

# **TRABAJO DE ESPECIALIZACIÓN**

## **INTEGRACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS EN EL CAMPO WEST WAHA, EN EL OESTE DE TEXAS, EE.UU.**

Trabajo de ESPECIALIZACIÓN  
Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela por el Ing.  
Meza Acosta Ronny Adrián, para  
Optar al título de Especialista en Gerencia Integrada  
de Yacimientos de Hidrocarburos

Caracas, Abril 2014

© Meza Acosta, Ronny Adrian  
Hecho el Depósito de Ley  
Depósito Legal Ift4872015620293

## **TRABAJO DE ESPECIALIZACIÓN**

### **INTEGRACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS EN EL CAMPO WEST WAHA, EN EL OESTE DE TEXAS, EE.UU.**

Tutor académico: Msc. Antonio Ughi

Trabajo de ESPECIALIZACIÓN  
Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela por el Ing.  
Meza Acosta Ronny Adrián, para  
Optar al título de Especialista en Gerencia Integrada  
de Yacimientos de Hidrocarburos

Caracas, Abril 2014



UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
COMISIÓN DE ESTUDIOS DE POSTGRADO



Comisión de  
Estudios de  
Postgrado

VEREDICTO

Quienes suscriben, miembros del jurado designado por el Consejo de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela, para examinar el **Trabajo Especial de Grado** presentado por el **ING. RONNY ADRIAN MEZA ACOSTA**, portador de la Cédula de Identidad No. 11.184.805, bajo el título **“INTEGRACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS EN EL CAMPO WEST WAHA, EN EL OESTE DE TEXAS, EE.UU.”**, a fin de cumplir con el requisito legal para optar al grado académico de Especialista en Gerencia Integrada de Yacimientos de Hidrocarburos, dejan constancia de lo siguiente:

1.- Leído como fue dicho trabajo por cada uno de los miembros del jurado, se fijó el día 21 de octubre de 2014, a las 09:00 a.m., para que el autor lo defendiera en forma pública, lo que este hizo en el salón 224C de la Escuela de Geología, Minas y Geofísica, mediante un resumen oral de su contenido, luego de lo cual respondió a las preguntas que le fueron formuladas por el jurado, todo ello conforme con lo dispuesto en el Reglamento de Estudios de Postgrado.

2.- Finalizada la defensa del trabajo, el jurado decidió aprobarlo por unanimidad, por considerar, sin hacerse solidario con la ideas expuestas por el autor, que se ajusta a lo dispuesto y exigido en el Reglamento de Estudios de Postgrado.

En fe de lo cual se levanta la presente ACTA, a los veintiún (21) días del mes de octubre del año dos mil catorce, conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Estudios de Postgrado, actuó como Coordinador del Jurado el M.Sc. Antonio Ughi.

M.Sc. Sandro Gasbarri  
C.I. 7.805.310  
Facultad de Ingeniería UCV

M.Sc. Miguel Espósito  
C.I. 6.082.610  
GAZPROM

M.Sc. Antonio Ughi  
C.I. 11.233.084  
Facultad de Ingeniería UCV  
Tutor

AU/21-10-2014.

Página 1 de 1

# INDICE GENERAL

<b>INDICE GENERAL</b> .....	<b>V</b>
<b>DEDICATORIA</b> .....	<b>VII</b>
<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	<b>VIII</b>
<b>RESUMEN</b> .....	<b>IX</b>
<b>LISTA DE TABLAS</b> .....	<b>XI</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>XII</b>
<b>CAPITULO I</b> .....	<b>1</b>
<i>INTRODUCCIÓN</i> .....	1
<i>Planteamiento del Problema</i> .....	2
<i>Objetivos</i> .....	3
Objetivo general.....	3
Objetivos específicos .....	3
Justificación.....	4
<i>Metodología</i> .....	4
<b>CAPITULO II</b> .....	<b>6</b>
<i>UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO</i> .....	6
<i>Ubicación del campo West Waha</i> .....	6
<i>Levantamiento sísmico 3D</i> .....	7
<b>CAPITULO III</b> .....	<b>10</b>
<i>GEOLOGÍA DEL CAMPO WEST WAHA</i> .....	10
<i>Geología regional</i> .....	10
3.2 <i>Estratigrafía</i> .....	12
3.2.1 Grupo Ellenburger.....	13
3.2.2 Formación Fusselman .....	15
3.2.3 Formación Thityone .....	17
3.2.4 Calizas del Misisipiense .....	19
<b>CAPITULO IV</b> .....	<b>21</b>
<i>EVALUACIÓN PETROFÍSICA MULTIMINERAL</i> .....	21
<i>Estimación de litología y porosidad</i> .....	22
<i>Estimación de intervalos con gas</i> .....	29
<b>CAPITULO VII</b> .....	<b>31</b>
<i>ANÁLISIS DE LOS DATOS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO WEST WAHA</i> .....	31
<i>Evolución del precio del gas natural en EE.UU.</i> .....	31
Gráficos de Producción del Campo West Waha .....	32
<b>CAPITULO V</b> .....	<b>40</b>
<i>INTERPRETACIÓN SÍSMICA</i> .....	40
<i>Marco estructural</i> .....	40
<i>Estilo estructural</i> .....	41
Calibración de Pozo-Sísmica.....	43

Interpretación Sísmica Estructural.....	44
Interpretación de fallas .....	44
Interpretación de marcadores sísmicos .....	49
Interpretación de horizontes.....	52
<b>CAPITULO VI .....</b>	<b>57</b>
<i>ATRIBUTOS SÍSMICOS DEL CAMPO WEST WAHA.....</i>	<i>57</i>
<i>Atributos Sísmicos .....</i>	<i>57</i>
<i>Transformada de Hilbert.....</i>	<i>57</i>
<i>Atributos Geométricos.....</i>	<i>63</i>
Laplaciano .....	63
Atributo de Similitud.....	65
Descomposición Espectral.....	67
Descomposición espectral como indicador director de hidrocarburo.....	68
Sombra de baja frecuencia.....	68
Análisis del Contenido de Frecuencia .....	70
Atributo Ant-Tracking.....	80
Varianza:.....	81
Caos: .....	81
Ant-tracking.....	81
Atributo de Impedancia Sparse Spike .....	83
Atributos Generado por redes Neuronales .....	87
<b>CAPITULO VIII .....</b>	<b>103</b>
<i>INTEGRACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE</i>	
<i>YACIMIENTOS DEL CAMPO WEST WAHA.....</i>	<i>103</i>
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>119</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>121</b>

## **DEDICATORIA**

*Sólo se ve bien con el corazón; lo esencial es invisible para los ojos*

Antoine de Saint-Exupéry  
1900-1944. Escritor francés

*Dedicado a mi familia, mi más preciado tesoro*

## **AGRADECIMIENTOS**

*A la energía que nos dio la vida y nos ayuda a comenzar cada día, por sus lecciones, por darme paciencia y sabiduría.*

*A la Universidad Central de Venezuela por los conocimientos sus enseñanzas*

*A la empresa Geostratos Soluciones Geocientíficas, por contribuir en mi crecimiento profesional y por darme la oportunidad de ser parte de su equipo.*

*Al Departamento de Geología Económica de la Universidad de Texas en Austin, EE.UU, por facilitarme los datos para realizar el estudio.*

*Al Prof. Antonio Ughi, por su amistad, apoyo y colaboración*

*A Aleidy y Adrián, por acompañarme en este sendero llamado vida*

*A mis hermanas Aleida y Zoraida por estar cuando más las necesito; y a todas aquellas personas, que de una forma u otra, contribuyeron en mi crecimiento personal y profesional.*

**Meza A. Ronny A.**  
**INTEGRACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS PARA LA  
CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS EN EL CAMPO WEST  
WAHA, EN EL OESTE DE TEXAS, EE.UU.**

**Tutor Académico: Msc. Antonio Ughi**  
**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo, Gerencia  
Integrada de Yacimientos de Hidrocarburos). 2014, 146 pag.**

**Palabras Claves: Evaluación Petrofísica Multimineral, Atributos Sísmicos, Redes  
Neuronales**

### **Resumen**

El presente estudio describe una estrategia que permite caracterizar los yacimientos del campo West Waha ubicado al sur este de la cuenca de Delaware, Oeste de Texas, EE.UU, mediante la integración de atributos sísmico y datos de pozos. La metodología de trabajo se centró en: 1. construcción de atributos de traza compleja (Hilbert, Transformada de Fourier y de Ondícula), atributos geométricos (Laplaciano, Ant-tracking), atributos de inversión (Sparse-Spike) y Atributos de clasificación basados en Redes Neuronales Artificiales. 2. A partir de los registros de pozos se realizó estimación de propiedades petrofísicas (Volumen de arcilla y Porosidad), estimación de la composición de cada pozo a través de petrofísica multimineral lo que permitió conocer la composición litológica expresada en porcentajes de: Caliza, Dolomita, Arenisca y Arcilla; estos registros al integrarse mediante técnicas de análisis de conglomerados basadas en redes neuronales permitió crear registros de facies litológicas en cada pozo evaluado. Además, a partir de la porosidad estimada con los registros densidad y neutrón, se pudo identificar las regiones donde la presencia de gas en formación afecta la respuesta del registro neutrón.

Los atributos de descomposición espectral al complementarse con los pozos que reportaron anomalías asociadas con gas, permitieron definir las zonas donde existen sombras de baja frecuencia, las cuales son originadas por la atenuación de energía producida por la presencia de gas en un yacimiento. Estas sombras de baja frecuencia fueron observadas debajo de las calizas de Misisipiense, con un espesor aproximado de

100 pies, siendo las frecuencias de 10, 15, 20 y 25 Hz las que mejor delinean la anomalía asociada a gas, en especial al evaluar las anomalías mediante horizon-slices.

El atributo Ant-Tracking facilitó la interpretación de las fallas y fue de gran utilidad durante el proceso de interpretación estructural; asimismo, se encontró un vínculo entre las anomalías asociadas a gas y el incremento del número de fallas.

Al evaluar el atributo de facies de porosidad se encontró que las unidades que poseen las mejores propiedades son: Fm. Woodford y Fm. Thirtyone; estas unidades relativamente someras son objetivos importantes para recompletación en pozos abandonados y pueden servir como objetivos secundarios para reducir el riesgo de perforación.

La integración de los atributos sísmicos y de la información de pozos, permitió definir las coordenadas de 15 objetivos para la construcción de pozos de avanzada. Asimismo, este tipo de integración, puede marcar la diferencia, cuando el volumen de información del campo no es suficiente para generar un modelo geocelular.

## LISTA DE TABLAS

TABLA N° 1. REGISTROS DIGITALES DE LOS DIFERENTES POZOS.....	8
TABLA N° 2. EN LA TABLA APARECE DE IZQUIERDA A DERECHA CADA COLUMNA REPRESENTA: CÓDIGO DE COLOR Y NUMERO DE SALIDA DE LA FACIE DE POZO Y DE LA FACIE SÍSMICA DEL ATRIBUTO, DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA EXTRAÍDOS DEL ANÁLISIS DE CONGLOMERADOS, LAS SIGUIENTES COLUMNA MUESTRAN LA PROPORCIÓN DE ARENISCA, CALIZA, DOLOMITA Y ARCILLA PRESENTE.....	94
TABLA N° 3. TABLA CON LAS COORDENADAS DE LOS POZOS PROPUESTOS PARA LAS DIFERENTES UNIDADES GEOLÓGICAS EVALUADAS. ....	117

## LISTA DE FIGURAS

FIG. N° 1. UBICACIÓN RELATIVA DEL CAMPO WEST WAHA. ....	6
FIG. N° 2. INFORMACIÓN DEL LEVANTAMIENTO SÍSMICO 3D DEL CAMPO WEST WAHA. 7	
FIG. N° 3. UBICACIÓN DE LOS POZOS (LOS POZOS ESTÁN IDENTIFICADOS POR NÚMEROS) DENTRO DE UN ÁREA APROXIMADA DE 20 MILLAS <sup>2</sup> EN UN LEVANTAMIENTO SÍSMICO 3D.....	9
FIG. N° 4. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA DELAWARE MODIFICADA POR: (KOSTERS & FINLEY, 1989; STEPHEN C. RUPPEL & HOLTZ, 1994A), DESDE EL PRECÁMBRICO HASTA EL PENNSILVIANENSE. ....	11
FIG. N° 5. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA DELAWARE MODIFICADA POR: (KOSTERS & FINLEY, 1989; STEPHEN C. RUPPEL & HOLTZ, 1994A), DESDE EL PÉRMICO HASTA EL CUATERNARIO. ....	11
FIG. N° 6. REGISTRO TIPO (POZO N° 29) .....	12
FIG. N° 7. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DEL CAMPO WEST WAHA.....	13
FIG. N° 8. SECCIÓN TRANSVERSAL QUE ILUSTRAN LAS PRINCIPALES ASOCIACIONES DE FACIES QUE REGISTRA EL GRUPO ELLENBURGER, (KEARNS, 1990).....	14
FIG. N° 9. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DEL GRUPO ELLENBURGER AL OESTE DE TEXAS (HOLTZ & KERANS, 1992).....	15
FIG. N° 10. MAPA ISOPACO QUE ILUSTRAN LA DISTRIBUCIÓN DE LA DOLOMITA Y DE CALIZA EN LA FM. FUSSELMAN AL OESTE DE TEXAS (RUPPEL & HOLTZ, 1994). ....	16
FIG. N° 11. DIAGRAMA DE BLOQUE QUE ILUSTRAN LA DISTRIBUCIÓN DE FACIES DURANTE LA DEPOSITACIÓN DE LA FM. THIRTYONE AL OESTE DE TEXAS. (A) DURANTE EL DEVÓNICO TARDÍO EL NIVEL RELATIVO DEL MAR ALCANZÓ UN NIVEL DE AGUAS PROFUNDAS Y LOS SEDIMENTOS SILÍCEOS Y CARBONATOS PLATAFORMA DE SE LIMITABAN AL NORTE. (B) LA PROGRADACIÓN DE LA PLATAFORMA DE CARBONATOS RELLENO EN DIRECCIÓN SUR LA PARTE PROXIMAL DE LA CUENCA Y DEPOSITO MATERIALES DE ALTA ENERGÍA BUZAMIENTO ABAJO EN LA PARTE CENTRAL DE LA (RUPPEL & HOLTZ, 1994).....	17
FIG. N° 12. MAPA ILUSTRATIVO DE LA UBICACIÓN DE LOS CHERT DE AGUAS PROFUNDAS QUE ENMARCAN UN ESCENARIO DE OPORTUNIDADES. ADEMÁS, SE PUEDE OBSERVAR LA REGIÓN DONDE SE FUERON ADQUIRIDOS LOS DATOS. NÓTESE, QUE LOS YACIMIENTOS AL NORTE DEL CAMPO WEST WAHA SON PRODUCTORES DE PETRÓLEO, CONSIDERANDO QUE LOS YACIMIENTOS DE LA FM. THIRTYONE EN LAS PROXIMIDADES DE LOS CAMPOS WEST WAHA Y WORSHAM-BAYER SON PRODUCTORES DE GAS. (STEPHEN C. RUPPEL & HOLTZ, 1994). ....	18
FIG. N° 13. MAPA ISÓPACO Y MAPA DE FACIES DE LAS ROCAS DEL MISISIPIENSE AL OESTE DE TEXAS. NÓTESE, QUE EL ÁREA DONDE SE RECOLECTARON LOS DATOS SE ENCUENTRA ENTRE LA REGIÓN DE ARCILLAS Y CALIZAS (WRIGHT, 1979).....	20
FIG. N° 14. GRÁFICO CRUZADO DE NPHI VS. RHOB VS. VSH DEL POZO 29, ILUSTRANDO LA POSICIÓN DE LOS CENTROIDES CORRESPONDIENTES A LOS DIFERENTES TIPOS LITOLÓGICOS. ....	24
FIG. N° 15. REGISTRO DE CONTENIDO MULTIMINERAL DE LOS POZOS 29 Y 38 .....	26
FIG. N° 16. REGISTRO DE CONTENIDO MULTIMINERAL DE LOS POZOS 41-42-47 .....	27

FIG. N° 17. GRÁFICOS DE POROSIDAD (NPHI Y DPHI) CON ANOMALÍAS DE INDICADORAS DE GAS EN FORMACIÓN DESTACADAS EN ROJO (POZO 29 A LA IZQUIERDA Y POZO 42 A LA DERECHA).....	30
FIG. N° 18. VARIACIÓN DE LOS PRECIOS DEL GAS DESDE 1930. (“OILNERGY: NATURAL GAS PRICE (NYMEX HENRY-HUB),” 2014).....	31
FIG. N° 19. GRÁFICO DE HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO 29.....	33
FIG. N° 20. GRÁFICO DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO 29 .....	33
FIG. N° 21. GRÁFICO DE HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO 36.....	33
FIG. N° 22. GRÁFICO DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO 36 .....	33
FIG. N° 23. GRÁFICO DE HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO 99.....	34
FIG. N° 24. GRÁFICO DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO 99 .....	34
FIG. N° 25. GRÁFICO DE HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO 47A .....	34
FIG. N° 26. GRÁFICO DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO 47A .....	34
FIG. N° 27. GRÁFICO DE HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO 47B.....	35
FIG. N° 28. GRÁFICO DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO 47B.....	35
FIG. N° 29. GRÁFICO DE HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO 46.....	35
FIG. N° 30. GRÁFICO DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO 46 .....	35
FIG. N° 31. GRÁFICO DE HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO 98.....	36
FIG. N° 32. GRÁFICO DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO 98 .....	36
FIG. N° 33. GRÁFICO DE HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO 43.....	36
FIG. N° 34. GRÁFICO DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO 43 .....	36
FIG. N° 35. GRÁFICO DE HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO 42.....	37
FIG. N° 36. GRÁFICO DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO 42 .....	37
FIG. N° 37. GRÁFICO DE HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO 41.....	37
FIG. N° 38. GRÁFICO DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO 41 .....	37
FIG. N° 39. GRÁFICO DE HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO 39.....	38
FIG. N° 40. GRÁFICO DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO 39 .....	38
FIG. N° 41. GRÁFICO DE HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL POZO 38.....	38
FIG. N° 42. GRÁFICO DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL POZO 38 .....	38
FIG. N° 43. CORTE INLINE DEL CAMPO WEST WAHA, CONDADO DE PECOS, TEXAS, TOMADO DE HARDAGE ET AL. (1999) .....	43
FIG. N° 44. EN LA FIGURA DE LA IZQUIERDA SE ILUSTRAN LOS REGISTROS: SÓNICO, DENSIDAD E IMPEDANCIA ACÚSTICA, LA SERIE DE REFLECTIVIDAD, LAS TRAZAS EXTRAÍDAS EN DIRECCIÓN INLINE Y LA TRAZA SINTÉTICA. A LA IZQUIERDA SE ILUSTRAN EL ESPECTRO DE FRECUENCIA MOSTRANDO UNA FRECUENCIA DOMINANTE ALREDEDOR DE LOS 27 HZ, EL ESPECTRO DE FASE Y LA ONDÍCULA EXTRAÍDA; LAS LÍNEAS DE COLOR MARRÓN INDICAN LA ONDÍCULA EXTRAÍDA Y LA LÍNEA NEGRA LA ONDÍCULA CORREGIDA MEDIANTE LA APLICACIÓN DE UN DESFASE EN TIEMPO. ....	44
FIG. N° 45. CORTE INLINE MOSTRANDO EL BOCETO DE LAS FALLAS.....	45
FIG. N° 46. CORTE EN TIEMPO DEL ATRIBUTO DE AMPLITUD A 1916 MS A LA IZQUIERDA, EN LA PARTE SUPERIOR DERECHA CORTE CROSSLINE Y EN LA PARTE INFERIOR DERECHA UN CORTE INLINE DEL ATRIBUTO DE AMPLITUD; NÓTESE COMO EL CORTE EN TIEMPO DEL ATRIBUTO DEFINE LA DIRECCIÓN DE LAS FALLAS. ....	47
FIG. N° 47. CORTE EN TIEMPO DEL ATRIBUTO DE SIMILITUD A 1916 MS A LA IZQUIERDA, EN LA PARTE SUPERIOR DERECHA CORTE CROSSLINE Y EN LA PARTE INFERIOR	

DERECHA UN CORTE INLINE DEL ATRIBUTO DE SIMILITUD; NÓTESE COMO EL CORTE EN TIEMPO DEL ATRIBUTO DEFINE LA DIRECCIÓN DE LAS FALLAS. ....	48
FIG. N° 48. CORTE EN TIEMPO DEL ATRIBUTO DE ANT-TRACKING A 1916 MS; NÓTESE COMO EL ATRIBUTO DEFINE LA DIRECCIÓN DE LAS FALLAS, EN LA PARTE SUPERIOR LA DERECHA SE MUESTRA EL CORTE CROSSLINE 561 Y EN LA PARTE INFERIOR DERECHA EL CORTE INLINE 846, AMBOS CORTANDO EL ATRIBUTO ANT-TRACKING. ....	48
FIG. N° 49. VISUALIZACIÓN 3D DE LAS FALLAS PRINCIPALES, SECUNDARIAS Y DEL HORIZONTE CALIZAS DEL MISISIPIENSE. ....	49
FIG. N° 50. CORTE INLINE SOBRE EL POZO 29 ILUSTRANDO LOS HORIZONTES: CALIZAS DEL MISISIPIENSE, FM. THIRTYONE, FM. MONTOYA Y EL GRUPO ELLENBURGER. ....	50
FIG. N° 51. MAPA ESTRUCTURAL DEL MISSISSIPIAN LIMESTONE EN TIEMPO MOSTRANDO LA RELACIÓN ENTRE LAS FALLAS Y LOS POZOS PRODUCTORES, EL ÁREA DEL RECUADRO ILUSTR A EL ÁREA DEL CAMPO WEST WAHA, MODIFICADO DE (HARDAGE ET AL., 1999).....	51
FIG. N° 52. AJUSTE EN PROFUNDIDAD DEL POZO 39, DE IZQUIERDA A DERECHA: TRAZA SINTÉTICA, SUPERPOSICIÓN SECCIÓN SÍSMICA-TRAZA SINTÉTICA, VELOCIDAD INTERVÁLICA, CURVA TZ CON SU DERIVA, TOPES GEOLÓGICOS - FRECUENCIA DOMINANTE Y LA RESOLUCIÓN SÍSMICA ( $\lambda/4$ ).....	52
FIG. N° 53. SINCRONIZACIÓN DE CORTES INLINE (850) EN EL LADO SUPERIOR DERECHO, CROSSLINE (562) EN EL LADO INFERIOR IZQUIERDO, MAPA BASE CON EL HORIZONTE CORRESPONDIENTE AL TOPE DE LAS CALIZAS DEL MISISIPIENSE EN EL LADO INFERIOR DERECHO Y VISUALIZACIÓN 3D DE LA CARA ESTE EN EL LADO SUPERIOR IZQUIERDO. LA CRUZ DE COLOR NEGRO ES INTERACTIVA, LO QUE PERMITE DETECTAR ERRORES DURANTE LA INTERPRETACIÓN. ....	53
FIG. N° 54. HORIZONTES SÍSMICOS INTERPRETADOS: (1) CALIZAS DEL MISISIPIENSE, (2) FM. THIRTYONE, (3) FM. MONTOYA Y (4) GRUPO ELLENBURGER.....	54
FIG. N° 55. HORIZON-SLICE DE AMPLITUD DEL TOPE DE CALIZAS DEL MISISIPIENSE....	55
FIG. N° 56. HORIZON-SLICE DE AMPLITUD DEL TOPE DE LA FM. MONTOYA .....	55
FIG. N° 57. HORIZON-SLICE DE AMPLITUD DEL TOPE DE LA FM. THIRTYONE .....	55
FIG. N° 58. HORIZON-SLICE DE AMPLITUD DEL TOPE DEL GRUPO ELLENBURGER.....	55
FIG. N° 59. MAPA ESTRUCTURAL EN TIEMPO DEL TOPE DE CALIZAS DEL MISISIPIENSE (PROF. PIES) .....	56
FIG. N° 60. MAPA ESTRUCTURA EN TIEMPO DEL TOPE DE LA FM. THIRTYONE (PROF. PIES) .....	56
FIG. N° 61. MAPA ESTRUCTURAL EN TIEMPO DEL TOPE DE LA FM. MONTOYA (PROF. PIES) .....	56
FIG. N° 62. MAPA ESTRUCTURAL EN TIEMPO DEL GRUPO ELLENBURGER. (PROF. PIES).....	56
FIG. N° 63. HORIZON SLICES DE CALIZAS DEL MISISIPIENSE MOSTRANDO EL ATRIBUTO AMPLITUD INSTANTÁNEA DE HILBERT .....	59
FIG. N° 64. HORIZON SLICES DE LA FM. THIRTYONE MOSTRANDO EL ATRIBUTO AMPLITUD INSTANTÁNEA DE HILBERT .....	59
FIG. N° 65. HORIZON SLICES DE LA FM. MONTOYA MOSTRANDO EL ATRIBUTO AMPLITUD INSTANTÁNEA DE HILBERT .....	59

FIG. N° 66. HORIZON SLICES DEL GRUPO ELLENBURGER MOSTRANDO EL ATRIBUTO AMPLITUD INSTANTÁNEA DE HILBERT .....	59
FIG. N° 67. HORIZON SLICES DE CALIZAS DEL MISISIPIENSE MOSTRANDO EL ATRIBUTO COSENO DE FASE DE HILBERT .....	60
FIG. N° 68. HORIZON SLICES DE LA FM. THIRTYONE MOSTRANDO EL ATRIBUTO COSENO DE FASE DE HILBERT .....	60
FIG. N° 69. HORIZON SLICES DE LA FM. MONTOYA MOSTRANDO EL ATRIBUTO COSENO DE FASE DE HILBERT.....	60
FIG. N° 70. HORIZON SLICES DEL GRUPO ELLENBURGER MOSTRANDO EL ATRIBUTO COSENO DE FASE DE HILBERT .....	60
FIG. N° 71. HORIZON SLICES DE CALIZAS DEL MISISIPIENSE MOSTRANDO EL ATRIBUTO FASE DE HILBERT.....	61
FIG. N° 72. HORIZON SLICES DE LA FM. THIRTYONE MOSTRANDO EL ATRIBUTO FASE DE HILBERT.....	61
FIG. N° 73. HORIZON SLICES DE LA FM. MONTOYA MOSTRANDO EL ATRIBUTO FASE DE HILBERT.....	61
FIG. N° 74. HORIZON SLICES DEL GRUPO ELLENBURGER MOSTRANDO EL ATRIBUTO FASE DE HILBERT.....	61
FIG. N° 75. HORIZON SLICES DE CALIZAS DEL MISISIPIENSE MOSTRANDO EL ATRIBUTO CUADRATURA DE HILBERT .....	62
FIG. N° 76. HORIZON SLICES DE LA FM. THIRTYONE MOSTRANDO EL ATRIBUTO CUADRATURA DE HILBERT .....	62
FIG. N° 77. HORIZON SLICES DE LA FM. MONTOYA MOSTRANDO EL ATRIBUTO FASE DE HILBERT CUADRATURA DE HILBERT .....	62
FIG. N° 78. HORIZON SLICES DEL GRUPO ELLENBURGER MOSTRANDO EL ATRIBUTO CUADRATURA DE HILBERT .....	62
FIG. N° 79. HORIZON SLICES DE CALIZAS DEL MISISIPIENSE MOSTRANDO EL ATRIBUTO LAPLACIANO .....	64
FIG. N° 80. HORIZON SLICES DE LA FM. THIRTYONE MOSTRANDO EL ATRIBUTO LAPLACIANO .....	64
FIG. N° 81. HORIZON SLICES DE LA FM. MONTOYA MOSTRANDO EL ATRIBUTO LAPLACIANO .....	64
FIG. N° 82. HORIZON SLICES DEL GRUPO ELLENBURGER MOSTRANDO EL ATRIBUTO LAPLACIANO .....	64
FIG. N° 83. HORIZON SLICES DE CALIZAS DEL MISISIPIENSE MOSTRANDO EL ATRIBUTO SIMILITUD.....	66
FIG. N° 84. HORIZON SLICES DE LA FM. THIRTYONE MOSTRANDO EL ATRIBUTO SIMILITUD.....	66
FIG. N° 85. HORIZON SLICES DE LA FM. MONTOYA MOSTRANDO EL ATRIBUTO SIMILITUD.....	66
FIG. N° 86. HORIZON SLICES DEL GRUPO ELLENBURGER MOSTRANDO EL ATRIBUTO SIMILITUD.....	66
FIG. N° 87. TRANSFORMADA DISCRETA DE FOURIER PARA UNA VENTANA DE TIEMPO PEQUEÑA. LA SERIE DE REFLECTIVIDAD EN CONVOLUCIÓN CON UNA ONDÍCULA Y LA ADICIÓN DE RUIDO, REVELA UN ESPECTRO CARACTERIZADO POR CAÍDAS	

PERIÓDICAS QUE ESTÁN RELACIONADAS CON LA GEOLOGÍA LOCAL (PARTYKA ET AL., 1999).....	67
FIG. N° 88. LAS FLECHAS DE COLOR VERDE, INDICAN ANOMALÍAS DE GRAN INTENSIDAD EN EL CORTE INLINE 792, ASOCIADOS CON LOS REFLECTORES INTERPRETADOS. NÓTESE, LOS PUNTOS ROJOS SOBRE EL POZO 42, INDICANDO LOS PUNTOS DE CRUCE DE LOS REGISTROS POROSIDAD-NEUTRÓN Y POROSIDAD-DENSIDAD. LAS FECHAS DE COLOR VERDE DESTACAN LOS REFLECTORES: CALIZA DEL MISISIPIENSE (ANOMALÍA DE DEPÓSITO CARGADO CON GAS) Y LOS REFLECTORES DE MAYOR INTENSIDAD INDICAN LA UBICACIÓN DE LA FORMACIÓN DE THIRTYONE Y FM. MONTOYA RESALTANDO EL MISMO TIPO DE ANOMALÍA. ....	70
FIG. N° 89. ANÁLISIS DE FRECUENCIA DEL POZO 38, DE IZQUIERDA A DERECHA SE ILUSTRAN: TRAZAS EN TORNO AL POZO, CURVA DE VARIACIÓN DE LA FRECUENCIA, TOPES Y EL ANÁLISIS DE FRECUENCIA EN 4 VENTANAS.....	71
FIG. N° 90. MOSTRANDO UNA IMAGEN COMPUESTA POR EL ILUSTRAR EL ESPECTRO TIEMPO-FRECUENCIA EN LA PARTE SUPERIOR Y EN LA PARTE INFERIOR EL SISMOGRAMA SINTÉTICO, AMBAS IMÁGENES SE ENCUENTRAN A LA MISMA ESCALA CON EL OBJETIVO DE CORRELACIONAR LAS ANOMALÍAS CON EL COMPORTAMIENTO DEL SISMOGRAMA Y EL INTERVALO EN TIEMPO. ....	73
FIG. N° 91. A LA IZQUIERDA EL ESPECTRO TIEMPO-FRECUENCIA CONSTRUIDO CON FFT A LA DERECHA EL ESPECTRO TIEMPO-FRECUENCIA CONSTRUIDO CON CWT PARA EL POZO 38.....	75
FIG. N° 92. A LA IZQUIERDA SE MUESTRA LA SUPERPOSICIÓN DE LOS REGISTROS DE POROSIDAD CALCULADO A PARTIR DE LOS REGISTROS DENSIDAD (RHOB) Y NEUTRÓN (NPHI), EN LA PISTA CENTRAL, 2 TRAZAS POSICIONADAS EW A AMBOS LADOS DEL POZO Y A LA DERECHA EL ESPECTRO TIEMPO-FRECUENCIA. LAS FLECHAS INDICAN LAS ANOMALÍAS DE ESPECTRO DE POTENCIA, LAS CUALES SE ENCUENTRAN A LA MISMA PROFUNDIDAD QUE LAS ANOMALÍAS DE GAS, LA LÍNEA DE COLOR AMARILLO INDICA EL TOPE DE FM. MONTOYA. ....	75
FIG. N° 93. CORTE INLINE 792, ILUSTRANDO LA TRANSFORMADA DE ONDÍCULA (CWT) A DIFERENTES FRECUENCIAS. LOS VALORES ENCERRADOS RECUADROS INDICAN VALORES DE FRECUENCIA EN HERTZIOS. ....	76
FIG. N° 94. CORTE INLINE 792, ILUSTRANDO LA TRANSFORMADA RÁPIDA DE FOURIER (FFT) A DIFERENTES FRECUENCIAS. LOS VALORES ENCERRADOS RECUADROS INDICAN VALORES DE FRECUENCIA EN HERTZIOS. ....	77
FIG. N° 95. HORIZON-SLICES AL NIVEL DE LAS CALIZAS DEL MISISIPIENSE, EN LA PARTE INFERIOR IZQUIERDA SE INDICA LA FRECUENCIA DEL ATRIBUTO CWT CON EL QUE FUE INTERCEPTADO.....	78
FIG. N° 96. HORIZON-SLICES AL NIVEL DE LA FM. MONTOYA, EN LA PARTE INFERIOR IZQUIERDA SE INDICA LA FRECUENCIA DEL ATRIBUTO CWT CON EL QUE FUE INTERCEPTADO.....	79
FIG. N° 97. HORIZON-SLICES AL NIVEL DE LA FM. THIRTYONE, EN LA PARTE INFERIOR IZQUIERDA SE INDICA LA FRECUENCIA DEL ATRIBUTO CWT CON EL QUE FUE INTERCEPTADO.....	80
FIG. N° 98. HORIZON-SLICES DEL HORIZONTE CALIZAS DEL MISISIPIENSE CON EL ATRIBUTO <i>ANT-TRACKING</i> .....	82

FIG. N° 99. HORIZON-SLICES DEL HORIZONTE DE LA FM. ELLENBURGER CON EL ATRIBUTO <i>ANT-TRACKING</i> .....	82
FIG. N° 100. CONTROL DE CALIDAD DEL PROCESO DE INVERSIÓN PARA LA GENERACIÓN DEL ATRIBUTO SPARSE-SPIKE PARA EL POZO 29; NÓTESE QUE EL COEFICIENTE DE CORRELACIÓN ES 0.99 Y EL ERROR ES 0.17.....	85
FIG. N° 101. CORTE INLINE 720 DEL MODELO A PRIORI DE IMPEDANCIA ACÚSTICA DE ONDA P GENERADO UTILIZANDO LOS POZOS 29, 38, 41, 42 Y 47.....	85
FIG. N° 102. CORTE ILUSTRATIVO DEL MODELO DE IMPEDANCIA ACÚSTICA DE ONDA P CONSTRUIDO MEDIANTE EL ALGORITMO SPARSE-SPIKE, NÓTESE LA VARIACIÓN LATERAL DE LAS PROPIEDADES.....	86
FIG. N° 103. HORIZON-SLICES DE IMPEDANCIA ACÚSTICA, ILUSTRANDO LA VARIACIÓN DE LA IMPEDANCIA ACÚSTICA CON LA PROFUNDIDAD, DESDE LAS CALIZAS DEL MISISIPIENSE HASTA EL GRUPO ELLENBURGER.....	87
FIG. N° 104. NEURONAS DE LA CAPA DE SALIDA ORGANIZADAS EN FORMA DE MAPA BIDIMENSIONAL.....	89
FIG. N° 105. GRAFICO DE FACIES PARA EL POZO 29, A LA IZQUIERDA SE ILUSTRAN LA COMPOSICIÓN PROPORCIONAL DE CADA NIVEL INDICANDO NIVELES MAYORMENTE CARBONÁTICOS, CON CIERTA PROPORCIÓN DE SÍLICE, DOLOMITA Y ARCILLAS.. A LA DERECHA SE MUESTRA UNA CLASIFICACIÓN DE 8 FACIES MEDIANTE REDES NEURONALES NÓTESE, QUE EL ALGORITMO PUDO CLASIFICAR LO QUE ES EQUIVALENTE A MEZCLAS COMPOSICIONALES DE CADA UNIDAD. ....	91
FIG. N° 106. IMAGEN COMPUESTA ILUSTRANDO CORTES REALIZADOS AL VOLUMEN DE PROPAGACIÓN DE LITOFACIES MEDIANTE REDES NEURONALES. 1. HORIZON-SLICES AL NIVEL DE LAS CALIZA DEL MISISIPIENSE, 2. CORTE INLINE 956 (EW) SOBRE EL POZO 29, 3. CORTE CROSSLINE 510 (NS) SOBRE EL POZO 29, 4. CORTE INLINE 864 (EW) SOBRE EL POZO 38).....	92
FIG. N° 107. EN LA PARTE SUPERIOR SE ILUSTRAN UN CORTE INLINE 956 (EW) CORTANDO AL POZO 29 Y EN LA PARTE INFERIOR SE ILUSTRAN UN CORTE CROSSLINE 632 (NS) CORTANDO AL POZO 38, EN CADA CORTE LA PROYECCIÓN DEL POZO MUESTRA LA LITOLOGÍA EQUIVALENTE CON PATRONES DE RELLENO, NÓTESE A GRANDES RASGOS LA CORRESPONDENCIA ENTRE EL POZO Y EL ATRIBUTO DE PROPIEDADES. EN LA PARTE INFERIOR IZQUIERDA SE ILUSTRAN LA PALETA DE COLORES DEL ATRIBUTO, DONDE CADA BARRA ILUSTRAN LA DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIA DE CADA FACIE.....	93
FIG. N° 108. LA IMAGEN MUESTRA UNA PLANTILLA COMPUESTA DEL POZO 29, DE IZQUIERDA A DERECHA: 1. LITOFACIES CONSTRUIDAS MEDIANTE CLASIFICACIÓN POR REDES NEURONALES, 2. REGISTRO DE IMPEDANCIA ACÚSTICA, 3. REGISTRO DE POROSIDAD CON CÓDIGO DE COLORES INDICANDO PARA LOS SIGUIENTES RANGOS DE POROSIDAD: GRIS MENOR A IGUAL AL 10 %, PURPURA MENOR O IGUAL AL 20 % Y NARANJA MENOR O IGUAL AL 30% Y 4. TOPES DE LAS DIFERENTES UNIDADES. ...	95
FIG. N° 109. LA IMAGEN MUESTRA UNA PLANTILLA COMPUESTA DEL POZO 38, DE IZQUIERDA A DERECHA: 1. LITOFACIES CONSTRUIDAS MEDIANTE CLASIFICACIÓN POR REDES NEURONALES, 2. REGISTRO DE IMPEDANCIA ACÚSTICA, 3. REGISTRO DE POROSIDAD CON CÓDIGO DE COLORES INDICANDO PARA LOS SIGUIENTES RANGOS DE POROSIDAD: GRIS MENOR A IGUAL AL 10 %, PURPURA MENOR O IGUAL AL 20 % Y NARANJA MENOR O IGUAL AL 30% Y 4. TOPES DE LAS DIFERENTES UNIDADES. ...	96

- FIG. N° 110. GRÁFICO CRUZADO DE IMPEDANCIA ACÚSTICA (EJE X) VERSUS POROSIDAD (EJE Y) Y RAYOS GAMMA (EJE Z), NÓTESE QUE SE VISUALIZAN POBLACIONES QUE RESPONDEN AL REGISTRO DE RAYOS GAMMA QUE NO POSEEN UN COMPORTAMIENTO LINEAL CON RESPECTO A AMBOS EJES. ....97
- FIG. N° 111. GRÁFICO DE LOS REGISTROS NEUTRÓN (X), DENSIDAD (Y) Y POROSIDAD (Z), NÓTESE COMO LA PALETA DE COLORES QUE REFLEJA EL COMPORTAMIENTO DEL PERFIL POROSIDAD DELIMITA REGIONES CON VALORES DE POROSIDAD S SIMILARES. ....98
- FIG. N° 112. GRÁFICO DE LOS REGISTROS NEUTRÓN (X), DENSIDAD (Y) Y POROSIDAD (Z), EN EL CUAL SE ILUSTRA LA CLASIFICACIÓN DE NUBES DE PUNTOS COMO CONGLOMERADOS CUYO COMPORTAMIENTO DE LA POROSIDAD ES SIMILAR, LA NUMERACIÓN SE INCREMENTAN DE 1 A 5, DONDE 1, IMPLICA POROSIDADES INFERIORES AL 5% Y 5 POROSIDADES CERCANAS AL 25%. ....99
- FIG. N° 113. VARIACIÓN DE LAS FACIES DE POROSIDAD PARA EL POZO 38, NÓTESE QUE LOS MEJORES RANGOS EN ENCUENTRAN EN LA FM. WOODFORD, DE ACUERDO A LA REFERENCIA DE LOS TOPES FORMACIONALES. ....99
- FIG. N° 114. VARIACIÓN DE LAS FACIES DE POROSIDAD PARA EL POZO 29, NÓTESE QUE LOS MEJORES RANGOS EN ENCUENTRAN EN LA FM. THIRTYONE, DE ACUERDO A LA REFERENCIA DE LOS TOPES FORMACIONALES. ....100
- FIG. N° 115. EN LA IMAGEN SE ILUSTRA A LA IZQUIERDA UN HORIZON-SLICES AL NIVEL DE LAS CALIZAS DEL MISISIPIENSE, A LA DERECHA UN CORTE INLINE (956), JUSTO SOBRE EL POZO 29, NÓTESE COMO LOS VALORES DEL REGISTRO DE POROSIDAD SE AJUSTAN CON LOS VALORES DE LA FACIE DEL ATRIBUTO CONSTRUIDO POR REDES NEURONALES ARTIFICIALES. EN LA PARTE INFERIOR DERECHA SE PUEDEN OBSERVAR LAS FACIES DE POROSIDAD, LAS CUALES SE INCREMENTAN DESDE 0 A 6, LA BARRA VERTICAL INDICA LA DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIA DE CADA RANGO, SIENDO LA FACIE 2 LA QUE MÁS SE REPITE EN EL VOLUMEN. ....101
- FIG. N° 116. EN LA IMAGEN SE ILUSTRA A LA IZQUIERDA UN HORIZON-SLICES AL NIVEL DEL GR. ELLENBURGER, A LA DERECHA UN CORTE INLINE (792), JUSTO SOBRE EL POZO 42; PARA ESTE CASO EL REGISTRO NO CUBRE LA ZONA DE INTERÉS, SIN EMBARGO AL NIVEL DEL GR. ELLENBURGER SE PUEDE OBSERVA UN BUEN AJUSTE DE LAS PROPIEDADES.....102
- FIG. N° 117. IMAGEN COMPUESTA DEL POZO 29, ILUSTRANDO DE IZQUIERDA A DERECHA: LITOFACIES CONSTRUIDAS CON REDES NEURONALES, REGISTRO DE IMPEDANCIA ACÚSTICA, REGISTROS DE POROSIDAD, TOPES FORMACIONALES Y DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA Y POROSIDAD PROMEDIO DE LA UNIDAD. LOS COLORES QUE APARECEN SOBRE LA IMAGEN CON OPACIDADES, REPRESENTAN LAS FACIES DE POROSIDAD CONSTRUIDAS MEDIANTE ANÁLISIS DE GRÁFICOS CRUZADOS.....105
- FIG. N° 118. SE ILUSTRA DE IZQUIERDA A DERECHA: HORIZON-SLICE CON EL ATRIBUTO ANT-TRACKIG, HORIZON-SLICE CON EL ATRIBUTO DE TRANSFORMADA DE ONDÍCULA (10 Hz) Y LA ÚLTIMA IMAGEN MUESTRA LA SUPERPOSICIÓN DE AMBOS ATRIBUTOS UTILIZANDO OPACIDADES PARA GENERAR UN ATRIBUTO DE TEXTURA. ....106
- FIG. N° 119. SE ILUSTRA DE IZQUIERDA A DERECHA: HORIZON-SLICE DE LA FM. THIRTYONE, INTERCEPTADOS CON EL ATRIBUTO DE TRANSFORMADA DE ONDÍCULA PARA LOS SIGUIENTES RANGOS DE FRECUENCIA 15, 20 Y 25 Hz, CADA

UNA DE LAS IMÁGENES SE GENERÓ MEDIANTE LA SUPERPOSICIÓN DE LOS ATRIBUTOS DE DESCOMPOSICIÓN ESPECTRAL CON EL ATRIBUTO ANT-TRACKING UTILIZANDO OPACIDADES PARA GENERAR UN ATRIBUTO DE TEXTURA. ....	107
FIG. N° 120. A LA IZQUIERDA SE MUESTRA UN HORIZON-SLICES DE LA FM. THIRTYONE INTERCEPTADO CON EL ATRIBUTO DE FACIES DE POROSIDAD, A LA DERECHA SE ILUSTRAS UNA IMAGEN COMPUESTA DEL ATRIBUTO DE FACIES DE POROSIDAD CON EL ATRIBUTO ANT-TRACKING, NÓTESE COMO EL INCREMENTO DE POROSIDAD ESTÁ ASOCIADO CON EL GRADIENTE DE FRACTURA DE LA ROCA POR UNIDAD DE LONGITUD. EN REGIONES COMO LA DEL POZO 41, NO SE OBSERVAN FALLAS O FRACTURAS EN LA ROCA. ....	108
FIG. N° 121. A LA IZQUIERDA TABLA DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS PARA CADA UNO DE LOS POZOS DEL ÁREA DEL CAMPO WEST WAHA, A LA DERECHA SE MUESTRA UN DIAGRAMA CIRCULAR MOSTRANDO LA PROPORCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ACUMULADA POR CADA POZO CON RESPECTO A LA PRODUCCIÓN TOTAL DEL CAMPO. ....	109
FIG. N° 122. LA IMAGEN COMPUESTA ILUSTRAS DE IZQUIERDA A DERECHA LOS SIGUIENTES MAPAS: MAPA CON DIAGRAMAS INDIVIDUALES DE PRODUCCIÓN ACUMULADA, HORIZON-SLICE DE LA FM. THIRTYONE CON EL ATRIBUTO ANT-TRACKING CON LOS DIAGRAMAS INDIVIDUALES DE PRODUCCIÓN ACUMULADA Y UN HORIZON-SLICES DE LA FM. THIRTYONE EXHIBIENDO UN ATRIBUTO DE TEXTURA COMPUESTO POR LOS ATRIBUTOS DE FACIES DE POROSIDAD, ATRIBUTO CWT (20 Hz) Y ANT-TRACKING; LAS ELIPSES SEÑALAN LAS ZONAS CON LOS MAYORES GRADIENTES DE FRACTURAS Y DELIMITAN LAS ANOMALÍAS DEL ATRIBUTO CWT (20 Hz) ASOCIADAS A PRESENCIA DE GAS. ....	109
FIG. N° 123. A LA IZQUIERDA TABLA DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS PARA LOS POZOS QUE EXTRAEN GAS DE LAS UNIDADES DE EDAD DEVÓNICA (FM. WOODFORD Y FM. THIRTYONE), A LA DERECHA SE MUESTRA UN DIAGRAMA CIRCULAR MOSTRANDO LA PROPORCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ACUMULADA POR CADA POZO CON RESPECTO A LA PRODUCCIÓN TOTAL DE LAS UNIDADES DE EDAD DEVÓNICA. ....	110
FIG. N° 124. A LA IZQUIERDA TABLA DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS PARA LOS POZOS QUE EXTRAEN GAS DE LAS UNIDADES DE LA FM. ELLENBURGER, A LA DERECHA SE MUESTRA UN DIAGRAMA CIRCULAR MOSTRANDO LA PROPORCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ACUMULADA POR CADA POZO CON RESPECTO A LA PRODUCCIÓN TOTAL DE LA FM. ELLENBURGER. ....	110
FIG. N° 125. A LA IZQUIERDA SE MUESTRA UN MAPA BASE CON LOS POZOS QUE PRODUCEN GAS EN LAS UNIDADES GEOLÓGICAS DEL DEVÓNICO Y A LA DERECHA UN MAPA BASE CON LOS POZOS QUE PRODUCEN GAS DEL GR. ELLENBURGER. LOS DIAGRAMAS CIRCULARES ILUSTRAN EN COLOR AZUL EL PORCENTAJE DE GAS QUE PRODUCE CADA POZO. EN CADA GRÁFICO SE INDICA EN FORMATO NUMÉRICO EL PORCENTAJE CAPTURADO POR CADA POZO DE LA PRODUCCIÓN TOTAL. ....	111
FIG. N° 126. A LA IZQUIERDA SE MUESTRA UN HORIZON-SLICES CON EL ATRIBUTO CWT (20 Hz), CON LOS POZOS QUE PRODUCEN DE LAS UNIDADES DEL DEVÓNICO, A LA DERECHA SE ILUSTRAS UN HORIZON-SLICES CON EL ATRIBUTO CWT (20 Hz), CON LOS POZOS QUE PRODUCEN DEL GR. ELLENBURGER. ....	112

- FIG. N° 127. A LA IZQUIERDA SE MUESTRA UN HORIZON-SLICES DE LA FM. THIRTYONE CON EL ATRIBUTO DE FACIES DE POROSIDAD, CON LOS POZOS QUE PRODUCEN DE LAS UNIDADES DEL DEVÓNICO, A LA DERECHA SE ILUSTRA UN HORIZON-SLICES CON EL ATRIBUTO DE FACIES DE POROSIDAD, CON LOS POZOS QUE PRODUCEN DEL GR. ELLENBURGER. ....113
- FIG. N° 128. EL MAPA BASE (1) ILUSTRA UN HORIZON-SLICES DEL HORIZONTE CALIZAS DEL MISSISSIPPIENSE INTERCEPTADO CON EL ATRIBUTO CWT (20Hz), EL MAPA BASE (2), ILUSTRA UN HORIZON-SLICES DEL HORIZONTE FM. THIRTYONE INTERCEPTADO CON EL ATRIBUTO CWT (20Hz), EL MAPA BASE (3), ILUSTRA UN HORIZON-SLICES DEL HORIZONTE FM. MONTOYA INTERCEPTADO CON EL ATRIBUTO CWT (20Hz), Y EL MAPA BASE (4), ILUSTRA UN HORIZON-SLICES DEL HORIZONTE GR. ELLENBURGER INTERCEPTADO CON EL ATRIBUTO CWT (20Hz). LOS POLÍGONOS AMARILLOS RESALTAN LAS ANOMALÍAS ASOCIADAS CON GAS.....115
- FIG. N° 129. EL MAPA BASE (1) ILUSTRA UN HORIZON-SLICES DEL HORIZONTE CALIZAS DEL MISSISSIPPIENSE INTERCEPTADO CON EL ATRIBUTO DE FACIES DE POROSIDAD, EL MAPA BASE (2), ILUSTRA UN HORIZON-SLICES DEL HORIZONTE FM. THIRTYONE INTERCEPTADO CON EL ATRIBUTO DE FACIES DE POROSIDAD, EL MAPA BASE (3), ILUSTRA UN HORIZON-SLICES DEL HORIZONTE FM. MONTOYA INTERCEPTADO CON EL ATRIBUTO DE FACIES DE POROSIDAD, Y EL MAPA BASE (4), ILUSTRA UN HORIZON-SLICES DEL HORIZONTE GR. ELLENBURGER INTERCEPTADO CON EL ATRIBUTO DE FACIES DE POROSIDAD. LOS POLÍGONOS NEGRO RESALTAN LAS REGIONES CON FACIES DE POROSIDAD BAJA Y LOS POLÍGONOS BLANCOS LAS REGIONES CON FACIES DE POROSIDAD ALTA.....116
- FIG. N° 130. MAPA BASE DE LOS POZOS PROPUESTOS PARA CADA UNIDAD GEOLÓGICA DE INTERÉS, CADA POZO FUE CATALOGADO CON LAS INICIALES.....118

## **CAPITULO I**

### ***INTRODUCCIÓN***

Uno de los principales objetivos de la gerencia integrada de yacimientos de hidrocarburos es la integración de disciplinas para mejorar el conocimiento que se posee de un volumen sísmico 3D. Durante años se han desarrollado técnicas y herramientas en aras de adquirir mayor conocimiento, con la finalidad de disminuir el riesgo implícito en el proceso exploratorio. Uno de los principales intereses ha estado centrado en el uso de los atributos sísmicos, los cuales en la actualidad representan una gran variedad y se agrupan en atributos pre-apilamiento y atributos post-apilamiento. Los atributos sísmicos son definidos como toda la información que es obtenida a partir de datos sísmicos, por medición directa, por uso de la lógica o por razonamiento fundamentado en la experiencia (Taner, 2001). El desarrollo de estas técnicas ha estado centrado en extraer información de los datos sísmicos con la finalidad de identificar contenido de fluidos, caracterizar materiales, definir patrones estructurales, entre otros.

Los recientes avances en las técnicas de visualización y en el desarrollo de atributos sísmicos están iniciando una revolución en la interpretación sísmica 3D al incrementar el nivel de detalle de los eventos. La visualización de múltiples atributos facilita la caracterización de yacimientos. Adicionalmente, el análisis conjunto de atributos aporta mayor información sobre las facies sísmicas y permite su asociación con las facies estratigráficas. Además, puede ofrecer pistas que permitan la tipificación de litologías, porosidad y contenido de fluido (Strecker et al., 2004).

En este sentido, los beneficios que se pueden obtener son de gran importancia, entre ellos se destacan:

- Reducción de riesgos estructurales y estratigráficos
- Caracterización de yacimientos durante la exploración y producción
- Mejor identificación y definición de zonas de interés económico como los “*sweetspots*”
- Definición de capas de interés
- Cambios de ambiente depositacional

- Correlación espacial entre la porosidad y variaciones litológicas
- Identificar paquetes con base en el comportamiento de la fase de la ondícula
- Mejorar la navegación en tiempo real de pozos horizontales

En este sentido, los atributos sísmicos representan una herramienta que evolucionará constantemente y que puede brindar mayor información en zonas que fueron catalogadas como complejas debido a su evolución estratigráfica, tectónica, entre otros. Éste es el caso del campo productor de gas West Waha, en el oeste de Texas, EE. UU; cuyos datos fueron depositados en un servidor del Departamento de Geología Económica de la Universidad de Texas en Austin, EE.UU; y facilitados sin costo alguno para realizar el presente estudio.

### **Planteamiento del Problema**

En esta localidad al sur de Texas, hace una década, fueron estimados 800 trillones de pies cúbicos (Tcf) de gas en yacimientos convencionales, siendo solo 538 Tcf de este gas económicamente recuperable a precios inferiores a 3\$ por mil pies cubicos (Mcf) para 1987, (Finley et al., 1988). Recientemente, considerando solo los yacimientos de gas de mayor extensión del estado de Texas, solo la mitad de un estimado de 20 Tcf de gas natural ha sido recuperado (Holtz & Garrett, 1997).

Con base en lo antes expuesto, se puede observar que la zona en estudio posee atractivo económico. No obstante, los datos de la región fueron colocados como datos de dominio público a bajo costo, porque son considerados como un reto, debido a la complejidad estratigráfica y estructural de los mismos. En este sentido resulta atractivo desarrollar una metodología que permita la caracterización de los yacimientos de gas en las unidades geológicas productoras. Asimismo, el volumen de registros de pozos disponible y la distribución de los pozos no permite la construcción de un modelo geocelular confiable, por lo cual se deben evaluar otras opciones que permitan caracterizar las zonas productoras de gas que no han sido explotadas.

## Objetivos

### **Objetivo general**

Realizar la caracterización de los yacimientos de gas del campo West Waha, en el oeste de Texas, EE.UU., a partir de la integración de atributos sísmicos convencionales, con la finalidad de definir áreas de interés económico.

### Objetivos específicos

- a) Cargar los datos del volumen sísmico 3D del campo West Waha.
- b) Realizar control de calidad del volumen sísmico (numero de *Inline s*, *Crossline*, geometría, muestreo, tiempo, coordenadas de la adquisición sísmica, entre otros)
- c) Cargar los registros de pozos, coordenadas, topes, tiros de verificación (Check Shot), trayectorias de pozos, entre otros.
- d) Organizar los Topes de cada pozo e interpretarlos en los pozos donde se carezca de ellos.
- e) Crear la columna estratigráfica con base en los topes y acotada en los intervalos de interés.
- f) Realizar el análisis estadístico multidimensional de los registros de pozo para la definición de diferentes tipos de facies.
- g) Construir gráficos de producción para los pozos del campo West Waha para clasificarlos de acuerdo a sus intervalos de producción y volumen.
- h) Calibrar mediante sismograma sintético los tiros de verificación (check shots) disponible.
- i) Ajustar para los pozos restantes pseudo TZs para su calibración.
- j) Realizar la interpretación de horizontes de sísmicos vinculados con las formaciones productoras de gas.
- k) Realizar la construcción de atributos sísmicos 3D
- l) Seleccionar los atributos que destacan intervalos que pudieran ser productores.
- m) Construir nuevos atributos sísmicos mediante la integración de la información obtenida en atributos sísmicos previos y las facies de pozos.

- n) Analizar los resultados obtenidos en los nuevos atributos sísmicos y ubicar posibles áreas de interés económico y su continuidad espacial.

### ***Justificación***

En la actualidad con el incremento de la demanda de consumo de hidrocarburo, las organizaciones dedicadas al negocio petrolero están adoptando nuevas herramientas que permitan alcanzar el éxito en un lapso de tiempo finito y con mínima inversión. En este sentido, el desarrollo de una metodología que facilite la detección de yacimientos económicamente rentables con una mínima inversión y en un tiempo relativamente corto, puede redundar en beneficios para la organización. Asimismo, desde un punto de vista práctico, el desarrollo de una metodología para caracterizar zonas compuestas por carbonatos y estructuralmente complejas, puede crear una brecha para que otros investigadores continúen realizando aportes al conocimiento.

### **Metodología**

La metodología para realizar la caracterización del campo West Waha, se inspiró en los trabajos realizados por (Hardage et al., 1999), donde los autores destacan la dificultad para realizar la interpretación de horizontes mediante las técnicas clásicas de seguir la continuidad de un horizonte, porque las reflexiones de las unidades productoras resultan débiles en algunas zonas, por lo cual los exploradores consideran que esta zona no es apta para realizar perforaciones profundas.

En función de lo antes expuesto, se realizará en primera instancia la evaluación petrofísica multimineral de los pozos que posean los registros GR, RHOB, DT y NPHI. Una vez definida la composición mineralógica se realizará la extracción facies sedimentarias mediante el uso de Redes Neuronales. Esta actividad es de suma importancia porque en la región se han encontrado variación lateral de facies.

Posteriormente se iniciará el proceso de interpretación de los horizontes sísmicos de interés a través de la integración de la información derivada de los cortes regionales.

Una vez construidos los horizontes de interés, se procederá a realizar la construcción de atributos sísmicos convencionales orientados a: detectar fallas, composición litológica (inversión), cuerpos estratigráficos y delimitar las zonas productoras.

Posteriormente, se realizará un proceso de selección de los atributos que aporten la mayor cantidad de información. Los atributos seleccionados serán utilizados como datos de entrada para realizar la construcción de atributos de facies mediante el uso de Redes Neuronales Artificiales, los cuales permitirán delimitar las áreas productoras y conocer a groso modo las propiedades del yacimiento.

Finalmente, se vinculará la información geológica, los datos de producción y los resultados obtenidos con la finalidad de definir áreas de interés económico, donde se puedan construir pozos de avanzada.

Es importante destacar, que debido a la naturaleza del estudio fue necesario utilizar diferentes plataformas Geocientíficas tales como: GeoMerú <sup>TM</sup>, Hampson&Russell <sup>TM</sup>, OpendTect <sup>TM</sup> y Petrel <sup>TM</sup>, asimismo, se empleó Matlab <sup>TM</sup> para la realización de operaciones de cálculo.

## CAPITULO II

### *UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO*

#### **Ubicación del campo West Waha**

El campo West Waha se encuentra al sur este de la cuenca de Delaware, Oeste de Texas, EE.UU. (ver Fig. N° 1).



Fig. N° 1. Ubicación relativa del campo West Waha.

La ubicación exacta del campo West Waha, se ilustran en la Fig. N° 2, donde se pueden apreciar las coordenadas de los puntos que conforman el área de levantamiento y las coordenadas de las líneas y trazas. Los datos para realizar el presente estudio, fueron facilitados por la Oficina de Geología Económica de la Universidad de Texas en Austin, EE.UU.

### Levantamiento sísmico 3D

El campo West Waha posee un área de levantamiento de 20 mi<sup>2</sup> (51.8 Km<sup>2</sup>), de levantamiento sísmico 3D. El volumen 3D, se encuentra en formato extendido LGC SEG-Y 3D, donde las líneas se encuentran ubicadas en los *bytes* del 9 al 12 (720 a 980), y las trazas en los *bytes* del 21 al 24 (460 a 660). El volumen contiene 261 líneas y 201 trazas y se encuentran en un formato de 16 bits. El tiempo de grabación fue de 4 segundos con una tasa de muestreo de 4 ms, para un total de 1001 muestras. El rango de amplitud varía desde 32.766 a -32.768 con una amplitud promedio de 3.61. El volumen sísmico 3D, consiste de un bin de 110 pies (33.53 m). Las trazas (líneas, x) se incrementan de oeste a este y las líneas (trazas, y) se incrementan de sur a norte. Las coordenadas (X, Y) de las 4 esquinas del levantamiento se encuentran en la Fig. N° 2.

Información del Cubo Sísmico

	Inicial	Final	Incremento	Total
Inlines:	720	980	1	261
Crosslines:	460	660	1	201
Coordenadas X:	0	22879		
Coordenadas Y:	0	29146		

Inicio Fin Incremento (Muestreo)

Dominio: Tiempo 0 4000 4 1001

Unidad: ms

Coordenadas de los puntos

	Coordenadas X	Coordenadas Y	
Origen:	0.000	0.000	Inline Bin: 112.100
Punto 2:	22879.000	0.000	Xline Bin: 114.395
Punto 3:	22879.000	29146.000	Inclinación: 90.000
Punto 4:	0.000	29146.000	Datum: 0

Completar

Primero: Ultimo: Dirección de Incremento

Inline: 720 980 Origin -> 4 Aplicar Rangos

Xline: 460 660 Origin -> 2 Aplicar Coord

Fig. N° 2. Información del levantamiento sísmico 3D del Campo West Waha.

## 2.1 Datos de pozos

El campo West Waha, posee 11 pozos (Fig. N° 3), que incluyen 1 tiro de verificación para el pozo 37 y datos de inclinación para el pozo 29. Además, los pozos poseen una variedad de registros en formato digital LAS, los cuales se indican en la Tabla N° 1, con sus respectivas coordenadas dentro del levantamiento sísmico 3D.

Pozo	29	36	37	38	39	41	42	43	46	47	98
Long. X (ft)	5583,4	4664,0	13478,6	19361,3	19109,7	2106,5	9406,6	14338,2	12276,5	17998,4	17467,2
Lat. Y (ft)	26128,8	13170,7	12076,9	16316,3	13328,3	9335,9	8149,0	7151,1	3561,4	2779,8	6955,4
ILD		X	X	X	X	X	X			X	
ILM				X	X	X	X			X	
LL		X	X								
LLS	X			X		X					X
LLD	X			X		X					X
LL8						X	X			X	
SN		X	X				X				
DRHO	X			X		X	X			X	
SP		X	X			X	X		X	X	X
GR	X	X		X		X	X	X	X	X	
GR-R					X						
GR-L			X	X			X			X	
GR-S			X	X	X		X	X		X	X
NPHI	X	X				X		X	X		
DPHI						X					
RHOB	X			X		X	X			X	
DELT	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
MNOR							X				
MINV							X				
CALI	X	X	X	X	X	X	X			X	X
MSFL	X					X					
SNP				X			X			X	
<b>Descripción de la nomenclatura de curvas de pozos</b>											
ILD	Inducción – Resistividad Profunda				GR-L	Rayos Gamma - Laterolog					
ILM	Inducción – Resistividad Media				GR-S	Rayos Gamma—Sónico					
LL	Laterolog				NPHI	Neutron Compensado (Calibrado para caliza)					
LLS	Laterolog somero				DPHI	Densidad-Porosidad					
LLD	Laterolog profundo				RHOB	Densidad de Bulk					
LL8	Laterolog 8 Resistividad				DELT	Delta T					
SN	Resistividad Normal (16")				MNOR	MicroLog (w/Normal)					
DRHO	Delta rho				MINV	MicroLog (w/Inverso)					
SP	Potencial espontáneo				CALI	Caliper					
GR	Rayos Gamma				MSFL	Micro esférico enfocado					
GR-R	Rayos Gamma —Resistividad				SNP	Neutrón Porosidad					

Tabla N° 1. Registros digitales de los diferentes pozos

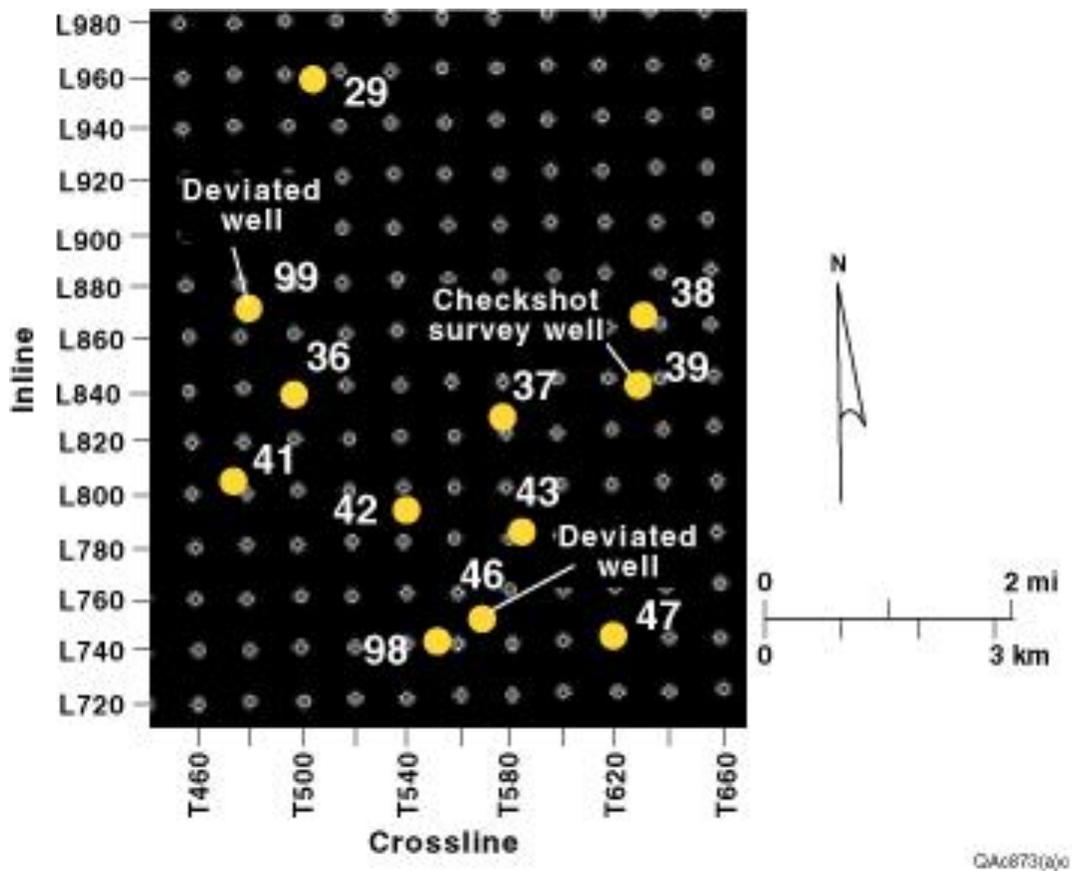


Fig. N° 3. Ubicación de los pozos (los pozos están identificados por números) dentro de un área aproximada de 20 millas<sup>2</sup> en un levantamiento sísmico 3D.

## 2.2 Datos de producción

Los datos de producción disponibles, corresponden a una ventana temporal desde Enero de 1997 hasta Noviembre de 1996. La producción de gas se encuentra expresada mensualmente en unidades de miles de pies cúbicos estándar (Mscf), millones de pies cúbicos estándar (MMscf) y billones de pies cúbicos estándar (Bscf). En el Capítulo VII, se realizará un análisis de los datos de producción y en los capítulos siguientes se indicará el vínculo que existe entre los datos de producción, la geología estructural y la litología del área de estudio.

## **CAPITULO III**

### *GEOLOGÍA DEL CAMPO WEST WAHA*

#### **Geología regional**

El campo West Waha, producen gas natural de las estructuras sedimentarias del Pensilvanense inferior. El Grupo Ellenburger del Ordovísico inferior es por ahora la mayor unidad productora en esta área. La menor producción de gas proviene de las formaciones Fusselman del Silúrico, Thirtyone del Devónico y de las calizas del Misisipiense (sin diferenciar y sin ninguna asignación formal como Formación). La producción de la Fm. Fusselman ha sido reportada en forma incorrecta, dado que el intervalo productor pertenece a la Fm. Montoya del Ordovícico.

El rifting Cámbrico a lo largo de margen meridional de Norte América formó una amplia plataforma de aguas someras en un área que cubrió gran parte del oeste de Texas durante el Ordovísico (Thomas Edward Ewing, 1991). Los sedimentos carbonáticos del Grupo Ellenburger se depositaron sobre el basamento Precámbrico y alcanzó espesores de casi 1750 pies. Seguidamente, el Grupo Ellenburger fue expuesto en el Ordovísico medio y las areniscas y arcillas del Grupo Simpson fueron depositadas (Kerans, 1990). Este proceso fue seguido por la depositación de rocas carbonáticas de grano fino de la Fm. Montoya, Fm Fusselman, Grupo Wristen y Fm. Thirtyone (Fig. N° 4, Fig. N° 5 y Fig. N° 6). Durante el Devónico superior y Misisipiense inferior, las condiciones de anoxia resultaron en la depositación de la Fm. Woodford, una unidad arcillosa y la mayor roca madre de hidrocarburo en el oeste de Texas (Wright, 1979). Después de la depositación de la Fm. Woodford, las aguas someras regresaron y las rocas carbonáticas del Misisipiense fueron depositadas (T. S. Jones & Williams, 1953; Wright, 1979).

Durante los inicios del Misisipiense superior y a lo largo del Pensilvanense superior, la deformación tectónica regional asociada con la orogénesis de Ouachita dio origen a la mayor deformación estructural en el oeste de Texas. El levantamiento de la parte central de la cuenca originó la partición del oeste de Texas en las cuencas Delaware y Midly (Hills, 1985; Wright, 1979). Sistemas complejos de fallamiento inverso estuvieron asociados con el levantamiento, rotación de las estructuras y fallas transcurrentes del tipo sinistral en la parte meridional de la cuenca de Delaware, específicamente en las

vecindades del campo West Waha. Plegamientos y fallamientos asociados con esta deformación dieron lugar a estructuras que proporcionan muchas trampas estructurales para yacimiento del pre-Misisipiense. (Schumaker, 1992).

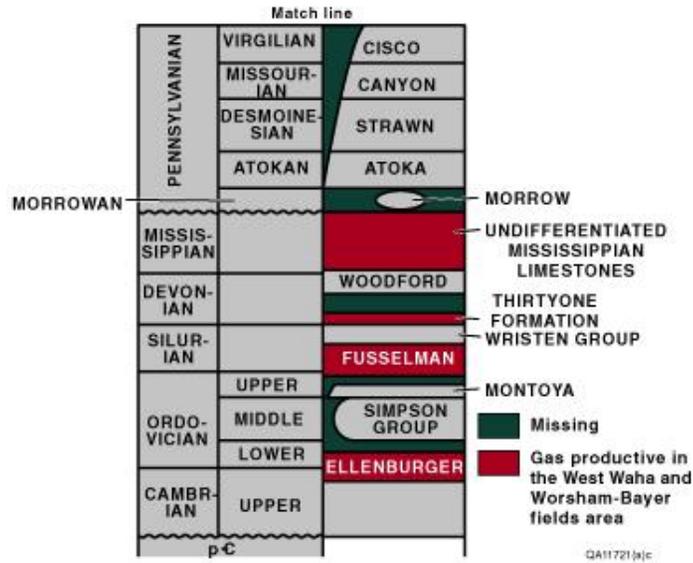


Fig. N° 4. Columna estratigráfica de la Cuenca Delaware modificada por: (Kosters & Finley, 1989; Stephen C. Ruppel & Holtz, 1994a), desde el Precámbrico hasta el Pensilvanense.

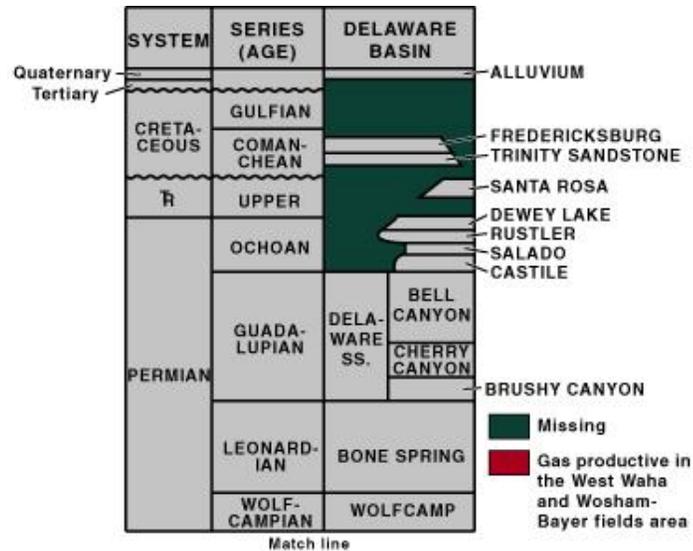


Fig. N° 5. Columna estratigráfica de la Cuenca Delaware modificada por: (Kosters & Finley, 1989; Stephen C. Ruppel & Holtz, 1994a), desde el Pérmico hasta el Cuaternario.

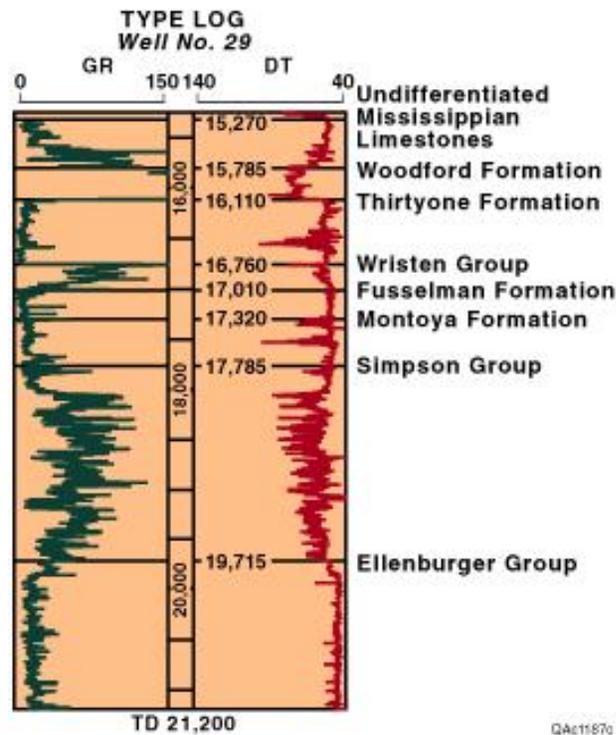


Fig. N° 6. Registro tipo (Pozo N° 29)

El área del campo West Waha al sureste de la cuenca Delaware fue un lugar de sedimentación predominantemente carbonática a través del Pensilvaniense y Pérmico inferior. Durante gran parte del periodo Pérmico la sedimentación de la cuenca Delaware fue dominada también por aguas profundas que propiciaron la depositación de siliciclásticos, mientras que sedimentos de plataforma carbonáticos fueron depositados a lo largo del borde de la cuenca de Delaware y en la parte central de la cuenca (T. S. Jones & Williams, 1953; Wright, 1979).

### 3.2 Estratigrafía

La estratigrafía del campo West Waha se puede observar en forma resumida en la columna estratigráfica que se ilustra en la Fig. N° 7. A continuación, se describe en detalle la composición litoestratigráfica de las unidades que conforman los intervalos de interés.

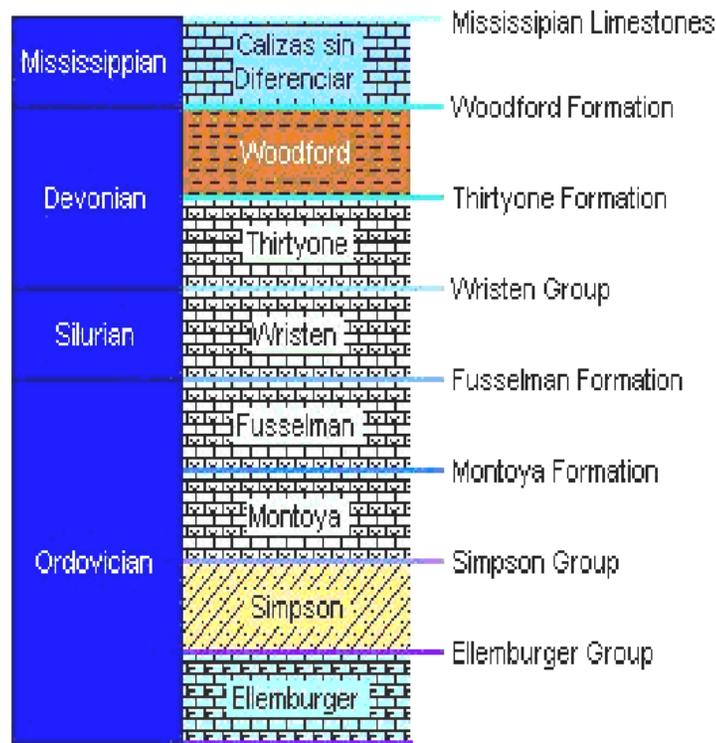


Fig. N° 7. Columna estratigráfica generalizada del campo West Waha

### 3.2.1 Grupo Ellenburger

El Grupo Ellenburger del Ordovícico inferior de la región central y occidental de Texas esta predominantemente compuesto de rocas carbonáticas, muchas de ellas dolomitizadas y depositadas sobre una amplia plataforma. Alcanza espesores de hasta 1750 pies, adelgazándose en dirección al arco de Texas en el noroeste de Texas y hacia el sur y sureste. Las facies transgresivas de depositación del Grupo Ellenburger fueron seguidas por agradaciones y programaciones en una plataforma de aguas someras (Kerans, 1990). El Grupo Ellenburger descansa sobre un basamento cristalino y la parte superior se encuentra erosionada y presenta zonas de colapso debido a paleocavidades formadas durante el Ordovícico Medio (~468 MA) por exposición subaérea (Fig. N° 8)

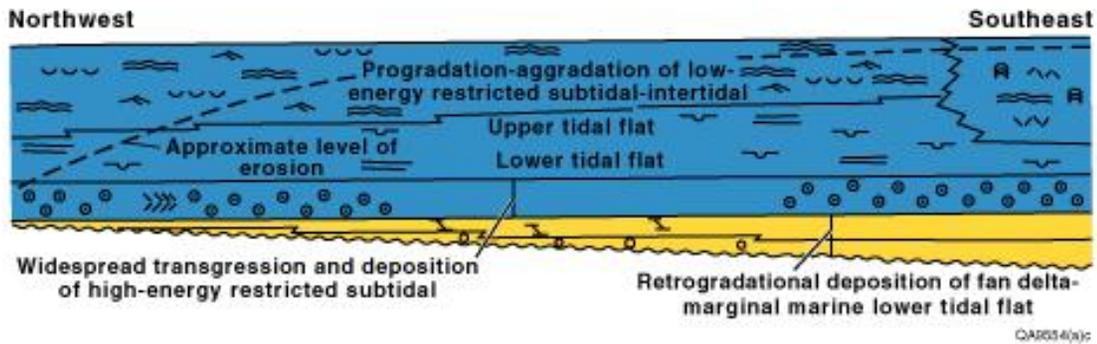


Fig. N° 8. Sección transversal que ilustran las principales asociaciones de facies que registra el Grupo Ellenburger, (Kearns, 1990).

La Porosidad, permeabilidad, y la buena calidad de los yacimientos del Grupo Ellenburger fueron atribuidos durante muchos años a la fractura tectónica (Galloway, et al., 1983). Aunque el fracturamiento tectónico sigue siendo reconocido como un factor de calidad en los yacimientos, recientemente se ha reconocido que los procesos de fractura, brechificación, y disolución están asociados con los procesos de carstificación durante la exposición subaérea ocurrida durante el Ordovícico Medio (Hammes & Kerans, 1996; Kerans, 1988, 1990; Loucks & Anderson, 1985; Loucks & Handford, 1992).

Holtz & Kerans, 1992, clasificaron los yacimientos del Grupo Ellenburger al oeste de Texas en tres grupos: (1) dolomitas cársticas modificadas, (2) carbonatos de rampa, y (3) dolomitas tectónicamente fracturadas (Fig. N° 9). Las dolomitas cársticas modificadas, están ubicadas en el oeste de Texas, principalmente en la Plataforma Central de la Cuenca, estas estructuras han producido la mayor cantidad de petróleo (37% del total de la producción de hidrocarburos del yacimiento del Grupo Ellenburger) y 16% restante del petróleo y gas movibles está controlado principalmente por fracturas y brechas formadas durante el Ordovícico Medio por procesos de carstificación (Kerans, 1988, 1990). Es importante destacar que, las brechas cársticas y fracturas en este ámbito están relacionadas con la formación de cavernas cerca de las mesas de paleoaguas, lo que resulta en una zona amplia lateralmente brechiformes a profundidades de hasta unos pocos cientos de pies debajo de la cima del Grupo Ellenburger (Kerans, 1988).

El área del campo West Waha está ubicado en una región tectónicamente fracturada. Un factor importante en esta región es su proximidad geográfica al cinturón orogénico de Guachita, el cual ha resultado extremadamente complejo, debido a estructuras predominantemente compresivas (Thomas Edward Ewing, 1991; Schumaker, 1992). Por otra parte, los fluidos calientes impulsados hacia el norte durante la Orogenia de Ouachita han dado lugar a una amplia dolomitización y cementación del Grupo Ellenburger en esta región (Haubold, 1995; Kupecz & Land, 1991).

A pesar de que el Grupo Ellenburger es la principal fuente de gas natural en este territorio, tres unidades estratigráficas productoras de gas (Fusselman, Thirtyone, y la unidad del Misisipiense) producen por encima del Grupo Ellenburger. Estas unidades someras pueden ser objetivos importantes para recompletación en pozos abandonados y pueden servir como objetivos secundarios para reducir el riesgo de perforación y para pozos sobre terreno agreste.

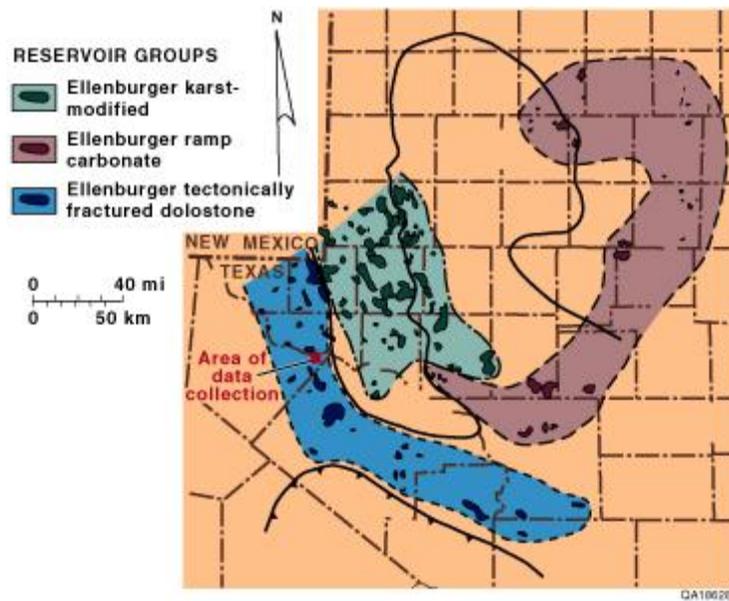


Fig. N° 9. Clasificación de los yacimientos del Grupo Ellenburger al oeste de Texas (Holtz & Kerans, 1992).

### 3.2.2 Formación Fusselman

La sección estratigráfica del Silúrico en el oeste de Texas está compuesta por calizas y dolomitas de la Fm. Fusselman, cubiertas por grano fino siliciclásticos y rocas carbonáticas del Grupo Wristen. Las rocas de la Fm. Fusselman, son la parte de esta

sección estratigráfica que contienen las rocas yacimiento, por lo general están dolomitizadas en la zona norte (buzamiento arriba) parte del oeste de Texas, pero son calizas en las cercanías del Occidente de los campos Waha y Worsham-Bayer (T. S. Jones & Williams, 1953; Wright, 1979), (ver Fig. N° 10). Ruppel & Holtz, (1994), observaron, que la parte inferior de la Fm. Fusselman es probablemente de edad Ordovícico tardío. Ruppel & Holtz, (1994), describieron la Fm. Fusselman como una sucesión de las aguas someras de facies carbonáticas; a una facie basal de caliza oolite libre de arcillas (*grainstone*), más porosa, y permeable, está cubierta por una fina capa de lodolita (*mudstone*), que es a su vez cubierta por una gruesa sección de equinodermos sobre roca caliza libre de arcilla (*grainstone*) y granos empaquetados por carbonato (*packstone*). Estas estructuras contienen cavidades que han sido cubiertas con sedimento (*geopetal*), que han sido interpretados como evidencia de múltiples eventos de lixiviación. En caso de que esta porosidad secundaria incompleta esté rellena, esta facies puede servir como roca yacimiento (Ruppel & Holtz, 1994)

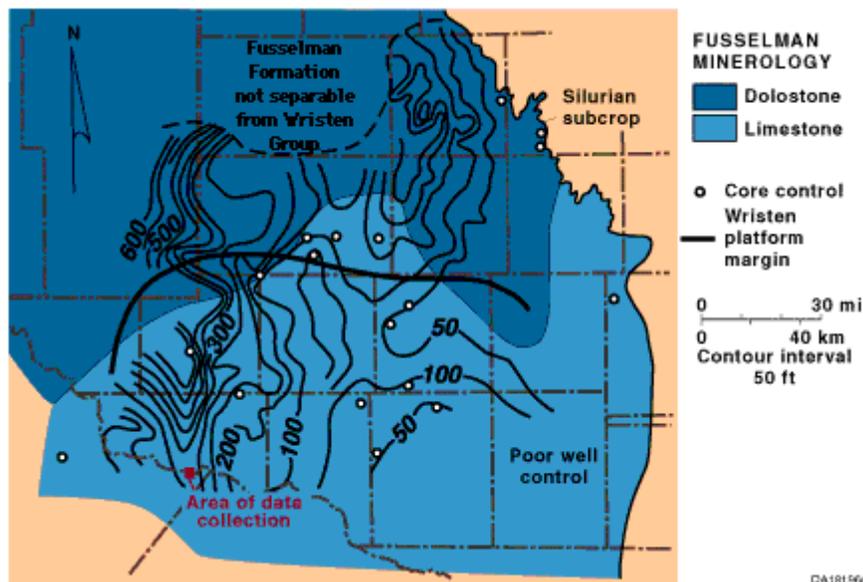


Fig. N° 10. Mapa isopaco que ilustra la distribución de la dolomita y de caliza en la Fm. Fusselman al oeste de Texas (Ruppel & Holtz, 1994).

Ruppel & Holtz, (1994), han colocado los depósitos de la Fm. Fusselman en la Plataforma carbonatica somera, esta unidad produce petróleo de más de 300 yacimientos en el oeste de Texas.

### 3.2.3 Formación Thityone

La sección estratigráfica del Devónico se puede dividir en el Devónico Inferior Fm. Thirtyone y al suprayacente Devónico Superior Fm. Woodford. La Fm. Thirtyone produce hidrocarburos a partir de rocas carbonáticas, dolomíticas, y cherts que contienen porosidad vugular, intercrystalina, y porosidad de fractura. La Fm. Woodford es predominantemente arcillosa y sirve como roca yacimiento, sello y como roca madre de hidrocarburos (Comer, 1991; T. S. Jones, 1953).

Ruppel & Holtz, (1994), interpretaron que la Fm. Thirtyone fue depositada en la pendiente de una cuenca donde los sedimentos silíceos fueron transgredidos por la progradación y agradación de carbonatos depositados en una vertiente de aguas someras (Fig. N° 11). De esta forma, los Cherts fueron depositados por sedimentación pelágica y por corrientes de turbidez. Los ciclos de apilamiento silíceo y los sedimentos carbonáticos sugieren la fluctuación relativa del nivel del mar o de los mecanismos de ejecución. En general, la Fm Thirtyone es más silíceo hacia la base y se vuelve más rica en carbonato hacia el tope. Ruppel & Holtz, (1994), reconocieron cuatro facies: (1) de color oscuro, chert y carbonato laminado, (2) capas gruesas laminadas a masivas de chert, (3) cavidades con chert laminado, y (4) esquelética de granos empaquetados por carbonato *packstone* dominado por los foraminíferos planctónicos

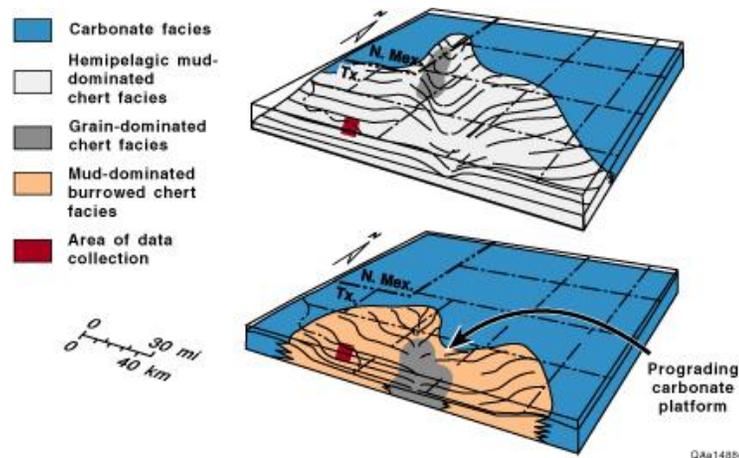


Fig. N° 11. Diagrama de bloque que ilustra la distribución de facies durante la depositación de la Fm. Thirtyone al oeste de Texas. (a) Durante el Devónico tardío el nivel relativo del mar alcanzó un nivel de aguas profundas y los sedimentos silíceos y carbonatos plataforma de se limitaban al norte. (b) La progradación de la plataforma de carbonatos relleno en dirección sur la parte proximal de la Cuenca y deposito materiales de alta energía buzamiento abajo en la parte central de la (Ruppel & Holtz, 1994).

Ruppel & Holtz, (1994), dividieron los yacimientos de la Fm. Thirtyone en dos zonas que definen dos escenarios de oportunidades, la rampa carbonato y la zona de aguas profundas. Estas zonas son productivas de petróleo, y en los alrededores de los campos West Waha y Worsham-Bayer, la Fm. Thirtyone produce gas. Los campos West Waha y Worsham-Bayer quedan fuera y al suroeste de la frontera de las aguas profundas, pero la Fm. Thirtyone en el ámbito de estos campos es casi seguro que el yacimiento represente una oportunidad equivalente de gas (Fig. N° 12).

Rocas compuestas por Chert de aguas profundas fueron clasificadas por Ruppel & Holtz, (1994), en dos tipos dominantes-translúcido chert sin porosidad y chert – porcelanizado poroso, la última es la facies de yacimiento (Ruppel & Hovorka, 1995).

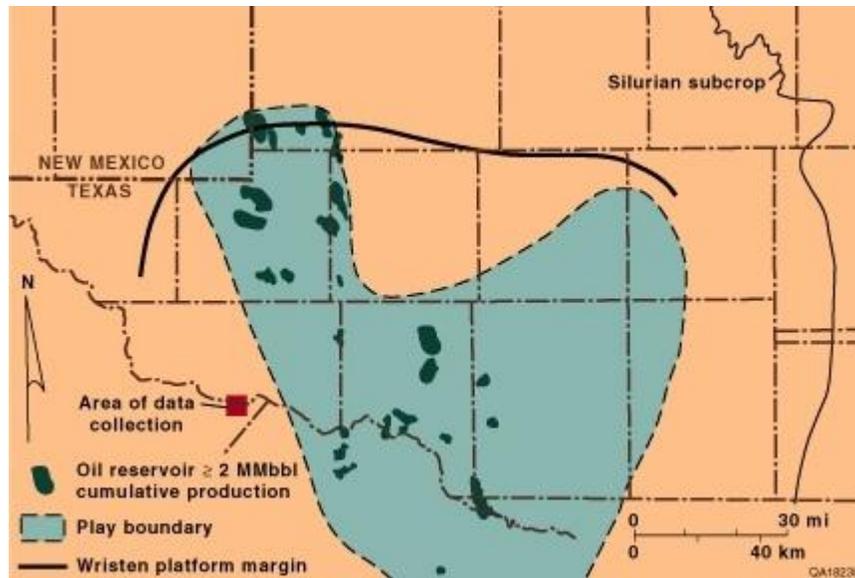


Fig. N° 12. Mapa ilustrativo de la ubicación de los chert de aguas profundas que enmarcan un escenario de oportunidades. Además, se puede observar la región donde se fueron adquiridos los datos. Nótese, que los yacimientos al norte del campo West Waha son productores de petróleo, considerando que los yacimientos de la Fm. Thirtyone en las proximidades de los campos West Waha y Worsham-Bayer son productores de gas. (Stephen C. Ruppel & Holtz, 1994).

La porosidad es aparentemente controlada por las tasas de conversión; fases de sílice metaestable a fases estables de sílice durante el soterramiento y la compactación. Ruppel & Hovorka (1995), proponen que la diagénesis del sílice se produjo con mayor rapidez

sobre las capas de carbonato, las cuales fueron la fuente de la salida de flujo de iones de magnesio, el cual sirvió de catalizador para la diagénesis del chert. Por lo tanto, sedimentos de xilópalo adyacentes a laminas de carbonato se convirtieron en chert estable durante la fase temprana de la historia diagenética de estas rocas, y la porosidad intercrystalina y moldica fue cementada más en los cherts más distales del carbonato laminado (Ruppel & Hovorka, 1995)

#### ***3.2.4 Calizas del Misisipiense***

Las rocas del Misisipiense inferior en la parte sur del oeste de Texas son conformables y de litología similar a la Fm. Woodford. Estas rocas son conformables y están cubiertas por la plataforma de carbonato de las rocas que fueron depositadas como progradación y agradación de aguas someras de carbonato de plataforma. Buzamiento abajo, las rocas carbonáticas del Misisipiense son de color más oscuro, silíceas, lo que indica que son calizas de aguas más profundas, que a su vez están en contacto con las lutitas gradacionales (Frenzel et al., 1988; Wright, 1979). Aunque la frontera entre el carbonato y las facies siliciclásticas no es constante a través del tiempo y es poco conocido en los alrededores de los campos West Waha y Worsham-Bayer, el mapa de facies de (Wright, 1979), establece una frontera entre las lutitas y los carbonatos de la plataforma en la zona próxima de estos campos de gas (Fig. N° 13).

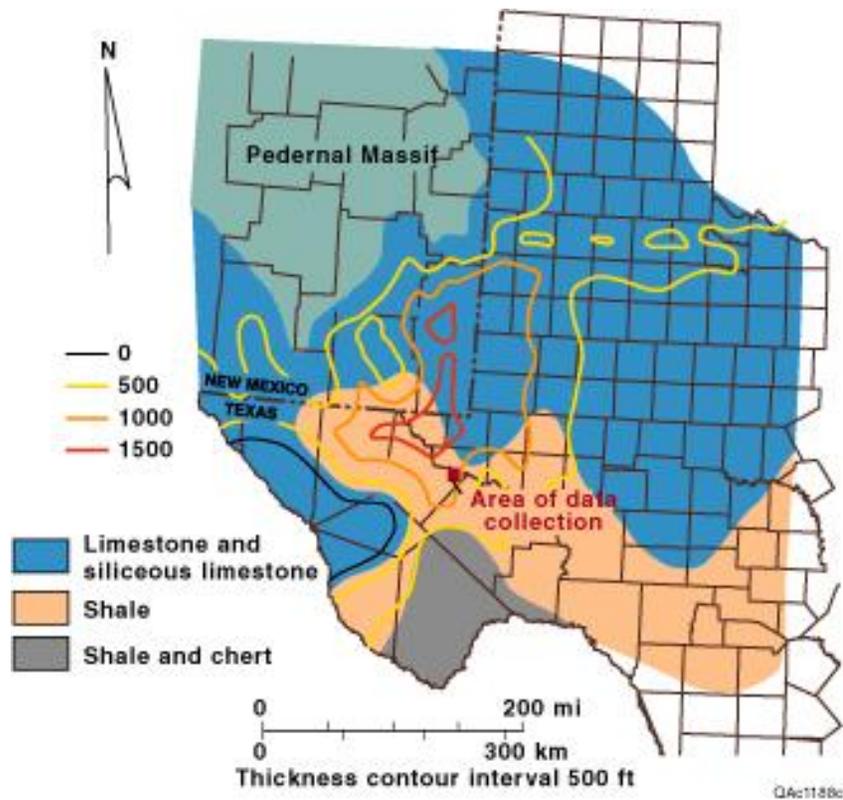


Fig. N° 13. Mapa isópaco y mapa de facies de las rocas del Misisipiense al oeste de Texas. Nótese, que el área donde se recolectaron los datos se encuentra entre la región de arcillas y calizas (Wright, 1979).

El registro tipo del Pozo 29 (Fig. N° 6), indica rocas arcillosas inmediatamente por encima de la Fm. Woodford. Ese comportamiento se le podría adjudicar a las facies de arcillas negras descritas por (T. S. Jones, 1953). En la parte superior de éstas arcillas se observa una sección evidentemente carbonática, la cual es probablemente equivalente a la Fm. Chappel (Ruppel, 1989)

## **CAPITULO IV**

### ***EVALUACIÓN PETROFÍSICA MULTIMINERAL***

La petrofísica es una especialidad que conjuga conocimientos de ingeniería del petróleo y geología, la cual determina cuantitativamente las propiedades de la roca y los fluidos presentes en la misma. Adicionalmente, la petrofísica determina la relación existente entre los fluidos y su movimiento a través del medio poroso de la roca de un yacimiento determinado.

Normalmente, cuando se realiza una evaluación petrofísica se está buscando petróleo y/o gas en cantidades económicamente rentables para producción.

Tradicionalmente, las evaluaciones petrofísicas en yacimientos clásticos se realizan mediante la aplicación de un conjunto de metodologías que involucran la aplicación directa de fórmulas y de flujos de trabajo preconcebidos para un determinado campo. Sin embargo, cuando los yacimientos son carbonáticos, realizar la estimación de las propiedades petrofísicas no resulta tan sencillo; debido a que por lo general las fracturas de los carbonatos se encuentran contaminadas con trazas de elementos radioactivos como uranio y/o torio, entre otros, provenientes de niveles arcillosos.

El enriquecimiento en el contenido de materiales radioactivos altera las lecturas del registro de Rayos Gamma (GR), dificultando la identificación de los límites formacionales y la estimación del Volumen de Arcilla (Vsh). Cuando se dificulta el cálculo del Vsh, resulta imposible realizar la estimación de valores confiables de porosidad (Phi).

Los intervalos productores de campo West Waha se encuentran en las estructuras sedimentarias del Pensilvanense inferior y El Grupo Ellenburger del Ordovísico inferior es por ahora la mayor unidad productora en esta área. La menor producción de gas proviene de las formaciones Fusselman del Silúrico, Thirtyone del Devónico y de las calizas del Misisipiense. La producción de la Fm. Fusselman ha sido reportada en forma incorrecta, dado que el intervalo productor pertenece a la Fm. Montoya del Ordovícico.

Es importante destacar, que los intervalos productores se encuentran en rocas carbonáticas, lo que impide la aplicación de la evaluación petrofísica clásica; asimismo, no se cuenta con todos los parámetros para realizar una evaluación petrofísica completa. En este sentido, fue necesario evaluar una técnica alternativa para acompañar el cálculo de la porosidad y del contenido de arcilla en litologías complejas como las del campo West Waha.

### **Estimación de litología y porosidad**

La literatura disponible para estimar el contenido litológico y la porosidad es escasa, son pocos los autores que hacen referencia a la metodología de cálculo. En su libro (Bassiouni, 1994), sólo indica que es una metodología adecuada para realizar la evaluación petrofísica en litologías mixtas o complejas como las que involucran carbonatos.

Los métodos determinísticos son los que dieron origen a las antiguas tablas (chartbook), la que aun se utilizan en el análisis de registros; siendo estos mismos métodos los que ahora son ampliamente aplicados en la mayoría de los paquetes comerciales. Una Buena descripción de los métodos determinísticos se encuentra en el capítulo 6 del libro Principios de Interpretación de Registros (Schlumberger Limited, 1991), donde exponen las ecuaciones que emplea el método multiminerale (Zittel, comunicación personal).

Las mediciones de los registros neutrón, densidad y sísmico, no dependen únicamente de la porosidad ( $\Phi$ ), sino también de la litología de la formación, contenido de fluidos en los poros y en algunas instancias de la geometría y estructura del poro. Cuando los parámetros de la matriz rocosa son conocidos (tiempo, densidad, porosidad) los valores correctos de porosidad pueden ser estimados.

Los registros Neutrón ( $N_{\text{phi}}$ ) y densidad ( $R_{\text{hob}}$ ), responden a la porosidad total que es la suma de la porosidad primaria (intergranular o intercrystalina) y de la porosidad secundaria (vugular, fisuras, fracturas). El registro sísmico ( $Dt$ ), tiende a responder a la porosidad primaria.

Para determinar la porosidad cuando se presentan complicaciones con la litología, se requiere la mayor cantidad de información disponible. Afortunadamente, los registros neutrón, densidad y sísmico poseen respuestas diferentes a la matriz mineral en presencia

de gas o hidrocarburo ligero y a la geometría y estructura del poro. La combinación de estos registros proporciona una determinación precisa de la porosidad.

En este sentido, se empleó la combinación Neutrón-Densidad para realizar el cálculo del contenido de arcilla (Vsh), mediante la ecuación N° 1.

$$Vsh(i) = \left( \frac{Nphi(i) - Rhob(i)}{Nphi(shale) - Rhob(shale)} \right) \quad ec.1$$

Luego, se aplicó la corrección de Larionov para rocas antiguas, debido a que las formaciones objeto del estudio poseen edades geológicas comprendidas desde el Misisipiense (~325 MA) al Cámbrico (~540 MA). El cálculo se realizó mediante la ecuación N° 2.

$$Vsh\_Larionov(i) = 0.33 \times (2^{2 \times Vsh(i)} - 1.0) \quad ec.2$$

El cálculo de la porosidad se realizó mediante el registro densidad (Rhob), debido a que diversos autores lo consideran como un registro preciso y con pocas alteraciones por variables externas. El cálculo se realizó mediante la ecuación N° 3.

$$Porosidad(i) = \left( \frac{Rhob(i) - Rhob\_Caliza}{Rhob\_H_2O - Rhob\_Caliza} \right) \quad ec.3$$

Una vez realizado el cálculo de la porosidad, se procedió a eliminar el espacio poroso ocupado por el contenido arcilloso. El cálculo se realizó mediante la ecuación N° 4.

$$Porosidad\_c(i) = Porosidad(i) - Vshale\_Larionov(i) \quad ec.4$$

Una vez estimadas la porosidad y el volumen de arcilla, se procedió a estimar la proporción de caliza, dolomita y arenisca. La estimación se realizó mediante las ecuaciones 5, 6, 7 y 8.

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) (L \rho_{maL} + D \rho_{maD} + S \rho_{maS}) \quad ec.5$$

$$\phi_N = \phi \phi_f + (1 - \phi) (L \phi_{maL} + D \phi_{maD} + S \phi_{maS}) \quad ec.6$$

$$\tau = \phi \tau_f + (1 - \phi) (L \tau_{maL} + D \tau_{maD} + S \tau_{maS}) \quad ec.7$$

$$1 = L + D + S \quad \text{ec.8}$$

Donde,

$\rho_b$ ,  $\phi_N$  y  $\tau$  son las medidas de densidad de bulk, porosidad neutrón y delta tiempo de los registros densidad, neutrón y sónico respectivamente.

$\rho_f$ ,  $\phi_f$  y  $\tau_f$  son la densidad, índice de hidrógeno y medida de lentitud de los poros saturados investigados por los registros densidad, neutrón y sónico respectivamente.

$\phi$  es la porosidad

$\rho_{maL}$ ,  $\rho_{maD}$  y  $\rho_{maS}$  son la densidad de grano de la caliza, dolomita y arenisca respectivamente.

$\phi_{maL}$ ,  $\phi_{maD}$  y  $\phi_{maS}$  son los índices de hidrógeno de de la caliza, dolomita y arenisca respectivamente.

L, D y S representan la fracción de caliza, dolomita y arenisca de una roca de matriz mixta. Para encontrar la solución simultanea del sistema de ecuaciones de 4 incógnitas, se elaboró un código en Matlab <sup>TM</sup>. La lectura de los archivos con extensión (.LAS), se realizó utilizando el código readlas.m del Consortium for Research in Elastic Wave Exploration Seismology (CREWES, 2012), disponible en ([www.crewes.org](http://www.crewes.org)).

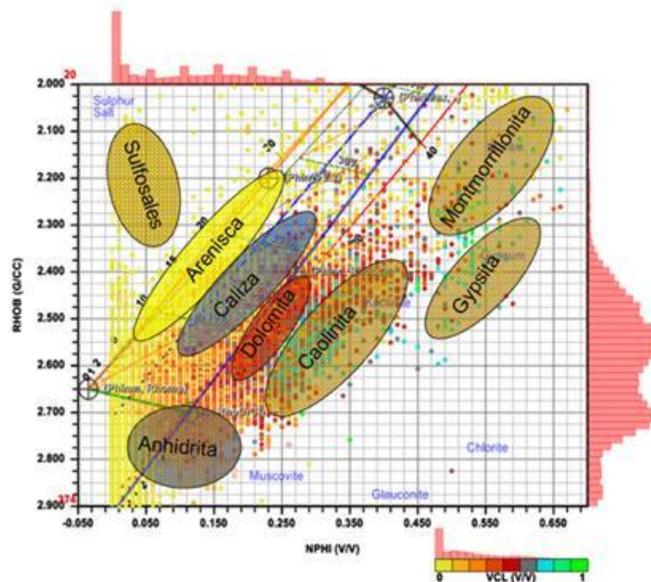


Fig. N° 14. Gráfico cruzado de NPHI Vs. RHOB Vs. Vsh del pozo 29, ilustrando la posición de los centroides correspondientes a los diferentes tipos litológicos.

Previo al cálculo, fue necesario determinar los minerales presentes y los valores que se utilizarían como valor de corte, los cuales son característicos de cada mineral. Para ello, se empleó un gráfico cruzado Densidad-Neutrón calibrado con base en las tablas desarrolladas por Schlumberger. En la Fig. N° 14, se puede apreciar un gráfico cruzado representativo del campo West Waha, con la referencia de los diferentes minerales presentes. Nótese, que los minerales: arenisca, caliza y dolomita se encuentran en la banda central de las líneas de referencia. No obstante, en la periferia se puede observar diferentes tipos de arcillas entre los cuales se encuentra: montmorrillonita, gypsita y caolinita. Además, se pueden observar otros minerales accesorios tales como: sulfosales y anhidrita. Para realizar la estimación se utilizó el centroide de cada nube seleccionada como valor de referencia. La estimación del contenido de minerales se orientó a definir arenisca, caliza, dolomita y contenido de arcilla. Para esta última no se hizo hincapié en su composición exacta debido a que no se requiere tal nivel de precisión para la construcción del modelo. Sin embargo, el conocimiento de los minerales presentes en el área de estudio será de vital importancia para aportar información sobre los ambientes depositacionales.

El cálculo de los contenidos de caliza, dolomita y arenisca se realizó para los pozos 29, 38, 41, 42 y 47; debido a que son los únicos pozos que cuentan con registros necesarios para realizar el cálculo.

Las fracciones de caliza, dolomita y arenisca para cada pozo se respaldaron en archivos *ascii*, lo cual facilita su carga en la plataforma geocientífica GeoMerú™.

Una vez creados los archivos, se procedió a realizar la carga a través de la herramienta Cargador *ascii*, la cual traduce cualquier formato *ascii* en el formato interno de la plataforma geocientífica GeoMerú. Posteriormente, se creó una plantilla para facilitar las actividades de relleno con patrones litológicos acordes a la composición de cada material. En las Fig. N° 15 y Fig. N° 16. Se ilustran los resultados obtenidos mediante la estimación del contenido de caliza, dolomita y arenisca. Es importante destacar que la proporción de cada uno de estos minerales varía de acuerdo a la unidad sedimentaria que se esté estudiando, lo cual hace más apropiado el uso del término facie, el cual será ampliado en el Capítulo VI, donde será necesaria su utilización.

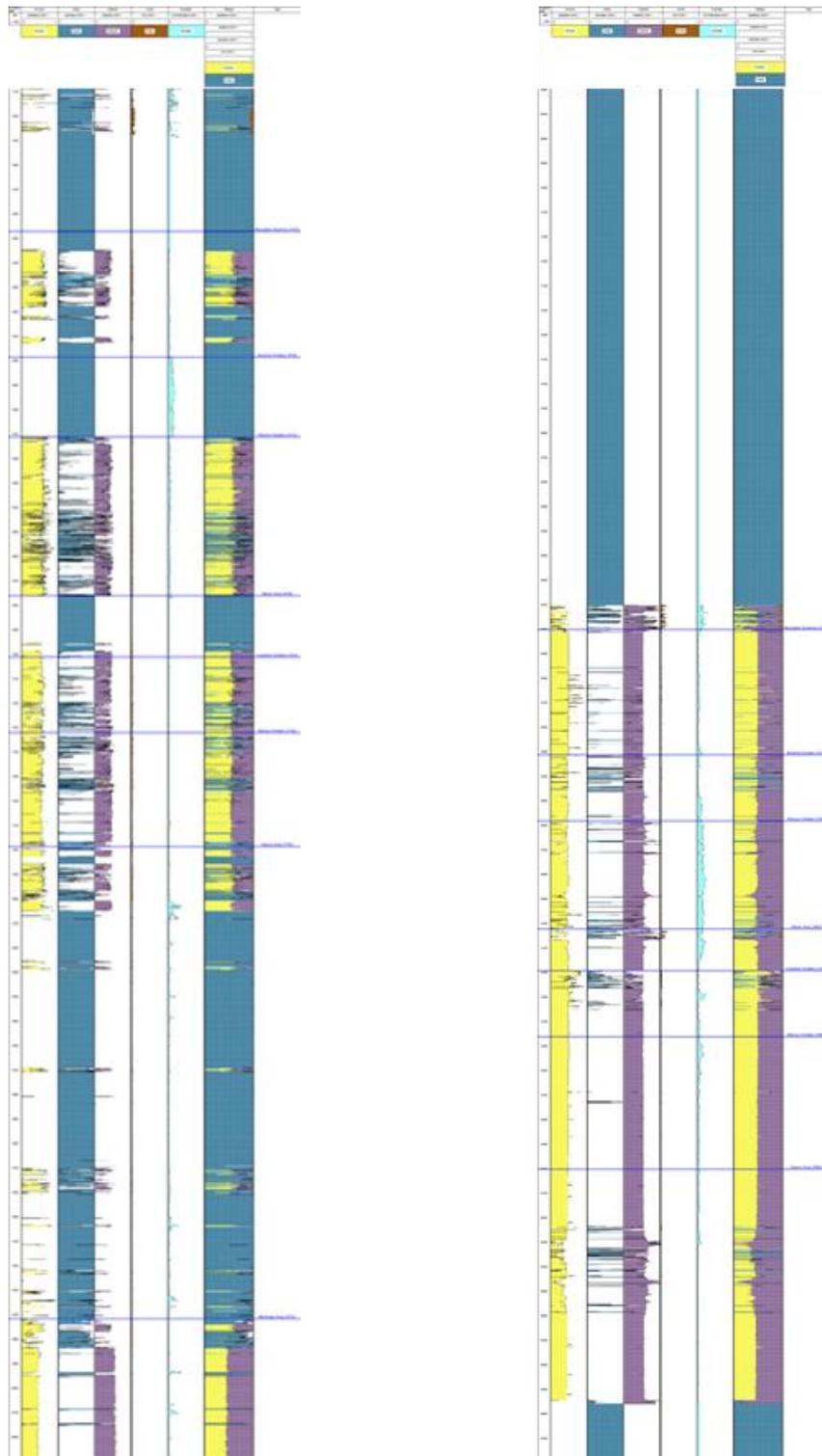


Fig. N° 15. Registro de contenido multimineral de los pozos 29 y 38

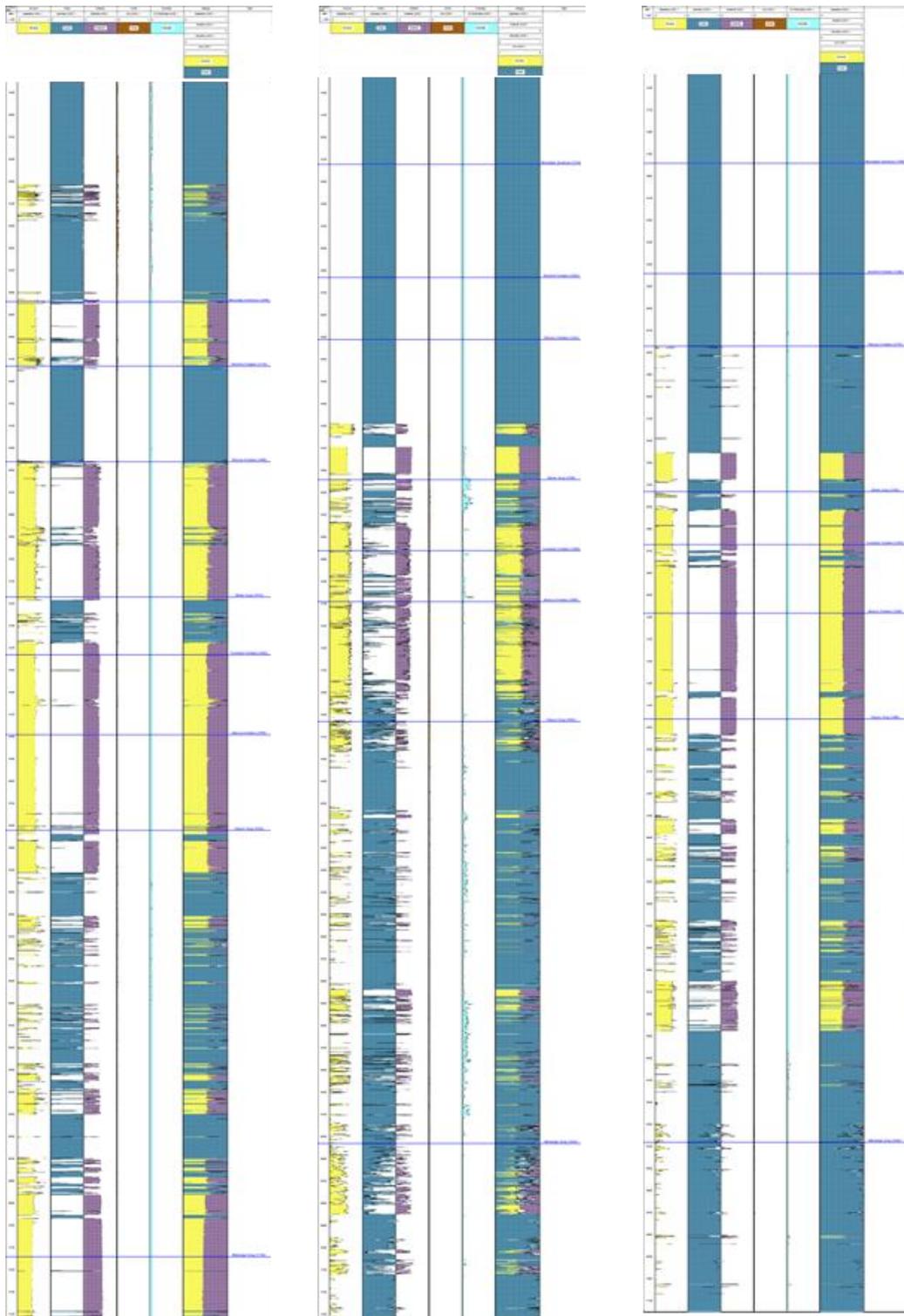


Fig. N° 16. Registro de contenido multimineral de los pozos 41-42-47

Los minerales presentes de acuerdo al análisis de gráficos cruzados indica la presencia de arreglos de matrices corresponden a Calizas, Areniscas y Dolomitas (en menor proporción). En cuanto a las facies de minerales laminares se tiene una: Arcillas Glauconítica con una baja porosidad ligada debido al efecto de litificación. Los minerales presentes en las arcillas son principalmente granos laminares de arcillas muy bioturbadas, intercaladas con calizas puras descompuestas por efecto de los dióxidos de Carbonos, originados por la desintegración del material bioturbado. Adicionalmente, existe mineralogía secundaria; la cual se pone de manifiesto por la presencia areniscas asociadas al contenido de caliza (Calizas del Misisipiense). Los minerales accesorios no fueron incluidos en los modelos litológicos interpretados; debido a que ofrecen una respuesta débil y no permite una diferenciación clara con respecto a los minerales o elementos principales. Es importante destacar, la presencia de dolomita, la cual se debe a un proceso de diagénesis de la sección de carbonatos, esta se produjo con los componentes de carbonato de calcio de la piedra caliza original, siendo sustituidos con magnesio para formar dolomita. Hay pruebas para múltiples períodos de deposición de anhidrita. La alteración de la estructura de deposición original tanto química (piedra caliza para la diagénesis a dolomita) y físicos (períodos de fracturación y la curación con anhidrita). Las descripciones básicas para tres pozos en el área de estudio fueron reunidos por (Passalacqua, 1995), y por separado por (Scuta, 1997). Sus descripciones incluyen pruebas que indican los períodos bajos del mar, erosión y el desarrollo kárstico, múltiples períodos de fracturamiento y brechamiento, depositación de la anhidrita, y los períodos de depositación de sedimentos en la parte profunda de la cuenca.

En lo referente a las unidades geológicas más profundas, desafortunadamente, hay pocas penetraciones que logran llegar al basamento en el área de estudio. La unidad geológica más profunda es la Fm. Ellenburger del Ordovícico, está compuesta por piedra caliza dolomitizada, su espesor se alcanza hasta 1.500 metros. En cuanto al proceso mediante el cual varias unidades compuestas por areniscas terminan teniendo cierto contenido de dolomita, varios autores indican que durante la orogénesis de Ouachita, los fluidos contenido en las lutitas fueron comprimidos y se calentaron, produciendo corrosión de unidades dolomitizadas, estos fluidos se pusieron en movimiento desplazándose a través de zonas compuestas por areniscas, estos fluidos migraron a través de los acuíferos de

alta permeabilidad, así como facies *grainstone* y zonas de brecha paleocavernas. Lo cual justifica la presencia de areniscas con cierto grado de dolomitización.

### **Estimación de intervalos con gas**

Una vez realizada la estimación del contenido mineral asociado a las diferentes formaciones, se procedió a realizar el cálculo de la porosidad por 2 metodologías diferentes, la primera de ellas Porosidad-Neutro (Nphi) y la segunda Porosidad-Densidad (Dphi). En ambos caso se utilizó como matriz caliza y matriz arena de acuerdo a los límites establecidos por los topes formacionales, desde un punto de vista teórico, ambos registros deben poseer el mismo comportamiento. Sin embargo, para condiciones especiales donde la formación posee en sus poros gas, el registro Neutrón, tiende a presentar una deflexión con respecto al registro RHOB. Este comportamiento se debe a que el gas tiene una menor concentración de hidrógeno que el petróleo o el agua debido a su menor densidad; por lo tanto en zonas de gas, la herramienta de neutrones reporta porosidades anormalmente bajas. Éste proceso permitió clasificar los intervalos donde existen grandes acumulaciones de gas. Los pozos empleados para realizar el cálculo son los mismos empleados en la estimación multimineral (pozos 29, 38, 41, 42 y 47), dado que son los pozos que poseen los registros densidad y neutrón. A continuación se indican las ecuaciones empleadas para realizar el cálculo.

$$D_{phi}(i) = \left( \frac{Rho_b(i) - Rho_b\_Caliza / arena}{Rho_b\_H_2O - Rho_b\_Caliza / arena} \right) \quad ec.9$$

$$N_{phi}(i) = \left( \frac{NPHI(i) - NPHI\_Caliza / arena}{NPHI\_H_2O - NPHI\_Caliza / arena} \right) \quad ec.10$$

Posteriormente, se procedió a graficas ambas porosidades (Dphi y Nphi) en una misma escala. En la Fig. N° 17, se ilustran los registros de porosidad de los pozos

Las regiones donde se presenta la deflexión de la curva de porosidad estimada a partir del registro neutrón se resaltó en color rojo.

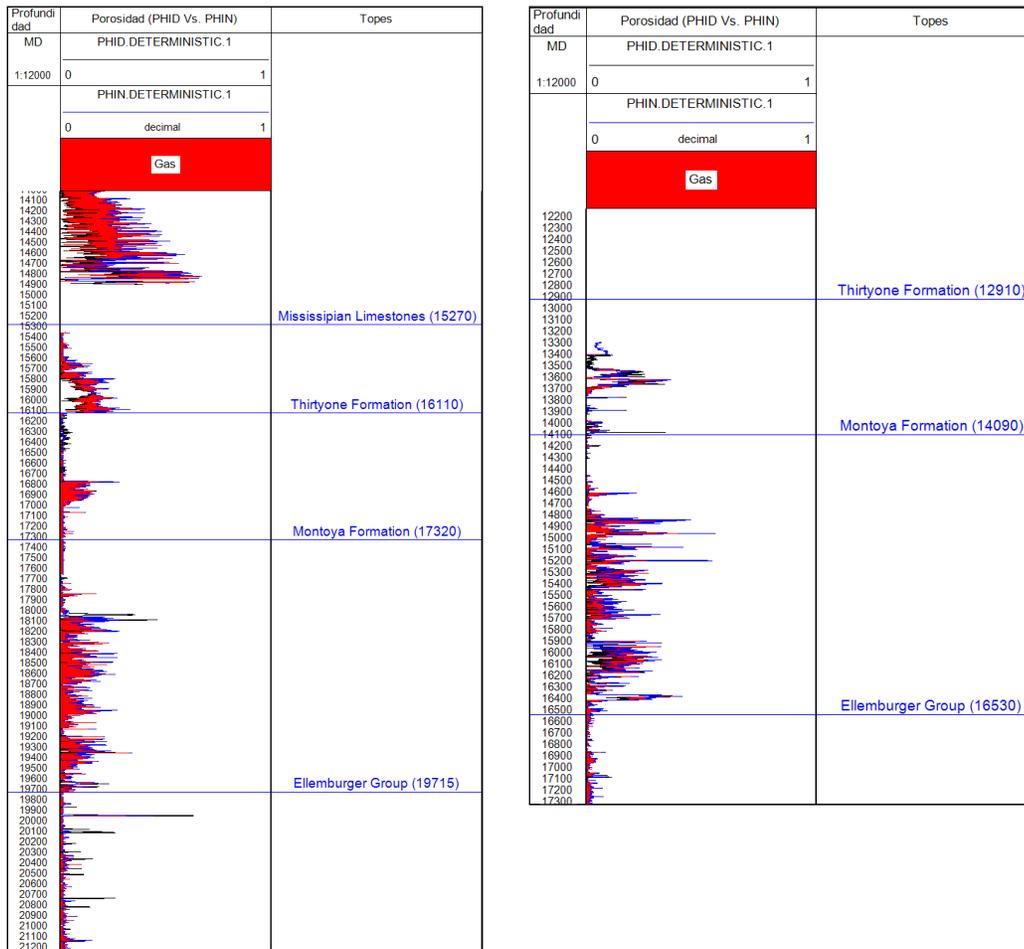


Fig. N° 17. Gráficos de porosidad (Nphi y Dphi) con anomalías de indicadores de gas en formación destacadas en rojo (pozo 29 a la izquierda y pozo 42 a la derecha).

## CAPITULO VII

### ANÁLISIS DE LOS DATOS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO WEST WAHA

#### Evolución del precio del gas natural en EE.UU.

Los inversionistas siempre olvidan el gas natural en beneficio del petróleo, eso se explica por su precio bajo. Pero desde el principio del año 2000, el gas natural ha salido de su hibernación como muchas otras fuentes de energía, también olvidadas de los inversionistas. Al evaluar al campo West Waha, este se caracteriza por producir de las formaciones de edades desde el Ordovícico ( $488,3 \pm 1,7$  MA), hasta el Misisipiense ( $359,2 \pm 2,5$ ). En este sentido, toma importancia realizar revisión de la variación de los precios del gas natural a través de análisis gráficos en los EEUU desde 1981.

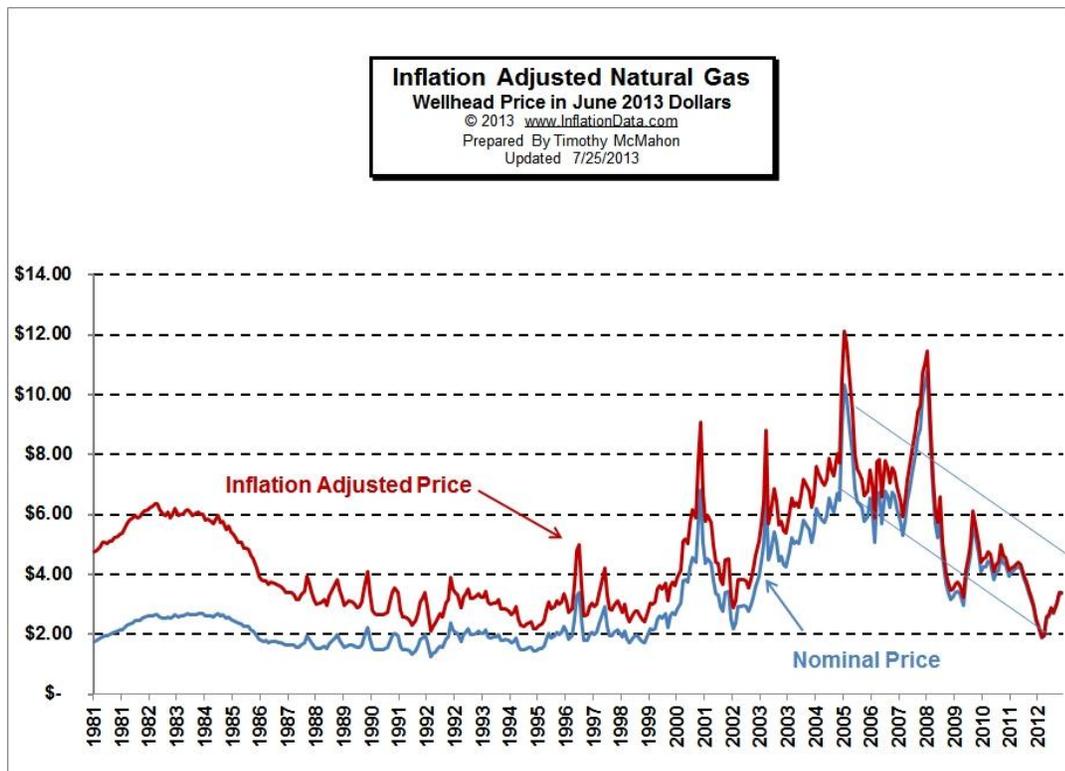


Fig. N° 18. Variación de los precios del gas desde 1981. (McMahon, 2013)

En la Fig. N° 19. se puede ver el precio ajustado por inflación del gas natural en la boca del pozo. Lo que significa que cantidad reciben los productores de gas por la venta. Como se puede ver, el precio ajustado por inflación alcanzó su punto máximo en octubre de 2005, aunque el precio nominal no enarbó hasta julio de 2008. La línea azul muestra

que el precio "ajustado por la inflación", y (es decir, el precio real "nominal" pagado) ha ido disminuyendo desde el pico del 2005. La caída es probablemente debido a las fuerzas de recesión y no debido a la mayor producción de gas natural.

Al observar el precio ajustado por inflación, se observa que los precios actuales en términos "reales" están de vuelta en el rango que estaba en el período comprendido entre 1986 - 2000 en el equivalente de \$ 2.00 - \$ 4.00 en junio de 2013 dólares. Esto es probablemente debido a la mayor oferta de gas natural debido a la mejora de las técnicas de recuperación como "fracking". (McMahon, 2013)

Las reservas conocidas del gas natural de Canadá han bajado a pesar de las inversiones numerosas en 2003. Canadá es el tercer productor y el segundo exportador mundial, la producción de gas natural del Canadá representa 7.3% de la producción mundial; es el primer exportador de gas natural hacia los EEUU. Las compañías perforan cada vez mas pozos, y con bajas probabilidades de éxito. Por ello, el desarrollo de estudio en zonas promisorias que habían sido abandonadas por poseer fuerte complejidad estructural y/o estratigráfica ha tomado vigor en los últimos años con el desarrollo de las nuevas tecnologías. Este es el caso de campo West Waha, cuyos datos se colocaron bajo dominio público para fomentar la investigación y aplicación de nuevas técnicas en dicho campo.

### ***Gráficos de Producción del Campo West Waha***

El campo West Waha cuenta con 11 pozos con datos de producción, uno de ellos el pozo 47, posee un registro doble, debido a que produce de la Fm. Fusselman y del Grupo Ellenburger. El histórico de producción de la mayoría de ellos data de la década de finales de los 60 hasta mediados de los 90. A continuación se ilustran los gráficos históricos de producción de los diferentes pozos del campo West Waha,

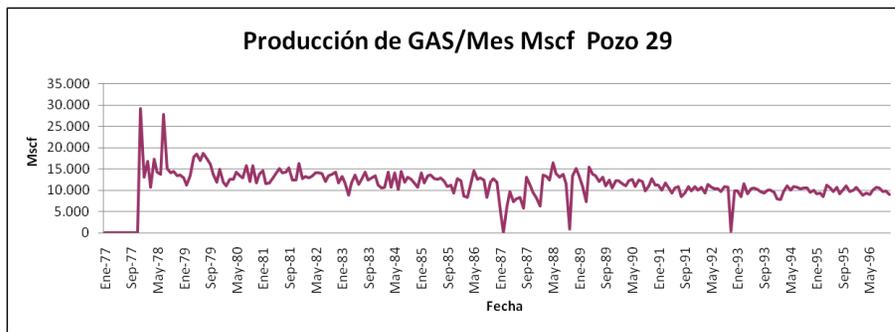


Fig. N° 20. Gráfico de histórico de producción del pozo 29

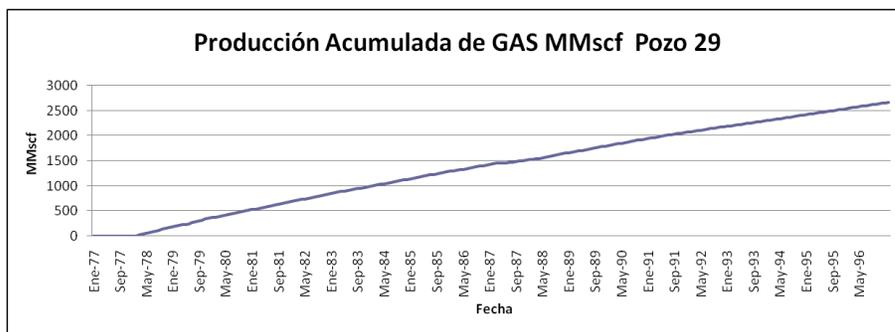


Fig. N° 21. Gráfico de producción acumulada del pozo 29

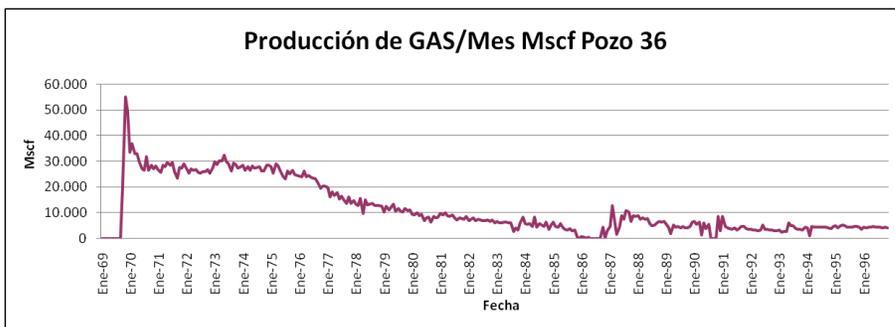


Fig. N° 22. Gráfico de histórico de producción del pozo 36

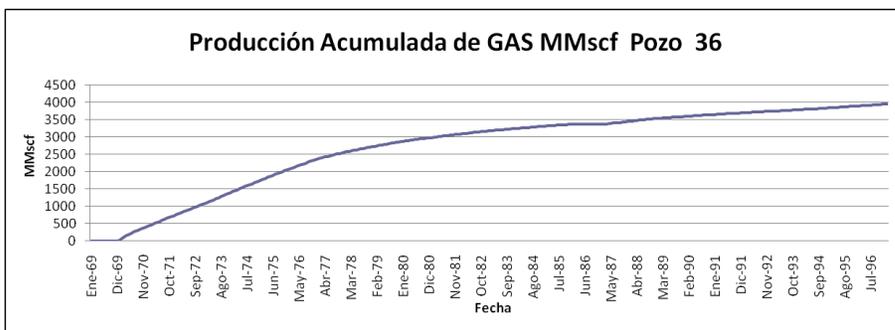


Fig. N° 23. Gráfico de producción acumulada del pozo 36

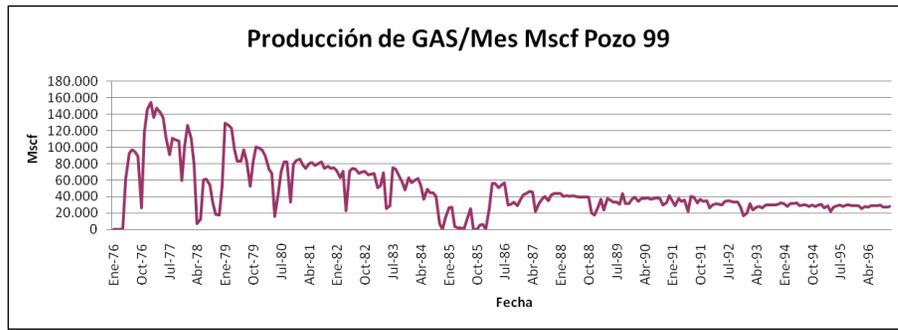


Fig. N° 24. Gráfico de histórico de producción del pozo 99

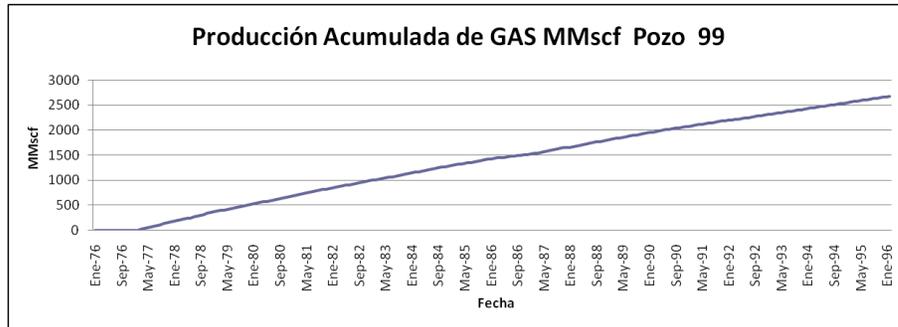


Fig. N° 25. Gráfico de producción acumulada del pozo 99

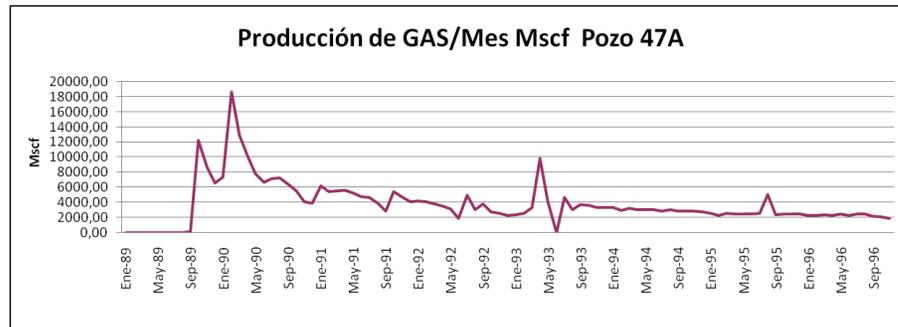


Fig. N° 26. Gráfico de histórico de producción del pozo 47A

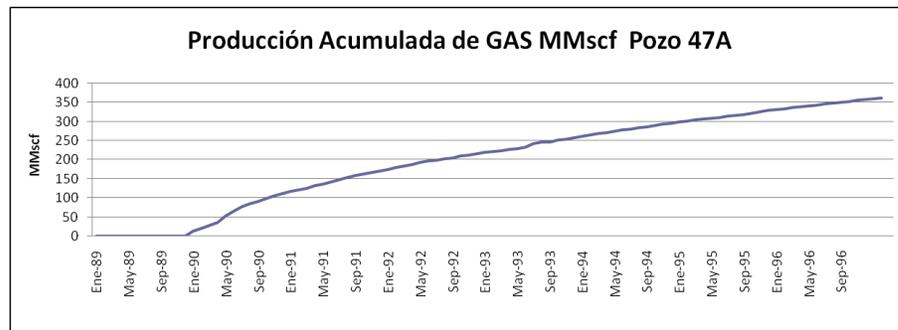


Fig. N° 27. Gráfico de producción acumulada del pozo 47A

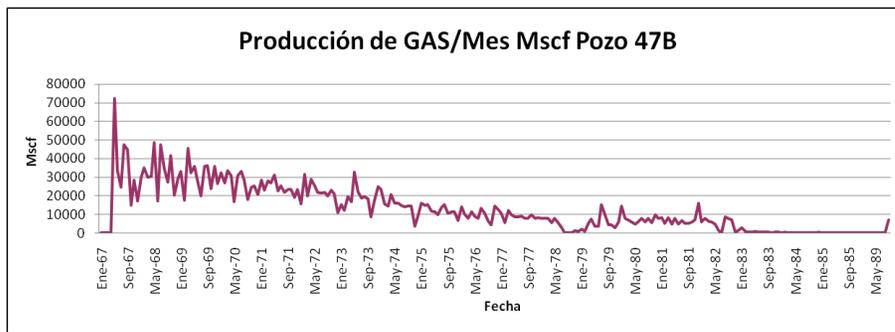


Fig. N° 28. Gráfico de histórico de producción del pozo 47B

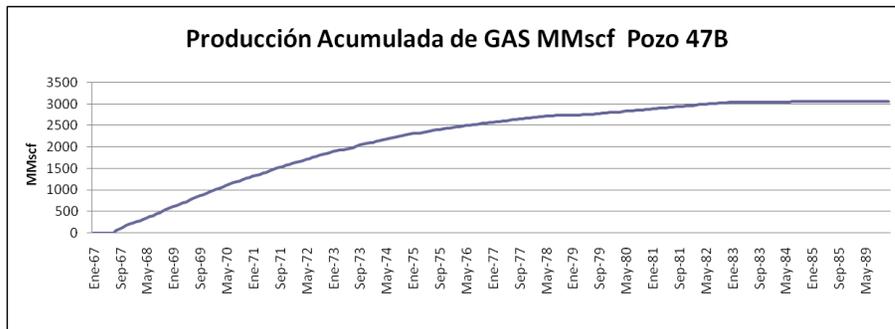


Fig. N° 29. Gráfico de producción acumulada del pozo 47B

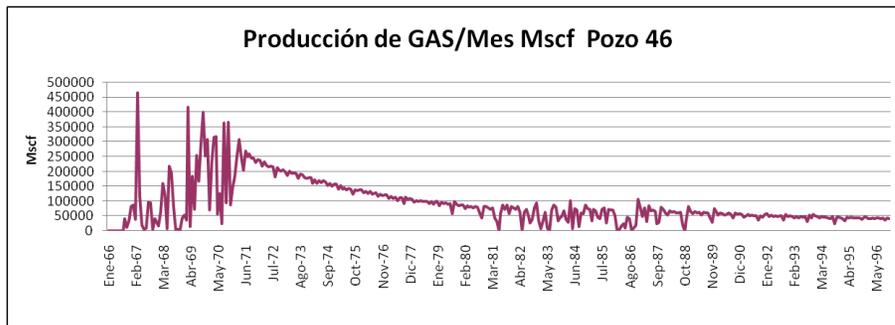


Fig. N° 30. Gráfico de histórico de producción del pozo 46

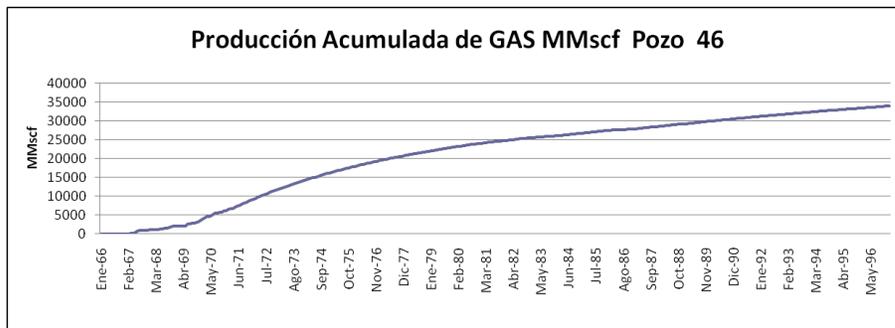


Fig. N° 31. Gráfico de producción acumulada del pozo 46

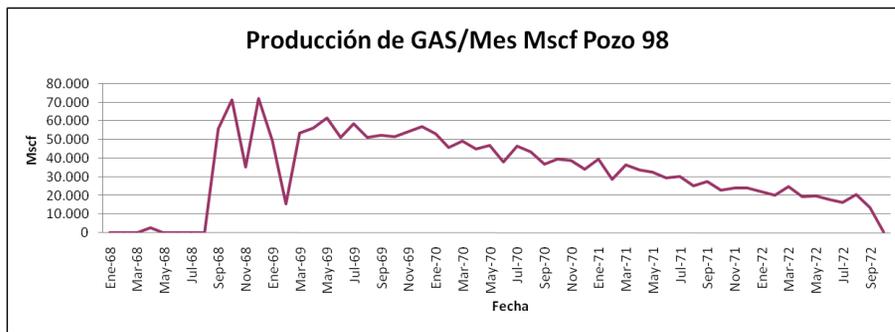


Fig. N° 32. Gráfico de histórico de producción del pozo 98

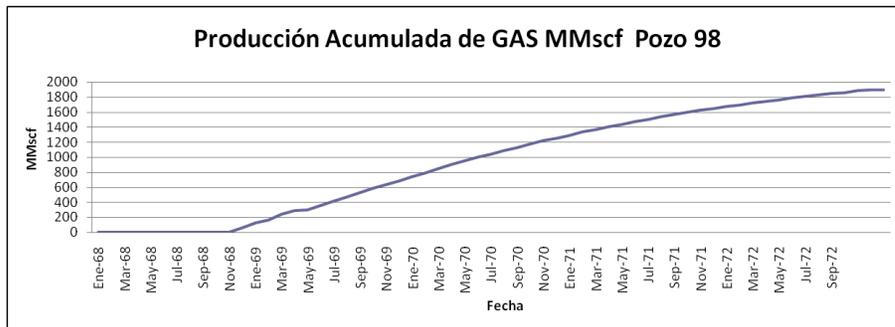


Fig. N° 33. Gráfico de producción acumulada del pozo 98

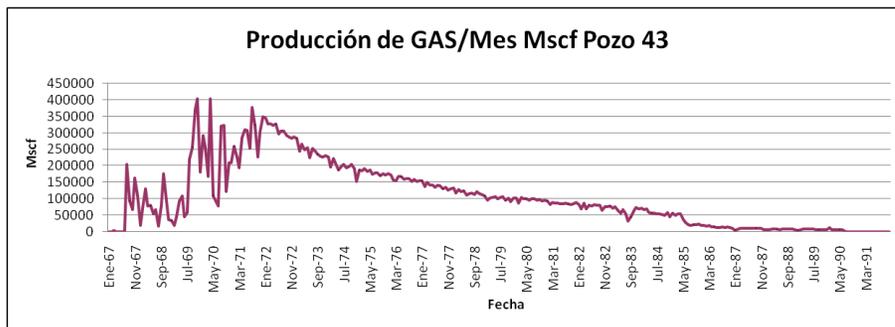


Fig. N° 34. Gráfico de histórico de producción del pozo 43

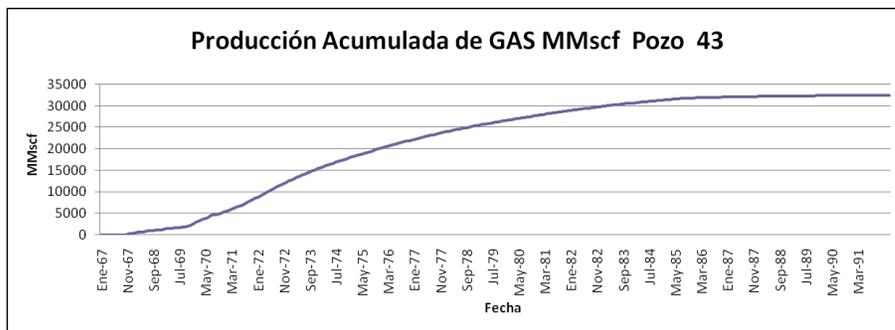


Fig. N° 35. Gráfico de producción acumulada del pozo 43

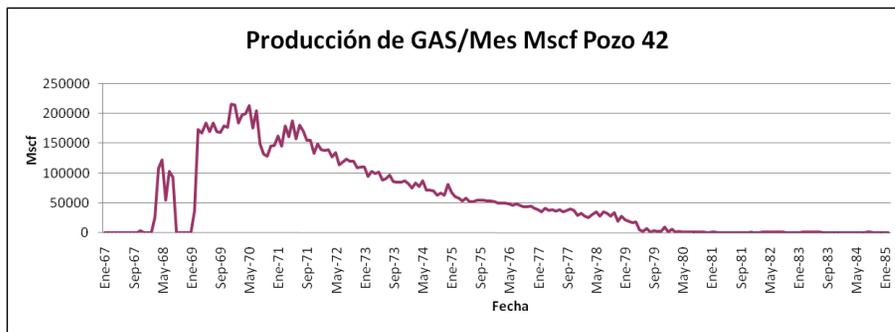


Fig. N° 36. Gráfico de histórico de producción del pozo 42

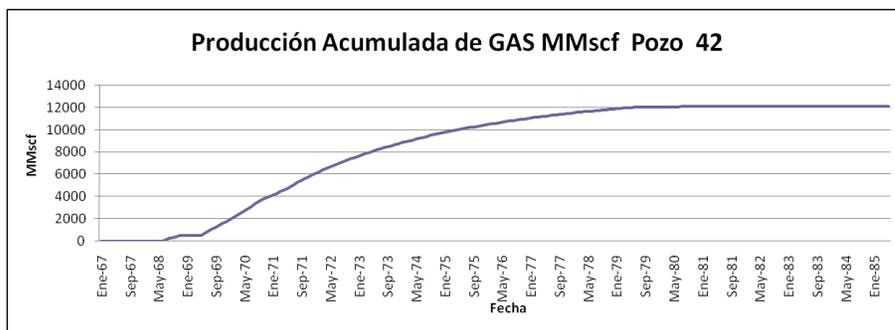


Fig. N° 37. Gráfico de producción acumulada del pozo 42

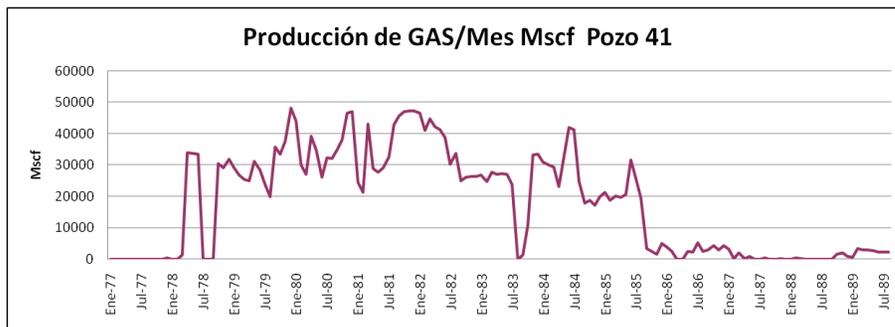


Fig. N° 38. Gráfico de histórico de producción del pozo 41

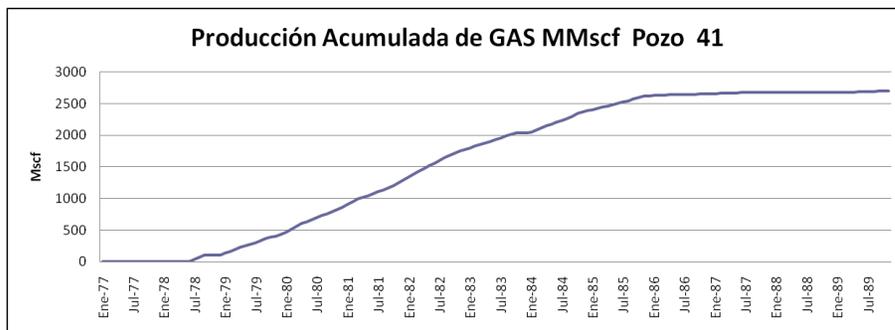


Fig. N° 39. Gráfico de producción acumulada del pozo 41

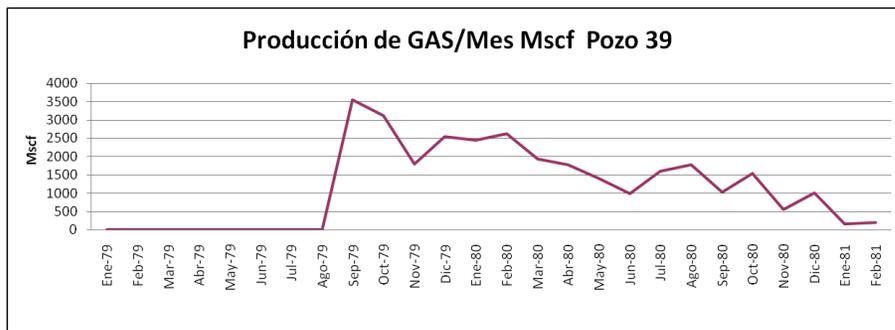


Fig. N° 40. Gráfico de histórico de producción del pozo 39

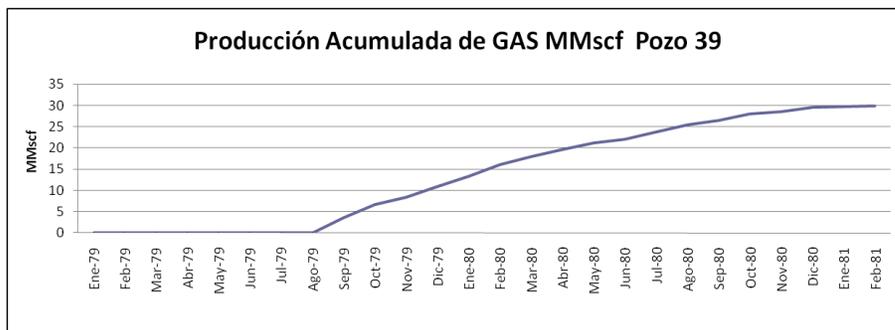


Fig. N° 41. Gráfico de producción acumulada del pozo 39

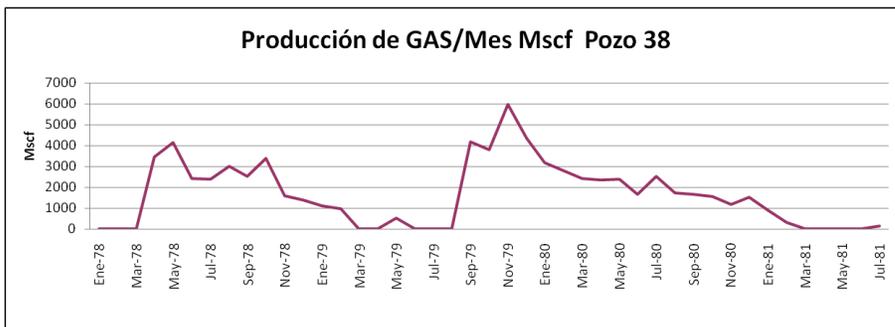


Fig. N° 42. Gráfico de histórico de producción del pozo 38

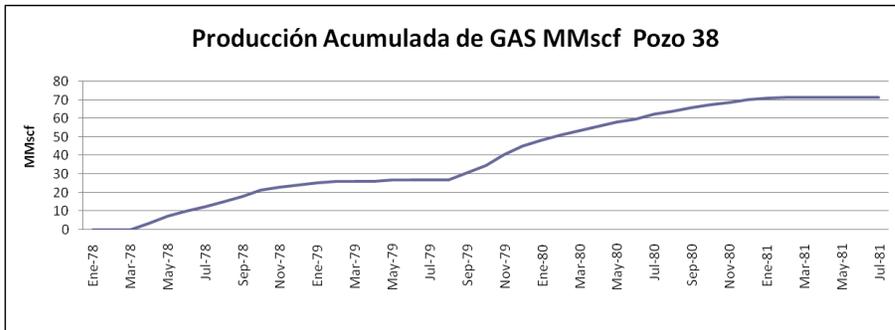


Fig. N° 43. Gráfico de producción acumulada del pozo 38

Al evaluar los gráficos, se puede observar que muchos pozos a finales de la década de los 80 y 90 comenzaron a reportar caídas de la producción de gas (38, 39, 41, 42, 43, 98, 46 y 47B). Sin embargo, los pozos (47A, 99, 36 y 29), a pesar de haber iniciado su proceso de decaimiento de producción tienden a mostrar un comportamiento tipo meseta, lo podría implicar que su decaimiento no será tan brusco como el de los otros pozos y ofrece esperanza, pues es posible que el gas de estos pozos provenga de otras unidades y migre a través de los sistemas de fallas.

## **CAPITULO V**

### ***INTERPRETACIÓN SÍSMICA***

#### **Marco estructural**

Según (Scott, 2008), la cuenca del Pérmico es una depresión estructural asimétrica depositada encima del Basamento Precámbrico datado entre 1350 y 1275 Ma (Ewing, 1995). Abarca aproximadamente 115000 millas cuadradas (300000 kilómetros cuadrados) en el oeste de Texas y el sureste de Nuevo México (Mazuingue-Desailly, 2004). Durante el Paleozoico tardío, la cuenca del Pérmico fue segmentada en varias pequeñas cuencas y elevada como consecuencia de la ruptura de la Pangea y reestructuración continental del Paleozoico tardío (Hills, 1985). El desarrollo estructural de la cuenca se puede dividir en tres etapas: formación de la cuenca Tobosa (predecesora de la cuenca del Pérmico) durante el Cámbrico en el tiempo del Misisipiense, la fragmentación de la cuenca Tobosa en varias cuencas profundas más pequeñas, separadas posteriormente por la elevación de la orogénesis de Ouachita (Alleghanian) durante el Pensilvaniense temprano y por parte del periodo Pérmico Inferior. La estabilidad tectónico/ estructural y relleno de la cuenca se dio lugar desde el Pérmico medio hasta el Triásico temprano. Durante mediados y finales del Misisipiense, la cuenca de Tobosa fue dividida por la formación de un depocentro agudo, el cual inició la formación de la cuenca de Delaware, cuenca central de la plataforma y la Cuenca de Midland. Desde el Misisipiense tardío hasta el final del Pensilvaniense la orogénesis de Ouachita fragmentó la cuenca de Tobosa en una serie de horst y graben tectónicos a lo largo de fallas inversas de alto ángulo (Hills, 1985; Horak, 1985).

El intervalo Pérmico Medio a Tardío se caracterizó por la relativa estabilidad tectónica y rápida subsidencia durante la cual, la mayoría de las subcuencas dentro de la cuenca del Pérmico fueron rellenadas. Como las cuencas Delaware y Midland se hundieron, la cuenca central de la plataforma siguió aumentando varios miles de pies (tanto como 8000 pies) (Horak, 1985), debido a la creación de mayor espacio de acomodamiento. Desde el inicio del Triásico, la cuenca del Pérmico se ha inclinado hacia el este, asimismo, el borde occidental de la cuenca se elevó aproximadamente a 9000 pies (2743 m), la mitad de la cual es el resultado levantamiento durante la orogénesis Laramide

(Cretácico tardío) (Horak, 1985). La cuenca de Midland se encuentra en el lado oriental de la cuenca del Pérmico y está rodeada por el arco de Ozona y el cinturón orogénico de Ouachita-Marathon al sur, la cuenca central de la plataforma al oeste, el arco Matador hacia el norte, y la Plataforma Este y la zona de fallas de Chadbourne al este.

### **Estilo estructural**

Según (Hoak, Sundberg, & Ortoleva, 1998), durante mucho tiempo se ha reconocido que la geología estructural de la cuenca del Pérmico no puede explicarse totalmente por modelos que implican extensión o contracción tectónica pura. Debido a que los pliegues en escalón y las geometrías de falla, combinados con los patrones de desplazamiento de fallas complejas, diversas dislocaciones (o fallas transcurrentes) y deformaciones que han sido integradas en los modelos regionales. En este momento el modelo más popular de distorsión tectónica regional es en realidad bastante viejo. El modelo fue propuesto por (Harrington, 1963), quien fue el primer geólogo en sugerir el modelo de desplazamiento y dislocaciones para explicar el plegamiento complejo con geometrías de fallamiento inverso; Harrington reconoció dos fases de deformación. La primera se interpretó durante el tiempo pre – Pensilvaniense Medio (Atokan), la cual deforma de 4000 -6000 pies de sedimento que se encontraban entre el basamento y las arcillas de Barnett (edad Misisipiense). La segunda fase correspondió a la subsidencia diferencial a lo largo de fallas normales que se formaron después del levantamiento del Pérmico Temprano (Wolfcampiano), en sincronía con la sedimentación y carga. Esta tesis se refuerza de acuerdo a lo expresado por (Hills, 1970), que a través de datos del subsuelo sugiere la posibilidad de un desplazamiento lateral a lo largo de fallas pre-Pérmico en la cuenca del Pérmico. El objetivo primordial de Hills fue determinar la dirección de los esfuerzos tectónicos responsables de la deformación regional. Hills interpretó dos sistemas tectónicos. El primero consiste en pliegues y fallas que poseen orientaciones de N35W (pliegues) y N55-80E (fallas dextrales), y N50-65 W fallas siniéstrales). La edad de esta deformación se especula que es de Misisipiense tardío al Pensilvaniense Medio.

Este sistema de fallas fue interpretado como fallas conjugadas para controlar la geometría irregular de la Plataforma de la Cuenca, especialmente a lo largo de su margen oriental. En una segunda fase, la deformación posterior según la interpretación

(Hills, 1970), está marcada por la relajación de la tensión y fallamiento normal con movimientos de reactivación de sistemas de fallas mayores. El momento de esta deformación se interpreta de edad Pérmico medio a finales del mismo, con desplazamientos de falla relativamente menores.

Teniendo en cuenta las relaciones conjugadas aparentes entre los sistemas de fallas NW y con tendencias NE, Hills sugiere que la dirección de compresión principal se orientó aproximadamente EN. Con el tiempo, la relajación gradual del régimen de compresión ES fue reemplazada por una mayor orientación N/S. El momento de plegamiento relacionado con este último régimen de esfuerzo está datado en algún momento entre finales del Pensilvaniense a principios del Pérmico.

Hills atribuye la deformación observada a un evento de edad Precámbrico tardío que formó la Cuenca de Tobosa de edad Paleozoica y una deformación del Paleozoico tardío temprano que formó las estructuras profundas, complejas, plegadas y corridas que dominan la geología estructural de la región.

Las fallas EN y WNW son interpretadas como estructuras dominadas por empuje como las observadas en la mayoría de las áreas. Las fallas con tendencias NE muestran cizalla antitética o fallas regionales transcurrentes y muestran un sentido sinistral de corte. Las fallas de rumbo son NW transcurrentes dextrales. La cinemática general de los bloques interiores de la cuenca central de la plataforma implica rotación a la izquierda. Esto implica que el desplazamiento a lo largo de las fallas cruzadas con tendencia NE es menos significativa en comparación a la tendencia EW y ONO de ajuste sinistral. Si el último conjunto con rumbo NE (sinistral) mostró mayor desplazamiento, el sentido general de la rotación de los bloques cerrados sería en sentido horario. (Hardage et al., 1999) en (Jones, 2008) muestra un corte crossline del campo West Waha, Condado de Pecos, Texas (ver Fig. N° 44).

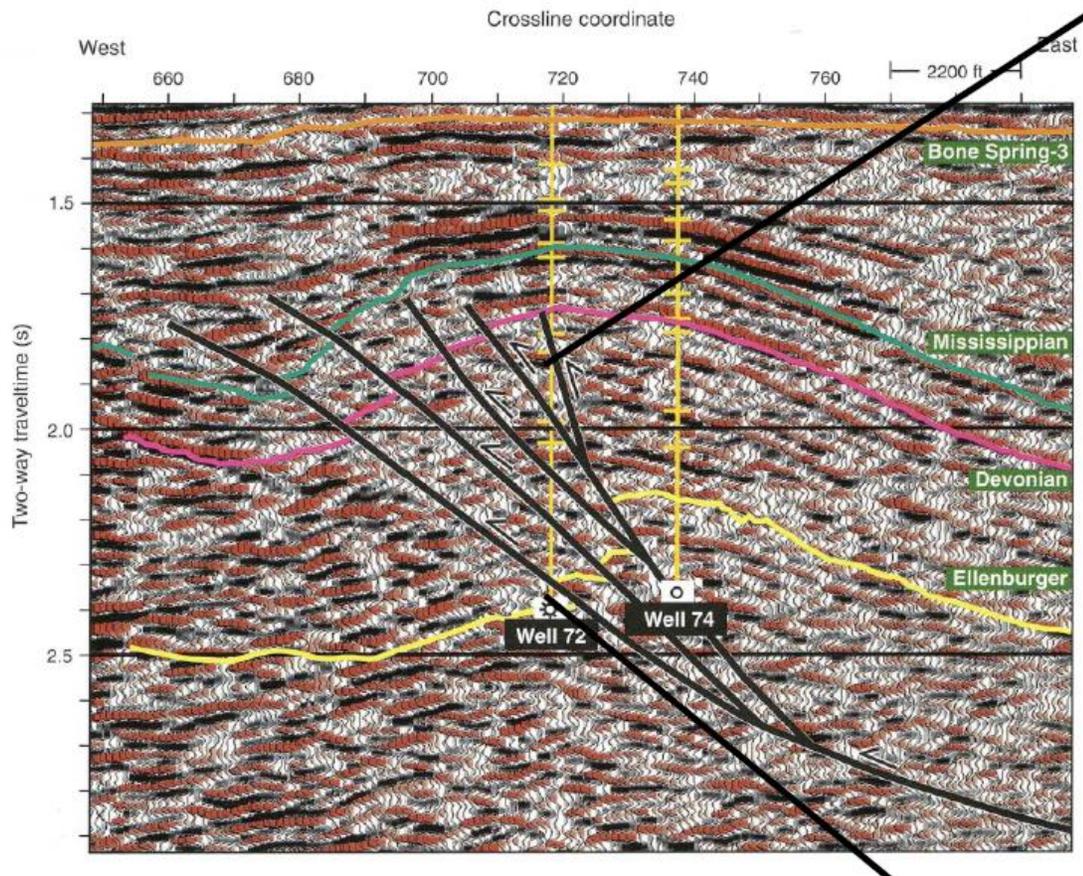


Fig. N° 44. Corte Inline del campo West Waha, Condado de Pecos, Texas, Tomado de Hardage et al. (1999)

### ***Calibración de Pozo-Sísmica.***

Una vez realizada la carga y culminada la validación de datos, se procedió a realizar el proceso de calibración. El conjunto de datos sólo contó con un tiro de verificación (*check shot*) en el pozo 37, el cual solo posee registro sísmico; lo que no favorece el proceso de construcción de la curva de impedancia acústica para posteriormente realizar el cálculo de la serie de reflectividad. En este sentido, se emplearon los topes formacionales y se creó un mallado regional en tiempo que interceptara cada uno de los pozos; con la malla y el único *check shot* disponible se aplicó un desplazamiento en tiempo hasta encontrar el mejor ajuste visual para cada uno de los pozos con los topes interpretados. El siguiente paso consistió en la generación del sismograma sintético para aquellos pozos que contaban con los registros densidad y el registro sísmico. En el proceso se realizó la extracción de ondícula para cada uno de los pozos siendo el pozo

29 el que contó con la ondícula con mayor índice de predictibilidad; durante el proceso de construcción de los sismogramas se ajustó la traza sísmica con la traza sintética mediante la aplicación de un delta tiempo de desplazamiento que osciló entre 4 y 10 ms. No se aplicaron relaciones tipo función cuadrática o pares tiempo profundidad, debido a que los materiales que conforman la columna estratigráfica de la región poseen fuertes cambios de densidad y de velocidad lo que genera en algunos casos inversión de velocidades lo cual, por lo general es difícil de reproducir mediante los métodos de construcción de pseudo TZs antes mencionados. En la Fig. N° 45, se ilustra el sismograma sintético y la ondícula extraída para el pozo 29.

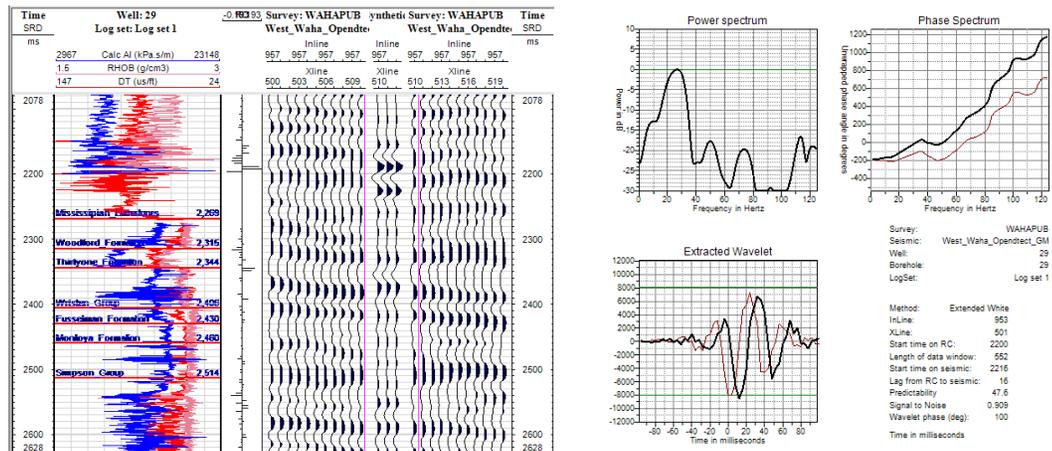


Fig. N° 45. En la figura de la izquierda se ilustran los registros: sónico, densidad e impedancia acústica, la serie de reflectividad, las trazas extraídas en dirección InLine y la traza sintética. A la derecha se ilustra el espectro de frecuencia mostrando una frecuencia dominante alrededor de los 27 Hz, el espectro de fase y la ondícula extraída; las líneas de color marrón indican la ondícula extraída y la línea negra la ondícula corregida mediante la aplicación de un desfase en tiempo.

## ***Interpretación Sísmica Estructural***

### **Interpretación de fallas**

Antes de iniciar la interpretación de horizontes, es necesario interpretar las fallas de acuerdo al estilo estructural del área; para ello, se construyó un boceto con base en los trabajos realizados por (Hardage et al., 1999), en la Fig. N° 46, se ilustran las fallas esbozadas.

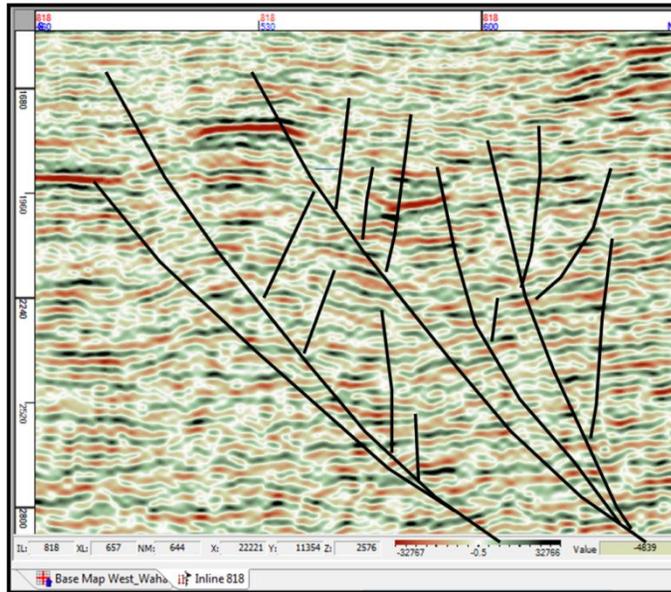


Fig. N° 46. Corte Inline mostrando el boceto de las fallas

El criterio para la delimitación e identificación de las fallas se fundamentó en determinar cuáles de las estructuras que se visualizan en los diferentes cortes en tiempo, eran efectivamente fallas, al ser apreciadas en cortes verticales, horizontales y/o combinaciones de las anteriores mediante las diferentes opciones de visualización. La Fig. N° 47, muestra un corte en tiempo con un Inline y Crossline en la parte central de volumen. El corte en tiempo exhibe el atributo amplitud (wahapu.sgy), donde se evidencian cambios de polaridad del reflector, mostrando la continuidad lateral de cuerpos en torno a zonas controladas por fallas, se destacan alineamientos que corresponden a las fallas principales y secundarias. Como criterios adicionales, se emplearon los diferentes atributos sísmicos como Similitud (*Similarity*, atributo de OpendTect), y Ant-Tracking (Atributo de Petrel). En el portal web de (“OpendTect - Free Open-source Seismic Interpretation Software System,” 1995), indican que el atributo de Similitud es una forma de "Coherencia" que expresa la cantidad de dos o más segmentos de trazas que se parecen entre ellos. Una similitud de 1 significa que los segmentos de traza son completamente idénticos en forma de onda y amplitud. Este atributo en particular posee una mejora en comparación con los atributos convencionales de cálculo de coherencia. El atributo de Similitud emplea como entrada

un atributo de suavizado estructural llamado Steering, el cual no sólo aplica un filtro de suavizado estructural para eliminar altas frecuencia; sino que al mismo tiempo realiza el cálculo del atributo de buzamiento (Dip), la dirección de continuidad de las capas permite al usuario seguir el buzamiento local de la estructura para encontrar segmentos de traza que deben ser comparadas, en lugar de comparar dos segmentos extraídos entre trazas horizontales. En la Fig. N° 48, se puede observar el despliegue de un corte en tiempo con un corte Inline y Crossline en la parte central de volumen. El corte en tiempo exhibe el atributo Similitud, donde se evidencian cambios de coloración, siendo los colores rojizos indicativos de mayor similitud entre las propiedades sísmicas y las zonas de color gris a blanco denotan áreas de menor similitud; los fuertes contrastes entre ambas propiedades indican las zonas de falla. Por su parte (Hosseini, 2009), indica que el atributo Ant-Tracking, es un algoritmo de rastreo, que se fundamenta en la forma en que las hormigas encuentran el camino más corto entre su nido y su fuente de alimento, lo cual es logrado mediante la comunicación a través de feromonas, una sustancia química que atrae a otras hormigas. El camino más corto será marcado con más feromonas que el camino más largo y por lo tanto la siguiente hormiga es más probable que elija la ruta más corta, y así sucesivamente. La idea detrás del algoritmo es la de distribuir un gran número de estas "hormigas" electrónicas en un volumen sísmico, y dejar que cada hormiga se mueva a lo largo de lo que parece ser una superficie de falla mientras que emite "feromonas". Las Hormigas desplegadas a lo largo de una falla deben ser capaces de rastrear la superficie de falla para una cierta distancia de búsqueda. Las Superficies que reúnen las expectativas serán fuertemente marcadas con "feromonas". Las superficies con pocas probabilidades de ser fallas serán marcadas débilmente. Es importante tener en cuenta que el atributo de rastreo de hormigas no sólo destacará planos de fallas en los datos; otras discontinuidades, como efectos de procesamiento, huellas de adquisición, límites de canales, respuestas caóticas y variaciones internas de amplitud reflector, también serán resaltadas. En la Fig. N° 49, se puede observar el despliegue de un corte en tiempo con un corte Inline y Crossline en la parte central de volumen. El corte en tiempo exhibe el atributo Ant-Tracking, nótese como el atributo destaca la zona de afectación de la falla, haciendo más preciso el proceso de

interpretación de la falla al utilizar los cortes en tiempo como guía durante el proceso de interpretación de fallas.

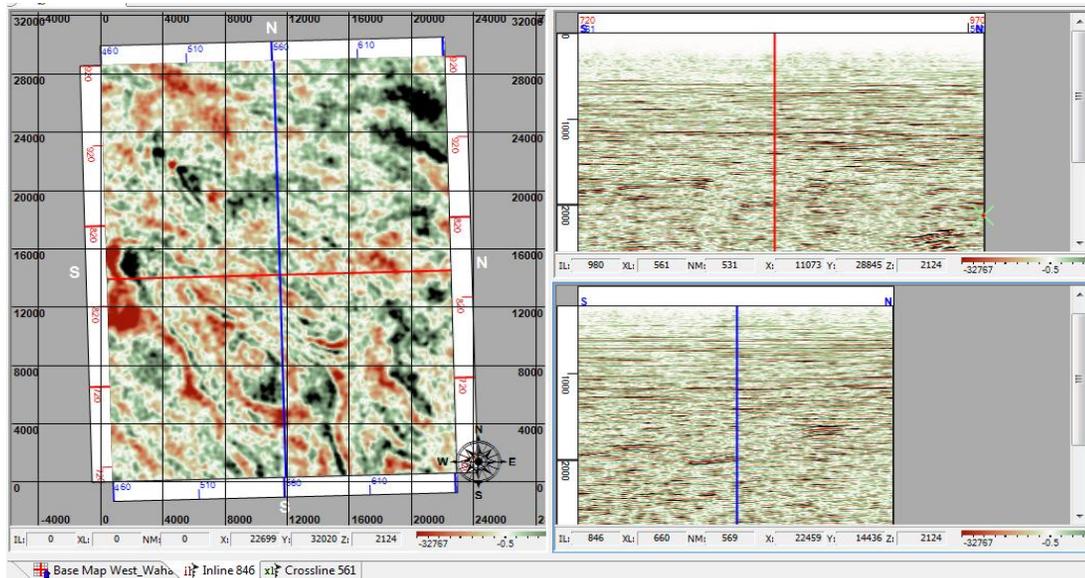


Fig. N° 47. Corte en tiempo del atributo de Amplitud a 1916 ms a la izquierda, en la parte superior derecha corte Crossline y en la parte inferior derecha un corte Inline del atributo de Amplitud; nótese como el corte en tiempo del atributo define la dirección de las fallas.

Las anomalías que aparecen en el atributo de amplitud, son reforzadas con la información obtenida en el atributo de Similitud; el cual ayuda a identificar los cuerpos que poseen propiedades similares entre ellos; por su parte, el atributo Ant-Tracking ayudó a identificar el rumbo de las fallas mayores y de las fallas menores. Este comportamiento también se observa con mayor definición en los atributos de Similitud y Ant-Tracking; la integración de la información facilitó su seguimiento de las fallas y su interpretación. La metodología antes descrita ayudo en la delimitación de las fallas en tiempo; bajo este esquema se realizó la interpretación de 13 fallas. En la Fig. N° 50, se puede observar una vista 3D con los planos de fallas principales. Nótese, como los planos de fallas controlan la geomorfología de los diferentes horizontes interpretados.

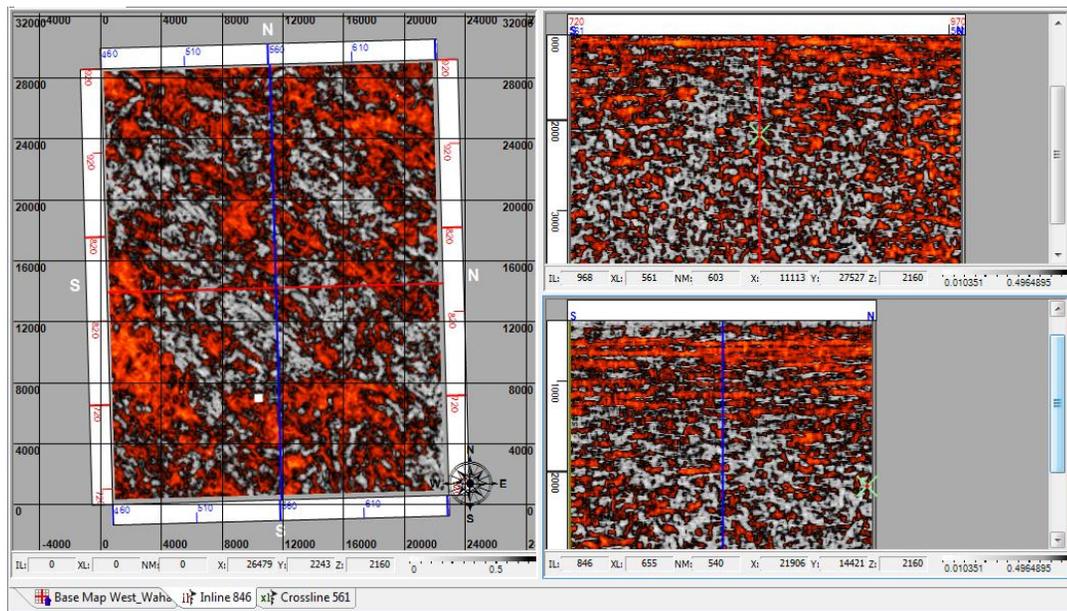


Fig. N° 48. Corte en tiempo del atributo de Similitud a 1916 ms a la izquierda, en la parte superior derecha corte Crossline y en la parte inferior derecha un corte Inline del atributo de similitud; nótese como el corte en tiempo del atributo define la dirección de las fallas.

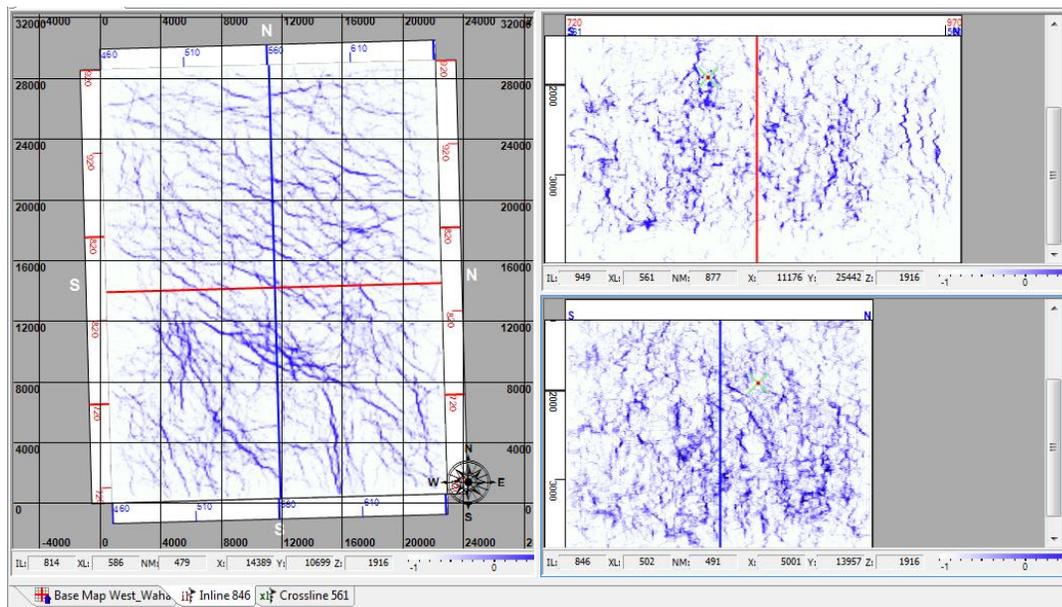


Fig. N° 49. Corte en tiempo del atributo de Ant-Tracking a 1916 ms; nótese como el atributo define la dirección de las fallas, en la parte superior la derecha se muestra el corte crossline 561 y en la parte inferior derecha el corte Inline 846, ambos cortando el atributo Ant-Tracking.

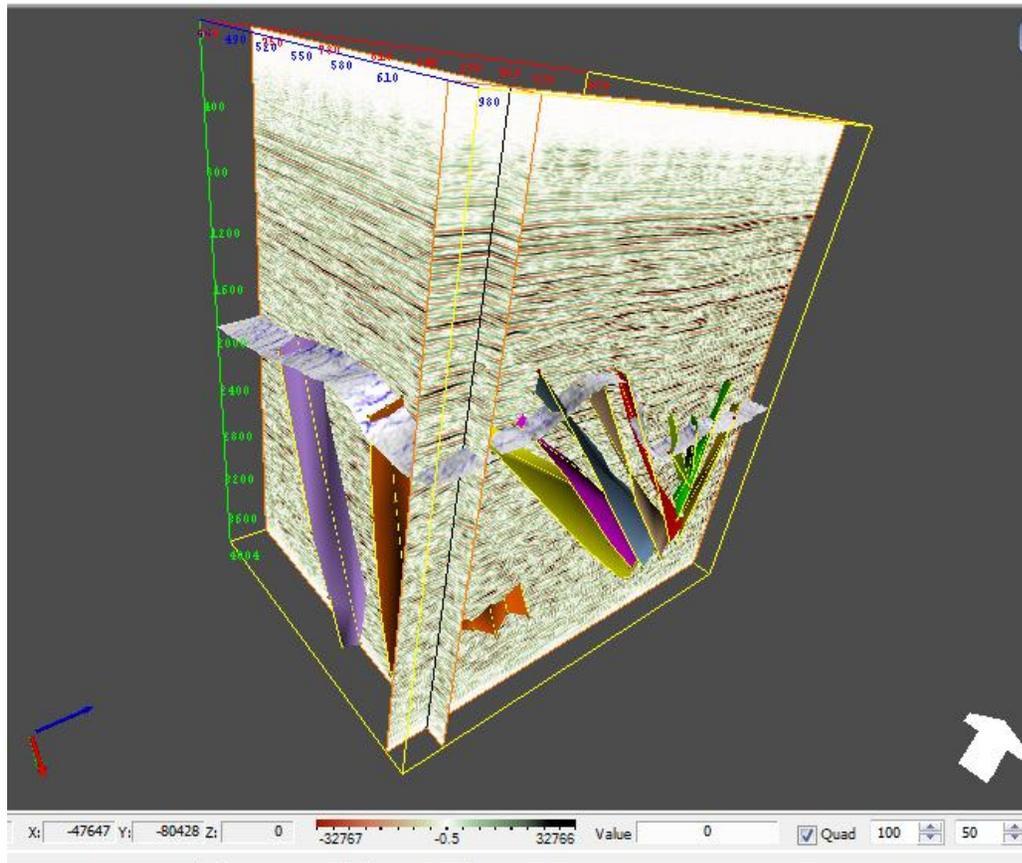


Fig. N° 50. Visualización 3D de las fallas principales, secundarias y del horizonte Calizas del Misisipiense.

### Interpretación de marcadores sísmicos

Una vez culminada la fase de calibración pozo-sísmica y tomando como punto de partida publicaciones previas como (Hardage et al., 1999), se llevó a cabo la interpretación de los Horizontes: Calizas del Misisipiense, Fm. Thirtyone, Fm. Montoya y Grupo Ellenburger. El criterio para la selección de los horizontes que serían interpretados se fundamentó en la resolución sísmica (Fig. N° 22). Los horizontes seleccionados poseen expresión sísmica y pueden ser correlacionados a lo largo del volumen sísmico. Además, como segundo criterio y tomando en consideración los objetivos de la investigación, se seleccionaron los horizontes correspondientes a los intervalos productores de gas, para vincular información de producción con información petrofísica y los atributos sísmicos.

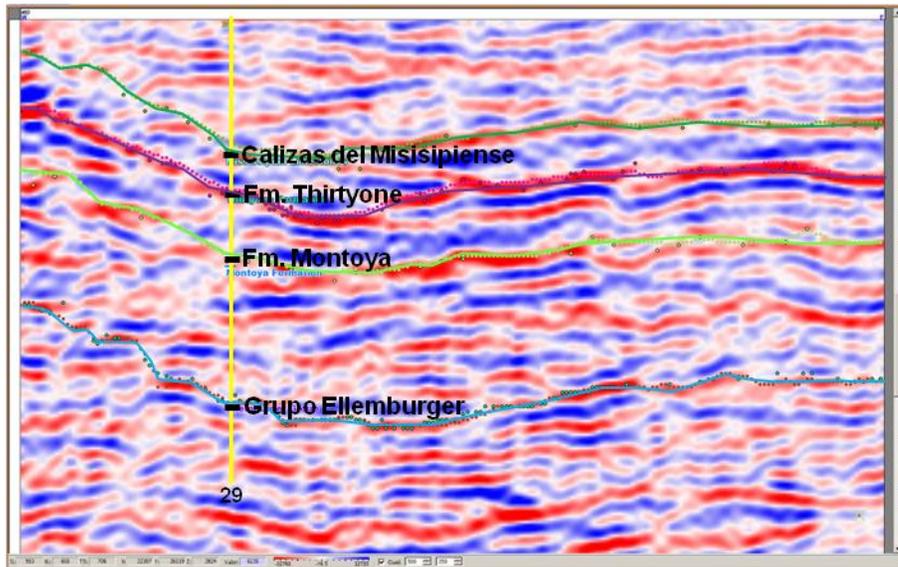


Fig. N° 51. Corte In-line sobre el pozo 29 ilustrando los horizontes: Calizas del Misisipiense, Fm. Thirtyone, Fm. Montoya y el Grupo Ellenburger.

En el trabajo de (Hardage et al., 1999), se encuentra interpretado el horizonte Calizas del Misisipiense en un área de 176 mi<sup>2</sup> un área 3.2 veces mayor al levantamiento del Campo West Waha; esta información se empleó como referencia para iniciar la interpretación del horizonte Calizas del Misisipiense en el área del Campo West Waha. En la Fig. N° 21, se puede observar el área de estudio enmarcada dentro del área interpretada por (Hardage et al., 1999), la cual cubre varios campos del sur de Texas, EE.UU.

El gráfico de la resolución sísmica contenido en la Fig. N° 53, ilustra cómo varía el contenido de frecuencia con la profundidad, los rangos oscilan entre 17 y 35 Hz; además, se puede observar que la resolución sísmica oscila entre 40 y 140 pies, con esta fluctuaciones se pierde la capacidad para identificar unidades sedimentarias por debajo de este nivel de resolución. Nótese, como la interacción de los diferentes materiales genera inversión de velocidades lo cual disminuye la resolución entre los topes correspondientes a Calizas del Misisipiense y Fm. Thirtyone, donde la resolución oscila entre 100 y 140 pies.

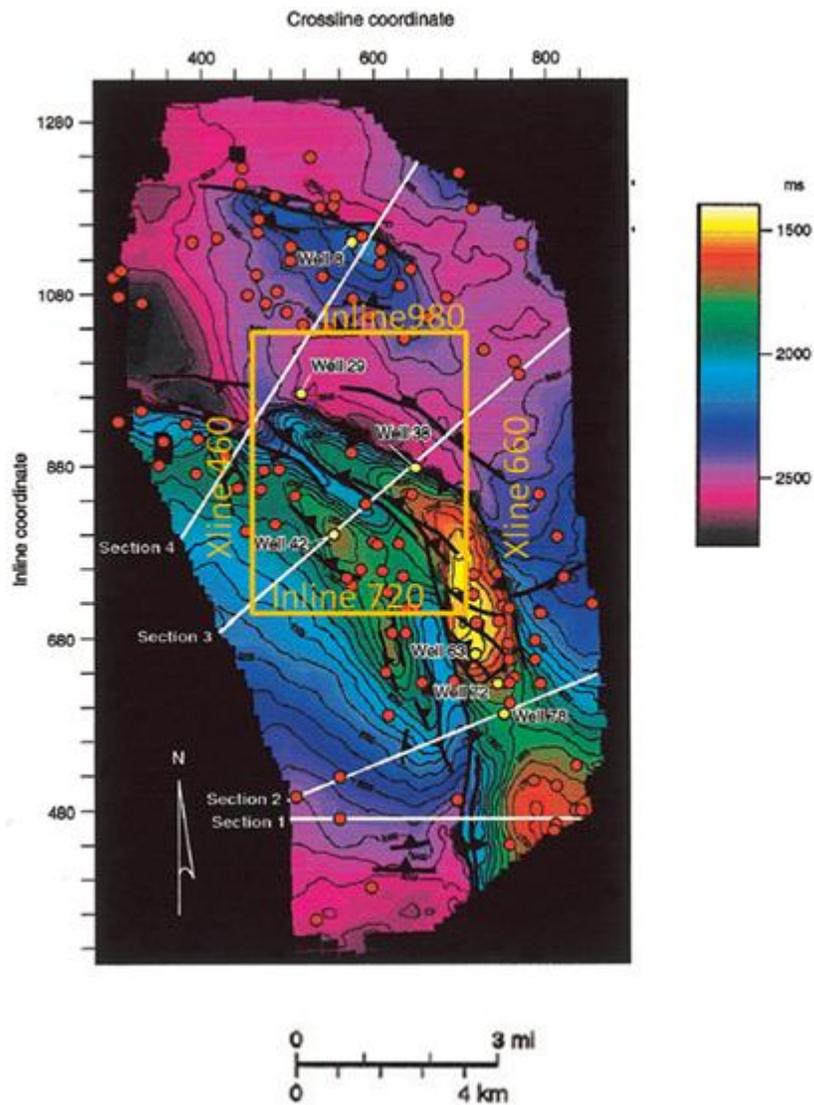


Fig. N° 52. Mapa estructural del Mississippian Limestone en tiempo mostrando la relación entre las fallas y los pozos productores, el área del recuadro ilustra el área del campo West Waha, modificado de (Hardage et al., 1999)

Un aspecto importante a destacar es la calidad del volumen wahapub.segy, el cual fue procesado con fines estructurales y fue procesado a 16 bits, lo cual indica que pueden presentarse limitaciones para alcanzar los objetivos propuestos. Esto se evidencia en la resolución sísmica la cual se puede considerar buena en función de los niveles de

profundidad del estudio; dado que los topes geológicos de interés se encuentran entre 11.000 y 17.000 pies.

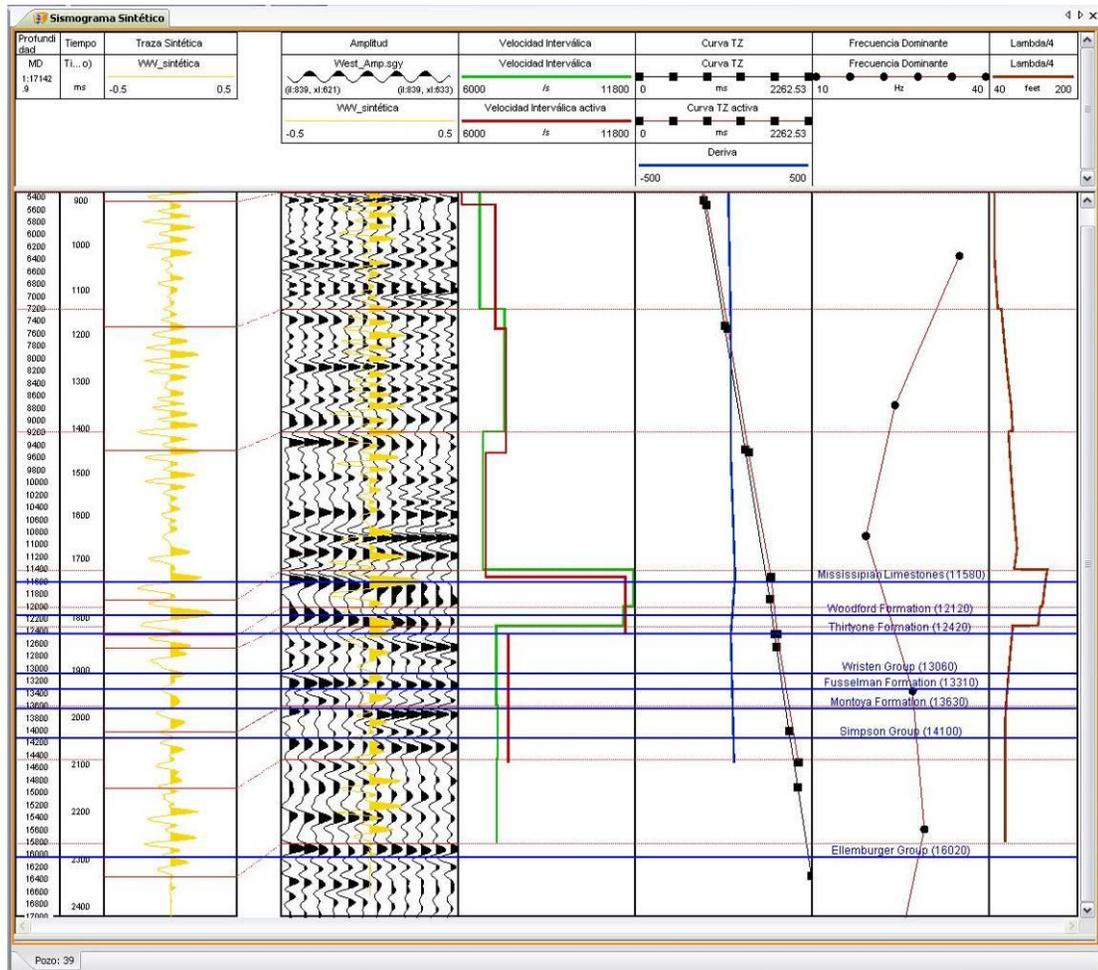


Fig. N° 53. Ajuste en profundidad del pozo 39, de izquierda a derecha: Traza sintética, superposición sección sísmica-traza sintética, velocidad interválica, curva TZ con su deriva, topes geológicos - frecuencia dominante y la resolución sísmica ( $\lambda/4$ ).

### ***Interpretación de horizontes***

La interpretación de los horizontes se llevo a cabo en principio cada 5 Inlines y Crosslines. Luego se densificó la interpretación con un paso de 2 y posteriormente cada 1 línea y cada 1 traza. Asimismo, en las zonas identificadas como zonas falladas, la interpretación se realizo cada línea y traza con estricto control mediante visualización 3D, debido a que los cambios laterales en esa zona eran bruscos.

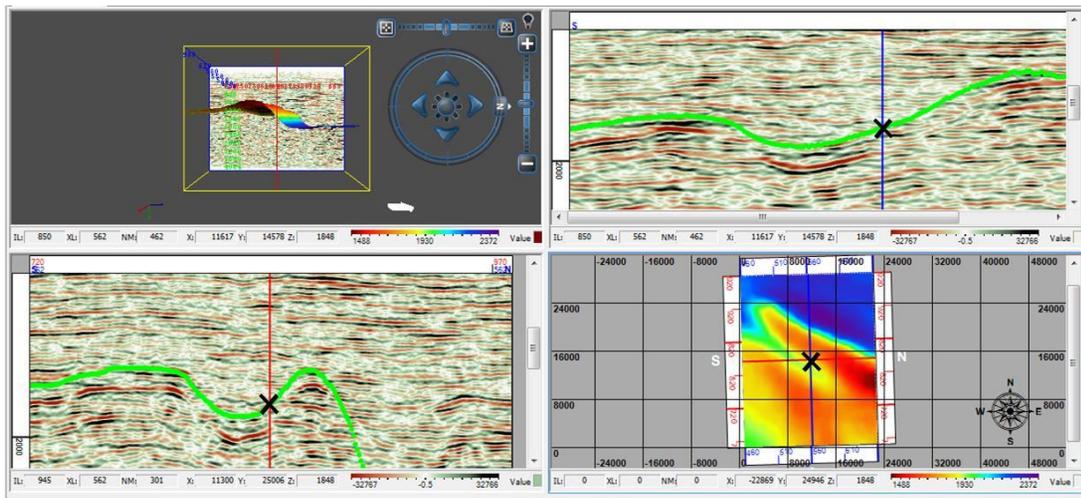


Fig. N° 54. Sincronización de cortes Inline (850) en el lado superior derecho, Crossline (562) en el lado inferior izquierdo, mapa base con el horizonte correspondiente al tope de las calizas del Misipiense en el lado inferior derecho y visualización 3D de la cara este en el lado superior izquierdo. La cruz de color negro es interactiva, lo que permite detectar errores durante la interpretación.

El seguimiento de los horizontes se llevo a cabo de dos formas. La primera, se realizó utilizando la forma de interpretación manual, en especial en las zonas con fuerte complejidad estructural, donde la sísmica se torna más agreste. En las aéreas donde la relación señal ruido de la sísmica era más favorable se empleó el algoritmo de propagación por semillas, basado en una adaptación del algoritmo *Ant-Tracking*, en este caso particular, las hormigas electrónicas siguen el rasgo sísmico dentro de un conjunto de reglas estadísticas como: valor máximo, valor mínimo, moda, mediana, etc., establecidas por el usuario. Asimismo, fue necesario garantizar que el horizonte generado respetara el rasgo sísmico asociado con el tope a seguir, lo cual se traduce en el seguimiento de una polaridad (positiva, negativa, etc.) del reflector sísmico. Este proceso de interpretación al igual que tratar de hacer continuos los horizontes en las zonas de fallas es fundamental para efectos de cálculos de atributos sísmicos. En la Fig. N° 55, se ilustran los diferentes horizontes interpretados con la misma calibración de la paleta de colores para destacar los cambios con respecto a la profundidad.

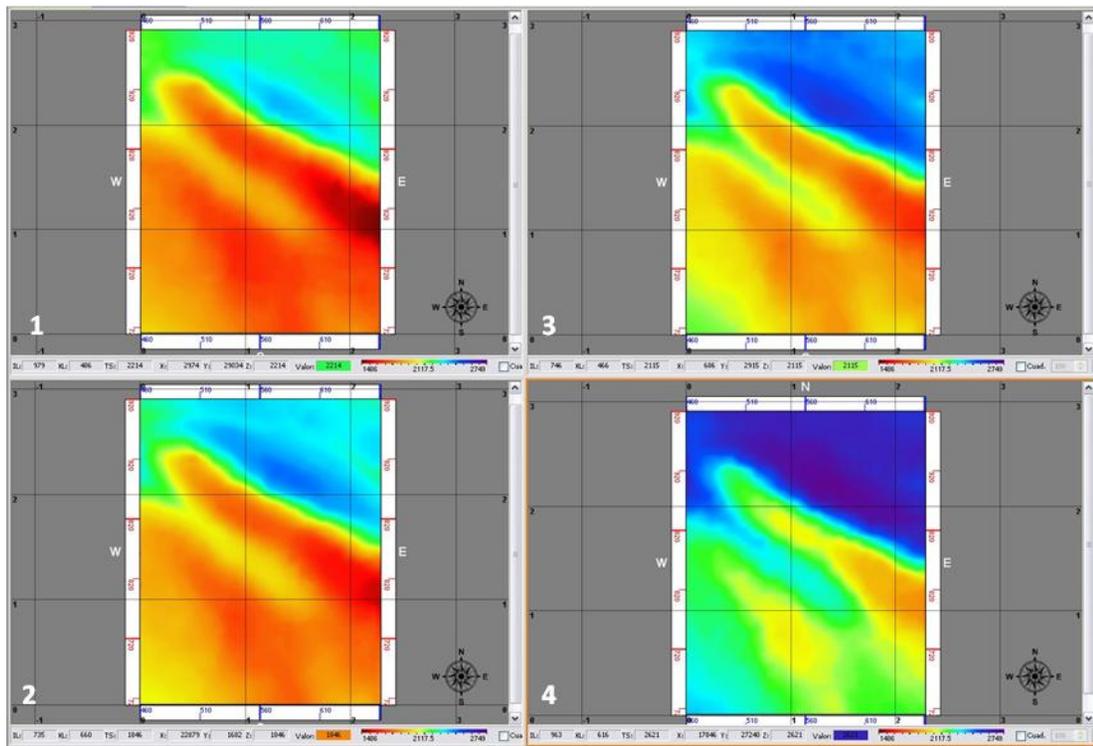


Fig. N° 55. Horizontes sísmicos interpretados: (1) Calizas del Misisipiense, (2) Fm. Thirtyone, (3) Fm. Montoya y (4) Grupo Ellenburger.

En la Fig. N° 56, Fig. N° 57, Fig. N° 58 y Fig. N° 59, se ilustran los horizontes Calizas del Misisipiense, Fm. Thirtyone, Fm. Montoya y Grupo Ellenburger, con el despliegue del atributo de amplitud, lo cual es equivalente a un *horizon-slices*. Nótese, como cada horizonte a diferentes niveles de profundidad en tiempo muestra diferentes texturas, las cuales se evidencian por cambios del matiz en la escala de grises, intensidad, etc. En su mayoría, los cambios de textura muestran la fuerte componente estructural del área, la Fig. N° 56 y la Fig. N° 57, muestran mayor nivel de contraste y mejor delineación de los bordes, esto se pone de manifiesto al observar la región SW, donde el plegamiento se puede observar con mejor definición. Asimismo, la fuerte componente estructural de las imágenes está indicando que no será sencilla la labor de establecer vínculo entre las facies sísmicas y las facies de pozo.

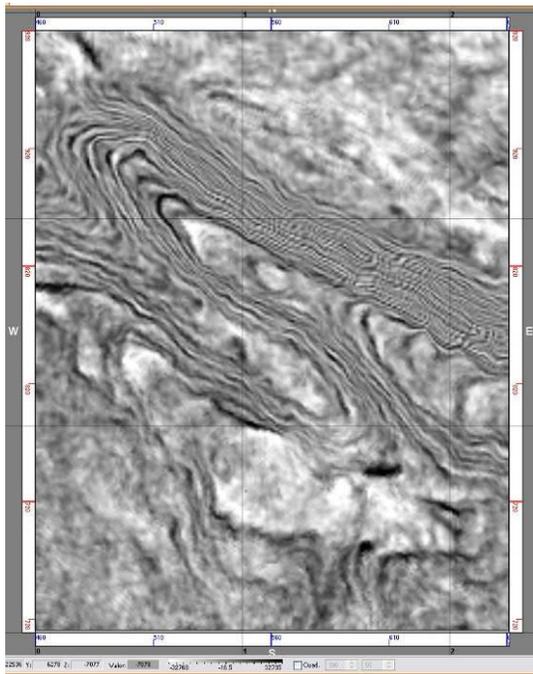


Fig. N° 56. *Horizon-Slice* de amplitud del tope de Calizas del Misisipiense

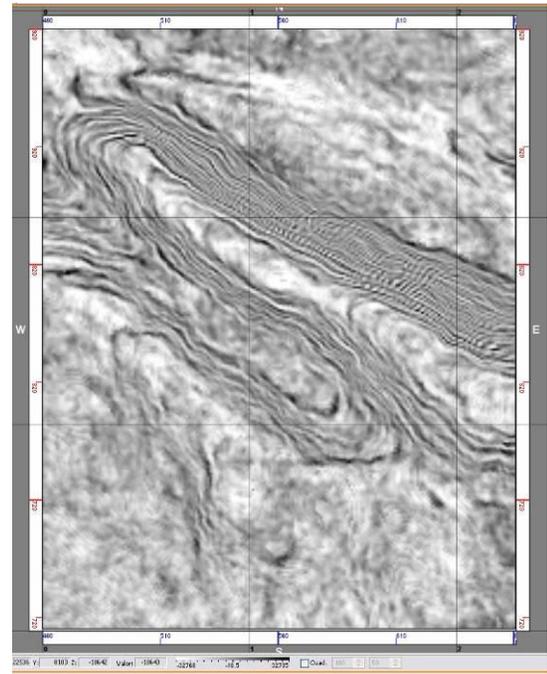


Fig. N° 57. *Horizon-Slice* de amplitud del tope de la Fm. Montoya

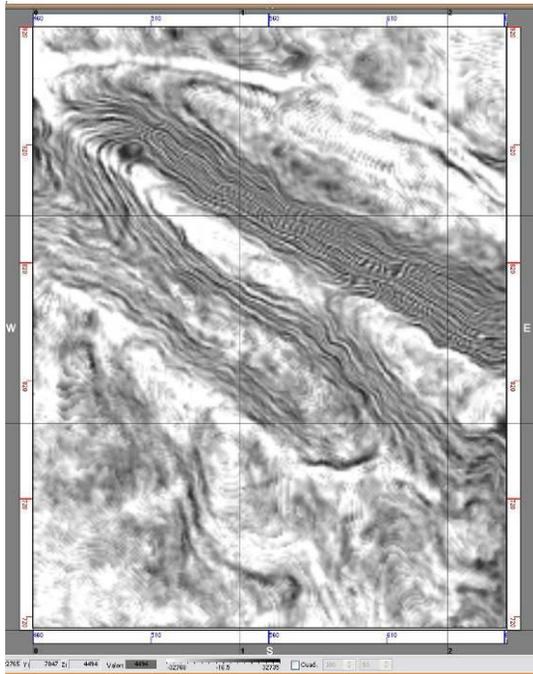


Fig. N° 58. *Horizon-Slice* de amplitud del tope de la Fm. Thirtyone

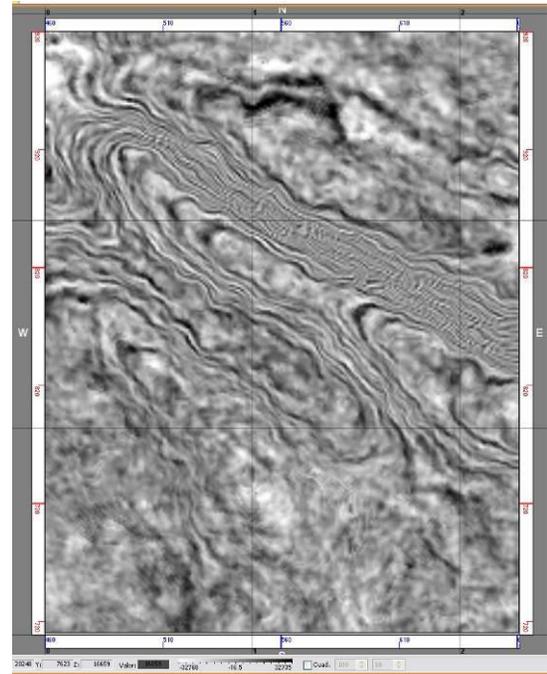


Fig. N° 59. *Horizon-Slice* de amplitud del tope del Grupo Ellenburger

Utilizando como base los resultados obtenidos durante la interpretación de los 5 horizontes, los topos formacionales y los TZs ajustados para cada pozo, se procedió a construir un modelo de velocidad para realizar la conversión tiempo-profundidad de horizontes y de los diferentes atributos sísmicos. Cada mapa estructural fue elaborado mediante el inverso de la distancia y se ilustran en las figuras siguientes: Fig. N° 60, Fig. N° 61, Fig. N° 62 y Fig. N° 63.

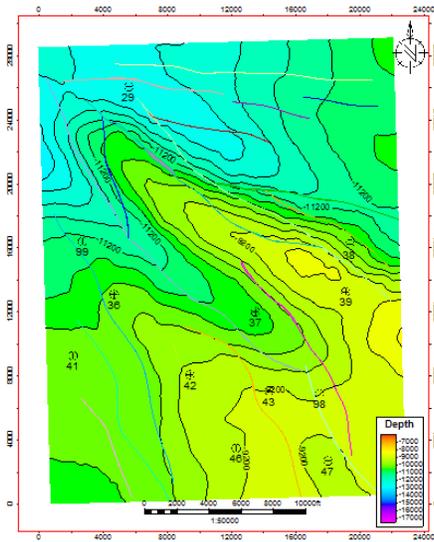


Fig. N° 60. Mapa estructural en profundidad del tope de Calizas del Misisipiense (Prof. Pies)

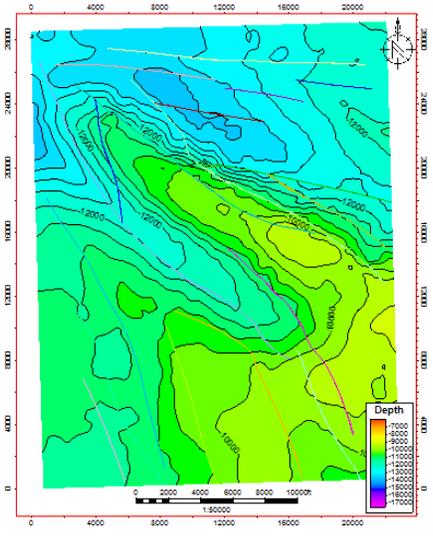


Fig. N° 61. Mapa estructura en profundidad del tope de la Fm. Thirtyone (Prof. Pies)

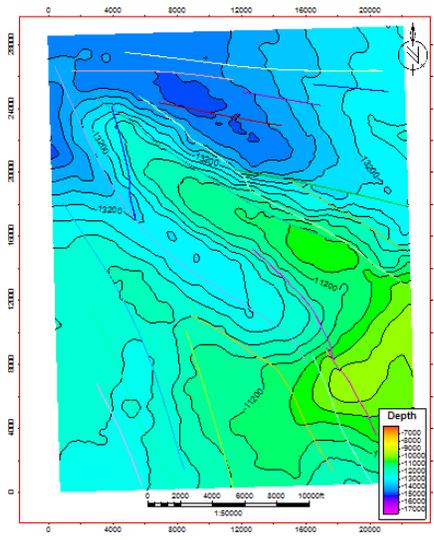


Fig. N° 62. Mapa estructural en profundidad del tope de la Fm. Montoya (Prof. Pies)

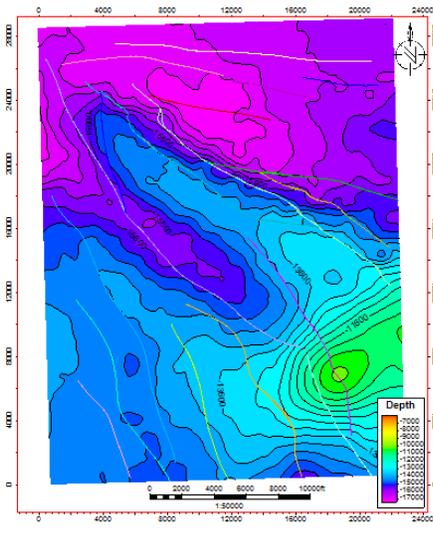


Fig. N° 63. Mapa estructural en profundidad del Grupo Ellenburger. (Prof. Pies)

## **CAPITULO VI**

### *ATRIBUTOS SÍSMICOS DEL CAMPO WEST WAHA*

#### **Atributos Sísmicos**

El estudio y la interpretación de los atributos sísmicos proporcionan información cualitativa de la geometría y cuantitativa de los parámetros físicos del subsuelo. Se ha determinado, que la amplitud contenida en los datos sísmicos es el factor principal para la determinación de parámetros físicos, tales como la impedancia acústica, los coeficientes de reflexión, velocidad, absorción, etc. La componente de fase es el factor principal en la determinación de capas reflectoras, su configuración geométrica, etc. Un punto que vale la pena destacar es que se define a todos los parámetros de la sísmica como Atributos Sísmicos. Estos pueden ser de: velocidad, amplitud, frecuencia, y tasa de variación de cualquiera de estos atributos con respecto al espacio o tiempo; por ello, existen clasificaciones basadas en sus características geométricas, estadísticas, variaciones en el espacio complejo (atributos de descomposición espectral), atributos cuantitativos (Impedancia Acústica), etc. Los principales objetivos de los atributos son proporcionar información detallada para la interpretación estructural, estratigráfica o litológica de un volumen sísmico prospectado. Los atributos sísmicos son herramientas que ayudan a evaluar la información sísmica desde diferentes puntos de vista; por lo cual, la integración de la información generada por los diferentes atributos permiten caracterizar un yacimiento y reducir la incertidumbre. Con base en lo antes expuesto, se realizaron pruebas con diferentes atributos, con el objetivo de extraer información que posteriormente pueda ser extrapolable a propiedades litológicas e incluso indicadores directos de anomalías asociadas con hidrocarburo.

#### **Transformada de Hilbert**

El algoritmo fue desarrollado por David Hilbert en (1905), en esencia es un operador lineal que toma una función real  $s(t)$ , la convoluciona con una respuesta impulsiva  $h(t)=1/\pi t$  y genera una función  $H(s)(t)$  en el mismo dominio ( $t$ ). Lo cual es equivalente a una rotación de  $90^\circ$  de la fase de cada componente armónica de la señal, como consecuencia de la aplicación del algoritmo se logra enfatizar las propiedades locales de  $s(t)$  (Huang & Shen, 2005).

En el portal web de (“Discrete-time analytic signal using Hilbert transform - MATLAB hilbert,” 1994), se encuentra la descripción detallada del algoritmo, donde indican que al aplicar la transformada de Hilbert a una serie temporal  $x$ , el algoritmo calcula la transformada rápida de Fourier (FFT) de la secuencia de entrada, luego sustituye los coeficientes de FFT que corresponden a frecuencias negativas con ceros, y calcula la FFT inversa del resultado. En detalle, Hilbert utiliza un algoritmo de cuatro pasos:

- a. Se calcula la FFT de la secuencia de entrada, almacenando el resultado en un vector  $x$ .
- b. Se crea un vector  $h$  cuyos elementos  $h(i)$  tienen los valores:
  - 1 para  $i = 1, (n / 2) + 1$
  - 2 para  $i = 2, 3, \dots, (n / 2)$
  - 0 para  $i = (n / 2) 2, \dots, n$
- c. Calcula el producto de elemento racional de  $x$  y  $h$ .
- d. Se calcula la FFT inversa de la secuencia obtenida en el paso 3 y devuelve los primeros  $n$  elementos del resultado.

La transformada de Hilbert se utiliza principalmente para construir la señal analítica  $z(t)$  (Gabor, 1947):

$$z(t) = x(t) + iy(t) = X(t) + iH[x(t)]$$

A partir de la expresión anterior se puede derivar la expresión para la fase instantánea:

$$\theta(t) = \arctan\left(\frac{y}{x}\right)$$

Partiendo de la ecuación anterior, (Ville, 1948), propuso el concepto de frecuencia instantánea como la derivada en el tiempo de la fase. La fase instantánea es una medida de la continuidad de eventos en una sección sísmica, ya que es independiente de la amplitud instantánea. Su valor es siempre un número entre  $-180^\circ$  y  $+180^\circ$ .

La Transformada de Hilbert es de gran utilidad para el cálculo de atributos de series de tiempo, especialmente con respecto a la amplitud y frecuencia. La amplitud instantánea es la amplitud de la transformación compleja de Hilbert; la frecuencia instantánea es la tasa de cambio de tiempo del ángulo de fase instantáneo. Para un senoide puro, la amplitud instantánea y la frecuencia instantánea son constantes.

Para generar los atributos mediante la Transformada de Hilbert, se utilizo el cubo sísmico denominado como *wahapub.sgy*. Los atributos calculados fueron: Amplitud Instantánea, Frecuencia Instantánea, Fase Instantánea, Coseno Fase, y Cuadratura.

Es importante destacar, como los atributos ilustrados en: Fig. N° 64, Fig. N° 65, Fig. N° 66 y Fig. N° 67, reflejan los rasgos estructurales y tienden a destacar los contactos de fallas.

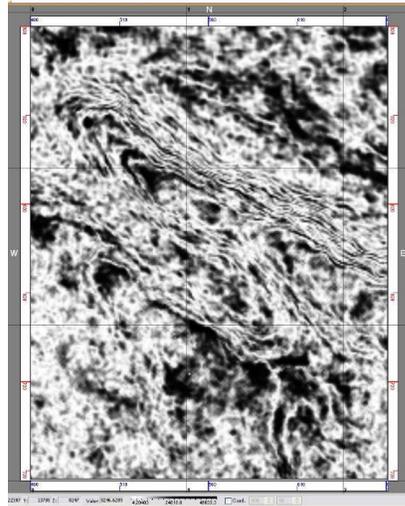


Fig. N° 64. Horizon Slices de Calizas del Misisipiense mostrando el atributo Amplitud Instantánea de Hilbert

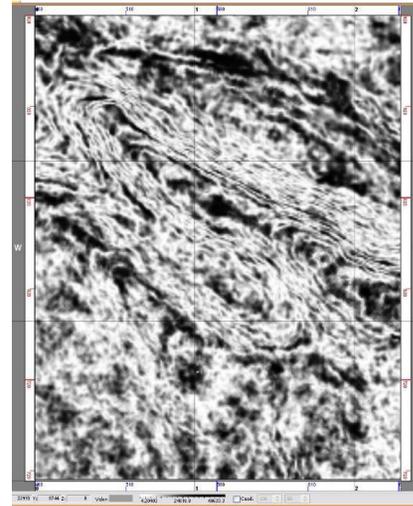


Fig. N° 65. Horizon Slices de la Fm. Thirtyone mostrando el atributo Amplitud Instantánea de Hilbert

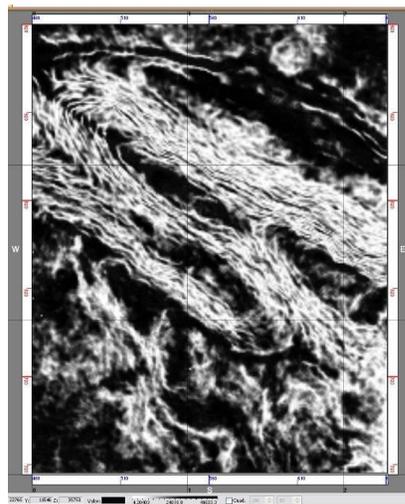


Fig. N° 66. Horizon Slices de la Fm. Montoya mostrando el atributo Amplitud Instantánea de Hilbert

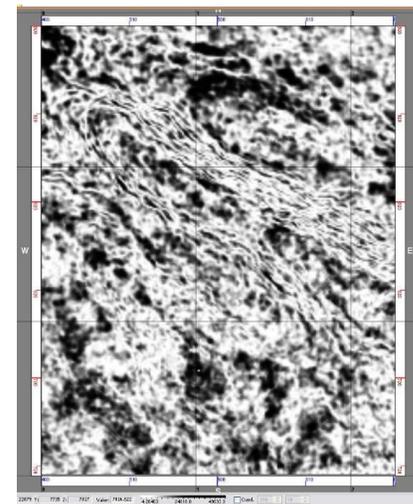


Fig. N° 67. Horizon Slices del Grupo Ellenburger mostrando el atributo Amplitud Instantánea de Hilbert



Fig. N° 68. Horizon Slices de Calizas del Misisipiense mostrando el atributo Coseno de Fase de Hilbert

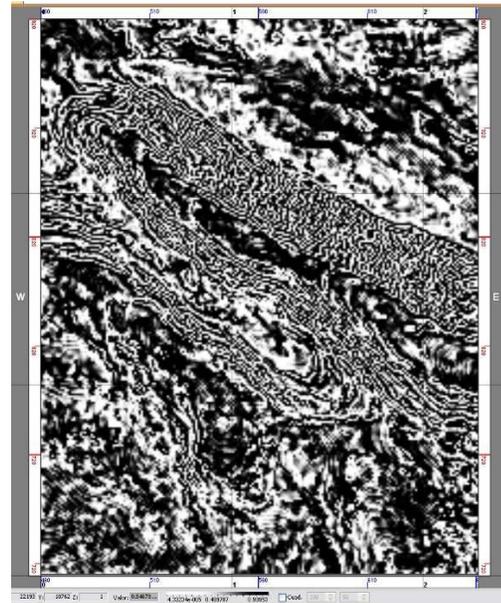


Fig. N° 69. Horizon Slices de la Fm. Thirtyone mostrando el atributo Coseno de Fase de Hilbert



Fig. N° 70. Horizon Slices de la Fm. Montoya mostrando el atributo Coseno de Fase de Hilbert

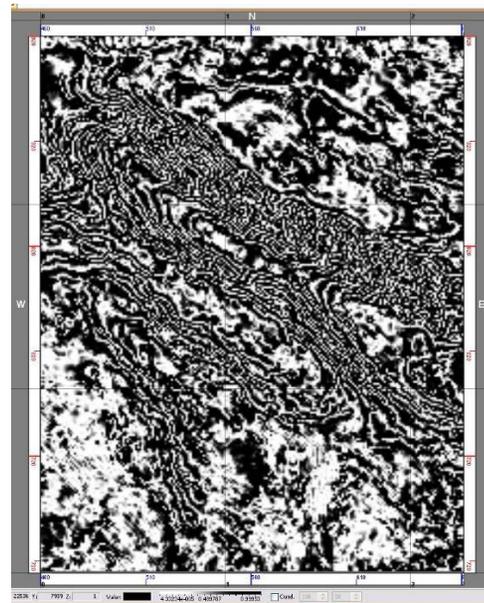


Fig. N° 71. Horizon Slices del Grupo Ellenburger mostrando el atributo Coseno de Fase de Hilbert



Fig. N° 72. Horizon Slices de Calizas del Misisipiense mostrando el atributo Fase de Hilbert

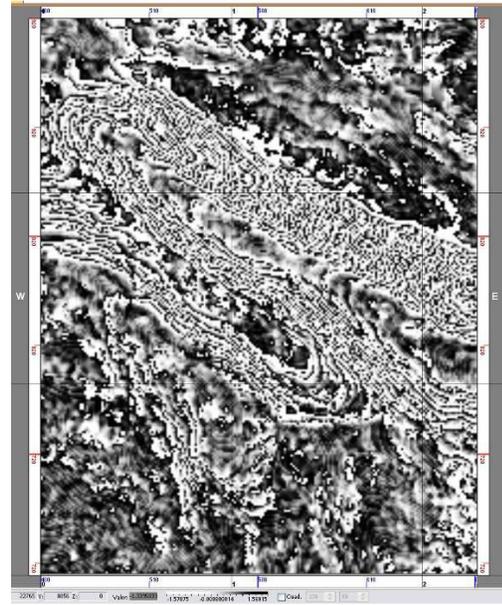


Fig. N° 73. Horizon Slices de la Fm. Thirtyone mostrando el atributo Fase de Hilbert

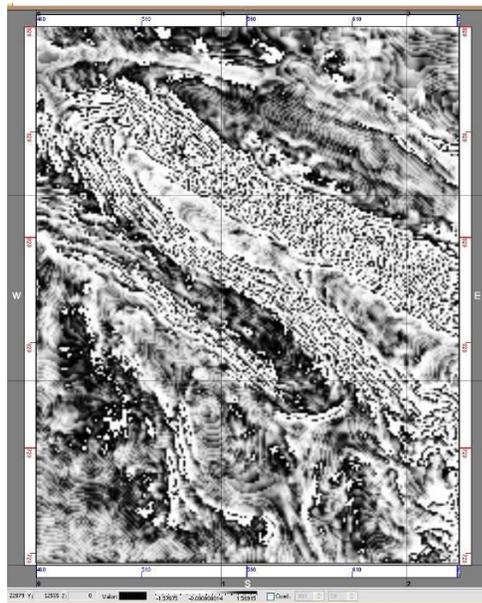


Fig. N° 74. Horizon Slices de la Fm. Montoya mostrando el atributo Fase de Hilbert

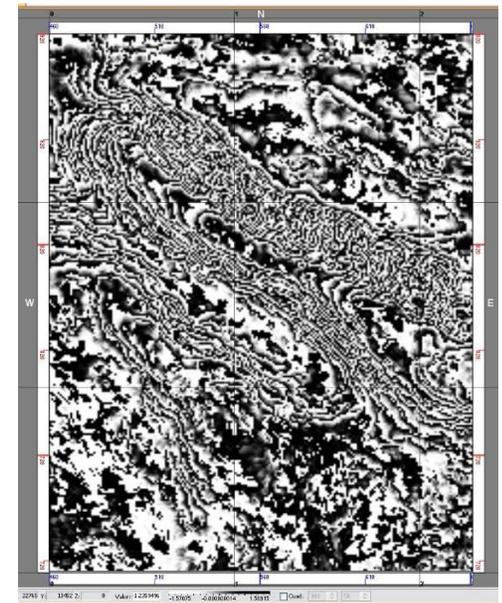


Fig. N° 75. Horizon Slices del Grupo Ellenburger mostrando el atributo Fase de Hilbert

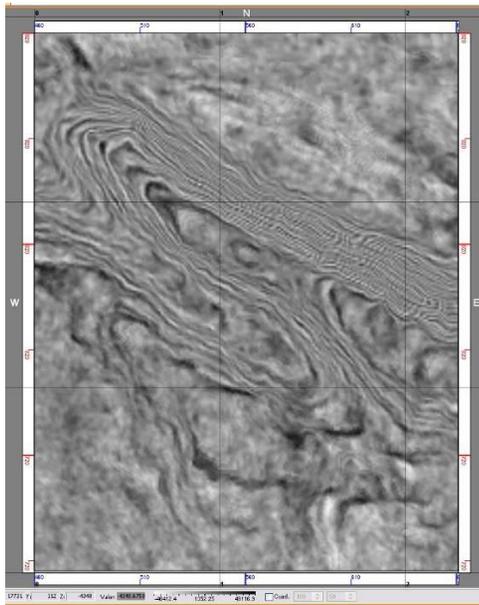


Fig. N° 76. Horizon Slices de Calizas del Misipiense mostrando el atributo Cuadratura de Hilbert

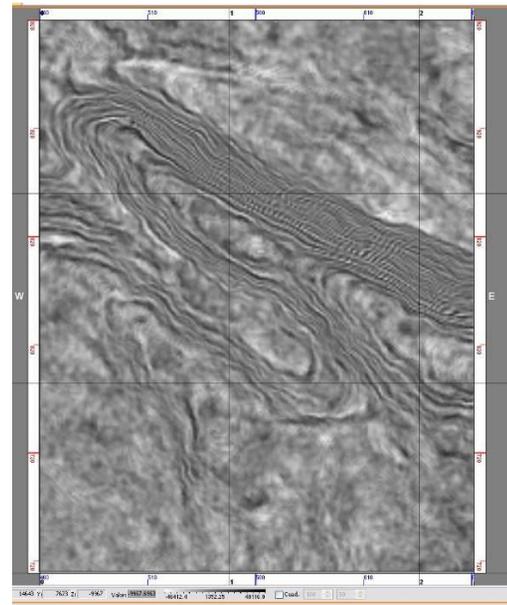


Fig. N° 77. Horizon Slices de la Fm. Thirtyone mostrando el atributo Cuadratura de Hilbert

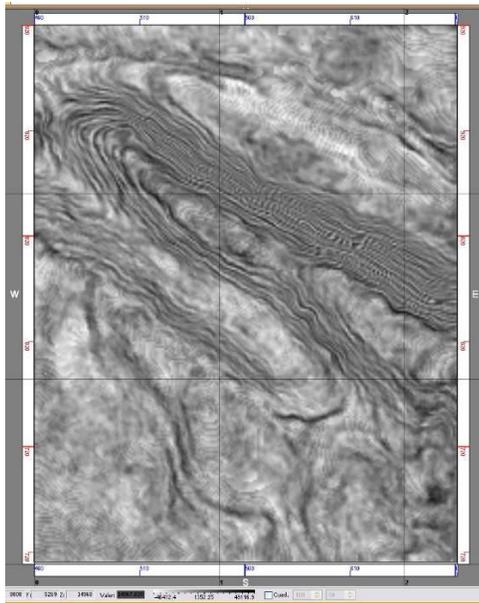


Fig. N° 78. Horizon Slices de la Fm. Montoya mostrando el atributo Cuadratura de Hilbert

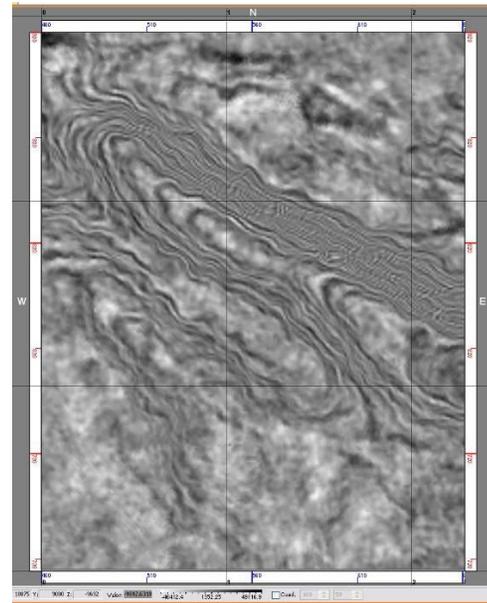


Fig. N° 79. Horizon Slices del Grupo Ellenburger mostrando el atributo Cuadratura de Hilbert

### **Atributos Geométricos**

Los atributos geométricos describen relaciones espacio - temporal a partir de la información contenida en otros atributos. Además, la experiencia ha demostrado que los atributos geométricos definen las características de los eventos y su relación espacial, cuantificando formas que inciden directamente en el reconocimiento de los patrones de depositación y la litología relacionada.

### **Laplaciano**

El atributo Laplaciano se fundamenta en técnicas de tratamiento digital de imágenes y el nombre que normalmente recibe este operador es el de máscara Laplaciana. El Laplaciano de una imagen  $I(x,y)$  es una derivada de segundo orden definida por:

$$\nabla^2 = \frac{\partial^2 f}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 f}{\partial y^2}$$

La aplicación del filtro Laplaciano para el caso de atributos sísmico radica en utilizarlo para realzar una imagen; entre las características más resaltantes de este atributo se destaca la determinación de los cambios laterales, además, el Laplaciano es un buen indicador de similitud entre capas; así como también de discontinuidades y buzamiento de las capas.

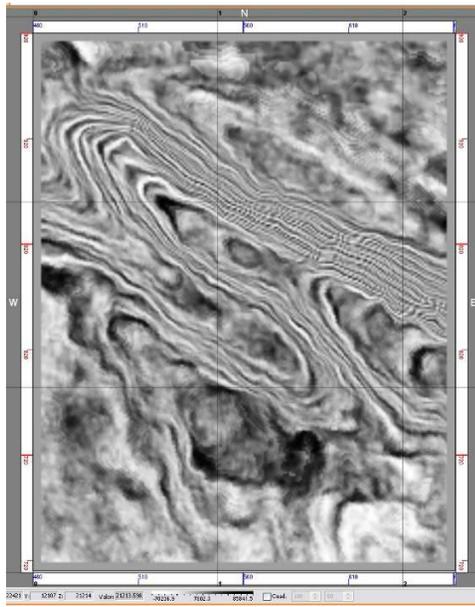


Fig. N° 80. Horizon Slices de Calizas del Misisiense mostrando el atributo Laplaciano

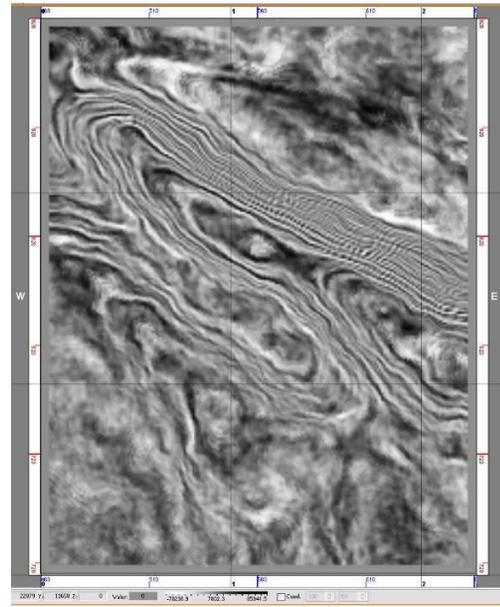


Fig. N° 81. Horizon Slices de la Fm. Thirtyone mostrando el atributo Laplaciano

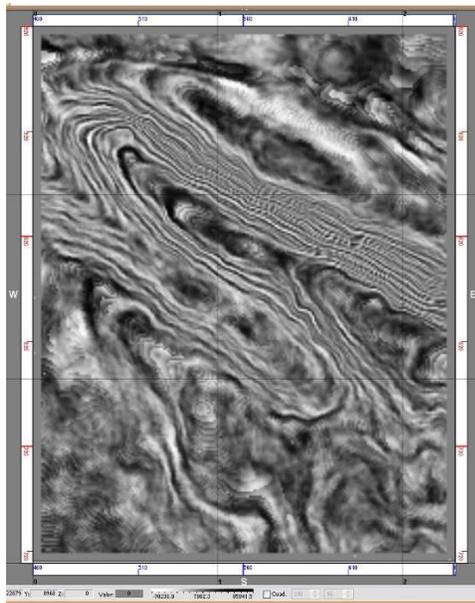


Fig. N° 82. Horizon Slices de la Fm. Montoya mostrando el atributo Laplaciano

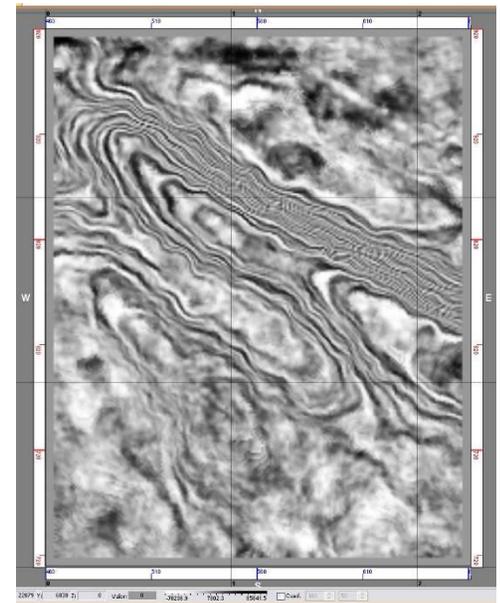


Fig. N° 83. Horizon Slices del Grupo Ellenburger mostrando el atributo Laplaciano

### ***Atributo de Similitud***

En la sección dedicada a interpretación de fallas se mencionó la construcción del atributo de Similitud, el cual es una variante del atributo de coherencia; este es una medida de la similitud entre formas de onda sísmicamente adyacentes (Neidell & Taner, 1971). Desde un punto depositacional, las formas de ondas sísmicas altamente coherentes indican litologías lateralmente continuas y posibles yacimientos de hidrocarburo altamente cargados. En contraste, cambios abruptos en la forma de onda da como resultado una baja coherencia indicando fallas, fracturas, diapiros de arcilla o sal, karts, bordes de canal y complejos transportes de masas (Chopra & Marfurt, 2006)). En el portal de OpendTect, indican las diferentes modalidades de construcción del atributo y dan a conocer la expresión matemática que utiliza el algoritmo. Asumiendo, que X y Y representan dos vectores (trazas sísmicas), la expresión del cálculo de la similitud vendrá dada por:

$$sim = 1 - \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n (X_i - Y_i)^2}}{\sqrt{\sum_{i=1}^n X_i^2} + \sqrt{\sum_{i=1}^n Y_i^2}}$$

La similitud es 1 menos la distancia euclídea entre los vectores divididos por la suma de la longitud de cada vector (<http://www.opendtect.org/>).

(Chopra & Pickford, 2001), indican que las mediciones de coherencia en tres dimensiones representan la similitud traza a traza y por lo tanto produce cambios interpretables. Trazas similares se asignan con coeficientes de alta coherencia y discontinuidades tienen bajos coeficientes. Regiones de la traza sísmica cortadas por fallas, por ejemplo, dar lugar a discontinuidades fuertes de coherencia traza a traza, la producción de la delimitación de baja coherencia a lo largo de los planos de falla. La tridimensionalidad de los datos es un elemento esencial para el cálculo de la coherencia, debido a que las fallas o fracturas en cualquier orientación se revelan igualmente bien. En las Fig. N° 84, Fig. N° 85, Fig. N° 86 y Fig. N° 87, se pueden observar los *horizon-slices* interceptados con el atributo de Similitud, nótese como se destaca la componente estructural para cada uno de los niveles interpretados.

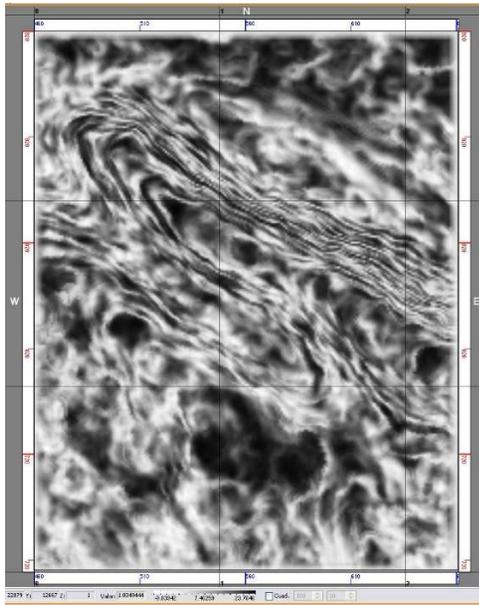


Fig. N° 84. Horizon Slices de Calizas del Misipiense mostrando el atributo Similitud

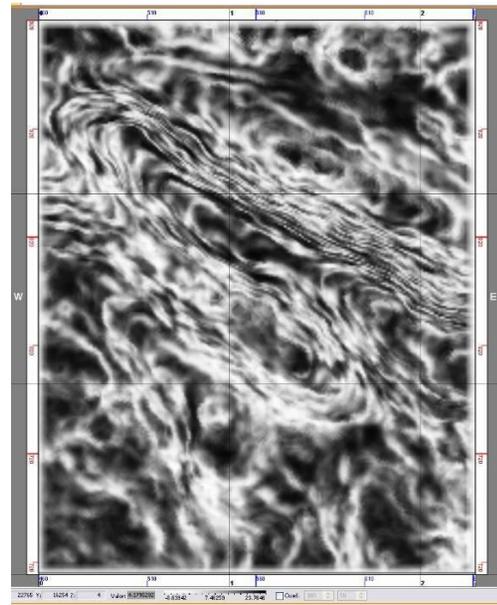


Fig. N° 85. Horizon Slices de la Fm. Thirtyone mostrando el atributo Similitud

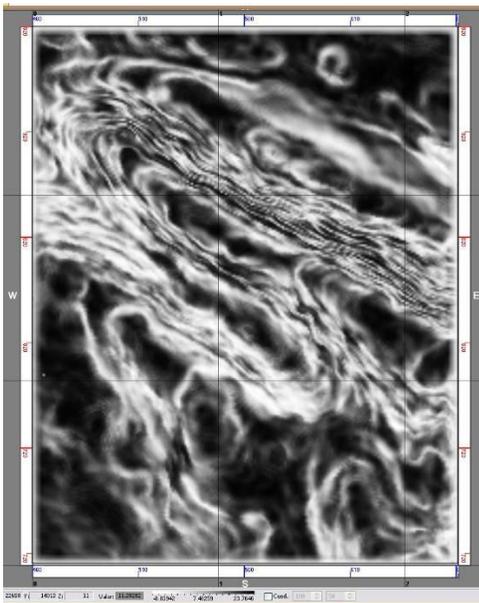


Fig. N° 86. Horizon Slices de la Fm. Montoya mostrando el atributo Similitud

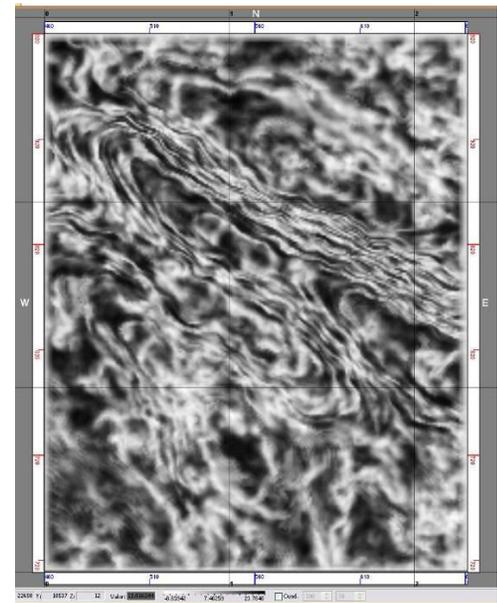


Fig. N° 87. Horizon Slices del Grupo Ellenburger mostrando el atributo Similitud

### ***Descomposición Espectral***

En lo referente a descomposición espectral uno de los autores que presenta el punto de partida es (Partyka et al., 1999), indicando que esta herramienta ofrece la posibilidad de mapear espesores y obtener imágenes sísmicas de las discontinuidades geológicas, dado que, mediante la transformación de los datos sísmicos en el dominio de la frecuencia, a través de la Transformada Discreta de Fourier (DFT, Discrete Fourier Transform), el espectro de amplitudes permite delimitar la variabilidad de los espesores de las capas. Cualquier serie de tiempo puede ser representada en términos de la sumatoria de otras series de tiempo, como en el análisis de Fourier, donde la serie se representa por una sumatoria ponderada de funciones sinusoidales. La descomposición tiempo-frecuencia desempeñada por (Partyka et al., 1999), mediante la DFT, simplemente corresponde a la correlación cruzada de una serie de datos discretos con senos y cosenos de diferente frecuencia. En su trabajo el autor describe la aplicación de la DFT sobre una ventana grande, lo cual resulta en un espectro de amplitudes relativamente plano. Sin embargo, demuestra que una ventana corta para la DFT revela un espectro caracterizado por caídas periódicas (Fig. N° 88), que están inversamente relacionadas con el espesor de las capas presentes en la ventana de análisis (Partyka et al., 1999)

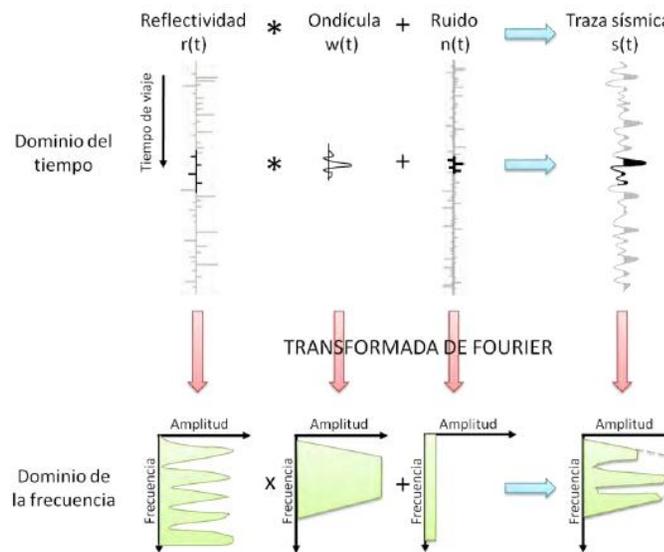


Fig. N° 88. Transformada Discreta de Fourier para una ventana de tiempo pequeña. La serie de reflectividad en convolución con una ondícula y la adición de ruido, revela un espectro caracterizado por caídas periódicas que están relacionadas con la geología local (Partyka et al., 1999).

En el presente estudio la aplicación de la descomposición espectral se fundamentó en los trabajos realizados por Castagna; debido a la naturaleza del yacimiento y de las anomalías de gas observadas en el pozo 38; en este sentido se utilizó como referencia el trabajo realizado por (Adekunle, 2013), quien caracterizó los yacimientos de gas del campo West Waha mediante la aplicación de Análisis Espectral Restringido por Mínimos Cuadrados (siglas en ingles: CLSSA).

### ***Descomposición espectral como indicador director de hidrocarburo***

(Castagna et al., 2003), describe el uso de la descomposición espectral como una técnica de detección de hidrocarburos. La técnica consiste en evaluar la variación de la respuesta de amplitud causada por la variación en las propiedades del fluido, espesor y porosidad. La respuesta de frecuencia también ayuda en la interpretación de la geomorfología del depósito y la complejidad estructural. (Castagna et al., 2003), identificó tres respuestas espectrales únicas asociadas con yacimientos de hidrocarburos. Estas respuestas son las siguientes:

- i. La atenuación sísmica anormal en los depósitos gruesos.
- ii. Las sombras de baja frecuencia por debajo del depósito.
- iii. Las diferencias entre la frecuencia de sintonización de arenas de gas y arenas saturadas de agua salada.

### ***Sombra de baja frecuencia***

El concepto de la sombra de baja frecuencia por debajo de los yacimientos de gas es un viejo concepto revisado por (Castagna et al., 2003; Taner, et al., 1979), pero la causa de este fenómeno no está clara. Diferentes autores han intentado explicar la causa precisa de la sombra de baja frecuencia debajo de los yacimientos de gas sin éxito. Sin embargo, han mencionado lo que pudiera ser la razón de este fenómeno; en un yacimiento con suficiente espesor, cargado de fluidos y que posea la característica de atenuar la energía, puede ser razonable concluir que las sombras de baja frecuencia por debajo de los yacimientos son debido a la atenuación. Pero en los yacimientos delgados, en donde no hay espesor suficiente para que las ondas sísmicas viajen, no se puede concluir que la baja frecuencia por debajo del yacimiento es debido a la atenuación de energía sísmica (Castagna et al., 2003).

(Ebro, 2004), describe las posibles causas de la sombra de baja frecuencia; él clasificó estas causas en dos categorías, las cuales son: efectos relacionados con el apilamiento y efectos no relacionados con el apilamiento.

Los efectos relacionados con el apilamiento reducen la frecuencia aparente por supresión selectiva de altas frecuencias. Los efectos no relacionados con el apilamiento podrían ser debido al proceso de atenuación intrínseco de las múltiples reflexiones del tope y base del yacimiento de gas. La atenuación es como un filtro pasa bajo, este suprime las altas frecuencias más que las bajas frecuencias. Algunos yacimientos frecuentemente tienen un bajo coeficiente de atenuación (Factor Q) en comparación con la capa suprayacente, lo que hace que presente zonas anómalas por el efecto de absorción (Winkler et al., 1979).

Por su parte, (Y. Wang, 2007), investigó los efectos de la atenuación en una sección sísmica, mediante la aplicación de un filtro Q inverso para compensar la pérdida de energía de alta frecuencia debido a la atenuación y distorsión de fase causada por la dispersión de frecuencia. Después de ejecutar la descomposición espectral tanto en el conjunto de datos original y los datos filtrados mediante Q inverso, encontró que la descomposición espectral muestra que las sombras de baja frecuencia aún existen en la sección filtrada mediante Q inverso, lo que implica que las sombras de baja frecuencia por debajo del yacimiento de gas no son del todo debido a la atenuación. Asimismo, (Tai, Puryear, & Castagna, 2009), investigaron la causa de la sombra de baja frecuencia por debajo de los yacimientos de gas mediante la construcción de un modelo de cuña sintético basado en ecuación de onda en el que la cuña tiene una velocidad y densidad cercana a la de la arena de gas y que está incrustada en una roca de alta impedancia con velocidad y densidad similar a una arcilla.

Se comparó la respuesta de frecuencia debido a la atenuación, la diferencias entre la velocidad de la arena saturada con agua salada, la arena con gas, y el espesor. Llegando a la conclusión de que la causa sombra de baja frecuencia por debajo de los yacimientos de gas se producen como resultado de la baja velocidad del yacimiento de gas, lo cual provoca una distorsión por debajo del yacimiento.

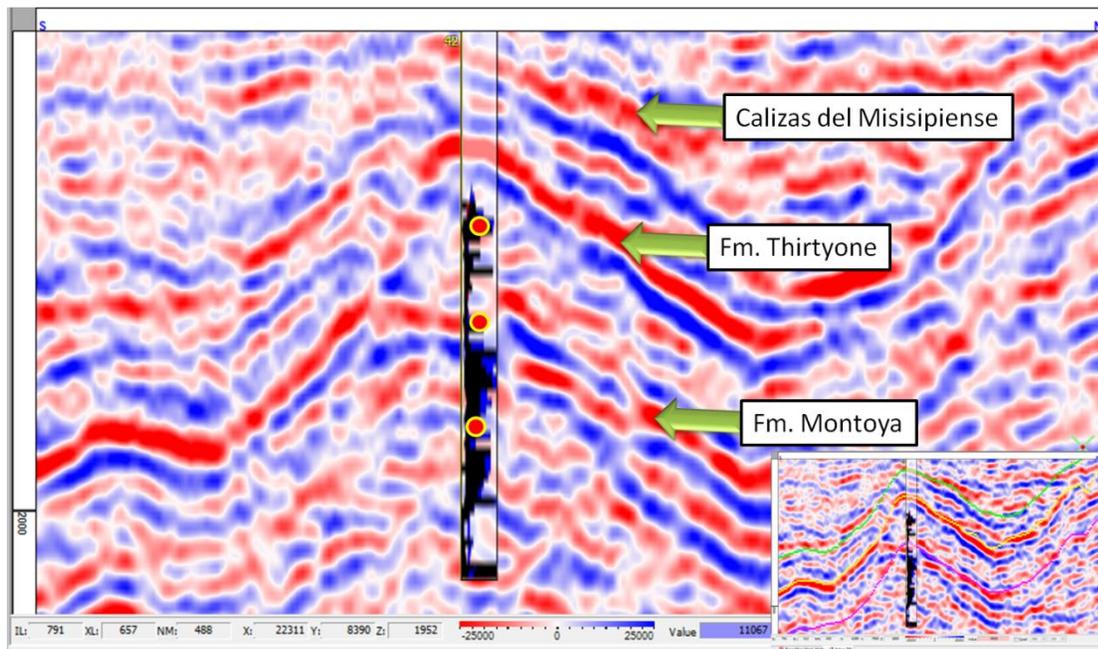


Fig. N° 89. Las flechas de color verde, indican anomalías de gran intensidad en el corte Inline 792, asociados con los reflectores interpretados. Nótese, los puntos rojos sobre el pozo 42, indicando los puntos de cruce de los registros porosidad-neutrón y porosidad-densidad. Las flechas de color verde destacan los reflectores: Caliza del Misisipiense (anomalía de depósito cargado con gas) y los reflectores de mayor intensidad indican la ubicación de la formación de Thirtyone y Fm. Montoya resaltando el mismo tipo de anomalía.

Con base en lo antes expuesto, se inició un proceso de análisis de los contenidos de frecuencias en las zonas donde se observaron anomalías asociadas con gas en registros de pozos.

### ***Análisis del Contenido de Frecuencia***

Se realizó el análisis de frecuencia por ventana para determinar la frecuencia dominante en las unidades donde se observaron anomalías importantes de Gas; en la Fig. N° 90, se ilustra el proceso de análisis de frecuencia por ventana para el pozo 38; para cada ventana sísmica en tiempo vinculada con los intervalos de interés se construye un gráfico de espectro de frecuencia; donde se selecciona la frecuencia dominante lo que permite evaluar mediante un gráfico la variación del contenido de frecuencia.



eje (x), el tiempo en otro eje (y) y el espectro de potencia lo expresa como un eje (z) mediante el uso de una paleta de colores. La herramienta permite una excelente localización del instante tiempo-frecuencia. Las aplicaciones del método son muchas, incluye: mejorar la visualización de los rasgos estratigráficos, estimación de espesores de capas, supresión de ruido, mejorar el balanceo espectral y como indicador directo de hidrocarburos.

El análisis de tiempo-frecuencia, se define como una imagen bidimensional creada mediante el cálculo de los espectros de Fourier utilizando una ventana temporal deslizante; la técnica se destaca debido a que permite el estudio de una señal en el dominio del tiempo y frecuencia de forma simultánea, usando diversas representaciones tiempo-frecuencia; en lugar de evaluar una señal de 1-dimensión, como lo es el caso del espectro de frecuencia, ampliamente utilizado en geofísica.

La motivación para realizar este tipo de estudio es que las funciones y su representación de transformación están a menudo estrechamente vinculadas, y pueden ser entendidas mejor estudiándolas conjuntamente, como un objeto bidimensional que por separado.

Con base en lo antes expuesto, se elaboró un código en Matlab™; para realizar el cálculo de un espectro de frecuencia a intervalos de tiempo regulares; lo que genera un sonograma o espectro de Tiempo-Frecuencia; cuyo objetivo reside en evaluar si existe o no, un vínculo entre las anomalías observadas en los registros de pozos y las anomalías presentes en las líneas sísmicas que lo interceptan. Para ello, se empleó el sismograma sintético del pozo 38, en el dominio tiempo. En la Fig. N° 91, se ilustra en la parte superior el espectro de Tiempo-Frecuencia y en la parte inferior el sismograma sintético. Nótese, en la figura se pueden apreciar anomalías de frecuencia importantes, comprendidas entre los 1950 a 2200 ms, siendo la mayor anomalía la que se encuentra entre 2000 a 2050 ms; el contenido de frecuencia para estos espectros de potencia de encuentra entre 5 y 50 Hz. Al comparar los rangos obtenidos a partir del espectro de Tiempo-Frecuencia con la metodología clásica de análisis de contenido de frecuencia con gráficos de espectro de potencia, se puede observar que no solo es posible aislar los rangos de frecuencias, además es posible identificar los intervalos de tiempo donde se encuentran las anomalías.

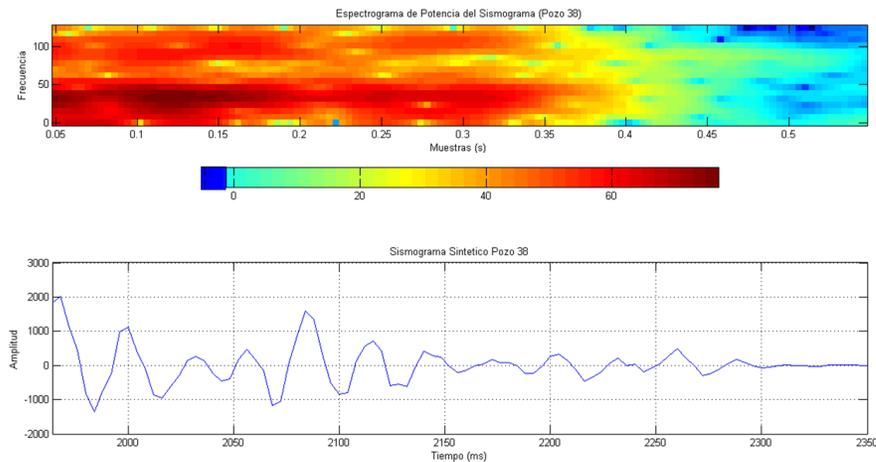


Fig. N° 91. La imagen compuesta el ilustra el espectro Tiempo-Frecuencia en la parte superior y en la parte inferior el sismograma sintético, ambas imágenes se encuentran a la misma escala con el objetivo de correlacionar las anomalías con el comportamiento del sismograma y el intervalo en tiempo.

Mediante la aplicación de la transformada rápida de Fourier se pudo identificar los intervalos donde está presente la anomalía. Sin embargo, (Castagna et al., 2003), propone una variante de la técnica que reside en el uso de la transformada continua de ondícula (CWT) en lugar de la transformada de Fourier.

En este sentido, (Castagna et al., 2003), indica que realizó varias pruebas de análisis tiempo-frecuencia mediante la transformada rápida de Fourier (FFT) y transformada discreta de Fourier (DFT); donde, DFT tiene como ventaja una mayor velocidad, y sin la obligatoriedad de transformar longitudes que son de potencia de 2 como es requerido por FFT. Ambas técnicas tienen limitada resolución vertical. La energía espectral se distribuye en el tiempo sobre la longitud de la ventana, limitando la resolución. Si la ventana de tiempo es demasiado corta, el espectro es convolucionado con la función de transferencia de la ventana y la localización de la frecuencia se pierde (es decir, el espectro de frecuencias está manchado). Esto puede ser mitigado en cierta medida por estrechamiento de la ventana, pero es preferible evitar ventanas en conjunto. Otra desventaja de una pequeña ventana es que los lóbulos secundarios de llegadas aparecen como eventos distintos en el análisis tiempo-frecuencia. Si la ventana de tiempo se alarga para mejorar la resolución de la frecuencia, múltiples eventos en la ventana introducirá cortes que dominan el espectro. Ventanas largas hacen muy difícil determinar las

propiedades espectrales de los eventos individuales. La transformada continua de ondícula, descompone un sismograma en ondículas constituyentes. El principio de superposición indica que el espectro de frecuencia de un sismograma es la suma de los espectros de frecuencia de las ondículas que se suman para producir el sismograma. En un momento dado, el espectro de frecuencia es la superposición de espectros de la ondícula ponderada en las cercanías de esa muestra de tiempo. Asimismo, (Castagna et al., 2003), recomienda el uso de la transformada continua de ondícula, porque captar mejor las características del sismograma y porque se puede realizar el cálculo con precisión y una velocidad aceptable, mientras que al mismo tiempo, se logra conseguir una excelente resolución de tiempo y frecuencia. En este sentido, se ambas metodologías para evaluar los planteado por (Castagna et al., 2003), con el objetivo de detectar las sombras de bajas frecuencias asociadas con hidrocarburos.

El conocimiento de los rangos de frecuencias asociados con la anomalía de interés, permitió ajustar la ventana de interés para la construcción del atributo de Descomposición Espectral (FFT y CWT). Los análisis de tiempo-frecuencia, se realizaron con la herramienta tiempo-frecuencia de OpendTect <sup>TM</sup>, la cual permite realizar el análisis con la transformada rápida de Fourier (FFT) y con la transformada continua de ondícula (CWT). El análisis del espectro tiempo-frecuencia se realizó en el punto de coordenadas (IL 863, XL 632), éstas coordenadas Inline y Crossline son los puntos donde se encuentra la traza de amplitud del pozo 38, el cual mostró anomalías asociadas con gas. En la Fig. N° 92, se construyó el análisis del espectro tiempo-frecuencia para la traza posicionada en la coordenada del pozo 38, utilizando FFT y CWT, nótese, que en ambos casos las anomalías del espectro de potencia aparecen acotadas en los mismo niveles de profundidad y con los mismos rangos de frecuencia, sin embargo, el gráfico obtenido con CWT muestra mejor definición de los eventos. En la Fig. N° 93, se ilustra una imagen compuesta en tiempo, donde se destacan a nivel de registros de pozos las anomalías de gas para el pozo 38, la información sísmica y el gráfico de análisis del espectro tiempo-frecuencia.

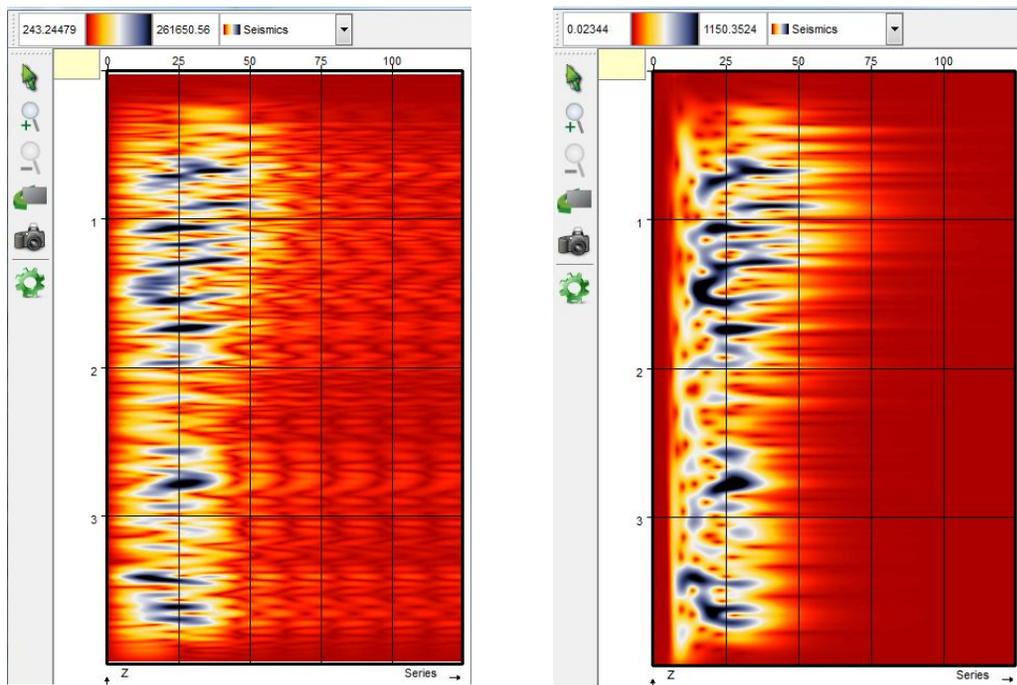


Fig. N° 92. A la izquierda el espectro tiempo-frecuencia construido con FFT a la derecha el espectro tiempo-frecuencia construido con CWT para el pozo 38

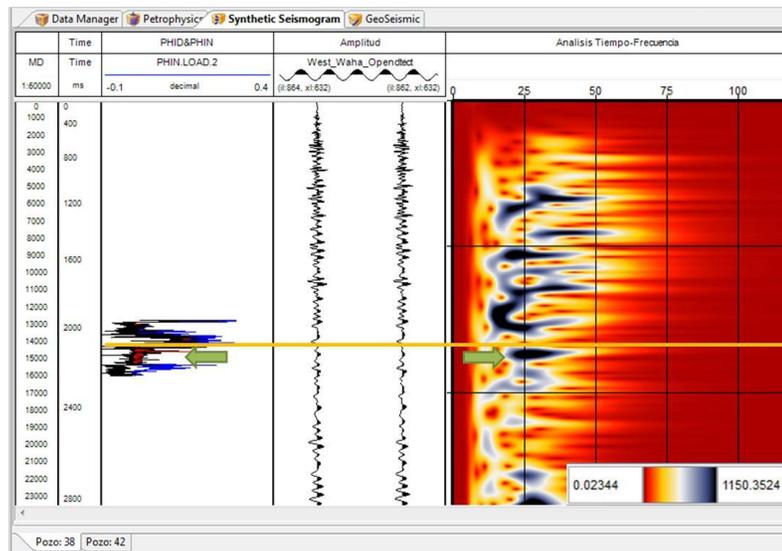


Fig. N° 93. A la izquierda se muestra la superposición de los registros de porosidad calculado a partir de los registros densidad (RHOB) y neutrón (NPHI), en la pista central, 2 trazas posicionadas EW a ambos lados del pozo y a la derecha el espectro tiempo-frecuencia. Las flechas indican las anomalías de espectro de potencia, las cuales se encuentran a la misma profundidad que las anomalías de gas, la línea de color amarillo indica el tope de Fm. Montoya.

La principal utilidad del uso del gráfico de espectro tiempo-frecuencia radica en que permite definir los rangos en que se encuentra la frecuencia dominante de las anomalías asociadas con presencia de gas, para el pozo 38, se puede observar que los rangos son consistentes con los evaluados previamente en el sismograma sintético (5 - 50 Hz).

El siguiente paso consistió en descomponer el volumen sísmico en volúmenes de isofrecuencia utilizando las técnicas de descomposición espectral antes mencionadas, dentro del rango de frecuencias evaluadas mediante el análisis de espectro tiempo-frecuencia. Dado que la técnica tiene por objeto la detección de intervalos con gas, se inició la construcción de los atributos de descomposición espectral partiendo desde los 5 Hz hasta los 50 Hz, con un paso de 5 Hz. Para cada uno de los atributos se evaluó la anomalía de amplitud negativa presente en las unidades que presentan contenido de gas; con el objetivo de evaluar la frecuencia de sombra de baja frecuencia en el volumen sísmico.

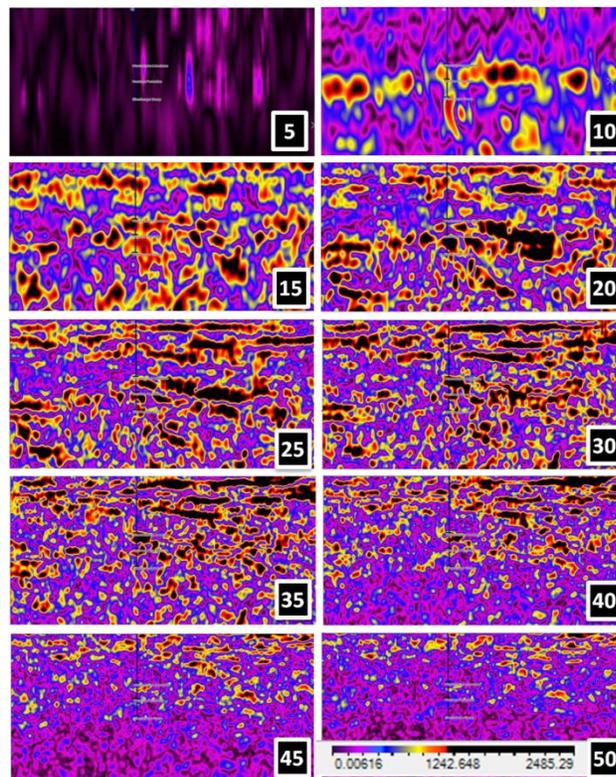


Fig. N° 94. Corte Inline 792, ilustrando la transformada de ondícula (CWT) a diferentes frecuencias. Los valores encerrados recuadros indican valores de frecuencia en Hertzios.

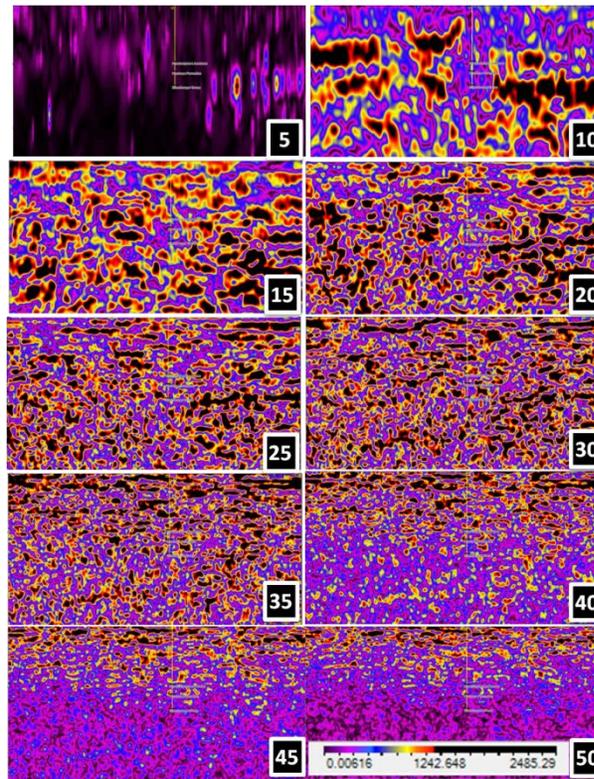


Fig. N° 95. Corte Inline 792, ilustrando la transformada rápida de Fourier (FFT) a diferentes frecuencias. Los valores encerrados recuadros indican valores de frecuencia en Hertzios.

La descomposición espectral es una aplicación útil para la detección de hidrocarburos, (Castagna et al., 2003; Dai, et al., 2011). La utilidad de la descomposición espectral como indicador de hidrocarburos se fundamenta en el hecho de que las sombras de baja frecuencia se observan comúnmente debajo de los yacimientos cargados de gas. Estas sombras de baja frecuencia son delineadas como anomalías de amplitudes altas y frecuencias bajas en las secciones de iso-frecuencia, que desaparecen gradualmente en las frecuencias más altas. El enfoque adoptado en este trabajo de investigación, en primera instancia se fundamenta en la interpretación sísmica de horizontes que corresponden a importantes yacimientos de gas. El siguiente paso consistió en transformar el volumen sísmico en iso-volúmenes de frecuencia utilizando las técnicas de descomposición espectral anteriormente descrita, todo esto, con el objetivo de evaluar la capacidad de los atributos de iso-frecuencia para detectar gas; posteriormente se procedió a construir cortes verticales de los volúmenes cuya frecuencia de entonación lograron delinear la

anomalía asociada con gas y se corroboró en las zonas donde existen registros petrofísicos. Estos cortes permitieron evaluar las variaciones de amplitud y la extensión lateral de las anomalías que son diagnósticos de presencia de gas. En las Fig. N° 94 y Fig. N° 95, se ilustran las transformadas CWT y FFT respectivamente, para el caso la transformada CWT se observa mejor definición de los eventos, con mejor continuidad lateral, sin embargo, ambas transformadas logran definir los cambios bruscos de frecuencia, los cuales se definen como anomalías asociadas a gas (color negro) y zonas de sombra de bajas frecuencias (tonos que van del amarillo al violeta). En los rangos de frecuencia que van desde 10 a 30 Hz., se puede observar una fuerte anomalía en las cercanías del pozo de referencia donde el color negro representa la región del yacimiento y la banda de colores del amarillo al violeta muestran los rangos de baja frecuencia asociados con la zona de sombra. Estas sombras de baja frecuencia fueron observadas debajo de las calizas de Misisipiense, con un espesor aproximado de 100 pies, asimismo, se puede observar en los atributos CWT y FFT, que para frecuencias superiores a los 25 Hz., se va perdiendo el contraste de amplitudes y por lo tanto la capacidad para delinear las anomalías de gas.

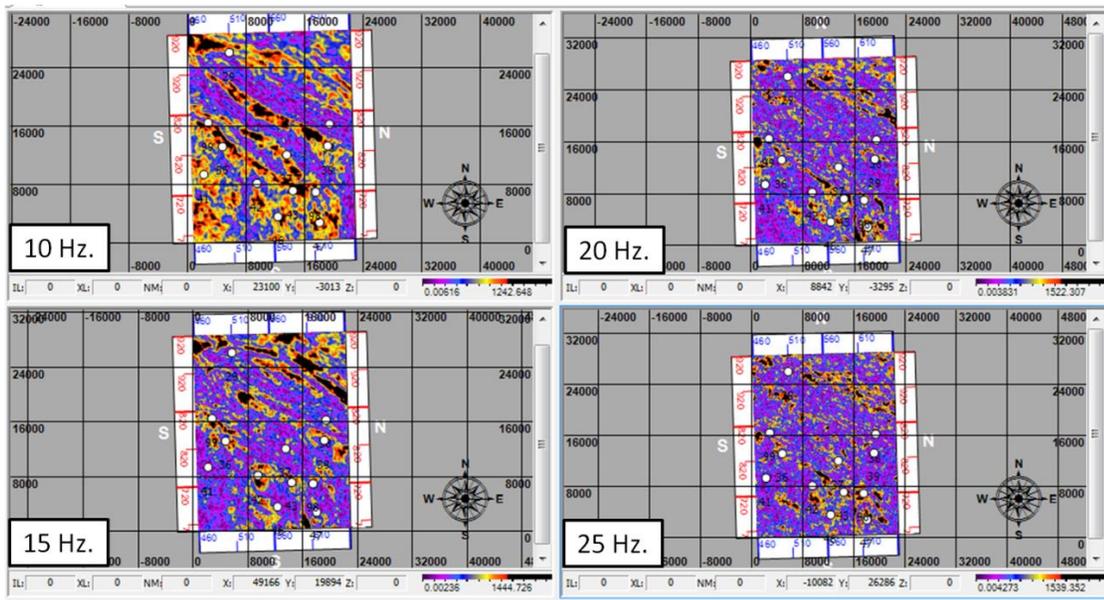


Fig. N° 96. Horizon-slices al nivel de las calizas del Misisipiense, en la parte inferior izquierda se indica la frecuencia del atributo CWT con el que fue interceptado.

Al construir horizon-slices para los rangos de frecuencia comprendidos entre 10 y 25 Hz, se puede observar cómo se destacan las anomalías asociadas a gas, ver la Fig. N° 96, la cual ilustra intersección del horizonte correspondiente a las calizas de Misisipiense, nótese que a una frecuencia de 10 Hz., la anomalía define muy bien la continuidad lateral de la anomalía asociada a gas, en menor medida el atributo de 15 Hz., y en los atributos de 20 y 25 Hz., se va perdiendo el contraste lateral.

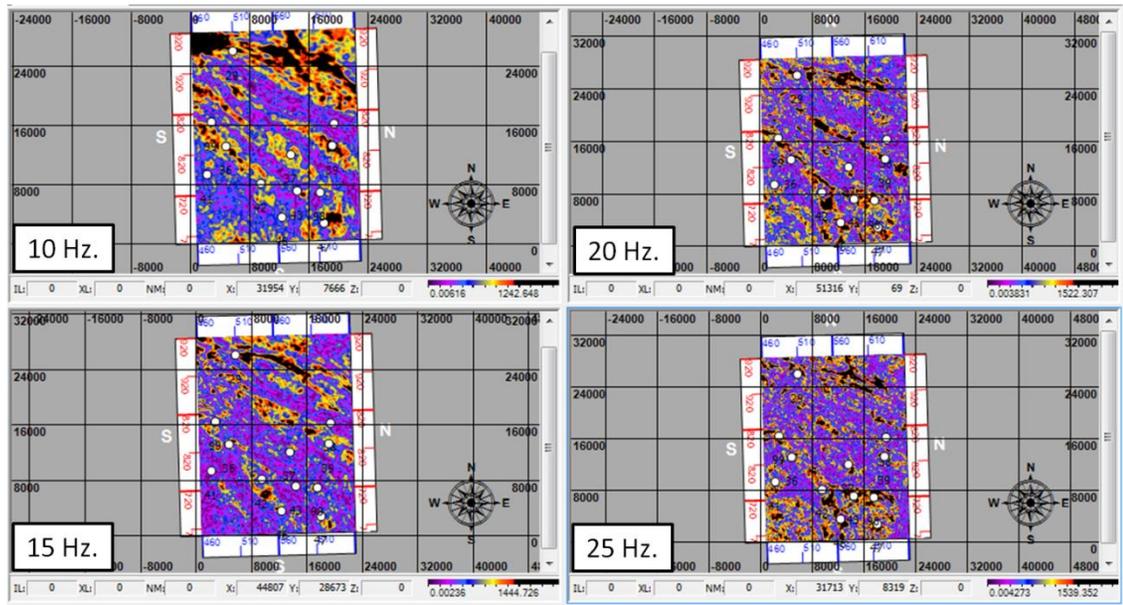


Fig. N° 97. Horizon-slices al nivel de la Fm. Montoya, en la parte inferior izquierda se indica la frecuencia del atributo CWT con el que fue interceptado.

En la Fig. N° 97, la cual representa al horizon-slices de la Fm. Montoya, se observa una conducta similar a la anterior, sin embargo, hacia la región noreste se observa un incremento de la anomalía asociada a contenido de gas. En la Fig. N° 98, correspondiente al horizon-slices de la Fm. Thirtyone, se puede observar que la magnitud de la anomalía se mantiene para todos los rangos de frecuencia (10, 15, 20 y 25 Hz), siendo los atributos CWT de 10 y 20 Hz., los que definen con mayor claridad la continuidad lateral de la anomalía.

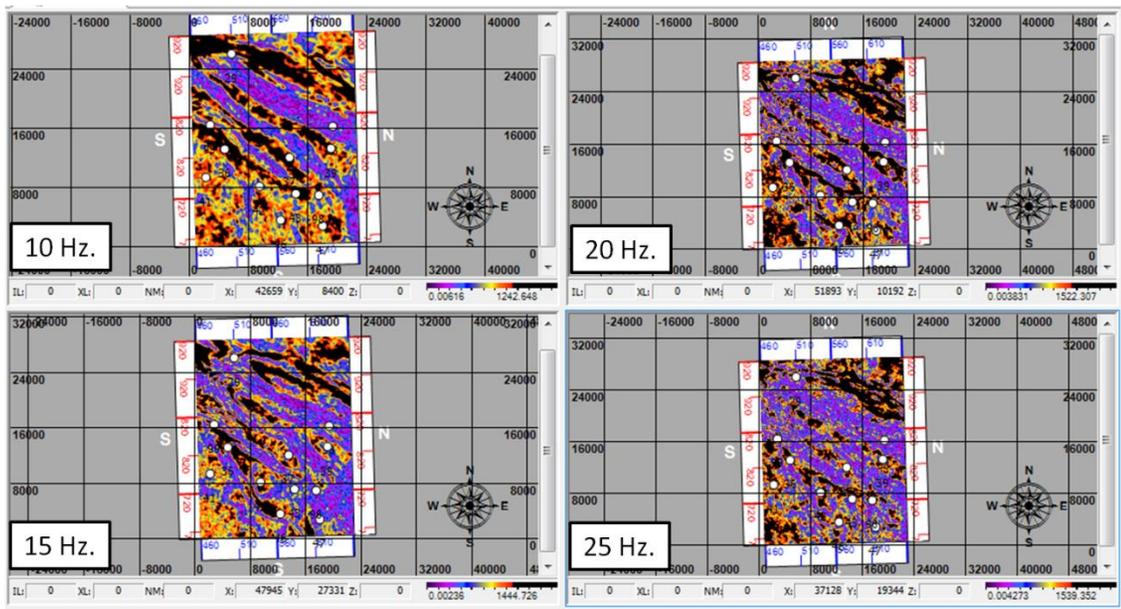


Fig. N° 98. Horizon-slices al nivel de la Fm. Thirtyone, en la parte inferior izquierda se indica la frecuencia del atributo CWT con el que fue interceptado.

***Atributo Ant-Tracking***

En el capítulo dedicado a la interpretación estructural, se mencionó el uso del atributo *Ant-tracking*, como una herramienta que ayudó a definir el rumbo y el buzamiento de las fallas durante el proceso de interpretación. En este apartado, se procederá a describir el atributo con mayor detalle.

El atributo *Ant-tracking*, es un proceso que identifica discontinuidades en los datos sísmicos 3D. El proceso puede ser aplicado a volúmenes de amplitud u otros atributos sísmicos dedicados a la detección de discontinuidades mediante algoritmos de delineación de bordes. Estas discontinuidades, pueden ser asociadas con fallas o zonas de fracturas.

Para realizar la construcción del atributo *Ant-Tracking*, se siguieron las recomendaciones establecidas en el manual de procesos de Petrel™ desarrollado por Schlumberger, el flujo de trabajo es el siguiente:

1. Acondicionamiento del volumen sísmico (aplicación de filtro de suavizado estructural para eliminar ruido aleatorio de alta frecuencia)

2. Aplicación de atributo de detección de bordes (Atributo de Caos o Varianza), en este caso se aplicó el atributo de varianza, debido a que el atributo de caos solo destaca las fallas principales, con cierta tendencia a filtrar las fallas pequeñas y las fracturas.
3. Configuración de atributo *Ant tracking* para resaltar bordes, indicando la dirección preferencial de las fallas mayores y menores, mediante la configuración de la red estereográfica del programa.
4. Interpretación interactiva de superficies, en la cual se incluye extracción de fallas. A continuación se describen brevemente los atributos que se utilizan como insumo para realizar la construcción del atributo *Ant-Tracking*.

***Varianza:***

El atributo de varianza, utilizado en este estudio, se basa en la medición local de la varianza en la señal. El usuario puede aplicar previamente un atributo de suavizado para reducir el ruido. Este atributo es muy útil para los procesos de detección de bordes.

***Caos:***

El patrón de información caótica contenida dentro de una señal sísmica es una medida de carencia de organización sobre la medida de rumbo y buzamiento. La estimación del atributo Caos puede ser afectado por: Gas, flujo de migración, intrusiones de sal y por cambios de textura en la sísmica.

***Ant-tracking***

El algoritmo *Ant-tracking* está basado en la idea de un sistema de colonias de hormigas con el objetivo de capturar tendencias en datos ruidosos. Los agentes inteligentes, a los cuales se les hace referencia como hormigas, trazan o extraen rasgos discontinuos o volúmenes de detección de bordes así como los atributos de Varianza, Caos y Coherencia. Esta aproximación realza las discontinuidades contenidas en el atributo de detección de bordes; este atributo solo captura los rasgos que son continuos y los que no lo son y que por ende podrían ser fallas. Rasgos no estructurales tales como canales, no son capturados por el algoritmo *Ant-tracking* porque usualmente tienen internamente texturas caóticas, las cuales no son continuas (Jansen, 2005). El algoritmo *Ant-tracker* utiliza los principios de inteligencia de enjambre, los cuales describen el comportamiento colectivo de un grupo social de insectos; por ejemplo, como las hormigas encuentran el

camino más corto entre el nido y la comida por comunicación mediante sustancias químicas o feromonas (Pedersen, Skov, Randen, & Sønneland, 2005).

Durante el proceso de construcción se debe indicar la dirección del esfuerzo principal para realizar un proceso de filtrado de la salida del atributo y al mismo tiempo ayudar al algoritmo en el proceso de construcción de las fallas y fracturas. En este sentido, se configuró el algoritmo utilizando un criterio pasivo de búsqueda con un rumbo de orientación N36E y con buzamientos entre 60 y 90 grados. Como resultado se obtuvo un atributo que honra la dirección de rumbo y buzamiento de las fallas observadas en el atributo de amplitud. A continuación se muestra el horizon-slices del horizonte Calizas del Misisipiense y Gr. Ellenburger, interceptados con el atributo Ant-Tracking (ver Fig. N° 99 y Fig. N° 100). Es importante destacar la variación en la intensidad del color en el atributo y el cambio en la densidad de fallas por kilómetro lineal.

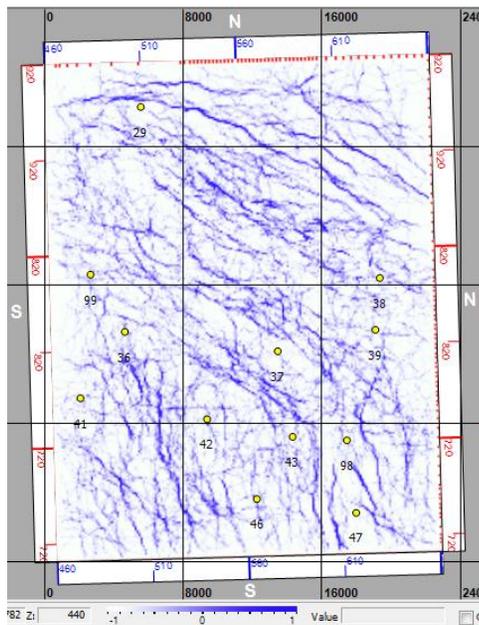


Fig. N° 99. Horizon-slices del horizonte Calizas del Misisipiense con el atributo *Ant-Tracking*

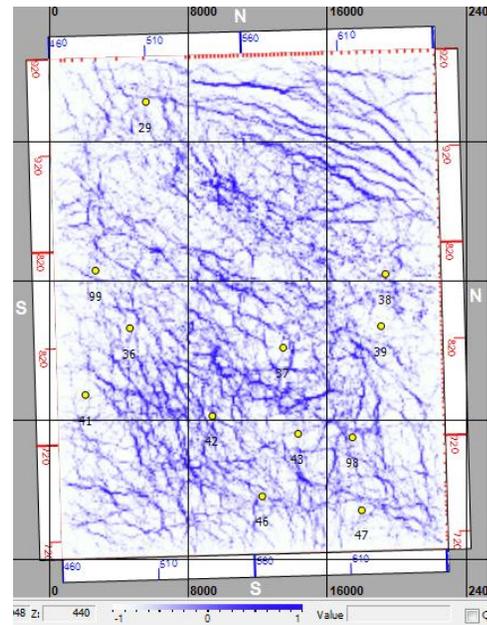


Fig. N° 100. Horizon-slices del horizonte de la Fm. Ellenburger con el atributo *Ant-Tracking*

### ***Atributo de Impedancia Sparse Spike***

En el campo West Waha, se cuenta con 12 pozos, sin embargo los registros de pozos no poseen registros suficientes para generar un modelo geocelular, que permita estudiar la variabilidad de una propiedad de interés en el volumen. En el campo no se cuenta con un volumen 3D con preservación de amplitudes; sin embargo, la información estadística de las amplitudes originales del campo tienden a preservarse, no exactamente en la misma escala debido a la distorsión introducida por los filtros de ganancia, sin embargo, no se descartó la aplicación de inversión al volumen *postack* en tiempo, debido a que diversos autores, entre ellos los que desarrollaron el software Hampson-Russell, indican que es viable cuando no se cuenta con más información. En este sentido, se consideró la construcción del atributo de impedancia acústica, con el objetivo de evaluar la variación lateral de las propiedades y con el objetivo de evaluar un posible vínculo con la litología reportada en el capítulo dedicado a petrofísica multimineral.

La deconvolución *Sparse-spike* puede ser vista como un problema inverso donde la ubicación y amplitud de un número de picos de reflectividad son estimados a partir de trazas sísmicas ruidosas. El principal objetivo es encontrar el mejor número de picos que al ser convolucionados con una ondícula estimada de banda limitada, ajuste los datos dentro de un margen de tolerancia de error de ajuste. La estimación de la serie de picos es un problema de optimización no lineal que puede ser resuelto utilizando recosido simulado. Las amplitudes son rápidamente estimadas mediante un ajuste lineal a través de mínimos cuadrados en cada iteración. En ese momento, una regularización cuadrática es utilizada para estabilizar la solución.

La deconvolución *Sparse-spike* asume, desde el principio, que la reflectividad es una secuencia de picos. El principal objetivo del método de deconvolución *Sparse-spike* es proveer un incremento significativo del ancho de banda contenido en las muestras derivadas de la sísmica. Esto es particularmente importante porque la búsqueda de capas donde se encuentre atrapado el hidrocarburo se ha convertido en una de las mayores tareas en la sísmica de exploración hoy día. Debajo de la asunción de escasez (sparseness), el problema de la deconvolución supondría: 1. Detección de picos y 2. Estimación de sus amplitudes (Velis, 2008). Varios métodos utilizan diversas estrategias de búsqueda para encontrar los picos y relacionarlo en la optimización de diferentes

funciones de costo para satisfacer un modelo probabilístico para la reflectividad, (Kjetil F. Kaaresen, 1998; Kormylo & Mendel, 1978). Otros métodos proceden a normar el proceso de optimización para que la solución sea de tipo Sparse, (Debeye & Van Riel, 1990; Oldenburg, Scheuer, & Levy, 1983; Sacchi, Velis, & Cominguez, 1994; J. Wang, Wang, & Perz, 2006).

El cálculo del atributo *Sparse-Spike* del campo West Waha, se fundamentó en las características teóricas del método. Éste atributo es conocido por su capacidad para mejorar la respuesta debido a que el proceso de construcción ayuda incorporar un ancho de banda superior al otorgado por los métodos tradicionales. Durante el proceso de construcción del atributo se realizaron diversas pruebas, incorporando un mayor número de pozos a partir de la generación de registros sísmicos sintéticos, sin embargo, los resultados obtenidos no fueron satisfactorios por lo cual sólo se emplearon los pozos con registros sísmico y densidad originales; los pozos empleados fueron: 29, 38, 41, 42 y 47. El flujo de trabajo para realizar el proceso de inversión fue el siguiente: 1. Extracción de ondícula a partir de datos de pozo y datos sísmicos, 2. Construcción del modelo *a priori* de impedancia, el cual consiste en generar un modelo interpolado mediante el método del vecino más cercano con la misma geometría del volumen de amplitud sísmica 3D, 3. Inversión considerando sólo las trazas más cercanas a los pozos involucrados, con el objetivo de realizar control de calidad del proceso, en este punto se valida que el número de iteraciones sea suficiente para alcanzar una solución satisfactoria (se utilizaron 20 iteraciones para cada muestra) y 4. Construcción del atributo de impedancia acústica de onda P. En las Fig. N° 101, Fig. N° 102 y Fig. N° 103, se puede observar el control de calidad realizado en el pozo 29, el modelo *a priori* y el modelo de inversión de impedancia acústica de onda P para el campo West Waha.

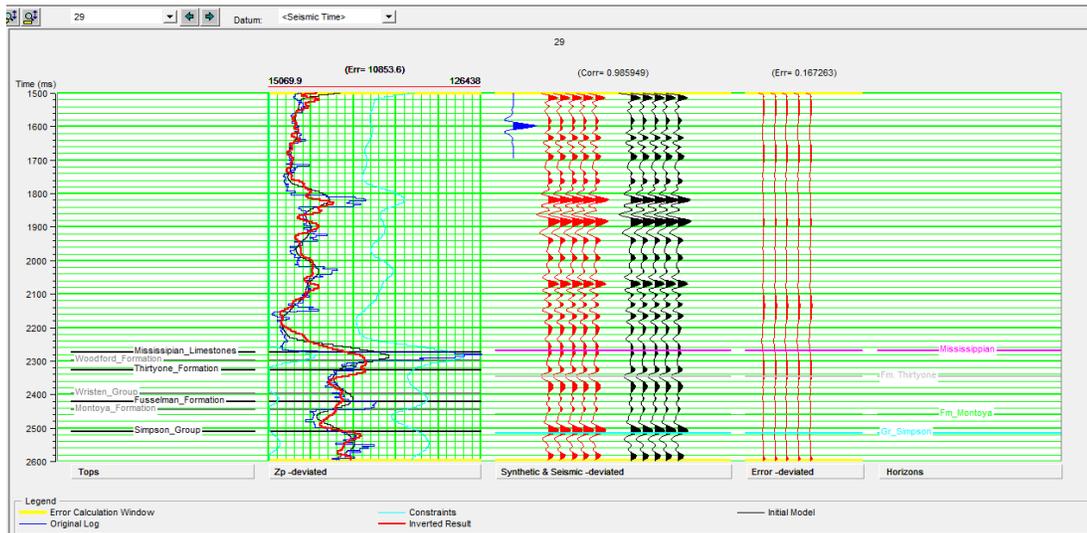


Fig. N° 101. Control de calidad del proceso de inversión para la generación del atributo Sparse-Spike para el pozo 29; nótese que el coeficiente de correlación es 0.99 y el error es 0.17.

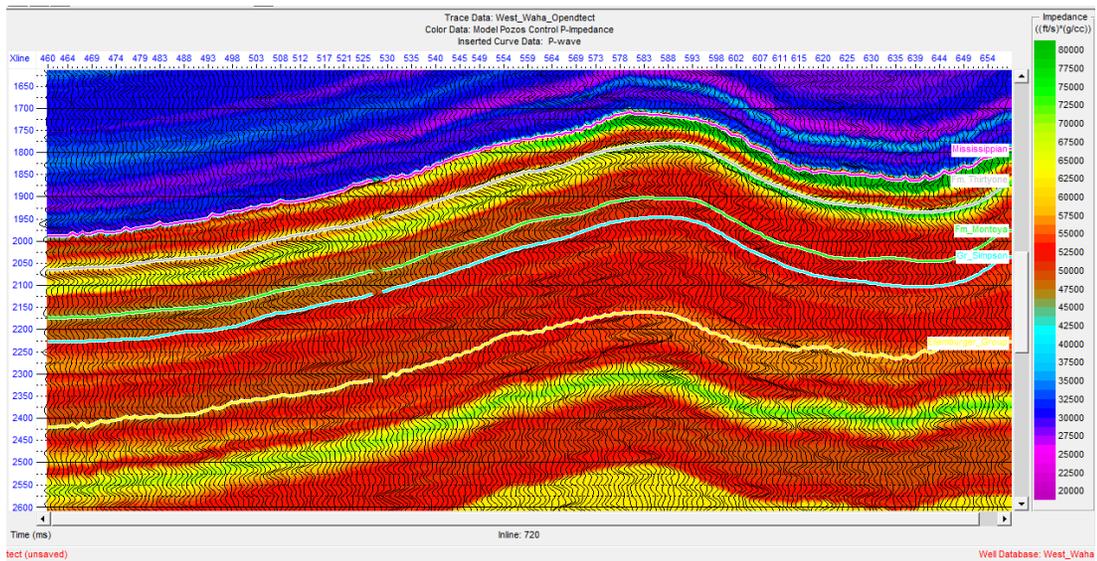


Fig. N° 102. Corte Inline 720 del modelo a priori de impedancia acústica de onda P generado utilizando los pozos 29, 38, 41, 42 y 47.

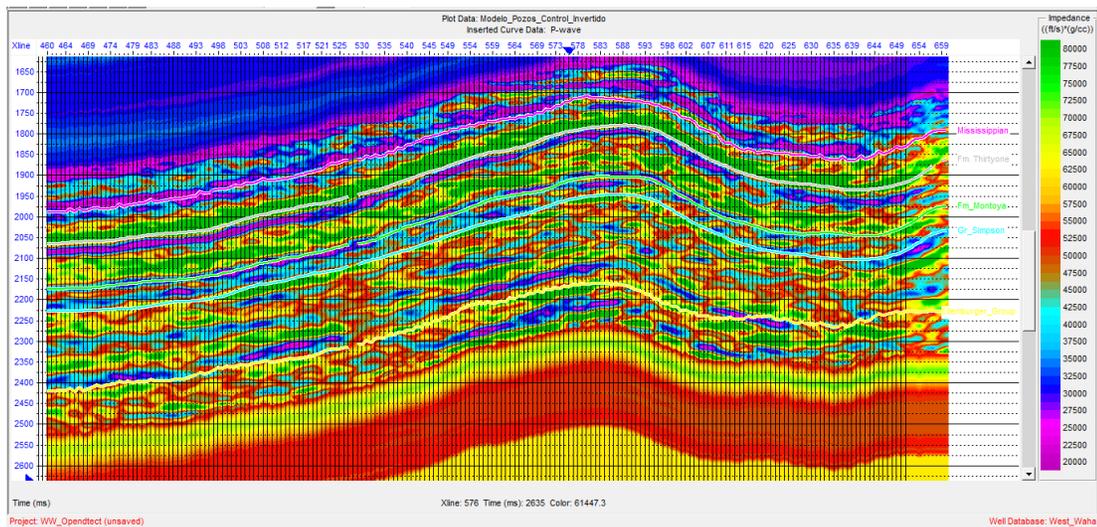


Fig. N° 103. Corte ilustrativo del modelo de impedancia acústica de onda P construido mediante el algoritmo Sparse-Spike, nótese la variación lateral de las propiedades.

El atributo de impedancia acústica de onda P Sparse-Spike, se construyó acotado entre los horizontes: Calizas del Misisipiense y Grupo Ellenburger. Al atributo de salida, no se le aplicó filtro de suavizado, para evitar la pérdida de información en las zonas falladas al tratar de generar continuidad lateral entre grupos de trazas. Al evaluar la variación del atributo de impedancia acústica mediante horizon-slices para los diferentes niveles de interés (ver Fig. N° 104), se puede observar que existen rangos de impedancia que se mantienen relativamente invariantes desde las Calizas del Misisipiense hasta la Fm. Thirtyone, en especial en la región que circunda el pozo 42; para un nivel de profundidad equivalente al Gr. Ellenburger se puede observar un comportamiento diferente de la impedancia acústica.

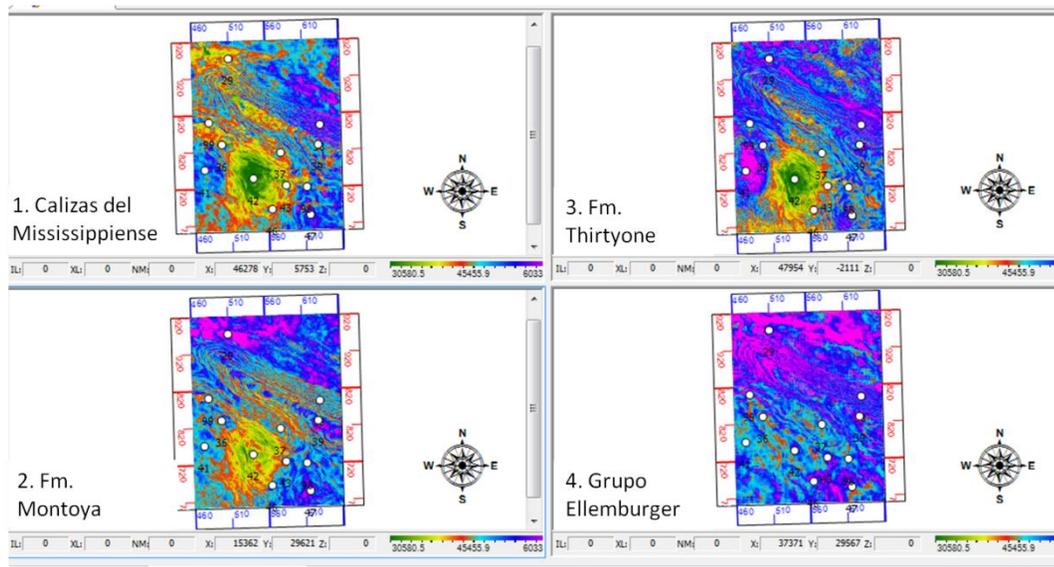


Fig. N° 104. Horizon-slices de impedancia acústica, ilustrando la variación de la impedancia acústica con la profundidad, desde las Calizas del Misisipiense hasta el Grupo Ellenburger.

Una de las prácticas usuales para realizar análisis litológicos es utilizar el sónico dipolar para construir los registros de impedancia acústica P y S, para realizar un análisis de conglomerados que permita aislar los valores de impedancia P asociado con los diferentes litotipos. Para el caso del campo West Waha, no se cuenta con registros de velocidad de onda S; por lo cual se debe desarrollar otra estrategia que permita realizar la separación de los diferentes tipos de roca.

### ***Atributos Generado por redes Neuronales***

La aplicación del atributo de clasificación de facies pozos-sísmica, basado en redes neuronales artificiales se sustenta en que debido a la escasa información de pozos y al vínculo que existe entre la impedancia acústica y la litología de los materiales; es viable encontrar una relación que permita propagar la información de pozos a través de un volumen sísmico, la carencia de registros de velocidad de onda P y S, no permitió utilizar herramientas de clasificación manual, para realizar la selección de los rangos de velocidad P y S, asociados con los diferentes litotipos.

En este sentido, los atributos sísmicos generados a partir de redes neuronales artificiales se han vuelto notorios en los últimos años, especialmente cuando

la meta es la generación de atributos de propiedades petrofísicas; sin embargo su aplicación está condicionada a la calidad de los datos de entrada o al tratamiento que se le realicen para poder extraer atributos confiables.

La metodología de integración que se va a emplear en este estudio se fundamenta en los algoritmos desarrollados en 1982 por T. Kohonen, quien presentó un modelo de red denominado mapas auto-organizados o SOM (Self-Organizing Maps), basado en ciertas evidencias descubiertas a nivel cerebral. Este tipo de red posee un aprendizaje no supervisado competitivo.

No existe ningún maestro externo que indique si la red neuronal está operando correcta o incorrectamente porque no se dispone de ninguna salida objetivo hacia la cual la red neuronal deba tender. La red auto-organizada debe descubrir rasgos comunes, regularidades, correlaciones o categorías en los datos de entrada, e incorporarlos a su estructura interna de conexiones. Se dice, por tanto, que las neuronas deben auto-organizarse en función de los estímulos (datos) procedentes del exterior. En el aprendizaje competitivo las neuronas compiten unas con otras con el fin de llevar a cabo una tarea dada. Se pretende que cuando se presente a la red un patrón de entrada, sólo una de las neuronas de salida (o un grupo de vecinas) se active. Por tanto, las neuronas compiten por activarse, quedando finalmente una como neurona vencedora y las neuronas restantes son anuladas, o forzadas a sus valores de respuesta mínimos. El objetivo de este aprendizaje es categorizar los datos que se introducen en la red. Se clasifican valores similares en la misma categoría y, por tanto, deben activar la misma neurona de salida. Un modelo SOM está compuesto por dos capas de neuronas. La capa de entrada (formada por  $N$  neuronas, una por cada variable de entrada) se encarga de recibir y transmitir a la capa de salida la información procedente del exterior. La capa de salida (formada por  $M$  neuronas) es la encargada de procesar la información y formar el mapa de rasgos. Normalmente, las neuronas de la capa de salida se organizan en forma de mapa bidimensional como se muestra en la Fig. N° 105. Las conexiones entre las dos capas que forman la red son siempre hacia delante, es decir, la información se propaga desde la capa de entrada hacia la capa de salida. Cada neurona de entrada  $i$  está conectada con cada una de las neuronas de salida  $j$  mediante un peso  $W_{ji}$ . De esta forma, las neuronas de salida tienen asociado un vector de pesos  $W_j$  llamado vector de referencia (o

*codebook*), debido a que constituye el vector prototipo (o promedio) de la categoría representada por la neurona de salida  $j$ . Así, el SOM define una proyección desde un espacio de datos en alta dimensión a un mapa bidimensional de neuronas.

En general, la metodología de Kohonen es una red neuronal no supervisada, distribuida de forma regular en una rejilla usualmente de dos dimensiones, cuyo fin es obtener la estructura subyacente de los datos introducidos en ella. La importancia de esta solución se basa en que este algoritmo proporciona una oportunidad para efectuar análisis geológico durante los procesos de interpretación de volúmenes sísmicos 3D, cuando los detalles estratigráficos se encuentran difusos, o enmascarados por las amplitudes convencionales de los datos sísmicos apilados.

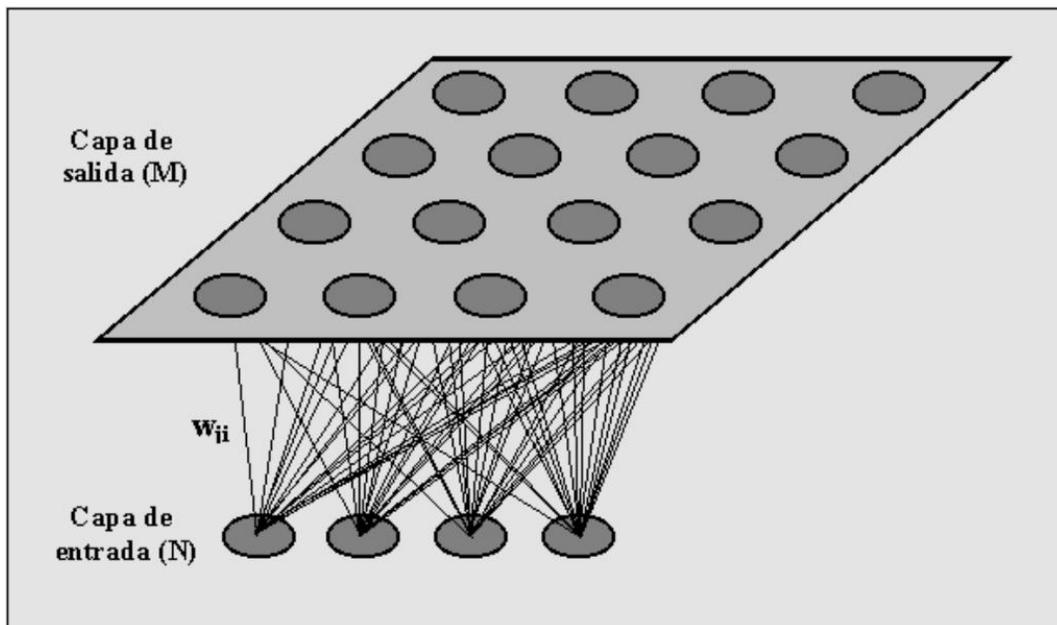


Fig. N° 105. Neuronas de la capa de salida organizadas en forma de mapa bidimensional

La propagación de propiedades mediante diversos métodos no es una tarea sencilla, requiere la selección del método apropiado de acuerdo a la naturaleza de los datos. (Walls et al., 2002), sostiene que las Redes Neuronales son básicamente sistemas de Filtros de Wiener adaptativos, multicanales y no lineales. Se categorizan como multicanales, porque es posible el uso de múltiples atributos como datos de entrada para la clasificación de un determinado número de clases. Además, son herramientas de clasificación no lineales debido a que la relación entre la entrada y la salida no son

descritas por una simple expresión lineal. Su característica más destacada es que son adaptables, de modo que pueden aprender a partir de los datos. En los filtros predictivos convencionales, el proceso para determinar la porción predictiva de los datos del pasado para predecir el futuro. En los procesos adaptativos, los operadores son actualizados en función de la predicción producto para reducir al mínimo los errores.

La fortaleza de los atributos de clasificación por redes neuronales, radica en el manejo de las facies, las cuales se definen como: un conjunto de estratos que caracterizan un paleoambiente, generalmente se les define por su origen, composición litológica y características comunes. El estrato es un evento con principio y fin que implica un desarrollo lateral y vertical (en un espacio de tiempo). Las facies pueden involucrar eventos similares que depositaron estratos parecidos en un lugar determinado. Para el caso de este estudio, se emplearon facies litológicas, lo cual, desde un punto de vista estadístico, consiste en variables categóricas, cuya escala de medida es un conjunto de categorías. Estas categorías son variables continuas que se pueden “discretizar” (por ejemplo tomando intervalos, definiendo centroides con su desviación estándar, etc.), para así ser tratadas como facies (1, 2, 3, 4,...), que puedan asumir una gran variedad de valores y al mismo tiempo simplificar un registro de pozo o un volumen sísmico.

En ese sentido, se emplearon las curvas provenientes del modelo multimineral y el registros de impedancia acústica; asimismo, se empleó la descripción litológica de diversos autores para definir el número de facies a propagar, pues el modelo multimineral sólo indica la proporción presente de cada mineral, pero no indica cuantos tipos de rocas existen en la columna litológica; este proceso permitió clasificar en toda la columna de los diferentes pozos 8 litofacies, seguidamente se realizó el mismo proceso, utilizando el mismo número de iteraciones y el mismo número de facies utilizando como entrada los registros del análisis multimineral y dos atributo de impedancia acústica, cuya única diferencia fue el número de iteraciones empleadas durante su construcción, para clasificar dentro de un volumen 3D, facies que aporten información sobre la variación lateral de los materiales. El proceso construyó un atributo de clasificación de (8) clases o facies. El acto o proceso de entrenamiento involucra la construcción de pesos y sesgos que reducen los errores del proceso de identificación de facies dentro del volumen de información empleado.

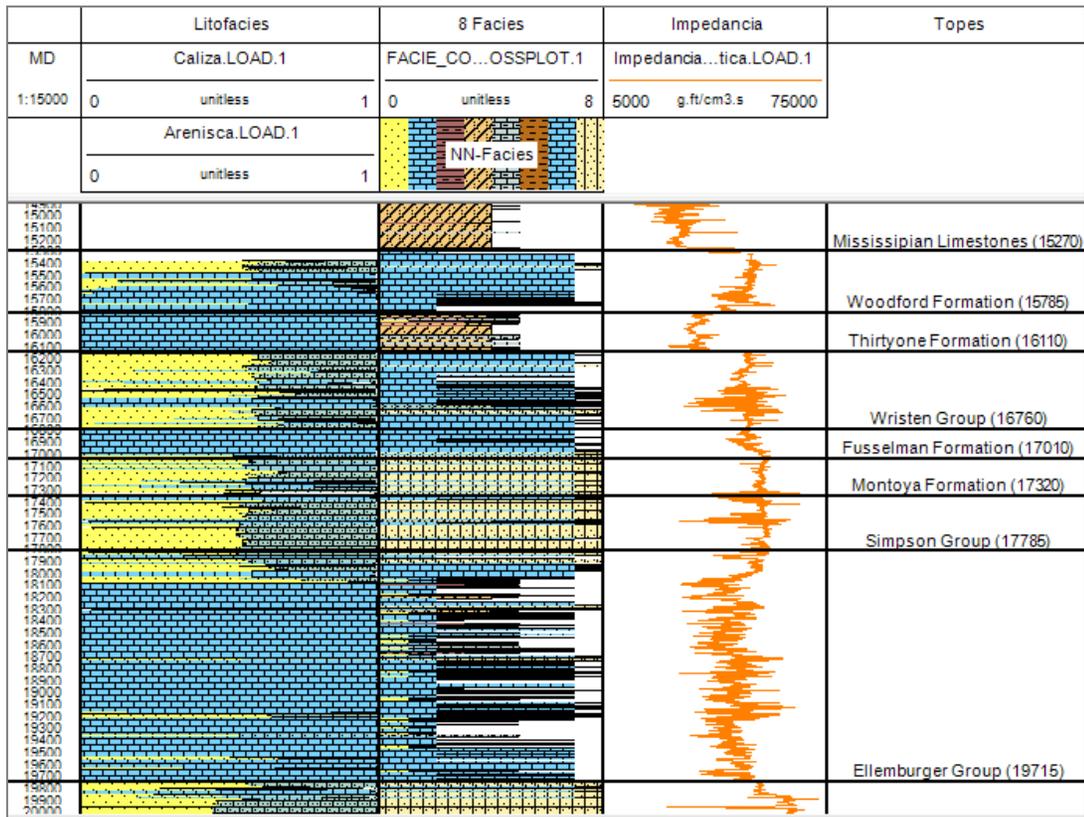


Fig. N° 106. Grafico de facies para el pozo 29, a la izquierda se ilustra la composición proporcional de cada nivel indicando niveles mayormente carbonáticos, con cierta proporción de sílice, dolomita y arcillas. A la derecha se muestra una clasificación de 8 facies mediante redes neuronales. Nótese, que el algoritmo pudo clasificar lo que es equivalente a mezclas composicionales de cada unidad.

El atributo empleado como entrada, fue el atributo de impedancia acústica *Sparse-Spike*, y los registros construidos en el proceso de evaluación petrofísica multimineral y el registro de impedancia acústica. El análisis de facies se realizó bajo la premisa de “rocas similares deben producir respuestas similares”. La configuración del proceso para realizar la clasificación de facies sísmica, se enfocó en las búsquedas de capas delgadas y laminaciones, como las descritas en la literatura relacionadas con las diferentes unidades formacionales presentes. Para lograr que el algoritmo de propagación de propiedades mediante redes neuronales artificiales honrara los resultados de los pozos de entrada y al mismo tiempo honrara la geología local; fue necesario realizar varias pruebas, primero en el mundo del pozo, utilizando la evaluación multimineral y los registros de impedancia acústica hasta conseguir que la facies generadas se ajustaban al modelo multimineral,

posteriormente, con el mismo número de iteraciones se realizó la construcción del atributo 3D de litofacies, el cual representa la clasificación de 8 facies. Las facies propagadas pertenecen a toda la columna de datos del pozo, pero en la región de interés (Calizas de Misisipiense al Gr. Ellenburger) se encuentra sólo 5 facies dominante, las otras facies, a pesar de no ser representativas en el diagrama de frecuencia de la paleta de colores, están presentes en el gráfico.

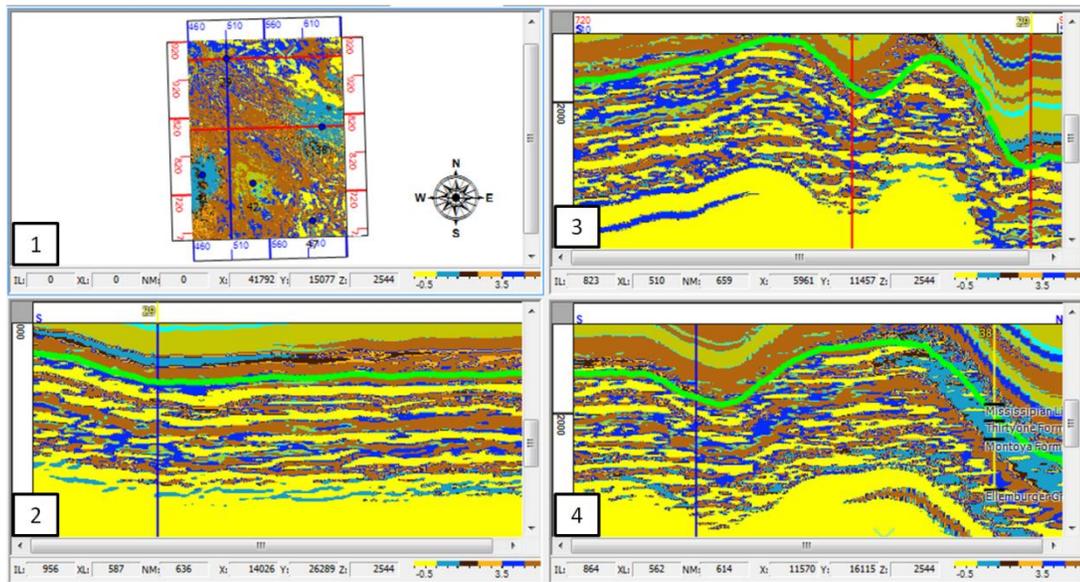


Fig. N° 107. Imagen compuesta ilustrando cortes realizados al volumen de propagación de litofacies mediante redes neuronales. 1. Horizon-slices al nivel de las caliza del Misisipiense, 2. Corte Inline 956 (EW) sobre el pozo 29, 3. Corte Crossline 510 (NS) sobre el pozo 29, 4. Corte Inline 864 (EW) sobre el pozo 38).

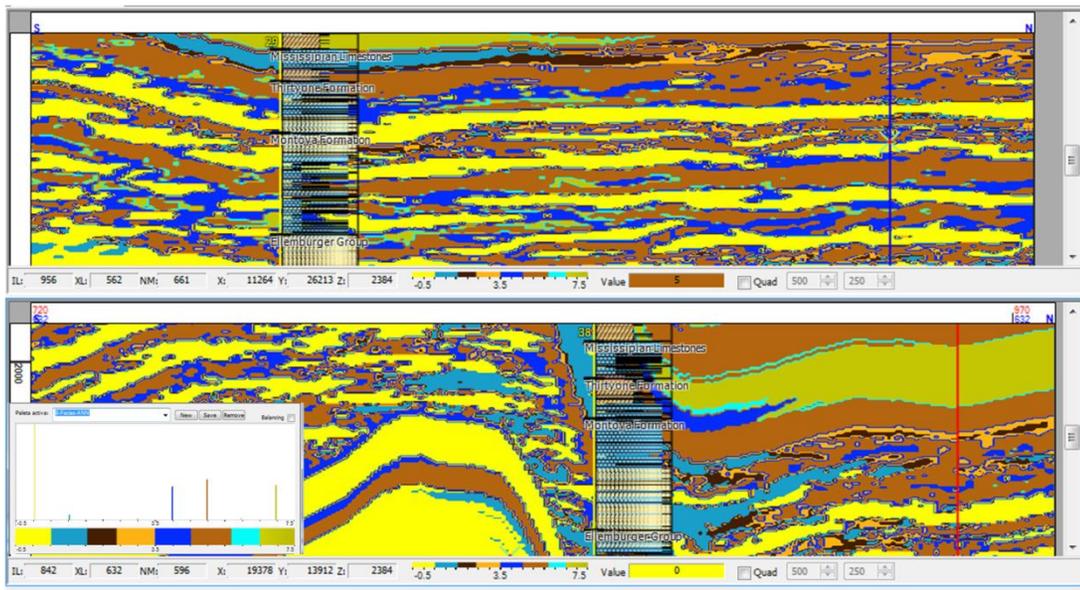


Fig. N° 108. En la parte superior se ilustra un corte Inline 956 (EW) cortando al pozo 29 y en la parte inferior se ilustra un corte Crossline 632 (NS) cortando al pozo 38, en cada corte la proyección del pozo muestra la litología equivalente con patrones de relleno, nótese a grandes rasgos la correspondencia entre el pozo y el atributo de propiedades. En la parte inferior izquierda se ilustra la paleta de colores del atributo, donde cada barra ilustra la distribución de frecuencia de cada facie.

Al evaluar la imagen se puede observar, que las 8 facies reportadas en el análisis realizado a nivel de registros de pozos no se logran propagar a cabalidad en el atributo sísmico y esto es muy común, el fenómeno se debe por un lado porque la sísmica es una respuesta de banda limitada, por otra parte, la pérdida de contenido de frecuencia con la profundidad, lleva implícito una pérdida de la resolución vertical, por lo cual no existe capacidad para recuperar información de capas delgadas; otro factor importante es que el análisis de facies se realizó en toda la columna del pozo y el atributo, por ahorro de tiempo de computo y por ahorro de espacio en disco se construyó sólo en la zona de interés. En la parte inferior izquierda de la Fig. N° 108, cada barra de color representa una facie, y el tamaño de la barra representa la frecuencia relativa con la cual aparece cada facie en el volumen sísmico. Al evaluar la correspondencia, cada color representa: amarillo: mezcla de areniscas y arcillas, azul claro: rocas carbonáticas de grano fino, marrón oscuro: posiblemente vinculado con lutitas gradacionales, naranja claro: facie poco representativa, encontrada cercana a la facie de las lutitas gradacionales, azul: rocas

carbonáticas dolomitizadas, marrón claro: mezcla de arenisca y arcilla, azul cian: facie poco representativa que por lo general es encontrada cercana a la facie azul, posiblemente refleja una variante de las rocas carbonáticas dolomitizadas y por último la facie amarillo mostaza: ésta última es una facie de compensación o relleno, cuyos valores de impedancia son los mismos que los del modelo a priori, porque la región donde se construyó el atributo parte de las Calizas del Misisipiense, de acuerdo a la literatura, la Fm. Barnett, suprayace sobre las Calizas del Misisipiense y está compuesta por una mezcla de calcita, cuarzo y dolomita, por lo cual la respuesta es muy similar a la de la Fm. Thirtyone.

En la Tabla N° 2, se muestra una tabla resumen con la descripción litológica aportada por cada color asignado a la paleta de colores, asimismo, se muestra la proporción de cada mineral empleada por el algoritmo de análisis de conglomerados para crear cada facie litológica.

<b>Código</b>	<b>Composición</b>	<b>Arenisca (%)</b>	<b>Caliza (%)</b>	<b>Dolomita (%)</b>	<b>Arcilla (%)</b>
<b>0</b>	Mezcla de areniscas y arcillas	<b>70</b>		<b>2</b>	<b>28</b>
<b>1</b>	Rocas carbonáticas de grano fino	<b>0</b>	<b>99</b>	<b>0</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	Intercalaciones de calizas, areniscas con cierto grado de dolomitización y lutitas	<b>20</b>	<b>65</b>	<b>3</b>	<b>12</b>
<b>3</b>	Intercalaciones de calizas y lutitas	<b>0</b>	<b>87</b>	<b>0</b>	<b>13</b>
<b>4</b>	Rocas carbonáticas con algunas intercalaciones de arenisca.	<b>3</b>	<b>97</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>5</b>	Mezcla de carbonatos, arenisca y arcillas	<b>42</b>	<b>47</b>	<b>3</b>	<b>8</b>
<b>6</b>	Areniscas dolomitizadas con intercalaciones de rocas carbonáticas	<b>56</b>	<b>0</b>	<b>44</b>	<b>0</b>
<b>7</b>	Areniscas dolomitizadas con intercalaciones de carbonatos	<b>42</b>	<b>8</b>	<b>50</b>	<b>0</b>

Tabla N° 2. En la tabla aparece de izquierda a derecha cada columna representa: Código de color y número de salida de la facie de pozo y de la facie sísmica del atributo, descripción litológica extraídos del análisis de conglomerados, las siguientes columna muestran la proporción de arenisca, caliza, dolomita y arcilla presente.

Al evaluar el comportamiento de las facies litológicas antes mencionadas, desde el punto de vista de calidad de yacimiento, se puede observar que muchas de ellas se comportan como sello, en la Fig. N° 109, se puede observar en el registro de Porosidad que las zonas con valores que superan el 20 % de porosidad, es la Fm. Woodford, la cual se encuentra debajo de las Calizas de Misisipiense para el pozo 29, sin embargo para el pozo 38, los mejores rangos de porosidad aparecen en la Fm. Thirtyone, el resto de los valores de porosidad se encuentra alrededor del 10 %, con algunos incrementos aislados que pudieran estar asociados a zonas de fractura, lo cual es común en este tipo de litologías.

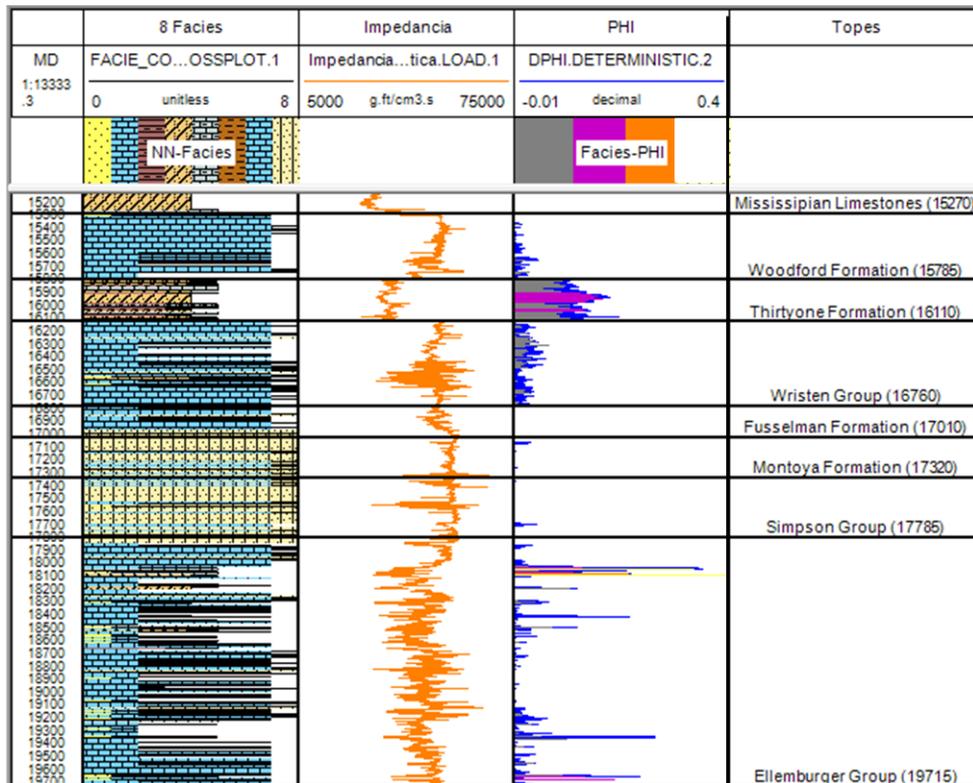


Fig. N° 109. La imagen muestra una plantilla compuesta del Pozo 29, de izquierda a derecha: 1. Litofacies construidas mediante clasificación por redes neuronales, 2. Registro de Impedancia acústica, 3. Registro de porosidad con código de colores indicando para los siguientes rangos de porosidad: gris menor a igual al 10 %, púrpura menor o igual al 20 % y naranja menor o igual al 30% y 4. Topes de las diferentes unidades.

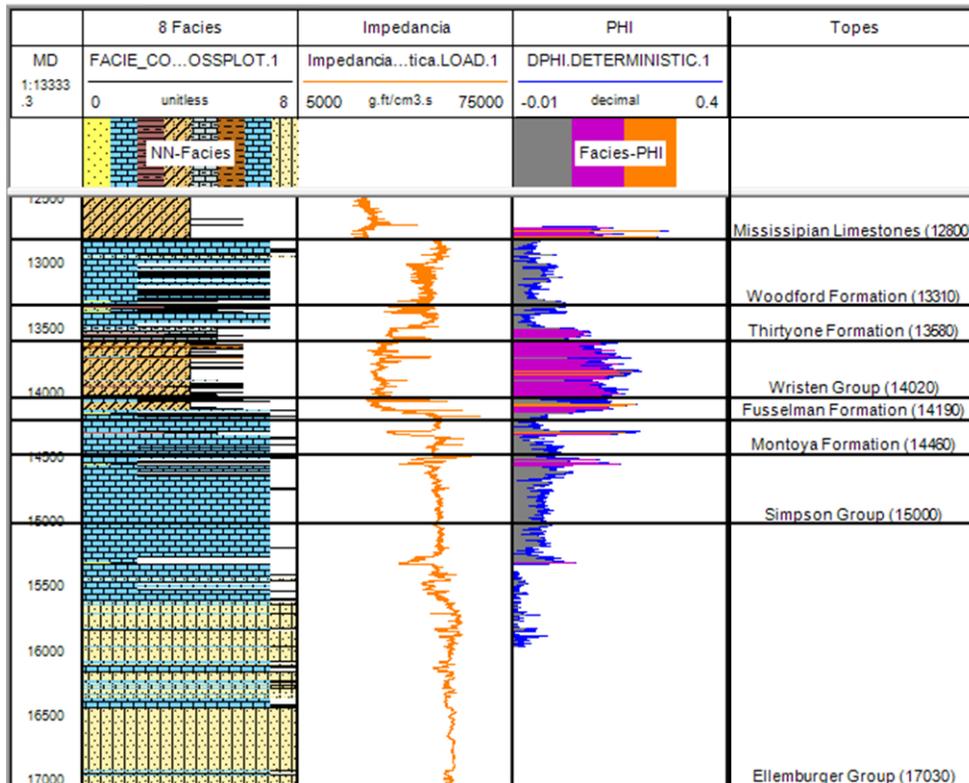


Fig. N° 110. La imagen muestra una plantilla compuesta del Pozo 38, de izquierda a derecha: 1. Litofacies construidas mediante clasificación por redes neuronales, 2. Registro de Impedancia acústica, 3. Registro de porosidad con código de colores indicando para los siguientes rangos de porosidad: gris menor a igual al 10 %, púrpura menor o igual al 20 % y naranja menor o igual al 30% y 4. Topes de las diferentes unidades.

Al construir gráficos cruzados de las propiedades, se puede observar que no existe una tendencia lineal, que pueda ayudar a discriminar a través de rangos de impedancia los valores asociados a diferentes tipos de porosidad, tampoco es posible construir una relación lineal que permita vincular la impedancia acústica con la porosidad.

En la Fig. N° 111, se ilustra un gráfico cruzado que corrobora lo antes expuesto; sin embargo, es posible identificar en el mismo gráfico, la presencia de conglomerados bien definidos en función de la variable Z (Rayos Gamma), donde se puede apreciar que las bandas de colores discretos ayudan a identificar los diferentes tipos de facies de porosidad.

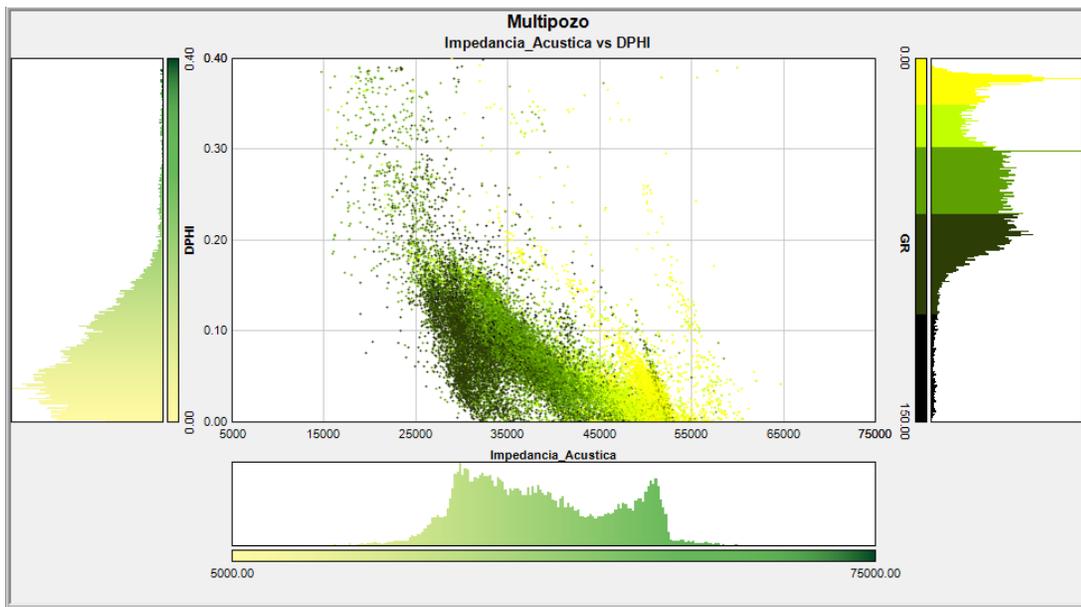


Fig. N° 111. Gráfico cruzado de Impedancia Acústica (eje X) versus Porosidad (eje Y) y Rayos Gamma (eje Z), nótese que se visualizan poblaciones que responden al registro de rayos gamma que no poseen un comportamiento lineal con respecto a ambos ejes.

Como se puede observar, no existe una relación directa que agrupe valores de impedancia acústica con valores de porosidad de forma lineal. Sin embargo, al explorar variantes de los gráficos cruzados mineralógicos (Neutrón Vs. Densidad), se puede observar que aparece una tendencia que favorece el proceso de agrupación, en la Fig. N° 112, se puede apreciar el gráfico cruzado consiste en una combinación de los registros Neutrón (X), Impedancia acústica (Y) y Porosidad (Z).

Como se puede observar, las relaciones entre conglomerados de porosidad no es completamente lineal, por lo cual no es posible realizar el ajuste de una ecuación, sin embargo, es posible agrupar nubes de puntos que poseen rangos de porosidad similares y que al mismo tiempo poseen rangos de impedancia acústica bien definidos; en la Fig. N° 113, se puede observar las diferentes facies agrupadas, donde los números se incrementan de 1 a 5, donde 1, implica porosidades inferiores al 5% y 5 porosidades cercanas al 25%.

En la selección de las diferentes nubes de puntos, hubo algunos puntos que no fueron clasificado en ninguno de los grupos, este se debe a que dichos puntos pudieran estar

asociado a ruido durante el proceso de adquisición de los datos con la herramienta. Esto es común en el registro Neutrón, el cual es muy sensible a las condiciones del hoyo.

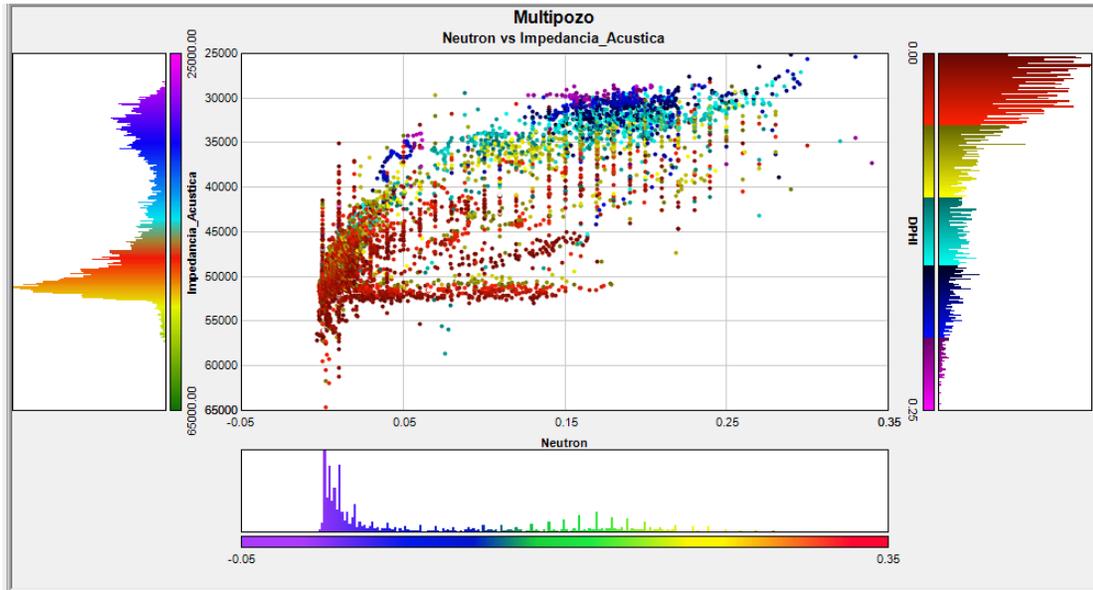


Fig. N° 112. Gráfico de los registros Neutrón (X), Densidad (Y) y Porosidad (Z), nótese como la paleta de colores que refleja el comportamiento del perfil porosidad delimita regiones con valores de porosidad similares.

En la Fig. N° 113, se puede observar como la porosidad se mantiene estable para rango definidos de impedancia acústica, sin embargo, en el eje X, se observa que existe variación en el contenido de hidrogeno en la unidad rocosa evaluada por el registro. Si el registro neutrónico es alto indica alto índice de neutrones, y si es bajo indica bajo índice de neutrones. Esta variación indica la presencia de agua o petróleo en la roca.

Una vez generadas las facies, es necesario convertirlas a un registro discreto para cada pozo, con la finalidad de que puedan ser utilizadas por el algoritmo para propagar las diferentes facies de porosidad en el volumen sísmico.

En la Fig. N° 114, se ilustran las diferentes facies litológicas y el registro de porosidad. Las bandas de colores ilustran la variación de las facies a lo largo de la columna vertical del pozo; los colores son los mismos que se asignaron a la clasificación de facies de porosidad en la Fig. N° 113. Nótese, como cada banda de colores se ajusta al comportamiento del registro de porosidad.

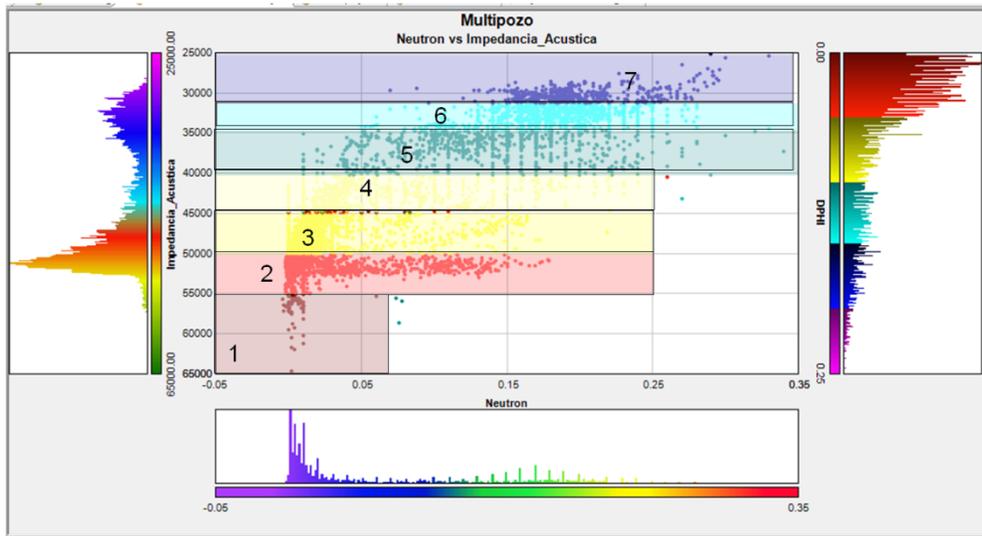


Fig. N° 113. Gráfico de los registros Neutrón (X), Densidad (Y) y Porosidad (Z), en el cual se ilustra la clasificación de nubes de puntos como conglomerados cuyo comportamiento de la porosidad es similar, la numeración se incrementan de 1 a 7, donde 1, implica porosidades inferiores al 5% y 7 porosidades cercanas al 25%.

La Fig. N° 114, ilustra el comportamiento de las facies en el pozo 38, donde se destacan sólo 2 facies, este comportamiento también se aprecia en la Fig. N° 115.

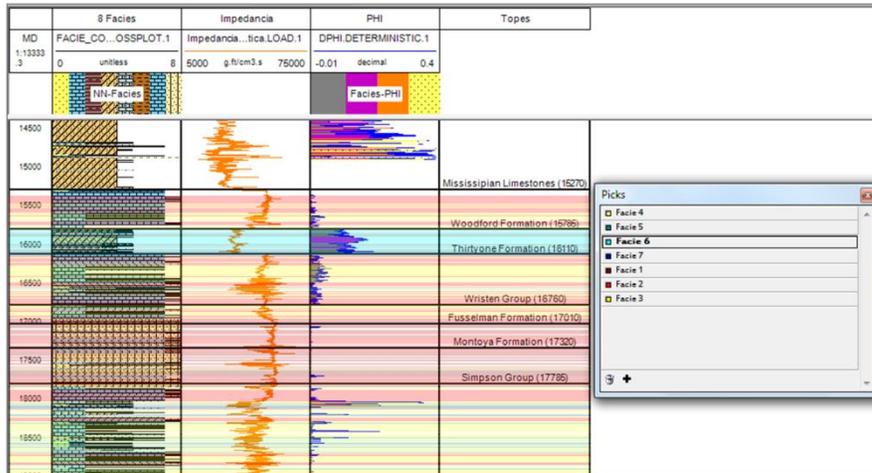


Fig. N° 114. Variación de las facies de porosidad para el pozo 38, nótese que los mejores rangos en encuentran en la Fm. Woodford, de acuerdo a la referencia de los topes formacionales.

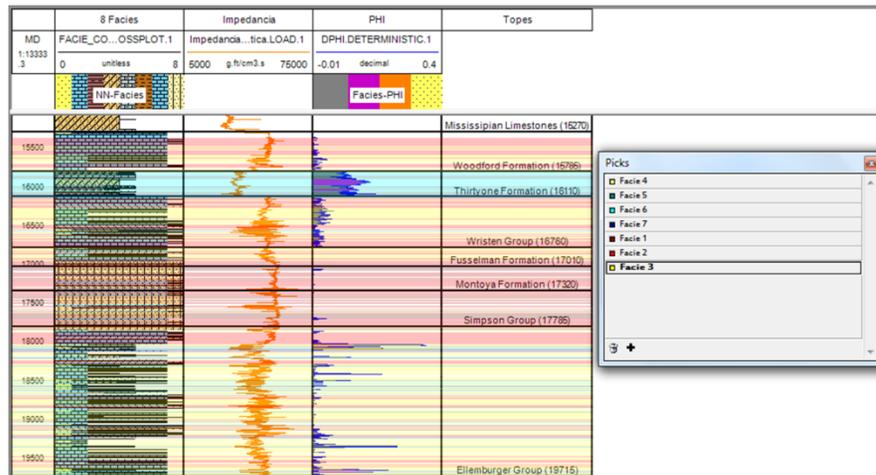


Fig. N° 115. Variación de las facies de porosidad para el pozo 29, nótese que los mejores rangos en encuentran en la Fm. Thirtynone, de acuerdo a la referencia de los topes formacionales.

En la Fig. N° 115, se puede observar que el comportamiento de las facies de porosidad es consistente para los pozos evaluados. Asimismo, se pudo constatar, que la metodología antes expuesta, puede ser utilizada para establecer un vínculo entre la impedancia acústica y la porosidad.

El siguiente paso consistió en transformar las facies de Porosidad en registros discretos para cada pozo. Para proceder a entrenar una red neuronal artificial, para construir un atributo de facies-pozo-sísmica utilizando como entrada el volumen de impedancia acústica Sparse-Spike.

Para construir el atributo, se realizaron diferentes pruebas, cambiando sistemáticamente el número de iteraciones, con el objetivo de honrar la distribución vertical de las facies en los pozos control. Durante la construcción se emplearon los registros de facies y el registro densidad, en combinación con 2 atributos de inversión Sparse-spike, donde la única variante entre ellos fue el número de iteraciones, lo cual genera atributos muy similares, pero no exactamente iguales. Los dos atributos se incorporan porque el motor de cálculo necesita realizar análisis de conglomerados en el dominio del pozo y en dominio sísmico, mediante a un proceso análogo al análisis de conglomerados en gráficos cruzados. Durante este proceso, sólo se pudo incorporar los registros de los pozos: 38 y 29, porque es requisito del algoritmo que los registros estén completos en la

región de interés. Esto implicó dejar a los pozos: 41, 42 y 47 como pozos control o pozos ocultos.

En la Fig. N° 116, se ilustran los una imagen compuesta por un horizon-slices y un corte Inline 956, sobre el pozo 29. En la imagen se destacar el ajuste entre el atributo de facies-pozo-sísmica propagado a través de redes neuronales artificiales y la propiedad de interés (porosidad). En el corte Inline 956, la distribución lateral de las facie luce bastante homogénea, sin embargo, el poder del atributo radica al evaluarlo en horizon-slices, nótese, cómo para un mismo nivel, varían lateralmente las facies de porosidad. Lo cual es fundamental al momento de evaluar zonas para la colocación de pozos de avanzada.

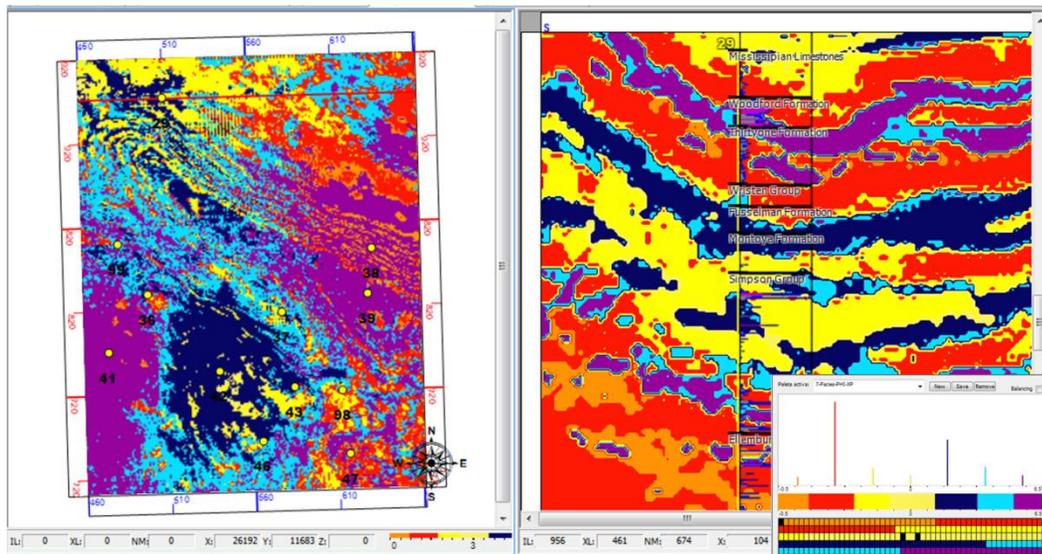


Fig. N° 116. En la imagen se ilustra a la izquierda un horizon-slices al nivel de las calizas del Misisipiense, a la derecha un corte Inline (956), justo sobre el pozo 29, nótese como los valores del registro de porosidad se ajustan con los valores de la facie del atributo construido por redes neuronales artificiales. En la parte inferior derecha se pueden observar las facies de porosidad, las cuales se incrementan desde 0 a 6, la barra vertical indica la distribución de frecuencia de cada rango, siendo la facie 2 la que más se repite en el volumen.

En la Fig. N° 117, se ilustran los una imagen compuesta por un horizon-slices al nivel del Gr. Ellenburger y un corte Inline 792, sobre el pozo 42, es importante destacar, que el pozo 42, no se incorporó al proceso de construcción del atributo; sin embargo, nótese

cómo el atributo honra la propiedad, especialmente en la unidad que se encuentra entre los topos: Gr. Simpson y Gr. Ellenburger.

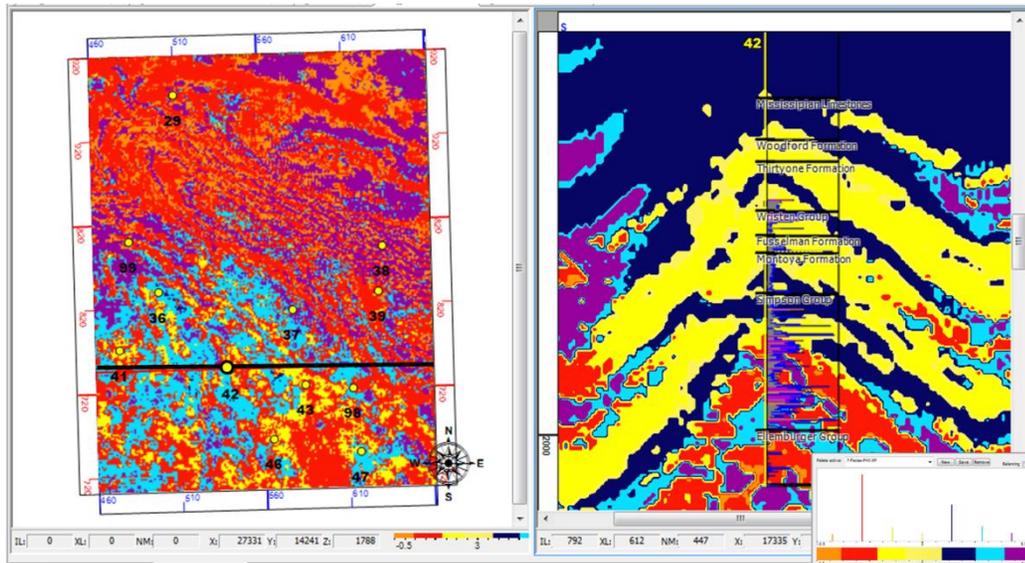


Fig. N° 117. En la imagen se ilustra a la izquierda un horizon-slices al nivel del Gr. Ellenburger, a la derecha un corte Inline (792), justo sobre el pozo 42; para este caso el registro no cubre la zona de interés, sin embargo al nivel del Gr. Ellenburger se puede observa un buen ajuste de las propiedades.

## **CAPITULO VIII**

### ***INTEGRACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS DEL CAMPO WEST WAHA***

En los últimos diez años, los levantamientos sísmicos 3D se han convertido en una herramienta de exploración indispensable para las compañías de petróleo y de gas. Las inversiones realizadas en adquisición, procesamiento e interpretación de datos sísmicos, han permitido obtener información crucial acerca de las estructuras y ubicaciones de los yacimientos. Ahora, muchas compañías están descubriendo formas de aprovechar mejor sus datos sísmicos, trascendiendo los límites de la exploración, para extraer información adicional que les permita evaluar sus reservas con mayor certeza, desarrollar sus descubrimientos con más efectividad y producir petróleo y gas de manera más efectiva desde el punto de vista de los costos. Los datos sísmicos pueden incrementar el valor de los activos en todas las etapas de la vida productiva del yacimiento. Durante la etapa de exploración, las áreas prospectivas promisorias se examinan en gran detalle. Los datos sísmicos de alta resolución ayudan a refinar el modelo geológico de un área prospectiva y permiten entender mejor el sistema petrolero, con lo cual se puede optimizar la selección inicial de las localizaciones de los pozos y aportar información para el análisis de riesgo. Durante la etapa de evaluación, los ingenieros de perforación aprovechan los modelos mecánicos y los modelos de presión tridimensionales, ambos construidos en base a datos sísmicos, para predecir la ubicación de zonas riesgosas del subsuelo, tales como zonas de flujo de aguas someras y altas presiones de poro. En la etapa de desarrollo, se pueden confeccionar mapas de las propiedades de los yacimientos en la región entre pozos, utilizando datos sísmicos calibrados con información de los pozos. Los geocientíficos y los ingenieros utilizan datos de registros, núcleos y pruebas de pozos para generar descripciones de yacimientos en base a datos sísmicos, a partir de las cuales pueden crear modelos de yacimientos. Más tarde, los grupos de producción pueden utilizar levantamientos sísmicos aplicando la técnica de lapsos de tiempo (sísmica 4D) a fin de rastrear cambios de saturación y de presión, para un mejor emplazamiento de los pozos de relleno y con el objetivo de prolongar la vida productiva del campo (Alsos et al., 2002).

Los datos sísmicos han sido herramientas fundamentales en las últimas décadas y lo seguirán siendo con la incorporación de las nuevas tecnologías, las cuales no solo ayudan a adquirir datos sísmicos con mayor contenido de frecuencia, lo que se traduce en datos con mayor resolución vertical y con mayor capacidad para detectar cambios litológicos, y al mismo tiempo estas nuevas tecnologías ayudan a ver datos adquiridos hace mucho tiempo con nuevos ojos, dado que permiten extraer información que se encontraba oculta en los datos, resaltando zonas que no fueron detectadas antes y dando luces en lo que pudiera ser la nueva era de la exploración sísmica.

En este sentido, la caracterización sísmica de yacimientos se ha convertido en una herramienta de gran utilidad, no solo en el mundo del atributo sísmico, sino a por sus fortalezas para mejorar la construcción de un modelo estático. Al incorporar atributos como pesos en el proceso de modelos mediante geoestadística multipunto o al utilizar la sísmica como una herramienta para realizar reconstrucciones paleoambientales mediante geomorfología sísmica.

En el caso particular de este estudio, la escases de registros de pozos no permite construir un modelo estático confiable, que refleje la complejidad de la distribución de las zonas de gas; por ello, se utilizó la información sísmica 3D del campo West Waha, ubicado en el estado de Texas, EE.UU., para extraer la mayor cantidad de información posible a través de diversos atributos sísmicos, con el fin de generar lo que sería equivalente a un modelo geocelular.

En este apartado, se realizará la integración y análisis de los resultados, se discutirán los elementos más relevantes, aportados por los diferentes algoritmos aplicados a los datos de pozo y por los diferentes atributos construidos a partir del volumen 3D de amplitudes.

En lo referente a la evaluación petrofísica convencional (Porosidad, Volumen de arcilla y porosidad), evaluación petrofísica multimineral y generación de facies litológicas mediante análisis de conglomerados con redes neuronales artificiales, se pudo observar, que es posible categorizar poblaciones que con consistentes con la descripción litológica del pozo tipo, lo cual ayuda en el proceso interpretativo, en la Fig. N° 118, se ilustra una imagen compuesta, que condensa toda la información obtenida a partir de los registros del pozo 29; nótese, cómo la metodología empleada muestra cambios que son

consistentes con el registro de impedancia acústica. Asimismo, se puede observar que las unidades que poseen las mejores propiedades desde el punto de vista de porosidad son: Fm. Woodford (Pozo 29) y Fm. Thirtyone (Pozo 38); lo cual es consistente lo expresado en el apartado de la geología del área, donde se indicó que estas unidades someras pueden ser objetivos importantes para recompletación en pozos abandonados y pueden servir como objetivos secundarios para reducir el riesgo de perforación. Asimismo, cuando se evaluaron las anomalías de gas, se encontró que una de las anomalías más importantes se encontraba en la Fm. Thirtyone.

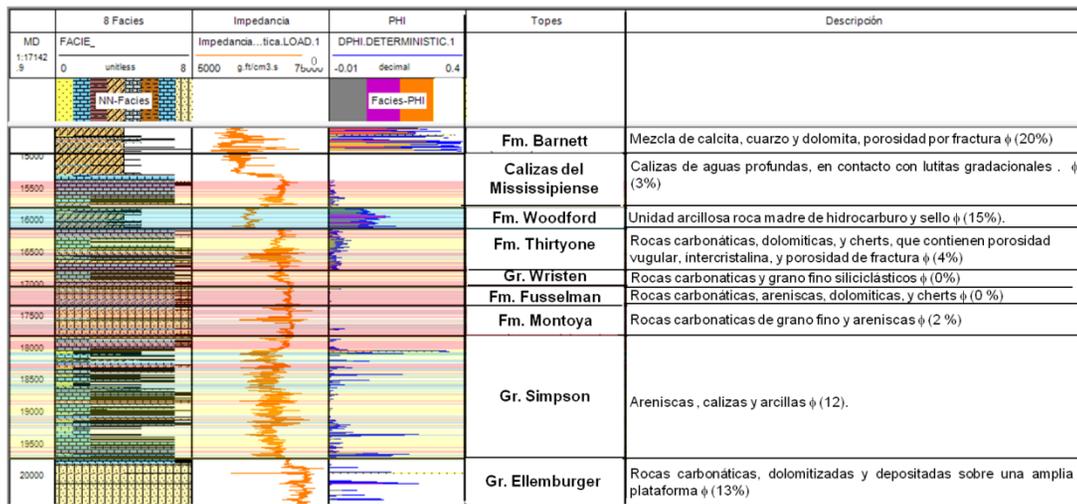


Fig. N° 118. Imagen compuesta del pozo 29, ilustrando de izquierda a derecha: Litofacies construidas con redes neuronales, registro de impedancia acústica, registros de porosidad, topes formacionales y descripción litológica y porosidad promedio de la unidad. Los colores que aparecen sobre la imagen con opacidades, representan las facies de porosidad construidas mediante análisis de gráficos cruzados.

Al evaluar los atributos de traza compleja que ofrecieron mayor información se destacan los atributos de descomposición espectral; siendo los de transformada de ondícula los que ofrecieron mejor definición de los eventos para los rangos de frecuencia comprendidos entre 10 y 30 Hz.

Los atributos de transformada de ondícula pudieron destacar la extensión lateral de la anomalía asociada con contenido de gas. La cual no era visible en el atributo de amplitud. Sin embargo, al evaluar el atributo en horizon-slices, se pudo observar que la anomalía visualizada en los cortes (Inline-Crossline), al evaluarla sobre un corte tipo

horizon-slices sigue un comportamiento que parece controlado por los eventos estructurales; al utilizar los recursos gráficos para construir un atributo de textura mediante la composición de los atributos Ant-Tracking y Transformada de Ondícula a una frecuencia de 10 Hz al nivel de la Fm. Thirtyone, se puede evidenciar, como las fallas controlan la anomalía asociada a presencia de gas.

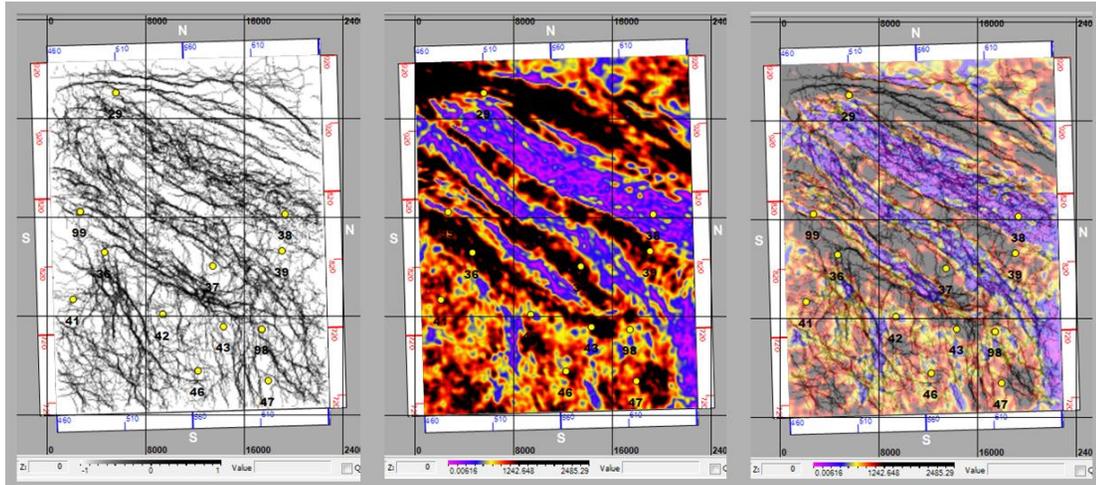


Fig. N° 119. Se ilustra de izquierda a derecha: horizon-slice con el atributo Ant-Trackig, horizon-slice con el atributo de Transformada de ondícula (10 Hz) y la última imagen muestra la superposición de ambos atributos utilizando opacidades para generar un atributo de textura.

Al evaluar con frecuencias mayores, el atributo de Transformada de ondícula para los siguientes rangos: 15, 20 y 25 Hz, exhibiendo una anomalía más estrecha que la que muestra el atributo de Transformada de ondícula para una frecuencia de 10 Hz y con mayor control estructural. Esta conducta no es nueva, por lo general el gas tiende a moverse a través de fallas y de zonas donde se haya generado porosidad secundaria por fractura de la roca, lo cual aplica perfectamente para una zona como el campo West Waha. En la Fig. N° 119, se ilustran 3 horizon-slices interceptados con el atributo de Transformada de Ondícula para las frecuencias siguientes: 15, 20 y 25 Hz. Lo más destacable es que para estos rangos de frecuencia no se observan diferencias significativas. Sin embargo, al evaluar los pozos que se perforaron, se puede observar que todos ellos coinciden con las anomalías asociadas a contenido de gas.

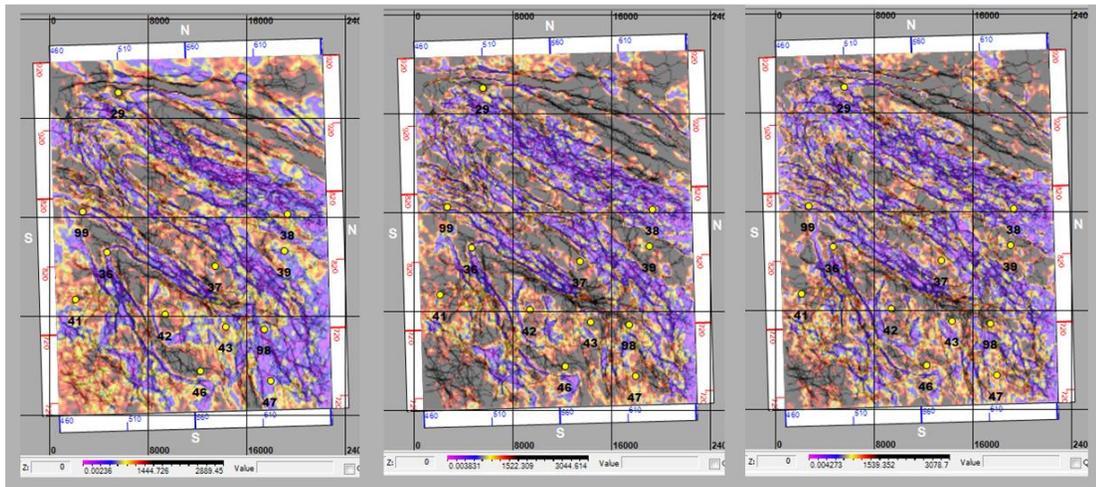


Fig. N° 120. Se ilustra de izquierda a derecha: horizon-slice de la Fm. Thirtyone, interceptados con el atributo de Transformada de ondícula para los siguientes rangos de frecuencia 15, 20 y 25 Hz, cada una de las imágenes se generó mediante la superposición de los atributos de descomposición espectral con el atributo Ant-Tracking utilizando opacidades para generar un atributo de textura.

Al evaluar el atributo de litofacies construido mediante redes neuronales artificiales en conjunto con el pozo 38, el cual reportó importantes anomalías de gas, se puede observar que las zonas de gas están atrapadas en unidades cuya composición mayoritariamente rocas carbonaticas de grano fino para la Fm. Thirtyone, en la Fig. N° 120, se ilustra un horizon-slices de la Fm. Thirtyone acompañado por un corte Inline (863) que pasa por el pozo 38. Nótese, que las anomalías de gas aparecen desde las Calizas del Misisipiense hasta el Gr. Simpson. Asimismo, al justipreciar el atributo de porosidad mediante un horizon-slice al nivel de la Fm. Thirtyone (ver Fig. N° 121), se puede apreciar que la región donde se encuentra el pozo 38, exhibe los valores más altos de porosidad; cuando se combina el atributo de facies de porosidad con el atributo Ant-tracking empleando opacidades, se puede observar que la región del pozo 38, posee un incremento del número de fracturas por unidad de longitud, lo cual justifica que una roca de composición carbonatica pueda poseer porosidad para almacenar gas.

Al utilizar los datos de producción de gas con el objetivo de comparar la producción fraccional acumulada de cada pozo (producción individual/producción total), se realizó la construcción de un diagrama circular, con el objetivo de detectar los pozos con mayor cantidad de producción acumulada. El gráfico obtenido se ilustra en la Fig. N° 122, en

dicho gráfico los pozos con los mayores índices de producción acumulada son: 43 y 46, seguidos por los pozos 99 y 42.

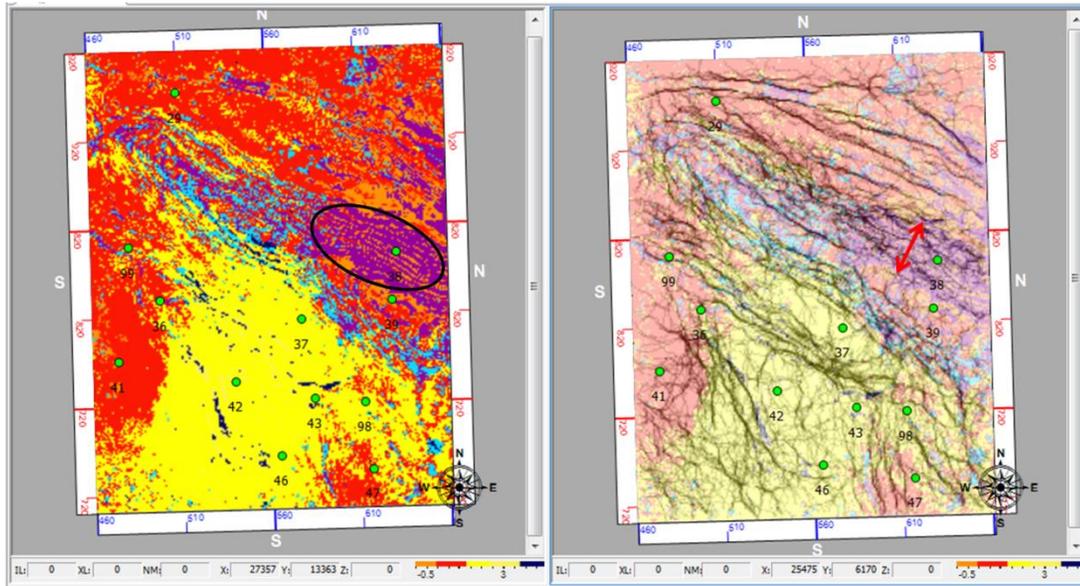


Fig. N° 121. A la izquierda se muestra un horizon-slices de la Fm. Thirtyone interceptado con el atributo de facies de porosidad, a la derecha se ilustra una imagen compuesta del atributo de facies de porosidad con el atributo Ant-tracking, nótese como el incremento de porosidad está asociado con el gradiente de fractura de la roca por unidad de longitud. En regiones como la del pozo 41, no se observan fallas o fracturas en la roca.

Al evaluar los diagramas circulares sobre un mapa base se puede observar que los pozos que poseen los mayores índices de producción acumulada se encuentran delimitados por una de las fallas principales con orientación S50W. Hacia el norte, los pozos con menor índice de producción acumulada (29, 38 y 39), se encuentran delimitados por otra falla paralela. Uno de los aspectos a destacar, es que los pozos 38 y 29, muestran importantes anomalías de gas, asimismo, el atributo CWT para diferentes rangos de frecuencia muestra una anomalía importante, delimitada por una elipse en la imagen de la Fig. N° 123. Esta región, cuenta con tan solo 3 pozos, solo los pozo 29 y 38, poseen los registros necesarios para evaluar presencia de gas; la anomalía de gas reportada por los atributos de CWT delinea un área importante donde se podrían planificar la ubicación de pozos de avanzada.

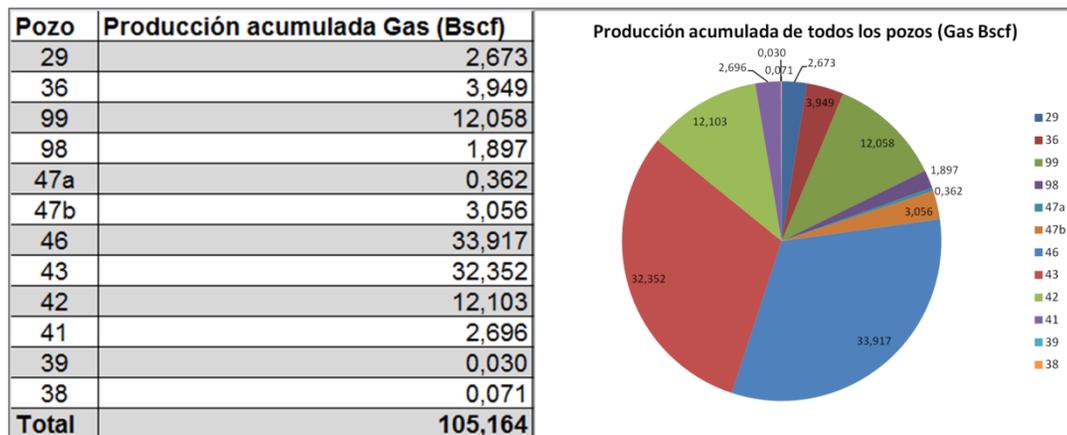


Fig. N° 122. A la izquierda tabla de producción acumulada de gas para cada uno de los pozos del área del campo West Waha, a la derecha se muestra un diagrama circular mostrando la proporción de la producción acumulada por cada pozo con respecto a la producción total del campo.

Sin embargo, la comparación entre los diferentes niveles puede no ser equitativa al realizar un análisis estadístico para todos los pozos. En este sentido, se evaluaron las 3 unidades geológicas de producción por separado para comparar las diferentes anomalías para cada nivel.

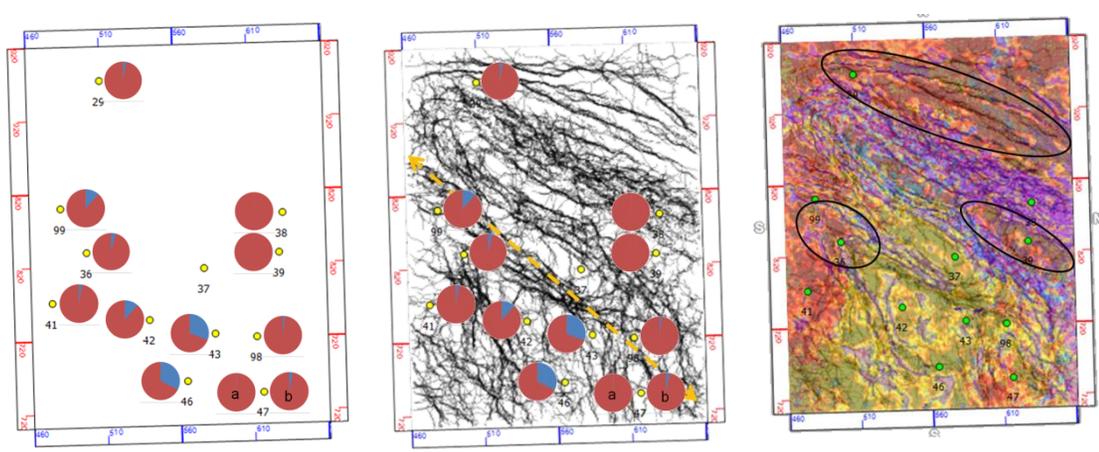


Fig. N° 123. La imagen compuesta ilustra de izquierda a derecha los siguientes mapas: Mapa con diagramas individuales de producción acumulada, horizon-slice de la Fm. Thirtyone con el atributo Ant-tracking con los diagramas individuales de producción acumulada y un horizon-slices de la Fm. Thirtyone exhibiendo un atributo de textura compuesto por los atributos de facies de porosidad, Atributo CWT (20 Hz) y Ant-tracking; las elipses señalan las zonas con los mayores gradientes de fracturas y delimitan las anomalías del atributo CWT (20 Hz) asociadas a presencia de gas.

Al realizar la separación por unidades geológicas de producción 5 pozos quedaron agrupados como productores del Devónico (ver Fig. N° 4, el Devónico agrupa a la Fm. Woodford y Fm. Thirtyone), 6 pozos fueron agrupados como productores del Gr. Ellenburger, donde el pozo 47 resultó ser un caso particular, por poseer 2 unidades geológicas de producción, una ubicada en el Gr. Ellenburger (47b), y otra ubicada en la Fm. Fusselman (47a), esta última, no se pudo comparar con otras unidades productoras a través de gráficos estadísticos.

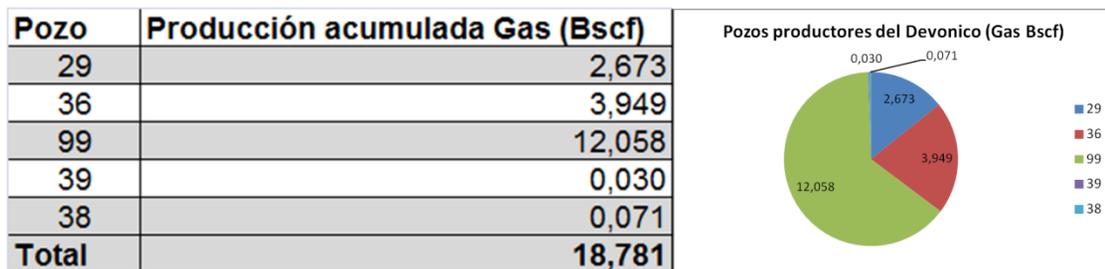


Fig. N° 124. A la izquierda tabla de producción acumulada de gas para los pozos que extraen gas de las unidades de edad Devónica (Fm. Woodford y Fm. Thirtyone), a la derecha se muestra un diagrama circular mostrando la proporción de la producción acumulada por cada pozo con respecto a la producción total de las unidades de edad Devónica.

En la Fig. N° 124, se destaca el pozo 99, el cual posee la producción acumulada más alta de las unidades de edad Devónica, cercana al 64% de la producción total de la unidad y los pozos 38 y 39, son los que reportan los valores más bajos de producción acumulada, ambos pozos no alcanzan el 1% de la producción total de la unidad.

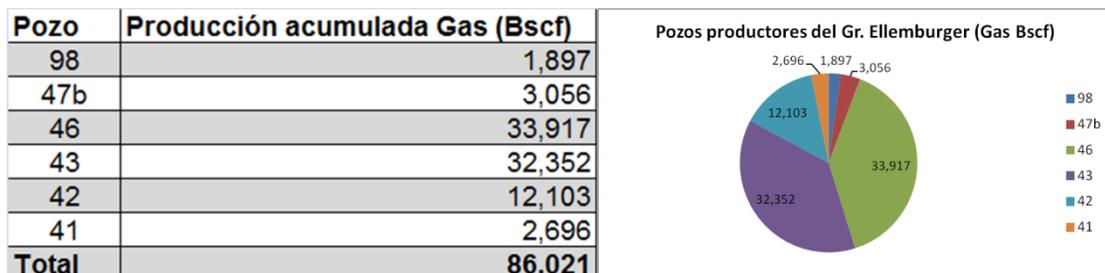


Fig. N° 125. A la izquierda tabla de producción acumulada de gas para los pozos que extraen gas de las unidades de la Fm. Ellenburger, a la derecha se muestra un diagrama circular mostrando la proporción de la producción acumulada por cada pozo con respecto a la producción total de la Fm. Ellenburger.

En la Fig. N° 125, se destacan los pozos 43 y 46, los cuales poseen la producción acumulada de gas más alta de la Fm. Ellenburger, ambos pozos acumulan una producción cercana al 80% del total de la producción y los pozos 98 y 41 son los que reportan los valores más bajos de producción acumulada de gas de la Fm. Ellenburger, ambos pozos no superan el 5% de la producción total de la unidad.

En la Fig. N° 126, se ilustran dos mapas bases, con diagramas circulares de los porcentajes acumulados de producción de cada pozo en su respectiva unidad. El mapa ubicado a la derecha muestra la producción de cada pozo en la unidad geológica del Devónico (Fm. Woodford y Fm. Thirtyone), nótese que los pozos que poseen los mayores porcentajes de producción acumulada de gas son: 29, 99 y 36. El pozo 38 a pesar de exhibir una anomalía importante de gas en los registros, sus porcentajes de producción acumulada no destacan al compararlo con el resto de los pozos.

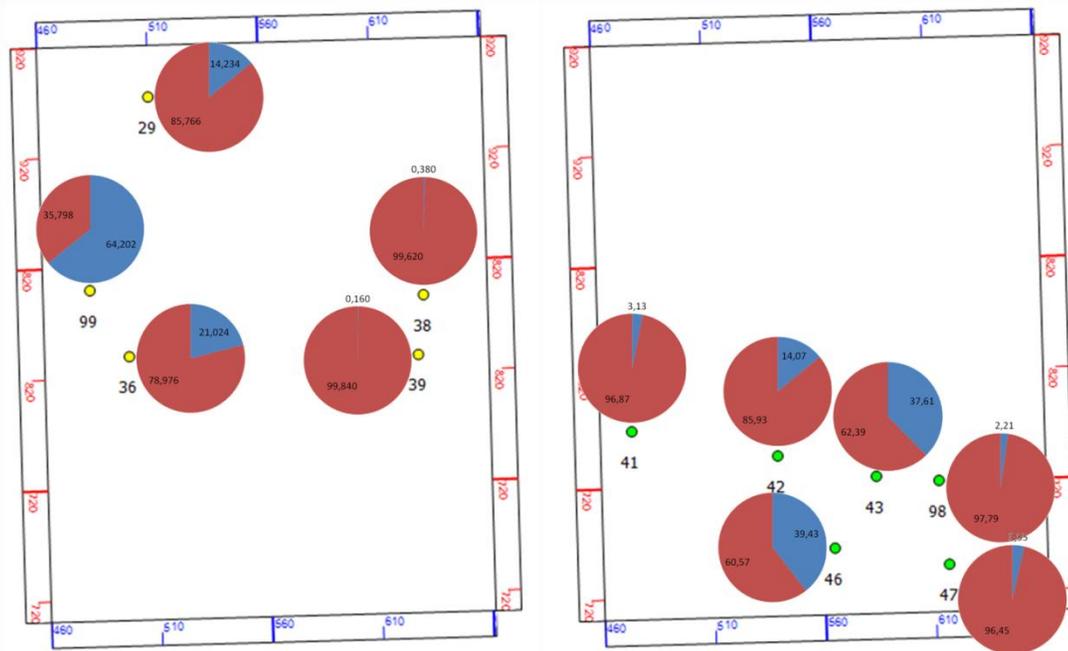


Fig. N° 126. A la izquierda se muestra un mapa base con los pozos que producen gas en las unidades geológicas del Devónico y a la derecha un mapa base con los pozos que producen gas del Gr. Ellenburger. Los diagramas circulares ilustran en color azul el porcentaje de gas que produce cada pozo. En cada gráfico se indica en formato numérico el porcentaje capturado por cada pozo de la producción total.

El mapa a la derecha muestra los diagramas circulares de producción acumulada porcentual de gas, donde los pozos que muestran los mayores niveles de gas acumulado son: 42, 43 y 46. Siendo los pozos: 41, 47 y 98 lo que muestran los porcentajes más bajos de producción acumulada de gas.

Asimismo, al comparar los resultados obtenidos para cada una de las unidades geológicas productoras de gas con los resultados de producción acumulada para todo el campo, ilustrados por la Fig. N° 122, se puede observar que la tendencia se mantiene y reporta a los pozos: 99, 42, 46, 43 y 36 como los pozos que capturan los mayores porcentajes de producción acumulada de gas.

Al evaluar los resultados obtenidos y compararlos la Fig. N° 127, se puede observar que la respuesta del atributo CWT (20 Hz), es consistente con la producción reportada por los diferentes pozos.

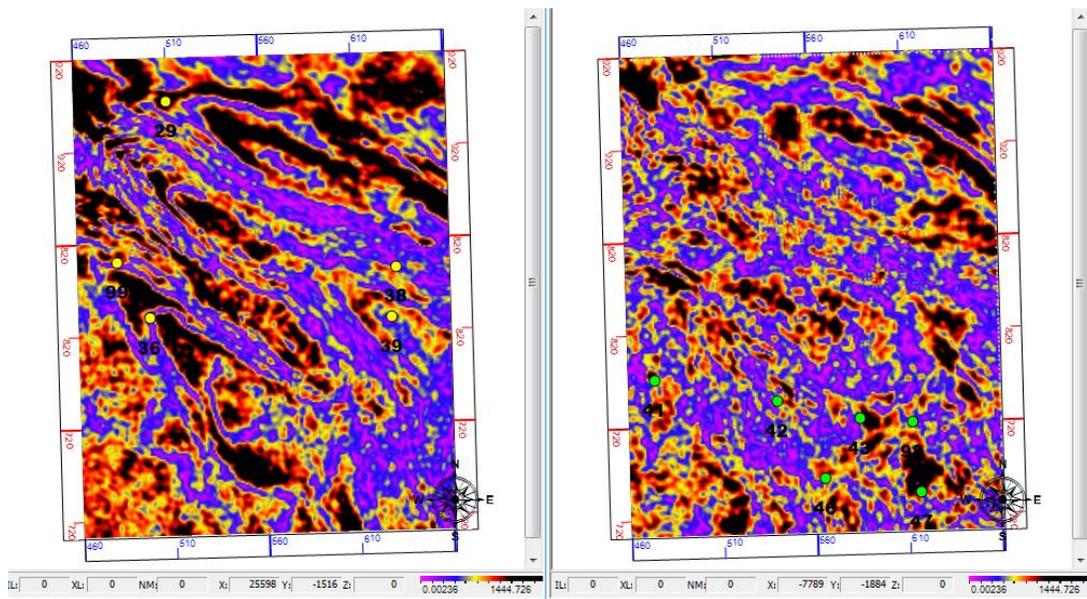


Fig. N° 127. A la izquierda se muestra un horizon-slices con el atributo CWT (20 Hz), con los pozos que producen de las unidades del Devónico, a la derecha se ilustra un horizon-slices con el atributo CWT (20 Hz), con los pozos que producen del Gr. Ellenburger.

En la Fig. N° 127, la imagen de la izquierda representa un horizon-slices de la Fm. Thirtyone del Devónico con el atributo CWT (20 Hz), nótese que los pozos: 29, 99 y 36, se encuentran en las bandas de colores que van del negro al rojo, indicativo de alta

energía, mientras que los pozos 38 y 39 caen en la banda de colores que va de azul a violeta; estos últimos se encuentran muy cercanos a las llamadas zonas de sombra y son los pozos que presentan producción acumulada más baja. Por el contrario, los pozos 29, 99 y 36, son los que poseen la producción acumulada más alta para este nivel.

Al evaluar la imagen de la derecha, se pueden observar resultados análogos, a pesar de la profundidad a la que se encuentra, pues es de esperar que el contenido de frecuencia no sea representativo por la pérdida de energía con la profundidad. Los pozos 43 y 46 se encuentran en las bandas de colores que van del negro al rojo, indicativo de alta energía, mientras que los pozos 42, 41, 98 y 47 caen en la banda de colores que va de azul a violeta; estos últimos se encuentran muy cercanos a las llamadas zonas de sombra y son los pozos que presentan producción acumulada más baja para este nivel.

Al evaluar los horizon-slices de la Fm. Thirtyone y Gr. Ellenburger con el atributo de facies de porosidad construido mediante redes neuronales artificiales (ver Fig. N° 128), se puede observar que existe un vínculo entre los pozos productores y las regiones con facies de porosidad alta.

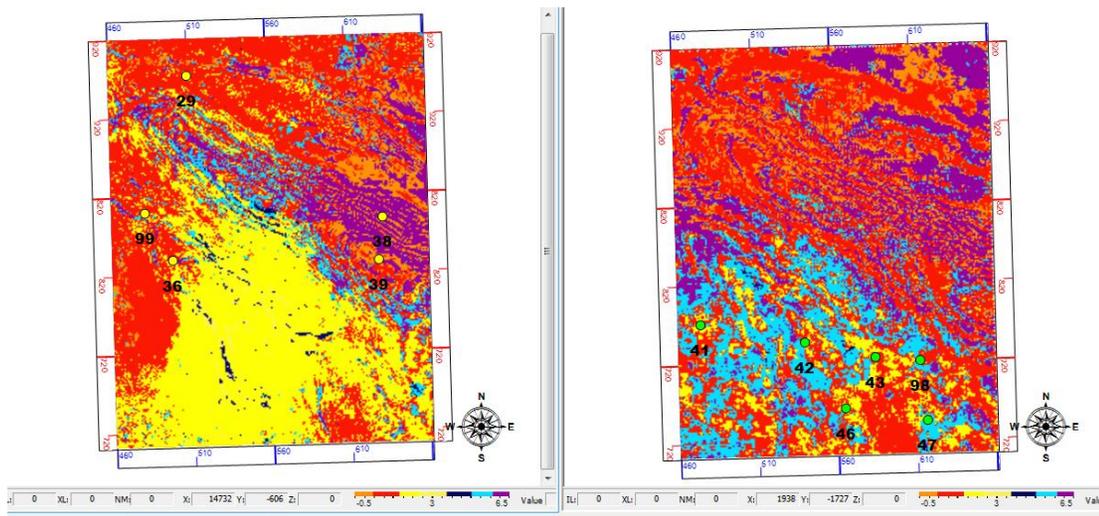


Fig. N° 128. A la izquierda se muestra un horizon-slices de la Fm. Thirtyone con el atributo de facies de porosidad, con los pozos que producen de las unidades del Devónico, a la derecha se ilustra un horizon-slices con el atributo de facies de porosidad, con los pozos que producen del Gr. Ellenburger.

En la Fig. N° 128, la imagen de la izquierda representa un horizon-slices de la Fm. Thirtyone del Devónico con el atributo de facies de porosidad, nótese que el pozo 29 se encuentra en la facie 1, la cual representa una zona de porosidad inferior al 6%; sin embargo, los pozos 99 y 36, se encuentran en una zona fallada, la facie es la 4, con una de porosidad entre 8 y 10%. Los pozos 38 y 39, son un caso interesante, nótese que en las vecindades de ambos pozos existe la facie 6, cuyos valores oscilan entre 18 y 20%, pero dichos pozos se encuentran entre las facies 0 y 1 con valores inferiores al 5%.

La imagen de la derecha representa un horizon-slices del Gr. Ellenburger, con el atributo de facies de porosidad, nótese que los pozos 42 y 46 se encuentran en la facie 5, con una de porosidad entre 12 y 15%. El pozo 43 se encuentra en la facie 3, cuyos valores oscilan entre 6 y 8 %. Los pozos 41, 47 y 98, se encuentra en la facie 1, la cual representa una zona de porosidad inferior al 6%. El caso del pozo 47 es llamativo, pues cae en una región de baja porosidad, mientras su entorno pertenece a la facie 5, con una de porosidad entre 12 y 15%.

Con base en los resultados obtenidos, es importante acotar que existe una buena correlación entre los diferentes atributos y la calidad de los pozos perforados en el campo West Waha; por ello, la planificación para la ubicación de pozos de avanzada es posible mediante el análisis de los diferentes atributos que fueron derivados del volumen de impedancia acústica. Otro atributo que se destacó fue el atributo geométrico Ant-tracking el cual mostró un buen vínculo entre las facies de porosidad y las regiones intensamente falladas.

Las siguientes imágenes tienen por objeto evaluar anomalías asociadas con gas, en otros niveles, tales como: Calizas del Misisipiense, Fm. Thirtyone, Fm. Montoya y Grupo Ellenburger, con el objetivo de indicar posibles zonas para pozos de avanzada. La Fig. N° 129, muestra la intercepción del atributo de descomposición espectral CWT (20 Hz), para cada uno de los horizontes antes mencionados, las regiones delimitadas por los polígonos de color amarillo representan las anomalías asociadas a presencia de gas; nótese que al tomar los mismos polígonos para sobreponerlos sobre el horizon-slices de los mismos horizontes, pero ahora interceptado con el atributo de facies de porosidad (ver Fig. N° 130), muchos de los polígonos son descartados por poseer facies de porosidad baja; para indicarlo se empleó un código de colores.

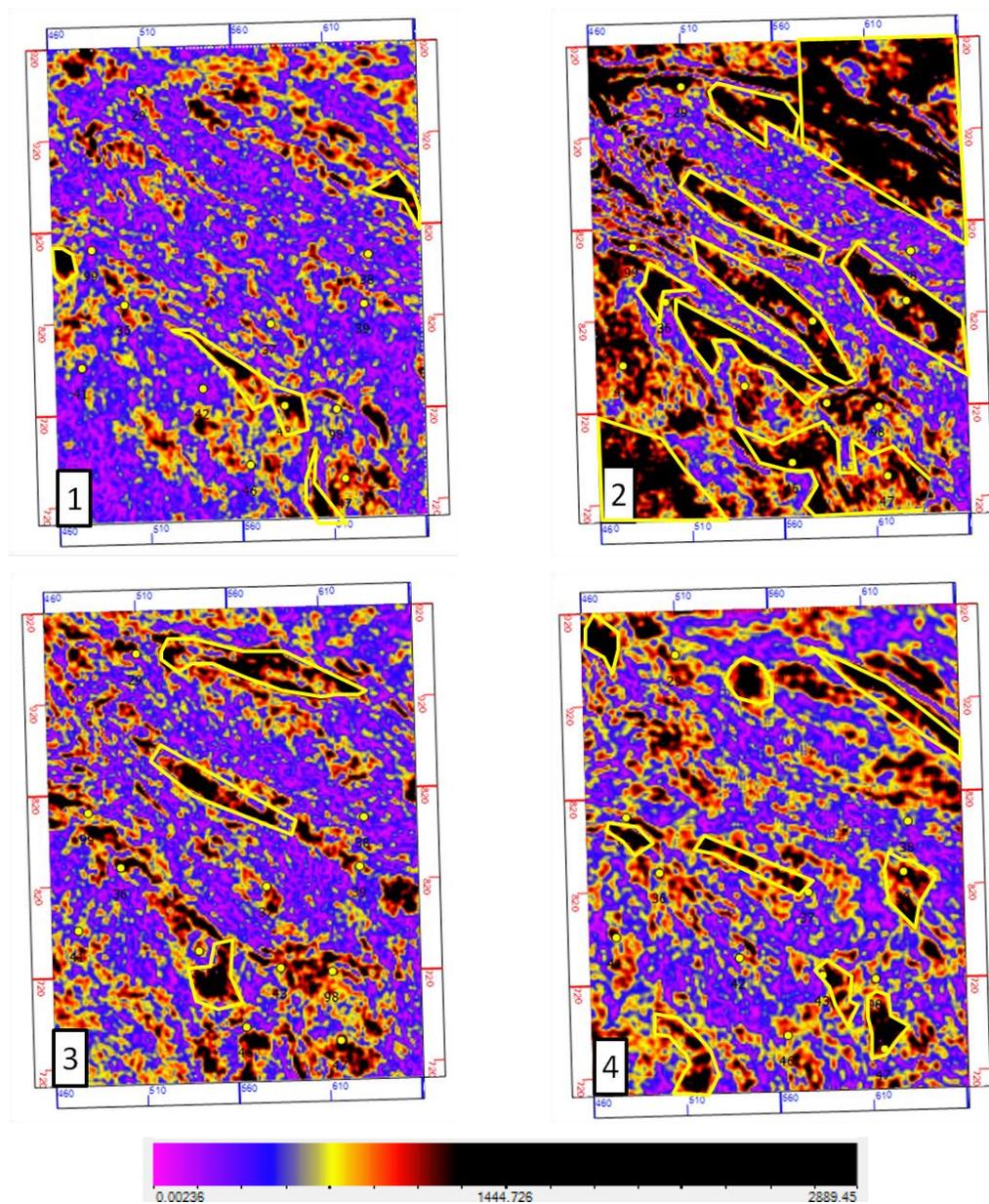


Fig. N° 129. El mapa base (1) ilustra un horizon-slices del horizonte Calizas del Mississippense interceptado con el atributo CWT (20Hz), el mapa base (2), ilustra un horizon-slices del horizonte Fm. Thirtyone interceptado con el atributo CWT (20Hz), el mapa base (3), ilustra un horizon-slices del horizonte Fm. Montoya interceptado con el atributo CWT (20Hz), y el mapa base (4), ilustra un horizon-slices del horizonte Gr. Ellenburger interceptado con el atributo CWT (20Hz). Los polígonos amarillos resaltan las anomalías asociadas con gas.

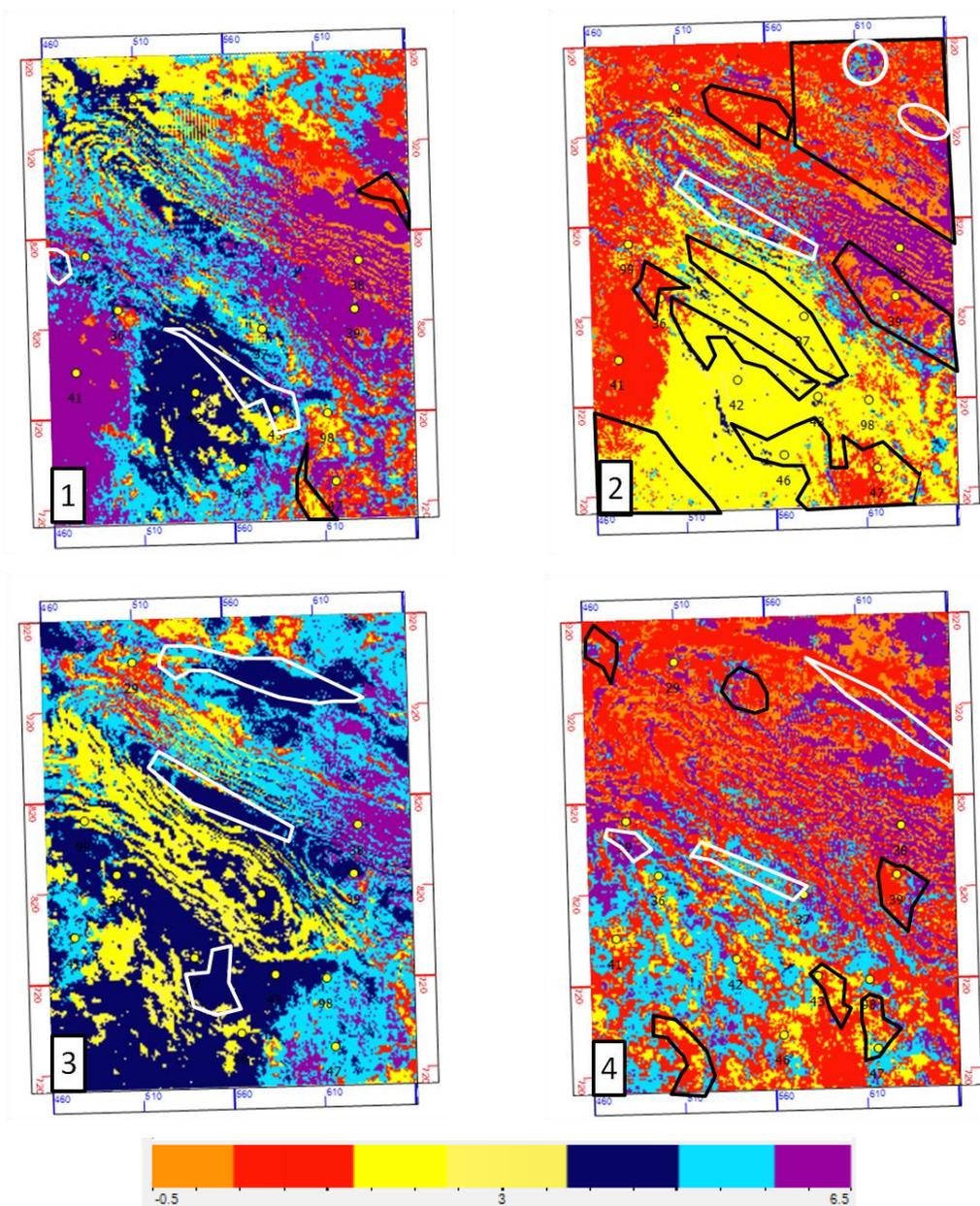


Fig. N° 130. El mapa base (1) ilustra un horizon-slices del horizonte Calizas del Mississippense interceptado con el atributo de facies de porosidad, el mapa base (2), ilustra un horizon-slices del horizonte Fm. Thirtyone interceptado con el atributo de facies de porosidad, el mapa base (3), ilustra un horizon-slices del horizonte Fm. Montoya interceptado con el atributo de facies de porosidad, y el mapa base (4), ilustra un horizon-slices del horizonte Gr. Ellenburger interceptado con el atributo de facies de porosidad. Los polígonos negro resaltan las regiones con facies de porosidad baja y los polígonos blancos las regiones con facies de porosidad alta.

Los polígonos de color negro representan las regiones con facies de porosidad baja y los polígonos de color blanco representan facies de porosidad que superan el rango de medio indicado en la paleta de colores, que se encuentra en la parte inferior de la Fig. N° 130.

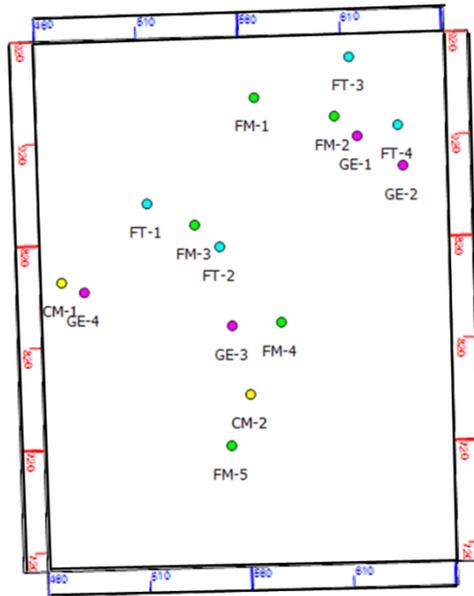
Para el caso del horizon-slices 2, correspondiente a la Fm. Thirtyone, en la esquina superior derecha, se colocaron 2 óvalos para indicar posibles zonas prospectivas.

Al evaluar cada una de las aéreas delimitadas por los polígonos de color blanco, se seleccionaron una serie de coordenadas en superficie con sus respectivos objetivos en subsuelo. Los objetivos se determinaron a partir de los mapas estructurales en profundidad elaborados para cada unidad geológica. Las coordenadas de cada pozo de avanzada propuesto, se muestran en la Tabla N° 3.

Pozo	Inline	Crossline	X(ft)	Y(ft)	Prof. Obj. (ft)	Unidad Geológica
CM-1	861	471	1525	15509	10857	Calizas del Misisipiense
CM-2	804	562	11770	9529	9617	Calizas del Misisipiense
FT-1	899	514	6150	19811	10933	Fm. Thirtyone
FT-2	877	549	10091	17502	10157	Fm. Thirtyone
FT-3	969	615	17076	27801	12544	Fm. Thirtyone
FT-4	935	638	19731	24139	12121	Fm. Thirtyone
FM-1	950	568	11946	25573	14319	Fm. Montoya
FM-2	940	607	16289	24594	13555	Fm. Montoya
FM-3	888	537	8728	18673	11490	Fm. Montoya
FM-4	867	579	13439	13439	12185	Fm. Montoya
FM-5	779	552	10749	6754	11419	Fm. Montoya
GE-1	930	618	17538	23529	16242	Gr. Ellenburger
GE-2	915	640	20019	21950	15681	Gr. Ellenburger
GE-3	838	554	10773	13237	15660	Gr. Ellenburger
GE-4	856	482	2757	14994	14693	Gr. Ellenburger

Tabla N° 3. Tabla con las coordenadas de los pozos propuestos para las diferentes unidades geológicas evaluadas.

Asimismo, en la Fig. N° 131, se muestra un mapa base con cada uno de los pozos de avanzada propuestos identificados por códigos de colores de acuerdo a la unidad geológica objetivo.



Código	Unidad Geológica Objetivo
CM	Calizas del Misisipiense
FT	Fm. Thirtyone
FM	Fm. Montoya
GE	Gr. Ellenburger

Fig. N° 131. Mapa base de los pozos propuestos para cada unidad geológica de interés, cada pozo fue catalogado con las iniciales de cada unidad geológica.

## CONCLUSIONES

A partir del proceso de integración de información proveniente de atributos sísmicos y evaluación de registros de pozos, se pueden establecer las siguientes conclusiones:

- La combinación del atributo de amplitud acompañado con el atributo Ant-Tracking, facilita la interpretación estructural y ayuda a definir la continuidad lateral de las fallas al complementarse con cortes en tiempo (time-slices).
- Los atributos de descomposición espectral al complementarse con los pozos que reportaron anomalías asociadas con gas, permitieron definir las zonas donde existen sombras de baja frecuencia, las cuales son originadas por la atenuación de energía producida por la presencia de gas en un yacimiento. Estas sombras de baja frecuencia fueron observadas debajo de las calizas de Misisipiense, con un espesor aproximado de 100 pies, siendo las frecuencias de 10, 15, 20 y 25 HZ las que mejor delimitan la anomalía asociada a gas, en especial al evaluar las anomalías mediante horizon-slices.
- El atributo Ant-Tracking facilitó la interpretación de las fallas y fue de gran utilidad durante el proceso de interpretación estructural; asimismo, se encontró un vínculo entre las anomalías asociadas a gas y el incremento del número de fallas en las regiones donde aparecieron las anomalías.
- El atributo de impedancia acústica Sparse-Spike, mostró cambios de impedancia acústica en las diferentes unidades, pero por sí solo no resultó resolutivo; al integrarse con las propiedades derivadas de los registros de pozo a través del atributo de Redes Neuronales Artificiales, fue posible construir un atributo de facies litológicas y un atributo de facies de porosidad.
- La evaluación petrofísica multimineral resultó ser una herramienta muy útil para realizar la construcción de atributos de facies litológicas al combinarse con el atributo de impedancia acústica.
- Al evaluar el atributo de facies de porosidad se encontró, que las unidades que poseen las mejores propiedades desde el punto de vista de porosidad son: Fm. Woodford y Fm. Thirtyone; estas unidades someras son objetivos importantes

para recompletación en pozos abandonados y pueden servir como objetivos secundarios para reducir el riesgo de perforación.

- Los atributos texturales (CWT y Ant-Tracking), demostraron que las anomalías asociadas a presencia de gas están controladas por la componente estructural del área de estudio.
- Los diagramas circulares de producción acumulada muestran que los mayores índices de producción acumulada se encuentran delimitados por una de las fallas principales con orientación S50W. Hacia el norte, los pozos con menor índice de producción acumulada (29, 38 y 39), se encuentran delimitados por otra falla paralela a la anterior.
- La integración de los atributos sísmicos del campo West Waha y de la información de pozos, permitió definir las coordenadas de 15 objetivos para la construcción de pozos de avanzada.
- La metodología de integración empleada en el campo West Waha, puede ser empleada en otros campos cuyo volumen de información no es suficiente para generar un modelo geocelular, debido a que se emplea la información sísmica para generar modelos de propiedades que son útiles para reducir la incertidumbre geológica.

## BIBLIOGRAFÍA

- Adekunle, A. (2013). Spectral Decomposition Techniques as Hydrocarbon Indicators. A Case Study of West Waha and Worsham Bayer Field, West Texas. Retrieved from <http://repositories.tdl.org/uh-ir/handle/10657/ETD-UH-2012-05-448>
- Alsos, T., Eide, A., Pickering, S., Astratti, D., Benabentos, M., Nader, D., ... Strenen, L. (2002). Aplicaciones sísmicas a lo largo de la vida productiva del yacimiento. Schlumberger Oilfield Review. Retrieved from [http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish02/aut02/p54\\_71.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/aut02/p54_71.pdf)
- Bassiouni, Z. (1994). *Theory, measurement, and interpretation of well logs*. Richardson, TX: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers.
- Castagna, J. P., Sun, S., & Siegfried, R. W. (2003). Instantaneous spectral analysis Detection of low-frequency shadows associated with hydrocarbons. *The Leading Edge*, 22(2), 120–127. doi:10.1190/1.1559038
- Chopra, S., & Marfurt, K. J. (2006). Seismic attribute mapping of structure and stratigraphy. In *Distinguished Instructor Short Course*. Donato M.se, Italy: SEG/EAGE. Retrieved from <http://www.eageseg.org/filearchive/6deb143b189e1d5b548f58d36a889aaa.pdf>
- Chopra, S., & Pickford, S. (2001). Adding the Coherence Dimension to 3D Seismic Data. *CSEG Recorder*, 22.
- Comer, J. B. (1991). *Stratigraphic Analysis of the Upper Devonian Woodford Formation, Permian Basin, West Texas and Southeastern New Mexico*. Bureau of Economic Geology,

- University of Texas at Austin. Retrieved from <http://books.google.co.ve/books?id=7bVRAQAIAAJ>
- CREWES. (2012). Consortium for Research in Elastic Wave Exploration Seismology. Retrieved March 5, 2014, from <http://www.crewes.org/ResearchLinks/FreeSoftware/>
- Dai, W., Wang, X., & Schuster, G. T. (2011). Least-squares migration of multisource data with a deblurring filter. *Geophysics*, *76*(5), R135–R146. doi:10.1190/geo2010-0159.1
- Debye, H. W. J., & Van Riel, P. (1990). Lp-Norm deconvolution. *Geophysical Prospecting*, *38*(4), 381–403. doi:10.1111/j.1365-2478.1990.tb01852.x
- Discrete-time analytic signal using Hilbert transform - MATLAB hilbert. (1994). Retrieved March 9, 2014, from <http://www.mathworks.com/help/signal/ref/hilbert.html>
- Ebrom, D. (2004). The low-frequency gas shadow on seismic sections. *The Leading Edge*, *23*(8), 772–772. doi:10.1190/1.1786898
- Ewing, T. E. (1991). *The Tectonic Framework of Texas: Text to Accompany "The Tectonic Map of Texas*. Bureau of Economic Geology, the University of Texas at Austin.
- Ewing, T. E. (1995). What We Don't Know About the Structural History of the West Texas Basin, *38*(4), 11–11.
- Finley, R. J., University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology, United States, Department of Energy, & Office of Policy, P., and Analysis. (1988). *An Assessment of the natural gas resource base of the United States*. Austin, Tex.: Bureau of Economic Geology, University of Texas at Austin.

- Frenzel, H. N., Bloomer, R. R., Cline, R. B., Cys, J. M., Galley, J. E., Gibson, W. R., ...  
 VanSiclen, D. C. (1988). The Permian Basin region. In *Sedimentary cover-North American craton, The geology of North America* (Vol. v. D-2, pp. 261–306). Geological Society of America.
- Gabor, D. (1947). Theory of communication. *Journal of the Institution of Electrical Engineers - Part I: General*, 94(73), 58–. doi:10.1049/ji-1.1947.0015
- Galloway, W. E., Ewing, T. E., Garrett, C. M., Jr., Tyler, N., & Bebout, D. G. (1983). *Atlas of Major Texas Oil Reservoirs*. Bureau of Economic Geology, University of Texas at Austin. Retrieved from <http://books.google.co.ve/books?id=jyeFQgAACAAJ>
- Hammes, U. L., & Kerans, C. (1996). Reservoir heterogeneity in karst-related reservoirs: Lower Ordovician Ellenburger Group, West Texas, in Stoudt, E. L., ed., Precambrian-Devonian geology of the Franklin Mountains, West Texas-analogs for exploration and production in Ordovician and Silurian karsted reservoirs in the Permian Basin. *West Texas Geological Society*, 96-100, 99–117.
- Hardage, B. A., Pendleton, V. M., Major, R. P., Asquith, G. B., Schultz-Ela, D., & Lancaster, D. E. (1999). Using petrophysics and cross-section balancing to interpret complex structure in a limited-quality 3-D seismic image. *Geophysics*, 64(6), 1760–1773. doi:10.1190/1.1444682
- Harrington, J. W. (1963). Opinion of Structural Mechanics of Central Basin Platform Area, West Texas. *AAPG Bulletin*, 47(12), 2023–2038.
- Haubold, H. (1995). *The origin of multiple magnetization components in Cambro- Ordovician platform carbonates: (Texas and Oklahoma)*. University of Texas at Austin.

- Hills, J. M. (1970). Late Paleozoic Structural Directions in Southern Permian Basin, West Texas and Southeastern New Mexico. *AAPG Bulletin*, 54(10), 1809–1827.
- Hills, J. M. (1985). *Structural evolution of the Permian Basin of West Texas and New Mexico*, in Dickerson, P. W., and Muehlburger, W. R., eds., *Structure and tectonics of Trans-Pecos Texas*. West Texas Geological Society Publication.
- Hoak, T., Sundberg, K., & Ortoleva, P. (1998). *Overview of the Structural Geology and Tectonics of the Central Basin Platform, Delaware Basin, and Midland Basin, West Texas and New Mexico* (No. DOE/PC/91008--23-Pt.8). Science Applications International Corp., Germantown, MD (United States). Retrieved from <http://www.osti.gov/scitech/biblio/307858>
- Holtz, M. H., & Garrett, C. M., Jr. (1997). *Play analysis and resource assessment of Texas State Lands*, in Major, R. P., ed., *Oil and gas on Texas State Lands: an assessment of the resource and characterization of type reservoirs: The University of Texas at Austin*. The University of Texas at Austin: Bureau of Economic Geology, University of Texas at Austin.
- Holtz, M. H., & Kerans, C. (1992). Characterization and categorization of West Texas Ellenburger reservoirs, in Candelaria, M. P., and Reed, C. L., eds., Paleokarst, karst-related diagenesis, and reservoir development: examples from Ordovician-Devonian age strata of West Texas and the Mid-Continent. *Permian Basin SEPM Publication*, 92-33, 45–58.
- Horak, R. L. (1985). Tectonic and hydrocarbon maturation history in the Permian basin. *Oil & Gas Journal*, 83(21), 124–129.

- Hossein, S. (2009). Semi Automatic fault Surface Extraction Using Ant-tracking in One of Iranian Offshore Reservoirs. *Exploration Directorate (NIOC)*. doi:oai:civilica.com/Paper-GCI14-GCI14\_178.html
- Huang, N. E., & Shen, S. S. (2005). *Hilbert-Huang transform and its applications*. Singapore; Hackensack, NJ; London: World Scientific.
- Jansen, K. (2005). *Seismic investigation of wrench faulting and fracturing at Rulison Field, Colorado* /. Colorado School of Mines Dept of Geophysics, Colorado. Retrieved from [http://geophysics.mines.edu/rcp/theses/Jansen\\_2005.pdf](http://geophysics.mines.edu/rcp/theses/Jansen_2005.pdf)
- Jones, R. (2008). *Patterns of Montoya Group deposition, diagenesis, and reservoir development in the Permian basin* (Unpublished report) (p. 59). The University of Texas at Austin: Bureau of Economic Geology. Retrieved from [http://www.beg.utexas.edu/resprog/permianbasin/PBGSP\\_members/writ\\_syn th/Montoya%20report.pdf](http://www.beg.utexas.edu/resprog/permianbasin/PBGSP_members/writ_syn th/Montoya%20report.pdf)
- Jones, T. S. (1953). Stratigraphy of the Permian Basin of West Texas. *West Texas Geological Society*, 57.
- Jones, T. S., & Williams, H. L. (1953). *Stratigraphy of the Permian basin of West Texas: with special reference to the cross sections of 1949, 1951, and 1953*. West Texas Geological Society.
- Kearns, C. (1990). *Depositional systems and karst geology of the Ellenburger Group (Lower Ordovician), subsurface West Texas* (Vol. 193). Bureau of Economic Geology, the University of Texas at Austin.
- Kerans, C. (1988). Karst-Controlled Reservoir Heterogeneity in Ellenburger Group Carbonates of West Texas. *AAPG Bulletin*, 72(10), 1160–1183.

- Kerans, C. (1990). *Depositional Systems and Karst Geology of the Ellenburger Group (Lower Ordovician), Subsurface West Texas*. Bureau of Economic Geology, University of Texas at Austin.
- Kjetil F. Kaaresen, T. T. (1998). Multichannel blind deconvolution of seismic signals. *Geophysics*, 63(6). doi:10.1190/1.1444503
- Kormylo, J., & Mendel, J. M. (1978). *On Maximum-Likelihood Detection and Estimation of Reflection Coefficients*. University of Southern, California, Los Angeles. Retrieved from <http://www.dtic.mil/docs/citations/ADA064829>
- Kosters, E. C., & Finley, R. J. (1989). *Atlas of Major Texas Gas Reservoirs*. Gas Research Institute. Retrieved from <http://books.google.co.ve/books?id=uBa2SgAACAAJ>
- Kupecz, J. A., & Land, L. S. (1991). Late-Stage Dolomitization of the Lower Ordovician Ellenburger Group, West Texas. *Journal of Sedimentary Research*, 61(4). Retrieved from <http://archives.datapages.com/data/sepm/journals/v59-62/data/061/061004/0551.htm>
- Loucks, R. G., & Anderson, J. H. (1985). *Depositional facies, diagenetic terranes, and porosity development in Lower Ordovician Ellenburger dolomite, Puckett field, West Texas, in Roel, P. O., and Choquette, P. W., Carbonate petroleum reservoirs*. New York, Springer-Verlag.
- Loucks, R. G., & Handford, C. R. (1992). Origin and recognition of fractures, breccias, and sediment fills in paleocave-reservoir networks, in Candelaria, M. P., and Reed, C. L., eds., *Paleokarst, karst-related diagenesis, and reservoir development: examples from Ordovician-Devonian age strata of West Texas and the Mid-Continent*. *Permian Basin SEPM Publication*, 92-33, 31–44.

- Mazuingue-Desailly, V. P. . (2004). *Assessing the Influence of Diagenesis on Reservoir Quality: Happy Spraberry Field, Garza County, Texas* (Masters Thesis). Texas A&M University, Texas, EE.UU. Retrieved from <http://repository.tamu.edu/handle/1969.1/27>
- McMahon, T. (2013, July 25). Inflation Adjusted Natural Gas Prices. Retrieved from <http://inflationdata.com/articles/inflation-adjusted-prices/inflation-adjusted-natural-gas-prices/>
- Neidell, N. S., & Taner, M. T. (1971). Semblance and other Coherence Measures for Multichannel Data. *Geophysics*, 36(3), 482–497. doi:10.1190/1.1440186
- Oldenburg, D. W., Scheuer, T., & Levy, S. (1983). Recovery of the acoustic impedance from reflection seismograms. *Geophysics*, 48(10), 1318–1337. doi:10.1190/1.1441413
- OpendTect - Free Open-source Seismic Interpretation Software System. (1995, 2013). Retrieved March 9, 2014, from <http://opendtect.org/>
- Partyka, G., Gridley, J., & Lopez, J. (1999). Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization. *SEG, The Leading Edge*, 5.
- Passalacqua, M. A. C. de. (1995). *Geology and Rock Physics of the San Andres Formation in Vacuum Field, New Mexico*. Colorado School of Mines.
- Pedersen, S. I., Skov, T., Randen, T., & Sønneland, L. (2005). Automatic Fault Extraction Using Artificial Ants. In D. A. Iske & D. T. Randen (Eds.), *Mathematical Methods and Modelling in Hydrocarbon Exploration and Production* (pp. 107–116). Springer Berlin Heidelberg. Retrieved from [http://link.springer.com/chapter/10.1007/3-540-26493-0\\_5](http://link.springer.com/chapter/10.1007/3-540-26493-0_5)

- Ruppel, S. C. (1989). Summary of Mississippian stratigraphy in North and North Central Texas. *Bureau of Economic Geology, The University of Texas at Austin*, 49–55.
- Ruppel, S. C., & Holtz, M. H. (1994a). *Depositional and Diagenetic Facies Patterns and Reservoir Development in Silurian and Devonian Rocks of the Permian Basin*. Bureau of Economic Geology, University of Texas at Austin.
- Ruppel, S. C., & Holtz, M. H. (1994b). *Depositional and Diagenetic Facies Patterns and Reservoir Development in Silurian and Devonian Rocks of the Permian Basin*. Bureau of Economic Geology, University of Texas at Austin.
- Ruppel, S. C., & Hovorka, S. D. (1995). *Chert Reservoir Development in the Devonian Thirtyone Formation: Three Bar Field, West Texas*. Bureau of Economic Geology, the University of Texas at Austin. Retrieved from <http://books.google.co.ve/books?id=Yq9RAQAIAAJ>
- Sacchi, M. D., Velis, D. R., & Cominguez, A. H. (1994). Minimum entropy deconvolution with frequency-domain constraints. *Geophysics*, 59(6), 938–945. doi:10.1190/1.1443653
- Schlumberger Limited. (1991). *Log interpretation principles/applications*. Schlumberger Educational Services. Retrieved from <http://books.google.co.ve/books?id=wV5QAQAIAAJ>
- Schumaker, R. C. (1992). Paleozoic structure of the Central Basin Uplift and adjacent Delaware Basin, West Texas. In *The Great American Carbonate Bank: The Geology and Economic Resources of the Cambrian-Ordovician Sauk Megasequence of Laurentia* (pp. 1804–1824). AAPG.

- Scott, D. (2008). *Wolfcampian Development of the Nose of the Eastern Shelf of the Midland Basin, Glasscock, Sterling, and Reagan Counties, Texas* (Master of Science). Brigham Young University, Utah, EE. UU. Retrieved from <http://contentdm.lib.byu.edu/cdm/ref/collection/ETD/id/1559>
- Scuta, M. S. (1997). Flow Units and Upscaling of a Complex Carbonate Reservoir Using a 3-D Geological Model. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas: SPE.
- Strecker, U., Smith, M., Uden, R., Carr, M. B., Taylor, G., & Knapp, S. (2004). Seismic attribute analysis in hydrothermal dolomite, devonian slave point formation, Northeast British Columbia, Canada (pp. 378–381). Society of Exploration Geophysicists. doi:10.1190/1.1839728
- Tai, S., Puryear, C., & Castagna, J. P. (2009). Local Frequency As a Direct Hydrocarbon Indicator. *2009 SEG Annual Meeting*. Retrieved from <https://www.onepetro.org/conference-paper/SEG-2009-2160>
- Taner, M. T., Koehler, F., & Sheriff, R. E. (1979). Complex seismic trace analysis. *Geophysics*, *44*(6), 1041–1063. doi:10.1190/1.1440994
- Velis, D. R. (2008). Stochastic sparse-spike deconvolution. *GEOPHYSICS*, *73*(1), R1–R9. doi:10.1190/1.2790584
- Ville, J. (1948). Theory and Applications of the Notion of the Analytic Signal. *Cables et Transmissions*, *2A*(1), 61–74.
- Walls, J. D., Taner, M. T., Taylor, G., Smith, M., Carr, M., Derzhi, N., ... Lakings, J. (2002). Seismic reservoir characterization of a U.S. Midcontinent fluvial system

using rock physics, poststack seismic attributes, and neural networks. *The Leading Edge*, 21(5), 428–436. doi:10.1190/1.1481248

Wang, J., Wang, X., & Perz, M. (2006). Structure Preserving Regularization For Sparse Deconvolution. *2006 SEG Annual Meeting*. Retrieved from <https://www.onepetro.org/conference-paper/SEG-2006-2072>

Wang, Y. (2007). Seismic time-frequency spectral decomposition by matching pursuit. *Geophysics*, 72(1), V13–V20. doi:10.1190/1.2387109

Winkler, K., Nur, A., & Gladwin, M. (1979). Friction and seismic attenuation in rocks. *Nature*, 277(5697), 528–531. doi:10.1038/277528a0

Wright, W. F. (1979). *Petroleum geology of the Permian Basin*. [S.l.]: West Texas Geological Society.