



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL  
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
UNIDAD TICOMÁN “CIENCIAS DE LA TIERRA”



---

SEMINARIO DE PETROFÍSICA

TRABAJO FINAL

SISMOGRAMAS SINTÉTICOS Y EVALUACIÓN PETROSÍSMICA 3D DE LOS  
POZOS AGATE-H6, COOPER-6, DIAMOND-14 DEL CAMPO CLOUDSPIN

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

**INGENIERO GEOFÍSICO**

PRESENTAN:

KAREN GUADALUPE CORTES USCANGA

LUIS ROBERTO FRANCO HERNÁNDEZ

**INGENIERO GEÓLOGO**

PRESENTA

ISIS ALEJANDRA HERNÁNDEZ CARRILLO

CIUDAD DE MÉXICO, 2019

Autorización de uso de obra

Instituto Politécnico Nacional  
P r e s e n t e

Bajo protesta de decir verdad el (la) (los) que suscribe **Luis Roberto Franco Hernández, Karen Guadalupe Cortes Uscanga, Isis Alejandra Hernández Carrillo** (se anexa copia simple de identificación oficial), manifiesto ser autor (a) (es) y titulares de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada **"SISMOGRAMAS SINTÉTICOS Y EVALUACIÓN PETROSÍSMICA 3D DE LOS POZOS AGATE-H6, COOPER-6, DIAMOND-14 DEL CAMPO CLOUDSPIN"**, en adelante "La Tesina" y de la cual se adjunta copia, por lo que por medio del presente y con fundamento en el (artículo 27 fracción II, inciso b) de la Ley Federal del Derecho de Autor, otorgo a el Instituto Politécnico Nacional, en adelante El IPN, autorización no exclusiva para comunicar y exhibir públicamente total o parcialmente en medios digitales (Publicación en Línea) "La Tesina" por un periodo de ( un año ) contado a partir de la fecha de la presente autorización, dicho periodo se renovará automáticamente en caso de no dar aviso expreso a El IPN de su terminación.

En Virtud de lo anterior, "El IPN" deberá reconocer en todo momento nuestra calidad de autores de "La Tesina"

Adicionalmente, y en nuestra calidad de autores y titulares de los derechos morales y patrimoniales de "La Tesina", manifiesto que la misma es original y que la presente autorización no contraviene ninguna otorgada por el suscrito respecto de "La Tesina", por lo que deslindo de toda responsabilidad a El IPN en caso de que el contenido de "La Tesina" o la autorización concedida afecte o viole derechos autorales, industriales, secretos industriales, convenios o contratos de confidencialidad o en general cualquier derecho de propiedad intelectual de terceros y asumo las consecuencias legales y económicas de cualquier demanda o reclamación que puedan derivarse del caso.

Ciudad de México, a 13 Julio de 2019

Atentamente

  
Luis Roberto Franco Hernández

  
Isis Alejandra Hernández Carrillo

  
Karen Guadalupe Cortes Uscanga



**SEP**  
SECRETARÍA  
DE EDUCACIÓN  
PÚBLICA



Instituto Politécnico Nacional  
"La Técnica al Servicio de la Patria"

SECRETARÍA ACADÉMICA  
DIRECCIÓN DE EDUCACIÓN SUPERIOR



"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapala"  
60 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos  
70 Aniversario del CECyT No. 3 "Estanislao Ramírez Ruiz"  
60 años de XEIPN Canal Once, orgulloamerica politécnico  
60 Aniversario del CECyT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

Folio: DES/1706/2019

Asunto: Impartición de Seminario.

Ciudad de México, a 19 de marzo de 2019

*df*  
DR. ARTURO ORTIZ UBILLA  
DIRECTOR DE LA ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA  
Y ARQUITECTURA (ESIA), UNIDAD TICOMÁN  
DEL INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL  
P R E S E N T E



Con fundamento en el Artículo 44, Fracción VII del Reglamento Orgánico; Artículo 5, Fracción III del Reglamento General de Estudios; Artículo 12 del Reglamento de Titulación Profesional del Instituto Politécnico Nacional; en atención a su oficio DET/0035/2019, le comunico que se autoriza la impartición del Seminario de Actualización con Opción a Titulación:

**"PETROFÍSICA"**

**GRUPO I**

Registro: DES/ESIA-TIC/S/030-15/2013-2019  
Vigencia del seminario: 19 de marzo de 2019 al 19 de marzo de 2021  
Duración: 160 horas.  
Periodo de Impartición: Del 21 de marzo al 29 de junio de 2019.  
Horario: jueves de 15:00 a 21:00 horas y sábados de 9:00 a 15:00 horas.  
Sede: ESIA-TIC.  
Expositores: Enrique Coconi Morales, Alejandro Mendoza Maravilla y Efrén Murillo Cruz.

**GRUPO I**

Registro: DES/ESIA-TIC/S/030-16/2013-2019  
Vigencia del seminario: 19 de marzo de 2019 al 19 de marzo de 2021  
Duración: 160 horas.  
Periodo de Impartición: Del 5 de abril al 13 de julio de 2019.  
Horario: viernes de 15:00 a 21:00 horas y sábados de 9:00 a 15:00 horas.  
Sede: ESIA-TIC.  
Expositores: Enrique Coconi Morales, Alejandro Mendoza Maravilla y Efrén Murillo Cruz.

Unidad Profesional "Adolfo López Mateos", Col. Zacatenco, Alcaldía Gustavo A. Madero, Ciudad de México, C.P. 07738.  
Conmutador 5729-6000 Extensión 50520  
www.ipn.mx, www.des.ipn.mx



Instituto Politécnico Nacional  
"La Técnica al Servicio de la Patria"

SECRETARÍA ACADÉMICA  
DIRECCIÓN DE EDUCACIÓN SUPERIOR

"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"  
60 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos  
70 Aniversario del CECyT No. 3 "Estanislao Ramírez Ruiz"  
60 años de XEIPN Canal Ocosingo, originalmente polifacundo  
60 Aniversario del CECyT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

Debiendo observar lo siguiente:

- Enviar la lista inicial oficial de participantes, firmada y sellada por el Coordinador del Seminario y el Subdirector Académico dentro de los primeros diez días hábiles posteriores a la fecha del inicio del seminario.
- Dar a conocer a los participantes el folio de autorización correspondiente, para trámites de titulación ante la Dirección de Administración Escolar.
- Al concluir el programa del seminario enviar la relación de asistencia, de evaluación final y de trabajos finales, en un plazo no mayor a 20 días hábiles, para la emisión de las constancias a los participantes.

Cabe señalar que tanto la información emitida para la autorización de vigencia, como los datos de los participantes utilizados en la emisión de constancias, está sustentada en los anexos adjuntos al oficio enviado por usted, por lo que solicito verificarla a detalle previamente a su trámite.

Sin otro particular, le envío un cordial saludo.

ATENTAMENTE  
"La Técnica al Servicio de la Patria"



M. EN C. ROSALÍA MARÍA DEL CONSUELO TORRES SZAURY  
DIRECTORA

c.c.p. Dr. Jorge Toro González. - Secretario Académico del IPN.  
Lic. Marisela Cabrera Rojas - Directora de Administración Escolar DAE.  
Ing. Guillermo Saavedra Pineda- Jefe de la División de Operaciones de Unidades Académicas de la DES.

T- 2740

RMCTB/EGM/ywvn

Unidad Profesional "Adolfo López Mateos", Col. Zacatenco, Alcaldía Gustavo A. Madero, Ciudad de México, C.P. 07738.  
Conmutador 5729-6000 Extensión 50520  
www.ipn.mx, www.des.ipn.mx

**Dedicatorias.**

**Isis Alejandra Hernández Carrillo:**

A mis padres Luis Rafael y Medea Magdalena quienes con su amor, paciencia y esfuerzo me han permitido llegar a cumplir hoy un sueño más, gracias por inculcar en mí el ejemplo de esfuerzo y valentía, de no temer las adversidades porque Dios está conmigo siempre.

A mis hermanos Orifiel, Atenea y a mi perro Titán por su cariño y apoyo incondicional, durante todo este proceso, por estar conmigo en todo momento gracias. A toda mi familia porque con sus consejos y palabras de aliento hicieron de mí una mejor persona y de una u otra forma me acompañan en todos mis sueños y metas.

A todas mis amig@s, en especial a Luisa Fernanda por apoyarme cuando más lo necesito, por extender su mano en momentos difíciles y por el amor brindado cada día; de verdad mil gracias, siempre los llevo en mi corazón.

A mi novio Jorge que ha estado conmigo incluso en los momentos más turbulentos. Este proyecto no fue fácil, pero estuviste motivándome y ayudándome hasta donde tus alcances lo permitían. Te lo agradezco muchísimo, cariño.

Finalmente quiero dedicar esta tesis a mis maestros y quienes nunca desistieron al enseñarme, a ellos que continuaron depositando su esperanza en mí.

¡Que nadie se quede afuera, se los dedico a todos!

**Luis Roberto Franco Hernández:**

A mi madre hermosa, tu que siempre estuviste ahí para mí, aun no teniendo me diste, aun no sabiendo buscaste la forma de resolver, hubo tiempo de escasez, tristeza, alegría y riqueza, eres lo más preciado que Dios me ha dado, te amo y te bendigo, está de más que te lo diga, pero tu esfuerzo valió la pena, cada segundo y cada peso. Haz formado un buen hijo y haz formado un Ingeniero; todo se ha acomodado conforme a la voluntad de Dios. Gracias mamá por la vida que me has dado, haz cumplido tu objetivo en mí, hoy doy un paso más y es en tu honor y en ti honra, Rosa Miriam Franco Hernandez, este trabajo y es resto de mi vida será principalmente para ti, gracias.

A mi tía Elvira Irasema Franco Hernandez, tu que me mandabas mis tortitas los lunes para que me fuera a la escuela, te parabas a las 5 am a preparar los lonches de todos, siempre fui bien recibido, gracias.

A mi tío Leonel Cárdenas Mondragón, tu que me enseñaste a trabajar de manera correcta, que en lugar de usar la fuerza usar la inteligencia, que me diste la pauta para dejar de pensar como niño y comenzar a pensar como ingeniero, gracias.

A mis madrinas y padrino, Nora Serna Pascual, Carmen Arredondo Mancilla, Susana Daniela Montiel Arredondo y Roberto Alejandro Rivera, ustedes que desde pequeño me cuidaron y apoyaron a mí y a mi mamá, que me patrocinaron todo lo que pudieron, muchas gracias por su amor, los quiero mucho, fueron parte fundamental para mi desarrollo profesional, por sus consejos, gracias.

A mi novia, tu que siempre cuidaste de mí en todo aspecto posible, desde que no descuidara la escuela, cuando me sentía mal por las noches, cuando me iba a trabajar me llevabas comida a la escuela, eres mi gran apoyo, mi mano derecha, mi amor, mi futura esposa, gracias Karen Guadalupe Cortes Uscanga.

A la familia de mi novia, ustedes que me conocieron no teniendo nada, me aceptaron y me dieron aun cuando no tenía mucho, gracias.

A mi mejor amigo Jorge Antonio Matías, gracias por tu incondicional apoyo hermano, gracias por tus consejos y tu afecto incondicional.

A mis familiares que me apoyaron a lo largo de mi carrera, de forma directa e indirecta, sé que si se hubiese dado tiempo de necesidad contaba con su apoyo incondicional, gracias.

A mis amigos, que los cuento con los dedos de la mano, gracias por cada fiesta, cada consejo cada abrazo, cada cerveza; nos encontraremos en la vida profesional y ahí estaré para ustedes, gracias.

**Karen Guadalupe Cortes Uscanga:**

A Dios y a la vida por ponerme siempre en el momento y lugares correctos, así como con las personas adecuadas, gracias por la vida que me tocó vivir, me siento bendecida con todo lo que tengo.

A mi familia, a mi madre Rosaura Uscanga Sosa y a mi padre Juan Manuel Cortes Cerón, que siempre han luchado por sacarme adelante, por verme crecer y son los pilares de mi ser, ustedes me formaron como persona y gracias a que siempre creyeron en mí, me encuentro hoy donde estoy.

A mi hermano Víctor Manuel Cortes Uscanga, con el que comparto además de la sangre, la vida; siempre estaré contigo así como tú lo estás conmigo.

A mi novio, Luis Roberto Franco Hernández, eres la calma que siempre me hace falta, gracias por estar a mi lado y siempre impulsarme a superarme cada día, gracias por culminar esta etapa tan importante de nuestras vidas junto a mí, espero con todo el corazón continuar creciendo y aprendiendo de la vida a tu lado siempre.

A mis amigos, Keyla Vianey Valenzuela Sánchez y Armando Morales Muñoz, los cuales se han siempre mantenido fieles a nuestra amistad a pesar de que nos vemos tan poco, me apoyan a cada momento y celebran cada logro mío como si fuera suyo.

A los amigos y compañeros que hice durante la universidad, a mis maestros y profesores, que con algún consejo, palabra o enseñanza cambiaron mi manera de ver las cosas y me animaron a seguir por el camino correcto y me ayudaron a creer siempre en mí y en mis capacidades.

## ÍNDICE

<b>RESUMEN</b> .....	<b>12</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>13</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>14</b>
<b>OBJETIVOS</b> .....	<b>15</b>
<b>CAPÍTULO 1. MARCO GEOLÓGICO</b> .....	<b>17</b>
1.1 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO CLOUDSPIN .....	17
1.2 GEOLOGÍA DE LOUISIANA.....	18
1.3 GEOLOGÍA DEL ABANICO MISSISSIPPI .....	20
1.4 EVOLUCIÓN GEOLÓGICA Y TECTÓNICA DEL GOLFO DE MÉXICO.....	21
1.5 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL .....	25
1.6 ESTRATIGRAFÍA.....	27
1.7 SEDIMENTOLOGÍA.....	29
1.8 HORIZONTES .....	30
<b>CAPÍTULO 2. FUNDAMENTOS GEOFÍSICOS</b> .....	<b>33</b>
2.1 SÍSMICA .....	33
2.2. REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO.....	34
2.2.1 Registro Sónico.....	34
2.2.2 Registro Neutrón .....	35
2.2.3 Registro Densidad.....	36
2.2.4 Registro Gamma.....	38
2.2.5 Registros Resistivos .....	39
<b>CAPÍTULO 3. INTERPRETACIÓN SÍSMICA</b> .....	<b>42</b>
3.1 GENERACIÓN DE LA BASE DE DATOS .....	43
3.2 IMPORTACIÓN DE LOS DATOS CORRESPONDIENTES A SÍSMICA Y SU CONTROL DE CALIDAD. .	43
3.3 IMPORTACIÓN DE LOS DATOS CORRESPONDIENTES A POZOS Y SU CONTROL DE CALIDAD. ....	45
3.4 CREACIÓN DEL MAPA DE LOCALIZACIÓN DE POZOS CON SUS LÍNEAS SÍSMICAS CORRESPONDIENTES. ....	47
3.5 APLICACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS.....	48
3.6 INTERPRETACIÓN DE HORIZONTES.....	50
3.7 INTERPRETACIÓN DE FALLAS. ....	55
3.8 MODELO DE FALLAS.....	57
3.9 PILAR GRIDDING.....	58
<b>CAPÍTULO 4. INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA</b> .....	<b>62</b>
4.1 CONTROL DE CALIDAD .....	63
4.2 CÁLCULO DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS.....	63
4.2.1 Volumen de Arcilla.....	63
4.2.2 Porosidad Efectiva.....	64



4.2.3 Sw (Saturación de Agua) .....	65
4.3 ZONAS DE PAGA .....	66
4.4 INTERPRETACIÓN Y EVALUACIÓN PETROFÍSICA .....	67
4.4.1 Pozo Agate-H6.....	67
4.4.2 Pozo Diamond-14 .....	70
4.4.3 Pozo Copper-6.....	72
<b>CAPÍTULO 5. GEOESTADÍSTICA.....</b>	<b>75</b>
5.1 VARIOGRAMAS .....	75
5.1.1 Simulación Gaussiana .....	77
5.2 MODELADO GEOESTADÍSTICO EN SGEMS® .....	78
<b>CAPÍTULO 6. SISMOGRAMAS SINTÉTICOS.....</b>	<b>87</b>
6.1 CORRELACIÓN DE LOS SISMOGRAMAS SINTÉTICOS CON LA SÍSMICA DEL CAMPO CLOUDSPIN. .....	91
<b>CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES.....</b>	<b>97</b>
7.1 ESPECÍFICAS .....	97
7.2 GENERALES .....	98
<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>99</b>

## Índice de Figuras

FIGURA 1. LOCALIZACIÓN DEL CAMPO CLOUDSPIN. MODIFICADO DE ARCGIS® .....	17
FIGURA 2. MAPA GEOLÓGICO DE LOUISIANA (LSU,2007).....	19
FIGURA 3. EXTENSIONES DEL ABANICO DE MISSISSIPPI. (LSU, 2007) .....	20
FIGURA 4. PALEOGEOGRAFÍA DE INICIOS DEL PALEOCENO, CUANDO SE HA PROPUESTO EL IMPACTO DE UN METEORITO EN EL ÁREA DE CHICXULUB. EN ESTE TIEMPO SE DEPOSITÓ UNA BRECHA DE CARBONATOS CON UNA GRAN EXTENSIÓN Y ESPESORES QUE ALCANZAN LOS 700 M (PADILLA Y SÁNCHEZ R. J. 2007). .....	23
FIGURA 5. PALEOGEOGRAFÍA DEL PLEISTOCENO TARDÍO (PADILLA Y SÁNCHEZ R. J. 2007). .....	25
FIGURA 6. EJEMPLO DE FALLAS NORMALES LÍSTRICAS (LÍNEAS UNIFORMES EN COLOR NEGRO) EN LA CUENCA DE BURGOS (EGUILUZ A. S., 2011).....	27
FIGURA 7. DEPOSITO SEDIMENTARIO DEL ESTADO DE LOUISIANA (BERMAN, ROSENFELD. JOSHUA; 2006).....	30
FIGURA 8. ESQUEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS SÍSMICOS Y DE LOS PRINCIPALES TIPOS DE ONDAS SEGÚN SUS CARACTERÍSTICAS DE PROPAGACIÓN. FUENTE: (IGC, 2011) .....	33
FIGURA 9. EJEMPLOS DE RAYOS GAMMA. (GEOFÍSICA UNAM, 2019).....	38
FIGURA 10. ZONAS CLASIFICADAS PARA UN REGISTRO (UNIVERSIDAD DE LAUSSANE, FRANCIA, 2019).....	40
FIGURA 11. DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA INTERPRETACIÓN DE DATOS SÍSMICOS .....	42
FIGURA 12. VENTANA DE IMPORTACIÓN DE DATOS DE SÍSMICA A PETREL ® .....	44
FIGURA 13. VISTA 3D DEL CUBO SÍSMICO DEL CAMPO CLOUDSPIN. PETREL ®.....	44
FIGURA 14. CARGA DEL WELL HEADER CON LA INFORMACIÓN DE LOS POZOS EN PETREL ® .....	45
FIGURA 15. VENTANA DE MAPA DONDE SE OBSERVAN LAS DESVIACIONES DE LOS POZOS AGATE-H6 Y DIAMOND-14 DESDE UNA VISTA EN PLANTA (PETREL®) .....	46
FIGURA 16. LÍNEAS SÍSMICAS CORRESPONDIENTES A LOS POZOS ASIGNADOS VISTAS EN UNA VENTANA DE MAPA. PETREL ® .....	47
FIGURA 17. SÍSMICA DESPUÉS DE APLICAR EL ATRIBUTO DE RMS AMPLITUDE. PETREL ®.....	48
FIGURA 18. SÍSMICA DESPUÉS DE APLICAR EL ATRIBUTO DE TRACE AGC. PETREL® .....	49
FIGURA 19. SÍSMICA DESPUÉS DE APLICAR EL ATRIBUTO DE VARIANCE. PETREL® .....	49

FIGURA 20. FLUJO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS UTILIZADO PARA LA IDENTIFICACIÓN DE FALLAS.....	50
FIGURA 21. RESULTADO DE APLICAR EL FLUJO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS PARA LA IDENTIFICACIÓN DE FALLAS EN LA SÍSMICA. PETREL® .....	50
FIGURA 22. HORIZONTE CARACAS, HOUSTON, HOUSTON BASE, KOBE Y PARÍS INTERPRETADOS. PETREL®....	51
FIGURA 23. HORIZONTES INTERPRETADOS VISTOS DESDE UNA VENTANA 3D. PETREL® .....	51
FIGURA 24. PICADOS DE LOS HORIZONTES CADA 40 INLINE Y CROSSLINE VISTOS DESDE UNA VENTANA DE MAPA. PETREL®. ....	52
FIGURA 25. HORIZONTE CARACAS INTERPRETADO. PETREL®.....	52
FIGURA 26. HORIZONTE HOUSTON INTERPRETADO. PETREL® .....	52
FIGURA 27. HORIZONTE HOUSTON BASE INTERPRETADO. PETREL®.....	53
FIGURA 28. HORIZONTE KOBE INTERPRETADO. PETREL® .....	53
FIGURA 29. HORIZONTE PARÍS INTERPRETADO. PETREL® .....	53
FIGURA 30. SUPERFICIES CREADAS A PARTIR DE LOS HORIZONTES INTERPRETADOS CON LOS POZOS ASIGNADOS EN UNA VENTANA 3D. PETREL®.....	54
FIGURA 31. CORRELACIÓN DE LOS POZOS CON SUS CIMAS GEOLÓGICAS. PETREL® .....	55
FIGURA 32. SECCIÓN SÍSMICA CON EL ATRIBUTO “CHAOS” APLICADO Y CON LAS FALLAS NORMALES LÍSTRICAS, ALFA, BETA Y GAMMA MARCADAS. PETREL®. ....	56
FIGURA 33. FALLAS MARCADAS SIGUIENDO LA TENDENCIA QUE INDICA EL “FLUJO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS” APLICADO. PETREL®. ....	57
FIGURA 34. FLUJO DE TRABAJO UTILIZADO PARA REALIZAR EL MODELO DE FALLAS. PETREL®.....	57
FIGURA 35. FALLAS MODELADAS. PETREL®. ....	58
FIGURA 36. SKELETON OBTENIDO DEL PILAR GRIDDING CON LAS FALLAS ALFA, BETA Y GAMMA. PETREL®. ..	59
FIGURA 37. PARÁMETROS USADOS PARA REALIZAR LOS HORIZONTES. PETREL®. ....	59
FIGURA 38. CONDICIONES UTILIZADAS PARA LA REALIZACIÓN DE LOS HORIZONTES. PETREL®.....	60
FIGURA 39. HORIZONTES CARACAS, HOUSTON, HOUSTON BASE, KOBE Y PARÍS MODELADOS CON LOS CORTES Y BUZAMIENTOS CAUSADOS POR LA PRESENCIA DE LAS FALLAS. PETREL®.....	60
FIGURA 40. FLUJO DE TRABAJO UTILIZADO PARA LA INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA.....	62
FIGURA 41. VENTANA DE CLAY VOLUMEN ANALYSIS. IP® .....	63
FIGURA 42. OBTENCIÓN DE PHIE. IP® .....	64
FIGURA 43. OBTENCIÓN DE VMA. IP®.....	65
FIGURA 44. FÓRMULA PARA LA OBTENCIÓN DE SW. IP® .....	66
FIGURA 45. MÓDULO DE CUT OFF AND SUMATION. IP® .....	67
FIGURA 46. EVALUACIÓN DEL POZO AGATE-H6. IP® QUITAR 7, EXPLICAR COLORES DE FACIES.....	68
FIGURA 47. EVALUACIÓN DEL POZO DIAMOND-14. IP®.....	70
FIGURA 48. EVALUACIÓN DEL POZO COPPER-6. IP® .....	72
FIGURA 49. TIPOS DE VARIOGRAMAS Y SUS RELACIONES MATEMÁTICAS (SHEPHERD, 2009).....	76
FIGURA 50. PARTES DE UN VARIOGRAMA. RESEARCHGATE,2019 .....	77
FIGURA 51. MALLA DE POROSIDAD CREADA MEDIANTE SIMULACIÓN GAUSSIANA SECUENCIAL. (SHEPHERD,2009).....	78
FIGURA 52. POZOS AGATE-H6, COPPER-6 Y DIAMOND-14 CARGADOS DE MANERA CORRECTA EN SGeMS®. .	79
FIGURA 53. DISTRIBUCIÓN DE LA POROSIDAD EFECTIVA (PHIE) DE LOS POZOS A MODELAR. SGeMS® .....	79
FIGURA 54. DISTRIBUCIÓN DEL ÍNDICE DE SATURACIÓN DE AGUA (SW) DE LOS POZOS A MODELAR. SGeMS®	80
FIGURA 55. DISTRIBUCIÓN DEL VOLUMEN DE ARCILLA (VSH) DE LOS POZOS A MODELAR. SGeMS® .....	80
FIGURA 56. CREACIÓN DE LA MALLA. SGeMS® .....	81
FIGURA 57. MODELO DEL VARIOGRAMA PARA VSH. SGeMS® .....	81
FIGURA 58. RESULTADO DE LA CORRELACIÓN ENTRE EL MODELO DEL VARIOGRAMA Y LA MALLA REALIZADA PARA LA PROPIEDAD VSH. SGeMS®.....	82
FIGURA 59. VARIOGRAMA DE LA POROSIDAD EFECTIVA (PHIE). SGeMS® .....	82

FIGURA 60. RESULTADO DE LA DISTRIBUCIÓN DE LOS VALORES DE POROSIDAD EFECTIVA A PARTIR DEL VARIOGRAMA PROPUESTO. SGEMS® .....	83
FIGURA 61. CONFIGURACIÓN DE LOS PARÁMETROS NECESARIOS PARA GENERAR EL MODELO INICIAL DEL VARIOGRAMA. SGEMS®.....	83
FIGURA 62. VARIOGRAMA CORRESPONDIENTE AL ÍNDICE DE SATURACIÓN (Sw). SGEMS® .....	84
FIGURA 63. RESULTADO DE LA DISTRIBUCIÓN DE LOS DATOS DE ÍNDICE DE SATURACIÓN (Sw). SGEMS® .....	84
FIGURA 64. MODELO DE VARIOGRAMA UTILIZADO PARA LA POBLACIÓN DE DATOS DE BVO. SGEMS®.....	85
FIGURA 65. RESULTADO DE LA POBLACIÓN DE DATOS DE BVO. SGEMS® .....	85
FIGURA 66. GENERACIÓN DE UN SISMOGRAMA SINTÉTICO. (OILFIELD GLOSSARY SCHLUMBERGER, 2019).....	87
FIGURA 67. SISMOGRAMA SINTÉTICO OBTENIDO PARA EL POZO AGATE-H6. PETREL® .....	88
FIGURA 68. SISMOGRAMA SINTÉTICO OBTENIDO PARA EL POZO COPPER-6. PETREL®.....	89
FIGURA 69. SISMOGRAMA SINTÉTICO OBTENIDO PARA EL POZO DIAMOND-14. PETREL®.....	89
FIGURA 70. ACERCAMIENTO DE LOS SISMOGRAMAS SINTÉTICOS OBTENIDOS (POZO AGATE-H6 A LA IZQUIERDA, POZO COPPER-6 A LA DERECHA) CON LAS LÍNEAS SÍSMICAS DEL CAMPO. PETREL®.....	91
FIGURA 71. SECCIÓN SÍSMICA CON RMS AMPLITUDE Y SISMOGRAMA SINTÉTICO (POZO AGATE-H6). PETREL® .....	92
FIGURA 72. SECCIÓN SÍSMICA CON RMS AMPLITUDE Y SISMOGRAMA SINTÉTICO (POZO COPPER-6). PETREL®.....	93
FIGURA 73. ACERCAMIENTO AL HORIZONTE PARÍS PARA EL POZO COPPER-6. PETREL® .....	93
FIGURA 74. SECCIÓN SÍSMICA CON RMS AMPLITUDE Y SISMOGRAMA SINTÉTICO (POZO DIAMOND -14). PETREL® .....	94
FIGURA 75. COMPARACIÓN DE LÍNEA SÍSMICA CON ATRIBUTO RMS AMPLITUDE CON SISMOGRAMA SINTÉTICO CONTRA EVALUACIÓN PETROFÍSICA (POZO AGATE-H6). PETREL® E IP® .....	95

## Índice de Tablas

TABLA 1. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL ESTADO DE LOUISIANA (MODIFICADA FERNÁNDEZ, CONCHESO MARÍN. 2009). .....	29
TABLA 2. TIEMPOS DE TRANSITO UTILIZADOS PARA LAS ROCAS MÁS COMUNES. (GÓMEZ & RAMIREZ, 2004). .....	35
TABLA 3. VALORES DE POROSIDAD NEUTRON PARA ROCAS COMUNES (F. ALEJANDRO ARROYO C. & FRANCISCO J. ROIG S). .....	36
TABLA 4. VALORES DE DENSIDAD PARA ROCAS COMUNES. (F. ALEJANDRO ARROYO C. & FRANCISCO J. ROIG S). .....	37
TABLA 5. INFORMACIÓN BÁSICA DE LA SÍSMICA PERTENECIENTE AL CAMPO CLOUDSPIN.....	43
TABLA 6. UBICACIÓN DE LAS LÍNEAS SÍSMICAS CORRESPONDIENTES A LOS POZOS ASIGNADOS .....	47

## Índice de Ecuaciones

ECUACIÓN 1. RELACIÓN EMPÍRICA DE OBTENCIÓN DE POROSIDAD .....	34
ECUACIÓN 2. RELACIÓN DENSIDAD-POROSIDAD .....	37

## Resumen

Este trabajo se elaboró con el propósito de caracterizar el Campo petrolero Cloudspin a través de su información sísmica y de registros geofísicos de pozo.

Se elaboró un modelo sísmico y también una interpretación petrofísica con el software Petrel® e Interactive Petrophysics® y se complementó esta información con la realización de modelos geoestadísticos a través del software SGeMS®.

Los pozos interpretados fueron Agate-H6, Cooper-6 y Diamond-14. De cada uno de ellos las formaciones a interpretar fueron: Caracas, Dallas, Houston y Houston Base, Kobe, París y París Base.

La metodología usada para la caracterización petrosísmica dentro del trabajo fue: control de calidad de los datos tanto de sísmica como de registros geofísicos, creación de las bases de datos en las plataformas correspondientes, interpretación de Horizontes y Fallas a partir de la sísmica, creación del modelo de fallas y finalmente la creación del pilar gridding. De la mano de la interpretación sísmica se realizó la interpretación petrofísica, para el caso de ésta se fueron llevando a cabo los cálculos correspondientes en la plataforma para calcular propiedades tales como: Volumen de arcilla, Saturación de agua y de hidrocarburos, Mineralogía simple y compleja, Permeabilidad, Facies y finalmente Zonas de paga.

A continuación, se realizó el modelado geoestadístico de las propiedades obtenidas anteriormente en la evaluación petrofísica, se poblaron las propiedades dentro de una malla que delimitaba todos los pozos, esto a través sus variogramas correspondientes para finalmente observar la distribución y correlación que se presentaba para los pozos de forma conjunta.

Posteriormente se realizaron los sismogramas sintéticos correspondientes a cada pozo los cuales se compararon con las líneas sísmicas con un atributo aplicado para identificar posibles zonas con hidrocarburos.

Finalmente, toda la información obtenida por los diferentes métodos (interpretación sísmica, evaluación petrofísica, modelado geoestadístico y sismogramas sintéticos) fue correlacionada para concluir con las condiciones del potencial petrolero que se presentan en cada pozo.

## **Abstract**

This work was developed with the purpose of characterizing the Cloudspin oilfield through its seismic data and geophysical well logs.

He was a seismic model and a Petrophysical interpretation with the Petrel® and Interactive Petrophysics® software and complemented this information with the realization of geostatistical models through SGeMS® software.

Interpreted wells were Agate-H6, Cooper-6 and Diamond-14. Each of these formations to interpret were Caracas, Dallas, Houston and Houston Base, Kobe, París and París Base.

The methodology used for the characterization of petroseismic within the work was: quality control of the data both seismic and geophysical logs, creation of data bases on the corresponding platforms, interpretation of horizons and faults to starting from seismic, creation of fault model and finally the creation of pillar gridding. Hand of the seismic interpretation Petrophysical interpretation was made, in the case of this were conducting relevant calculations on the platform to calculate properties such as: volume of clay, water and hydrocarbon saturation Simple and complex mineralogy, permeability, Facies and finally pay zones.

Then the geostatistical modeling of the properties obtained previously in the petrophysical evaluation was conducted, is populated the properties within a grid that delimits all the wells, this through their corresponding variograms for finally observe the distribution and correlation arising for Wells together.

Subsequently, the synthetic seismograms corresponding to each well were made, which were compared whit the seismic lines with an applied attribute to identify possible areas with hydrocarbons.

Finally, all the information obtained by the different methods (seismic interpretation, petrophysical evaluation and geostatistical modeling) was correlated with the conditions of the potential oil in each well.

## **Introducción**

En los últimos años la situación acerca del petróleo tanto en México como en otros países se ha tornado difícil debido a que en ocasiones la forma de explotarlo no es la más adecuada por diversos factores, uno de los más importantes, la investigación previa.

Desde la propuesta de exploración de un campo hasta la caracterización de un yacimiento requieren de un control adecuado de los detalles que nos proporcionan las ciencias especializadas a esto, para este caso, las geo ciencias, Geología y Geofísica para ser específicos.

La Geología se define como la ciencia de la tierra y tiene por objeto entender la evolución del planeta y sus habitantes, desde los tiempos más antiguos hasta la actualidad mediante el análisis de las rocas.

Por su parte la Geofísica es una ciencia derivada de la geología que trata del estudio de las propiedades físicas de la Tierra. Comprende aspectos como la investigación de la composición interna del planeta como por ejemplo la propagación de las ondas sísmicas a través de las rocas de la corteza terrestre.

La evaluación del potencial de un campo petrolero depende del análisis de sus características para posteriormente estimar que tanto petróleo se puede obtener o no de él, tal y como se realiza en este trabajo.

La evaluación petrofísica que se realizó en este trabajo fue con información del área ubicada en la Cuenca del Golfo de México, en la zona costa afuera de Louisiana, Estados Unidos. La provincia petrolera donde se encuentra es una de las más prolíficas del mundo.

El trabajo se realizó en diferentes etapas las cuales son de forma resumida: la construcción de un modelo sísmico para representar las estructuras presentes dentro del campo, la evaluación petrofísica de tres pozos pertenecientes al campo; Agate-H6, Cooper-6 y Diamond-14, la construcción de modelos geo estadísticos para las diversas propiedades obtenidas en la evaluación petrofísica, la creación de sismogramas sintéticos de cada pozo y finalmente la correlación de toda la información y los resultados obtenidos en los diferentes software utilizados durante la evaluación.

## **Objetivos**

- Identificar los diferentes tipos de litologías de cada pozo y estructuras predominantes en el área.
- Evaluar propiedades petrofísicas utilizando los registros geofísicos de pozo para los pozos Agate-H6, Diamond-14, Copper-6.
- Verificar las zonas con posible presencia de hidrocarburos a partir de la comparación de la información obtenida de los sismogramas sintéticos con los resultados de la evaluación petrofísica y sísmica.

# **CAPÍTULO 1. MARCO GEOLOGICO**



## Capítulo 1. Marco Geológico

### 1.1 Localización del Campo Cloudspin

El Campo Cloudspin o el abanico del Mississippi se localiza en la sección Norte del Golfo de México 38 km aproximadamente. Al sureste de la ciudad Grand Island State Park, en el Estado de Louisiana en lo Estados Unidos de América. Es una amplia acumulación arqueada de sedimentos del pleistoceno con una cubierta delgada del Holoceno. El abanico está delimitado al este por el Escarpe de Florida, al noroeste por el Escarpe Sigsbee y al sur por el Escarpe de Campeche. Al sureste y al oeste, el abanico termina en la zona sureste del Estado de Florida y en las llanuras abisales de Sigsbee respectivamente, (fig. 1), en profundidades marinas de aproximadamente de 3200 a 3400 m.

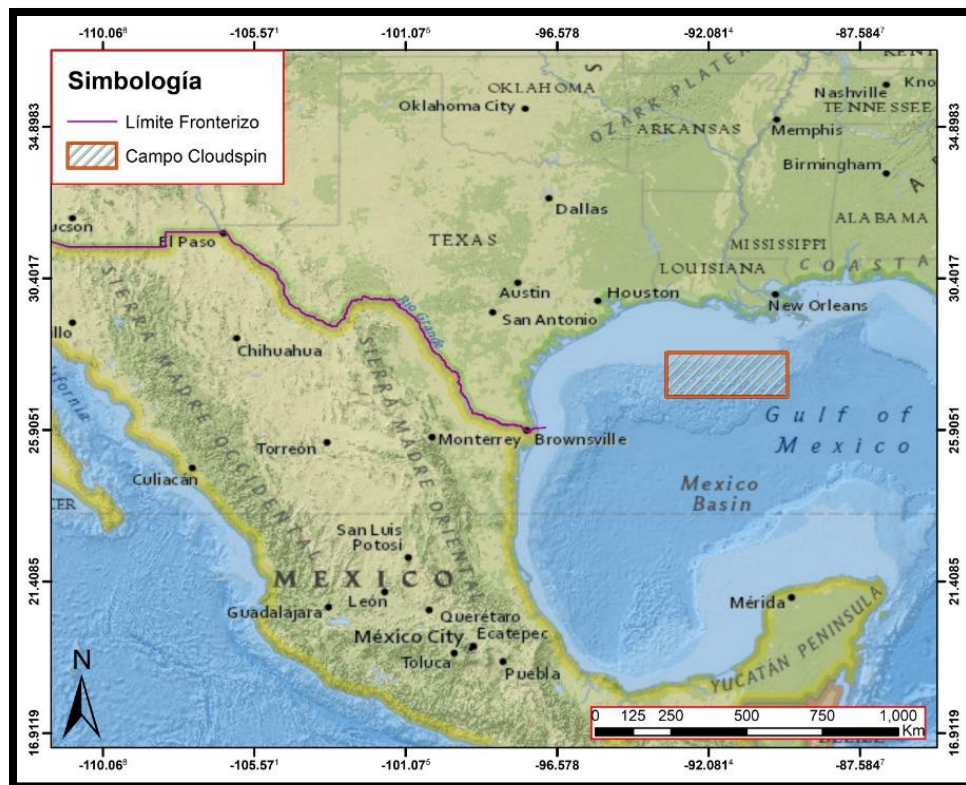


Figura 1. Localización del Campo Cloudspin. Modificado de ArcGis®

## 1.2 Geología de Louisiana

El Golfo de México no existía hace 250 millones de años cuando solo había un supercontinente, Pangea. Cuando Pangea se separó, el Océano Atlántico y el Golfo de México se abrieron. Louisiana se desarrolló lentamente, a lo largo de millones de años, del agua a la tierra y de norte a sur (Keddy, Paul A. ,2008). Las rocas más antiguas están expuestas en el norte, en áreas como el Bosque Nacional Kisatchie. Las rocas más antiguas se remontan a la era cenozoica temprana, hace unos 60 millones de años.

La geología de la costa de Louisiana consiste en un sistema deltaico e islas de barrera asociadas, construidas por el Río del Mississippi, este río es el sistema fluvial más grande de Norteamérica. La secuencia geológica (Figura. 2) de sedimentos relativamente jóvenes que subyacen a la superficie de Louisiana fue depositada sobre o adyacentemente a ríos y deltas en una disposición costera. La evaporación del mar poco profundo a principios de la apertura del Golfo de México produjo depósitos de sal, que intrusionan los estratos suprayacentes y forman domos cercanos a la superficie.

Durante las glaciaciones en el cuaternario se dieron cambios eustáticos a nivel global, lo que provoco para esta región que el nivel del mar disminuyera y las líneas de costa se movieran hacia mar adentro, cuando este fenómeno se dio, los ríos que desembocaban en el Golfo de México, pudieron depositar sus sedimentos más lejos y lavar depósitos de arena, grava y limo. Este evento geológico quedo registrado en el Estado de Louisiana y áreas circunvecinas como en lo que se conoce como "Valley Train" y se presentó en el valle bajo del Río Mississippi.

Estas superficies, son remanentes de llanuras de inundaciones preexistentes, y forman variaciones, pendientes y disección, a lo largo de los ríos en el Norte del estado y en los cinturones paralelos a la costa del sur de Louisiana. Es decir, surgieron como planicies costeras inclinadas en respuesta al movimiento de la corteza del piso del Golfo de México (Hudec MR, 1998). Las Formaciones Wilcox, Claiborne y Fleming ocupan la mayor parte del área. Los afloramientos Wilcox predominan sobre el levantamiento Sabin, El Grupo Claiborne consiste de arenisca y lodolita de ambiente deltaico y somero marino.

Las Formaciones Jackson y Vicksburg están constituidas principalmente por lodolita, son relativamente delgadas y están expuestas en un cinturón estrecho al sureste de Sigsbee y del domo salino del norte de Louisiana. En la siguiente capa, más joven que aflora al sureste de las dos anteriores, se encuentra la Formación Catahoula, la cual está constituida principalmente por arenisca depositada en ríos, con pequeñas cantidades de material derivado de la alteración de cenizas, transportadas por aire desde la actividad volcánica desarrollada en el Oeste de Louisiana. Esta arenisca se caracteriza por ser compacta.

A través del tiempo geológico la sedimentación deltaica de gran volumen y cercana a la costa en el Golfo ha creado secuencias gruesas de arcilla y arena con material orgánico. En estas secuencias se generaron hidrocarburos contenidos en arena gracias al entrapamiento de este por medio de trampas estructurales y estratigráficas (fallas, pliegues, domos salinos y estratos interdigitados). La mayoría de los domos salinos en el Norte del Golfo de México, se formaron en el periodo Pérmico o Jurásico, sin embargo, su edad exacta depende de la base Cretácica sobre el que suprayacen, son más antiguas al norte y más jóvenes al sur. La sal ha recorrido cientos de metros hacia arriba y aún sigue con ese desplazamiento. Se pueden encontrar un gran número de estos domos, en la región sur del territorio.

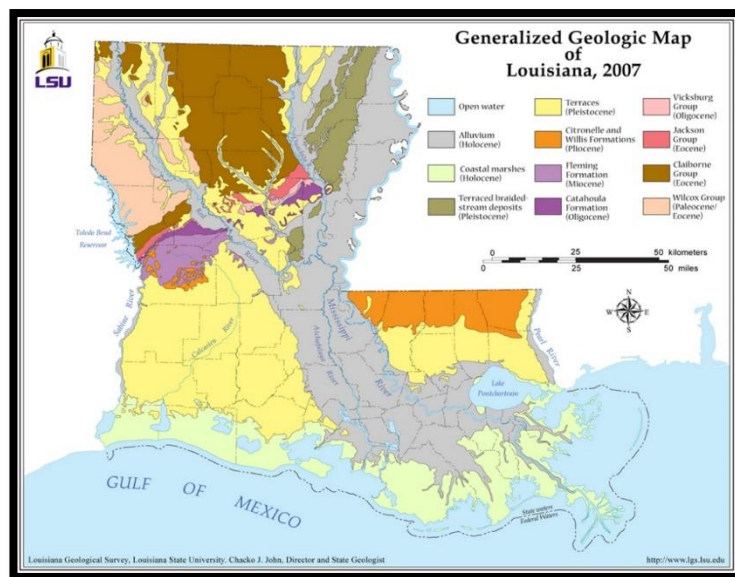


Figura 2. Mapa Geológico de Louisiana (LSU,2007)

### 1.3 Geología del Abanico Mississippi

El abanico del Mississippi es un extenso abanico submarino depositado en la parte noreste profunda del Golfo de México. Se trata de una acumulación del Cuaternario compuesta de más de siete extensiones de abanicos alargados (Figura 3). Se extiende hacia el mar de la plataforma continental de Luisiana a profundidades.

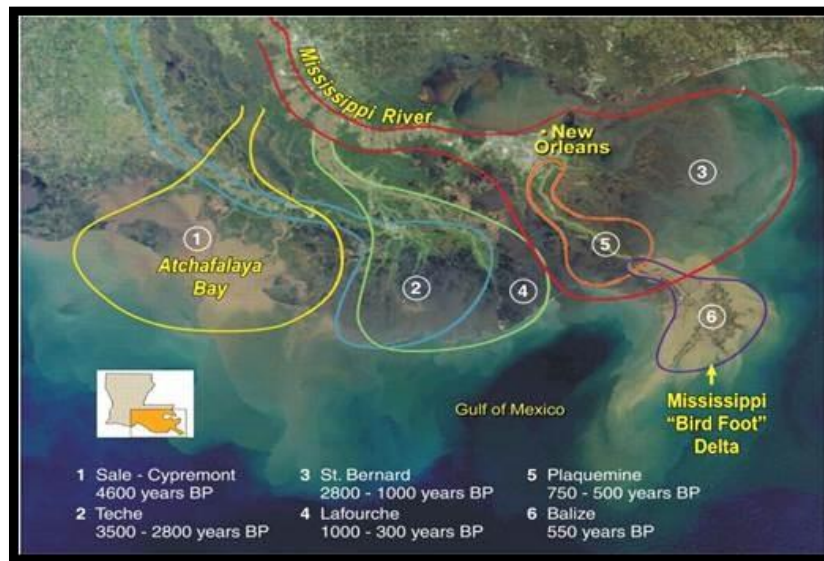


Figura 3. Extensiones del Abanico de Mississippi. (LSU, 2007)

Su forma de abanico ha sido resultado de las enormes cantidades de turbiditas que se han depositado desde el Cuaternario y se ha extendido hasta una distancia de más de 800 km del delta del Río Mississippi, alcanzando las Planicies Abisales de Sigsbee y de Florida.

El abanico forma parte de la zona de aguas profundas en la cual se encuentra un gran depocentro del Neógeno que rellena la parte norte del Golfo de México, por otro lado, los ciclos eustáticos del Mioceno Tardío - Pleistoceno se interpretan como el principal factor que controla el tiempo y el tipo de sedimentación en el abanico

Se dice que los complejos de transporte masivo se formaron durante una disminución del nivel del mar y reflejan los sedimentos derivados de la caída retrógrada durante la formación de cañones submarinos a lo largo de la pendiente superior y la plataforma exterior.

El cambio vertical en la amplitud puede reflejar una disminución en el tamaño del grano y el espesor del lecho de los sedimentos del dique.

Los sedimentos de la plataforma consisten de montículos intercalados e incrustados de manera subparalela, surgiendo así tanto turbiditas derivadas del canal como deslizamientos y flujos de escombros derivados de la pendiente (delatantes de escombros).

Los montículos dobles lateralmente continuos, los cuales cubren cada sistema de diques de canal, se interpretan como secciones condensadas que se forman a partir de sedimentos hemipelágicos.

#### **1.4 Evolución Geológica y tectónica del Golfo de México**

El Golfo de México es una cuenca que se formó durante el Periodo Triásico Medio y finales del Jurásico Medio con la ruptura del supercontinente Pangea, cuando África y América del Sur se separaron de América del Norte. Mientras el rift continuó con la separación, una serie de mares poco profundos se formaron y se separaron periódicamente de las aguas de mar abierto. Los ciclos de la afluencia de agua de mar y la precipitación y evaporación de éstas formaron acumulaciones masivas de sal. Durante el Jurásico Tardío, la cuenca estuvo expuesta al mar abierto, cambiando el ambiente de depósito a un ambiente marino de poca profundidad. En estos mares poco profundos, amplias cantidades de carbonatos crecieron alrededor de los márgenes de la cuenca durante el Período Cretácico (Galloway, 2000).

El levantamiento del continente de América del Norte y la posterior Orogenia Larámide en el Cretácico Tardío proporcionaron la fuente principal de sedimentos, lo cual proporcionó que grandes cantidades de arena y arcilla siliciclástica fueran transportadas a las costas de Texas y Luisiana por el Río Mississippi y otros sistemas fluviales antiguos durante la Era Cenozoica.

La depositación de estos depósitos progradantes fue interrumpida en varias ocasiones por transgresiones que reflejaron aumentos en el nivel del mar relativo y dieron lugar a la deposición de lutitas marinas. Las cuñas regionales de lutitas marinas reflejan estos períodos extendidos de hundimiento de la plataforma continental.

Después de estos eventos de inundaciones cuando el nivel relativo del mar bajo, la progradación dio como resultado la depositación progresiva de sedimentos ricos en arena. A finales del Cenozoico, los episodios de glaciación continental, presentan una mayor carga de sedimentos a la cuenca lo que resulta en la moderna plataforma y el talud de Texas y Louisiana, que se caracterizan por tener grandes cantidades de materiales clásticos. Ésta carga y la deformación posterior de la sal a lo largo del tiempo crearon muchas de las estructuras regionales que son favorables para el entrapamiento de hidrocarburos. En el terciario los volúmenes de sedimentos llevados por el río Mississippi crearon una cuenca sedimentaria importante y muchos de los depósitos subsuperficiales especialmente los que se formaron en el centro de la cuenca, han sido importantes depósitos productores de aceite y gas natural. La evaluación de los sedimentos Terciarios nos indica la forma de Migración y acumulación de hidrocarburos en campos bajos de la costa, especialmente a lo largo de los flancos de los domos salinos, los cuales fueron empujados hacia arriba atravesando los estratos subyacentes; es en estos sitios donde se lleva a cabo una intensa extracción de aceite y gas.

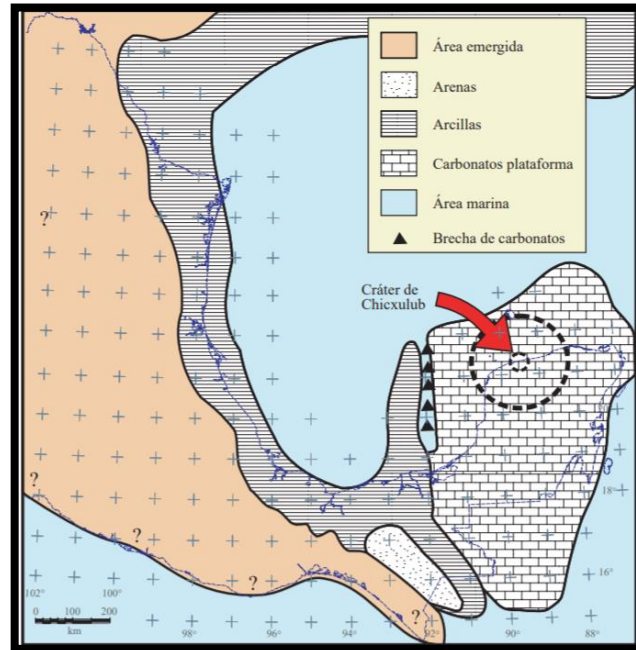
Existen dos principales provincias en la región de las costas del Golfo: una Cenozoica (la parte oeste y central del Golfo) y una Mesozoica (la parte este del Golfo). La provincia Cenozoica es de régimen clástico, caracterizada por gruesos depósitos de arena y mita del Paleoceno al Reciente (65 millones de años al presente) subyacidas por rocas carbonatadas (calizas y cretas arrecifales) del Jurásico y Cretácico (250 —65 millones de años). Estas rocas son consideradas las mejores rocas generadoras de gas y aceite en el Golfo de México.

En seguida se describen los eventos geológicos recientes e importantes que ocurrieron durante la Era Cenozoica y que están relacionados con la generación de hidrocarburos en la zona de estudio.

### **Paleoceno**

El Golfo de México durante el inicio de la Era Cenozoica puede quedar dividido en cuatro principales provincias tectono-estratigráficas (Figura., 4), las cuales se mencionan a continuación, pero tomando como referencia la ubicación de la zona de estudio, solo se describe la provincia en donde se encuentra ubicada dicha zona.

- ❖ Plataforma norte y noroccidental del Golfo de México, con alta sedimentación y progradación de la plataforma.
- ❖ Occidente y Sur del Golfo de México, afectada por la Orogenia Larámide y el movimiento del Bloque de Chortis, respectivamente.
- ❖ Plataformas carbonatadas del este y sureste del Golfo de México.
- ❖ Zona batial y abisal del centro del Golfo de México.



*Figura 4.* Paleogeografía de inicios del Paleoceno, cuando se ha propuesto el impacto de un meteorito en el área de Chicxulub. En este tiempo se depositó una brecha de carbonatos con una gran extensión y espesores que alcanzan los 700 m (Padilla y Sánchez R. J. 2007).

### **Región Norte y Noroccidental del Golfo de México:**

La región está caracterizada por una alta subsidencia y altas tasas de sedimentación, lo que permitió la acumulación de inmensos volúmenes de depósitos terrígenos clásticos con espesores de hasta 2500 m, dando como resultado una regresión marina. La cantidad de sedimentos fue lo suficientemente grande para que se extendiera hacia el interior de la cuenca depositándose en numerosos lóbulos o abanicos turbidíticos. Los sedimentos aportados durante el Paleoceno incluyen los depósitos de la cuenca de Burgos, partes del suroeste Louisiana, el sur de Texas y el Río Bravo (Jakobsson et., al 2003).

## **Eoceno**

Durante esta época los efectos de la Placa de Farallón en la Margen del Pacífico continuaron actuando en la Orogénesis Laramídica, que, como consecuencia, los depósitos sedimentarios al interior de la cuenca siguieron siendo notorios en el oeste y noroeste. Los depocentros siguieron siendo los mismos que los del Paleoceno, pero los aportes y espesores de sedimentos fueron mayores durante el Eoceno. Los depósitos de mayor espesor se tuvieron en las cercanías del Río Bravo, Cuenca de Burgos y sur de Texas, donde alcanzaban espesores hasta de 4000 m. así mismo, en la parte profunda de la cuenca continuaron los depósitos de turbiditas de baja energía y de materiales hemipelágicos y pelágicos.

## **Oligoceno**

El aporte de sedimentos durante el Oligoceno al interior de la cuenca fue excesivamente mayor que los anteriores, particularmente en el norte y noreste del Golfo en donde los espesores llegaron a ser hasta de 6000 m. Un evento importante durante este periodo fue la migración que tuvieron los distintos depocentros, desplazándose hacia el este, en dirección al centro de la cuenca. Esta migración se cree que fue causada por la influencia del levantamiento tectónico de la cuenca de drenaje del Río Mississippi y Río Bravo, con el consecuente descenso del nivel del mar; ocasionando una regresión regional y provocando el desarrollo de deltas en las márgenes continentales hacia el interior de la cuenca del Golfo de México (Galloway et al., 1991; Salvador, 1991c). Así mismo durante el Oligoceno, de manera regional, ocurrió un levantamiento termal y volcánico que ocasionó el levantamiento en la parte noroccidental del Golfo de México (Galloway, 1991).

## **Mioceno**

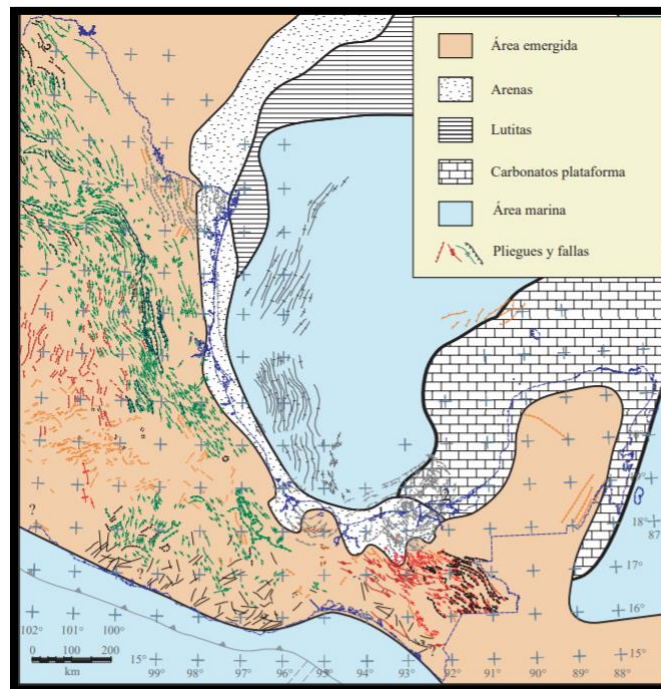
La migración de los depocentros sedimentarios continuó hacia el este de la cuenca del Golfo de México. Los mayores espesores de sedimentos se encuentran al sur y sureste de la costa de Texas y Louisiana, y en la Cuenca de Veracruz con espesores de hasta 6000 y 4000 m, respectivamente, se interpreta que la migración de los depocentros es debido, a la reactivación del levantamiento de las Montañas Rocallosas, la Meseta del Colorado y los Apalaches, que como consecuencia continuaron el movimiento de la margen continental y el desarrollo de cuerpos deltaicos hacia el interior de la cuenca. El aporte de sedimentos a la



cuenca fue menor, comparado con los espesores de sedimentos del Paleoceno y Eoceno (Galloway et al., 1991).

### **Plioceno-Pleistoceno**

Durante el plioceno (Figura. 5) hubo cambios en la fluctuación del nivel del mar que controlaron los depósitos en las costas de Texas. Ocurrió una regresión haciendo que los depósitos deltaicos progradaran y, a su vez, formaran abanicos submarinos en la parte proximal del talud, en el norte del Golfo de México. La migración de los depocentros continuó hacia el este como respuesta a los cambios en el drenaje del Río Mississippi en el norte del golfo, depositándose más de 4500 m de espesor de sedimentos en las costas sureste de Texas y Louisiana.



*Figura 5. Paleogeografía del Pleistoceno Tardío (Padilla y Sánchez R. J. 2007).*

### **1.5 Geología Estructural**

El Campo Petrolero Cloudspin se encuentra localizado dentro de la plataforma continental muy cerca de lo que es el delta del Mississippi, por lo que la sedimentación es controlada a nivel local por este delta (sedimentación progradante), por lo consiguiente, está sedimentación dio origen a una alta carga litostática, la cual ha tenido una influencia muy

importante en el tipo de estructuras geológicas presentes en el área. La carga sedimentaria pendiente arriba sobre la plataforma y el movimiento hacia arriba de la sal durante el Terciario ha formado un enorme cono pie de sal movilizada sobre la mayoría del exterior de la plataforma continental y los sedimentos inclinados. En general, los cuerpos de sal aislados se llaman diapiros. Las areniscas cercanas a estructuras salinas tienen el potencial más grande de acumulación de hidrocarburos, debido a que forman una zona óptima para la migración y acumulación de aceite y gas.

Los fenómenos de fallamiento en los deltas están asociados a la depositación, es decir a sistemas de fallamiento normal, paralelos a la línea de costa los cuales son llamados slups o fallas de deslizamiento de tipo lístrico, denominadas fallas lístricas, ocasionadas principalmente por el peso de los sedimentos, ya que la litología local es bimodal, es decir sedimentos gruesos (areniscas) en la cima y sedimentos finos (arcillas) en la base, esto hace que los sedimentos gruesos (areniscas) que se encuentran en la cima ejerzan un esfuerzo de carga hacia los sedimentos finos (arcillas), donde estas por su naturaleza mineralógica presentan un comportamiento plástico, haciendo que se provoque un deslizamiento de tipo normal el cual puede terminar horizontalmente como se menciona por el mismo peso de la sedimentación.

Asociados a ese tipo de fallas lístricas, se encuentran estructuras de tipo Roll Over (Figura. 6), que son sistemas de plegamiento que rotan hacia el plano de falla, y así la generación de fallas antitéticas y sintéticas, por lo siguiente teniendo todos estos elementos se puede valorar adecuadamente las trampas para estos procesos de deformación.

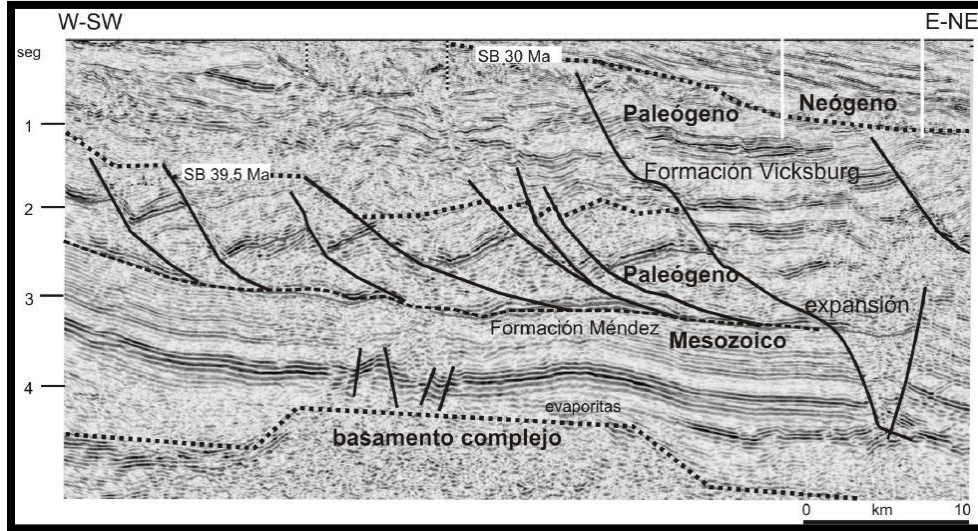


Figura 6. Ejemplo de fallas normales lítricas (líneas uniformes en color negro) en la Cuenca de Burgos (Eguiluz A. S., 2011).

Otro tipo de estructuras presentes en el área de estudio son las salinas. Éstas fueron originadas por la evaporación del mar somero en el Golfo de México; estos domos salinos intrusionan los estratos suprayacentes, con un rango de edad que varía desde el Paleoceno (Grupo Wilcox) al Mioceno Tardío (Grupo Fleming), sin embargo, su edad exacta depende de la base Cretácica sobre el que suprayacen, al norte son más antiguos y más jóvenes al sur. Se pueden encontrar un gran número de domos salinos en la región sur del territorio.

### 1.6 Estratigrafía

El Campo Cloudspin en la Provincia Petrolera del Golfo Occidental, mar adentro; dentro de la cual se encuentran grandes extensiones de sal (domos salinos) y las Formaciones del área de estudio (Caracas, Dallas, Houston, Houston Base, Kobe, París y París Base); éstas no son documentadas todavía a causa de pertenecer a una zona y un proyecto de carácter privado. Especificado que a nivel mundial solo se conocen los Grupos Fleming (Mioceno), Catahoula y Vicksburg (Oligoceno), Jackson, Claiborne (Eoceno), Wilcox y Midway (Paleoceno) para la región de Luisiana, por lo que a continuación se mencionan las Formaciones documentadas para la Región Sur de Louisiana y que se correlacionan con el área de estudio.

- ❖ **Formación Midway:** De edad Paleoceno Inferior, constituida por lutita gris oscuro, semidura, arenosa, calcárea, alternando con areniscas gris claro y gris oscuro, de granos finos de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, semicompacta, con matriz arcillosa y cementante calcáreo (Eguiluz, 2001).
- ❖ **Formación Wilcox:** Constituida litológicamente por una secuencia de lutita gris oscuro, semidura, arenosa y calcárea, con alternancia de areniscas gris claro y gris oscuro, de granos finos de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, semicompacta, en matriz arcillosa y cementante calcáreo, de edad Paleoceno Medio-Superior (Eguiluz A. S., 2011).
- ❖ **Formación Claiborne:** De edad Eoceno Inferior, constituida litológicamente por una secuencia de lutitas gris claro y gris oscuro, suave a semidura y ligeramente calcárea. Alternando con cuerpos de arena, de color gris claro, de granos finos de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, semicompactas, en matriz arcillosa y cementante calcáreo (Eguiluz A. S., 2001).
- ❖ **Formación Jackson:** Litológicamente es una secuencia alternada de lutitas y areniscas, las primeras de color gris claro; las areniscas, son de color gris claro, de granos finos a medios de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, compacta, en matriz arcillosa y cementante calcáreo, de edad Eoceno Medio-Superior (Eguiluz A. S., 2001).
- ❖ **Formación Vicksburg:** Se encuentra sobreyaciendo a la Formación Jackson, esta formación es de edad Oligoceno y se compone por una alternancia de areniscas y lutitas (cuya relación varía de acuerdo a la variación del ambiente de depósito), con Horizontes de piroclastos finos.
- ❖ **Formación Catahoula:** Formada por arenisca y lutita de estratos delgados, presenta algunos Horizontes laminares de material tobáceo y depósitos de uranio de edad Oligoceno. El ambiente de esta formación es continental-mixto.
- ❖ **Formación Fleming:** Incluye arenisca y caliza (mudstone) del Mioceno depositado principalmente por los ríos, con un componente substancial de material derivado de ceniza volcánica.

ERA	PERIODO	ÉPOCA	EDAD	FORMACIÓN
CENOZOICO	TERCIARIO	MIOCENO		FLEMING
		OLIGOCENO	SUPERIOR	CATAHOULA
			INFERIOR	VICKSBURG
		EOCENO	SUPERIOR	JACKSON
			MEDIO	CLAIBORNE
			INFERIOR	WILCOX SUPERIOR
		PALEOCENO	INFERIOR	WILCOX
				INFERIOR MIDWAY

*Tabla 1.* Columna estratigráfica del Estado de Luisiana (Modificada Fernández, Conchoso Marín, 2009).

### 1.7 Sedimentología

La geología de la costa de Luisiana consiste de un sistema deltaico e islas asociadas a la barrera construida por el río Mississippi. El Mississippi es el sistema más grande de Norteamérica; drena un área de 4,760 millones de kilómetros cuadrados. La descarga media del río en el ápice del delta del Río Mississippi es aproximadamente de 15,400 metros cúbicos por segundo. La descarga de sedimento es generalmente cerca de 240 mil millones de kilogramos anualmente. Los sedimentos traídos por el río al delta son aproximadamente el 70%: comprendiendo arcilla mezclada con lúgamo y arena. (Calles, V.S., 2003).

La mayoría de los afloramientos superficiales en Luisiana consisten de sedimentos cuaternarios, el Aluvión del Holoceno del Río Mississippi Red Ouachita, y otros ríos y pequeños atributos junto con los manglares costeros, ocupan cerca del 55% de la superficie total del estado. El Aluvión consiste de Arenas y Gravas cubiertas por arenas arcillosas impregnadas de material orgánico entre ellos, los manglares son principalmente lodosos y con materia orgánica. Aproximadamente el 25% de la superficie del estado es ocupada por sedimentos asociados a terrazas continentales del Pleistoceno: compuestos principalmente de

Gravas, Arenas y Limo sobre superficies planas con variación de inclinación y dirección dependiendo de sus edades.

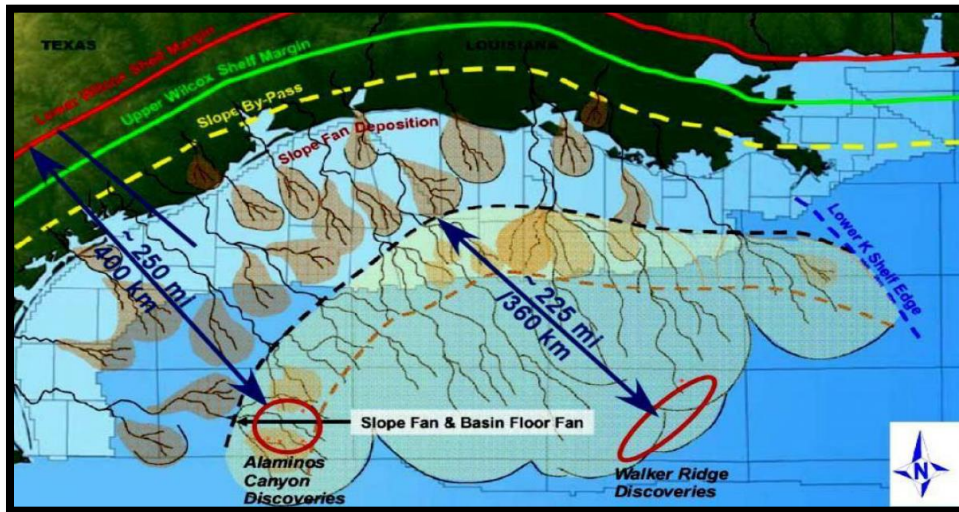


Figura 7. Deposito sedimentario del Estado de Louisiana (Berman, Rosenfeld. Joshua; 2006)

## 1.8 Horizontes

### Horizonte Caracas (Plioceno-Pleistoceno)

Esta constituido principalmente de lutita arenosa en su base y cima, además de arena arcillosa la cual se intercala con la lutita arenosa de la parte media.

### Horizonte Dallas (Plioceno-Pleistoceno)

Está constituido por lutita arenosa en su base y cima, en la parte media se encuentran capas intercaladas con lutitas arenosas.

### Horizonte Houston (Plioceno-Pleistoceno)

Está constituido por arenisca arcillosa, en la base y cima por secuencias de lutita e intercalaciones de las mismas.

### Horizonte Kobe (Mioceno)

Constituido principalmente de lutita arenosa en la cima y base del Horizonte, además presenta intercalaciones de arena arcillosa en la parte media.

### **Horizonte París (Mioceno)**

Constituido principalmente por lutita arenosa en su base y cima, además de arena arcillosa con mayores espesores de lutita en comparación con los de las arenas de menor espesor.

# **CAPÍTULO 2. FUNDAMENTOS GEOFÍSICOS**



## Capítulo 2. Fundamentos Geofísicos

### 2.1 Sísmica

Los métodos sísmicos se basan en la detección del frente de ondas elásticas producidas por una fuente artificial (pistola de aire, explosivo, etc.) (Figura. 8), propagadas a través del subsuelo que se investiga siendo detectadas en superficie mediante sensores (geófonos). Obteniéndose una imagen del terreno en base a las propiedades elásticas de los materiales. Estas técnicas se aplican a investigaciones de alta resolución que permiten obtener: morfologías del subsuelo, estado de compactación y fracturación de los materiales, medición de parámetros para la ingeniería y geotecnia, entre otros.

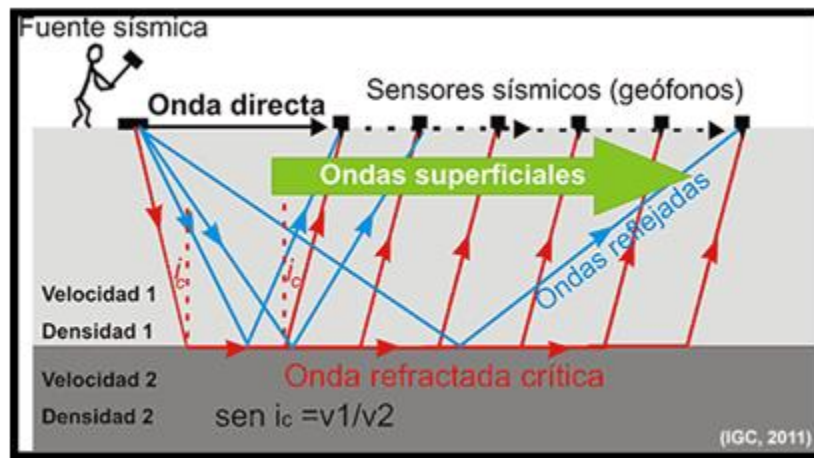


Figura 8. Esquema de adquisición de datos sísmicos y de los principales tipos de ondas según sus características de propagación. Fuente: (IGC, 2011)

La propagación de la energía se realiza de forma elástica cumpliendo la función de ondas elásticas. La solución de esta ecuación permite establecer la existencia de diferentes tipos de ondas: ondas internas y superficiales.

Las ondas internas pueden ser compresionales (ondas P) o de cizalla (ondas S) y se caracterizan por un movimiento de las partículas del medio en la misma dirección que la de la propagación de las ondas (ondas P) o en la perpendicular (ondas S).

Las ondas superficiales se generan por la presencia de discontinuidades en el medio, y viajan paralelamente a la superficie de la discontinuidad. La penetración de estas ondas depende de

la longitud de onda. Este hecho supone que las ondas superficiales sean dispersivas; es decir, diferentes frecuencias presentan diferentes velocidades de propagación.

## **2.2. Registros Geofísicos de Pozo.**

Un registro geofísico de pozo es una medición de las propiedades físicas del subsuelo en función de la profundidad.

### **2.2.1 Registro Sónico**

El registro sónico mide el menor tiempo que requiere una onda compresional para recorrer verticalmente un pie de longitud a través de la roca adyacente a la pared del pozo. La unidad de medida es el tiempo de tránsito ( $\Delta t$ ).

Las ondas que son de interés son las compresionales y transversales. Por definición una onda compresional es aquella en que las partículas vibran en la misma dirección que la propagación, en este caso paralelas al eje del pozo. Una onda transversal es aquella en que las partículas vibran perpendicularmente al eje del pozo. Las ondas compresionales viajan aproximadamente 1.7 veces más rápido que las transversales.

El registro sónico de porosidad no mide directamente la porosidad, esta se obtiene a partir de la relación empírica desarrollada por Wyllie (Ec. 1).

$$\phi = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{mat}}{\Delta t_f - \Delta t_{mat}}$$

*Ecuación 1. Relación empírica de obtención de porosidad*

Donde:

**$\Delta t_{log}$**  es el tiempo de viaje en la formación tomada del registro.

**$\Delta t_{mat}$**  tiempo de viaje de la matriz.

**$\Delta t_f$**  tiempo de viaje del fluido

Para determinar el tiempo de transito de una formación, se aplica un pulso (de corriente o voltaje) al transmisor, que genera un pulso oscilatorio de 25 KHz en el lodo. En este momento se crean seis trayectorias de onda hacia arriba y hacia abajo del pozo; dos ondas refractadas hacia la formación (compresional y transversal) dos ondas directas (al largo de la sonda y del lodo) y dos ondas superficiales a lo largo de las paredes del pozo (pseudo Rayleigh y toneley). El tiempo de transito varia con el tipo de roca (Tabla 2).

Mineral	Tiempo de Transito (microsegundos/pie)
Arenisca	55.5
Caliza	47.5
Dolomita	43.5
Anhidrita	50
Halita	57
Lutita	120

Tabla 2. Tiempos de transito utilizados para las rocas más comunes. (Gómez & Ramírez, 2004).

### 2.2.2 Registro Neutrón

El registro de neutrones mide la densidad de hidrógeno de la formación, bombardeando a esta con neutrones y midiendo los neutrones resultantes de choques inelásticos con los núcleos de hidrógeno.

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras; cada uno tiene una masa casi idéntica a la masa de un átomo de hidrógeno. Una fuente radiactiva en la sonda emite constantemente neutrones de alta energía (rápidos). Estos neutrones chocan con los núcleos de los materiales de la formación en lo que podría considerarse como una colisión elástica. Con cada colisión, el neutrón pierde algo de su energía.

Debido a las colisiones sucesivas, en unos cuantos microsegundos los neutrones habrán disminuido su velocidad, correspondiente a energías cercanas a 0.025 eV. Entonces se difunden aleatoriamente, sin perder más energía, hasta que son capturados por los núcleos de átomos como cloro, hidrógeno o silicio.

El núcleo que captura se excita intrínsecamente y emite un rayo gamma de captura de alta energía. Dependiendo del tipo de herramienta de neutrones, un detector de la sonda capta estos rayos gamma.

La matriz de una roca limpia (arena, caliza, dolomía) no contiene hidrógeno. Los fluidos en la porosidad (agua, hidrocarburos), sí. Si la roca es limpia, de matriz conocida o porosidad llena de agua otro fluido, entonces la porosidad neutrón es igual a la porosidad real en la formación.

Las zonas de gas pueden ser identificadas mediante la comparación de registros neutrón con otro tipo de registro de porosidad.

Con este registro se puede:

- Delinear las formaciones porosas
- Determinar la porosidad de las formaciones

Existen valores predeterminados para algunas rocas comunes (Tabla 3).

Mineral	ØSNP
Sílice	-0.035
Caliza	0
Dolomita	0.02
Anhidrita	0
Lutita	0.33
Arenisca	-2.8

Tabla 3. Valores de Porosidad Neutrón para rocas comunes (F. Alejandro Arroyo C. & Francisco J. Roig S).

### 2.2.3 Registro Densidad

El registro de densidad es un registro radiactivo, de los denominados de pared. Puede tomarse tanto en agujeros llenos con lodo como en agujeros vacíos.

El registro de densidad mide la densidad de la formación y la relaciona con la porosidad. Una fuente radioactiva emite radiación gamma hacia la formación, la cual interacciona con los electrones de la formación. Los rayos gamma tienen la particularidad de viajar en línea recta

hasta en tanto son desviados, moderados o absorbidos, por la formación. El material de que está constituida la roca de la formación es función de la densidad del material que constituye la matriz de la roca, de su porosidad y de la densidad de los fluidos contenidos en ella. Esto es, la intensidad de rayos gamma registrada por el detector será inversamente proporcional a la densidad de la formación.

Los registros de densidad son herramientas de detección de porosidad. Otros usos de las mediciones de densidad incluyen:

- Identificación de minerales en depósitos de evaporitas
- Detección de gas
- Determinación de la densidad de hidrocarburos
- Evaluación de arenas arcillosas y litologías complejas
- Determinación de producción en lutitas

La ecuación 2 que relaciona la densidad con la porosidad se expresa como:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

*Ecuación 2. Relación densidad-porosidad*

Donde:

$\rho_{ma}$  es la densidad de la matriz gr/cc

$\rho_b$  es la densidad del registro gr/cc

$\rho_f$  es la densidad del fluido gr/cc

Los valores de densidad comúnmente tomados para algunas rocas (Tabla 4).

Mineral	Pma (gr/cc)
Sílice	2.65
Caliza	2.71
Dolomita	2.87
Anhidrita	2.98
Lutita	2.30
Arenisca	2.65

*Tabla 4. Valores de Densidad para rocas comunes. (F. Alejandro Arroyo C. & Francisco J. Roig S)*

## 2.2.4 Registro Gamma

Esta herramienta no contiene fuentes radiactivas y responde a la emisión de Rayos Gamma naturales en la formación y ambiente del agujero.

La ocurrencia de los Rayos Gamma naturales es las formaciones de la tierra provienen de tres fuentes químicas básicas principales, estas son: Potasio 40 (K40), Torio 232 (Th232) y Uranio 238 (U238) y sus secuencias de decaimiento antes de llegar a un isótopo estable. Los registros gamma son herramientas de detección de emisión de rayos gamma emitidos de forma natural. Otros usos de las mediciones de gamma incluyen:

- Mide Radiación natural de la formación en API
- Potasio, Torio y Uranio.
- Las lutitas presentan alta radioactividad gamma
- Los Yacimientos (terrígenos y carbonatos) en general presentan baja radioactividad gamma.
- El detector emite luz cuando es alcanzado por un rayo gamma.
- La cuenta de los pulsos de luz determina la energía recibida.
- No se realiza discretización a nivel de Isótopos individuales.

Ejemplos de series de energía de rayos gamma para elementos químicos (izquierda) y ejemplo de respuesta de un registro geofísico al cortar lutitas (derecha) (Figura. 9).

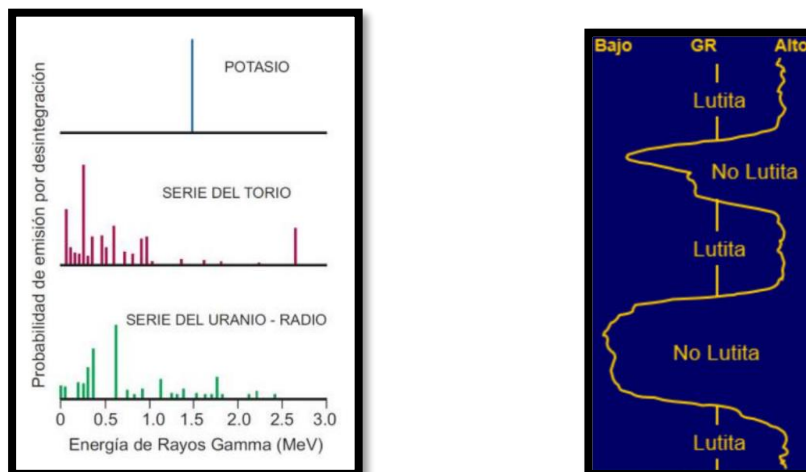


Figura 9. Ejemplos de Rayos Gamma. (Geofísica UNAM, 2019)

### 2.2.5 Registros Resistivos

Son registros inducidos. La resistividad es la capacidad que tienen las rocas de oponerse al paso de corriente eléctrica inducida y es el inverso de la conductividad.

La resistividad depende de la sal disuelta en los fluidos presentes en los poros de las rocas. Proporciona evidencias del contenido de fluidos en las rocas. Si los poros de una formación contienen agua salada presentará alta conductividad y por lo tanto la resistividad será baja, pero si están llenos de petróleo o gas presentará baja conductividad y por lo tanto la resistividad será alta. Las rocas compactas poco porosas como las calizas masivas poseen resistividades altas.

Existen dos tipos principales de perfiles de resistividad: el Perfil Lateral (Laterolog) y el Perfil de Inducción (Induction Log). El perfil lateral se utiliza en lodos conductivos (lodo salado) y el perfil de inducción se utiliza en lodos resistivos (lodo fresco o base aceite).

Dentro de los Perfiles de Resistividad de Inducción tenemos:

- a) SFL = Spherical Induction Log. Para profundidades someras (0.5 – 1.5'). Este registro de resistividad mide la resistividad de la zona lavada ( $R_{xo}$ ).
- b) MIL = LIM = Medium Induction Log. Para distancias medias (1.5 – 3.0')
- c) DIL = ILD = Deep Induction Log. Para profundidades de más de 3.0'. Este registro de resistividad mide la resistividad de la formación ( $R_t$ ).

Dentro de los Registros de Resistividad Laterales tenemos:

- a) MSFL = Microspheric Laterolog. Para las proximidades (1.0 y 6.0''). Lee la resistividad de la zona lavada ( $R_{xo}$ ).
- b) MLL = LLM = Micro Laterolog. Para las proximidades (1.0 y 6.0'')
- c) SLL = LLS = Someric Laterolog. Para profundidades someras (0.5 y 1.5')
- d) DLL = LLD = Deep Laterolog. Para profundidades de más de 3.0'. Miden resistividad de la formación ( $R_t$ ).

Se lee de izquierda a derecha, en escala logarítmica. La unidad de medida para los perfiles de resistividad es el ohm-m, con un rango de valores que va desde 0.2 hasta 2000 Ohm-m.

Los registros de resistividad se utilizan para estimar contactos agua-petróleo, para calcular la resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) y la resistividad verdadera de la formación ( $R_t$ ).

La figura 10 representa las zonas mencionadas anteriormente.

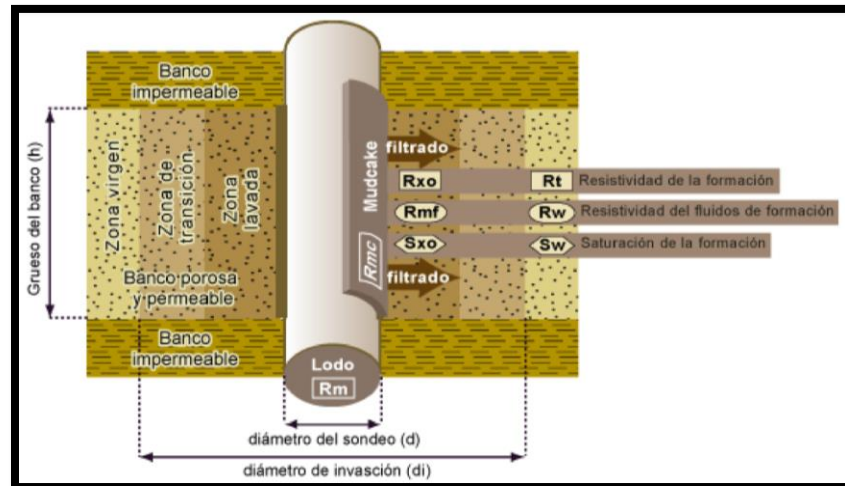


Figura 10. Zonas clasificadas para un registro (Universidad de Laussane, Francia, 2019)

- El lodo de resistividad  $R_m$  llena el pozo de perforación.
- La filtración deja un mud cake de resistividad  $R_{mc}$ .
- El filtrado del lodo, fase acuosa de resistividad  $R_{mf}$  echa, en una cierta distancia, toda el agua de formación, creando la llamada zona lavada. Esta zona tiene por resistividad  $R_{xo}$ .
- A continuación, la cantidad de filtrado disminuye hasta que se llega a la saturación completa de los poros por el agua de formación, en la zona virgen, cuya resistividad  $R_w$  contribuye a dar a la formación su resistividad  $R_t$ .
- La zona que se extiende desde la pared del pozo hasta el límite alcanzado por el filtrado, es la zona invadida de resistividad  $R_i$ . Su extensión se define por el diámetro.



# **CAPÍTULO 3. INTERPRETACIÓN SÍSMICA**

### Capítulo 3. Interpretación Sísmica

La interpretación sísmica es un proceso que dentro de la evaluación de un campo con potencial petrolero es uno de los más importantes, esta ayuda principalmente a definir el comportamiento estructural de la zona y la estratigrafía que delimita al yacimiento.

Para realizar la interpretación sísmica del Campo Petrolero Cloudspin presentada en este trabajo se utilizó el software Petrel ®.

Petrel ® es una plataforma de software utilizada en el sector de exploración y producción de la industria del petróleo. Permite al usuario interpretar datos sísmicos, realizar una buena correlación, construir modelos de yacimientos, visualizar resultados de simulación de yacimientos, calcular volúmenes, producir mapas y diseñar estrategias de desarrollo para maximizar la explotación de yacimientos.

Dentro de este capítulo se describen los resultados obtenidos a partir de la metodología aplicada explicada en el diagrama de la figura 11 para la interpretación sísmica.

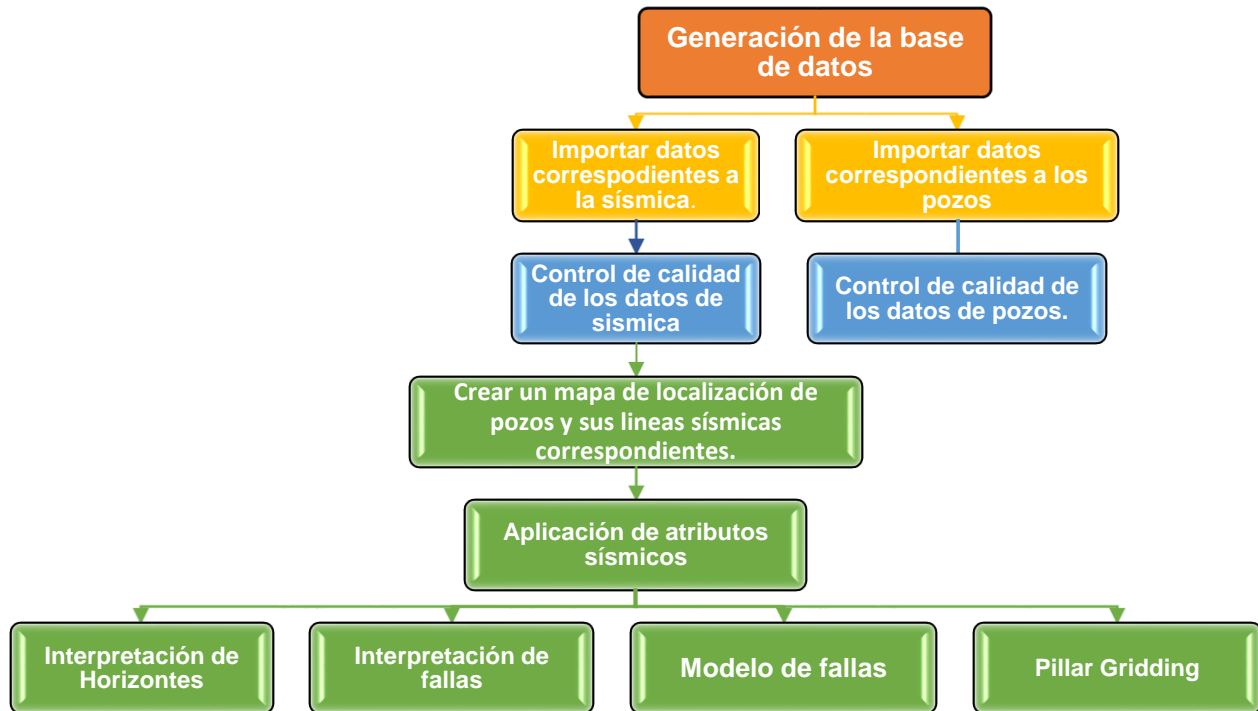


Figura 11. Diagrama de flujo para la interpretación de datos sísmicos

### 3.1 Generación de la base de datos

Dentro de la base de datos que se crea en Petrel® va a encontrarse toda la información referente a la sísmica y a los pozos a partir de los cuales se hará la interpretación.

Para este caso en particular se cargó un cubo sísmico y pozos pertenecientes al Campo Petrolero de Cloudspin.

### 3.2 Importación de los datos correspondientes a sísmica y su control de calidad.

Para el caso de la información sísmica se cargó un cubo sísmico. El cubo sísmico sirve para la elaboración y el análisis de las estructuras dentro las secciones sísmicas del área de estudio seleccionada.

En la tabla 5 se puede observar la información básica que se debe conocer de la sísmica con la que se va a trabajar, para el Campo Cloudspin la información es la siguiente:

<b>Número de inlines</b>	161
<b>Número de crosslines</b>	221
<b>Longitud de inlines</b>	12100 ft
<b>Longitud de crosslines</b>	8800 ft
<b>Intervalo de inlines</b>	55 ft
<b>Intervalo de crosslines</b>	55 ft
<b>Número de muestras por traza</b>	876
<b>Intervalo de muestreo</b>	4 ms

*Tabla 5.* Información básica de la sísmica perteneciente al Campo Cloudspin

La información sísmica se encontraba en formato. segy y de esa forma se importó a Petrel®, en la figura 12 se puede observar cual es la configuración que se dio para importar de forma adecuada la sísmica al programa.

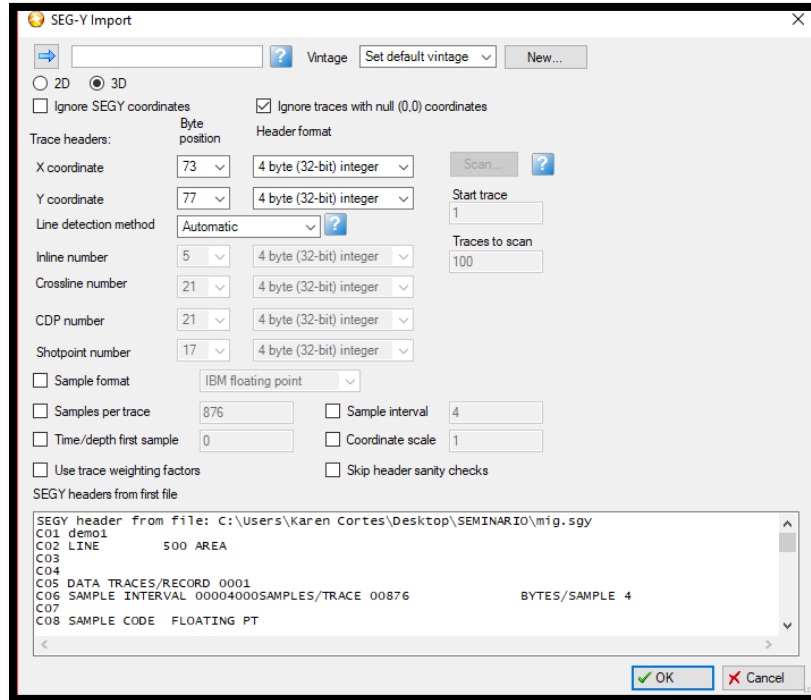


Figura 12. Ventana de importación de datos de sísmica a Petrel ®

Después de adecuar todos los parámetros como corresponde, en la figura 13 podemos observar el cubo final cargado en Petrel®.

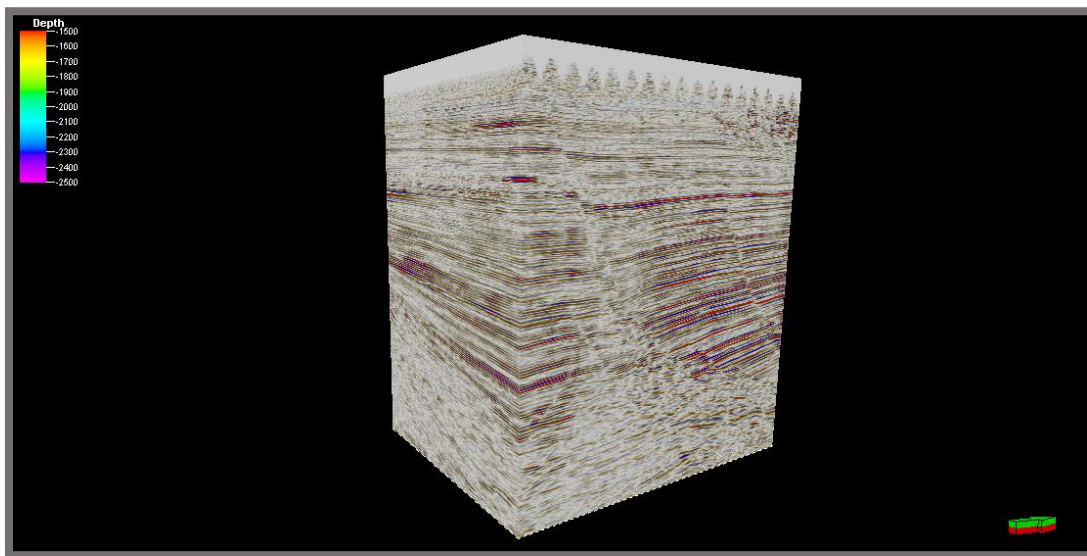


Figura 13. Vista 3D del cubo sísmico del Campo Cloudspin. Petrel ®

### 3.3 Importación de los datos correspondientes a pozos y su control de calidad.

El Campo Cloudspin está compuesto de 28 pozos en total de los cuales se trabajó con 3 en específico: Agate H-6, Cooper-6 y Diamond-14.

Para importar los datos de pozos a Petrel ® primero se cargó el well header el cual contiene toda la información acerca de los pozos como lo es: el nombre del pozo, sus coordenadas, el well datum value, TD y el símbolo del pozo, todo como se puede observar en la figura 14.

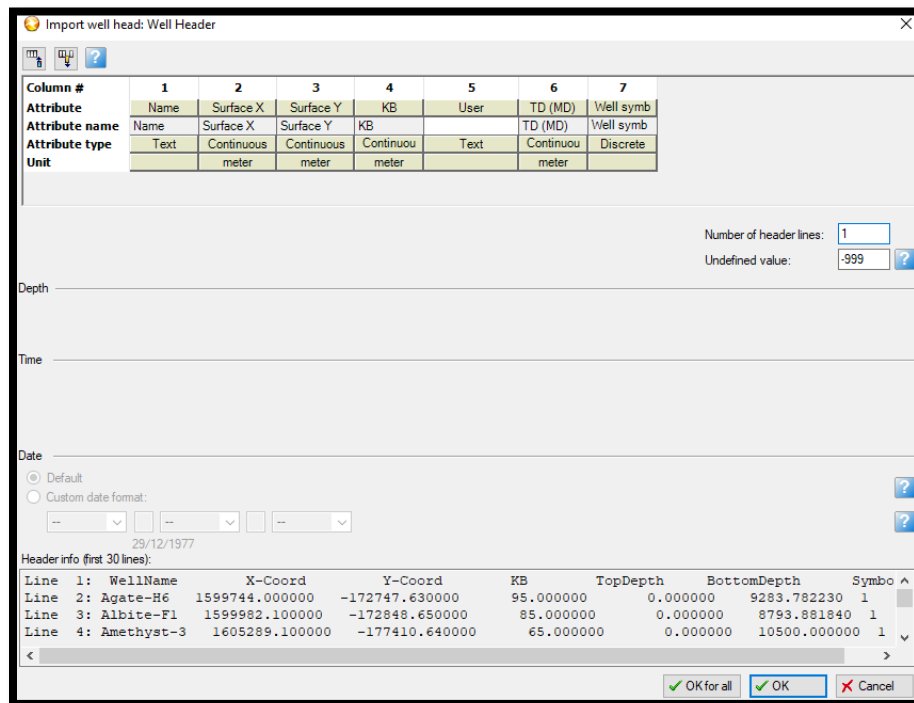


Figura 14. Carga del well header con la información de los pozos en Petrel ®

Como siguiente paso se cargan los well tops los cuales nos van a ayudar a la interpretación posteriormente de los Horizontes correspondientes a los pozos asignados. El Campo Cloudspin cuenta con 8 Horizontes (explicados a detalle en el capítulo 2): Caracas, Dallas, Houston, Houston Base, Kobe, París, París Base y Salt.

No todos los pozos cortan las 8 formaciones y esto se observará posteriormente en la interpretación de Horizontes.

Después de cargar los well tops, se cargaron las desviaciones de los pozos, para este caso en particular los pozos Agate-H6 y Diamond-14 presentan desviación y esto puede observarse en la figura 15 en una ventana de mapa en Petrel®.

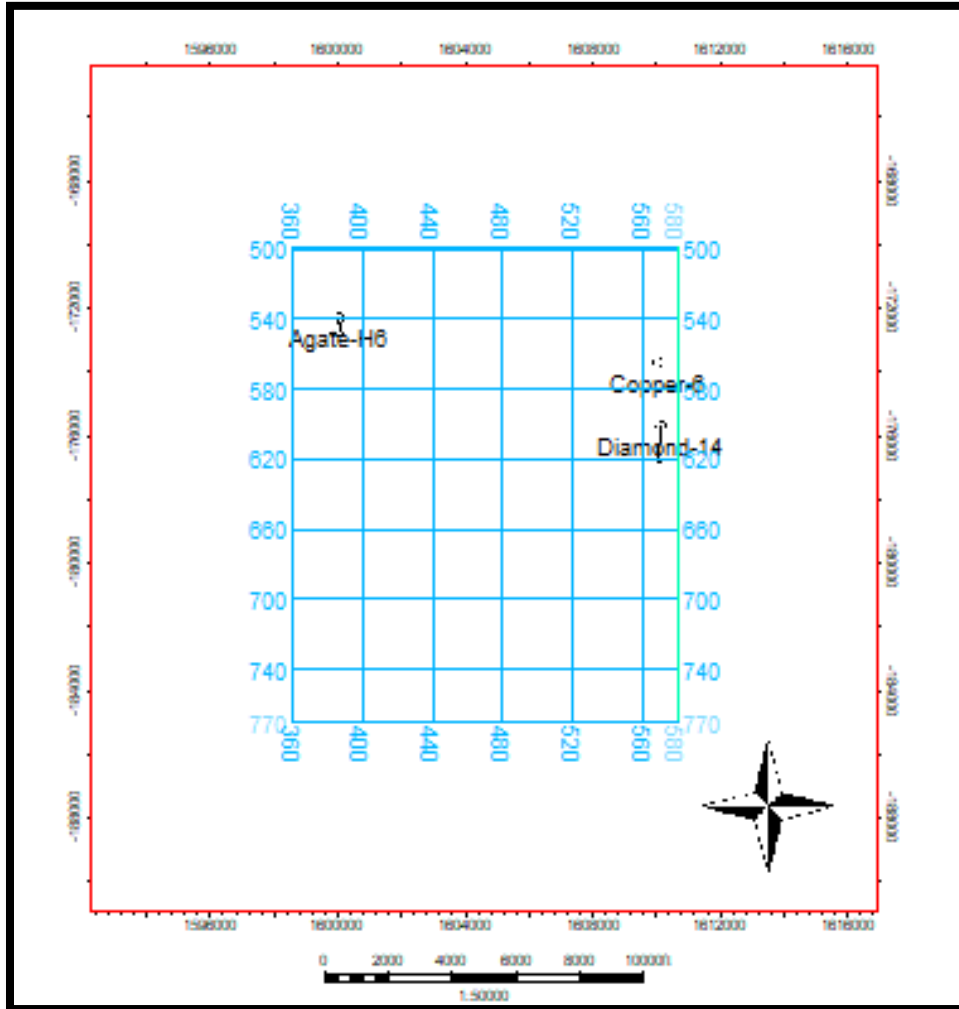


Figura 15. Ventana de mapa donde se observan las desviaciones de los pozos Agate-H6 y Diamond-14 desde una vista en planta (Petrel®)

Posteriormente se cargó la información de los registros geofísicos de pozo para los pozos asignados.

### 3.4 Creación del mapa de localización de pozos con sus líneas sísmicas correspondientes.

Para poder comenzar con la interpretación sísmica del cubo es necesario tener una guía que sea de ayuda para identificar de manera correcta las estructuras que se presentan en los pozos asignados. Es por esto que, se buscaron las inline y las xline que cruzaban por los pozos Agate-H6, Cooper-6 y Diamond-14, estas se pueden observar en la tabla 6 y de manera gráfica en una ventana de mapa en la figura 16.

POZO	INLINE	XLINE
Agate-H6	538	386
Cooper-6	564	568
Diamond-14	600	570

Tabla 6. Ubicación de las líneas sísmicas correspondientes a los pozos asignados

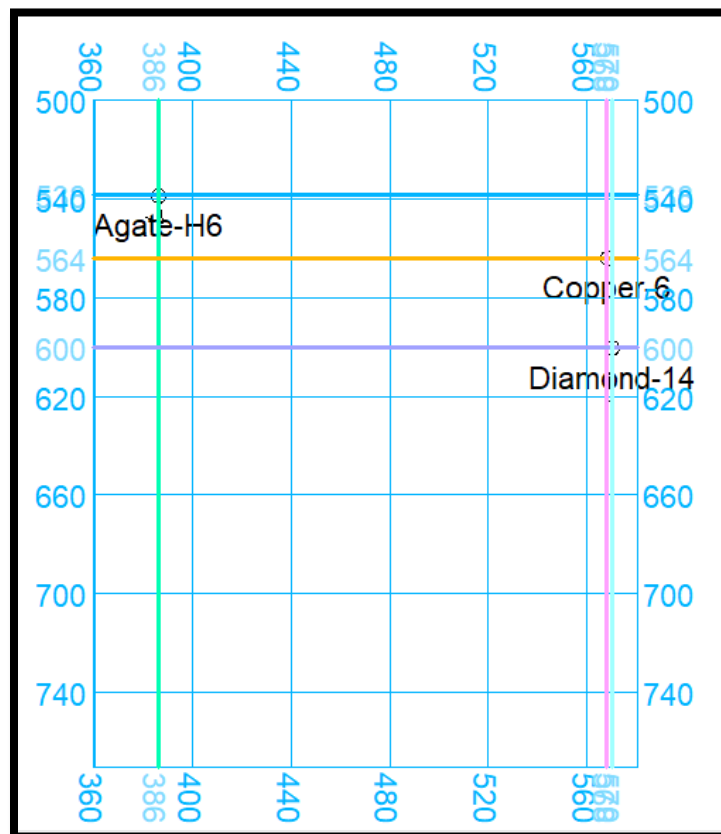


Figura 16. Líneas sísmicas correspondientes a los pozos asignados vistas en una ventana de mapa. Petrel ®

### 3.5 Aplicación de atributos sísmicos

Los atributos sísmicos (según la definición de Schlumberger) son mediciones, características o propiedades derivadas de los datos sísmicos. Los atributos pueden ser medidos en un instante del tiempo o a través de una ventana de tiempo, y pueden medirse en una sola traza, en una serie de trazas, una superficie o un volumen extraído de los datos sísmicos.

Para este caso en particular se usaron 3 atributos sísmicos, así como un “flujo de atributos sísmicos” para poder identificar las fallas. Los tres atributos que se utilizaron fueron RMS Amplitude (Figura. 17) en el cual podemos observar las zonas donde hay posible presencia de hidrocarburos, Trace AGC (Figura. 18) donde se puede observar el resalte de la estratigrafía general y se disminuye la presencia de ruido en la sísmica y Variance (Figura. 19) donde principalmente se puede observar el camino que siguen las fallas.

El “flujo de atributos sísmicos” utilizado para la identificación de fallas es el que se muestra en la figura 20, así como su resultado ya aplicado en la sísmica en la figura 21.

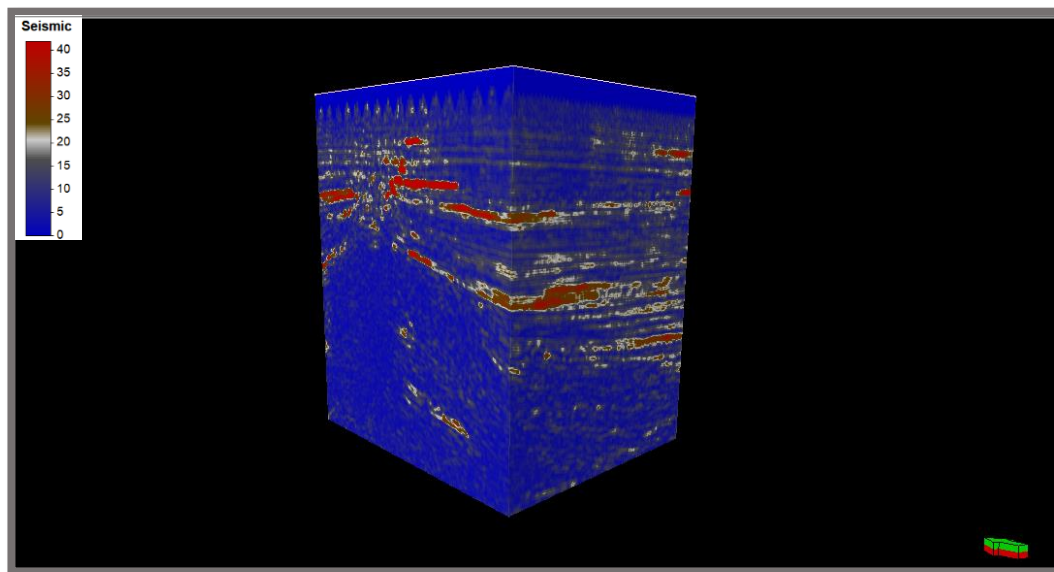


Figura 17. Sísmica después de aplicar el atributo de RMS Amplitude. Petrel ®



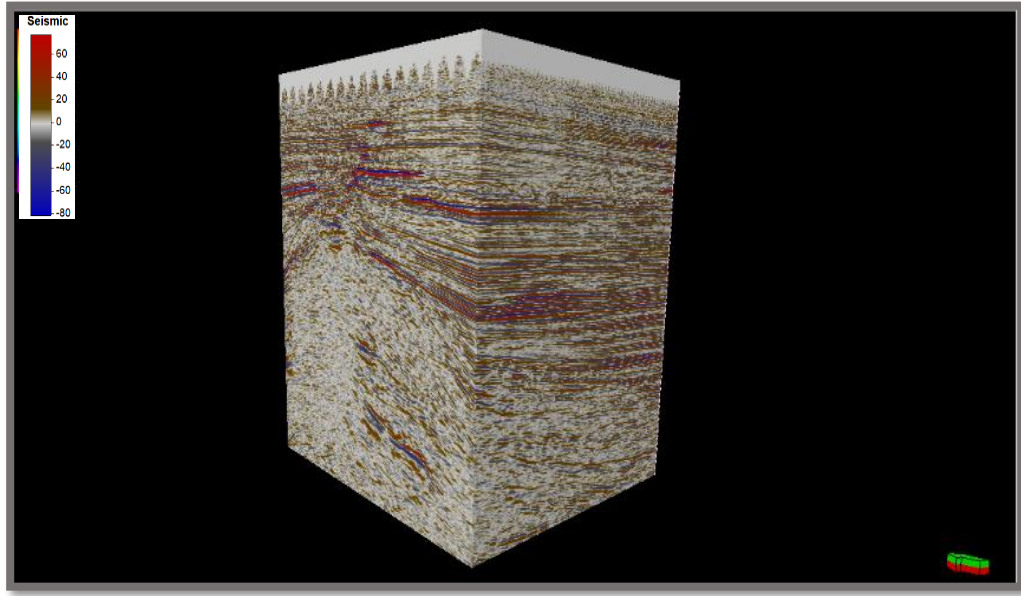


Figura 18. Sísmica después de aplicar el atributo de Trace AGC. Petrel®

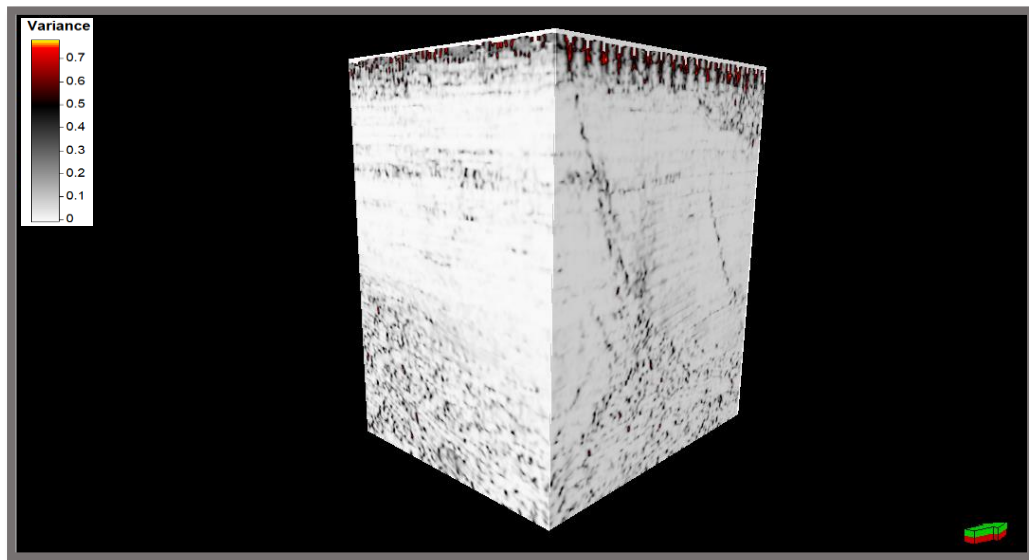


Figura 19. Sísmica después de aplicar el atributo de Variance. Petrel®

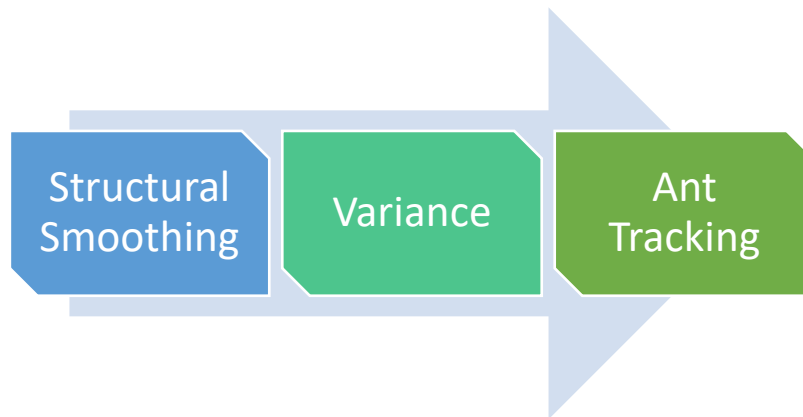


Figura 20. Flujo de atributos sísmicos utilizado para la identificación de fallas

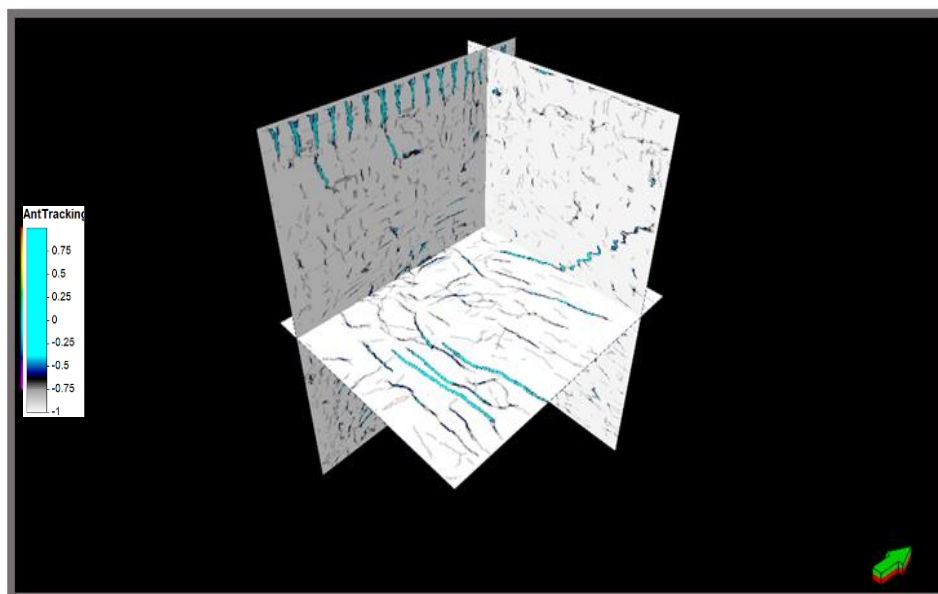


Figura 21. Resultado de aplicar el flujo de atributos sísmicos para la identificación de fallas en la sísmica. Petrel ®

### 3.6 Interpretación de Horizontes.

La interpretación de los Horizontes como se mencionó anteriormente, se hizo para los diferentes 8 well tops que se importaron y tomando como base los pozos Agate-H6, Cooper-6 y Diamond-14. Los resultados obtenidos se pueden observar en las figuras 22, 23 y 24 en sus respectivas ventanas de interpretación.

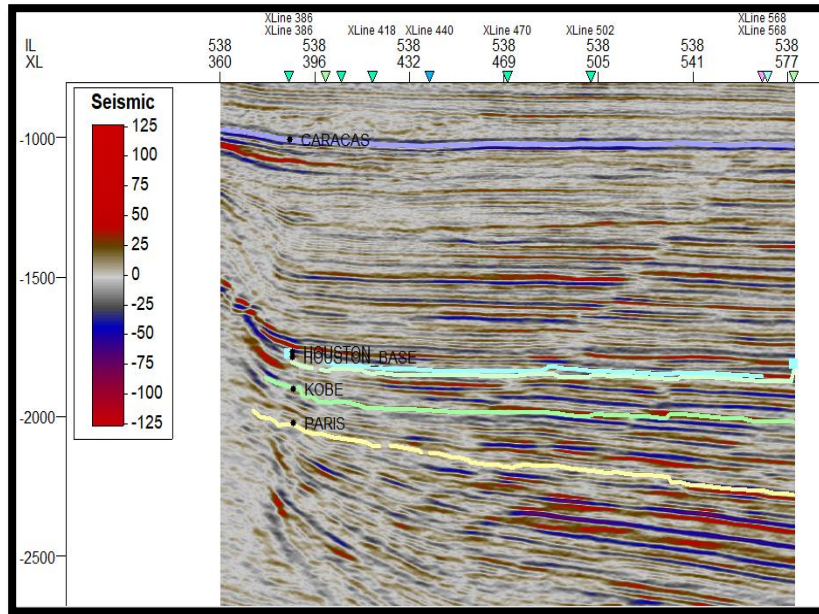


Figura 22. Horizonte Caracas, Houston, Houston Base, Kobe y París interpretados. Petrel®.

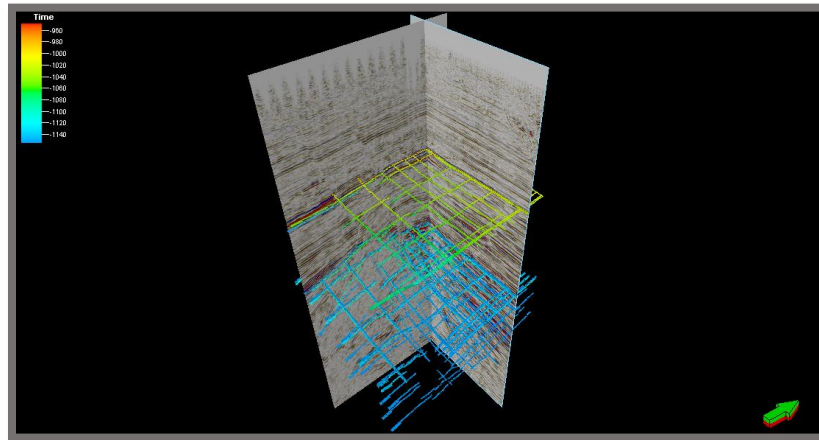


Figura 23. Horizontes interpretados vistos desde una ventana 3D. Petrel ®.

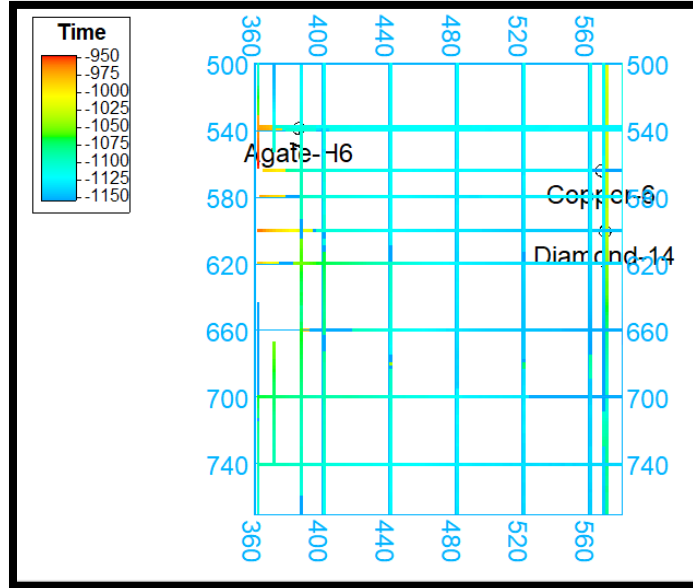


Figura 24. Picados de los Horizontes cada 40 inline y crossline vistos desde una ventana de mapa. Petrel®.

En la figura 25 se observa el resultado de la interpretación del Horizonte Caracas. En este es posible observar que el Horizonte se deforma al Noroeste del Campo Cloudspin.

En la figura 26 se muestra el resultado de la interpretación del Horizonte Houston donde la deformación se encuentra en la zona oeste del campo para las zonas altas, las zonas más bajas se encuentran en la zona este del campo.

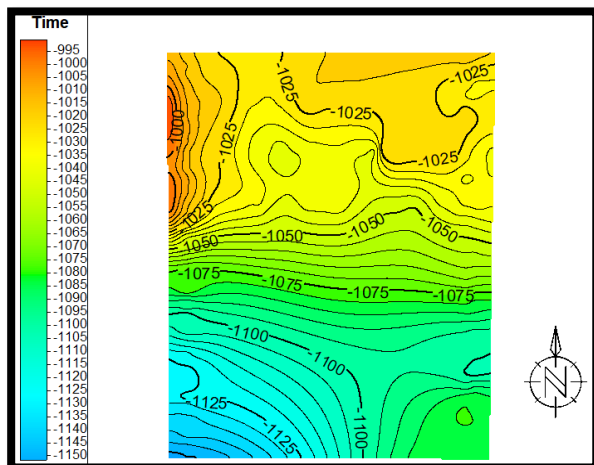


Figura 25. Horizonte Caracas interpretado. Petrel®

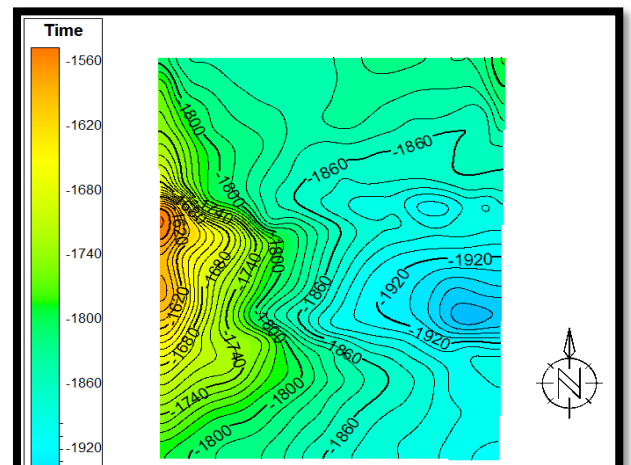


Figura 26. Horizonte Houston interpretado. Petrel®

En la figura 27 se observa el Horizonte Houston Base interpretado y así como en el Horizonte anterior la deformación se mantiene en la zona oeste las partes altas y en la zona este las partes bajas del campo.

En la figura 28 se presenta el Horizonte Kobe interpretado, se observa la misma tendencia de deformación que los Horizontes anteriores.

Por último, en el Horizonte se muestra el Horizonte París interpretado, la tendencia de deformación continua hacia las mismas direcciones en este último Horizonte.

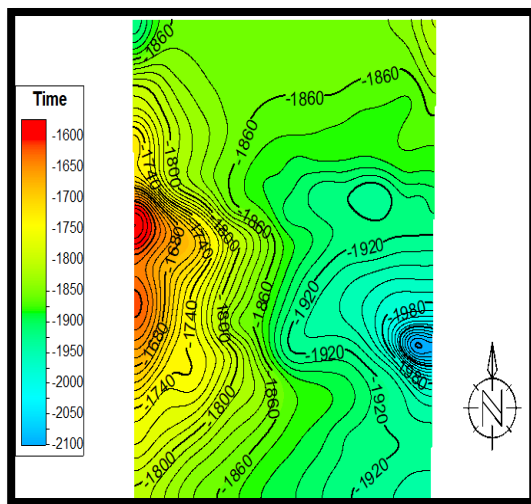


Figura 27. Horizonte Houston Base interpretado. Petrel®

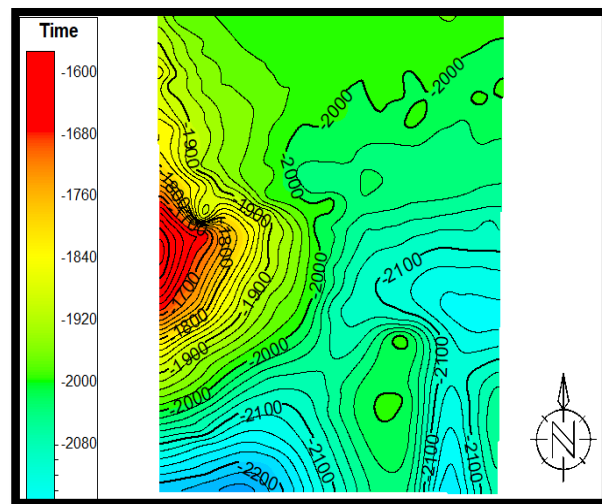


Figura 28. Horizonte Kobe interpretado. Petrel®

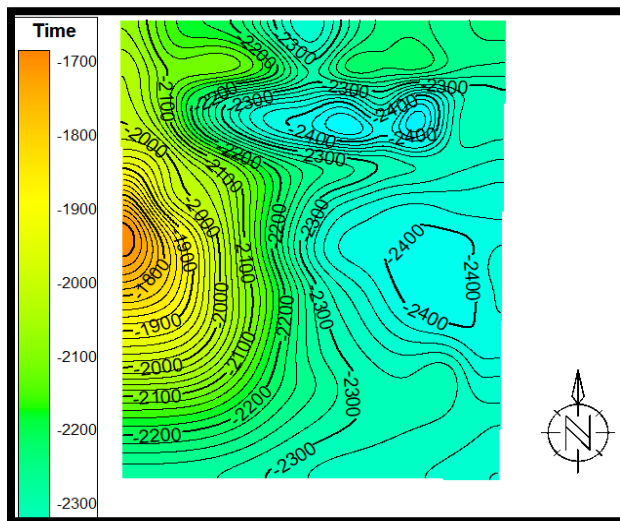
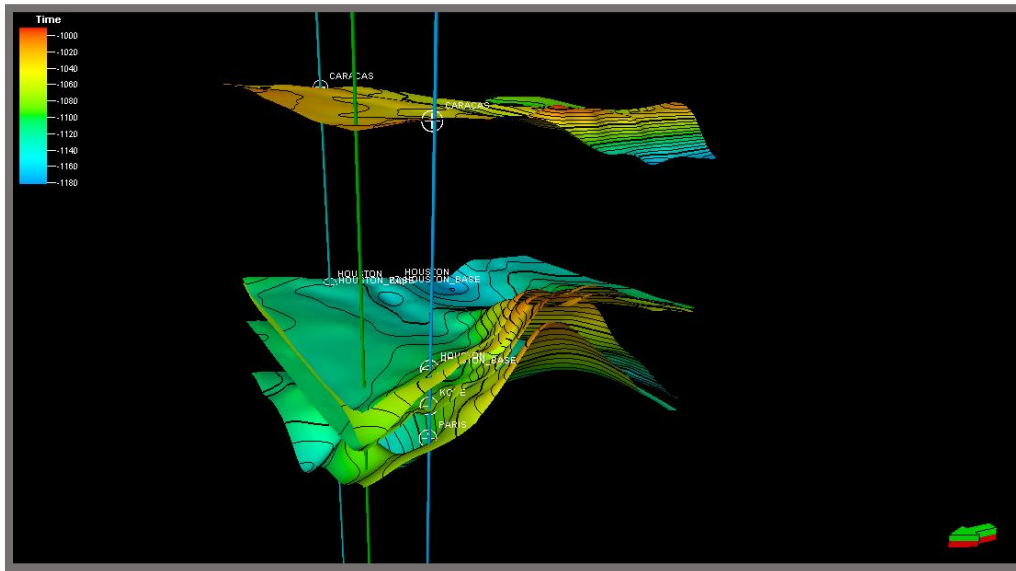


Figura 29. Horizonte París interpretado. Petrel®

En la figura 30 se puede observar en una ventana 3D las superficies creadas a partir de los Horizontes interpretados y se verifica que la deformación se presenta de la siguiente manera:

Las zonas altas del campo se encuentran al oeste y las zonas bajas al este así como al suroeste.



*Figura 30.* Superficies creadas a partir de los Horizontes interpretados con los pozos asignados en una ventana 3D. Petrel ®.

Como se pudo observar en las imágenes presentadas anteriormente de los 8 Horizontes que se tenían para el Campo Cloudspin, solo se interpretaron 5, Caracas, Houston, Houston Base, Kobe y París, esto debido a que fueron los Horizontes que mejor se podían apreciar en la sísmica y eran los más representativos dentro de los pozos asignados.

En la figura 31 se puede observar la correlación de los Horizontes con los pozos correspondientes, para verificar que los Horizontes interpretados fueron los más adecuados y representativos.

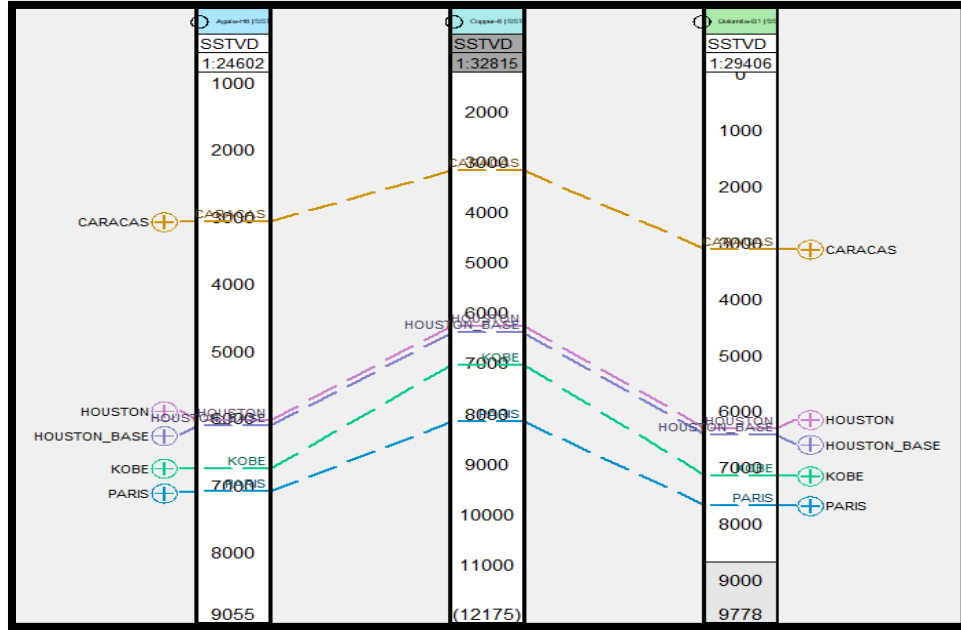


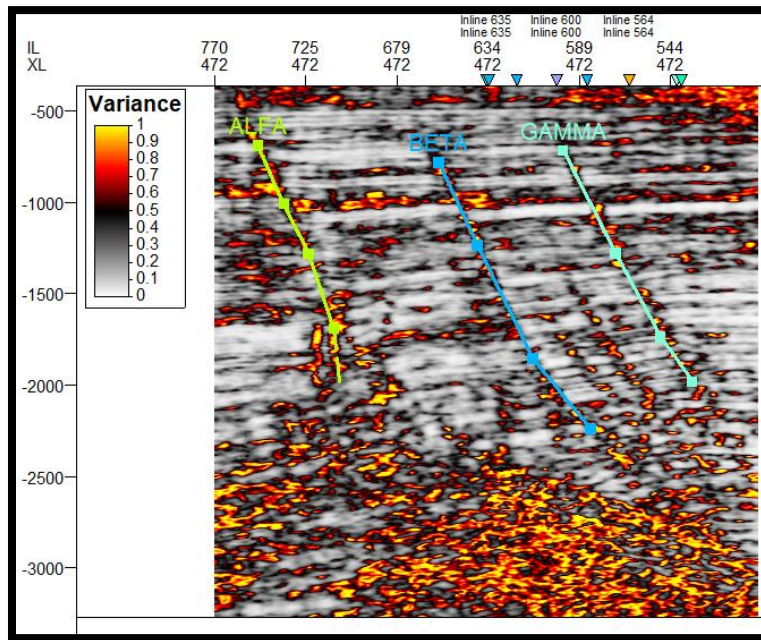
Figura 31. Correlación de los pozos con sus cimas geológicas. Petrel ®

Después de interpretar los Horizontes con los pozos correspondientes, se puede ver el tanto en la sísmica como en las superficies obtenidas, la presencia de un cuerpo de sal que afecta a estas mismas directamente (principalmente a las que se encuentran a mayor profundidad) y en muchas ocasiones causa que los Horizontes se pierdan debido a la atenuación de la señal causada por la presencia de sal.

### 3.7 Interpretación de Fallas.

La geología estructural del área de Cloudspin es consecuencia de la formación de un domo salino perteneciente a la Formación “Lounan Salt” que durante su ascenso deforma la mayoría de los Horizontes. Las fallas que predominan son de tipo lístricas las cuales para nuestro fin se denominaron Alfa, Beta y Gamma para su mejor identificación, estas Fallas pertenecen a una estructura más grande denominada “Turtle” (Cienfuegos & Aguilar, 2014). Estas fueron causadas a causa del aporte de sedimentos del ambiente deltaico del campo.

Para la interpretación de fallas en primera instancia se usó la ventana de interpretación utilizando el atributo de volumen “Chaos” y tomando en cuenta las discontinuidades en la sísmica se marcaron las 3 fallas principales que se mencionan anteriormente (Figura. 32).



*Figura 32.* Sección sísmica con el atributo “Chaos” aplicado y con las fallas normales lístricas, Alfa, Beta y Gamma marcadas. Petrel ®.

Las fallas se interpretaron cada 10 crossline utilizando la ventana de interpretación con el atributo sísmico Chaos aplicado.

Posterior a esto se verifico que las fallas siguieran el camino y la tendencia adecuada utilizando el “flujo de atributos sísmicos” mostrado en la figura 20. Para poder realizar esto, se utilizó una ventana 3D con vista en planta, el resultado obtenido podemos observarlo en la figura 33, donde las líneas azules indican el paso de la falla con vista en planta.



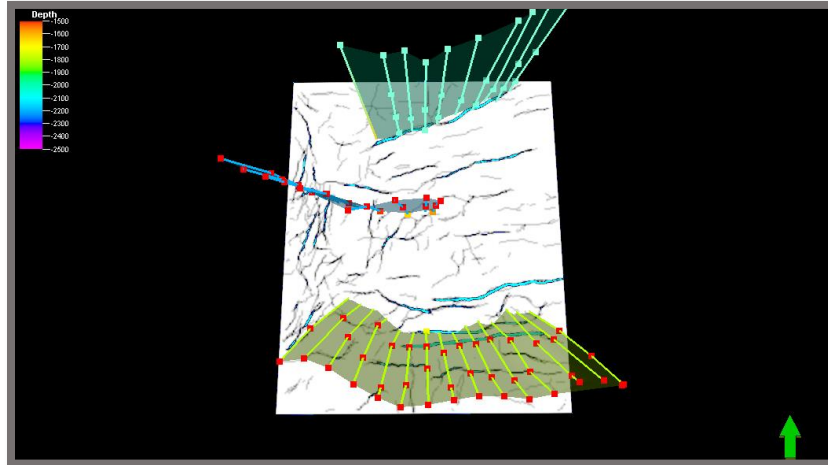


Figura 33. Fallas marcadas siguiendo la tendencia que indica el “flujo de atributos sísmicos” aplicado. Petrel®.

### 3.8 Modelo de Fallas

Después de marcar los Horizontes y las fallas se realizó el modelado de fallas, esto con el fin de apreciar de una manera más adecuada la estructura de la falla y como afecta a la estructura general del campo.

Para la realización del modelo de fallas se utilizó el flujo de trabajo denominado “Structural modeling” en la barra de procesos de Petrel® el cual se puede observar en la figura 34.

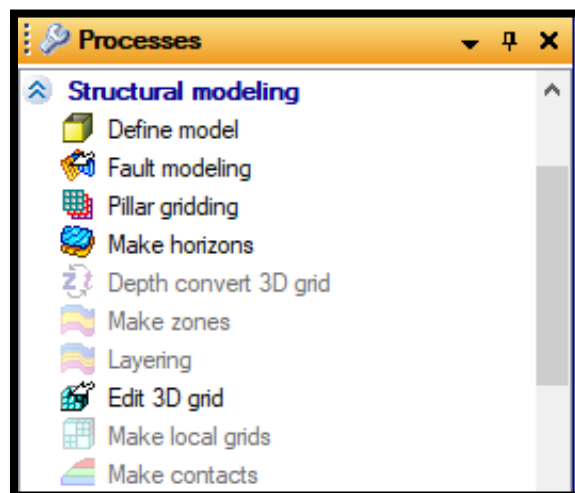
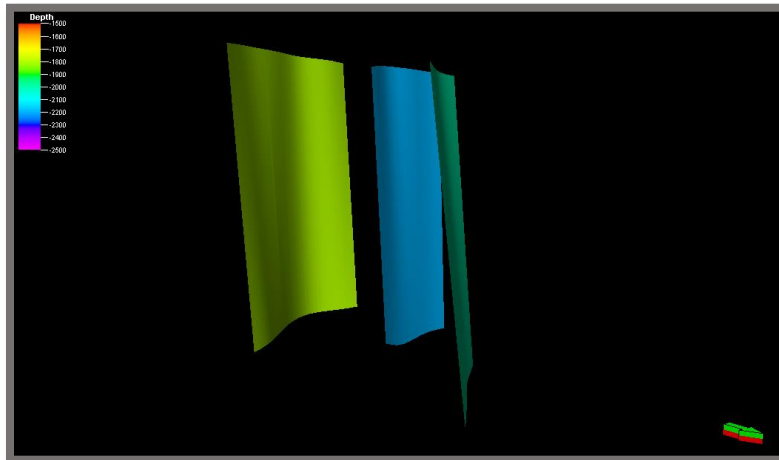


Figura 34. Flujo de trabajo utilizado para realizar el modelo de fallas. Petrel®.

Siguiendo el flujo de trabajo indicado en Petrel ® y modelando las fallas de la manera adecuada, el resultado obtenido se muestra en la figura 35.



*Figura 35.* Fallas modeladas. Petrel ®.

### **3.9 Pilar Gridding**

El pilar gridding es una metodología para generar un modelo estratigráfico a partir de un modelo geo-celular el cual está compuesto de celdas las cuales se les añade la interpretación de los Horizontes para posteriormente aplicarle condiciones y reglas geométricas debido a la presencia de las fallas.

El resultado obtenido son las deformaciones de los Horizontes debido a las fallas, así como sus planos perpendiculares para poder sacar el buzamiento aparente de las fallas (Figura. 36).

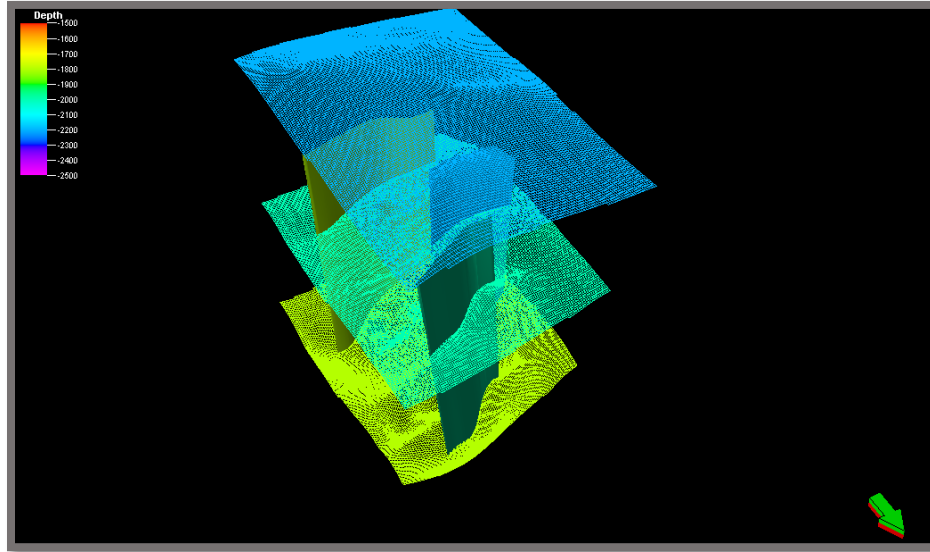


Figura 36. Skeleton obtenido del pilar gridding con las fallas alfa, beta y gamma. Petrel®.

Como siguiente paso en el Structural Modeling, se procedió a realizar los Horizontes con los parámetros mostrados en la figura 37 y en la figura 38 tomando en cuenta las condiciones geométricas dominadas por la presencia de las fallas. El resultado se observa en la figura 39.

Make horizons with 'MODELO/3D grid'

Horizons Settings Faults Segments Wells Uncertainty Info

Some hints for the table: Horizon type: ? Conform to: ? Use horizon-fault lines: ? Input: ?

Index	Horizon name	Horizon type	Conform to another horizon		Status	Smooth iterations	Use horizon-fault lines	Well tops	Input #1
1	CARACAS	Conformable	No	1	✓ Done	0	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	⇨ ↓ CARACA	⇨ CARACA
2	HOUSTON	Conformable	No	1	✓ Done	0	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	⇨ ↓ HOUSTO	⇨ HOUSTO
3	HOUSTON	Conformable	No	1	✓ Done	0	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	⇨ ↓ HOUSTO	⇨ HOUSTO
4	KOBE	Conformable	No	1	✓ Done	0	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	⇨ ↓ KOBE (W	⇨ KOBE 40
5	PARIS	Conformable	No	1	✓ Done	0	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	⇨ ↓ PARIS (	⇨ PARIS 40

Figura 37. Parámetros usados para realizar los Horizontes. Petrel®.

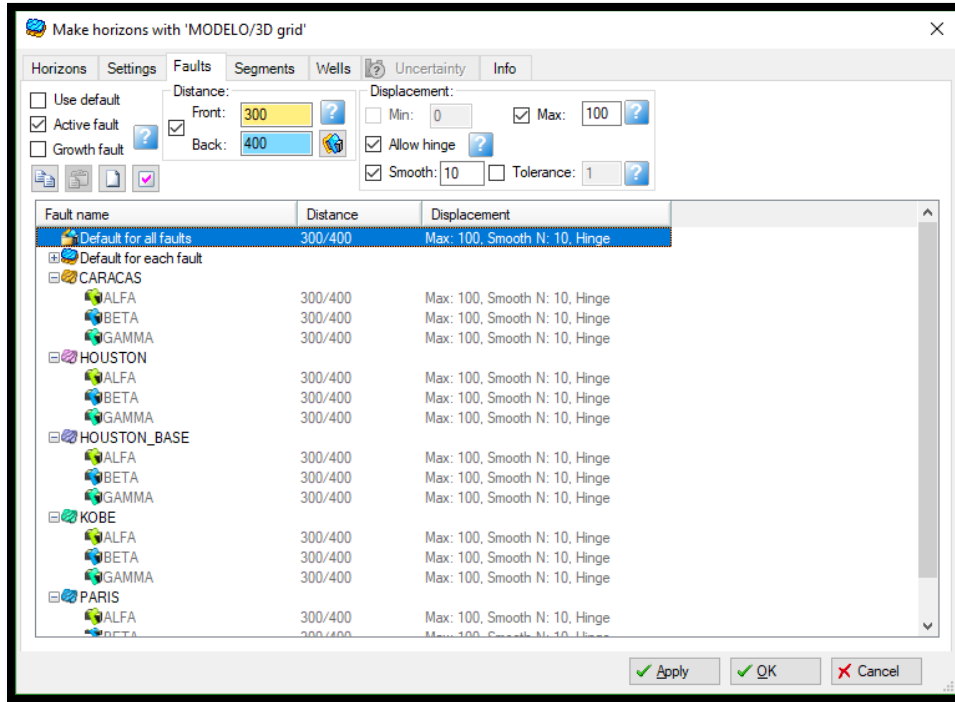


Figura 38. Condiciones utilizadas para la realización de los Horizontes. Petrel®.

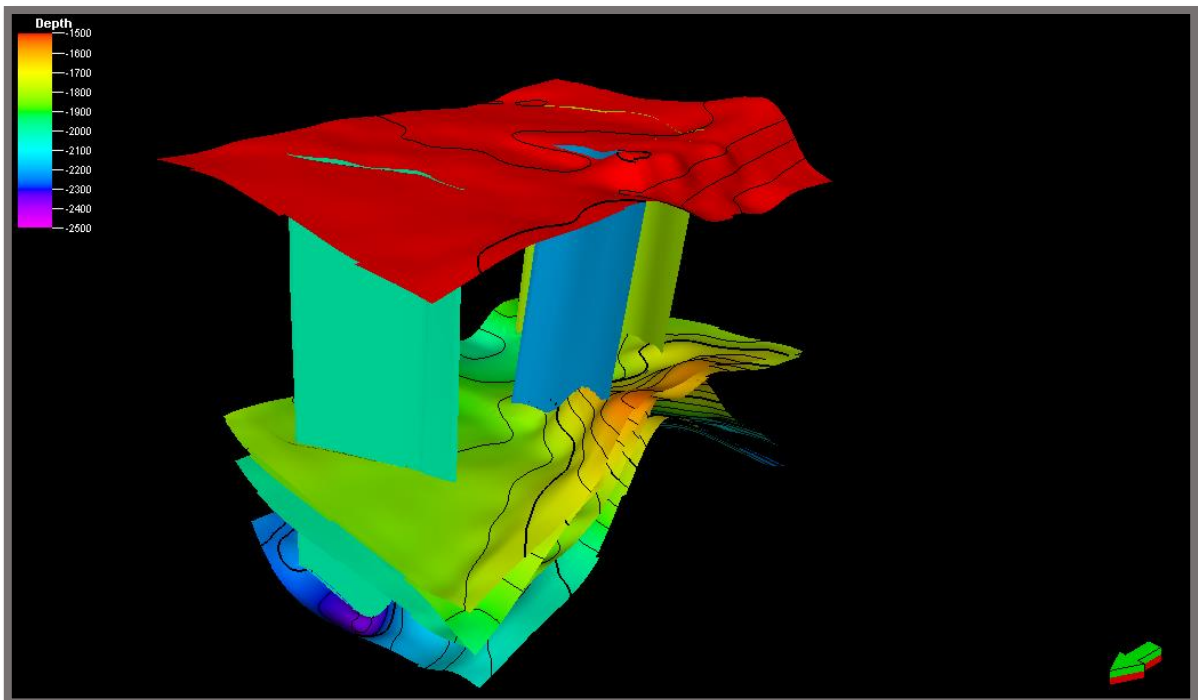


Figura 39. Horizontes Caracas, Houston, Houston Base, Kobe y París modelados con los cortes y buzamientos causados por la presencia de las fallas. Petrel®

# **CAPÍTULO 4. INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA**

## Capítulo 4. Interpretación Petrofísica.

Para la interpretación petrofísica es necesario asegurarse de tener una metodología establecida para obtener los resultados adecuados para la evaluación de cada uno de los pozos asignados, esta metodología se describe en la figura 40.

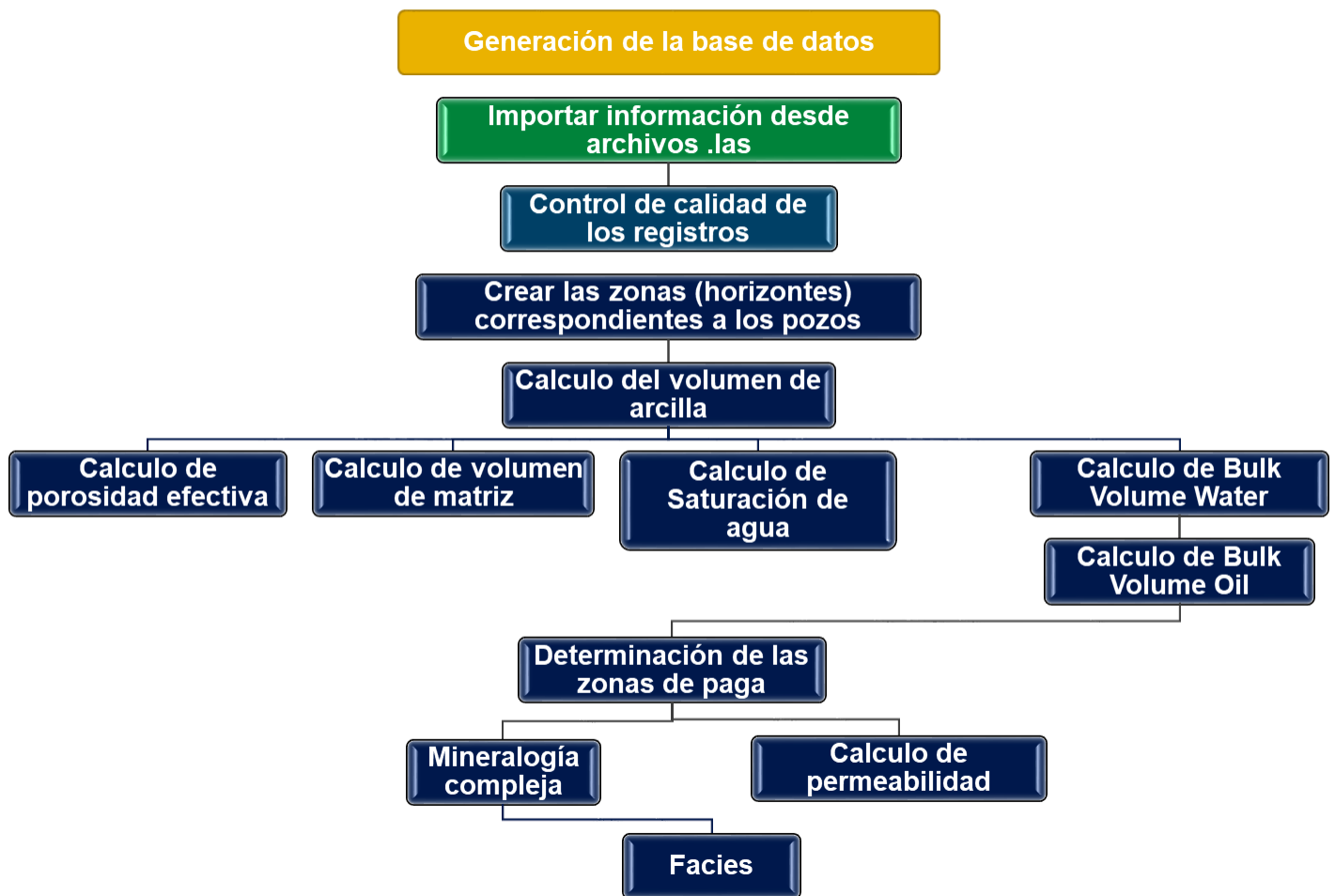


Figura 40. Flujo de trabajo utilizado para la interpretación petrofísica

## 4.1 Control de calidad

Cada pozo tiene un control de calidad de acuerdo a los registros geofísicos, este se revisó para cada uno de los pozos asignados.

Después de esto se comprueba que todas las curvas del registro se encuentren graficadas correctamente y a la misma profundidad, se prosigue con la zonificación en las cual se tomaron en cuenta las profundidades de los Horizontes de cada pozo.

## 4.2 Cálculo de las propiedades petrofísicas

### 4.2.1 Volumen de Arcilla

El Volumen de arcilla o Clay Volume es necesario para realizar la curva de PHIE que nos dará la porosidad efectiva del pozo, por lo cual el Volumen de Arcilla (VCL) es indispensable para obtener una evaluación confortable y determinar las zonas de paga.

El VCL que se obtuvo fue a partir del módulo llamado "Clay Volume" ubicado en la pestaña de "Interpretation" de esta opción determinamos VCL con diferentes métodos que fueron por GR, SP y NPHI y aplicando las configuraciones necesarias. (Figura. 41).

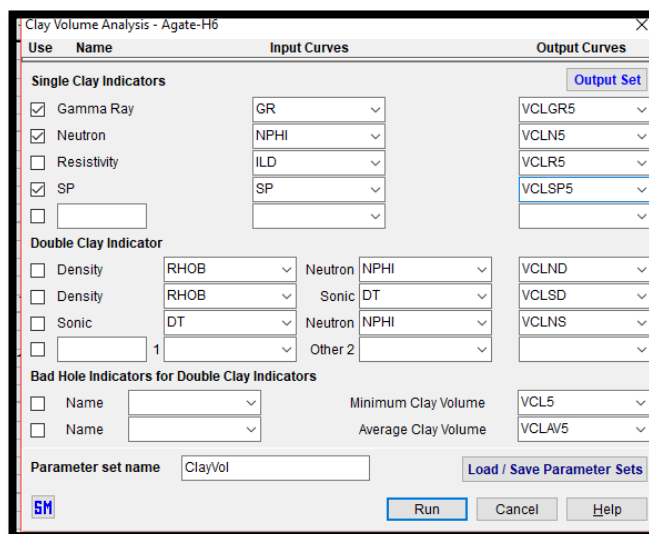


Figura 41. Ventana de Clay Volumen Analysis. IP®

## 4.2.2 Porosidad Efectiva

La porosidad se calcula con el registro NPHI ya que proporciona una medida cuantitativa de la porosidad esto, relacionado con la profundidad.

Para obtener esta curva se seleccionó la opción de " User Fórmula " en la pestaña de " Calculation " se utilizaron los datos necesarios para obtener la curva de PHIE (Figura. 42). La fórmula que se debe de ingresar es:  $NPHI * (1 - VCL)$ .

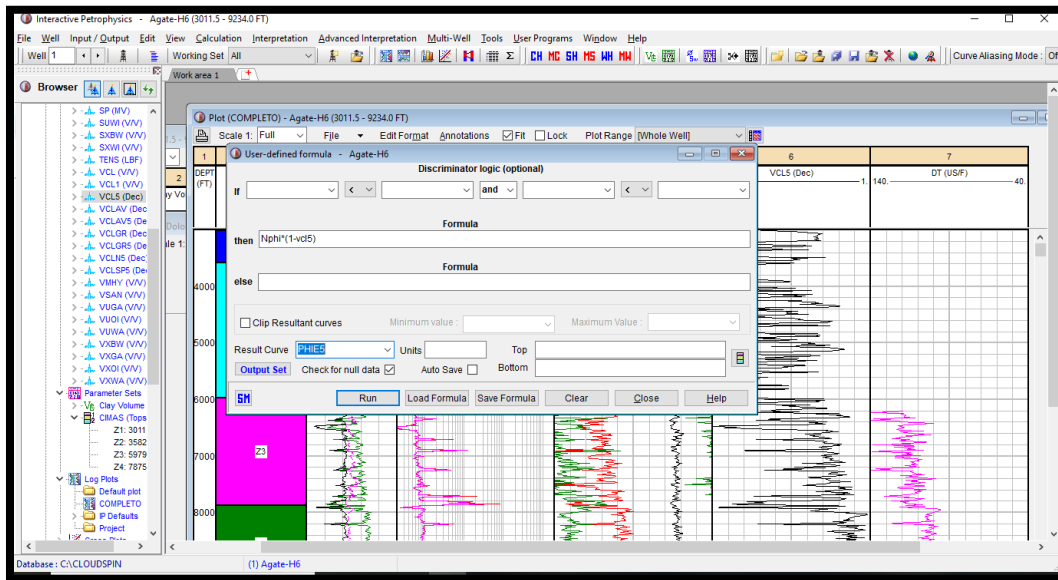


Figura 42. Obtención de PHIE. IP®

A continuación, se obtuvo el volumen de la matriz a partir de VCL y PHIE el cual se ingresa en el mismo módulo una nueva fórmula: "1-PHIE-VCL", de esta manera se calculó la curva de Vma (Volumen de la matriz) (Figura. 43).



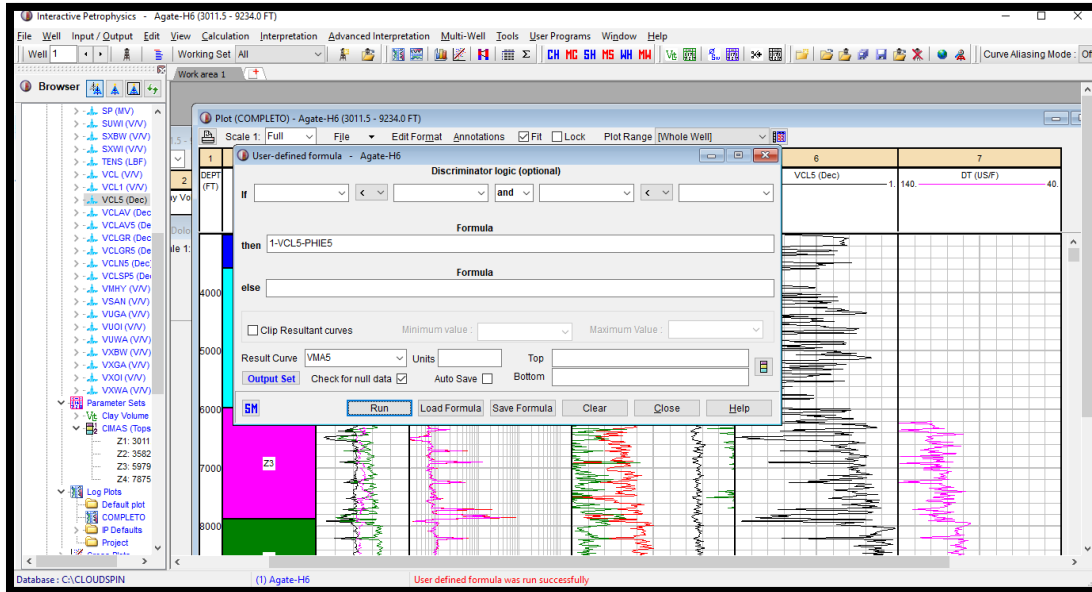


Figura 43. Obtención de Vma. IP®

#### 4.2.3 Sw (Saturación de Agua)

La saturación de agua se calcula a partir de los registros de resistividad y con el apoyo de la curva PHIE, de lo contrario no se podrá estimar una saturación de agua, si se cuenta con ellas se procede ir a la pestaña "Calculation" y elegir la opción "User Formula", con este módulo se calculó la saturación de agua (Figura. 44).

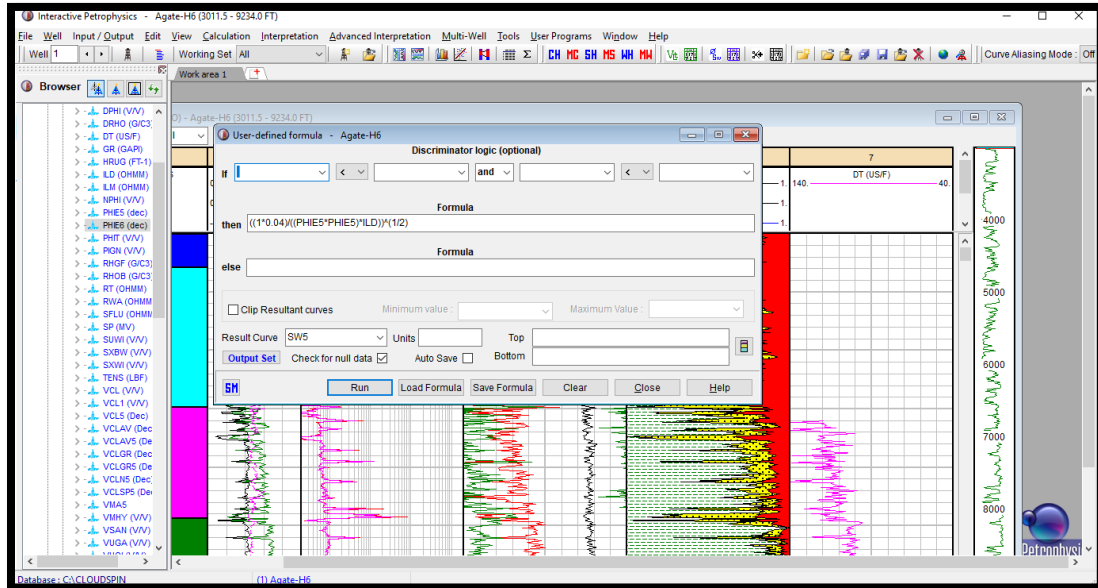


Figura 44. Fórmula para la obtención de SW. IP®

### 4.3 Zonas de Paga

Para delimitar las zonas de paga es indispensable contar con tres curvas que son: Porosidad, Saturación de Agua y Volumen de Arcilla, teniendo esos tres parámetros podemos obtener las zonas de paga.

Adquirimos las zonas de paga en la pestaña " Interpretation " con el módulo de " Cut Off and Sumation " y después de verificar que los parámetros fueran correctos. (Figura. 45).

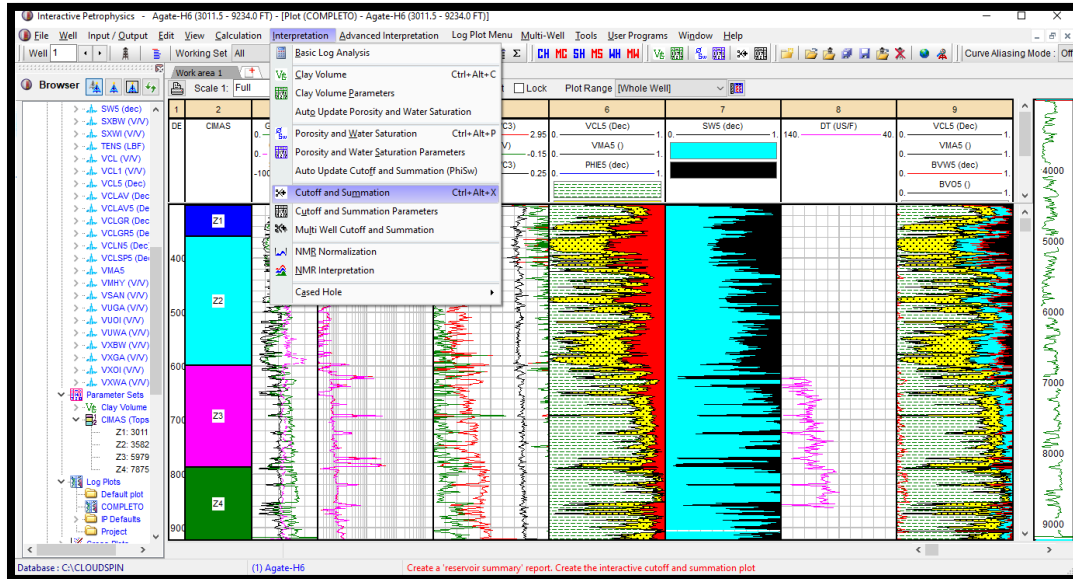


Figura 45. Módulo de Cut Off and Sumation. IP®

Para finalizar con la obtención de las propiedades petrofísicas se indicará que es lo que representa de cada uno de los colores en el carril de facies:

- Azul: Representa el contenido de Arcilla
- Amarillo: Representa el contenido de Arcilla con Arenisca
- Verde: Representa el contenido de Arenisca con Arcilla
- Rojo: Arenisca

#### 4.4 Interpretación y Evaluación Petrofísica

##### 4.4.1 Pozo Agate-H6

El pozo se encuentra al Noroeste de la zona de estudio, tiene una profundidad perforación de 3011.5 a 9234 ft; este pasa por los Horizontes Caracas (3200.92-4278.18 ft), Dallas (4278.18-6162 ft), Houston (6162-6241 ft), Houston Base (6241-6889.98 ft), Kobe (6889.98-7225 ft), París (7225-9234 ft); estos Horizontes y la evaluación completa se muestran en la figura 46.

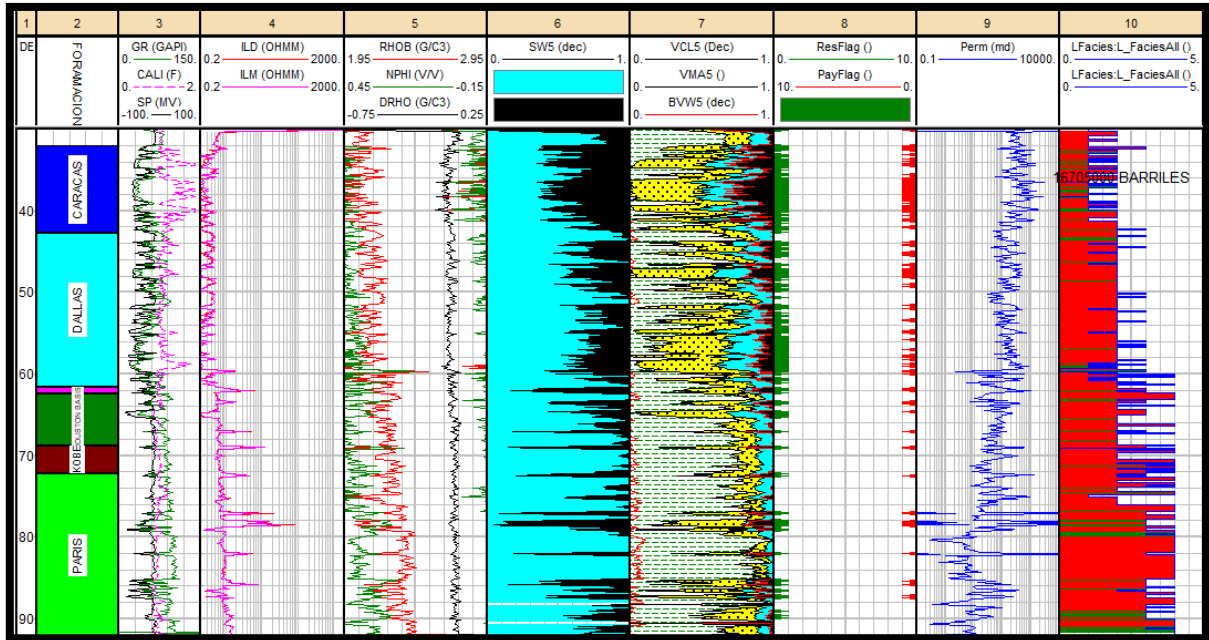


Figura 46. Evaluación del Pozo Agate-H6. IP® quitar 7, explicar colores de facies

La evaluación del pozo de acuerdo a Horizontes es la siguiente:

### Horizonte Caracas

Presenta una porosidad alta como resultado de la interpretación, un alto índice de saturación de agua aproximadamente del 55 % evidenciado principalmente por los registros de rayos gamma y resistivos, sin embargo por su porosidad, espesor, permeabilidad el 45% restante de fluidos se infiere como hidrocarburos por lo cual se vuelve el Horizonte más atractivo para explotar ya que litológicamente es 75% arenisca lo cual beneficia la permeabilidad y por consecuencia la productividad, tiene un 25% de Lutita con presencia de intercalaciones sin embargo no representa un fuerte impacto a la permeabilidad.

### Horizonte Dallas

Este Horizonte como resultado de la evaluación se infiere como una arenisca con un moderado a alto contenido de arcilla, este sería el tercer Horizonte de mayor a menor importancia productiva, en cuestión de producción sería el segundo pero ya que tiene un espesor mucho mayor que Houston se queda con el tercer lugar, los factores que no le benefician principalmente es su permeabilidad, consecuencia de su contenido de arcilla que corresponde a un 40% de Lutita y 60% de arenisca aproximadamente, el volumen de vacíos

está representado por un 70% agua y 30% hidrocarburos aproximadamente, siendo evidenciados por rayos gamma, densidad, porosidad neutrón y resistivos, presenta buenas características para explotación sin embargo en este pozo no es el mejor Horizonte.

### **Horizonte Houston**

Este Horizonte se queda con el segundo lugar en orden de mayor a menor de características para explotación ya que presenta un 80% arenisca y un 20% de arcilla, teniendo en su volumen de vacíos un 80% de hidrocarburos y un 20% de agua, tiene muy buena permeabilidad, sin embargo, en cuestión de producción se queda en tercer lugar por su espesor ya que es pequeño, pero con muy buenas características.

### **Horizonte Houston Base**

Se compone de Lutita con arenisca con un 65% de Lutita y un 35% de arenisca, contiene un 75% de agua en su volumen de vacíos y un 25% de aceite, permeabilidad baja, su alto contenido de arcilla se refleja directamente en rayos gamma y densidad, cuenta en general con malas características sin embargo su espesor le ayuda un poco, por lo cual puede ser explotado, pero teniendo claro que no es el mejor Horizonte de este pozo.

### **Horizonte Kobe**

Al inicio de este Horizonte presenta un paquete de arenisca con un 80% de aceite y 20% de agua y litológicamente es una arenisca con poca arcilla un 90% de arenisca y 10% de Lutita, con muy buena permeabilidad, sin embargo, este paquete solo representa el 10% de este Horizonte siendo el 90% restante Lutita con poco contenido de arenisca (85% y 15% respectivamente) con mala permeabilidad y solo el 10% de hidrocarburos y 90% agua, por lo cual de los Horizontes analizados es el que cuenta con las peores características.

### **Horizonte París**

Es una Lutita con intercalaciones de arenisca (70% y 30% respectivamente), su permeabilidad es muy variable, pero en general se considera mediana, su contenido de agua predomina con un 70% y 30% de aceite aproximadamente, por su intercalación y separación de los paquetes de arenisca no se considera con muy buenas características de explotación.

#### 4.4.2 Pozo Diamond-14

El pozo se encuentra al sureste de la zona de estudio, tiene una profundidad perforación de 3988.5 a 9658 ft; este pasa por los Horizontes Dallas (4387.73-6663 ft), Houston (6663-6805.46 ft), Houston Base (6805.46-7492.63 ft), Kobe (7492.63-8879 ft), París (8879-8944 ft), París Base (8944-9658 ft); estos Horizontes se muestran en la figura 47.

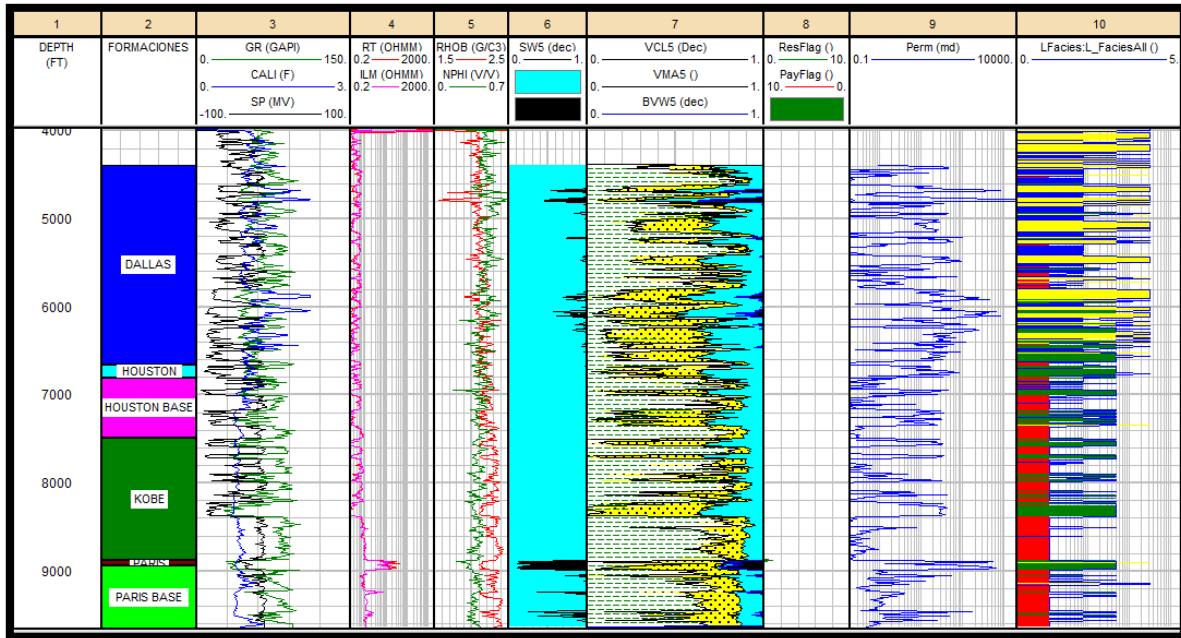


Figura 47. Evaluación del Pozo Diamond-14. IP®

La evaluación del pozo de acuerdo a Horizontes es la siguiente:

#### Horizonte Dallas

Este Horizonte presenta valores altos de Rayos Gamma (mayores a 80°API), valores bajos de SP (menores a -50 mV), sus valores de resistividad son menores a 0.8Ωm, tomando estos valores en cuenta, resulta una porosidad de media a alta y debido a esto la densidad presenta valores bajos. Se interpreta como un Horizonte arcillo-arenoso con un contenido de más del 50% de agua por lo cual no se considera productor.

### **Horizonte Houston**

Este Horizonte presenta valores medios de Ramos Gamma (50°API) en la mayor parte de su espesor. Los valores de SP son muy bajos y los valores de resistividad caen en todo el espesor del Horizonte. La porosidad por lo tanto resulta media/alta con densidades medias; el contenido de agua ronda en 60%.

Se considera como un Horizonte areno arcilloso no productor.

### **Horizonte Houston Base**

Este Horizonte presenta valores muy similares al Horizonte Houston, algo que denotar de este Horizonte es que la curva de densidad (RHOB) y de porosidad neutrón (NPHI) se cruzan en todo el espesor el Horizonte indicando contenido de fluido.

Se interpreta como un Horizonte con intercalaciones de arcilla y arena con un contenido entre el 50 y 55% de agua. No se considera productor.

### **Horizonte Kobe**

Los valores en este Horizonte para Rayos Gamma van de medios a altos considerando la escala de 0 a 150, los valores de SP se presentaron bajos, la resistividad aumenta a comparación de Horizontes anteriores (valores mayores a 1  $\Omega$ m). La densidad aumenta y la porosidad mantiene valores medios.

Se considera como un Horizonte arcilloso con intercalaciones de arenas con un menor contenido de agua esto atribuido a un aumento de la resistividad.

### **Horizonte París y París Base**

Estos Horizontes se evaluaron en conjunto debido a son los que se consideran como productores, presentan valores medios de Rayos Gamma (mayores a 70° API), los valores de SP son menores de -73 mV, se observa un aumento considerable de la resistividad teniendo valores de 15 y 31  $\Omega$ m, así como de densidad y un decaimiento del tiempo de tránsito (NPHI), de la misma forma se observa un aumento en la curva de permeabilidad para estos Horizontes.

Se considera como un Horizonte areno arcilloso con posibles zonas productoras, los

intervalos considerados como productores son: 8901-8971 ft y 9456.5-9.560 ft.

### 4.4.3 Pozo Copper-6

El pozo se encuentra al noreste de la zona de estudio, tiene una profundidad de perforación de 4050 a 12250 ft; este pasa por los Horizontes Caracas (3283.33-4379.17 ft), Dallas (4379.17-6365 ft), Houston (6365-6502 ft), Houston Base (6502-7138.81 ft), Kobe (7138.81-8266.5 ft), París (8266.5-8360 ft), París Base (8360-12205 ft); estos Horizontes se muestran en la figura 48.

La evaluación del pozo de acuerdo a Horizontes es la siguiente:

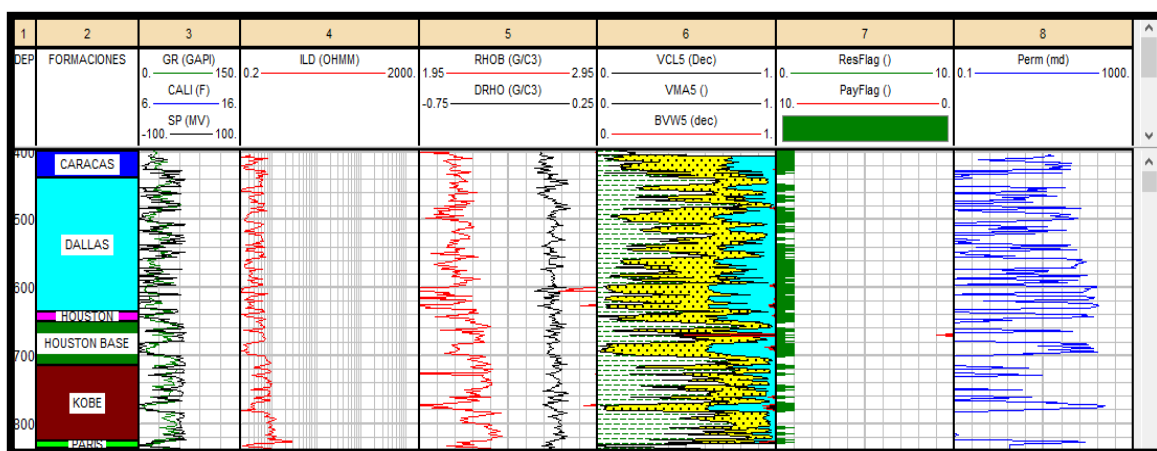


Figura 48. Evaluación del Pozo Copper-6. IP®

#### Horizonte Caracas

En el Horizonte Caracas la curva de SP va de -95 a -33 dando valores bajos, se presentan lutitas con intercalación de arenas en su mayoría, esto corroborado con la densidad y los rayos gamma que tiene valores 11 a 26 °API. También podemos observar que hay valores bajos de resistividad de 0.7  $\Omega$ m, por lo tanto, no se considera productor.

#### Horizonte Dallas

En el Horizonte Dallas podemos observar mediante las curvas de GR que van de 11 a 40°API, se observa intercalación de lutitas con areniscas, teniendo valores bajo de resistividad de 0.6  $\Omega$ m. Debido a estos valores este Horizonte no se considera productor.



### **Horizonte Houston**

En este Horizonte compuesto de lutitas con areniscas en su mayoría eso se observa en la curva de GR que muestra valores de 9 a 15 °API. Una resistividad baja de 0.2  $\Omega$ m observando que bajo con respecto al anterior Horizonte. Este Horizonte tampoco se considera productor.

### **Horizonte Houston Base**

En la formación Houston Base se tiene que las curva GR con valores de 11 a 58 °API, corroborando así la presencia de intercalación de arenas con arcillas. Los valores de resistividad continúan con valores de 0.2  $\Omega$ m. Por lo tanto, esto Horizonte no se considera productor.

### **Horizonte Kobe**

Podemos apreciar el aumento de la curva de resistividad con valor de 0.8  $\Omega$ m, tomando en cuenta los valores altos de SP, podemos determinar que la litología predominante es arcilla arenosa en su cima y base; mientras que en su zona intermedia ya tiende más a ser arena, esto observado con la curva de GR con valores de 19 a 60 °API. Este Horizonte no se considera productor.

### **Horizonte París**

Podemos encontrar en esta formación un alto contenido de areniscas en su mayoría comprobando esto con las curvas de Rayos Gamma debido que tiene valores muy bajos de 8°API asociados a areniscas. La resistividad es alta con valor d 15.7  $\Omega$ m y una permeabilidad 1769 mD, por lo tanto, este Horizonte se considera productor en la profundidad 8260 a 8300 ft.

# **CAPÍTULO 5.**

# **GEOESTADÍSTICA**

## Capítulo 5. Geoestadística

### 5.1 Variogramas

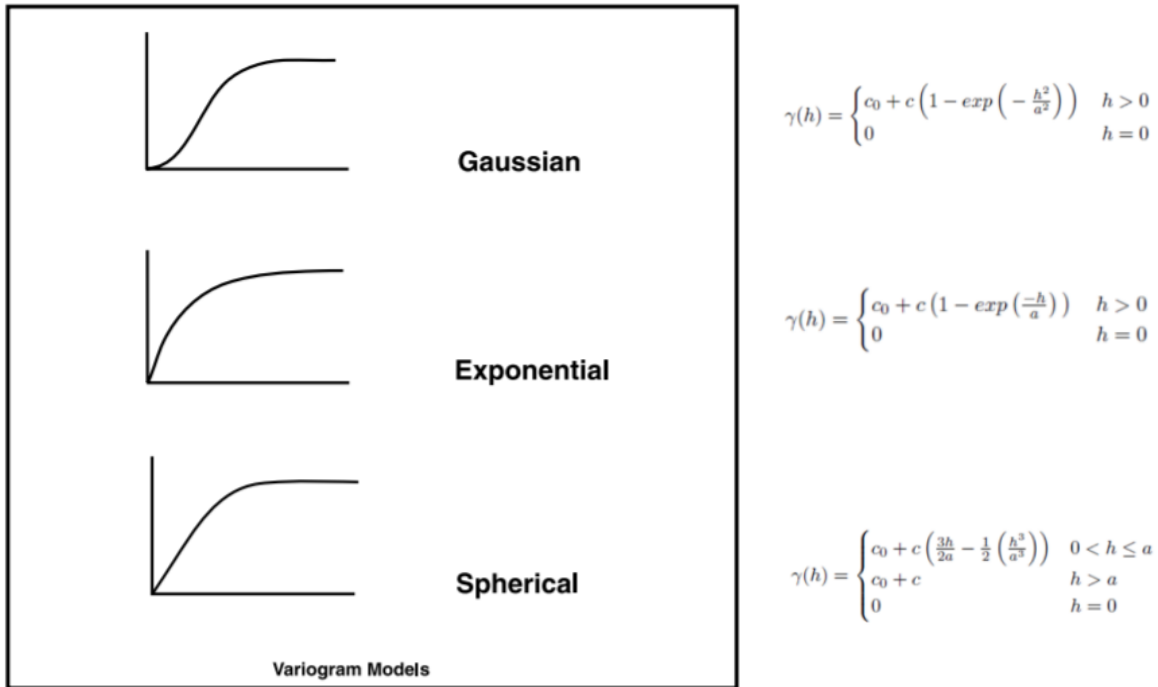
Un variograma es un método geoestadístico usado para describir y medir el orden espacial manifestado por las rocas y sus propiedades. El orden espacial significa que se puede encontrar que cualquier atributo dado de las rocas en el yacimiento se produce sobre un volumen específico y sus propiedades variarán en intensidad espacialmente de una manera que puede medirse (Shepherd, 2009).

Las tres figuras básicas más utilizadas para los modelos de variogramas: son los modelos esféricos, exponenciales y gaussianos (Figura. 49).

**El modelo gaussiano** muestra el gradiente más bajo cerca del origen, y este modelo proporciona la varianza más baja entre muestras muy próximas entre sí. Se prefiere el tipo de modelo gaussiano cuando se mapean fenómenos muy continuos como la topografía o la variación del grosor.

**El modelo exponencial** tendrá el gradiente más alto cerca del origen y producirá un efecto de mirada más heterogénea en distancias cortas en simulaciones.

**El modelo esférico** es intermedio entre los modelos gaussianos y exponenciales con respecto al gradiente de línea cerca del origen. Es el tipo de modelo más utilizado (Clark, 1979) porque muchos parámetros geológicos (volumen de arcilla, índice de saturación de agua y aceite, permeabilidad, etc.), parecen ajustarse a este patrón.



*Figura 49.* Tipos de variogramas y sus relaciones matemáticas (Shepherd, 2009).

Los variogramas sin importar el tipo que sean se componen de diferentes partes al observar el modelo de un variograma, notará que, a una determinada distancia, el modelo se nivela. Las partes de un variograma se muestran en la figura 50.

La distancia a la que el modelo comienza a aplanarse se denomina rango. Las ubicaciones de muestra separadas por distancias más cortas que el rango están autocorrelacionadas espacialmente, mientras que las ubicaciones que están más alejadas que el rango, no lo están.

El valor en el cual el variograma alcanza el rango (el valor en el eje Y) se denomina meseta. Una meseta parcial es la meseta menos el nugget.

Teóricamente, a una distancia de separación de cero (por ejemplo, intervalo = 0), el valor del variograma es 0. Sin embargo, a una distancia de separación infinitamente pequeña, el variograma muestra con frecuencia un efecto nugget, que es un valor mayor que 0. Si el modelo de variograma intercepta el eje y en 2, el nugget es de 2.

El efecto nugget puede atribuirse a errores de medición o a fuentes espaciales de variación a distancias que son menores que el intervalo de muestreo (o a ambas cosas). Los errores de medición ocurren debido al error inherente a los dispositivos de medición. Los fenómenos

naturales pueden variar espacialmente en un rango de escalas. La variación a microescalas más pequeñas que las distancias de muestreo aparecerán como parte del efecto nugget. Antes de recopilar datos, es importante lograr comprender las escalas de variación espacial en las que está interesado.

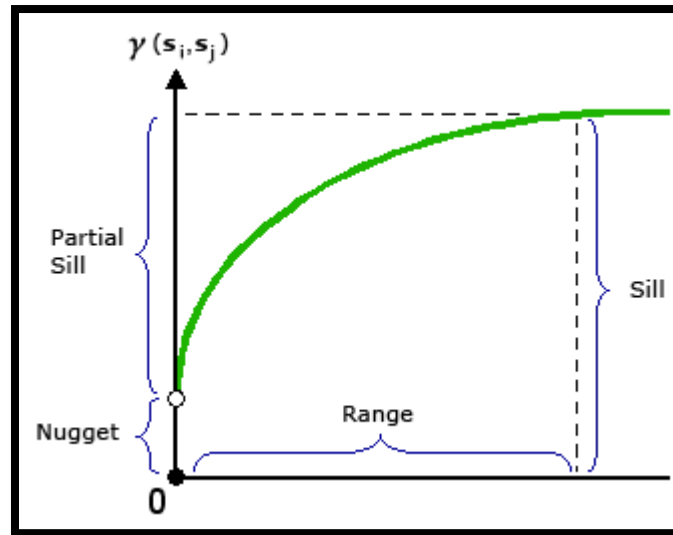


Figura 50. Partes de un variograma. Researchgate,2019

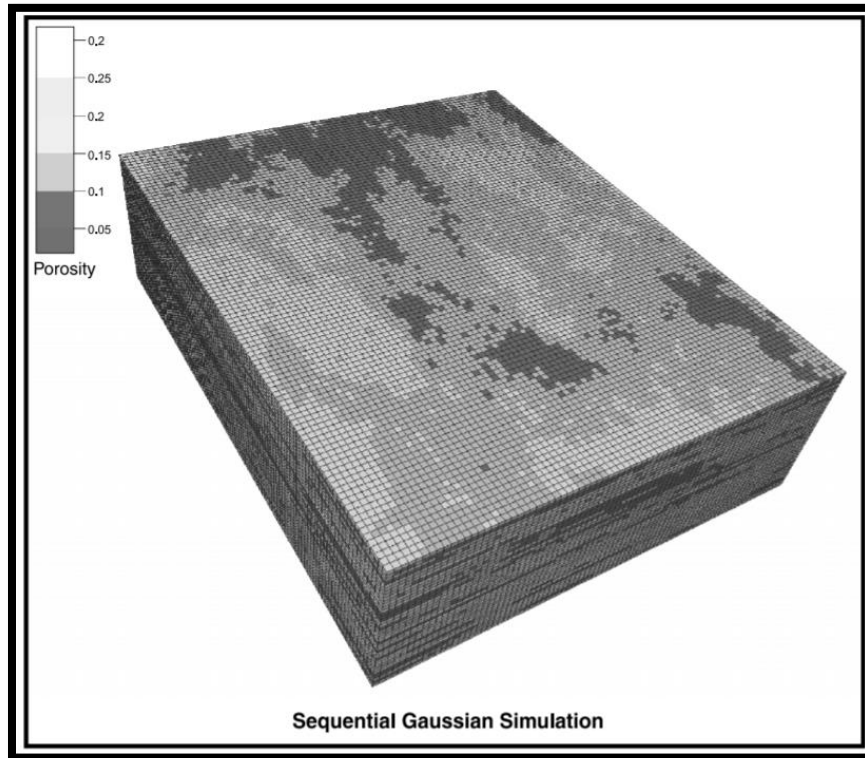
### 5.1.1 Simulación Gaussiana

La simulación gaussiana secuencial se usa comúnmente para la interpolación estocástica de las propiedades de la roca, como la porosidad y la permeabilidad en modelos informáticos.

El programa calcula la media y la desviación estándar para un valor de celda mediante kriging. Luego se deriva una distribución de probabilidad, que tiene una media y una desviación estándar equivalentes a la estimación kriging.

Kriging es un método para estimar el valor de una superficie en una ubicación no muestreada de manera estadísticamente rigurosa para minimizar el error involucrado en la predicción. La estimación se realiza mediante la interpolación de un valor entre los pozos donde la influencia de los valores de los pozos individuales en la estimación se ponderó utilizando el modelo de variograma.

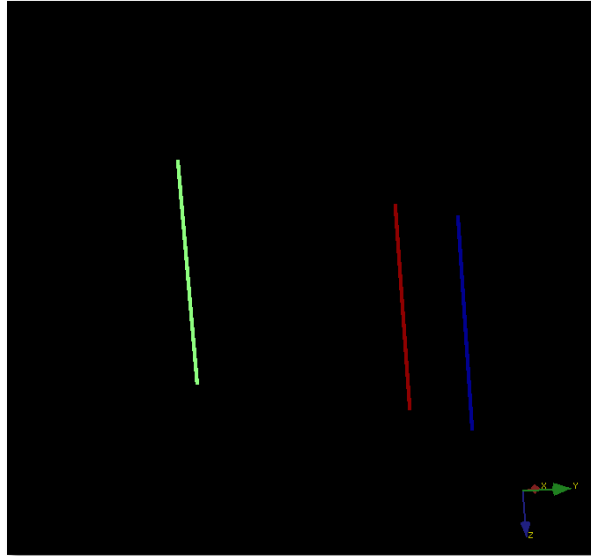
Los valores pueden calcularse mediante kriging no solo para un solo punto, sino también para todos los puntos de nodo en una cuadrícula. En la figura 51 se puede observar un ejemplo de malla de porosidad creada mediante simulación gaussiana secuencial.



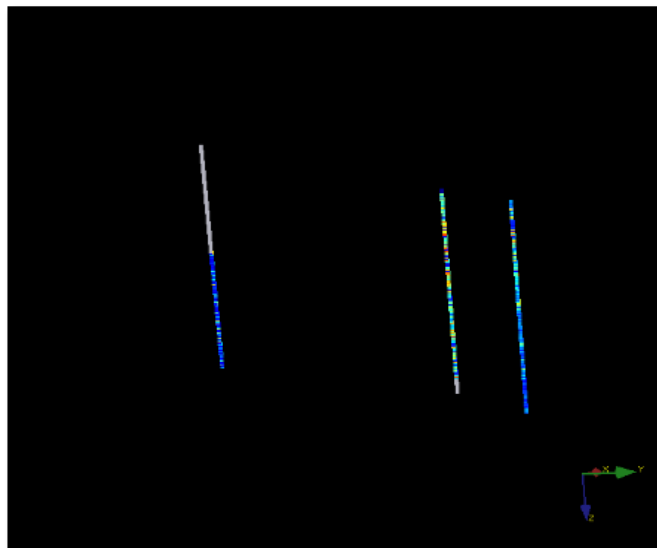
*Figura 51.* Malla de porosidad creada mediante simulación gaussiana secuencial. (Shepherd,2009).

## **5.2 Modelado Geoestadístico En SGeMS®**

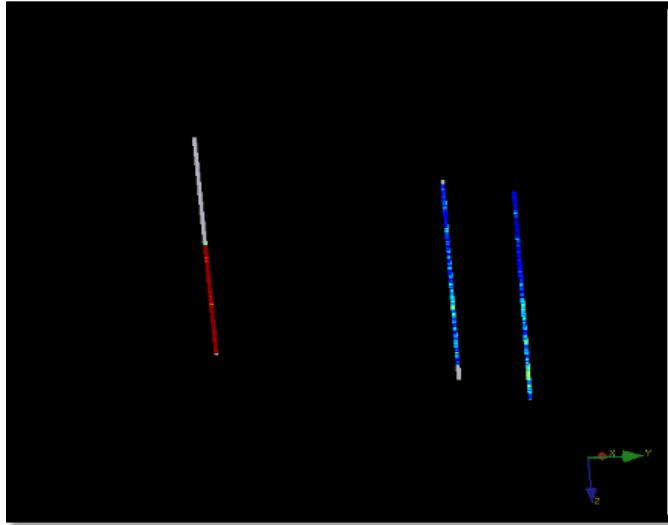
Ya comprendido el tema de los variogramas, llevamos la teoría a la práctica con los valores obtenidos del software Interactive Petrophysics® correspondientes a los pozos Agate-H6, Copper-6 y Diamond-14, todo este proceso se desarrolló por medio del software SGeMS®, el primer paso es cargar los pozos con sus respectivas propiedades por medio de un archivo .txt, deben estar correctamente georreferenciados y el archivo debe ingresar al software de una manera especial para el que el programa lo pueda leer así como se puede ver en la figura 52.



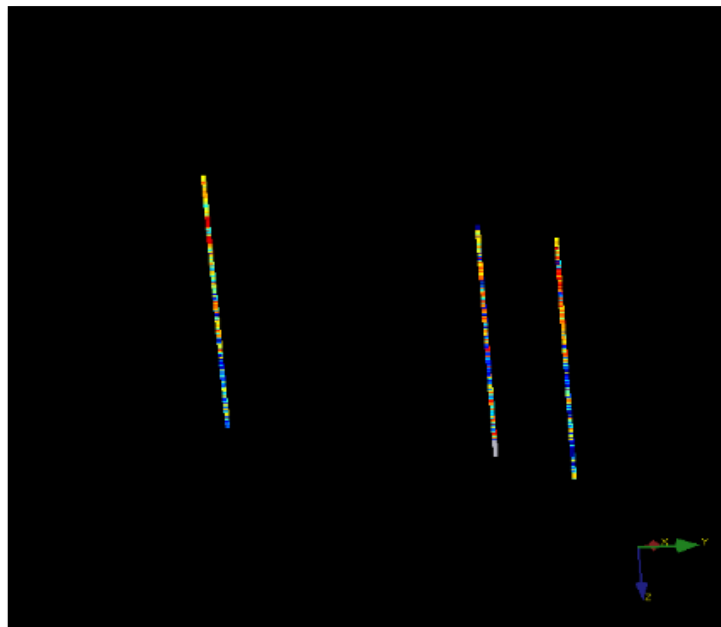
*Figura 52.* Pozos Agate-H6, Copper-6 y Diamond-14 cargados de manera correcta en SGeMS®. Una vez cargados los pozos, se recomienda realizar una revisión rápida de las propiedades de los pozos a modelar, esto para identificar algún error en caso de existir. En la figura 53 se muestra el control de calidad que se realizó para la propiedad PHIE de los tres pozos asignados cargados en SGeMS®. De la misma forma se observa en la figura 54 y 55 para otras propiedades cargadas.



*Figura 53.* Distribución de la porosidad efectiva (PHIE) de los pozos a modelar. SGeMS®



*Figura 54.* Distribución del índice de saturación de agua ( $S_w$ ) de los pozos a modelar. SGeMS®



*Figura 55.* Distribución del volumen de arcilla (VSh) de los pozos a modelar. SGeMS®

Para el modelado es necesario tener una malla que cubra todos los pozos seleccionados ya que este será el límite que nosotros marquemos para la distribución de las propiedades en función de la distancia siendo en este punto del proceso donde comienza a utilizarse la geoestadística. En la figura 56 se muestra la creación de la malla a utilizar.



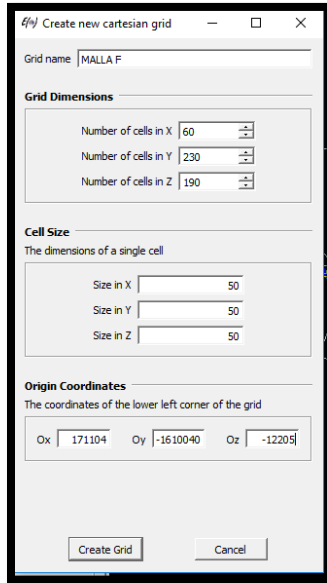


Figura 56. Creación de la malla. SGeMS®

Para un buen modelo es necesario tener un buen análisis estadístico y un buen uso del variograma, para el caso de VSh utilizamos un variograma exponencial con las siguientes características mostradas en la figura 57:

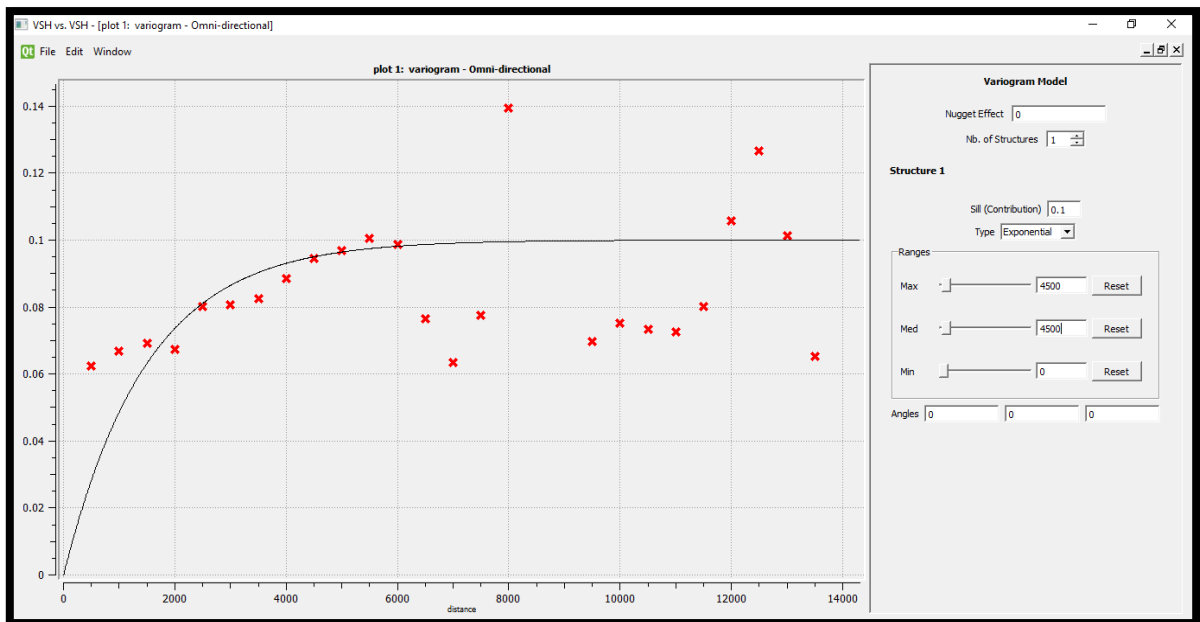


Figura 57. Modelo del variograma para VSh. SGeMS®

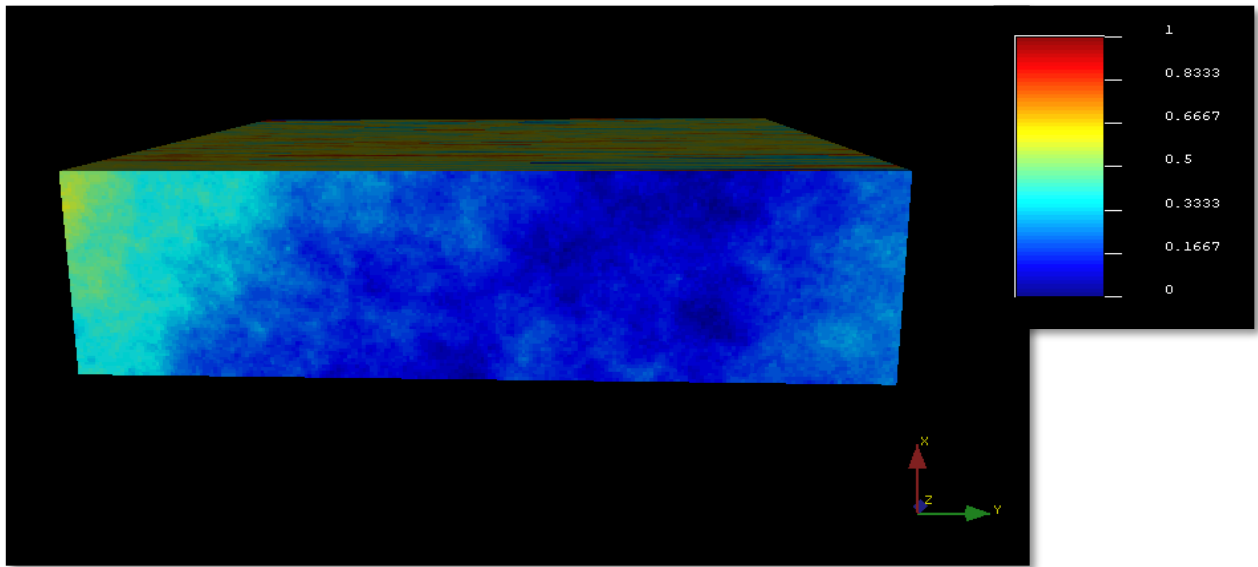


Figura 58. Resultado de la correlación entre el modelo del variograma y la malla realizada para la propiedad Vsh. SGeMS®

Al momento de realizar el modelo del variograma se puede presentar el efecto agujero, este se origina cuando las propiedades en poca distancia tienen mucha variación y al momento de representar estos datos en un variograma los datos no tienen una tendencia y se encuentran dispersos, un claro ejemplo es la figura 59 y el resultado de la población con este variograma es 60.

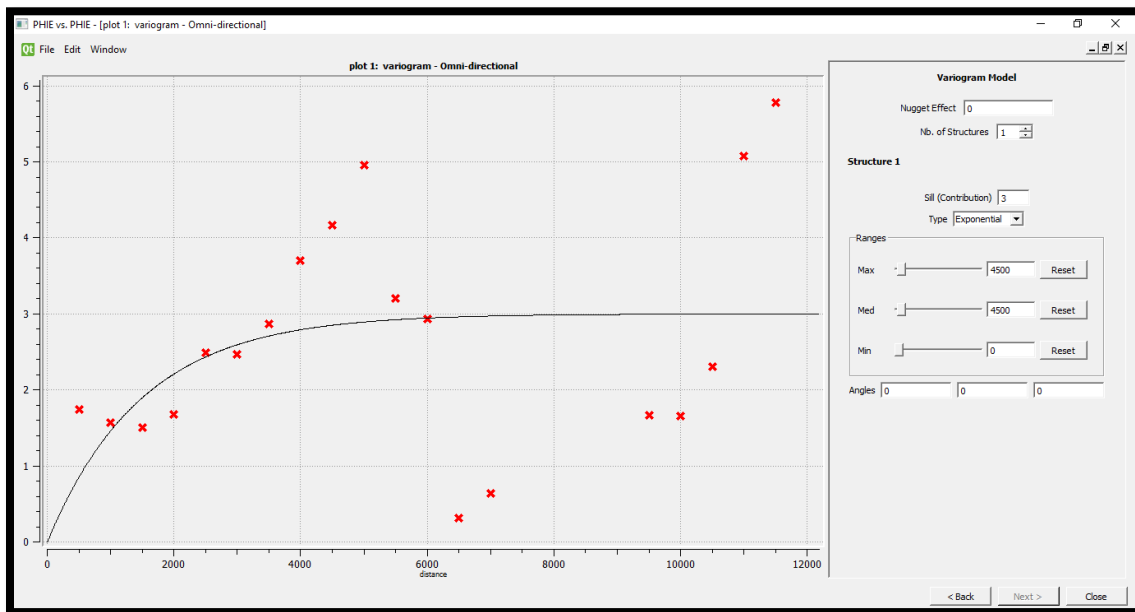


Figura 59. Variograma de la porosidad efectiva (PHIE). SGeMS®

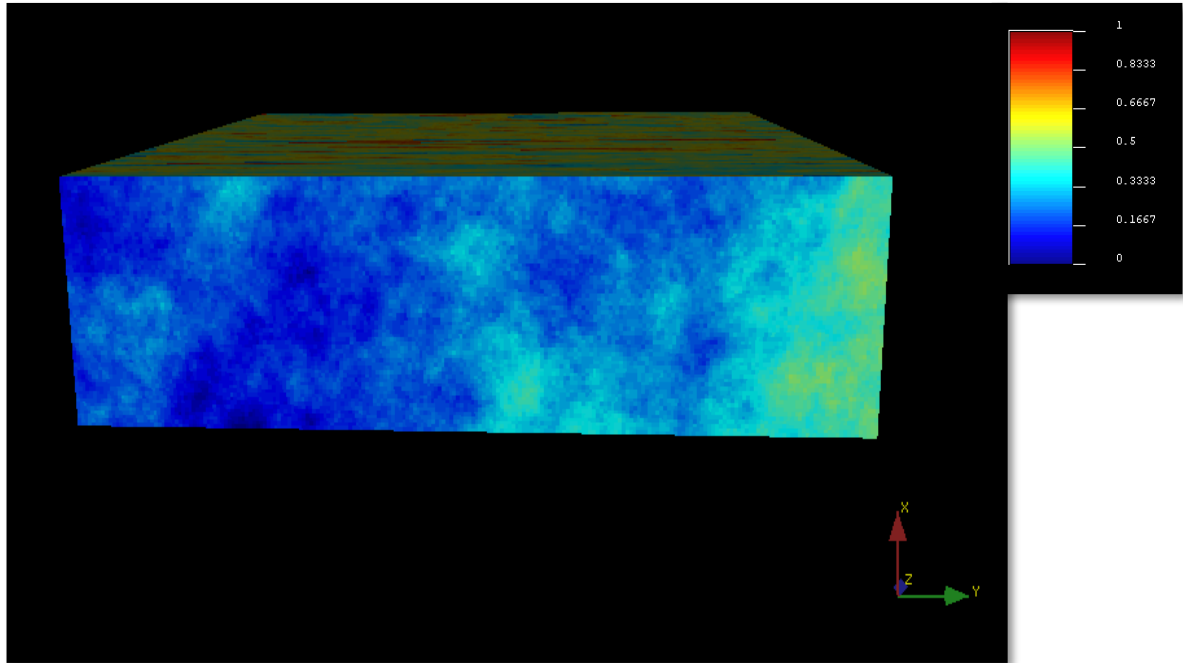


Figura 60. Resultado de la distribución de los valores de porosidad efectiva a partir del variograma propuesto. SGeMS®

La configuración utilizada para las características del área que cubrirá el variograma son fundamentales para un buen análisis figura 61, un variograma sin efecto agujero se presentó para el caso del índice de saturación de agua  $S_w$  figura 62.

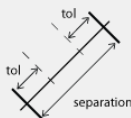
---

**Lags**

Number of lags

Lag separation

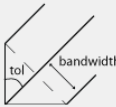
Lag tolerance




---

**Directions**

Number of directions



Angles are in degrees.  
Use a tolerance tol > 90 to indicate an omni-direction

azimuth	dip	tolerance	bandwidth	measure type	head indic. cutoff	tail indic. cutoff
1	0	100	500	variogram	0	0

Figura 61. Configuración de los parámetros necesarios para generar el modelo inicial del variograma. SGeMS®

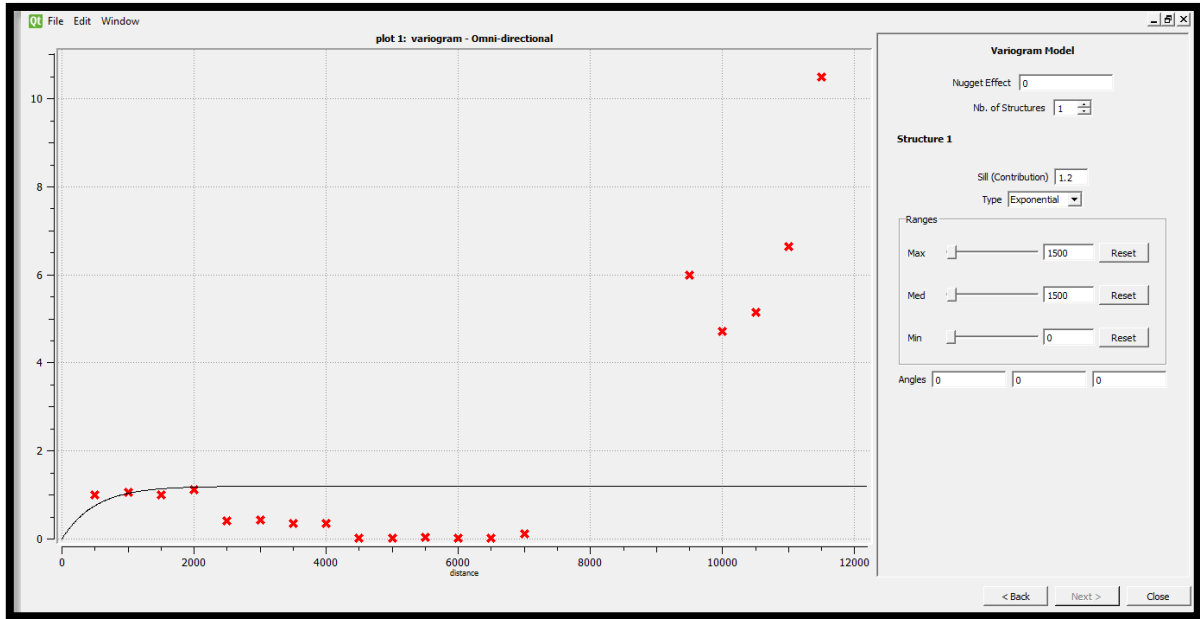


Figura 62. Variograma correspondiente al Índice de Saturación ( $S_w$ ). SGeMS®

Como podemos observar existe una clara relación entre el volumen de arcilla, la porosidad efectiva, los índices de saturación, para este caso se ve reflejado con colores azules en la figura 63, posteriormente el proceso es iterativo siguiendo con BVO, figura 64.

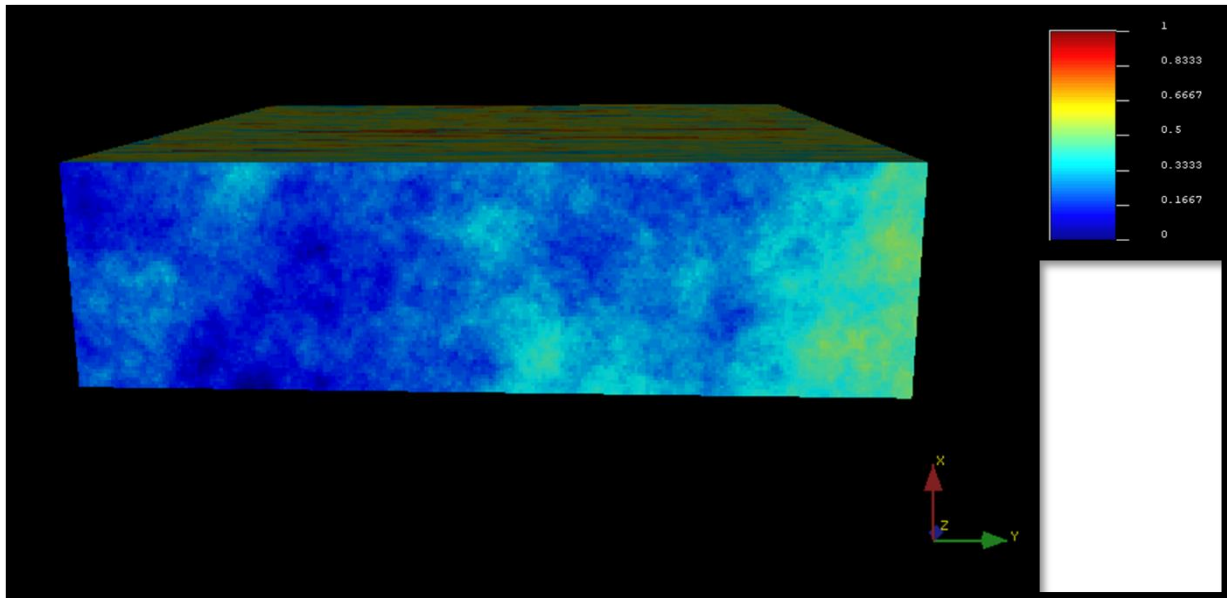


Figura 63. Resultado de la distribución de los datos de Índice de Saturación ( $S_w$ ). SGeMS®

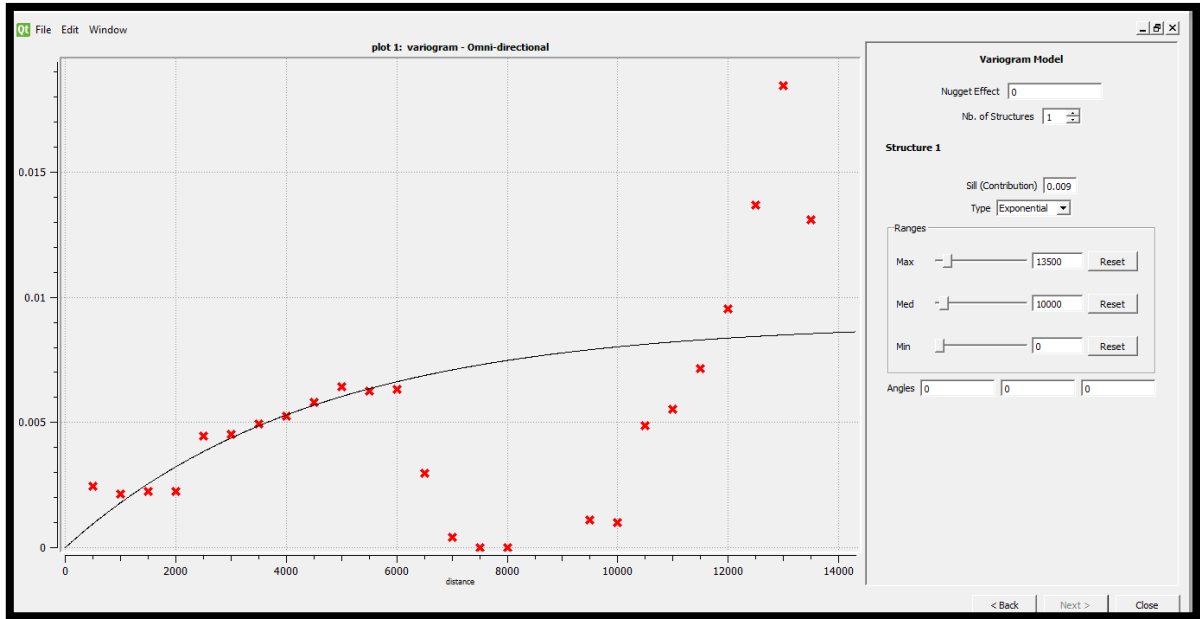


Figura 64. Modelo de variograma utilizado para la población de datos de BVO. SGeMS®

El comportamiento de los datos siempre será diferente, para el caso de BVO (Bulk Volume Oil) mostrado en la figura 65, se tienen pocos valores altos a diferencia de los demás parámetros modelados, sin embargo, existen, pero siendo dominante el color más bajo de la escala y con pocas variaciones respecto a la concentración alta de estos datos.

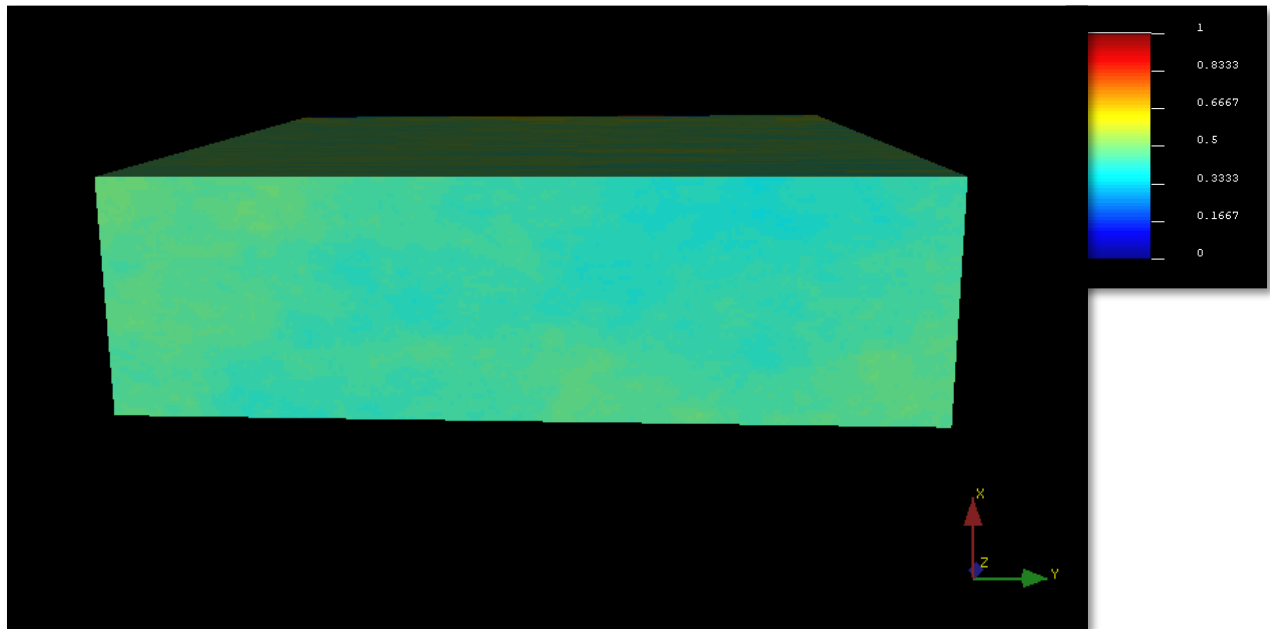


Figura 65. Resultado de la población de datos de BVO. SGeMS®

# **CAPÍTULO 6. SISMOGRAMAS SINTÉTICOS**

## Capítulo 6. Sismogramas Sintéticos.

El sismograma sintético es una traza calculada a partir de datos de pozo, y se usa para compararlo con trazas sísmicas obtenidas en el área del pozo logrando identificar eventos que pueden ser correlacionados con algún evento geológico de importancia (Sheriff, 2002; Miro et al, 2001).

Identificar los Horizontes de interés en una sección sísmica, proporciona información específica relacionada con los estratos atravesados por el pozo. Mediante el sismograma sintético se calibra la información sísmica con la información que se obtiene del pozo, logrando así identificar los Horizontes de interés en la información sísmica; en el caso de la exploración petrolera un intervalo de interés es aquel en el que la roca se encuentra impregnada de hidrocarburos susceptibles de explotarse. El resultado de los sismogramas sintéticos es la definición de 3 parámetros relacionados al intervalo de interés, los cuales son: el contenido de frecuencias, velocidad de intervalo y el tipo de fase. Las primeras dos proporcionan información relacionada con la resolución sísmica vertical, permitiendo conocer el alcance que tienen la información sísmica para detectar y separar estratos en el subsuelo, lo cual es de gran utilidad al realizar cálculos de espesores y al definir las ventanas de extracción de atributos de amplitud. En tanto que la fase permite identificar con mayor precisión el Horizonte de interés (Sheriff et al, 1991).

En la figura 66 se presenta un ejemplo de la generación de un sismograma sintético.

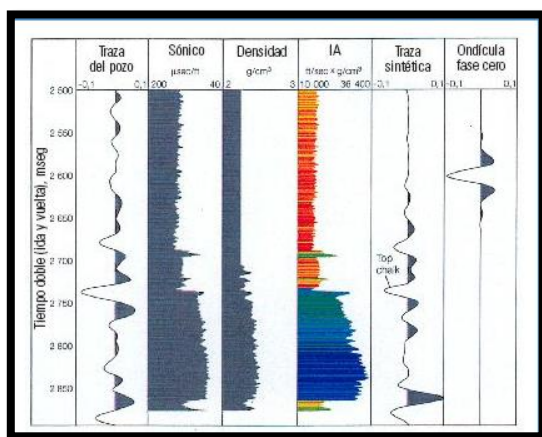


Figura 66. Generación de un sismograma sintético. (Oilfield Glossary Schlumberger, 2019)

Los sismogramas sintéticos para el caso de este trabajo en particular se realizaron a través de la plataforma Petrel® y se aplicaron para cada uno de los pozos asignados.

En la figura 67 se presenta el sismograma sintético obtenido para el pozo Agate-H6 dentro de una ventana de pozo. Se pueden observar los registros derivados DT, RHOB, la impedancia acústica y el sismograma sintético con su ondicula correspondiente. El sismograma resultante inicia en la profundidad de 60000 ft (TVDSS) debido a que hasta esa profundidad se tienen datos de registro sísmico.

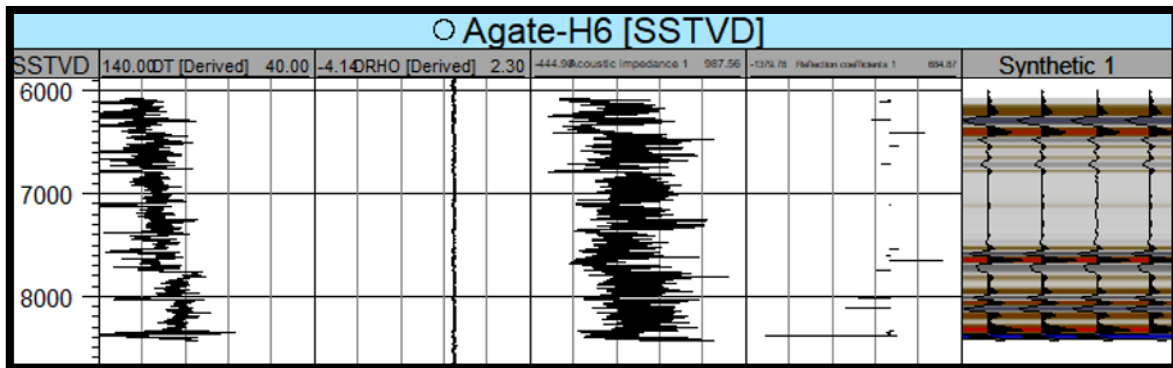


Figura 67. Sismograma Sintético obtenido para el pozo Agate-H6. Petrel®

En la figura 68 se presenta el resultado del sismograma sintético obtenido para el pozo Cooper-6 dentro de una ventana de pozo. Como en el caso del pozo anterior se presentan las curvas derivadas de los registros (DT y RHOB), la impedancia acústica, los coeficientes de reflexión y el sismograma sintético resultante. Para este caso el sismograma obtenido comienza en una profundidad de 4000 ft. (TVDSS)



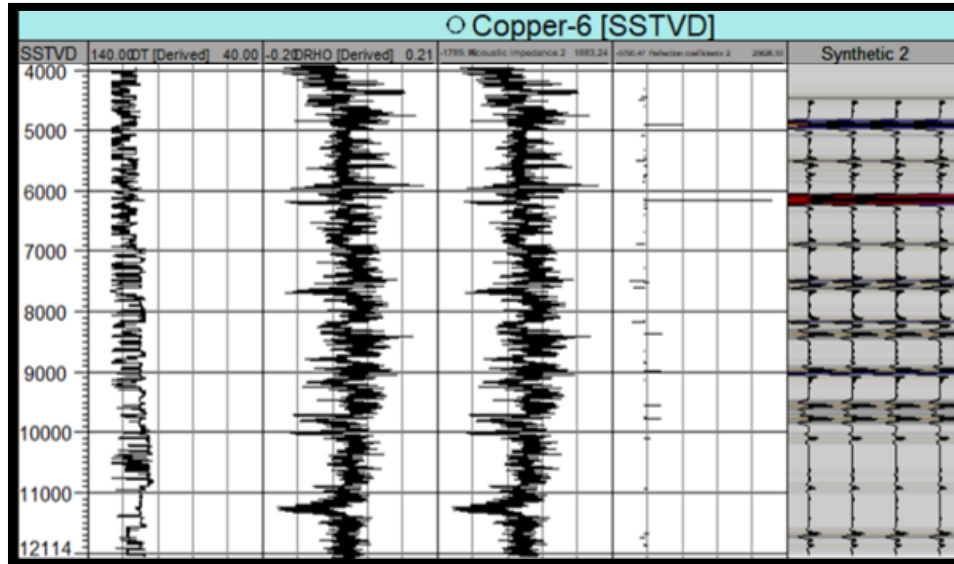


Figura 68. Sismograma Sintético obtenido para el pozo Copper-6. Petrel®

En la figura 69 se presenta el sismograma sintético obtenido para el pozo Diamond-14, al igual que en los pozos anteriores se presentan las curvas derivadas de los registros (DT y RHOB), la impedancia acústica, los coeficientes de reflexión y el sismograma sintético resultante. Para este caso el sismograma obtenido comienza en una profundidad de aproximadamente 4000 ft (TVDSS).

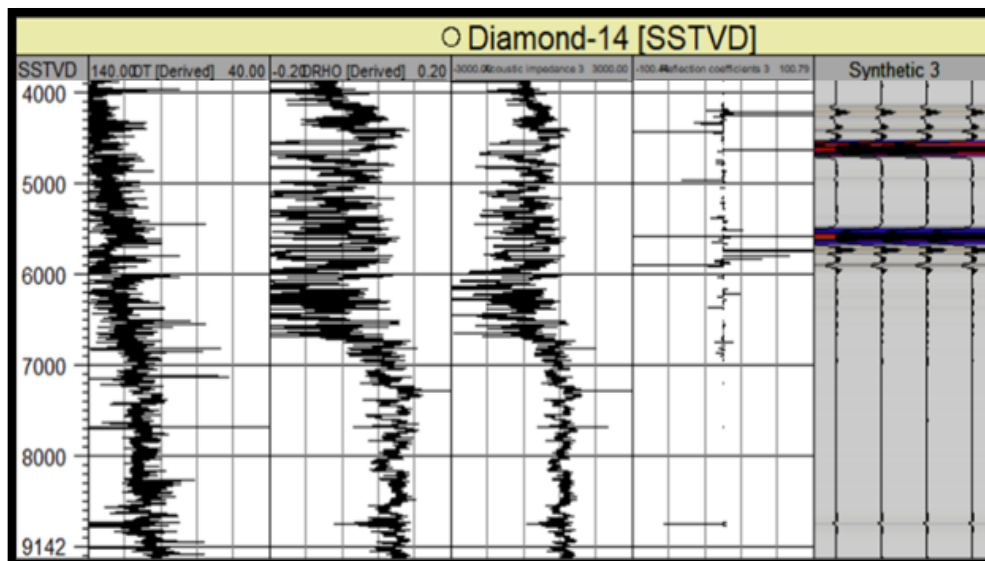


Figura 69. Sismograma Sintético obtenido para el pozo Diamond-14. Petrel®

El principal objetivo de la realización de los sismogramas sintéticos es que, con la comparación de estos con la sísmica del campo, se posible identificar y correlacionar eventos geológicos que sean de interés, en la figura 69 es posible identificar la correlación de los sismogramas con la sísmica con la presencia de una falla, en la parte derecha de la imagen el sismograma sintético obtenido para el pozo Copper-6 nos indica el mismo camino que sigue la falla, pero en la sección sísmica.

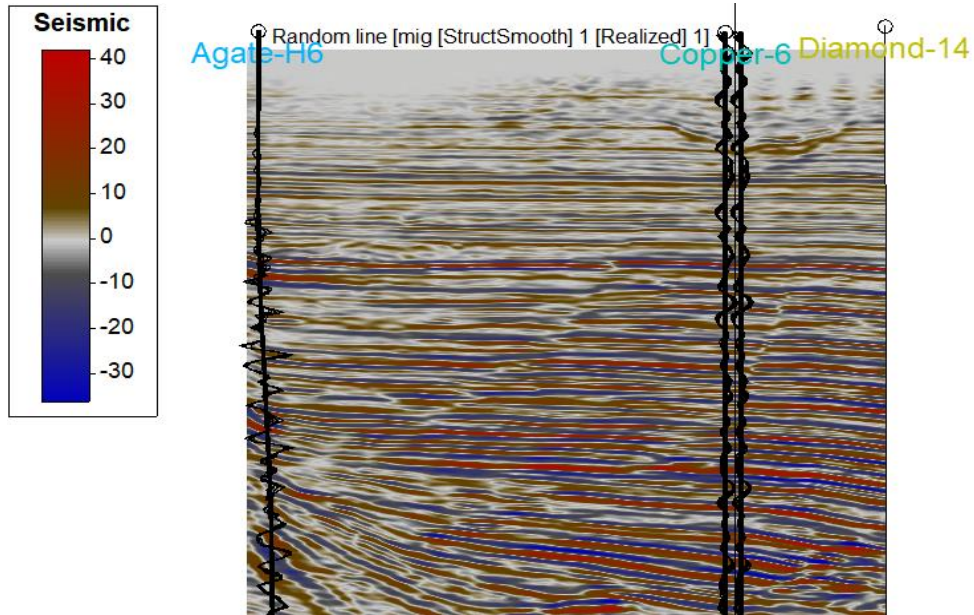


Figura 69. Comparación de sismogramas sintéticos y línea sísmica compuesta. Petrel®

En la figura 70 se presenta un acercamiento de los sismogramas Agate-H6 y Copper-6, en esta podemos observar que la correlación con la sísmica es adecuada.

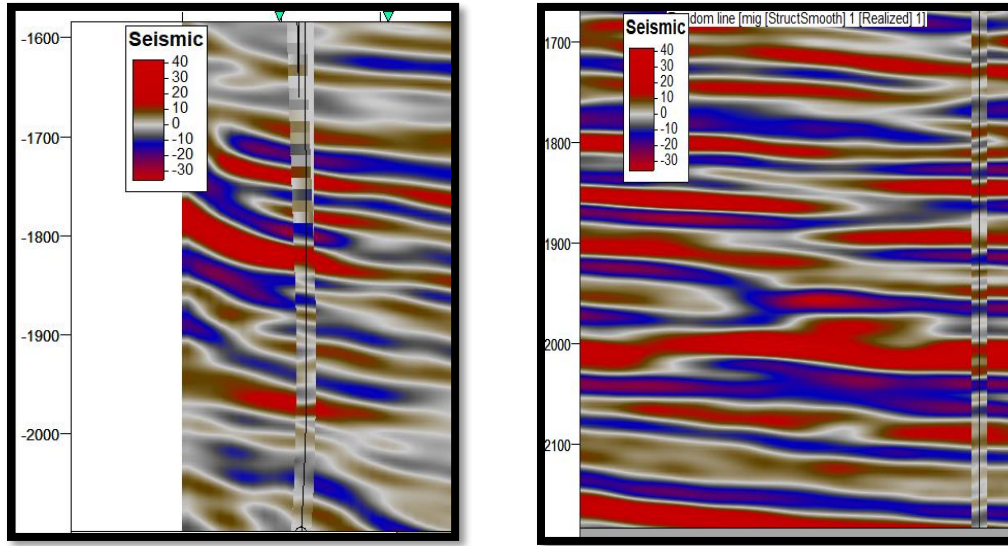


Figura 70. Acercamiento de los sismogramas sintéticos obtenidos (Pozo Agate-H6 a la izquierda, Pozo Copper-6 a la derecha) con las líneas sísmicas del campo. Petrel®

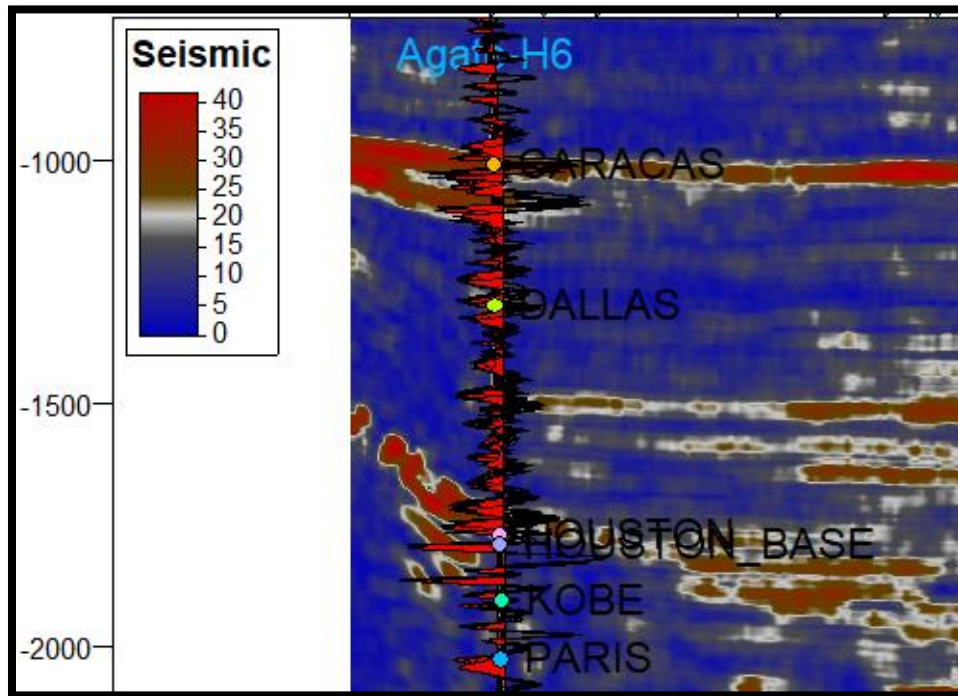
### 6.1 Correlación de los sismogramas sintéticos con la sísmica del Campo Cloudspin.

El evento que se planteó como objetivo identificar en la correlación de los sismogramas sintéticos con la sísmica de Cloudspin fue la presencia de hidrocarburos, para esto se aplicó el atributo sísmico RMS Amplitude en cada una de las líneas sísmicas inline que cruzaban por los pozos asignados, este atributo fue elegido debido a que al aplicarlo nos permite identificar las zonas con presencia de hidrocarburos, posteriormente se puso sobre cada una de las líneas sísmicas los sismogramas sintéticos obtenidos con sus ondículas buscando que las amplitudes que se resaltaran de estas fueran las negativas, buscando así que tanto la sísmica con el atributo aplicado y las amplitudes negativas concordaran y así se confirmara la presencia de hidrocarburos en los Horizontes que resultaron productores en la interpretación petrofísica.

Para el atributo RMS Amplitude los colores rojos son los de nuestro interés pues estos indican presencia de hidrocarburos, en el caso del sismograma sintético las amplitudes negativas resaltadas con color rojo son las que indican posible presencia de hidrocarburos.

En la figura 71 se presenta la correlación de la línea sísmica (inline 538) con el sismograma sintético del pozo Agate-H6.

Se puede observar que prácticamente todo el pozo presenta amplitudes negativas, pero, si lo comparamos con el resultado del atributo RMS Amplitude se puede notar que la presencia de hidrocarburo predomina en los Horizontes Caracas y Houston, las amplitudes negativas en el Horizonte Dallas indica la presencia de hidrocarburos en menor cantidad debido a este contiene intercalaciones de arenas y arcillas, por consecuencia la presencia de hidrocarburos también es intercalada.



*Figura 71. Sección sísmica con RMS Amplitude y sismograma sintético (Pozo Agate-H6). Petrel®*  
En la figura 72 se presenta la correlación de la línea sísmica (inline 564) con el sismograma sintético del pozo Copper-6.

Para este pozo la frecuencia de aparición de las amplitudes negativas en el sismograma sintético disminuye a comparación del pozo Agate-H6, tomando en cuenta el resultado obtenido en la aplicación del atributo RMS Amplitude podrían tomarse como Horizontes productores Caracas, Houston y París, pero si se observa en la figura 73 que tiene un mayor acercamiento y tomando en consideración la interpretación petrofísica realizada para este pozo, el Horizonte de interés y en el cual se da a notar más la frecuencia negativa es París.

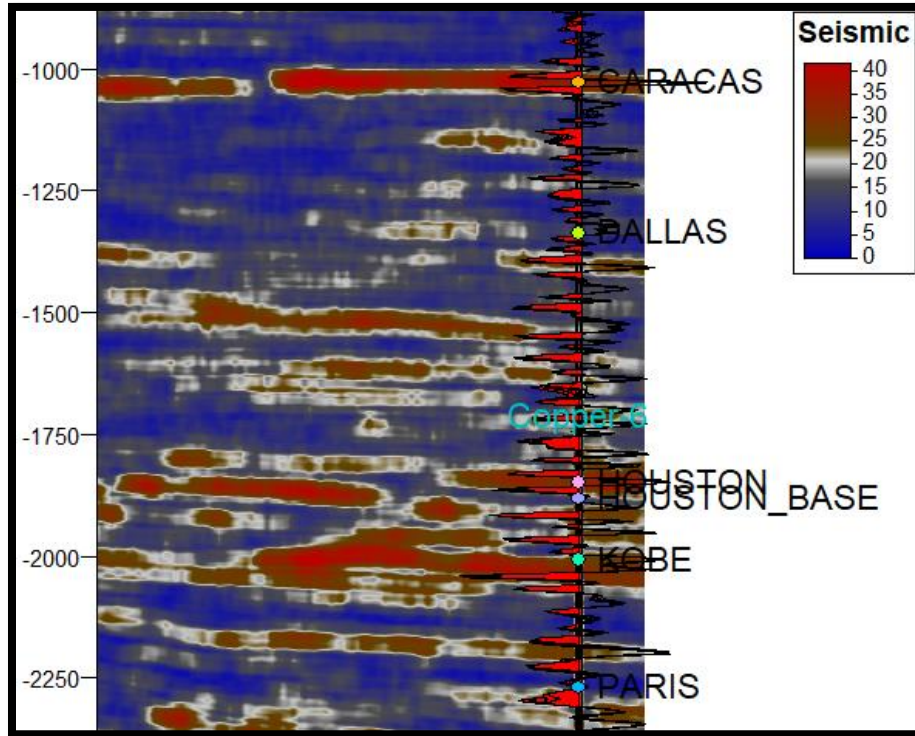


Figura 72. Sección sísmica con RMS Amplitude y sismograma sintético (Pozo Copper-6). Petrel®

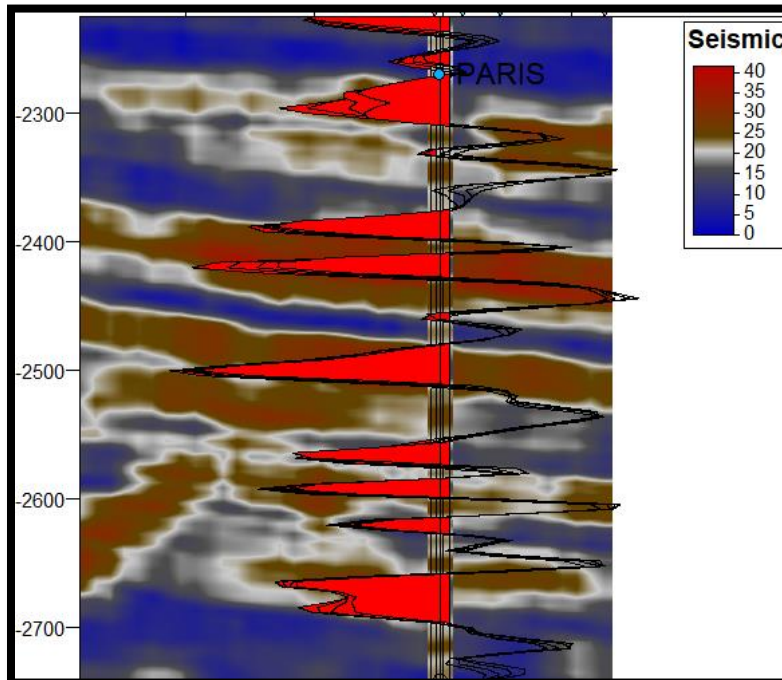


Figura 73. Acercamiento al Horizonte París para el pozo Copper-6. Petrel®

En la figura 74 se presenta la correlación de la línea sísmica (inline 564) con el sismograma sintético del pozo Diamond-14.

Para este pozo se puede observar que el atributo RMS Amplitude da como resultado presencia de hidrocarburo en todos los Horizontes, pero la zona donde se presenta la generación de amplitudes negativas en el sismograma sintético es en el Horizonte París, debido a esto y a la correlación con la interpretación Petrofísica se considera que este es el Horizonte es el posible productor para el pozo.

En la figura 75 se observa una comparación de los resultados obtenidos del atributo RMS Amplitude con el sismograma sintético contra la evaluación petrofísica obtenida para este pozo, con esta es posible confirmar que el Horizonte París es el generador.

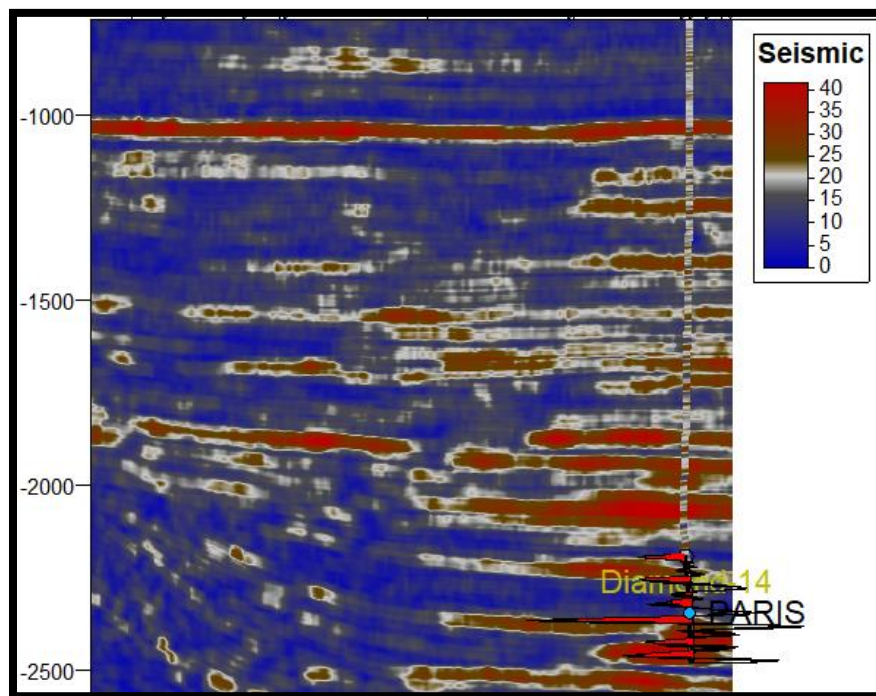


Figura 74. Sección sísmica con RMS Amplitude y sismograma sintético (Pozo Diamond -14).  
Petrel®

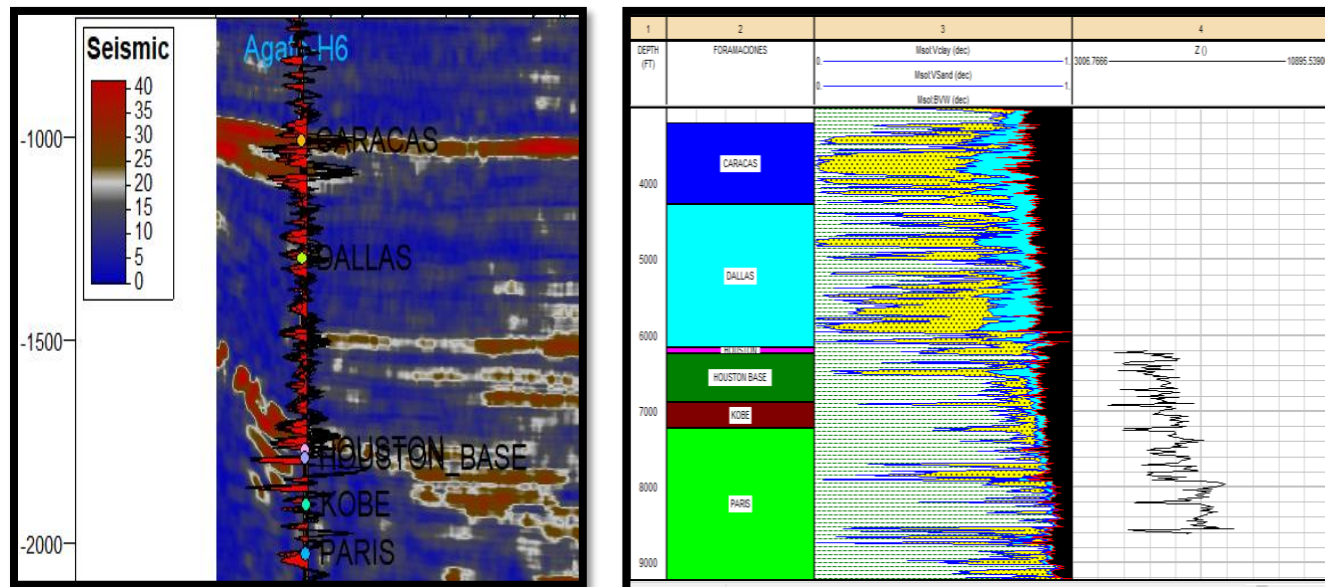


Figura 75. Comparación de línea sísmica con atributo RMS Amplitude con sismograma sintético contra evaluación petrofísica (Pozo Agate-H6). Petrel® e IP®

# CONCLUSIONES



## Conclusiones

### Específicas

Para la evaluación del pozo Agate-H6 se realizó primero una recopilación de información geológica del Campo Cloudspin para después hacer la interpretación a nivel pozo, para este caso los registros que fueron fundamentales para la interpretación fueron Rayos Gamma, SP, Densidad, Porosidad y Resistivos, ya que se conocía la geología general (lutitas y areniscas) sin embargo solo algunos pozos de este campo tienen un comportamiento parecido, tal es el caso del pozo Diamond-14 comparado con el Agate-H6, a las mismas profundidades tienen una importante diferencia de contenido de arcilla el cual fue evidenciado principalmente por rayos gamma y densidad, el comportamiento del pozo Agate-6 es a mayor profundidad mayor volumen de arcilla, siendo de todos sus Horizontes los más importantes en cuestión productiva 1. Caracas, 2. Houston y 3. Dallas; se debe mencionar que Dallas contiene más aceite que Houston, pero solo por su espesor debido que Houston es un Horizonte pequeño, pero con muy buena permeabilidad, volumen de arcilla moderado y un contenido de 70% de aceite aproximadamente, mientras que Dallas tiene una permeabilidad menor y un 30-40% de aceite, Caracas quedando como el más productivo con alta porosidad, pero un 40-50 % de aceite.

El resto de Horizontes contienen aceite sin embargo no son los más representativos ya que el contenido de aceite va desde un 5 hasta un 25 %.

EL pozo Copper-6 presenta un Horizonte con las características necesarias para contener petróleo, en el Horizonte París se observa la mejor zona para explotar la cual se encuentra en la profundidad de 8268 a 8275 ft, de acuerdo con las curvas de densidad que tiene los valores entre 2.5 a 2.7, los rayos gamma que nos muestran una zona limpia por sus valores bajos y la resistiva nos indican una zona de gas por sus valores medios.

El pozo Diamond-14 a pesar de presentar en algunas formaciones características favorables para ser consideradas zonas de interés el contenido de arcilla en estos evitó que fueran consideradas como explotables. Solo el Horizonte París se podría considerar como explotable para este pozo, debido a que sus valores aproximadamente son de 45% de contenido de arcilla, 15% de porosidad y 33% de contenido de agua. Debido a la distancia a la que se

encuentra este pozo del pozo Agate-H6 (más de 3 km) se infiere que este fue un pozo delimitador del campo.

### **Generales**

La geología estructural del campo obtenida a partir de la interpretación sísmica, indica la deformación en dirección NW de los Horizontes y de la estructura en general del campo, así como la presencia de una familia de fallas lítricas de crecimiento y una intrusión salina, todo esto sienta causado y correlacionado a la vez con el aporte de sedimentos que recibió el sistema deltaico del campo en varias etapas de su formación.

La geología estructural beneficia al sistema petrolero del campo Cloudspin debido a que tanto las fallas ayudan al paso de los hidrocarburos a través de rocas que quizá en un principio no presentaban la propiedad de permeabilidad, por otro lado, la presencia de sal funciona como trampa para acumular el hidrocarburo y conservarlo de manera natural.

El pozo Agate H-6 se considera como el productor o de mayor importancia por sus características en tema de producción, por lo cual se infiere que el pozo Copper-6 y Diamond-14 son delimitadores o simplemente con una menor producción, por su radio de distancia al pozo Agate H-6 (3km) por su ubicación (al otro lado de las fallas lítricas) y por la diferencia de saturación de aceite en los Horizontes, correlacionado al uso de la geoestadística mostrando un comportamiento de los datos en dirección al pozo Agate H-6 más favorables y en dirección contraria menos favorables, siendo un claro ejemplo el volumen de arcilla entre más cerca del pozo Agate H-6 menos contenido de arcilla.

Los sismogramas sintéticos obtenidos para los pozos Agate-H6, Copper-6 y Diamond-14 presentaron muy buena correlación con la sísmica tomada para el campo, cuando se realiza la comparación de los sismogramas y una línea sísmica compuesta es posible correlacionar una falla que pasa a través del pozo Copper-6. De la misma forma, fue posible correlacionar la interpretación petrofísica con los sismogramas sintéticos sobre una línea sísmica con el atributo RMS Amplitude aplicado, se obtuvieron como resultados los mismos Horizontes productores en ambas interpretaciones para todos los pozos.

## Referencias

- Andrea Avila Cal y Mayor & Ozmar Ali Hernández Ramón. (2012). Métodos para la estimación de electro facies usando registros geofísicos de pozo convencionales. IPN.
- Berman Arthur E., Rosenfeld y Joshua H. (2006). A New Depositional Model For The Deep Water Gulf Of Mexico Wilcox Equivalent Whopper Sand Changing The Paradigm
- Calles, V.S. (2003) Interpretación de un Domo Salino al Norte del Golfo de México a partir de Atributos Sísmicos. UNAM.
- Cienfuegos y Aguilar, Agosto 2014, Integración de datos sísmicos 3D y Registros Geofísicos del Bloque 1 Cloudspin pozos Feldespar A8 y Emerald A9.
- Clark, I., 1979, Practical geostatistics: London, Applied Science Publishers, 125 p.
- Davis, J. C., 1986, Statistics and data analysis in geology: New York, John Wiley & Sons, 656 p.
- Diana Gabriela Carmona Torres & Víctor Iván Fernández Sánchez. (2014). Caracterización Integrada de Yacimientos Petroleros. UNAM
- Eguiluz A. S. (2011). Bol. Soc. Geol. Mex vol.63 no.2, Sinopsis geológica de la Cuenca de Burgos, noreste de México: producción y recursos petroleros.
- Eguiluz A. S. (2001). Geologic evolution and gas resources of the Sabinas Basin in northeastern Mexico. AAPG
- F. Alejandro Arroyo C. & Francisco J. Roig S. Apuntes de Introducción a los Registros Geofísicos de Pozo. UNAM.
- Fernández J. E., Marín C. (2009). Metodología De Conversión Tiempo- Profundidad Y Análisis De Atributos Sísmicos, Propiedades Petrofísicas Para Los Datos Del Golfo De México.
- Galloway E. W., Patricia E. Ganey-Curry y Xiang Li, and Richard T. Buffler, (2000), Cenozoic Depositional History of the Gulf of Mexico Basin. AAPG
- Galloway E. W., Patricia E. Ganey-Curry y Richard T. Buffler, (1991), The Gulf of Mexico Basin. AAPG.
- George Asquith & Daniel Krygowski. (2004). Basic Well Log Analysis. Tulsa, Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologists.
- Gómez R. M.A & Ramírez H.R., 2004 Algoritmo para determinar velocidades a partir de porosidades en arenas, usando módulos elásticos y registros geofísicos de pozo.
- Hudec MR, J. M. (1998). The Paradox of minibasin subsidence into salt. Geological Society of America Bulletin, p. 100-145.
- Jakobsson K. H., Ellis D., Stewart I. y Van Bockstaele A., (2003). Mexico Regional Analysis.
- Keddy, Paul A. (2008). Water, Earth, Fire: Louisiana's Natural Heritage. Philadelphia: Xlibris.

(LSU) Louisiana State University (2007). <https://www.lsu.edu/index.php>

Padilla y Sánchez R. J. (2007). Boletín De La Sociedad Geológica Mexicana Tomo Lix, Núm. 1, “Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México”.

Sheriff, E. R., y Geldart. P. L., 1991. “Exploración Sismológica, Historia y Obtención de Datos”, Volumen I y II. Ed. Limusa, México, p., I 159, II 34, 44- 46, 99, 154-157, 172-176, 201-205, 214.

Sheriff, E. R. 2002, “Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics” By the Society of Exploration Geophysicists. Geophysical References Series No. 13. 4th Ed. © 2002

Shepherd M, 2009, Oil Field Production Geology, Oklahoma, The American Association of Petroleum Geologists, 164-174 p.

Zaki Bassiouni. (1994). Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs (92, 129, 146, 172, 189). Louisiana State U.: SPE Textbook.

<http://www.igc.cat/2011>, Junio 2019.

Schlumberger, Oilfield Glossary, <https://www.glossary.oilfield.slb.com/>, Junio 2019.