

ANÁLISIS DE FRACTURAS NATURALES Y SU RELACIÓN CON LA
PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS PARA EL DISEÑO DE POZOS EN EL
CAMPO PIEDEMONTE

LAURA NATALIA GÓMEZ AMAYA
JAVIER FELIPE LOZANO GÓMEZ

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2019

ANÁLISIS DE FRACTURAS NATURALES Y SU RELACIÓN CON LA
PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS PARA EL DISEÑO DE POZOS EN EL
CAMPO PIEDEMONTE

LAURA NATALIA GÓMEZ AMAYA
JAVIER FELIPE LOZANO GÓMEZ

Proyecto integral de grado para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
MIGUEL ÁNGEL RODRÍGUEZ REYES
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2019

Nota de Aceptación (Subdirector Operativo de Investigaciones)

Firma Docente Investigador

Firma Docente Jurado 1

Firma Docente Jurado 2

Bogotá D.C., Febrero 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director General de Investigaciones y Proyección Social

Dr. MANUEL CANCELADO JIMÉNEZ

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI (E)

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

A mis padres, Gladys y Juan Manuel, lo han dado todo por mi hermana y por mí.

Los amo.

Laura Natalia Gómez Amaya

DEDICATORIA

Agradezco a Dios por hacer posible tantas cosas en mi vida y por bendecirme en cada momento. Quiero dedicar todo este trabajo a Él y a toda mi familia.

A mi papá, Javier Lozano, por hacer posible mi sueño y su gran esfuerzo por sacar a todos sus hijos adelante. Por su apoyo incondicional y todas las enseñanzas que me deja y me dejará.

A mi mamá, Adriana Gómez, por su apoyo incondicional y toda su paciencia por tener a su hijo lejos de casa. Gracias por estar siempre ahí, dándome consejos, ayudándome en todo momento y por enseñarme muchas cosas.

A mis hermanos María Paula y Julián Andrés para que luchen por sus sueños, que desde este momento ya empezaron a construir su futuro. No importa el tiempo que tomen, lo importante es que logren realizar todo lo que se proponen y se den cuenta de que si se puede. Tomen sus decisiones pensando siempre en su felicidad. Muchas gracias por todo su apoyo a largo de todo este tiempo.

A mis hermanos Sara Sofía y Emmanuel, que sepan que los llevo siempre en mi corazón, en mis pensamientos y en mis oraciones.

A mi bisabuela Elvia, abuelas Omaira y Evelia, abuelos Hermelindo y Antonio. A mis tías, tíos, primas y primos que estuvieron siempre apoyándome y compartiendo conmigo momentos inolvidables. A Lina, Jorge, Johan, Rossember y Duván. Sé que fueron muchas ocasiones lejos de ellos.

Especialmente quiero dedicar también, a Andrea Camila Rojas que a lo largo de toda la carrera ha estado ahí apoyándome incondicionalmente en todo momento. Muchas gracias por todo y por ser esa mujer que me alegra los días. A toda su familia, muchas gracias por su apoyo y esos momentos de risas.

Javier Felipe Lozano Gómez

AGRADECIMIENTOS

Principalmente damos gracias a Dios por darnos paciencia y sabiduría en cada paso que tomamos.

A Equión Energía Limited por brindarnos la oportunidad, a los ingenieros César Fabián López, Alveiro Barros y el equipo de trabajo por su compromiso, su tiempo, sus recomendaciones, consejos y conocimientos.

A nuestro director Miguel Ángel Rodríguez por ayudarnos en las revisiones del proyecto, por sus sugerencias y su tiempo.

Al doctor Franklin Gerardo Yoris por su conocimiento, su tiempo y dedicación en el marco geológico.

Al semillero de investigación y a Eliana Mesa por su colaboración y guía a lo largo del proceso del proyecto de grado.

A los ingenieros de petróleos Andrés Suarez y Alberto Ríos por sus recomendaciones y consejos en las presentaciones.

A la Fundación Universidad de América por sus docentes que dejan grandes enseñanzas, no sólo en lo académico sino en la vida diaria como personas.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	21
OBJETIVOS	22
1. MARCO GEOLÓGICO	23
1.1 GEOLOGÍA REGIONAL	23
1.1.1 Estratigrafía regional.	25
1.1.1.1 Formación UNE (K2).	27
1.1.1.2 Formación Gachetá (K1).	27
1.1.1.3 Formación Guadalupe.	27
1.1.1.4 Formación Barco.	28
1.1.1.5 Formación Los Cuervos.	28
1.1.1.6 Formación Mirador.	28
1.1.1.7 Formación Carbonera.	29
1.1.1.8 Formación León.	30
1.1.1.9 Formación Guayabo (Caja).	31
1.1.1.10 Formación Farallones (Necesidad).	31
1.1.2 Geología estructural regional.	31
1.1.3 Geología del petróleo.	33
1.2 GEOLOGÍA LOCAL	34
1.2.1 Estratigrafía local.	36
1.2.2 Geología estructural local.	37
1.2.3 Geología del petróleo.	38
2. MARCO TEÓRICO	39
2.1 YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO	39
2.1.1 Clasificación de los yacimientos fracturados.	39
2.2 FRACTURAS NATURALES	40
2.2.1 Clasificación de fracturas naturales.	41
2.2.2 Parámetros básicos de las fracturas.	44
2.2.2.1 Parámetros de una fractura individual.	44
2.2.2.2 Parámetros multi – fractura.	46
2.2.3 Detección de fracturas con registros de imagen.	48
2.2.4 Fracturas de compresión (<i>breakouts</i>).	51
2.2.5 Fracturas de tensión inducidas durante la perforación (Tensile Fractures).	51
2.2.6 Representación gráfica de los planos de una fractura.	52
2.2.6.1 Diagrama de roseta.	53
2.3 FRACTURAS EN ESTADO CRÍTICO DE ESFUERZOS (<i>Critically – Stressed Faults</i>)	54

2.4	ESFUERZO	55
2.4.1	Regímenes de esfuerzo y clasificación de Anderson.	56
2.4.2	Medición de esfuerzos.	58
2.5	ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN	59
2.5.1	Análisis de curvas de declinación en yacimientos naturalmente fracturados.	61
2.6	PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN (PRESSURE BUILD UP – PBU)	62
2.6.1	Prueba de aumento de presión (PBU) en yacimientos naturalmente fracturados.	64
2.7	DISEÑO DE PERFORACIÓN DE POZOS	65
2.7.1	Tipos de trayectoria.	65
2.7.2	Perforación direccional.	66
2.7.2.1	Terminología.	66
2.7.2.2	Tipos de pozos direccionales.	66
2.8	COMPLETAMIENTO DE POZOS	68
2.8.1	Tipos de completamiento.	69
2.8.1.1	Formas de comunicación de la formación con la superficie.	69
3.	MAPAS DE DENSIDAD Y ORIENTACIÓN DE FRACTURAS NATURALES DE PIEDEMONTE	72
3.1	DENSIDAD Y ORIENTACIÓN DE FRACTURAS EN <i>LAYER 1</i>	73
3.2	DENSIDAD Y ORIENTACIÓN DE FRACTURAS EN <i>LAYER 2</i>	76
3.3	DENSIDAD Y ORIENTACIÓN DE FRACTURAS EN <i>LAYER 3</i>	79
3.4	DENSIDAD Y ORIENTACIÓN DE FRACTURAS EN <i>LAYER 4</i>	82
3.5	DENSIDAD Y ORIENTACIÓN DE FRACTURAS EN <i>LAYER 5</i>	84
3.6	RESULTADOS GENERALES DEL ANÁLISIS	86
4.	EFFECTO DE LAS FRACTURAS NATURALES EN LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS EN EL PIEDEMONTE LLANERO	88
4.1	COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE POZOS CON CONDICIONES FIJAS DE YACIMIENTO	88
4.1.1	Completamiento y trayectoria del Pozo 41 y del Pozo 42.	89
4.1.2	Curvas de declinación del Pozo 41 y del Pozo 42.	91
4.1.3	Análisis de PBUs para el Pozo 41 y el Pozo 42.	95
4.2	COMPARACIÓN DE IOR (<i>INITIAL OIL RATE</i>) Y DE IGI (<i>INITIAL GAS INJECTION</i>) DE POZOS A HUECO ABIERTO Y CON HUECO ENTUBADO	97
4.3	COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PRE Y POST – <i>SIDETRACK</i> DE POZO 35	101
4.4	RESULTADOS GENERALES DEL ANÁLISIS	105
5.	ZONAS POTENCIALES PARA LA LOCALIZACIÓN DE POZOS FUTUROS EN EL PIEDEMONTE LLANERO	107
5.1	ZONAS POTENCIALES PARA <i>LAYER 1</i>	107

5.2	ZONAS POTENCIALES PARA <i>LAYER 2</i>	108
5.3	ZONAS POTENCIALES PARA <i>LAYER 3</i>	110
5.4	ZONAS POTENCIALES PARA <i>LAYER 4</i>	112
5.5	ZONAS POTENCIALES PARA <i>LAYER 5</i>	113
6.	RECOMENDACIÓN DE TRAYECTORIA Y COMPLETAMIENTO PARA EL DISEÑO DE POZOS EN PIEDEMONTE	116
6.1	ANÁLISIS DE LOS POZOS CON MAYOR PRODUCCIÓN	116
6.2	ANÁLISIS DE LOS POZOS CON MENOR PRODUCCIÓN	117
6.3	RECOMENDACIÓN DE TRAYECTORIA PARA LOS POZOS DE PIEDEMONTE	118
6.4	RECOMENDACIÓN DE COMPLETAMIENTO PARA LOS POZOS DE PIEDEMONTE	119
7.	CONCLUSIONES	121
8.	RECOMENDACIONES	122
	BIBLIOGRAFÍA	124

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapas de localización de la Cuenca de los Llanos Orientales.	24
Figura 2. Columna Estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales.	26
Figura 3. Corte Transversal de la cuenca de los Llanos Orientales en el Campo Cusiana.	32
Figura 4. Cuadro de eventos del sistema petrolero de la cuenca Llanos Orientales.	34
Figura 5. Mapa de la localización del Piedemonte Llanero.	35
Figura 6. Columna estratigráfica del Piedemonte Llanero.	36
Figura 7. Sección transversal sobre la zona triangular de cabalgamiento del Piedemonte Llanero.	37
Figura 8. Sistema de clasificación de los yacimientos naturalmente fracturados.	40
Figura 9. Posibles planos de fractura generados en pruebas de laboratorio de compresión. A: Fracturas de extensión. B y C: Fracturas de cizalla.	43
Figura 10. Esquema desplegado.	46
Figura 11. Ejemplo de registros de imagen de marcas registradas.	48
Figura 12. Representación de intersección de fractura y pozo. A. Fractura vertical. b. Comportamiento espejo. C. Fractura con ángulo de buzamiento moderado. d. Fractura con ángulo de buzamiento inclinado.	49
Figura 13. Ilustración de la dirección de fracturas de tensión y compresión en un pozo vertical.	51
Figura 14. a. Registro de imagen que evidencia <i>breakouts</i> y fracturas de tensión inducidas por perforación. b. Sección transversal de un pozo con <i>breakouts</i> a partir de registros de imagen.	52
Figura 15. Elementos de una fractura.	53
Figura 16. Rumbo de fracturas proyectadas en un diagrama de roseta (ejemplo).	54
Figura 17. Esquema de clasificación de Anderson	57
Figura 18. Tipos de Curvaturas de Curvas de Declinación.	61
Figura 19. Comportamiento Ideal de <i>Pressure Build Up</i> .	63
Figura 20. Tipos de Pozos Direccionales más Comunes.	67
Figura 21. Representación Esquemática de la Perforación Horizontal.	67
Figura 22. Representación Esquemática de la Perforación Multilateral.	68
Figura 23. Clasificación TAML: Completamiento de Pozos Multilaterales.	70
Figura 24. Mapa de densidad de fracturas – orientación de fracturas naturales y esfuerzo máximo <i>Layer 1</i> .	74
Figura 25. Mapa de densidad de fracturas – orientación de fracturas naturales y esfuerzo máximo <i>Layer 2</i> .	78
Figura 26. Mapa de densidad de fracturas – orientación de fracturas naturales y esfuerzo máximo <i>Layer 3</i> .	80

Figura 27. Mapa de densidad de fracturas – orientación de fracturas naturales y esfuerzo máximo <i>Layer 4</i> .	83
Figura 28. Mapa de densidad de fracturas – orientación de fracturas naturales y esfuerzo máximo <i>Layer 5</i> .	85
Figura 29. Orientación de fracturas Pozo 42.	90
Figura 30. Mapa de densidad de fracturas – zona potencial <i>Layer 1</i> .	108
Figura 31. Mapa de densidad de fracturas – zona potencial <i>Layer 2</i> .	109
Figura 32. Mapa de densidad de fracturas – zona potencial <i>Layer 3</i> .	111
Figura 33. Mapa de densidad de fracturas – zona potencial <i>Layer 4</i> .	113
Figura 34. Mapa de densidad de fracturas – zona potencial <i>Layer 5</i> .	115
Figura 35. Esquema ilustrativo de completamiento para pozos en Piedemonte.	120

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Algunas publicaciones de apertura de fracturas naturales.	44
Tabla 2. Apertura de fracturas experimental a 1000 pies. (Profundidad simulada).	45
Tabla 3. Magnitudes relativas de esfuerzos y regímenes de fallamiento.	57
Tabla 4. Ecuaciones de tasas de producción para cada caso de curvatura.	61
Tabla 5. Número de fracturas de cada formación en cada pozo.	73
Tabla 6. Inclinación y azimuth promedio de los pozos en <i>Layer 1</i> .	76
Tabla 7. Orientación de fracturas en <i>Layer 2</i> .	77
Tabla 8. Inclinación y azimuth promedio de los pozos en <i>Layer 2</i> .	79
Tabla 9. Inclinación y azimuth promedio de los pozos en <i>Layer 3</i> .	82
Tabla 10. Inclinación y azimuth promedio de los pozos en <i>Layer 4</i> .	84
Tabla 11. Inclinación y azimuth promedio de los pozos en <i>Layer 5</i> .	86
Tabla 12. Resultados PBUs Pozo 41.	96
Tabla 13. Resultados PBUs Pozo 42.	96
Tabla 14. Comparación de características de geometría de pozo y producción.	97
Tabla 15. Comparación entre IOR, tipo de completamiento, inclinación promedio, azimuth promedio y número de fracturas para pozos productores de petróleo.	99
Tabla 16. Comparación entre IGI, tipo de completamiento, inclinación promedio, azimuth promedio y número de fracturas para pozos inyectoros de gas.	101
Tabla 17. Resumen pruebas PBU realizadas al pozo 35 antes del <i>sidetrack</i> .	102
Tabla 18. Resumen pruebas PBU realizadas al Pozo 35 después del <i>sidetrack</i> .	103
Tabla 19. Presión estática del Pozo 35.	103
Tabla 20. Pozos con mayor producción y sus variables.	117
Tabla 21. Pozos con menor producción y sus variables.	118

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfico 1. Número de fracturas por formación.	87
Gráfico 2. Vista de planta de la trayectoria Pozo 41.	89
Gráfico 3. Vista de planta de la trayectoria Pozo 42.	90
Gráfico 4. Comportamiento de producción Pozo 41.	91
Gráfico 5. Curva de declinación de aceite Pozo 41.	92
Gráfico 6. Comportamiento de producción Pozo 42.	93
Gráfico 7. Curva de declinación de aceite Pozo 42.	94
Gráfico 8. Curvas de declinación de aceite Pozo 41 y Pozo 42.	95
Gráfico 9. Datos de producción inicial para cada pozo con información.	100
Gráfico 10. Curva de declinación de aceite Pozo 35.	104
Gráfico 11. Comportamiento de producción Pozo 35 pre y post <i>sidetrack</i> .	105

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Frecuencia de un sistema de fracturas.	46
Ecuación 2. Intensidad de Fracturas.	47
Ecuación 3. Ángulo de buzamiento.	50
Ecuación 4. Relación Empírica de Arps.	60
Ecuación 5. Tasa de Declinación Nominal o Instantánea.	60

LISTA DE ABREVIATURAS

AAPG	<i>American Association of Petroleum Geologists.</i> (Asociación Americana de Geólogos del Petróleo)
API	<i>American Petroleum Institute.</i> (Instituto Americano de Petróleo)
Bbls	Barriles.
BHA	<i>Bottom Hole Assembly.</i> (Ensamblaje de Fondo de Pozo)
Bopd	Barriles de Petróleo por Día.
BS&W	<i>Basic Sediment and Water.</i> (Sedimento Básico y Agua)
Bwpd	Barriles de Petróleo por Día.
CBM	<i>Coal Bed Methane.</i> (Metano en Mantos de Carbón)
CT	<i>Coiled Tubing.</i> (Tubería Flexible)
DCA	<i>Decline Curve Analysis.</i> (Análisis de Curvas de Declinación)
DST	<i>Drill Stem Test.</i> (Prueba de Formación Efectuada a través de la Columna de Perforación)
IGI	<i>Initial Gas Injection.</i> (Inyección Inicial de Gas)
IOR	<i>Initial Oil Rate.</i> (Tasa Inicial de Petróleo)
Ma	Millones de años o Mega años.
MBOE	<i>Million Barrels Oil Equivalent.</i> (Barriles de Petróleo Equivalente de Reservas)
Mmpcd	Millones de Pies Cúbicos por Día.
Mpc	Miles de Pies Cúbicos.
PBU	<i>Pressure Build Up.</i> (Prueba de Restauración de Presión)
PLT	<i>Production Logging Tool.</i> (Herramienta de Registro de Producción)
Psi	<i>Pounds per Square Inch.</i> (Libra por Pulgada Cuadrada)
Qg	Caudal de Gas.
Qo	Caudal de Petróleo.
Qw	Caudal de Agua.
RGP	Relación Gas Petróleo.
S_{Hmax}	Esfuerzo Horizontal Máximo.
S_{Hmin}	Esfuerzo Horizontal Mínimo.
UBI™	<i>Ultrasonic Borehole Imager.</i>
WHP	<i>Wellhead Pressure.</i> (Presión en Cabeza de Pozo)
YNF	Yacimiento Naturalmente Fracturado.

GLOSARIO

AZIMUTH: ángulo que forma el plano vertical que contiene una dirección dada con el meridiano local, contado en el plano del horizonte en sentido de las agujas del reloj. *

BACK-ARC: cuenca sedimentaria relacionada con la subducción, situada entre un arco de islas y el continente. Está formada por corteza oceánica y puede acumular una potente secuencia sedimentaria. *

BUZAMIENTO: o *dip azimuth*, es el ángulo que forma la línea de máxima pendiente de una superficie (estrato, capa, filón o falla) con su proyección sobre el plano horizontal. *

CONIFICACIÓN: es el cambio producido en los perfiles de los contactos agua/petróleo o gas/petróleo como resultado de las caídas de presión durante la producción. **

CORAZÓN: más conocido como núcleo, es una muestra cilíndrica de roca que se recolecta de un pozo en una determinada formación. **

CUENCA DE ANTEPAÍS: o *foreland basin*, es una cuenca sedimentaria subsidente, situada entre el frente de una cordillera de plegamiento y el cratón adyacente. *

FACIE: conjunto de características de las rocas de una unidad geológica, que reflejan las condiciones en las que se formaron. *

FILONIANO: que se encuentra en el relleno mineral de una fractura. *

FISIL: propiedad que tienen muchas rocas foliadas de dividirse en lascas. *

FORMACIÓN: unidad litoestratigráfica fundamental establecida en la guía estratigráfica internacional. *

LIXIVIACIÓN: empobrecimiento de materiales solubles constituyentes de la parte superior del suelo por percolación de aguas descendentes. *

PROGRADACIÓN: crecimiento gradual de un cuerpo sedimentario, en sentido frontal, hacia el interior de la cuenca. *

PROSPECTO: área de exploración en la que se predijo la presencia de hidrocarburos en cantidades económicas. **

REGRESIÓN: retirada de las aguas marinas de un territorio anteriormente cubierto por ellas. Se corresponde con un aumento de la superficie de tierras emergidas y puede originarse como consecuencia de un movimiento ascendente de la corteza terrestre o de un descenso del nivel del mar. *

SEDIMENTO: producto natural, en forma de roca no consolidada, que resulta de la precipitación química o de la acumulación, bien sea mediante arrastre o gravitativa, de partículas procedentes de la descomposición de otras rocas, independientemente de cuál sea el tamaño de aquellas. *

SIDETRACK: es un pozo secundario perforado del original. **

SUBSIDENCIA: hundimiento progresivo del fondo de una cuenca sedimentaria. *

SURVEY: conjunto de datos medidos y registrados con referencia a una zona determinada de la superficie terrestre. **

TRANSDUCTOR: es un dispositivo que transforma la energía eléctrica en sonido, o viceversa. **

TRANSGRESIÓN: invasión de las aguas, por lo general marinas, producida en un territorio hasta ese momento emergido. *

ZONA TRIANGULAR: unidad tectónica en forma de prisma, limitada por un cabalgamiento y un retrocabalgamiento cuyas superficies se intersectan en profundidad. *

* Glosario de geología de la real academia de ciencias exactas, físicas y naturales.

** *Schlumberger Oilfield Glossary.*

RESUMEN

El presente trabajo recomienda una trayectoria y un completamiento estándar para el diseño de pozos futuros en el Piedemonte Llanero, buscando que estas variables sean lo más favorables posible para la producción de hidrocarburos. Dicha recomendación se da a partir del análisis del efecto que tienen las fracturas naturales en el comportamiento de producción de los pozos existentes.

Este análisis integra la información de densidad de fracturas naturales provista por los registros de imagen tomados en cada pozo para generar mapas de densidad y orientación de fracturas a través de un análisis geoestadístico, para posteriormente relacionar tales datos con la inclinación y el *azimuth* de los pozos en cada formación atravesada.

Debido a las heterogeneidades propias del yacimiento y a la gran cantidad de variables que afectan la producción de los pozos, se toman dos pozos con condiciones fijas de yacimiento para realizar una comparación de producción a partir del análisis de curvas de declinación y presiones de pruebas PBU y verificar su comportamiento como Yacimiento Naturalmente Fracturado (YNF). A su vez se comparan las tasas iniciales de producción de todos los pozos con información disponible y se estudia el Pozo 35 y su comportamiento de producción antes y después de su *sidetrack*.

A partir de la integración de la información y los resultados obtenidos, se definen las zonas potenciales para la perforación de los pozos futuros tomando como base criterios de caudales de producción y densidad de fracturas naturales, y se define el mejor tipo de trayectoria y completamiento para los pozos nuevos.

Palabras clave:

- Fractura natural
- Yacimiento Naturalmente Fracturado
- Densidad de fracturas
- Análisis de curvas de declinación
- Trayectoria
- Completamiento

INTRODUCCIÓN

Un yacimiento naturalmente fracturado atribuye su producción a la presencia de fisuras, las cuales se alimentan de la matriz y multiplican la productividad. Este tipo de yacimientos ha mostrado un gran desempeño en producción en otros lugares del mundo debido a la estrategia de explotación que ha sido implementada con pozos que contacten fracturas naturales, de modo que se genere una comunicación óptima entre el pozo y las redes de fracturas que actúan como autopistas para el transporte de hidrocarburos desde lo más profundo del yacimiento.

El campo de estudio ha sido catalogado como un yacimiento naturalmente fracturado y requiere de la aplicación de estrategias particulares de perforación y completamiento para una mejor explotación, sin embargo, a hoy, aún se ejecutan varias prácticas típicas de un yacimiento matricial, como perforación vertical y completamiento de pozos con revestimiento cementado.

El entendimiento estructural actual del campo propone una compartimentalización vertical de los yacimientos y refiere seis capas principales que pone retos adicionales para el diseño de pozos a nivel técnico y económico. Tras la realización de un análisis geoestadístico a partir de información de registros de imagen, se analiza el número de fracturas interpretadas y *breakouts*, que permiten construir diagramas de roseta de fracturas naturales y esfuerzo horizontal máximo. Con esto se define la ubicación, orientación y densidad de fracturas naturales en el campo y se lleva a cabo un análisis de curvas de declinación en determinados pozos, cuyo comportamiento está influenciado por diferentes variables.

Además de comparaciones de producción entre pozos, se asocian las variables de trayectoria, completamiento y densidad de fracturas naturales para definir las zonas prospectivas para la ubicación de pozos futuros y se definen recomendaciones de trayectoria y completamiento para éstos.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Analizar las fracturas naturales y su relación con la producción de hidrocarburos para el diseño de pozos en el campo Piedemonte.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las características geológicas del campo Piedemonte.
2. Construir los mapas de densidad y orientación de fracturas a partir de registros de imagen para el campo Piedemonte.
3. Interpretar el efecto de las fracturas naturales en la producción de los pozos del Piedemonte llanero.
4. Identificar las zonas potenciales para la localización de pozos futuros en Piedemonte.
5. Recomendar la trayectoria y completamiento para el diseño de pozos en Piedemonte.

1. MARCO GEOLÓGICO

En este capítulo se describirá la geología regional y local del área de estudio. Para ello, es necesario describir en primera instancia, la geología de la Cuenca de los Llanos Orientales, dentro de la cual se encuentra ubicado el área de estudio, el Piedemonte Llanero.

1.1 GEOLOGÍA REGIONAL

La principal cuenca productora de Colombia es la Cuenca de los Llanos Orientales, la cual produce un 68,9% del hidrocarburo (petróleo y gas) total del país. Cuenta con un área de 225.603 km² y cubre los departamentos de Arauca, Casanare, Meta, Vichada y Cesar.¹

En esta cuenca se ubican los 3 campos más grandes de Colombia, estos son: Rubiales, Castilla y Quifa. Además, cuenta con una participación cercana al 69,7% de la producción nacional de gas natural. Donde los principales campos productores son Cupiagua, Pauto Sur, Cusiana y Cusiana Norte.²

La Cuenca de los Llanos Orientales se ubica al este de Colombia como lo muestra la **Figura 1A**, donde se limita la cuenca con una línea de color verde claro y se sombrea toda el área que esta posee. Se puede apreciar en esta figura que el país está ubicado en el continente americano, específicamente al norte de Sur América. También, se mencionan las placas que interactúan alrededor de Colombia (Placa Nazca y Placa Caribe).

En la **Figura 1B** se incluyó una recta que permite observar la ubicación del corte transversal de la **Figura 3**. Por otro lado, el mapa muestra la ubicación de la ciudad de Bogotá para tener una mejor referencia de la ubicación de la cuenca.

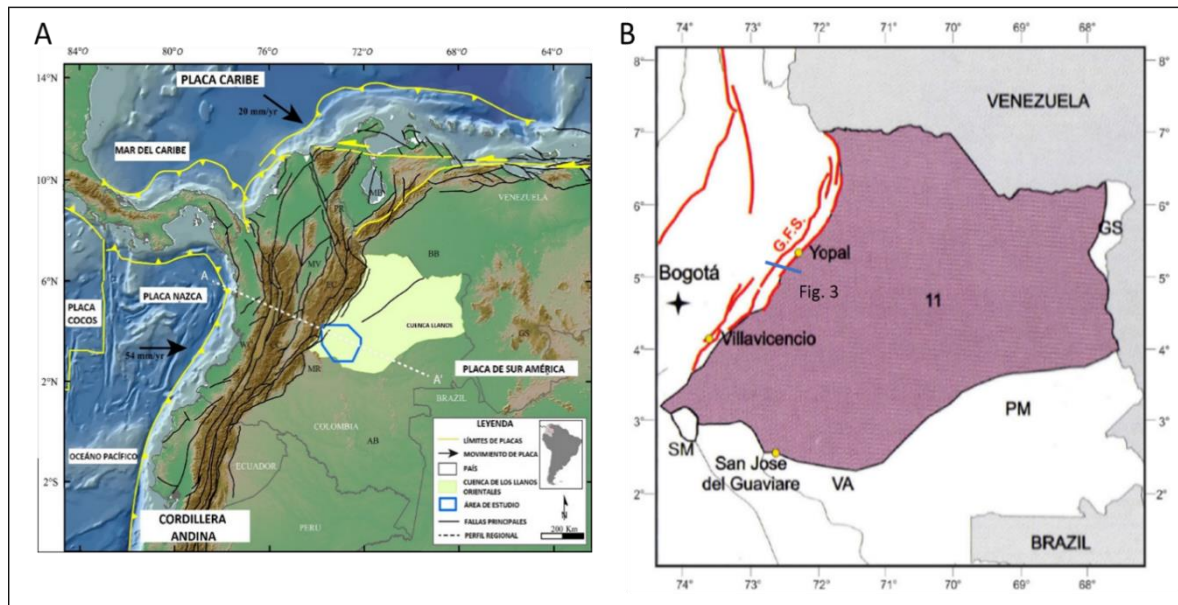
La **Figura 1B** muestra con más detalle los extremos de la cuenca de los Llanos Orientales incluyendo las coordenadas. Se tiene como límite al norte la frontera política con Venezuela, al este con el escudo de Guayana (GS), al sur con la Serranía de La Macarena (SM), el Arco de Vaupés (VA), rocas metamórficas del precámbrico sin diferenciar (PM) y al oeste con el Sistema de Fallas del Guaicaramo (G.F.S.).³

¹ MALAGÓN, Jonathan. La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia.

² Ibid. p. 17

³ LOZANO, Edison y ZAMORA, Nadezhda. ANEXO I COMPILACIÓN DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES. [0]: Bogotá: 2014.

Figura 1. Mapas de localización de la Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: A. Escalona, Alejandro and Moreno, María Catalina. Precambrian-Pleistocene tectono-stratigraphic evolution of the southern Llanos basin, Colombia. En: AAPG Bulletin. August,. Vol 99, no. 8, p. 1473-1501. B. Geology and hydrocarbon potential Llanos Basin. *Modificadas por los autores.*

A lo largo del tiempo y con ayuda de pozos perforados en la zona, se ha recopilado gran parte de la información geológica que ha sido usada para dar claridad a la estratigrafía, geología estructural y también a la geología del petróleo de la cuenca de los Llanos Orientales⁴. Sarmiento (2011) describe a grosso modo la historia geológica de Colombia, entre la información a resaltar se encuentra que:

- A inicios de los 70 hubo adquisición sísmica de alrededor de 50 *surveys*.
- A mediados de los 80, aproximadamente 10000 kilómetros de sísmica 2D fue adquirida por año.
- En la década de los 80 se perforaron 172 pozos exploratorios.
- En 1983 se descubrió el campo Caño Limón con 1001 millones de barriles de petróleo equivalente de reservas (MBOE por sus siglas en inglés).
- Entre 1990 y 1997 se adquirieron aproximadamente 12000 kilómetros de sísmica 2D.
- En 1992 se descubrió Cusiana con 2258 MBOE, Cupiagua en 1993 con 750 MBOE, Volcanera también en 1993 con 1083 MBOE, Pauto Sur B-1 en 1995 con 767 MBOE y Floreña en 1995 con 817 MBOE de reservas.

⁴ SARMIENTO, Luis Fernando. Petroleum Geology of Colombia Llanos Basin. Medellín: Fondo Editorial Universidad EAFIT, 2011.

- En el año 2011 se programaron un total de 140 pozos exploratorios en la cuenca de los Llanos Orientales y en Colombia se adquirió 5979 kilómetros cuadrados de sísmica 3D de los cuales la mayor parte pertenece a la cuenca.
- Debido a un mejor entendimiento de las estructuras y de la sísmica 3D hay un alto éxito. Sin embargo, las nuevas exploraciones han arrojado campos con tamaños que tienden a ser muy pequeños, entre 3 y 5 MBOE de reservas.

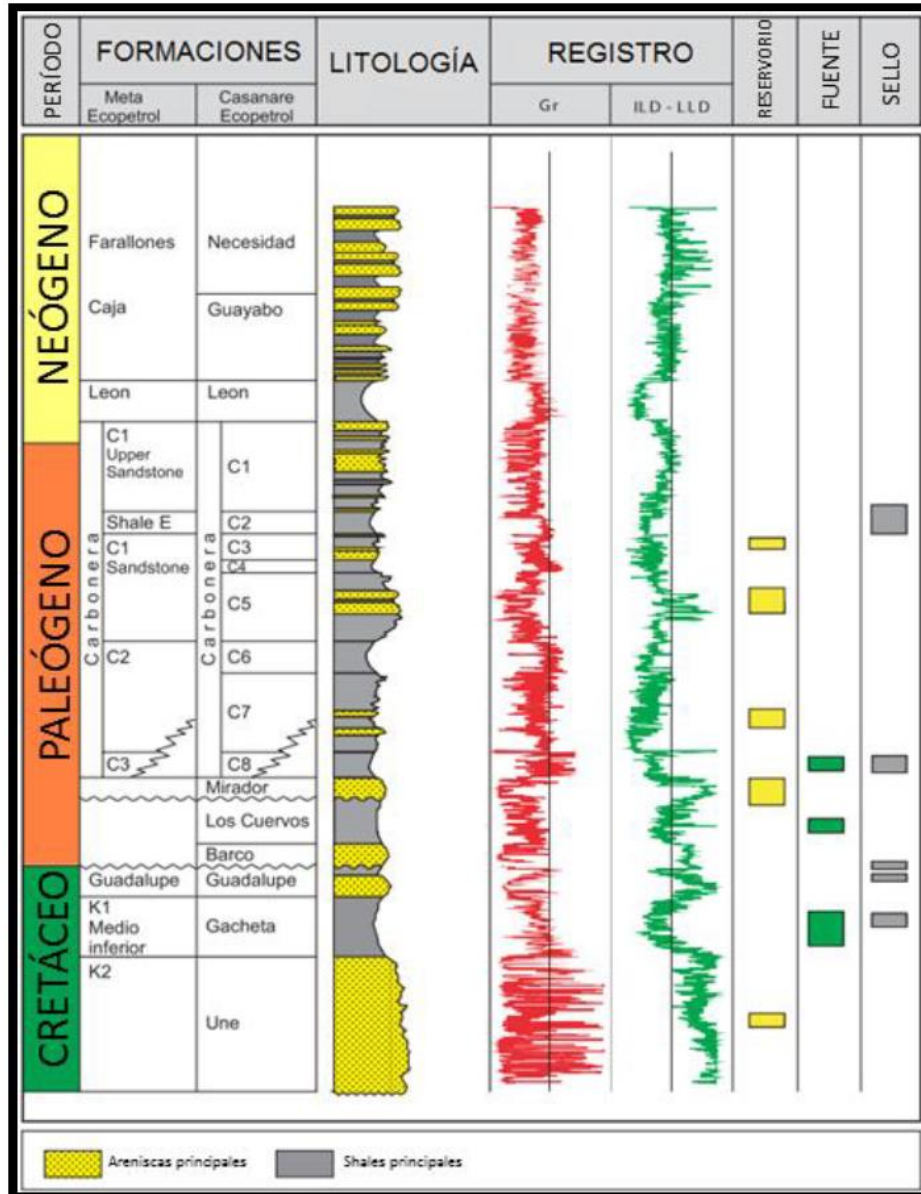
Como se pudo apreciar, la cuenca de los Llanos Orientales es una de las cuencas con mayor prospectividad e investigación a lo largo de la historia petrolera en Colombia, de aquí la importancia de expandir el conocimiento de la cuenca y de llevar a cabo el proyecto de investigación.

Es necesario aclarar que, en el proyecto de investigación, sólo se mencionará la información histórica de la cuenca y no se recopilará información detallada de toda la sísmica que se ha realizado, debido a que no es el propósito. De igual manera, se mencionarán los pozos que han tenido importancia para el proyecto.

1.1.1 Estratigrafía regional. La estratigrafía regional se representa en la **Figura 2**. Se muestran el período, los nombres de las formaciones (se puede observar que para las regiones del Meta y del Casanare hay algunas diferencias), el tipo de litología de cada formación, si corresponde a roca reservorio, roca fuente o roca sello. De aquí se va a basar la descripción de cada formación de la cuenca de los Llanos Orientales que se va a hacer en el orden de depositación, es decir, de base a tope.

Debido a que la cuenca de los Llanos Orientales es muy extensa, esta presenta cambios geológicos representativos. Uno de estos que se contempla en la **Figura 2** es que en la zona del Meta no se conoce si hay formaciones equivalentes a las formaciones Barco, Los Cuervos y Mirador. En cuanto a la Formación Carbonera la **Figura 2** muestra las equivalencias de las formaciones para las dos regiones. Además, se notan algunos cambios en los nombres de las formaciones, pero hacen referencia a la misma formación.

Figura 2. Columna Estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: BONILLA GÓMEZ, Diego Alejandro y PÉREZ CORREDOR, Fabián Eduardo. Evaluación de la Relación de Fracturas en Estado Crítico de Esfuerzos con las Pérdidas de Circulación en un Pozo de ECOPETROL S.A. [0]:2017.

A continuación, se describen las formaciones de la cuenca de los Llanos Orientales. Las secuencias depositacionales propuestas por Cooper *et al.*⁵ con K hacen referencia a secuencias Cretácicas (K50, K60, K70 y K80) y las secuencias con T

⁵ COOPER, M. A., *et al.* Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and middle Magdalena Valley, Colombia. En: AAPG BULLETIN. Oct 1, vol. 79, no. 10, p. 1421-1143

hacen referencia a secuencias Terciarias (T20, T30, T40, T50, T60, T70, T80 y T90).

1.1.1.1 Formación UNE (K2). También conocida como la secuencia depositacional K50, corresponde a una serie de areniscas cretácicas de características basales, de ambiente marino poco profundo a costero las cuales progresivamente se traslapan hacia el este sobre el escudo de Guayana. Es considerada una roca almacenadora de hidrocarburos.⁶

Hace parte del sistema Cretácico (**Figura 2**). Su depositación se inició en tiempo Cenomaniano entre 98 a 91 mega años (Ma) durante una transgresión regional que cubrió las rocas Paleozoicas expuestas y dio como resultado la parte inicial de la megasecuencia de back-arc.⁷

1.1.1.2 Formación Gachetá (K1). También es conocida como la Formación Chipaque o secuencia depositacional K60. Debido al aumento del nivel eustático del mar (es decir, aumento global del nivel del mar) y condiciones aproximadamente anóxicas, esta formación es la principal roca fuente de la cuenca de los Llanos y actúa como un sello para las acumulaciones de hidrocarburo de la Formación Une. Su espesor en la citada cuenca tiene una variación de 200 a 600 metros.⁸

Es una sucesión de lodolitas marinas, *cherts* y fosfatos que fueron el resultado de la depositación entre el Turoniano y el Coniaciano temprano (91-88 Ma). Esta formación ha sido alcanzada por el pozo Medina 1, perforado en el Piedemonte Llanero y según estudios realizados al este de la cuenca de los Llanos, indican que definitivamente está presente en toda el área del Piedemonte.⁹

1.1.1.3 Formación Guadalupe. También se habla del Grupo Guadalupe, ya que hacen parte de este las secuencias depositacionales K70 y K80. K70 corresponde a las formaciones “Guadalupe inferior” y Guadalupe. K80 corresponde a la Formación “Guadalupe superior” y a la Formación Guaduas (cabe resaltar que la Formación Guaduas se encuentra en la Cordillera Oriental, y no forma parte del relleno de la cuenca de los Llanos Orientales).¹⁰

La Formación Gachetá terminó su depositación con una caída del nivel del mar que acabó con el ambiente anóxico y comenzó la depositación del Grupo Guadalupe

⁶ COOPER, M. A., *et al.* Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Colombia, *in* A. J. Tankard, R. Suárez S. and H. J. Welsink, Petroleum basins of South America. En: AAPG Memoir. 62, p. 659-665

⁷ *Ibid.* p. 661

⁸ SÁNCHEZ, N., *et al.* Petroleum System Modeling in the Eastern Cordillera of Colombia Using Geochemistry and Timing of Thrusting and Deformation. vol. 99, no. 8, p. 1537-1556

⁹ COOPER, M. A., *et al.* Op., Cit., p. 1429

¹⁰ *Ibid.* p. 1430

entre el Coniaciano y el Santoniano temprano. Representa dos grandes ciclos de la progradación costera al este, agradación y retrogradación.¹¹

La Formación Guadalupe (parte inferior) empezó en un área de sistemas de regresión forzada de arenas marinas poco profundas y la Formación Guadalupe (parte superior) con un área de sistemas transgresivos.¹²

1.1.1.4 Formación Barco. Corresponde a la secuencia T20 que no está presente en la parte del Meta de la cuenca de los Llanos (Figura 2) y la cual se sedimentó en el Paleoceno tardío (60-59 Ma) en respuesta a una transgresión. Se estableció en una superficie de discordancia importante y fue finalizando a medida que la transgresión se debilitaba y se establecía una posición relativamente elevada del nivel del mar.¹³

La influencia marina en esta formación fue grande, en especial en el Piedemonte Llanero en el Campo Cusiana, pero hay una transición ascendente relativamente abrupta hacia la llanura costera heterolítica y los depósitos de llanuras aluviales en la parte superior de la formación.¹⁴

1.1.1.5 Formación Los Cuervos. Hace parte de la secuencia T30, que debido a la regresión posterior a la transgresión del Paleoceno tardío (60-59) se estableció un sistema de llanura costera dominada por lodo. Estas lodolitas [*sic*] pueden tener algún potencial para ser roca fuente en el Piedemonte Llanero.¹⁵ Las facies fluviodeltaicas fangosas de la Formación Los Cuervos del Paleoceno Superior suprayacente constituyen normalmente el sello vertical de la Formación Barco.¹⁶

Como se logra observar en la **Figura 2**, esta formación no se presenta en el área del Meta, pero si en el área del Casanare de la cuenca de los Llanos Orientales.

1.1.1.6 Formación Mirador. Esta formación también hace parte de la secuencia T30, su sedimentación fue debido a una transgresión originada en la cuenca de antepaís al oeste y al norte, su depositación ocurrió en el Eoceno medio (hace aproximadamente 40 Ma). La transgresión también afectó a la parte media de la Formación Mirador. De igual manera que la Formación Los Cuervos, la Formación Mirador no está presente en la región del Meta, pero si en la del Casanare.¹⁷

¹¹ Ibid. p. 1430

¹² POSAMENTIER, H. W. *et al.* Forced regressions in a sequence stratigraphic framework: concepts, examples, and exploration significance: AAPG Bulletin, v. 76, p. 1687-1709, Citado por COOPER, M. A., *et al.* Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and middle Magdalena Valley, Colombia. En: AAPG BULLETIN. Oct 1, vol. 79, no. 10, p. 1421-1143

¹³ COOPER, M. A., *et al.* Memoir. 62. Op., Cit., p. 662

¹⁴ Ibid. p. 662

¹⁵ COOPER, M. A., *et al.* Op., Cit., p. 1433

¹⁶ Sánchez, N., *et al.* Op., Cit., p. 1542

¹⁷ INGRAIN INC, *et al.* Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Diciembre

Hasta la actualidad, las areniscas de esta formación constituyen el reservorio más importante de la cuenca, las cuales poseen buenas propiedades petrofísicas. Se trata de un conjunto de areniscas masivas con diferentes granulometrías, generalmente granodecrescentes de base a tope, compuestas por cuarzo, algunas veces feldespato, materia orgánica leñosa y glauconita, hacia la parte superior de la secuencia.¹⁸

Incluye una sección inferior con gran influencia fluvial y una sección superior con influencia marina. La Formación Mirador en su mitad inferior es de grano grueso y pobremente seleccionada y contiene una cantidad significativa de *chert* detrítico variando desde *chert* arcilloso a “altamente” silíceo, mientras que hacia la parte superior de la Formación Mirador el *chert* disminuye gradualmente su cantidad [*sic*].¹⁹

1.1.1.7 Formación Carbonera. Está constituida por las secuencias depositacionales de T40 a T70. En T40 se ubican las unidades C8 y C7, en T50 se ubican las unidades C6 y C5, en T60 se ubican las unidades C4 y C3 y en T70 se ubican C2 y C1. La sedimentación de la Formación Carbonera ocurrió aproximadamente entre 34 y 16 Ma.²⁰

Cada ritmo consiste en un área de sistemas de alta montaña dominado por lodo seguido de un área de sistemas retrogradacionales delgados y forzados que terminan en un área de sistemas transgresivos propensos a arena que culmina con la superficie máxima de inundación. Además, a medida que la ubicación de la formación se acerca al Escudo de Guayana, el porcentaje de arena en la formación se incrementa.²¹

En la **Figura 2** se puede observar que para la región del Meta los nombres de las unidades C8 a C4 no se utilizan. Mientras que, para la región de Casanare, las unidades están sedimentadas de C8 a C1. A continuación, se van a describir las unidades pertenecientes a la Formación Carbonera de base a tope, es decir, de C8 a C1.

➤ Unidad C8 (Unidad E4): el carácter marino del tope de la Formación Mirador indica claramente un período de transgresión cuya continuación es la unidad C8 de la Formación Carbonera.²²

➤ Unidad C7 (Unidad T1): se compone de areniscas depositadas en un ambiente marino somero, deltaico y continental [*sic*]. Son de color crema a

¹⁸ Ibid. p. 49

¹⁹ SARMIENTO, Luis Fernando. Op., Cit., p. 104

²⁰ COOPER, M. A., et al. Memoir. 62. Op., Cit., p. 663

²¹ Ibid. p. 663

²² INGRAIN INC, et al. Op., Cit., p. 51

parduzco, de grano fino a medio, a veces conglomerático, separadas por niveles de arcillolita [*sic*] de color gris a verduzco.²³

- Unidad C6 (Lutita E3): es una secuencia homogénea de lutita laminar, fisil y astillosa con intercalaciones ocasionales delgadas de limolitas grises o areniscas muy finas.²⁴
- C5: tiene una alternancia de arcillolita [*sic*] y arenisca poco consolidada de tamaño de grano medio y algunas veces grano grueso, y en ocasiones ligeramente calcáreas con glauconita.²⁵
- Unidad C4: compuesta por alternancia de areniscas, limolitas y lutitas.²⁶
- Unidad C3: se compone por alternancia de niveles de arenisca fina a gruesa y de blanca a translúcida con algunos pies de limolitas y arcillolitas de color gris verdoso. Algunas veces carbonosos en la parte central de la cuenca.²⁷
- Unidad C2 (Lutita E): Contiene lutitas grises con intercalaciones de limolitas aumentando su espesor al suroccidente de la cuenca y teniendo un aumento de arena hacia el norte y noreste debido probablemente por el ambiente deltaico [*sic*].²⁸
- Unidad C1 (Areniscas Superiores de Carbonera): Está compuesta por una alternancia de cuerpos arenosos, separados por capas delgadas de limolitas oscuras y lutitas grises. Es la última unidad de arena de la Formación Carbonera y está sellada por la Formación León.²⁹

1.1.1.8 Formación León. También es conocida por *Cooper et al.* como la secuencia depositacional T80 que inició su sedimentación durante el Mioceno medio, donde el aumento del nivel del mar coincidió con la deformación y levantamiento más importante de en la Cordillera Oriental. Esta deformación aisló la Cuenca de los Llanos de la del Valle Medio del Magdalena.³⁰

Las lodolitas marinas de esta formación se extendieron hacia el este, más que cualquier otra secuencia antigua. El flanco oriental de la formación en el escudo de

²³ Ibid. p. 51

²⁴ BONILLA GÓMEZ, Diego Alejandro y PÉREZ CORREDOR, Fabián Eduardo. Evaluación de la Relación de Fracturas en Estado Crítico de Esfuerzos con las Pérdidas de Circulación en un Pozo de ECOPETROL S.A. [0]:2017.

²⁵ INGRAIN INC, *et al.* Op., Cit., p. 51

²⁶ Ibid. p. 51

²⁷ Ibid. p. 51

²⁸ BONILLA GÓMEZ, Diego Alejandro y PÉREZ CORREDOR, Fabián Eduardo., Op., Cit., p. 29

²⁹ INGRAIN INC, *et al.* Op., Cit., p. 52

³⁰ COOPER, M. A., *et al.* Op., Cit., p. 1435

Guayana está marcado por un cambio en las facies a arenas costeras y facies marginales marinas dominadas por clastos gruesos.³¹

1.1.1.9 Formación Guayabo (Caja). Es dividida en “Guayabo inferior” y “Guayabo superior”. La Formación “Guayabo inferior” alcanza a ser parte de la secuencia depositacional T80, marcando el tope de esta secuencia y también hace parte de T90. La Formación “Guayabo superior” en cambio, únicamente pertenece a la secuencia depositacional T90³². La parte superior del T80 se define por un cambio de color de las lodolitas de gris a rojo, que refleja la última influencia marina en el sistema.³³

La sedimentación fue de aproximadamente 3000 metros de clásticos continentales gruesos y ocurrió hace 10 a 2 Ma, entre el Mioceno tardío y el Plioceno. Marca la migración del eje de la cuenca de antepaís a la ubicación de la Cordillera Oriental, es decir, un desplazamiento de la ubicación del eje.³⁴

1.1.1.10 Formación Farallones (Necesidad). Esta secuencia no ha sido estudiada en detalle. Se sabe que es de ambiente continental y fue depositada en el Plioceno, lo cual quiere decir que contiene muy poca cantidad de sedimentos marinos.³⁵

1.1.2 Geología estructural regional. La estratigrafía anteriormente descrita, es una sucesión de estratos del Cretácico superior al Cenozoico inferior, que representa la depositación periódica en las principales áreas de máxima sedimentación hacia el oeste y el norte.

Las rocas sedimentarias del Piedemonte Llanero y la Cuenca de los Llanos Orientales fueron depositadas en una cuenca que evolucionó desde una cuenca de arco trasero en el Cretácico superior a una cuenca de antepaís en el Terciario temprano y cuya área de máxima sedimentación se movió progresivamente hacia el este a lo largo del Terciario.³⁶

En la **Figura 3** se muestra un corte transversal del área correspondiente al Campo Cusiana que muestra una parte de la amplia Cuenca de los Llanos Orientales (**Figura 1B**). Cabe resaltar que este corte no representa en su totalidad toda la Cuenca, pero es un gran ejemplo para apreciar las distribuciones de los estratos con sus respectivas secuencias depositacionales diferenciadas por colores. También, en la **Figura 3** se aprecia el Sistema de Fallas de Guaicaramo, la Falla

³¹ Ibid. p. 1435

³² COOPER, M. A., *et al.* Memoir. 62. Op., Cit., p. 662

³³ Ibid. p. 663

³⁴ COOPER, M. A., *et al.* Op., Cit., p. 1435

³⁵ CORTES, J. E., *et al.* Molecular organic geochemistry of the Apiay field in the Llanos basin, Colombia. En: JOURNAL OF SOUTH AMERICAN EARTH SCIENCES. Nov. vol. 47, p. 166-178

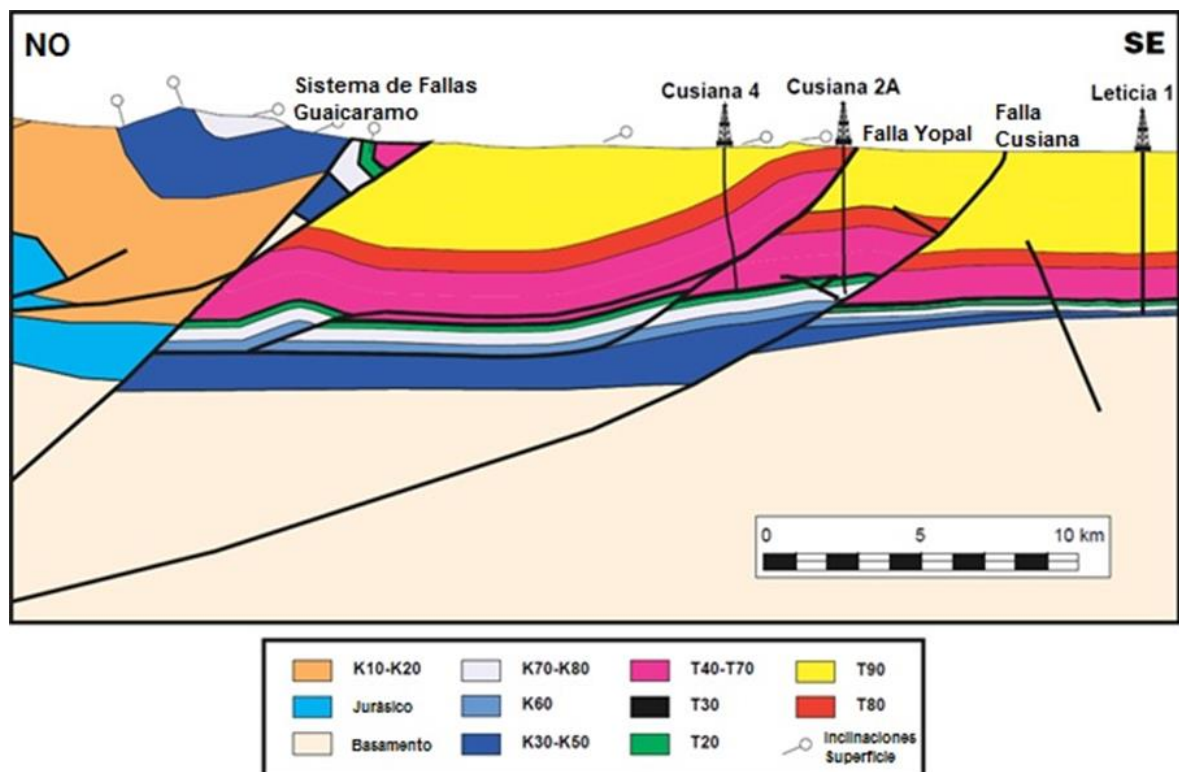
³⁶ COOPER, M. A., *et al.* Memoir. 62. Op., Cit., p. 660

de Yopal y la Falla de Cusiana, junto con pozos perforados en la zona (Cusiana 4, Cusiana 2A y Leticia 1).

Figura 3. Corte Transversal de la cuenca de los Llanos Orientales en el Campo Cusiana.

Fuente: Cooper, M. A., *et al.* Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and middle Magdalena Valley, Colombia. En: AAPG BULLETIN. Oct 1, vol. 79, no. 10, p. 1421-1443. *Modificado por los autores.*

El límite entre la Cordillera Oriental y el Piedemonte Llanero es el sistema de falla de Guaicaramo. El Piedemonte tiene alrededor de 15-20 km de ancho y están separadas del frente al norte y al sur del área por el sistema de fallas inversas Cusiana-Yopal.³⁷



La primera extensión documentada en el sistema de fallas Cusiana-Yopal ocurrió en el Cretácico superior durante la depositación de la secuencia K80.³⁸ Sin embargo, es probable que la tendencia de las fallas tenga una historia extensional durante el *rifting* del Cretácico inferior y la subsidencia del *back-arc*, dando como resultado el engrosamiento de los estratos del Cretácico Inferior desde el *foreland* hacia la Cordillera Oriental.³⁹

³⁷ COOPER, M. A., *et al.* Memoir. 62. Op., Cit., p. 663

³⁸ Ibid. p. 663

³⁹ HEBRARD, F., 1985. Les foot-hills de la Cordillère Orientale de Colombie entre les rios Casanare et Cusiana. Evolution géodynamique depuis l'Eo Crétacé: Thèse doctorale 3ème cycle, Université Pierre et

La extensión continuó regularmente desde el Cretácico Tardío al Mioceno medio (Formación León) y fue interrumpida por hiatos y la falta de actividad tectónica.⁴⁰

A medida que la deformación en la Cordillera Oriental se movió hacia el este, el Piedemonte se vio involucrado en el cinturón de pliegue y cabalgamiento frontal. Una compresión relativamente simple a lo largo de un *azimuth* de tendencia noroeste-sureste (WNW-ESE) causó la inversión a lo largo del sistema de fallas Cusiana-Yopal.⁴¹

1.1.3 Geología del petróleo. La cuenca de los Llanos Orientales presenta una gran variedad de volumen de petróleo (desde menos de 0.5 a más de 2000 millones de barriles de petróleo), una gran variedad de grados API (desde petróleo extrapesado a aceite muy liviano y condensado) y de rocas reservorio de diferentes eras geológicas (desde el cretácico al palogeneo).⁴²

La **Figura 4** es un ejemplo del sistema de petróleo específicamente para Gacheta-Mirador de la Cuenca de los Llanos Orientales [*sic*].⁴³ Se muestra el tiempo geológico y los eventos que ocurrieron en la cuenca. En dónde los signos de interrogación (?) hacen referencia a un acontecimiento especulativo, es decir, no se sabe con certeza si ocurrieron los acontecimientos.

La generación de petróleo empezó en la Formación Gachetá entre el Paleoceno y el Eoceno (60-50Ma). Después, entre el Oligoceno y el Mioceno, la inversión tectónica de la Cordillera del Este levantó a la mayoría de las rocas madre acabando la generación de petróleo de la Formación Gachetá.⁴⁴

Marie Curie, Paris, no. 85-08, 162 p., Citado por COOPER, M. A., *et al.* Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Colombia, *in* A. J. Tankard, R. Suárez S. and H. J. Welsink, Petroleum basins of South America. En: AAPG Memoir. 62, p. 659-665

⁴⁰ COOPER, M. A., *et al.* Memoir. 62. Op., Cit., p. 663

⁴¹ *Ibid.* p. 664

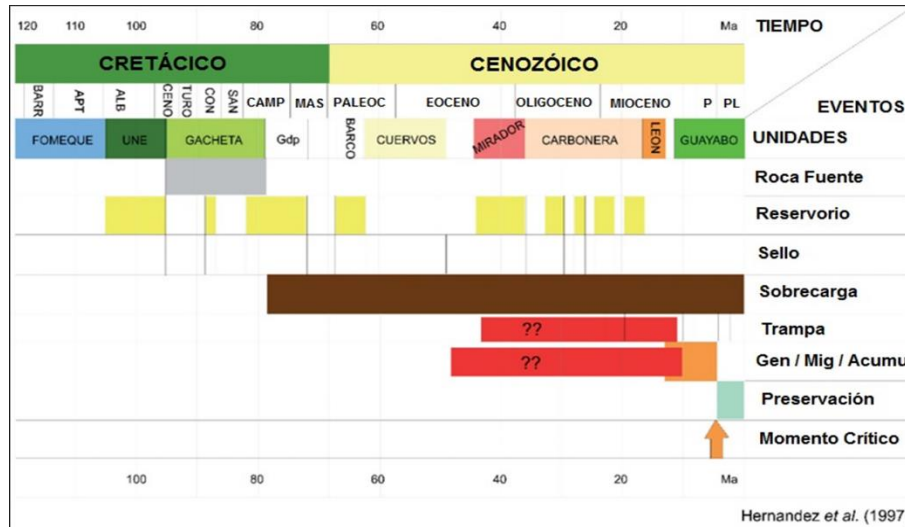
⁴² SARMIENTO, Luis Fernando. Op., Cit., p. 98

⁴³ *Ibid.* p. 106

⁴⁴ SÁNCHEZ, N., *et al.* Op., Cit., p. 1554

Figura 4. Cuadro de eventos del sistema petrolero de la cuenca Llanos Orientales.

Fuente: SARMIENTO, Luís Fernando. Petroleum Geology of Colombia Llanos Basin. vol 9, p. 106. *Modificado por los autores.*



La mayoría de petróleo del Oligoceno tardío en el sur de la Cuenca fue expulsado sin grandes acumulaciones debido a que no había trampas o posteriormente se erosionaron permitiendo la biodegradación del hidrocarburo. Las rocas generadoras se trasladaron al norte y al este durante el Oligoceno y el Mioceno temprano.⁴⁵

Para el Piedemonte próximo a las rocas madre modernas, acumularon petróleo en grandes cantidades y en algunas secciones las acumulaciones están cercanas a la superficie. De forma general, se menciona que la mayoría del petróleo acumulado tuvo lugar entre 20 y 30 Ma. Además, como un dato adicional, el petróleo del sur de la cuenca de los Llanos está altamente biodegradado. Mientras que para el petróleo de los reservorios del norte de la Cuenca presenta muy poca biodegradación.⁴⁶

El estudio realizado por Sánchez *et al.* llega a la conclusión que el petróleo liviano y el gas generado desde las cocinas del Piedemonte migraron a trampas relativamente nuevas (hablando en tiempo geológico) del Piedemonte Llanero.

1.2 GEOLOGÍA LOCAL

⁴⁵ Ibid. p. 1554

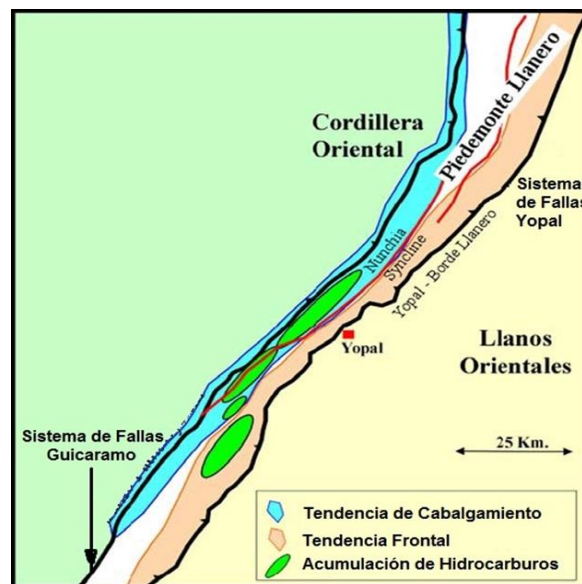
⁴⁶ Ibid. p. 1554

En el Casanare se extrae el 19,1% del petróleo de la cuenca de los Llanos Orientales, siendo el segundo departamento en extracción de la cuenca (el primero es Meta con un porcentaje del 71,5%; estadísticas de junio del año 2016).⁴⁷

Como se mencionó anteriormente, el Piedemonte Llanero está ubicado entre los Sistemas de Fallas de Guaicáramo y de Yopal (**Figura 5**). En el mapa se muestra la región de la Cordillera Oriental y de los Llanos Orientales. De igual manera se muestra con color las acumulaciones de hidrocarburos, la tendencia frontal y la tendencia de cabalgamiento.

Fuente: MARTÍNEZ, Jaime A. Structural evolution of the Llanos foothills, Eastern Cordillera,

Figura 5. Mapa de la localización del Piedemonte Llanero.

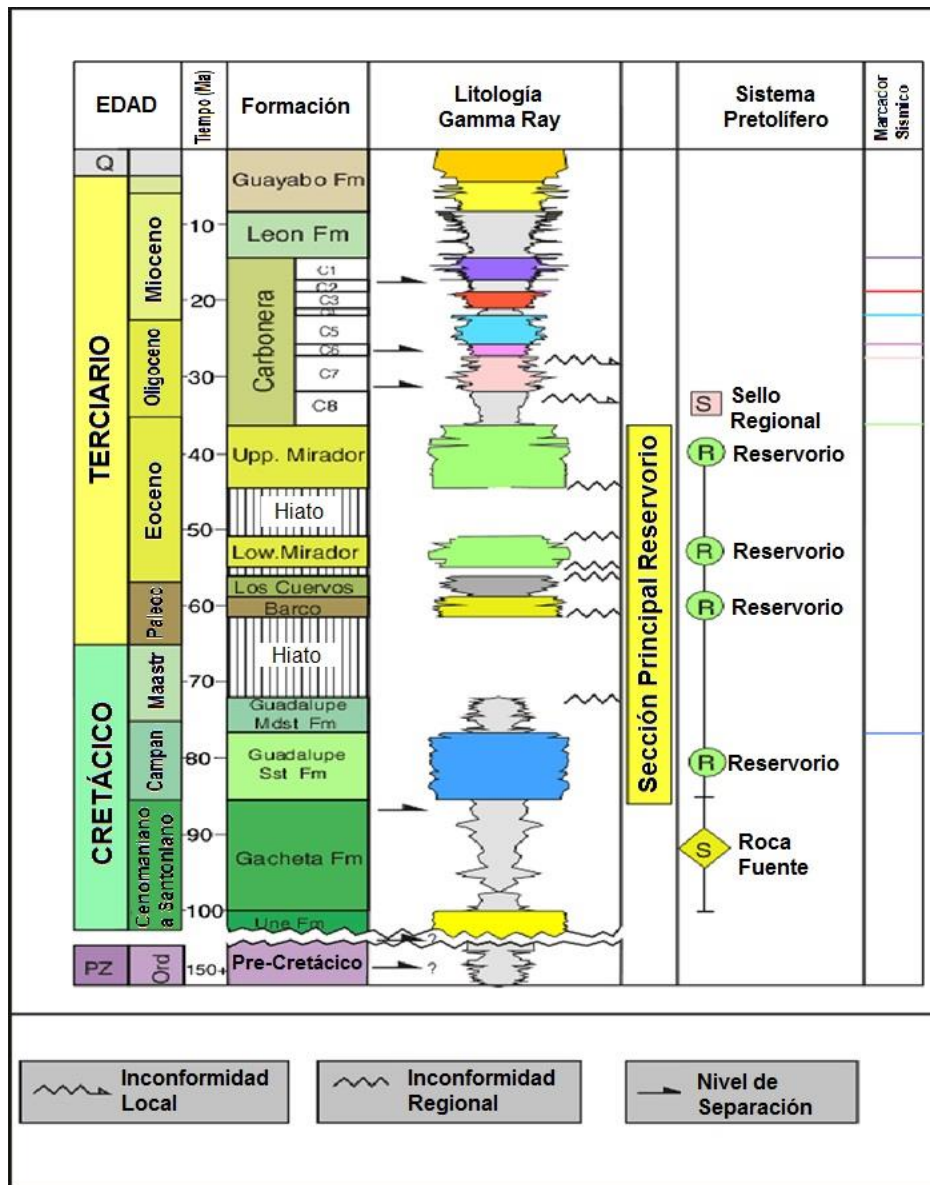


Colombia. En: JOURNAL OF SOUTH AMERICAN EARTH SCIENCES. vol. 21, p. 510-520. Modificado por los autores.

⁴⁷ MALAGÓN, Jonathan. Op., Cit., p 16

1.2.1 Estratigrafía local. La **Figura 6** muestra la misma nomenclatura de la columna de Casanare de la **Figura 2**. Sin embargo, se muestran unos hiatos que son correlacionados con formaciones del Valle Medio del Magdalena (Formación Guaduas con hiato del Cretácico tardío a Terciario temprano), es decir, en lugar de estar la Formación Guaduas, está presente el hiato. Además, se muestra el registro Gamma Ray y se especifican los tipos de roca a los cuales pertenecen cada formación (Roca sello, roca reservorio o roca fuente).

Figura 6. Columna estratigráfica del Piedemonte Llanero.



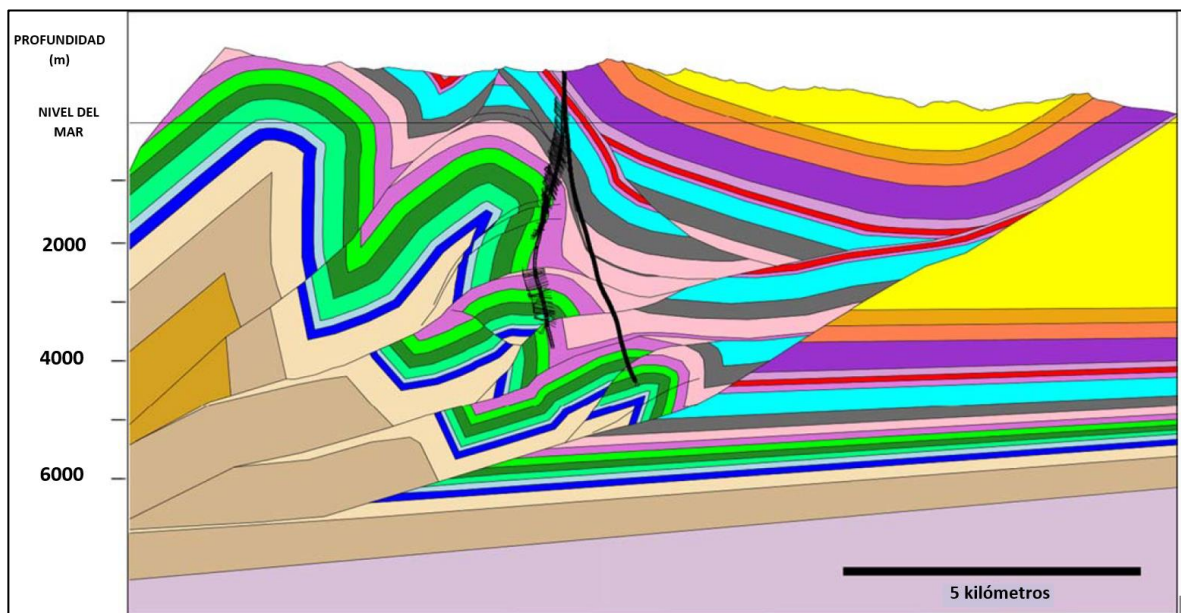
Fuente: MARTÍNEZ, Jaime A. Structural evolution of the Llanos foothills, Eastern Cordillera, Colombia. En: JOURNAL OF SOUTH AMERICAN EARTH SCIENCES. vol. 21, p. 510-520. *Modificado por los autores.*

La estratigrafía está compuesta por: Paleozoico, Cretácico y Cenozoico. Las grandes acumulaciones de hidrocarburos en el campo Piedemonte Llanero están en las areniscas del Grupo Guadalupe y las formaciones del Mirador y Barco.

Los reservorios mencionados están intercalados por formaciones de lodolitas [sic] que a su vez son sellos. El sello más importante del Piedemonte Llanero es la unidad C8 de la Formación Carbonera. Por ejemplo, en el Campo Cupiagua la unidad C8 impide la migración de más de 2000 m de columna de hidrocarburos. Otros sellos de menor importancia son Los Cuervos y las lutitas de Guadalupe.⁴⁸

1.2.2 Geología estructural local. La **Figura 7** muestra la sección transversal del Piedemonte Llanero, que gracias a la información de los pozos perforados ha sido posible su construcción por parte del autor y se asume que en dicha sección transversal no aparecen los nombres de las capas debido a la confidencialidad por parte de la empresa que le proporcionó los datos. Se puede observar la complejidad de la geología del Piedemonte Llanero.

Figura 7. Sección transversal sobre la zona triangular de cabalgamiento del Piedemonte Llanero.



Fuente: MARTÍNEZ, Jaime A. Structural evolution of the Llanos foothills, Eastern Cordillera, Colombia. En: JOURNAL OF SOUTH AMERICAN EARTH SCIENCES. vol. 21, p. 510-520. Modificado por los autores.

⁴⁸ MARTÍNEZ, Jaime A. Structural evolution of the Llanos foothills, Eastern Cordillera, Colombia. En: JOURNAL OF SOUTH AMERICAN EARTH SCIENCES. vol. 21, p. 510-520

La zona triangular del Piedemonte Llanero ha evolucionado por varias etapas de deformación Cenozoica, seguido de la depositación de los miembros basales de la Formación Carbonera (C8-C6) hace aproximadamente 35 Ma.⁴⁹

En el Oligoceno tardío se deposita la unidad C7 al deformarse y plegarse y al darse una erosión subsecuente. Este período marca las primeras etapas de la deformación en las estructuras de Monterralo, El Morro y Floreña. Entre 25 a 10 Ma los miembros más altos del Grupo Carbonera y la Formación León fueron depositados y se presentó una actividad tectónica muy pequeña.⁵⁰

La deformación empieza con el plano de estratificación en la base de C2 que sube a la superficie como la falla de Yopal. Debido al levantamiento rápido se erosiona de forma acelerada y el levantamiento continúa, haciendo las estructuras de Pauto, Monterralo, El Morro y Floreña apretadas [sic].⁵¹

1.2.3 Geología del petróleo. La deformación que hubo en el Piedemonte Llanero hace aproximadamente 6 Ma ha modificado la geometría en la actualidad, la distribución de los fluidos y la calidad de los reservorios. Durante la sedimentación de las unidades C8 a C6 de la Formación Carbonera se produjeron variaciones en la Cuenca, entre éstas: el plegamiento que permitió entrapar los hidrocarburos con ayuda de las rocas sellos y las rocas reservorio.⁵²

La migración de los hidrocarburos sucedió simultáneamente con la deformación y la distribución final, la cantidad y la variación en la composición es fuertemente controlada por la evolución estructural en el Campo Piedemonte [sic].⁵³

⁴⁹ EGBUE, Obi and KELLOG, James. Three-dimensional structural evolution and kinematics of the Piedemonte Llanero, Central Llanos foothills, Eastern Cordillera, Colombia. En: JOURNAL OF SOUTH AMERICAN EARTH SCIENCES. vol. 39, p. 216-227

⁵⁰ Ibid. p. 225

⁵¹ Ibid. p. 225

⁵² MARTÍNEZ, J. A., et al. Op., Cit., p. 519

⁵³ Ibid. p. 519

2. MARCO TEÓRICO

El desarrollo de yacimientos naturalmente fracturados representa un desafío en todas las ramas de la Ingeniería de Petróleos, desde el modelamiento inicial para el área de simulación, pasando por las difíciles condiciones que conlleva perforarlo y por supuesto, producirlo de manera que sean aprovechados sus beneficios.

Este capítulo dará a conocer una serie de consideraciones teóricas de vital importancia para el entendimiento del presente proyecto, los cuales brindarán contexto y una idea clara de las bases conceptuales requeridas para el cumplimiento de los objetivos propuestos.

2.1 YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO

Un yacimiento naturalmente fracturado (YNF) es definido como aquel que contiene fracturas creadas por la naturaleza, las cuales tienen un efecto positivo o negativo en el flujo de fluidos. Las fracturas abiertas y no cementadas o parcialmente mineralizadas pueden tener un efecto positivo en el flujo de petróleo y negativo en el flujo de agua y gas debido a efectos de conificación. Por otra parte, las fracturas completamente mineralizadas, pueden crear barreras de permeabilidad para todo tipo de flujo. De este modo, se generan compartimientos que pueden llevar a recobros marginales y no viables económicamente⁵⁴.

Los yacimientos naturalmente fracturados se encuentran en todo tipo de litologías, areniscas, carbonatos, lutitas, *cherts*, limolitas, rocas de basamento y carbones.

2.1.1 Clasificación de los yacimientos fracturados. Estos tipos de reservorios se clasifican teniendo en cuenta la interacción existente entre las contribuciones de porosidad y permeabilidad tanto del sistema de fracturas como del sistema de matriz.

La **Figura 8** presenta el sistema de clasificación descrito a continuación:

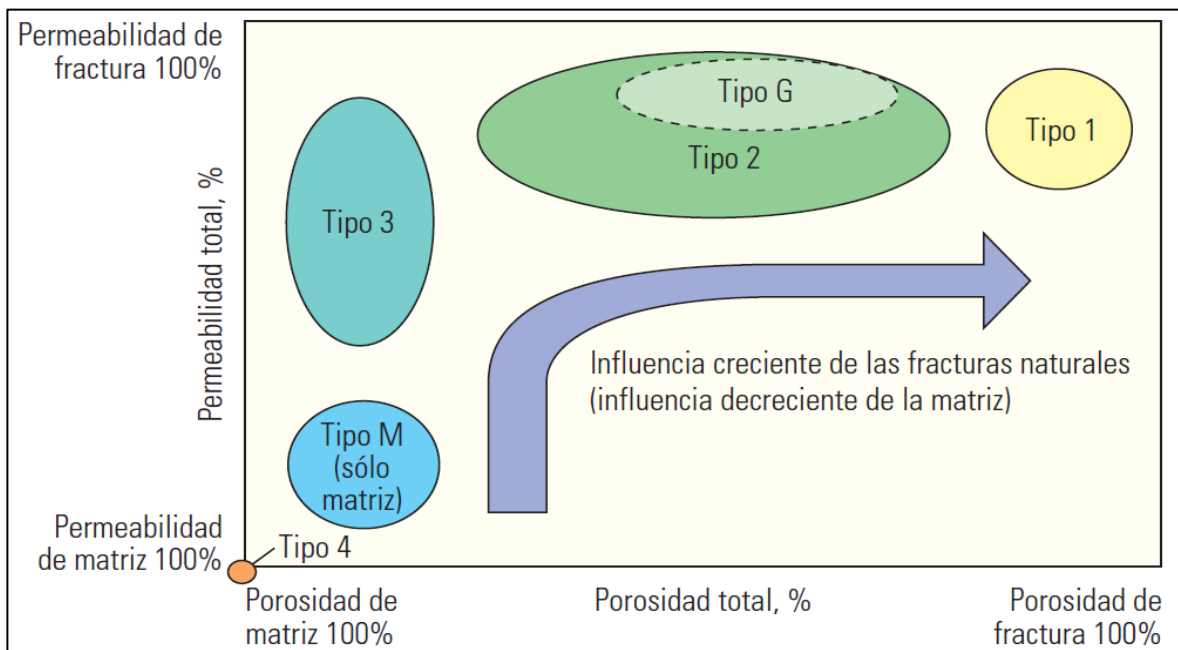
- **Tipo 1:** Las fracturas proveen la conductividad esencial del yacimiento y su capacidad de almacenamiento. Este tipo de reservorios tienen áreas de drenaje extensas y sólo requieren de la perforación de algunos pozos para el desarrollo del campo; tienen tasas de producción iniciales muy altas, tasas de declinación rápidas, irrupción de agua temprana y dificultad en la determinación de reservas.
- **Tipo 2:** Las fracturas proveen toda la conductividad del yacimiento y la matriz provee todo el almacenamiento. La matriz es lo suficientemente permeable para dar conductividad para el flujo desde la matriz hasta las fracturas. Este tipo de yacimientos pueden tener tasas iniciales muy elevadas para una permeabilidad

⁵⁴ AGUILERA, Roberto. Reservorios naturalmente fracturados. PerinWell Publishing Company. 1995. p. 1

de matriz baja. Pueden tener dificultades durante el recobro secundario si la comunicación entre la matriz y las fracturas es pobre.

- **Tipo 3:** El sistema de fracturas y matriz proveen la conductividad del yacimiento, pero toda la capacidad de almacenamiento depende primordialmente de la matriz.
- **Tipo 4:** Las fracturas no son conductivas debido al proceso de mineralización secundario (selladas con minerales). El sistema de fracturas no tiene permeabilidad. La matriz provee la conductividad y el almacenamiento del reservorio.
- **Tipo G:** Ha sido creado especialmente para yacimientos no convencionales de gas como Coal Bed Methane (CBM), y reservorios fracturados de gas condensado.
- **Tipo M:** Toda la conductividad y el almacenamiento provienen de la matriz⁵⁵.

Figura 8. Sistema de clasificación de los yacimientos naturalmente fracturados.



Fuente: BRATON, Tom, et al. La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados. Oilfield Review. 2006. p. 10.

2.2 FRACTURAS NATURALES

⁵⁵ ASTANA, Kazakhstan. Pressure Transient Behavior in Naturally Fractured Reservoirs: Flow Analysis. Noviembre, 2016. p. 2

Una fractura natural puede ser definida como una superficie en la que se ha generado una pérdida de cohesión, es decir, es el resultado de una ruptura⁵⁶. Si existe un desplazamiento significativo, la fractura toma el nombre de falla, en cambio, si el desplazamiento no es apreciable, toma el nombre de diaclasa, sin embargo, la magnitud de estos desplazamientos depende de la escala en la que la zona de estudio sea delimitada.

La generación de fracturas en las rocas obedece a diferentes motivos, entre los cuales son de destacar:

- El proceso de fallamiento tiende a generar fisuras a lo largo de la zona de falla, generando caminos para la migración y acumulación de hidrocarburos en yacimientos naturalmente fracturados.
- Liberación de presión del fluido cuando la presión de poro se acerca a la presión litostática (caso de zonas geopresurizadas).
- Erosión profunda de la roca sobrecarga lo cual permite la expansión de las partes superiores, su liberación y así el fracturamiento en los planos más débiles⁵⁷.

2.2.1 Clasificación de fracturas naturales. Con el fin de brindar una caracterización de mayor detalle que permita una evaluación adecuada de los sistemas fracturados, las fracturas naturales deben ser clasificadas. Teniendo en cuenta el trabajo Golf – Racht⁵⁸, a continuación, se presenta una clasificación basada en diferentes criterios:

- Fractura natural y fractura inducida: Las fracturas naturales son rupturas que ocurren en la roca, incluyendo aquellas que están mineralizadas. Mientras que las fracturas inducidas suelen ser el resultado, por ejemplo, de operaciones de corazonamiento, manifestándose como rupturas limpias, paralelas o normales al eje del corazón debido a flexión o torsión del núcleo.

La clasificación de fracturas teniendo en cuenta su apariencia y morfología se categoriza de la siguiente manera:

- *Fractura natural indiscutible*: Aquella fractura que está total o parcialmente llena de material filoniano y también aquella que está abierta y que yace en una tendencia paralela a fracturas total o parcialmente rellenas.
- *Fractura natural altamente probable*: Fractura con superficies de deslizamiento y lineaciones - bandeamiento paralelas a la misma.
- *Fractura natural probable*: Fractura con superficie limpia y reciente acompañada de pequeñas fracturas paralelas a una fractura indiscutible.

⁵⁶ GOLF-RACHT, T.D. van. Fundamentals of fractured reservoir engineering. Elsevier, 1982. p. 6

⁵⁷ AGUILERA, Roberto. Op., Cit., p. 9

⁵⁸ GOLF-RACHT, T.D. van. Op., Cit., p. 51

- *Fractura inducida*: Generalmente se reconoce por ser una fractura limpia y reciente, paralela o normal al eje del núcleo, resultado de una flexión o torsión en operaciones de corazonamiento.
- Macrofracturas y microfracturas: Esta diferencia radica en las dimensiones de la fractura. Una macrofractura (generalmente llamada fractura) corresponde a una fractura de más de 100 micrones de ancho y gran longitud (decenas o cientos de metros)⁵⁹. Suelen ser originadas por procesos de disolución.

Por otra parte, una microfractura (conocida como fisura), es considerada como una fractura de longitud y anchura limitada, (longitud menor al espesor de una capa, entendiendo el término *capa* como un intervalo homogéneo e “isotrópico mecánicamente”, separado por una discontinuidad, y un ancho menor de 100 micrones. En ocasiones, las microfracturas pueden formar redes hidrodinámicamente muy similares a un medio poroso. Se originan como respuesta de eventos tectónicos.

- Fracturas abiertas y cerradas: Esta clasificación se basa en un análisis directo. La definición de si la fractura es abierta o cerrada, se basa en la circulación de agua y precipitación, característica capaz de taponar las fracturas con anhídrita u otros minerales. Sin embargo, la definición de esta clasificación depende de las condiciones del medio, por ejemplo, las fracturas cerradas en condiciones de superficie pueden estar parcialmente abiertas en condiciones de yacimiento debido a la presión de poro que actúa en las paredes de la fractura.

Por otra parte, una clasificación genérica es presentada por Nelson⁶⁰ basada en pruebas de laboratorio de compresión, extensión y tensión.

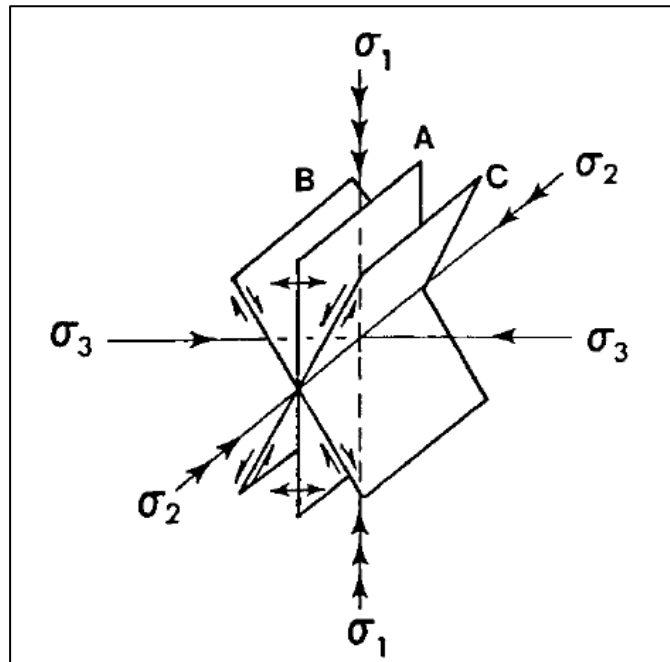
- Fracturas de cizalla: Tienen un desplazamiento paralelo al rumbo del plano de la fractura. Se forman en algún ángulo agudo a la dirección del esfuerzo principal máximo de compresión (S_1) y en un ángulo obtuso a la dirección del esfuerzo mínimo de compresión (S_3). Este tipo de fracturas se forman cuando los tres esfuerzos principales son compresivos. El ángulo agudo que se forma entre las fracturas de cizalla se llama ángulo conjugado y depende principalmente de las propiedades mecánicas del material, la magnitud absoluta del esfuerzo principal mínimo (S_3) y de la magnitud del esfuerzo principal intermedio (S_2).
- Fracturas de extensión: Tienen un desplazamiento perpendicular al rumbo del plano de fractura, alejando entre sí ambos bloques. Se forman paralelas al esfuerzo máximo (S_1) y al esfuerzo intermedio (S_2) y también son perpendiculares al esfuerzo mínimo (S_3). Este tipo de fracturas también se

⁵⁹ Ibid. p. 56

⁶⁰ NELSON, R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. Gulf Professional Publishing. 2001. p.8

forman cuando todos los esfuerzos son compresivos (positivos). Se suelen formar sincronizadamente con las fracturas de cizalla.

Figura 9. Posibles planos de fractura generados en pruebas de laboratorio de compresión. **A:** Fracturas de extensión. **B y C:** Fracturas de cizalla.



Fuente: NELSON, R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. Gulf Professional Publishing, 2001. P.9.

- Fracturas de tensión: Estas fracturas también tienen un desplazamiento perpendicular y alejando ambos bloques según el plano de fractura y se forman paralelas al esfuerzo máximo (S_1) y al esfuerzo intermedio (S_2). En término de orientación del esfuerzo máximo (S_1) y sentido de desplazamiento, son parecidas a las fracturas de extensión, sin embargo, para que se forme una fractura de tensión, por lo menos un esfuerzo principal (S_3) debe ser negativo, es decir, de tensión.

2.2.2 Parámetros básicos de las fracturas. Para caracterizar de forma adecuada los yacimientos con fracturas naturales, se hace necesario estudiar de forma ordenada determinados parámetros que las constituyen, desde características locales, hasta la forma en la que se interrelacionan con otras fracturas.

Golf – Racht⁶¹ propone parámetros clave intrínsecos a una fractura individual, pero que al relacionarse con el ambiente y la aparición de otras fracturas se estudian con un patrón multi – fractura. Estos parámetros son descritos de la siguiente manera:

2.2.2.1 Parámetros de una fractura individual.

➤ Apertura de fractura: También conocida como el ancho de la fractura y se representa por la distancia entre las paredes de la misma. Varias publicaciones representativas han indicado que los valores numéricos de apertura son bastante pequeños para fracturas naturales en ambientes someros, como lo muestra la **Tabla 1.**

Tabla 1. Algunas publicaciones de apertura de fracturas naturales.

Autor	Apertura de fractura natural
Noorishad y otros (1971)	3.0×10^{-1} cm
Ohnishi y Goodman (1974)	$1.3 - 2.5 \times 10^{-1}$ cm
Sharp y otros (1972)	$1.0 - 5.0 \times 10^{-2}$ cm
Snow (1968a)	5.0×10^{-1} cm
Snow (1968b)	$0.5 - 1.5 \times 10^{-2}$ cm
Van Golf-Racht (1982)	$1.0 - 4.0 \times 10^{-3}$ cm
Wilson y Witherspoon (1970)	2.5×10^{-2} cm

Fuente: NELSON, R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. Gulf Professional Publishing. 2001. P.78.

Este parámetro es afectado por la profundidad y la producción acumulada del yacimiento, de modo que, a mayor profundidad, la apertura de la fractura disminuirá debido a la presión ejercida sobre ella, y a medida que avance la producción histórica, la presión de poro caerá y así, la apertura de la fractura natural disminuirá.

A partir de un número significativo de experimentos, valores de orden de magnitud pueden ser calculados para varios tipos de roca. Los resultados preliminares

⁶¹ GOLF-RACHT, T.D. van. Op., Cit., p. 54

indican una segregación por tamaño de grano de la roca huésped, tal como lo indica la **Tabla 2**.

Tabla 2. Apertura de fracturas experimental a 1000 pies. (Profundidad simulada). (Número de muestras no estadísticamente significativo)

Tipo y tamaño de grano	Apertura de fractura natural
Areniscas de grano medio a grueso	10^{-2} cm
Carbonatos cristalinos y areniscas de grano fino a medio	10^{-1} cm
Limolitas	10^{-4} cm
Lutitas (término textural)	10^{-5} cm
Chalks (término composicional y textural)	$10^{-1} - 10^{-6}$ cm

Fuente: NELSON, R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. Gulf Professional Publishing. 2001. P.78.

➤ **Buzamiento de la fractura:** Es el ángulo de inclinación de la fractura, medido desde un plano horizontal⁶². Para su determinación y facilitar la comprensión del concepto se utiliza la técnica de descripción de *esquema desplegado*. Ésta hace uso de una lámina transparente enrollada alrededor de la sección de corazón estudiada. Todas las características pertinentes son esquematizadas directamente sobre la lámina a través de la transparencia con una línea guía, G, tomada como referencia para orientación. El registro de descripción del corazón es obtenido al desenrollar la lámina, como se aprecia en la **Figura 10**, y toma el nombre de *esquema desplegado*.⁶³

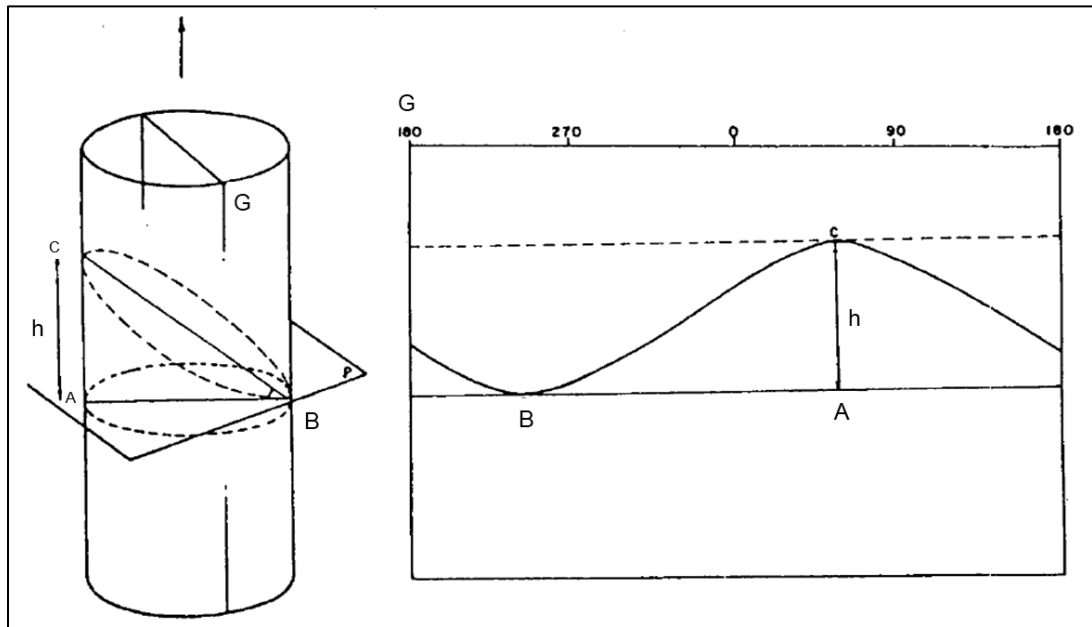
El buzamiento de la fractura puede ser estimado mediante esta técnica, con la ayuda de cartas específicas de varios diámetros de corazón. En el *esquema desplegado*, un plano oblicuo cortante a través del corazón es reflejado por una curva sinusoidal. La máxima amplitud de la curva es una expresión del buzamiento tomando como referencia un plano normal al eje del corazón. El punto B (**Figura 9**), representa la dirección de buzamiento, referido generalmente a la línea G. Los planos subverticales se mostrarán como dos líneas subparalelas⁶⁴.

⁶² TARBUCK, Edward J. Ciencias de la Tierra. PEARSON. 2005. p. 290

⁶³ SAIDI, Ali M. Reservoir Engineering of Fractured Reservoirs. TOTAL. 1987. p. 25

⁶⁴ Ibid p. 28

Figura 10. Esquema desplegado.



Fuente: SAIDI, Ali M. Reservoir Engineering of Fractured Reservoirs. TOTAL. 1987. P. 25.

- **Orientación de la fractura:** Este parámetro permite asociar una fractura con las características de dirección de la formación geológica de la cual fue extraído el corazón de estudio.

Para ello, se corrigen los parámetros que describen el plano de la fractura (rumbo y buzamiento), transformándolos en valores de dirección referidos al Norte, haciendo ajustes en profundidad, con la ayuda de registros de buzamiento y el buzamiento observado del corazón para lograr una correlación exitosa⁶⁵.

2.2.2.2 Parámetros multi – fractura.

- **Distribución de fracturas:** Hace referencia a la forma en la que se orientan las fracturas entre sí. De tal modo, existe un *sistema de fracturas* cuando hay un conjunto de fracturas paralelas en un lugar dado, y, existe una *red de fracturas* cuando se asocian dos o más sistemas⁶⁶.

- **Densidad de fracturas:** Está constituida por la suma de las frecuencias de los diferentes sistemas, por unidad de volumen o de área⁶⁷. La frecuencia de un sistema dado es definida por la **Ecuación 1**:

⁶⁵ GOLF-RACHT, T.D. van. Op., Cit., p. 73

⁶⁶ SAIDI, Ali M. Op., Cit., p. 19

⁶⁷ Ibid, p. 27

$$F = \frac{1}{e} = \frac{1}{d \cdot \cos P}$$

Fuente: SAIDI, Ali M. Reservoir Engineering of Fractured Reservoirs. TOTAL. 1987. P. 26.

Donde e es el espaciamiento entre fracturas, d es la distancia entre fracturas, medida en el corazón, y P es el buzamiento de la fractura.

El espaciamiento entre fracturas puede ser definido como la distancia promedio entre fracturas regularmente espaciadas medida perpendicular a un grupo de fracturas paralelo de una orientación dada⁶⁸.

La densidad de fracturas expresa el grado de fracturamiento de la roca a través de diferentes razones relativas; en caso de que la proporción haga referencia a un volumen bruto, la densidad de fracturas es volumétrica, si hace referencia a un área o a una longitud, es areal o lineal. La densidad de fracturas volumétrica es un parámetro estático, mientras que la areal y la lineal están asociadas a la dirección de flujo de fluidos.

➤ Intensidad de fracturas: Parámetro que expresa la razón entre la frecuencia de fracturas y la frecuencia de planos de estratificación, en un sistema dado, como lo muestra la

Ecuación 2:

Ecuación 2. Intensidad de Fracturas.

$$I_f = \frac{F_f}{F_c}$$

Fuente: SAIDI, Ali M. Reservoir Engineering of Fractured Reservoirs. TOTAL. 1987. P. 20.

Donde I_f es la intensidad de fracturas, F_f es la frecuencia de fracturas y F_c es la frecuencia de planos de estratificación.

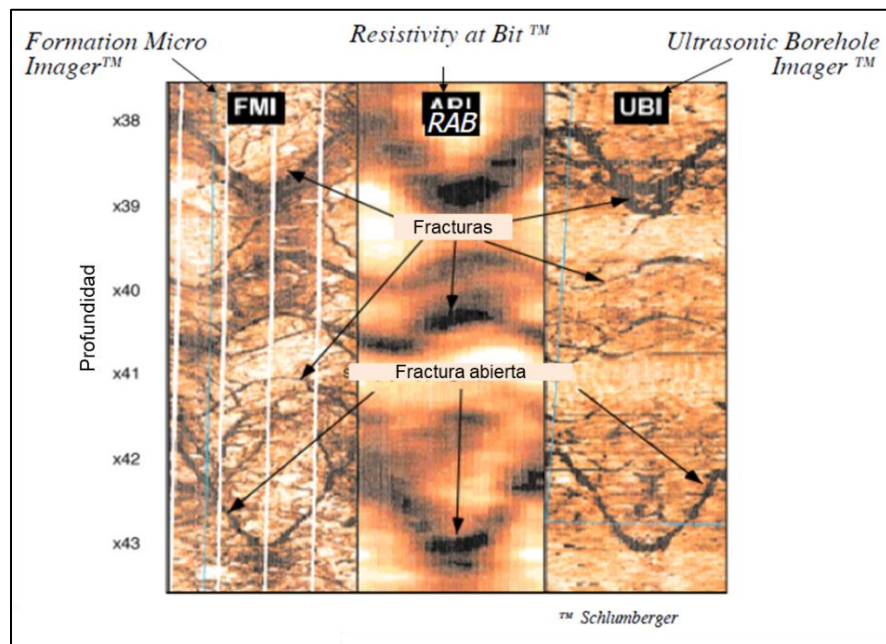
Esta característica se estudia con el fin de llevar a cabo un análisis cuantitativo de fracturas en determinado sistema y su relación con mecanismos tectónicos, de modo que se pueda llegar a determinar el grado de fracturamiento de una zona específica, desde una zona muy poco fracturada hasta una brecha.

⁶⁸ NELSON, R.A. Op., Cit., p. 8

2.2.3 Detección de fracturas con registros de imagen. Existen herramientas que examinan las paredes del pozo con un transductor ultrasónico rotando de forma centralizada y que es orientado con respecto al norte magnético. La amplitud del pulso reflejado disminuye cuando la pared del pozo es rugosa, es decir, cuando encuentra una fractura o un plano de estratificación en el pozo, y el tiempo de viaje incrementa cuando el radio del pozo aumenta, es decir, cuando encuentra *breakouts*. De tal forma, un registro de imagen brinda información directa y confiable de la distribución y orientación de las fracturas en profundidad⁶⁹.

Este tipo de registros generan imágenes que relacionan la reflectancia acústica y el radio del pozo; la reflectancia acústica depende de la rigidez y la suavidad de la pared del pozo. Las imágenes que se producen construyen una imagen tridimensional del pozo, sin embargo, ésta se desenrolla de modo que en el eje X se muestre la posición del pozo orientado respecto al norte y en el eje Y la profundidad. Un ejemplo de ello es mostrado en la **Figura 11**.

Figura 11. Ejemplo de registros de imagen de marcas registradas.



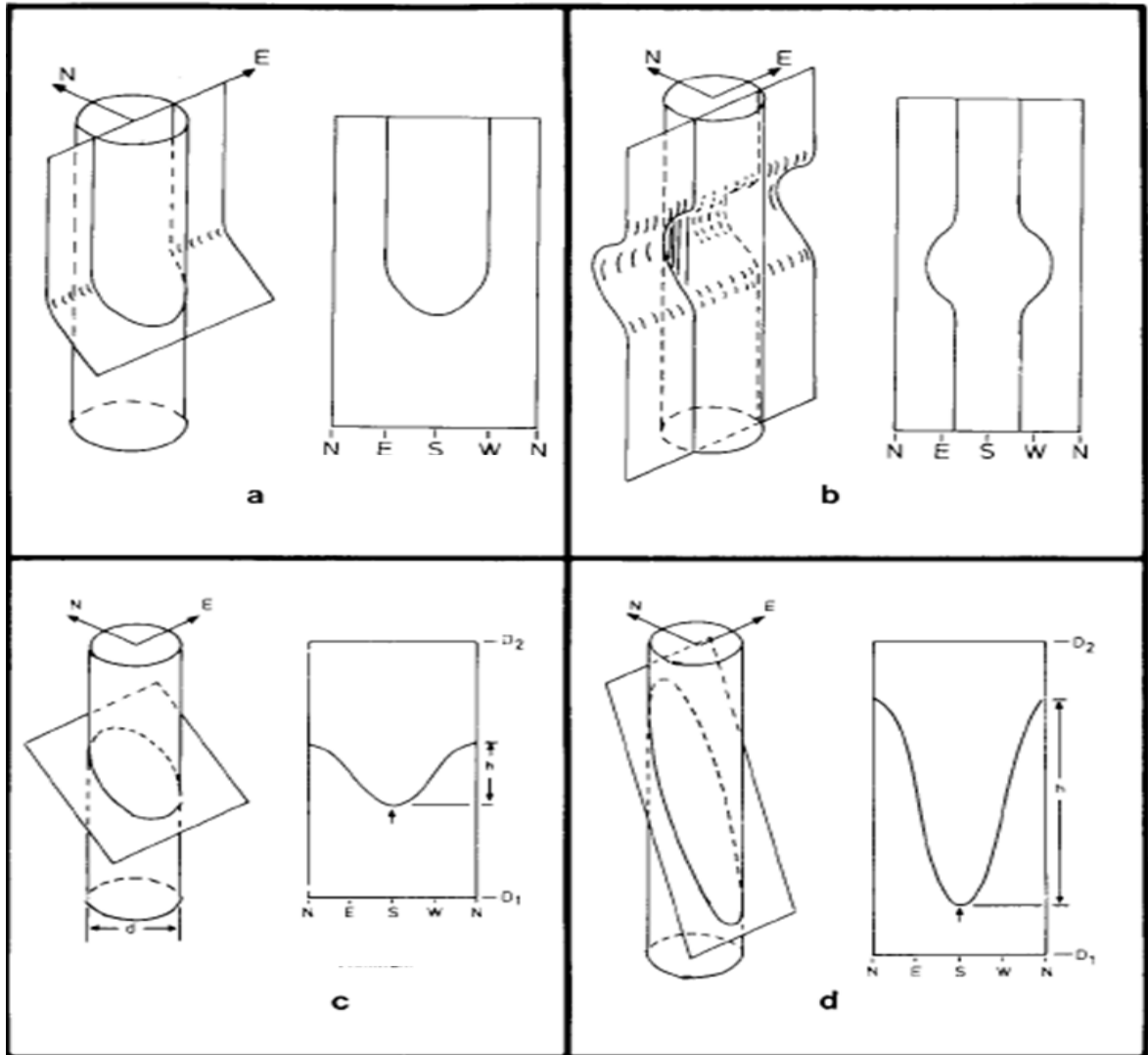
Fuente: ZOBACK, Mark. Reservoir Geomechanics Course. Universidad de Stanford. Lección 7. 2017. P. 15.

Debido a que la amplitud del pulso reflejado se muestra como brillo, la imagen de las fracturas o planos de estratificación encontrados, resultan de la baja amplitud del pulso acústico reflejado a lo largo del plano de falla y la pared del pozo. Tanto las fracturas como los planos de estratificación que atraviesan el pozo tienen una

⁶⁹ ZOBACK, Mark. Reservoir Geomechanics. Cambridge Press. 2006. p. 184

aparición sinusoidal en el registro. La intersección de una fractura con el pozo y su resultado en el registro de imagen es ilustrada en la **Figura 12**.

Figura 12. Representación de intersección de fractura y pozo. **A.** Fractura vertical. **b.** Comportamiento espejo. **C.** Fractura con ángulo de buzamiento moderado. **d.** Fractura con ángulo de buzamiento inclinado.



Fuente: GOLF-RACHT, T.D. van. Fundamentals of fractured reservoir engineering. Elsevier, 1982. P. 285.

La dirección de buzamiento es la dirección del punto más bajo donde la fractura deja de verse (concepto denominado "la regla de la 'V'") y puede ser observado al desplegar la imagen del registro, además el ángulo de buzamiento es determinado por la **Ecuación 3**.

$$Dip = \tan^{-1}\left(\frac{h}{d}\right)$$

Ecuación 3. Ángulo de buzamiento.

Fuente: ZOBACK, Mark. Reservoir Geomechanics. Cambridge University Press, 2006. P. 184.

En la **Ecuación 3**, h hace referencia a la altura de la fractura medida de tope a base en su elipse intersectada con el pozo y d al diámetro del pozo en la dirección del eje mayor de la elipse.

Adicionalmente, los datos de registros de imagen dan información de la apertura de las fallas intersectadas y, por medio de relaciones empíricas se relaciona longitud de falla, (o tamaño de la falla – fractura) con apertura, de modo que se obtenga un indicio general de las redes de fracturas del yacimiento.

No obstante, la apertura determinada por el registro no es la real, pues durante los procesos de perforación el ancho de las fracturas puede aumentar cuando la broca entra en contacto con la formación. Por tanto, la apertura aparente mostrada por el registro siempre será mayor que la apertura real.

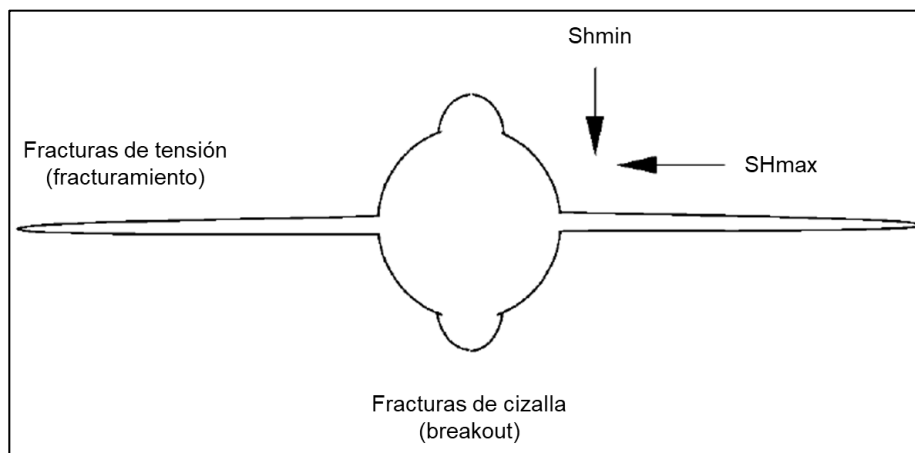
Uno de los mayores beneficios de estas herramientas de registros es la determinación de la dirección de los esfuerzos, basada en las fracturas generadas alrededor del pozo por el proceso de perforación (fracturas inducidas). En un pozo vertical que penetra formaciones de esfuerzos horizontales significativamente diferentes ($S_{Hmax} > S_{Hmin}$), se pueden detectar dos tipos de fallamiento, compresivo y de tensión, cuyas direcciones están dadas por los esfuerzos horizontales de la formación atravesada.

El fallamiento compresivo o de cizalla se presenta en la dirección paralela al esfuerzo horizontal mínimo (S_{Hmin}) si la presión del pozo es lo suficientemente pequeña para inducir fracturas de cizalla, comúnmente denominadas como *breakouts*. El fallamiento de tensión se da en la dirección paralela al esfuerzo horizontal máximo (S_{Hmax}) si la presión del pozo es lo suficientemente grande para inducir estas fracturas⁷⁰. Este comportamiento se puede apreciar en la **Figura 13**; se resalta que estas fracturas son inducidas.

Una vez que se tienen estos datos con la profundidad a la que ocurrieron, se procede a calcular la magnitud de los esfuerzos, en especial la del horizontal máximo usando teoría de elasticidad y criterios apropiados de fractura.

⁷⁰ HOLT, R.M. et. al. Petroleum Related Rock Mechanics. Elsevier. 2008. p. 297

Figura 13. Ilustración de la dirección de fracturas de tensión y compresión en un pozo vertical.



Fuente: HOLT, R.M. et. Al. Petroleum Related Rock Mechanics. Elsevier. 2008. P. 297.

2.2.4 Fracturas de compresión (*breakouts*). Se definen como la elongación del pozo, debido a la extensión de la sección transversal del hueco en una dirección (**Figura 13**), la cual depende de la orientación de los esfuerzos horizontales.

Los *breakouts* están relacionados a un fallamiento compresivo natural que ocurre cuando el esfuerzo máximo alrededor del agujero es lo suficientemente grande como para superar la fuerza de la roca. Esto causa que la roca alrededor de una porción del pozo se fragmente por compresión⁷¹.

2.2.5 Fracturas de tensión inducidas durante la perforación (Tensile Fractures). Cuando la presión aumenta durante la perforación y el esfuerzo efectivo disminuye, la pared del pozo entra en tensión en ese punto, y se pueden generar fracturas de tensión inducidas. La dirección en la que esto ocurre es en el *azimuth* del esfuerzo horizontal máximo.

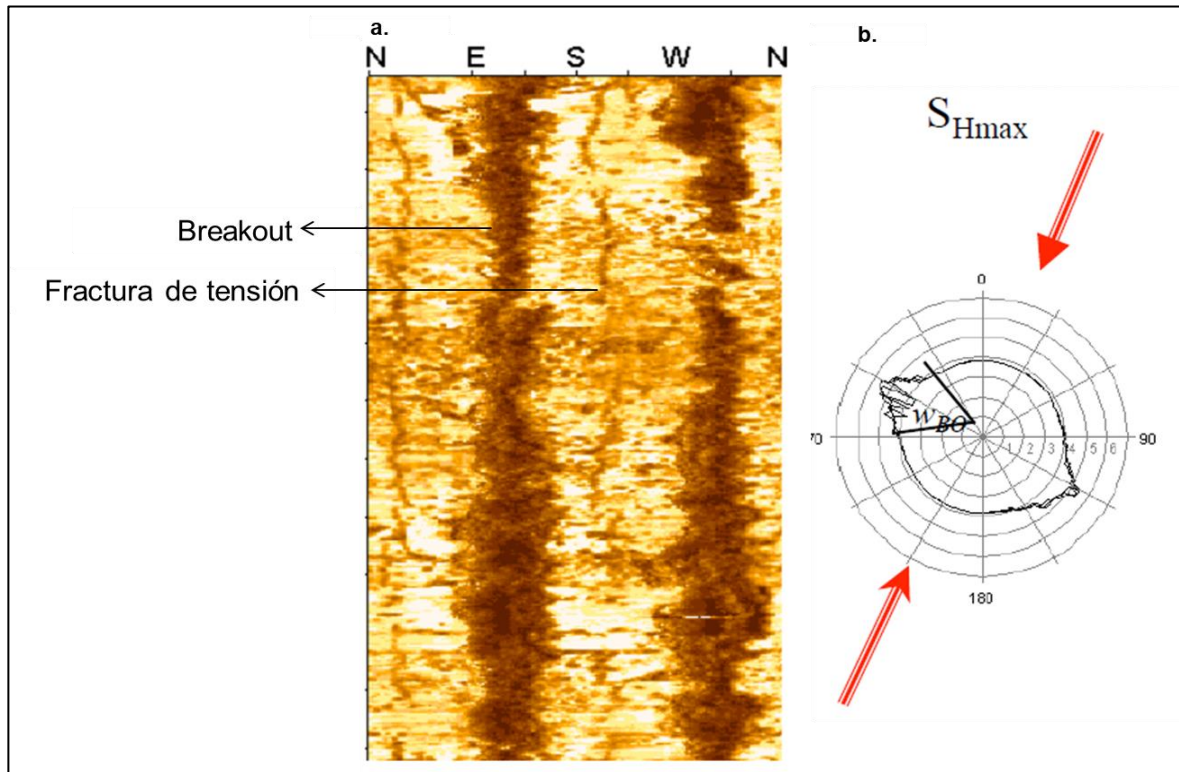
En circunstancias normales, las fracturas de tensión inducidas no suelen propagarse más que unos centímetros desde el pozo, así que no conllevan a ningún tipo de fracturamiento hidráulico que genere pérdidas de circulación, a menos que el peso del lodo exceda el esfuerzo mínimo principal de la formación. Este tipo de fracturas son la evidencia de que un esfuerzo principal es paralelo al eje del pozo⁷².

Es de resaltar que los *breakouts* forman un ángulo de 180° entre ellos, al igual que las fracturas de tensión, y que se encuentran a 90° el uno del otro. La **Figura 14. a.** evidencia este comportamiento.

⁷¹ ZOBACK. Mark. Op., Cit., p. 27

⁷² Ibid. p. 214

Figura 14. a. Registro de imagen que evidencia *breakouts* y fracturas de tensión inducidas por perforación. b. Sección transversal de un pozo con *breakouts* a partir de registros de imagen.



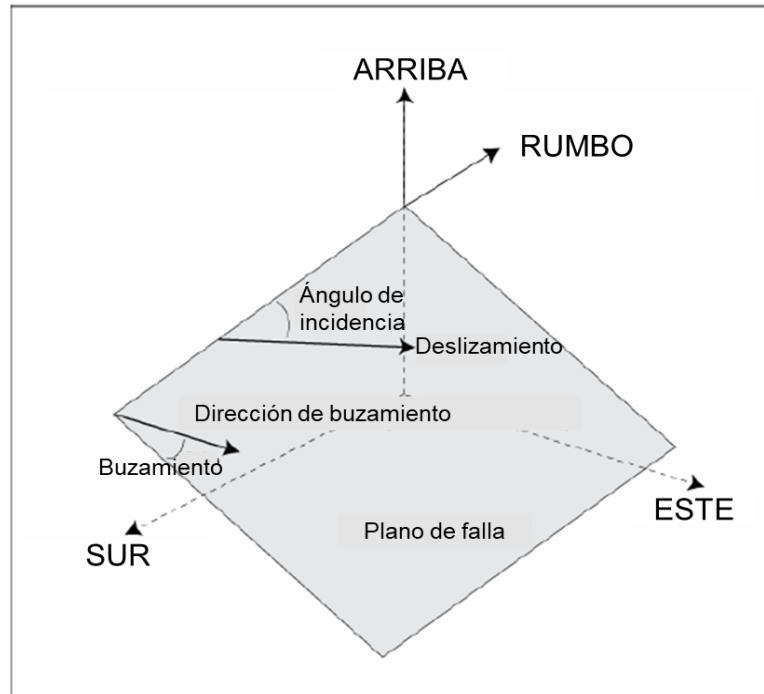
Fuente: ZOBACK, Mark. Reservoir Geomechanics. Cambridge University Press, 2006. p. 213.

2.2.6 Representación gráfica de los planos de una fractura. Para describir la orientación de una fractura es necesario acudir a parámetros mencionados en numerales anteriores pero que en esta sección serán descritos específicamente para una representación en tres dimensiones.

- Rumbo: Es la dirección de una línea horizontal en el plano de la fractura y es referido al norte geográfico, por tanto, sólo estará en los cuadrantes noroeste y noreste.
- Buzamiento: Es el ángulo de inclinación de un plano geológico medido con referencia al plano horizontal.
- Dirección de buzamiento: Determina la dirección en la que se inclina un plano, sobre la proyección horizontal de la línea de máxima pendiente.
- Deslizamiento: Movimiento relativo del bloque levantado respecto al bloque deprimido.

- Dirección de deslizamiento: Dirección en la que se produce el deslizamiento.

Figura 15. Elementos de una fractura.



Fuente: ZOBACK, Mark. Reservoir Geomechanics. Cambridge University Press, 2006. p. 188.

Para la representación de fracturas y sus características anteriormente nombradas, Golf - Racht⁷³, presenta el procedimiento de "diagramas de roseta", a través de ellos pueden ser procesados los datos obtenidos de corazonamientos o registros de imagen:

2.2.6.1 Diagrama de roseta. Un diagrama de roseta usa un círculo para definir la posición espacial de elementos direccionales de las fracturas. La frecuencia es medida en el radio, el cual es dividido en unidades por círculos concéntricos. En ellos se representan parámetros de orientación de fractura como ángulo de buzamiento, rumbo y *azimuth*, aunque también se representan características como apertura y relleno⁷⁴.

Para ejemplificar este tipo de representación, se expone la **Figura 16**, la cual muestra la orientación del rumbo de las fracturas de un núcleo. Como se puede apreciar, la dirección del rumbo se proyecta a lo largo del radio, y la frecuencia se

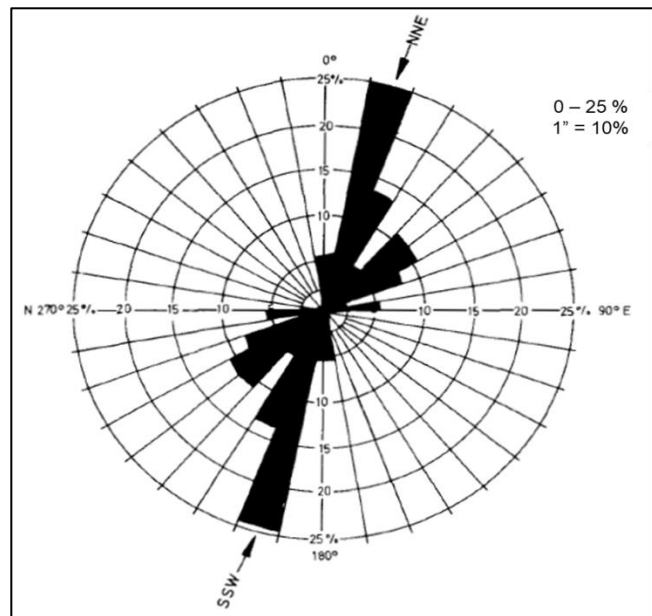
⁷³ GOLF-RACHT, T.D. van. Op., Cit., p. 87

⁷⁴ Ibid. p. 88.

muestra en los círculos concéntricos hacia cada dirección. La variación de los círculos estuvo entre 1 y 25%, además, es posible apreciar que la dirección del rumbo preferencial de las fracturas es NNE-SSW.

Este tipo de análisis se lleva a cabo para conocer la orientación de la fractura y su relación con los esfuerzos principales. Estrategias como comparar la dirección de las fracturas cerradas con la dirección preferencial de las fracturas abiertas resulta de gran utilidad, pues permite conocer la dirección del flujo de fluidos.

Figura 16. Rumbo de fracturas proyectadas en un diagrama de roseta (ejemplo).



Fuente: GOLF-RACHT, T.D. van. Fundamentals of fractured reservoir engineering. Elsevier, 1982. p. 90.

2.3 FRACTURAS EN ESTADO CRÍTICO DE ESFUERZOS (*Critically – Stressed Faults*)

Las fracturas en estado crítico de esfuerzos pueden ser definidas como aquellas fracturas que, debido a su orientación con respecto a los esfuerzos principales, están favorablemente propensas a “fallar” (que haya deslizamiento)⁷⁵.

A lo largo de la historia geológica de una formación se han desarrollado diferentes eventos que han generado diversos grupos de fracturas naturales, sin embargo, conocer aquellas que son hidráulicamente conductivas resulta ser un factor clave para el desarrollo de un campo con estas características.

⁷⁵ BONILLA GÓMEZ, Diego Alejandro y PÉREZ CORREDOR, Fabián Eduardo., Op., Cit., p. 68

Las fracturas hidráulicamente conductivas al día de hoy son aquellas que están “en estado crítico” en el campo de esfuerzos actual, debido a que se encuentran en el ángulo apropiado para ser mecánicamente activas. Por tanto, las fracturas “mecánicamente vivas” están “hidráulicamente vivas”, y las fracturas “mecánicamente inactivas”, están “hidráulicamente inactivas”⁷⁶.

Para sustentar esta afirmación, se introducen principios básicos que abarcan el hecho de que las fallas y fracturas se encuentran en varias orientaciones, lo cual podría implicar que se han formado en diferentes tiempos a lo largo de la historia geológica bajo diferentes campos de esfuerzos o bajo un mismo campo de esfuerzos pero con rotación de bloques corticales en el tiempo; grupos de fracturas conjugadas de un solo tipo usualmente no son identificables y los subgrupos de fallas permeables tienen orientaciones controladas por el estado de esfuerzos actual.

Es de recalcar que la permeabilidad de una fractura en estado crítico de esfuerzos no depende solamente del esfuerzo efectivo, sino que podrían incluirse diversos factores geológicos: como el grado de alteración físico – química (neomineralización, lixiviación, cambio de las propiedades mecánicas conexas), la cementación en zonas de brechamiento y en general, la historia diagenética de la roca; hay toda una serie de factores que pueden jugar un papel importante. El brechamiento producido durante eventos de cizallamiento y la formación de zonas de daño adyacentes a fallas (formación de fallas y fracturas secundarias concentradas, asociadas con fallas de mayor longitud a escala de yacimiento)⁷⁷, contribuyen al incremento de permeabilidad asociado con fracturas en estado crítico de esfuerzos.

Dichos efectos, suelen presentarse con mayor certeza en rocas frágiles con baja permeabilidad de matriz y que tienen implicaciones importantes para la anisotropía de la permeabilidad en medios altamente fracturados⁷⁸.

2.4 ESFUERZO

El Doctor Mark Zoback⁷⁹ puntualiza un esfuerzo como una fuerza que actúa sobre un área dada, es posible definirlo también como un tensor que describe la densidad de fuerzas que actúan sobre todas las superficies que pasan a través de un punto dado. Este tensor permite describir un campo de esfuerzos en profundidad, con respecto a un sistema de referencia dado, por ejemplo, coordenadas geográficas.

⁷⁶ ZOBACK. Mark. Op., Cit., p. 386

⁷⁷ PIJUSH, Paul. Fluid Flow in a Fractured Reservoir Using a Geomechanically - Constrained Fault Zone Damage Model for Reservoir Simulation. Noviembre, 2007. p. 1

⁷⁸ ZOBACK. Mark. Op., Cit., p. 390

⁷⁹ Ibid. p. 14

Conocer el estado de esfuerzos *in situ* en algún sistema de coordenadas, permitirá calcular esfuerzos en cualquier otro sistema. Así, se hace posible determinar el campo de esfuerzos alrededor de un pozo en una orientación arbitraria para prever problemas de estabilidad.

Por otra parte, es posible describir el estado de esfuerzos en profundidad en términos de los esfuerzos principales. Donde el esfuerzo principal es generalmente normal a la superficie de la Tierra, mientras que otros dos esfuerzos principales actúan en un plano aproximadamente horizontal. Esta afirmación es evidente en cercanías a la superficie terrestre, sin embargo, compilaciones de datos de mecanismos focales de terremotos y otros indicadores de esfuerzos, confirman que esto es cierto en general, hasta las profundidades de transición frágil – dúctil en la corteza, generalmente entre 15 y 20 Km.

Por tanto, es posible asumir tres magnitudes de esfuerzos principales: S_V , el esfuerzo vertical, correspondiente al peso de la roca sobrecarga; S_{Hmax} , el esfuerzo máximo horizontal; y S_{hmin} , el esfuerzo horizontal mínimo y una orientación de esfuerzo, usualmente tomada para ser el azimuth de la compresión horizontal máxima, S_{Hmax} .⁸⁰

2.4.1 Regímenes de esfuerzo y clasificación de Anderson. El esquema de clasificación de Anderson permite caracterizar el estado de esfuerzos de un área definiendo las magnitudes del esfuerzo horizontal principal respecto al esfuerzo vertical. Para ello, toma los valores del mayor esfuerzo, el intermedio y el menor en profundidad, como S_1 , S_2 y S_3 , en términos de S_V , S_{Hmax} y S_{hmin} .

La magnitud relativa de los esfuerzos está relacionada con el estilo actual de fallamiento en la región (normal, transcurrente o inverso), de este modo, el esfuerzo horizontal principal, puede ser mayor o menor que el esfuerzo vertical, dependiendo del escenario geológico actual.

⁸⁰ Ibid. p. 15

Tabla 3. Magnitudes relativas de esfuerzos y regímenes de fallamiento.

Régimen / Esfuerzo	S_1	S_2	S_3
Normal	S_V	S_{Hmax}	S_{hmin}
Transcurrente	S_{Hmax}	S_V	S_{hmin}
Inverso	S_{Hmax}	S_{hmin}	S_V

Fuente: ZOBACK, Mark. Reservoir Geomechanics. Cambridge University Press,2006. p. 17.

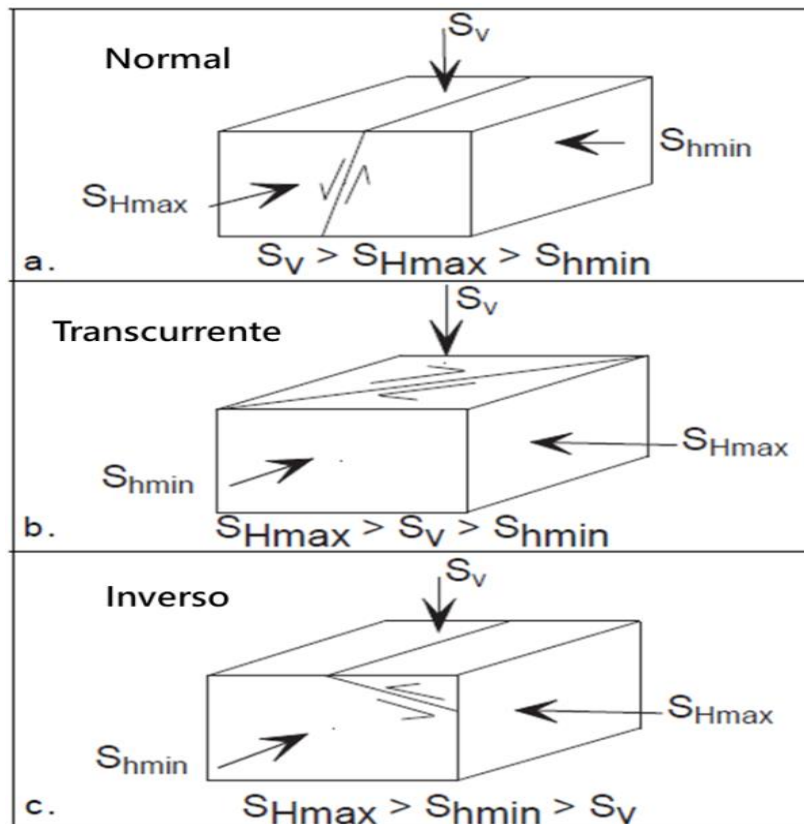
De acuerdo al esquema de clasificación de Anderson, las características de los esfuerzos para cada régimen de fallamiento son las siguientes⁸¹:

- **Fallamiento normal:** El esfuerzo vertical es dominante ($S_1 = S_V$), y el deslizamiento de la falla se da cuando el esfuerzo horizontal mínimo (S_{hmin}) alcanza un valor lo suficientemente pequeño a determinada profundidad, dependiendo del esfuerzo vertical y la presión de poro.
- **Fallamiento inverso:** Los dos esfuerzos horizontales exceden el esfuerzo vertical ($S_3 = S_V$) y el esfuerzo horizontal máximo (S_{Hmax}) logra superar al esfuerzo vertical.
- **Fallamiento transcurrente:** El esfuerzo horizontal máximo es mayor que el esfuerzo vertical y el esfuerzo horizontal mínimo es menor que este último, es decir, ($S_2 = S_V$), así, el fallamiento ocurre cuando la diferencia entre el esfuerzo horizontal máximo y el esfuerzo horizontal mínimo es suficientemente grande.

Estos regímenes son evaluados en el tiempo geológico actual, es decir, el tiempo en el que el yacimiento empezó a ser explotado, ya que se pretende determinar la relación actual entre el estado de esfuerzos actual y el estilo de fallamiento activo, parámetros aplicables a los temas de geomecánica en el yacimiento. En muchas partes del mundo, existe un desajuste entre los esfuerzos tectónicos asociados a la formación de las estructuras geológicas y los esfuerzos existentes en el presente.

Figura 17. Esquema de clasificación de Anderson para la magnitud relativa de esfuerzos.

⁸¹ Ibid. p. 20



Fuente: ZOBACK, Mark. Reservoir Geomechanics Course. Universidad de Stanford. Lección 2. 2017. p. 10.

Para resumir la información anterior, se presenta la **Tabla 3** y la **Figura 17**, las cuales contienen los datos que recapitulan la magnitud de esfuerzos relativos y su representación gráfica.

2.4.2 Medición de esfuerzos. Con el fin de caracterizar el campo de esfuerzos, se emplean diferentes técnicas y herramientas que permitan conocer la medida y las propiedades de los esfuerzos *in situ*, las cuales se exponen a continuación⁸²:

- A partir de registros de densidad es posible determinar el esfuerzo vertical, el cual suele ser el principal. Sin embargo, la observación de las fracturas de tensión inducidas durante la perforación de los pozos puede probar si el esfuerzo vertical es el esfuerzo principal.
- La orientación de los esfuerzos es determinada por análisis realizados al pozo (generación de *breakouts*, fracturas de tensión inducidas), indicadores geológicos y mecanismos focales de terremotos.

⁸² Ibid. p. 25

- El menor esfuerzo (S_3), el cual suele ser el esfuerzo horizontal mínimo es obtenido de mini-fracs y pruebas de *leak-off*, pruebas previas al proceso de fracturamiento hidráulico.
- La presión de poro se mide directamente, usando tecnologías con cable que aíslan la presión de la formación de la presión anular en un área pequeña en la pared del pozo, o en la tubería, usando empaques y herramientas de pruebas *drill-stem* que aíslan intervalos de una formación⁸³. A su vez, se puede estimar de registros geofísicos o datos sísmicos.
- El esfuerzo máximo puede limitarse a partir de *breakouts* y fracturas de tensión en los pozos.

2.5 ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN

Una curva de declinación es aquella gráfica de tasa de producción versus tiempo y tasa de producción versus producción acumulada, de pozos y de yacimientos. El Análisis de Curvas de Declinación (DCA) pretende estudiar el comportamiento de las tendencias pasadas de producción con el fin de evaluar reservas y predecir la producción futura.

Esta técnica se basa en la asunción de que las tendencias anteriores y los factores que las controlan se mantendrán en el futuro, de modo que puedan ser extrapoladas mediante una expresión matemática.

Existen dos tipos de Análisis de Curvas de Declinación: Datos de producción histórica y curvas tipo, sin embargo, para el proyecto en desarrollo sólo se estudiará la primera técnica mencionada.

Las curvas de declinación se caracterizan por tres factores: tasa de producción inicial o tasa en un tiempo particular, curvatura de la declinación y tasa de producción. Éstos están en función del yacimiento, del pozo y de condiciones de las facilidades de producción⁸⁴.

Adicional a ello, las siguientes condiciones deben ser consideradas para llevar a cabo un análisis exitoso:

- Condiciones de producción certeras: Producción estable en el período a analizar y condiciones de productividad que reflejen el verdadero comportamiento del pozo y que no provengan de factores externos.
- Condiciones de yacimiento estables: Es decir, el mecanismo de producción no debe estar alterado. No obstante, los trabajos que se lleven a cabo en el

⁸³ Ibid. p. 67

⁸⁴ AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Elsevir. 2006.p. 1235

yacimiento (pozos nuevos, acidificaciones, fracturamientos, inyección de fluidos, entre otros) pueden ser evaluados mediante la comparación de la curva base y el nuevo comportamiento que se presenta tras la implementación de estas ideas.

- Evaluación de nuevas inversiones y gastos previos: Esta técnica se usa para aproximar los tamaños de equipos y facilidades, además de determinar reservas de un pozo o un campo, que pueden ser comparadas con el método volumétrico y de balance de materiales.

El análisis de curvas de declinación convencionales está basado en la siguiente relación empírica propuesta por Arps⁸⁵:

Ecuación 4. Relación Empírica de Arps.

$$q_t = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Elsevir. 2006. p. 1238.

Donde, q_t es la tasa de producción a un tiempo t , q_i es la tasa de producción inicial, t es tiempo, D_i es la tasa de declinación inicial y b es el exponente de Arps de curva de declinación.

Para definir D , tasa de declinación nominal o instantánea, se tiene:

Ecuación 5. Tasa de Declinación Nominal o Instantánea.

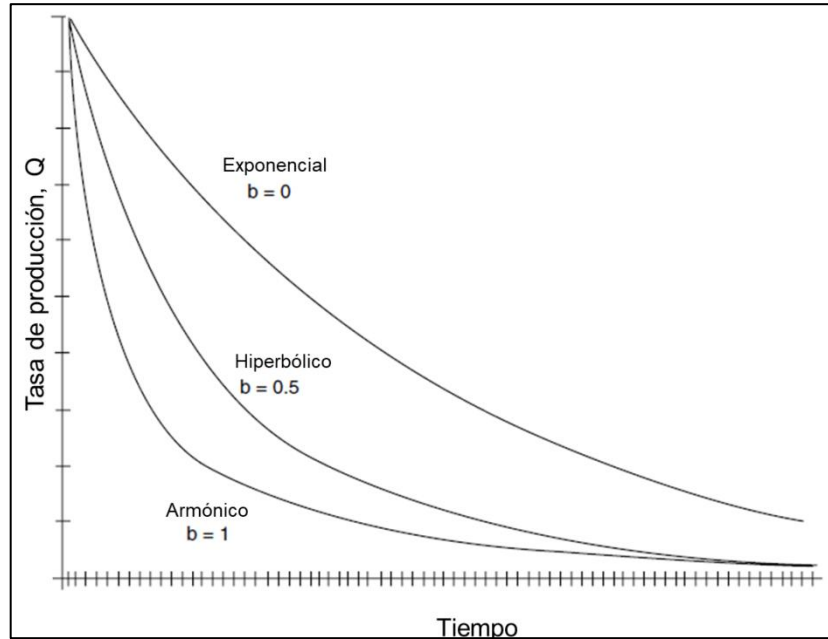
$$D = -\frac{d(\ln q)}{dt} = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Elsevir. 2006.p. 1238.

Arps también propone tres tipos de comportamiento de tasa de declinación, los cuales manifiestan la curvatura en el gráfico de tasa de producción versus tiempo: Declinación exponencial, armónica e hiperbólica, y están representadas en la **Figura 18**.

⁸⁵ Ibid. p. 1237

Figura 18. Tipos de Curvaturas de Curvas de Declinación.



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Elsevier. 2006.p. 1235.

La **Ecuación 4** puede ser expresada convenientemente para las tres curvaturas expuestas anteriormente como lo muestra la **Tabla 4**.

Tabla 4. Ecuaciones de tasas de producción para cada caso de curvatura.

Caso	b	Relación tasa - tiempo	
Exponencial	b = 0	$q_t = q_i \exp(-D_I t)$	Ecuación 4
Hiperbólico	$0 < b < 1$	$q_t = \frac{q_i}{(1 + bD_I t)^{1/b}}$	Ecuación 5
Armónico	b = 1	$q_t = \frac{q_i}{(1 + D_I t)}$	Ecuación 6

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Elsevir. 2006.p. 1239.

2.5.1 Análisis de curvas de declinación en yacimientos naturalmente fracturados. Para llevar a cabo el análisis de curvas de declinación en yacimientos naturalmente fracturados, es necesario tener en cuenta que éstos tienen un componente de doble porosidad y que es necesario incluir ciertos parámetros de geomecánica para que los resultados sean lo más cercano posible a la realidad.

Para estimar el comportamiento de un medio poroso con estas características se tiene en cuenta la capacidad de almacenamiento de las fracturas (ω) y el coeficiente interporal de flujo (λ). Todo esto debido a que, en los YNF, a medida que se presenta una disminución en la presión del reservorio, se incrementa el esfuerzo efectivo en el sistema fracturado, en consecuencia: la porosidad y permeabilidad por fractura disminuyen.

Lo anterior lleva a considerar un cierre en las fracturas naturales, lo cual se traduce en una reducción de presión de fondo, indicando una caída significativa de presión alrededor del pozo. Por tanto, Jabbari⁸⁶, introduce un nuevo factor de “daño de formación” debido al cambio incremental del esfuerzo efectivo, que se ve reflejado en la disminución de la apertura de fractura, porosidad y su permeabilidad total, afectando así el comportamiento de todo el yacimiento.

A partir de los estudios realizados por este mismo autor, se puede afirmar que la capacidad de almacenamiento por fractura (ω), tiene una repercusión directa en el cambio de esfuerzo efectivo durante la etapa de producción inicial del yacimiento, donde el flujo de matriz a fractura no es representativo; mientras que el coeficiente interporal de flujo (λ), tiene incidencia en la etapa de producción media constante, donde la matriz alimenta la fractura. Finalmente, el cambio de daño de formación debido al cierre de las fracturas afecta significativamente el comportamiento de producción en el tiempo.

Es importante recalcar que la curva de declinación de determinado período de tiempo no representa el comportamiento completo de un pozo o yacimiento, ya que estas curvas cambian en el periodo temprano, medio o tardío de producción, como se mencionó anteriormente.

2.6 PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN (PRESSURE BUILD UP – PBU)

El objetivo de la prueba de aumento de presión (PBU) es describir el aumento de presión con el tiempo en un pozo, después de que éste ha sido cerrado. De esta manera, será posible conocer la presión estática del yacimiento, así como llevar a cabo los análisis correspondientes para determinar la permeabilidad efectiva del yacimiento, la extensión del daño de permeabilidad alrededor del pozo, la presencia de fallas y la distancia con respecto a éstas, las interferencias entre pozos productores, y los límites del reservorio cuando no hay una gran influencia del acuífero o cuando éste es más pequeño que el yacimiento⁸⁷.

⁸⁶ JABBARI, Hadi, et. al. Incorporating Gomechanics into the Decline – Curve Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. Octubre, 2011. p. 2

⁸⁷ AHMED, Tarek. Op., Cit., p. 468

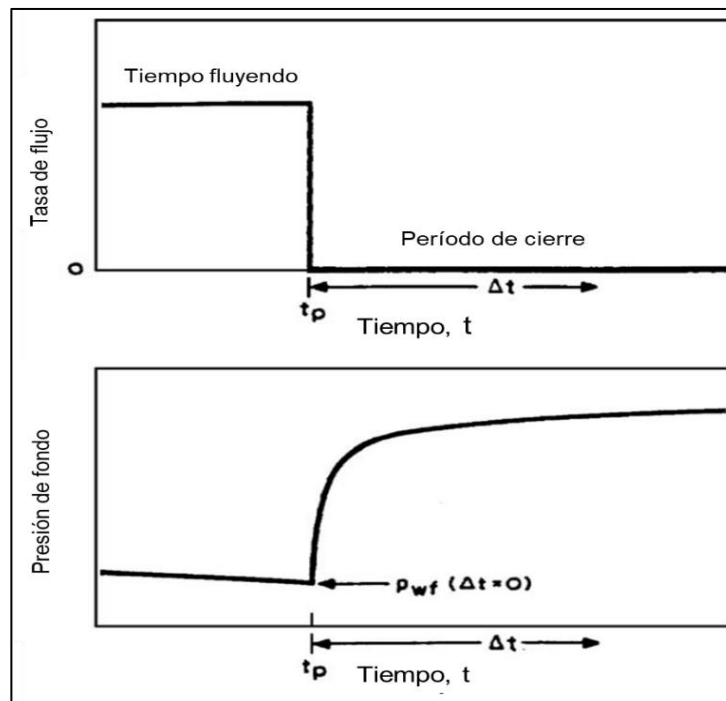
Para que el PBU sea exitoso, el pozo que va a ser cerrado y sobre el cual se realizará la prueba, debe tener una tasa de producción constante por un tiempo tal que sea posible establecer una distribución de presión estable antes del cierre. De tal modo, la presión es medida, para posteriormente cerrar el pozo y registrar el comportamiento de presión en función del tiempo. La curva obtenida es analizada para las propiedades del yacimiento y las condiciones del pozo.

Para el análisis de un PBU se tienen en cuenta estas asunciones:

- Yacimiento homogéneo, isotrópico y de espesor horizontal uniforme.
- Fluido de una sola fase, ligeramente compresible, y con viscosidad y factor volumétrico constante.
- Flujo laminar y sin efectos de gravedad.

La **Figura 19** muestra el comportamiento ideal de un PBU en tasa y presión.

Figura 19. Comportamiento Ideal de *Pressure Build Up*.



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Elsevier. 2006.p. 469.

2.6.1 Prueba de aumento de presión (PBU) en yacimientos naturalmente fracturados. El modelo de Warren y Root representa la mejor aproximación para el proceso de flujo transiente en yacimientos fracturados. Este modelo está basado en parámetros dimensionales y adimensionales que permiten la interpretación de pruebas de aumento de presión (PBU) y pruebas de disminución de presión (Drawdown test), teniendo en cuenta si un yacimiento es finito o infinito, entendiendo yacimiento infinito como aquel sin límite exterior evidente que afecte el flujo de fluidos durante el período de una prueba, siendo la dirección del flujo perpendicular al eje del pozo.

Los parámetros adimensionales más importantes fueron mencionados con anterioridad y se describen a continuación⁸⁸:

- Parámetro ω : Representa la capacidad de almacenamiento adimensional de un sistema fracturado y se relaciona con la razón de capacidad de almacenamiento (SCR).

Cuando la SCR tiende a 0 y ω tiende a 1, se habla de un yacimiento fracturado no poroso, mientras que, si la SCR tiende a infinito y ω tiende a 0, se habla de un yacimiento de porosidad intergranular convencional. Finalmente, si los valores de ω están entre 0 y 1, se tiene un yacimiento con doble porosidad.

- Parámetro λ : Representa la capacidad de flujo interporal, y se relaciona con la razón de permeabilidades (K_1 / K_2) de dos dominios (matriz - fractura), de modo que si $K_1 \approx K_2$, el proceso de flujo será similar al de un yacimiento *single porosity*, mientras que si $K_1 \ll K_2$, el proceso de flujo tendrá un comportamiento similar al de un sistema de doble porosidad.

Los valores límites de ω son 0 y 1, mientras que los de λ son 0 e infinito. Si los parámetros físicos de un yacimiento se acercan a estos límites, muy posiblemente, tenga un comportamiento similar al de un yacimiento *single porosity*. Es de resaltar que el modelo de Warren y Root funciona satisfactoriamente para el caso de grandes contrastes de las características de un sistema de doble porosidad (parámetros λ y ω)⁸⁹.

- Parámetro t_D : Representa el tiempo adimensional, relacionado con la permeabilidad de la fractura, la capacidad de almacenamiento de la fractura y la matriz, el radio del pozo y el tiempo.

Finalmente, una prueba de aumento de presión permitirá evaluar un yacimiento fracturado, por medio de los parámetros mencionados anteriormente.

⁸⁸ GOLF-RACHT, T.D. van. Op., Cit., p. 377

⁸⁹ Ibid, p. 378

2.7 DISEÑO DE PERFORACIÓN DE POZOS

El diseño de la perforación de un pozo es un proceso sistemático y ordenado, el cual puede ser aplicado a cualquier tipo de pozo y que requiere del uso de la tecnología adecuada para cada una de sus etapas, mencionadas a continuación:

Recopilación de la información disponible, predicción de presión de formación y fractura, determinación de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento, selección de la geometría y trayectoria del pozo, programa de fluidos de perforación, programa de brocas, diseño de tuberías de revestimiento, programa de cementación, diseño de sartas de perforación, programa hidráulico, selección de equipo de perforación, tiempos estimados de perforación y costos⁹⁰.

Todas estas etapas requieren de la integración de ingeniería, seguridad durante la operación (personal y equipo), ecología, costo mínimo y utilidad.

Con el fin de brindar un contexto demarcado adecuadamente para alcanzar los objetivos propuestos en el presente trabajo en términos de diseño de perforación de pozos, se hará énfasis en los tipos de trayectoria que puede tener un pozo petrolero.

2.7.1 Tipos de trayectoria. La trayectoria de un pozo se define según su grado de inclinación, las trayectorias comúnmente conocidas son⁹¹:

- Vertical: Inclinación menor de 5°.
- Desviada: Inclinación entre 5° y 60°.
- Altamente desviada: Inclinación superior a 60°.
- Horizontal: Sección con inclinación superior a 85°.

Para definir el diseño inicial de la trayectoria de un pozo es necesario tener en cuenta aspectos como la viabilidad económica de la perforación, las características de la estructura geológica, la profundidad vertical y el desplazamiento horizontal del objetivo⁹². La determinación de estos aspectos permitirá tomar una decisión respecto al tipo de trayectoria que tendrá el pozo.

⁹⁰ GRUPO CEDIP. Diseño de la perforación de los pozos. 2012. p. 7

⁹¹ FARAH, Omar. Directional well design, trajectory and survey calculations, with case study in Fiale, Asal Rift, Djibouti. 2013. p. 3

⁹² Grupo CEDIP. Op., Cit., p. 109

2.7.2 Perforación direccional. Es el proceso de dirigir el pozo a lo largo de una trayectoria hacia un objetivo predeterminado, ubicado a una determinada distancia lateral de la localización superficial del equipo de perforación⁹³. Mientras que perforar un pozo vertical consiste en un proceso unidimensional de penetrar la tierra con una broca a determinada profundidad, la perforación direccional es un proceso tridimensional, en el que la broca se desvía intencionalmente para formar un ángulo de dirección, en el plano X, y un ángulo de inclinación, en el plano Y.

Esta técnica se emplea para construir pozos desviados, además de pozos horizontales, de alcance extendido y multilaterales, haciendo uso de herramientas tecnológicas que permiten construir los ángulos necesarios y enviar la información respectiva a superficie.

2.7.2.1 Terminología.

- *Azimuth* (Dirección del pozo): El *azimuth* de un pozo en un punto determinado, es la dirección del pozo sobre el plano horizontal, medido como un ángulo en sentido de las manecillas del reloj, a partir del norte de referencia (norte geográfico o magnético)⁹⁴.
- Inclinación: Es el ángulo (en grados) entre la vertical local y la tangente al eje del pozo en un punto determinado. Por convención 0° corresponde a la vertical y 90° a la horizontal.
- *Kick – off point* (KOP): Profundidad a la que el pozo es desviado por primera vez de la vertical.
- Profundidad medida (MD): Profundidad (longitud) del pozo a lo largo de la trayectoria.
- Profundidad vertical verdadera (TVD): Es la proyección de la profundidad medida en la vertical.

2.7.2.2 Tipos de pozos direccionales.

- **Tipo “S” (incrementar, mantener y disminuir):** Como en el tipo *slant*, el pozo inicia vertical hasta el KOP, luego se construye ángulo y se mantiene una sección tangente. Posterior a ello, se perfora una sección de caída, donde la inclinación disminuye y la trayectoria se hace casi vertical **Figura 20. a.)**

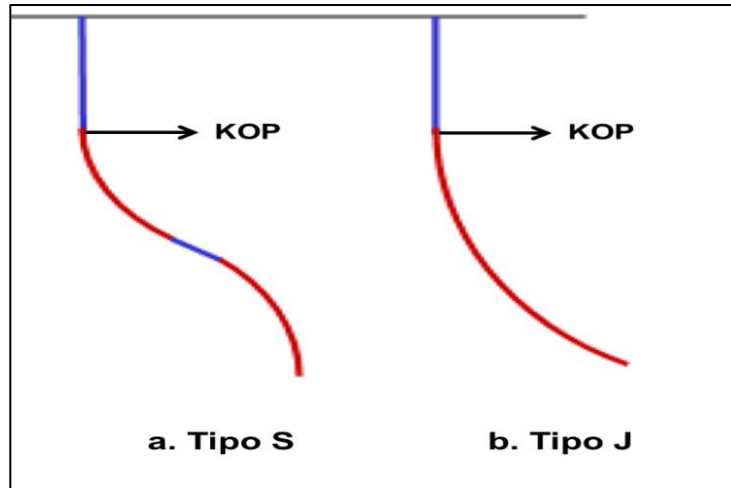
⁹³ Ibid, p. 102

⁹⁴ Ibid, p. 106

- **Tipo “J” (incremento continuo):** Este tipo de pozo suele perforarse para la construcción de *sidetracks*. Inicia vertical hasta un KOP profundo y la inclinación se construye muy cercano al objetivo (**Figura 20. b.**)⁹⁵.

Estos pozos se perforan por diversas razones, una de las más importantes es la necesidad de alcanzar objetivos remotos.

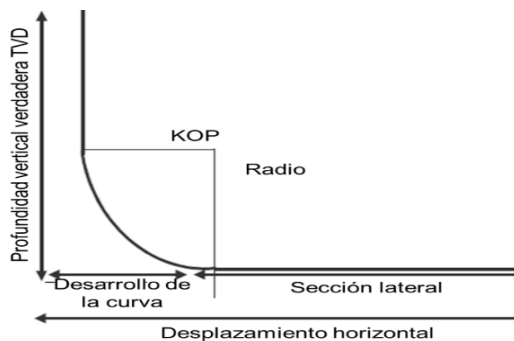
Figura 20. Tipos de Pozos Direccionales más Comunes.



Fuente: Directional well design, trajectory and survey calculations, with case study in Fiale, Asal Rift, Djibouti. Farah, Omar. 2013. p. 5.

- **Pozo horizontal:** En este tipo de pozo la broca se dirige en una dirección y orientación aproximada de 90° con respecto a la vertical para lograr extenderse varios cientos de metros dentro del yacimiento (**Figura 21**).

Figura 21. Representación Esquemática de la Perforación Horizontal.

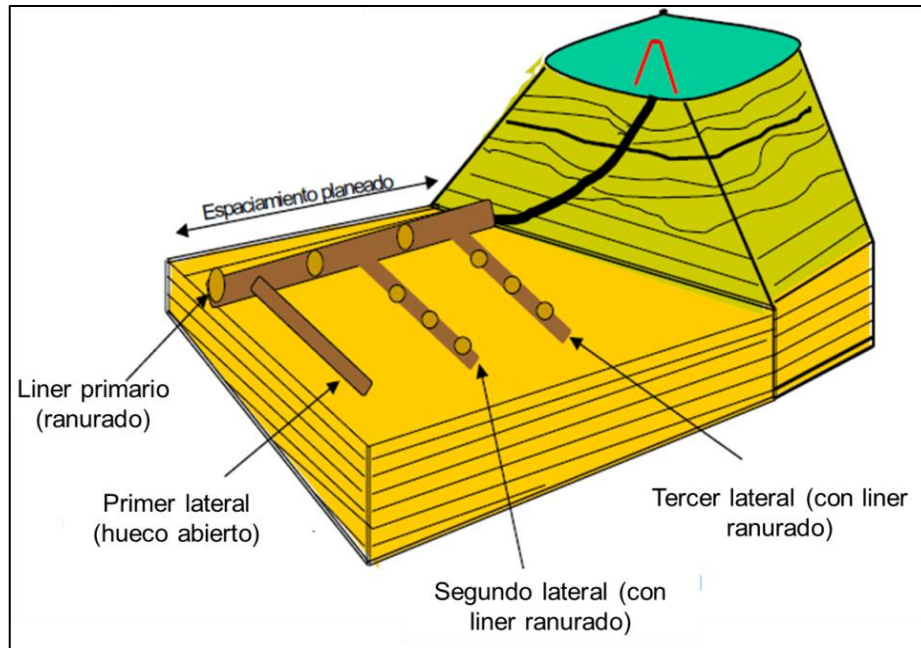


Fuente: Grupo CEDIP. Diseño de la perforación de los pozos. 2012. p. 147.

⁹⁵ FARAH, Omar. Op., Cit., p. 5

➤ **Pozo multilateral:** Dentro de la sección horizontal, vertical o direccional de un pozo, se perforan uno o varios ramales (laterales) en varias direcciones. El número de ramales puede variar de dos a ocho, dependiendo de las expectativas de producción y de la evaluación del yacimiento⁹⁶ (**Figura 22**)

Figura 22. Representación Esquemática de la Perforación Multilateral.



Fuente: Grupo CEDIP. Diseño de la perforación de los pozos. 2012. p. 147.

Un pozo horizontal o multilateral normalmente se perfora con el fin de incrementar volúmenes drenados o reducir las inversiones de la perforación de pozos adicionales, ya que la productividad de este tipo de pozos es mucho mayor que la de uno vertical. Esto debido a que se comunica una mayor área de la formación productora, se atraviesan fracturas naturales, se reducen las caídas de presión y se retrasan los avances en los contactos de agua - aceite o gas - aceite⁹⁷.

2.8 COMPLETAMIENTO DE POZOS

El completamiento de pozos es el conjunto de operaciones necesarias para la producción de hidrocarburos, posteriores a la perforación. Para llevar a cabo esta etapa, se deben tener en cuenta la selección y organización del equipo a usar, la elección de materiales, las dimensiones de la tubería de producción, las profundidades de los intervalos productores y el modo de producción del fluido proveniente de la formación. Para ello, es indispensable tener una evaluación

⁹⁶ Grupo CEDIP. Op., Cit., p. 147

⁹⁷ Ibid, p. 143

rigurosa que debe considerar la evolución de las características de productividad del pozo, de acuerdo a la producción esperada.

2.8.1 Tipos de completamiento. Pueden ser divididos en dos grandes categorías, completamiento a hueco abierto y completamiento con hueco entubado.

- Completamiento a hueco abierto: En esta categoría, la formación se preserva como tal, es decir, no se requieren columnas de cemento. Suele usarse cuando la formación es lo suficientemente consolidada, o cuando es tan fracturada que se dificulta un trabajo de cementación exitoso. Una de sus principales ventajas es que los procedimientos adicionales al pozo se hacen mucho más sencillos, como los trabajos de estimulación. Sin embargo, como desventaja se encuentra el hecho de que no se puede controlar la entrada de arena o de agua al pozo, y aislar zonas para controlar estos problemas es de gran dificultad⁹⁸.
- Completamiento con hueco entubado: Este tipo de completamiento es ampliamente utilizado debido a la necesidad de mantener la estabilidad del hueco. El pozo debe estar revestido durante toda su vida productiva, ya sea con un “*liner* ciego” o con un “*liner* ranurado”.
 - Completamiento con *liner* ciego: Consiste en correr y cementar el revestimiento hasta la base de la zona objetivo, la tubería de revestimiento se cementa a lo largo de todo el intervalo a completar, cañoneando selectivamente frente a las zonas de interés para establecer comunicación entre la formación y el hueco.
 - Completamiento con *liner* ranurado: Consiste en correr un *liner* con agujeros perforados antes de ser introducido en el pozo, de modo que se eviten los procesos de cementación y cañoneo para comunicar la formación con el hueco. Suele ser empleado en pozos con formaciones no compactadas.

2.8.1.1 Formas de comunicación de la formación con la superficie. Adicional a lo anterior, existen cinco opciones para comunicar la formación productiva con la superficie, las cuales se presentan a continuación⁹⁹:

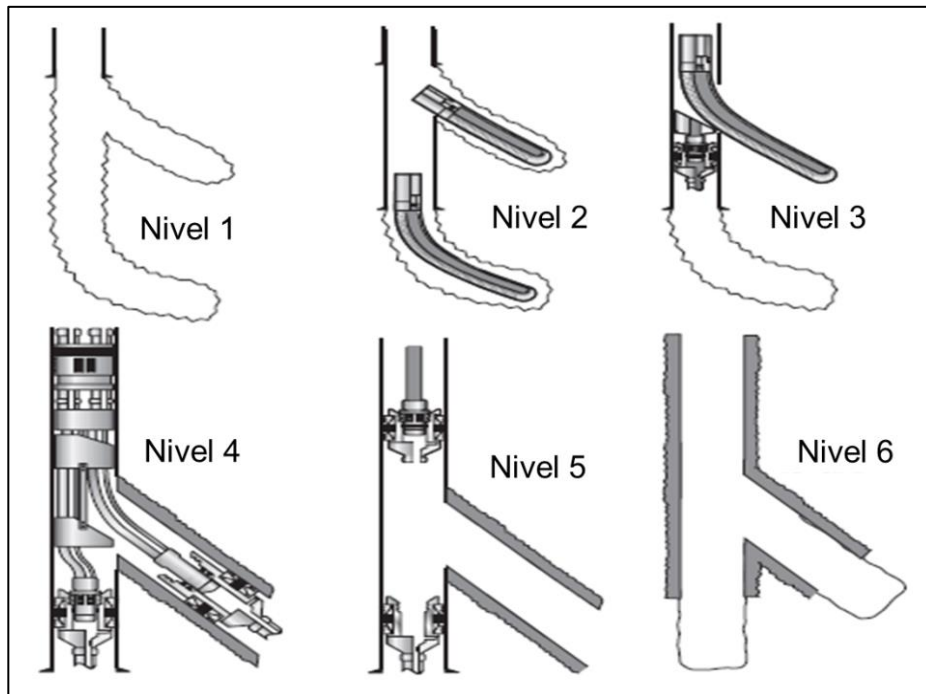
- Completamiento sin tubería de producción: Usado en pozos donde la formación productora es pequeña y se requieren altas tasas de producción. En este caso, la producción toma lugar en el revestimiento final, sin soporte de sartas de producción o sistemas de aislamiento.
- Completamiento sin empaque: En este caso, sólo se pone la tubería de producción en el pozo, permitiendo la producción a través de la tubería y del anular. Es limitado en términos de condiciones de flujo.

⁹⁸ INSTITUTO DELLA ENCICLOPEDIA ITALIANA FONDATA. Giovanni Treccani. Encyclopaedia of Hydrocarbons. Enl. 2005. p. 385

⁹⁹ Ibid, p. 386

- Completamiento con sarta sencilla: Consiste en el uso de una sola tubería de producción (*tubing*) con un empaque (dispositivo de aislamiento) para la sección productora, de modo que por medio de válvulas se permita el flujo de una sola capa de formación. Es conveniente para capas productoras homogéneas, donde la producción selectiva no es necesaria.
- Completamiento con sartas múltiples: Completamiento que hace uso de dos o tres tuberías de producción, aisladas con empaques y produciendo de diferentes niveles a la vez. Es útil cuando el yacimiento presenta capas con diferentes características de roca y fluidos, de modo que puedan existir producción selectiva de varias zonas al mismo tiempo.
- Completamiento multilateral: Este tipo de tecnologías usadas para pozos multilaterales combina las funciones selectivas y múltiples, usando varios huecos que convergen en un pozo principal. A continuación, se presenta una descripción basada en el grupo de expertos operadores en este campo, *Technology Advancement of Multilateral* (TAML) (**Figura 23**):
 - Nivel 1 (*Open hole Sidetrack*): El pozo principal y los huecos secundarios están a hueco abierto, y éstos últimos no tienen aislamiento.
 - Nivel 2: El pozo principal está entubado y cementado, mientras que los pozos secundarios están a hueco abierto. El elemento clave de este tipo de completamiento es el ajuste en la conexión para el influjo de los laterales, el cual es ensamblado con empaques permanentes.
 - Nivel 3: Similar al nivel 2, la diferencia radica en anclar el *liner* lateral al pozo principal, brindando fortaleza mecánica. Este tipo de completamiento incluye un gancho colgador, es decir, un dispositivo de conexión instalado entre los completamientos del pozo principal y los secundarios, permitiendo selectividad entre los huecos.
 - Nivel 4: Los laterales están cementados, garantizando una resistencia mecánica de estos huecos, pero no un sello hidráulico.
 - Nivel 5: Se obtiene un sello hidráulico de los fluidos inyectados y los producidos, aislando las uniones de los laterales y el pozo principal con empaques. Este método permite el acceso selectivo a los laterales y la posibilidad de manejar producción independiente.
 - Nivel 6: Se garantiza la continuidad mecánica e hidráulica usando revestimientos para asegurar el sello hidráulico en los laterales.

Figura 23. Clasificación TAML: Completamiento de Pozos Multilaterales.



Fuente: INSTITUTO DELLA ENCICLOPEDIA ITALIANA FONDATA Giovanni Treccani. Encyclopaedia of Hydrocarbons. Enl. 2005. p. 388.

3. MAPAS DE DENSIDAD Y ORIENTACIÓN DE FRACTURAS NATURALES DE PIEDEMONTE

Este capítulo describe la elaboración de los mapas de densidad de fracturas naturales a partir de un análisis geoestadístico, integrando la orientación de las mismas y el esfuerzo máximo horizontal (S_{Hmax}) de la formación en diagramas de roseta, a partir de la información de registros de imagen (UBI) suministrada por Equión Energía Limited.

Se analizarán cinco formaciones, cuyos nombres genéricos son *Layer 1*, *Layer 2*, *Layer 3*, *Layer 4* y *Layer 5*, siendo la primera la más somera y la última la más profunda. A lo largo de estas cinco formaciones están distribuidos 29 pozos, algunos atraviesan más de una formación y otros sólo una. Por convención, los pozos productores están representados con color negro, los inyectores de gas con color rojo y los inyectores de agua (disposal) con color azul.

La **Tabla 5** muestra el número de fracturas de cada formación en cada pozo, datos de entrada para la construcción de cada uno de los mapas de densidad de fracturas naturales.

El registro UBI del pozo 21 no alcanza a tocar la zona de interés (*Layer 1*), por tanto, la tabla no muestra ningún dato. Sin embargo, llegó hasta unos cuantos pies por encima, por ello se toma como referencia para dar una idea de lo que podría ser el comportamiento de fracturas en esa formación. En cambio, en el mapa, si se muestra un número de fracturas (159) que corresponde al intervalo superior, pero existe un alto grado de incertidumbre en este valor.

Por otra parte, para conocer la distribución de la orientación de las fracturas de cada formación en cada pozo, se construyen los diagramas de roseta que esquematizan el rumbo y la frecuencia de los datos de fracturas naturales. Debido a que de cada fractura se tiene el dato de dirección de buzamiento (*dip azimuth*), es necesario añadir 90° con el fin de obtener el rumbo.

Los datos de rumbo obtenidos van desde 0° hasta 180° ; así, se realiza el conteo de número de fracturas por cada 10° de rumbo, de este modo, es posible conocer el rumbo preferencial de las fracturas naturales, el cual se verá reflejado en el radio del diagrama de roseta. El total de fracturas en cada grupo de 10° se normaliza, de modo que se obtiene la frecuencia de los datos, y se observa en los círculos concéntricos del diagrama de roseta. Este diagrama de roseta es de color azul.

Tabla 5. Número de fracturas de cada formación en cada pozo.

Formación	Pozo	Número de fracturas	Formación	Pozo	Número de fracturas
Layer 1	11	109	Layer 3	2	38
	17	1		5	154
	21	-		10	116
	22	84		11	36
	25	247		12	64
	26	60		13	46
	27	178		14	67
	28	235		18	163
	29	300		34	95
	33	90		6	171
Layer 2	18	39	Layer 4	8	97
	22	123		9	218
	23	151		12	111
	25	228	Layer 5	1	116
	26	95		4	88
	28	116		5	188
	33	32		9	144

Fuente: Registros UBI suministrados por Equión Energía Limited.

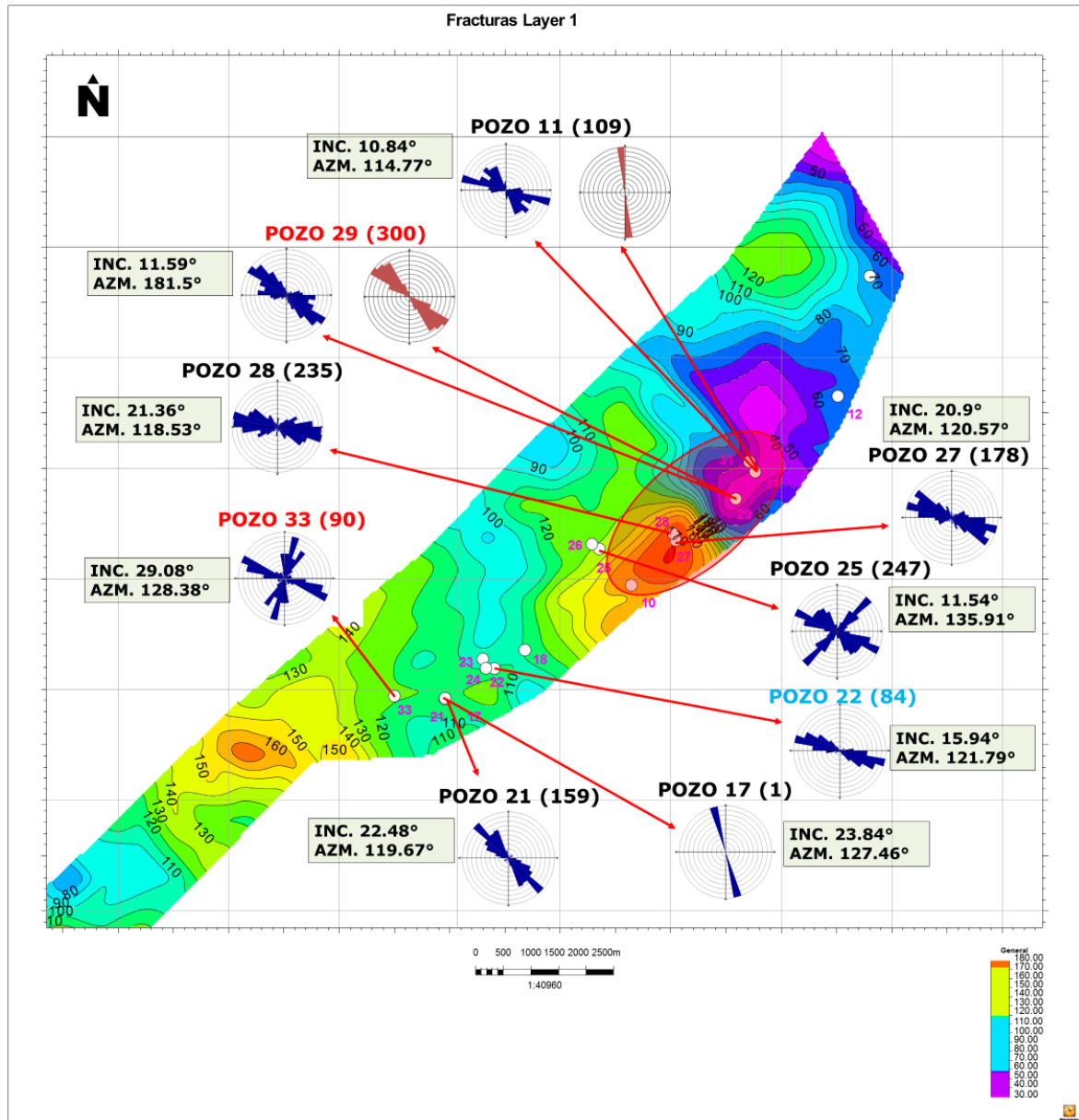
Para conocer el esfuerzo máximo de cada formación en cada pozo, se requiere de los *breakouts* interpretados de los registros de imagen. Ellos indican la dirección del esfuerzo mínimo horizontal (S_{hmin}) en el pozo, por tanto, para conocer la dirección del esfuerzo máximo horizontal (S_{Hmax}) se suman 90° a la dirección de buzamiento (*Dip Azimuth*) del *breakout*, reflejando así la perpendicularidad del S_{Hmax} respecto al S_{hmin} . Posterior a ello, se construyen los diagramas de roseta de la misma forma en la que se construyen los de orientación de fracturas. Este diagrama de roseta es de color rojo. Equión Energía Limited ha concluido que el S_{Hmax} del campo varía entre 120° y 215° .

3.1 DENSIDAD Y ORIENTACIÓN DE FRACTURAS EN LAYER 1

El mapa de densidad y orientación de fracturas (**Figura 24**) para la formación más somera del campo presenta un desacierto en la distribución de colores debido a un error al momento de cargar los datos de número de fracturas durante su elaboración. Sin embargo, revisando estos mismos datos y la distribución de los pozos en el mapa, es posible determinar que la zona más fracturada es el costado Centro – Oriente del campo, zona donde se han localizado la mayor cantidad de

pozos; los pozos 25 (247 fracturas), 28 (235 fracturas) y 29 (300 fracturas) justifican esta afirmación, a su vez, el pozo 27 (178 fracturas) tiene un número inferior de fracturas, pero que no deja de ser alto.

Figura 24. Mapa de densidad de fracturas – orientación de fracturas naturales y esfuerzo máximo Layer 1.



Fuente: Equión Energía Limited 2018.

El pozo 11 es el pozo que se localiza en la sección Norte del campo y cuenta con 109 fracturas, indicando que la parte Nororiental del campo también está fracturada

considerablemente. Mientras tanto, la parte Sur del campo presenta los valores más bajos de número de fracturas, el pozo 33 (90 fracturas) y el pozo 22 (84 fracturas) pueden confirmar esta afirmación. Como se mencionó anteriormente el pozo 21 muestra el número de fracturas con un alto grado de incertidumbre debido a que el registro no presenta la información de esta capa sino de unos pies por encima. Además de ello, el pozo 17 sólo muestra una fractura, sin embargo, esto se debe al procedimiento de toma del registro y no es un valor confiable.

Por otra parte, el pozo 26 y el pozo 25 se encuentran muy cerca y difieren sustancialmente en la cantidad de fracturas, 60 y 247 respectivamente, teniendo en cuenta que los espesores atravesados de ambos pozos rondan los 500 pies.

Para formar una idea general del esfuerzo máximo de la formación *Layer 1* se establece como punto de referencia el pozo 29, ya que éste cuenta con una interpretación de *breakouts* confiable. De modo que, a partir del diagrama de roseta de color rojo, se puede entender que el S_{Hmax} se encuentra a 130° de azimuth.

Esto significa que las fracturas naturales se deberán formar en esa misma dirección o muy cercana a ella. Para el caso del pozo 29 la correspondencia es muy cercana pues el diagrama de orientación de fracturas evidencia que la mayor cantidad de fracturas se encuentran entre 120° y 140° .

Asimismo, los diagramas de orientación de fracturas de los pozos 11, 27, 28, 22, 17 y 21 muestran un comportamiento similar al del pozo 29. Por otra parte, los pozos 25, 26 y 33 también muestran fracturas orientadas en la dirección 120° - 140° , pero adicional a ello, también se presenta otra familia de fracturas que varía entre 40° y 50° , teniendo como excepción el pozo 33 con fracturas entre 20° y 30° . Esto puede significar que estas familias de fracturas se generaron en un momento en el que se presentaba un estado de esfuerzos diferente. No obstante, las fracturas hidráulicamente activas son aquellas que están orientadas hacia el S_{Hmax} .

La **Tabla 6** muestra la inclinación y el azimuth promedio de cada pozo en *Layer 1* de Sur a Norte dentro del mapa. Es claro que todos los pozos están levemente desviados, pues la inclinación máxima que se observa es la del pozo 33 con 29.08° . Los datos de azimuth promedio están entre 114.77° (pozo 11) y 181.50° (pozo 29).

Esto indica que los pozos están orientados de forma casi paralela a las fracturas naturales, incluso en los casos con azimuth más elevado (pozo 26 con 164.30° y pozo 29 con 181.50°).

Tabla 6. Inclinación y azimuth promedio de los pozos en *Layer 1*.

Layer 1		
Pozo	Inclinación promedio (°)	Azimuth promedio (°)
21	22.48	119.67
33	29.08	128.38
17	23.84	127.46
22	15.94	121.79
26	21.70	164.30
25	11.54	135.91
28	21.36	118.53
27	20.9	120.57
29	11.59	181.50
11	10.84	114.77

Fuente: Registros de desviación de pozos suministrados por Equión Energía Limited.

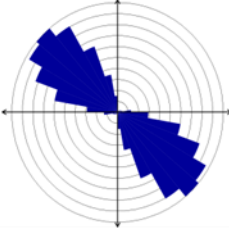
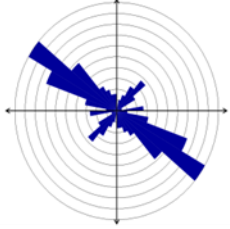
3.2 DENSIDAD Y ORIENTACIÓN DE FRACTURAS EN LAYER 2

El mapa de densidad y orientación de fracturas de *Layer 2* (**Figura 25**) presenta la ubicación de los pozos 18, 23, 25, 28 y 33. Los pozos 22 y 26 no tienen una ubicación definida dentro del mapa pues las coordenadas de los mismos no han sido suministradas. A pesar de ello, el orden en el que se acaban de mencionar es el orden de Sur a Norte en el que se encuentran distribuidos en el yacimiento.

Teniendo en cuenta el número de fracturas y la ubicación de Sur a Norte de los pozos: 33 (32 fracturas), 22 (123 fracturas), 23 (151 fracturas), 18 (39 fracturas), 26 (95 fracturas), 25 (228 fracturas) y 28 (116 fracturas), y tal como se observa en la **Figura 25** la zona en la que se concentra la mayor cantidad de fracturas naturales es el Centro - Oriente de la capa. A su vez, la zona Sur también cuenta con una cantidad de fracturas naturales considerable, aun así, el mayor nivel de fracturamiento sigue estando en el Centro.

La orientación de las fracturas naturales de los pozos que no se ubican dentro del mapa, se presentan en la **Tabla 7**.

Tabla 7. Orientación de fracturas en *Layer 2*.

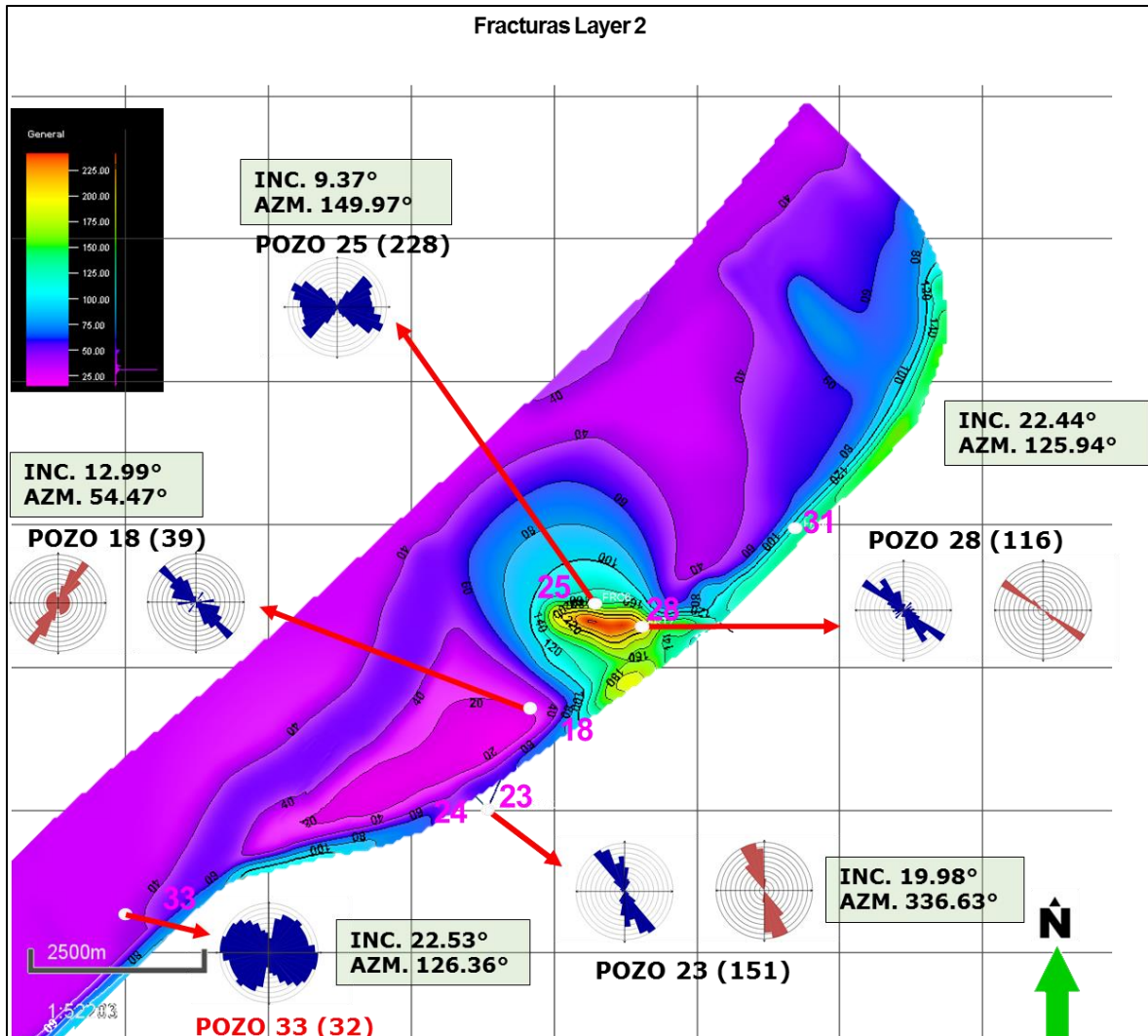
	Pozo 22	Pozo 26
Orientación de fracturas		

Fuente: Equión Energía Limited 2018 – Elaboración Propia.

Las fracturas naturales de los pozos 22, 18, 26 y 28 mantienen una tendencia de azimuth entre 120° y 140°, mientras que en el pozo 23 existe una tendencia similar (entre 140° y 160°). Por otra parte, los pozos 25 y 33 no presentan una tendencia definida en la orientación de las fracturas. Sin embargo, esta información no es totalmente confiable.

Los pozos 23, 18 y 28 cuentan con información de *breakouts* y, por tanto, es posible determinar el S_{Hmax} . El pozo 23 muestra un valor aproximado de 160° y el pozo 28 presenta un S_{Hmax} de 120°, lo cual concuerda con la tendencia establecida para el campo. El pozo 18 muestra una tendencia de 210°, valor que, aunque no es muy cercano a los de los otros pozos, también está dentro del rango esperado, no obstante, la orientación de las fracturas naturales no concuerda con este comportamiento, por lo tanto, posiblemente que exista una rotación de esfuerzos local en la zona en la que se encuentra este pozo.

Figura 25. Mapa de densidad de fracturas – orientación de fracturas naturales y esfuerzo máximo Layer 2.



Fuente: Equión Energía Limited 2018.

La **Tabla 8** muestra la inclinación y azimuth promedio de los pozos que se encuentran en *Layer 2*. Respecto a inclinación, los pozos están entre 7.44° y 22.53°, es decir, son desviados, con una tendencia a ser verticales. En azimuth, los pozos 33, 22, 26, 25 y 28 tienen una tendencia entre 114.95° y 156°, es decir, se encuentran en una dirección paralela a las fracturas naturales. Por su parte, el pozo 23 tiene un azimuth de 336.63°, al restarle 180°, el valor es de 156.63°, de modo que también está orientado paralelamente a las fracturas naturales. El pozo 18 tiene un azimuth de 54.47°, es decir, es prácticamente perpendicular a las fracturas naturales.

Tabla 8. Inclinación y azimuth promedio de los pozos en *Layer 2*.

Layer 2		
Pozo	Inclinación promedio (°)	Azimuth promedio (°)
33	22.53	126.36
22	7.44	114.95
23	19.98	336.63
18	12.99	54.47
26	14.80	156.90
25	9.37	149.97
28	22.44	125.94

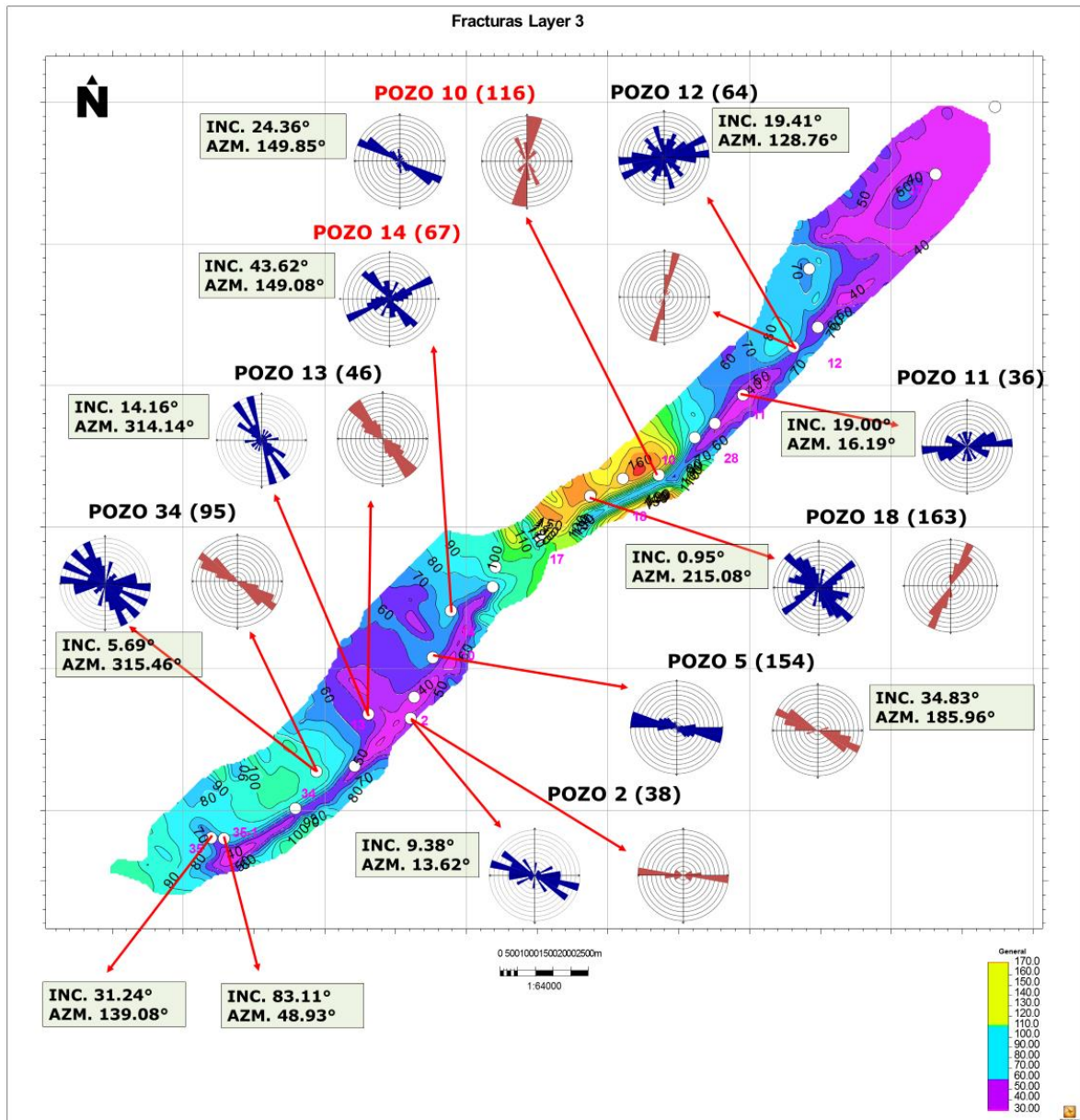
Fuente: Registros de desviación de pozos suministrados por Equión Energía Limited.

3.3 DENSIDAD Y ORIENTACIÓN DE FRACTURAS EN LAYER 3

La muestra el mapa de densidad y orientación de fracturas para *Layer 3*, en él los colores cálidos representan las zonas con mayor cantidad de fracturas naturales, se destaca así, la zona Centro, lugar donde se ubican los pozos 10 (116 fracturas) y 18 (163 fracturas). El mapa muestra colores fríos en la parte Sur, revelando una cantidad menor de fracturas (pozo 2 con 38 fracturas, pozo 13 con 46 fracturas y el pozo 14 con 67 fracturas), sin embargo, el pozo 5 ubicado en dicha área, cuenta con 154 fracturas y el pozo 34 tiene 95 fracturas, valores no despreciables. El sector Norte también presenta colores fríos, los dos pozos que allí se ubican (11 y 12) tienen una cantidad baja de fracturas (36 y 64 respectivamente).

Tras analizar el comportamiento del S_{Hmax} a lo largo de esta formación, es posible decir que la sección Sur y la sección Norte tienen dos tendencias distintas. La sección Sur, representada por los pozos 34, 13 y 5, presenta una tendencia entre 120° y 150° , mientras que el pozo 2 muestra una orientación de 100° , comportamiento similar al de las capas estudiadas con anterioridad.

Figura 26. Mapa de densidad de fracturas – orientación de fracturas naturales y esfuerzo máximo Layer 3.



Fuente: Equión Energía Limited 2018.

En la sección Norte, los pozos 18, 10 y 12 muestran un comportamiento que varía entre 180° y 210°, valores que se mantienen dentro de los rangos esperados para el campo, pero que pueden ser señal de una leve rotación de esfuerzos en la zona.

En la sección Sur, las fracturas naturales muestran una tendencia de orientación en el segundo y cuarto cuadrante. El pozo 34 muestra fracturas orientadas entre

90° y 160°, además de una leve muestra de una segunda familia de fracturas orientada entre 70° y 90°. El pozo 13 muestra orientaciones entre 140° y 170°. Las fracturas del pozo 5 muestran orientaciones entre 90° y 110°. Este tipo de comportamiento va en consonancia con el S_{Hmax} , así como la tendencia observada en el pozo 2, con orientaciones de fracturas de 100°.

El pozo 14, el cual también hace parte de la sección Sur, presenta dos familias de fracturas, la mayor cantidad se orienta en 240°, y la que le sigue se orienta en 130°. Para este pozo se asume que el S_{Hmax} tendrá un comportamiento como el observado en los pozos 34, 13 y 5.

Las fracturas naturales de la sección Norte tienen diversas formas. En el pozo 10 se observa una clara orientación a 120°, valor perpendicular al del S_{Hmax} . En el pozo 11 las fracturas se orientan a 260°.

Por otra parte, en el pozo 18 y en el pozo 12 se observan dos familias de fracturas. En el pozo 18, la familia que predomina en cantidad es la orientada a 130°, mientras que la segunda está a 230°. En el pozo 12, la familia que predomina en cantidad es la orientada entre 240° y 270°, la segunda está entre 140° y 170°. Este comportamiento de dos familias de fracturas apoya la idea de una rotación local de esfuerzos en el tiempo.

Además de ello, la inclinación y el azimuth promedio de los pozos en *Layer 3* se consolidan en la **Tabla 9**. Los pozos 18 y 34 son prácticamente verticales (0.95° y 5.69°), el resto están desviados. El valor más grande de inclinación es de 43.62°, dato superior a los presentados anteriormente, este pozo es catalogado como un pozo desviado.

El azimuth de los pozos 34, 13, 14, 18 y 10 tiene una orientación paralela a las fracturas naturales activas de la formación. Los pozos 2, 5 y 11 se encuentran orientados perpendicularmente a las fracturas naturales. En el caso del pozo 12, el azimuth es perpendicular a la familia de fracturas entre 240° y 270° y paralelo a la familia de 140° y 170°, en este pozo no es claro qué familia está activa actualmente pues el S_{Hmax} tiene valores medios entre las orientaciones de las dos familias.

Tabla 9. Inclinación y azimuth promedio de los pozos en *Layer 3*.

Layer 3		
Pozo	Inclinación promedio (°)	Azimuth promedio (°)
34	5.69	315.46
13	14.16	314.14
2	9.38	13.62
5	34.83	185.96
14	43.62	149.08
18	0.95	215.08
10	24.36	149.85
11	19.00	16.19
12	19.41	128.76

Fuente: Registros de desviación de pozos suministrados por Equión Energía Limited.

3.4 DENSIDAD Y ORIENTACIÓN DE FRACTURAS EN LAYER 4

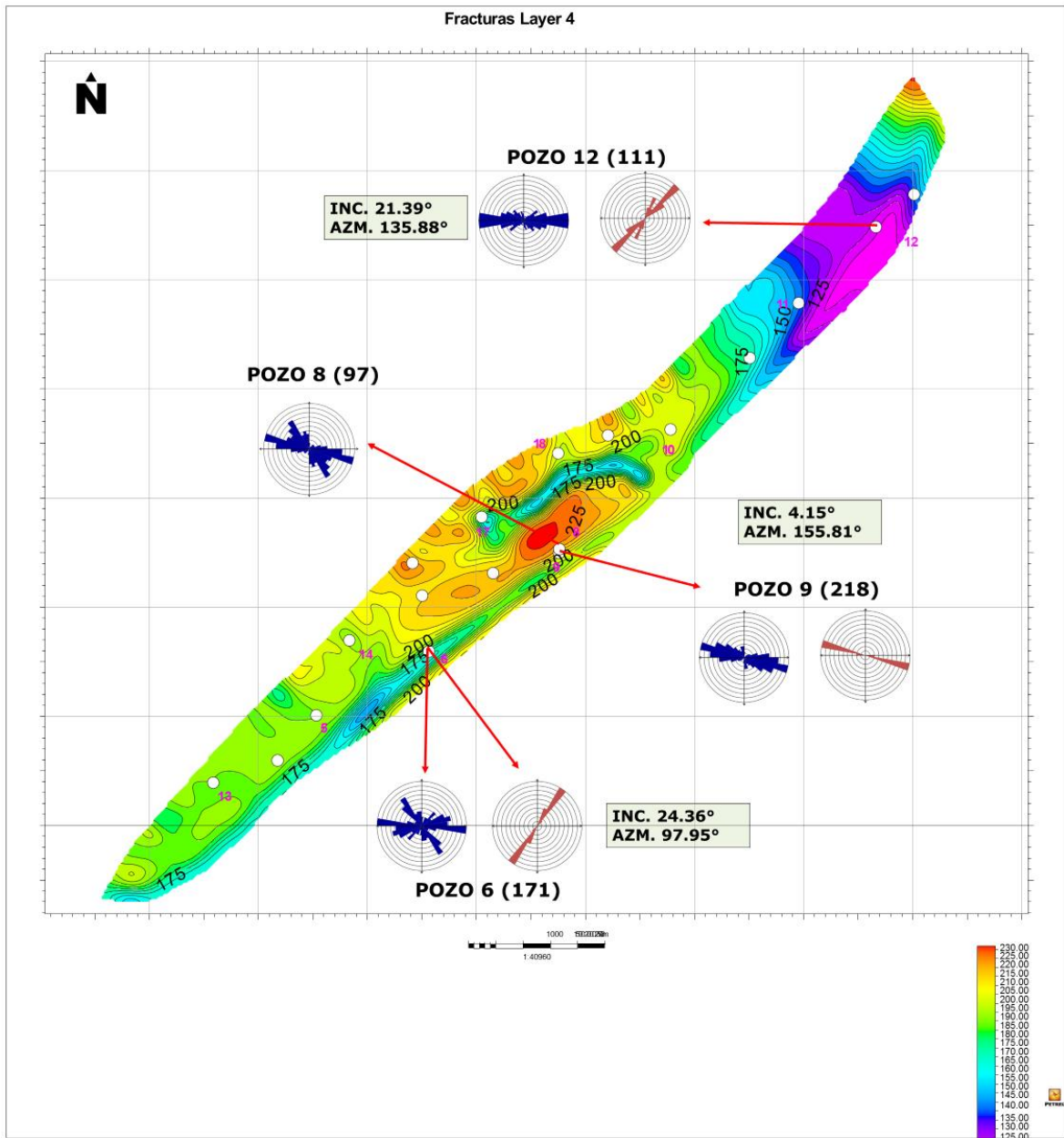
Los pozos de la formación *Layer 4* han reportado una alta cantidad de fracturas naturales a lo largo del yacimiento, siendo el pozo 8 con 97 fracturas el de menor número, y el pozo 9 con 218 fracturas el de mayor valor. El mapa de densidad y orientación de fracturas de *Layer 4* (**Figura 27**) muestra que la zona más fracturada y de mayor probabilidad de alta cantidad de fracturas naturales, es la zona central del yacimiento. Asimismo, este mapa indica que existe una cantidad de fracturas media hacia el Sur de la formación, con el pozo 6 con 171 fracturas como referencia, mientras que el Norte de la formación puede presentar valores más pequeños pero significativos, como el pozo 12 con 111 fracturas.

En el pozo 6, en el Sur, se pueden apreciar fracturas con diversas orientaciones, unas orientadas entre 140° y 150°, y otras entre 260° y 280°, las primeras tienen una mayor probabilidad de estar activas hidráulicamente debido a que se alinean con el S_{Hmax} definido a 120°, a pesar de que son las de menor frecuencia.

Los pozos 8 y 9 mantienen un comportamiento de orientación de fracturas de 110°, mientras que el S_{Hmax} tiene este mismo valor. Por último, el pozo 12 tiene sus fracturas orientadas entre 90° y 100°, el S_{Hmax} que se observa es de 100°.

En general, es posible decir que la orientación de las fracturas naturales de esta formación es de 110° . El S_{Hmax} de la formación en promedio, puede asumirse como 120° observado el comportamiento de los pozos 6, 9 y 12.

Figura 27. Mapa de densidad de fracturas – orientación de fracturas naturales y esfuerzo máximo *Layer 4*.



Fuente: Equión Energía Limited 2018.

La **Tabla 10** consolida los datos de inclinación y azimuth promedio de cada pozo en *Layer 4*. Al igual que en las anteriores formaciones, todos los pozos están

levemente desviados, incluso, el pozo 9 con 4.15° de inclinación se cataloga como vertical.

En todos los casos, el azimuth del pozo es paralelo a la orientación de las fracturas naturales. El pozo 8 no reporta valores ya que su registro de desviación no está disponible, sin embargo, el pozo 9 es un *sidetrack* del pozo 8. Se puede entender que muy posiblemente el azimuth del pozo tuvo algún cambio y por tanto el hueco original (pozo 8) solo vio 97 fracturas, mientras que el hueco posterior (pozo 9) tocó 218 fracturas naturales.

Tabla 10. Inclinación y azimuth promedio de los pozos en *Layer 4*.

Layer 4		
Pozo	Inclinación promedio (°)	Azimuth promedio (°)
6	24.36	97.95
9	4.15	155.81
12	21.39	135.88

Fuente: Registros de desviación de pozos suministrados por Equión Energía Limited.

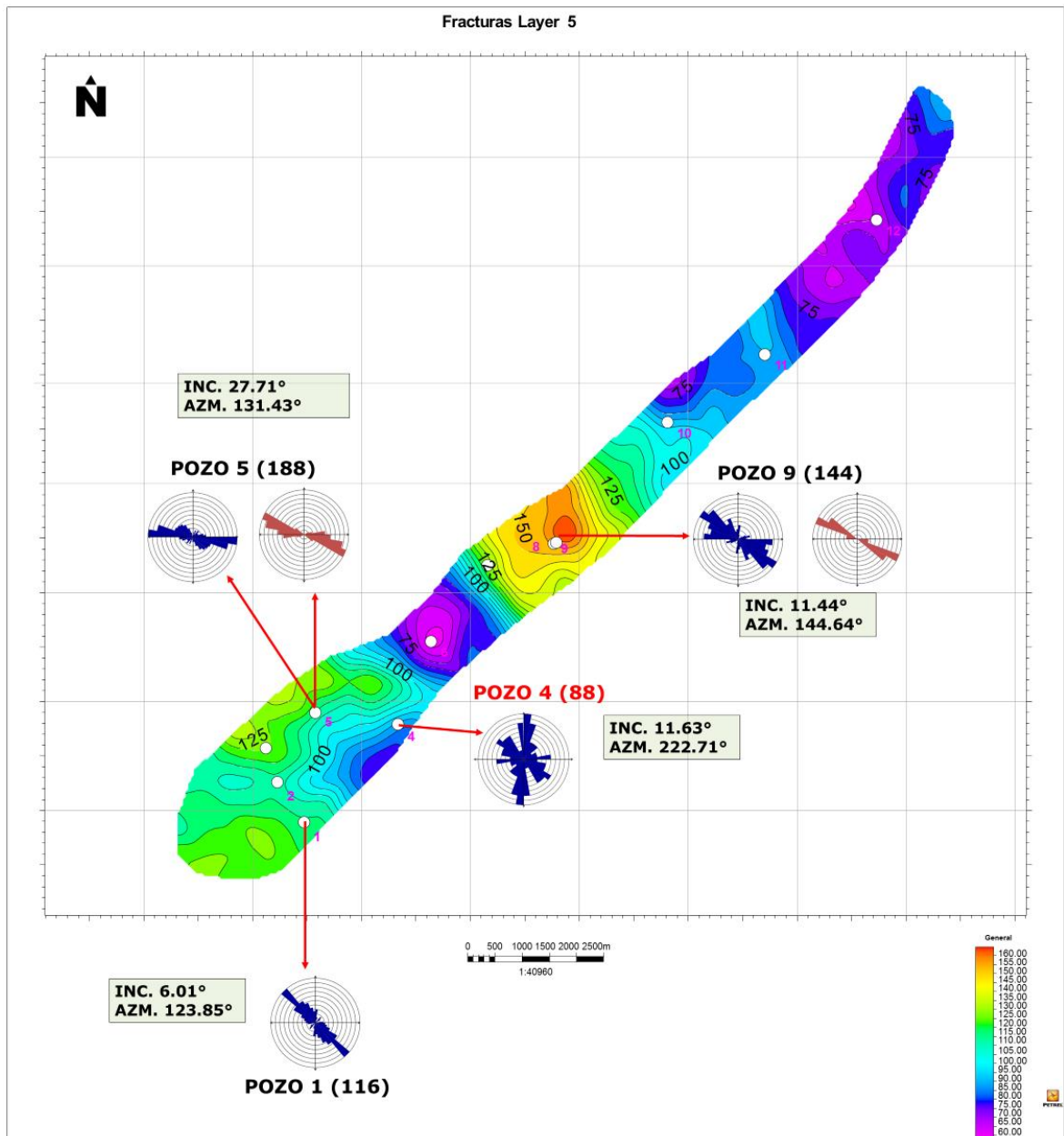
3.5 DENSIDAD Y ORIENTACIÓN DE FRACTURAS EN LAYER 5

La escama más profunda del campo también presenta gran cantidad de fracturas naturales en el Centro de la formación (pozo 9 con 144 fracturas), hacia el Sur, los pozos 5 (188 fracturas) y 1 (116 fracturas) evidencian valores elevados de fracturas naturales. A pesar de ello, el pozo 4 sólo muestra 88 fracturas. Es de resaltar que el Norte de esta formación aún no ha sido perforada y por tanto no se cuenta con datos para tener una predicción certera de su grado de fracturamiento, sin embargo, extrapolando la forma en la que se han presentado las fracturas en las otras escamas, podría decirse que también es una zona de menor fracturamiento comparada con el Centro.

Los pozos 5 y 9 muestran un S_{Hmax} de 110°, dato que se tendrá en cuenta para el análisis de todos los pozos de la formación.

Los pozos 1 y 9 muestran las fracturas naturales en una orientación de 130°, mientras que el pozo 5 en una orientación de 100°. El pozo 4 señala dos familias de fracturas, la de mayor frecuencia orientada a 180° y la otra orientada a 120°. En todos los casos, la orientación de las fracturas concuerda con el comportamiento del S_{Hmax} y tendrán una alta posibilidad de estar hidráulicamente activas.

Figura 28. Mapa de densidad de fracturas – orientación de fracturas naturales y esfuerzo máximo Layer 5.



Fuente: Equión Energía Limited 2018.

Según la **Tabla 11**, al igual que en las otras formaciones, la inclinación promedio indica que todos los pozos están levemente desviados, se perforaron muy próximos a la vertical. Respecto al azimuth, los pozos 1, 5 y 9, son paralelos a las fracturas naturales encontradas por el registro UBI. Por su parte, el pozo 4, con un azimuth de 222.71° es perpendicular a la familia de fracturas de menor frecuencia pero que se encuentra hidráulicamente activa.

Tabla 11. Inclinación y azimuth promedio de los pozos en *Layer 5*.

Layer 5		
Pozo	Inclinación promedio (°)	Azimuth promedio (°)
1	6.01	123.85
5	27.71	131.43
4	11.63	222.71
9	11.44	144.64

Fuente: Registros de desviación de pozos suministrados por Equión Energía Limited.

3.6 RESULTADOS GENERALES DEL ANÁLISIS

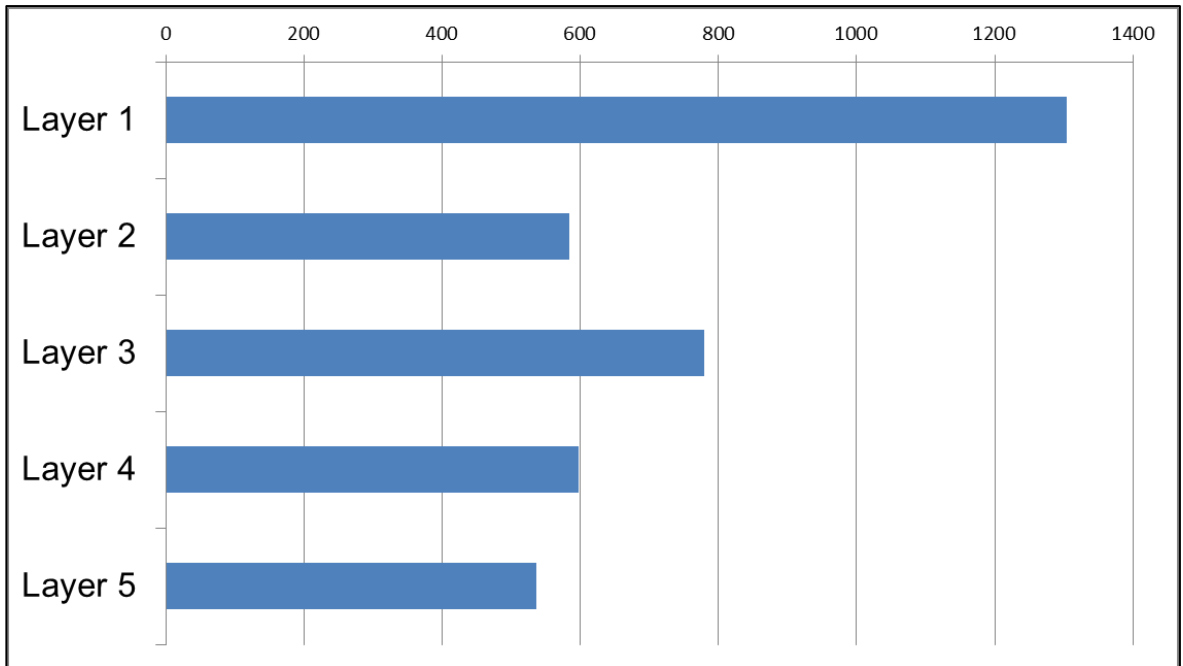
Después de analizar en detalle los mapas de densidad de fracturas naturales de todas las formaciones se puede entender que la zona Central de los yacimientos es aquella que tiene mayor probabilidad de encontrar alta cantidad de fracturas, mientras que la zona Sur muestra una disminución en esta característica. Esto se puede deber a que la zona Centro y Norte suele ser cresta, mientras que el Sur suele ser de flanco, es decir, el doblamiento que implica la formación de una cresta es favorable para la formación de fracturas naturales.

Asimismo, la profundidad de las formaciones es un factor que influye en el nivel de fracturamiento, es decir, las formaciones más someras tienden a estar más fracturadas, muy posiblemente debido a que los procesos de compresión son más agresivos en estas zonas que en las zonas de mayor profundidad.

El **Gráfico 1** muestra el total de fracturas naturales del campo discriminándolas por formación. Esta es una primera aproximación, sin embargo, no es totalmente realista ya que las capas más someras tienen más pozos debido a costos de perforación y una producción de hidrocarburos favorable para viabilizar la inversión.

En general, todos los pozos están ligeramente desviados de la vertical, es decir, son prácticamente verticales. La gran mayoría de los pozos están perforados en forma paralela a las fracturas naturales hidráulicamente activas, sin embargo, los pozos 18 (*Layer 2*), 2, 5, 11 y posiblemente el 12 (*Layer 3*) muestran un azimuth perpendicular a las fracturas naturales, lo cual señala que el comportamiento en producción podría ser mucho más favorable, sin embargo, este análisis es temática del Capítulo 4.

Gráfico 1. Número de fracturas por formación.



Fuente: Información registros UBI – Elaboración Propia.

4. EFECTO DE LAS FRACTURAS NATURALES EN LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS EN EL PIEDEMONTE LLANERO

Con el fin de delimitar el estudio, se lleva a cabo la comparación de comportamiento de producción de dos pozos (Pozo 41 y Pozo 42) en una capa ubicada en la zona sur del campo, *Layer 6* (este mapa no se presenta debido a que sólo tiene 2 pozos); además se compara la capacidad de aporte del yacimiento, el daño de formación y la presión estática por medio de la información de Pruebas de Restauración de Presión (PBU).

Adicional a ello, se desarrolla el análisis de IOR (*Initial Oil Rate*) y de IGI (*Initial Gas Injection*) de los pozos completados en hueco abierto y en hueco entubado. Finalmente, se analiza el comportamiento de producción del hueco original del Pozo 35 y el *sidetrack* que se realizó al pozo 35 debido a que éste dejó de ser económicamente rentable por el arribo de agua.

4.1 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE POZOS CON CONDICIONES FIJAS DE YACIMIENTO

Para determinar la influencia que tienen las fracturas naturales en la producción del campo bajo estudio, se hace necesario comparar la densidad de fracturas de los diferentes pozos con su comportamiento de producción en el tiempo. Sin embargo, se debe tener en cuenta que las condiciones de producción de cada pozo son muy diversas debido al número de yacimientos que atraviesa y las características de la escama en la que está completado cada pozo, así como la heterogeneidad geológica de este campo petrolero, propia de su naturaleza.

Factores como el apoyo de inyección de gas, las permeabilidades relativas en las zonas cercanas a los pozos, la posición estructural en la que se encuentra el pozo (flanco o cresta), diferencias en presión debido al número de pozos perforados en cada escama, las condiciones operativas de cada pozo, los procesos de estimulación y fracturamiento hidráulico posteriores al completamiento del pozo, el tipo de completamiento y la cantidad de escamas que atraviesa un pozo (pozos multicapa), hacen que cada caso sea distinto y por tanto, una comparación de producción entre todos los pozos no es representativa.

Por ello, para llevar a cabo un análisis acertado es necesario equiparar las condiciones de comparación entre pozos y quitar ciertas variables que influyen en la producción, como lo son todas aquellas mencionadas anteriormente. De este modo, se toman dos pozos productores, el Pozo 41 y el Pozo 42, completados únicamente en *Layer 6*, escama que solo tiene estos pozos y que está ubicada al sur del campo.

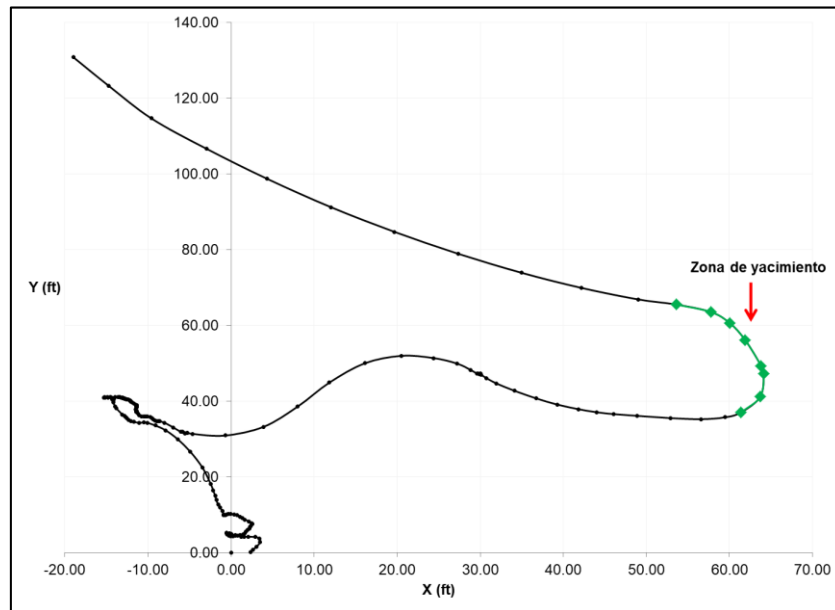
Esta comparación es viable debido a que ambos pozos cuentan con condiciones de yacimiento fijas, es decir, no hay inyección de gas y los cambios de presión debido a la perforación son mínimos.

Es de resaltar que el Pozo 41 no tiene un registro UBI, así que no es posible conocer con certeza la densidad de fracturas naturales. Sin embargo, es posible entrever que este pozo cuenta con un número de fracturas representativo debido a la producción que refleja el historial, el cual se presentará más adelante.

4.1.1 Completamiento y trayectoria del Pozo 41 y del Pozo 42. El Pozo 41 fue perforado con broca de 8.5" en la zona de interés (*Layer 6*) y está completado con *liner* ranurado de 5.5", por tanto, no fue cementado. Por su parte, el Pozo 42 fue completado en *Layer 6* con *liner* cementado de 7".

La trayectoria del Pozo 41 (**Gráfico 2**) presenta una inclinación vertical de 3.31° en promedio, además de un azimuth de 254.06° . Como se mencionó en el capítulo anterior, el esfuerzo máximo del campo está orientado entre 215° y 120° , de modo que el Pozo 41 se encuentra de forma paralela al S_{Hmax} , condiciones similares a las de los demás pozos del campo.

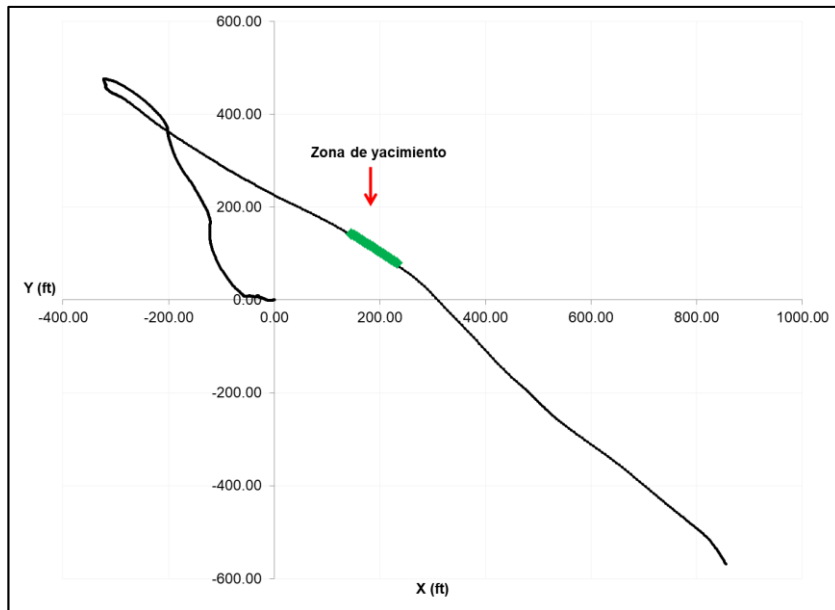
Gráfico 2. Vista de planta de la trayectoria Pozo 41.



Fuente: Equión Energía Limited 2018.

La trayectoria del Pozo 42 (**Gráfico 3**) tiene una inclinación de 14.51° en promedio (pozo ligeramente desviado) con un azimuth de 126.31° . Así como en el caso del Pozo 41, el Pozo 42 se encuentra orientado de forma paralela al esfuerzo máximo (S_{hmax}) del campo.

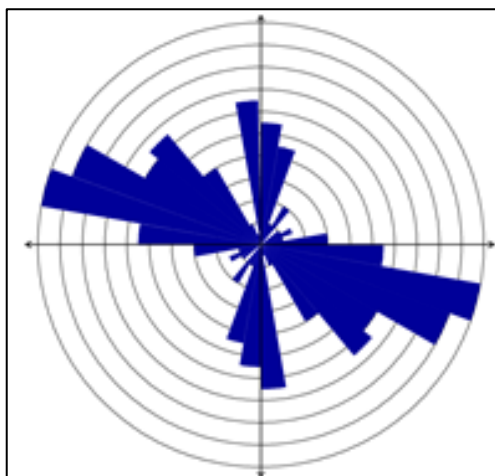
Gráfico 3. Vista de planta de la trayectoria Pozo 42.



Fuente: Equión Energía Limited 2018.

Por otro lado, el Pozo 42 cuenta con registro UBI, el cual reporta 137 fracturas en la zona de yacimiento, la orientación de estas fracturas (entre 100° y 120°) se representa en el diagrama de roseta de la **Figura 29**. Debido a que el pozo tiene un azimuth de 126.31° y las fracturas presentan una tendencia de 120° , se confirma el hecho de que el pozo está orientado paralelamente a las fracturas naturales.

Figura 29. Orientación de fracturas Pozo 42.



Fuente: Equión Energía Limited 2018.

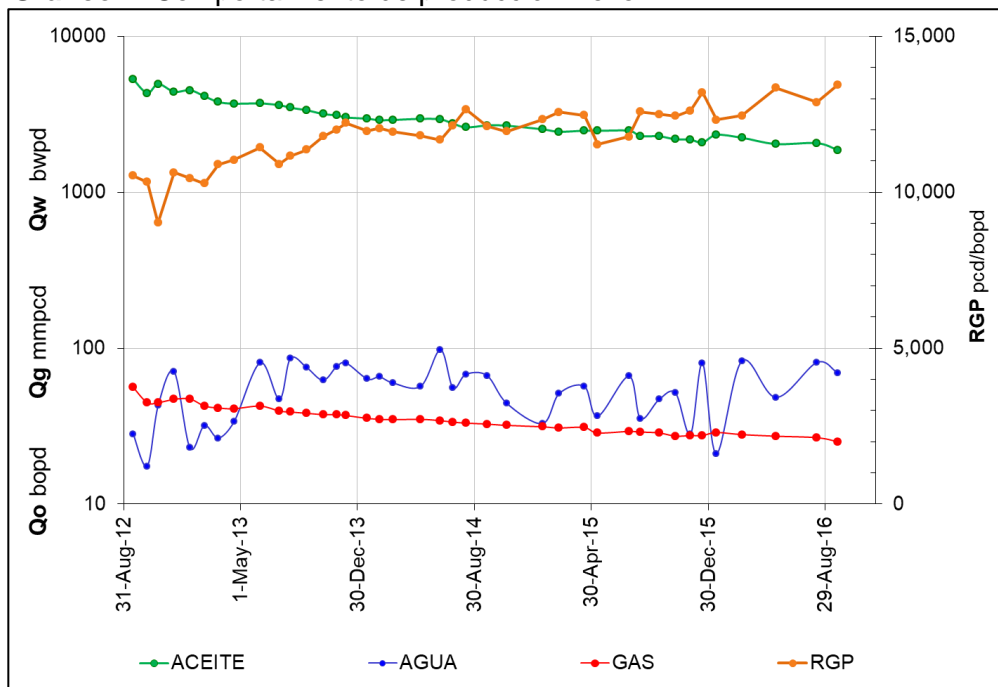
4.1.2 Curvas de declinación del Pozo 41 y del Pozo 42. El Pozo 41 fue perforado y completado en el año 2012, la primera prueba de producción mostró $Q_g = 64.428$ mmpcd, $Q_o = 5,779$ bopd y $Q_w = 30$ bwpd, con $WHP = 1147$ psi. Desde su origen hasta inicios del año 2017 se estima una declinación mensual promedio de $- 2.1\%$ en aceite y $- 1.1\%$ en gas y un ascenso de agua de 1.1% . De modo que, para inicios del 2017, la producción fue: $Q_g = 23.551$ mmpcd, $Q_o = 1800$ bopd y $Q_w = 71$ bwpd, con $WHP = 1600$ psi.

La producción acumulada a diciembre de 2017 fue:

- **Aceite:** 4,678,177 bbls
- **Gas:** 53,335,323 mpc
- **Agua:** 107,353 bbls

En el **Gráfico 4** se aprecia el comportamiento de producción del Pozo 41 a lo largo de su historia en escala logarítmica. Es posible observar el descenso tanto de gas como de aceite. Sin embargo, mientras que el aceite tiene una declinación permanente, es decir, se pierden barriles mes a mes, el gas tiende a mantenerse constante en los últimos meses, de modo que la RGP tiene una tendencia a incrementar. Por su parte, el agua tiende a incrementar, pero nunca sobrepasa los 100 bwpd. Es importante resaltar que este pozo no cuenta con apoyo de inyección de gas.

Gráfico 4. Comportamiento de producción Pozo 41.

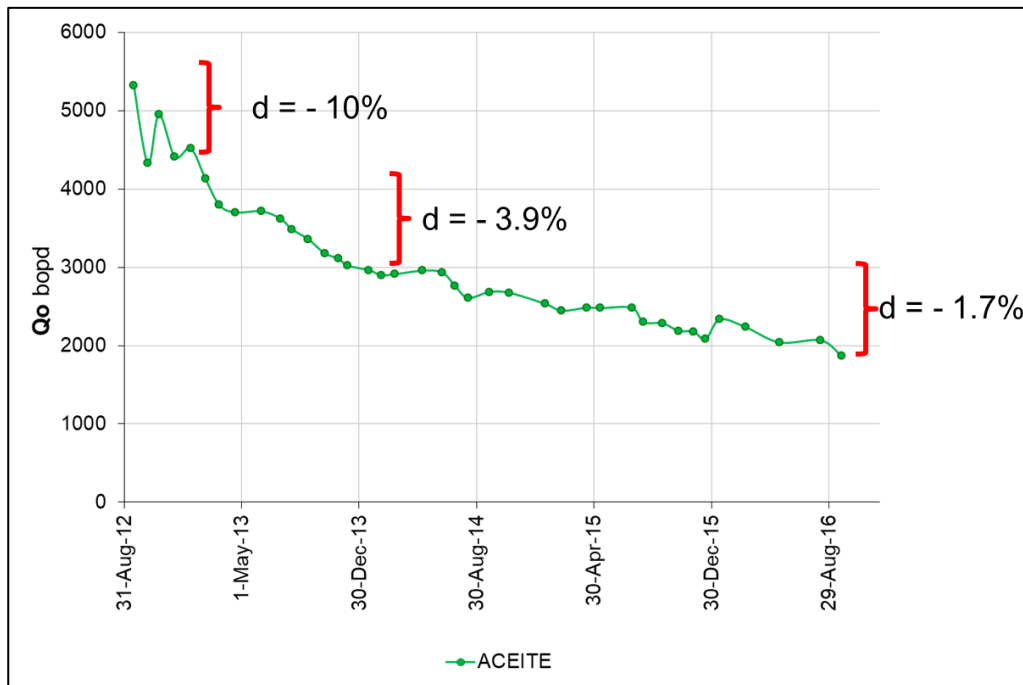


Fuente: Equión Energía Limited 2018.

El **Gráfico 5** muestra la curva de declinación de aceite en escala aritmética para este pozo, la cual permite apreciar un pico de producción muy alto (5300 bopd) en los primeros meses de funcionamiento del pozo (hasta enero de 2013) con una declinación mensual promedio de - 10%, para luego tener un descenso considerable y casi constante, declinación promedio de - 3.9% (hasta enero de 2014) y finalmente reducir su tasa de declinación promedio a - 1.7% hasta la fecha de los últimos datos obtenidos (enero de 2017).

Este es un comportamiento típico de YNF, un pico de producción inicial, lo cual indica contribución de producción por parte de las fracturas naturales, luego se evidencia una caída de producción constante pues debido al cambio de esfuerzo efectivo, las fracturas naturales comienzan a cerrarse de forma acelerada, para después continuar haciéndolo, pero en una menor medida.

Gráfico 5. Curva de declinación de aceite Pozo 41.



Fuente: Equión Energía Limited 2018.

El Pozo 42 fue perforado en el año 1995 y completado en 1996, año en el que se llevó a cabo la primera prueba de pozo, mostrando $Q_g = 15.9$ mmpcd, $Q_o = 3,735$ bopd y $Q_w = 67$ bwpd con WHP = 1181 psi. Posterior a ello, se cierra el pozo hasta 2006, año en el que se pone en producción después de la construcción de línea de flujo y facilidades. En el 2007 se ejecuta la primera prueba de producción posterior a la apertura del pozo, mostrando $Q_g = 31.2$ mmpcd, $Q_o = 3735$ bopd y $Q_w = 11$ bwpd con WHP = 1280 psi. Desde su origen hasta mayo de 2017, el pozo presentó una declinación de 1.3% en aceite y 0.7% en gas, así como una ligera inclinación

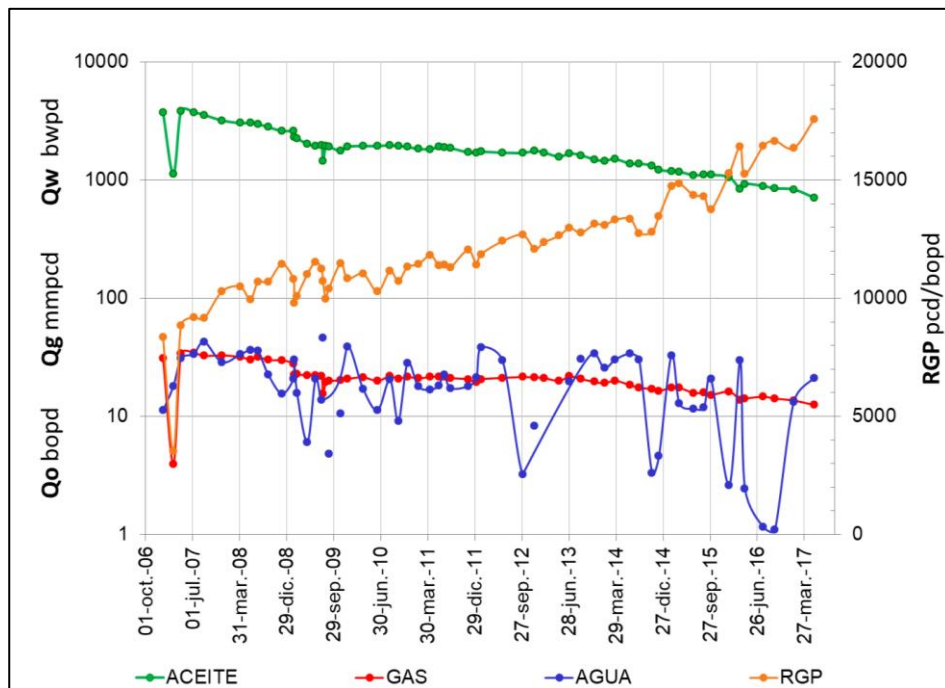
de agua de 0.5%. Para esta fecha la producción fue de $Q_g = 12.5$ mmpcd, $Q_o = 711$ bopd y $Q_w = 21$ bwpd con WHP = 1540 psi.

La producción acumulada a junio de 2017 fue:

- **Aceite:** 7,914,601 bbls
- **Gas:** 82,284,373 mpc
- **Agua:** 85,236 bbls

En el **Gráfico 6** se aprecia el comportamiento de producción del Pozo 42 a lo largo de su historia en escala logarítmica. Es posible apreciar una fuerte declinación de aceite y de gas en los primeros años de producción del pozo, para luego adquirir una rampa de declinación menor. A partir de 2015 la declinación de aceite aumenta, lo cual se refleja en un aumento abrupto de RGP, el cual crece en mayores magnitudes a medida que pasa el tiempo. El caudal de agua se mantiene casi constante los dos primeros años de producción, después inicia con un proceso de fluctuación que se mantiene hasta los últimos años.

Gráfico 6. Comportamiento de producción Pozo 42.



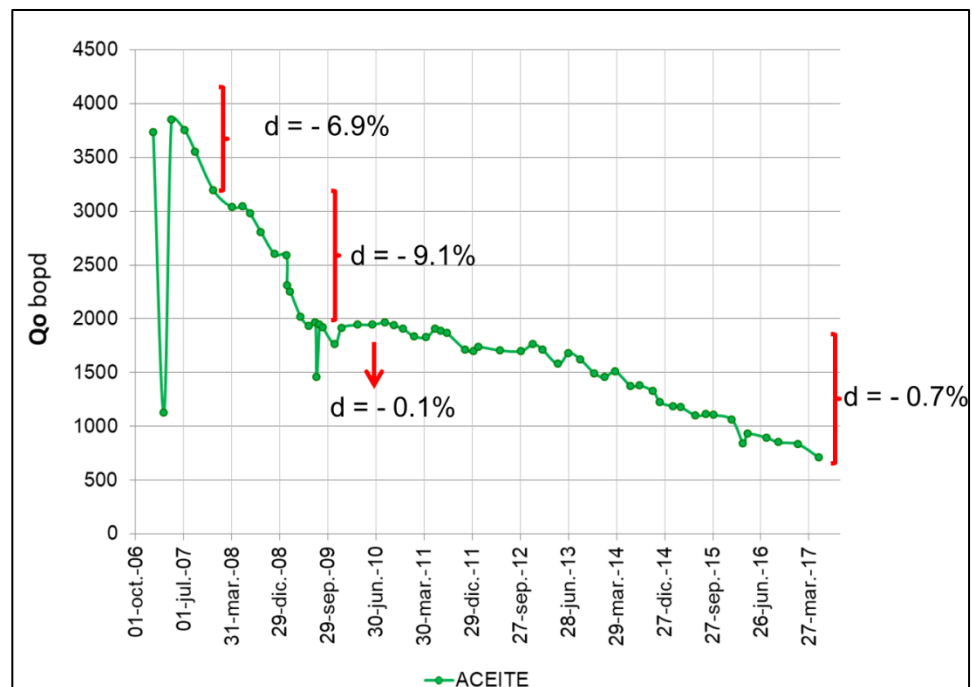
Fuente: Equión Energía Limited 2018.

El **Gráfico 7** muestra la curva de declinación de aceite en escala aritmética para este pozo, la cual permite apreciar un pico de producción alto (3850 bopd) en los primeros meses de funcionamiento del pozo (hasta diciembre de 2007) con una declinación promedio de -6.9% . Para luego tener un descenso considerable y casi constante, declinación promedio de -9.1% (hasta agosto de 2009). Posterior a ello,

el comportamiento del aceite es plano, es decir, la declinación es cercana a cero, con un valor promedio de -0.1% (hasta agosto de 2011), y finalmente mantener una tasa de declinación promedio de - 0.7 % hasta la fecha de los últimos datos obtenidos (mayo de 2017).

Tal como se manifestó durante el análisis del Pozo 41, este es un comportamiento típico de YNF, un pico de producción inicial, lo cual indica contribución de producción por parte de las fracturas naturales. Luego se evidencia una caída de producción constante pues debido al cambio de esfuerzo efectivo, las fracturas naturales comienzan a cerrarse de forma acelerada, para después continuar haciéndolo, pero en una menor medida.

Gráfico 7. Curva de declinación de aceite Pozo 42.



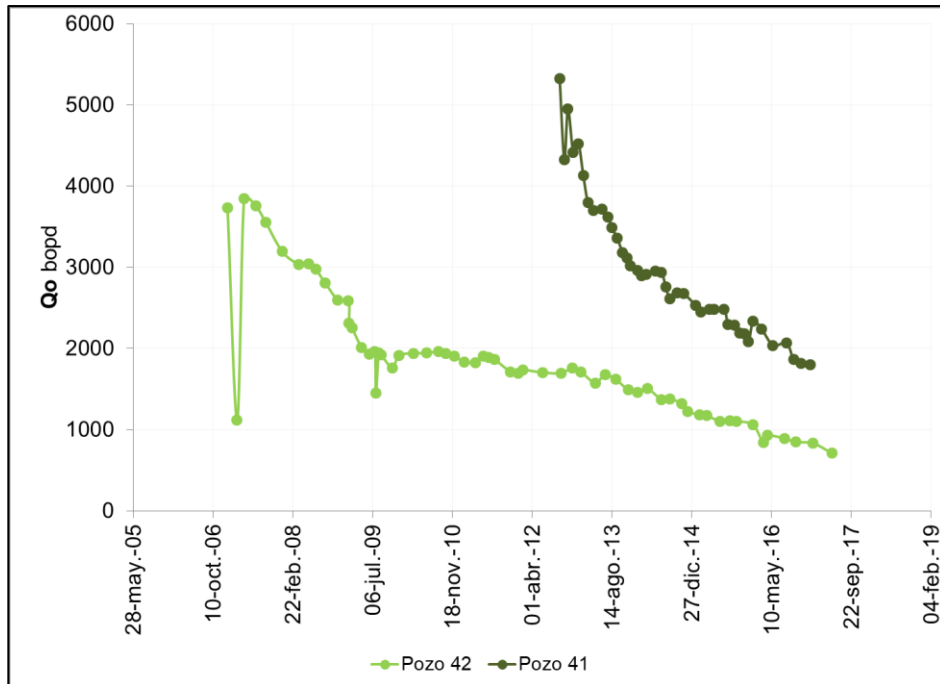
Fuente: Equión Energía Limited 2018.

Debido a la alta producción de cada uno de los pozos bajo estudio en sus primeros años de estar activos, es posible inferir que cuentan con una alta densidad de fracturas, las cuales juegan un papel clave para que el comportamiento de producción de los pozos sea como se observa en las curvas de declinación de cada uno (**Gráfico 5 y 7**).

El **Gráfico 8** muestra la comparación entre las curvas de declinación de aceite de los pozos 41 y 42 en escala aritmética. Es menester mencionar que, a pesar de que el pozo 41 (con *liner* ranurado) y el pozo 42 (con *liner* cementado) tengan un diferente completamiento, ambos cuentan con un comportamiento de producción

de un yacimiento naturalmente fracturado. Sin embargo, el pozo 41 con *liner* ranurado presenta una mayor producción de aceite que el pozo 42 el cual está con *liner* cementado.

Gráfico 8. Curvas de declinación de aceite Pozo 41 y Pozo 42.



Fuente: Equión Energía Limited 2018.

4.1.3 Análisis de PBUs para el Pozo 41 y el Pozo 42. En la **Tabla 12** y **Tabla 13** se observan los datos de las pruebas de restauración de presión, conformados inicialmente por la presión al datum, seguido de KH (capacidad de flujo), el daño de formación, la formación a la que pertenece y finalmente la fecha en la que se realizó la prueba.

Para el Pozo 41, el primer PBU que se le realizó al pozo muestra una presión al datum de 5417 psi. En el tercer PBU se muestra una presión al datum de 4850 psi y se puede observar que a partir de esta fecha (21 de octubre de 2013) el daño empieza a disminuir hasta -0.5 (26 de septiembre de 2016). También, se puede observar que la presión no decae tan rápido a lo largo del tiempo, pero Kh comienza a disminuir también y ambos parámetros influyen en la disminución en la producción del Pozo 41.

Tabla 12. Resultados PBUs Pozo 41.

Presión (psi)	Kh (md-ft)	Daño	Formación	Fuente / Fecha
5417 @ 13400	1660	2,65	Layer 6	PBU / 21-sep-2012
5110 @ 13400	1190	1,2	Layer 6	PBU / 21-may-2013
4850 @ 13400	1060	1,2	Layer 6	PBU / 21-oct-2013
4429 @ 13400	952	0	Layer 6	PBU / 04-abr-2015
4220 @ 13400	625	-0.5	Layer 6	PBU / 26-sept-2016

Fuente: Equión Energía Limited 2018.

Para el Pozo 42 se tienen solo dos PBU, se puede observar que el daño de formación no aumenta aceleradamente y que la presión al datum en 5 años pasó de 5422 psi a 3885 psi.

Tabla 13. Resultados PBUs Pozo 42.

Presión (psi)	Kh (md-ft)	Daño	Formación	Fuente / Fecha
5422 @ 13400	820	9.5	Layer 6	PBU / 23-ene-2011
3885 @ 13400	751	11.5	Layer 6	PBU / 03-ago-2016

Fuente: Equión Energía Limited 2018.

Tras analizar las características de geometría de pozo y producción de los pozos 41 y 42, consolidadas en la **Tabla 14**, es evidente que el Pozo 41 tiene una mayor capacidad de aporte de producción debido a la comparación de caudales iniciales de ambos pozos, sus curvas de declinación, producción de aceite promedio diaria y Kh, a pesar de que el Pozo 42 tiene tasas de declinación menores.

Las condiciones de ambos pozos son similares ya que tienen condiciones fijas de yacimiento. Es decir, producen de una sola capa, no cuentan con soporte de inyección de gas y los cambios de presión debido a la perforación son mínimos, de modo que la diferencia en producción se puede atribuir a temas que están relacionados directamente con las condiciones del pozo, como lo es su geometría y el tipo de completamiento.

En términos de geometría, tanto el Pozo 41 como el 42 están orientados hacia el esfuerzo máximo de la formación. A pesar de que esta variable es crítica para el análisis, para este caso no se establece una diferencia clara. Por otra parte, tener

un *liner* pre – perforado (no tiene cemento) resulta ser más exitoso en términos de aporte de producción que un *liner* cementado. Adicional a ello, las variables Kh y daño son altamente influenciadas posiblemente por la perforación y el completamiento. Se puede observar que para el caso del *liner* cementado el daño es muy grande comparado con el daño del *liner* sin cementar y que el Kh del *liner* cementado es menor comparado con el que no está cementado. Ambas variables influyen en la producción de los hidrocarburos, hecho que se puede evidenciar también en el caudal inicial de petróleo y gas.

Tabla 14. Comparación de características de geometría de pozo y producción.

	Pozo 41	Pozo 42
Inclinación (°)	3.31°	14.51°
Azimuth (°)	254.06	126.31°
Completamiento	<i>Liner pre – perforado</i>	<i>Liner cementado</i>
Qg inicial (mmpcd)	64.4	15.9
Qo inicial (bopd)	5,779	3,735
Qw inicial (bwpd)	30	67
Declinación gas (%)	- 1.1	- 0.7
Declinación aceite (%)	- 2.1	- 1.3
Declinación agua (%)	1.1	0.5
KH @ 5400 psi (md-ft)	1,660	820
Daño @ 5400 psi	2.65	9.5
Producción de aceite diaria promedio	2,428	2,069

Fuente: Equión Energía Limited 2018.

4.2 COMPARACIÓN DE IOR (*INITIAL OIL RATE*) Y DE IGI (*INITIAL GAS INJECTION*) DE POZOS A HUECO ABIERTO Y CON HUECO ENTUBADO

Para realizar la comparación se tomó el IOR de cada pozo, el cual equivale al primer dato de producción o máximo el segundo dato (en donde se haya estabilizado la producción) y se tuvo en cuenta el completamiento del pozo (huevo abierto o huevo entubado).

Lo anterior con el fin de ver cómo es el comportamiento de los pozos a estas dos diferentes condiciones. Además, se tuvo en cuenta la inclinación promedio y el azimuth promedio de cada pozo y el número de fracturas naturales. Se muestra el Pozo 10 como productor e inyector.

En la **Tabla 15** se recopila toda la información antes mencionada de los pozos por capa o por *Layer*, que se puede identificar con el número en paréntesis. El pozo 5 produce del *Layer 5*, pero este no tiene información de producción, a pesar de esto, se deja en conocimiento que este es un pozo con hueco entubado. Los demás pozos no fueron incluidos en la comparación debido a que no se tenía información ni de su tipo de completamiento ni de su producción.

Para la visualización de la comparación de producciones iniciales de cada pozo, se realiza el **Gráfico 9**, el cual plasma los datos de producción para cada pozo. Para este gráfico se muestra la producción inicial de cada pozo sin discriminar la capa de la cual producen.

Además, cabe aclarar que las columnas de color verde corresponden a pozos con hueco abierto y las columnas azules corresponden a pozos con hueco revestido. También, el **Gráfico 9** tiene los pozos en el orden en el que se empezaron a producir.

Para el caso de los pozos 25 se puede observar que este pozo a pesar de estar con hueco entubado presenta una mayor producción que pozos con hueco abierto como el pozo 35-1 (este pozo es el *Sidetrak* del pozo 35), 28, 13 y 34. Esto probablemente es debido a la cantidad de fracturas naturales, ya que el pozo 25 es el pozo con más fracturas en el campo, con 228 fracturas naturales. El pozo 9, en cambio, presenta gran cantidad de producción debido a que produce de dos capas diferentes.

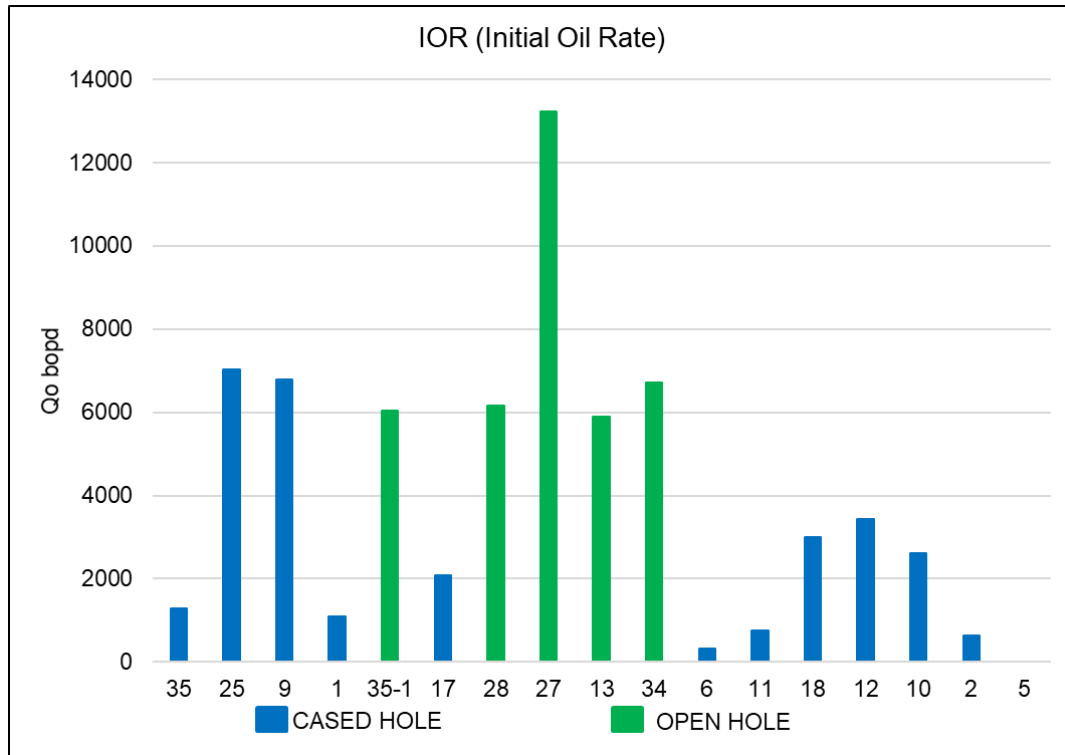
Tabla 15. Comparación entre IOR, tipo de completamiento, inclinación promedio, azimuth promedio y número de fracturas para pozos productores de petróleo.

Pozo Productor/ Layer ()	IOR (bopd)	Tipo de Completamiento	Inclinación Promedio (°)	Azimuth Promedio (°)	Número de Fracturas
1 (5)	1,095	Hueco Entubado	6.01	123.85	116
2 (3)	624	Hueco Entubado	9.38	13.62	38
5 (5)	-	Hueco Entubado	27.71	131.43	188
6 (4)	333	Hueco Entubado	24.36	97.95	171
9 (4)	2,373	Hueco Entubado	4.15	155.8	218
9 (5)	4,406	Hueco Entubado	11.44	144.64	144
10 (3)	2,607	Hueco Entubado	24.36	149.85	116
11 (3)	761	Hueco Entubado	19.00	16.19	36
12 (3)	1,968	Hueco Entubado	19.41	128.76	64
12 (4)	1,463	Hueco Entubado	21.39	135.88	111
13 (3)	5,903	Hueco Abierto	14.16	314.14	46
17 (1)	2,088	Hueco Entubado	23.84	127.46	1
18 (3)	3,009	Hueco Entubado	0.95	215.08	163
25 (2)	7,026	Hueco Entubado	9.37	149.97	228
27 (1)	13,241	Hueco Abierto	20.9	120.57	178
28 (2)	6,164	Hueco Abierto	22.44	125.94	116
34 (3)	6,728	Hueco Abierto	5.69	315.46	95
35 (3)	1,287	Hueco Entubado	31.24	139.08	60
35-1 (3)	5,997	Hueco Abierto	83.11	48.93	-

Fuente: Equión Energía Limited 2018.

Del **Gráfico 9** y la **Tabla 15** se puede concluir que los pozos completados a hueco abierto tienden a tener una mejor producción inicial del Campo Piedemonte comparado con los pozos con hueco entubado.

Gráfico 9. Datos de producción inicial para cada pozo con información.



Fuente: Equión Energía Limited 2018.

De igual manera, el número de fracturas influye considerablemente para los pozos con hueco abierto ya que se puede observar en la **Tabla 15** que hay pozos entubados con más de 100 fracturas y aun así no producen más de 5500 barriles de petróleo por día (casos como el pozo 1, 6, 18 y 10). Sin embargo, esto no quiere decir que las fracturas no aporten producción en los pozos que han sido cementados (como en pozos 25 y 9).

Para el caso de la geometría del pozo, la inclinación está entre 6 y 35 grados, es decir, no se puede determinar con este rango si la inclinación influye en la producción porque es un rango pequeño y no muestra los extremos (diferencias entre pozos verticales y horizontales). Además, no se aprecia una diferenciación notoria en la producción de los pozos en este intervalo de inclinación. Sin embargo, no se afirma que la inclinación no afecte la producción debido a que es necesario elegir la mejor trayectoria de un pozo para tratar de atravesar la mayor cantidad de fracturas posibles.

Por otro lado, la **Tabla 16** muestra el comportamiento de los pozos inyectoros en el Piedemonte Llanero. Al contrario de los pozos productores, en los inyectoros se toma en cuenta el IGI el cual es la inyección inicial de gas y equivale al primer dato de inyección o máximo el segundo dato en donde se establezca el caudal inyectado.

Tabla 16. Comparación entre IGI, tipo de completamiento, inclinación promedio, azimuth promedio y número de fracturas para pozos inyectoros de gas.

Pozo Inyector/ Layer ()	IGI (mscfd)	Tipo de Completamiento	Inclinación Promedio (°)	Azimuth Promedio (°)	Número de Fracturas
4 (5)	20,767	Hueco Entubado	11.63	222.71	88
10 (3)	91,231	Hueco Entubado	24.36	149.85	116
14 (3)	32,709	Hueco Entubado	43.62	149.08	67
29 (1)	18,023	Hueco Entubado	11.59	181.5	300
33 (2)	13,820	Hueco Entubado	22.53	126.36	32

Fuente: Equión Energía Limited 2018.

El pozo que inyectó más gas inicial fue el pozo 10 con 91,231 mscfd en el *layer 3* y el que menos inyectó fue el pozo 33 en *layer 2* con 13,820 mscfd. Se puede apreciar que en el *layer 4* no hay pozos inyectoros de gas y como se mostró anteriormente el pozo 22 es el único pozo inyector de agua en el *layer 1*.

4.3 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PRE Y POST – SIDETRACK DE POZO 35

El Pozo 35 está ubicado al sureste del Campo Piedemonte. Se completó el 3 de junio de 1996 a una profundidad verdadera de 19,169 pies. El 8 de julio se realizó un PBU al pozo (**Tabla 17**) y el 10 de julio del mismo año se cañoneó un espesor de 294 pies y se produjo durante una hora. Se realizó una prueba DST y se decidió suspender el pozo utilizando un tapón. Es menester aclarar que el pozo estaba a hueco entubado con una inclinación promedio de 31.24° y un *azimuth* promedio de 139.08°.

Luego, diez años después en el 27 de octubre se decide retirar el tapón y se hacen pruebas de integridad de pozo, en diciembre se recañonea la zona obteniendo poca respuesta del pozo. Sin embargo, una hora y media después este inicia a fluir y se le realiza una prueba PBU (**Tabla 17**), se observa que la presión del yacimiento en esos diez años cayó en 100 psi. Debido a lo anterior, se le hizo tratamiento al pozo con surfactante y después se le hizo una estimulación orgánica y luego una estimulación inorgánica sin presentar ninguna mejora en la producción.

El 8 de marzo de 2007 se observó que la producción del pozo decaía en un 7% mensualmente. Se decidió realizar un PLT, mostrando como resultado que los fluidos sólo eran producidos de un espesor de 30 pies. Además, altos contenidos

de cloruros (>7500 ppm) muy probablemente por los fluidos usados para la estimulación.

Después, el 16 de junio de 2007 se quería realizar una prueba PBU (**Tabla 17**), pero la herramienta no pudo pasar debido a que se habían formado parafinas en el BHA, así que primero se disolvió la parafina para poder permitir el paso de las herramientas. Se realizó el PBU con ayuda de coiled tubing (CT) debido a problemas de acceso y se identificó que la presión de yacimiento había decaído en 214 psi desde que empezó a producir en el año 2006.

Se estimuló nuevamente el pozo y se observó un beneficio de 120 barriles de aceite por día. Finalmente se descartó la presencia de parafinas el 13 de diciembre de 2007. El 19 de junio de 2008 se cerró el pozo por 36 horas para realizarle otra prueba PBU (**Tabla 17**) y se observaron datos más estables para interpretar la presión del yacimiento. Para el 14 de noviembre se había realizado otro PBU (**Tabla 17**) y el 18 de noviembre de 2008 empezó a aumentar el BS&W y el 20 de noviembre del 2009 se decidió matar el pozo y ponerle un tapón para el abandono del pozo con el fin de hacer un *sidetrack*.

En la **Tabla 17** se puede observar un resumen de las pruebas PBU realizadas al Pozo 35 antes del *sidetrack*. Todas las pruebas se realizaron a la misma profundidad (datum @ 13400 pies) y de las pruebas se obtuvieron datos de presión, de Kh y de daño. Por el contrario, en la **Tabla 18** se plasman datos de los PBU del pozo 35 después del *sidetrack*.

Tabla 17. Resumen pruebas PBU realizadas al pozo 35 antes del *sidetrack*.

Presión (psi)	Kh (md-ft)	Daño	Formación	Fuente / Fecha
6583 @ 13400	2125	60	Layer 3	PBU / 08-jul-1996
6488 @ 13400	1260	110	Layer 3	PBU / 25-dic-2006
6274 @ 13400	1500	110	Layer 3	PBU / 21-jun-2007
6189 @ 13400	1390	130	Layer 3	PBU / 13-dic-2007
6151 @ 13400	1400	114	Layer 3	PBU / 21-jun-2008
6120 @ 13400	1400	114	Layer 3	PBU / 14-nov-2008

Fuente: Equión Energía Limited 2018.

El 23 de marzo de 2010 se empieza la perforación del *sidetrack*, el cual se deja a hueco abierto con una inclinación promedio de 83.11° y un *azimuth* promedio de 48.93°. El 6 de septiembre se hace una prueba PBU (**Tabla 18**) con dos periodos de flujo manteniendo el pozo cerrado por 46 horas. Para el 23 de octubre de 2010

se observa que la producción cayó en un 14.5% y el 23 de enero de 2011 la producción de agua aumenta y se tiene un BS&W de 9% y cloruros de 10000 ppm. La producción de petróleo empezó a decaer en un 40% mensualmente.

Se realiza nuevamente un PBU (**Tabla 18**) el 24 de enero de 2011 con duración de 45 horas y se decide chocar el pozo como estrategia para disminuir la pérdida de presión en la cabeza del pozo y para controlar la intrusión de agua. El choque controló durante un tiempo la intrusión de agua y mejoró la presión en cabeza, pero luego fue necesario cambiar el choque para mejorar la producción hasta que el 16 de octubre de 2012 el pozo queda sin la suficiente energía para aportar fluidos a superficie.

Tabla 18. Resumen pruebas PBU realizadas al Pozo 35 después del sidetrack.

Presión (psi)	Kh (md-ft)	Daño	Formación	Fuente / Fecha
6134 @ 13400	2200	2.5	Layer 3	PBU / 06-sep-2010
5422 @ 13400	820	9.5	Layer 3	PBU / 24-ene-2011

Fuente: Equión Energía Limited 2018.

A lo largo de los años se le hicieron pruebas de presión estática al pozo con el *sidetrack*. Sin embargo, como se observa en la **Tabla 19** las pruebas muestran el depletamiento del yacimiento. Es decir, la presión o energía del yacimiento cae y no se aportan más fluidos a superficie. Finalmente se decide abandonar de forma definitiva el pozo el 19 de marzo de 2017.

Tabla 19. Presión estática del Pozo 35.

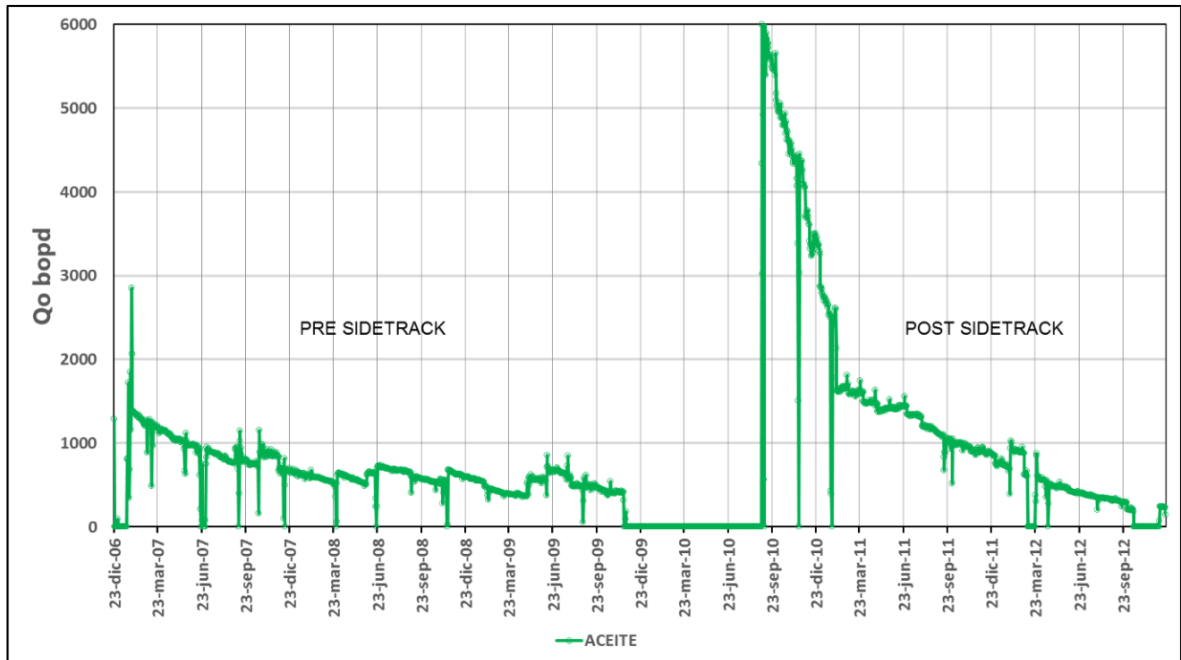
Prueba de Presión Estática	
Fecha	Presión
02-dic-12	5467 psi @ 13400 ft
30-jun-13	5378 psi @ 13400 ft
18-ene-14	5277 psi @ 13400 ft
29-oct-14	5108 psi @ 13400 ft
02-mar-17	4877 psi @ 13400 ft

Fuente: Equión Energía Limited 2018.

El **Gráfico 10** muestra todos los datos de producción de petróleo del Pozo 35 antes y después del *sidetrack* entre el 23 de diciembre de 2006 y el 20 de diciembre del 2012, donde se observan las diferencias de producción. Antes del *sidetrack* el pozo producía en menor cantidad, pero su producción se dio por un tiempo más

prolongado (aproximadamente 3 años). En cambio, después de realizar el *sidetrack* el pozo produjo más petróleo, pero su producción disminuyó mucho más rápido a lo largo del tiempo (dos años aproximadamente).

Gráfico 10. Curva de declinación de aceite Pozo 35.



Fuente: Equión Energía Limited 2018.

Es necesario recordar que el pozo antes del *sidetrack* estaba en hueco entubado alcanzando una inclinación promedio de $31,24^\circ$ y después del *sidetrack* se dejó a hueco abierto con una inclinación promedio de 83.11° (tendiendo a ser horizontal). Ambos pozos muestran un comportamiento de un yacimiento naturalmente fracturado.

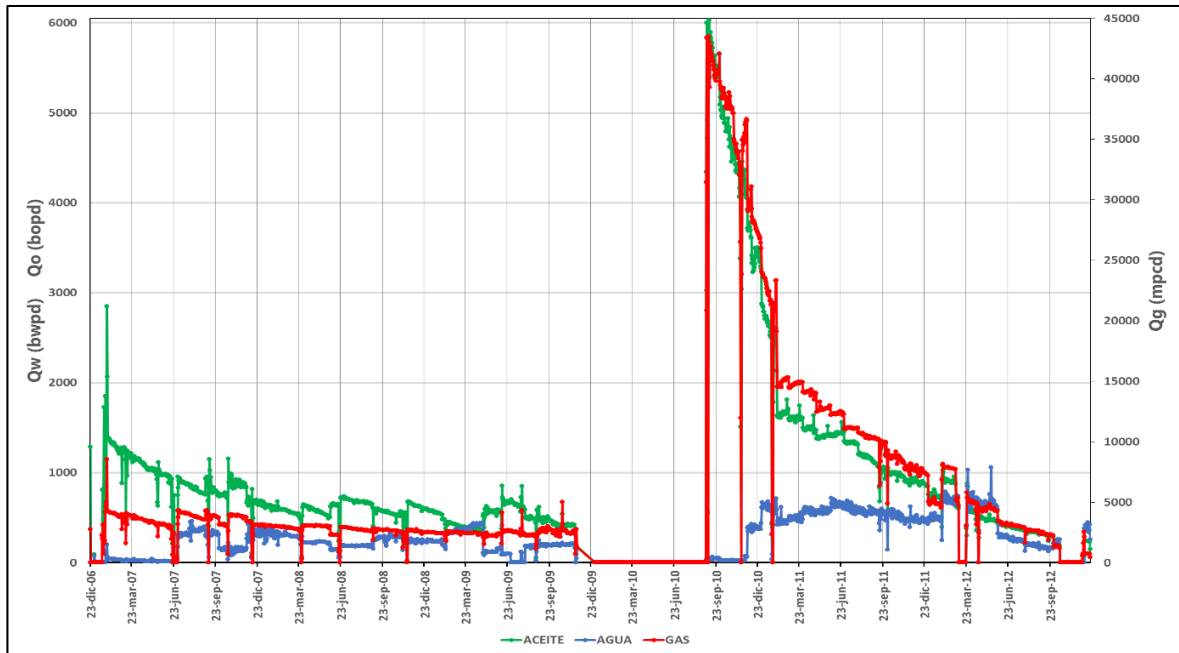
Lo que fue determinante en la producción del pozo después del *sidetrack* fue la inclinación, ya que permitió atravesar gran cantidad de fracturas naturales y esto se puede observar por el comportamiento en la declinación de la producción la cual inicia con tasas altas de producción y muy rápidamente comienza a decaer la tasa de producción. Además, este pozo se dejó a hueco abierto, lo que muy seguramente permitió una mejor conexión hidráulica con las fracturas atravesadas.

Por otro lado, se podría decir que la inclinación del pozo antes del *sidetrack* permitió un menor contacto con las fracturas naturales y que al estar el hueco cementado, este cemento provocó un sello hidráulico que tal vez influyó en las tasas de producción. Se puede observar un comportamiento leve de un yacimiento naturalmente fracturado. A pesar de tener una mayor presión al datum que el pozo

después del *sidetrack*, el pozo antes del *sidetrack* contaba con un daño mayor que también afectó la producción.

En el **Gráfico 11** se incluye la producción de gas y de agua. En esta gráfica se pueden comparar las producciones de crudo y de agua ya que se encuentran en la misma escala aritmética y en las mismas unidades (barriles por día).

Gráfico 11. Comportamiento de producción Pozo 35 pre y post *sidetrack*.



Fuente: Equión Energía Limited 2018.

Entre el 23 de marzo de 2012 y el 23 de junio de 2012 se produce más agua que petróleo y al final de la vida productiva del pozo después del *sidetrack* también se produce más agua que petróleo y por esta razón y porque el pozo deja de ser rentable, se hace el abandono del mismo.

4.4 RESULTADOS GENERALES DEL ANÁLISIS

Tras analizar el comportamiento de producción de los pozos 41 y 42, ambos con un comportamiento característico de YNF y con condiciones similares de yacimiento, resulta más exitoso en términos de producción aquel que no tiene cemento, muy posiblemente debido a que las fracturas naturales no son taponadas (no hay sello hidráulico) y contribuyen de mejor manera a una alta producción. Lo mismo aplicaría para el pozo 35 después del *sidetrack*, en donde se puede observar un aporte más alto de producción de petróleo.

Por otro lado, como se vio en el caso del Pozo 35 después del *sidetrack*, tenía una trayectoria horizontal, lo que permitió atravesar una mayor cantidad de fracturas y reflejar esto en su alta producción inicial. Es decir, la producción también aumenta dependiendo de la trayectoria del pozo. En otras palabras, un pozo desviado permitiría contactar la mayor cantidad de fracturas en un yacimiento naturalmente fracturado.

En cambio, el Pozo 35 antes del *sidetrack* con una presión al datum más grande que el Pozo 35 después del *sidetrack*, presenta una menor producción de hidrocarburos, esto es debido al alto daño de formación que presenta y posiblemente por su inclinación no favorable para contactar fracturas naturales en el Piedemonte Llanero.

La trayectoria y completamiento del pozo van a afectar en gran medida la producción de petróleo y el daño de formación, el cual es el dato que arroja las pruebas de restauración de presión (PBU).

Además, debido al efecto que tienen las fracturas naturales en el flujo de fluidos de los yacimientos naturalmente fracturados, es característico de ellos que el influjo de agua de los pozos se dé mucho más rápida que en yacimientos netamente matriciales. Este comportamiento se puede apreciar mucho mejor en el **Gráfico 11**, en el pozo 35 después del *sidetrack*, en donde se muestra que hubo un incremento desde casi 0 barriles de agua por día a 600 barriles por día en tan solo 3 meses (23 de septiembre a 23 de diciembre de 2010).

5. ZONAS POTENCIALES PARA LA LOCALIZACIÓN DE POZOS FUTUROS EN EL PIEDEMONTTE LLANERO

Para poder definir las zonas potenciales para la perforación de posibles pozos futuros en el Campo Piedemonte, es necesario la utilización de los mapas antes presentados en el capítulo 3. Estos van a ser cinco mapas correspondientes a las cinco capas o cinco formaciones anteriormente descritas.

Además de la información expuesta en los mapas del capítulo 3 (Nombre de pozo, número de fracturas, inclinación promedio, *azimuth* promedio, diagrama de roseta para fracturas y esfuerzos), en este capítulo a cada pozo de cada *Layer* se le adicionó un cuadro con información del IOR o IGI según sea el caso y del tipo de completamiento (CH para *Cased Hole* o hueco entubado y OH para *Open Hole* o hueco abierto).

Esto con el fin de poder observar más fácilmente la información integrada de cada pozo y poder definir las zonas potenciales para la localización de posibles pozos futuros de cada formación teniendo en cuenta principalmente la producción inicial y la densidad de fracturas naturales de la zona. Las zonas potenciales se van a encerrar en un círculo o elipse de color negro.

5.1 ZONAS POTENCIALES PARA LAYER 1

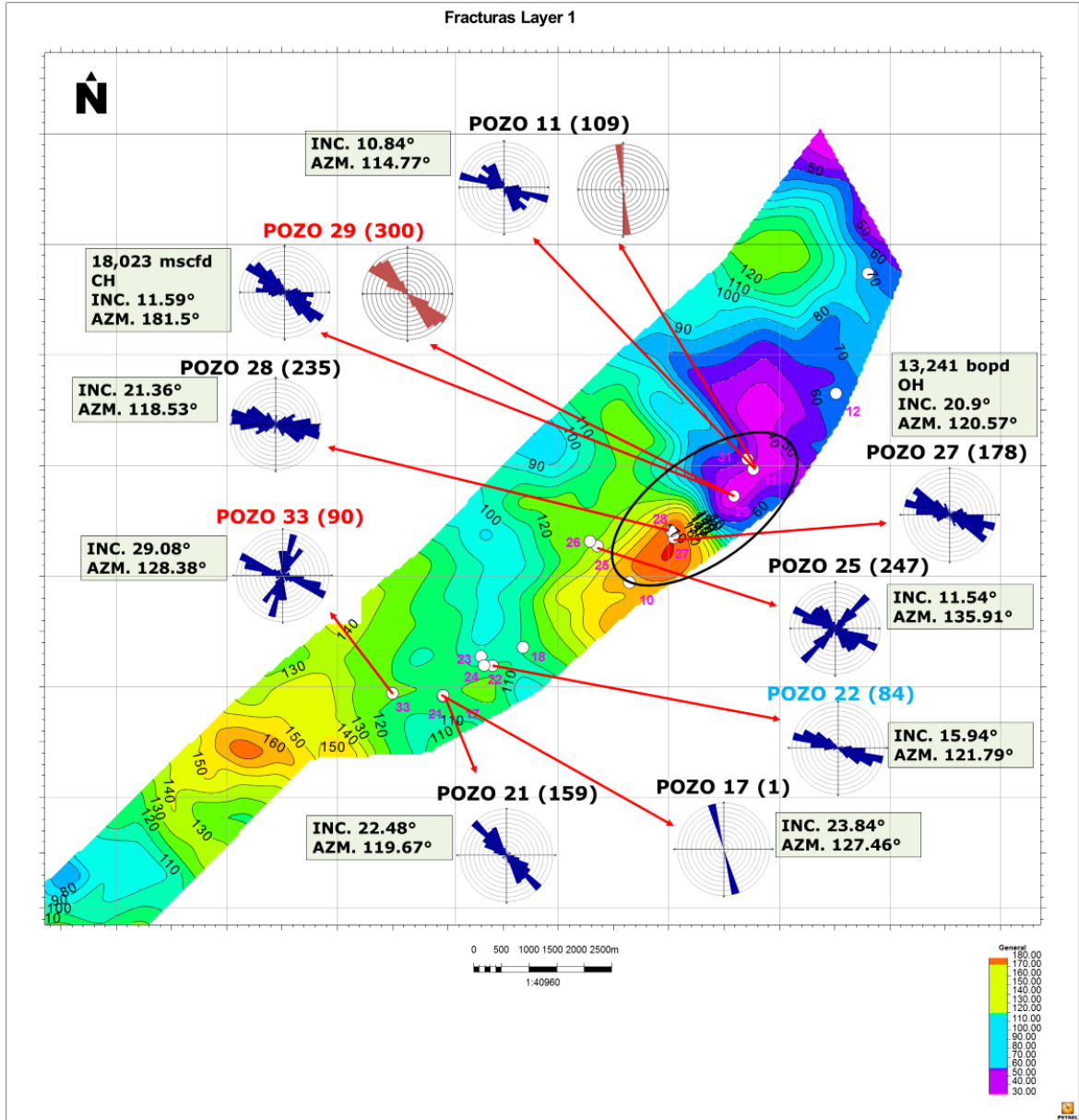
En la **Figura 30** se muestra el mapa del *Layer 1* en donde se puede observar la elipse cercana a la zona central del mapa. Se seleccionó esta zona debido a la alta cantidad de fracturas naturales que tiene. En esta zona pasan dos pozos, el primero es el pozo 28 con hueco abierto el cual pasa por 235 fracturas naturales con una inclinación promedio de 21.36° y un *azimuth* promedio de 118.53° . Sin embargo, en el *Layer 1* este pozo no produce y por ende no cuenta con un IOR. El segundo pozo es el 27 con 178 fracturas naturales con hueco abierto, una inclinación promedio de 20.9° y un *azimuth* promedio de 120.57° . El pozo 27 produjo inicialmente 13,241 bopd, siendo este el de mayor producción inicial de la zona.

Esta zona no cuenta con un diagrama de roseta de esfuerzos y tomar el diagrama de esfuerzos del pozo 29, para ver si el pozo 27 atravesó las fracturas naturales que estaban hidráulicamente abiertas podría conllevar a un error. Con el rango de esfuerzos de 120° a 215° tampoco se podría concluir si el pozo logra pasar perpendicular o paralelo al esfuerzo máximo. Pero si se puede decir que esta alta producción del pozo 27 muy probablemente es por la cantidad de fracturas de la zona y el tipo de completamiento.

Por otro lado, debido a que los pozos 33, 21, 17 y 22 no tienen información de producción debido a que estos pozos no producen de esta zona (o el caso del 22 que inyecta agua), no se puede asegurar con certeza que podría ser una zona

potencial. Pero si se podría decir que el pozo 21 tiene 159 fracturas naturales en esta capa, lo que lo hace un buen pozo con densidad de fracturas.

Figura 30. Mapa de densidad de fracturas – zona potencial *Layer 1*.



Fuente: Equión Energía Limited 2018.

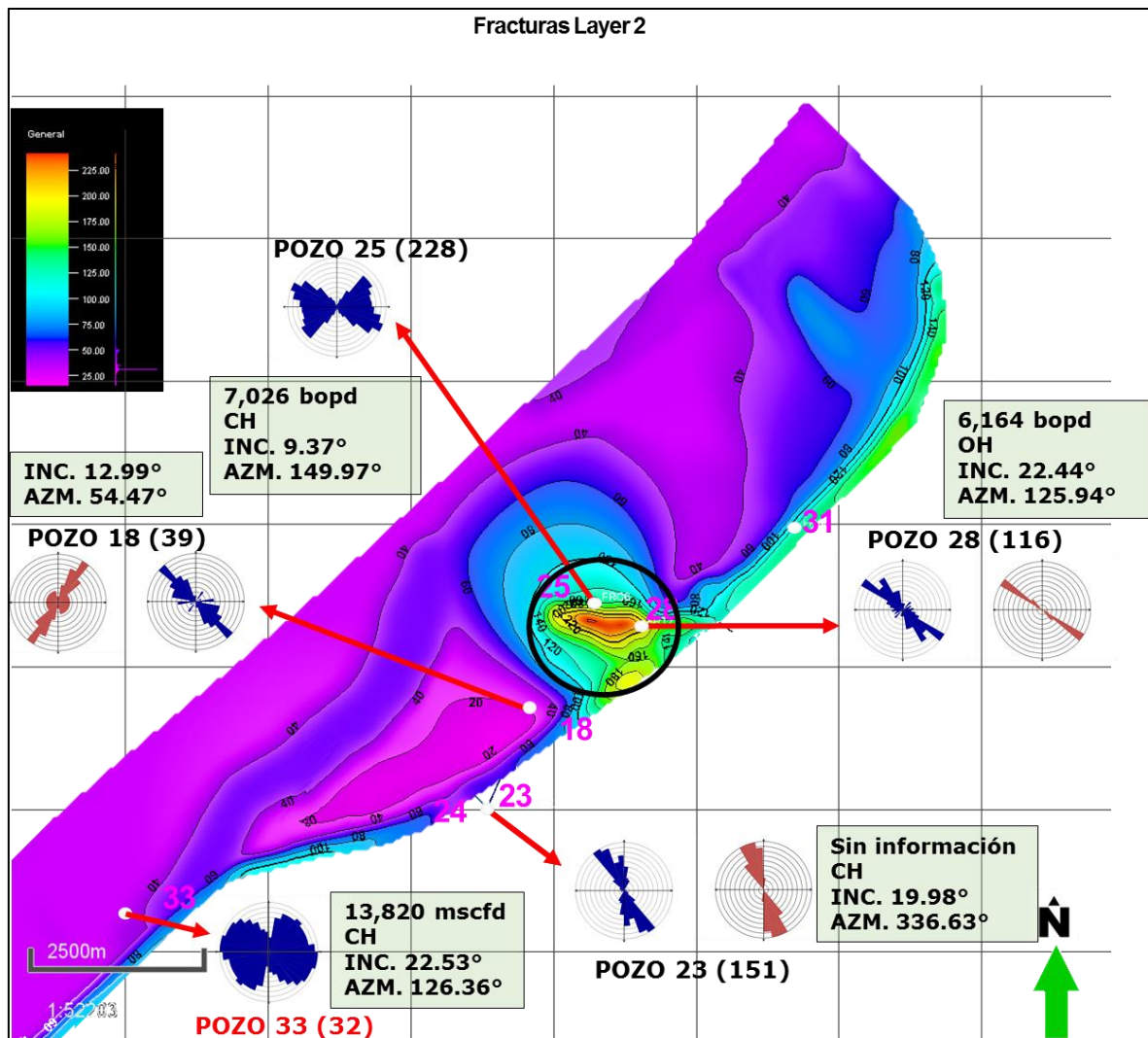
5.2 ZONAS POTENCIALES PARA LAYER 2

Para el *Layer 2* que se muestra en la **Figura 31** se puede observar la zona potencial en la zona central, esta zona contiene gran cantidad de fracturas (por encima de 100). Cuenta con la perforación de dos pozos. El pozo 25 con una inclinación y

azimuth promedio de 9.37° y 14.97° respectivamente, produjo inicialmente 7,026 bopd siendo el de mayor producción inicial con 228 fracturas naturales. Por otro lado, el pozo 28 (que no produce del *Layer 1*) en el *Layer 2* alcanzó una producción inicial de 6,164 bopd, siendo este un pozo a hueco abierto y con la presencia de 116 fracturas naturales presentando una inclinación promedio de 22.44° y un azimuth promedio de 125.94° .

Esta zona cuenta con un diagrama de roseta de esfuerzos que indica que el esfuerzo máximo se encuentra aproximadamente en una dirección de 120° . Para el caso del pozo 28, este pasa paralelamente al esfuerzo máximo de la zona en dicha formación lo que es positivo para la producción de hidrocarburos.

Figura 31. Mapa de densidad de fracturas – zona potencial *Layer 2*.



Fuente: Equión Energía Limited 2018.

Sin embargo, el pozo 25 logra una mejor producción (a pesar de estar con hueco revestido) probablemente por su gran contenido de fracturas naturales y esta cantidad es porque el *azimuth* del pozo fue de 150° lo que permitió atravesar las fracturas que en este caso están ubicadas a 120° aproximadamente y este *azimuth* es más o menos paralelo al esfuerzo máximo de la zona. El pozo 25 con 228 fracturas muestra un ejemplo de cómo podría ser un adecuado *azimuth* para atravesar más cantidad de fracturas naturales, es decir, con unos 30° del *azimuth* de las fracturas.

La zona de los pozos 33 y 18 contienen muy pocas fracturas (menor a 50 fracturas naturales según escala), además para el caso del pozo 33 se puede apreciar un aporte muy bajo comparado con los demás pozos inyectoros que también están con hueco entubado. Por lo que se decide que de esta zona tendrá muy pocas probabilidades de obtener altas tasas de producción o de inyección.

Por otro lado, el pozo 23 con 151 fracturas naturales no tiene información de cuánto produce en esa parte, por lo que no se puede hacer una conclusión de cómo se comportaría la producción de esa zona a la hora de perforar pozos allí.

5.3 ZONAS POTENCIALES PARA LAYER 3

El *Layer 3* en la **Figura 32** cuenta con la mayor cantidad de información de pozos, presenta dos posibles zonas con potencial. La zona potencial de la parte central del mapa delimitada por un círculo negro presenta la zona con mayor cantidad de fracturas naturales (mayor a 100 fracturas naturales), esta cuenta con dos pozos, el pozo 10 inyector y el pozo 18 productor.

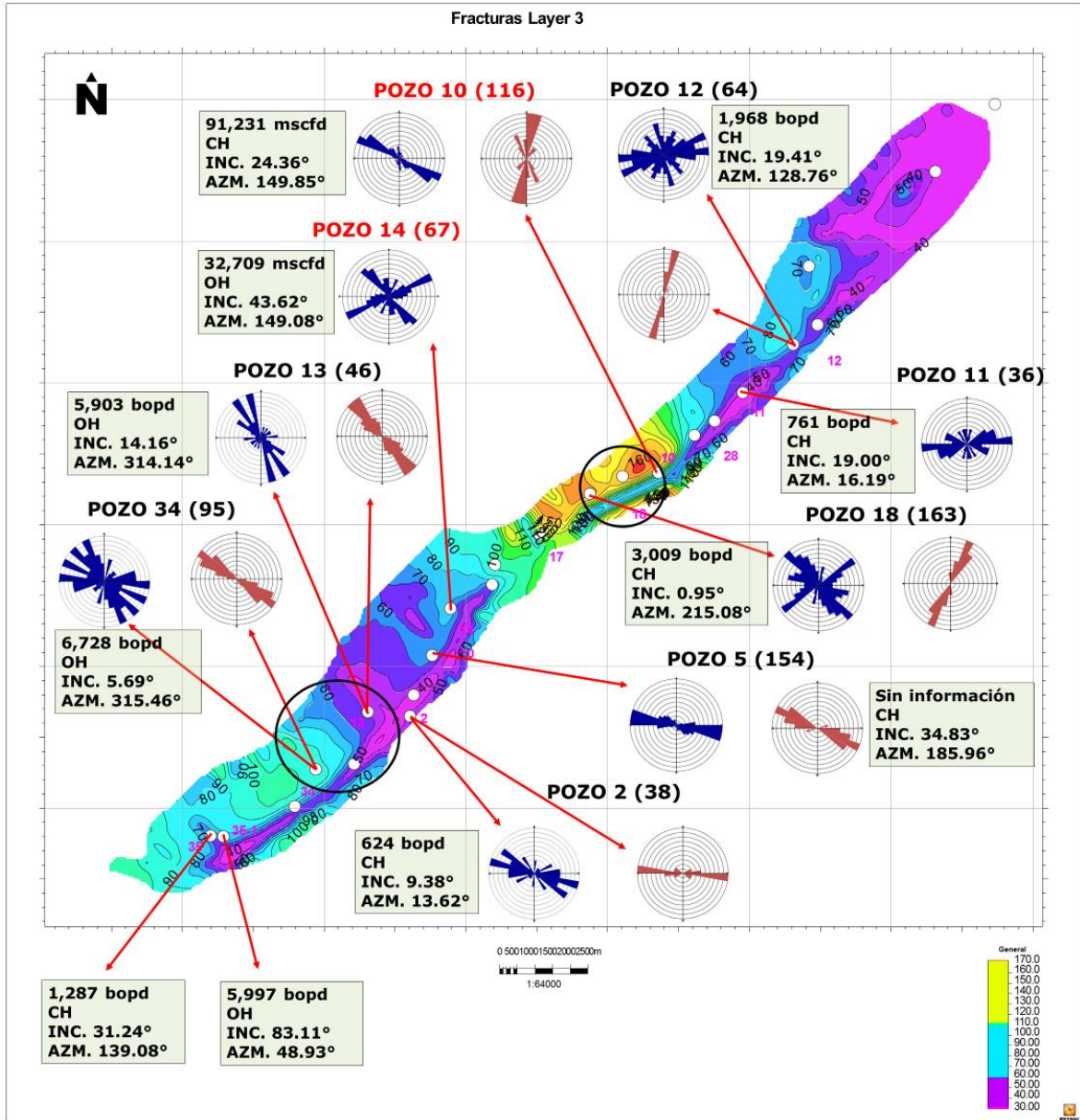
El pozo 10 cuenta con el dato de inyección inicial más alto de toda la capa correspondiente a 91,231 mscfd, siendo un pozo con hueco entubado, una inclinación promedio de 24.36°, un *azimuth* promedio de 149.08° y con 116 fracturas naturales. El pozo 18 con 163 fracturas naturales presenta una producción inicial de 3,009 bopd, esta con hueco entubado, una inclinación promedio de 0.95° y un *azimuth* promedio de 215,08°. El pozo 18 no presenta una producción inicial más alta a lo esperado por su alto contenido de fracturas naturales (163 fracturas naturales), esto posiblemente a la inclinación vertical del pozo y a su completamiento que es hueco entubado.

Esta zona cuenta con dos diagramas de roseta de esfuerzos que indican que la dirección del esfuerzo máximo se encuentra a 200° aproximadamente. El pozo 18 está paralelo al esfuerzo máximo (mientras que el pozo 10 se podría asumir como un pozo orientado ligeramente perpendicular al esfuerzo máximo).

La segunda zona está ubicada en la parte sur del mapa, se seleccionó por que los pozos allí presentan más producción inicial a pesar de no tener gran cantidad de fracturas naturales. Ambos pozos de la zona están completados con hueco abierto.

El pozo 13 con 46 fracturas naturales, una inclinación promedio de 14.16° y un *azimuth* promedio de 314.14° presenta una producción inicial de 5,903 bopd. El pozo 34 con 95 fracturas naturales, una inclinación promedio de 5.69° y un *azimuth* promedio de 315.46° presenta una producción inicial de 6,728 bopd siendo este pozo el de mayor producción inicial de la formación.

Figura 32. Mapa de densidad de fracturas – zona potencial *Layer 3*.



Fuente: Equión Energía Limited 2018.

Para esta zona de la formación, los diagramas de roseta de esfuerzos indican que la dirección del esfuerzo máximo se encuentra orientado aproximadamente a 130° , por ende, ambos pozos se encuentran paralelos al esfuerzo máximo.

5.4 ZONAS POTENCIALES PARA LAYER 4

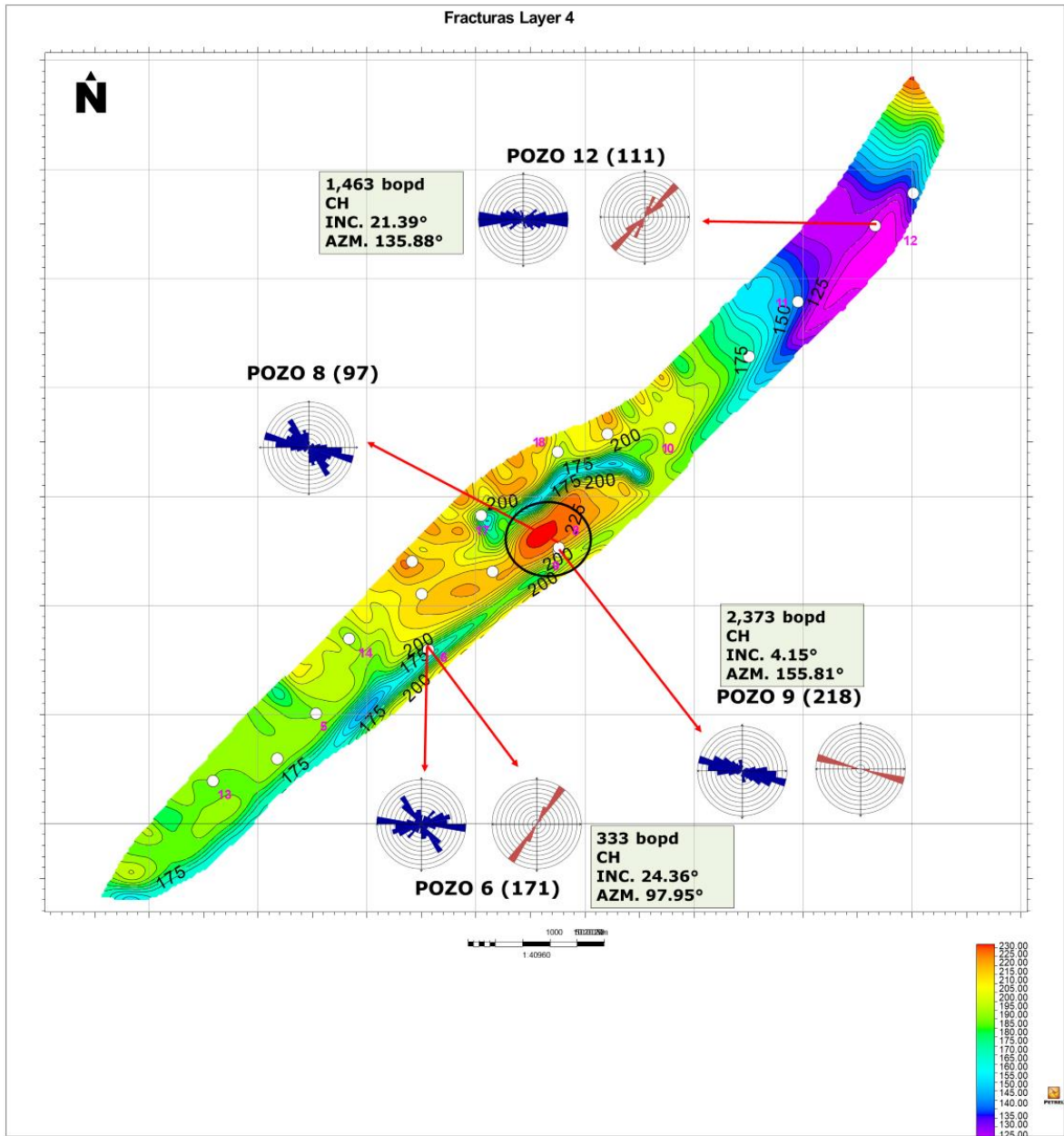
En la **Figura 33** se presenta la zona potencial para el *Layer 4*, esta se encuentra en la parte central de la formación. Cuenta con dos pozos perforados, aunque el pozo 8 sólo cuenta con la información del número de fracturas (97 fracturas naturales). El pozo 9 por su parte cuenta con 218 fracturas naturales, este está completado con hueco entubado, tiene una inclinación promedio de 4.15° y un *azimuth* promedio de 155.81° presentando una producción inicial de 2,373 bopd (menor a lo esperado por su gran cantidad de fracturas naturales). En el pozo 9 también se puede apreciar la influencia que tiene la inclinación y el completamiento del pozo sobre la producción inicial.

El pozo 9 cuenta con un diagrama de esfuerzos, este indica que la dirección del esfuerzo máximo se encuentra aproximadamente a 100° . El pozo está orientado levemente perpendicular al esfuerzo máximo. Esta zona se seleccionó por su gran densidad de fracturas naturales superior a 200.

El pozo 6 por su parte presenta un alto contenido de fracturas naturales (171), sin embargo, sólo tuvo una producción inicial de 333 barriles de aceite por día lo que puede implicar que para este caso en específico se hayan cementado las fracturas naturales lo que no permite una mejor producción del pozo. Debido a que no se tiene más información de producciones iniciales alrededor de este pozo, no se pueden hacer comparaciones ni asegurar que allí con esa cantidad de fracturas naturales se puedan obtener altas tasas de producción.

Para el pozo 12, este presenta 111 fracturas naturales y 1,463 barriles de petróleo por día, por lo que para esta zona no se descarta que se puedan obtener mejores producciones. Para saber esto, hay que perforar pozos y mejorar el entendimiento de esta zona. Pero como se tiene una zona con mayor cantidad de fracturas naturales y que presenta una mejor producción inicial a diferencia de los demás pozos, no se escogen las demás zonas.

Figura 33. Mapa de densidad de fracturas – zona potencial *Layer 4*.



Fuente: Equión Energía Limited 2018.

5.5 ZONAS POTENCIALES PARA LAYER 5

Finalmente, en la **Figura 34** se observa el mapa del *Layer 5*, en este la zona potencial se encuentra en el centro del mapa. Sólo cuenta con un pozo perforado. El pozo 9 con 144 fracturas naturales presenta la producción inicial más alta de la capa correspondiente a 4,406 bopd, este pozo esta completado con hueco

entubado, tiene una inclinación promedio de 11.44° y un *azimuth* promedio de 144.64° .

Afortunadamente, el pozo 9 cuenta con un diagrama de roseta de esfuerzos el cual indica que la orientación del esfuerzo máximo para esta zona se encuentra aproximadamente a 130° . El pozo 9 está prácticamente paralelo al esfuerzo máximo lo que es bien en términos de aporte de fluidos a superficie.

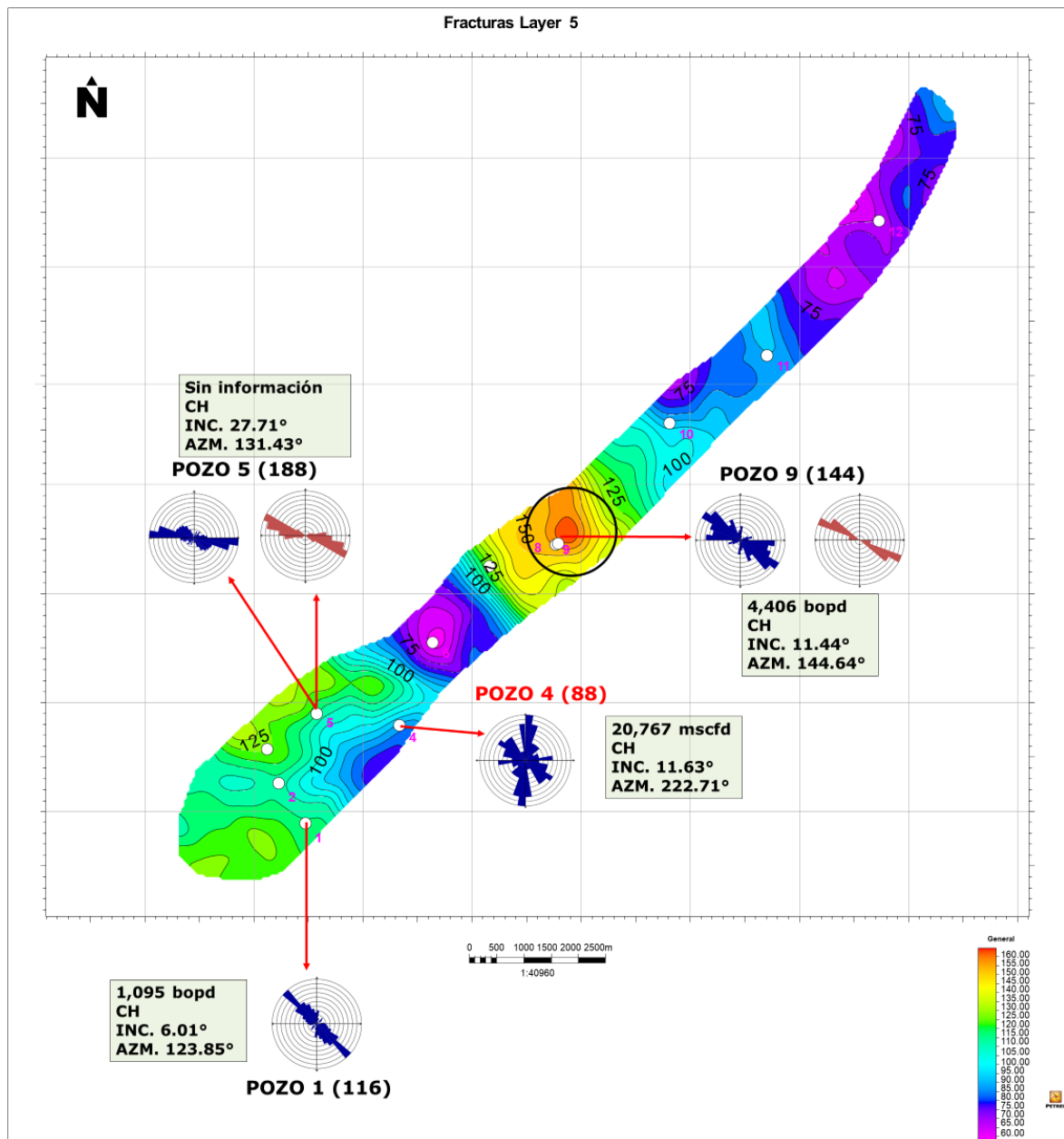
Se escoge esta zona por su gran contenido de fracturas en la zona y por presentar una alta producción inicial.

Por otro lado, el pozo 5 presenta una alta cantidad de fracturas naturales (188) pero no se tiene información de su producción inicial y por esta razón no se puede asegurar si la zona pueda aportar grandes tasas de producción.

En cambio, la zona del pozo 1 presenta la menor cantidad de fracturas de la capa y el pozo 1 tuvo de producción inicial 1,095 barriles de aceite por día lo cual es cuatro veces menos lo que tuvo el pozo 9. Debido a baja producción y baja cantidad de fracturas naturales, esta zona alrededor del pozo 1 no se seleccionó como zona potencial.

Comparando el pozo inyector (pozo 4) con los demás pozos de las otras capas, este pozo aporta muy poca inyección a la capa. Además, contiene bajo contenido de fracturas naturales (88) y por esta razón la zona alrededor del pozo 4 no se selecciona como zona potencial.

Figura 34. Mapa de densidad de fracturas – zona potencial Layer 5.



Fuente: Equión Energía Limited 2018.

6. RECOMENDACIÓN DE TRAYECTORIA Y COMPLETAMIENTO PARA EL DISEÑO DE POZOS EN PIDEMONTE

La literatura y varios casos documentados indican que la mejor manera de administrar un Yacimiento Naturalmente Fracturado es perforando los pozos de modo que intersecten fracturas naturales y dejándolos a hueco abierto para que estas fracturas no se dañen y contribuyan a la producción de hidrocarburos¹⁰⁰.

Después de llevar a cabo un estudio del comportamiento de Yacimientos Naturalmente Fracturados y las variables anteriormente mencionadas, se ha analizado la densidad de fracturas naturales en el campo Piedemonte y cómo la trayectoria de los pozos permitirá o no atravesarlas. Posterior a ello, se analiza el comportamiento de producción de los pozos y se relaciona con su tipo de completamiento, para finalmente enlazar los conceptos y definir las zonas potenciales para la ubicación de pozos futuros.

A partir del trabajo realizado en los capítulos anteriores se pretende definir recomendaciones en cuanto a trayectoria y completamiento de modo que sean la base para la toma de decisiones al momento de definir el diseño a seguir para los pozos nuevos de Piedemonte.

6.1 ANÁLISIS DE LOS POZOS CON MAYOR PRODUCCIÓN

El análisis realizado a lo largo del presente trabajo procura enlazar las variables de número de fracturas, trayectoria y tipo de completamiento para definir si tienen una influencia directa en la producción de los pozos.

La **Tabla 20** agrupa estas variables para los pozos que tienen mayor producción en el campo, con el fin de determinar qué incidencia tienen sobre el caudal de aceite que entregan. Es de resaltar que sólo se tienen en cuenta los pozos productores ya que en los inyectores existen otro tipo de variables que no han sido discutidas en el estudio y que influyen en el desempeño del pozo.

Como anotación general, se puede decir que todos los pozos tienen una inclinación entre vertical y desviada, sin sobrepasar los 25°, además de estar orientados hacia el esfuerzo máximo como se describió en el Capítulo 3, por tanto, la incidencia de la variable trayectoria es difícil de determinar.

El Pozo 27 cuenta con la mayor producción y con un número de fracturas favorable (178) además de estar a hueco abierto. Al ser comparado con el Pozo 25 (228 fracturas) y ver que produce casi la mitad de aceite, entra a jugar la variable del completamiento, ya que está en hueco entubado, razón por la cual su producción se ve entorpecida.

¹⁰⁰ NOVOA, Enrique. Drilling and Completion Strategies in Naturally Fractured Reservoir. Febrero, 2000. p. 1.

Tabla 20. Pozos con mayor producción y sus variables.

POZO	LAYER	PRODUCCIÓN INICIAL (BOPD)	NÚMERO DE FRACTURAS	COMPLETAMIENTO	INCLINACIÓN (°)	AZIMUTH (°)
27	1	13,241	178	OH	20.90	120.57
25	2	7,026	228	CH	9.37	149.97
34	3	6,728	95	OH	5.69	315.46
28	2	6,124	116	OH	22.44	125.94
13	3	5,903	46	OH	14.16	314.14
9	5	4,406	144	CH	11.44	144.64

Fuente: Elaboración Propia.

El Pozo 34, tiene un caudal considerable (6,720 BOPD) con muy pocas fracturas (95) al igual que el Pozo 13 (5,903 BOPD y 46 fracturas), sin embargo, estos pozos están en hueco abierto, lo cual puede llevar a concluir que a pesar de que un pozo tenga pocas fracturas, desde que no se dañen con cemento, contribuyen de forma óptima a la producción.

El Pozo 28, tiene un caudal de 6,124 BOPD, cuenta con 116 fracturas y está a hueco abierto, además del número de fracturas, también contribuye en él una inclinación importante (22.44°).

El Pozo 9, a pesar de contar con un buen número de fracturas (144) el hecho de estar revestido y cementado impide que la producción sea tan buena como las de los otros pozos de la tabla, pero igual es alta al ser comparada con los demás pozos del campo.

En general, la mayoría de los mejores productores están en hueco abierto cuidando así las fracturas naturales que atravesaron, sean muchas o pocas.

6.2 ANÁLISIS DE LOS POZOS CON MENOR PRODUCCIÓN

La **Tabla 21** muestra los pozos con menor producción del campo, como es posible apreciar, todos ellos están revestidos y cementados. Por tanto, los pozos 12 (*Layer 4*) y 6, a pesar de que cuentan con un número de fracturas considerable, al ser cementadas pierden gran parte de su capacidad de aporte al pozo. El Pozo 12 (*Layer 3*) cuenta con pocas fracturas y está revestido, sin embargo, cuenta con una inclinación importante, lo cual puede indicar que este factor colabore para que la producción no sea tan baja como en los otros casos.

Por su parte, el Pozo 2, a pesar de tener un *azimuth* favorable, no revela muchas fracturas, sin embargo, este pozo tuvo problemas operativos durante la cementación que enmascaran su comportamiento real.

El Pozo 11, encuentra pocas fracturas, su *azimuth* parece favorable, sin embargo, en realidad su orientación sigue siendo casi paralela a la dirección de las fracturas naturales que él encuentra (**Figura 26** - Capítulo 3).

Tabla 21. Pozos con menor producción y sus variables.

POZO	LAYER	PRODUCCIÓN INICIAL (BOPD)	NÚMERO DE FRACTURAS	COMPLETAMIE NTO	INCLINACIÓN (°)	AZIMUTH (°)
12	3	1,968	64	CH	19.41	128.76
12	4	1,463	111	CH	21.39	135.88
11	3	761	36	CH	19.00	16.19
2	3	624	38	CH	9.38	13.62
6	4	333	171	CH	24.36	97.95

Fuente: Elaboración Propia.

En general, un pozo revestido no permite que el verdadero potencial del pozo se vea reflejado durante su historia de producción en un yacimiento naturalmente fracturado.

6.3 RECOMENDACIÓN DE TRAYECTORIA PARA LOS POZOS DE PIEDEMONTE

El análisis realizado y la integración de información disponible muestran que en general, los pozos de Piedemonte están orientados hacia el esfuerzo máximo (215° - 120°) y la inclinación no supera los 25° en los pozos productores estudiados, esto impide que se atraviesen gran cantidad de las fracturas naturales que se encuentran abiertas ya que éstas también se orientan en dicha dirección.

No obstante, el caso del Pozo 35 post - *sidetrack* analizado en el Capítulo 4, donde la inclinación alcanza 83.11°, se orienta en un *azimuth* de 48.93°, y la producción alcanza los 6,000 BOPD, incrementando en casi 20 veces la producción que tenía el pozo antes del *sidetrack*, permiten ratificar que al orientar un pozo hacia el esfuerzo mínimo de la formación, la probabilidad de contactar fracturas abiertas que contribuyan a la producción incrementa, así como contactarlas de forma perpendicular (con una inclinación altamente desviada), puede generar una promesa de valor importante.

Por tanto, la recomendación de los autores es orientar los pozos hacia el esfuerzo mínimo del campo (cuadrantes II y IV), y procurar ir con una inclinación altamente desviada, generalmente superior a 30°. Sin embargo, estos valores dependen del buzamiento de las capas del yacimiento. A pesar de ello, nada garantiza que el caso del Pozo 35 post – sidetrack sea replicable, así que es necesario empezar a probar para generar una curva de aprendizaje que permita delimitar cada vez mejor las incertidumbres que existen.

6.4 RECOMENDACIÓN DE COMPLETAMIENTO PARA LOS POZOS DE PIEDEMONTE

A partir del análisis que integra la información de IOR para los pozos de Piedemonte, es posible distinguir claramente que un completamiento a hueco abierto permite que la capacidad de aporte de la formación hacia el pozo sea mucho mejor ya que aprovecha las fracturas que pueda encontrar el pozo, manteniendo las propiedades de las fracturas naturales.

Siendo así, los autores recomiendan un completamiento ya sea a hueco abierto o con *liner* ranurado (sin uso de cemento) para permitir que la contribución por fracturas naturales sea aprovechable.

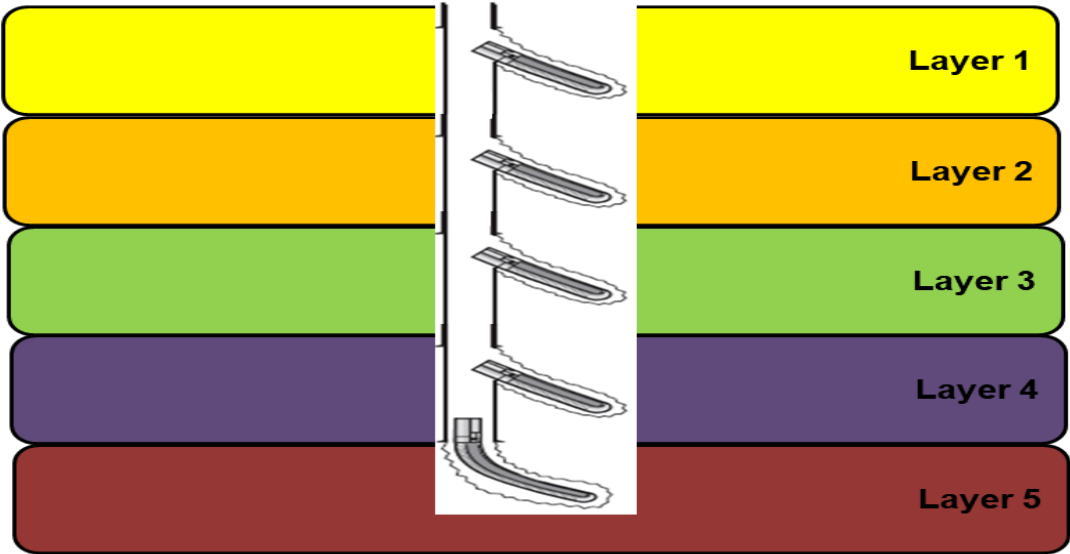
Debido a que el campo en cuestión cuenta con múltiples capas y condiciones operativas con muchos retos, para que un pozo sea económicamente viable es necesario procurar atravesar la mayor cantidad de formaciones para que la promesa de producción aumente y pague la inversión.

De esta manera, la recomendación general incluye la perforación de pozos multilaterales con un lateral en cada formación productora con completamiento Nivel 2. Este tipo de completamiento hace referencia a un pozo principal entubado y cementado, el cual genera estabilidad mecánica, mientras que los pozos secundarios están a hueco abierto.

El elemento clave de este tipo de completamiento es el ajuste en la conexión para el influjo de los laterales, el cual es ensamblado con empaques permanentes, de modo que exista selectividad para brindar flexibilidad para producir de uno o de otro según estrategia de yacimiento, y permitir aislamiento en caso de influjo de agua masivo que amenace con ahogar al hueco principal. A su vez, estos laterales deberán estar orientados hacia el esfuerzo mínimo de cada *Layer*.¹⁰¹

¹⁰¹ TRECCANI, Giovanni. Op., Cit., p. 135

Figura 35. Esquema ilustrativo de completamiento para pozos en Piedemonte.



Fuente: Elaboración Propia.

7. CONCLUSIONES

- La geología del Piedemonte Llanero es una de las más complejas del mundo y por tanto supone retos de ingeniería cada vez mayores para la perforación y producción de los pozos.
- Piedemonte es un Yacimiento Naturalmente Fracturado que requiere estrategias de perforación y completamiento que difieren en gran medida de los yacimientos meramente matriciales.
- Los mapas de densidad y orientación de fracturas naturales, al ser relacionados con la trayectoria de los pozos de Piedemonte, permiten advertir que existe una relación entre el *azimuth* y la inclinación del pozo y el número de fracturas que contacta. Orientar el pozo hacia el esfuerzo máximo (*Azimuth*: 215° - 120°) reduce las opciones de intersectar fracturas hidráulicamente activas, y construir un pozo vertical (Inclinación: menor a 5°) no permitirá que éstas sean atravesadas perpendicularmente.
- A partir de la interpretación suministrada de los registros de imagen se generaron los mapas y los diagramas de roseta expuestos para las diferentes capas, es de resaltar que cada valor asignado de densidad de fracturas proviene de diferentes intérpretes y que este factor puede influir en la confiabilidad y certeza de la información disponible.
- El análisis realizado a los pozos 41 y 42 en trayectoria, completamiento y presiones ratifican el comportamiento típico de un Yacimiento Naturalmente Fracturado en Piedemonte.
- A partir del análisis de comportamiento de producción a través de curvas de declinación realizado en los pozos 41 y 42, se puede concluir que a lo largo de la historia de producción de un pozo, las fracturas naturales que éste intercepta, se pueden cerrar y así disminuir su permeabilidad efectiva debido al elevado diferencial entre la presión de yacimiento y la de fondo fluyente del pozo.
- Tras comparar los IOR de los pozos del campo y relacionarlos con su tipo de completamiento se puede concluir que un completamiento a hueco entubado puede influir para que la producción se vea afectada negativamente.
- El Pozo 35 post – *sidetrack*, con una alta inclinación y un *azimuth* en el Cuadrante II, es un caso exitoso de cambio de trayectoria que multiplica la producción final del hueco original en casi 20 veces, sin embargo, muere pronto por el arribo del agua.

- La selección de las zonas potenciales se basó en la evaluación de las zonas con mayor grado de fracturamiento ya que los pozos ubicados allí muestran una producción favorable.
- Perforar un pozo en una zona con un alto grado de fracturamiento debe ir acompañado del uso de un completamiento a hueco abierto para maximizar la producción.
- A partir del caso de estudio del Pozo 35 post – *sidetrack*, se recomienda una trayectoria con un alto grado de inclinación y un *azimuth* en el Cuadrante II y IV, ojalá con un pozo multilateral que pueda contactar varias capas. Sin embargo, ello no garantiza éxito en producción, es necesario construir una curva de aprendizaje a partir de esta iniciativa.
- Para el pozo multilateral, se recomienda un completamiento Nivel 2, donde haya un lateral en cada formación, a hueco abierto, que permita la selectividad con empaques en cada ramal, así, si hay intrusión de agua, sea posible aislar la zona en cuestión.

8. RECOMENDACIONES

- Extender el estudio geológico y de ingeniería a capas más profundas y que aún no cuentan con la suficiente información como para generar mapas de orientación y densidad de fracturas, pero que cuentan con un gran potencial para su explotación.
- Realizar la interpretación de los registros de imagen disponibles desde el inicio y por un mismo equipo de trabajo, amarrando los datos de producción adquiridos con el fin de refinar los datos de densidad de fracturas naturales.
- Realizar un balance de materia para los pozos 41 y 42 con el fin de discernir el efecto que tienen las fracturas naturales en la producción y las condiciones iniciales de tamaño de yacimiento y condiciones de frontera que tiene cada uno de los pozos.
- Evaluar la viabilidad técnico-financiera de contactar las diferentes zonas potenciales de cada *Layer* con pozos multilaterales.
- Llevar a cabo un análisis económico que plantee escenarios de completamiento a hueco abierto y a hueco entubado, teniendo en cuenta la vida útil del pozo con la posible intrusión de agua y la declinación de aceite para determinar en términos económicos cuál es la opción más conveniente bajo las condiciones actuales del mercado.
- Evaluar la aplicación de este estudio para Yacimientos de Roca Generadora (YRG) en Colombia y su influencia en las prácticas de perforación y completamiento para los pozos de este tipo de yacimientos.

BIBLIOGRAFÍA

AGUILERA, Roberto. Naturally Fractured Reservoir. Segunda Edición ed. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company, 1995. ISBN 0-87814-449-8

AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook (Tercera Edición). Elsevier. 2006.

ASTANA, Kazakhstan. Pressure Transient Behavior in Naturally Fractured Reservoirs: Flow Analysis. Noviembre, 2016.

BONILLA GÓMEZ, Diego Alejandro y PÉREZ CORREDOR, Fabián Eduardo. Evaluación de la Relación de Fracturas en Estado Crítico de Esfuerzos con las Pérdidas de Circulación en un Pozo de ECOPETROL S.A. [0]:2017.

COOPER, M. A., et al. Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and middle Magdalena Valley, Colombia. En: AAPG BULLETIN. Oct 1, vol. 79, no. 10, pp. 1421-1143.

COOPER, M. A., et al. Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Colombia, in A. J. Tankard, R. Suárez S. and H. J. Welsink, Petroleum basins of South America. En: AAPG Memoir. 62, pp. 659-665.

CORTES, J. E., et al. Molecular organic geochemistry of the Apiay field in the Llanos basin, Colombia. En: JOURNAL OF SOUTH AMERICAN EARTH SCIENCES. Nov. vol. 47, pp. 166-178.

EGBUE, Obi and KELLOGG, James. Three-dimensional structural evolution and kinematics of the Piedemonte Llanero, Central Llanos foothills, Eastern Cordillera, Colombia. En: JOURNAL OF SOUTH AMERICAN EARTH SCIENCES. vol. 39, pp. 216-227.

FARAH, Omar. Directional well design, trajectory and survey calculations, with case study in Fiale, Asal Rift, Djibouti. 2013.

GRUPO CEDIP. Diseño de la perforación de los pozos. 2012.

HEBRARD, F., 1985. Les foot-hills de la Cordillère Orientale de Colombie entre les rios Casanare et Cusiana. Evolution géodynamique depuis l'Eo Crétacé: Thèse doctorale 3ème cycle, Université Pierre et Marie Curie, Paris, no. 85-08, 162 p., Citado por COOPER, M. A., et al. Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Colombia, in A. J. Tankard, R. Suárez S. and H. J. Welsink, Petroleum basins of South America. En: AAPG Memoir. 62, pp. 659-665.

HOLT, R.M. et. al. Petroleum Related Rock Mechanics. Elsevier. 2008.

INGRAIN INC, et al. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Diciembre.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486- 6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. 153 p. ISBN 978-958-8585-67-3.

INSTITUTO DELLA ENCICLOPEDIA ITALIANA FONDATA. Giovanni Treccani. Encyclopaedia of Hydrocarbons. Enl. 2005.

JABBARI, Hadi, et. al. Incorporating Geomechanics into the Decline – Curve Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. Octubre, 2011.

LOZANO, Edison y ZAMORA, Nadezhda. ANEXO I COMPILACIÓN DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES. [0]: Bogotá: 2014.

MALAGÓN, J. (2016). La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia. Bogotá: Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo.

MARTÍNEZ, Jaime A. Structural evolution of the Llanos foothills, Eastern Cordillera, Colombia. En: JOURNAL OF SOUTH AMERICAN EARTH SCIENCES. vol. 21, pp. 510-520.

NELSON, R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. Gulf Professional Publishing. 2001.

NOVOA, Enrique. Drilling and Completion Strategies in Naturally Fractured Reservoir. Febrero, 2000.

PIJUSH, Paul. Fluid Flow in a Fractured Reservoir Using a Geomechanically - Constrained Fault Zone Damage Model for Reservoir Simulation. Noviembre, 2007.

POSAMENTIER, H. W. et al. Forced regressions in a sequence stratigraphic framework: concepts, examples, and exploration significance: AAPG Bulletin, v. 76, p. 1687-1709, Citado por COOPER, M. A., et al. Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and middle Magdalena Valley, Colombia. En: AAPG BULLETIN. Oct 1, vol. 79, no. 10, pp. 1421-1143.

SAIDI, Ali M. Reservoir Engineering of Fractured Reservoirs. TOTAL. 1987.

SÁNCHEZ, N., et al. Petroleum System Modeling in the Eastern Cordillera of Colombia Using Geochemistry and Timing of Thrusting and Deformation. vol. 99, no. 8, pp. 1537-1556.

SARMIENTO, Luis Fernando. Petroleum Geology of Colombia Llanos Basin. Medellín: Fondo Editorial Universidad EAFIT, 2011.

T.D. VAN GOLF-RACHT. Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering. ELSEVIER SCIENTIFIC PUBLISHING COMPANY, 1982. ISBN 0-444-42046-0 (Vol. 12)

TARBUCK, Edward J. Ciencias de la Tierra. PEARSON. 2005.

ZOBACK, Mark. Reservoir Geomechanics. Cambridge Press. 2006.