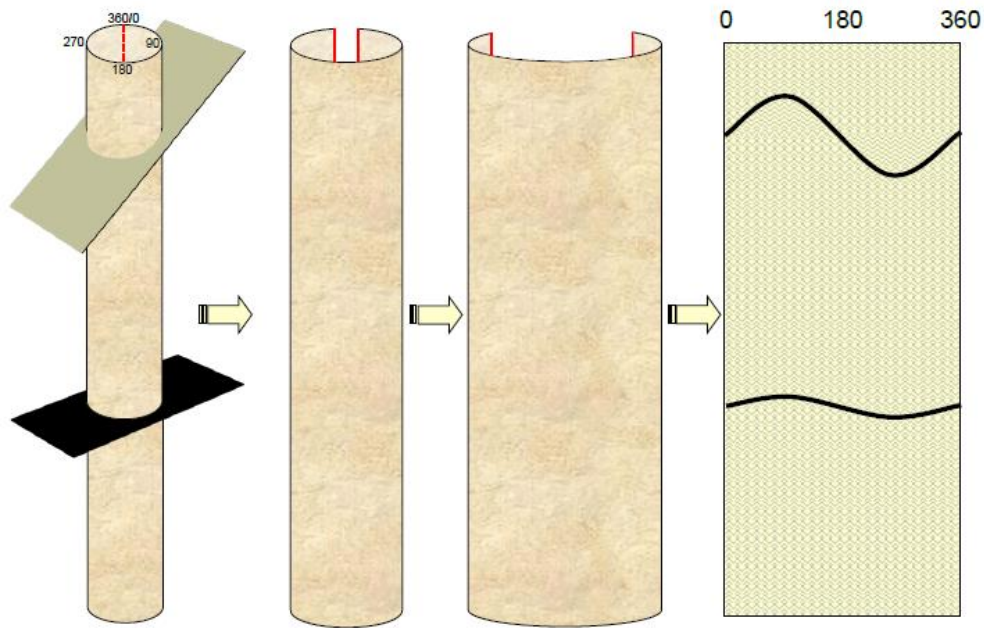
Registros que miden atributos físicos particulares de la formación a un nivel específico de resolución en los 360° de la cara del pozo. Se ven afectados por las condiciones del pozo y las prácticas de adquisición de datos. Permiten hacer predicciones de permeabilidad, diagénesis, tamaño de grano y presencia de fracturas en la formación. Sin embargo, su análisis no es tan sencillo, requiriendo de especialistas en interpretación. Los registros de imagen presentan la data desdoblado la forma cilíndrica del pozo. Por lo tanto, los atributos físicos planares (como *bedding planes*, fracturas, fallas, etc) se visualizan como ondas sinusoidales.¹

2.1.1. Registros de imágenes ultrasónicas. Una familia de registros de imágenes conocida como Imágenes Ultrasónicas de pozo (*Ultrasonic Borehole Televiewer, BHTV*) escanea la cara del pozo con un transductor ultrasónico rotativo centralizado que está orientado respecto al Norte Magnético. La amplitud del pulso reflejado disminuye cuando la cara del pozo es poco uniforme (cuando una fractura intersecta el pozo) y el tiempo de viaje aumenta cuando el radio del pozo se ensancha por atributos físicos como *breakouts*.²

¹ Dips and Presentations. ECOPETROL. 26p.

² ZOBACK, M. Reservoir Geomechanics. Paperback edition. USA: Cambridge University Press.2010. p. 168

Figura 1. Desdoblamiento del pozo



Fuente: ECOPEPETROL S.A.

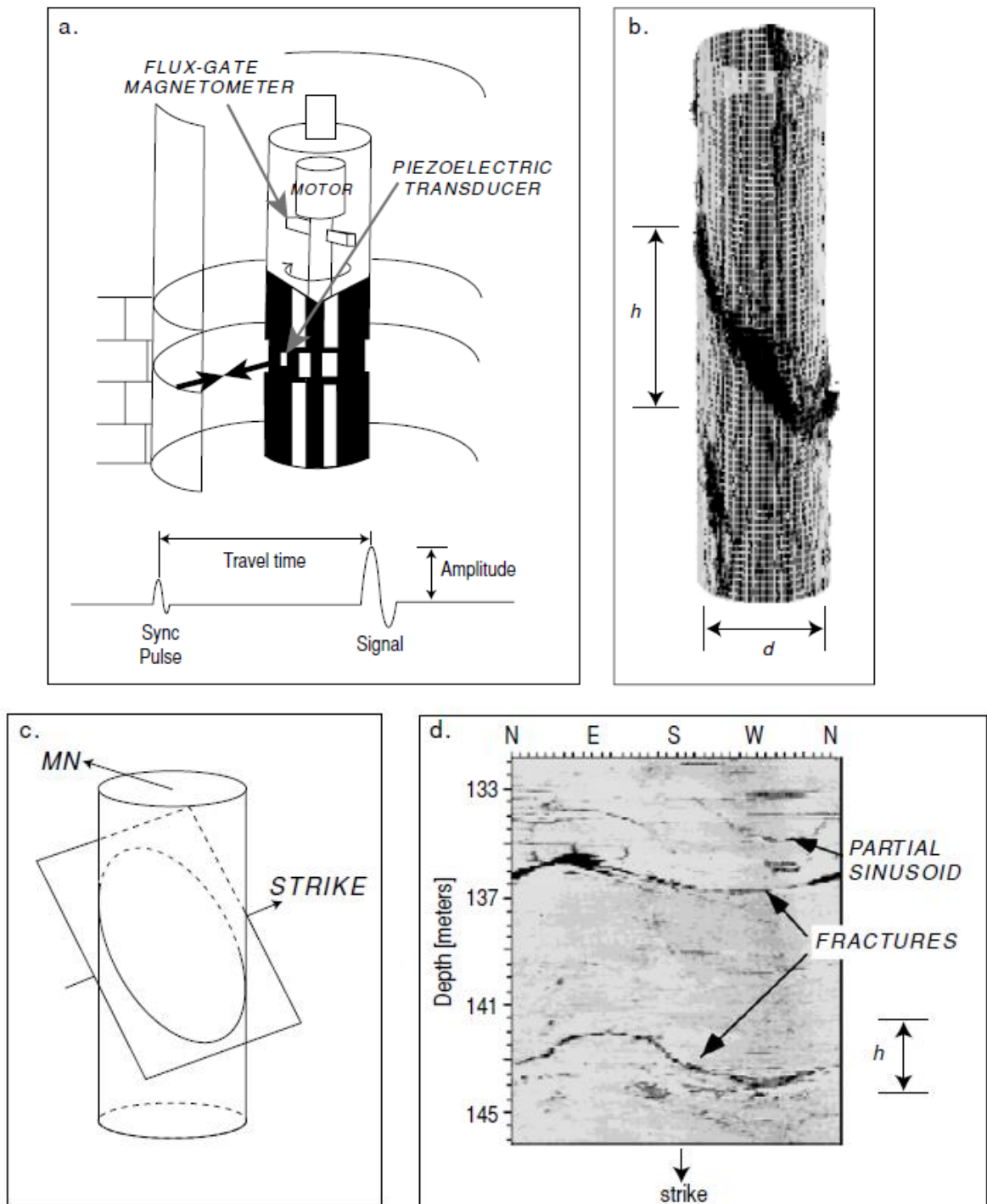
Estos dispositivos proporcionan una imagen a partir de la reflectancia acústica y el radio del pozo, haciendo posible que se construya una imagen tridimensional del pozo. La reflectancia depende de la rigidez de la formación y la uniformidad de la cara del pozo. La imagen ultrasónica permite analizar fallas compresivas inducidas por esfuerzos (*breakouts*), en el momento que toma el pulso de viaje desde y hacia la cara de la formación (conociendo la velocidad acústica del fluido del pozo) se puede reconstruir la forma detallada de la sección transversal de la cara del pozo. Las imágenes ultrasónicas actualmente están disponibles por un gran número de compañías de registros geofísicos. Mientras los detalles operativos de este tipo de instrumentos son ligeramente diferentes (tales como el número de pulsos por rotación, la frecuencia del transductor ultrasónico y el enfoque del haz del transductor en la cara del pozo), la operación principal de estas herramientas es bastante similar.

En la Figura 2, se muestra los principios de operación de una imagen ultrasónica de pozo *BHTV*. (a) Un transductor ultrasónico se monta en un eje de rotación. El transductor emite un pulso de alta frecuencia que es transmitido a través del fluido del pozo, se refleja con la cara del pozo y retorna al transductor. Típicamente, cientos de pulsos son emitidos por rotación. Un magnetómetro en la herramienta permite que se conozca la orientación del transductor referenciado respecto al norte magnético. (b) La data de amplitud puede ser visualizada en imágenes tridimensionales que ilustran como las fallas atraviesan el pozo. (c) Vista esquemática de un plano atravesando un pozo. (d) Una imagen de un pozo desdoblado con profundidad en el eje de las ordenadas y azimut (posición alrededor del pozo) en las abscisas. En este caso, atributos planos atravesando el pozo como *bedding planes* o fracturas aparecen como sinusoides.

2.1.2. Registros de imágenes eléctricos. Usan arreglos de electrodos en almohadillas montados en brazos que presionan contra la cara del pozo. El dispositivo de imágenes monitorea la resistencia al contacto de un arreglo de electrodos que se desplaza en profundidad a medida que se tensiona la herramienta en el pozo, hasta alcanzar un espaciamiento efectivo extremadamente pequeño entre los puntos de medida. De esta manera, este tipo de herramientas crea un mapa a escala fina de la uniformidad de la cara del pozo revelando con gran precisión rasgos como *bedding planes*, fracturas y fallas por tensión. Debido a que el arreglo de electrodos está en contacto directo con la cara del pozo, tiende a crear imágenes a escala más fina que las imágenes ultrasónicas, pero proporciona menos información útil acerca del tamaño y forma del pozo. Algunas empresas operan herramientas con cuatro almohadillas, otras con seis, que cubren varias fracciones de la circunferencia del pozo.³

³ Ibid.

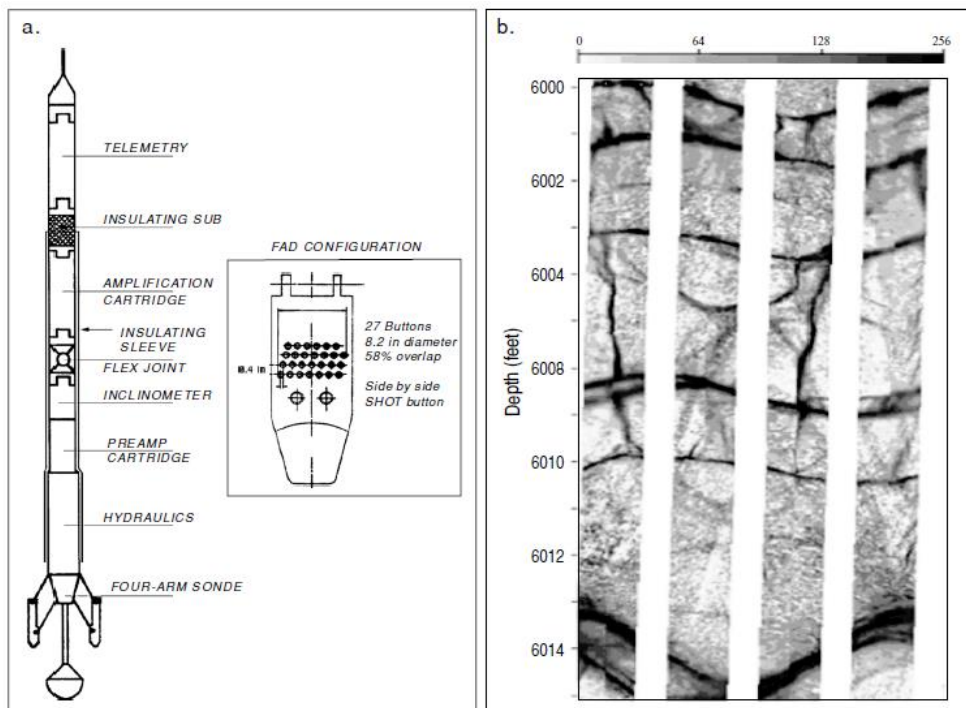
Figura 2. Principios de operación de una imagen ultrasónica de pozo BHTV



Fuente: Reservoir Geomechanics, Mark Zoback (2007), p. 308

A continuación, se ejemplifica los principios de los registros de imágenes eléctricas. (a) Arreglos de electrodos desplegados en almohadillas montadas en *caliper* de cuatro o seis brazos, posicionados contra la cara del pozo. La almohadilla entera mantiene un voltaje constante respecto a un electrodo de referencia, y la necesidad permanente de mantener un voltaje constante en cada electrodo es un indicativo de la resistencia al contacto que depende de la uniformidad de la cara del pozo. (b) La forma más acorde de representar la data es a través de imágenes de la cara del pozo desdoblada. Los espacios representan las áreas entre los arreglos de electrodos en las cuatro almohadillas donde no se recolecta data.⁴

Figura 3. Principios de operación de un registro de imágenes eléctricas



Fuente: Reservoir Geomechanics, Mark Zoback (2007), p. 311

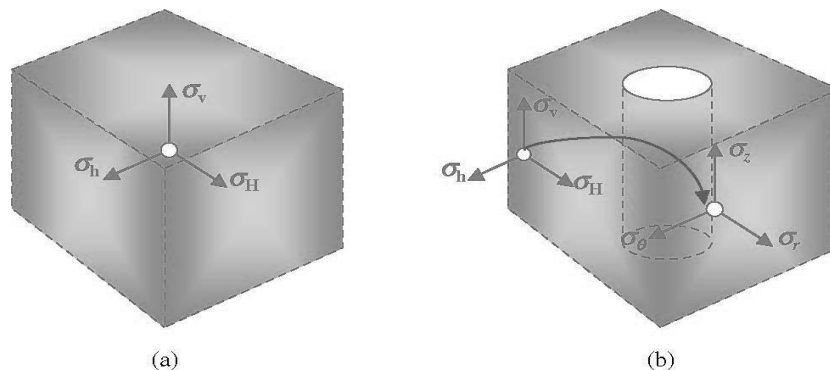
⁴ Ibid.

2.2. REDISTRIBUCION DE ESFUERZOS EN UN POZO

Antes de cualquier excavación, la formación de roca está usualmente en un estado de esfuerzos balanceado con poco movimiento, asumiendo que no hay actividades sísmicas cerca. Los tres esfuerzos principales en dicho estado de esfuerzos son los conocidos esfuerzos *in-situ*. Una vez se perfora, el estado de esfuerzos estable se distorsiona, y genera una redistribución de los esfuerzos *in-situ* en la cara del pozo. Identificar este estado de esfuerzos es el primer paso para un análisis de la estabilidad de pozo.⁵

La figura 4.a muestra una formación de roca sin perforarse que presenta un estado de esfuerzos uniforme. Una vez se perfora, el estado de esfuerzos cambia, la carga que estaba resistiendo la roca se redistribuye en la cara de la formación. El estado de esfuerzos alrededor del pozo será diferente debido a la nueva situación geométrica como se muestra en la figura 4.b.

Figura 4. (a) Formación de roca sin haber perforado el pozo, que presenta un estado de esfuerzos uniforme. (b) Cambio del estado de esfuerzos una vez se perfora el pozo, debido a la nueva situación geométrica, generando una concentración de esfuerzos que se puede extender por toda la cara del pozo.



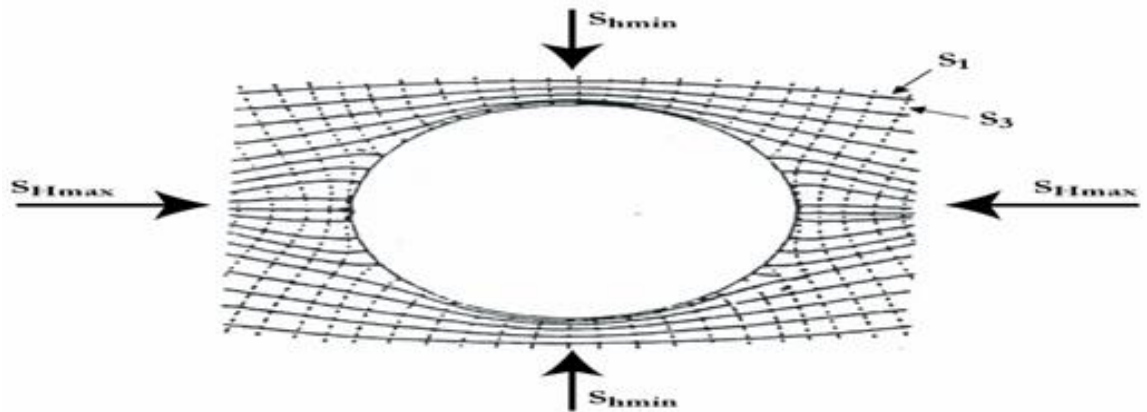
Fuente: Adaptado de Aadnoy y Looyeh, 2010.

⁵ AADNOY, B., LOOYEH, R., and Petroleum Rock Mechanics: Drilling Operations and Well design. Elsevier Inc. First Edition 2011. p. 151

2.3. ESTADO DE ESFUERZOS ALREDEDOR DE UN POZO

Kirsch (1898) fue el primero en explicar que cuando se crea un hueco cilíndrico (como un pozo), las trayectorias de los esfuerzos se curvan de tal manera que sean paralelos y perpendiculares, a la cara del pozo ya que esta es una superficie libre que no puede mantener la tensión de cizallamiento, como se muestra en la figura 2, además como el material de roca removido ya no estará disponible para soportar los esfuerzos *in-situ*, se genera una concentración de esfuerzos en la cara del pozo.⁶

Figura 5. Trayectorias de los esfuerzos principales alrededor de un pozo cilíndrico en un campo de esfuerzos biaxial basados en las ecuaciones de Kirsch.



Fuente: Reservoir Geomechanics, Marck Zoback (2007), p.169

⁶ ZOBACK, M. Reservoir Geomechanics. Paperback edition. USA: Cambridge University Press.2010. p. 168

2.4. ESTADO DE ESFUERZOS ALREDEDOR DE UN POZO ARBITRARIAMENTE DESVIADO

Noventa años después de la publicación de Kirsch, en 1988 Mastin fue uno de los primeros en analizar el efecto que genera la orientación del pozo en la aparición de *breakouts* proponiendo un set de tablas en las cuales se reportaba la magnitud del error que podía generarse en grados como función del azimut y la inclinación del pozo, estas tablas fueron elaboradas utilizando un conjunto de ecuaciones a las cuales en 1991 Quian y Pedersen propusieron modificaciones y decidieron abordar este problema inverso utilizando un modelo estadístico (por lo que no puede ser utilizado con un número pequeño de datos) de las relaciones no lineales que se presentan entre la orientación de esfuerzos y las condiciones geométricas del pozo; los mismos autores encontraron errores en sus resultados y publicaron correcciones en 1994.

En 1995 Cheung et.al. propusieron un modelo en el que conociendo las orientaciones de muchos *breakouts* de un mismo pozo o de diferentes pozos es posible determinar la orientación de esfuerzos, muy parecido al propuesto por Quian y Pedersen y el de Etchecopar et.al (1981). Este mismo año Peska y Zoback propusieron un modelo matemático bastante detallado y completo que realizaba una restricción en las magnitudes de S_{max} y la orientación del S_{min} en función de las condiciones de esfuerzos y la geometría del pozo. Varios autores hasta la fecha han realizado publicaciones basándose en los autores ya mencionados realizando aplicaciones en campo o modificaciones sutiles a los modelos propuestos. Debido a que el modelo matemático más completo y claro es el presentado por Peska y Zoback (1995), a continuación, se muestra este modelo con las modificaciones hechas por Zoback (2007).

En un pozo desviado, los esfuerzos principales actuando en la vecindad de la cara del pozo generalmente no están alineados con el eje del pozo. Para considerar la

falla en un pozo de orientación arbitraria se definen tres sistemas de coordenadas: (1) un sistema de coordenadas geográficas, X, Y y Z orientados hacia el norte, este y de manera vertical respectivamente; (2) un sistema de coordenadas de esfuerzos, x_s, y_s, z_s (correspondientes a las orientaciones S_1, S_2 y S_3) y (3) un sistema de coordenadas cilíndricas del pozo x_b, y_b, z_b donde x_b es radial, apuntando hacia el fondo del pozo, y_b es ortogonal en un sistema de coordenadas de la mano derecha z_b es axial apuntando hacia abajo a lo largo del eje del pozo, como se puede ver en la figura 6.⁷

Para visualizar fácilmente la falla del pozo desviado, siempre habrá la convención de dirigir todos los ejes hacia el fondo del pozo y evaluar la falla en función del ángulo θ , que corresponde alrededor de la cara del pozo medido desde el fondo que se barre radialmente en sentido de las manecillas del reloj.⁸

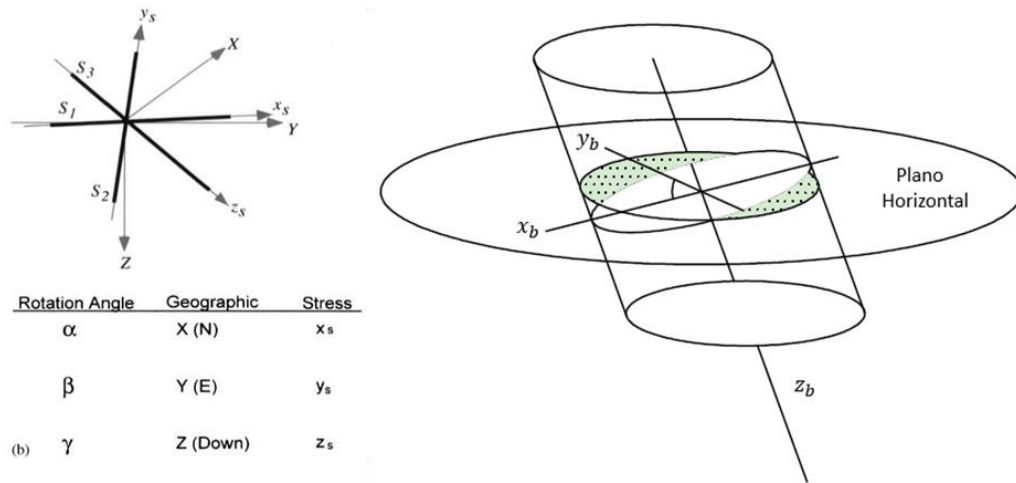
Además:

$\phi = \text{inclinación del pozo desde la vertical}$

$\delta = \text{el azimut geográfico medido desde el norte}$

⁷ ZOBACK, M. Reservoir Geomechanics. Paperback edition. USA: Cambridge University Press.2010. p. 236.

Figura 6. Sistemas de coordenadas definidos para la transformación de esfuerzos en un pozo desviado



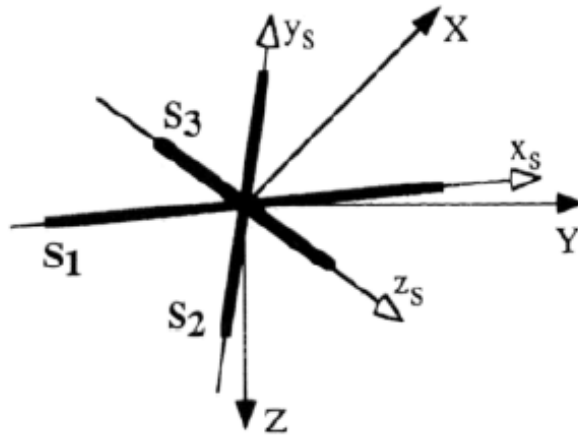
Fuente: Modificado de: ZOBACK et al. Determination of stress orientation and magnitude in deep Wells, 40 (2003) 1049-1076.

2.4.1. Estado de esfuerzos far-field. Se considera el tensor de esfuerzos principales descrito por las magnitudes de los esfuerzos principales $S_1 > S_2 > S_3$ y tres ángulos de Euler α, β, γ que definen las orientaciones de los esfuerzos principales con respecto al sistema de coordenadas geográficas.

2.4.2. Rotaciones definidas por los ángulos de Euler. La rotación α ($0^\circ \leq \alpha < 360^\circ$) es una rotación positiva alrededor del eje Z, la rotación β ($-90^\circ \leq \beta \leq 90^\circ$) es una rotación positiva alrededor del nuevo eje Y' y la rotación γ ($0^\circ \leq \gamma < 360^\circ$) es una rotación positiva alrededor del nuevo eje X'' . Después de la tercer rotación los ejes x_s, y_s, z_s definen las direcciones de los esfuerzos principales S_1, S_2, S_3 .

Es importante destacar que una rotación positiva es en dirección de las manecillas del reloj.

Figura 7. Orientación de los esfuerzos principales luego de las rotaciones de los ejes.



Fuente: ZOBACK, M.; PESKA, P.; Compressive and tensile failure of inclined well bores and determination of in situ stress and rock strength.

2.4.3. Transformaciones tensoriales de sistemas de coordenadas. Siguiendo a Peska y Zoback (1995), se debe evaluar los esfuerzos en los tres sistemas de coordenadas, utilizando transformaciones tensoriales:

En notación tensorial, los tres esfuerzos principales están dados por la ecuación 1.

$$S_s = \begin{pmatrix} S_1 & 0 & 0 \\ 0 & S_2 & 0 \\ 0 & 0 & S_3 \end{pmatrix} \quad (1)$$

Donde S_s representa los esfuerzos principales definidos en un sistema de coordenadas en los cuales desaparecen los esfuerzos de corte.

Para rotar estos esfuerzos a un sistema de coordenadas del pozo, se necesita transformar el campo de esfuerzos primero a un sistema de coordenadas geográficas usando los ángulos α, β, γ . Esto se hace usando la ecuación 2:

$$\begin{pmatrix} x_s \\ y_s \\ z_s \end{pmatrix} = R_s \begin{pmatrix} X \\ Y \\ Z \end{pmatrix} \quad (2)$$

Donde R_s se expresa según la ecuación 3:

$$R_s = \begin{pmatrix} \cos\alpha \cos\beta & \sin\alpha \cos\beta & -\sin\beta \\ \cos\alpha \sin\beta \cos\gamma - \sin\alpha \cos\gamma & \sin\alpha \sin\beta \cos\gamma + \cos\alpha \cos\gamma & \cos\beta \sin\gamma \\ \cos\alpha \sin\beta \sin\gamma + \sin\alpha \sin\gamma & \sin\alpha \sin\beta \sin\gamma - \cos\alpha \sin\gamma & \cos\beta \cos\gamma \end{pmatrix} \quad (3)$$

R_s corresponde a los cosenos directores para transformar a un sistema de coordenadas geográficas.

Para transformar el campo de esfuerzos desde el sistema de coordenadas geográficas hacia el sistema del pozo, se usará la ecuación 4.

$$\begin{pmatrix} x_b \\ y_b \\ z_b \end{pmatrix} = R_b \begin{pmatrix} X \\ Y \\ Z \end{pmatrix} \quad (4)$$

Donde R_b corresponde a los cosenos directores para transformar a un sistema de coordenadas del pozo, como se aprecia en la ecuación 5.

$$R_b = \begin{pmatrix} -\cos\delta \cos\phi & -\sin\delta \cos\phi & \sin\phi \\ \sin\delta & -\cos\delta & 0 \\ \cos\delta \sin\phi & \sin\delta \sin\phi & \cos\phi \end{pmatrix} \quad (5)$$

Con R_s y R_b definidos, se definen los esfuerzos primero en un sistema de coordenadas geográficas (ecuación 6) y luego en un sistema de coordenadas del pozo (ecuación 7) usando las siguientes transformaciones:

$$S_g = R_s^T S_s R_s \quad (6)$$

$$S_b = R_b R_s^T S_s R_s R_b^T, \quad (7)$$

Se puede definir los componentes individuales de los esfuerzos efectivos alrededor del pozo (simplificado para la cara del pozo) como se muestra en las ecuaciones de la 8 a la 10.

$$\sigma_{zz} = \sigma_{33} - 2\nu(\sigma_{11} - \sigma_{22})\cos 2\theta + 4\nu \sigma_{12} \sen 2\theta \quad (8)$$

$$\sigma_{\theta\theta} = \sigma_{11} + \sigma_{22} - 2(\sigma_{11} - \sigma_{22})\cos 2\theta - 4 \sigma_{12} \sen 2\theta - \Delta P \quad (9)$$

$$\tau_{\theta z} = 2(\sigma_{23} \cos \theta - \sigma_{13} \sen \theta) \quad (10)$$

$$\sigma_{rr} = \Delta P \quad (11)$$

Donde z es paralelo al eje del pozo, r es la distancia radial, θ es el ángulo alrededor de la cara del pozo medido desde el fondo del pozo, ν es el coeficiente de *Poisson*, ΔP es la diferencia entre la presión del lodo y la presión de poro en la roca P_p .

Éstas corresponden a las ecuaciones de *Kirsch* en la cara del pozo. *Kirsch* en 1898 reconoció tres esfuerzos principales alrededor de la cara del pozo y los definió como esfuerzo radial (σ_{rr}) actuando en todas las direcciones de manera perpendicular a la cara del pozo, el esfuerzo tangencial ($\sigma_{\theta\theta}$) actuando circunferencialmente alrededor de la cara del pozo y el esfuerzo axial (σ_{zz}) que actúa paralelo al eje del pozo.

Entonces los esfuerzos efectivos principales alrededor del pozo están dados por las ecuaciones 12 a la 14.

$$\sigma_{t \max} = \frac{1}{2} \left(\sigma_{zz} + \sigma_{\theta\theta} + \sqrt{(\sigma_{zz} - \sigma_{\theta\theta})^2 + 4\tau_{\theta z}^2} \right), \quad (12)$$

$$\sigma_{t \min} = \frac{1}{2} \left(\sigma_{zz} + \sigma_{\theta\theta} - \sqrt{(\sigma_{zz} - \sigma_{\theta\theta})^2 + 4\tau_{\theta z}^2} \right) \quad (13)$$

$$\sigma_{rr} = \Delta P \quad (14)$$

Para computar la probabilidad de falla compresiva alrededor del pozo, se necesita estimar el máximo esfuerzo efectivo en el plano tangencial al pozo, $\sigma_{t\ max}$.

Donde el esfuerzo tangencial es máximo ahí es donde se empieza a generar el *breakout* siempre y cuando se supere la resistencia de la roca, porque es un esfuerzo alto y posiblemente se va a generar una falla. Entonces esas ecuaciones de *Kirsch* permiten hacer el cálculo de los esfuerzos en la cara del pozo dependiendo de la inclinación y del azimut del pozo. Se hace el cálculo del esfuerzo tangencial alrededor del pozo, porque se va variando alrededor del pozo, dependiendo de los esfuerzos *in-situ*, de la inclinación y del azimut del pozo.

2.5. ORIENTACIÓN DE ESFUERZOS HORIZONTALES

La orientación de los esfuerzos horizontales máximos y mínimos pueden ser interpretados a partir de los *breakouts* del pozo y fracturas inducidas por tensión usando registros de imagen y registros *caliper* multi-brazo (4 y 6 brazos). Generalmente los registros más usados para determinar la orientación de los *breakouts* son los *caliper* cuatro-brazos orientados magnéticamente que hacen parte de la herramienta de registros *dipmeter*, estos brazos actúan perpendicularmente entre sí y la limitación azimutal de uno infiere el del otro.⁸

⁸ SPERNER, B et. al. Tectonic Stress in the Earth's Crust: Advances in the World Stress Map Project. Nieuwland D. (ed.): New Insights into Structural Interpretation and Modelling, Geol. Soc. Lond. Spec. Publ., 212, p.101-116.

2.6. ENSANCHAMIENTOS DEL POZO

2.6.1. Breakouts (ensanchamientos inducidos por esfuerzos). Los *breakouts* se forman en el área alrededor del pozo, donde la concentración de esfuerzos excede la resistencia de la roca. Zoback y Moos en 1985 señalaron que una vez se forma el *breakout*, la concentración de esfuerzos alrededor del pozo es tal, que los *breakouts* tienden a profundizarse más no a ensancharse. Esto fue probado en 1989 con unos estudios de laboratorio de la formación de *breakouts* realizado por Haimson y Herrick, quienes presentaron fotografías de los *breakouts* formados en pruebas de laboratorio y encontraron una excelente correlación entre los anchos de *breakout* medidos y los predichos teóricamente.

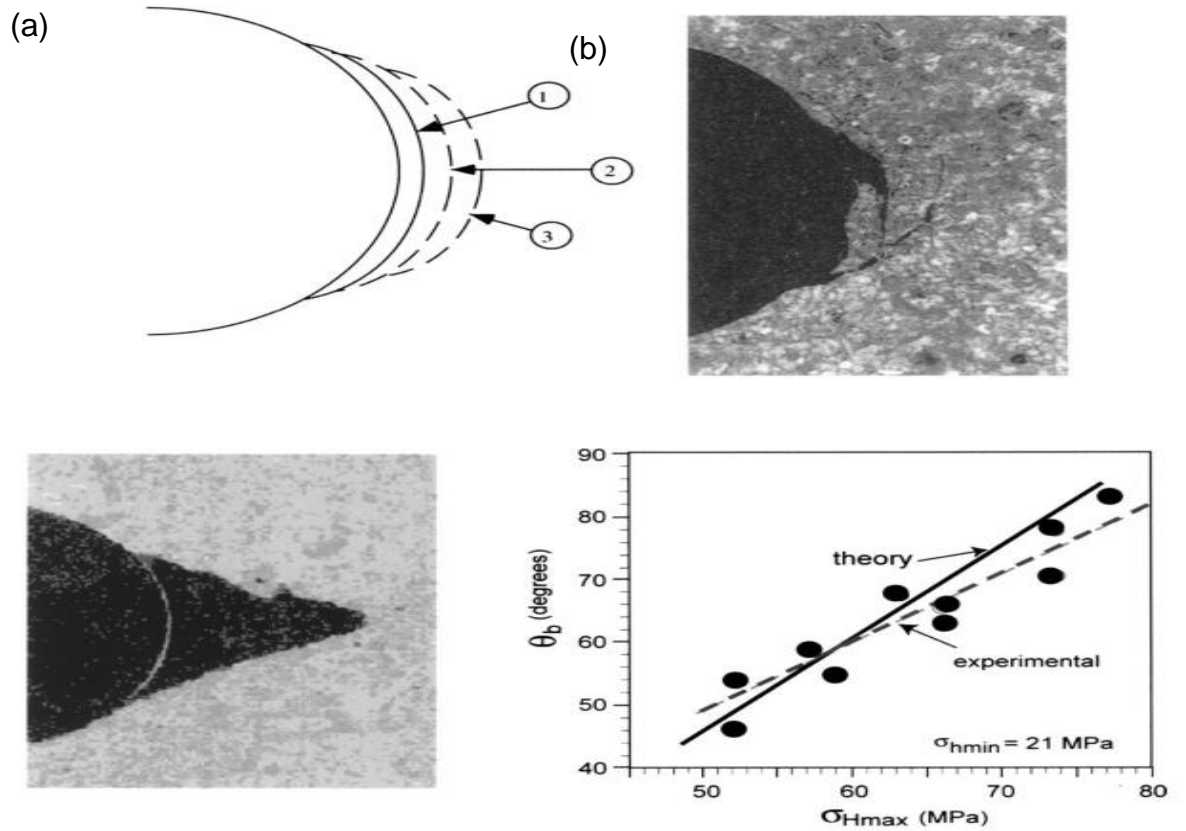
El hecho de que los *breakouts* se profundizan, pero no se ensanchan, permitió establecer un criterio simple para evaluar las formas de falla en el pozo y distinguir entre los ensanchamientos del pozo que son inducidos por esfuerzos y aquellos que no.

Los *breakouts* son ensanchamientos del pozo inducidos por esfuerzos con una forma elipsoidal, causados por la falla compresiva de la cara del pozo cuando el esfuerzo tangencial máximo excede la resistencia compresiva de la roca. Los *breakouts* deben distinguirse de otros ensanchamientos del pozo no inducidos por esfuerzos como los *keyseats* o *washouts*.

2.6.2. Ensanchamientos no inducidos por esfuerzos. Key seats: también llamadas marcas de tubería, son ensanchamientos en los lados del pozo causado por la fricción de la tubería.

Washouts: ampliaciones de toda la circunferencia del pozo.

Figura 8 (a) Después de la formación de los *breakouts*, se espera que se profundicen más no que se ensanchen. (b) Anchos de *breakouts* medidos en experimentos de laboratorio, comparándose con los predichos teóricamente



Fuente: Reservoir Geomechanics, Marck Zoback p.237

3. METODOLOGIA PARA DETERMINAR LA ORIENTACIÓN DE ESFUERZOS EN POZOS DESVIADOS

Una vez identificado el modelo matemático, Peška y Zoback (1995), se procedió inicialmente a replicarlo. Para ello se introdujo en una hoja de Excel (xls) toda la información del caso de estudio mostrado por Peška y Zoback (

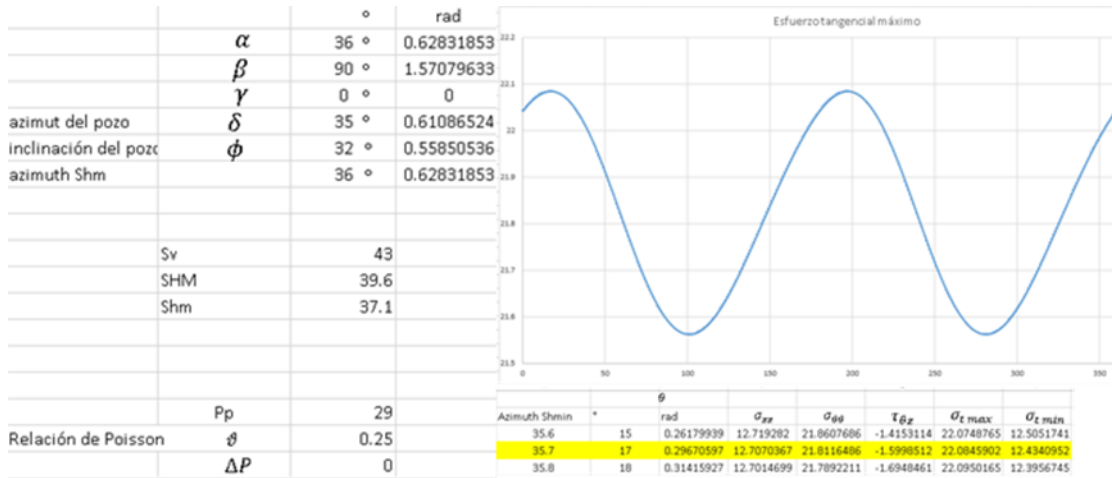
Tabla 1), así como todas las fórmulas (ecuaciones 1-14) del modelo cuya variable independiente es la orientación del S_{hmin} , dicha orientación se fue variando manualmente por los autores hasta que el máximo en la curva del esfuerzo tangencial máximo coincidiera con la ubicación del *breakout* identificado como se aprecia en la figura 9.

Tabla 1. Datos del pozo estudiado en el campo Eugene Island Block 330, GOM

S_v [MPa]	43
$S_{H\ max}$ [MPa]	39,6
$S_{h\ min}$ [MPa]	37,1
P_p [MPa]	29
ν	0,25
ΔP [MPa]	0
δ [°]	35
ϕ [°]	32
θ [°]	17
Tipo de falla	BO
Orientación	BOH

Fuente: PEŠKA, P. Y ZOBACK, M. 1995

Figura 9. Replicación de resultados de PEŠKA, P. Y ZOBACK, M.



Fuente: Autores

3.1. DESCRIPCIÓN DE LA INFORMACIÓN REQUERIDA

El primer paso para desarrollar la metodología que se presenta en este trabajo fue revisar la información disponible de registros de imágenes de un campo de ECOPETROL cuya base de datos es de 56 pozos. Dicha información ha sido adquirida e interpretada por distintas compañías de servicios y por lo tanto se encuentra organizada de diferentes maneras y en diferentes formatos de archivos. Adicionalmente se identificó que en un considerable número de pozos la información no se encontraba interpretada o no se había encontrado *features* indicadores de esfuerzos (*breakouts* y fallas inducidas). Estos dos criterios fueron utilizados como filtro para descartar un número importante de pozos (cercano al 60% de ellos), luego para definir el número de candidatos a los cuales se les extraería la información se tuvo en cuenta la familiarización que los autores habían tenido con la estructura y manejo de la información de una de las compañías de servicios.

La compañía con la que se decidió trabajar fue *Schlumberger* y el registro que se corrió en estos pozos fue el FMI, dicha información interpretada del registro se encuentra contenida en 6 tipos de archivos:

- LAS y ASCII que entregan información numérica agrupada por cada tipo de *feature* interpretado.
- TIF que son la representación gráfica del registro interpretado en un formato que puede ser abierto con cualquier tipo de visualizador de imagen.
- PDS que es un tipo de archivo utilizado para generar las imágenes .TIF y para elaborar las *stereonets* y rosetas, que solo puede ser abierto con la ayuda de un software específicamente desarrollado para ese fin (*PDSView*).
- DLIS que contienen toda la información obtenida por la herramienta que obtuvo el registro que puede ser abierto con *Well Eye*.
- PDF en el cual son entregados los reportes escritos de la interpretación.

En la

Tabla 2 se relaciona el número de pozos que tienen información del registro de imagen por cada tipo de archivo.

Tabla 2. Relación de cantidad de pozos por cada tipo de archivo

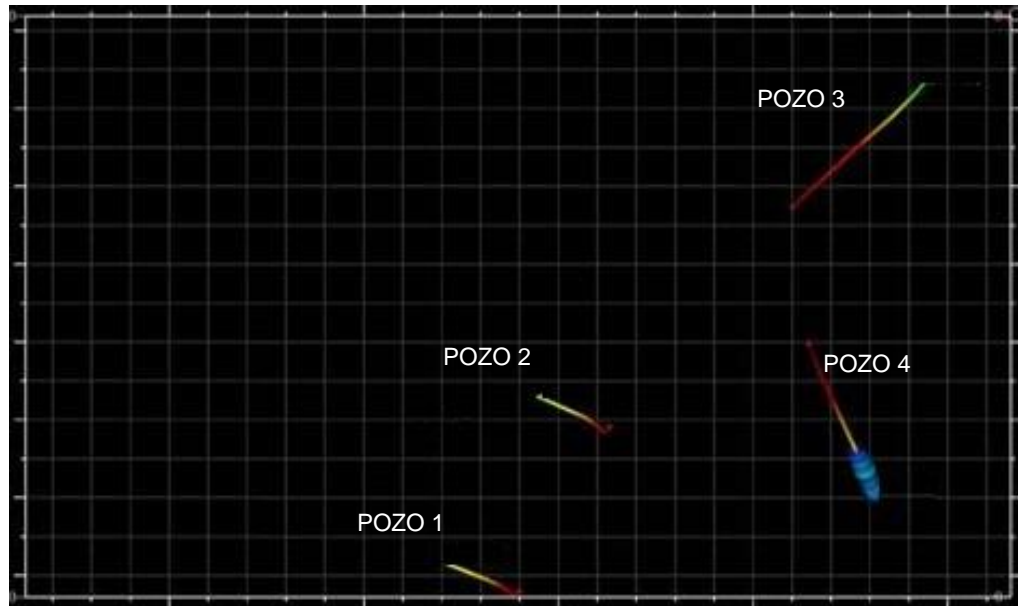
TIPO DE REGISTRO	FMI
TIPO DE ARCHIVO	# WELLS
TIF	21
PDS	20
PDF	15
LAS	13
DLIS	6
ASCII	4

Fuente: Ecopetrol S.A.

Para definir el número final de pozos a los cuales se les aplica la metodología, es necesario realizar dos filtros adicionales. El primero es verificar que los pozos cuenten con modelo geomecánico del cual se extrae las magnitudes de los esfuerzos y que efectivamente la geometría del pozo corresponda a la de uno

desviado, por lo tanto, es necesario revisar los *surveys* o las vistas de planta disponibles como se aprecia en la figura 10, donde se puede apreciar como 4 de los pozos seleccionados cambian su trayectoria.

Figura 10. Vista de planta de los pozos seleccionados



Fuente: Ecopetrol S.A.

En la Tabla 3 se puede apreciar cómo se disminuye el número de pozos sujetos a análisis, de 56 a finalmente 5 a los cuales se les aplica la metodología realizando los filtros mencionados con anterioridad.

Tabla 3. Resumen caracterización de pozos candidatos

CATEGORIA	# WELLS
POZOS CON REGISTRO DE IMAGEN	56
POZOS CON <i>FEATURES</i> DE ESFUERZOS	25
POZOS REGISTROS EXTRAIDOS	21
POZOS DESVIADOS ANALIZADOS	5

Fuente: Ecopetrol S.A.

Además de la información de los registros de imagen para poder implementar una metodología que utilice el modelo propuesto por Peška and Zoback (1995) es necesario contar con datos del modelo geomecánico como las magnitudes de los esfuerzos principales y la relación de *Poisson*, además de otros datos operativos como el peso del lodo.

ECOPETROL en este campo cuenta con un modelo geomecánico que le ha permitido optimizar sus operaciones especialmente de perforación y de fracturamiento hidráulico, del cual se pudo identificar las siguientes características:

- Utiliza registros corridos en los pozos como el *density* o el sónico para determinar la magnitud del esfuerzo vertical o de *overburden*.
- Para determinar la magnitud de los esfuerzos horizontales utiliza dos ecuaciones o modelos, el de Holbrook (1993)⁹ que deja la variable T (que está en función de la relación de Poisson) de la ecuación propuesta por Eaton (1969)¹⁰ en función de la porosidad y la ecuación de la ESR que relaciona la magnitud del esfuerzo mayor (vertical) y el menor (Shmin) como lo muestra Zoback (2007)¹¹.
- Para determinar la magnitud del Shmax se multiplica la magnitud de Shmin por una constante, pero como lo enuncia Adewole and Healy, este valor puede ser obtenido utilizando información de registros de imagen de fallas inducidas (*Drilling Induced Tensile Failure* “DITF”) y la ecuación de límite friccional.¹²

⁹ HOLBROOK, P., MAGGIORI D., et al. Real time pore pressure and fracture gradient evaluation in all sedimentary lithologies. SPE 26791. Aberdeen, Scotland. 1993.

¹⁰ EATON, B. Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations, Journal of Petroleum Technology, 246, p. 1353-1360. 1969

¹¹ ZOBACK, M. Reservoir Geomechanics. New York: Cambridge University Press. 2007. p 133

¹² ADEWOLE, E., y HEALY D. Quantifying in Situ Horizontal Stress in the Niger Delta Basin, Nigeria. Journal of Engineering Technology (JET), Vol. 2 No. 3. 2013

Como se acaba de mencionar las magnitudes de los tres esfuerzos principales son extraídos del modelo geomecánico, lo que implica una diferencia importante con la metodología propuesta por Peška y Zoback debido a que ellos cuentan solo con las magnitudes del esfuerzo vertical y el esfuerzo horizontal mínimo, restringiendo los valores de magnitud del S_{hmax} y de orientación de S_{hmin} en los que se puede generar el *breakout*. Aunque cabe aclarar que ellos cuentan con un dato de magnitud de S_{hmin} más confiable, a partir de una prueba *Leak Off Test* (LOT) hecha diez pies por encima de la ubicación del *feature*.¹³

3.2. DESARROLLO DE METODOLOGIA PARA DETERMINAR LA ORIENTACIÓN DE ESFUERZOS

Teniendo replicado el modelo, la siguiente etapa consiste en generar una metodología utilizando como base el modelo matemático propuesto por Peška y Zoback de tal manera que se ajuste a la información con la que se dispone. La primera necesidad es encontrar una forma para determinar la ubicación de los puntos máximos o mínimos de la curva de esfuerzo tangencial donde se generan teóricamente los *features* inducidos por esfuerzos, para ello se contemplan dos opciones:

- Desarrollar un código que calcule la ubicación de los máximos o mínimos de la curva utilizando el criterio de la primera derivada y los compare con la ubicación del *feature* según el caso.
- Entrenar una red neuronal que es un algoritmo más complejo compuesto de varias capas dentro de las cuales se integran operaciones aritméticas, funciones matemáticas y funciones lógicas¹⁴, para este caso se utiliza el modelo matemático propuesto por Peška y Zoback (1995).

¹³ PEŠKA, P. y ZOBACK, M. Op. cit

¹⁴ KOZA, Jhon R. Genetic programming: on the programming of computers by means of natural selection. Enero 1992.

Debido a que en la mayoría de los pozos del campo la cantidad de *DITFs* o *breakouts* son muy pocos, entrenar una red neuronal no resulta factible pues se requiere un gran volumen de información para tal fin.

Por otro lado, la ecuación final que está a objeto de análisis (esfuerzo tangencial mínimo o máximo según el tipo de *feature*) al despejarse en función del ángulo medido en el *wellbore* resulta ser bastante grande y compleja, así que su derivada resulta una ecuación mucho más grande. En consecuencia, se opta por modificar esta opción de tal manera que para evitar derivar, se realice una comparación entre los signos de las diferencias de los valores de los esfuerzos tangenciales (σ_{tmax} ó σ_{tmin}) para los ángulos medidos alrededor del *wellbore* desde el TOH ($\theta, \theta_{i-1}, \theta_{i+1}$); y luego se procede a analizar los signos, de la misma manera que Stewart plantea en el criterio de la primera derivada. En el cual, cuando el signo pasa de positivo a negativo se considera como un máximo, si pasa de negativo a positivo se trata de un mínimo y si no existe un cambio de signo significa que no hay ni máximo ni mínimo en dicha ubicación.¹⁵

En la Tabla 4 se puede observar cómo se analizan las diferencias del σ_{tmax} que permiten determinar la posición de los BO teóricos generados para cada dirección de esfuerzos supuesta, suponiendo que el *feature* que se interpreta en el pozo es un *breakout*; en el caso de que se cuente con las DITF se utilizan las diferencias en el σ_{tmin} .

¹⁵ STEWART, J. Calculus. Early Transcendentals. Sixth Edition. Belmont, USA: Thomson Brooks/Cole, 2008, p.288

Tabla 4. Determinación de máximos y mínimos del t_{max}

DIFERENCIAS Y SIGNO				PRESENTA
$\sigma_{t_{max}}(\theta) - \sigma_{t_{max}}(\theta_{i-1})$	+	$\sigma_{t_{max}}(\theta_{i+1}) - \sigma_{t_{max}}(\theta)$	-	MAXIMO
$\sigma_{t_{max}}(\theta_{i+1}) - \sigma_{t_{max}}(\theta)$	+	$\sigma_{t_{max}}(\theta) - \sigma_{t_{max}}(\theta_{i-1})$	+	NADA
$\sigma_{t_{max}}(\theta) - \sigma_{t_{max}}(\theta_{i-1})$	-	$\sigma_{t_{max}}(\theta_{i+1}) - \sigma_{t_{max}}(\theta)$	+	MINIMO
$\sigma_{t_{max}}(\theta_{i+1}) - \sigma_{t_{max}}(\theta)$	-	$\sigma_{t_{max}}(\theta) - \sigma_{t_{max}}(\theta_{i-1})$	-	NADA

Fuente: Ecopetrol S.A.

El valor de θ medido respecto al TOH que se determina como punto crítico tiene que contrastarse con el dato de ubicación del *feature* que se interpreta en el registro, no obstante, como se evidencia en la revisión de la información de registros de imagen disponible en ECOPETROL muy pocos pozos cuentan con el archivo DLIS para poder extraer esta información, así que el dato disponible en la mayoría de los casos es el azimut medido respecto al norte.

De manera que se hace indispensable desarrollar una metodología propia para cambiar el sistema de referencia de TOH a Norte y viceversa, pues no se encuentra en la bibliografía consultada un algoritmo que permita convertir de un sistema de referencia al otro.

3.2.1. Metodología para cambiar el sistema de referencia en el que se reportan las fallas en el wellbore. La metodología que permite determinar la orientación de esfuerzos debe tener la capacidad de tomar los datos interpretados de orientación de fallas generadas en el wellbore referenciadas como un azimut respecto al norte o como un ángulo medido en la dirección de las manecillas de reloj respecto al Top of hole (TOH). En la mayoría de pozos no se cuenta con un dato confiable de ángulo medido respecto al TOH, siendo esta una variable determinante en el modelo expuesto por Zoback y Peška, por lo tanto, es necesario encontrar una manera de

realizar el cambio de sistema de referencia para poder contar con ese dato de entrada.

Adicionalmente un parámetro de comparación al momento de conocer cuál ha sido la magnitud de variación de la orientación del esfuerzo horizontal inferido directamente a partir del registro de imagen suponiendo el pozo vertical y la orientación del mismo aplicando esta metodología, es tener la orientación de la falla como un azimut respecto al Norte (dato desconocido si el BO o DITF fue reportada respecto al TOH), no solo basta contar con una metodología que permita pasar de un azimut Norte a un TOH, sino que es muy útil que también lo realice en viceversa. Para un mayor entendimiento del lector a continuación, se hace una descripción de la forma como se realiza la medición en cada uno de los sistemas de referencia anteriormente nombrados.

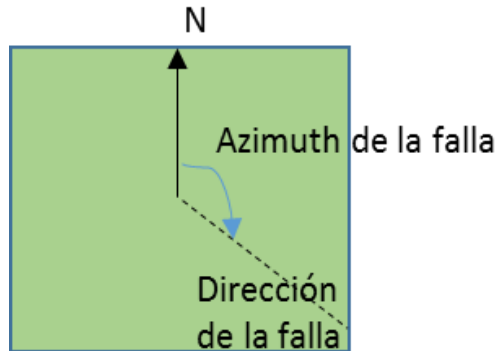
3.2.1.1. Sistemas de referencia utilizados para medir features en el wellbore.

Para reportar la información estructural de la orientación de los *features* identificados por el intérprete del registro de imagen se suele usar dos sistemas de referencia ya anteriormente mencionados, que son el azimut norte y el TOH, respecto a los cuales se realiza una medición de un ángulo. Con el fin de brindar una mayor claridad acerca de cómo se realiza la medición de dichos ángulos a continuación se hace una descripción más detallada y se brindan unas ayudas gráficas para un mejor entendimiento del lector.

Azimut Norte

Es un azimut medido en la dirección positiva de las manecillas del reloj desde la ubicación del norte geográfico, hasta la proyección del *feature* identificado sobre un plano horizontal como se aprecia en la Figura 11. Es necesario tener en cuenta que el dato a estudiar es la orientación del *feature* graficada en una roseta como *strike* y no el azimut de su buzamiento real (*True Dip Azimuth*); en el caso de no contar con la roseta es posible obtener el dato sumando 90° al *True Dip Azimuth*.

Figura 11. Orientación de un *feature* medido como un azimut norte



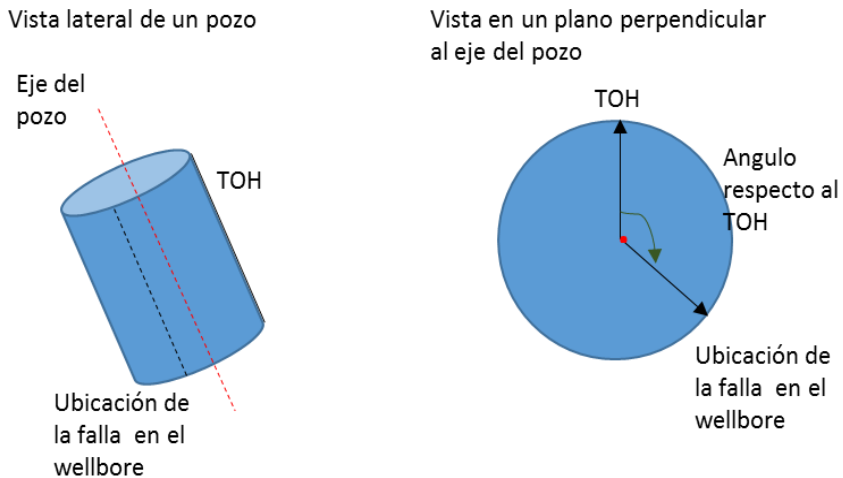
Fuente: Dips and Presentations. ECOPETROL. p. 18

Angulo medido respecto al TOH

Es el ángulo medido en un plano ortogonal al eje del pozo en la dirección de las manecillas del reloj desde la ubicación de cara alta del pozo (TOH) hasta la ubicación del *feature*, visto desde arriba de la herramienta, como lo muestra la figura 12. Resulta importante aclarar que en los archivos LAS o ASCII entregados por las compañías que corren los registros se suele reportar un dato denominado “*Apparent Dip Azimuth - Top of Hole*” que es el ángulo medido de la misma manera descrita anteriormente con la diferencia que se mide hasta la proyección del azimut del buzamiento real¹⁶, que no pudo relacionarse con el dato a utilizar como se hizo en el otro sistema de referencia. Por lo tanto, para que el dato pueda ser utilizado en la metodología es necesario extraerlo del *plot* del registro orientado respecto al *top of hole*, usualmente en formato TIF o PDS; o utilizando las herramientas de visualización 3D como *Well Eye* que extraen la información de los archivos DLIS.

¹⁶ Apparent Dip Azimuth - Top of Hole. [En línea]. Curve Mnemonic Dictionary. Schlumberger. (Recuperado en 20 septiembre 2018). Disponible en: http://www.apps.slb.com/cmd/PropertyItem.aspx?code=Apparent_Dip_Azimuth_Top_Of_Hole

Figura 12. Medición de la ubicación de un *feature* respecto al TOH

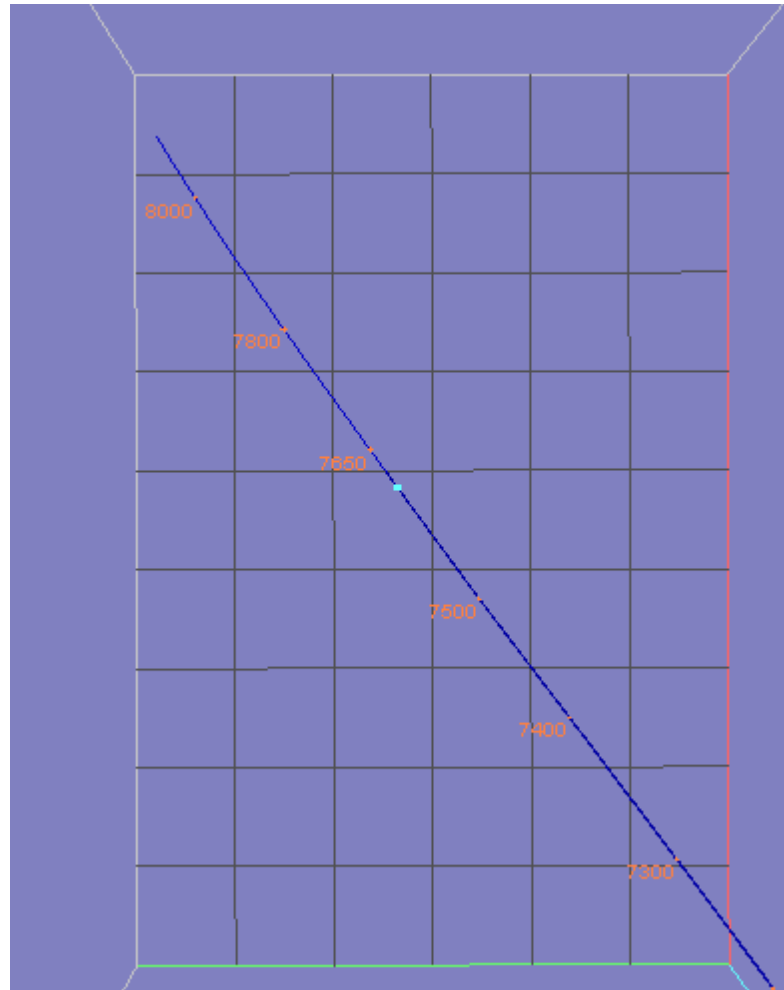


Fuente: Adaptado de Dips and Presentations. ECOPETROL. p. 22

3.2.1.2. Metodología para pasar un azimut norte a TOH. Para utilizar esta metodología se debe contar con la ubicación de la falla como un azimut norte (medido en un plano horizontal), junto a las condiciones geométricas del pozo que son el azimut y la inclinación medida desde la vertical. A partir de ellos se pretende conseguir un ángulo medido en un plano octogonal al eje del pozo desde la posición de la cara alta del pozo (TOH).

Al analizar el problema se identificó que consistía en realizar una proyección de un ángulo medido en un plano horizontal sobre un plano inclinado y que los puntos de referencia desde donde se mide el ángulo en cada plano podían encontrarse en posiciones diferentes. Aunque por lógica se puede deducir que la posición del TOH se va encontrar en la dirección del azimut del pozo, como lo muestra la Figura 13 que es una vista de planta de un pozo que cuenta con su documento .DLIS, definiéndose así un punto común (azimut del pozo) para medir el ángulo en el plano horizontal.

Figura 13. Vista de planta de la trayectoria del Pozo 5

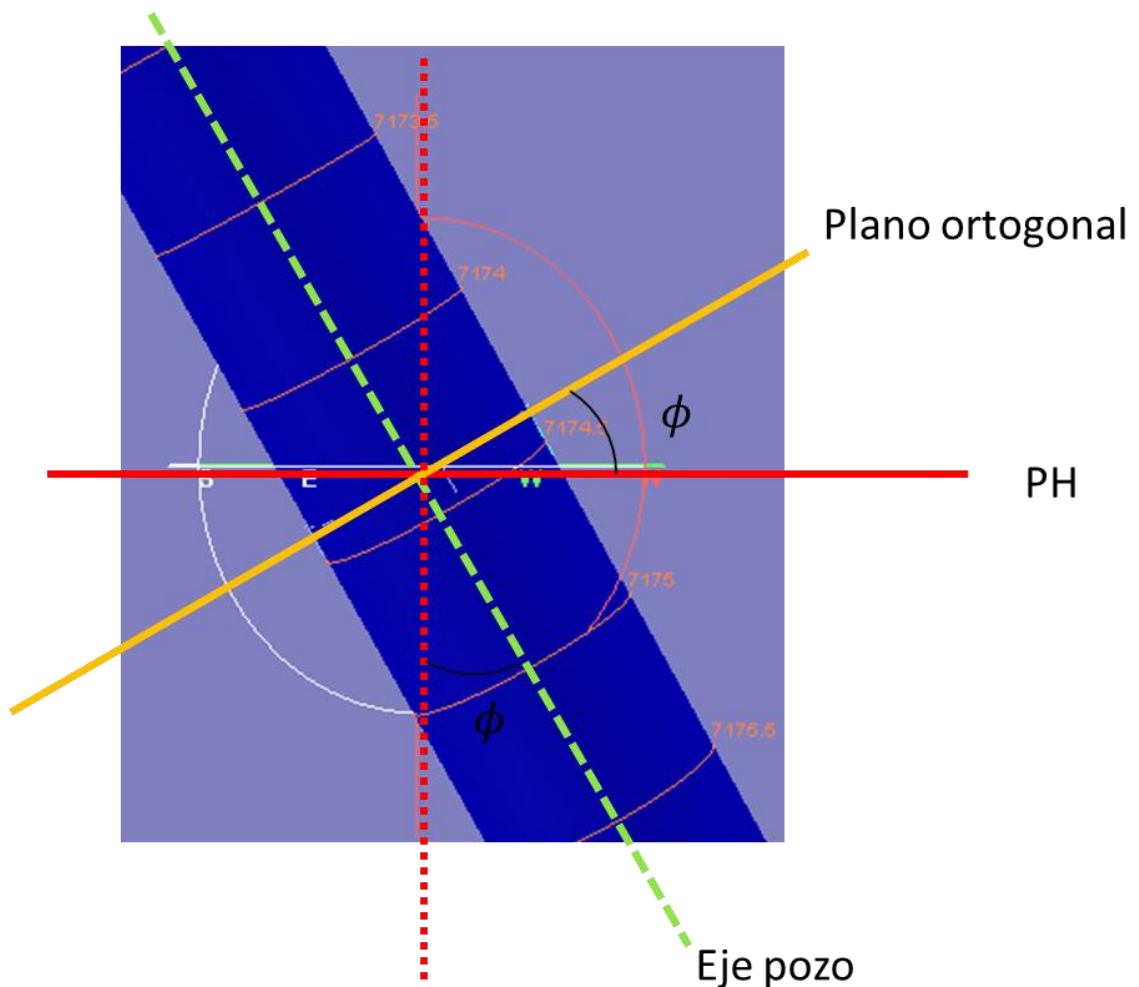


Fuente: Ecopetrol S.A.

Ahora, si se realiza un corte con un plano vertical que tenga un rumbo igual al del azimut del pozo (línea azul Figura 13) visto en una auxiliar como la que se aprecia en la Figura 14, se evidencia utilizando uno de los principios más básicos de geometría y la trigonometría, la definición de los ángulos complementarios y

suplementarios¹⁷, que la inclinación máxima del plano ortogonal al eje del pozo (buzamiento) es igual a la inclinación del pozo medida desde la vertical. Al continuar apreciando la misma imagen específicamente sobre el plano ortogonal al eje del pozo (visto como la línea amarilla) se puede decir que si llego a generarse en esa profundidad un BO o una DITF con azimuth norte diferente al del pozo, este *feature* se va a encontrar entre la posición del TOH y la intersección de los planos.

Figura 14. Vista auxiliar paralela al azimuth del Pozo 5



¹⁷ BALDOR, J. Geometría plana y del espacio con una introducción a la trigonometría. Vigésima reimpresión. Mexico: CCEDTA S.A. 2004. p26.

Se puede agregar a la afirmación anterior, que al tener direcciones diferentes (azimut del pozo y azimut del *feature*) si se traza un plano vertical sobre la dirección del *feature* y se mide el ángulo generado por la intersección de ambos planos (ortogonal al eje del pozo y horizontal) en una vista auxiliar paralela a la dirección de dicho *feature*, se va encontrar que este es menor al medido en la dirección del azimut del pozo y corresponde a un buzamiento aparente del plano amarillo. Una representación 3D de lo que se dijo con anterioridad, puede encontrarse en la figura 15 donde ϕ representa el buzamiento del plano perpendicular al eje del pozo, ϕ_a el buzamiento aparente, la línea punteada negra la dirección del TOH y la línea punteada roja la dirección donde aparece el *feature*. En la figura 16 se puede encontrar la misma representación con la diferencia que en esta no se incluye la representación del pozo para facilitar la visualización 3D de los ángulos mencionados.

Figura 15. Medición de buzamientos plano ortogonal al pozo

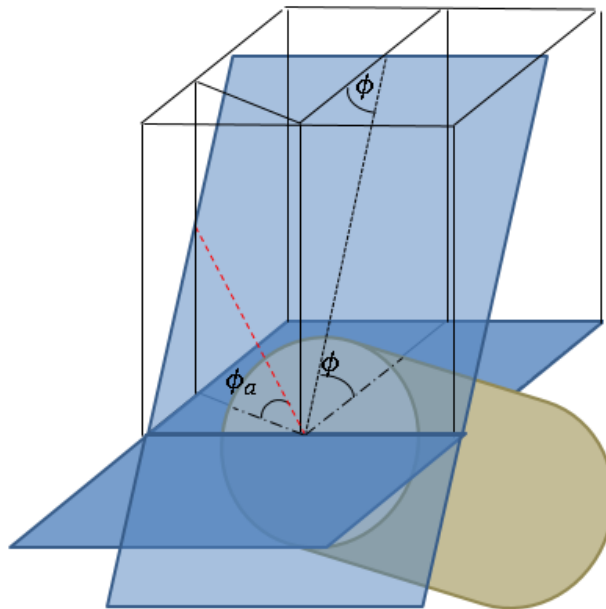
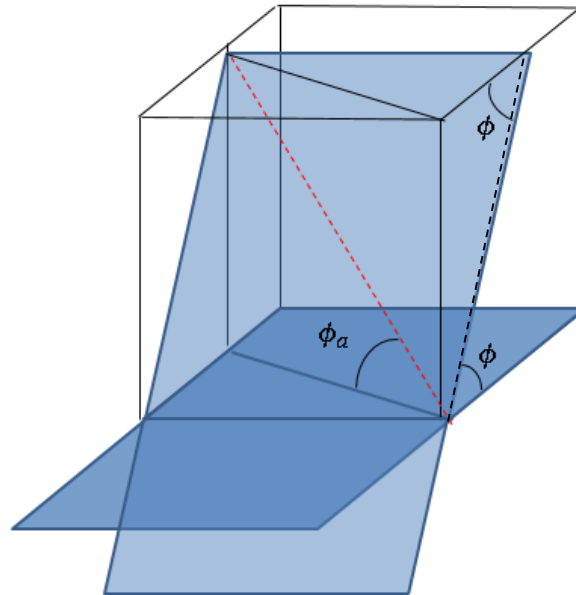


Figura 16. Buzamientos plano ortogonal al pozo sin la representación del wellbore



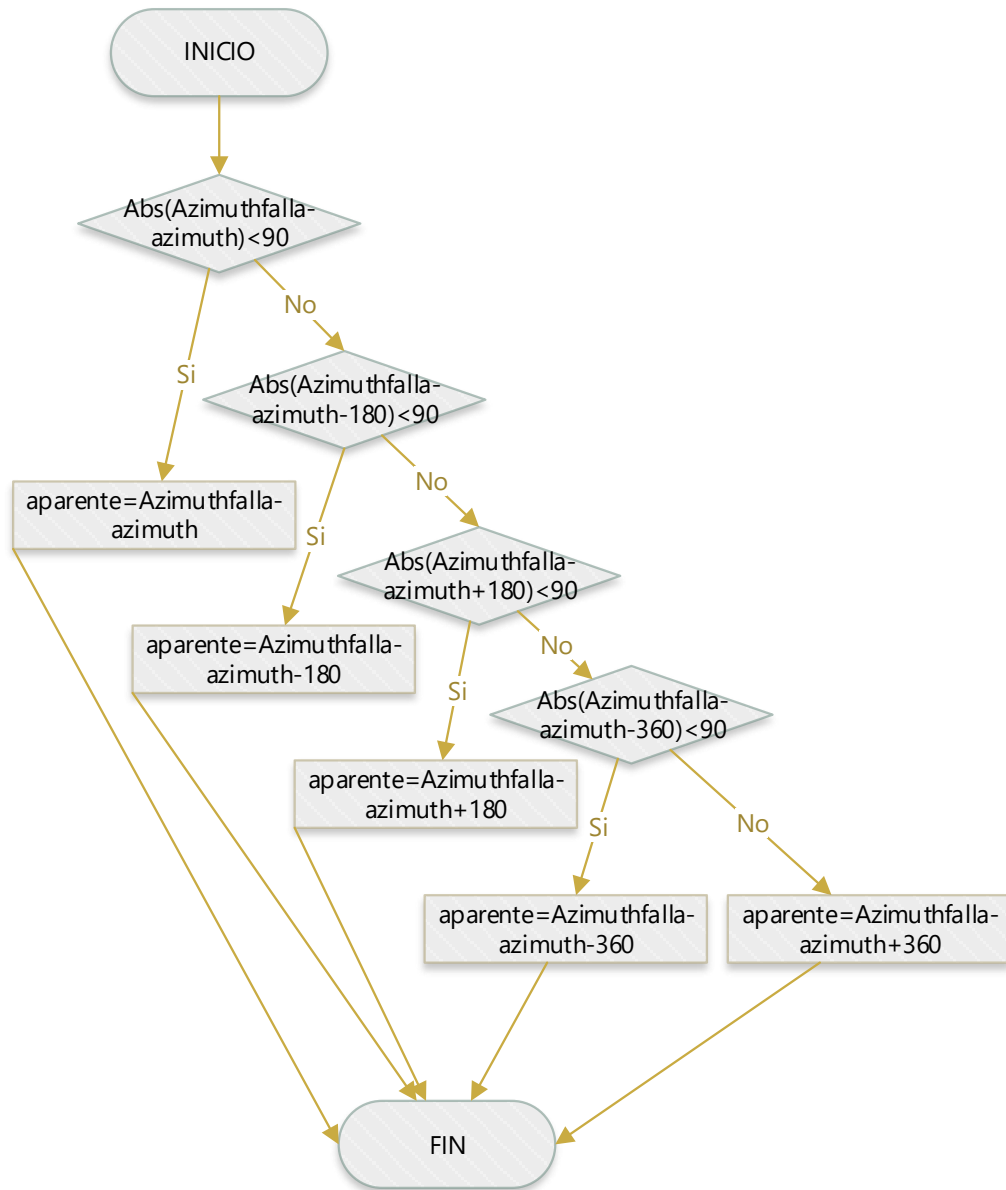
Según Groshong (2006)¹⁸ el buzamiento aparente como se describió anteriormente, puede ser calculado de según la ecuación 15:

$$\tan \phi_a = \tan \phi \cdot \cos \Omega \quad (15)$$

Donde Ω representa el ángulo medido en el plano horizontal entre la dirección del buzamiento real y el aparente, pero para fines de nuestra metodología se redefinió la ecuación y se cambió la expresión coseno por un seno, por lo tanto el ángulo Ω cambio para pasar a ser el resultado de la diferencia entre 90° ($\pi/2$) y el valor absoluto de una variable denominada “aparente” cuyo rango se encuentra entre $(-90^\circ, 90^\circ)$ y se calcula en función del azimut del pozo y el azimut del *feature* como lo muestra el diagrama de flujo de la Figura 17.

¹⁸GROSHONG, R. 3-D structural geology. A practical guide to quantitative surface and subsurface map interpretation. Second edition. The Netherlands: Springer Berlin Heidelberg.2006. p53.

Figura 17. Diagrama de flujo para calcular la variable “aparente”



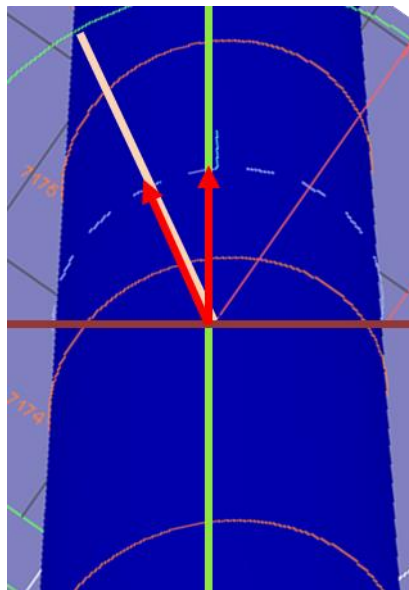
Finalmente, la expresión que permite determinar el valor del buzamiento aparente para efectos de esta metodología está dada por la ecuación 16 y 17:

$$\phi_a = \arctan(\tan\phi \cdot \sin\Omega) \quad (16)$$

$$\Omega = 90 - \text{aparente} \quad (17)$$

A partir de la Figura 15 se puede redefinir un nuevo sistema coordenado cartesiano cuyo origen este ubicado sobre el eje del pozo donde el eje z se siga desplazando en la vertical, el eje y (línea verde) se desplaza en la horizontal con la dirección del azimut del pozo y el eje x (línea vinotinto) también en la horizontal perpendicularmente al eje y, como lo muestra la Figura 188.

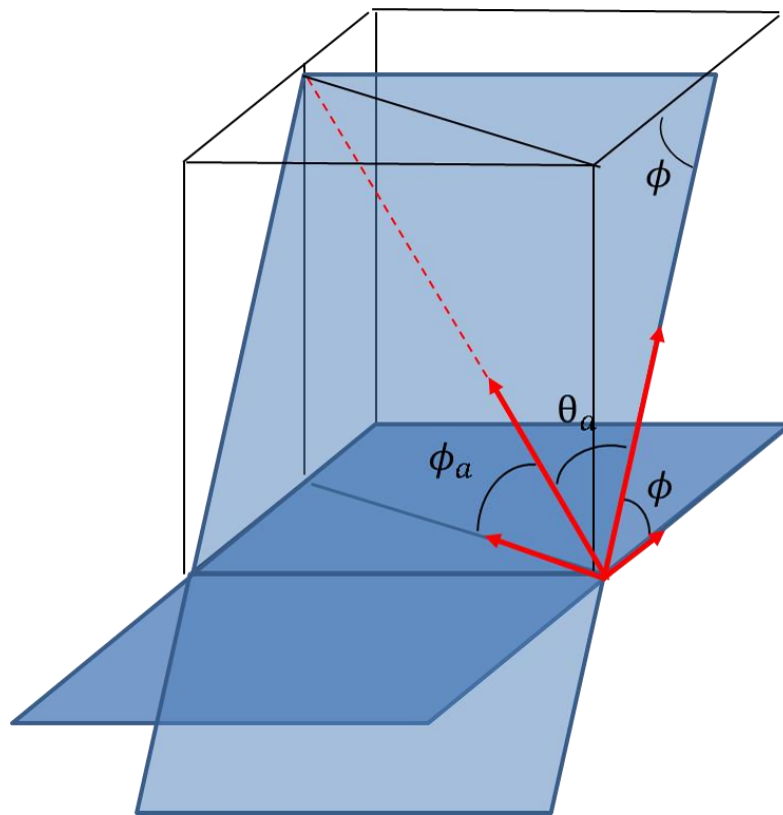
Figura 18. Nuevo sistema coordenado con vectores unitarios



Teniendo este nuevo sistema coordenado se procede a definir dos vectores unitarios sobre el plano xy representados como flechas rojas en la misma figura, que como se aprecia se encuentran en la dirección del TOH y del *feature* identificado, cuyas componentes son (0, 1,0) y (sin (aparente), cos (aparente) ,0) respectivamente.

Luego se procede a proyectar dichos vectores sobre el plano ortogonal al eje del pozo y como se puede apreciar en la Figura 199. La componente vertical de los vectores proyectados es igual a la tangente de ϕ para el vector que se dirige al TOH y la tangente del ϕ_a para el que se ubica hacia el *feature*. Adicionalmente se grafica θ_a que es el ángulo entre los dos vectores proyectados y del cual se puede determinar el ángulo medido respecto al TOH como se mostró en los sistema de referencia utilizados para esta metodología.

Figura 19. Vectores proyectados y ángulo entre los mismos (proyección de “aparente”)



Con el objetivo de determinar el valor de ese ángulo, se utilizó la expresión propuesta por Grossman (1988)¹⁹ (ecuación 20) en la que básicamente, se divide

¹⁹ GROSSMAN, S. Algebra lineal. Segunda Edición. México: Grupo Editorial Iberoamérica. 1988. p156

el resultado del producto punto, entre los dos vectores y el producto de la magnitud de los mismos como se muestra a continuación.

$$TOH = (0,1, \tan\phi) \quad (18)$$

$$falla = (\text{sen}(\text{aparente}), \text{cos}(\text{aparente}), \tan\phi_a) \quad (19)$$

$$\cos\theta_a = \frac{TOH \cdot falla}{|TOH||falla|} \quad (20)$$

$$\cos\theta_a = \frac{\text{cos}(\text{aparente}) + \tan\phi \cdot \tan\phi_a}{\sqrt{1 + \tan^2\phi} \cdot \sqrt{\text{sen}^2(\text{aparente}) + \text{cos}^2(\text{aparente}) + \tan^2\phi_a}} \quad (21)$$

$$\cos\theta_a = \frac{\text{cos}(\text{aparente}) + \tan\phi \cdot \tan\phi_a}{\text{sec}\phi \cdot \text{sec}\phi_a} \quad (22)$$

$$\cos\theta_a = \text{cos}(\text{aparente}) \cdot \text{cos}\phi \cdot \text{cos}\phi_a + \text{sen}\phi \cdot \text{sen}\phi_a \quad (23)$$

A la expresión inicial del coseno de θ_a se le reduce su complejidad aplicando identidades trigonométricas desde la ecuación 21 a la 23, a la que solo hace falta aplicarle el coseno inverso para determinar el valor del menor ángulo entre los dos vectores (θ_a), pero como ya se mencionó, no puede ser utilizado directamente. Por lo tanto si la variable “aparente” tiene un valor negativo es necesario restarle a 360° el valor θ_a anteriormente calculado para que el dato de salida sea medido como lo requiere la metodología, de lo contrario no hace falta realizar esta operación. Luego de esto en cualquiera de los dos casos si el valor es mayor a 180° es importante restarle 180° debido a que la metodología que determina la orientación de esfuerzos solo analiza θ en el intervalo $(0,180)$ pues las funciones presentan un periodo igual a este rango.

3.2.1.3. Metodología para pasar de TOH a un azimut norte. Debido a que este problema es todo lo contrario al que se resuelve con la metodología propuesta anteriormente, pues acá se cuenta con el dato del ángulo medido respecto al TOH y se busca convertirlo a un azimut norte, se decide utilizar el mismo tratamiento matemático, pero considerándolo como un problema inverso en el cual conocemos el resultado de la variable dependiente y se busca el valor de la variable independiente, que como se vio anteriormente es el azimut norte del feature.

La primera opción que se evalúa es despejar la variable denominada “aparente” (que está relacionada con el azimut del *feature*) en función de θ_i pero esta tarea es infructuosa pues resulta en todos los intentos la variable aparente a lado y lado de la ecuación.

La alternativa que se considera es la misma que se utilizó para la metodología, que permite determinar la orientación de esfuerzos, y usar un bucle en el cual se realice toda la metodología anterior suponiendo distintos azimut de falla y comparando los ángulos medidos respecto al TOH calculados para cada azimut supuesto, con el dato real en el que se presentó el *feature*; cuando la diferencia entre los dos sea menor a 0.5° se guarda el valor de dicho de azimut de falla como el proyectado en el plano horizontal. Si desea mirar el diagrama de flujo del procedimiento descrito anteriormente por favor diríjase a la sección de anexos al final de este documento.

3.2.2. Diagrama de flujo de la metodología de orientación de esfuerzos. Para poder utilizar esta metodología se consideran los siguientes datos de entrada suministrados por el usuario:

- Magnitudes de esfuerzos principales
- Presión de poro
- Peso del lodo
- Relación de Poisson
- Geometría del pozo (azimut e inclinación)
- Ubicación de la falla y sistema de referencia utilizado
- Tipo de falla

Como se menciona en las metodologías anteriores que se encuentran anidadas en esta, si el sistema de referencia utilizado es el azimut norte para la ubicación de la falla es necesario pasarlo a un ángulo medido respecto al TOH, que sería un dato de entrada generado por la misma metodología.

Otros datos de entrada que genera la metodología, son dos ángulos de Euler cuyos valores dependen del régimen en que se encuentre el pozo, que se determina comparando las magnitudes de los esfuerzos principales.

De acuerdo a Peška and Zoback (1995)²⁰, si el Sv es mayor a los dos horizontales el valor de los ángulos es $\beta = 90^\circ$, $\gamma = 0^\circ$; si el Shmax es mayor a Sv pero este a su vez mayor a Shmin $\beta = 0^\circ$, $\gamma = 90^\circ$; y si ambos esfuerzos horizontales son mayores a Sv $\beta = 0^\circ$, $\gamma = 0^\circ$. Como se evidencia se esta suponiendo un esfuerzo vertical, en el caso de que se tenga identificado que en el tensor de esfuerzos no existe dicha condición es necesario determinar los ángulos de Euler que pueden satisfacer la orientación de los esfuerzos insitu.

El otro ángulo de Euler α , según los ejemplos mostrados por Peška and Zoback, toma los siguientes valores dependiendo también del régimen de esfuerzos, $\alpha = \text{azimut } S_{h \text{ min}}$, si se encuentra en régimen de falla normal y $\alpha = 90^\circ + \text{azimut } S_{h \text{ min}}$ si se encuentra en cualquiera de los otros dos regímenes de esfuerzos.

Debido a que el azimut del Shmin es nuestra incógnita, el ángulo α se convierte en la principal variable objetivo de análisis pero no la única, pues como se muestra en la Tabla 4, existe otra variable θ , que es el ángulo medido respecto al TOH, con la cual se analiza la posición teórica de los *features*. Por lo tanto, simultáneamente se deben analizar ambas variables para poder conocer la orientación de esfuerzos. Con el fin de solucionar este problema inverso y analizar simultáneamente esas variables se procede a generar dos bucles anidados uno dentro del otro; en el externo se van suponiendo diferentes valores del ángulo de Euler α para las mismas magnitudes de esfuerzo y geometría de pozo en los que se generó el BO o la DITF, y en el interno se van determinando los puntos máximos o mínimos según el tipo de

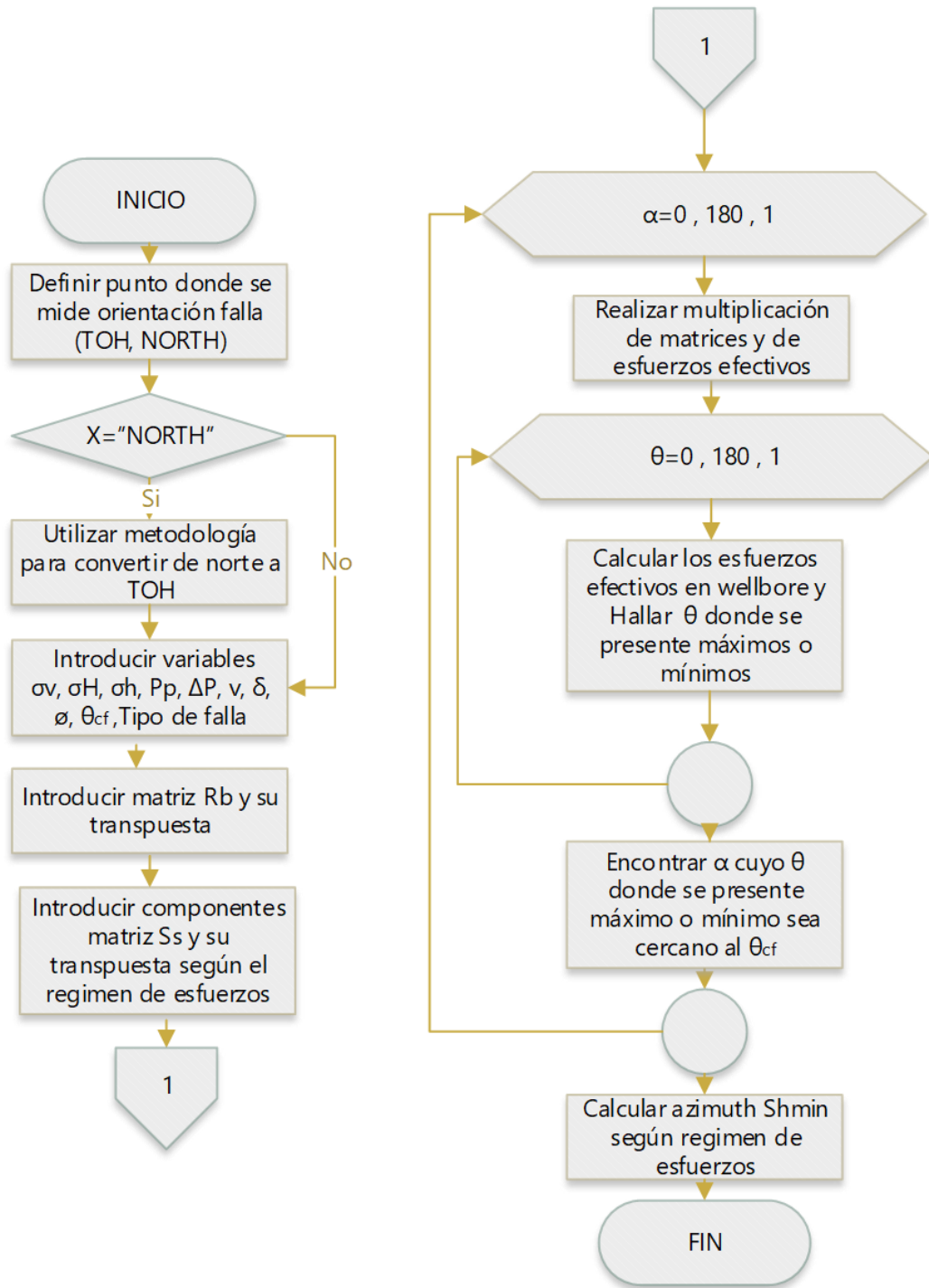
²⁰ PEŠKA, P. Y ZOBACK, M. Op. cit.

feature, que a su vez se comparan con el ángulo en el que se presentó la falla en el wellbore, mediante un condicional.

En el caso que sean cercanos (diferencia menor a 0.5°) se guarda la orientación de esfuerzos supuesta para entregarlo como dato de salida de la metodología. Cabe aclarar que dentro de los bucles y en pasos anteriores y posteriores van anidados una serie de condicionales, como los que se muestran en la metodología para cambiar el sistema de referencia de fallas; que entre otras funciones: llevan el valor del ángulo de la falla al rango $(0,180)$, determinan el régimen de esfuerzos, determinan el valor de α en el cual se presentó la falla, entre otros.

En la Figura 20 se presenta un diagrama de flujo simplificado de la metodología con los pasos procesos mayores que se acabaron de describir, si desea revisar al detalle el diagrama de flujo por favor diríjase a la sección de anexos.

Figura 20. Diagrama de flujo metodología orientación esfuerzos en pozos desviados



4. DESARROLLO DE HERRAMIENTA CON LA METODOLOGÍA PROPUESTA

Debido a lo complejo que resulta la metodología tanto por las operaciones matemáticas realizadas como la serie de bucles y condicionales utilizados, se hizo necesario desarrollar una herramienta software para poder validar y usar la metodología. La programación del código se realizó en el ambiente de Visual Basic para Aplicaciones (VBA) de Excel debido a lo familiarizado de los autores con dicho lenguaje, evitando que las entradas de información estuvieran vinculadas a una celda del libro, lo que facilita pasar el código de este lenguaje, al C# que es bajo el cual está desarrollado el ECOAGE software geomecánico de ECOPETROL, para su futura implementación. Con el fin de aumentar las probabilidades de dicha implementación, se tuvieron en cuenta criterios de usabilidad en el desarrollo de la herramienta.

La usabilidad se define con mayor frecuencia como la facilidad de uso y aceptabilidad de un software para una clase particular de usuarios llevando a cabo tareas específicas en un entorno específico. La facilidad de uso afecta el rendimiento de los usuarios y su satisfacción, mientras que la aceptabilidad afecta si el producto es usado.²¹

Para el caso particular del desarrollo de software llevado a cabo durante el proyecto, es fundamental que la herramienta reciba una buena aceptación en los usuarios finales para que el código desarrollado como resultado de la revisión bibliográfica realizada y del análisis de la información de registros de imágenes de pozos con la que cuenta ECOPETROL sea introducido más tarde como un módulo del ECOAGE, brindándole a este software geomecánico una forma de utilizar la información de fallas inducidas por esfuerzos durante la perforación en pozos desviados como

²¹ BEVAN, N. Measuring usability as quality of use. *Software Quality J.* 4 (1995), 115–130.

indicadores confiables de la orientación de esfuerzos, lo que permite aumentar la cantidad de información útil para una correcta determinación del tensor de esfuerzos *in-situ*.

En la

Tabla 5 se puede apreciar los métodos de inspección y de prueba de la usabilidad de *software*, que permiten asegurar que el programa desarrollado cumpla con las siguientes cinco características esenciales de usabilidad: facilidad de aprendizaje, eficiencia de uso, retención sobre el tiempo, baja tasa de error y satisfacción.²²

Tabla 5. Comparación de técnicas de evaluación de usabilidad.

	METODOS DE INSPECCIÓN				METODOS DE PRUEBA	
	Heuristic Evaluation	Cognitive Walkthrough	Action Analysis	Thinking Aloud	Observación en campo	Cuestionarios
Fase de aplicabilidad	TODAS	TODAS	DISEÑO	DISEÑO	PRUEBAS FINALES	TODAS
Tiempo requerido	BAJO	MEDIO	ALTO	ALTO	MEDIO	BAJO
Usuarios necesarios	NINGUNO	NINGUNO	NINGUNO	3+	20+	30+
Evaluadores requeridos	3+	3+	1-2	1	1+	1
Equipo requerido	BAJO	BAJO	BAJO	ALTO	MEDIO	BAJO
Experiencia requerida	MEDIO	ALTO	ALTO	MEDIO	ALTO	BAJO

Fuente: HOLZINGER, A. Usability engineering methods for software developers. Communications of the ACM J. 48(1) (2005), 71–74.

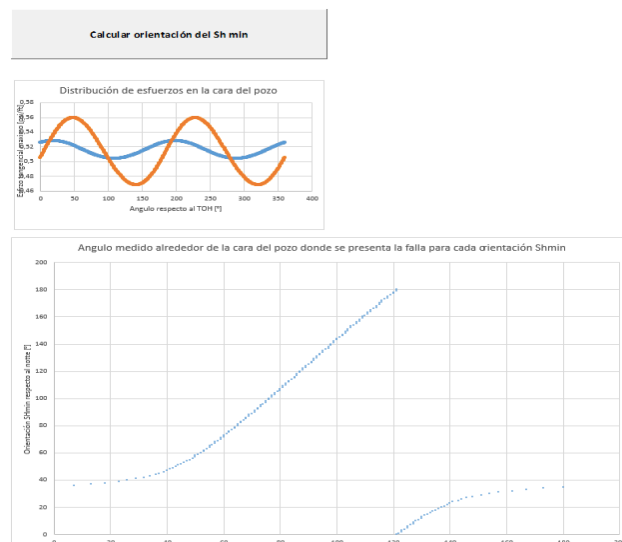
4.1. VERSIÓN FINAL DE LA HERRAMIENTA

²² HOLZINGER, A. Usability engineering methods for software developers. Communications of the ACM J. 48(1) (2005), 71–74.

Luego de contar con una versión inicial creada de acuerdo al diagrama de flujo mostrado en la Figura 21, esta herramienta es sometida a una serie de por lo menos 5 ciclos de mejora hasta consolidar las que se describen a continuación.

Una de las primeras mejoras realizadas fue separar las gráficas que se generan como resultado al correr el código, en la Figura 21 se puede apreciar que inicialmente estos resultados se encontraban graficados en una sola hoja, pudiendo generar confusión para los usuarios finales.

Figura 21. Estado inicial del software



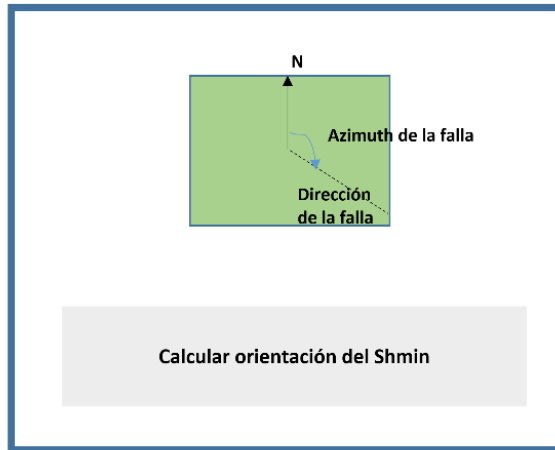
Fuente: Autores

Por lo tanto se separó los gráficos de la interfaz de entrada en la cual se da inicio al código, y se representa de manera gráfica el punto de referencia desde el que se mide el ángulo en el que se presentó la falla inducida por esfuerzos en el pozo como se aprecia en la Figura 222.

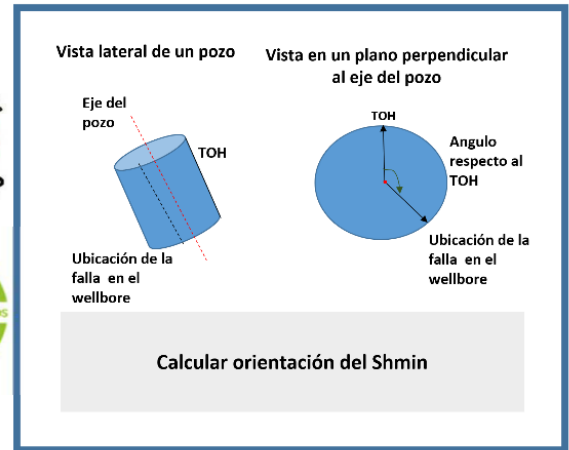
Figura 22. Interfaz final de entrada al programa

Según la referencia en la interpretación de la herramienta de registros de imágenes seleccione una de las dos opciones

INTERPRETACION DE IMAGENES RESPECTO AL NORTE



INTERPRETACION DE IMAGENES RESPECTO AL TOH DEL POZO



Fuente: Autores

Este cambio hace más claro los datos requeridos en la ventana de entrada de datos, pues antes se pedía en esta ventana que se especificara el punto de referencia con un mensaje algo confuso como se ve en la Figura 23, mientras que ahora cada punto de referencia desde el cual se mide la falla tiene un formulario diferente haciendo más fácil la comprensión, como muestran la Figura 24 y Figura 25.

Figura 23. Ventana inicial de entrada de datos

Orientación de esfuerzos en pozos desviados	
Punto de referencia para la orientación de la falla "TOH" o "NORTE"	NORTE
Esfuerzo vertical [psi/ft]	1
Esfuerzo horizontal máximo[psi/ft]	0,89
Esfuerzo horizontal mínimo[psi/ft]	0,59
Presión de poro [psi/ft]	0,41
Peso del lodo[ppg]	8,4
Orientación del esfuerzo horizontal mínimo [°]	
Relación Poisson V	0,25
Azimuth del pozo [°]	323
Inclinación del pozo [°]	30
Angulo de la falla[°]	300
Tipo de falla "BO" o "TF"	BO
Angulo de la falla en el otro sistema de referencia [°]	
Aceptar	Cancelar

Fuente: Autores

Adicionalmente a las mejoras ya descritas, se identificó un gran problema que no solo implica criterios de utilidad, sino que involucra un incorrecto funcionamiento del software; el hallazgo fue que la herramienta cuando se le introducían condiciones bajo las cuales no podía generarse la falla en la posición que se afirmaba se había encontrado, entregaba una orientación de esfuerzo horizontal mínimo igual a cero, lo cual generaba una conclusión errónea en el usuario.

Figura 24. Ventana de entrada de datos cuando el ángulo de la falla es medido como azimut norte

X

INTERPRETACION DE IMAGENES RESPECTO AL NORTE

DATOS DE ENTRADA

Esfuerzo vertical [psi/ft]	<input type="text" value="1"/>	Relación Poisson ν	<input type="text" value="0,25"/>
Esfuerzo horizontal máximo[psi/ft]	<input type="text" value="0,89"/>	Azimuth del pozo [°]	<input type="text" value="323"/>
Esfuerzo horizontal mínimo[psi/ft]	<input type="text" value="0,59"/>	Inclinación del pozo [°]	<input type="text" value="30"/>
Presión de poro [psi/ft]	<input type="text" value="0,41"/>	Angulo de la falla medido como azimuth respecto al NORTE [°]	<input type="text" value="300"/>
Peso del lodo[ppg]	<input type="text" value="8,4"/>	Tipo de falla "BO" o "TF"	<input type="text" value="BO"/>

DATOS DE SALIDA

Orientación del esfuerzo horizontal mínimo [°]	<input type="text"/>	/	<input type="text"/>	Angulo de la falla medido respecto al TOH[°]	<input type="text"/>	/	<input type="text"/>
--	----------------------	---	----------------------	--	----------------------	---	----------------------

Fuente: Autores

Figura 25. Ventana de entrada de datos cuando el ángulo de la falla es medido respecto al TOH

X

INTERPRETACION DE IMAGENES RESPECTO AL TOH DEL POZO

DATOS DE ENTRADA

Esfuerzo vertical [psi/ft]	<input type="text" value="1"/>	Relación Poisson ν	<input type="text" value="0,25"/>
Esfuerzo horizontal máximo[psi/ft]	<input type="text" value="0,89"/>	Azimuth del pozo [°]	<input type="text" value="323"/>
Esfuerzo horizontal mínimo[psi/ft]	<input type="text" value="0,59"/>	Inclinación del pozo [°]	<input type="text" value="30"/>
Presión de poro [psi/ft]	<input type="text" value="0,41"/>	Angulo de la falla medido respecto al TOH[°]	<input type="text" value="300"/>
Peso del lodo[ppg]	<input type="text" value="8,4"/>	Tipo de falla "BO" o "TF"	<input type="text" value="BO"/>

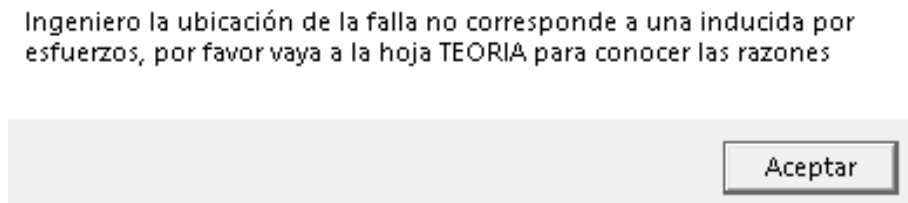
DATOS DE SALIDA

Orientación del esfuerzo horizontal mínimo [°]	<input type="text"/>	/	<input type="text"/>	Angulo de la falla medido como azimuth respecto al NORTE [°]	<input type="text"/>	/	<input type="text"/>
--	----------------------	---	----------------------	--	----------------------	---	----------------------

Fuente: Autores

Este inconveniente se supera haciendo que la herramienta genere un mensaje emergente como se aprecia en la figura 26 en el cual le dice al usuario que tiene que dirigirse a una hoja explicativa denominada “TEORIA” en la que encuentra la explicación teórica por la cual no puede generarse la falla en el *wellbore*, debido a la orientación preferencial que tienen los *breakouts* en pozos altamente desviados, tomando la información del *paper* de Peška and Zoback(1995) mencionado ya varias veces en este documento.

Figura 26. Mensaje de la herramienta cuando no encuentra una orientación de esfuerzos que genere la falla



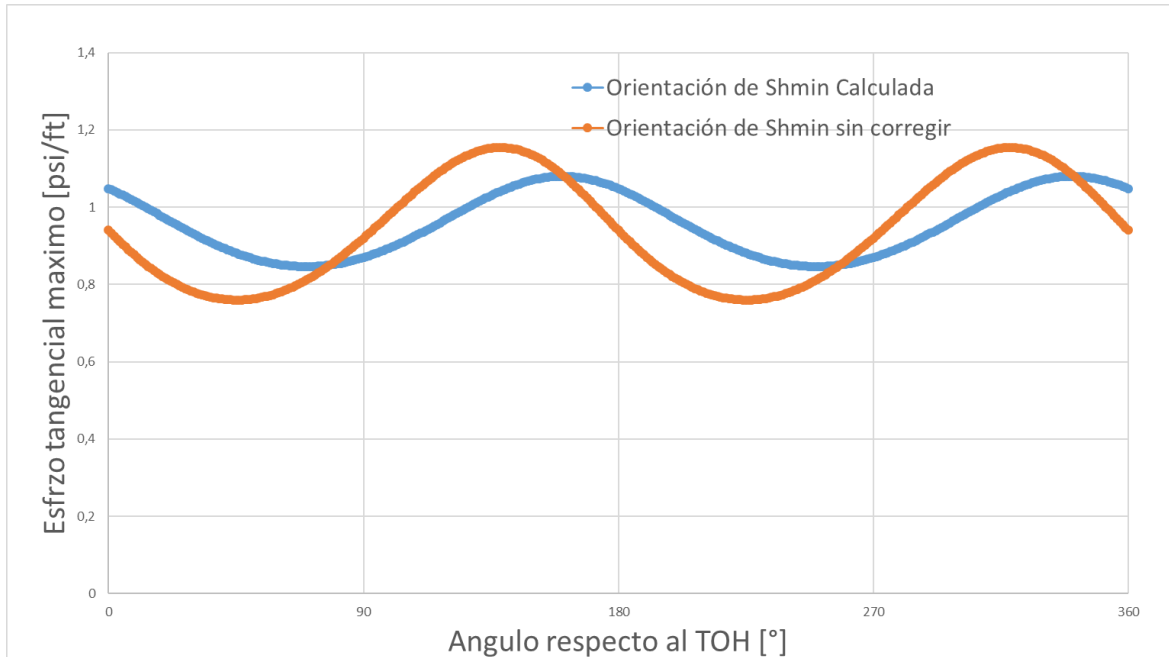
Fuente: Autores

Otro aspecto de usabilidad implementado puede apreciarse en la parte inferior de la Figura 244 y la Figura 255, en las cuales se entrega la respuesta en dos cuadrantes tanto de la orientación de esfuerzo horizontal mínimo como de la falla medido en el otro sistema de referencia, lo que permite al usuario hacer una validación de la respuesta mucho más rápidamente ya que le evita el esfuerzo que le implicaría hacer la operación de cambiar de un cuadrante a otro.

Como se menciona anteriormente los gráficos se dejan en hojas separadas, en la Figura 277 se muestra la magnitud del esfuerzo tangencial máximo para cada ángulo medido alrededor de la cara del pozo respecto al TOH, en donde se presentan dos casos, en color naranjado la distribución de esfuerzos si se toma como orientación de los horizontales la que se tendría de la orientación de la falla,

y en azul la que se genera con la orientación de esfuerzos determinada con la metodología acá presentada.

Figura 27. Distribución de esfuerzos alrededor de la cara del pozo



Fuente: Autores

El otro grafico (Figura 28) no fue resultado de la solicitud expresa de los usuarios, pero por parte de los autores es de gran importancia, pues con este es posible identificar los casos en los cuales se genera el mensaje emergente, mostrado en la

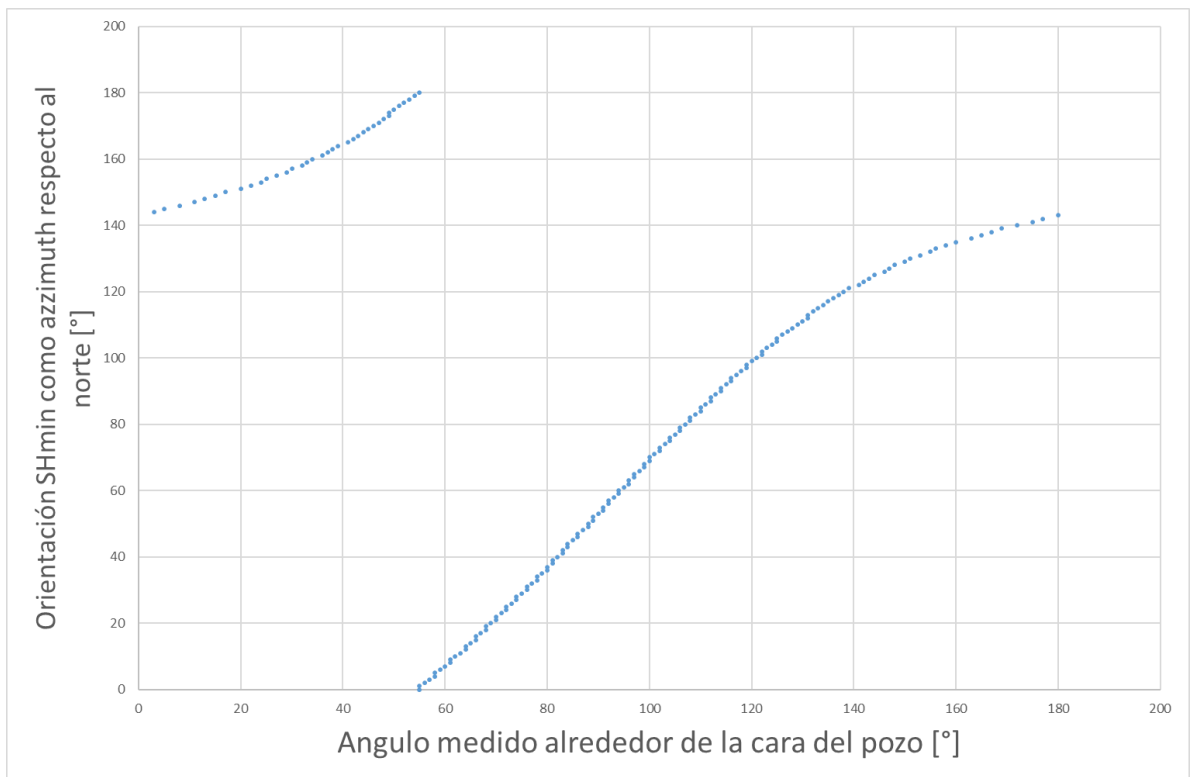
Figura 26, ya que en él se muestran la ubicación de los puntos donde se presenta los máximos, para cada orientación de esfuerzos supuesta, y en dichos casos la gráfica no se comporta como se presenta en la

Figura 28 en donde se aprecia que la ubicación alrededor de la cara de los pozos, donde se presenta el máximo o mínimo es casi única para cada orientación de

esfuerzos, existe una ubicación alrededor, ya que la gráfica varía radicalmente y empieza a tener un comportamiento sinusoidal, sobre una ubicación preferencial de los máximos y mínimos, sin importar la orientación de esfuerzos supuesta como lo presenta la

Figura 29.

Figura 28. Gráfico de revisión de resultados

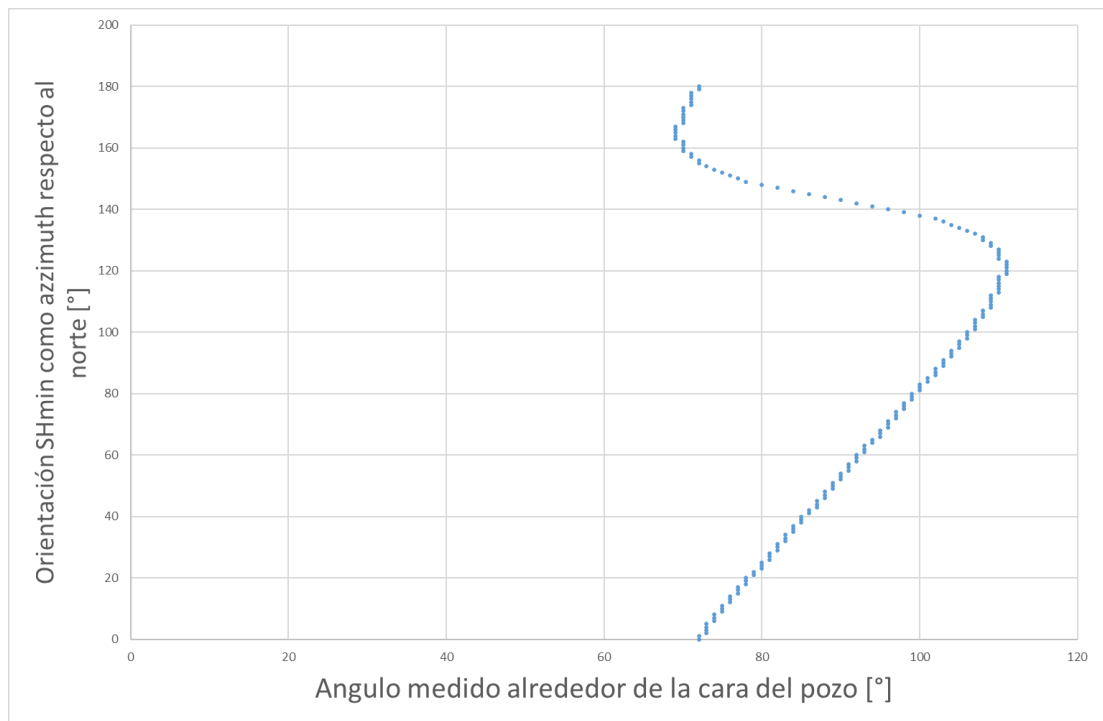


Fuente: Autores

Adicionalmente en una hoja aparte (Figura 309) se muestra una serie de consideraciones bajo las cuales se desarrolló la metodología tanto en la orientación

de los esfuerzos (en los que se supone un esfuerzo vertical) la geometría del pozo (la forma de medición del azimut y la inclinación) y el punto de referencia para definir la orientación de las fallas; reduciendo de esta forma el error humano al ingresar los datos en el formulario.

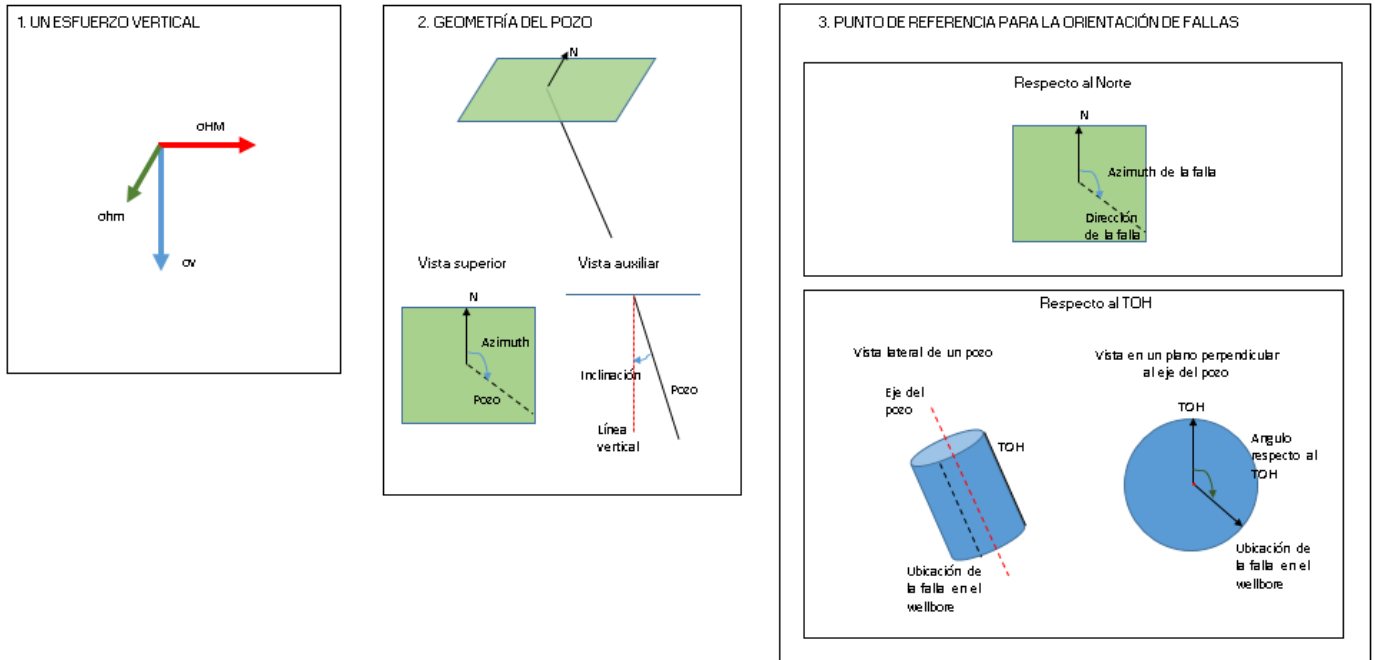
Figura 29. Ubicación preferencial de los *breakouts* en pozos altamente desviados en régimen normal



Fuente: Autores

Figura 30. Pantallazo sección de consideraciones de la metodología

CONSIDERACIONES MACRO DE DETERMINACIÓN DE ORIENTACIÓN DE ESFUERZOS EN POZOS DESVIADOS



Fuente: Autores

5. VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA

Para que los datos entregados por la metodología sean confiables se realiza una serie de pruebas, tanto con data sintética como con información de literatura. La información sintética consiste en modificar la información de la

Tabla 1 de tal forma que las unidades de esfuerzos sean iguales a las utilizadas por la metodología (psi/ft), y que se evalúen pozos verticales para los diferentes regímenes de esfuerzos, cambiando las condiciones geométricas del pozo y las magnitudes de esfuerzos, como lo muestra la Tabla 6.

Tabla 6. Condiciones de pozo vertical supuesto en un régimen de falla normal

S_v [psi/ft]	0,88
$S_{H\ max}$ [psi/ft]	0,81
$S_{h\ min}$ [psi/ft]	0,76
P_p [psi/ft]	0,59
ν	0,25
ΔP [psi/ft]	0
δ [°]	0
ϕ [°]	0
θ [°]	18
Tipo de falla	BO
Orientación	TOH

Dichas validaciones pueden apreciarse en la Figura 33, Figura 32 y Figura 33 donde se evidencia que la orientación del esfuerzo horizontal mínimo coincide con el azimut del *breakout* observado, lo cual es lo esperado para pozos verticales en los

que un esfuerzo es vertical según las compilaciones hechas por ejemplo por Bell and Gough (1979)²³, Plumb and Cox (1987)²⁴ y Zoback (1992)²⁵.

Figura 31. Validación en pozo vertical en régimen normal

INTERPRETACION DE IMAGENES RESPECTO AL TOH DEL POZO

DATOS DE ENTRADA

Esfuerzo vertical [psi/ft]	0,88	Relación Poisson ν	0,25
Esfuerzo horizontal máximo[psi/ft]	0,81	Azimuth del pozo [°]	0
Esfuerzo horizontal mínimo[psi/ft]	0,76	Inclinación del pozo [°]	0
Presión de poro [psi/ft]	0,59	Angulo de la falla medido respecto al TOH[°]	18
Peso del lodo[ppg]	11,42	Tipo de falla "BO" o "TF"	BO

DATOS DE SALIDA

Orientación del esfuerzo horizontal mínimo [°]	18 / 198	Angulo de la falla medido como azimuth respecto al NORTE [°]	18 / 198
--	----------	--	----------

Aceptar Cancelar

Fuente: Autores

²³BELL, J., and GOUGH, D. Northeast-southwest compressive stress in Alberta: Evidence from oil wells, Earth and Planetary Science Letters. 45(2), p. 475-482, 1979.

²⁴PLUMB, R. and COX, J. Stress directions in eastern North America determined to 4.5 km from borehole elongation measurements. Journal of Geophysical Research. 92(B6). p. 4805-4816, 1987.

²⁵ZOBACK, M., First- and second-order patterns of stress in the lithosphere: The World Stress Map Project, Journal of Geophysical Research. 97(B8), p.11703-11728, 1992

Figura 32. Validación en pozo vertical en régimen rumbo deslizante

INTERPRETACION DE IMAGENES RESPECTO AL TOH DEL POZO ×

DATOS DE ENTRADA			
Esfuerzo vertical [psi/ft]	0,81	Relación Poisson ν	0,25
Esfuerzo horizontal máximo[psi/ft]	0,88	Azimuth del pozo [°]	0
Esfuerzo horizontal mínimo[psi/ft]	0,76	Inclinación del pozo [°]	0
Presión de poro [psi/ft]	0,59	Angulo de la falla medido respecto al TOH[°]	18
Peso del lodo[ppg]	11,42	Tipo de falla "BO" o "TF"	BO

DATOS DE SALIDA			
Orientación del esfuerzo horizontal mínimo [°]	18	/	198
Angulo de la falla medido como azimuth respecto al NORTE [°]	18	/	198

Fuente: Autores

Figura 33. Validación en pozo vertical en régimen inverso

INTERPRETACION DE IMAGENES RESPECTO AL TOH DEL POZO ×

DATOS DE ENTRADA			
Esfuerzo vertical [psi/ft]	0,76	Relación Poisson ν	0,25
Esfuerzo horizontal máximo[psi/ft]	0,88	Azimuth del pozo [°]	0
Esfuerzo horizontal mínimo[psi/ft]	0,81	Inclinación del pozo [°]	0
Presión de poro [psi/ft]	0,59	Angulo de la falla medido respecto al TOH[°]	18
Peso del lodo[ppg]	11,42	Tipo de falla "BO" o "TF"	BO

DATOS DE SALIDA			
Orientación del esfuerzo horizontal mínimo [°]	18	/	198
Angulo de la falla medido como azimuth respecto al NORTE [°]	18	/	198

Fuente: Autores

Ya teniendo validado el funcionamiento de la herramienta, para pozos verticales se continua a la siguiente etapa, para contrastar los resultados con los obtenidos por otros autores, que hubieran utilizado datos de campo de registros de imagen en pozos desviados para determinar la orientación de esfuerzos.

El caso de estudio utilizado es el que se presenta en la

Tabla 1 de Peška and Zoback, modificando únicamente el valor del peso del lodo teniendo en cuenta que en esta metodología se convierte a un gradiente en psi/ft multiplicándolo por 0,052 y teniendo en cuenta que en este caso el valor de la presión del lodo es igual a la presión de poro, debido a que $\Delta P=0$.

En la

Figura 344 se puede apreciar que los resultados, dirección del S_{hmin} y dirección de la falla como azimut norte, coinciden por los entregados por los autores de los que este trabajo se ha basado de 36° y 55° respectivamente. Es importante recordar que Peška and Zoback restringen los valores de la magnitud del S_{hmax} y la dirección del S_{hmin} , y el dato de magnitud del S_{hmax} con el cual se valida esta metodología es el límite inferior que se puede determinar.

Figura 34. Validación con data del pozo del Campo Eugene Island Block 330, GOM

INTERPRETACION DE IMAGENES RESPECTO AL TOH DEL POZO ✕

DATOS DE ENTRADA			
Esfuerzo vertical [psi/ft]	43	Relación Poisson ν	0,25
Esfuerzo horizontal máximo[psi/ft]	39,6	Azimuth del pozo [°]	35
Esfuerzo horizontal mínimo[psi/ft]	37,1	Inclinación del pozo [°]	32
Presión de poro [psi/ft]	29	Angulo de la falla medido respecto al TOH[°]	17
Peso del lodo[ppg]	557,7	Tipo de falla "BO" o "TF"	BO

DATOS DE SALIDA			
Orientación del esfuerzo horizontal mínimo [°]	36	/	216
Angulo de la falla medido como azimuth respecto al NORTE [°]	55	/	235

Fuente: Autores

De esta manera se considera completamente validada, la metodología que permite determinar la orientación de esfuerzos, en pozos desviados junto a la metodología innovadora propuesta para cambiar el sistema de referencia, sin embargo persistían algunas dudas respecto a esta última por lo que se decidió comprobar su correcto funcionamiento con data de campo disponible en ECOPETROL utilizando los archivos .DLIS que permiten visualizar 3D la información obtenida por el registro, como paso previo a la aplicación de la metodología completa.

6. VALIDACIÓN DE LA METODOLOGÍA QUE PERMITE CAMBIAR EL SISTEMA DE REFERENCIA CON DATA DE CAMPO

Como muestra la Tabla 2 la cantidad de pozos que cuentan con el archivo .DLIS, que se identifica como la fuente de información si se desea tener un dato confiable de ángulo medido respecto al TOH, es de tan solo 6 pozos; pero esta cantidad es suficiente para tener una validación adicional a la mostrada en la Figura 34 que permite confiar plenamente en la metodología de cambio de sistema de referencia.

Para realizar la validación se sigue el siguiente flujo de trabajo:

- Abrir la herramienta *Well Eye*
- Cargar la trayectoria del pozo utilizando el archivo .DLIS para generar la visualización 3D del intervalo en el cual se corrió el registro ("*Big view*")
- Agregar la información del registro de imagen a la trayectoria.
- Generar la vista 2D del registro, eligiendo el tipo de información del registro.
- Abrir cualquiera de los archivos donde se encuentre la interpretación del registro para saber la profundidad donde se presentó el *feature*.
- Generar una "*Small View*" que es una vista 3D similar a la *Big view* con la diferencia de que solo tiene 50 ft, para analizar al detalle la zona donde se presentó el *feature*.
- Agregar registro de imagen a la *Small View* y generar vista transversal.
- Medir el ángulo del *feature* girando la vista de tal manera que el *feature* quede ubicado en la parte superior de la vista.
- Aplicar la metodología aquí desarrollada para cambiar el sistema de referencia extrayendo la información de los reportes o archivos LAS.

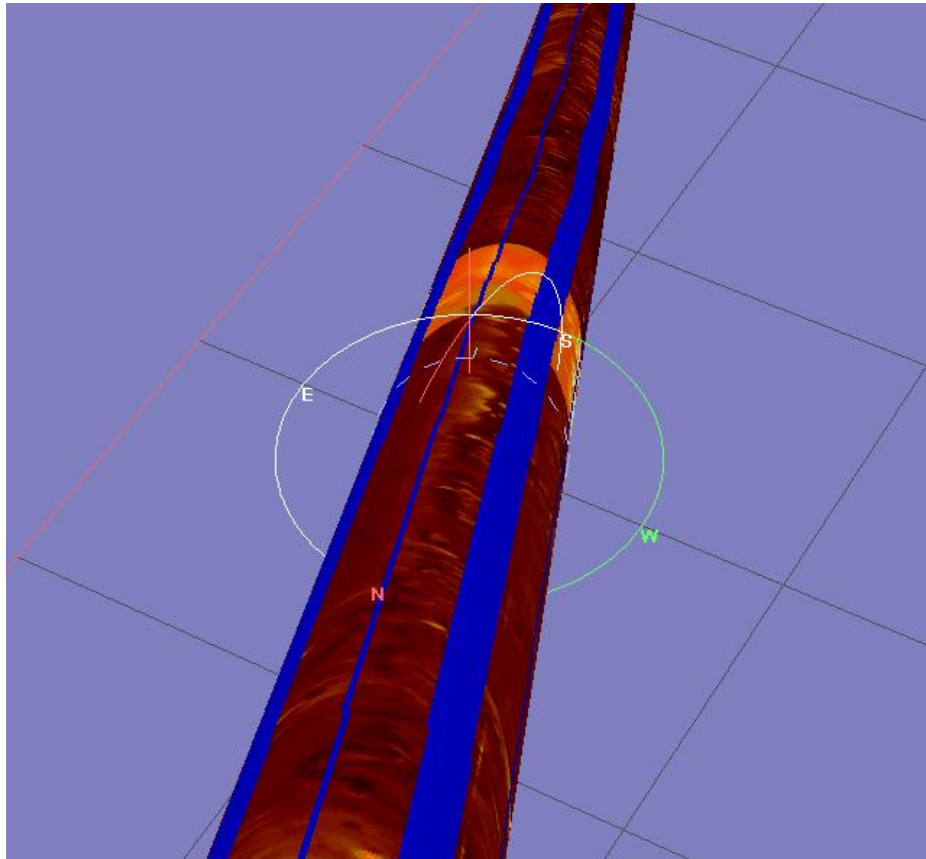
- Comparar ambos resultados.

El primer pozo analizado fue el Pozo 4 donde se habían presentado una serie de BO desde los 7988 a los 8448 ft, para esta validación se utilizó el *feature* identificado a los 8215 ft por lo fácil de identificar a simple vista, como lo muestra la

Figura 35. Al aplicarle el flujo de trabajo se encontró que el *breakout* tiene un ángulo medido respecto al TOH igual a 8° tanto utilizando metodología para cambiar el sistema de referencia (Figura 36) como utilizando la herramienta de visualización (Fuente: Ecopetrol S.A.

Figura 37).

Figura 35. *Breakout* identificado en Pozo 4



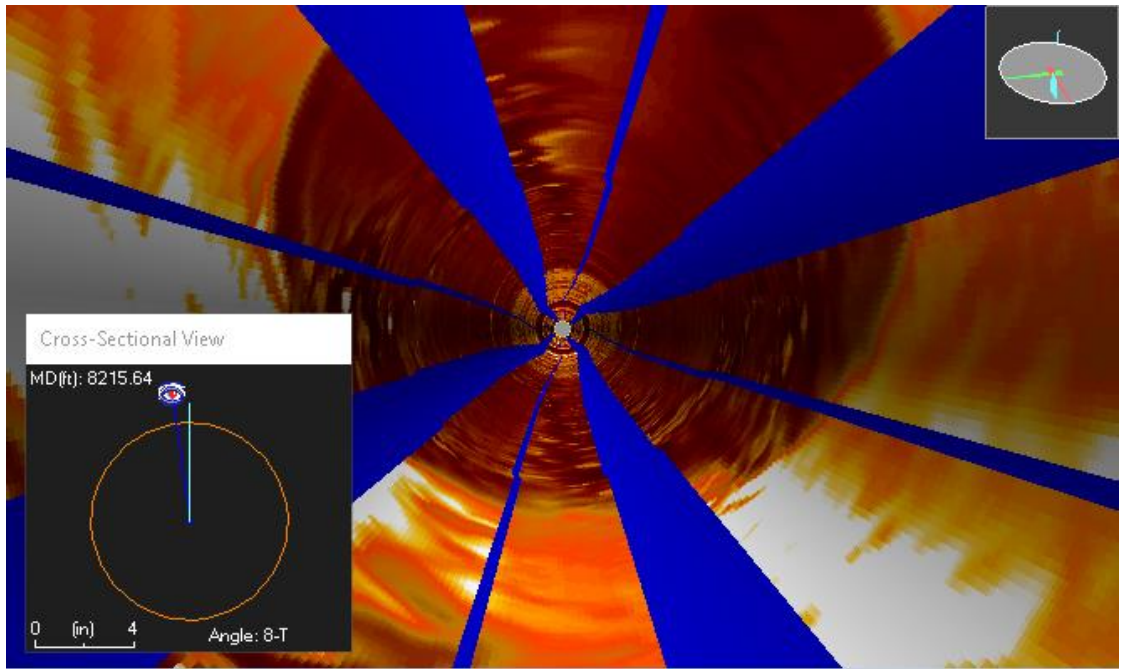
Fuente: Ecopetrol S.A.

Figura 36. Ubicación del BO pasado de norte a TOH con la metodología

Azimuth del pozo [°]	155
Inclinación del pozo [°]	54
Angulo de la falla medido como azimuth respecto al NORTE [°]	169
Tipo de falla "BO" o "TF"	BO
IDA	
Angulo de la falla medido respecto al TOH[°]	8 / 188

Fuente: Ecopetrol S.A.

Figura 37. Angulo del BO respecto al TOH visualizado en WellEye

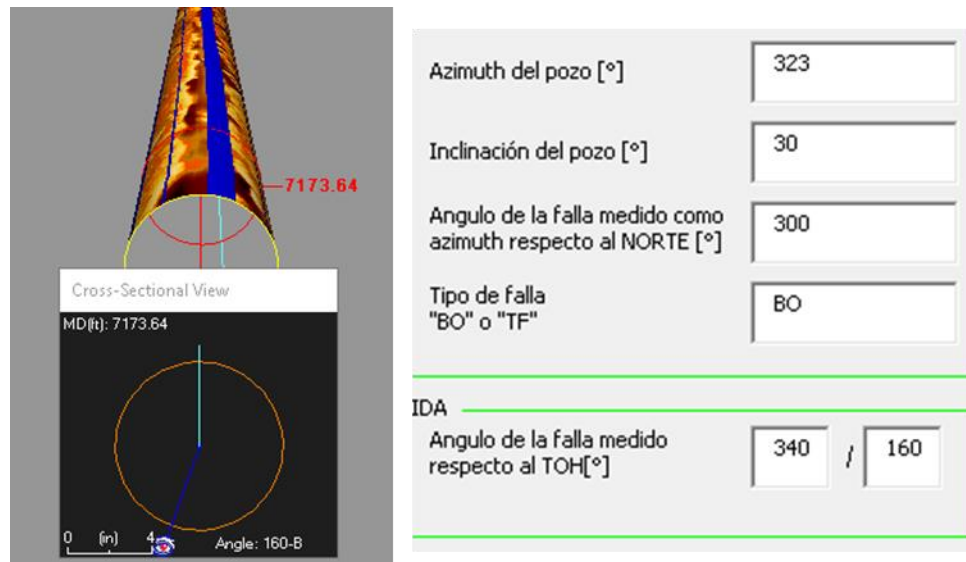


Fuente: Ecopetrol S.A.

Es importante aclarar que la vista mostrada en la anterior figura, es vista desde abajo hacia arriba y, por lo tanto, la medición del ángulo se debe realizar en sentido contrario de las manecillas del reloj.

El siguiente pozo analizado fue el Pozo 5 que presenta tanto un BO como una DITF, a unas profundidades de 7174 y 7326 ft respectivamente; y se procedió de la misma forma como se hizo con el pozo anterior.

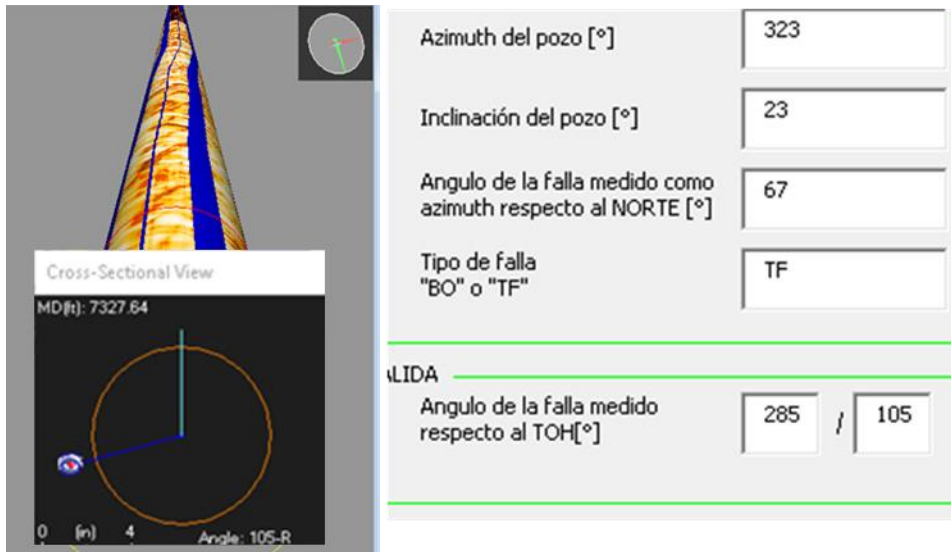
Figura 38. Ubicación del BO de Pozo 5 utilizando metodología y *WellEye*



Fuente: Ecopetrol S.A.

En la Figura 388 y Figura 399 se puede evidenciar que la respuesta arrojada por la metodología coincide con el valor visto usando la herramienta *WellEye*, igual como había sucedido con el BO observado en el Pozo 4, por lo tanto se considera de este punto en adelante que los datos entregados por la metodología son totalmente confiables tanto pasando de sistema de referencia norte a TOH como viceversa, ya que el modelo matemático utilizado por estas dos submetodologías es exactamente el mismo.

Figura 39. Ubicación de la DITF de Pozo 5 utilizando metodología y *WellEye*



Fuente: Ecopetrol S.A.

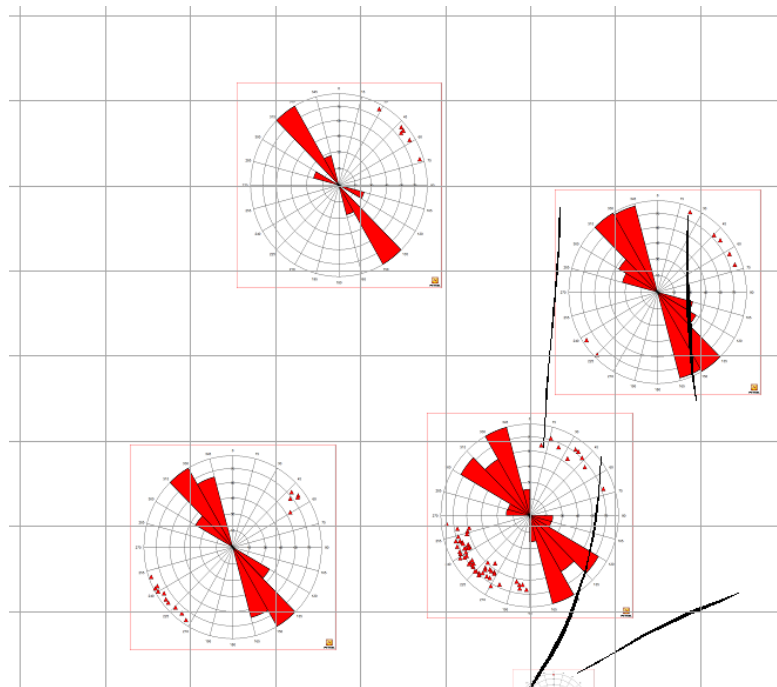
7. DETERMINACIÓN DE LA ORIENTACIÓN DE ESFUERZOS UTILIZANDO DATOS DEL CAMPO DE ECOPETROL

La elección del campo se debe al considerable número de pozos a los que se les ha corrido registro de imagen ver

Tabla 3, y como se presenta en esta misma tabla se selecciona un número reducido de pozos como candidatos para aplicarle la metodología aquí presentada, cuyos resultados se presentan individualmente por cada pozo.

En dicho campo la orientación del S_{hmax} utilizando la dirección en que se han generado DTIFs en pozos verticales es NW-SE con un azimut preferencial de 130° como lo presenta la Figura 40. Aunque es importante recordar que pueden darse fenómenos de redistribución de esfuerzos debido a la presencia de fallas cercanas generando un tensor de esfuerzos diferente al regional esperado.

Figura 40. Dirección preferencial de DITF campo ECOPETROL



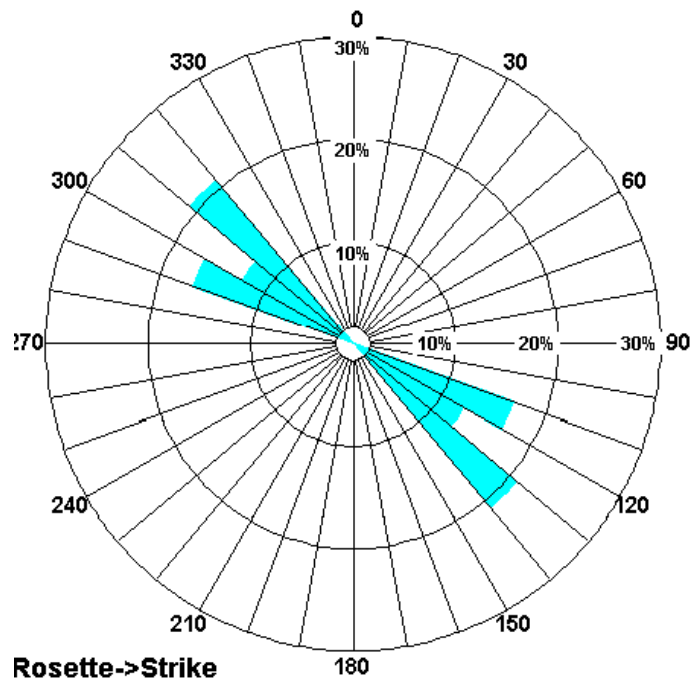
Fuente: Ecopetrol S.A.

7.1. POZO 3

En este pozo se interpretan un total de 12 DITF cuyas direcciones como azimut norte oscilan entre los 115° y 135° como lo muestra la **Figura 41**, de estas se elige una que se presenta a una profundidad de 8121 ft cuya información se introduce en la herramienta desarrollada por los autores junto a la información extraída del modelo geomecánico y del *survey* del pozo.

Cabe aclarar que no toda la información es introducida ya que se determina luego de varias corridas y pruebas, que los parámetros que impactan la ubicación de los máximos son las magnitudes de esfuerzos, la geometría del pozo y la ubicación del *feature*, mientras que los otros solo afectan la amplitud de la curva de esfuerzo.

Figura 41. Roseta de orientación de fallas inducidas Pozo 3



Fuente: Ecopetrol S.A.

Figura 42. Orientación de esfuerzos DITF Pozo 3

INTERPRETACION DE IMAGENES RESPECTO AL NORTE ×

DATOS DE ENTRADA			
Esfuerzo vertical [psi/ft]	1	Relación Poisson ν	0,25
Esfuerzo horizontal máximo[psi/ft]	0,86	Azimuth del pozo [°]	47
Esfuerzo horizontal mínimo[psi/ft]	0,66	Inclinación del pozo [°]	45
Presión de poro [psi/ft]	0,41	Angulo de la falla medido como azimuth respecto al NORTE [°]	130
Peso del lodo[ppg]	8,4	Tipo de falla "BO" o "TF"	TF

DATOS DE SALIDA			
Orientación del esfuerzo horizontal mínimo [°]	42	/	222
Angulo de la falla medido respecto al TOH[°]	80	/	260

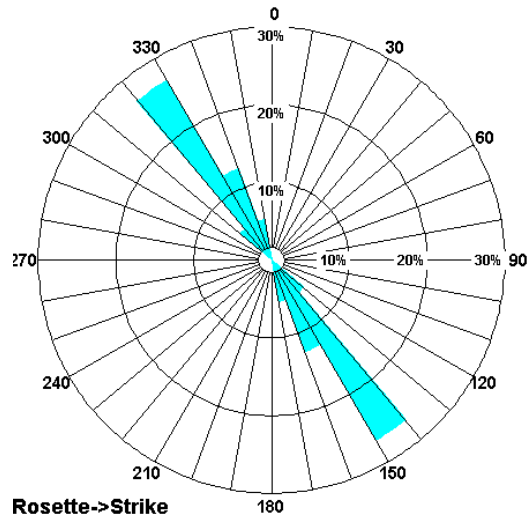
Fuente: Ecopetrol S.A.

Como se muestra en la Figura 42 la orientación del Shmin es igual a 42°, y si se analizara el Shmax su orientación sería 132 grados bastante similar a la del esfuerzo regional mostrado en la Figura 40.

7.2. POZO 2

El pozo cuenta con un importante número de 28 DITF las cuales están especialmente concentradas en las profundidades de 7330 y 7440 ft y se encuentran especialmente orientadas entre los 140 y 150° como lo muestra la Figura 433. El *feature* utilizado para realizar el mismo análisis hecho con el pozo anterior se interpreta a una profundidad de 7454 ft, como resultado se encuentra que la orientación del Shmin es igual 57° (Figura 444), es decir el azimuth del Shmax es igual a 147°. Este resultado un tanto diferente al regional de la zona puede generarse debido a un conjunto de cinco fallas que fueron identificadas a profundidades que rondan los 7000 ft que generan el cambio en el tensor de esfuerzos.

Figura 43. Roseta de orientación de fallas inducidas Pozo 2



Fuente: Ecopetrol S.A.

Figura 44. Orientación de esfuerzos a partir DITF Pozo 2

INTERPRETACION DE IMAGENES RESPECTO AL NORTE ×

DATOS DE ENTRADA			
Esfuerzo vertical [psi/ft]	1	Relación Poisson ν	0,25
Esfuerzo horizontal máximo[psi/ft]	0,85	Azimuth del pozo [°]	293
Esfuerzo horizontal mínimo[psi/ft]	0,63	Inclinación del pozo [°]	46
Presión de poro [psi/ft]	0,41	Angulo de la falla medido como azimuth respecto al NORTE [°]	145
Peso del lodo[ppg]	8,4	Tipo de falla "BO" o "TF"	TF

DATOS DE SALIDA			
Orientación del esfuerzo horizontal mínimo [°]	57	Angulo de la falla medido respecto al TOH[°]	23 / 203

Aceptar

Cancelar

Fuente: Ecopetrol S.A.

7.3. POZO 4

En este pozo se interpretan un conjunto de BO ya descritos anteriormente cuando se valida la metodología para cambiar los sistemas de referencia, cuya orientación preferencial era entre los 150 y 160°, su información fue introducida a la herramienta encontrándose lo siguiente:

- Todos los *breakouts* generados mayor profundidad de los 8000 ft, de acuerdo a las magnitudes de esfuerzos extraídas del modelo geomecánico y a la geometría de esfuerzos no deberían generarse en la ubicación que se observó (Figura 45) sino que debería presentar ubicación preferencial hacia los lados del pozo (90° medidos respecto al TOH) como la mostrada en la
-
-
- Figura 29 Esto quiere decir que seguramente la magnitud de los esfuerzos no es la correcta o que en el tensor de esfuerzos es incorrecta la suposición de un esfuerzo vertical.

Figura 45. Resultado metodología BOs a mayor profundidad de 8000 ft Pozo 4

INTERPRETACION DE IMAGENES RESPECTO AL NORTE

DATOS DE ENTRADA

Esfuerzo vertical [psi/ft]	1	Relación Poisson V	0,25
Esfuerzo horizontal máximo[psi/ft]	0,89	Azimuth del pozo [°]	154
Esfuerzo horizontal mínimo[psi/ft]	0,68	Inclinación del pozo [°]	52
Presión de poro [psi/ft]	0,41	Angulo de la falla medido como azimuth respecto al NORTE [°]	176
Peso del lodo[ppg]	8,4	Tipo de falla "BO" o "TF"	BO

Microsoft Excel

Ingeniero la ubicación de la falla no corresponde a una inducida por esfuerzos, por favor vaya a la hoja TEORIA para conocer las razones

Aceptar Cancelar

Angulo de la falla medido como azimuth respecto al TOH [°] 14 / 194

- El único BO que se encuentra por encima de los 8000 ft a diferencia de los otros, tiene sus magnitudes de esfuerzos considerablemente cercanas probablemente debido a que en esta zona se encuentre sobrepresionada como lo muestra Zoback²⁶, este hecho hace que a pesar de que el pozo sea bastante desviado la herramienta pueda entregar una respuesta ya que no existe una orientación preferencial de ubicación de máximos. Sin embargo como se aprecia en la Figura 466 la orientación del Shmin determinada con este *breakout* es 156° un valor bastante similar al del azimut del Shmax regional, lo que implicaría una rotación total de la orientación de esfuerzos que resulta muy poco probable.

Figura 46. Resultado metodología BO a menor profundidad de 8000 ft Pozo 4

INTERPRETACION DE IMAGENES RESPECTO AL NORTE ×

DATOS DE ENTRADA			
Esfuerzo vertical [psi/ft]	1	Relación Poisson V	0,25
Esfuerzo horizontal máximo [psi/ft]	0,97	Azimuth del pozo [°]	155
Esfuerzo horizontal mínimo [psi/ft]	0,75	Inclinación del pozo [°]	59
Presión de poro [psi/ft]	0,41	Angulo de la falla medido como azimuth respecto al NORTE [°]	165
Peso del lodo [ppg]	8,4	Tipo de falla "BO" o "TF"	BO

DATOS DE SALIDA			
Orientación del esfuerzo horizontal mínimo [°]	156	/	336
Angulo de la falla medido respecto al TOH [°]	5	/	185

Fuente: Ecopetrol S.A.

Por lo expuesto se considera que la información de BOs de este pozo no debiera ser utilizada como indicadora de la orientación de esfuerzos, aunque sería

²⁶ ZOBACK, M. Reservoir Geomechanics. Op. cit., p.15.

interesante revisar si existe una condición que pueda generar una rotación mayor a 90° del tensor de esfuerzos.

7.4. POZO 1

Este pozo de manera similar al Pozo 5 mostrado en la validación de la metodología que permite cambiar los sistemas de referencia, solo presenta una DITF a una profundidad de 7247 ft con una dirección de 119°, al analizar su información utilizando la macro desarrollada (Figura 477), se evidencia que la dirección del DITF y del esfuerzo Sh_{max} (sumando 90° al del Sh_{min}) sería la misma, este fenómeno influenciado por la cercanía del *feature* al TOH pues su ángulo es de solo 5° como se aprecia en la misma figura.

Figura 47. Resultado metodología DITF Pozo 1

INTERPRETACION DE IMAGENES RESPECTO AL NORTE ×

DATOS DE ENTRADA			
Esfuerzo vertical [psi/ft]	1	Relación Poisson V	0,25
Esfuerzo horizontal máximo [psi/ft]	0,86	Azimuth del pozo [°]	292
Esfuerzo horizontal mínimo [psi/ft]	0,64	Inclinación del pozo [°]	48
Presión de poro [psi/ft]	0,41	Angulo de la falla medido como azimuth respecto al NORTE [°]	119
Peso del lodo [ppg]	8,4	Tipo de falla "BO" o "TF"	TF

DATOS DE SALIDA			
Orientación del esfuerzo horizontal mínimo [°]	29	/	209
Angulo de la falla medido respecto al TOH [°]	5	/	185

Fuente: Ecopetrol S.A.

7.5. POZO 5

Los *features* identificados en este pozo ya están descritos previamente, queda decir su orientación, que para el BO fue 120° y para la DITF fue 68°, los cuales al ser analizados por la herramienta se encuentra que indican orientaciones diferentes, el BO determinaba la orientación del S_{hmin} a 129° (Figura 488) y la DITF a 158° (Figura 499), lo que puede explicarse debido a que se identifica una micro falla 9 pies por encima del *breakout*. De todas formas, la orientación de esfuerzo entregada por ambos resulta rotada alrededor de 90° respecto al identificado regional por lo que no se recomienda utilizar este pozo para determinar la orientación de esfuerzos.

Figura 48. Resultado metodología BO Pozo 5

The screenshot shows a software window titled "INTERPRETACION DE IMAGENES RESPECTO AL NORTE" with a close button (X) in the top right corner. The window is divided into two main sections: "DATOS DE ENTRADA" (Input Data) and "DATOS DE SALIDA" (Output Data).

DATOS DE ENTRADA:

Esfuerzo vertical [psi/ft]	1	Relación Poisson V	0,25
Esfuerzo horizontal máximo [psi/ft]	0,89	Azimuth del pozo [°]	323
Esfuerzo horizontal mínimo [psi/ft]	0,59	Inclinación del pozo [°]	30
Presión de poro [psi/ft]	0,41	Angulo de la falla medido como azimuth respecto al NORTE [°]	300
Peso del lodo [ppg]	8,4	Tipo de falla "BO" o "TF"	BO

DATOS DE SALIDA:

Orientación del esfuerzo horizontal mínimo [°]	129 / 309	Angulo de la falla medido respecto al TOH [°]	340 / 160
--	-----------	---	-----------

At the bottom of the window, there are two buttons: "Aceptar" (Accept) and "Cancelar" (Cancel).

Fuente: Ecopetrol S.A.

Figura 49. Resultado metodología DITF Pozo 5

INTERPRETACION DE IMAGENES RESPECTO AL NORTE ×

DATOS DE ENTRADA			
Esfuerzo vertical [psi/ft]	1	Relación Poisson ν	0,25
Esfuerzo horizontal máximo [psi/ft]	0,89	Azimuth del pozo [°]	323
Esfuerzo horizontal mínimo [psi/ft]	0,59	Inclinación del pozo [°]	30
Presión de poro [psi/ft]	0,41	Angulo de la falla medido como azimuth respecto al NORTE [°]	68
Peso del lodo [ppg]	8,4	Tipo de falla "BO" o "TF"	TF

DATOS DE SALIDA			
Orientación del esfuerzo horizontal mínimo [°]	158	/	338
Angulo de la falla medido respecto al TOH [°]	287	/	107

Fuente: Ecopetrol S.A.

8. CONCLUSIONES

- Se desarrolló una metodología propia que permite cambiar el sistema de referencia de medición de *breakouts* y fallas por tensión que fue probada con información de un caso de estudio encontrado en la literatura y con la información del registro de imagen de dos pozos de un campo Colombiano.
- Se desarrolló una metodología que permite determinar la orientación de esfuerzos a partir de la orientación de *Breakouts* y fallas inducidas (DITFS) medida como un azimut norte o respecto a la cara alta del pozo (TOH); que fue probada con información de teoría de pozos verticales, con un caso de estudio del Golfo de México y con pozos de un campo de ECOPETROL.
- El diagrama de flujo de esta metodología es una gran fuente de información que permitirá implementar un módulo que determine la orientación de esfuerzos en pozos desviados dentro del software geomecánico ECOAGE.
- La dirección de esfuerzo determinada con la metodología para tres de los pozos (Pozo 1, Pozo 2 y Pozo 3) fue cercana a la dirección del Sh_{max} determinada en pozos verticales en sentido NW SE.
- La dirección de esfuerzos horizontales determinada para los otros dos pozos (Pozo 4 y Pozo 5) mostro una aparente rotación de alrededor de 90° de la orientación de esfuerzos, por lo tanto, estos datos fueron descartados como indicadores de esfuerzos.
- Bajo las condiciones de esfuerzos como las mostradas en este trabajo $\frac{Sh_{min}}{Sv} = 0,6$ y $\frac{Sh_{max}}{Sv} = 0,9$, pozos con inclinaciones superiores a los 45° teóricamente van a generar *breakouts* orientados preferencialmente hacia los lados del pozo, y por lo tanto no pueden ser utilizados como indicadores de esfuerzos.

9. RECOMENDACIONES

- Realizar la programación en el lenguaje C# del diagrama de flujo adjunto, e implementarlo como un módulo en el ECOAGE.
- Determinar si en los otros regímenes falla también, se pueden llegar a generar *breakouts* preferencialmente en una dirección (dependiendo de las magnitudes de esfuerzos), como se mostró para el normal.
- Extraer la información de ángulo medido respecto al TOH de un visualizador 3D del registro (*WellEye* para el caso de Schlumberger) pues permite determinar con mayor certeza el ángulo que al utilizar la vista 2D de la imagen.
- Realizar una revisión detallada de las posibles causas que hacen que en los pozos Pozo 4 y Pozo 5 la dirección de esfuerzos aparentemente rotada, por ejemplo, identificando si hay presencia de fallas que no hayan sido interpretadas y que puedan hacer que en el tensor de esfuerzos no exista un esfuerzo vertical.
- No se recomienda utilizar los datos de *Apparent Dip Azimuth - Top of Hole* disponibles en los archivos LAS y ASCII pues no fue posible encontrar una relación matemática entre estos datos y azimut de la falla medido respecto al norte.

BIBLIOGRAFÍA

AADNOY, B., LOOYEH, R., Petroleum Rock Mechanics: Drilling Operations and Well design. Elsevier Inc. First Edition 2011. p. 151 – 172.

ADEWOLE, E., y HEALY D. Quantifying in Situ Horizontal Stress in the Niger Delta Basin, Nigeria. Journal of Engineering Technology (JET), Vol. 2 No. 3. 2013

BALDOR, J. Geometría plana y del espacio con una introducción a la trigonometría. Vigésima reimpresión. Mexico: CCEDTA S.A. 2004. p26.

BELL, J., and GOUGH, D. Northeast-southwest compressive stress in Alberta: Evidence from oil wells, Earth and Planetary Science Letters. 45(2), p. 475-482, 1979.

BEVAN, N. Measuring usability as quality of use. Software Quality J. 4 (1995), 115–130.

CALDERON, Z. Introducción a la mecánica de rocas y sus aplicaciones en la industria del petróleo. Primera edición. Colombia: Ediciones Universidad Industrial de Santander.

CHEUNG, P., ETCHECOPAR, A., CESARO, M. and GONFALINI, M. “Shaping up to stress in the Apennines,” (1997). Well Evaluation Conference Italy 2000.

EATON, B. Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations, Journal of Petroleum Technology, 246, p. 1353-1360. 1969

GROSSMAN, S. Algebra lineal. Segunda Edición. México: Grupo Editorial Iberoamérica. 1988.

GROSHONG, R. 3-D structural geology. A practical guide to quantitative surface and subsurface map interpretation. Second edition. The Netherlands: Springer Berlin Heidelberg. 2006. p53.

FJAER, R.M., HOLT, P. HORSRUD, Petroleum Related Rock Mechanics. Second Edition 2008 p. 145 – 149.

HAIMSON B., HERRICK C. 1989. Borehole *breakouts* and in situ stress. Drilling Symp. Am. Soc. Mech. Engr., 1989, N.Y., 17-22.

HOLBROOK, P., MAGGIORI D., et al. Real time pore pressure and fracture gradient evaluation in all sedimentary lithologies. SPE 26791. Aberdeen, Scotland. 1993.

HOLZINGER, A. Usability engineering methods for software developers. Communications of the ACM J. 48(1) (2005), 71–74.

KIRSCH, G. Die Theorie der Elasticitaet und die Befurfnisse der Fes-tigkeitslehre (1898).

KOZA, J. Genetic programming: on the programming of computers by means of natural selection. The Massachusetts Institute of Technology Press. USA. 1992.

MASTIN, L. Effect of borehole deviation on breakout orientations. Journal of Geophysical Research 93, 9187-9195 (1988).

PEŠKA, P. Y ZOBACK, M. Compressive and tensile failure of inclined well bores and determination of in situ stress and rock strength. Journal of Geophysical Research.100(B7) p. 12791-12811,1995

PLUMB, R. and COX, J. Stress directions in eastern North America determined to 4.5 km from borehole elongation measurements. Journal of Geophysical Research. 92(B6). p. 4805-4816, 1987.

REINECKER, J., TINGAY, M. Y MÜLLER B. Borehole breakout analysis from four-arm caliper logs. Guidelines: Four-arm Caliper Logs. World Stress Map Project. 2003. p. 1-5

SPERNER, B et. al. Tectonic Stress in the Earth's Crust: Advances in the World Stress Map Project. Nieuwland D. (ed.): New Insights into Structural Interpretation and Modelling, Geol. Soc. Lond. Spec. Publ., 212, p.101-116.

STEWART, J. Calculus. Early Transcendentals. Sixth Edition. Belmont, USA: Thomson Brooks/Cole, 2008, p.288

TINGAY, M., REINECKER, J.Y MÜLLER B. Borehole breakout analysis from four-arm caliper logs. Guidelines: Four-arm Caliper Logs. World Stress Map Project. 2008. p. 1-5

VELILLA URIBE J: Análisis de los efectos que producen la desviación del pozo y el buzamiento de las capas en la ventana del lodo, una aplicación en un campo colombiano. Bucaramanga. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos).UIS

ZOBACK, M. Reservoir Geomechanics. Paperback edition. USA: Cambridge University Press.2010.

ZOBACK, M., et. al. Determination of stress orientation and magnitude in deep wells. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences 40 (2003) 1049-1076

ZOBACK, M. MOOS D. MASTIN, L. Y ANDERSON, R. Well bore *breakouts* and in situ stress. Journal of Geophysical Research 90 (B7), 5523-5530. 1985.

ZOBACK, M., First- and second-order patterns of stress in the lithosphere: The World Stress Map Project, Journal of Geophysical Research. 97(B8), p.11703-11728, 1992

ANEXOS

ANEXO A. Diagrama de flujo metodología determinación de la orientación de esfuerzos

