

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**CARACTERIZACIÓN PETRO-ACÚSTICA DEL BLOQUE
PETROZUATA, ÁREA JUNÍN, FAJA PETROLÍFERA DEL
ORINOCO**

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Conde M. Jesús E.,
Sosa O. Jaime A.
Para optar al título de
Ingeniero Geofísico

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

CARACTERIZACIÓN PETRO-ACÚSTICA DEL BLOQUE PETROZUATA, ÁREA JUNÍN, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

TUTOR ACADÉMICO: Msc. Pedro León

TUTORES INDUSTRIALES: Ing. Héctor Andrade

Ing. Orlando Campos

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Conde M. Jesús E.,
Sosa O. Jaime A.
Para optar al título de
Ingeniero Geofísico

Caracas, 2007

Caracas, Julio de 2007

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Geología, Minas y Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres Jesús E. Conde M., y Jaime A. Sosa O., titulado:

“Caracterización Petro-Acústica del Bloque Petrozuata, Área Junín, Faja Petrolífera Del Orinoco”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Geofísica, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.

Prof. Massimo Di Giulio
Jurado

Prof. Ovidio Suárez
Jurado

Prof. Víctor Casas
Jurado

Prof. Pedro León
Tutor Académico

Ing. Hector Andrade
Tutor Industrial

**Conde M. Jesús E.
Sosa O. Jaime A.**

CARACTERIZACIÓN PETRO-ACÚSTICA DEL BLOQUE PETROZUATA, ÁREA JUNÍN, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Tutor Académico: Prof. Pedro León. Tutor Industrial: Ing. Héctor Andrade.

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Geofísica.
2007, N° de pág. 209.**

Palabras claves: Caracterización petro-acústica, propiedades elásticas, física de rocas, sustitución de fluidos, AVO, interpretación sísmica estructural.

Fundamentados en el hecho de que todos los datos de velocidad indican que, la velocidad de transmisión de la onda compresional, en arenas cercanas a la superficie es menor que la velocidad asociada a las arcillas para la misma profundidad; mientras que a profundidades mayores esta relación se invierte se propuso una metodología que permitió, utilizando las propiedades acústicas, clasificar los yacimientos del miembro inferior de Oficina en función de su impedancia acústica, como yacimientos de alta impedancia y posteriormente identificar el tipo de anomalía de amplitud asociada a cada uno de estos grupos en los datos sísmicos.

Se realizó un estudio de física de rocas para analizar el impacto del tipo de fluido presente en los yacimientos sobre las velocidades de la onda compresional, un estudio de factibilidad de AVO para un pozo del área Junín y una interpretación sísmica estructural de un volumen de datos sísmicos, que permitió ubicar espacialmente los yacimientos. Adicionalmente se identificó el tipo de anomalía que estos yacimientos generan sobre los datos sísmicos.

Esta metodología permite resolver las incertidumbres asociadas a la geometría, distribución y continuidad de los reservorios que son los principales obstáculos que se presentan en la Faja Petrolífera del Orinoco, dentro de la estrategia actual llevada a cabo por PDVSA, que se centra en la cuantificación y certificación total de las reservas de hidrocarburo extra pesado y en el aumento del factor de recobro, en las cuatro grandes áreas que conforman la faja (Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo).

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer en primer lugar al Dios Todopoderoso que me acompaña día tras día y guía mis pasos. Por darme cada día un nuevo día para ser mejor. A la Ilustre Universidad Central de Venezuela por formarme como persona y como profesional.

A PDVSA-CVP por darme la oportunidad de realizar y culminar mi trabajo especial de grado.

A María Elena Muñoz, mi madre, por ser lo más especial del mundo, porque jamás abandonó su lucha y por ser el mejor ejemplo de vida. A Gabriela Conde, mi hermana, por su apoyo constante e incondicional, por su humor y por su paciencia. A Jesús Conde, mi padre, por su compañía y ayuda, por su comprensión y paciencia.

A Lucy Muñoz, Aura Arriojas, Pablo, Jenni, José G., Néstor J., por toda su ayuda durante esta etapa.

Al Ing. Héctor Andrade por guiarme en la realización de este trabajo de grado, y más importante aún, por su amistad y paciencia. A Ernesto Silva y Julio Lugo por compartir sus conocimientos y su amistad.

A Amliz, por el tremendo apoyo que me das, por todo tu amor, cariño y paciencia, por ser única y especial. A Amparo y Víctor por su ayuda desinteresada.

A Jaime por su gran corazón y a Jilson e Isaías, por ser tremendos panas, por ser cada uno personajes únicos con los cuales contar. Viejos, muchas gracias por su ayuda.

A todos los panas de Ingeniería, porque de cada uno algo se aprendió.

Jesús Conde

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar a Dios, por guiar mis pasos y acompañarme en todo momento.

A la ilustre Universidad Central de Venezuela patrimonio cultural de la humanidad, mi alma mater, por formarme como persona y profesional, por suministrarme las herramientas necesarias para adquirir los conocimientos durante toda mi carrera como Ingeniero Geofísico.

A mis Padres Leonor y Jaime, por su amor y abnegación, por ser ejemplo de constancia y lucha, por apoyarme en este largo camino y darme fortaleza para continuar. Sin ustedes no fuera la persona que soy hoy día, esto logro es para los dos. LOS AMO.

A Mary por escuchar y compartir mis sueños, por estar siempre a mi lado y haber aguantado mis malos humores y tonterías, por todo el cariño, apoyo y entrega que me distes durante esta larga etapa de mi vida, gorda este logro también es tuyo. TE QUIERO.

A Maruja y a la Coco por brindarme su colaboración, solidaridad y confianza. A ustedes gracias.

A la empresa PDVSA-CVP por recibirme en sus instalaciones y ser la que hizo posible que se desarrollará este proyecto, por todas sus atenciones y apoyo. Muchas gracias.

A mi tutor académico Prof. Pedro León por ser la persona que me brindo la oportunidad de realizar este proyecto y demostrar mi capacidad como futuro profesional de la geofísica, por confiar en mí en todo momento. A ti muchas gracias.

A mi tutor industrial Ing. Hector Andrade por orientarme, aconsejarme, por el tiempo que dedico a la revisión, cambios estructurales y modificaciones de este trabajo especial de grado. Además por ser un amigo. Caraota de pana muchas gracias!!!

Al Ing. Daniel Salas (PDVSA EyP División Oriente) Por su valioso aporte el cual fue fundamental para poder concretar los objetivos de este proyecto. Gracias por prestarnos esos miles de segundos de tu tiempo y dedicárselos a nuestras dudas y problemas.

A mi compañero de tesis Jesús Conde, por su apoyo incondicional, por los buenos y malos ratos, por estar ahí. Viejo te aprecio mucho y te deseo el mejor de los éxitos en tu vida y mucha suerte porque te lo mereces. Pichh gracias!!!

A mis amigos y compañeros de la universidad por el apoyo brindado, por los buenos y malos momentos vividos, gracias Miguel Angel “calamardo”, Abelardo “chimbico”, Jhonatan “descarado Mendez”, “Negro” Jilson y Meñe “Isaias”. De verdad espero seguir contando con ustedes como lo he hecho siempre desde que los conocí.

A mis “Apreciadas Compañeras de Sala” Yanira Acasio y Erica Morales por convertirse en manos amigas y que de una u otra manera colaboraron para hacer posible la culminación de este proyecto. A ustedes mil gracias, se les quiere!!!

A Ernesto y Julio por su amistad y consejos, por ser luchadores de la misma causa. A ustedes gracias.

A todas aquellas personas que proporcionaron amistad, información, conocimientos técnicos así como disposición de ayuda para el desarrollo de este proyecto. Especialmente a Juan Carlos Suárez, Carlos Márquez, Pedro Inerse, Enrique Tovar,

Carlos Correa, Jimmy Arenas, Miguel Dehoy, William Noguera, Stella Torrealba. A todos ustedes gracias.

A lisbeth Castillo y Jesús Hernández por la colaboración prestada para la traducción del resumen de este trabajo especial de grado, el cual fue enviado y aceptado en el *SEG development and production forum 2007*, sin duda alguna, sin su ayuda este trabajo no hubiera podido alcanzar este reconocimiento. Muchas gracias.

A quienes pensaron que este gran día no llegaría. Mi logro también es para ustedes.

Finalmente quiero agradecer a todas aquellas personas que no he nombrado, porque de alguna u otra manera estuvieron a mi lado prestándome su colaboración y amistad durante esta etapa. A todas ellas muchas gracias.

Jaime Sosa

INDICE

Resumen	iv
Agradecimientos	v
Lista de Gráficos	ix
Lista de Tabla	xxiii
CAPÍTULO I	1
Introducción	1
1.1 Planteamiento del Problema	1
1.2 Objetivos	3
1.2.1 Objetivo General	3
1.2.2 Objetivos Específicos	3
1.3 Justificación	4
CAPÍTULO II	5
Marco Geológico	5
2.1 La Cuenca Oriental de Venezuela	5
2.2 Rasgos Estructurales	5
2.3 Subcuenca de Guárico	7
2.4 Subcuenca de Maturín	9
2.5 Evaluación geodinámica e historia tectónica	10
2.5.1 Fase Pre Rift del Paleozoico	11
2.5.2 Fase Rift	11

2.5.3 Fase de margen pasivo	12
2.5.4 Fase de desplazamiento lateral de rumbo y compresión / transgresión	13
2.6 Modelo estratigráfico y sistemas depositacionales	14
2.6.1 Pre Rift Paleozoico y Rift Mesozoico	14
2.6.2 Fase de margen pasivo	15
2.7 Habita de Hidrocarburos	17
2.8 Faja Petrolífera del Orinoco	17
2.8.1 Área Junín	23
CAPÍTULO III	25
Marco Teórico	25
3.1 Sustitución de fluidos y la ecuación de Gassmann	26
3.1.1 Asunciones para el modelo	27
3.2 Propiedades de la roca	30
3.2.1 Porosidad	32
3.2.2 Propiedades del fluido	32
3.2.3 Propiedades de la matriz	34
3.2.4 Propiedades de Borde	34
3.2.5 Cálculo de velocidades	35
3.3 Registros de pozos	36
3.4 Amplitud en función de la distancia fuente –receptor (AVO)	37
3.5 Simulación de Monte Carlo	41

3.6 Interpretación sísmica 3D	42
3.6.1 Las reflexiones sísmicas	42
3.6.2 La resolución sísmica	44
3.6.3 La impedancia acústica, impedancia elástica, el coeficiente de reflexión y la serie de reflectividad	45
3.6.4 Sismogramas sintéticos	48
3.6.5 Coherencia sísmica	49
3.7 Expresión sísmica de los hidrocarburos	51
CAPÍTULO IV	54
Metodología	54
4.1 Estudio de física de rocas	54
4.1.1 Generación de base de datos	55
4.1.2 Edición y validación de los registros de pozo	57
4.1.3 Sustitución de fluidos mediante las ecuaciones de Gassmann	58
4.1.3.1 Separación litológica	59
4.1.3.2 Estimación de la velocidad de cizalla (V_s) para cada grupo litológico	59
4.1.3.3 Cálculo de los módulos elásticos (dureza y cizalla)	62
4.1.3.4 Cálculo de los límites de Voigt y Reuss, Hashin y Strichman	63
4.1.3.5 Cálculo de las propiedades del fluido a condiciones de reservorio	65
4.1.3.6 Cálculo del módulo de dureza seco de la matriz (K_{dry})	66

4.1.3.7 Cálculo de las propiedades del nuevo fluido saturante	66
4.1.3.8 Cálculo de nuevos módulos de dureza para la roca saturada del nuevo fluido	67
4.1.3.9 Cálculo de la nueva densidad volumétrica	67
4.1.3.10 Cálculo de las nuevas velocidades compresionales y de cizalla	67
4.1.4 Estudio de factibilidad de AVO	69
4.1.4.1 Identificación de la ventana de interés	70
4.1.4.2 Discriminación litológica por medio de las propiedades elásticas	71
4.1.4.3 Generación de múltiples valores de propiedades elásticas	74
4.1.4.4 Cálculo de atributos AVO	76
4.2 Interpretación sísmica estructural	77
4.2.1 Definición de horizontes de interés	78
4.2.2 Calibración sísmica – pozo	79
4.2.3 Cálculo de la resolución sísmica vertical	81
4.2.4 Interpretación de horizontes	81
4.2.5 Interpretación de fallas	82
4.2.6 Elaboración de las superficies	87
4.2.7 Generación de mapas en tiempo	91
4.2.8 Generación de un modelo de velocidad	92
4.2.9 Elaboración de las superficies en profundidad	94
4.2.10 Elaboración de mapas de contornos en profundidad	97

4.3 Integración de los estudios de física de rocas e interpretación sísmica	98
CAPÍTULO V	99
Análisis de resultados	99
5.1 Estudio de física de rocas	99
5.2 Interpretación sísmica	116
5.3 Identificación de anomalías en datos sísmicos	126
5.4 Estudio de discriminación litológica por medio de las propiedades elásticas y acústicas	132
5.5. Estudio de factibilidad de AVO	137
CAPÍTULO VI	146
6.1 Conclusiones	146
6.2 Recomendaciones	147
BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS CITADAS	149
APÉNDICE	152

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Localización del área de estudio.	1
Gráfico 2: Cuencas petrolíferas de Venezuela, basadas en la distribución de sus provincias sedimentarias.	6
Gráfico 3: Ubicación geográfica de las subcuencas de Guarico y Maturín (Tomado y modificado de Ensambler 2005).	7
Gráfico 4: Corte geológico conceptual norte-sur desde el cinturón de deformación del Caribe en Curazao hasta el Río Orinoco. El sector de la Cuenca Oriental que muestra el corte pertenece a la Subcuenca de Guárico; nótese cómo el Cretácico y el Terciario de la Cuenca Oriental son cabalgados por el frente de corrimientos (Tomado y modificado de Schlumberger 1997).	8
Gráfico 5: Corte geológico de la Cuenca Oriental de Venezuela noroeste-sureste desde la plataforma Margarita- Los Testigos hasta el Río Orinoco, el flanco norte de la Subcuenca de Maturín se encuentra asociado a los frentes de corrimiento de grandes bloques corticales, desplazados hacia el sur por la colisión entre las placas Caribe y suramericana. Tomado y modificado de Schlumberger (1997).	10
Gráfico 6: Configuración regional del Paleozoico Tardío, nótese como todos los continentes (África-Europa y Norteamérica-Suramérica) estaban unidos, pero se comenzaron a separar con el comienzo del rifting desde el este hacia el oeste. (Modificado de Hilla y Naval. 2005).	11
Gráfico 7: Configuración regional del Triásico y Cretácico Temprano. (Tomado Hilla y Naval. 2005).	12
Gráfico 8: Sección norte-sur representativa del margen pasivo (a) y (b la colisión oblicua). (Tomado Hilla y Naval. 2005).	13
Gráfico 9: Desplazamiento de la Placa Caribe respecto a la Placa Suramericana. Las fechas indican el movimiento relativo de las placas (Tomado Hilla y Naval. 2005).	13
Gráfico 10: Configuración estructural esquemática de la Faja del Orinoco (Modificado de Schlumberger, 1997).	18

Gráfica 11: Elementos tectónicos de la Cuenca Oriental de Venezuela mostrando la ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco (Modificado de Castillo 2007).	19
Gráfico 12: Velocidad promedio a profundidad constante relacionada a edades geológicas. L es lutita, AA es arenas saturadas de agua, AP es arenas saturadas con petróleo, AG es arenas saturadas con gas. (a) Profundidades 3000, 7000 y 11000 ft. (b) Profundidades 5000 y 9000 ft. (Modificado de Neidell y Berry, 1989).	25
Gráfico 13: Tendencia de fondo y anomalías AVO (tomado y modificado de Castagna, Swan y Foster 1998).	39
Gráfico 14: Plano gradiente-intercepto muestra la tendencia de fondo y los cuatro cuadrantes (tomado y modificado de Castagna, Swan y Foster 1998).	40
Gráfico 15: Proceso de reflexión para coeficientes positivos y negativos	43
Gráfico 16: el límite resolución vertical ocurre cuando una traza de la reflexión muestra dos picos correspondientes al mismo evento con espesor aproximado de un cuarto de la longitud de la onda.	44
Gráfico 17: Respuesta de la ondícula dependiendo del coeficiente de reflexión.	47
Gráfica 18: Comparación entre el punto de interés y los 8 puntos adyacentes a este. Los puntos representan las trazas sísmicas. (Modificado de Nasher, 2006).	49
Gráfica 19: Metodología de trabajo del 3D EPS. (Modificado de Nasher, 2006).	50
Gráfica 20: La impedancia acústica de las lutitas, arenas con gas y con agua se incrementan con la profundidad y con la edad, pero a diferentes tasas de incrementos. Los puntos de cruce definen los intervalos donde los indicadores de hidrocarburos son puntos brillantes, cambio de fase o puntos opacos.	52
Gráfico 21: Diagrama generalizado del desarrollo del estudio físico de rocas.	54
Gráfico 22: Mapa base del área Petrozuata	55
Gráfico 23: Ejemplo de edición del registro sísmico. Los recuadros encierran	57

los valores corregidos.

Gráfico 24: Diagrama generalizado de la secuencia de sustitución de fluidos.	58
Gráfico 25: Vp contra Vs. a) para arenas saturadas de agua. b) lutitas del pozo JJ-31	61
Gráfico 26: Vp contra Vs para lutitas del pozo JJ-11	62
Gráfico 27: Módulos de dureza calculados para el pozo JJ-11	64
Gráfico 28: Módulos de cizalla calculados para el pozo JJ-11	65
Gráfico 29: Registros de Vp después de realizada la sustitución de fluidos del pozo JJ-11.	68
Gráfico 30: Vp de arenas saturadas con agua, Vp de arenas saturadas de petróleo, Vp de arenas saturadas de gas y Vp de lutitas contra profundidad pozo JJ-11	69
Gráfico 31: Diagrama generalizado de la secuencia de cálculo de atributos AVO.	70
Gráfico 32: Registros del pozo JJ-31 mostrando la ventana de estudio y los paquetes de interés seleccionados.	71
Gráfico 33: Correlación entre rayo gamma, densidad, relación Vp/Vs, Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE), porosidad del pozo JJ-31.	72
Gráfico 34: Gráficos cruzados de propiedades elásticas pozo JJ-31. a) Densidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	7
Gráfico 35: Esquema de la generación de múltiples valores por medio de Monte Carlo.	75
Gráfico 36: Grafico del calculo de dependencia de propiedades elásticas.	75
Gráfico 37: Diagrama de flujo utilizado para la metodología de la interpretación sísmica estructural.	77
Gráfico 38: Correlación estratigráfica en dirección norte-sur entre los pozos JJ-12, JJ-09, JJ-10, JJ-11.	78

Gráfico 39: Correlación estratigráfica dirección oeste-este entre los pozos JJ-12, JJ-09, JJ-10, JJ-11.	79
Gráfico 40: Amplitud de la ondícula extraída de la sísmica.	80
Gráfico 41: Sismograma sintético del pozo JJ-21	80
Gráfico 42: Horizontes interpretados.	82
Gráfico 43: Parte del cubo de coherencia generado para la interpretación de fallas.	83
Gráfico 44: Sección horizontal en tiempo proveniente del cubo de coherencia.	84
Gráfico 45: Sección horizontal en tiempo mostrando las fallas geológicas principales.	85
Gráfico 46: Horizontes y fallas principales interpretadas línea A-A'	85
Gráfico 47: Horizontes y fallas principales interpretadas línea B-B'	86
Gráfico 48: Horizontes y fallas principales interpretadas línea C-C'	86
Gráfico 49: Superficie en tiempo del horizonte 0SB	87
Gráfico 50: Superficie en tiempo del horizonte 1SB	88
Gráfico 51: Superficie en tiempo del horizonte 5SB	88
Gráfico 52: Superficie en tiempo del horizonte 6SB	89
Gráfico 53: Superficie en tiempo del horizonte C7	89
Gráfico 54: Mapa en tiempo del horizonte 0SB	91
Gráfico 55: Control de calidad para los registros "Check Shost" utilizados en la construcción del modelo de velocidades. Se verifica que todos los registros utilizados tienen la misma tendencia y no se observan valores anómalos en las curvas.	92
Gráfico 56: Modelo de velocidades.	93
Gráfico 57: Superficie del horizonte 0SB en profundidad	94

Gráfico 58: Superficie del horizonte 1SB en profundidad	95
Gráfico 59: Superficie del horizonte 5SB en profundidad	95
Gráfico 60: Superficie del horizonte 6SB en profundidad	96
Gráfico 61: Superficie del horizonte C7 en profundidad	96
Gráfico 62: Mapa estructural en profundidad del horizonte 0SB.	97
Gráfico 63: Anomalia de amplitud generada por los reservorios en los datos sísmicos.	98
Gráfico 64: Histogramas de los valores de K para a) arenas saturadas con su fluido original y b) lutitas. c) PDF y d) CDF para los valores de K de lutitas (color negro) y arenas saturadas con su fluido original (color azul).	99
Gráfico 65: Histogramas de los valores de K para a) arenas saturadas con su fluido original y b) arenas sin fluidos. c) PDF y d) CDF) para los valores de K de arenas sin fluidos (color negro) y arenas saturadas con su fluido original (color azul).	100
Gráfico 66: Histogramas de frecuencias de los valores de K para a) lutitas, b) arenas saturadas con agua, c) arenas saturadas con petróleo pesado y d) arenas saturadas con gas.	102
Gráfico 67: a) Función de densidad probabilística (PDF) y b) función de distribución acumulada (CDF) para lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo).	103
Gráfico 68: Histogramas de frecuencias para los valores de G para a) arenas saturadas con su fluido original y b) lutitas. c) Función de densidad probabilística (PDF) y función de distribución acumulada (CDF) para los valores de K de arenas (color azul) y lutitas (color negro). Mientras el PDF muestra que los rangos de valores de K se solapan para ambas litologías, el CDF muestra que las distribuciones de los valores son distintas para arenas y para lutitas.	103
Gráfico 69: Histogramas de frecuencias para los valores de ρ para a) arenas saturadas con su fluido original y b) lutitas. c) PDF d) CDF) para los valores de ρ de lutitas (color negro) y arenas saturadas con su fluido original (color azul). Mientras el PDF muestra que los rangos de valores de ρ para las arenas son un subconjunto del rango de valores de ρ para las lutitas, el CDF muestra que las distribuciones de los valores son distintas tendiendo a ser	104

mayor la densidad de las lutitas que de las arenas dentro del mismo intervalo.	
Gráfico 70: Histogramas de frecuencias de los valores de K para a) lutitas, b) arenas saturadas con agua, c) arenas saturadas con petróleo pesado y d) arenas saturadas con gas.	105
Gráfico 71: a) Función de densidad probabilística (PDF) y b) función de distribución acumulada (CDF) para densidades de lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo).	106
Gráfico 72: Histogramas de frecuencias para los valores de V_p para a) arenas saturadas con su fluido original y b) lutitas. c) Función de densidad probabilística (PDF) y d) función de distribución acumulada (CDF) para los valores de V_p de lutitas (color negro) y arenas saturadas con su fluido original (color azul). Mientras el PDF muestra que los rangos de valores de V_p para las arenas son un subconjunto del rango de valores de ρ para las lutitas, el CDF muestra que las distribuciones de los valores son distintas tendiendo a ser mayor la densidad de las lutitas que de las arenas dentro del mismo intervalo.	107
Gráfico 73: Histogramas de frecuencias de los valores de V_p para a) lutitas, b) arenas saturadas con agua, c) arenas saturadas con petróleo pesado y d) arenas saturadas con gas.	108
Gráfico 74. a) Función de densidad probabilística (PDF) y b) función de distribución acumulada (CDF) para densidades de lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo).	108
Gráfico 75: Tendencias de V_p contra la profundidad para lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo) para el pozo JJ-02.	110
Gráfico 76: Tendencias de V_p contra la profundidad para lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo) para los pozos JJ-04 y JJ-11.	111
Gráfico 77: Tendencias de V_p contra la profundidad para lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo) para los pozos JJ-22 y JJ-23.	112
Gráfico 78: Respuesta de la ondícula dependiendo del coeficiente de reflexión.	113

Gráfico 79: a) Tendencia teórica de la impedancia de las lutitas, arenas con gas y con agua se incrementan con la profundidad y con la edad, pero a diferentes tasas de incremento. Los puntos de cruce definen los intervalos donde los indicadores de hidrocarburos son “puntos brillantes”, “cambios de fase” o “puntos opacos”. b) tendencias de las impedancias acústicas de los diferentes grupos litológicos encontradas en el pozo JJ-02.	114
Gráfico 80: Sección sísmica regional.	117
Gráfico 81: Localización de la sección sísmica regional dentro del área Junín.	117
Gráfico 82: Sección horizontal en tiempo mostrando las fallas geológicas principales.	118
Gráfico 83: Horizontes interpretados Falla 1.	119
Gráfico 84: Horizontes y fallas principales interpretadas.	119
Gráfico 85: Horizontes y fallas principales interpretadas.	120
Gráfico 86: Mapa estructural del horizonte 0SB	122
Gráfico 87: Mapa estructural del horizonte 1SB	122
Gráfico 88: Mapa estructural del horizonte 5SB	123
Gráfico 89: Mapa estructural del horizonte 6SB	124
Gráfico 90: Mapa estructural del horizonte 6SB	125
Gráfico 91: Pozo JJ-26 desplegado con los registros de rayos gamma y resistividad. Se observa que las arenas identificadas con los registros de pozo están representadas por las amplitudes negativas en las secciones sísmicas. Adicionalmente se observa que las interfases lutitas-arenas con petróleo pesado están representadas por deflexiones positivas de las reflexiones en las secciones sísmicas.	126
Gráfico 92: Pozo JJ-30 desplegado sobre sección sísmica. Registro de rayos gamma desplegado en color azul, registro de resistividad desplegado en color rojo. Las arenas con de petróleo pesado identificadas por los registros de pozos coinciden con las deflexiones negativas de las reflexiones en la sección sísmica. Las interfases lutita-arena generan deflexiones positivas de las reflexiones en la sección sísmica.	127
Gráfico 93: Pozo JJ-26 desplegado sobre sección sísmica. Registro de rayos	128

gamma desplegado en color azul, registro de resistividad desplegado en color rojo. Las arenas con de petróleo pesado identificadas por los registros de pozos coinciden con las deflexiones negativas de las reflexiones en la sección sísmica. Las interfases lutita-arena generan deflexiones positivas de las reflexiones en la sección sísmica.

Gráfico 94: Pozo JJ-22 desplegado sobre sección sísmica. Registro de rayos gamma desplegado en color azul, registro de resistividad desplegado en color rojo. Las arenas con de petróleo pesado identificadas por los registros de pozos coinciden con las deflexiones negativas de las reflexiones en la sección sísmica. Las interfases lutita-arena generan deflexiones positivas de las reflexiones en la sección sísmica. 128

Gráfico 95: Pozo JJ-07 desplegado sobre sección sísmica. Registro de rayos gamma desplegado en color azul, registro de resistividad desplegado en color rojo. Las arenas con de petróleo pesado identificadas por los registros de pozos coinciden con las deflexiones negativas de las reflexiones en la sección sísmica. Las interfases lutita-arena generan deflexiones positivas de las reflexiones en la sección sísmica. 129

Gráfico 96: Pozo JJ-15 desplegado sobre sección sísmica. Registro de rayos gamma desplegado en color azul, registro de resistividad desplegado en color rojo. Las arenas con de petróleo pesado identificadas por los registros de pozos coinciden con las deflexiones negativas de las reflexiones en la sección sísmica. Las interfases lutita-arena generan deflexiones positivas de las reflexiones en la sección sísmica. 129

Gráfico 97: Pozo JJ-27 (izquierda) y pozo JJ-26 (derecha) desplegados sobre sección sísmica Registro de rayos gamma desplegado en color azul, registro de resistividad desplegado en color rojo. Las arenas con de petróleo pesado identificadas por los registros de pozos coinciden con las deflexiones negativas de las reflexiones en la sección sísmica. Las interfases lutita-arena generan deflexiones positivas de las reflexiones en la sección sísmica. Se verifica la continuidad de las arenas. 130

Gráfico 98: Pozo JJ-24, pozo JJ-23 y pozo JJ-22 desplegados sobre sección sísmica. Registro de rayos gamma desplegado en color azul, registro de resistividad desplegado en color rojo. Las arenas con de petróleo pesado identificadas por los registros de pozos coinciden con las deflexiones negativas de las reflexiones en la sección sísmica. Las interfases lutita-arena generan deflexiones positivas de las reflexiones en la sección sísmica. Se verifica la continuidad de las arenas. 130

Gráfico 99: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-01 a) 133

Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	
Gráfico 100: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-09 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	134
Gráfico 101: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-13 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	135
Gráfico 102: Grafico cruzado de atributos AVO para contactos de lutita sobre arena con agua, petróleo y gas del pozo JJ-31.	138
Gráfico 103: Curvas de distribución de probabilidad univariadas. a) gradiente. b) intercepto del pozo JJ-31.	138
Gráfico 104: Histogramas de la velocidad compresional (V_p) para contactos de lutita sobre arena con agua, petróleo y gas del pozo JJ-31.	140
Gráfico 105: Curvas de distribución de probabilidad univariados de la V_p para lutita, arena con agua, petróleo y gas del pozo JJ-31.	140
Gráfico 106: Histogramas del módulo de dureza (K) para contactos de lutita sobre arena con agua, petróleo y gas del pozo JJ-31.	141
Gráfico 107: Curvas de distribución de probabilidad univariados de los módulos de dureza (K) para lutita, arena con agua, petróleo y gas del pozo JJ-31.	142
Gráfico 108: Histogramas del Densidad volumétrica para contactos de lutita sobre arena con agua, petróleo y gas del pozo JJ-31.	143
Gráfico 109: Curvas de distribución de probabilidad univariados de la densidad volumétrica para lutita, arena con agua, petróleo y gas del pozo JJ-31.	143
Gráfico 110: Histogramas de la velocidad cizalla (V_s) para contactos de lutita sobre arena con agua, petróleo y gas del pozo JJ-31.	144
Gráfico 111: Curvas de distribución de probabilidad univariados de la velocidad cizalla (V_s) para lutita, arena con agua, petróleo y gas del pozo JJ-	144

31.

Gráfico 112: Localización de los Bloques pertenecientes al área Junín, ubicación del transecto regional y del pozo JJ-31	151
Gráfico 113. Tendencias de Vp contra la profundidad para lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo). a) Pozo JJ-01 b) Pozo JJ-02 c) Pozo JJ-03.	159
Gráfico 114. Tendencias de Vp contra la profundidad para lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo). a) Pozo JJ-04 b) Pozo JJ-05 c) Pozo JJ-06.	159
Gráfico 115. Tendencias de Vp contra la profundidad para lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo). a) Pozo JJ-07 b) Pozo JJ-08 c) Pozo JJ-09.	160
Gráfico 116. Tendencias de Vp contra la profundidad para lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo). a) Pozo JJ-10 b) Pozo JJ-11 c) Pozo JJ-12.	160
Gráfico 117. Tendencias de Vp contra la profundidad para lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo). a) Pozo JJ-13 b) Pozo JJ-14 c) Pozo JJ-15.	161
Gráfico 118. Tendencias de Vp contra la profundidad para lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo). a) Pozo JJ-16 b) Pozo JJ-17 c) Pozo JJ-18.	161
Gráfico 119. Tendencias de Vp contra la profundidad para lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo). a) Pozo JJ-19 b) Pozo JJ-20 c) Pozo JJ-21.	162
Gráfico 120. Tendencias de Vp contra la profundidad para lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo). a) Pozo JJ-22 b) Pozo JJ-23 c) Pozo JJ-24.	162
Gráfico 121. Tendencias de Vp contra la profundidad para lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo). a) Pozo JJ-25 b) Pozo JJ-26 c) Pozo JJ-27.	163
Gráfico 122. Tendencias de Vp contra la profundidad para lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo). a) Pozo JJ-28 b) Pozo JJ-29 c) Pozo JJ-30.	163

Gráfico 123: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-01 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	164
Gráfico 124: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-02 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	165
Gráfico 125: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-03 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	166
Gráfico 126: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-04 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	167
Gráfico 127: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-05 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	168
Gráfico 128: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-06 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	169
Gráfico 129: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-07 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	170
Gráfico 130: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-08 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	171
Gráfico 131: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-09 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	172

Gráfico 132: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-10 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	173
Gráfico 133: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-11 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	174
Gráfico 134: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-12 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	175
Gráfico 135: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-13 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	176
Gráfico 136: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-14 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	177
Gráfico 137: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-15 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	178
Gráfico 138: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-16 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	179
Gráfico 139: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-17 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	180
Gráfico 140: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-18 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	181
Gráfico 141: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-19 a)	182

Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	
Gráfico 142: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-20 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	183
Gráfico 143: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-21 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	184
Gráfico 144: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-22 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	185
Gráfico 145: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-23 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	186
Gráfico 146: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-24 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	187
Gráfico 147: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-25 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	188
Gráfico 148: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-26 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	189
Gráfico 149: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-27 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	190
Gráfico 150: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-28 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE).	191

b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	
Gráfico 151: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-29 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	192
Gráfico 152: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-30 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).	193
Gráfico 153: Mapa estructural en tiempo del horizonte 0SB.	200
Gráfico 154: Mapa estructural en tiempo del horizonte 1SB.	201
Gráfico 155: Mapa estructural en tiempo del horizonte 5SB.	202
Gráfico 156: Mapa estructural en tiempo del horizonte 6SB.	203
Gráfico 157: Mapa estructural en tiempo del horizonte C7.	204
Gráfico 158: Mapa estructural en profundidad del horizonte 0SB.	206
Gráfico 159: Mapa estructural en profundidad del horizonte 1SB.	207
Gráfico 160: Mapa estructural en profundidad del horizonte 5SB.	208
Gráfico 161: Mapa estructural en profundidad del horizonte 6SB.	209
Gráfico 162: Mapa estructural en profundidad del horizonte C7.	210

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Inventario de pozos seleccionados y registros útiles.	57
Tabla 2: Coeficientes calculados para cada grupo litológico	61
Tabla 3: Composición mineral de la matriz	63
Tabla 4: Coeficientes calculados para cada grupo litológico	76
Tabla 5: Velocidades interválicas	81
Tabla 6: Resolución sísmica en pies	81

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

La Faja Petrolífera del Orinoco ocupa la franja meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela, al sur de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, paralela al curso del río Orinoco y abarca un área aproximada de 55.314 Km². Fue dividida en el inicio de su desarrollo en cuatro zonas de exploración y producción llamadas: Machete, Zuata, Hamaca y Cerro Negro. El área actual en exploración es de 11.593 Km² y se estima que en dicha área están contenidos 236.000 millones de barriles de crudo extra pesado, lo que convierte a la Faja Petrolífera del Orinoco en la reserva de petróleo más grande del mundo (PDVSA, 2006).

La estrategia actual para el desarrollo de la faja se centra en la cuantificación y certificación total de las reservas allí contenidas, el aumento de los niveles de producción y el aumento del factor de recobro en un valor cercano al 20% en las 4 grandes áreas que conforman la Faja Petrolífera del Orinoco, y que han sido renombrados de la siguiente manera: Boyacá (antiguamente Machete), Junín (antes Zuata), Ayacucho (antiguo Hamaca) y Carabobo (antes Cerro Negro) (PDVSA, 2006).

1.1 Planteamiento del Problema

El conocimiento de la distribución espacial de los cuerpos de arenas que sirven de reservorio en la Faja Petrolífera del Orinoco es una de las variables que deben ser conocida para el óptimo desarrollo de los yacimientos. La extensión de los yacimientos, así como la continuidad de los mismos son dos de las variables que se deben conocer, para generar un programa óptimo de desarrollo acorde con las características de los yacimientos.

Por lo tanto, a continuación se propone una metodología que permita, utilizando las propiedades acústicas extraídas de los registros de pozos y la sísmica 3D, delimitar los yacimientos contenidos en las arenas del miembro inferior de la Formación Oficina en el área Junín, clasificándolos en función de su impedancia acústica como: yacimientos de alta impedancia y yacimientos de baja impedancia para posteriormente identificar el tipo de anomalía de amplitud sísmica que genera cada uno de estos grupos y de esta manera, caracterizar petroacústicamente la respuesta sísmica generada por los yacimientos presentes en el área

1.2 Ubicación del área de estudio

La zona de estudio comprende una extensión aproximada de 238 Km², la cual abarca en su totalidad el Bloque de Petrozuata ubicado dentro del bloque Junín (antes Zuata) de la Faja Petrolífera del Orinoco. Esta zona está ubicada entre los estados Guárico y Anzoátegui.



Gráfico 1: Localización del área de estudio.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

- Caracterizar la repuesta petro-acústica de los yacimientos del miembro inferior de la Formación Oficina del bloque Petrozuata, área Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco e identificar la anomalía de amplitud generada por ellos en los datos sísmicos.

1.3.2 Objetivos específicos

- Revisión bibliográfica.
- Generación de la base de datos.
- Generación del modelo acústico del área en presencia de petróleo pesado, agua de formación y gas.
- Identificación de la zona de transición entre la velocidad de las arenas y las lutitas.
- Evaluación de la influencia de los fluidos en el espacio poroso de la matriz.
- Caracterización de los reservorios en función de la impedancia acústica.
- Calibración sísmica - pozo.
- Interpretación de los datos sísmicos correspondientes al tope de los yacimientos del miembro inferior de la Formación Oficina, tope del Cretácico y tope del Paleozoico.
- Generación de los mapas estructurales en tiempo.
- Conversión tiempo – profundidad.
- Generación de los mapas estructurales en profundidad.
- Identificación de las anomalías generadas en la sísmica por los yacimientos.

1.4 Justificación

La geometría, distribución y continuidad de los reservorios de las arenas del miembro inferior de la Formación Oficina son dos de los principales problemas que presenta la Faja Petrolífera del Orinoco, al establecer un programa de desarrollo de los yacimientos acorde a sus características.

Por consiguiente, es necesario establecer una metodología para la caracterización de los yacimientos de las arenas del miembro inferior de la Formación Oficina, en función de las propiedades petro-acústicas de los yacimientos, para disminuir la incertidumbre sobre los parámetros de distribución, geometría y continuidad de los reservorios de hidrocarburos.

CAPITULO II

MARCO GEOLÓGICO

2.1 La Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela comprende los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas, así como la extensión meridional del Estado Sucre y el Estado Delta Amacuro, prolongándose mar adentro hacia la Plataforma Deltana y el sur de Trinidad. Topográficamente se caracteriza por extensas llanuras y una zona de mesas en Anzoátegui y Monagas, que en conjunto abarcan unos 164.000 km² de superficie, lo cual la hace la cuenca de mayor extensión superficial (PDVSA, 1989).

La exploración en Oriente fue incentivada por la presencia de menes y por el descubrimiento del gran lago de asfalto de Guanaco; sin embargo, el mayor interés se concentró al norte de Monagas y Anzoátegui, donde posteriormente se desarrollaron los campos de Quiriquire, Jusepín, Temblador y Anaco, así como otras acumulaciones que a partir de 1936 se descubrieron de manera casi continua en esta cuenca (PDVSA, 1989).

2.2 Rasgos Estructurales

La Cuenca Oriental de Venezuela puede definirse como una gran depresión asimétrica limitada al sur por el borde septentrional del Cratón de Guayana, al norte por el cinturón móvil de la Serranías del Interior, Central y Oriental, al oeste por el levantamiento de El Baúl y hacia el este se extiende costa afuera en la plataforma deltana. (gráfico 2) (modificado de González de Juana, Iturralde y Picard, 1980).

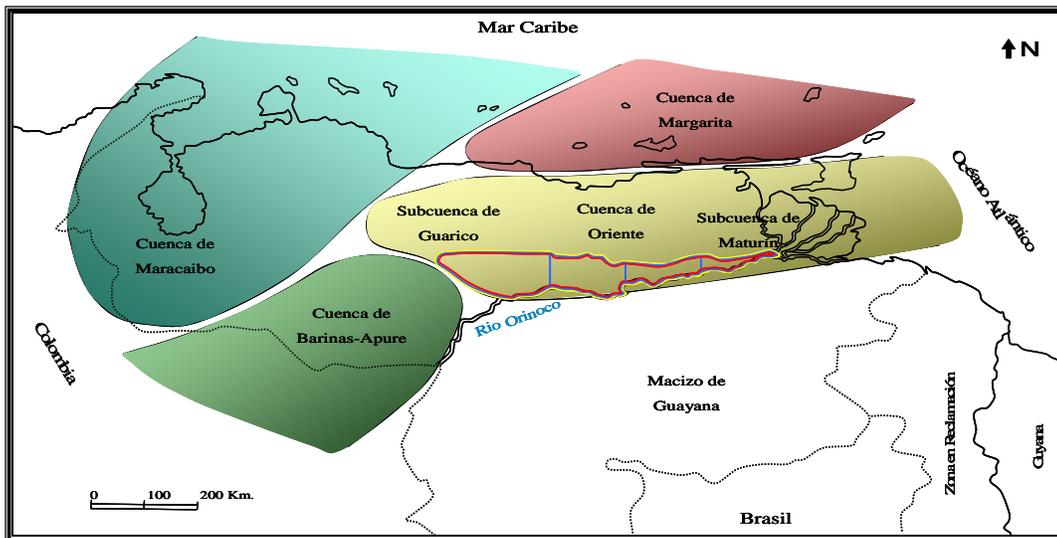


Gráfico 2: Cuencas petrolíferas de Venezuela, basadas en la distribución de sus Provincias sedimentarias.

Según Talwani (2002), entre los principales elementos estructurales de la cuenca que sugieren la compleja evolución de la misma, se pueden mencionar: el Corrimiento Frontal de Guárico, el Corrimiento de Anaco, el Sistema de Corrimientos Frontales de Anzoátegui y Monagas y el sistema de Fallas del flanco Sur de la cuenca.

Corrimiento Frontal de Guárico: Constituye el límite septentrional del noroeste de la cuenca y se encuentra en el pie de monte de Cojedes, Guárico y la parte noroccidental de Anzoátegui, con una longitud aproximada de 400 Km. con unos 7 Km. de ancho. A lo largo de este rasgo tectónico por sobre corrimiento de formaciones cretácicas metamorfozadas y paleocenas en facies de “flysch” sobre formaciones autóctonas del Oligo – Mioceno (Talwani, 2002).

Corrimiento de Anaco: Se encuentra en la parte central del estado Anzoátegui, constituyendo el límite noroeste del Área Mayor de Oficina. Se extiende por aproximadamente 85 Km. en dirección noreste y buzamiento promedio de 45° al norte. A lo largo del lado levantado se encuentra una serie de domos con acumulaciones de hidrocarburos que forman los campos de Anaco (Talwani, 2002).

Sistema de Corrimientos al sur de la Serranía del Interior Oriental: es un sistema de corrimientos que existe al sur de la Serranía del Interior y se extiende a partir de la Falla de Úrica al oeste hasta la Falla de Los Bajos en el Golfo de Paria, alcanzando una extensión de unos 200 km. Entre las numerosas fallas que conforman este sistema resalta la más meridional denominada del Corrimiento de Pirital, el cual subdivide el norte de Monagas en dos áreas: la septentrional, ubicada entre la Serranía y el corrimiento de Pirital, que se caracteriza por la ausencia de la Formación La Pica, y la meridional entre dicho corrimiento y el alto de Tonoro, donde se presenta la Formación La Pica cortada por un sistema de fallas normales asociado a la tectónica de distensión y transcurrencia post - Mioceno medio. En esta última área se encuentra la mayoría de las trampas de petróleo (Talwani, 2002).

La Cuenca Oriental de Venezuela está constituida por dos Subcuencas llamadas: Subcuenca de Guárico y Subcuenca de Maturín, como se muestra en la siguiente grafica y a continuación se describe.



Gráfico 3: Ubicación geográfica de las subcuencas de Guárico y Maturín. ((Modificado de Hilla y Naval. 2005).

2.3 Subcuenca de Guárico

Comprende los campos del Estado Guárico y parte norte del Estado Anzoátegui. El flanco norte de la subcuenca se encuentra asociado al frente de deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guárico, el cual sobrecarga rocas

cretácicas y terciarias, produciendo un marco tectónico complejo (gráfico 4). Hacia el sur, la estructura es más sencilla, con evidencias de depresiones estructurales en las que se conservaron rocas jurásicas y paleozoicas, y con un acuanamiento de las secuencias cretácicas y terciarias en la misma dirección (Schlumberger, 1997).

Las principales trampas son combinaciones de tipo estructural y estratigráfico, en los campos alejados del frente de corrimientos. La roca madre principal (Grupos Guayuta y Temblador) se supone sobre-corrída actualmente por el Frente de Deformación del Norte de Guárico. La generación está asociada al avance de las napas y lleva rápidamente a la ventana de gas por sobrecarga tectónica, por lo menos desde el Eoceno Tardío; de ahí que la principal acumulación al sur del Frente de Montañas sea de gas y no de petróleo líquido. No obstante, se ha postulado una generación cercana a la edad de la formación de las fallas Mioceno Tardío en la región de Guárico Central, con características de materia orgánica de origen marino y distancia de migración cercana. Esto demostraría la importancia del Grupo Temblador en los campos del Estado Guárico como potencial roca madre (Schlumberger, 1997).

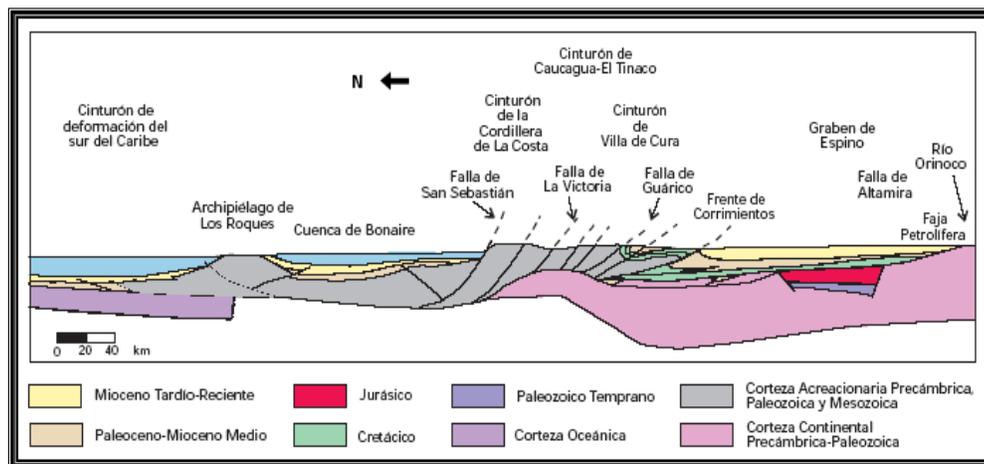


Gráfico 4: Corte geológico conceptual norte-sur desde el cinturón de deformación del Caribe en Curazao hasta el Río Orinoco. El sector de la Cuenca Oriental que muestra el corte pertenece a la Subcuenca de Guárico; nótese cómo el Cretácico y el Terciario de la Cuenca Oriental son cabalgados por el frente de corrimientos. (Tomado y modificado de Schlumberger 1997).

Hacia el sur del Estado Guárico, las unidades cretácicas y terciarias se acuanan gradualmente, generando trampas estratigráficas y de sellos asfálticos en lo que se ha

denominado la Faja del Orinoco, de yacimientos neógenos y cuya migración parece haber ocurrido no sólo de norte a sur, sino también de noreste a suroeste (Schlumberger, 1997).

Los sellos lutíticos más importantes se encuentran dentro de las mismas unidades yacimiento, como Roblecito, Chaguaramas y Oficina; las trampas constituyen combinaciones de tipo estructural y estratigráficas (Schlumberger, 1997).

2.4 Subcuenca de Maturín

La Subcuenca de Maturín observada en el gráfico 5, constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acunamientos de las unidades estratigráficas hacia el sur definen dos dominios operacionales: uno al norte del Corrimiento de Pirital y otro al sur. En la Serranía del Interior la roca madre principal se encuentra representada por el Grupo Guayuta, particularmente la Formación Querecual, la cual llega a tener más del doble de espesor que su equivalente (Formación La Luna) en Venezuela Occidental, con similares características de roca madre (Schlumberger, 1997).

Hacia el sur de la Subcuenca de Maturín, en los campos de Oficina en Anzoátegui y sus equivalentes orientales en Monagas, los yacimientos importantes se encuentran en las Formaciones Merecure y Oficina, con sellos de lutitas dentro de estas mismas unidades; la Formación Freites suprayacente también constituye un sello regional de gran importancia (Schlumberger, 1997).

Los principales campos petrolíferos, de oeste a este y en el norte de Monagas son: los del Área Mayor de Oficina, Quiamare, Jusepín, El Furrial, Orocual, Boquerón, Quiriquire y Pedernales. En su límite sur, la subcuenca también incluye la Faja del Orinoco, con yacimientos neógenos y roca madre cretácica, con migración distante a lo largo y a través de la discordancia Cretácico - Neógeno y Basamento - Neógeno. (Schlumberger, 1997).

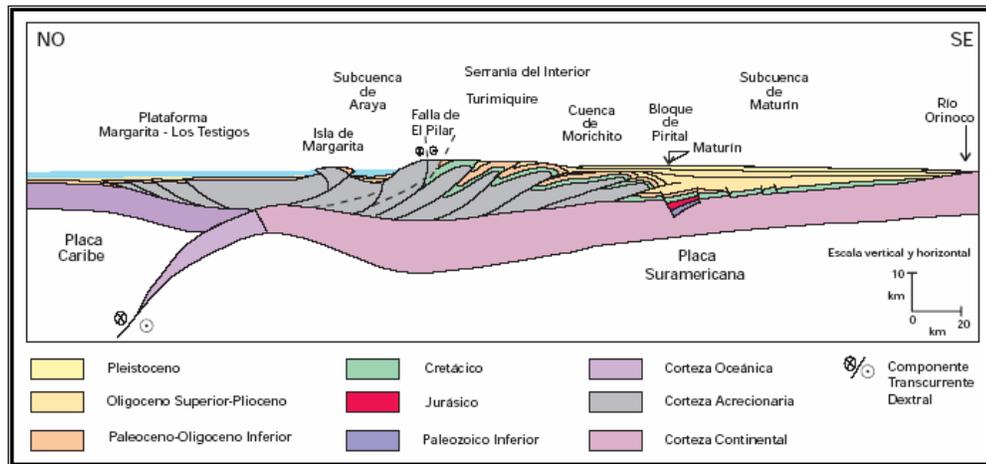


Gráfico 5: Corte geológico de la Cuenca Oriental de Venezuela noroeste-sureste desde la plataforma Margarita- Los Testigos hasta el Río Orinoco, el flanco norte de la subcuenca de Maturín se encuentra asociado a los frentes de corrimiento de grandes bloques corticales, desplazados hacia el sur por la colisión entre las placas Caribe y suramericana. (Tomado y modificado de Schlumberger 1997).

2.5 Evolución geodinámica e historia tectónica.

A continuación se presenta la descripción de la evolución geodinámica y la historia tectónica de la Cuenca Oriental de Venezuela realizada por Parnaud et al. (1995), Erlich y Barrett (1992).

El Paleozoico y la historia de la Cuenca Oriental de Venezuela pueden dividirse en 4 grandes fases:

1. Una fase paleozoica de pre-rift
2. Una fase de rift y deriva durante el Jurásico y el Cretácico Temprano.
3. Un período de margen pasivo que abarca desde el Jurásico Tardío y Cretácico Temprano hasta el Eoceno.
4. Una fase de colisión oblicua que resulta en un desplazamiento rumbo deslizando y en una compresión/transpresión. Esta fase diacrónica se extiende desde el Eoceno Temprano - Medio (al oeste) hasta el Oligoceno Tardío - Mioceno Medio (al este) y se continúa hasta la actualidad.

2.5.1 Fase Pre Rift del Paleozoico

Los depósitos Paleozoicos (gráfico 6) han sido principalmente localizados en las bases de los registros sísmicos. En la subcuenca de Guárico, las formaciones Hato Viejo y Carrizal han sido reconocidas en la zona sur donde la cobertura sedimentaria total es menor que al norte. Muestras de pozos indican que esas formaciones consisten de arenas de grano fino a grueso, las cuales son ligeramente calcáreas y están intercaladas con lutitas verdes y conglomerados. Se cree que fueron depositadas en ambientes costales a marinos neríticos (Parnaud et al., 1995).

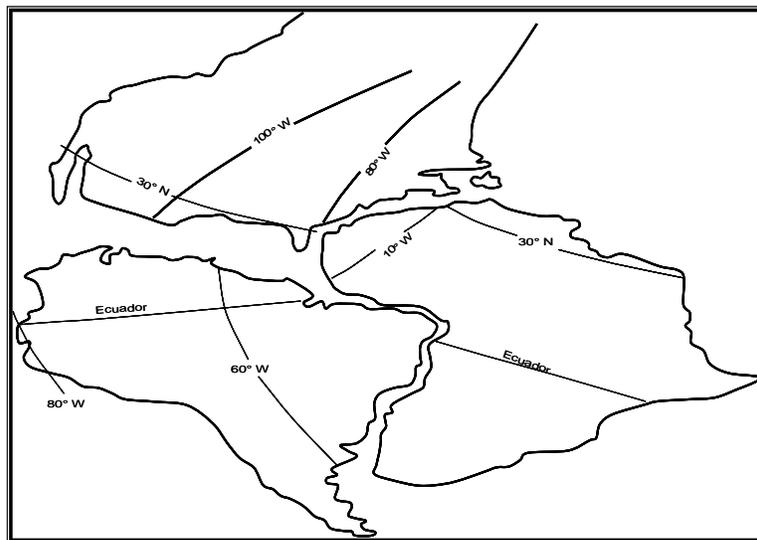


Gráfico 6: Configuración regional del Paleozoico Tardío, nótese como todos los continentes (África-Europa y Norteamérica-Suramérica) estaban unidos, pero se comenzaron a separar con el comienzo del rifting desde el este hacia el oeste. (Modificado de Hilla y Naval. 2005).

2.5.2 Fase Rift

Esta fase (gráfico 7) fue desarrollada durante el Jurásico Tardío y el Cretácico Temprano y se ha descrito como la Formación Ipire en el graben de Espino. Esta formación la cual fue depositada en ambientes continentales, está constituida principalmente por lutitas rojas e intrusiones basálticas. Esta secuencia es

sísmicamente reconocida como semi grabens y tiene un espesor de 3600 m. (Talwani, 2002).

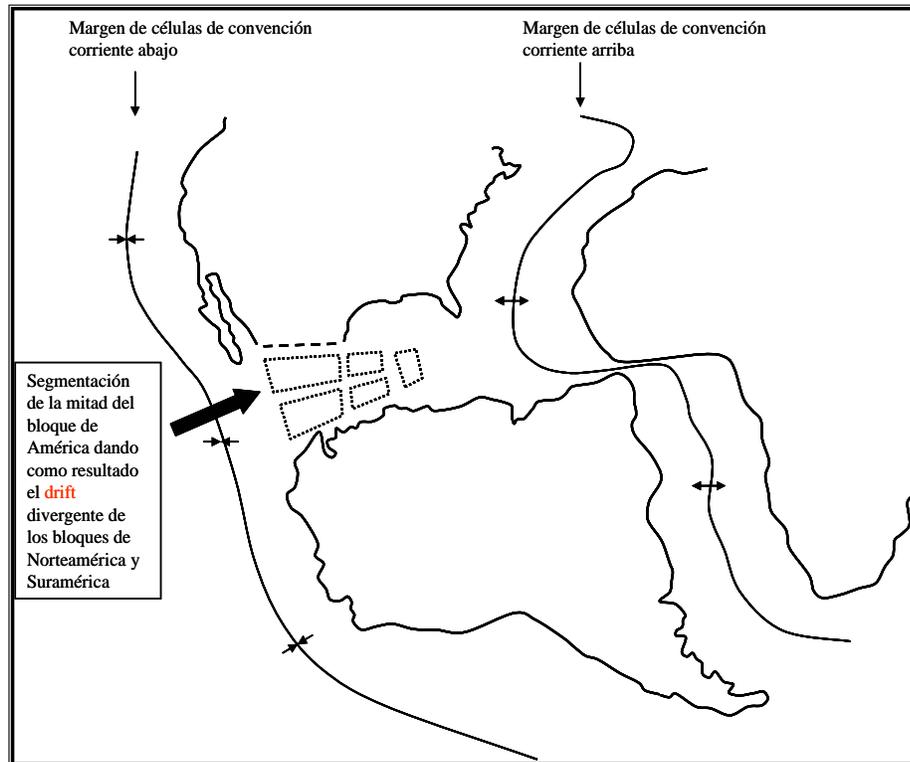


Gráfico 7: Configuración regional del Triásico y Cretácico Temprano. (Tomado Hilla y Naval. 2005).

2.5.3 Fase de margen pasivo

Esta fase (gráfico 8) está caracterizada por la subsidencia pasiva del margen norte de Sur América que va desde el Jurásico Tardío o Cretácico Temprano al Eoceno. Durante este tiempo, fueron depositados 3 o 4 Km de rocas clásticas marinas, incluyendo varias unidades delgadas de carbonatos del Cretácico Temprano. Esta fase es de importancia también por la depositación de las unidades Querecual y San Antonio ricas en materia orgánica, las cuales son las rocas madres del crudo pesado (Parnaud et al., 1995).

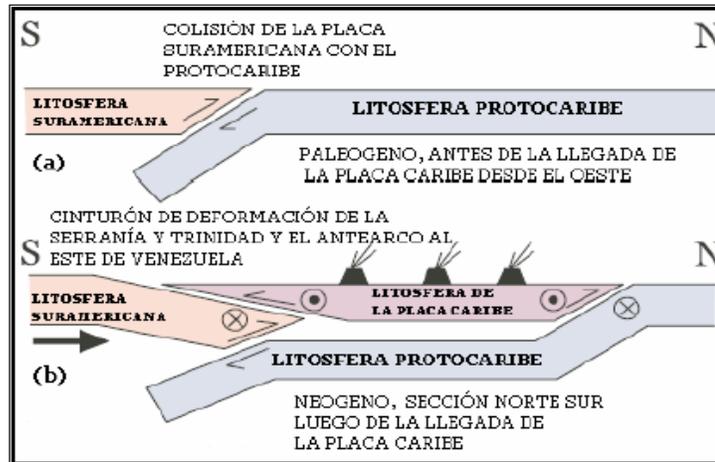


Gráfico 8: Sección norte-sur representativa del margen pasivo (a) y (b la colisión oblicua). (Tomado Hilla y Naval. 2005).

2.5.4 Fase de desplazamiento lateral de rumbo y compresión/transpresión

La colisión oblicua de la placa Caribe con la placa Suramericana con desplazamiento rumbo deslizante y esfuerzos tectónicos de compresión/transpresión permitieron el desarrollo de la cuenca antepaís como se muestra en el gráfico 9.

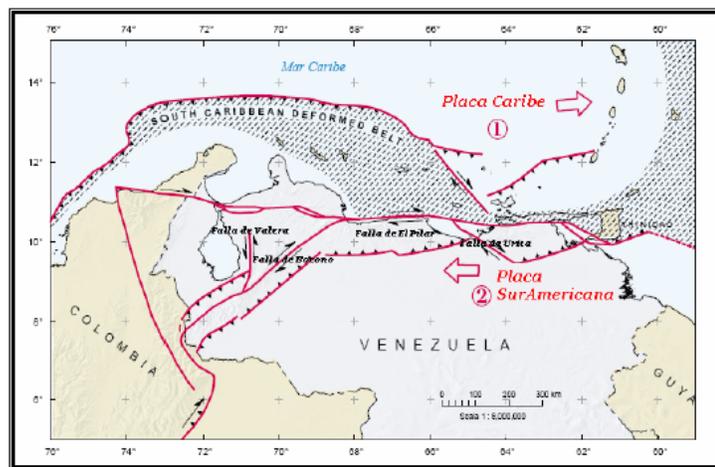


Gráfico 9: Desplazamiento de la Placa Caribe respecto a la Placa Suramericana. Las fechas indican el movimiento relativo de las placas (Tomado Hilla y Naval. 2005).

Los depósitos de la cuenca antepaís recubren los depósitos del margen pasivo. La colisión oblicua y la transgresión comienza en el Eoceno Temprano Medio al oeste y fue más prominente durante el Oligoceno – Mioceno Medio en el este. El

sobre-corrIMIENTO resultante de la colisión, conllevó a la elevación y posterior erosión regional al final del Oligoceno presente en toda el área. Al sur del cinturón orogénico se encuentra el depocentro y más al sur, ocurren los efectos de flexión e isostasia. Este patrón se desarrolla de oeste a este. Esto está evidenciado por la colisión y sobreempuje de la Cordillera de la Costa/Villa de Cura sobre el margen pasivo de América del sur en el Eoceno, con el desarrollo occidental de la subcuenca de Maturín de norte a sur, con un levantamiento flexural más pronunciado al sur. Esto se nota por la compresión/transpresión del Mioceno Temprano entre las placas Caribe y Sur Americana, el cual causa sobre-corrimiento y el levantamiento de la Serranía del Interior, la subsidencia de la subcuenca de Maturín central y la flexión y levantamiento de algunas partes de la subcuenca de Guárico. El empuje hacia el sur de la Serranía del Interior continuó durante el Mioceno. El tectonismo y la historia sobre-corrimiento de la cuenca antepaís jugó un rol crítico en los sistemas de hidrocarburos de la Faja Petrolífera del Orinoco. Los reservorios en las formaciones Merecure, Oficina y Freites son de edades comprendidas desde el Oligoceno al Mioceno Medio y en la Formación Las Piedras son de edad Plio – Pleistoceno. Estos reservorios así como los sellos de lutitas de la Formación Carapita fueron depositados durante esta fase. De igual manera las trampas asociadas con fallamientos pertenecen a esta edad (Erlich y Barrett 1992, Parnaud et al., 1995 y Talwani 2002).

2.6 Modelo estratigráfico y sistemas deposicionales

2.6.1 Pre Rift Paleozoico y Rift Mesozoico

Las rocas depositadas durante la fase paleozoica del pre-rift y la fase mesozoica de rift tienen poca significancia con respecto a la Faja Petrolífera del Orinoco. Los datos de pozos muestran que las arenas del Cambrico pertenecientes a la Formación Hato Viejo tienen por lo menos 90 m de espesor y las arenas y lutitas del Cambrico – Ordovícico de la Formación Carrizal tienen por lo menos 640 m de espesor. Además, según Erlich y Barrett (1992), las rocas Pre

Cretácicas pudieron ser más extensas previo el rifting y la erosión a mitad del Jurásico Tardío. La etapa del rift no ocurrió al sur de la falla del Pilar. El rift relacionado a las rocas ígneas del Jurásico ocurrió en grabens al este de la Cuenca Oriental de Venezuela. Los basaltos en el graben de Espino son especialmente notables (Talwani, 2002).

2.6.2 Fase de margen pasivo

La depositación en esta fase está caracterizada por tres fases transgresivas. La primera fase comenzó con la deposición de las arenas de la Formación Barranquin en el Barreniense. A esta fase le prosiguió la deposición de las calizas de plataforma las cuales conforman la formación El Cantil del Albaniense y las formaciones San Antonio y Querecual de edad Albaniense – Turoniense. Durante esta fase transgresiva se depositaron las principales rocas madres. Estas calizas ricas en materia orgánica fueron depositadas entre la falla El Pilar y el frente de deformación y son contemporáneas con la depositación de los carbonatos de plataforma al sur. El máximo de transgresión avanzó hacia el sur tomando lugar en el Turoniense y está caracterizada por la depositación de la Formación Tigre, la cual es el tope del Grupo Temblador (Parnaud et al., 1995).

La segunda transgresión tomó lugar durante el Mastrichense - Eoceno y está caracterizada por la depositación de las arenas masivas de la Formación San Juan y de las lutitas negras suprayacentes a éstas de la Formación Vidoño. Al final de esta transgresión tomó lugar el levantamiento epirogénico de la Faja Petrolífera del Orinoco y del Escudo de Guayana, área que luego fue erosionada y pleniplanada. La sección erosionada en el Paleoceno - Eoceno temprano fue la primera evidencia estratigráfica de la colisión y sobre-corrimiento de la Cordillera de la Costa sobre el margen pasivo de América del sur (Parnaud et al., 1995).

La tercera transgresión tomó lugar en el Oligoceno y comenzó con la depositación de las arenas basales de la Formación Roblecito, el equivalente al Grupo Merecure. Esta formación consiste de arenas de grano fino a grueso intercalado con

lutitas. Estos son sedimentos provenientes del Escudo de Guayana y su depositación fue en ambiente continental hacia el sur, agradando ha ambientes propios del norte (Parnaud et al., 1995).

La Formación Roblecito marca el punto de mayor transgresión y ésta cubierta por las arenas regresivas de la Formación Chaguaramas. Estas dos formaciones son las equivalentes al Grupo Merecure, sólo están presentes en la parte occidental de la Faja Petrolífera del Orinoco (Boyacá y Junín) y constituyen reservorios de crudo pesado (Talwani, 2002).

La compresión–transpresión del Mioceno temprano entre las placas Caribe y Suramericana causó el sobre-corrimiento y el levantamiento de la Serranía del interior, la depresión central de la subcuenca de Maturín y el levantamiento isostático de la subcuenca de Guárico al este del arco de Úrica (Talwani, 2002).

Durante el Mioceno los reservorios mas importantes de la faja, Oficina y Freites fueron depositados respectivamente sobre la Formación Merecure. El espesor de la secuencia lutitica de la Formación Carapita fue depositada en el depocentro del norte y generalmente conforme a los principales sellos de los reservorios de Oficina y Freites del Oligoceno–Mioceno (Parnaud et al., 1995).

La dirección de la sedimentación de las arenas basales del Oligoceno al Mioceno las cuales forman los reservorios mas importantes fue de sur a norte correspondiente a la dirección de varios deltas alimentados por los ríos que fluían desde el sur. La parte baja de la unidad basal constituye el relleno de la paleo – topografía y es muy variable en su espesor. El borde transgresivo y las arenas tipo barras forman la parte superior de la unidad basal. La influencia marina es muy grande en el este y deriva en el incremento sucesivo de las áreas con alto contenido lutitico en el plano deltaico desde Ayacucho hasta Boyacá pasando por Junín de este a oeste. La Formación Las Piedras forma los reservorios mas jóvenes en el área, su depositación fue en ambiente fluvial durante el Mioceno tardío al Plioceno (Talwani, 2002).

2.7 Habita de Hidrocarburos

Según PDVSA (1989) en la Cuenca Orienta de Venezuela la generación de hidrocarburos comenzó a partir del Oligoceno-Mioceno en rocas madres predominantemente cretácicas. Gran parte de este petróleo migró hacia el sur a lo largo del monoclinal que sube al Escudo de Guayana. Por falta de condiciones favorables para entrapamiento, estos hidrocarburos llegaron hasta el borde del cratón formando las acumulaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco. Durante posteriores fases de generación de hidrocarburos, al definirse la configuración estructural actual de la cuenca, los hidrocarburos fueron detenidos por estas estructuras para formar los campos petroleros de la Faja Petrolífera del Orinoco.

En la cuenca se distinguen tres tipos diferentes de petróleo:

Tipo I Petróleos nafténicos: se encuentran solamente en los yacimientos de las formaciones Tigre y La Pascua, en el Área Mayor de Las Mercedes, Estado Guárico.

Tipo II Petróleos parafínicos se encuentran en los yacimientos de Roblecito y Chaguaramas, en el área de Sabán en Guárico, en las formaciones Merecure y Oficina en los campos de Anaco, y en la parte centro - occidental del Área Mayor de Oficina.

Tipo III petróleos parafínicos nafténicos se encuentran en las áreas Mayor de Oficina, Temblador y norte de Monagas.

Los crudos de la Faja Petrolífera del Orinoco, de las áreas de Carabobo, Ayacucho y Junín, en el sur de Anzoátegui, aun cuando han sido degradados intensamente por la distribución de sus hidrocarburos saturados C₁₃ +, parecen ser de carácter nafténico.

2.8 Faja Petrolífera Del Orinoco

Esta provincia petrolífera ocupa el borde meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela y cubre una extensión de aproximadamente 54.000 km² en las áreas al sur

de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas, y Delta Amacuro. Los límites de esta faja son las áreas mayores de Temblador, Oficina y Las Mercedes en su parte norte; el río Orinoco al sur; el Delta de éste río al este y el extremo oriental de la Cuenca Barinas - Apure al oeste (PDVSA, 1989).

Según Talwani (2002) el sistema de la falla Hato Viejo (Gráficas 10 y 11) divide la Faja Petrolífera del Orinoco en dos provincias estructurales. Al oeste del sistema de fallas en una larga sección de las áreas Boyacá (Machete) y Junín (Zuata), y al este abarcando las áreas de Ayacucho (Hamaca) y Carabobo (Cerro Negro). La Faja del Orinoco consiste de un número de bloques rígidos separados por fallamientos, sin evidencia de pliegues dentro de ella.

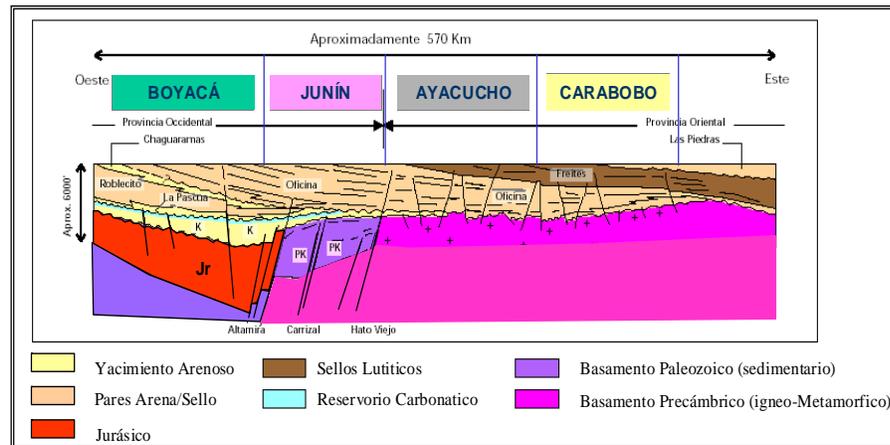


Gráfico 10: Configuración estructural esquemática de la Faja del Orinoco. Modificado de Schlumberger, 1997.

En la figura 10 se observa la provincia oriental y occidental. En la provincia oriental las fallas son de tipo normal – tensional, y tienen direcciones preferenciales: 1) Una dirección este – oeste, correspondiente a la cizalla de una línea de bisagra al norte de Ayacucho y Carabobo; 2) Una orientación N 60° - 70° E y paralelo a la predominante dirección de las rocas más viejas del Escudo de Guayana; y 3) Una sobresaliente orientación N 30° - 45° O, reflejando tendencias topográficas del Pre – Terciario. En la provincia occidental las direcciones predominantes de fallamiento son este – oeste y noreste – suroeste. El desplazamiento vertical promedio de las

fallas es aproximadamente 60 m sin tener en cuenta la orientación. Las trampas pueden ser acñamientos estratigráficos o truncaciones estructurales (Talwani, 2002).

La exploración de la Faja Petrolífera del Orinoco se ha venido realizando desde 1920 de una manera intermitente y fue desde 1957, después de haberse establecido una producción de 3.000 m³ diarios de crudo pesado, cuando el interés de algunas concesionarias se concentró en esta área. Hasta ese año se habían perforado en el área de la faja 55 pozos muchos de los cuales resultaron productores de crudo muy pesado. A comienzos de la década de los años 60 y después de un prolongado receso exploratorio, el entonces Ministerio de Minas e Hidrocarburos inició un extenso programa de actividades geofísicas y perforación, tanto de pozos exploratorios como de sondeos estratigráficos, en las áreas de Carabobo, La Canoa-Ayacucho, El Pao, San Cristóbal, Junín, Boyacá, Maco, Santa Clara, Carrizal y San Diego (PDVSA, 1989).



Gráfica 11: Elementos tectónicos de la Cuenca Oriental de Venezuela mostrando la ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco. (Tomado y modificado de Audemard y Lugo 1996).

Las rocas en el subsuelo de la Faja Petrolífera del Orinoco comprenden edades desde el pre-Cámbrico al Reciente y están afectadas por varios períodos de tectonismo. Estos dieron lugar a eventos regionales que, combinados entre sí, favorecieron la acumulación estratigráfica de petróleo en gran escala, resultando los intervalos de mayor interés el terciario y localmente el Cretácico.

La secuencia sedimentaria se depositó sobre un basamento ígneo - metamórfico perteneciente al Escudo de Guayana y representado por diversidad de tipos litológicos entre los cuales existe un alto porcentaje de rocas de composición granítica. Hacia el NE de las áreas Junín y Boyacá está ubicado “Graben de Espino”, en la cual se preservaron sedimentos paleozoicos del Cámbrico denominados formaciones Hato viejo y Carrizal, constituidos respectivamente de areniscas y arcilitas. Asociados a eventos tectónicos que produjeron coladas basálticas y fallamientos importantes, como la zona de fallas de Altamira, en el área Junín, se inició la sedimentación mesozoica (Jurásico) con una secuencia de capas rojas. Posteriormente, durante el Cretácico, se depositaron los clásticos del Grupo Temblador, constituidos por las formaciones Canoa y Tigre, en ambiente continental y fluvio - marino, respectivamente. (PDVSA, 1989)

La columna sedimentaria del Terciario en La Faja Petrolífera del Orinoco está constituida por tres ciclos sedimentarios de transgresión - regresión, correspondiendo el ciclo más antiguo al Oligoceno y los otros dos al Mioceno. Localmente existen depósitos pliocenos de carácter continental cubriendo discordantemente al Mioceno. El primer ciclo corresponde al Oligoceno y está restringido al subsuelo de la parte occidental de la Faja, áreas Boyacá y parte occidental de Junín e incluye tres unidades litoestratigráficas: areniscas transgresivas de la Formación La Pascua; areniscas basales de la Formación Roblecito (máxima transgresión) y areniscas regresivas de la formación Chaguaramas. (PDVSA, 1989)

Los siguientes ciclos corresponden al Mioceno y se han subdividido en cinco unidades litoestratigráficas, las cuales, de manera informal, se extendieron regionalmente con el fin de simplificar la diversidad de terminología utilizada en cada área (PDVSA, 1989).

La unidad basal o Unidad I es la de mayor importancia, ya que contiene la mayor parte de las acumulaciones de hidrocarburos. Es una unidad predominantemente arenosa que recibe diferentes nombres a lo largo de la Faja. La distribución general de la unidad presenta mayores espesores hacia el norte de Junín y Boyacá con un máximo de 300 metros, progradando hacia facies más lutíticas. Hacia

el sur se observa un adelgazamiento hasta desaparecer hacia el límite de sedimentación.

La Unidad II es lutítica y representa el máximo de la transgresión del segundo ciclo (Mioceno) y constituye el principal sello para las acumulaciones de petróleo que se encuentran en la unidad infrayacente. Recibe diferentes nombres a lo largo de la Faja Petrolífera del Orinoco y se correlaciona en sentido este - oeste desde Carabobo hasta el norte de Ayacucho y Junín; mientras que hacia el sur se extiende hasta el río Orinoco, lo que evidencia que para la época de sedimentación de esta unidad, la línea de corte se encontraba aproximadamente en ese lugar.

La Unidad III es una secuencia arenosa, la cual evidencia el pico de la regresión del segundo ciclo. En las áreas de Carabobo y este de Ayacucho su espesor se reduce hacia el sur, como consecuencia de la erosión. Hacia el sureste de Ayacucho, Junín y en Boyacá la unidad aflora mientras que en algunas partes está totalmente erosionada. Sus espesores se encuentran al noreste de Carabobo y Ayacucho y se espesa más al norte de la Faja Petrolífera del Orinoco. En esta unidad no se han detectado acumulaciones de hidrocarburos de importancia.

La Unidad IV representa el máximo de la segunda transgresión del tercer ciclo y es una secuencia lutítica de ambiente marino nerítico conocida como Formación Freites. Esta unidad está presente en el subsuelo del noreste de Carabobo, norte de Ayacucho y noreste de Junín; más hacia el noreste ha sido erosionada. Hacia el sur, la transgresión no alcanzó la línea del río Orinoco actual.

La Unidad V está constituida por arenas regresivas marinas que cubren concordantemente la unidad infrayacente y constituyen la fase regresiva del tercer ciclo. Sólo está presente en la parte norte de Ayacucho, parte noreste de Carabobo y noreste de Junín, donde no fue afectada por la erosión pre-Las Piedras.

Estructuralmente el área de la Faja se caracteriza por una tectónica de fallas con bloques sin evidencias de plegamientos definidos. En promedio, los saltos verticales de las fallas no exceden los 60 metros y son de tipo tensional normales, sintéticas o antitéticas. Los rasgos mayores conocidos dentro del marco regional,

permiten individualizar dos provincias estructurales y tectónicas, separadas entre sí por el sistema de fallas de Hato Viejo: provincia oriental y provincia occidental.

La provincia oriental, áreas de Ayacucho y Carabobo, se caracteriza por presentar el terciario transgrediendo el basamento ígneo-metamórfico, excepto en una estrecha franja localizada al norte de las áreas de Carabobo y Ayacucho, donde el Terciario se encuentra sobre sedimentos Cretácicos. La tectónica del basamento se refleja en la secuencia terciaria suprayacente.

La Provincia Occidental, áreas Boyacá y Junín, presenta al terciario descansando discordantemente por encima de espesas secuencias de sedimentos cretácicos y paleozoicos que se han depositado en profundas depresiones estructurales. Únicamente al sur de estas dos áreas, cerca del río Orinoco, el terciario suprayace discordantemente al basamento. En esta provincia el fallamiento a nivel del basamento a veces no se refleja en las secuencias terciarias.

Dentro de los logros alcanzados con la campaña exploratoria, cabe mencionar el hecho de haberse encontrado algunas acumulaciones de gas seco, la evaluación regional permitió definir un primer desarrollo. Las acumulaciones, atendiendo a su dimensión y continuidad regional, se agrupan en dos categorías, que son: acumulaciones de primer orden y acumulaciones de segundo orden. De acuerdo al control de los pozos perforados, las acumulaciones de primer orden ocupan una superficie mayor a 22.000 km², aproximadamente el 40% del área total de la Faja, mientras que en un área de aproximadamente 3.000 km² se encuentran agrupadas las acumulaciones de segundo orden.

Las acumulaciones de primer orden ocurren en grandes recipientes arenosos de origen fluvio - deltaico en la base de Oficina/Chaguaramas, cuyo mecanismo de entrapamiento es básicamente estratigráfico. En general estas acumulaciones tienen buena continuidad interna, el intervalo arenoso tiene un aspecto masivo y según los modelos sedimentológicos los cuerpos de arenas en su mayor parte están interconectados, siendo prácticamente imposible por ahora la identificación de yacimientos individuales.

Las acumulaciones de primer orden se denominan, de este a oeste: Carabobo, Ayacucho-Pao, Junín-San Diego y Boyacá. Las dos primeras están separadas por el Alto Hamaca mientras que las de Ayacucho-Pao y Junín-San Diego por el Alto Hato Viejo. Más al oeste, la acumulación de Junín se extiende hacia el Estado Guárico y pasa gradualmente a convertirse sin separación en la compleja acumulación de Boyacá.

Las acumulaciones de segundo orden están ubicadas principalmente hacia el norte de las acumulaciones de primer orden donde las arenas disminuyen de espesor y gradualmente predomina la lutita. La distribución de fluidos es más compleja, se observan frecuentes contactos de agua-petróleo y algunas arenas acuíferas.

Este cambio estratigráfico de las arenas basales de la Formación Oficina hacia el norte, combinado con sistemas de fallas este-oeste y otras transversales, da lugar a un complejo de múltiples acumulaciones superpuestas cuyo mecanismo de entrapamiento es básicamente estructural, aunque no deja de ser notable el efecto de la lenticularidad de las arenas.

En la mayoría de los casos un contacto de agua-petróleo limita las acumulaciones hacia el norte. Debido a la intercalación de abundante lutita en la sección es igualmente fácil definir vertical y lateralmente los límites de cada arena, siendo posible la identificación de yacimientos separados, lo cual constituye una de las diferencias más importantes con las acumulaciones de primer orden.

2.8.1 Área Junín

El Área Junín se encuentra localizada dentro del flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela. Estratigráficamente está constituida por rocas de edades comprendidas entre el Paleozoico y el Cenozoico que suprayacen el Precámbrico ígneo - metamórfico del complejo Escudo de Guayana (De Rojas, 1987).

Las principales acumulaciones de hidrocarburos están en las arenas basales de la Formación Oficina (terciario) con algunas acumulaciones menores en las arenas subyacentes del Grupo Temblador (Cretácico). Un rasgo característico de la

Formación Oficina son los “onlaps” formados por las arenas basales contra las rocas del sur más viejas (De Rojas, 1987).

Las arenas productoras de la Formación Oficina fueron depositadas dentro de un complejo fluvio-costero con desarrollos deltaico. Estas arenas fluvio - deltaicas son poco consolidadas, la calidad de los reservorios no fueron afectados por los cambios diagenéticos ocurridos (De Rojas, 1987).

Estructuralmente Según De Rojas (1987) en el nivel de la Formación Oficina y el Grupo Temblador, el flanco presenta un buzamiento entre 0.5° a 3° hacia el noreste, formando un monoclinal cortado por un sistema de fallas normales con arreglo en echelon. Las fallas, principalmente están orientadas de norte a sur y con buzamiento noroeste y poseen un desplazamiento vertical menor a 61 metros. El fallamiento es más intenso hacia el norte del área, aunque el principal mecanismo de entrapamiento es estratigráfico, también las acumulaciones están influenciados localmente por las fallas.

El petróleo localizado en las arenas de la Formación Oficina son aromáticos, las características del petróleo indican que son producto de intensas biodegradaciones por microorganismos en el reservorio. Hacia el norte probablemente el petróleo se originó en el Cretácico o en un miembro lutítico equivalente de la Formación Oficina (De Rojas, 1987).

Según De Rojas (1987) basado en resultados exploratorios, se seleccionó el área de San Diego localizado en el estado Anzoátegui, para su futuro desarrollo, sin embargo, al oeste de San Diego, en el estado Guárico, existe una zona similar a la anterior, con alta densidad, pero con baja temperatura y presencia de agua lo que reduce la productividad de la zona. (Vega y De Rojas, 1987).

El área al norte, Junín norte, tiene un rango menor de densidades, pero presenta múltiples contactos agua – petróleo y las arenas productivas son de muy poco espesor (Vega y De Rojas, 1987).

La zona sur de Junín tiene una pobre productividad debido a la alta densidad del petróleo, y baja temperatura en el yacimiento causado por la poca profundidad a la que se encuentra. (Vega y De Rojas, 1987).

CAPITULO III

MARCO TEÓRICO

Todos los tipos de registros de velocidad, como por ejemplo los registros sísmicos y los tiros de verificación sísmica, indican que la velocidad a profundidades someras en arenas no consolidadas es menor que las velocidades de las lutitas, mientras que las velocidades en arenas de mayor edad en secuencias de rocas más consolidadas son mayores a las velocidades de las lutitas a la misma profundidad (Neidell y Berry, 1989).

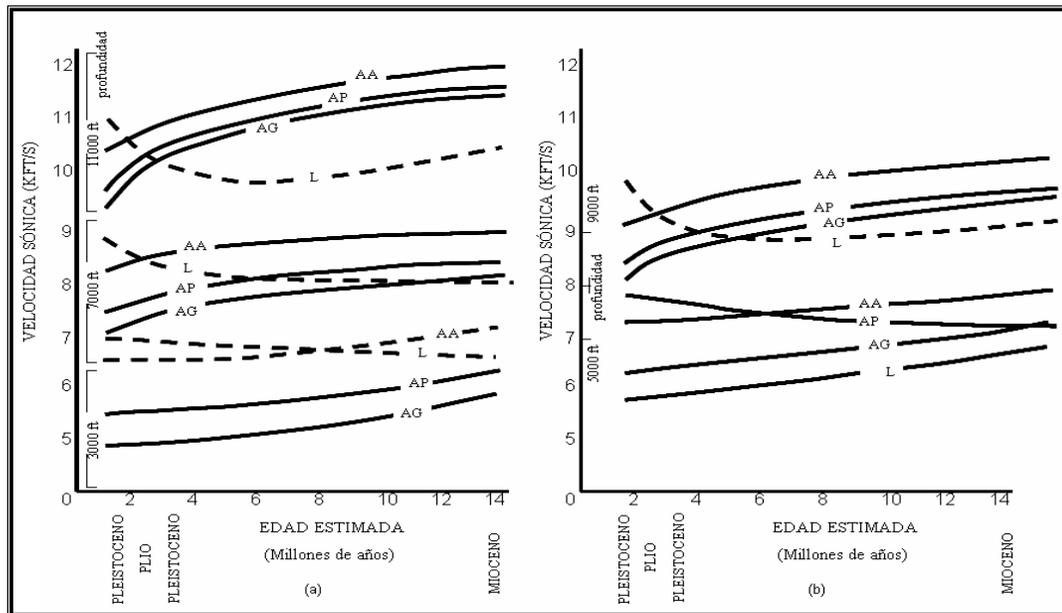


Gráfico 12: Velocidad promedio a profundidad constante relacionada a edades geológicas. L es lutita, AA es arenas saturadas de agua, AP es arenas saturadas con petróleo, AG es arenas saturadas con gas. (a) Profundidades 3000, 7000 y 11000 ft. (b) Profundidades 5000 y 9000 ft. (Modificado de Neidell y Berry, 1989).

Debido a que las arenas no compactadas de baja velocidad se convierten a mayor profundidad en el miembro de mayor velocidad dentro de la secuencia de arenas y lutitas, las velocidades de las arenas y las lutitas deben igualarse o solaparse en alguna edad o profundidad dentro de la secuencia, tal como lo muestra el gráfico 12.

El usar consistentemente un tipo de velocidad mostrará que este solapamiento ocurrirá a la misma profundidad y edad de la roca, dentro de toda la secuencia geológica. Si todas las rocas son lo suficientemente viejas y compactas, este solapamiento de las velocidades de las arenas y lutitas puede ser no observable, y si se observa, debe estar muy cercano a la superficie (Neidell y Berry, 1989).

Teniendo en cuenta este comportamiento general de las velocidades en las arenas y lutitas, y el desconocimiento de la relación de las velocidades en la secuencia de arenas y lutitas en la Faja Petrolífera del Orinoco, se propone una metodología que busca caracterizar la respuesta petro-acústica de los yacimientos. A continuación se presenta el fundamento teórico que sustenta la metodología aplicada en este trabajo.

3.1 Sustitución de fluidos y la ecuación de Gassmann

La sustitución de fluidos es una valiosa herramienta que modela las propiedades elásticas de las rocas y de los fluidos contenidos en ésta, con el propósito de explicar como dichas propiedades condicionan las amplitudes en la respuesta sísmica.

El modelado de los efectos de la composición mineral de la roca, su porosidad y los fluidos saturantes en las velocidades sísmicas, está generalmente basado en una combinación de relaciones empíricas y formulaciones teóricas. Los desarrollos empíricos tratan de establecer relaciones entre la porosidad, las velocidades de los fluidos y las velocidades de la matriz de la roca, y generalmente involucra análisis de núcleos o de análisis de registros. Sin embargo, no están basadas en principios físicos y generalmente no trabajan bien en una sustitución de fluidos. El desarrollo teórico más comúnmente usado para la sustitución de fluidos emplea la teoría de Gassmann de bajas frecuencias (Smith et al., 2003).

La ecuación de Gassmann relaciona el módulo volumétrico saturado de la roca a la porosidad, el módulo volumétrico de la roca porosa, el módulo volumétrico

de la matriz de roca, y el módulo volumétrico del fluido que rellena los poros de la roca:

$$K_{sat} = K_{dry} + \frac{\left(1 - \frac{K_{dry}}{K_o}\right)^2}{\frac{\phi}{K_{ft}} + \frac{(1-\phi)}{K_o} - \frac{K_{dry}}{K_o^2}} \quad (1)$$

Donde K_{sat} : el módulo volumétrico saturado (fluido de poro no drenado), K_o : el módulo volumétrico de la matriz de roca, K_{ft} : el módulo volumétrico del fluido del poro, k_{dry} : el módulo volumétrico de la roca porosa, (drenada de cualquier fluido), y Φ : porosidad.

La aplicación de esta ecuación es un proceso de dos partes, en el cual primero se determina el módulo volumétrico de la roca porosa (el módulo volumétrico de la roca drenada sin su fluido original, también llamado módulo volumétrico “seco”), y después se calcula el módulo de la roca saturada con el tipo de fluido deseado (Smith et al., 2003).

3.1.1 Asunciones para el modelo

Las asunciones básicas para la ecuación Gassmann según Wang (2001) son:

1. La roca (tanto la matriz como el borde de la roca) es macroscópicamente homogénea.
2. Todos los poros están interconectados o en comunicación.
3. Todos los poros están llenos con el mismo fluido (gas, petróleo, agua o la mezcla de ellos).
4. El sistema roca fluido en estudio es cerrado (sin drenajes).
5. Los fluidos de los poros no tienen interacción con la parte sólida de la roca, evitando el ablandamiento o endurecimiento de la parte sólida.

La asunción (1) es común para muchas teorías de propagación de onda en medios porosos. Esto asegura que la longitud de onda sea grande comparada al tamaño del poro y del grano. Para la mayor parte de las rocas, las ondas sísmicas con rango de frecuencias similares a frecuencias de laboratorio encuentran esta asunción.

La asunción (2) implica que la porosidad y la permeabilidad son altas y no hay ningún poro aislado o mal conectado en la roca. El objetivo de esta suposición es el de asegurar el total equilibrio del flujo de fluido de poro, inducido por la onda que pasa, dentro del plazo de tiempo de medio período de onda. La interconectividad de poro está por lo tanto, relacionada con la longitud de onda o la frecuencia. Para la ecuación de Gassmann, que asume una longitud de onda infinita (la frecuencia de onda cero), la mayoría de las rocas pueden encontrar esta suposición sin importar cuan mal están interconectados los poros. Para ondas sísmicas, sin embargo, sólo en las arenas no consolidadas se puede encontrar esta suposición, debido a la alta porosidad y la permeabilidad de la arena. Para ondas de alta frecuencia como aquellas usadas en los registros de pozo y en el laboratorio, la mayor parte de rocas no pueden cumplir esta suposición. Por consiguiente, los registros o velocidades medidas en laboratorio son a menudo más altas que aquellos calculados con la ecuación de Gassmann.

La asunción (3) implica que la viscosidad del fluido saturante es cero. El objetivo de esta suposición es otra vez asegurar el total equilibrio del flujo de fluido de poro. Esta suposición está también relacionada con la longitud de onda y la frecuencia. Si la frecuencia de onda es cero, un fluido con cualquier viscosidad va a equilibrarse dentro del plazo de tiempo correspondiente a medio período de longitud onda (el tiempo infinito). Si la viscosidad es cero, el fluido de poro podrá fácilmente equilibrarse. En realidad, debido a que todos los fluidos tienen viscosidad finita y todas las ondas tienen longitudes de onda finitas, la mayor parte de los cálculos que usan la ecuación de Gassmann violarán esta suposición. Sin embargo, es la mejor aproximación conocida hasta ahora.

La asunción (2 y 3) son los puntos claves, y constituye la esencia de la ecuación de Gassmann. Ellos implican que la frecuencia de onda es cero. Esto es

quizás la razón por lo cual la velocidad o el módulo volumétrico medidos en laboratorio o en registros son por lo general más altos, que aquellos calculados con la ecuación de Gassmann. En frecuencias finitas, el movimiento relativo entre la matriz sólida y el fluido de poro ocurrirá, de modo que las ondas serán dispersivas. El movimiento relativo entre el fluido de poro y la matriz de roca es causado por la longitud de onda finita y el alto contraste de los módulos volumétrico y de cizalla entre el fluido y la matriz de roca.

La asunción (4) significa que para una muestra de roca de laboratorio, el sistema roca - fluido está sellado en las fronteras de la roca, de modo que ningún fluido pueda fluir en o de la superficie de la roca. Para un volumen V de roca, que es la parte de un volumen V_0 mucho más grande (como una formación en un reservorio), la V del sistema debe ser localizada dentro de V_0 a tal distancia de la superficie de V_0 , que las variaciones de tensión generadas por la onda que pasa no causan ningún flujo apreciable por la superficie de V . Esta es la clave en el cálculo del efecto de cambio de fluido de poro sobre propiedades sísmicas con la ecuación de Gassmann, porque si el sistema está abierto, los cambios de propiedades sísmicas debido a cambios de fluido de poro sólo serán relacionados con el cambio de densidad fluido.

La asunción (5) elimina cualquier efecto de interacciones químicas/físicas entre la matriz de roca y el fluido de poro. En realidad, el fluido de poro inevitablemente interactuará con la matriz sólida de la roca para cambiar la energía superficial. Cuando una roca está saturada por un fluido, el fluido puede ablandar o endurecer la matriz. Por ejemplo, cuando granos de arena flojos son mezclados con un petróleo pesado, la mezcla tendrá más altos los módulos volumétrico y de cizalla. Cuando una arenisca arcillosa está saturada con agua dulce, la matriz de la roca a menudo es ablandada debido el efecto de expansión que ocurre en la arcilla. Un caso extremo es que un lodo seco (la mezcla de agua de arcilla) tiene módulos elásticos más altos que la arcilla saturada por agua. Esto se debe a que la lutita en el laboratorio nunca se seca completamente, enfatizando así, que el módulo volumétrico "seco" del

borde o marco limítrofe de la roca de entrada para la ecuación de Gassmann debería ser obtenida en condiciones irreducibles de saturación fluidos.

La ecuación de Gassmann requiere de varios parámetros de entrada para calcular el efecto del fluido en las velocidades sísmicas. El módulo volumétrico y de cizalla del borde o marco limítrofe seco, la porosidad, la densidad del grano y el módulo volumétrico del fluido (incomprensibilidad) son generalmente medidos en laboratorio. Si los datos de laboratorio no están disponibles, estos parámetros pueden ser estimados por registros de pozos o por relaciones empíricas. Por ejemplo, la porosidad puede ser obtenida desde el registro sísmico o el neutrón, los módulos de borde o del marco limítrofe seco puede ser estimado usando las ecuaciones de Gassmann, si los otros parámetros de entrada son conocidos o derivados desde los registros acústicos. Tal información puede obtenerse desde una sección del mismo pozo saturada de gas, petróleo y agua, siempre que se asuma que la litología no varía. Sin embargo, los parámetros derivados de los registros usualmente tienen algunas inexactitudes, ya que éstos son medidas indirectas y afectadas por las condiciones del hoyo, saturación y variaciones litológicas.

3.2 Propiedades de la roca

La ecuación de Gassmann relaciona el módulo volumétrico de la roca K_{sat} a las propiedades de su marco poroso y las propiedades del fluido ocupante del espacio poroso [ver ecuación (1)]. El módulo volumétrico o incomprensibilidad de una roca isotrópica se define como la relación entre la tensión hidrostática y la deformación volumétrica. Se puede relacionar el módulo volumétrico de la roca (K_{sat}) a su velocidad compresional, velocidad de cizalla y su densidad volumétrica por medio de la siguiente relación:

$$K_{SAT} = \rho_B \left(V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right) \quad (2)$$

donde ρ_B es la densidad volumétrica de la roca, V_p es la velocidad compresional y V_s es la velocidad de cizallamiento. Si la velocidad y la densidad utilizadas para calcular K_{sat} provienen de un registro de pozo, el resultado será el módulo volumétrico de la roca saturada con el fluido original en los poros. Si la velocidad se calcula en núcleos bajo parámetros controlados de humedad y secado, el módulo calculado representará el módulo volumétrico seco del marco límite de la roca porosa, K_{dry} (Smith et al., 2003).

El módulo de cizalla (G), se define como la relación entre el esfuerzo de cizalla y la deformación de cizallamiento y está dado por la siguiente ecuación:

$$G = \rho_B V_s^2 \quad (3)$$

Este módulo frecuentemente se encuentra también representado con el símbolo μ . Si las velocidades están en unidades dimensionales de kilómetros por segundos y las densidades en gramos por centímetros cúbicos, los módulos K y G resultantes tendrán unidades dimensionales de gigapascales (Gpa). Es importante reconocer que el módulo volumétrico de una roca saturada es sensible a la composición del fluido que ocupa el espacio poroso, mientras que el módulo de cizalla no lo es, por lo tanto, el módulo de cizallamiento de la roca drenada será igual que el módulo de cizallamiento de la roca saturada ($G_{dry} = G_{wet}$). Por esta razón, el módulo de cizalla no varía durante el proceso de sustitución de fluidos (Smith et al., 2003).

Una cuarta ecuación es también necesaria para modelar la sustitución de fluidos. Esta ecuación describe la relación entre la densidad del fluido (ρ_f), porosidad (ϕ), densidad de la matriz de la roca (ρ_g) y la densidad volumétrica de la roca (ρ_B):

$$\rho_B = \rho_g (1 - \phi) + \rho_f \phi \quad (4).$$

Antes de pasar a la sustitución de fluidos es necesario determinar la porosidad de la roca, las propiedades del fluido que ocupa el espacio poroso, el módulo volumétrico de la matriz de roca y el módulo volumétrico del marco límite de la roca porosa. Estos 4 parámetros pueden definirse o inferirse por medio de medidas de laboratorio o del análisis de los registros de pozos.

3.2.1 Porosidad

Rutinariamente se calcula o se determina de los análisis de núcleos o del análisis de los registros de pozos reescribiendo la ecuación (4). Como las herramientas de pozo no calculan directamente la porosidad o la densidad volumétrica es necesaria la calibración entre la porosidad derivada de la herramienta de pozo y la mostrada por los núcleos, lo que puede alterar los resultados de la sustitución de fluidos, sobre todo cuando hay invasión del fluido de perforación (Smith et al., 2003).

3.2.2 Propiedades de los fluidos

Antes de modelar la sustitución de fluidos es necesario conocer previamente los módulos volumétricos y las densidades del fluido ocupante del espacio poroso en su condición original, así como de aquellos nuevos fluidos que se quieren modelar.

Existen tres maneras que comúnmente son utilizadas para determinar estos parámetros: (1) las propiedades son medidas directamente por recuperación de fluidos del reservorio (a temperatura y presión original del reservorio), (2) las propiedades son calculadas por medio de ecuaciones de estado o (3) se calculan las propiedades de manera empírica (Batzle y Wang, 1992). Se hace notar que el típico análisis de laboratorio de fluidos de reservorio produce propiedades isotérmicas, mientras que la propagación de ondas envuelve las propiedades adiabáticas. Generalmente, las diferencias entre estas dos son pequeñas a no ser que el fluido posea una alta relación gas - petróleo (GOR) (Smith et al., 2003).

Debido a que normalmente dos o más fases de fluidos están ocupando el mismo espacio poroso en una roca reservorio, se debe calcular un módulo volumétrico y una densidad para un fluido de manera individual y luego los de la mezcla de fluidos, según las reglas físicas. La ecuación de Gassmann asume que todo el espacio poroso de la roca está conectado y además que la presión de los poros está equilibrada a través de la roca. Así, la asunción de un fluido homogéneo, uniformemente distribuido por todo el espacio poroso, permite el cálculo del módulo volumétrico de la mezcla de fluidos por medio de la deformación uniforme, o del método de Reuss:

$$K_{fl} = \left[\sum_{i=1}^n \frac{S_i}{k_i} \right]^{-1} \quad (5)$$

Donde K_{fl} es el módulo volumétrico de la mezcla de fluidos, K_i es el módulo volumétrico de la fase individual, y S_i es su saturación. Para un sistema simple de dos componentes, agua – petróleo la ecuación toma la forma:

$$K_{fl} = \left[\frac{S_w}{k_w} + \frac{(1-S_w)}{k_{hc}} \right]^{-1} \quad (6)$$

Donde S_w es la saturación de agua, k_w es el módulo volumétrico del agua, y k_{hc} es el módulo volumétrico del hidrocarburo. Para la densidad del fluido, se utiliza una simple mezcla volumétrica de sus componentes para calcular la densidad de la mezcla de fluidos:

$$\rho_{fl} = \sum_{i=1}^n S_i \rho_i \quad (7)$$

Donde S_i es la saturación por componente individual, y ρ_i es la densidad por componente individual. Para el mismo sistema simple de dos componentes agua-petróleo la ecuación toma la forma:

$$\rho_{fl} = S_w \rho_w + (1-S_w) \rho_{hc} \quad (8)$$

Donde ρ_w es la densidad del agua y ρ_{hc} es la densidad del hidrocarburo (Smith et al., 2003).

3.2.3 Propiedades de la Matriz

Para calcular el módulo volumétrico de la matriz mineral se debe disponer de información sobre la composición de la roca. Si se dispone de muestras de núcleos, la composición mineral se determina utilizando las técnicas convencionales de laboratorio. En ausencia de muestras, la litología puede aproximarse por registros simples de pozos como el volumen de arcilla y se asume que los dos componentes totales minerales son cuarzo y arcilla. Una vez determinada la composición de la roca, K_0 se calcula mediante la aplicación del promedio de Voigt–Reuss–Hill (VRH) para los constituyentes minerales de la matriz. Esto no es más que el promedio del valor armónico (Voigt) y del valor aritmético (Reuss) de los constituyentes minerales. Para una roca que conste de dos minerales, esto se expresa de la siguiente manera:

$$K_{Reuss} = \left[\frac{F_1}{K_1} + \frac{F_2}{K_2} \right]^{-1} \quad (9)$$

$$K_{Voigt} = [F_1 K_1 + F_2 K_2] \quad (10)$$

$$K_{vrh} = \frac{1}{2} [K_{Voigt} + K_{Reuss}] \quad (11)$$

Donde F_1 y F_2 son las fracciones volumétricas de cada componente mineral y K_1 y K_2 son los módulos volumétricos de cada componente (Smith et al., 2003).

3.2.4 Propiedades de Borde

Para aplicar la ecuación de Gassmann es necesario conocer previamente el módulo volumétrico de los límites de la roca porosa, K_{dry} . Esto es el módulo volumétrico de la roca sin ningún fluido en su espacio poroso. Una vez determinado, K_{dry} es constante durante todo el proceso de la sustitución de fluidos. Hay que resaltar

que el módulo de cizallamiento es también una propiedad de este límite de la roca y por eso permanece constante durante todo el proceso.

K_{dry} puede determinarse por medio de (1) las mediciones en núcleos de velocidades en condiciones controladas de humedad – secado, (2) de la aplicación de relaciones empíricas o (3) del cálculo directo del registro de pozo. Cuando se trabaja con núcleos es importante señalar que las velocidades tomadas de muestras completamente secas serán muy altas. Cuando se trabaja con registros de pozos, un método común para determinar K_{dry} es reescribir la ecuación (1) de la siguiente manera:

$$K_{dry} = \frac{K_{sat} \left(\frac{\phi K_o}{K_{fl}} + 1 - \phi \right) - K_o}{\frac{\phi K_o}{K_{fl}} + \frac{K_{sat}}{K_o} - 1 - \phi} \quad (12)$$

Así, el módulo volumétrico de la roca saturada (K_{sat}) para las condiciones originales es calculado primero usando la ecuación (2), y los otros términos (K_{fl} , K_o y ϕ) son calculados usando el proceso arriba descrito. Para los propósitos del cálculo de K_{dry} , k_{fl} es el módulo volumétrico del fluido que ocupa el espacio poroso, a condiciones de reservorio. Nótese que el valor de K_{dry} depende en parte, de la porosidad de la roca (Smith et al., 2003).

3.2.5 Cálculo de velocidades

Asumiendo que se ha calculado la porosidad (ϕ) a lo largo de la matriz y las propiedades de borde de la roca (K_o , K_{dry} y G), se utiliza la ecuación (1) para calcular el nuevo módulo volumétrico de la roca saturada con cualquier fluido deseado. Luego, pueden usarse las ecuaciones (4) y (7) para calcular la nueva densidad volumétrica de la roca (Smith et al., 2003). Una vez calculado esto, se puede reescribir la ecuación (2) y calcular V_p :

$$V_p = \sqrt{\frac{K_{sat} + \frac{4}{3}G}{\rho_B}} \quad (13)$$

De igual manera puede reescribirse la ecuación (3) y usar la nueva densidad volumétrica para el cálculo de la velocidad de corte:

$$V_s = \sqrt{\frac{G}{\rho_B}} \quad (14)$$

3.3 Registros de pozos

Son registros de medidas de una o varias propiedades físicas en función de la profundidad, tomados en un pozo. Existen diferentes tipos de registros, entre los cuales se pueden encontrar los registros eléctricos (SP, resistividad, etc.), los registros acústicos (Sónicos, 3D, etc.), los registros de núcleos (radioactividad natural, neutrón, etc.), y otros adicionales que ofrecen información variada acerca de las dimensiones del pozo y temperatura. A continuación se detallan los registros de interés, utilizando el diccionario enciclopédico de aplicaciones geofísicas de Robert Sheriff (2002).

- El registro de rayos gamma (GR) esta vinculado a la radioactividad natural en los sedimentos, el registro principalmente refleja el contenido de lutitas debido a que esta roca contiene isótopos radioactivos, siendo el más común el potasio.
- El registro de densidad provee información sobre la densidad de la formación. La herramienta registradora consiste de una fuente de rayos gamma y un detector tan aislado que registra la emisión de rayos gamma por parte de la formación. Esta radiación secundaria depende de la densidad de electrones, la cual es directamente proporcional a la densidad del volumen.
- El registro sísmico suministra del tiempo de tránsito de ondas sísmicas por unidad de distancia, usualmente medidas en microsegundos por pies, lo que es

recíproco a la velocidad de onda P. Este registro es utilizado para la determinación de la porosidad por medio de la ecuación del tiempo average o promedio (Kleyn, 1983).

- Una de las propiedades físicas más importantes que se pueden medir en las rocas perforadas es la resistividad. El registro muestra una curva SP y una combinación de curvas de resistividad, que reciben el nombre de normal o lateral según la configuración de los electrodos. Su funcionamiento básico consiste en enviar corrientes a la formación, usando dos electrodos y midiendo los potenciales eléctricos entre otros dos electrodos. La medida de este potencial permite determinar las resistividades en Ohm.metro, representándolas en escala lineal y logarítmica. Para que la corriente fluya entre los electrodos es necesario que el lodo sea conductivo, por lo tanto debe ser en base agua. En términos generales, a mayor espaciamiento de los electrodos de emisión, mayor profundidad de investigación dentro de la formación. En la práctica, la resistividad medida por cada dispositivo, es afectada por las resistividades de los medios que rodean a la herramienta, es decir, el lodo en el pozo, la zona invadida y las capas adyacentes.

3.4 Amplitud en función de la distancia fuente-receptor (AVO)

Los atributos basados en amplitudes sísmicas, como: impedancia acústica, atributos elásticos, amplitud en función de la distancia fuente-receptor (más conocida como AVO por sus siglas en inglés "Amplitud Versus Offset"), son utilizados frecuentemente en caracterización de yacimientos, específicamente en la estimación de propiedades, y en la discriminación de litologías y contenido de fluidos. El estudio de la variación de la amplitud de la onda P con el ángulo de incidencia se ha convertido en uno de los pocos indicadores directos de hidrocarburos (Ostander, 1984).

La detección directa de hidrocarburos mediante este atributo se basa en la aplicación de los principios generales de la sísmica de reflexión. En efecto, la

solución del problema de transmisión y reflexión de una onda sísmica en el contacto entre dos medios, con propiedades elásticas diferentes (V_p , V_s y densidad), indica la dependencia de la amplitud de las ondas reflejadas, no sólo de los parámetros elásticos de los medios en contacto, sino también del ángulo de incidencia. Zoeppritz (1919) fue el primero en publicar la solución de este problema, sin embargo, en la actualidad para el cálculo de los atributos AVO no se hace uso de su solución exacta, ya que es sumamente complicada.

A menudo se hace uso de aproximaciones propuestas por diversos autores. Entre éstas se encuentran Bortfeld (1961), Aki and Richards (1980), Shuey (1985) y Hilterman (1989). La aproximación de dos términos publicada por Shuey de las ecuaciones Zoeppritz es probablemente la más comúnmente usada, y en este estudio implementada. Esta aproximación es válida hasta un ángulo de incidencia de 35° .

Considerando la incidencia de la onda P sobre una interfase con propiedades (V_{p1} , V_{s1} , ρ_1 , V_{p2} , V_{s2} , ρ_2) la ecuación de Shuey está dada como:

$$R(\theta_{inc}) \approx A + B \text{sen}^2 \hat{\theta} \quad (15)$$

Donde,

$$\hat{\theta} = \frac{(\theta_{inc} + \theta_{tp})}{2}$$

Es el promedio del ángulo de incidencia y el ángulo de transmisión de la onda P, y donde

$$A = \frac{1}{2} \left(\frac{\hat{v}_p}{\dot{v}_p} + \frac{\hat{\rho}}{\dot{\rho}} \right) \quad (16)$$

$$B = \frac{1}{2} \frac{\hat{v}_p}{\dot{v}_p} - 2 \frac{\hat{v}_s}{\dot{v}_s} \left(2 \frac{\hat{v}_s}{\dot{v}_s} + \frac{\hat{\rho}}{\dot{\rho}} \right) \quad (17)$$

Donde,

$$\hat{v}_p = v_{p2} - v_{p1} \qquad v_p^\bullet = \frac{(v_{p2} + v_{p1})}{2}$$

$$\hat{v}_s = v_{s2} - v_{s1} \qquad v_s^\bullet = \frac{(v_{s2} + v_{s1})}{2}$$

$$\hat{\rho} = \rho_2 - \rho_1 \qquad \rho^\bullet = \frac{(\rho_2 + \rho_1)}{2}$$

Las anomalías AVO correspondientes a hidrocarburos pueden mostrar incremento o decrecimiento de la amplitud versus offset. Con la finalidad de facilitar la interpretación AVO en el gráfico cruzado del plano intercepto (A) y gradiente (B) se realizan ciertas asunciones geológicas, tales como, que las arenas saturadas de agua salada y las lutitas siguen una alineación bien definida llamada “tendencia de fondo” en el plano A-B, mientras que las arenas saturadas con hidrocarburos o litologías con anomalías en sus propiedades elásticas, tienden a alejarse de dicha “tendencia de fondo” (gráfico 13).

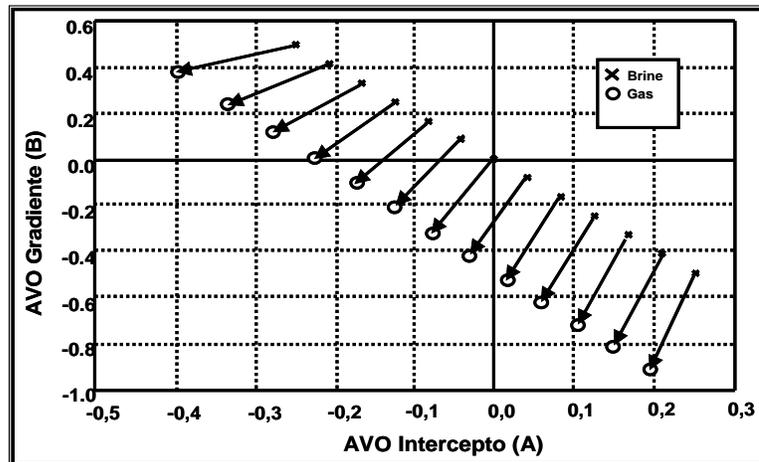


Gráfico 13: Tendencia de fondo y anomalías AVO (Tomado y modificado de Castagna, Swan y Foster 1998).

Sin embargo, en contraste con las asunciones comunes, de que la amplitud de las arenas con gas aumenta con el offset, o que el coeficiente de reflexión se hace más negativo con el aumento del offset, las arenas con gas pueden mostrar una variedad

de comportamientos AVO. Por lo que Castagna (1998) propone que la clasificación de respuestas AVO esté basada en la posición de la reflexión de interés sobre el gráfico intercepto (A) contra gradiente (B). Primero debe ser definida la tendencia de fondo, esto puede hacerse con los datos sísmicos si son correctamente calibrados, las reflexiones en el tope de las arenas con gas se tornarán debajo de la línea de tendencia de fondo y las reflexiones inferiores de la arena con gas, deberían tomar posición por encima de la línea de tendencia de fondo. Por tanto, se puede clasificar la respuesta de arenas con gas según la posición en el plano "A -B " del tope de las reflexiones de las arenas con gas.

Estos comportamientos están clasificados por clases basada en la posición sobre el plano A-B, o más bien que sobre el coeficiente de reflexión normal incidente. En el gráfico 14 se observan como se ubican estas clases respecto al plano A-B.

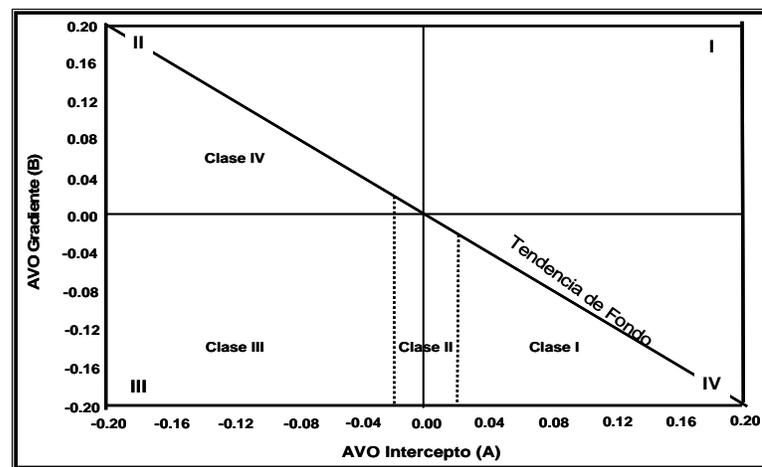


Gráfico 14: Plano gradiente-intercepto muestra la tendencia de fondo y los cuatro cuadrantes (Tomado y modificado de Castagna, Swan y Foster 1998).

Las arenas con gas clase I tiene un coeficiente de reflexión de incidencia normal positivo, y la disminución en la magnitud de amplitud con el aumento rápido del offset con respecto a la tendencia de fondo. Las arenas clase II tiene un pequeño coeficiente de incidencia normal (menos de 0.02 en la magnitud), pero alcanza una magnitud de amplitud mayor que la tendencia de fondo siendo mayor al offset. Las arenas clase III poseen un coeficiente de reflexión de incidencia normal negativo

fuerte, que se hace aún más negativo con el aumento del offset. Las arenas clase IV también tiene un coeficiente de reflexión de incidencia normal negativo, pero una disminución en la magnitud de la amplitud con el offset.

Finalmente, el gráfico cruzado A-B es útil para interpretar anomalías AVO en términos de roca y propiedades de fluido de poro. También puede ser provechoso en la evaluación de las condiciones en las cuales el análisis AVO significativamente puede ser aplicado a problemas de exploración.

3.5 Simulación de Monte Carlo

Bajo el nombre de Método Monte Carlo o Simulación Monte Carlo se agrupan una serie de procedimientos que, analizan distribuciones de variables aleatorias, usando simulación de números aleatorios y probabilidades estadísticas para la investigación de diversos problemas, ya sean físicos o matemáticos. Así, este método puede ser definido como una técnica estocástica o determinística.

Generalmente en estadística los modelos aleatorios se usan para simular fenómenos que poseen algún componente aleatorio, en particular la reproducción de fenómenos naturales necesita de estos números aleatorios.

El método de Monte Carlo necesita como requisito que el sistema sea descrito por funciones de densidad de probabilidad (PDF), esta función es un concepto fundamental de estadística que permite conocer cómo se distribuyen las probabilidades de un evento en relación al resultado del evento, de manera informal, un PDF puede ser visto como una versión suavizada de un histograma (modificado de Weitzel, 2006).

A modo general, la simulación de Monte Carlo se resume en la utilización de un generador de números aleatorios entre 0 y 1, bajo una distribución uniforme y utiliza los parámetros de la función de distribución acumulada (FDA), para transformar estos números con frecuencias correspondientes a la función de densidad de probabilidad (Weitzel, 2006).

3.6 Interpretación Sísmica 3D

Desde el primer levantamiento sísmico 3D hecho por Exxon sobre el campo Friendswood cerca de Houston Texas en 1967, la industria ha sido testigo del rápido incremento del uso de esta aplicación. La sísmica 3D fue desarrollada en un esfuerzo tanto para reducir la incertidumbre en la interpretación como también para reducir el riesgo en la exploración. Este desarrollo es uno de los avances tecnológicos más importantes del área en los últimos 40 años (Dorn, 1998).

Una de las aplicaciones más directas para esta poderosa herramienta es la caracterización de yacimientos. La caracterización de yacimientos es la determinación de las propiedades físicas del reservorio, es decir, porosidad, permeabilidad, contenido y saturación de fluidos entre otras y los cambios que presentan a lo largo de su distribución a lo largo del reservorio, además, permite la delineación del reservorio, definiendo la geometría del reservorio, incluyendo fallas y cambios de facies que pueden limitar la producción (Sheriff, 2002). A continuación se muestran los fundamentos físicos de una interpretación sísmica 3D.

3.6.1 Las reflexiones sísmicas

En la sísmica, el coeficiente de reflexión se define como la relación de las amplitudes de las ondas incidentes y reflejadas. Para un tipo de contraste litológico dado, el coeficiente de reflexión depende del ángulo de incidencia y del tipo de onda incidente y reflejada (Kleyn, 1983). El coeficiente de reflexión puede ser positivo o negativo, donde un valor negativo corresponde a un cambio de fase de 180° del contenido de frecuencias en la reflexión de un frente de ondas incidente.

Las condiciones de borde requieren que durante la reflexión los movimientos de las partículas terrestres justo arriba y debajo de la interfase reflectiva sean idénticos. Esto implica que la suma de los vectores desplazamientos incidente y reflejado deben ser iguales al vector desplazamiento en el medio de transmisión. Cuando no hay inversión de la fase, el frente de la onda reflejada será nuevamente una compresión.

Para explicar esta inversión de polaridad se utilizará el gráfico 15. En este gráfico, la onda mostrada es análoga al desplazamiento de una partícula de la tierra inducido por el paso de una onda compresional. Un vector desplazamiento en la región frontal del frente de ondas cuyos puntos apuntan en la dirección de propagación indicará una compresión, de otra manera el frente de onda será tensional. Del gráfico 15 (a) se tiene que el vector desplazamiento reflejado de magnitud RA_i lleva dirección ascendente, A_i siendo la amplitud de la onda incidente y R el coeficiente de reflexión. Consecuentemente, el valor del vector desplazamiento transmitido es $(1-R)A_i$. El factor $(1-R)$ es el coeficiente de transmisión T . Cuando ocurre una inversión de la fase [ver gráfico 15 (b)] el frente de la onda reflejada se convierte en un movimiento tensional y el vector desplazamiento reflejado será descendente. Su magnitud será ahora $-RA_i$, el cual es positivo desde que R es negativo. El coeficiente de transmisión será $(1-R)$, igual que el caso anterior. Una reflexión acompañada por un cambio de fase se denomina un “golpe suave” y su coeficiente de transmisión es mayor a uno (>1), mientras que cuando ocurre un “golpe fuerte” el coeficiente de transmisión está entre cero (0) y uno (1).

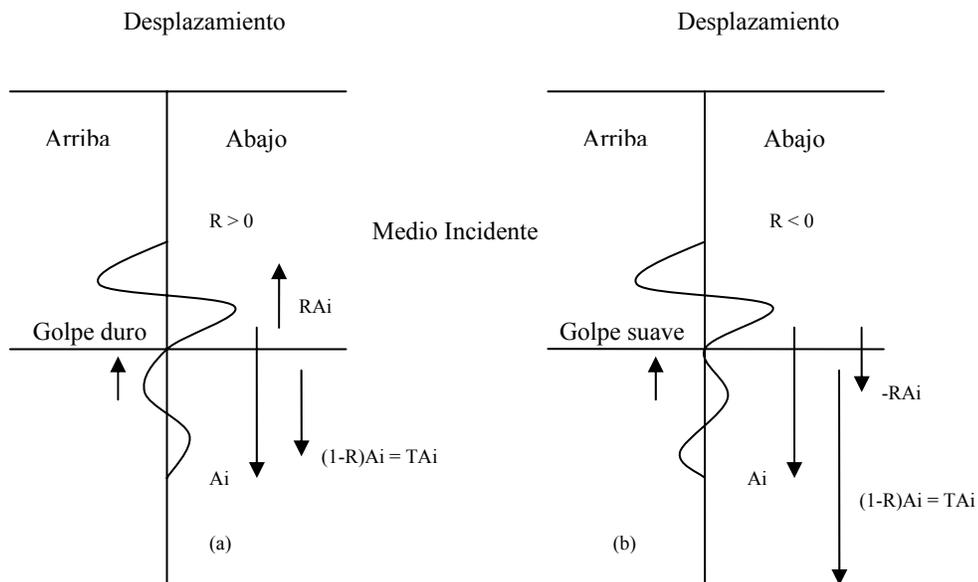


Gráfico 15: Proceso de reflexión para coeficientes positivos y negativos

3.6.2 Resolución sísmica

Según Sheriff (1992), las interfases reflectivas están generalmente espaciadas a una distancia menor que la longitud de onda que viaja a través de éstas y que sus sucesivas reflexiones. De hecho, muchas reflexiones son la composición de interferencias de un número de reflexiones y separar el efecto de las reflexiones de manera individual no es sencillo. La resolución es la habilidad de separar los eventos individuales que se encuentran muy cerca entre sí y limita lo que puede hacerse con los datos sísmicos, especialmente en los estudios de yacimientos (gráfica 16).

La unidad natural de medida para una onda sísmica es la longitud de onda sísmica (λ) la cual está relacionada a la velocidad y a la frecuencia dominante o al período dominante

$$\lambda = V / f = VT \quad (18)$$

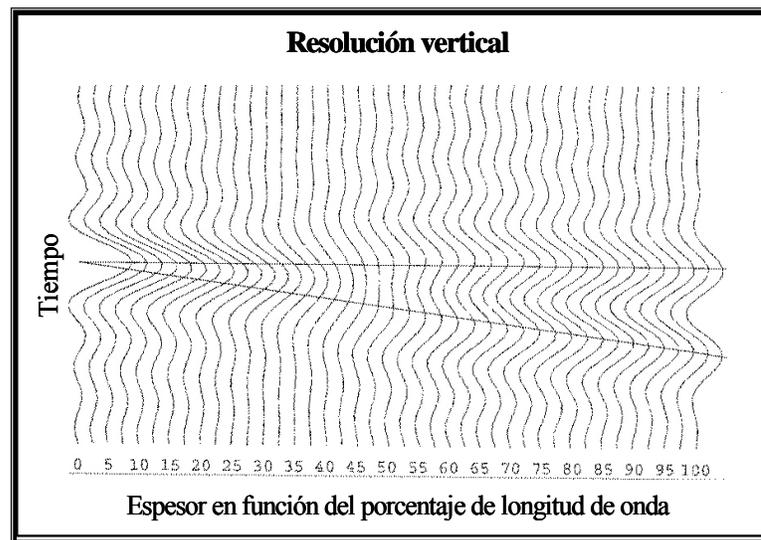


Gráfico 16: el límite resolución vertical ocurre cuando una traza de la reflexión muestra dos picos correspondientes al mismo evento con espesor aproximado de un cuarto de la longitud de la onda (Tomado de Liner 2004).

Para reservorios de hidrocarburos a profundidad somera la velocidad es usualmente pequeña y el rango de la frecuencia dominante es grande, mientras que para reservorios a grandes profundidades, la velocidad es grande y la frecuencia

dominante es pequeña. Muchos reservorios son más pequeños en espesor que la longitud de una onda y suelen ser más delgados que un cuarto de la longitud de onda, lo cual es un valor importante en la interpretación sísmica.

Desde que la subjetividad está envuelta en la especificación del valor mínimo de la longitud de onda necesaria para resolver los eventos, el valor de un cuarto de onda es generalmente usado. La resolución decrece rápidamente con la profundidad porque generalmente la velocidad se incrementa a mayor profundidad, mientras que el contenido de frecuencia disminuye. Así que el valor mínimo de longitud de onda para reflectores profundos es mucho más grande que para los someros, y la habilidad de los métodos sísmicos para resolver a detalles los yacimientos decrece rápidamente con la profundidad.

Obviamente, estos valores mínimos de longitud de onda no son rígidos. La calidad de los datos, cuánto ruido está presente y que tipo de ruido es, si la reflexión de interés es mucho más fuerte que otros eventos causantes de interferencia, la experiencia y el conocimiento del intérprete son factores claros en la determinación de la resolución.

Cuando un reservorio contiene solo dos litologías, por ejemplo arenas y lutitas envueltas en lutitas, y cuando el espesor total es aproximadamente un cuarto de la longitud de onda, la amplitud de la reflexión será proporcional al espesor total del reservorio. Además, las amplitudes no son sensibles a la distribución de la litología, es decir, si la arena es un estrato relativamente grueso o si son varios estratos delgados.

3.6.3 La impedancia acústica, impedancia elástica, el coeficiente de reflexión y la serie de reflectividad

Los atributos sísmicos físicos se definen como los atributos que pueden, tanto ser extraídos de las trazas sísmicas, como calcularse explícitamente con tres parámetros elásticos, como por ejemplo V_p , V_s , ρ , lo que indica que pueden obtenerse a partir de los registros de pozo. Al estudiar la respuesta de los atributos

sísmicos físicos (impedancia acústica (IA) e impedancia elástica (IE)) a partir de los registros de pozo, se tiene una información que va a servir de ayuda para predecir el resultado al extender el estudio a los datos sísmicos. Adicionalmente, permite saber de antemano si el estudio sobre los datos sísmicos va a responder a características de interés de la roca o no, puesto que estos atributos físicos están basados en información directa de la formación (V_p , V_s , ρ).

La impedancia elástica es una función de V_p , V_s , ρ , el ángulo de incidencia, y está dado por:

$$IE(\theta) = V_p^{(1+\tan^2 \theta)} V_s^{(-8K\text{sen}^2 \theta)} \rho^{(1-4K\text{sen}^2 \theta)} \quad (19)$$

Donde, K esta dada por la relación $(V_s/V_p)^2$

Es importante destacar que la IE no es exactamente una propiedad intrínseca del yacimiento, ya que depende del ángulo de incidencia de las ondas sísmicas. Sin embargo, calculándola para un ángulo determinado, es un atributo sísmico muy útil que depende de la velocidad de las ondas S.

La impedancia acústica se define como el producto de la densidad (ρ) por la velocidad (V), las cuales varían a lo largo de los estratos de rocas.

$$IA = \rho V \quad (20)$$

La IA es importante ya que permite determinar los coeficientes de transmisión y reflexión en la interface de dos materiales que poseen dos impedancias acústicas diferentes.

Debido a que no existe una continuidad en los valores de las impedancias de dos medios adyacentes se producen reflexiones de la onda. La intensidad de la fracción de la onda incidente que se refleja, puede ser obtenida a partir de la velocidad de la partícula y las presiones locales que son requeridas, para tener un trayecto continuo a lo largo de la interfaz entre los materiales.

El coeficiente de reflexión (R) se define como la proporción entre la amplitud de la onda reflejada y la onda incidente, es decir, indica cuanta energía es reflejada.

Para ondas con incidencia normal, el coeficiente de reflexión se calcula de la siguiente manera:

$$R = \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1} \quad (21)$$

Donde ρ_1 = densidad del medio 1, V_1 = velocidad del medio 1, ρ_2 = densidad del medio 2, V_2 = velocidad del medio 2.

Los valores típicos de R son aproximadamente -1 si pasamos de agua a aire, significando que casi el 100% de la energía es reflejada y nada es transmitido; 0.5 de agua a roca; y 0.2 de lutita a arena. Para incidencia no normal, es decir, con un ángulo de incidencia diferente de cero, el coeficiente de reflexión definido como la proporción de las amplitudes depende de otros parámetros, como las velocidades de las ondas de cizalla, de igual manera son descritos como función del ángulo de incidencia por las ecuaciones de Zoeppritz.

Debido a la convención de estándar de polaridad de la SEG de 1975, una formación sobre otra de mayor impedancia acústica, produce un coeficiente de reflexión positivo, mientras que una formación sobre otra de menor impedancia acústica genera un coeficiente de reflexión negativo. Por lo tanto, una serie de capas pueden ser representadas por una serie de coeficientes de reflexión en sus bordes. Una onda sísmica generada en superficie se reflejará en las interfases con una amplitud proporcional al coeficiente de reflexión. (Requena, 2000).

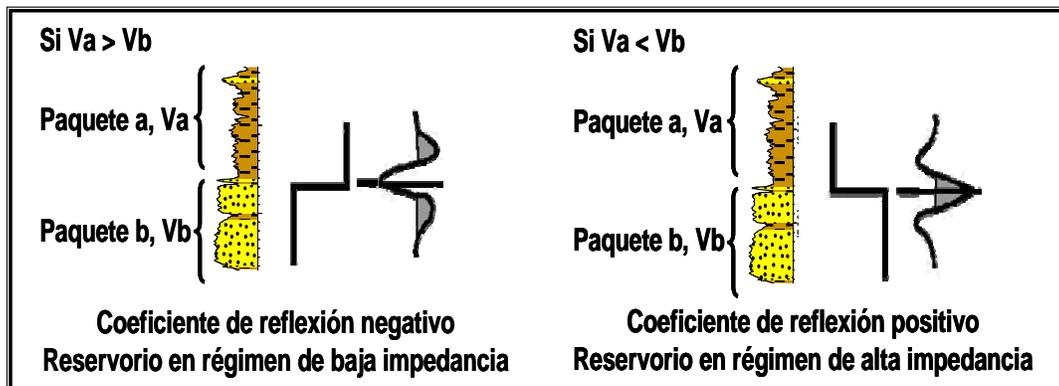


Gráfico 17: Respuesta de la ondicula dependiendo del coeficiente de reflexión.

Los coeficientes de reflexión representan la ubicación y magnitud de los cambios litológicos del subsuelo por lo que constituyen el modelo geológico del mismo, la serie de reflectividad no es más que asociar los coeficientes de reflexión a un valor de tiempo, por lo tanto, al final se obtendrá un perfil que asemeja bastante bien la distribución de los estratos en el subsuelo.

3.6.4 Sismogramas sintéticos

El sismograma sintético es una de las muchas formas de modelar para predecir la respuesta sísmica de la Tierra. Consiste en una traza sísmica artificial a lo largo del pozo, que se obtiene mediante la convolución de una ondícula, previamente seleccionada, con la serie de coeficientes de reflexión derivados de los perfiles de sónico y densidad.

Otra definición utilizada por los intérpretes sísmicos es que el sismograma sintético, es un modelo unidimensional de energía acústica que se propaga a través de los estratos de la tierra. Se pueden comparar estratos definidos o realizar otra correlación de algún punto escogido en un registro de pozo con las reflexiones importantes de una sección sísmica.

La calidad de la correspondencia en el sismograma sintético dependerá de cuán bueno es el registro de pozo, el procesamiento de los datos y la habilidad para extraer una ondícula representativa de la datos sísmicos, entre otros factores.

Un sismograma sintético completo, presentaría los eventos primarios, primarios más múltiples, múltiples solamente y primarios con pérdidas de transmisión. Como el propósito es lograr la mayor similitud entre datos de perfiles y la traza sísmica de superficie, es necesario un buen control de los parámetros de la ondícula que lo define. (Requena, 2000).

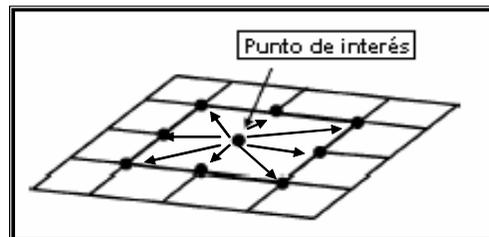
El sismograma sintético puede ser graficado con ambas polaridades con la escala de tiempo que corresponda a la sección de sísmica de superficie. Simultáneamente con el sismograma sintético se pueden graficar otros perfiles tales como sónico, densidad de formación, impedancia acústica y coeficientes de reflexión.

Para efectos de correlación e interpretación es recomendable incluir perfiles tales como resistividad, rayos gamma, calibre, porosidad, conductividad o cualquier curva proveniente de una evaluación petrofísica.

3.6.5 Coherencia sísmica

La expresión sísmica de discontinuidades estructurales y estratigráficas como fallas y canales incluye variaciones laterales de la forma de onda, variación lateral en el buzamiento y variaciones laterales en amplitud. Las estimaciones de la coherencia sísmica (Bahorich y Farmer, 1995; Marfurt et al, 1998; Gertzenkorn y Marfurt, 1999; Marfurt y Kirilin, 2000) proveen una medida cuantitativa de los cambios en la forma de onda a lo largo de la discontinuidad (Marfurt, 2002).

La coherencia sísmica mide la similitud entre trazas sísmicas adyacentes. A mayor similitud entre trazas, mayor será la coherencia sísmica. Al atributo coherencia se le asigna una medida sobre una escala de cero a uno, lo que permite a la continuidad sísmica ser cuantificada, y traducida a una imagen visual que revela rasgos geológicos sutiles tales como fallas y canales (Gersztenkorn y Marfurt, 1999). Por ejemplo, una sección horizontal 3D la cual corta una falla, mostrará valores bajos de coherencia en las cercanías al corte de la falla, debido a que la similitud de las trazas decrece a lo largo del plano de falla (Thorseth, 1997).

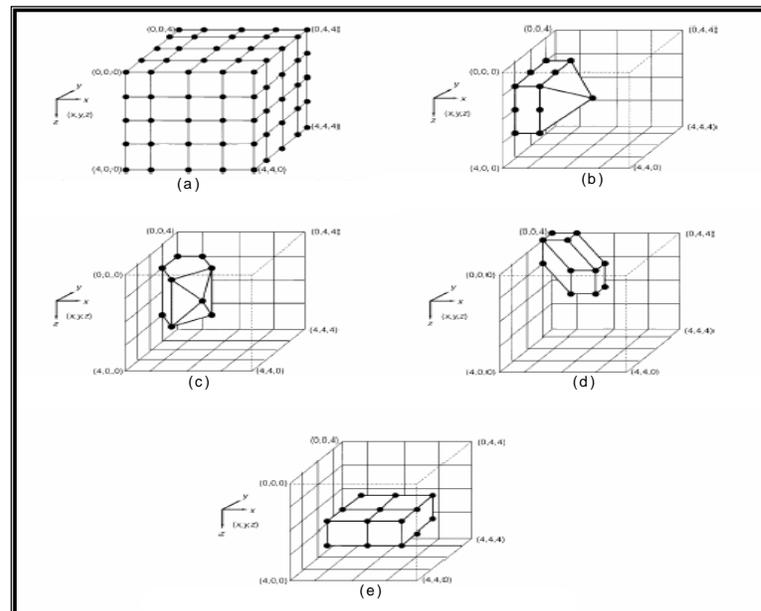


Gráfica 18: Comparación entre el punto de interés y los 8 puntos adyacentes a éste. Los puntos representan las trazas sísmicas. (Modificado de Nasher, 2006).

La coherencia sísmica 3D es útil para identificar fallas, rasgos estratigráficos y la relación entre ambos (Bahorich, 1995). Entre los complementos a la técnica de la

coherencia sísmica destinados al mejoramiento de la calidad de la imagen del cubo de coherencia se encuentra el 3D EPS (3D Edge-Preserving Smoothing).

El método 3D ESP trabaja por medio de la solución del conflicto existente entre la reducción del ruido y la preservación de las discontinuidades estructurales y los bordes estratigráficos en el cubo de coherencia. La ventana de estudio inicial es un pequeño cubo de $5 \times 5 \times 5$ perteneciente al cubo total de información, como se muestra en el gráfico 19. Este bloque está dividido en 32 pequeños bloques 3D. El algoritmo calcula la desviación estándar y el average para cada uno de los 32 bloques y los asigna al centro del bloque; estos 32 bloques abarcan todas las direcciones alrededor de cualquier punto en el cubo 3D. Los 32 bloques pueden ser agrupados en 4 tipos: el primer tipo de bloque cubre el área central de las 6 caras del cubo (Gráfico 19, b), el segundo cubre los 12 límites del cubo (Gráfico 19, c), el tercero abarca las 8 esquinas (Gráfico 19, d) y el cuarto es un cubo de $3 \times 3 \times 2$ que abarca 6 caras: encima, debajo, lado derecho, lado izquierdo, cara frontal y posterior del punto central (Gráfico 19, e).



Gráfica 19: Metodología de trabajo del 3D EPS. (Modificado de Nasher, 2006).

3.7 Expresión sísmica de los hidrocarburos

Según Kleyn (1983), al cargar un estrato reservorio de agua con hidrocarburo disminuirá su densidad volumétrica, así como su velocidad acústica. Este decrecimiento de la impedancia acústica depende de la profundidad y de la saturación de hidrocarburo y de un grupo de propiedades físicas, tanto de la roca como del hidrocarburo, que pueden ser evaluados por medio de la ecuación de Gassmann.

De manera general puede decirse que:

1. La influencia del hidrocarburo en los poros de la roca sobre la impedancia acústica disminuye con la profundidad.
2. El efecto del gas es consistentemente mayor que del petróleo.
3. Una baja saturación de gas causa un relativo decrecimiento de la impedancia acústica.

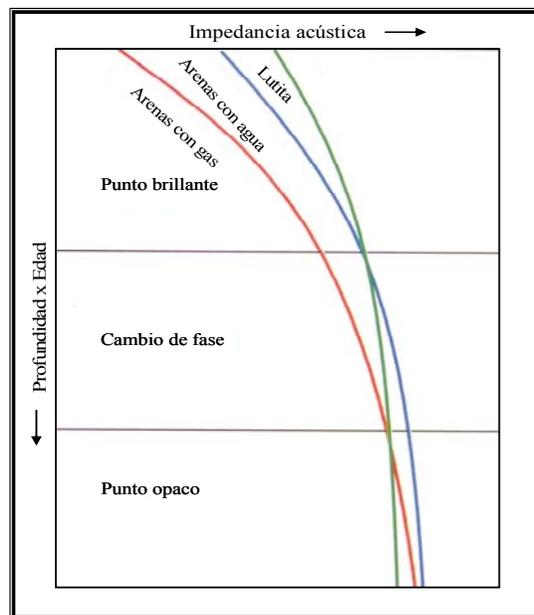
Los cambios de las propiedades acústicas de las rocas, debido a la presencia de hidrocarburos pueden ser distinguibles en los registros sísmicos por medio de diversos fenómenos sísmicos. Estos son llamados indicadores de hidrocarburos y son:

1. Puntos brillantes y puntos opacos, correspondientes respectivamente a incrementos o decrecimientos locales en la amplitud sísmica. El cambio fraccional de la reflectividad, debido a la presencia de hidrocarburos en los poros de la roca disminuirá con el incremento de la impedancia acústica de la formación sellante. Ya que existe solo un modesto contraste a lo largo de las interfases arenas – lutitas, las anomalías de amplitud asociadas con arenas reservorios de hidrocarburos revestido de lutitas, son siempre más pronunciadas que aquellas asociadas a arenas cubiertas por sellos de alta impedancia acústica como domos de sal. Por esta razón, las anomalías de amplitud en la forma de puntos brillantes son observados casi exclusivamente en secuencias de arenas y lutitas y pueden ser esperadas, particularmente en arenas de poca profundidad saturadas de gas.

Un punto opaco puede ser generado por una arena reservorio de hidrocarburo, cuando la impedancia acústica de su parte o espacio contenedor de agua es apreciablemente más grande que la impedancia de la formación sellante. Una

disminución similar de la amplitud sísmica ocurre, cuando los hidrocarburos están atrapados en carbonatos de alta impedancia cubiertos de lutitas.

Las variaciones de amplitud no relacionada a acumulaciones de hidrocarburos pueden ser causadas por cambios laterales de litología o por la alternancia de interfaces constructivas o destructivas de reflexiones del tope y la base de estratos muy delgados con variación en su espesor. Para evaluar el significado de varios tipos de anomalías de amplitud en términos de la presencia de hidrocarburos se debe tomar en cuenta, la ubicación relativa de éstas dentro del complejo estructural en el área de investigación, como se muestra en el gráfico 20. Otro factor es el efecto de la curvatura del reflector sobre la amplitud de las reflexiones, pues las reflexiones de anticlinales o sinclinales pueden registrarse con intensidad disminuida o incrementada respectivamente. Este mal enfoque de la energía sísmica puede compensarse con un correcto proceso de migración sísmica. Es importante señalar que este tipo de anomalías son las que se esperan identificar en este trabajo.



Gráfica 20: La impedancia acústica de las lutitas, arenas con gas y con agua se incrementan con la profundidad y con la edad, pero a diferentes tasas de incrementos. Los puntos de cruce definen los intervalos donde los indicadores de hidrocarburos son puntos brillantes, cambio de fase o puntos opacos (Modificado de Brown 1993).

2. Puntos horizontales, alineamientos horizontales o casi horizontales de las reflexiones provenientes de los contactos agua – petróleo, agua – gas y gas – petróleo. Son reflexiones discordantes con las reflexiones contiguas provenientes de las trampas de hidrocarburos.

3. Inversión de polaridad de una reflexión del tope de un reservorio al límite de un contacto agua – petróleo. Las inversiones de polaridad ocurren, cuando las impedancias acústicas de las zonas cargadas de agua y de los hidrocarburos del reservorio son respectivamente más grandes y más pequeñas que la impedancia acústica de la formación sellante. Esto implica que los cambios de polaridad constituyen un soporte y no necesariamente una evidencia de una acumulación de hidrocarburo.

4. Anomalías de velocidad, causadas por un decrecimiento de la velocidad de una porción saturada de hidrocarburo relativo a la condición de saturación de agua. La zona de baja velocidad puede ser manifestada por un plegamiento o un pandeo de las reflexiones de horizontes infrayacentes a esta zona. Las anomalías de velocidad pueden ser confundidas con reflectores resaltantes relativos a la estructura.

5. Chimeneas de gas, regiones columnares en el subsuelo cargadas con bajas concentraciones de gas que son emanadas por los reservorios de hidrocarburos y otras fuentes no identificadas. Su extensión vertical puede ser de cientos de metros o de varios kilómetros. En los registros, estos corresponden a visibles zonas de sombra con baja relación señal/ruido. Las fallas probablemente actúan como autopistas de migración por donde parte del gas puede alcanzar la superficie de la tierra, formando los aliviaderos de gas. Las lutitas de gas difuso en una chimenea de gas están caracterizadas por una baja velocidad e incrementa la fuerte absorción de la energía sísmica. El deterioro de la respuesta reflectiva de los horizontes en y debajo de una chimenea de gas se atribuye a los efectos combinados de absorción y dificultades en el apilamiento.

CAPITULO IV

METODOLOGÍA

La metodología aplicada en este trabajo fue dividida en 3 fases, la primera incluye el análisis de física de rocas con la finalidad de caracterizar la respuesta acústicas de los yacimientos, la segunda fase consistió en una interpretación sísmica y la tercera fase es la integración de las respuestas de las anteriores fases.

4.1 Estudio de física de rocas

A fin de caracterizar la respuesta acústicas de los yacimientos de interés, se procedió a realizar el estudio de las propiedades elásticas de los diferentes grupos litológicos presentes en al área de estudio. El gráfico 21 muestra el esquema de trabajo desarrollado en el estudio de física de rocas.

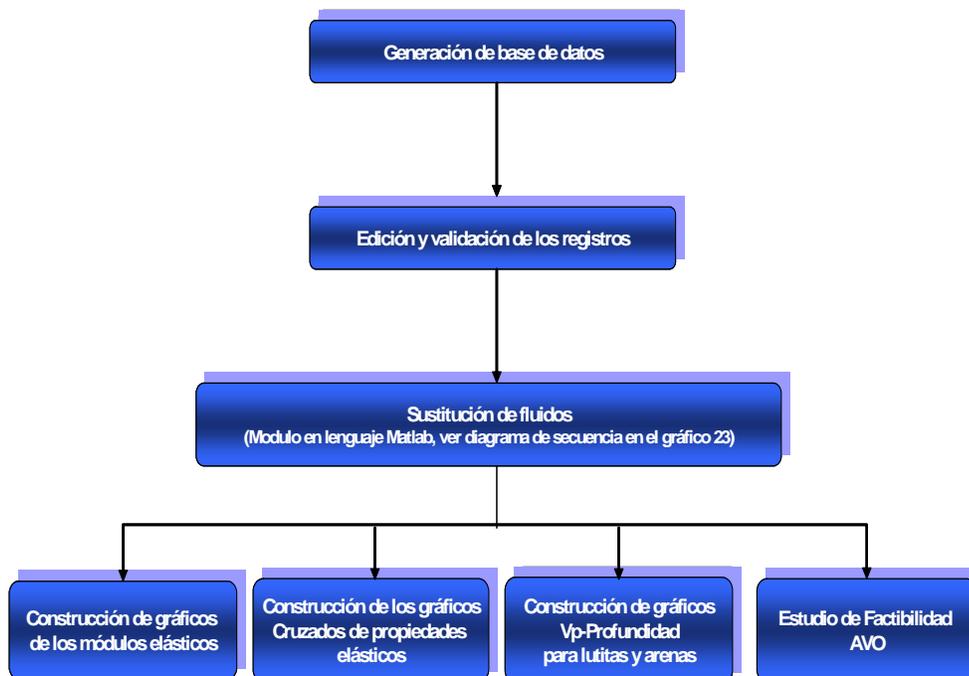


Gráfico 21: Diagrama generalizado del desarrollo del estudio físico de rocas.

4.1.1 Generación de base de datos

Una de las actividades iniciales para la caracterización petro-acústica del área, fue la recopilación, revisión y validación de toda la información disponible referente a los trabajos previos realizados en el área de la geología, geofísica, datos de pozos y sísmica disponible en el bloque Petrozuata, con la finalidad de crear una base de datos confiable y consistente, tanto para la interpretación sísmica como para el estudio de física de rocas.

Se utilizó un total de 30 pozos pertenecientes al área y uno perteneciente a un área adyacente. Esta selección de pozos se hizo en base a los siguientes criterios: en primer lugar la selección debió ser una muestra representativa de los pozos verticales en el área, y en segundo lugar la distribución debía ser uniforme dentro del área de estudio, como se observa en el gráfico 22. El bloque de Petrozuata tiene un área total aproximada de 238 Km². Adicionalmente estos pozos debieron contar con los registros sísmicos (DT), densidad (RHOB), rayos gamma (GR), resistividad (LLD), porosidad total (ϕ_{tot}) y efectiva (ϕ_{efec}), volumen de arcilla (Vcl), calibre, saturación de agua (S_w) y tiros de verificación.

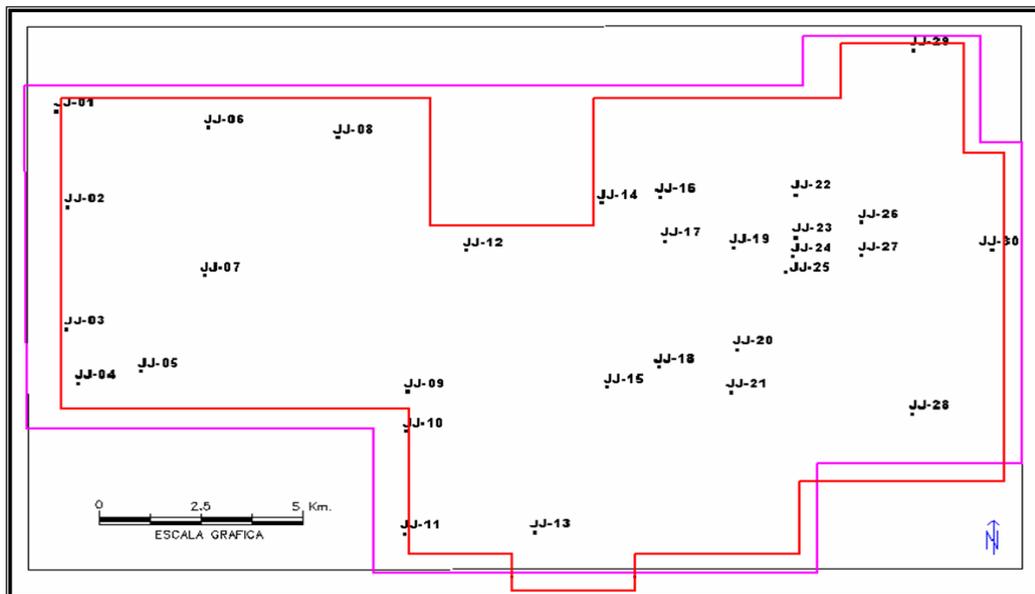


Gráfico 22: Mapa base del área Petrozuata

Los pozos pertenecientes al área de estudio que contaron con registros sínicos dipolar mostraron datos no confiables, por lo que se utilizó un registro sínico dipolar perteneciente a un pozo ubicado en una zona adyacente (ver apéndice A), el cual mostró datos confiables para la consecución de los objetivos. El inventario de pozos se muestra en la tabla 1.

Tabla 1. Inventario de pozos seleccionados y registros útiles.

Pozo	Registro									
	Calibre	Sónico	Sónico dipolar	Rayos gamma	LLD	Øefec	Øtotal	Rhob	Sw	Vcl
JJ-1	x	x		x	x	x	x	x	x	X
JJ-2	x	x		x	x	x	x	x	x	X
JJ-3	x	x		x	x	x	x	x	x	X
JJ-4	x	x		x	x	x	x	x	x	X
JJ-5	x	x		x	x	x	x	x	x	X
JJ-6	x	x		x	x	x	x	x	x	X
JJ-7	x	x		x	x	x	x	x	x	X
JJ-8	x	x		x	x	x	x	x	x	X
JJ-9	x	x		x	x	x	x	x	x	X
JJ-10	x	x		x	x	x	x	x	x	X
JJ-11	x	x		x	x	x	x	x	x	X
JJ-12	x	x		x	x	x	x	x	x	X
JJ-13	x	x		x	x	x	x	x	x	X
JJ-14	x	x		x	x	x	x	x	x	X
JJ-15	x	x		x	x	x	x	x	x	x
JJ-16	x	x		x	x	x	x	x	x	x
JJ-17	x	x		x	x	x	x	x	x	x
JJ-18	x	x		x	x	x	x	x	x	x
JJ-19	x	x		x	x	x	x	x	x	x
JJ-20	x	x		x	x	x	x	x	x	x
JJ-21	x	x		x	x	x	x	x	x	x
JJ-22	x	x		x	x	x	x	x	x	x
JJ-23	x	x		x	x	x	x	x	x	x
JJ-24	x	x		x	x	x	x	x	x	x
JJ-25	x	x		x	x	x	x	x	x	x
JJ-26	x	x		x	x	x	x	x	x	x
JJ-27	x	x		x	x	x	x	x	x	x
JJ-28	x	x		x	x	x	x	x	x	x
JJ-29	x	x		x	x	x	x	x	x	x
JJ-30	x	x		x	x	x	x	x	x	x
JJ-31	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x

4.1.2 Edición y validación de los registros de pozo

Esta etapa, aunque puede parecer muy sencilla y muchas veces no se le presta la atención requerida, es de gran importancia, pues los resultados obtenidos dependen directamente de la calidad de los datos de entrada. Por lo tanto, se ejecutó el control de calidad de los registros a utilizar para garantizar que los posibles errores generados durante su adquisición, no perturbasen los resultados finalmente obtenidos.

Para ello, se identificaron los valores anómalos presentes en los registros que no fuesen causados por cambios físicos o elásticos de las rocas. En muchas ocasiones, estos valores anómalos están asociados a irregularidades en la integridad del pozo y por consiguiente, en problemas de acoplamiento de la herramienta de medición, es por esto, que el registro “caliper” es de mucha utilidad, pues permite identificar las zonas donde existen derrumbes en el pozo que pudiesen influenciar erróneamente las mediciones. Una vez identificados estos valores anómalos, los mismos fueron sustituidos por valores que respetaron la tendencia general de la curva, dentro del intervalo en estudio, como se observa en la gráfico 23.

Con respecto a las evaluaciones petrofísicas de los pozos realizadas por Petrozuata, estas fueron validadas por el petrofísico del Proyecto Orinoco Magna Reserva, bloque Junín.

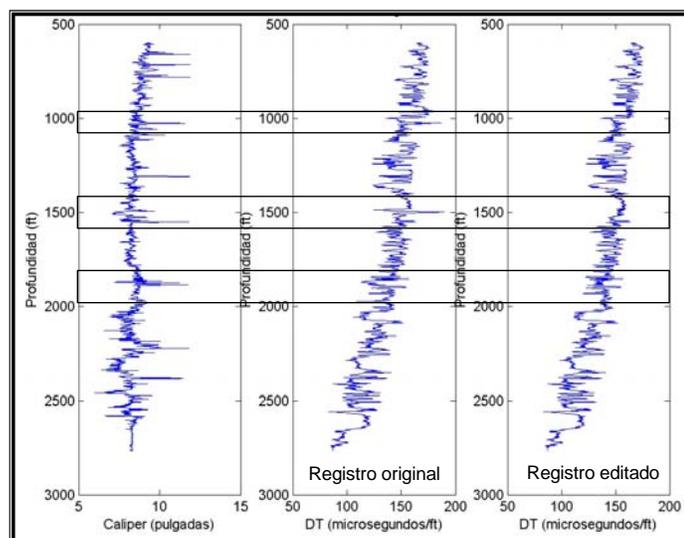


Gráfico 23: Ejemplo de edición del registro sónico. Los recuadros encierran los valores corregidos.

4.1.3 Sustitución de Fluidos mediante las ecuaciones de Gassmann

La finalidad del proceso de sustitución de fluidos es conocer el comportamiento de las propiedades elásticas y acústicas de la roca yacimiento, cuando se cambia tanto la composición como la saturación de los fluidos que originalmente se encuentran en ésta, y contrastar dicha respuesta con el estado inicial. Con el propósito de caracterizar la respuesta de la roca según cada escenario, se realizó una sustitución de fluidos basada en las ecuaciones de Gassmann, determinando el comportamiento de las velocidades de la onda P de las arenas (saturadas 100% de crudo pesado, agua de reservorio y gas) y lutitas, ubicando la zona de transición de las velocidades entre arenas con gas y lutitas, es decir, el punto donde la relación de impedancia acústica entre estas litologías se invierte.

Para esta actividad, se realizó un programa en lenguaje MATLAB (ver apéndice B) llamado *SF.mat*, el cual realiza la sustitución de fluidos. Para una mejor comprensión en el gráfico 24 se muestra un diagrama generalizado de la secuencia de trabajo del programa.

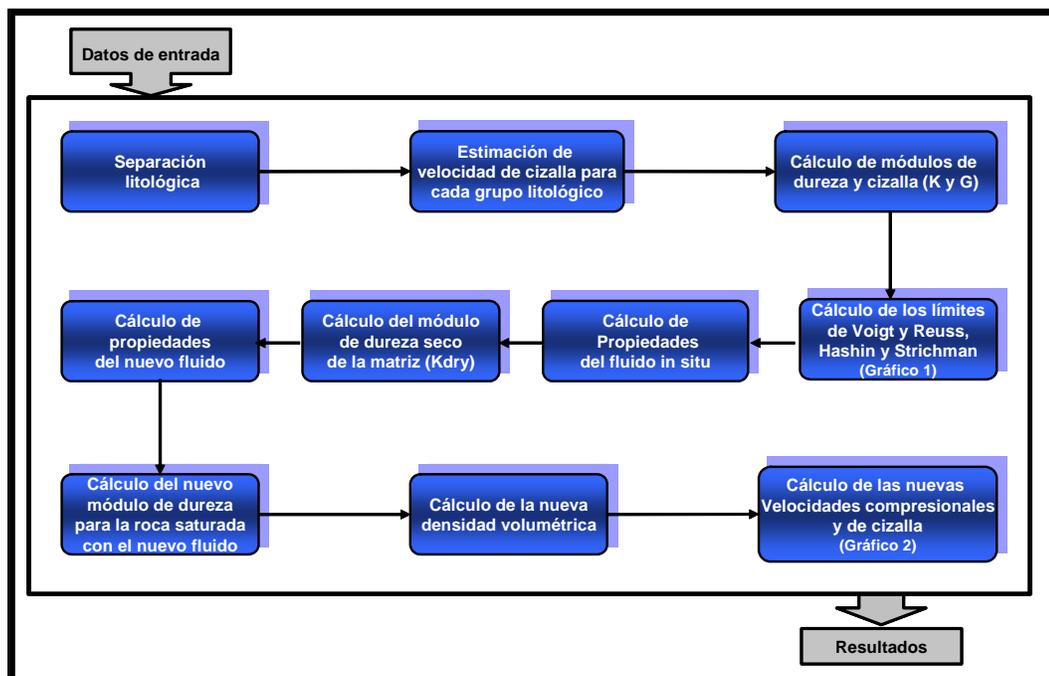


Gráfico 24: Diagrama generalizado de la secuencia de sustitución de fluidos.

4.1.3.1 Separación Litológica

Para analizar la respuesta generada por la sustitución de fluidos, es necesario determinar la litología y las propiedades de los grupos en el área de estudio. El término grupos se utiliza para referirse a un conjunto de rocas agrupadas por alguna propiedad: litología y/o litología con fluido. Para hacer esta clasificación, se utilizaron los registros de volumen de arcilla (Vcl) y Porosidad efectiva (\emptyset_{efec}), para diferenciar dos grupos: arenas y lutitas. Los valores de corte utilizados se describen a continuación:

1. Para arenas $Vcl < 0.4$
 $\emptyset_{efec} > 0.2$
2. Para lutitas $Vcl > 0.4$

4.1.3.2 Estimación de la velocidad de cizalla (V_s) para cada grupo litológico

Dado que el área de estudio posee un bajo número de pozos con registros sísmico dipolar y que además dichos registros muestran baja calidad en los datos, se utilizó el registro sísmico dipolar de un pozo ubicado en una zona adyacente al área de estudio, con el propósito de obtener una relación lineal entre V_p y V_s característica del área, a través de la cual fuese posible calcular los registros de V_s sintéticos para los pozos ubicados en el bloque de Petrozuata. Se hace la salvedad que aún cuando la relación más comúnmente usada para calcular V_s a partir de un registro sísmico es la propuesta por Castagna et al. (1985), sin embargo, en este trabajo no se utilizó dicha ecuación, sino que se procedió a aplicar la metodología utilizada por Castagna en el Golfo de México, a un pozo del área de estudio, con registro sísmico dipolar validado, con la finalidad de hallar una relación representativa del área, capaz de caracterizar eficazmente tanto la velocidad de las arenas como la velocidad de las lutitas.

Tomando en cuenta que la relación de las velocidades de onda P y S para arenas y lutitas son distintas (Mavko et al, 1998), fue necesario calcular la ecuación

que relaciona estos parámetros elásticos para cada litología. Para esto, se clasificaron mediante el modulo $SF.mat$, dos grupos litológicos con los cuales se procedió a trabajar: lutitas y arenas cien por ciento saturadas con agua. La separación de estas litologías se realizó haciendo uso de las evaluaciones petrofísicas, hechas para cada pozo y los valores de corte para cada evaluación proporcionados por el estudio petrofísico del área. Para este trabajo en específico, se utilizó la información del V_{cl} , S_w y ϕ_{efec} para discriminar dichas litologías. Los valores de corte definidos en el estudio señalados fueron:

- | | |
|----------------------------------|--|
| 1. Para arenas saturadas de agua | $V_{cl} \leq 40\%$
$S_w \geq 80\%$
$\phi_{efec} \geq 20\%$ |
| 2. Para lutitas | $V_{cl} > 40\%$
$\phi_{efec} < 20\%$ |

Después de separar ambas litologías, se construyó el gráfico cruzado entre V_p y V_s (eje de las abscisas y de las ordenadas respectivamente) de manera individual para cada grupo litológico, de los cuales se obtuvieron las ecuaciones lineales que mejor se ajustaron a los datos pertenecientes a arenas y lutitas.

Esta ecuación es de la forma:

$$Y = aX + b$$

Es de notar, que se decide encontrar una relación lineal, ya que por medio de pruebas de laboratorio, se ha comprobado que para estas litologías, la relación existente entre V_p y V_s es lineal.

A continuación se muestran los gráficos cruzados V_p - V_s para el pozo JJ-31, seguido de la relación lineal encontrada.

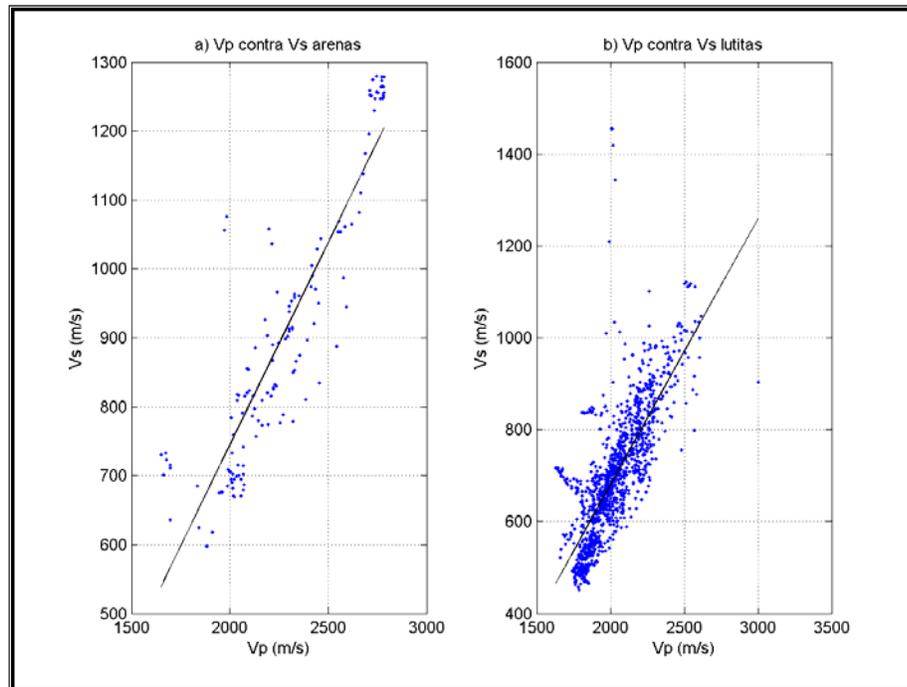


Gráfico 25: Vp contra Vs. a) para arenas saturadas de agua. b) lutitas del pozo JJ-31

Tabla 2: Coeficientes calculados para cada grupo litológico

	Coeficiente "a"	Coeficiente "b"
Lutita	0.5589	-422.03
Arenas saturadas de agua	0.6097	-501.37

Finalmente para asemejar a la realidad las velocidades obtenidas con estas relaciones lineales, fue necesario introducir en cada ecuación un factor de dispersión, el cual se encuentra centrado en la variación estándar de los valores originales de Vp. La ecuación lineal ahora queda de la siguiente manera:

$$Vs = a (Vp + (Desv. Estándar de Vp * n)) + b$$

Donde n es un número aleatorio entre -1 y 1, perteneciente a una distribución normal. En la siguiente gráfica se observa el comportamiento generado de Vp.

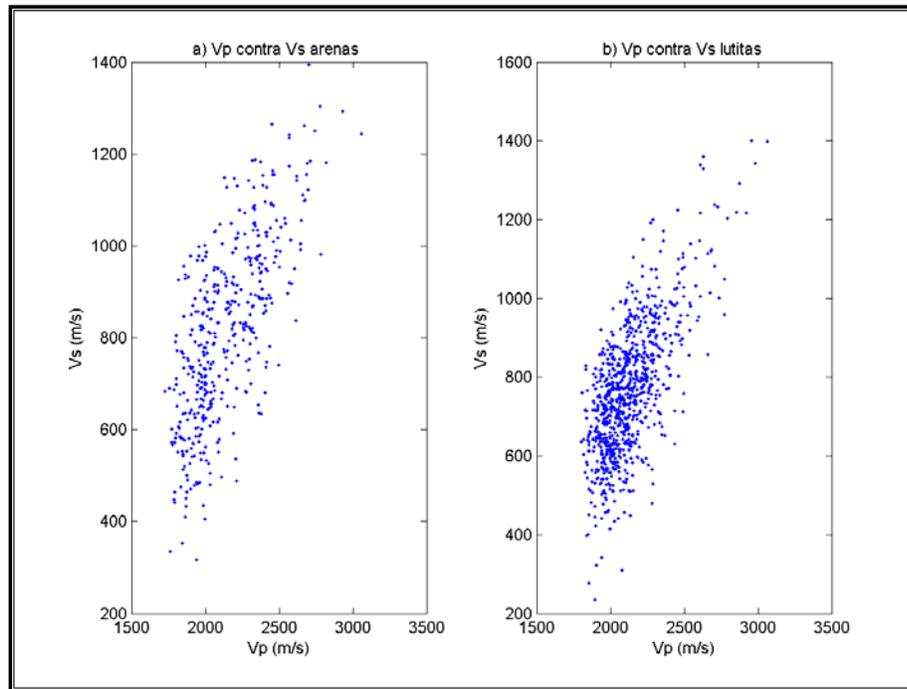


Gráfico 26: Vp contra Vs para lutitas del pozo JJ-11

4.1.3.3 Cálculo de los módulos elásticos (dureza y cizalla)

Una vez calculada V_s para cada punto en profundidad del pozo, se procedió al cálculo de los módulos de dureza (K) y cizalla (G). K representa el módulo de dureza para la roca parcial o totalmente saturada con un fluido o una mezcla de varios fluidos, y está influenciado por la densidad volumétrica, V_p y V_s . Los valores de densidad se obtuvieron del registro RHOB, mientras que V_p se obtuvo del DT.

G representa el módulo de cizalla para la roca y debido a que en los fluidos no existe propagación de ondas de cizalla, este módulo está referido sólo al espacio no poroso de la roca. Por lo tanto, depende de la densidad y de V_p , y es constante durante todo el proceso de la sustitución de fluidos.

Luego, del modulo *SF.mat* se obtuvo para cada punto de la columna el respectivo par K-G a partir de las ecuaciones 2 y 3 del capítulo 3.

4.1.3.4 Cálculo de los límites de Voigt y Reuss, Hashin y Strichman

Los promedios de Voigt y Reuss se pueden interpretar como la relación entre la tensión promedio y la deformación promedio dentro de los componentes de la roca. Estas, generalmente son desconocidas y se esperan que sean no uniformes. El límite superior (Voigt) se calcula asumiendo que la deformación es uniforme en todas las direcciones. El límite inferior (Reuss) se calcula asumiendo que la tensión es uniforme en todas las direcciones.

La información necesaria para calcular estos límites, son los valores teóricos referidos a los módulos de dureza y de cizalla de los componentes minerales de la roca, densidad y el porcentaje de ocupación de cada componente en el sistema. Los análisis mineralógicos de núcleos mostraron los siguientes componentes minerales con sus respectivos porcentajes de ocupación para las rocas del área, y se muestran a continuación en la tabla 3, donde los porcentajes de los componentes sólidos de la roca están referidos al 100 % de la matriz:

Tabla 3: Composición mineral de la matriz

Mineral	Composición en %
Cuarzo	85 %
Feldespato	4 %
Arcilla total	7 %
Siderita	1 %
Micas	1 %
Pirita	1 %
Minerales pesados	1 %

Finalmente, los límites superior e inferior fueron obtenidos por medio de las ecuaciones 9 y 10 del capítulo 3, la cual relaciona toda la información anteriormente mencionada. Hay que señalar que para el cálculo de estos límites, fueron incluidos además los fluidos originales en los yacimientos.

Es necesario entonces saber, que todos los valores tanto de K como para V_p deben estar situados entre estos dos límites, y que además, todo aquel material que muestre una porosidad mayor al 40 %, se encontrará cercano al límite inferior por ser material en suspensión, es decir, material que muestra una tensión uniforme en todas direcciones. El espaciamiento entre los límites está dado por la composición mineral del sistema.

El gráfico 27 muestra los límites de Voigt y Reuss para K del modelo de la matriz de roca para el área de Petrozuata y el K de un pozo del área arrojados por el modulo *SF.mat*.

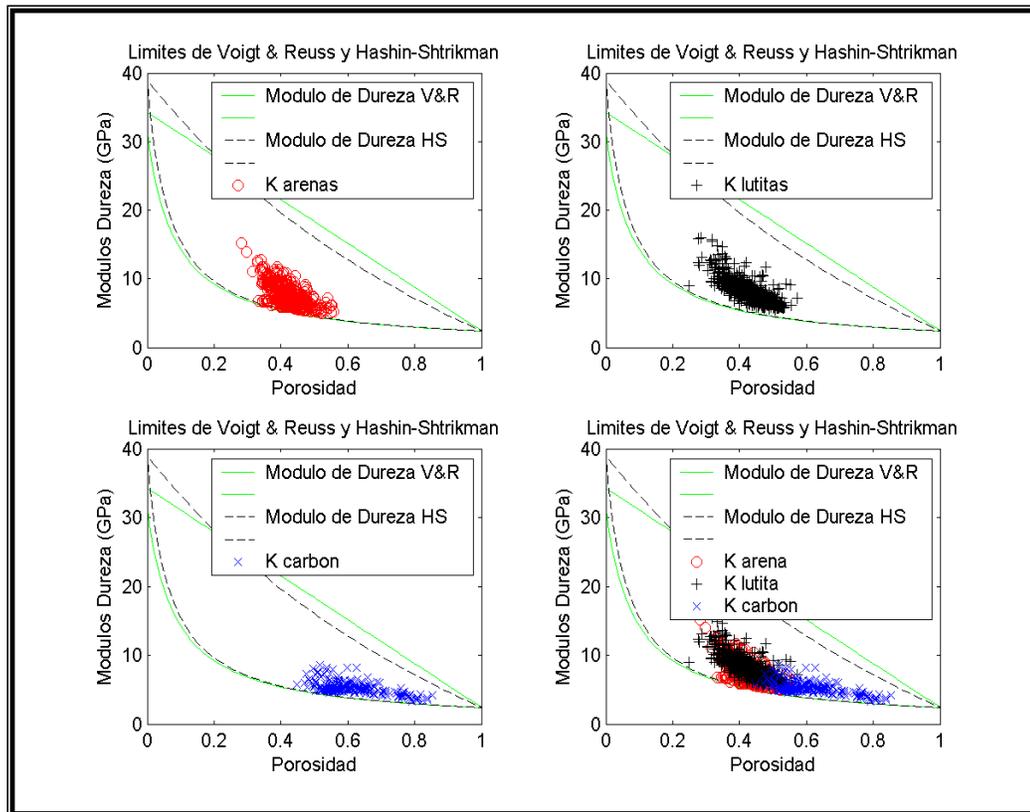


Gráfico 27: Módulos de dureza calculados para el pozo JJ-11

El gráfico 28 muestra los límites de Voigt y Reuss de Vp del modelo de la matriz de roca para el área de Petrozuata y el Vp de un pozo del área.

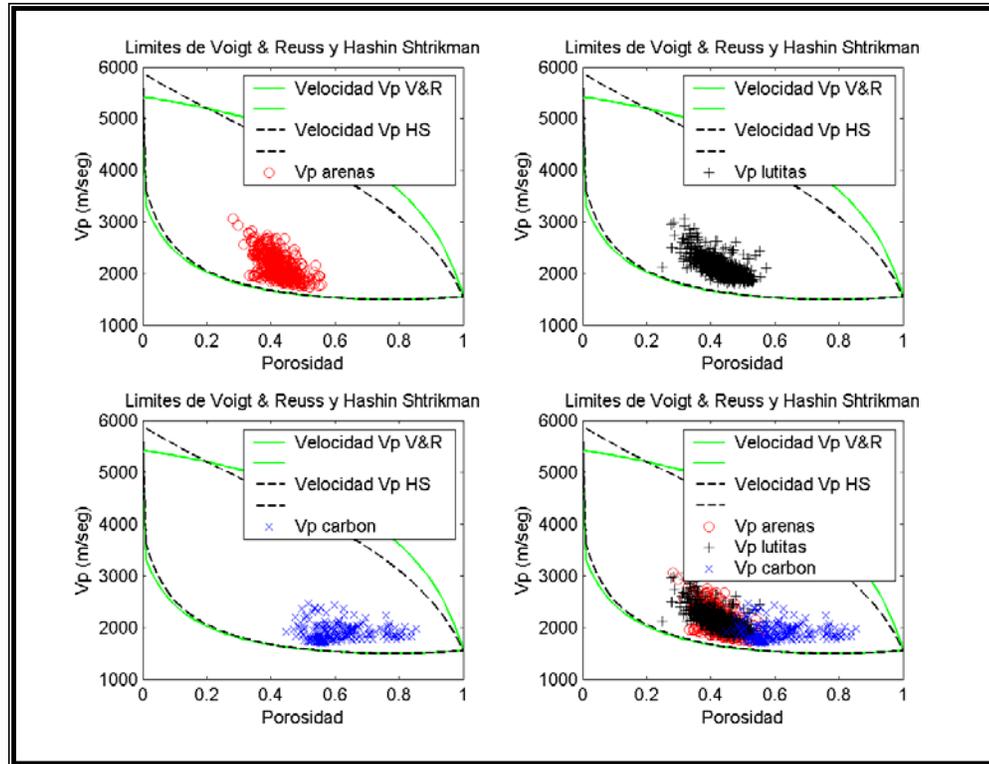


Gráfico 28: Módulos de cizalla calculados para el pozo JJ-11

4.1.3.5 *Calculo de las propiedades del fluido a condiciones de reservorio*

Para calcular las propiedades del fluido contenido en los poros de la roca, fue necesario recopilar la información de las pruebas PVT realizados por el ingeniero de yacimiento del área. De estas pruebas PVT se obtuvieron los valores de las densidades de los fluidos presentes en los yacimientos, los cuales permanecieron constantes para cada una de las arenas de la columna estratigráfica, debido a la poca variación que presentaron estas densidades a diferentes profundidades, mientras que los módulos de dureza de los mismos son teóricos (Módulo de dureza y densidad para el agua=2,29 GPa y 1 g/cm^3 ; petróleo=2,2 GPa y $0,97 \text{ g/cm}^3$; gas=0,216 GPa y $0,3 \text{ g/cm}^3$; respectivamente), y fueron encontrados en el manual de propiedades físicas

de las rocas de Robert Carmichael. Es de notar que el comportamiento presentado por la densidad de los fluidos en este trabajo es local, es decir, hay poca variación de los grados API en los crudos encontrados en los yacimientos del área, sin embargo, esto puede cambiar en otros campos petroleros. El petróleo encontrado en los yacimientos es de 9 grados API.

Finalmente, con esta información además de la saturación de agua se calcularon las propiedades de los fluidos a condiciones de reservorio mediante las ecuaciones 5 y 7 vistas en el Capítulo 3.

4.1.3.6 Cálculo del modulo de dureza seco de la matriz (K_{dry})

Una vez calculados el módulo de dureza para la roca total o parcialmente saturada del fluido original y el módulo del fluido saturante, se procedió al cálculo del módulo de dureza de la roca seca, es decir, el correspondiente solamente a la matriz. Para esto, es necesario drenar la roca o asumir que el fluido saturante no posee módulo de dureza legible.

Sumado a esto, fue necesario conocer el valor referencial del módulo volumétrico de la matriz de la roca ($K_0=37$ GPa), el cual es un valor teórico encontrado en el manual de propiedades físicas de las rocas de Robert Carmichael. Todos estos valores fueron introducidos en el modulo *SF.mat*, ya que la ecuación 12 del Capítulo 3 requería de ellos para obtener el valor de K_{dry} respectivo. Este valor permanecerá constante durante el proceso de sustitución de fluidos debido a que la matriz mineral de la roca permanecerá igualmente constante.

4.1.3.7 Cálculo de las propiedades del nuevo fluido saturantes

En esta etapa del proceso se calcularon los valores de K y ρ para los nuevos fluidos saturantes. Como el propósito de la sustitución, para este caso es conocer la respuesta de la roca cien por ciento saturada con los fluidos presentes en los yacimientos del área, se sustituyó en todas las arenas de la columna el fluido original

por petróleo pesado, agua de formación y gas. La densidad del petróleo pesado y del agua de formación es la arrojada por las pruebas PVT, mientras que para el gas se utilizaron valores de K y ρ teóricos debido a su ausencia en la columna.

En esta ocasión, el valor tanto de K como de ρ de cada fluido estuvo afectado por el porcentaje de ocupación de estos en el espacio poroso, es decir, cien por ciento de ocupación del espacio poroso.

4.1.3.8 Cálculo de nuevos módulos de dureza para la roca saturada del nuevo fluido

En esta etapa del modulo *SF.mat* se hizo referencia a la ecuación 1 del Capítulo 3 para calcular el K_{sat} de la roca cien por ciento saturada con petróleo pesado, agua de formación y gas. La información utilizada para este cálculo fue el módulo de dureza de la matriz mineral, el módulo de dureza del fluido saturante, el módulo de dureza de la roca seca y la porosidad.

4.1.3.9 Cálculo de la nueva densidad volumétrica

Como las velocidades de la onda compresional y de cizalla dependen en parte de la densidad volumétrica del sistema, es decir, densidad de la matriz más densidad del fluido, fue necesario estimar las nuevas densidades volumétricas originadas al sustituir los fluidos originales de la roca.

Para esto se hizo referencia a la ecuación 4 del Capítulo 3 con la porosidad y densidad de la matriz (estimada en $2,65 \text{ g/cm}^3$) y de los fluidos como parámetros de entrada.

4.1.3.10 Cálculo de las nuevas velocidades compresionales y de cizalla

Una vez calculado el nuevo módulo de dureza, la nueva densidad volumétrica y con el módulo de cizalla conocido desde el inicio de la sustitución se procedió a calcular finalmente las nuevas velocidades V_p y V_s por medio de las ecuaciones 13 y

14 del Capítulo 3. En el gráfico 29 se muestra los registros de Vp de las distintas litologías.

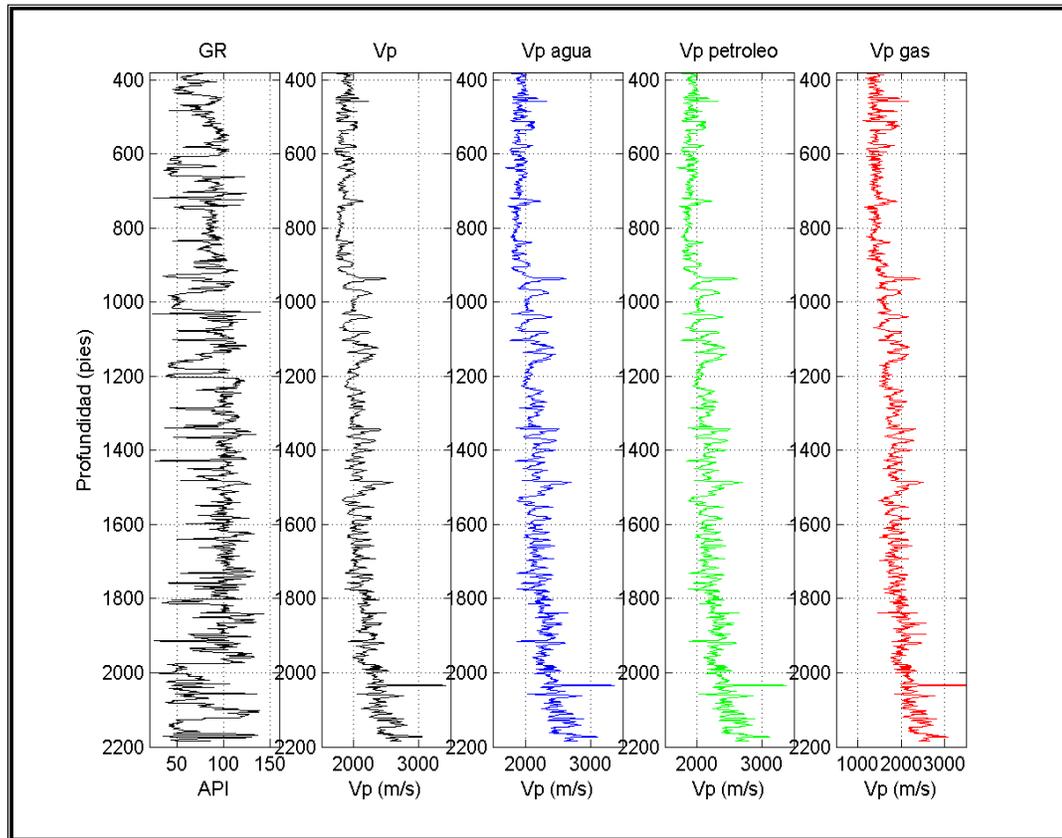


Gráfico 29: Registros de Vp después de realizada la sustitución de fluidos del pozo JJ-11.

Luego del cálculo de las velocidades Vp se procedió a realizar el gráfico de Vp para arenas y lutitas contra la profundidad. Hay que señalar, que para la construcción del gráfico Vp en función de la profundidad fueron tomados en cuenta sólo los paquetes litológicos con un espesor mayor a 40 pies, en los cuales se calculó el valor de Vp promedio y se asignó dicho valor al punto medio del paquete. Se tomaron los paquetes de espesores mayores a 40 pies, ya que este valor es un valor cercano a la resolución sísmica calculada. A continuación se muestra el gráfico Vp de los diferentes grupos litológicos con respecto a la profundidad (gráfico 30). Luego

se halló el punto de corte para identificar el régimen de impedancia de los yacimientos

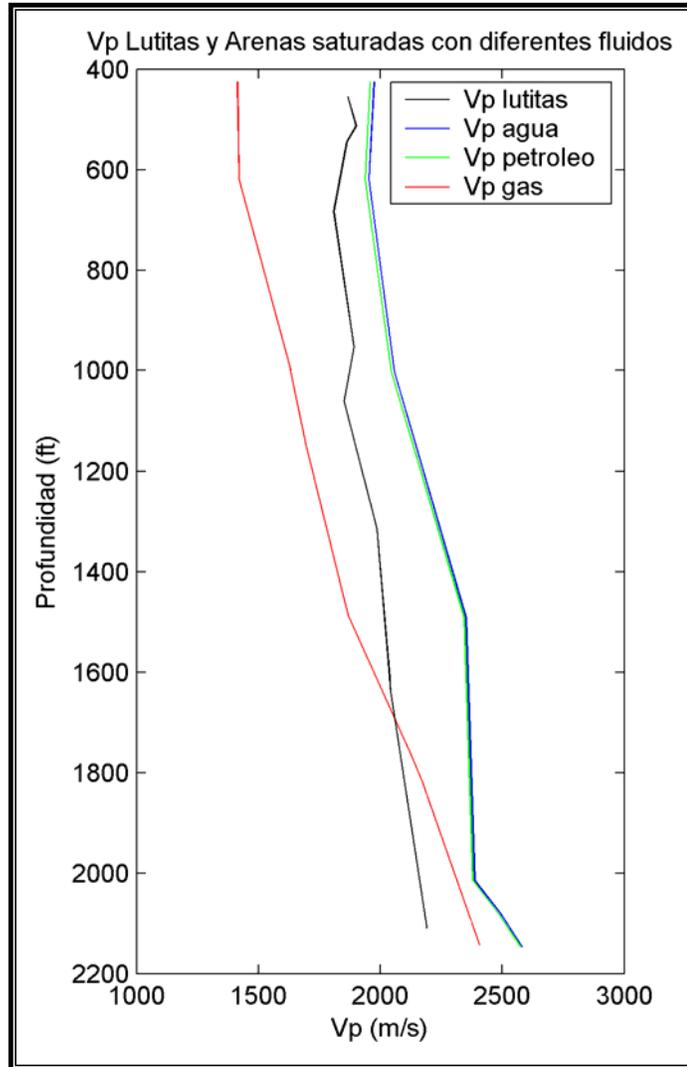


Gráfico 30: Vp de arenas saturadas con agua, Vp de arenas saturadas de petróleo, Vp de arenas saturadas de gas y Vp de lutitas contra profundidad pozo JJ-11

4.1.4 Estudio de factibilidad de AVO

A continuación se presenta en el gráfico 31 el flujograma utilizado por el programa *AVO.mat* (ver apéndice E) para este análisis:

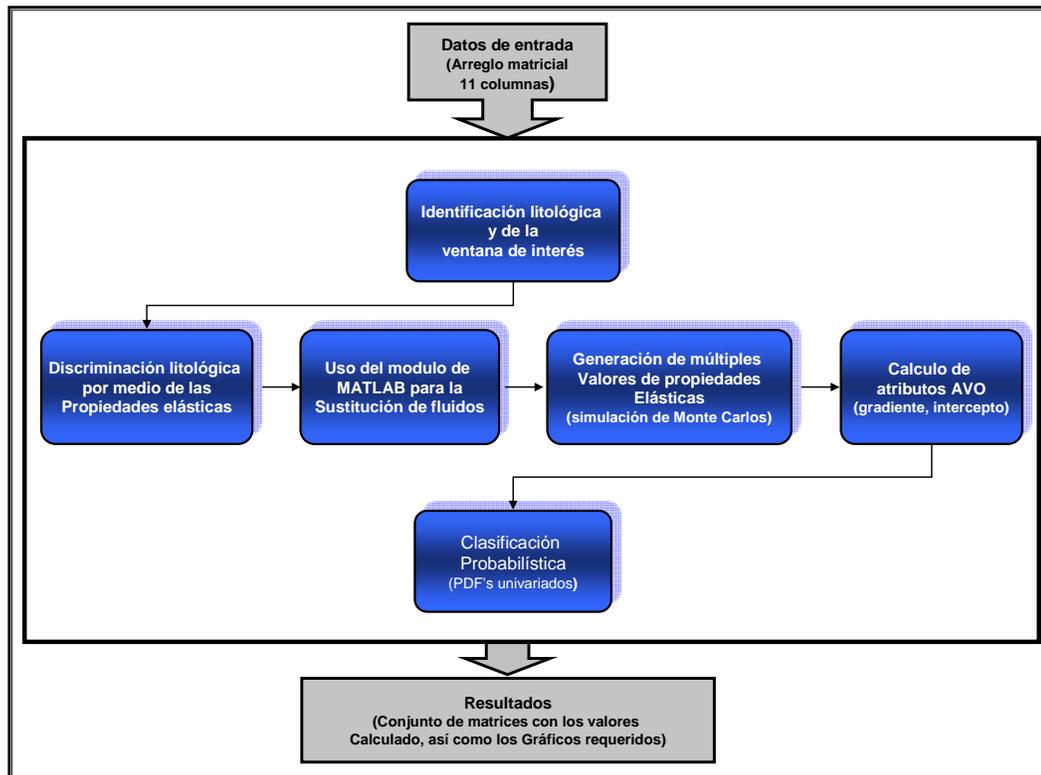


Gráfico 31: Diagrama generalizado de la secuencia de cálculo de atributos AVO.

4.1.4.1 Identificación de la ventana de interés

Para identificar la litología existente en la columna sedimentaria se utilizaron los mismos parámetros de corte descritos en la sección 4.3.1. La arena de interés encontrada, consiste de una arena saturada de petróleo pesado con un espesor de 135 pies. El paquete lutítico seleccionado se encuentra ubicado por encima de la arena de interés y posee un espesor de 20 pies. La intención fue extraer las propiedades elásticas de cada grupo litológico, para calcular con estos los atributos AVO.

El gráfico 32 muestra los registros de rayos gammas, densidad, V_p , resistividad, porosidad y saturación de agua del pozo JJ-31 en toda la columna sedimentaria, resaltando la ventana de estudio la cual fue utilizada para realizar la discriminación litológica por medio de las propiedades elásticas, y el paquete de

arena y lutita de interés del cual se extrajeron los atributos AVO intercepto (A) y gradiente (B).

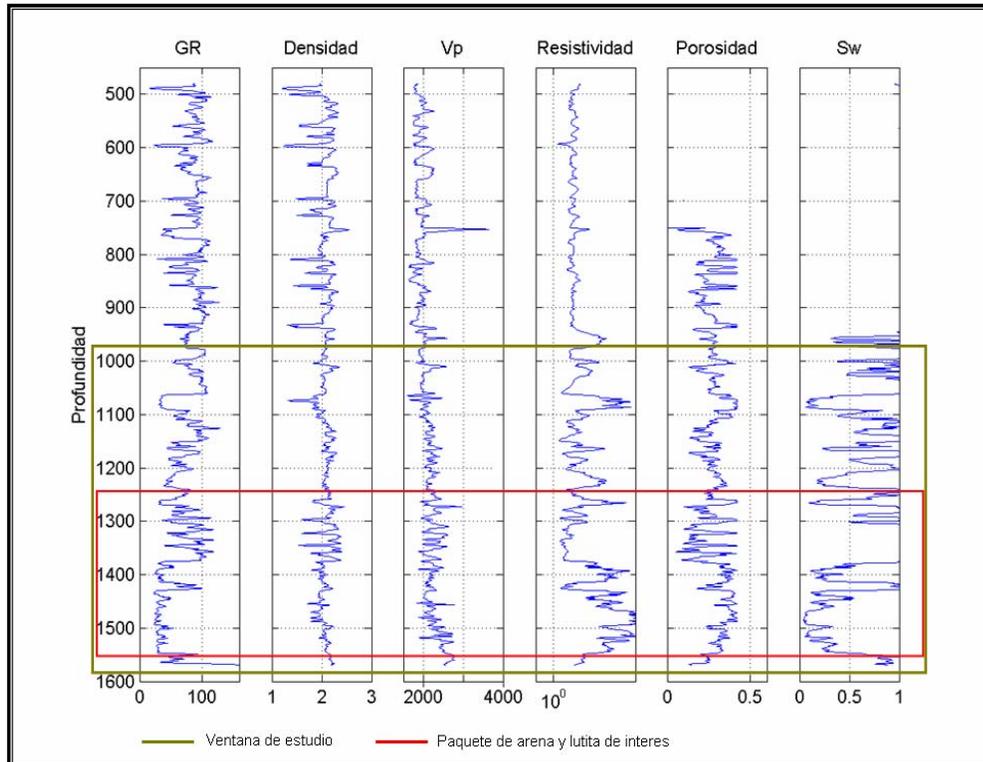


Gráfico 32: Registros del pozo JJ-31 mostrando la ventana de estudio y los paquetes de interés seleccionados

4.1.4.2 Discriminación litológica por medio de las propiedades elásticas

Con la finalidad de estudiar la posibilidad de discriminar litologías mediante la combinación de las propiedades elásticas, se correlacionó el registro de rayos gamma con las siguientes propiedades: densidad, relación V_p/V_s , V_p , V_s , impedancia acústica, impedancia elástica y porosidad (gráfico 33).

Como se observa en el gráfico 33, la impedancia elástica y la velocidad de cizalla fueron las que mostraron mayor correlación con respecto al GR con valores de 0.48 y 0.47 respectivamente, mientras que la impedancia acústica fue la propiedad que mostró la correlación más baja con un valor de 0.07. Sin embargo, vale la pena resaltar que la densidad, velocidad compresional, relación V_p/V_s y porosidad

mostraron altas correlaciones con respecto al GR con valores de 0.37, 0.37, 0.38 y 0.26 respectivamente. Por consiguiente, se procedió a generar gráficos cruzados de estas propiedades. No obstante, debido a que el Vcl es derivado del GR, y éste mantiene un rango entre 0 y 1 se utilizó el Vcl como escala de colores, buscando mejorar la visualización.

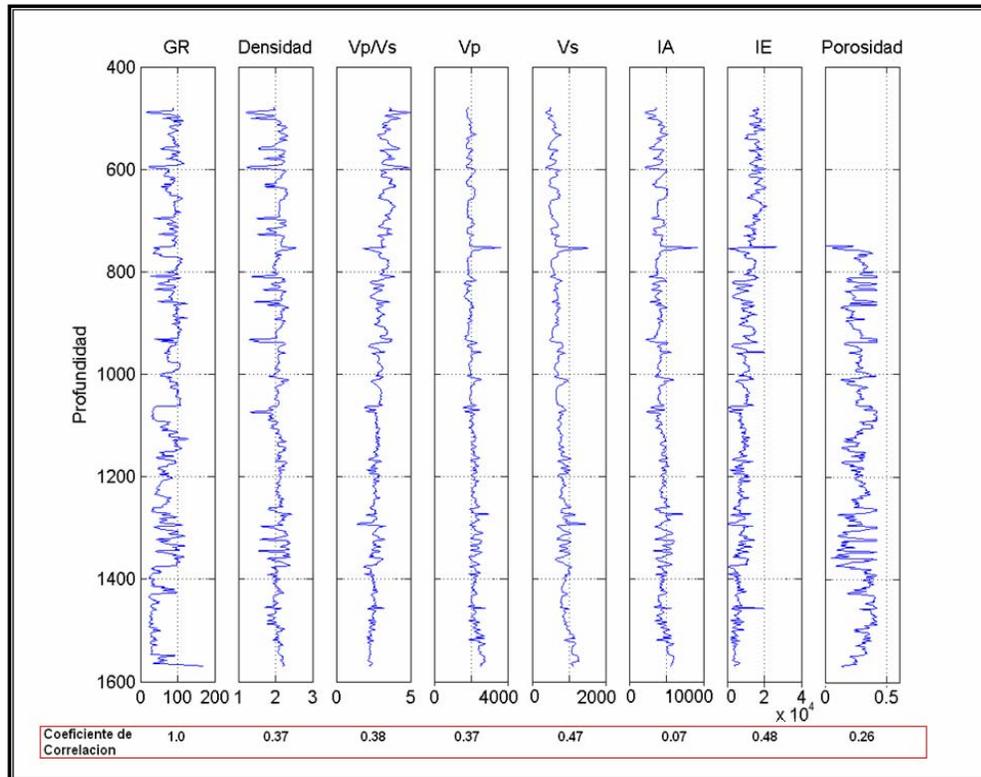


Gráfico 33: Correlación entre rayo gamma, densidad, relación Vp/Vs, Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE), porosidad del pozo JJ-31.

En el gráfico 34a se observan los gráficos cruzados entre densidad - Vp, densidad - Vs, densidad - impedancia acústica y densidad - impedancia elástica, donde se puede observar la tendencia de cada uno de los grupos litológicos los cuales están encerrados por círculos. La escala de colores está dada por el volumen de arcilla (Vcl) y las arenas están representadas de color azul mientras las lutitas de color rojo.

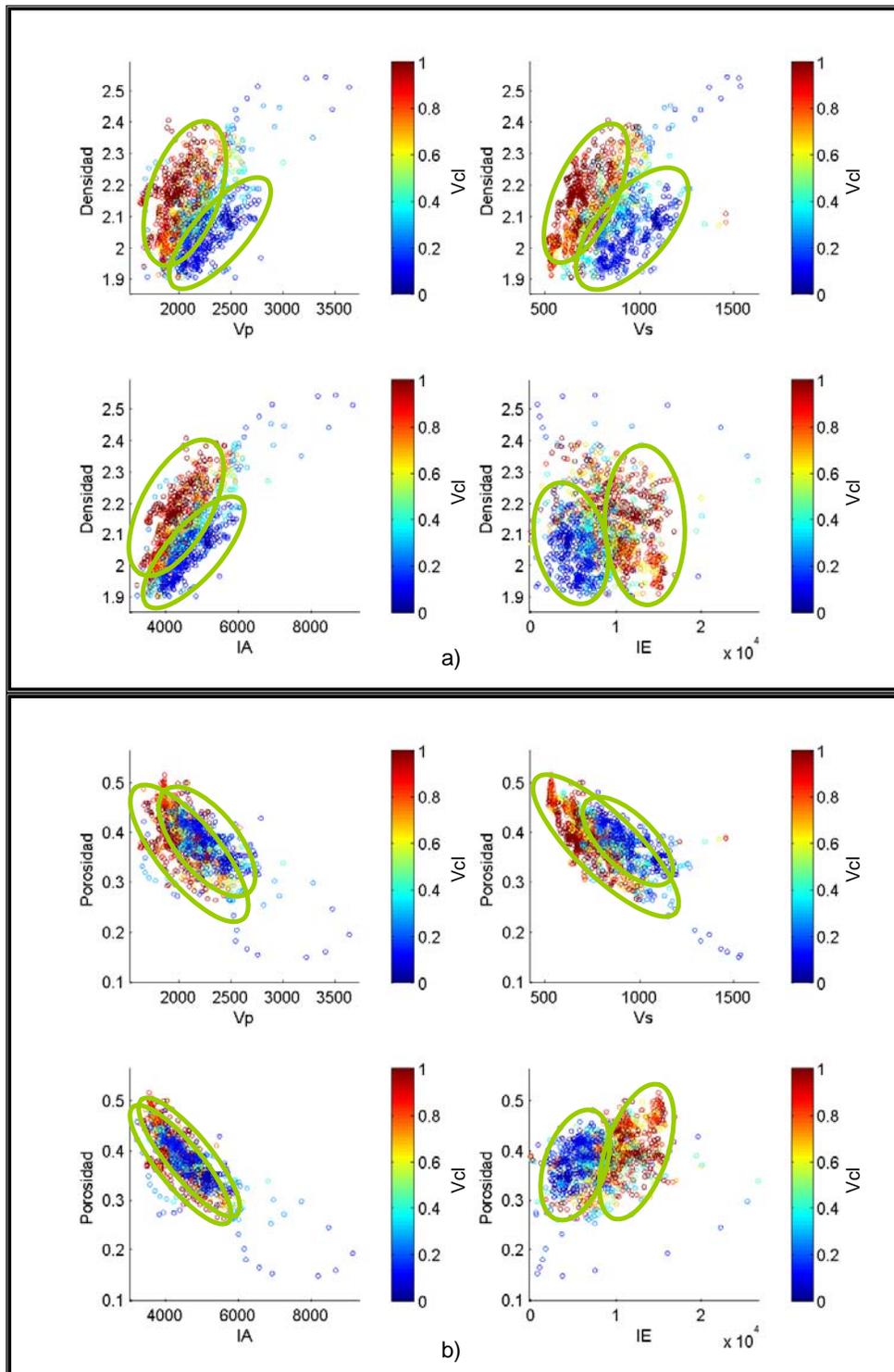


Gráfico 34: Gráficos cruzados de propiedades elásticas pozo JJ-31. a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).

Igualmente, en el gráfico 34b se observan los gráficos cruzados entre porosidad - V_p , porosidad - V_s , porosidad – impedancia acústica y porosidad – impedancia elástica, donde se puede observar la tendencia de cada uno los grupos litológicos los cuales están encerrados por círculos. La escala de colores está dada por el volumen de arcilla (V_{cl}) y las arenas están representadas de color azul mientras las lutitas de color rojo.

Después de identificar el paquete de interés, el cual está constituido por una arena saturada de petróleo pesado, se procedió a calcular las propiedades elásticas de ésta, y de la lutita suprayacente. Además, se aplicó la sustitución de fluidos para extraer las propiedades elásticas de la misma arena pero saturada de agua y gas.

Asumiendo que las propiedades elásticas de estos grupos litológico son representativas del yacimiento, y que cada grupo no posee un valor único para las propiedades elásticas, sino una distribución de valores, se procedió a generar múltiples valores de estas propiedades mediante la simulación de Monte Carlos.

4.1.4.3 Generación de múltiples valores de propiedades elásticas

Para la generación de los múltiples valores de propiedades elásticas, se generó un programa en lenguaje Matlab el cual siguió el esquema presentado en el gráfico 35. El programa utilizó la función acumulada de probabilidad (CDF) para conocer la distribución de V_p de la muestra inicial. Esta muestra está constituida por 301 valores de V_p pertenecientes a la arena de estudio. Conocida esta distribución se utilizó una función de interpolación para generar los nuevos 5000 valores de V_p , garantizando que estos valores generados respetarán la distribución de V_p de la muestra inicial.

Luego, para calcular las relaciones lineales entre V_p - V_s y V_p - ρ se utilizó la misma metodología explicada en la sección 4.1.3.2 de este mismo Capítulo. El gráfico 36 muestra un ejemplo de los gráficos utilizados para hallar estas relaciones en la arena saturada de petróleo.

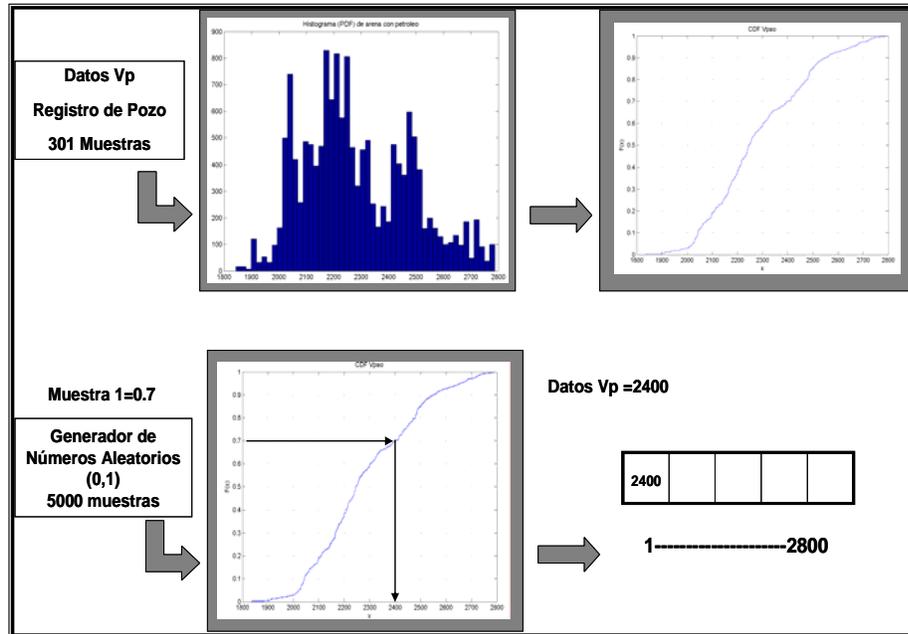


Gráfico 35: Esquema de la generación de múltiples valores por medio de Monte Carlo.

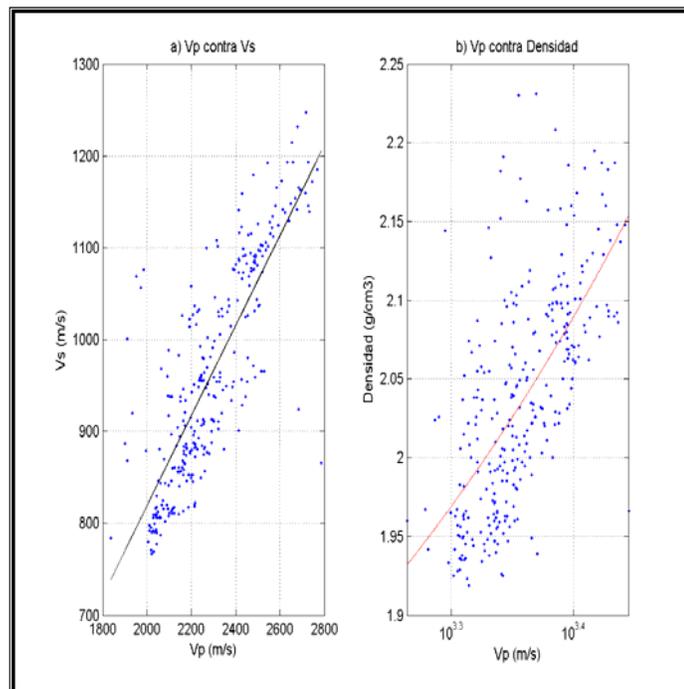


Gráfico 36: Grafico del cálculo de dependencia de propiedades elásticas.

Luego de establecer estas relaciones lineales, se calcularon los valores de Vs y ρ a partir del Vp para las arenas saturada de petróleo. Finalmente esta metodología

se repitió para los otros tres grupos litológicos, obteniendo las tripletas de propiedades elásticas V_p , V_s y ρ para lutitas, arenas con petróleo, arenas con agua y arenas con gas.

A continuación se muestran los coeficientes de las relaciones lineales entre las propiedades elásticas para cada grupo litológico.

Tabla 4: Coeficientes calculados para cada grupo litológico

	Coeficiente "a"	Coeficiente "b"
V_s Arenas con petróleo	0.49007	-160.67121
ρ Arenas con petróleo	0.00023324	1.503584953
V_s Arenas con agua	0.41850	11.28818
ρ Arenas con agua	0.000140708	1.703868572
V_s Arenas con gas	1.17105	-1585.97162
ρ Arenas con gas	0.0002284	1.509370
V_s Lutita	0.5589	-422.03
ρ Lutita	0.00025	1.65675

4.1.4.4 Cálculo de atributos AVO

Por ser el intercepto y gradiente atributos que dependen de dos medios en contacto se combinaron las propiedades de dos grupos litológicos, obteniéndose de esta forma, los atributos AVO para los siguientes tipos de contactos: lutita/arena con petróleo, lutita/arena con agua, lutita/arena con gas y lutita/lutita. Para estos cálculos fueron utilizadas las ecuaciones 15 y 16 del Capítulo 3 para la estimación de los atributos AVO gradiente e intercepto. De igual manera, se realizó un programa en lenguaje Matlab el cual después de leer los vectores V_p , V_s y ρ de cada grupo litológico, calcula las diferencias y promedios de estos parámetros para cada contacto. Finalmente, son calculados los atributos y se construyó el gráfico cruzado entre éstos. Además, se realizaron los gráficos univariados para cada atributo con la finalidad de mejorar la visualización de los resultados para su análisis.

4.2 Interpretación sísmica estructural

La segunda parte de la metodología desarrollada para este estudio consistió en la interpretación del cubo sísmico del área en busca de los horizontes de interés así como de las fallas principales. Para esto, se procedió a esquematizar el desarrollo integral de la interpretación sísmica presentado en el gráfico 37.

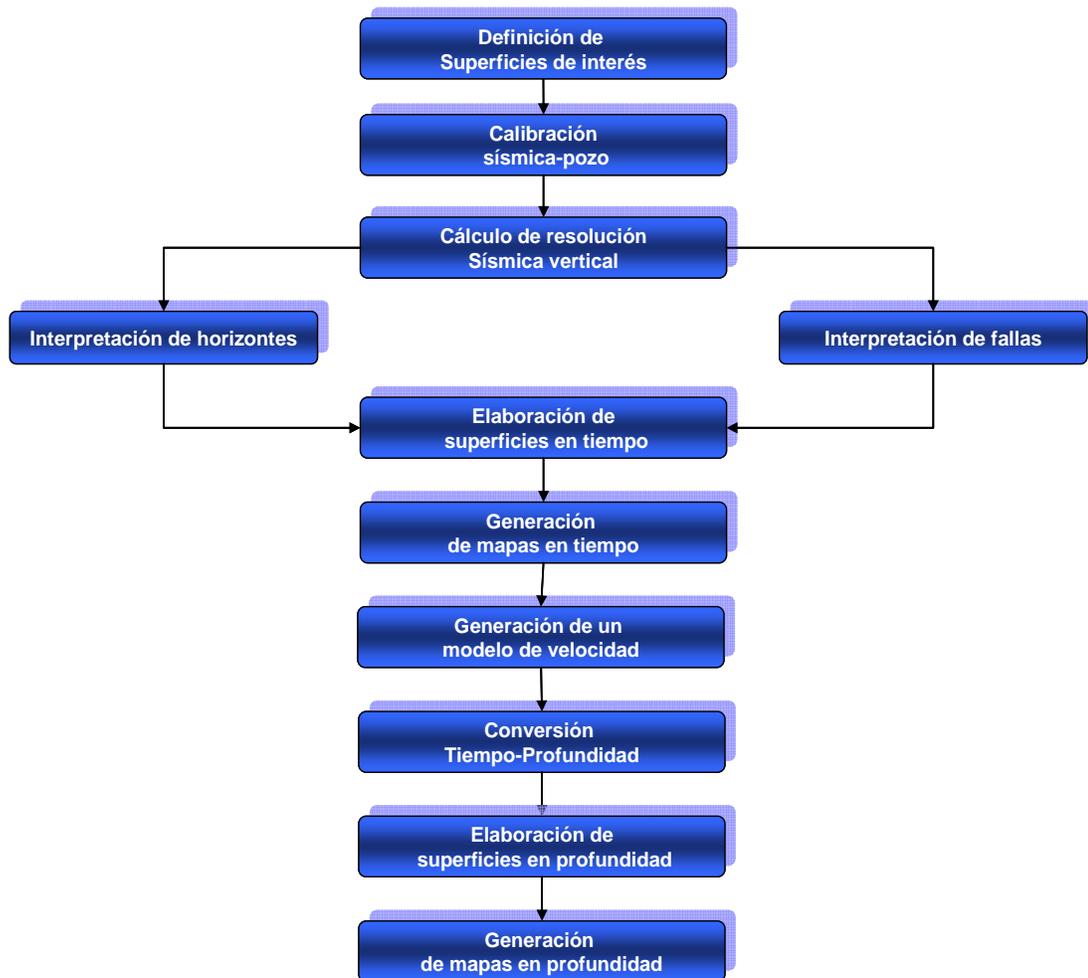


Gráfico 37: Diagrama de flujo utilizado para la metodología de la interpretación sísmica estructural

4.2.1 Definición de horizontes de interés

Los marcadores geológicos correspondientes a 4 de los horizontes interpretados en la sísmica son superficies discordantes identificadas en el trabajo de análisis secuencial (Gráficos 39 y 40) realizado por el personal del bloque Petrozuata. Estas discordancias corresponden a Paleozoico (0SB), Cretácico (1SB), Oligoceno (5SB) y una discordancia intra Mioceno (6SB). El quinto horizonte interpretado identificado en los datos sísmicos, es una reflexión fuerte y continua en toda el área que permite delimitar la sección donde se encuentran los reservorios.

Debido a que la depositación de sedimentos en la faja se dio con dirección sur-norte, y que los ciclos transgresivos – regresivos del Oligoceno y Mioceno tuvieron la misma dirección, se seleccionaron pozos que estuviesen alineados con la dirección de la sedimentación con la finalidad de conocer la variación de espesores de los paquetes de arenas. De igual manera, fueron seleccionados pozos con alineación aproximada este - oeste para conocer la variación de espesores de los paquetes de arenas en esta dirección.

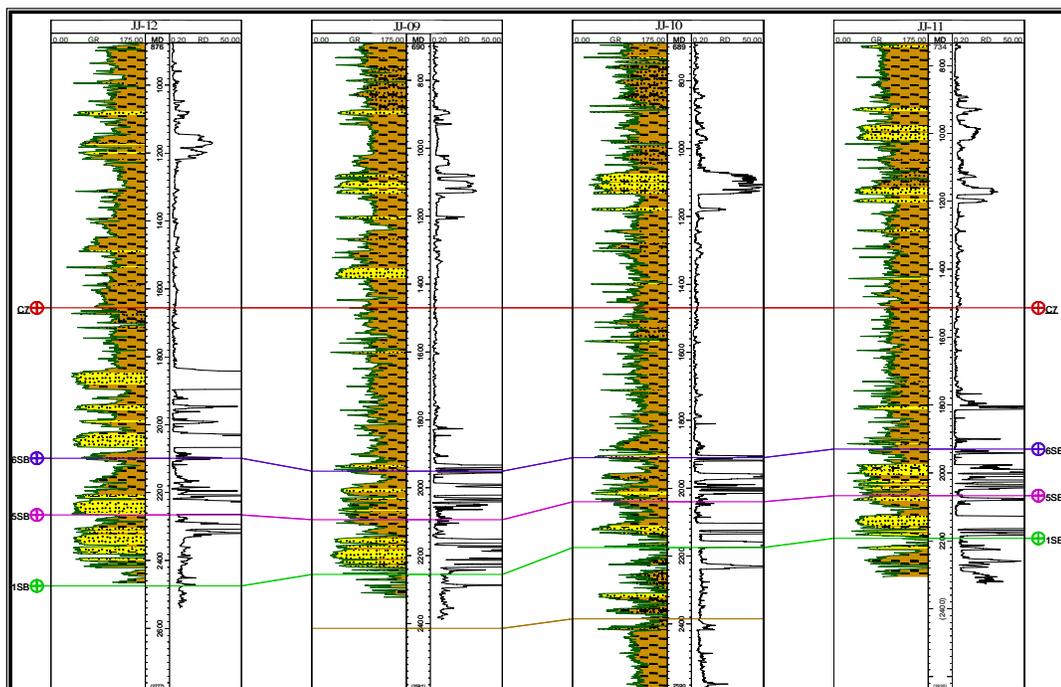


Gráfico 38: Correlación estratigráfica en dirección norte-sur entre los pozos JJ-12, JJ-09, JJ-10, JJ-11.

Como puede observarse en el gráfico 39, los espesores de los paquetes de arenas varían haciéndose más delgados de norte a sur. La correlación con dirección este-oeste de los pozos JJ-28, JJ-21, JJ-15, JJ-09, JJ-05 y JJ-04 mostró que los espesores de los paquetes de arenas varían haciéndose más delgados de oeste a este.

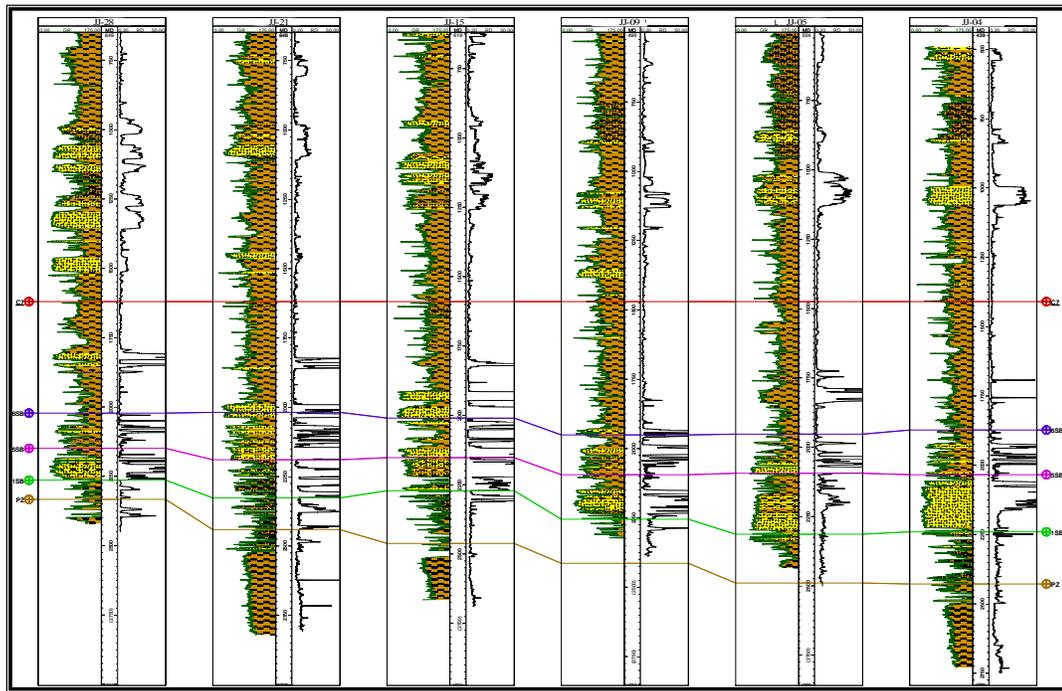


Gráfico 39: Correlación estratigráfica dirección oeste-este entre los pozos JJ-12, JJ-09, JJ-10, JJ-11.

4.2.2 Calibración sísmica – pozo

Para la calibración sísmica-pozo, se hizo utilizó la aplicación “*Syntool*” de Openwork. Esta aplicación calcula la serie de reflectividad del pozo seleccionado multiplicando los datos de las velocidades derivadas del sónico con los datos de densidad arrojados por el registro de densidad. Luego, al convolucionar la serie de reflectividad con un tipo de onda se obtiene el sismograma sintético. Luego se extrajo la ondícula de los datos sísmicos sobre la ventana de interés con la finalidad de generar una ondícula sintética representativa de la respuesta sísmica del medio, como se muestra en el gráfico 40. La frecuencia dominante en la ventana de interés es de 40 Hz.

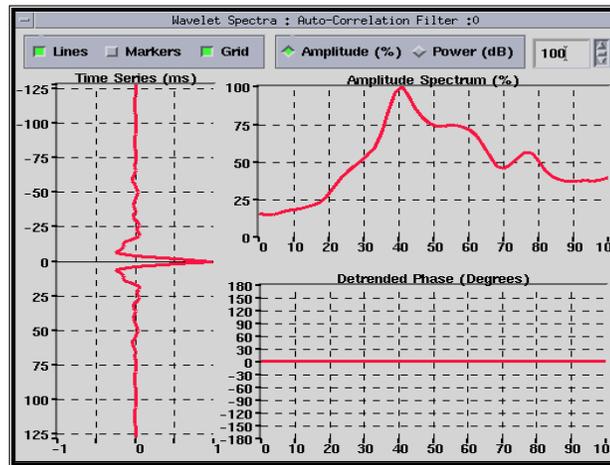


Gráfico 40: Amplitud de la ondícula extraída de la sísmica.

El gráfico 41 muestra el sismograma sintético construido para el pozo JJ-21 donde se observa el amarre del sismograma sintético con los datos sísmicos. Los marcadores corresponden a los horizontes seleccionados.

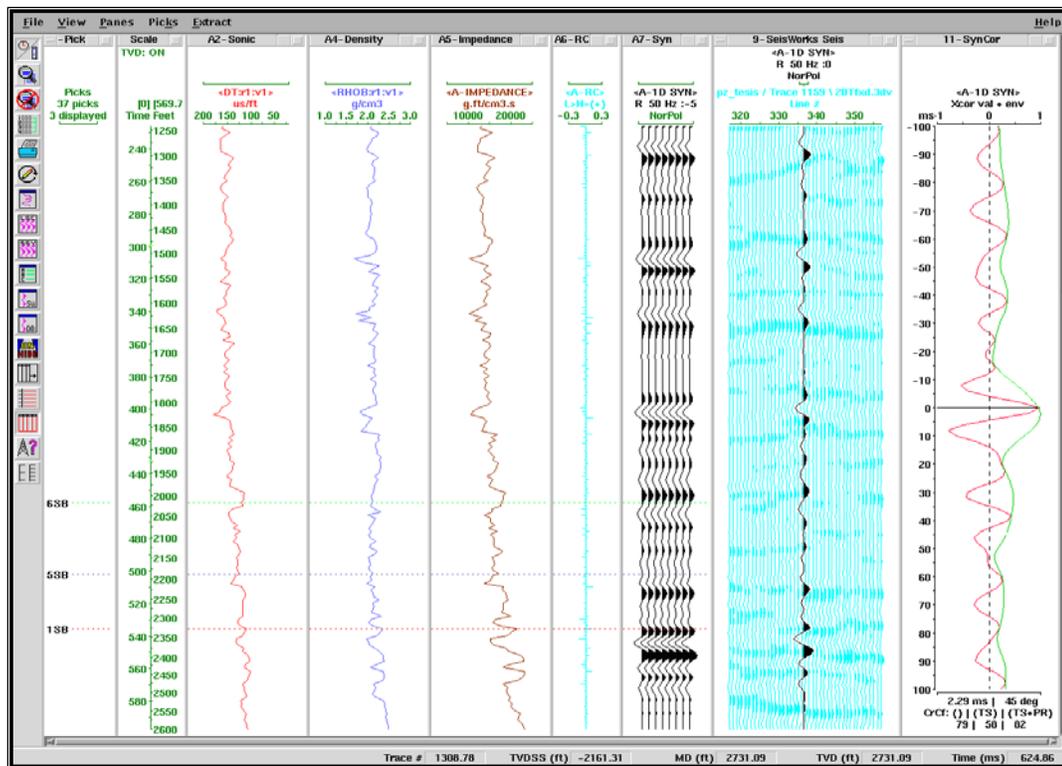


Gráfico 41: Sismograma sintético del pozo JJ-21

4.2.3 Cálculo de resolución sísmica vertical

La resolución sísmica vertical se define como $\lambda/4$, donde λ es la longitud de onda y viene dada por la relación $\lambda=V_{int}/f_d$, siendo V_{int} la velocidad interválica y f_d la frecuencia dominante de los datos sísmicos. Para el cálculo se tomó como frecuencia dominante 40 Hz la cual fue la extraída de la sísmica al igual que las velocidades interválicas aproximadas para cada horizonte, como se muestra en la tabla 4, obteniendo una resolución sísmica promedio representativa observada en la tabla 5.

Tabla 5: Velocidades interválicas (pies/s).

	Pozo JJ-17	Pozo JJ-26	Pozo JJ-27	Pozo JJ-21	Pozo JJ-20	Pozo JJ-18	Pozo JJ-04
Horizonte C7	8909.2	7882.2	8043.5	8238.4	8012.7	8167.5	8104.0
Horizonte 6SB	8985.0		8826.2	9024.8	9024.7	8320.0	7995.7
Horizonte 5SB					11031.8	8605.5	8772.9
Horizonte 1SB							12349.2

Tabla 6: Resolución sísmica en pies.

	Pozo JJ-17	Pozo JJ-26	Pozo JJ-27	Pozo JJ-21	Pozo JJ-20	Pozo JJ-18	Pozo JJ-04	Resolución Promedio (pies)
Horizonte C7	55.6	49.2	50.2	51.4	50.0	51.0	50.6	51
Horizonte 6SB	56.1		55.1	56.4	56.4	62.7	52.0	56
Horizonte 5SB					68.9	53.7	54.8	58
Horizonte 1SB							77.1	77

4.2.4 Interpretación de horizontes

Una vez realizada la calibración sísmica-pozo por medio de los sismogramas sintéticos, se procedió a interpretar los reflectores correspondientes a los topes del

Paleozoico, Cretácico, Oficina Inferior y dos reflectores Intra Mioceno (ver gráfica 42). Estos horizontes fueron nombrados de la siguiente manera: 0SB corresponde a la discordancia del Paleozoico, 1SB corresponde a la discordancia del Cretácico, 5SB y 6SB corresponden a los horizontes Intra Mioceno y C7 corresponde al tope de Oficina Inferior.

Esta interpretación de horizontes se realizó utilizando la aplicación “SeisWorks”, con su aplicación “Interpret Horizons” aplicando “Autodip” y “Point point” para zonas donde existe buena calidad sísmica en los datos y para los que no respectivamente. Esta interpretación se realizó cada 10 líneas y cada 10 trazas.

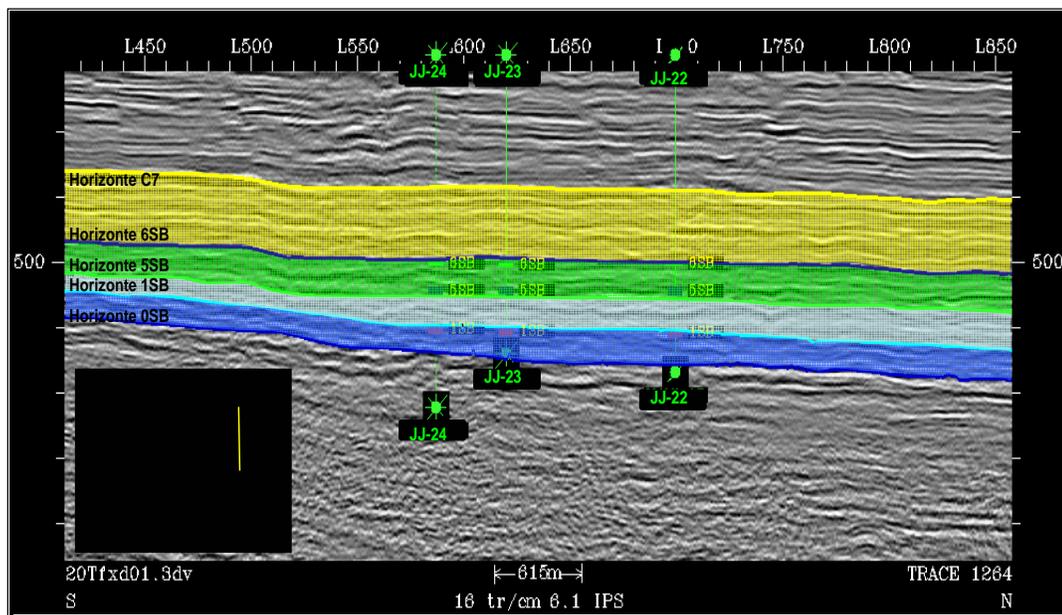


Gráfico 42: Horizontes interpretados.

4.2.5 Interpretación de fallas

Con la finalidad de observar con mayor facilidad las fallas presentes en el área de estudio, se procedió a construir en primer lugar un cubo de coherencia. El cubo fue creado solo para la ventana de interés (entre los 200 y 700 milisegundos). Éste, fue calculado a partir de la similitud de la señal sísmica entre trazas vecinas según las 2 direcciones (línea y traza). La hipótesis bajo la cual fue construido es que una traza

sísmica cortada por una falla tiene un carácter diferente a las trazas vecinas. Así mismo, se supone que las variaciones laterales de facies provocarán una expresión diferente en la forma de la señal sísmica entre dos trazas vecinas. Para esto, se utilizó la aplicación “PostStack/Pal” perteneciente a “SeisWorks”, requiriendo como datos de entrada el cubo de información sísmica 3D. El resultado obtenido es otro cubo de información. El gráfico 43 muestra parte del cubo de coherencia generado para el intervalo comprendido entre 300 y 800 ms, entre las líneas 500 y 900 y entre las trazas 300 y 800.

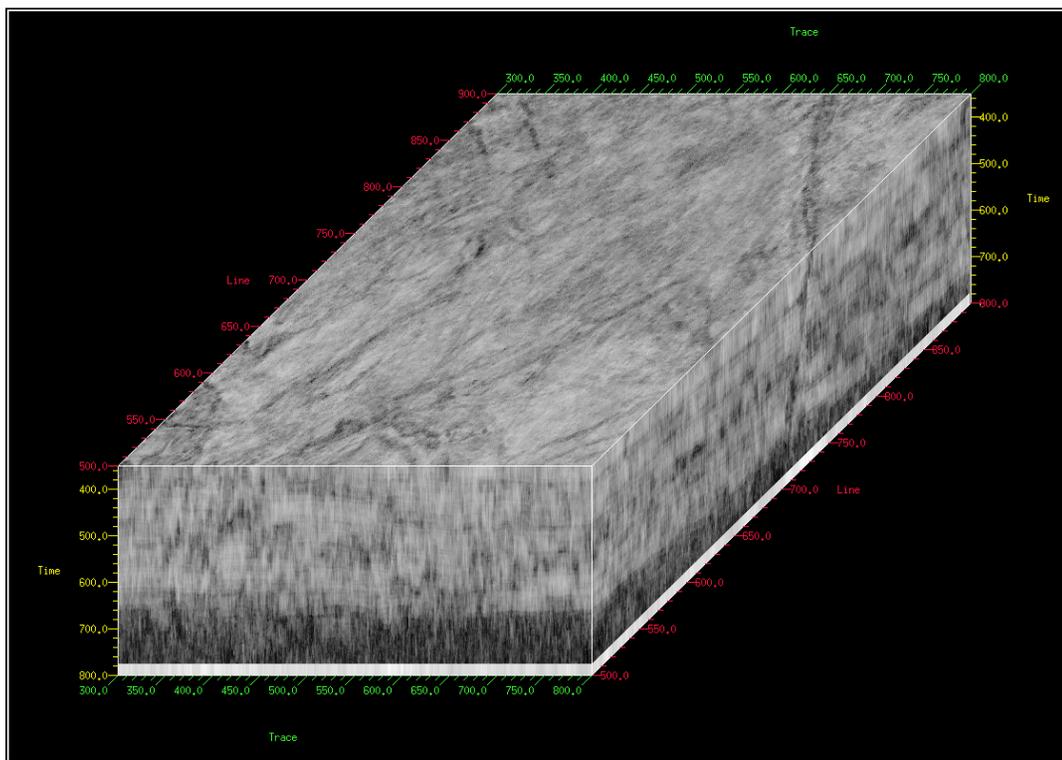


Gráfico 43: Parte del cubo de coherencia generado para la interpretación de fallas.

Este volumen de información fue estudiado por secciones horizontales de tiempo “time slice”, en los que se observan regiones con alta coherencia de color gris claro, y regiones de baja coherencia de color gris oscuro a negro. De este modo se puede identificar la presencia de fallas o algún cambio estratigráfico en el área. Es importante destacar que existen fallas imposibles de visualizar en el cubo de

coherencia debido a que su salto es muy pequeño. El gráfico 44 muestra una sección horizontal a 350 milisegundos extraída del cubo de coherencia.

El segundo paso en la interpretación de fallas fue identificar en las secciones horizontales en tiempo, las anomalías correspondientes a las fallas principales así como su rumbo, para luego definir en las secciones sísmicas el tipo de falla encontrada. Finalmente, se construyeron los polígonos de fallas para completar los mapas estructurales cada horizonte.

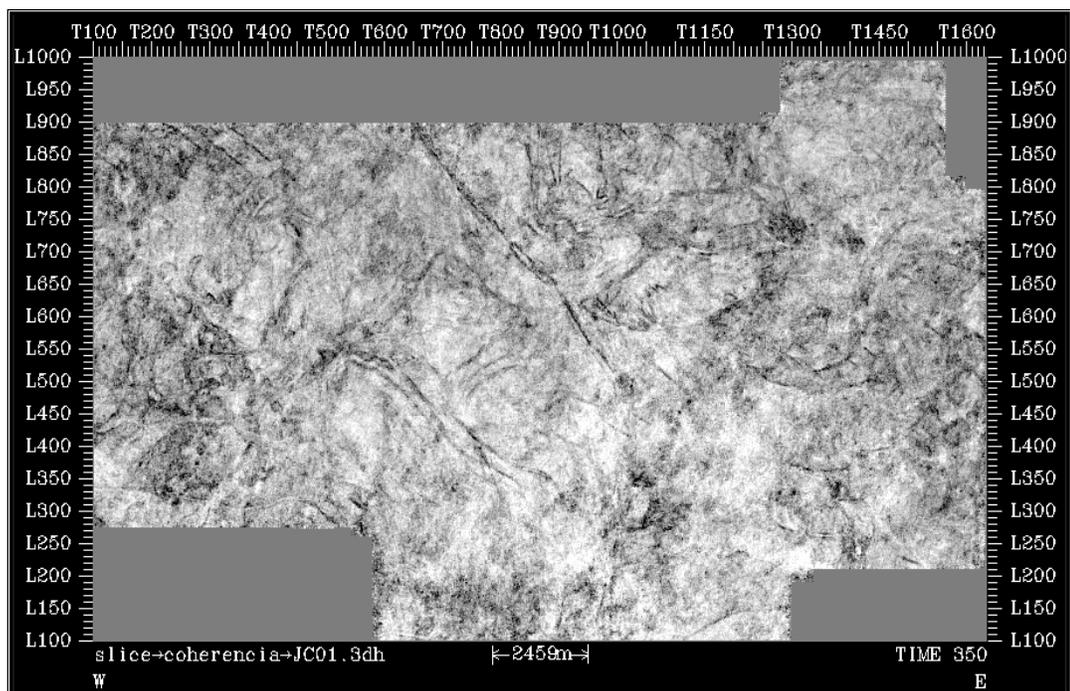


Gráfico 44: Sección horizontal en tiempo proveniente del cubo de coherencia

El gráfico 45 muestra una sección horizontal en tiempo donde se observan las 4 fallas (color rojo, color verde, color amarillo y color azul) principales interpretadas dentro del área. Luego, se procedió a la interpretación de estas fallas en las secciones sísmicas, como se observa en los gráficos 46, 47, 48 correspondiente a las secciones sísmica mostrada con las líneas A-A', B-B' y C-C' del gráfico 45. También, puede observarse además de las fallas principales, un conjunto de fallas en color amarillo no incluidas en el estudio por encontrarse fuera del intervalo de interés.

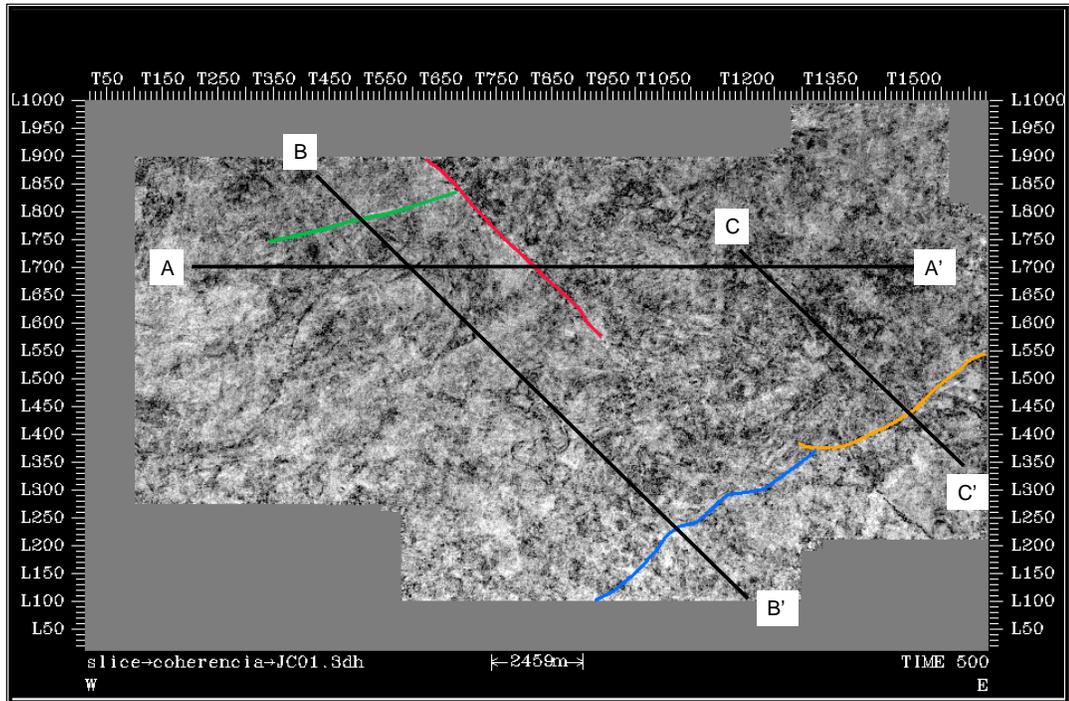


Gráfico 45: Sección horizontal en tiempo mostrando las fallas geológicas principales.

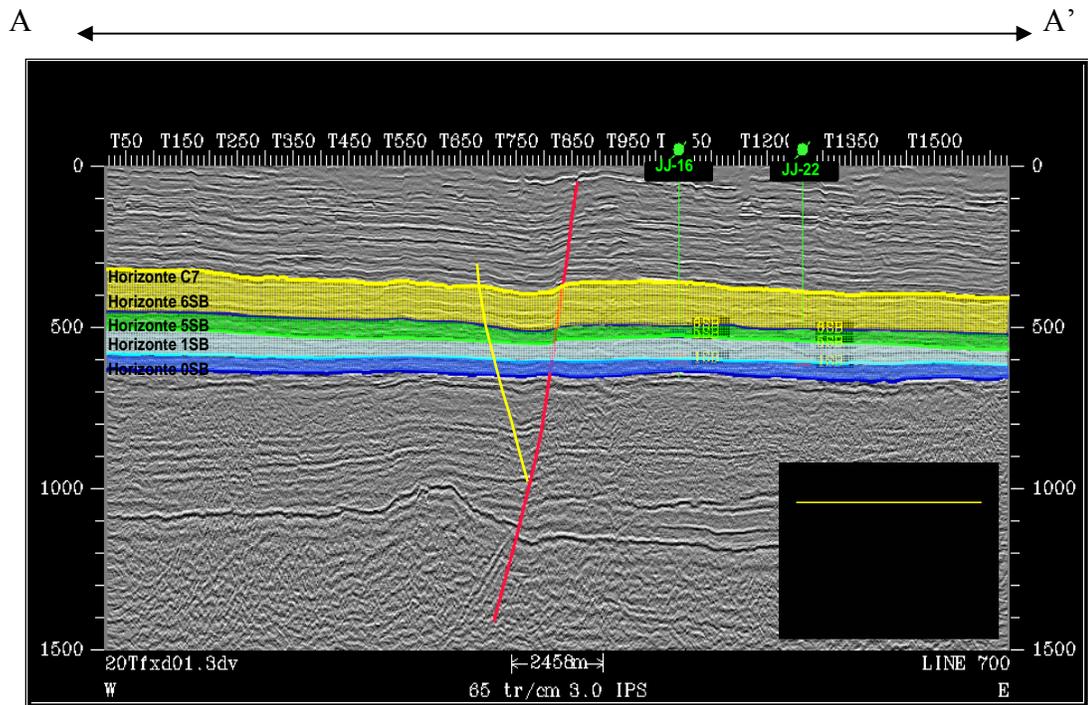


Gráfico 46: Horizontes y fallas principales interpretadas línea A-A'

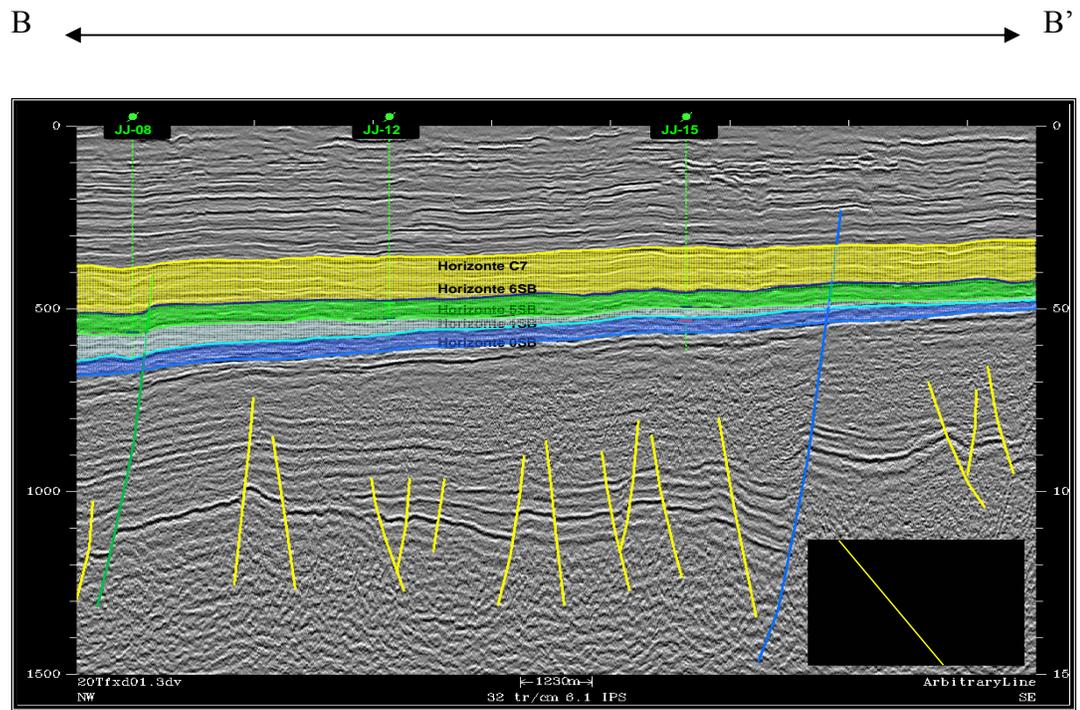


Gráfico 47: Horizontes y fallas principales interpretadas línea B-B'

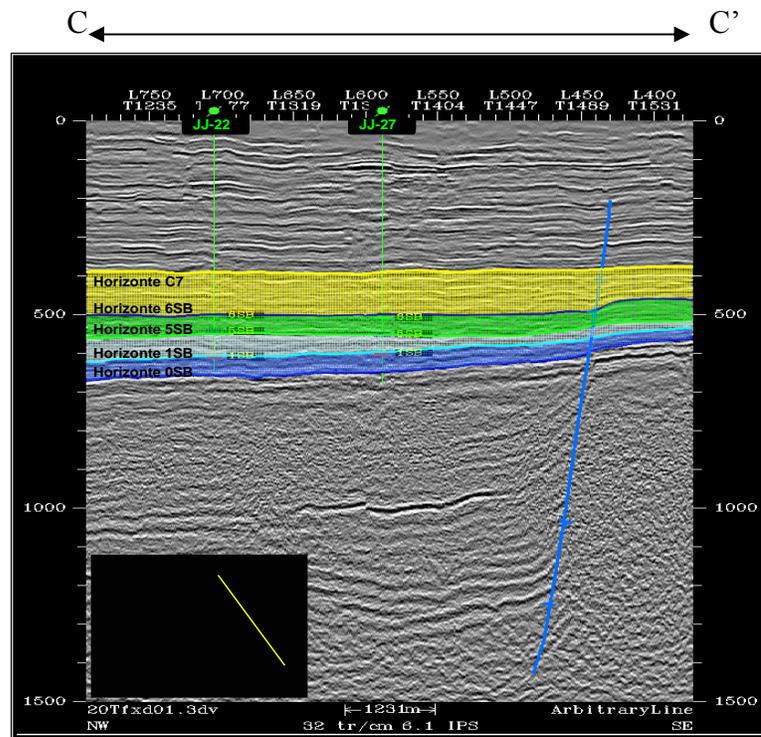


Gráfico 48: Horizontes y fallas principales interpretadas línea C-C'

4.2.6 Elaboración de las superficies y mapas en tiempo

Terminada la interpretación de horizontes y fallas en el área se procedió a generar las superficies de los horizontes en tiempo para luego ser convertidos a profundidad. Para esto, se utilizó la aplicación Zap, la cual realiza la interpolación entre las trazas y líneas interpretadas para cada horizonte. Finalmente, se aplicó a cada superficie generada un suavizado con el propósito de eliminar valores anómalos encontrados y los efectos de bordes. A continuación se muestran las superficies en tiempo de los horizontes interpretados.

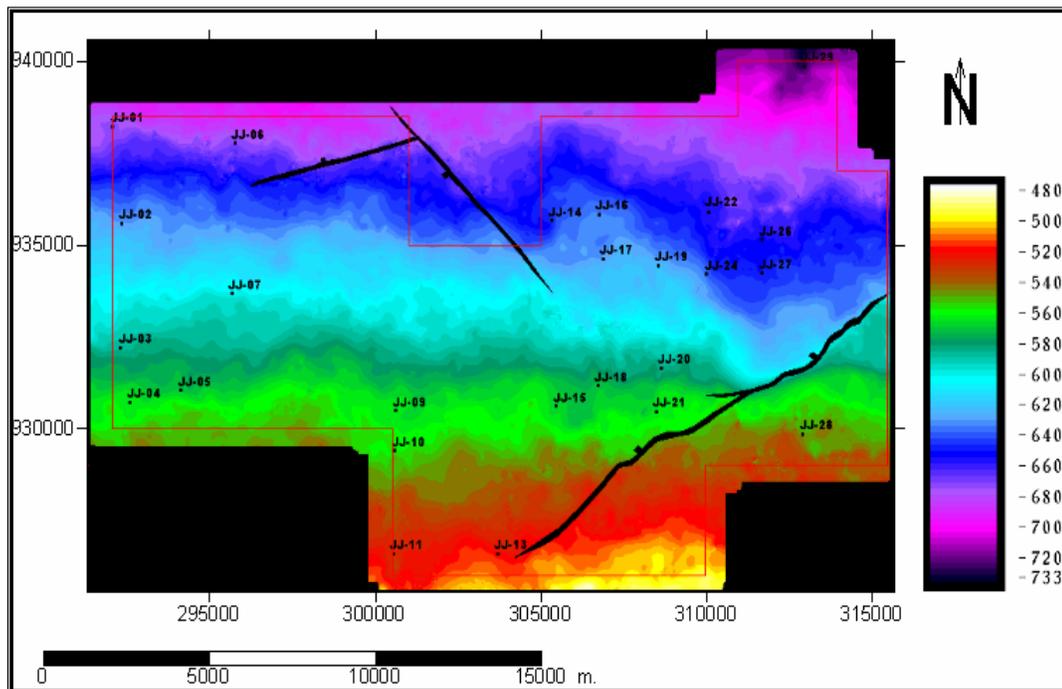


Gráfico 49: Superficie en tiempo del horizonte OSB

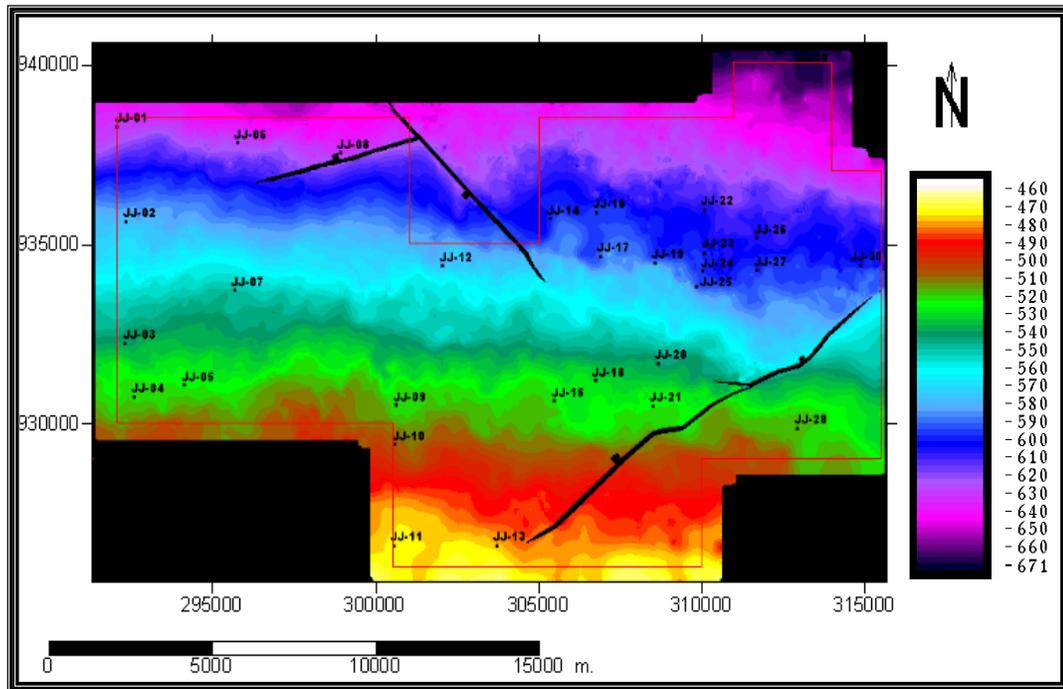


Gráfico 50: Superficie en tiempo del horizonte 1SB

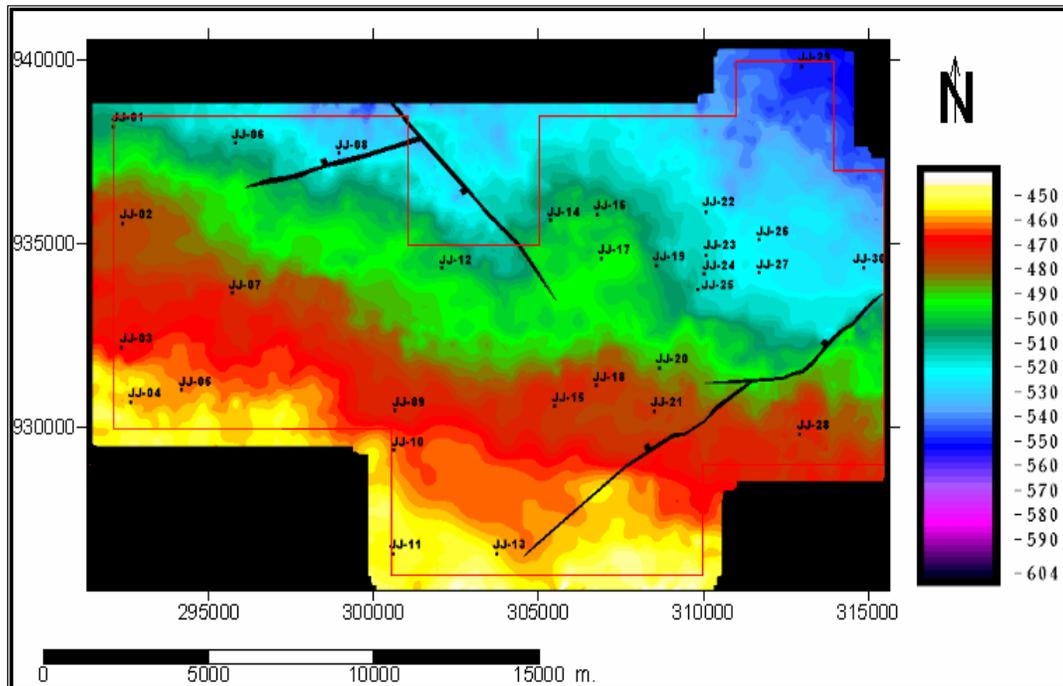


Gráfico 51: Superficie en tiempo del horizonte 5SB

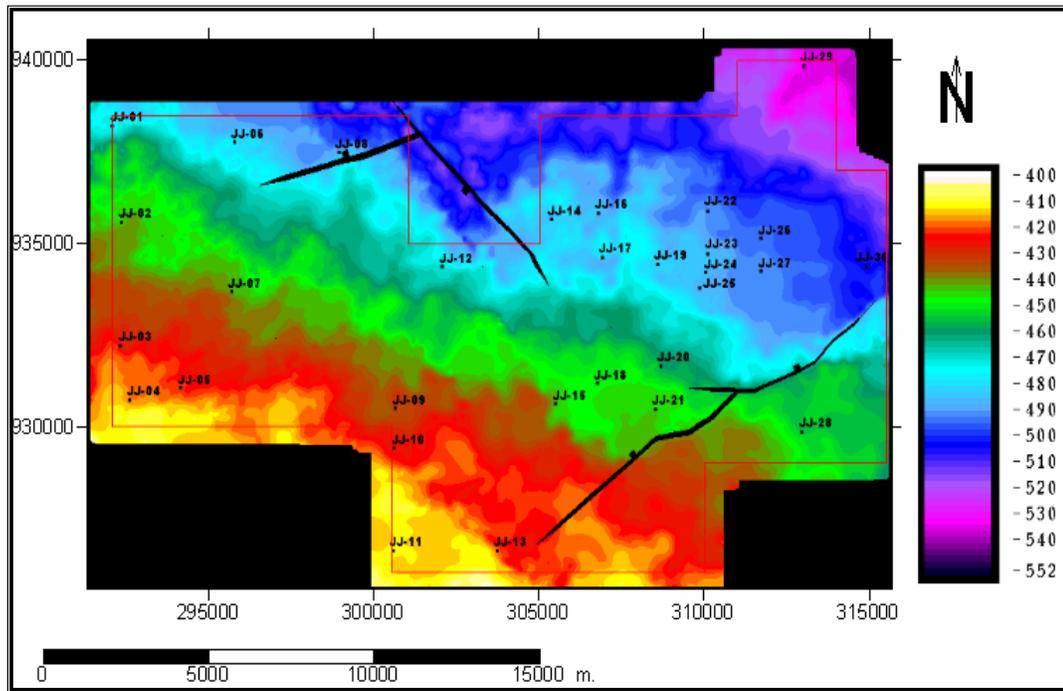


Gráfico 52: Superficie en tiempo del horizonte 6SB

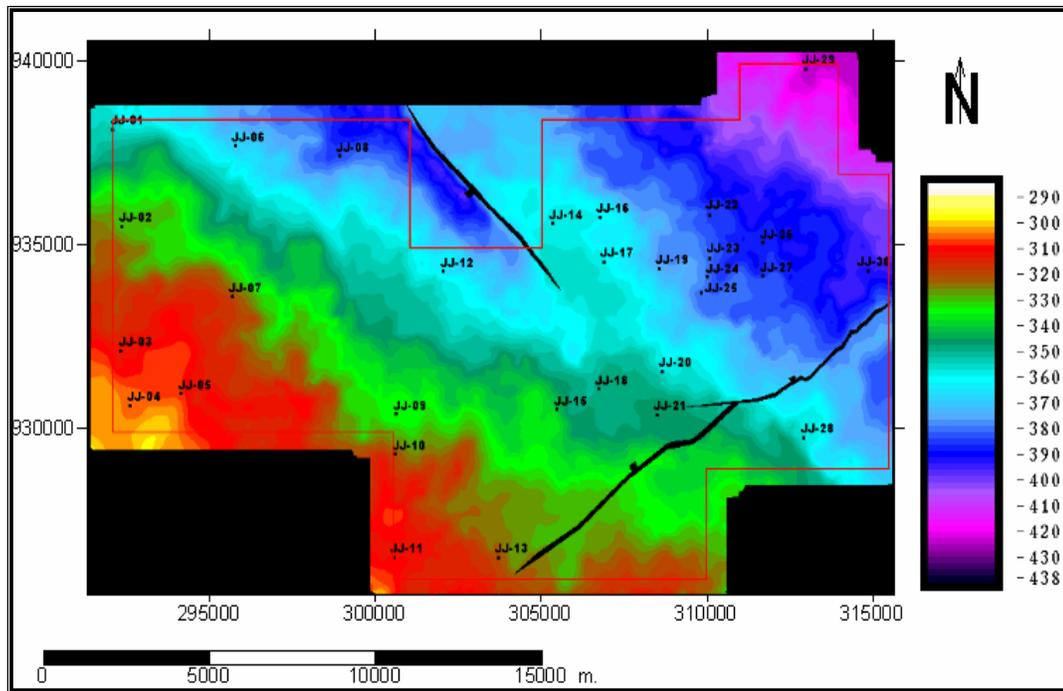


Gráfico 53: Superficie en tiempo del horizonte C7

Superficie en y tiempo del horizonte 0SB: como se observa en el gráfico 49, la tendencia principal de la superficie es este-oeste, y la misma corresponde a un plano que buza al norte. Al este de la superficie se observa una depresión asociada a la presencia de la falla.

Superficie en y tiempo del horizonte 1SB: como se observa en el gráfico 50, la tendencia principal de la superficie es este-oeste, y la misma corresponde a un plano que buza al norte. Al integrar los polígonos de las fallas interpretadas en las secciones horizontales de tiempo y en las secciones sísmicas, con las superficies del horizonte 1SB en tiempo, se puede verificar que el conjunto de fallas interpretadas son del tipo normal.

Superficie en y tiempo del horizonte 5SB: como se observa en el gráfico 51, la tendencia principal de la superficie es noroeste-sureste, y la misma corresponde a un plano que buza al noreste. Al integrar los polígonos de las fallas interpretadas en las secciones horizontales de tiempo y en las secciones sísmicas, con las superficies del horizonte 5SB en tiempo, se puede verificar que el conjunto de fallas interpretadas son del tipo normal.

Superficie en y tiempo del horizonte 6SB: como se observa en el gráfico 52, la tendencia principal de la superficie es noroeste-sureste, y la misma corresponde a un plano que buza al noreste. Al integrar los polígonos de las fallas interpretadas en las secciones horizontales de tiempo y en las secciones sísmicas, con las superficies del horizonte 6SB en tiempo, se puede verificar que el conjunto de fallas interpretadas son del tipo normal.

Superficie en y tiempo del horizonte 0SB: como se observa en el gráfico 53, la tendencia principal de la superficie es noroeste-sureste, y la misma corresponde a un plano que buza al noreste. Al integrar los polígonos de las fallas interpretadas en las secciones horizontales de tiempo y en las secciones sísmicas, con las superficies del horizonte C7 en tiempo, se puede verificar que el conjunto de fallas interpretadas son del tipo normal.

4.2.7 Generación de mapas en tiempo

Después de generar las superficies en tiempo para cada horizonte sísmico interpretado, se procedió a la elaboración de los mapas en tiempos para dichos horizontes. Este mapa fue calibrado con la información de los sismogramas sintéticos de los pozos para corregir las anomalías y discrepancias entre la ubicación espacial de las curvas con respecto a la ubicación de los pozos. El gráfico 54 muestra el mapa en tiempo para el horizonte 0SB correspondiente a la discordancia del paleozoico. Puede observarse que la tendencia de las curvas de tiempo tiene dirección este – oeste mientras que el buzamiento aparente de la estructura es hacia el norte. Además, es posible verificar que el mapa respeta la información de los pozos. Los mapas en tiempo de los horizontes sísmicos 1SB, 5SB, 6SB y C7 se encuentran en el apéndice F.

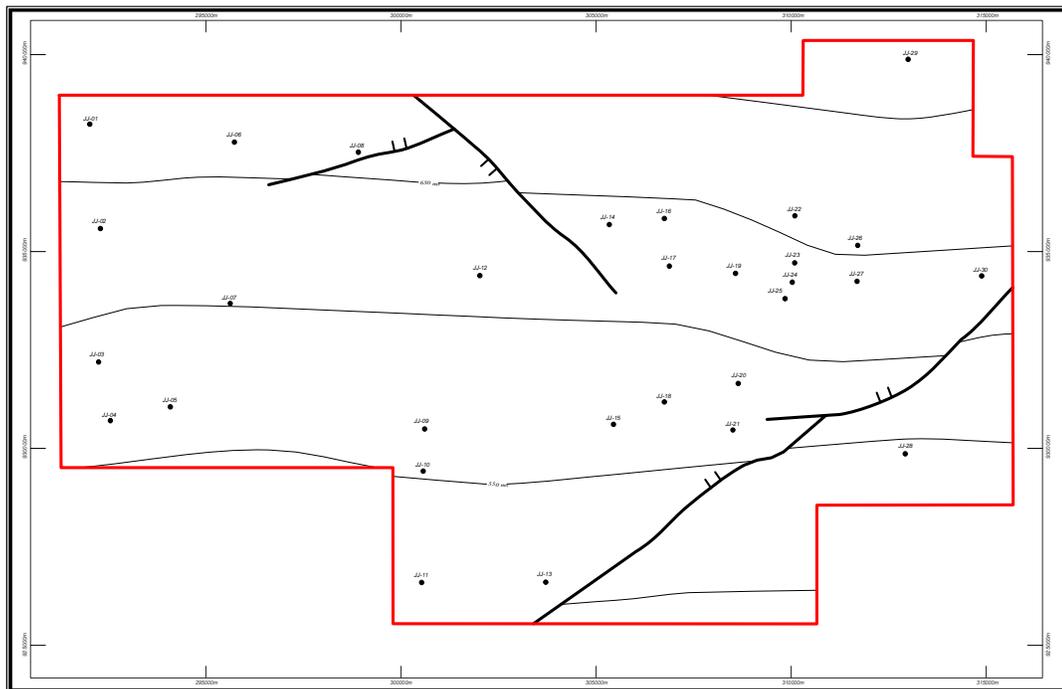


Gráfico 54: Mapa en tiempo del horizonte 0SB

4.2.8 Generación del modelo de velocidad

Como paso previo a la conversión tiempo-profundidad de los horizontes interpretados se construyó el modelo de velocidad del área de estudio. La información necesaria para la elaboración del modelo son los tiros de verificación sísmica presentes en el área, así como los marcadores geológicos correspondientes a los horizontes interpretados. Para este modelo fueron utilizados 22 tiros de verificación sísmica pertenecientes a los pozos del área, lo que asegura la alta calidad y carácter fiable del modelo construido.

Para la construcción del modelo se utilizó la aplicación “DepthTeam Express” de “Openworks”. El control de calidad previo a la elaboración del modelo, consistió en el análisis de los “check shots” en busca de tendencias anómalas; éste arrojó un buen amarre entre las curvas utilizadas, lo que permitió construir un modelo bastante preciso respecto al comportamiento de las velocidades en el área. Esto se debe, tanto a la calidad de los “check shots” utilizados como a la poca variación lateral de velocidades existente a lo largo del levantamiento.

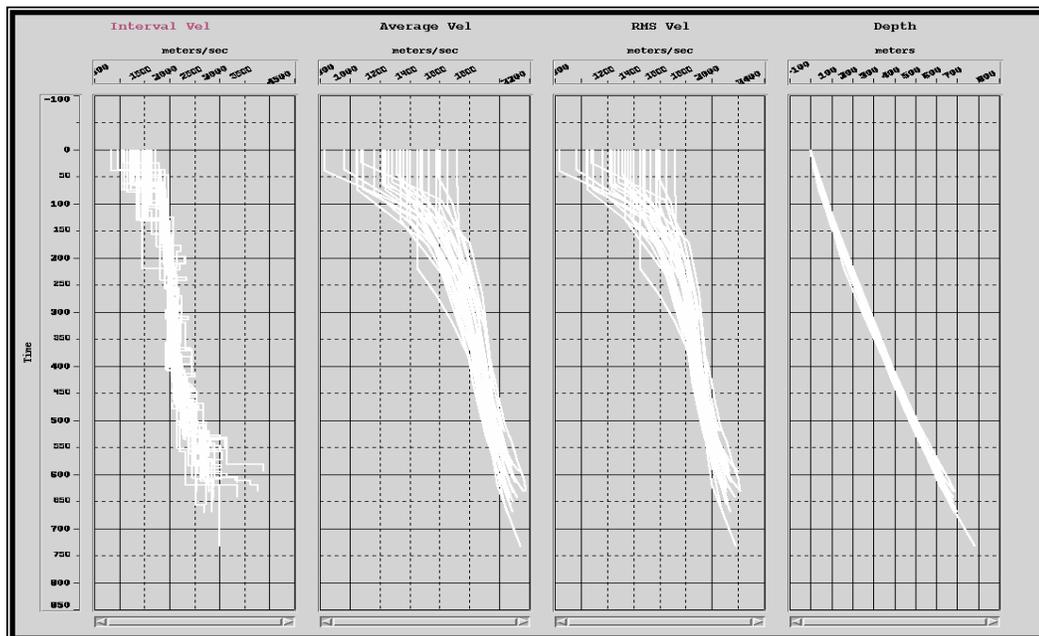


Gráfico 55: Control de calidad para los registros “Check Shost” utilizados en la construcción del modelo de velocidades. Se verifica que todos los registros utilizados tienen la misma tendencia y no se observan valores anómalos en las curvas.

Una vez terminado el control de calidad, se procedió a crear el modelo de velocidades el cual fue posteriormente calibrado tanto con los marcadores geológicos como con los horizontes, para garantizar que el modelo se asemeje a la realidad vertical y lateralmente. El gráfico 55 muestra el modelo de velocidades construido con la escala en metros por segundos, y el modelo calibrado con los horizontes interpretados donde se aprecia el comportamiento lateral de las velocidades sigue la misma tendencia de los horizontes interpretados como era de esperarse. El valor de velocidad mínimo apreciado en el modelo es de 977 m/s mientras que el valor máximo apreciable es de 3000 m/s (gráfico 56).

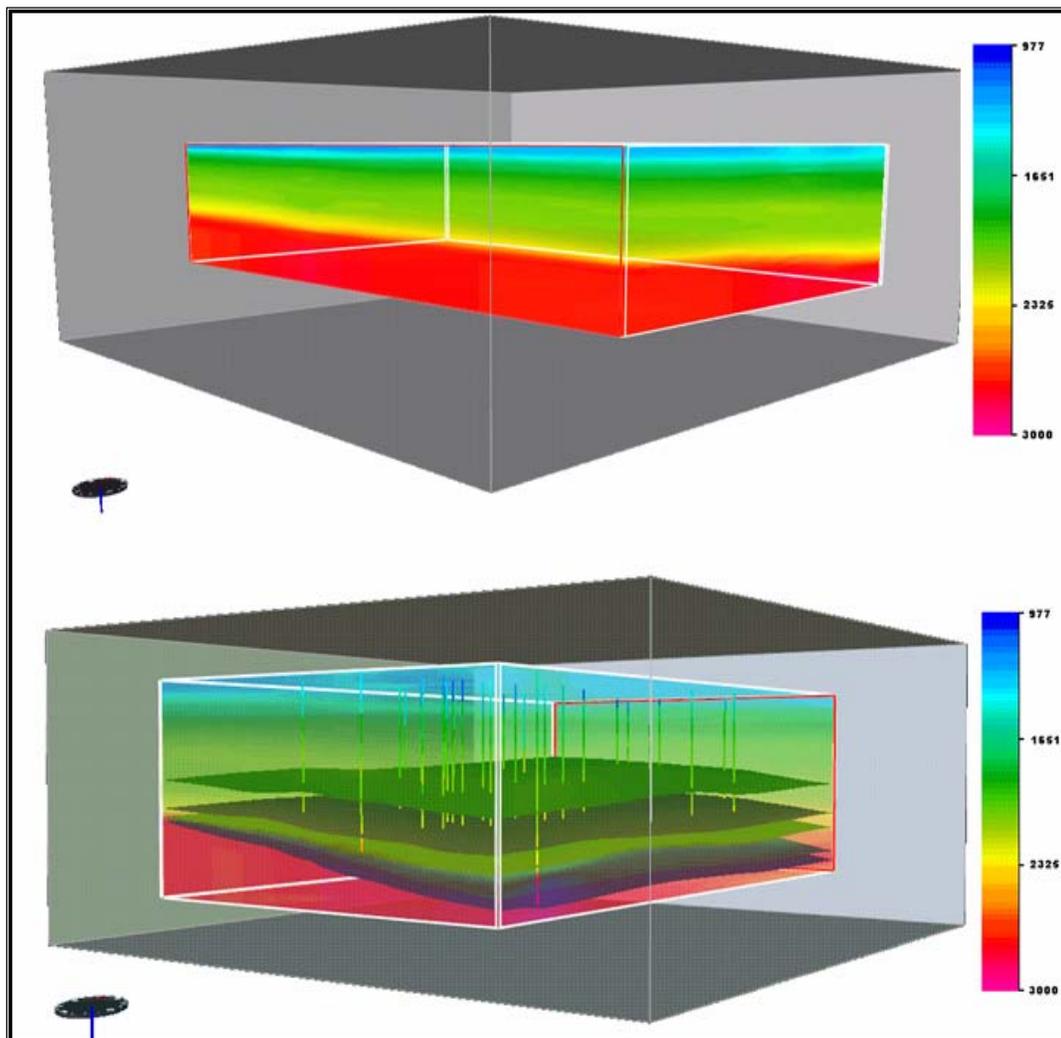


Gráfico 56: Modelo de velocidades.

4.2.9 Elaboración de las superficies en profundidad

Para la elaboración de las superficies en profundidad correspondientes a los horizontes interpretados se utilizó la aplicación “TDQ” de “Openworks”. Esta aplicación necesita la información del modelo de velocidad anteriormente construido y las superficies de los horizontes en tiempo anteriormente interpretados, así como también los polígonos de fallas interpretadas en el área.

Las superficies en profundidad fueron validadas por medio de la correspondencia de la ubicación en profundidad de los distintos marcadores en los pozos con cada superficie. A continuación se muestran las superficies en profundidad de los horizontes interpretados. Como puede verse, las tendencias mostradas por las superficies en profundidad son similares a las mostradas por las superficies en tiempo como era de esperarse (gráficos 57, 58, 59, 60 y 61).

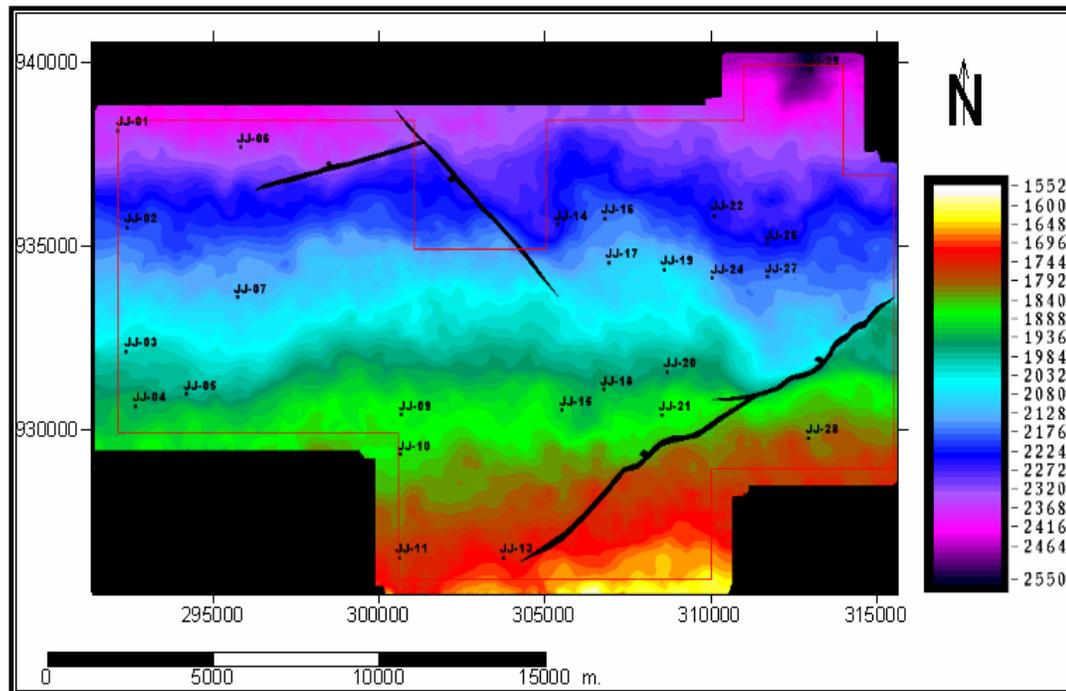


Gráfico 57: Superficie del horizonte OSB en profundidad

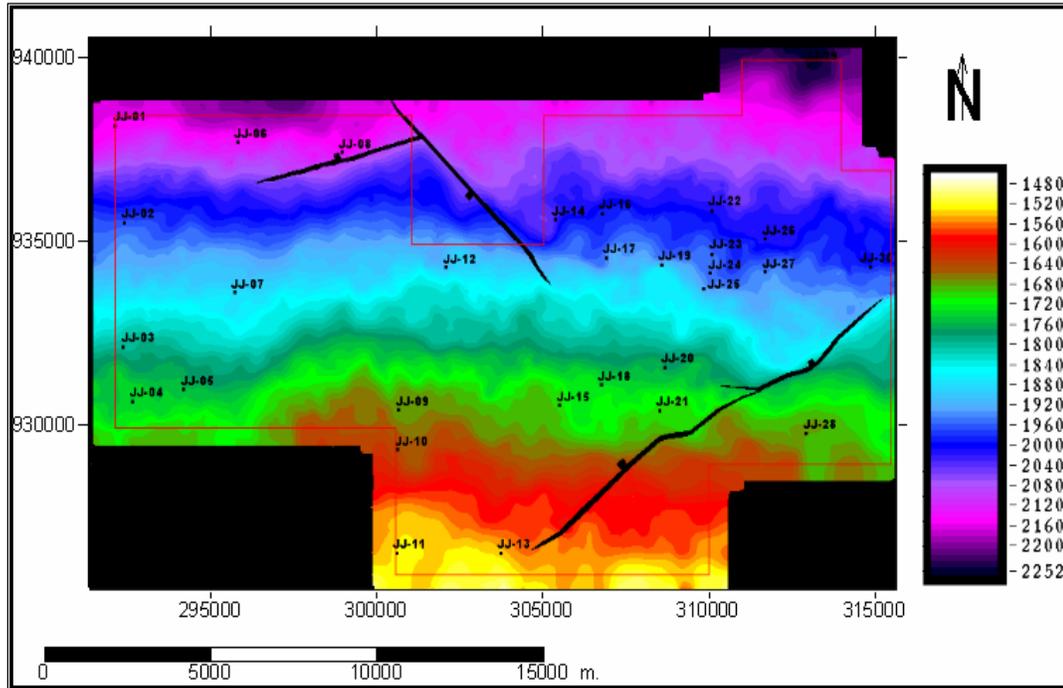


Gráfico 58: Superficie del horizonte 1SB en profundidad

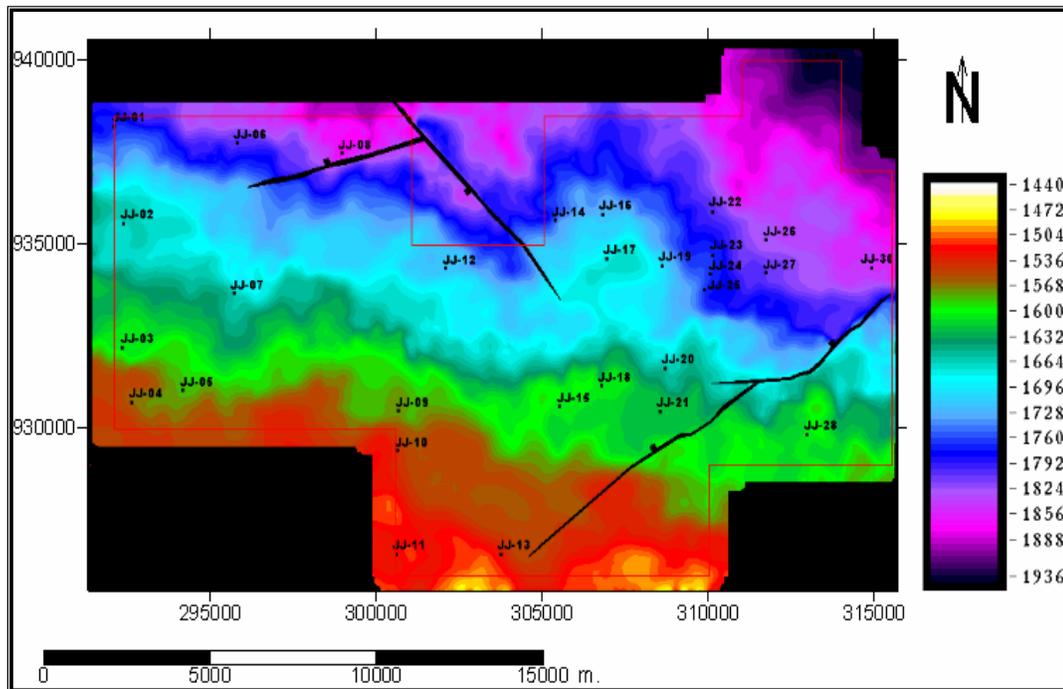


Gráfico 59: Superficie del horizonte 5SB en profundidad

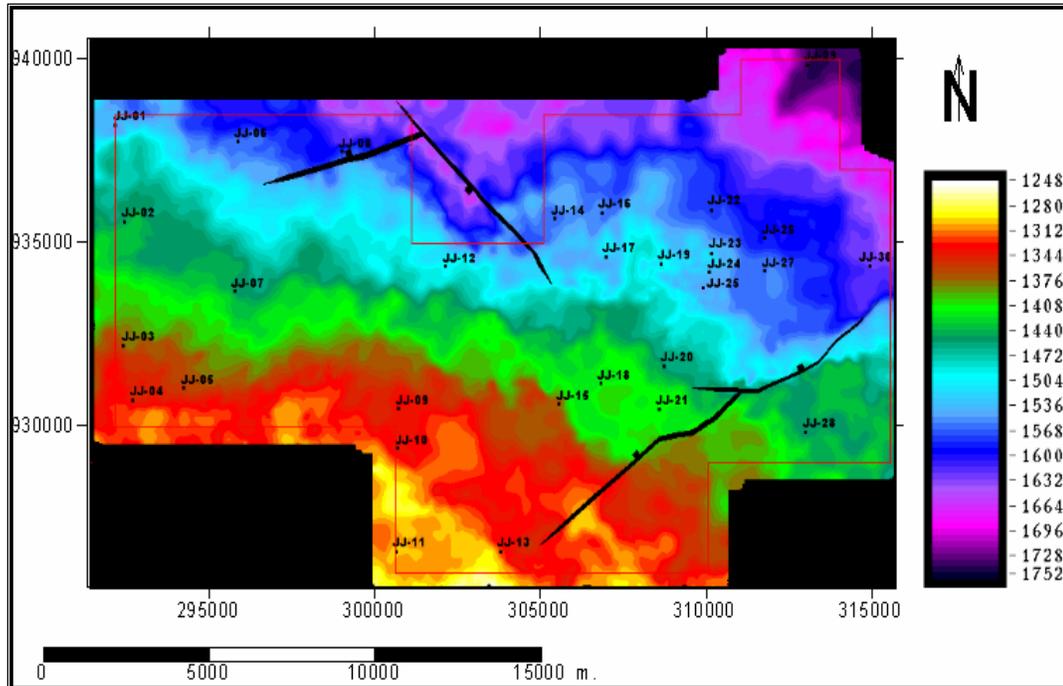


Gráfico 60: Superficie del horizonte 6SB en profundidad

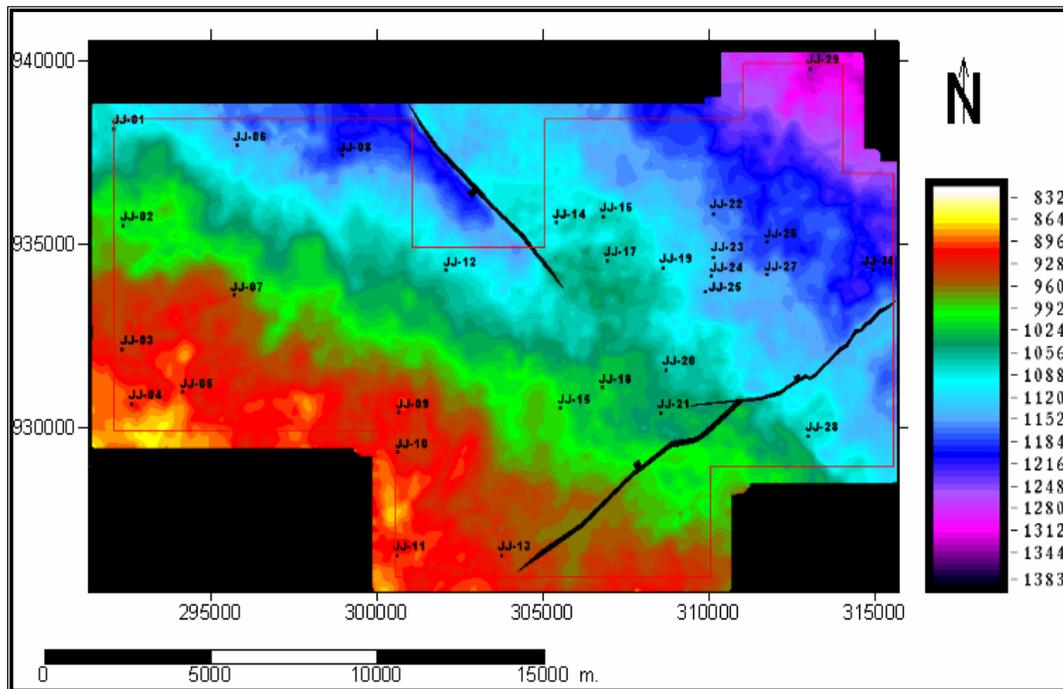


Gráfico 61: Superficie del horizonte C7 en profundidad

4.2.10 Elaboración de mapas de contornos en profundidad

Para la elaboración de estos mapas estructurales en profundidad se generó en primer lugar el mallado concerniente a cada horizonte, para luego con la aplicación “Contours” de “Seiswork” elaborar las curvas de nivel. Al igual que los mapas en tiempo, estos mapas fueron calibrados con los datos de profundidad de los pozos para mantener la coherencia entre la información sísmica y la información de los pozos. Finalmente, estos mapas fueron analizados resaltando las tendencias de las estructuras encontradas así como el impacto que las fallas tienen sobre dichas estructuras. El gráfico 62 muestra el mapa en profundidad del horizonte 0SB, donde se puede observar el conjunto de fallas interpretadas. La tendencia de las curvas de nivel es este – oeste mientras que el buzamiento de la estructura es hacia el norte. Es necesario resaltar que las tendencias y buzamientos de las estructuras se mantienen tanto en las superficies y mapas en tiempo, como en las superficies y mapas en profundidad.

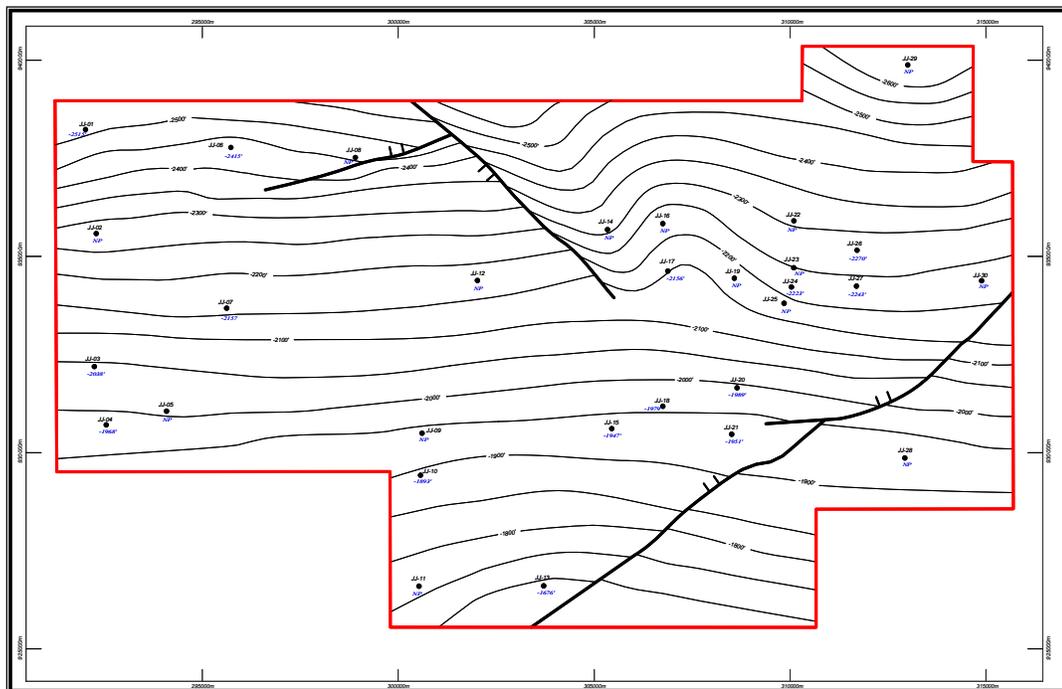


Gráfico 62: Mapa estructural en profundidad del horizonte 0SB.

4.3 Integración de los estudios de física de rocas e interpretación sísmica

Finalmente, se procedió a integrar los resultados obtenidos del estudio de física de rocas con los resultados obtenidos de la interpretación sísmica estructural con la finalidad de identificar el tipo de anomalía de amplitud, que los reservorios generan en los datos sísmicos (ver gráfico 63).

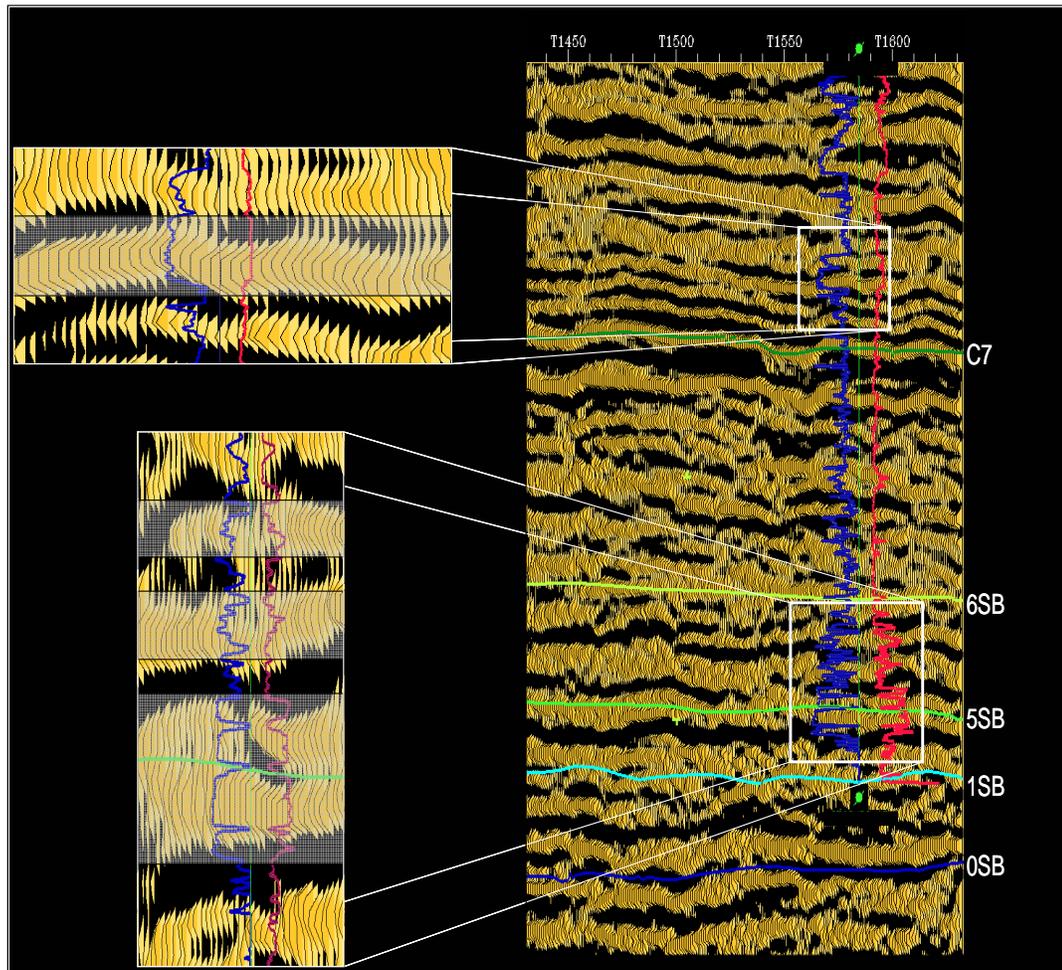


Gráfico 63: Anomalia de amplitud generada por los reservorios en los datos sísmicos.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 Estudio de física de rocas

En primer lugar, para entender el comportamiento y la tendencia de las propiedades elásticas para los diferentes grupos litológicos, hay que analizar en primer lugar el comportamiento y tendencia de los módulos elásticos de cada grupo, así como la densidad del sistema roca fluido antes y después de realizada la sustitución de fluidos. Al analizar el estado inicial de las velocidades para los grupos litológicos de interés, como lo son las lutitas y las arenas saturadas con petróleo, se hace imperativo estudiar en primer lugar el estado inicial del módulo de dureza, cizalla y la densidad de cada grupo, para establecer la relación existente entre las propiedades elásticas de los grupos.

De este modo, comparando los módulos de dureza de las lutitas y de las arenas con su fluido saturante original mediante los histogramas del gráfico 64.a y 64.b, se observa que los valores de K para las arenas se encuentran distribuidos entre 4 y 17 Gpa mientras que los valores de K para lutitas se distribuyen entre 5 y 20 Gpa.

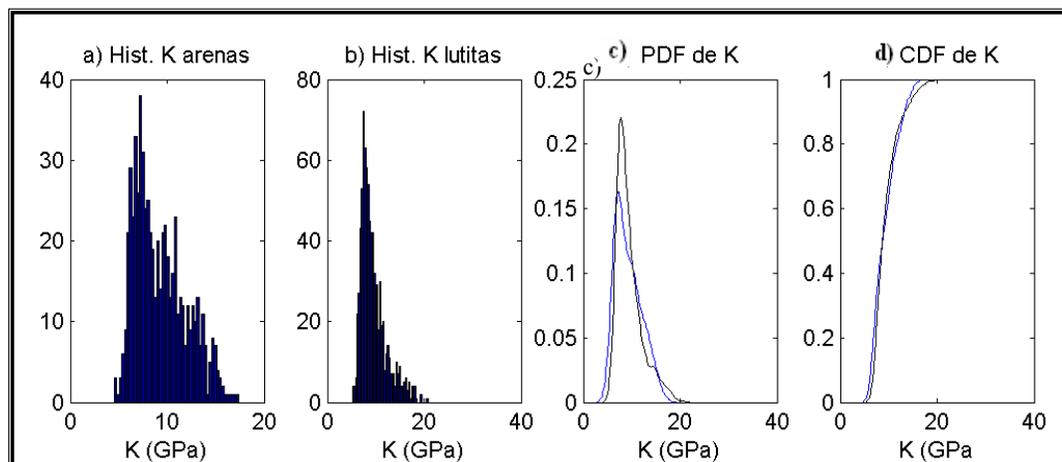


Gráfico 64. Histogramas de los valores de K para a) arenas saturadas con su fluido original y b) lutitas. c) PDF y d) CDF para los valores de K de lutitas (color negro) y arenas saturadas con su fluido original (color azul).

Sin embargo, las distribuciones de K para las poblaciones de cada grupo litológico se encuentran solapadas como se muestra en el gráfico 64.d. Por lo tanto, no es posible hacer la discriminación entre estas dos litologías según sus valores de K .

Los análisis de núcleos en pozos del área indican que las arenas de los reservorios son arenas no consolidadas por lo que se esperaría para estas arenas valores relativamente bajos de K . Por tal razón y debido a que la matriz de las arenas está compuesta en un 85 % de cuarzo y en los poros contiene petróleo pesado, es necesario determinar si el comportamiento del módulo de dureza para estas arenas está influenciado por el fluido contenido en los poros o es la respuesta solamente de la matriz.

Para esto, se compararon los valores de K para arenas saturadas con su fluido original y el K_{dry} de las mismas. Como se observa en el gráfico 65.b, los valores de K_{dry} se encuentran distribuidos en un rango que va desde 0 hasta 16 GPa con el máximo de ocurrencias entre 2 y 4 GPa. Unido a esto, la función acumulada de probabilidad y la función de densidad probabilística del gráfico 65.c y 65.d muestran un claro distanciamiento entre las distribuciones de los valores de K y K_{dry} de las arenas, aun cuando existe solapamiento de los conjuntos, lo que indica que el comportamiento del módulo de dureza para las arenas de este estudio se encuentra altamente influenciado por el tipo de fluido presente.

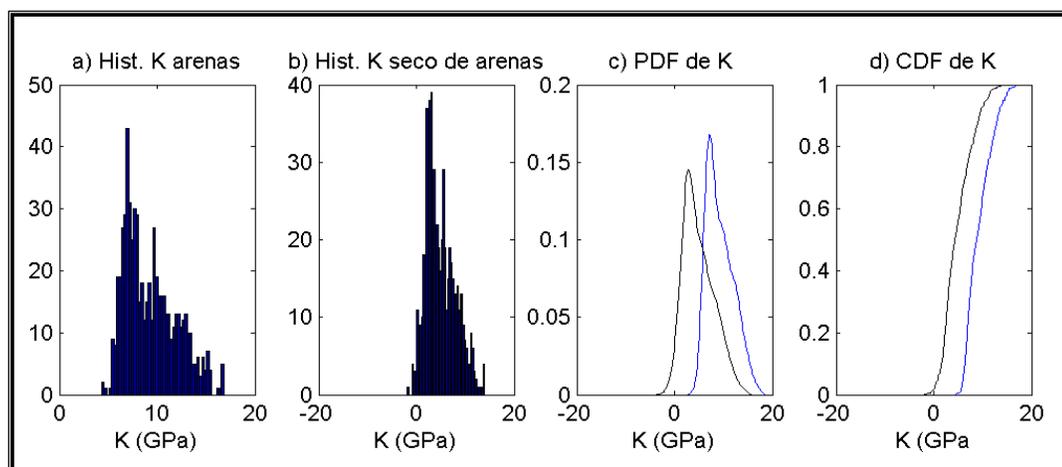


Gráfico 65. Histogramas de los valores de K para a) arenas saturadas con su fluido original y b) arenas sin fluidos. c) PDF y d) CDF para los valores de K de arenas sin fluidos (color negro) y arenas saturadas con su fluido original (color azul).

Debido a esto, se cuantificó el impacto generado los fluidos en los poros de la roca sobre los valores de K . Dicho impacto se estimó en aproximadamente un 38 % de incremento de los valores de K para las arenas, cuando éstas pasan de ser arenas drenadas a arenas saturadas con un fluido de propiedades elásticas similares a las de los fluidos en los yacimientos del estudio.

Por otro lado, los fluidos encontrados en los yacimientos son petróleo pesado y agua de formación. Al analizar las densidades y módulos de dureza de ambos fluidos (ver sección 4.1.3.5) se observa que las densidades de ambos fluidos son de magnitud similar, igual que los módulos de dureza, lo que permite predecir cualitativamente que el impacto originado por cada fluido sobre las velocidades compresionales de las arenas es difícilmente diferenciable.

Para cuantificar el efecto de estos fluidos, se analizaron los módulos de dureza de las arenas saturadas completamente con agua, petróleo pesado y gas por medio de la sustitución de fluidos. Aunque no fueron halladas arenas con gas dentro del área de estudio, se extendió este estudio al análisis del impacto generado por este fluido sobre las velocidades de las ondas compresionales en arenas 100% saturadas de gas, por cuanto en áreas cercanas a Petrozuata se ha verificado la presencia de arenas con gas.

En los histogramas generados para K en las lutitas, arenas saturadas con agua, petróleo pesado y gas (gráfico 66), se observa que el comportamiento mostrado por estas litologías es muy similar: rango de valores comprendido entre 4 y 18 GPa y con máximo de frecuencias en 7 GPa, mientras que el comportamiento de K para las arenas con gas varía mostrando otro comportamiento: rango de valores comprendido entre 0 y 16 y con máximo de frecuencias en 3 GPa.

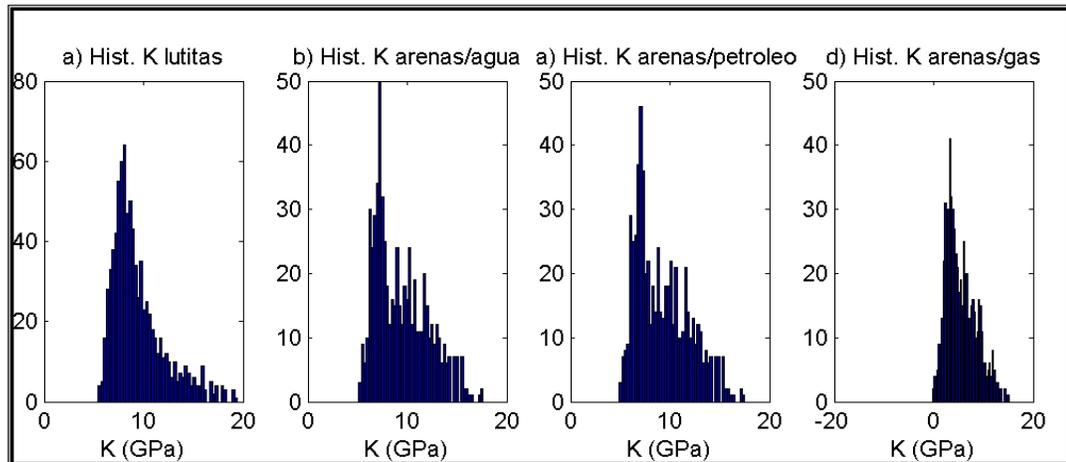


Gráfico 66. Histogramas de frecuencias de los valores de K para a) lutitas, b) arenas saturadas con agua, c) arenas saturadas con petróleo pesado y d) arenas saturadas con gas.

Al comparar las distribuciones de K para las arenas saturadas con agua (azul), arenas saturadas con petróleo (verde) y arenas saturadas con gas (rojo) en el gráfico 67 se verifica, que no es posible diferenciar los módulos de dureza de las lutitas de arenas saturadas con agua o de los módulos de dureza de las arenas saturadas con petróleo pesado, mientras que hacer la diferenciación entre los módulos de estos dos grupos con respecto a los módulos de dureza de las arenas saturadas con gas resulta una tarea muy fácil de realizar.

Esto significa que la anomalía que genere la variación de K sobre las velocidades de la onda compresional en las lutitas no será diferenciable de la anomalía, que genere la variación de K sobre las velocidades de la onda compresional en las arenas saturadas con agua o en arenas saturadas con petróleo pesado. Sin embargo, la anomalía en las arenas saturadas de gas es fácilmente diferenciable.

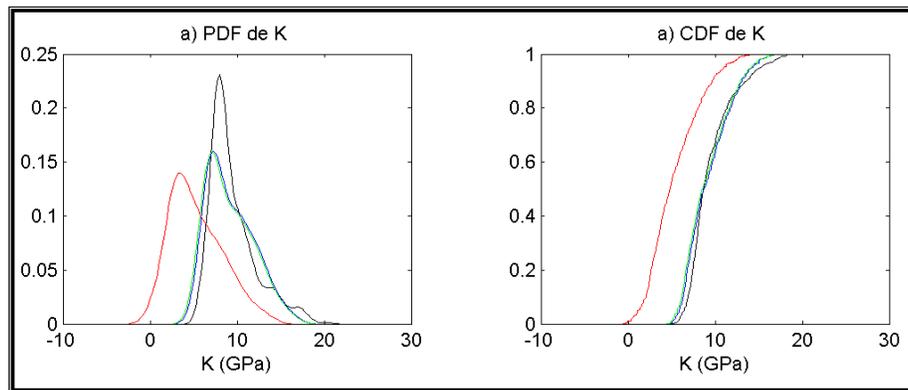


Gráfico 67. a) Función de densidad probabilística (PDF) y b) función de distribución acumulada (CDF) para lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo).

Comparando los módulos de cizalla de las lutitas y de las arenas con su fluido saturante original, se observa en el gráfico 68 que los valores de G tanto para las arenas como para las lutitas se encuentran distribuidos entre 0 y 6 GPa. Sin embargo, las distribuciones de G para las poblaciones de cada grupo litológico muestran comportamientos distintos. Por lo tanto, dentro de un mismo intervalo, los valores de G en las arenas tenderán a ser mayores que para las lutitas. Como G depende de la composición de la roca, permanecerá constante para ambas litologías sin importar el tipo de fluido que estas contengan.

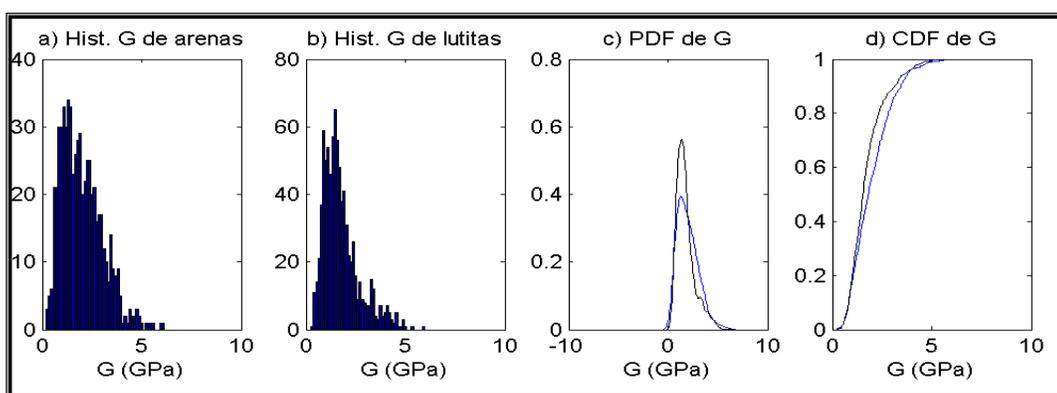


Gráfico 68. Histogramas de frecuencias para los valores de G para a) arenas saturadas con su fluido original y b) lutitas. c) Función de densidad probabilística (PDF) y función de distribución acumulada (CDF) para los valores de K de arenas (color azul) y lutitas (color negro). Mientras el PDF muestra que los rangos de valores de K se solapan para ambas litologías, el CDF muestra que las distribuciones de los valores son distintas para arenas y para lutitas.

Se realizó el análisis del comportamiento y tendencia de las densidades volumétricas de los distintos grupos litológicos. En primer lugar se compararon las densidades de las lutitas con las densidades de las arenas en su estado inicial. El gráfico 69 muestra el histograma de las densidades de las lutitas (gráfico 69.a) y el histograma de las densidades de las arenas saturadas con su fluido original (gráfico 69.b). Estos histogramas muestran que el rango de densidades encontrado para las lutitas va desde 1.9 hasta 2.45 gr/cm^3 , con el máximo de frecuencias ubicado entre los valores 2.15 y 2.35 gr/cm^3 .

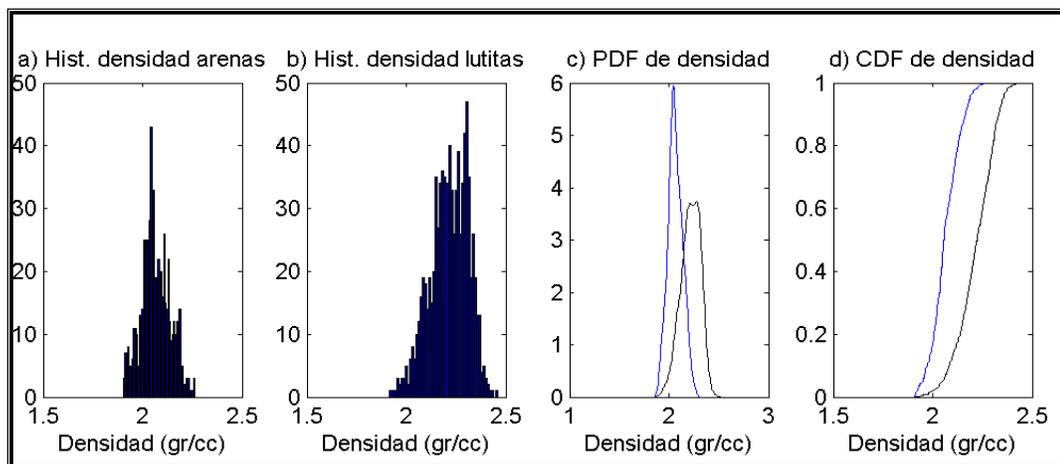


Gráfico 69. Histogramas de frecuencias para los valores de ρ para a) arenas saturadas con su fluido original y b) lutitas. c) PDF d) CDF) para los valores de ρ de lutitas (color negro) y arenas saturadas con su fluido original (color azul). Mientras el PDF muestra que los rangos de valores de ρ para las arenas son un subconjunto del rango de valores de ρ para las lutitas, el CDF muestra que las distribuciones de los valores son distintas tendiendo a ser mayor la densidad de las lutitas que de las arenas dentro del mismo intervalo.

De igual manera se observa que el rango de densidades encontrado para las arenas saturadas en su estado inicial va desde 1.9 hasta aproximadamente 2.25 gr/cm^3 , con el máximo de frecuencias ubicado aproximadamente en 2.04 gr/cm^3 . Como se aprecia en el gráfico, las lutitas no sólo poseen un rango de densidades más amplio que las arenas, sino que adicionalmente difiere en su distribución dentro del intervalo de interés.

Al analizar las densidades volumétricas de las arenas saturadas con agua, petróleo pesado y gas, se observa que las densidades volumétricas para los grupos litológicos arenas con agua, arenas con petróleo pesado se ubican dentro del mismo rango de densidades y muestran máximos de frecuencias entre 2.00 y 2.15 gr/cm³. Por su parte, las densidades volumétricas mostradas por las arenas saturadas de gas se encuentran ubicadas entre 1.4 y 2.1 gr/cm³ aproximadamente y muestra su máximo de frecuencias en 1.8 gr/cm³. Por lo tanto, tal y como lo muestra el gráfico 70 la densidad volumétrica no generará una anomalía apreciable sobre V_p, que permita discriminar entre arenas con agua y arenas con petróleo pesado. Sin embargo, debido a las diferencias de distribución de sus velocidades (gráfico 71), podría generar anomalías sobre V_p que permitan discriminar las lutitas de las arenas con agua o petróleo.

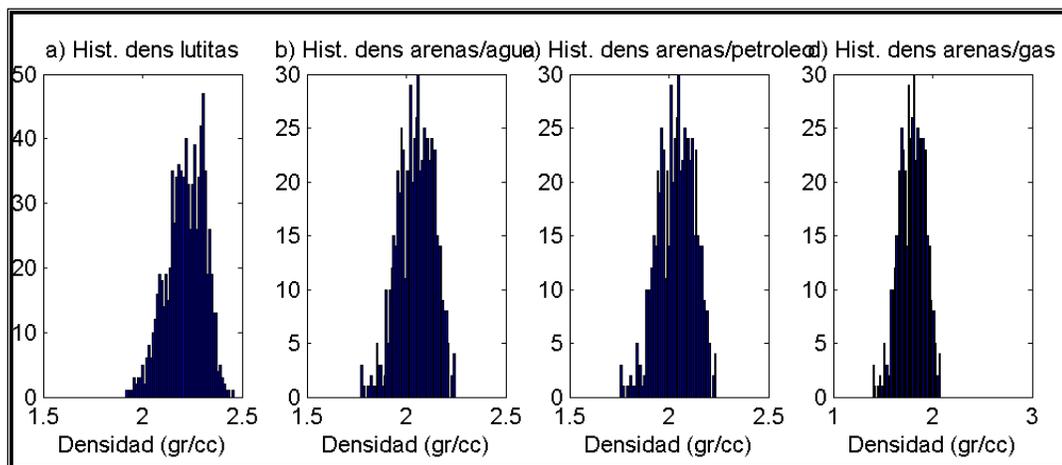


Gráfico 70. Histogramas de frecuencias de los valores de K para a) lutitas, b) arenas saturadas con agua, c) arenas saturadas con petróleo pesado y d) arenas saturadas con gas.

Esto se debe a que la densidad volumétrica incluye tanto la densidad de la roca como la del fluido, mientras la matriz mineral de la roca permanece y su densidad permanecen constante en este estudio, las variaciones apreciables en la densidad volumétrica de los yacimientos están influenciadas solo por las densidades de los fluidos. Por lo tanto, debido a que las densidades del agua de formación y del

petróleo pesado tienen casi el mismo valor, las arenas con agua y con petróleo presentan densidades volumétricas igualmente similares.

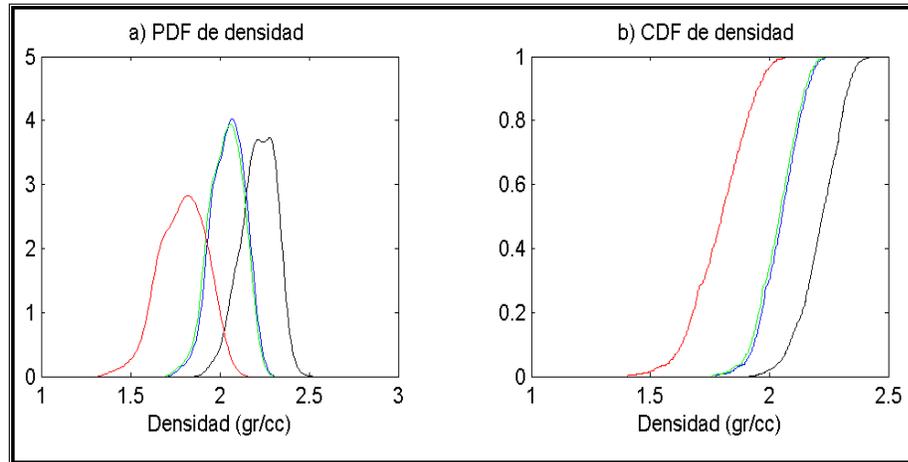


Gráfico 71. a) Función de densidad probabilística (PDF) y b) función de distribución acumulada (CDF) para densidades de lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo).

Al analizar el comportamiento de las velocidades de onda compresional entre las lutitas y las arenas antes de la sustitución de fluidos, se observa que poseen rangos de valores similares, ubicados entre 1790 m/s y 3170 m/s para arenas y entre 1800 m/s y 3300 m/s para lutitas. Esta similitud de rangos se puede verificar en el gráfico 72, donde se muestra el solapamiento entre los rangos de V_p para esas litologías.

Sin embargo, la función de distribución acumulada muestra diferencias en las distribuciones de V_p para las arenas y para las lutitas. Esto significa que aún cuando estas litologías poseen el mismo rango de valores, alguna de ellas tenderá a mostrar mayores valores de V_p en comparación a la otra dentro de un mismo intervalo. En este caso, la litología que tiende a mostrar valores mayores de V_p es la arena saturada con el fluido a condiciones de reservorio.

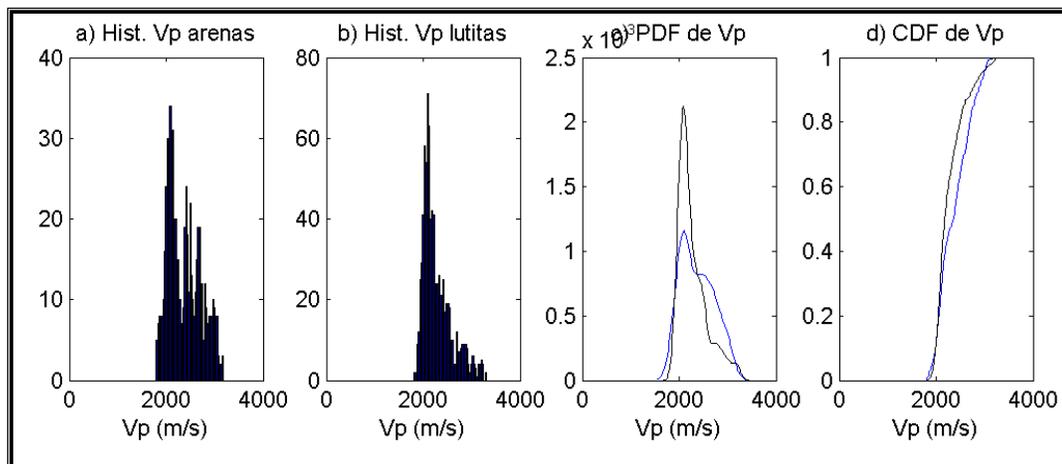


Gráfico 72. Histogramas de frecuencias para los valores de Vp para a) arenas saturadas con su fluido original y b) lutitas. c) Función de densidad probabilística (PDF) y d) función de distribución acumulada (CDF) para los valores de Vp de lutitas (color negro) y arenas saturadas con su fluido original (color azul). Mientras el PDF muestra que los rangos de valores de Vp para las arenas son un subconjunto del rango de valores de ρ para las lutitas, el CDF muestra que las distribuciones de los valores son distintas tendiendo a ser mayor la densidad de las lutitas que de las arenas dentro del mismo intervalo.

En el gráfico 73 se puede observar que los valores de Vp para las arenas con agua y petróleo se encuentran distribuidos entre los 1700 m/s y los 3200 m/s, mientras que los valores de Vp para las arenas saturadas con gas se encuentran entre los 780 m/s y los 3200 m/s. Sin embargo, aún cuando el gráfico 74 muestra el solapamiento entre los rangos de las velocidades de las lutitas, las arenas con agua y las arenas con petróleo, puede observarse que la distribución de las velocidades dentro de este rango no es el mismo para estas litologías.

Mientras las arenas con agua y petróleo pesado mantienen distribuciones de velocidad similares en todo el rango de velocidades, las distribuciones entre éstas y las lutitas se asemejan para los valores más bajos de velocidad dentro de su rango y se alejan para los valores más altos de velocidad. Por su parte, las arenas con gas muestran una distribución que parece acercarse al resto de las distribuciones a medida que aumenta la velocidad.

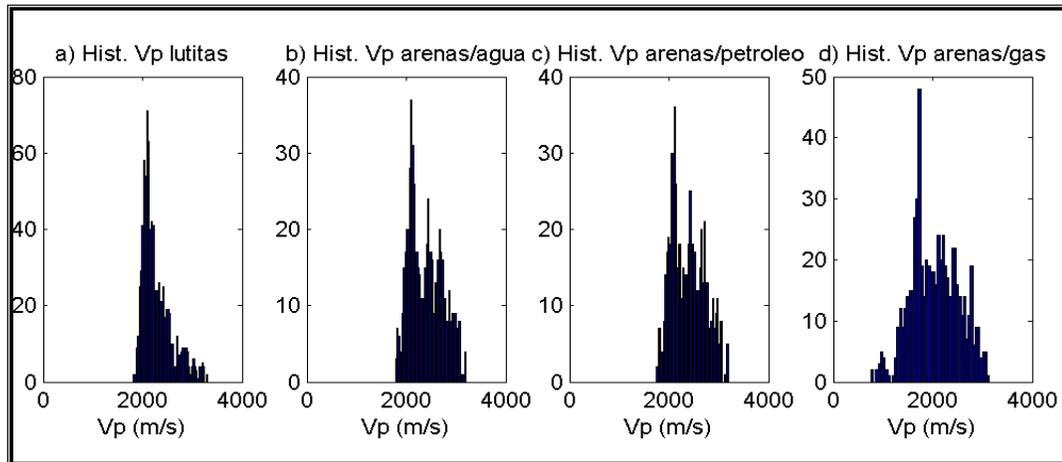


Gráfico 73. Histogramas de frecuencias de los valores de V_p para a) lutitas, b) arenas saturadas con agua, c) arenas saturadas con petróleo pesado y d) arenas saturadas con gas.

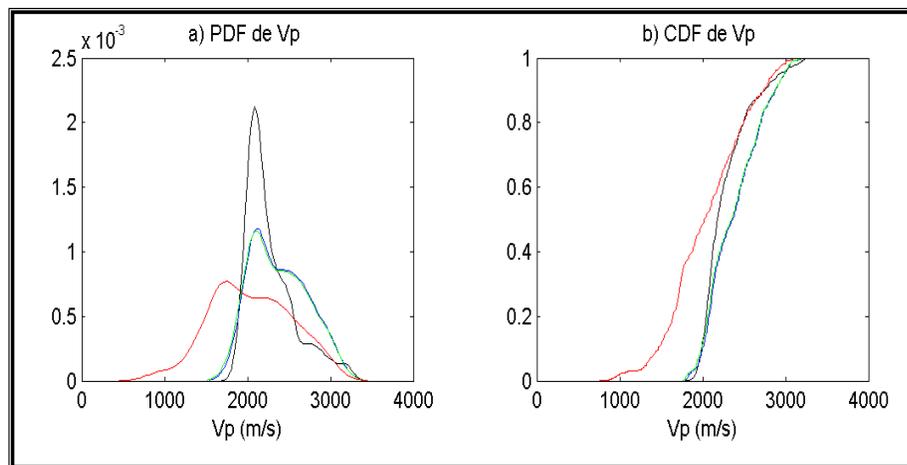


Gráfico 74. a) Función de densidad probabilística (PDF) y b) función de distribución acumulada (CDF) para densidades de lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo).

Esto quiere decir, que existen subintervalos dentro del intervalo de estudio donde las velocidades de las lutitas, arenas con agua y/o petróleo tienden a ser similares, y existen subintervalos donde las velocidades de las arenas con agua y/o petróleo tienden a ser mayores que las velocidades de las lutitas. Por otro lado, existen subintervalos donde las velocidades de las lutitas tienden a ser mayores que las velocidades de las arenas con gas y existen intervalos donde esta relación se invierte.

Individualmente los valores bajos de velocidad para cada litología están asociados a profundidades someras, por lo tanto el acercamiento entre las distribuciones de velocidades de las lutitas, arenas saturadas de agua y de petróleo, hacia los valores más bajos de velocidad dentro sus rangos, indica que a profundidades relativamente someras, puede encontrarse el punto donde se cruzan las velocidades de las lutitas y las velocidades de las arenas con agua o petróleo. Como se puntualizó en el capítulo 3, por encima de este cruce, las velocidades de las lutitas son mayores que las velocidades de las arenas saturadas de agua y de petróleo. Por debajo de este punto, la relación anterior se invierte y las velocidades de las arenas con agua o petróleo pasan a ser mayores que las velocidades de las lutitas.

Como la función de distribución acumulada no muestra el comportamiento de las velocidades de cada grupo litológico respecto a la profundidad, se generaron gráficos de V_p contra profundidad con la finalidad de ubicar las diferentes tendencias y el punto de cruce para las velocidades de los grupos litológicos de interés (lutitas, arenas con agua, arenas con petróleo) dentro de la zona de interés del estudio, a fin de establecer la respuesta acústica generada por los yacimientos y definir el tipo de régimen en el que se encuentran.

Para la construcción de estos gráficos, se identificaron los intervalos de arenas iguales o mayores a cuarenta pies, debido a que éste es un valor cercano a la resolución sísmica calculada para el volumen de datos sísmicos del bloque Petrozuata (ver sección 4.2.3). Se promediaron estos intervalos tanto en velocidad como en densidad y se asignaron estos valores al punto medio del intervalo, generando así una respuesta puntual de velocidad, que permita definir las tendencias de las velocidades de los diferentes grupos litológicos respecto de la profundidad, para luego establecer la relación entre dichas tendencias.

El gráfico 75 muestra las tendencias de las velocidades con respecto a la profundidad para las diferentes litologías. En este gráfico se observa que a profundidades someras dentro del intervalo de estudio, las velocidades de las lutitas son menores que las velocidades acústicas de las arenas saturadas con agua o petróleo pesado. Adicionalmente se observa, que a medida que aumenta la profundidad

aumenta también la diferencia entre las velocidades de estos dos grupos litológicos manteniendo las mismas tendencias.

Aun cuando no se logra observar el punto de cruce de las velocidades de lutitas y arenas con agua o petróleo pesado dentro del intervalo de estudio, puede inferirse que el cruce se encuentra a profundidades por encima del intervalo de estudio tal y como lo indican las tendencias encontradas en el gráfico y en las funciones de distribuciones de velocidades para lutitas y arenas con agua y petróleo.

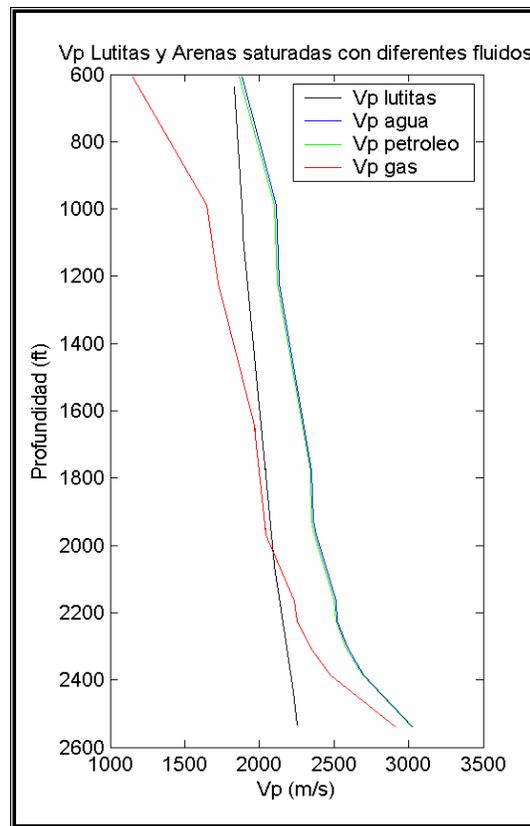


Gráfico 75. Tendencias de V_p contra la profundidad para lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo) para el pozo JJ-02.

Por lo tanto, todas las arenas que contengan agua o petróleo pesado presentarán mayores velocidades que los cuerpos lutíticos asociadas a las mismas profundidades dentro del intervalo de estudio. Sin embargo, se observa que a las profundidades más someras dentro del intervalo de estudio las arenas saturadas de gas muestran menores velocidades que las lutitas.

Tal y como lo indica la tendencia observada en la distribución de velocidades de lutitas y arenas con gas, a medida que las profundidades se incrementan, se incrementan las velocidades tanto de las lutitas como de las arenas saturadas con gas y por ende comienzan a acercarse hasta cruzarse. Por debajo de este punto, se invierten las relaciones anteriores y las velocidades de las arenas con gas pasan a ser en todo momento mayores que las velocidades de las lutitas, incrementado la tendencia con la profundidad. A continuación se muestran las tendencias de las velocidades para los pozos JJ-04, JJ-11, JJ-22, JJ-23 del área.

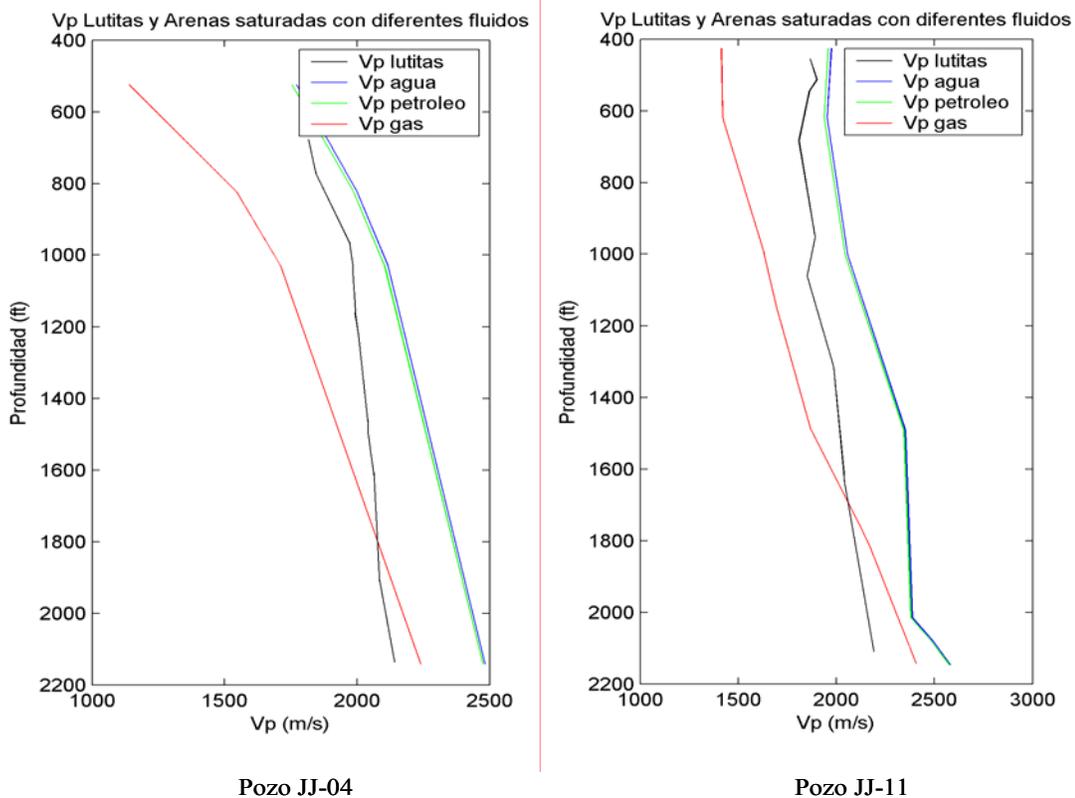


Gráfico 76: Tendencias de Vp contra la profundidad para lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo) para los pozos JJ-04 y JJ-11.

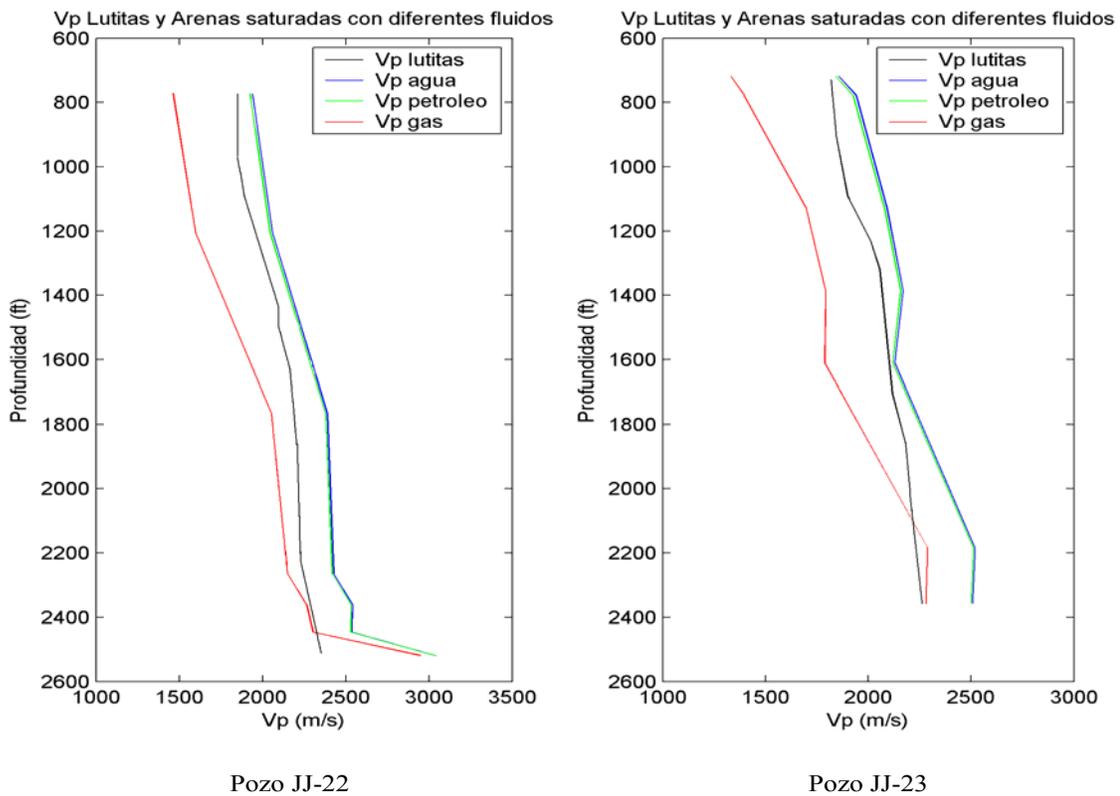


Gráfico 77: Tendencias de Vp contra la profundidad para lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo) para los pozos JJ-22 y JJ-23.

Este comportamiento de las velocidades se debe a que mientras las lutitas ceden fácilmente a los esfuerzos de compresión, perdiendo su contenido de fluidos, compactándose y alcanzando sus valores máximos de velocidad en muy poco tiempo, las arenas presentan mayor resistencia a la compactación, necesitando mayor tiempo para perder su contenido de fluidos, compactarse y alcanzar sus valores máximos de velocidad. Estos factores impactan de manera trascendental en el hecho de que las velocidades de las arenas lleguen a ser mayores que las velocidades de las lutitas a mayores profundidades.

El planteamiento inicial de este trabajo puntualiza, que a profundidades someras las velocidades de las lutitas son mayores que las velocidades de las arenas, hasta llegar a un intervalo o punto de cruce donde esta relación de velocidades se invierte. Indica también, que si las arenas están bien compactadas, este punto de cruce podría no hallarse, y de hallarse, se encontrará a profundidades muy someras.

Contrario a esta hipótesis, las arenas no compactadas de los yacimientos del bloque Petrozuata del área Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco, presentan velocidades mayores que las lutitas asociadas a los mismos yacimientos a profundidades relativamente someras. Esto se debe a que las velocidades de onda compresional que se propagan por las arenas con petróleo pesado, están influenciadas no sólo por las propiedades elásticas de la roca, sino que están influenciadas además, por las propiedades elásticas del fluido contenidos en los poros de las rocas. Para el caso de la Faja Petrolífera del Orinoco, el petróleo pesado juega un papel importante en el comportamiento de las velocidades de las ondas compresionales, pues debido a sus propiedades elásticas, se incrementan las propiedades elásticas de las arenas de los yacimientos que lo contienen, generando una respuesta similar al paso de la onda a través de arenas compactadas, aún cuando en realidad las arenas de los yacimientos no lo están.

Haciendo referencia a los gráficos 78 y 79 se observa que el tipo de reflexión originada por una onda, que viaja de un medio de menor velocidad a uno de mayor velocidad es una deflexión positiva correspondiente a la interfase entre estos dos medios, seguida de una serie de deflexiones negativas correspondientes al medio de mayor velocidad. Esto implica que los reservorios de mayor velocidad se encuentran en un régimen de alta impedancia. Siendo las arenas con agua y/o petróleo pesado los miembros de mayor velocidad e impedancia acústica dentro del intervalo de estudio en comparación a las lutitas, éstas estarán generando anomalías del tipo “puntos opacos”, mientras que el conjunto de reflexiones asociadas a los pares sellos-reservorios estarán representados por deflexiones positivas en la sísmica.

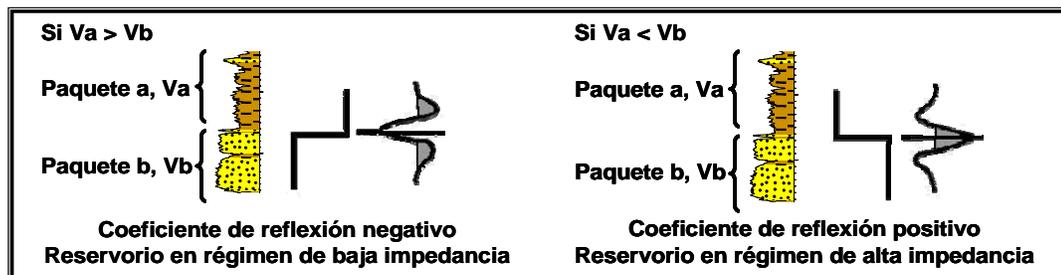


Gráfico 78: Respuesta de la ondícula dependiendo del coeficiente de reflexión

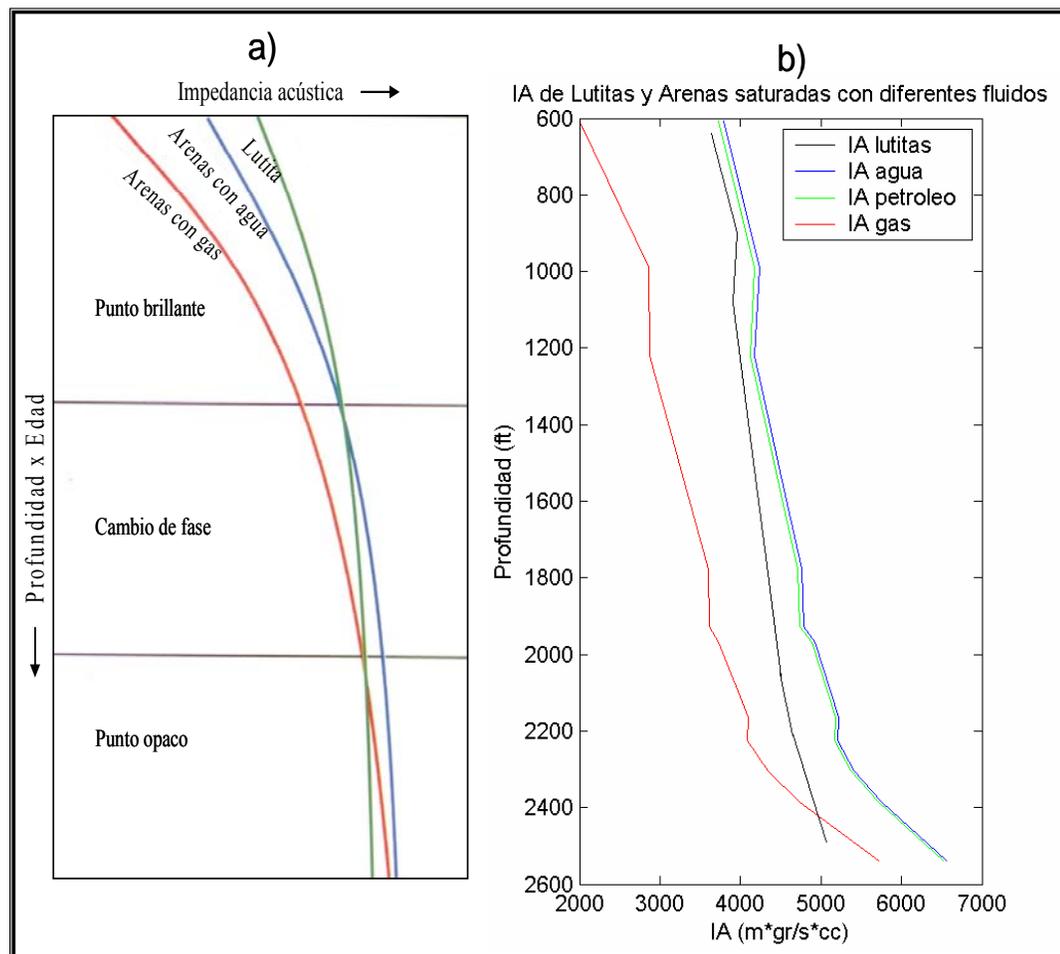


Gráfico 79: a) Tendencia teórica de la impedancia de las lutitas, arenas con gas y con agua se incrementan con la profundidad y con la edad, pero a diferentes tasas de incremento. Los puntos de cruce definen los intervalos donde los indicadores de hidrocarburos son "puntos brillantes", "cambios de fase" o "puntos opacos". b) tendencias de las impedancias acústicas de los diferentes grupos litológicos encontradas en el pozo JJ-02.

Aun cuando dentro del área de estudio (Petrozuata) no se ha observado la presencia de arenas con gas, en áreas vecinas se ha observado la presencia de éstas mediante las perforaciones de pozos estratigráficos. Por lo tanto, los resultados de los gráficos V_p contra profundidad pueden ser utilizados al ser extrapolados a estas zonas. En los gráficos se observa el punto de cruce entre las lutitas y las arenas con gas, limitando la profundidad a la cual los reservorios están en régimen de baja impedancia acústica y la profundidad a la cual los reservorios están en régimen de

alta impedancia acústica, es decir, se puede estimar donde las arenas con gas generarán anomalías del tipo “puntos brillantes” y “puntos opacos”.

5.2 Interpretación sísmica

La interpretación sísmica fue realizada con el objeto de ubicar espacialmente los yacimientos de interés dentro del cubo de datos sísmicos del bloque Petrozuata, para luego integrar esta información con la obtenida del análisis de física de rocas y poder validar los resultados obtenidos en este análisis.

Al estudiar en conjunto las estructuras encontradas en las trazas y líneas sísmicas, así como también los mapas estructurales en profundidad, se puede establecer que la estructura actual del bloque Petrozuata ubicado en la Faja Petrolífera del Orinoco es un plano con buzamiento hacia el norte de aproximadamente 3° de inclinación.

La estructura que hoy conforma la Faja Petrolífera del Orinoco es consecuencia de esfuerzos tectónicos que han generado múltiples fallamientos y moderadas deformaciones en toda su extensión. Sin embargo, el carácter local de este estudio sólo permite identificar y definir las evidencias de estos esfuerzos tectónicos enmarcadas dentro del área de estudio, lo que implica desestimar estructuras que por su escala no son apreciadas, pero que impactan de manera notoria la estructura y configuración de la Faja Petrolífera del Orinoco.

En el transecto (ver gráfico 80) se evidencia la estructura de la Faja Petrolífera del Orinoco, se observa el buzamiento de las capas hacia el norte, la disminución de los espesores y la presencia de terminaciones en onlap en la Faja Petrolífera del Orinoco hacia el sur de la misma. De igual manera, se observa que el fallamiento principal de Faja Petrolífera del Orinoco es normal y buza al norte y también se observan diversas fallas de reacomodo que buzan en dirección contraria. La mayoría de las fallas observadas en este transecto cortan toda la sección geológica presentando diversos períodos de reactivación; en algunos casos reactivadas como fallas inversas. Los saltos de las fallas son relativamente pequeños, por lo que el entrapamiento en la Faja Petrolífera del Orinoco está asociado principalmente a trampas estratigráficas. La ubicación de este transecto regional se muestra en el gráfico 81.

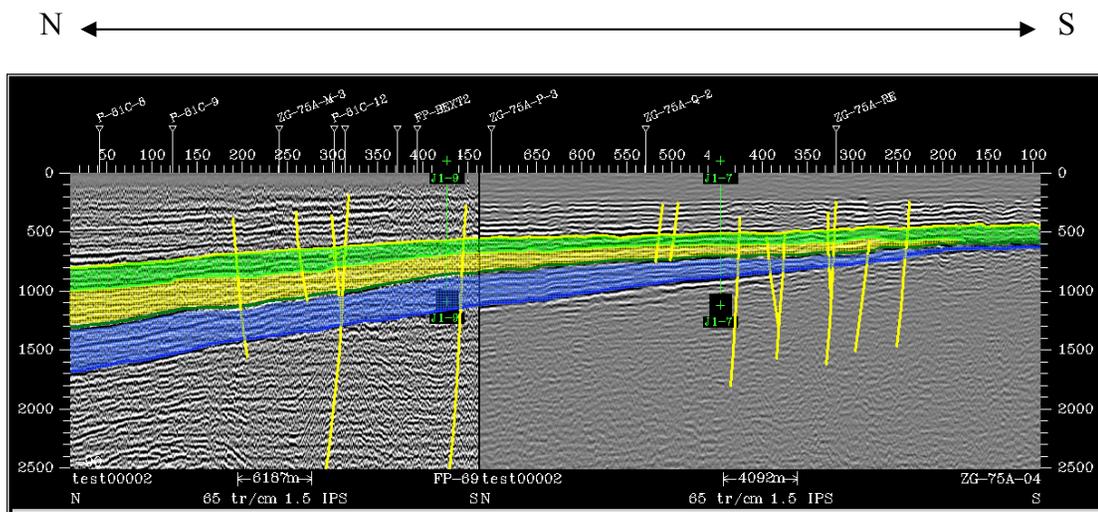


Gráfico 80: Sección sísmica regional.

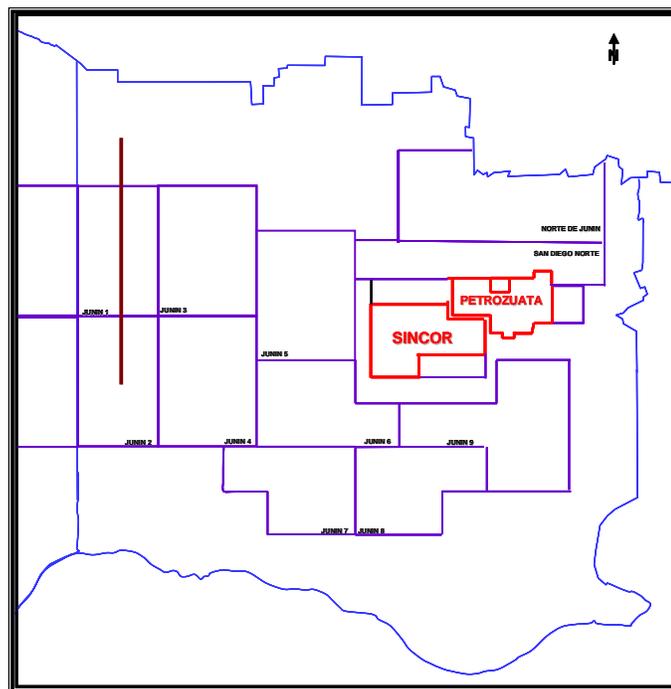


Gráfico 81: Localización de la sección sísmica regional dentro del área Junín.

Es importante destacar que aún cuando no fueron tomadas en cuenta las estructuras menores, éstas revelan esfuerzos y deformaciones que afectan la estructura y la geología local. Estas estructuras compensan localmente las deformaciones generadas por las estructuras principales y son necesarias para mantener el equilibrio entre el volumen deformado y el volumen original. El gráfico

82 muestra una sección horizontal en tiempo, donde se observan las 4 fallas principales interpretadas dentro del área. Estas fallas fueron llamadas informalmente “Falla 1” (color rojo), “Falla 2” (color verde), “Falla 3” (color amarillo) y “Falla 4” (color azul).

Los gráficos 83 y 84 muestran las secciones sísmicas representadas por las líneas A-A’ y B-B’ en el gráfico 82, donde se observa la “Falla 1”, la “Falla 2”, la “Falla 4”, y un conjunto de fallas en color amarillo no incluidas en el estudio por encontrarse fuera del intervalo de interés. El gráfico 85 corresponde a la sección sísmica representada por el transecto C-C’ en el gráfico 82 y muestra la “Falla 3” (color amarillo).

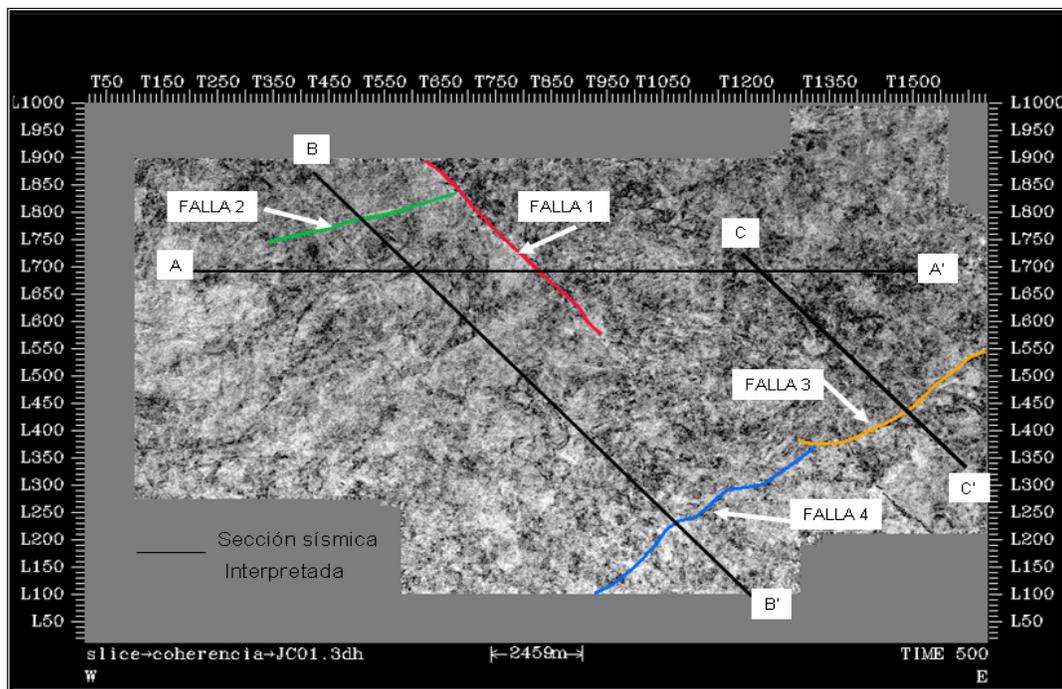


Gráfico 82: Sección horizontal en tiempo mostrando las fallas geológicas principales.

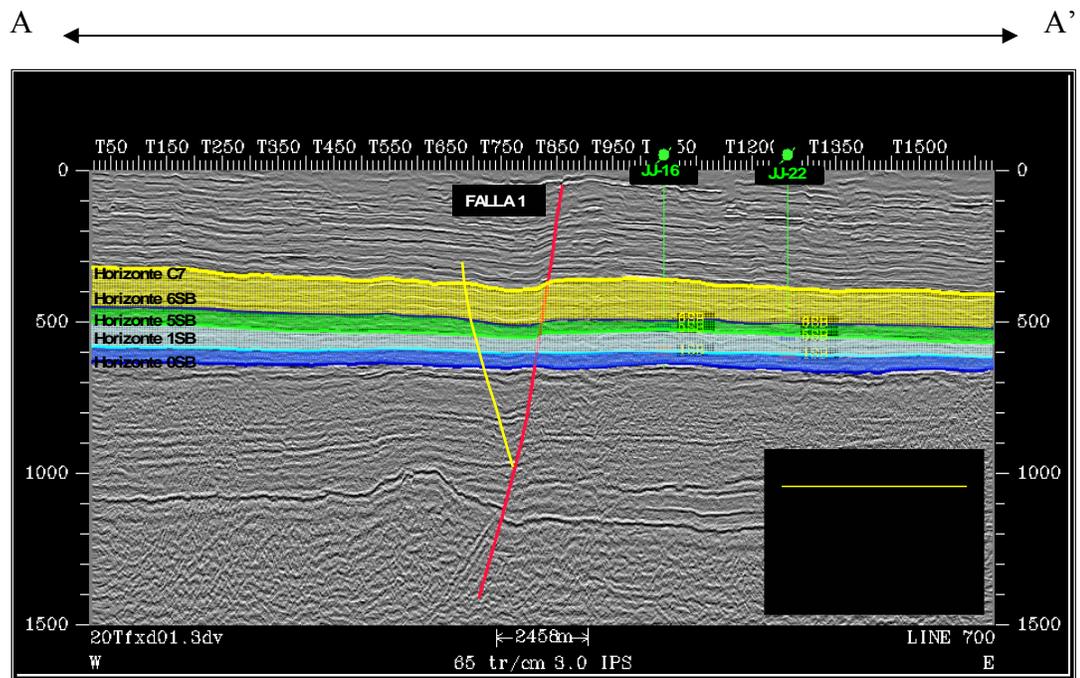


Gráfico 83: Horizontes interpretados Falla 1.

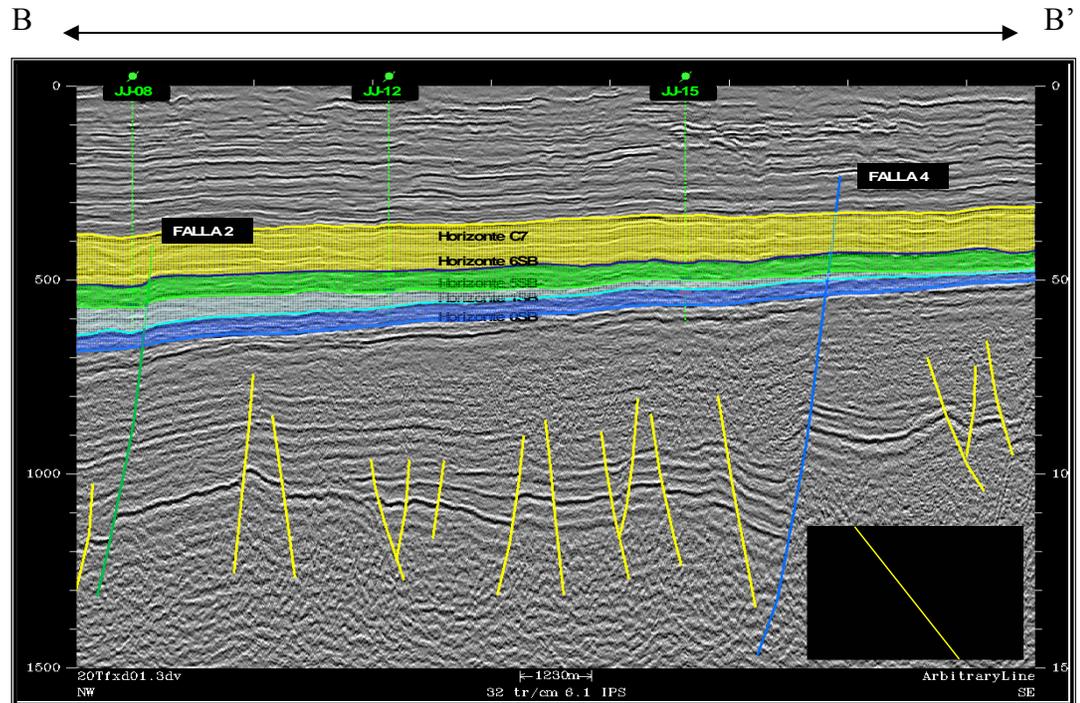


Gráfico 84: Horizontes y fallas principales interpretadas.

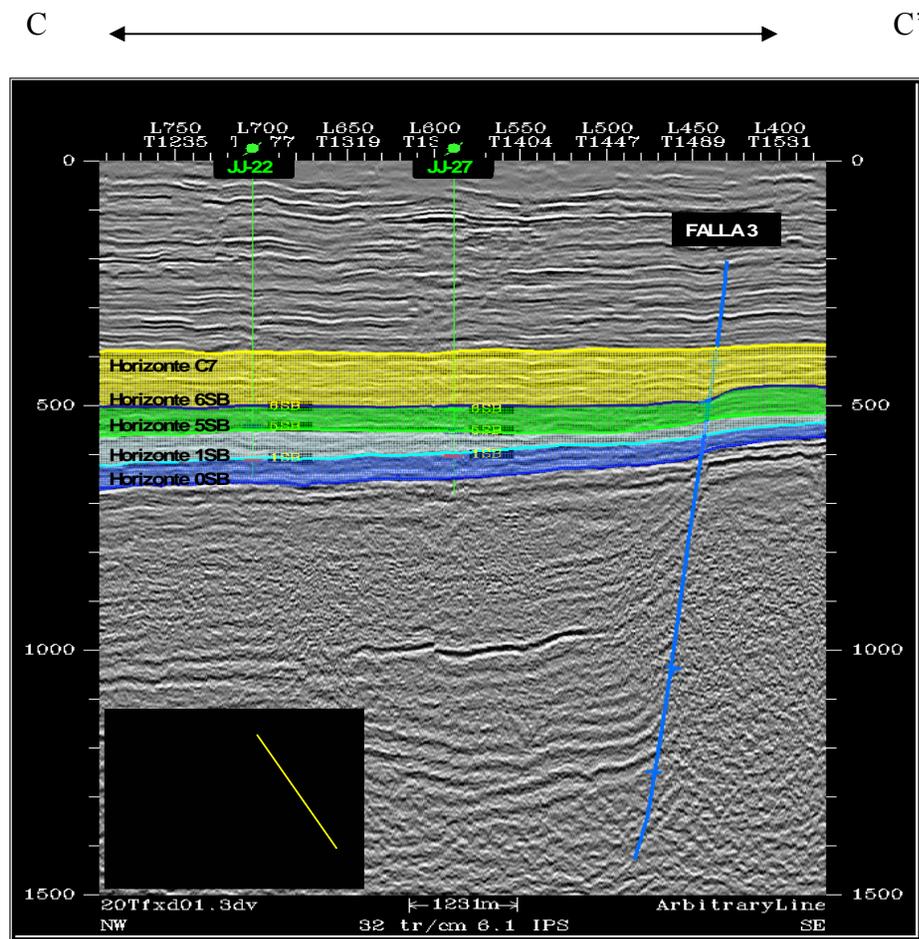


Gráfico 85: Horizontes y fallas principales interpretadas.

Las 4 fallas principales interpretadas dentro del área se describen a continuación:

- La “Falla 1” es una falla normal que presenta un rumbo de aproximado N45W y con un buzamiento hacia el sur. Se aprecia un salto de aproximadamente 60 pies.
- La “Falla 2” es una falla normal, con rumbo aproximado N70E con buzamiento al norte y un salto de aproximadamente 50 pies.
- La “falla 3” es una falla normal, con un rumbo aproximado N60E y buzamiento al norte. Se puede observar que esta falla presenta un salto de 60 pies aproximadamente.

- La “falla 4” es una falla normal, con un rumbo aproximado N60E, que buza al el norte, y tiene un salto aproximado de 60 pies.

Las fallas 2, 3 y 4, presentan orientación SO-NE, mientras que la falla 1 tiene orientación SE-NO. Todas las fallas son normales y se originaron durante la fase de rift y deriva durante el Jurásico y Cretácico Temprano. La mayoría de las fallas que se originaron en este período fueron reactivadas en eventos posteriores, en algunos casos, como fallas inversas durante la fase de colisión oblicua que se extiende desde el Eoceno Temprano – Medio (al oeste) hasta el Oligoceno Tardío – Mioceno Medio (al este) y se continúa hasta la actualidad.

Las fallas 3 y 4 pertenecen a un sistema de fallas normales con geometría tipo “cola de caballo” que están asociadas al sistema de fallas de Hato Viejo, el cual tuvo origen con el levantamiento del alto Hato Viejo, durante el Jurásico y Cretácico Temprano. A pesar de que el bloque Petrozuata es relativamente pequeño en relación al área Junín, en éste se puede apreciar la influencia generada por el alto Hato Viejo. Los estudios indican que las fallas del sistema se extienden por toda el área Junín.

La falla 1 es una falla normal que presenta sucesivos períodos de reactivación a partir del Mioceno Medio, afectando todos los horizontes de interés en este estudio.

La falla 2, se originó durante el Jurásico y el Cretácico Temprano, reactivándose luego en el Mioceno Inferior.

El gráfico 86 muestra el mapa estructural del horizonte OSB correspondiente a la discordancia del Paleozoico. En este mapa se aprecia que la tendencia de la estructura es este-oeste y buza hacia el norte. La parte más somera se ubica al sur del área de estudio, donde se encuentran profundidades de -1700 pies, mientras que la parte más profunda se ubica a -2600 pies localizada en la región NE del bloque. La tendencia anómala observada en el bloque este con respecto a la falla 1, puede ser considerada como evidencia de la reactivación de la falla como falla inversa.

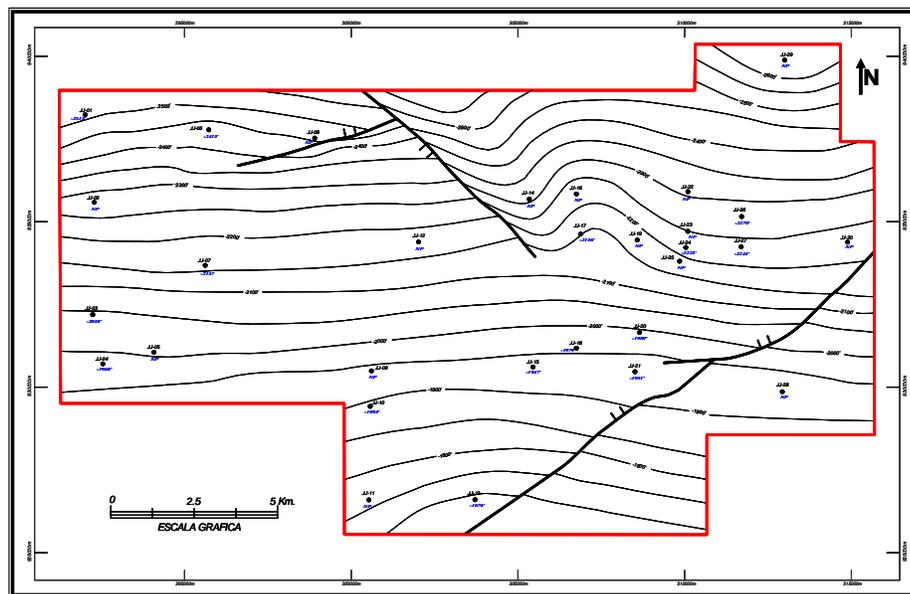


Gráfico 86: Mapa estructural del horizonte 0SB (Ver apéndice G).

En el mapa estructural del horizonte 1SB (gráfico 87) correspondiente a la discordancia del Cretácico, se aprecia que la tendencia de la estructura es este-oeste, y buza al norte. La parte más somera está ubicada al sur del área de estudio, donde se encuentran profundidades de -1550 pies, mientras que la parte más profunda se ubica en la región NE del bloque a una profundidad de -2300 pies.

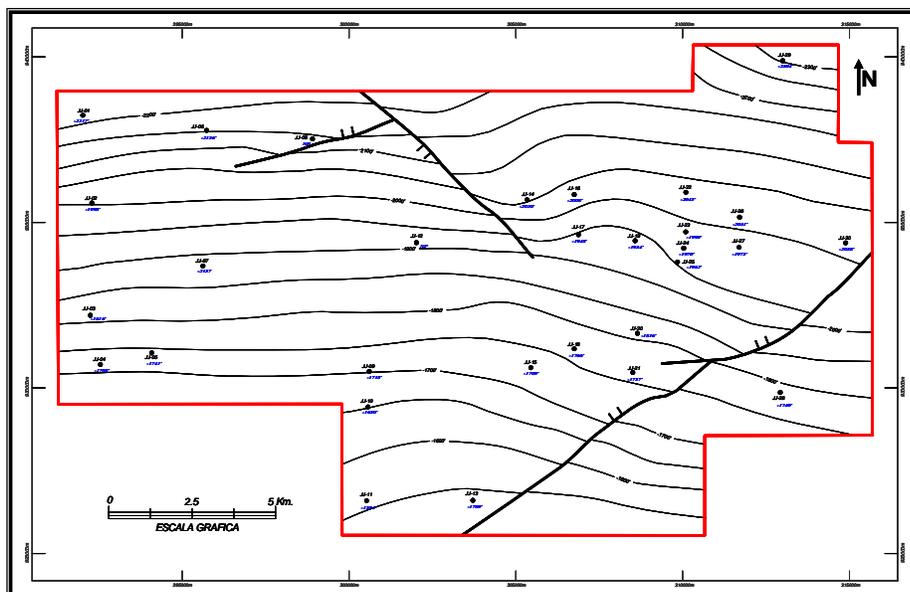


Gráfico 87: Mapa estructural del horizonte 1SB (Ver apéndice G).

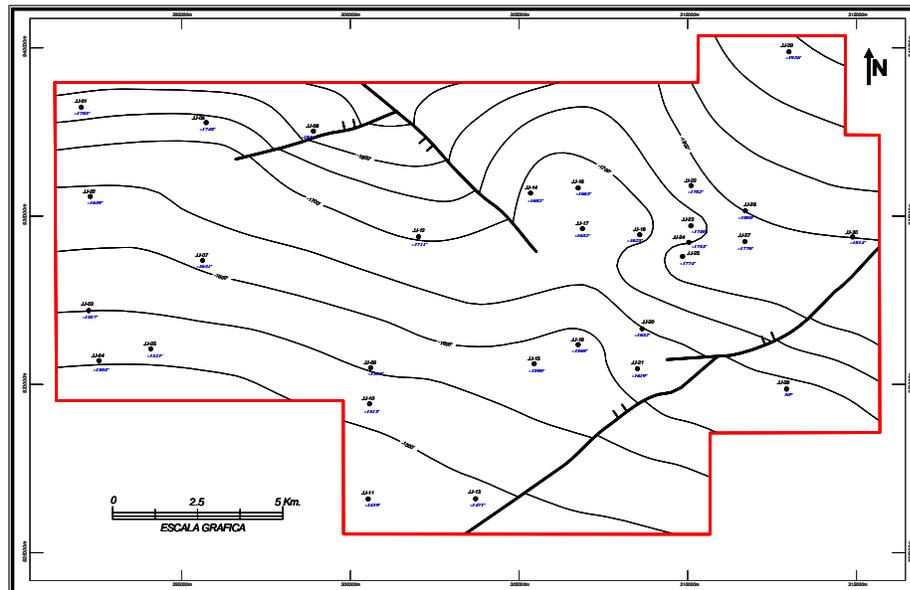


Gráfico 88: Mapa estructural del horizonte 5SB (Ver apéndice G).

El mapa estructural del horizonte 5SB se muestra en el gráfico 88. En él se aprecia que la tendencia de la estructura cambia con respecto a las tendencias de los horizontes 0SB y 1SB, mostrando una tendencia con dirección NO-SE, con buzamiento hacia el norte. La parte más somera está ubicada hacia el SO del área de estudio con profundidad de -1500 pies, mientras que la parte más profunda se ubica a -2950 pies localizada en la región NE del bloque.

El gráfico 89 muestra el mapa estructural del horizonte 6SB. En este horizonte se aprecia que la tendencia estructural del plano sigue cambiando, mostrando una preferencia algo más pronunciada hacia el NO-SE con respecto al horizonte 5SB. Este plano buza hacia el norte. La parte más somera está hacia el sur del bloque, donde se encuentran profundidades de -1300 pies, mientras que la parte más profunda se ubica en la región NE del bloque a -1800 pies de profundidad.

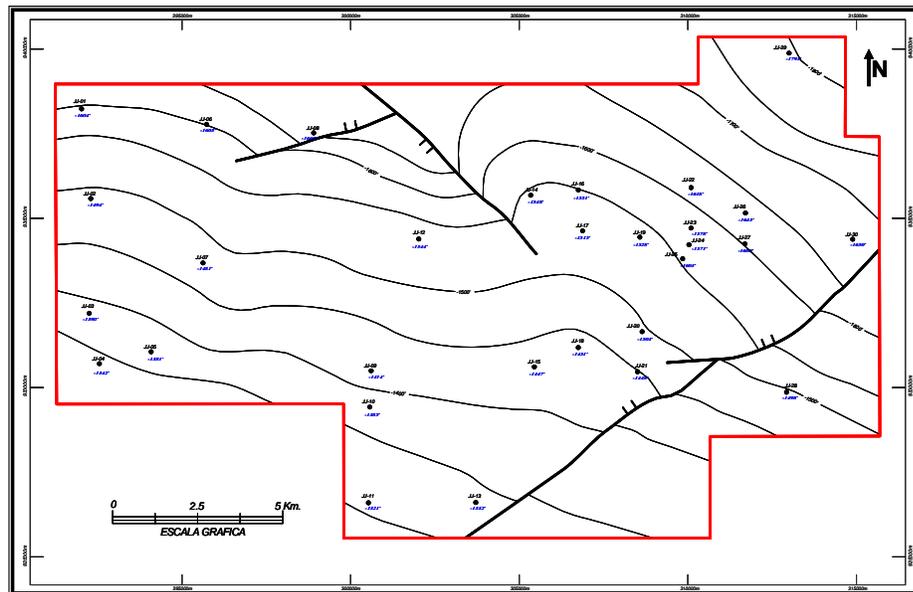


Gráfico 89: Mapa estructural del horizonte 6SB (Ver apéndice G).

El mapa estructural del horizonte C7 se observa en el gráfico 90. En este mapa se aprecia que la tendencia de la estructura es similar a la mostrada por el horizonte 6SB, mostrando una tendencia NO-SE y buzamiento hacia el norte. La parte más somera está ubicada al SO del bloque de Petrozuata con profundidad de -900 pies, mientras que la parte más profunda se ubica en la región NE del bloque a una profundidad de -1350 pies.

Es importante señalar, que hacia la zona SE del bloque Petrozuata, al sur de las fallas 3 y 4, los espesores entre los horizontes tienden a disminuir, en especial los espesores entre los horizontes 1SB y 5SB los cuales llegan a ser menores a 40 pies. Este espesor es menor que la resolución sísmica calculada para el cubo, razón por la cual en algunas secciones sísmicas al SE de esta zona, los horizontes se observan en la misma reflexión. Esto hace inferir que hacia el sur y fuera del bloque Petrozuata, el horizonte 1SB finaliza haciendo terminaciones onlap contra el 5SB.

Así mismo, el horizonte 0SB de edad Paleozoica muestra una disminución en su espesor hacia el SE del bloque, esto es causado por el pie de monte del alto Hato Viejo.

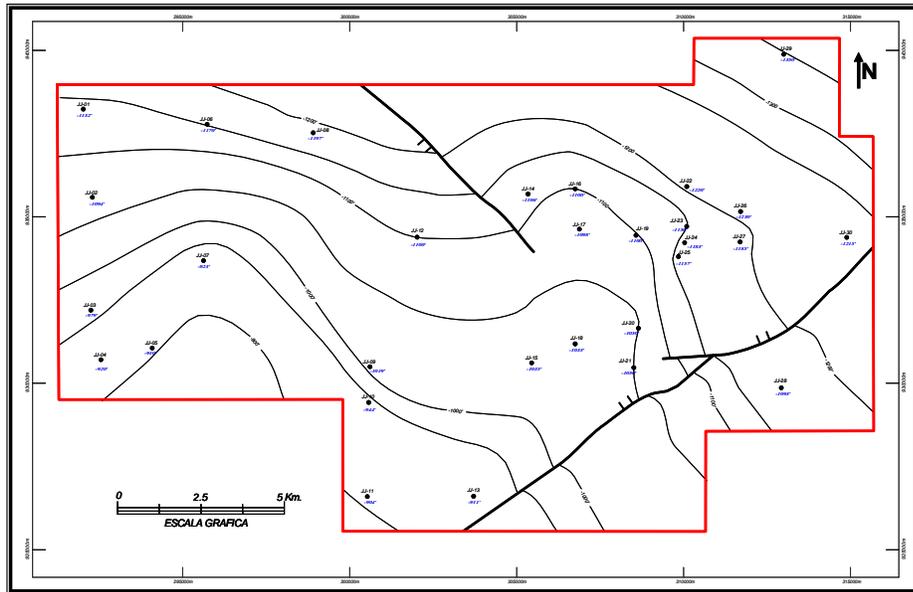


Gráfico 90: Mapa estructural del horizonte C7 (Ver apéndice G).

5.3 Identificación de anomalías en datos sísmicos.

A partir de la interpretación sísmica, fue posible ubicar los reservorios de interés espacialmente dentro del volumen de datos sísmicos, y se verificó si el tipo de anomalía que dichos reservorios generan sobre los datos sísmicos, se corresponde con el tipo de anomalía determinado por medio del estudio de física de rocas.

Para esto, se desplegaron los pozos y los registros de rayos gamma y resistividad sobre diferentes secciones sísmicas. Como se observa en el gráfico 91, por medio de los registros de rayos gamma y resistividad del pozo JJ-26 se ubicaron las arenas de interés dentro de la zona de interés.

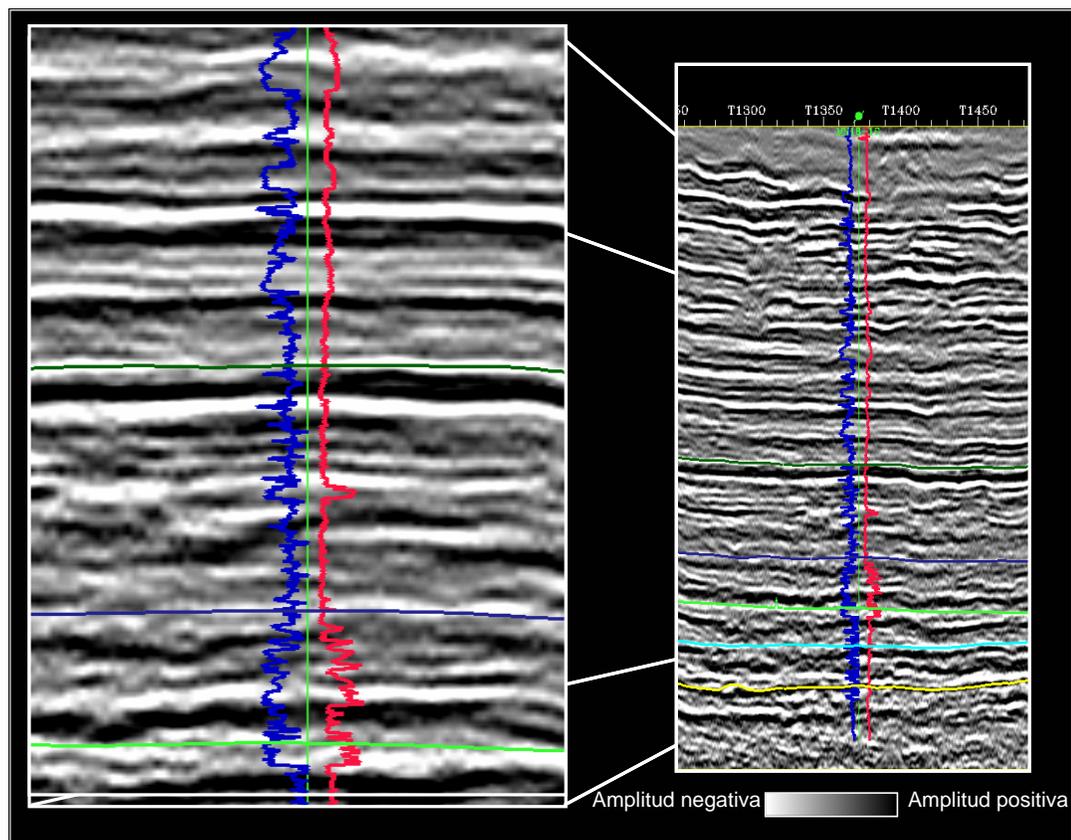


Gráfico 91: Pozo JJ-26 desplegado con los registros de rayos gamma y resistividad. Se observa que las arenas identificadas con los registros de pozo están representadas por las amplitudes negativas en las secciones sísmicas. Adicionalmente se observa que las interfases lutitas-arenas con petróleo pesado están representadas por deflexiones positivas de las reflexiones en las secciones sísmicas.

Como puede apreciarse, estas arenas están representadas por deflexiones negativas de las reflexiones en los datos sísmicos, es decir, amplitudes negativas en las secciones sísmicas y generan anomalías del tipo “puntos opacos”. Adicionalmente se puede observar, que las interfases lutitas-arenas con petróleo pesado generan una deflexión positiva de las reflexiones en los datos sísmicos y están representadas por amplitudes positivas en las secciones sísmicas.

Este comportamiento acústico entre las arenas y lutitas puede observarse en los gráficos 92, 93, 94, 95, 96, 97 y 98, donde se muestran diferentes secciones sísmicas y los pozos más próximos a éstas. Estas secciones están desplegadas en modo “wiggle” lo que permite observar las reflexiones asociadas a las diferentes litologías y a las interfases entre éstas.

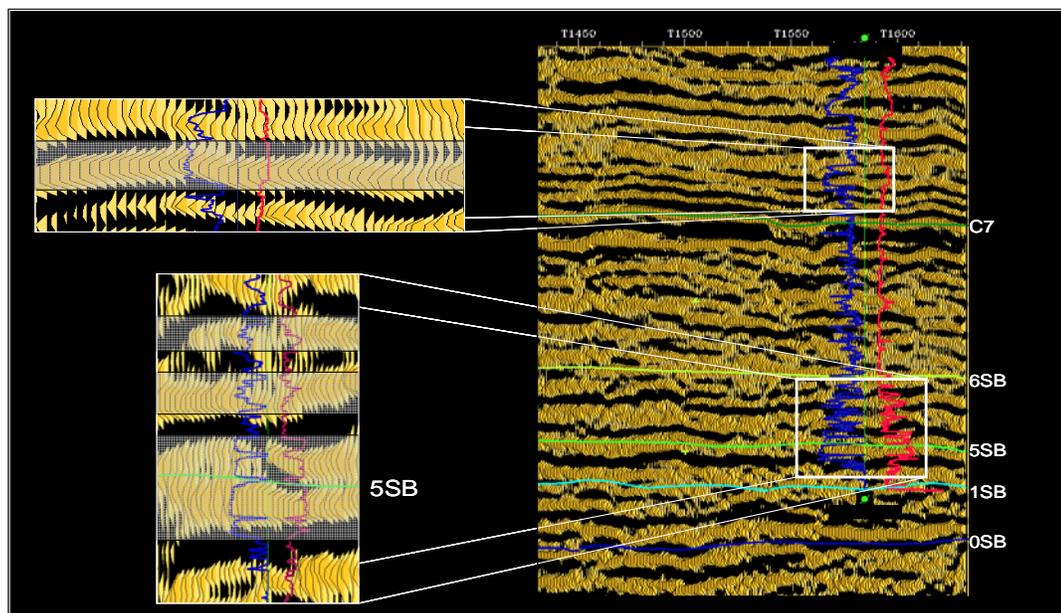


Gráfico 92. Pozo JJ-30 desplegado sobre sección sísmica. Registro de rayos gamma desplegado en color azul, registro de resistividad desplegado en color rojo. Las arenas con petróleo pesado identificadas por los registros de pozos coinciden con las deflexiones negativas de las reflexiones en la sección sísmica. Las interfases lutita-arena generan deflexiones positivas de las reflexiones en la sección sísmica.

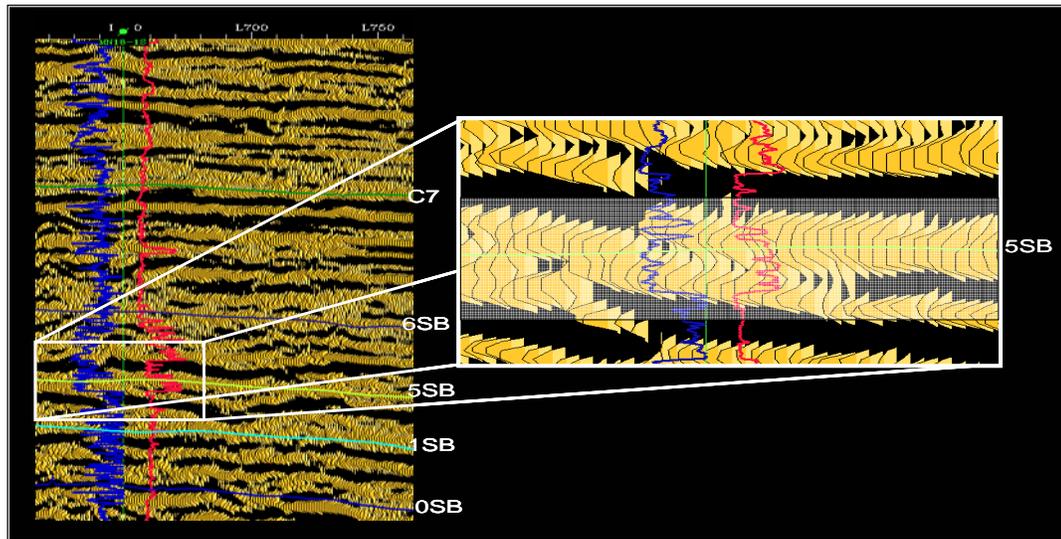


Gráfico 93. Pozo JJ-26 desplegado sobre sección sísmica. Registro de rayos gamma desplegado en color azul, registro de resistividad desplegado en color rojo. Las arenas con petróleo pesado identificadas por los registros de pozos coinciden con las deflexiones negativas de las reflexiones en la sección sísmica. Las interfases lutita-arena generan deflexiones positivas de las reflexiones en la sección sísmica.

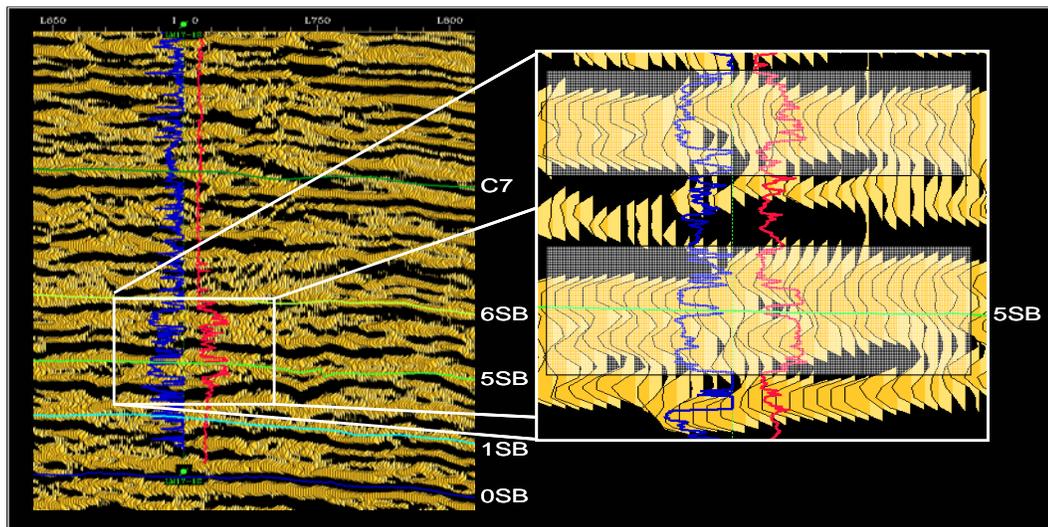


Gráfico 94. Pozo JJ-22 desplegado sobre sección sísmica. Registro de rayos gamma desplegado en color azul, registro de resistividad desplegado en color rojo. Las arenas con petróleo pesado identificadas por los registros de pozos coinciden con las deflexiones negativas de las reflexiones en la sección sísmica. Las interfases lutita-arena generan deflexiones positivas de las reflexiones en la sección sísmica.

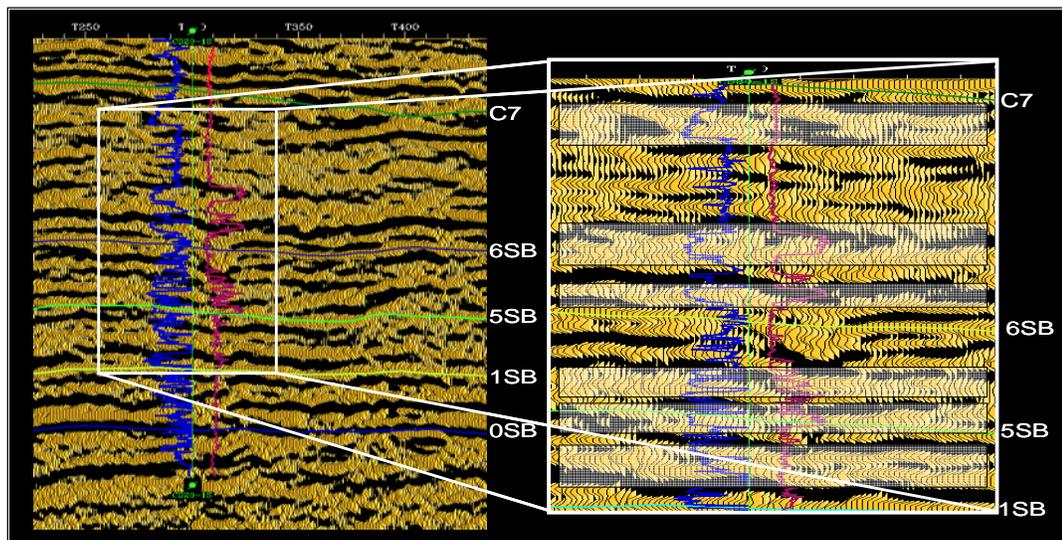


Gráfico 95. Pozo JJ-07 desplegado sobre sección sísmica. Registro de rayos gamma desplegado en color azul, registro de resistividad desplegado en color rojo. Las arenas con petróleo pesado identificadas por los registros de pozos coinciden con las deflexiones negativas de las reflexiones en la sección sísmica. Las interfases lutita-arena generan deflexiones positivas de las reflexiones en la sección sísmica.

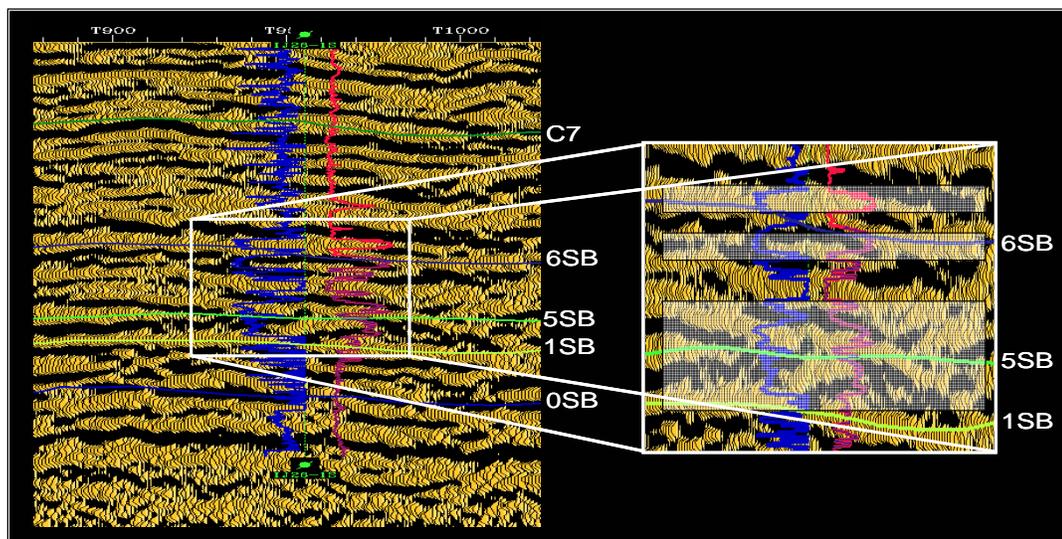


Gráfico 96. Pozo JJ-15 desplegado sobre sección sísmica. Registro de rayos gamma desplegado en color azul, registro de resistividad desplegado en color rojo. Las arenas con petróleo pesado identificadas por los registros de pozos coinciden con las deflexiones negativas de las reflexiones en la sección sísmica. Las interfases lutita-arena generan deflexiones positivas de las reflexiones en la sección sísmica.

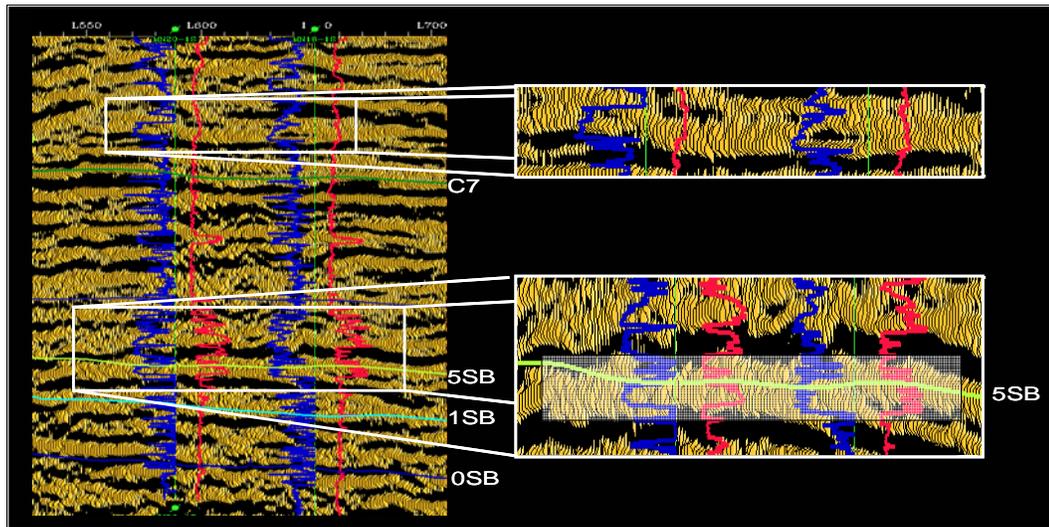


Gráfico 97. Pozo JJ-27 (izquierda) y pozo JJ-26 (derecha) desplegados sobre sección sísmica. Registro de rayos gamma desplegado en color azul, registro de resistividad desplegado en color rojo. Las arenas con petróleo pesado identificadas por los registros de pozos coinciden con las deflexiones negativas de las reflexiones en la sección sísmica. Las interfases lutita-arena generan deflexiones positivas de las reflexiones en la sección sísmica. Se verifica la continuidad de las arenas.

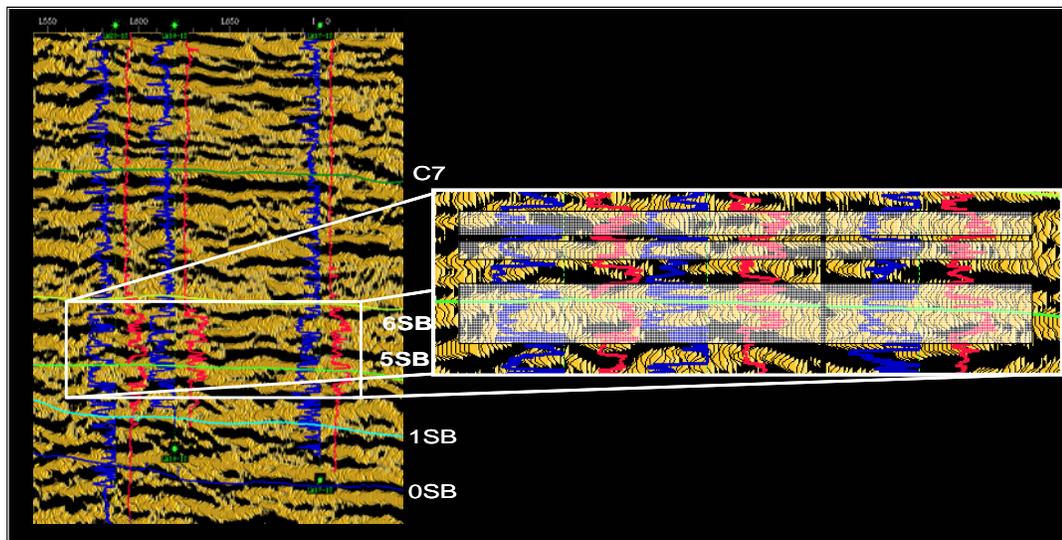


Gráfico 98. Pozo JJ-24, pozo JJ-23 y pozo JJ-22 desplegados sobre sección sísmica. Registro de rayos gamma desplegado en color azul, registro de resistividad desplegado en color rojo. Las arenas con petróleo pesado identificadas por los registros de pozos coinciden con las deflexiones negativas de las reflexiones en la sección sísmica. Las interfases lutita-arena generan deflexiones positivas de las reflexiones en la sección sísmica. Se verifica la continuidad de las arenas.

En todos los gráficos puede observarse que las arenas de interés dentro de la zona de estudio coinciden con las deflexiones negativas de las reflexiones, mientras que la interfase lutitas-arenas con petróleo generan una deflexión positiva de las reflexiones. Cabe destacar que, la coincidencia entre los intervalos de arenas y las deflexiones negativas de las reflexiones se debe a que la resolución sísmica calculada para el volumen de datos sísmicos coincide de igual manera con los espesores de arenas encontrados en la zona de interés.

Por lo tanto, se verifica que los yacimientos pertenecientes al miembro inferior de Oficina están en régimen de alta impedancia, y están representadas por las deflexiones negativas de las reflexiones, generando anomalías del tipo “puntos opacos” en los datos sísmicos, mientras que las interfases lutitas-arenas con petróleo generan deflexiones positivas de las reflexiones en los datos sísmicos.

5.4 Estudio de discriminación litología por medio de las propiedades elásticas y acústica.

Al no contar con un pozo con registro sísmico dipolar en el bloque Petrozuata con datos confiables, se utilizó el pozo (JJ-31) perteneciente al área Junín para hallar la relación $V_p - V_s$. Luego de encontrada esta relación, se procedió a realizar gráficos cruzados de varias propiedades elásticas y acústica para todos los pozos seleccionados del bloque Petrozuata, con la intención de saber si era posible discriminar litología por medio de las propiedades elásticas.

A continuación, en los gráficos 99a, 100a, 101a se observa los gráficos cruzados entre densidad - V_p , densidad - V_s , densidad – impedancia acústica y densidad – impedancia elástica, correspondientes a los pozos JJ-01, JJ-09 y JJ-13 La selección de estos pozos fue realizada considerando su distribución espacial dentro del bloque Petrozuata. Igualmente, en los gráficos 99b, 100b, 101b se observa los gráficos cruzados entre porosidad - V_p , porosidad - V_s , porosidad – impedancia acústica y porosidad – impedancia elástica.

En los gráficos, se puede observar la tendencia de cada uno los grupos litológicos los cuales están encerrados por círculos, donde las arenas está representada por los puntos de color azul encerrados por un círculo rojo y las lutitas por puntos de color rojo encerrados por círculo amarillo. Esta discriminación litológica está definida por la escala de colores que representa el volumen de arcilla (V_{cl}) con un valor de corte de 40 %.

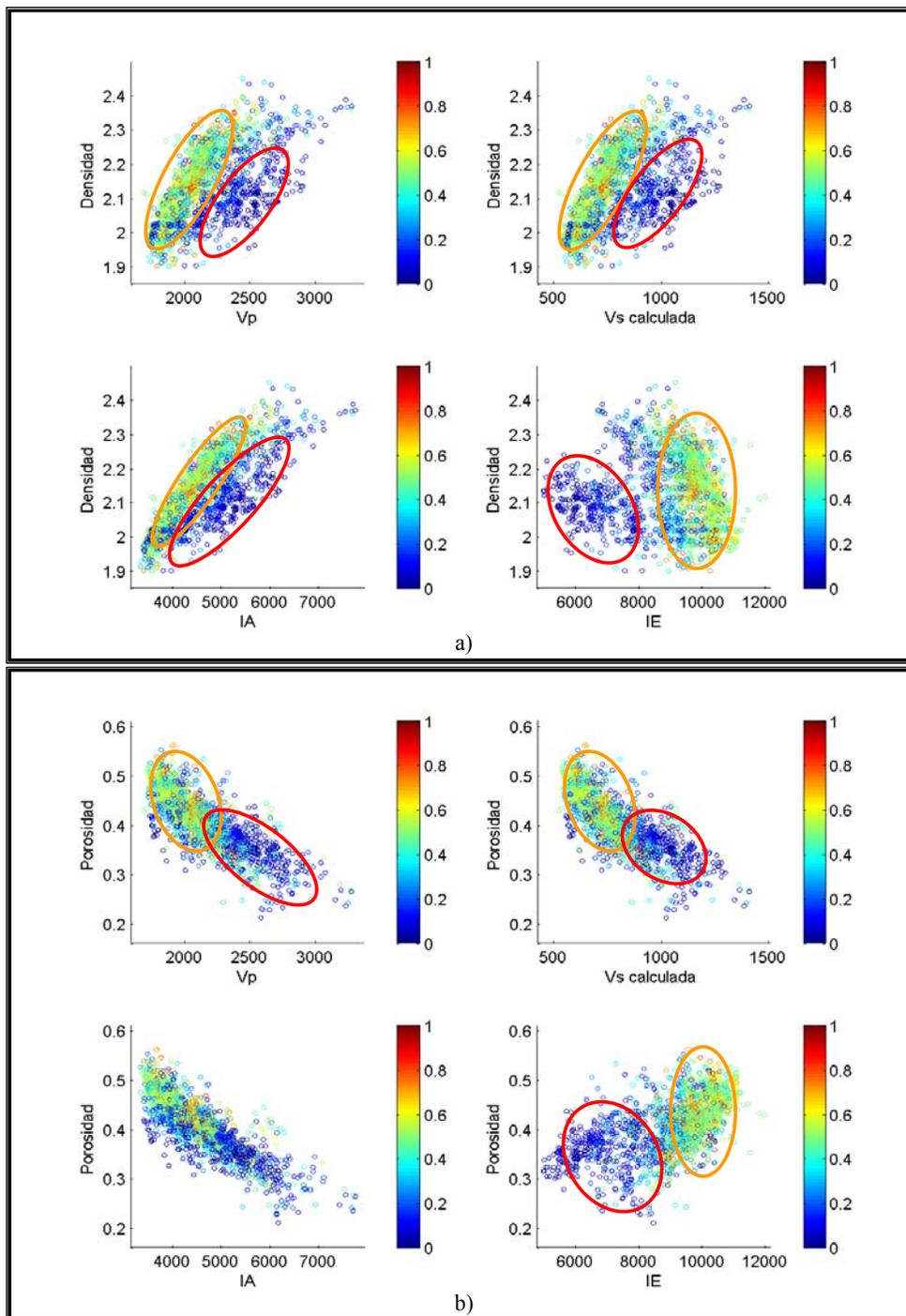


Gráfico 99: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-01 a) Densidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).

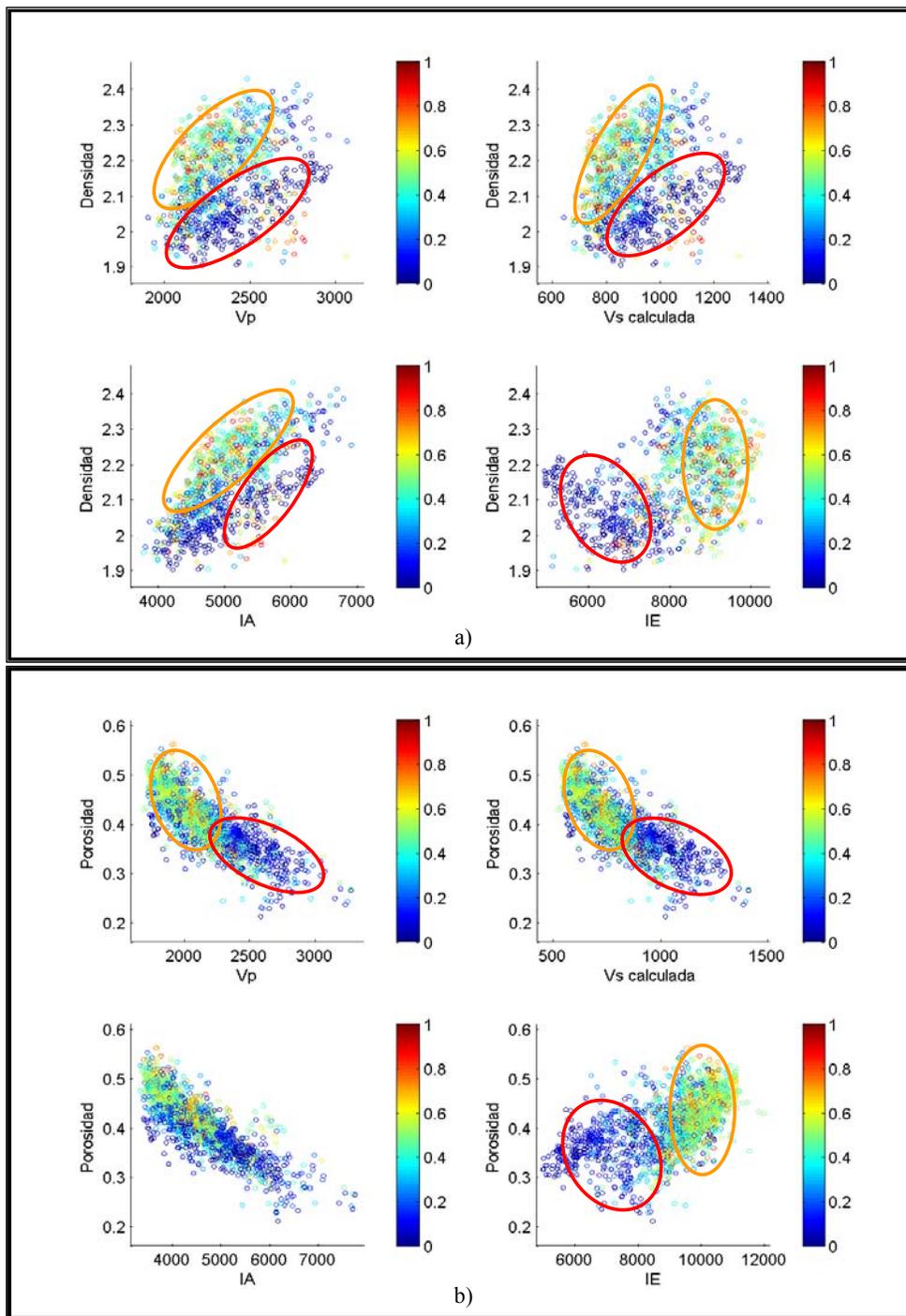


Gráfico 100: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-09 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).

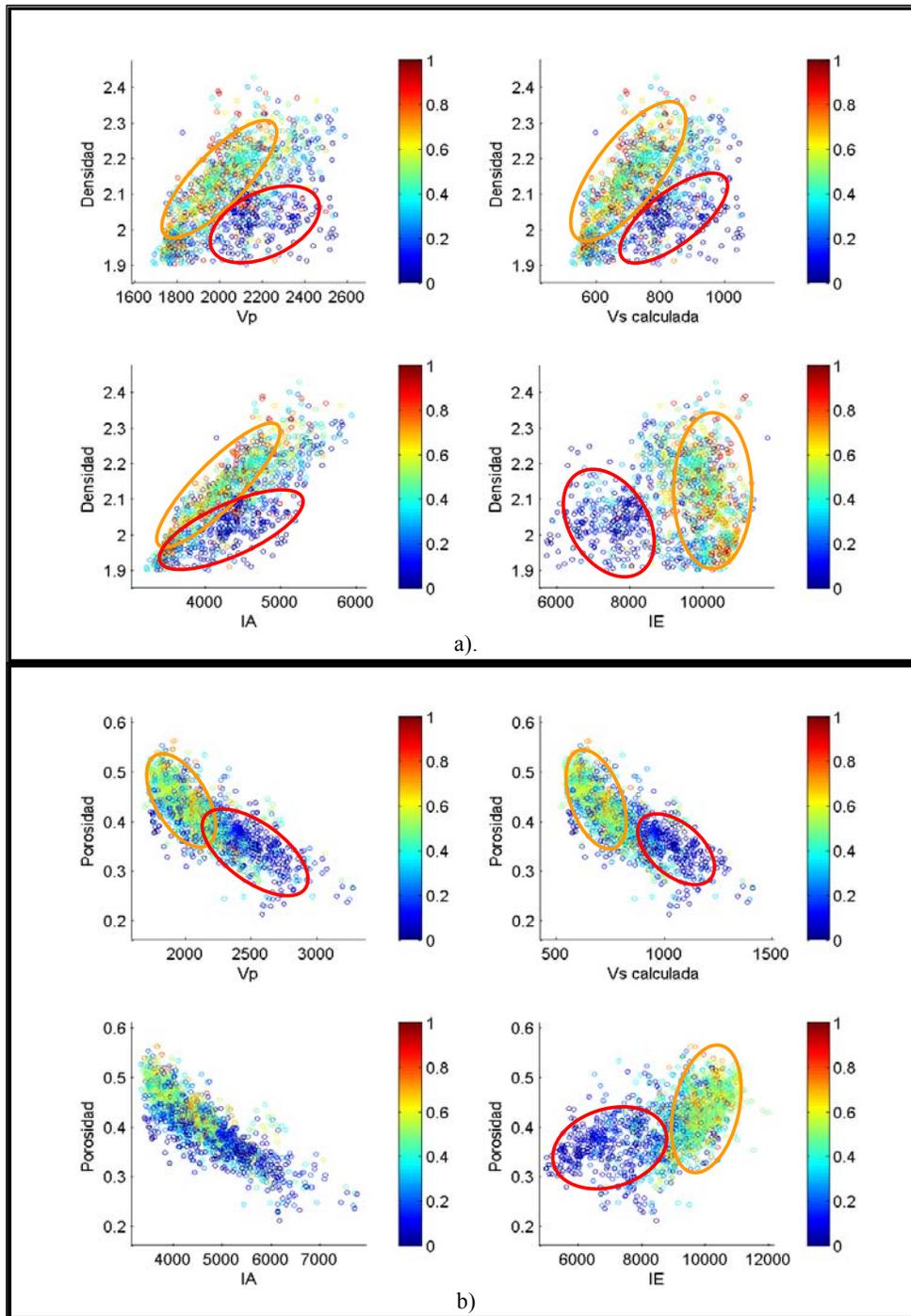


Gráfico 101: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-13 a) Densidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).

De los gráficos cruzados se puede inferir que por medio de las propiedades elásticas, es posible discriminar entre grupos litológicos.

Como se sabe, las Velocidades de la onda compresional (V_p) y las velocidades de la onda de cizalla (V_s), están influenciadas por el tipo de litología y/o fluido que transitan. Esto se corrobora al observar los gráficos cruzados de V_p – densidad, V_p – porosidad, V_s – densidad, V_s – porosidad, donde cada grupo litológico muestra una tendencia definida, siendo las arenas más veloces que las lutitas.

Este fenómeno confirma los análisis realizados al estudio de física de rocas, donde se determinó que los yacimientos de agua y petróleo pesado están en un régimen de alta impedancia, dado que las velocidades las arenas son mayores que las velocidades de las lutitas.

También, se aprecia que la separación de los grupos litológicos se acentúa más, en los gráficos cruzados de densidad contra V_p , V_s , IA y IE (sección ‘a’ de cada grafica) con respecto a los gráficos cruzados de cada una de las propiedades elásticas contra la porosidad (sección ‘b’ de cada grafica). Esto se debe al impacto que tiene la densidad del fluido en las velocidades.

Adicionalmente, se observa que los gráficos cruzados de porosidad contra IA presenta una pobre discriminación entre arenas y lutitas, mientras los gráficos cruzados de densidad contra IA presentan una alta discriminación entre arenas y lutitas. A causa de esta contrariedad en las respuestas de los gráficos cruzados, se recomienda realizar un estudio de factibilidad de inversión acústica.

Al contrario de la respuesta generada por estos gráficos cruzados de porosidad contra IE y densidad – IE los cuales presentan una alta diferenciación entre los grupos litológicos. Esto indica que realizar una inversión elástica de los datos sísmicos, es el estudio más apropiado para poder discriminar fluido y/o litología.

Por otro lado, se observa que los gráficos cruzados de las propiedades elásticas contra IA presenta una pobre discriminación entre arenas y lutitas, esto lleva a pensar que las arenas y lutitas exhiben propiedades físicas y elásticas similares y pudiesen no contrastar en el plano gradiente intercepto. Sin embargo, en los gráficos

cruzados las propiedades elásticas contra IE, se observa una alta discriminación entre los grupos litológicos, lo que sugiere que las propiedades elásticas pueden ser usadas para discriminar litología y pudiese mostrar un contraste importante en el plano gradiente intercepto. Aun cuando, los análisis realizados a los gráficos cruzados de porosidad contra IA indican que no es recomendado realizar un estudio de AVO, se propuso realizar el estudio de factibilidad a causa de la respuesta dada por los análisis realizados a los gráficos cruzados de porosidad contra IE y densidad contra IE.

5.5 Estudio de factibilidad de AVO

Adicionalmente, y como valor agregado al estudio realizado, se procedió a efectuar un análisis de factibilidad de AVO para el pozo JJ-31 el cual posee registro sísmico dipolar, con el objeto de conocer si es posible por medio de estos atributos discriminar litología y/o fluidos.

Luego de calcular los atributos AVO para los contactos lutitas-arenas con agua, lutitas-arenas con petróleo, lutitas-arenas con gas y lutitas-lutitas, se realizaron gráficos (ver gráfico 102) en el plano intercepto (A) y gradiente (B) y se observó si existe diferencia en las respuestas para cada contacto.

Al analizar la respuesta del estudio AVO es importante tomar en cuenta que ella está influenciada por dos factores: las propiedades elásticas de la matriz de la roca y/o las propiedades elásticas del fluido. De igual manera, con la finalidad de facilitar la interpretación de los resultados obtenidos es recomendable definir la línea de tendencia de fondo, la cual permitirá identificar las anomalías generadas por las distintas litologías y/o fluidos.

La tendencia de fondo se identifica, por la dirección preferencial tomada por los contactos lutita - lutita y lutita - arena con agua. Finalmente, la anomalía AVO se observa cuando algún otro grupo litológico con o sin fluido, se desplaza con respecto a dicha tendencia. En el gráfico 102 se aprecia que las arenas con petróleo no generan ninguna anomalía diferenciable con respecto a las lutitas y las arenas con

agua, ya que sus respuestas se solapan en el plano gradiente-intercepto, mientras que las arenas con gas muestran un desplazamiento con respecto a la tendencia de fondo.

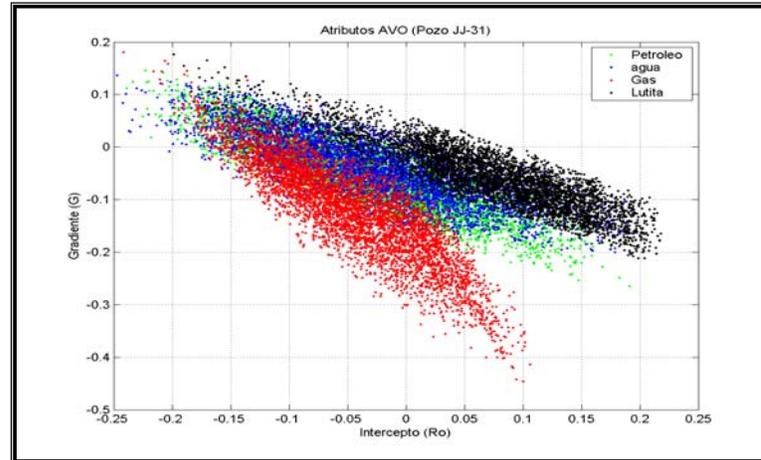


Gráfico 102: Grafico cruzado de atributos AVO para contactos de lutita sobre arena con agua, petróleo y gas del pozo JJ-31.

Con la finalidad de validar este análisis, se estimó la “función densidad de probabilidad univariada” (gráfico 103) para cada atributo.

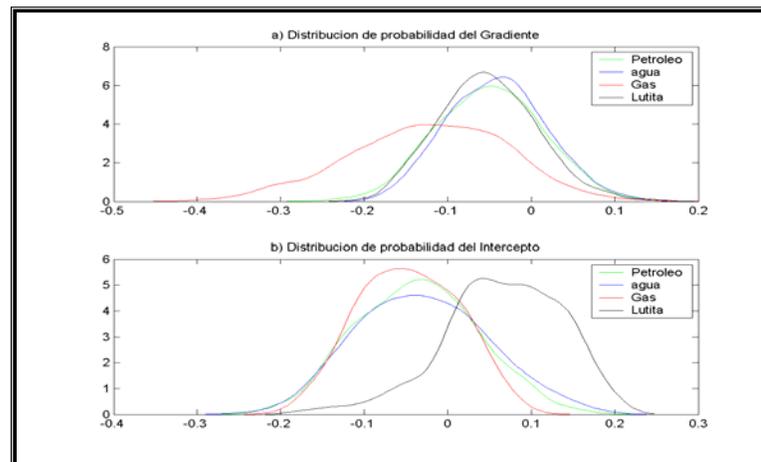


Gráfico 103: Curvas de distribución de probabilidad univariadas. a) gradiente. b) intercepto del pozo JJ-31.

En ambas distribuciones de probabilidad se aprecia un solapamiento, específicamente en relación con el gradiente, las lutitas, las arenas con agua y petróleo pesado presentan solapamiento, sin embargo, la curva representativa de la

arena con gas, es la que presenta un relativo desplazamiento con respecto al comportamiento de las otras litologías.

Con respecto al atributo intercepto, las arenas con agua y petróleo pesado y la arena con gas muestra un comportamiento similar. No obstante, la curva representativa de la lutita muestra un desplazamiento casi total con respecto a las arenas con gas, causando un aporte significativo en la discriminación litológica de estos grupos.

En resumen el solapamiento es mayoritario para las arenas con petróleo y las arenas con agua, lo que lleva afirmar que estos grupos no responden a cambios en sus propiedades elásticas, no son sensibles al cambio de fluido de poro, y por lo tanto, no se considera recomendable realizar un estudio de AVO con la finalidad de discriminar petróleo para esta área.

Sin embargo, se ha observado en todo el análisis, la arena con gas si genera una respuesta que permite discriminar con respecto a las otras litologías. No obstante, es importante resaltar que en los pozos seleccionados en este estudio no se consiguieron arenas con gas, aun cuando puede tomarse como referencia para áreas vecinas.

Los atributos AVO (A - B) son dependientes de las propiedades elásticas de cada litología (V_p , V_s , ρ) que a su vez, dependen del módulo de dureza de la roca, del fluido y de la densidad volumétrica del sistema roca-fluido. Por lo tanto, para analizar la respuesta del estudio AVO realizado para el pozo JJ-31, es necesario analizar en primer lugar el comportamiento de las propiedades elásticas de los distintos grupos litológicos.

En primer lugar el comportamiento de V_p para cada grupo litológico. Como se muestra en los histogramas del gráficos 104 y en la distribución de probabilidad univariados del gráfico 105, V_p de las lutitas, V_p de las arena con agua, V_p de las arena con petróleo y V_p de las arenas con gas poseen distribuciones similares, y los valores de magnitud de estas velocidades están entre 1700 m/s y 3100 m/s. Por ende, las variaciones de V_p no son capaces de generar anomalías en los atributos AVO que permitan discriminar grupos litológicos.

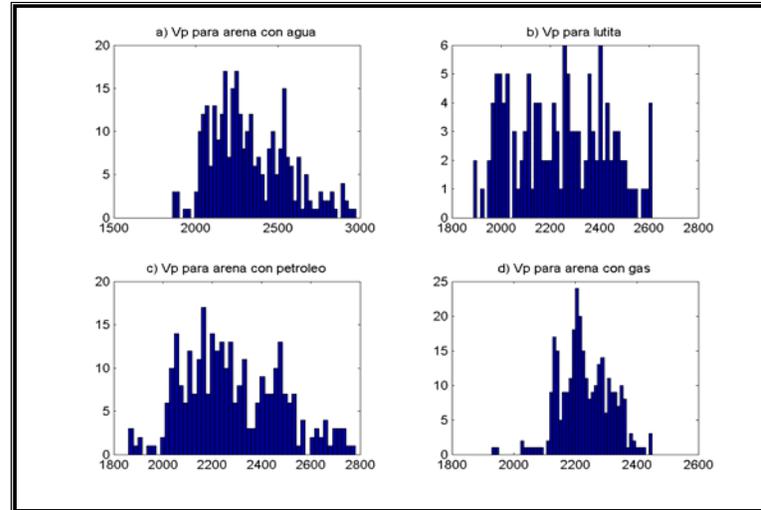


Gráfico 104.: Histogramas de la velocidad compresional (Vp) para contactos de lutita sobre arena con agua, petróleo y gas del pozo JJ-31.

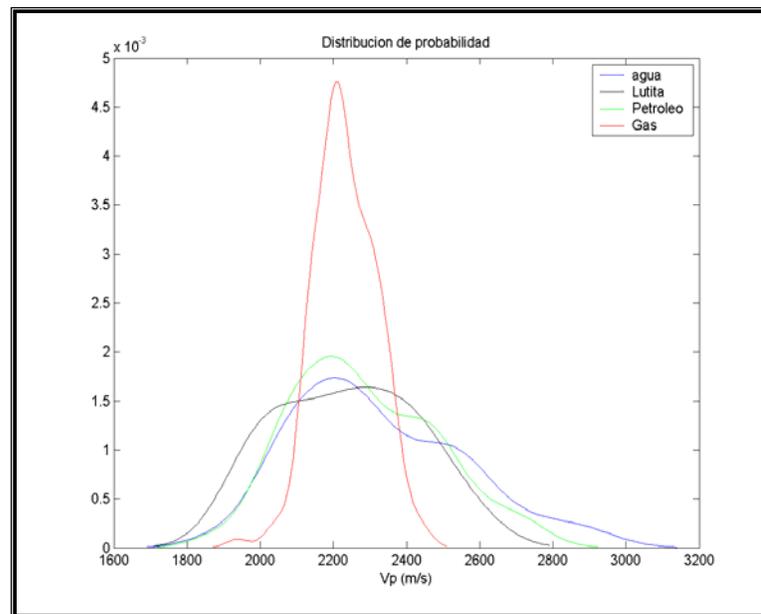


Gráfico 105.: Curvas de distribución de probabilidad univariados de la Vp para lutita, arena con agua, petróleo y gas del pozo JJ-31.

De los tres parámetros (K , G , ρ) que influyen en el V_p , se sabe que G no es sensible a la composición del fluido que ocupa el espacio poroso. Por lo tanto, G no altera los valores de V_p independiente del fluido que esté contenido en la roca.

Por otro lado, el análisis realizado en la sección 5.1, muestra que las tendencias de K para las arenas con agua, arenas con petróleo, arenas con gas y para las lutitas pueden ser similares y estar ubicadas dentro de rangos de magnitud cercanos. Como se puede comprobar en el gráficos 106, el rango de magnitud de K para las lutitas se ubica entre 6 GPa y 13 GPa, para las arenas con agua entre 5 GPa y 15 GPa, para las arenas con petróleo se ubica entre 4 GPa y 12 GPa y para las arenas con gas se ubica entre 6 GPa y 7 GPa, encontrándose que estos rangos de valores se solapan. Este solapamiento se puede visualizar mejor en el gráfico 107, donde se muestran las distribuciones de probabilidad univariada de K para cada grupo litológico. Por lo tanto, la anomalía generada por la variación del módulo de dureza no es un factor que permite discriminar estas litologías.

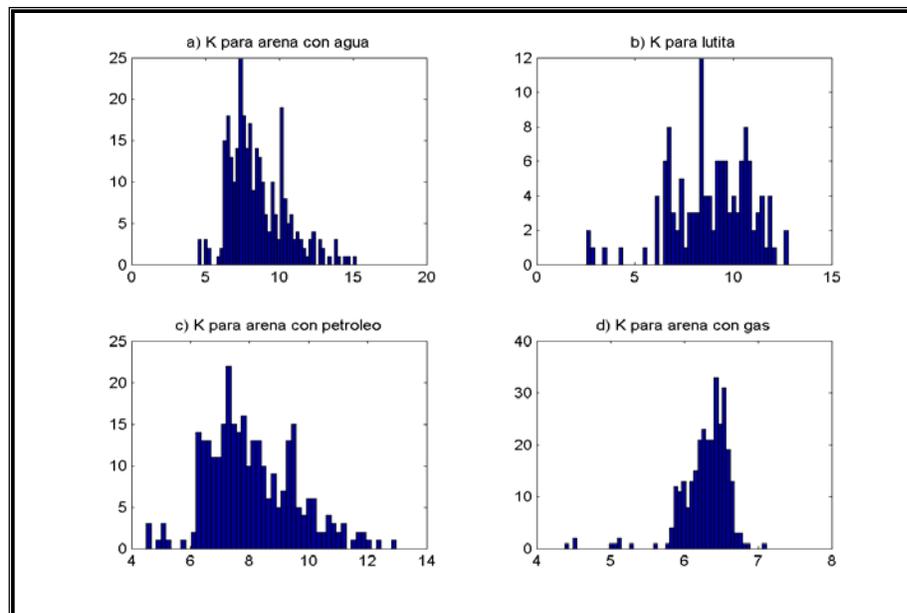


Gráfico 106.: Histogramas del módulo de dureza (K) para contactos de lutita sobre arena con agua, petróleo y gas del pozo JJ-31.

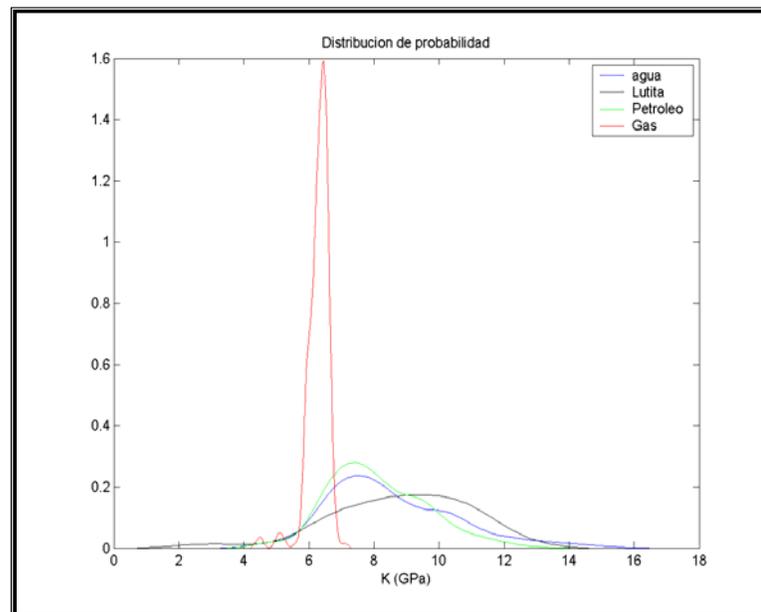


Gráfico 107.: Curvas de distribución de probabilidad univariados de los módulos de dureza (K) para lutita, arena con agua, petróleo y gas del pozo JJ-31.

Por otro lado, la densidad volumétrica es una relación entre la densidad de la matriz de la roca, la densidad del fluido y la porosidad. Debido a que en este estudio las arenas con agua, petróleo y gas son en realidad una misma arena a la cual se le aplico una sustitución de fluidos, la densidad de la matriz de la roca y la porosidad se asumen iguales en los tres casos. Esto indica, que la anomalía generada por la variación de la densidad volumétrica sobre las propiedades elásticas depende de la densidad del fluido.

De este modo, se observa en los gráficos 108 y 109 que las densidades volumétricas de los grupos litológicos arenas con agua y arenas con petróleo pesado son similares, ya que las densidades del agua (1 g/cm^3) y del petróleo pesado ($0,97 \text{ g/cm}^3$) son igualmente similares. Además, las densidades volumétricas de las arenas con agua y petróleo pesado poseen el mismo rango de valores mostrado por las lutitas. Por consiguiente, la densidad volumétrica de estos tres grupos litológicos no es un factor capaz de generar anomalías en las V_p que permitan diferenciar lutitas de arenas con agua o petróleo.

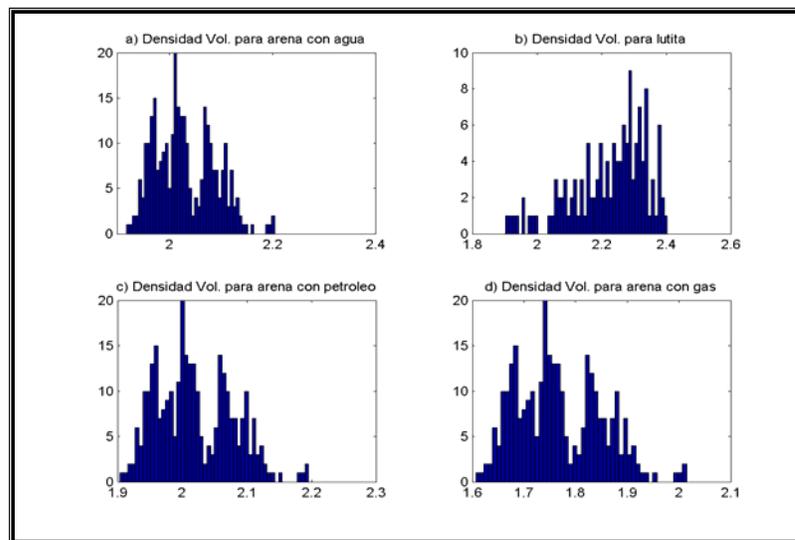


Gráfico 108.: Histogramas del Densidad volumétrica para contactos de lutita sobre arena con agua, petróleo y gas del pozo JJ-31.

Sin embargo, la densidad volumétrica de las arenas con gas está ubicada en un rango de valores de menor magnitud con respecto a las densidades volumétricas de los otros grupos litológicos, esto se debe a que la densidad del gas ($0,3 \text{ g/cm}^3$) es menor a las densidades del resto de los fluidos. Por lo tanto, la densidad volumétrica de las arenas con gas es un factor capaz de generar anomalías en las Vp que permitan diferenciarlas del resto de los grupos litológicos.

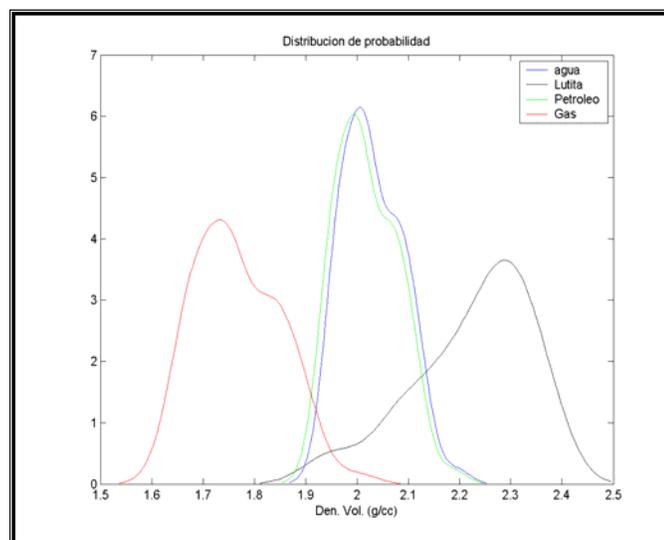


Gráfico 109.: Curvas de distribución de probabilidad univariados de la densidad volumétrica para lutita, arena con agua, petróleo y gas del pozo JJ-31.

De igual manera, se analizó el comportamiento de V_s para cada grupo litológico. Como se muestra en los histogramas del gráficos 110 y en la distribución de probabilidad univariados del gráfico 111, V_s de las lutitas, V_s de las arena con agua, V_s de las arena con petróleo y V_s de las arenas con gas, poseen distribuciones similares, y los valores de magnitud de estas velocidades están entre 800 m/s y 1400 m/s. Por ende, las variaciones de V_s no son capaces de generar anomalías en los atributos AVO que permitan discriminar entre estos grupos litológicos.

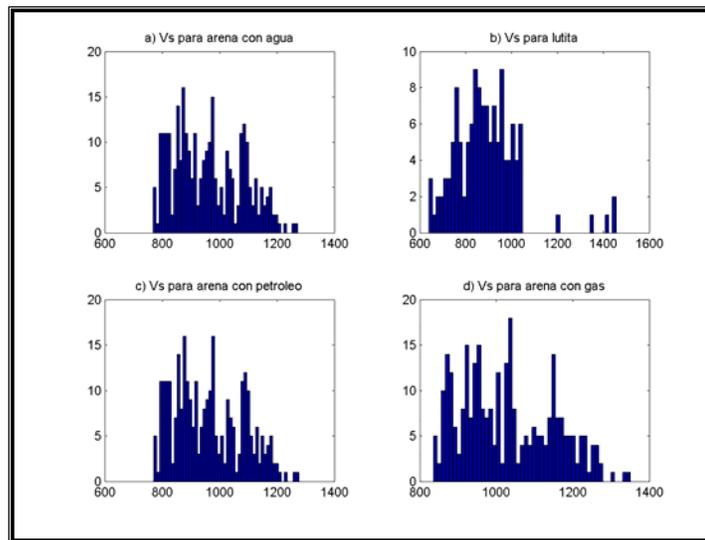


Gráfico 110.: Histogramas de la velocidad cizalla (V_s) para contactos de lutita sobre arena con agua, petróleo y gas del pozo JJ-31.

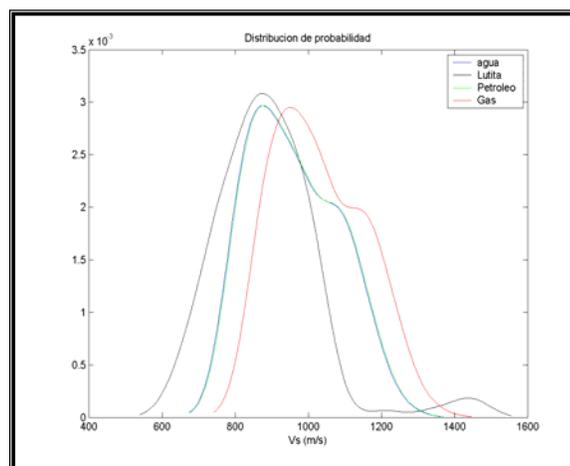


Gráfico 111.: Curvas de distribución de probabilidad univariados de la velocidad cizalla (V_s) para lutita, arena con agua, petróleo y gas del pozo JJ-31.

Es importante resaltar que aun cuando la V_p , V_s y la densidad volumétrica no mostraron ser propiedades capaces de generar anomalías por si solas, se procedió a estudiar los atributos intercepto y gradiente, debido a que estos atributos, se determinan a partir de una serie de combinaciones matemáticas en las que sólo están involucradas dichas propiedades elásticas. Por tal razón, quizás puede ser posible observar alguna anomalía AVO. Del análisis de las propiedades elásticas se puede decir que la respuesta de los atributos está controlada por las densidades de los fluidos, por esta razón la arena con petróleo no genera ninguna anomalía apreciable con respecto a las arenas con agua y las lutitas, ya que las propiedades del petróleo son similares a la del agua y las densidades volumétricas de estas arenas son similares a las densidades de las lutitas, a diferencia de la arena con gas la cual presenta una anomalía apreciable con respecto a los otros grupos, ya que sus propiedades elásticas son diferentes a las propiedades elásticas de los otros grupos litológicos, mostrando un desplazamiento con respecto a la línea de tendencia de fondo.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES

La metodología propuesta, permite ubicar espacialmente el “punto de cruce” de las velocidades de arenas y lutitas y por consiguiente establecer el tipo de régimen en que se encuentran los reservorios.

La metodología aplicada contribuye a establecer la distribución espacial de los reservorios impactando de manera positiva la planificación de pozos horizontales que son ampliamente utilizados en el desarrollo de los campos de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Las velocidades de las arenas saturadas con agua y las velocidades de las arenas saturadas con petróleo son mayores a las velocidades de las lutitas dentro del área de estudio dentro del bloque Petrozuata.

El “punto de cruce” entre las velocidades de las arenas saturadas con petróleo y/o agua y las velocidades de las lutitas está por encima de la zona de estudio, por lo tanto los reservorios de petróleo pesado del bloque Petrozuata, área Junín, Faja Petrolífera del Orinoco están en régimen de alta impedancia.

Los reservorios de petróleo pesado del bloque Petrozuata generan anomalías del tipo “punto opaco” y están representados por deflexiones negativas en los datos sísmicos de amplitud según la convención estándar de polaridad de la SEG en 1975.

A pesar de que los yacimientos se encuentran a profundidades someras, y las arenas no están consolidadas, la respuesta acústica de los yacimientos es similar a la respuesta de las arenas consolidadas. Esto se debe a que las propiedades elásticas del petróleo pesado impactan las propiedades elásticas de los reservorios, incrementando aproximadamente en un 38 % sus módulos de dureza.

Dentro de un volumen de impedancia acústica, los reservorios de la zona de interés estarán representados por los valores mayores de impedancia.

La estructura del Bloque Petrozuata de la Faja Petrolífera del Orinoco esta representada por un monoclinal que buza al norte y el fallamiento principal en ésta es de tipo normal con buzamiento hacia el norte, originado durante el período del rift del Paleozoico.

Existe reactivación de algunas fallas durante la colisión oblicua entre las placas Caribe y Suramericana, en ocasiones como fallas inversas. El salto de estas fallas es relativamente pequeño y no constituyen trampas de hidrocarburos. Por lo tanto, las trampas de hidrocarburos presentes en la Faja Petrolífera del Orinoco están asociadas a trampas estratigráficas o trampas mixtas.

Existe una alta correlación entre la densidad, la impedancia acústica y la impedancia elástica la cual permite hacer una discriminación entre los cuerpos arcillosos y los cuerpos de arena.

La técnica de AVO no permite discriminar los fluidos presentes en los reservorios del miembro inferior de Oficina en el bloque Petrozuata. Sin embargo, permite discriminar litologías en el área Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco. De igual manera, la técnica de AVO permite discriminar arenas saturadas con gas del resto de las litologías en el área Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco.

RECOMENDACIONES

Aplicar la metodología propuesta en este proyecto para la clasificación Petro-acústica de los yacimientos en los cuatro bloques que conforman la Faja Petrolífera del Orinoco, clasificando por edades a las zonas de interés.

Determinar la relación lineal entre V_p y V_s característica de la Faja Petrolífera del Orinoco, aplicando la metodología seguida por Castagna et al. en el Golfo de México.

Aplicar la técnica de AVO para la discriminación de los diferentes grupos litológicos de interés en el área Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Se recomienda realizar un estudio de factibilidad de inversión elástica, por cuanto los gráficos cruzados entre V_p , V_s , densidad y porosidad contra la impedancia elástica presentaron alta discriminación entre los diferentes grupos litológicos.

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS CITADAS

Audemard, F., Lugo, J., (1996) "Notes for petroleum geology of Venezuelan short course. II AAPG/SVG. International Congress & Exhibition. Caracas, 1996.

Bahorich, M., Farmer, S., (1995) "3-D seismic discontinuity for faults and stratigraphic features: the coherence cube". *The Leading Edge*: 1053-1057.

Batzle M., Wang Z., (1992). "Seismic properties of pore fluids". *Geophysics* Vol. 57 (11): 1396-1408.

Brown, A., (1993) "Interpretation of three-dimensional seismic data". AAPG memoir 42: 137-166.

Carmichael, R., (1982) "Handbook of physical properties of rocks". Florida: CRCpress, 345.

Castagna, J., Swan, H., Foster, D., (1998) "Framework for AVO gradient and intercept interpretation". *Geophysics* 63 (3): 948-956.

Catagna, J., Batzle, M., Eastwood, R., (1985) "Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicates rocks". *Geophysics* 50: 571-581.

De Rojas I., (1987). "Geological evaluation of San Diego Norte Pilot Project, Zuata area, Orinoco Oil Belt, Venezuela". AAPG Vol. 71 (10): 1294-1303.

Dorn G., (1998). "Modern 3-D seismic interpretation". *The Leading Edge* Vol. 17: 1262

Elrich and Barret (1992). "Petroleum Geology of the eastern Venezuela foreland Basin" *Memoria* 55: 341-362.

González de Juana C., Iturralde de Arozena J. y Picard X. (1980). "Geología de Venezuela y de sus cuencas petrolíferas". Ediciones Foninves, 2 tomos, 1031 p., 4 láminas. Caracas, Venezuela, Primera edición.

Hilla, W., Naval, D., (2005) "Interpretación estructural de las arenas gasíferas f8, i3, j3ml, n2, r0um y r4l, en el área mayor de Socororo, estado Anzoátegui". Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Kleyn, A. H., (1983). "Seismic reflection interpretation". Elsevier applied science publishers. London and New York. Pag. 110.

Liner, C., (2004) "Elements of 3D seismology". 2da ed. Tulsa: Pennwell. 608.

Marfurt K. et al., (1998). "3-D seismic attributes using a semblance - based coherency algorithm". *Geophysics* Vol. 63 (4): 1150-1165.

Marfurt, K., Al-Dossary, S. (2002) "3-D edge preserving smoothing for seismic edge detection", SEG annual meeting.

Marfurt, K., et al. (1999) "Coherence calculations in the presence of structural dip". *Geophysics* 64 (1): 104-111.

Mavko, G., Mukerji, T., (1998) "A rock physics strategy for quantifying uncertainty in common hydrocarbon indicators". *Geophysics* Vol. 63: 1997-2008.

Nasher, M. Luo, Y. Al-Faraj, M. (2006) "3D preserving smoothing and applications". *Geophysics* Vol. 71 (4): p5-p11.

Neidell N., Berry N., (1989). "Documenting the sand/shale crossover". *Geophysics* Vol. 54 (11): 1430-1434.

Ostrander, W., (1984) "Plane-wave reflection coefficients for gas sands at nonnormal angles of incidence", *Geophysics*, Vol. 49: 1637-1648.

Parnaud, F. et al., (1995) "Petroleum Geology of the central part of the eastern Venezuelan basin". AAPG memoir 62: 741-756.

Petróleos de Venezuela, S.A., (1989). "La industria Venezolana de los hidrocarburos" Centro de formación y adiestramiento de Petróleos de Venezuela - CEPET. Tomo I y II. Caracas, Venezuela.

Petróleos de Venezuela, S.A., (2006). "Planes estratégicos de la Faja Petrolífera del Orinoco". Versión digital, recuperada en Julio del 2006, de <http://www.PDVSA.com>

Requena, N. (2000) "Análisis de velocidad de sísmica de superficie y de pozos para la migración en profundidad, utilizando datos 3D de los campos el Furrial y Carito". Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela. Caracas.

Schlumberger, (1997). "Well Evaluation Conference Venezuela". Versión multimedia. Capítulo 1: 32-40.

Sheriff R., (2002). "Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics". Versión multimedia. SEG 4^{ta} edición. Texas, USA.

Sheriff, R. E., (1992). "Petrophysical and Geophysical background basic petrophysics and geophysics". SEG. Tulsa, USA. Pág. 37-49

Shuey, R., (1985) "A simplification of Zoeppritz equations". *Geophysics* Vol. 50 (4): 609-614.

Smith T., Sondergeld C., Chandra R., (2003). "Gassmann fluid substitutions: a tutorial". *Geophysics* Vol. 68 (2): 430-440.

Talwani M., (2002). "The Orinoco Heavy Oil Belt in Venezuela". Versión digital, recuperado en Julio de 2006, de <http://www.rice.edu/energy/publications/docs/TalwaniOrinocoHeavyOilBeltVenezuela.pdf>

Thorseth, J. et al. (1997) "3-D seismic interpretation using the coherence cube: an example from the South Embra Precaspian Basin, Kazakhstan". *The Leading Edge*.

Vegas, A., De Rojas I., (1987). "Exploration and evaluation of the Zuata area, Orinoco Oil Belt, Venezuela". *Journal of Petroleum Geology*, Vol. 71 (10): 163-176.

Wang Z., (2001). "Fundamentals of seismic rock physics". *Geophysics* Vol. 66 (2): 398-412.

Weitzel, E., (2006) "Estudio de factibilidad del uso de atributos AVO PP y PS para discriminación de litología y tipo de fluidos utilizando análisis de discriminación lineal local y análisis de imágenes por píxeles. Bloque norte Guafita". Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Simón Bolívar. Sartenejas.

APÉNDICE A

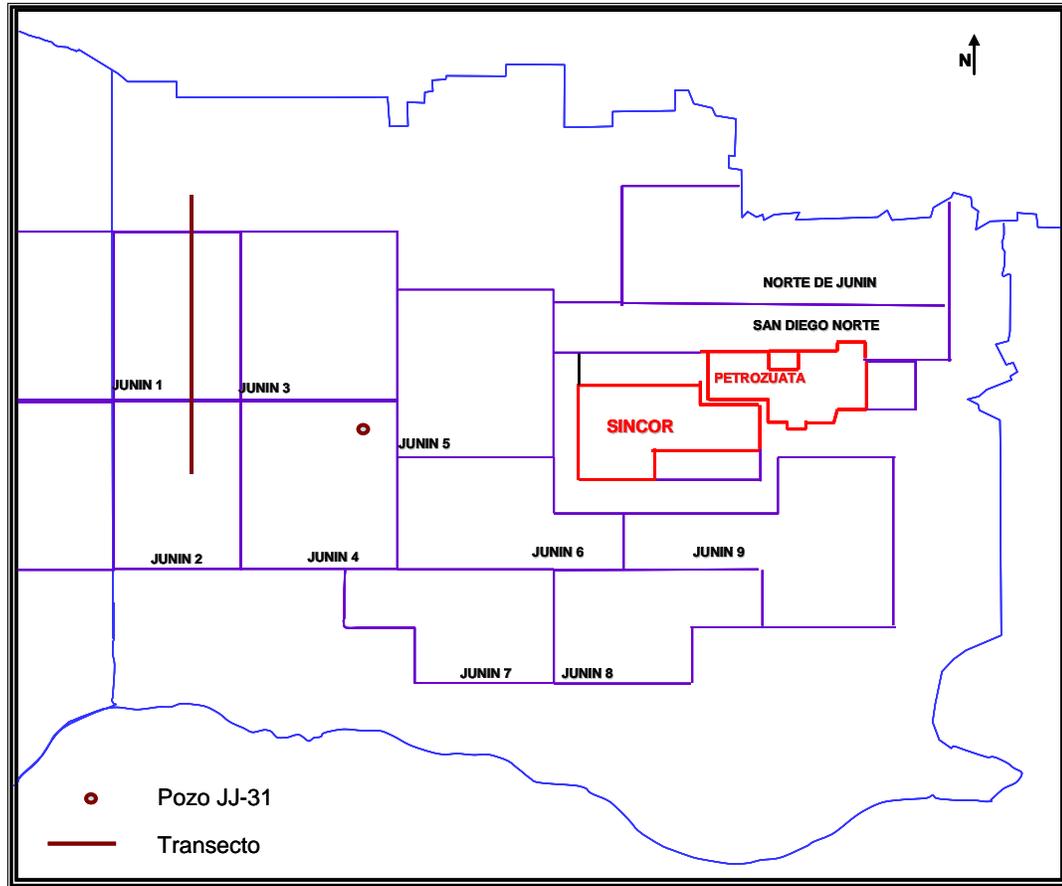


Gráfico 112: Localización de los Bloques pertenecientes al área Junín, ubicación del transecto regional y del pozo JJ-31

APÉNDICE B

Código generado para la sustitución de fluidos en lenguaje Matlab.

```
function[CoeRef,B,A,Velocidades,CorrCoef,matrizL,matriz,data,arena,l
utita,carbon]=paso_1(data,Vhscutoff,Phieutoff,CS);
[t,r]=size(data);
data(t,r)=0.5;
% FLujo completo para la sustitucion de fluidos por ecuaciones de
Gassman.
%*****
% Arroja como resultado 5 matrices: data, arena, lutita, matriz,
matriL
% las ultimas 4 de estas son derivadas de la matriz de entrada
"data".
%*****
%Vshcutoff valor de corte para el volumen de arcilla
%Phieutoff valor de corte para la porosidad
%CS es la profundidad donde cambiamos de seccion.
%*****
% Escrito por Jesus Conde y Jaime Sosa basados en Smith (2003)
%*****
[m,n]=size(data);

u=1;v=1;w=1;e=1;
for i=1:m;
    if data(i,9)<-1;
        data(i,9)=1000.25+data(i,9);
    end;
end;
Vp_Registro=(1./data(:,3)).*304800;
data(:,11)=Vp_Registro;
%*****%-----
----Paso2-----Modificado-----
u=randn(t,1);
for i=1:m;
    if data(i,10)<=Vhscutoff;
        if data(i,6)>=Phieutoff;
            data(i,12)=(0.6097.*(data(i,11)+(218.9248*u(i,1)))-
501.37);

            else
                end;
        end;
    end;
end;
for i=1:m;
    if data(i,10)>Vhscutoff;
        data(i,12)=(0.5589.*(data(i,11)+(218.9248*u(i,1)))-
422.03);

        end;
    end;
end;
for i=1:m;
```

```

        if data(i,10)<=Vhscutoff;
            if data(i,6)<Phi cutoff;
                data(i,12)=(0.5589.*(data(i,11)+(218.9248*u(i,1)))-
422.03);
            end;
        end;
    end;
end;
for i=1:m;
    if data(i,10)<Vhscutoff;
        if data(i,6)<=Phi cutoff;
            data(i,12)=(0.5589.*(data(i,11)+(218.9248*u(i,1)))-
422.03);
        end;
    end;
end;
%*****
Ratio=data(:,11)./data(:,12);
ImpA=data(:,8).*data(:,11);
%*****
%-----Paso3--Modificado-----Modulos de dureza y cizalla-----
-
K=(data(:,8).*((data(:,11).*data(:,11))-
((4/3).*(data(:,12).*data(:,12)))))./1000000;
data(:,13)=K;
G=(data(:,8).*(data(:,12).*data(:,12)))./1000000;
data(:,14)=G;
%*****
%-----Paso4--Modificado-----Voight&Reuss,Hashin&Strichman-----
--
% function
[Kv,Kr,Gv,Gr,Vpv,Vpr]=voigt_reuss(Kclay,Kqz,Kf,Gclay,Gqz,Gf,Rhoclay,
Rhoqz,Rhof,clay)
% Funcion que cacula los bordes superior (Voigt) e inferior (Reuss)
de
% los modulos elasticos y velocidad compresional de un sistema de
tres componentes (arena, arcilla y fluido).
% Input:
% Kclay,Kqz,Kf,Gclay,Gqz,Gf,Rhoclay,Rhoqz,Rhof ---- modulos de
dureza,
% de cizallamiento y densidad de la arcilla, cuarzo y fluido,
% respectivamente.
% clay --- porcentaje de arcilla
% Outputs:
% Kv,Kr,Gv,Gr,Vpv,Vpr ---- Bordes superior(Voigt) e inferior(Reuss)
para modulo de dureza, cizalla
% y velocidad compresional, respectivamente del sistema de tres
componentes.
% Si no se introduce el porcentaje de arcilla el programa calcula
los bordes
% asumiendo solo dos componentes (cuarzo y fluido) .
Kclay=20;Kqz=39;Kf=2.4;Gclay=10;Gqz=38;Gf=0;Rhoclay=2.500;Rhoqz=2.60
0;Rhof=1.000;clay=0.25;
if Gf==0; Gf=0.0000001;end;
if isempty(clay);

```

```

clay=0;
end;
por=[0:0.01:1];
Kv=((clay.*(1-por).*Kclay)+((1-clay).*(1-por).*Kqz)+(por.*Kf));
Kr=(1./(((clay.*(1-por))./Kclay)+(((1-clay).*(1-
por))./Kqz)+(por./Kf)));
Gv=((clay.*(1-por).*Gclay)+((1-clay).*(1-por).*Gqz)+(por.*Gf));
Gr=((((clay.*(1-por))./Gclay)+(((1-clay).*(1-
por))./Gqz)+(por./Gf)).^-1);
Rho=((1-por).*clay.*Rho clay)+((1-por).*(1-clay).*Rhoqz)+por.*Rhof);
Vpv=sqrt((Kv+(4.*Gv./3))./Rho).*1000;
Vpr=sqrt((Kr+(4.*Gr./3))./Rho).*1000;
% Calculo de limites de Hashin Shtrikman
Ku=Kf+(1.-por)*(Kqz-Kf)*(Kf+4.*Gqz/3.)./(Kf+4.*(Gqz/3.)+por*(Kqz-
Kf));
Kl=Kf+(1.-por)*(Kqz-Kf)*(Kf+4.*Gf/3.)./(Kf+4.*(Gf/3.)+por*(Kqz-Kf));
FGu=Gqz*(9.*Kqz+8.*Gqz)/(6.*(Kqz+2.*Gqz));
FGL=Gf*(9.*Kf+8.*Gf)/(6.*(Kf+2.*Gf));
Gu=Gf+(Gqz-Gf)*(1.-por)*(Gf+FGu)./(Gf+FGu+por*(Gqz-Gf));
Gl=Gf+(Gqz-Gf)*(1.-por)*(Gf+FGL)./(Gf+FGL+por*(Gqz-Gf));
RHO=((1-por).*Rhoqz)+(por.*Rhof);
Vpu=sqrt((Ku+(4.*Gu./3))./RHO).*1000;
Vpl=sqrt((Kl+(4.*Gl./3))./RHO).*1000;
%*****
*****
%-----Paso5 y 6--Modificado-----Propiedades del Fluido-----
-----
%Kwt=modulo dureza agua teorico
%Dwt=densidad agua teorica
%Kot=modulo dureza oil teorica
%Dot=densidad oil teorica
%data(:,15)= K del fluido
%data(:,16)= densidad del fluido
Kwt=2.29;Dwt=1.00;Kot=2.2;Dot=0.97;Kgt=0.216;Dgt=0.3;
for i=1:m;
if data(:,9)==1;
    Kfl= 1./((data(:,9))./Kwt);
    data(:,15)=Kfl;
else;
    Kfl= 1./(((data(:,9))./Kwt)+((1-data(:,9))./Kot));
    data(:,15)=Kfl;
end;
if data(:,9)>=1;
    Dfl=data(:,9).*Dwt;
    data(:,16)=Dfl;
else;
    Dfl=(data(:,9).*Dwt)+((1-data(:,9)).*Dot);
    data(:,16)=Dfl;
end;
end;
%*****
%-----
----Paso7--Modificado-----Kseco=Kdry-----
%Kdy= ((data(:,13).*((data(:,7)*Ko)/(data(:,15)))+1-data(:,7)))-
Ko)./

```

```

% (((data(:,7)*Ko)/data(:,15)) + (data(:,13)/Ko) -1 -
(data(:,7)))
%Ko = K de la matriz
Ko=37;
Kdry= (( data(:,13).* ((data(:,7).*Ko)./ (data(:,15))
+ 1. - data(:,7))) -Ko) ./
((data(:,7).*Ko)./ data(:,15)) + (data(:,13)./Ko) -1 -
(data(:,7)));
data(:,17)= Kdry;
%*****
%-----Paso8--Modificado-----Propiedades del nuevo fluido---
-----
%Swf = nueva saturacion del fluido.
Swf=1;
%Para saturacion con agua
if Swf==1;
    NKw=1./(Swf/Kwt);
    data(:,18)= NKw;
else;
    NKw= 1./((Swf./Kwt)+((1-Swf)./Kwt));
    data(:,18)= NKw;
end;
if Swf==1;
    NDw=Dwt;
    data(:,19)=NDw;
else;
    NDw=(Swf.*Dwt)+((1-Swf).*Dwt);
    data(:,19)=NDw;
end;
%-----
%Para saturacion con oil
if Swf==1;
    NKo=1./(Swf/Kot);
    data(:,20)= NKo;
else;
    NKo= 1./((Swf./Kwt)+((1-Swf)./Kot));
    data(:,20)= NKo;
end;
if Swf==1;
    NDo=Dot;
    data(:,21)=NDo;
else;
    NDo=(Swf.*Dwt)+((1-Swf).*Dot);
    data(:,21)=NDo;
end;
%-----
%Para saturacion con gas
if Swf==1;
    NKg=1./(Swf/Kgt);
    data(:,22)= NKg;
else;
    NKg= 1./((Swf./Kwt)+((1-Swf)./Kgt));
    data(:,22)= NKg;
end;

```

```

if Swf==1;
    NDg=Dgt;
    data(:,23)=NDg;
else;
    NDg=(Swf.*Dwt)+((1-Swf).*Dgt);
    data(:,23)=NDg;
end;
%*****
%-----Paso9--Modificado-----K roca saturada con el nuevo fluido---
-----
%((1-data(:,17))./Ko).*(1-data(:,17))./Ko).....numerador
% ((data(:,7))./data(:,18)) + ((1-data(:,7))./Ko) -
(data(:,17))./(Ko*Ko))

%data(:,24)=K de roca saturada con agua
NKsatw= data(:,17) + (((1-(data(:,17))./Ko)).*(1-
(data(:,17))./Ko))./((data(:,7))./data(:,18)) + ((1-data(:,7))./Ko)
- (data(:,17))./(Ko*Ko)))));
data(:,24)=NKsatw;
%data(:,25)=K de roca saturada con oil
NKsato= data(:,17) + (((1-(data(:,17))./Ko)).*(1-
(data(:,17))./Ko))./((data(:,7))./data(:,20)) + ((1-data(:,7))./Ko)
- (data(:,17))./(Ko*Ko)))));
data(:,25)=NKsato;
%data(:,26)=K de roca saturada con gas
NKsatg= data(:,17) + (((1-(data(:,17))./Ko)).*(1-
(data(:,17))./Ko))./((data(:,7))./data(:,22)) + ((1-data(:,7))./Ko)
- (data(:,17))./(Ko*Ko)))));
data(:,26)=NKsatg;
%*****
%-----Paso10--Modificado----Nueva densidad Volumetrica-----
-----
% Mden=densidad del grano
Mden=2.65;
%densidad volumetrica de roca saturada con agua
NDvolw= (Mden.*(1-data(:,7))) + (data(:,19).*data(:,7));
data(:,27)=NDvolw;
%densidad volumetrica de roca saturada con oil
NDvolo= (Mden.*(1-data(:,7))) + (data(:,21).*data(:,7));
data(:,28)=NDvolo;
%densidad volumetrica de roca saturada con gas
NDvolg= (Mden.*(1-data(:,7))) + (data(:,23).*data(:,7));
data(:,29)=NDvolg;
%*****
%-----Paso11-----Modificacion-----Calculo de nuevas velocidades-
-----
%Vp para roca saturada con agua
Nvpw=1000.*sqrt(((data(:,24))+((4/3).*data(:,14))))./data(:,27));
data(:,30)=Nvpw;
%Vp para roca saturada con oil
Nvpo=1000.*sqrt(((data(:,25))+((4/3).*data(:,14))))./data(:,28));

```

```
data(:,31)=Nvpo;
%Vp para roca saturada con gas
Nvpg=1000.*sqrt(((data(:,26)+((4/3).*data(:,14))))./data(:,29));
data(:,32)=Nvpg;
%Vs para roca saturada con agua
Nvsw= 1000.*sqrt(data(:,14)./data(:,27));
data(:,33)=Nvsw;
%Vs para roca saturada con oil
Nvso= 1000.*sqrt(data(:,14)./data(:,28));
data(:,34)=Nvso;
%Vs para roca saturada con gas
Nvsg= 1000.*sqrt(data(:,14)./data(:,29));
data(:,35)=Nvsg;
```

APÉNDICE C

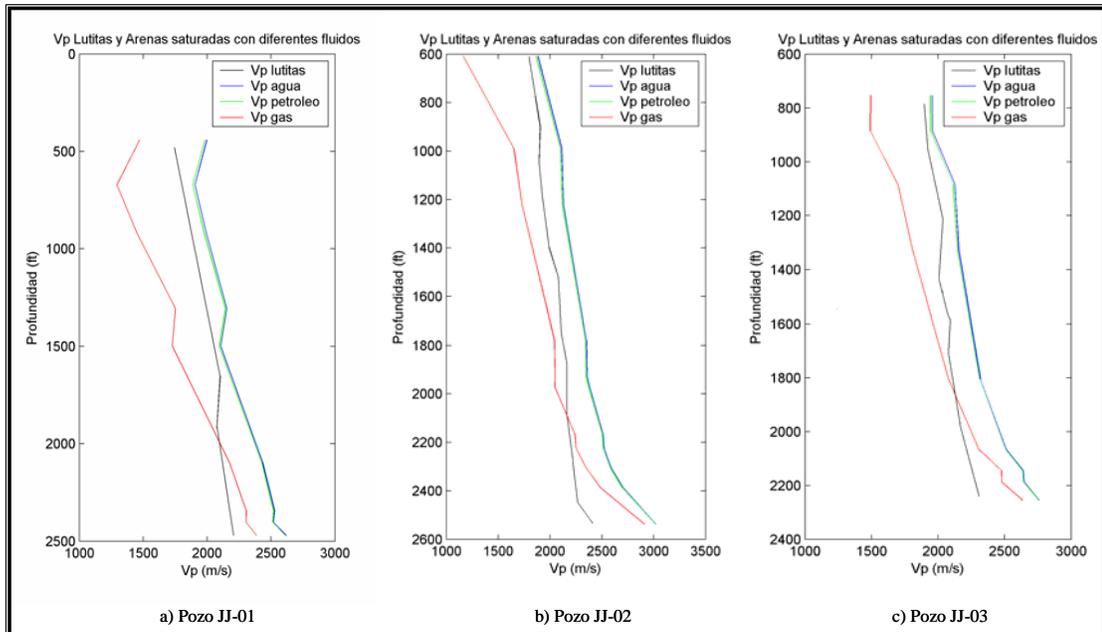


Gráfico 113. Tendencias de Vp contra la profundidad para lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo). a) Pozo JJ-01 b) Pozo JJ-02 c) Pozo JJ-03.

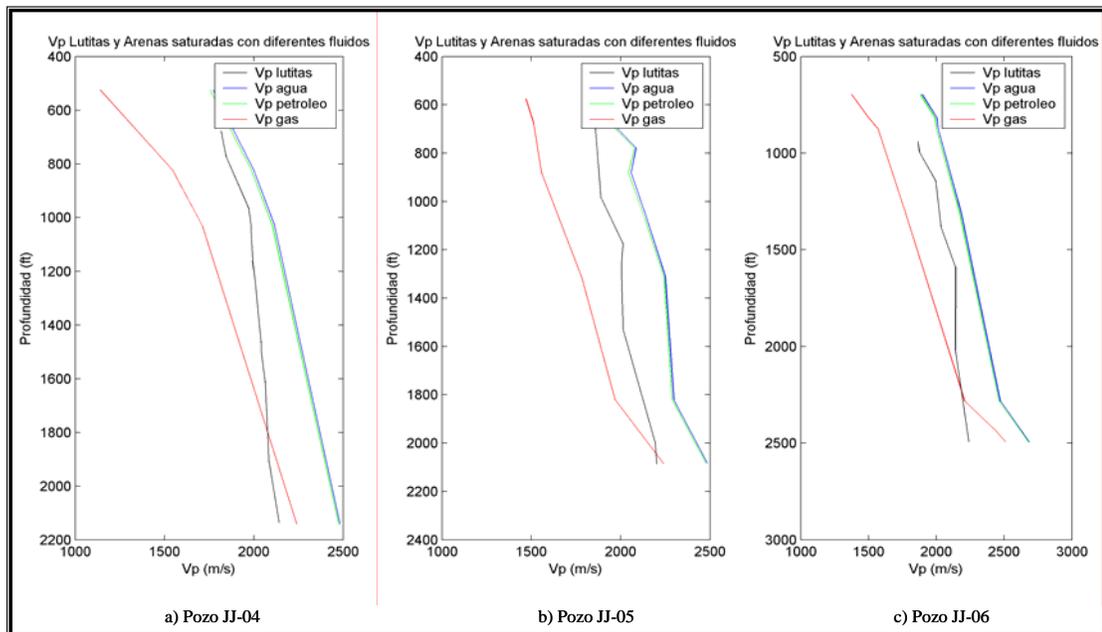


Gráfico 114. Tendencias de Vp contra la profundidad para lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo). a) Pozo JJ-04 b) Pozo JJ-05 c) Pozo JJ-06.

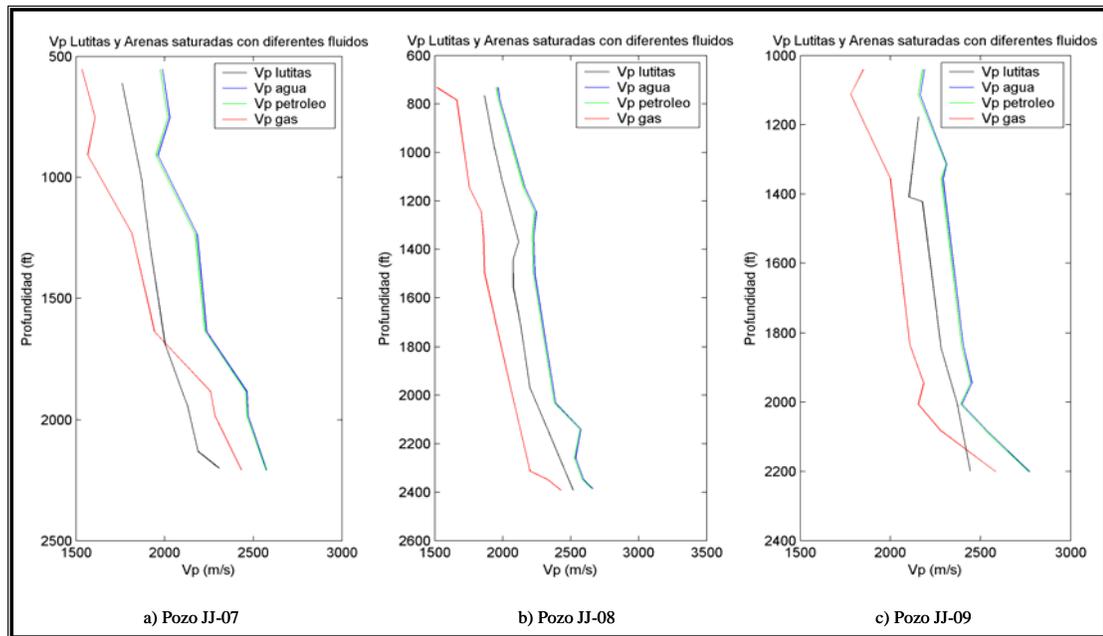


Gráfico 115. Tendencias de Vp contra la profundidad para lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo). a) Pozo JJ-07 b) Pozo JJ-08 c) Pozo JJ-09.

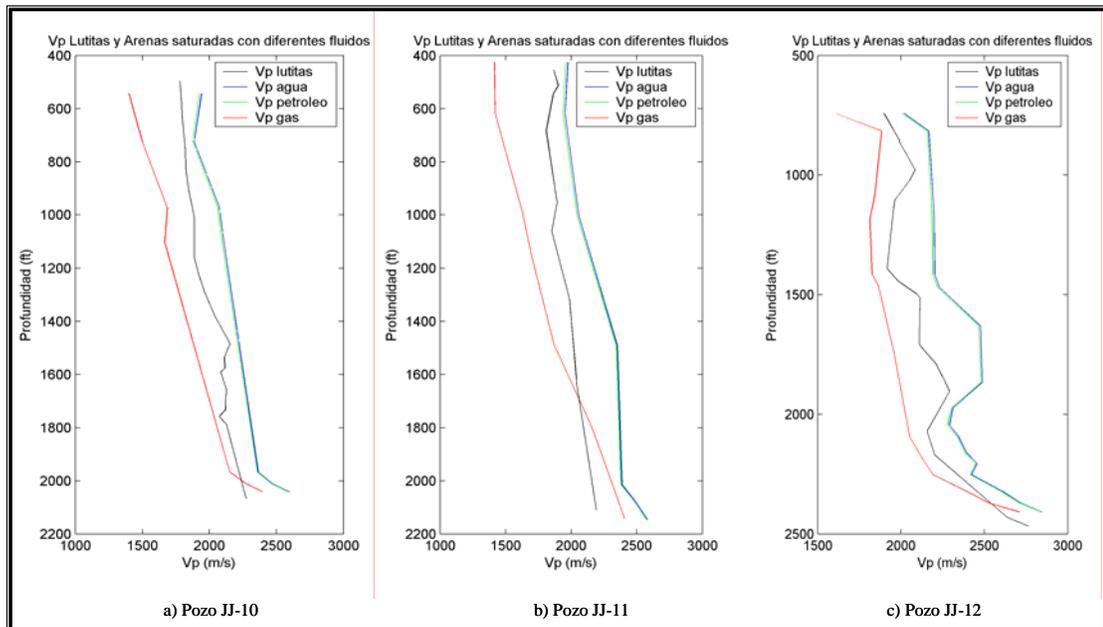


Gráfico 116. Tendencias de Vp contra la profundidad para lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo). a) Pozo JJ-10 b) Pozo JJ-11 c) Pozo JJ-12.

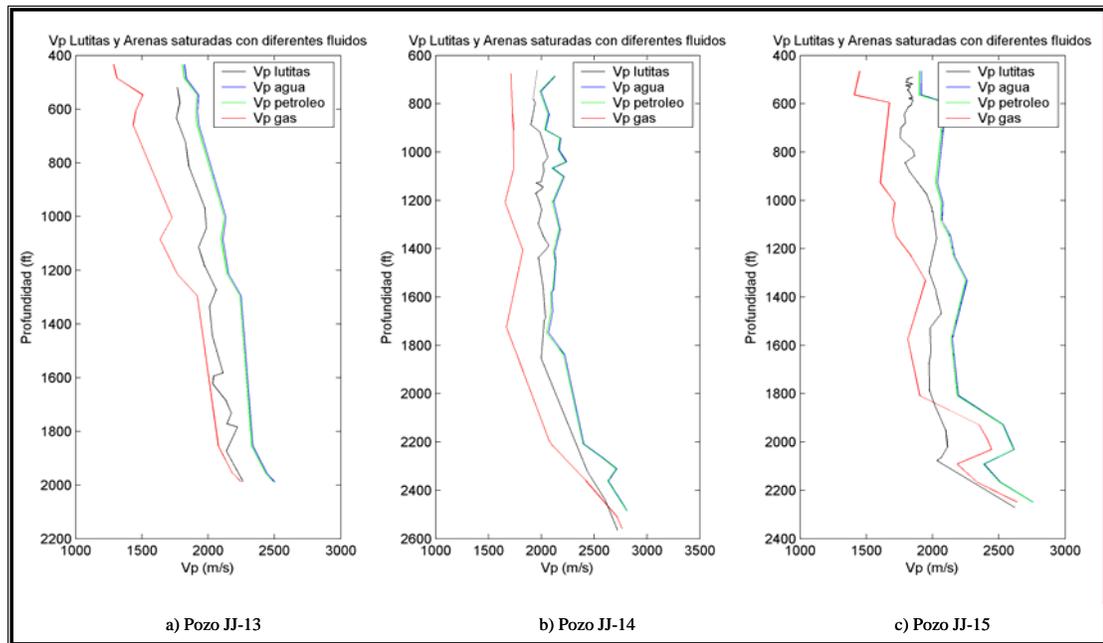


Gráfico 117. Tendencias de Vp contra la profundidad para lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo). a) Pozo JJ-13 b) Pozo JJ-14 c) Pozo JJ-15.

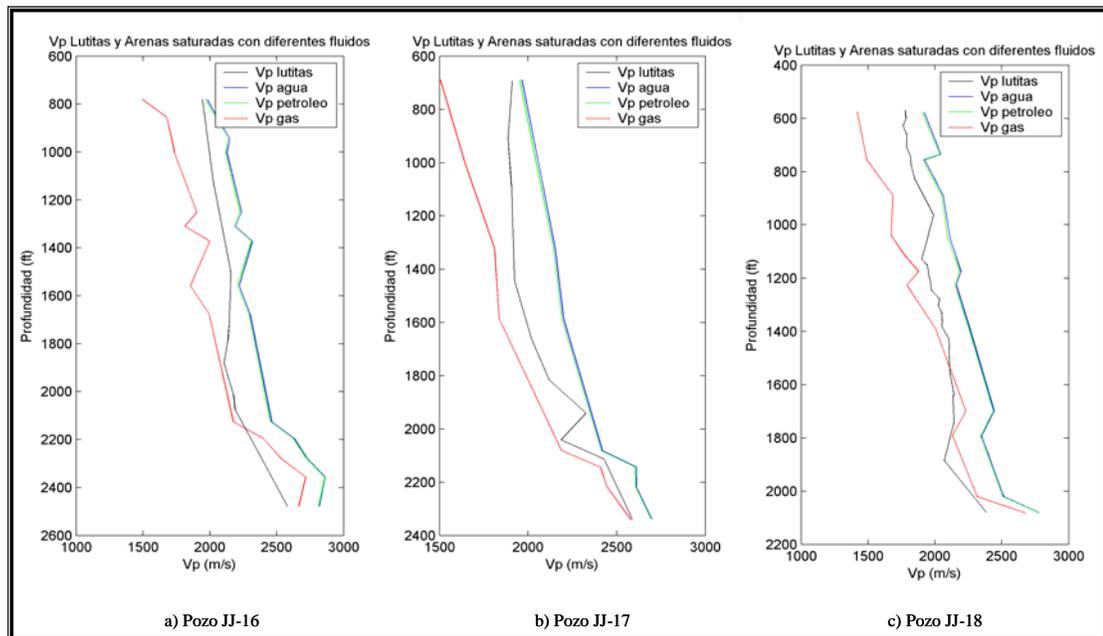


Gráfico 118. Tendencias de Vp contra la profundidad para lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo). a) Pozo JJ-16 b) Pozo JJ-17 c) Pozo JJ-18.

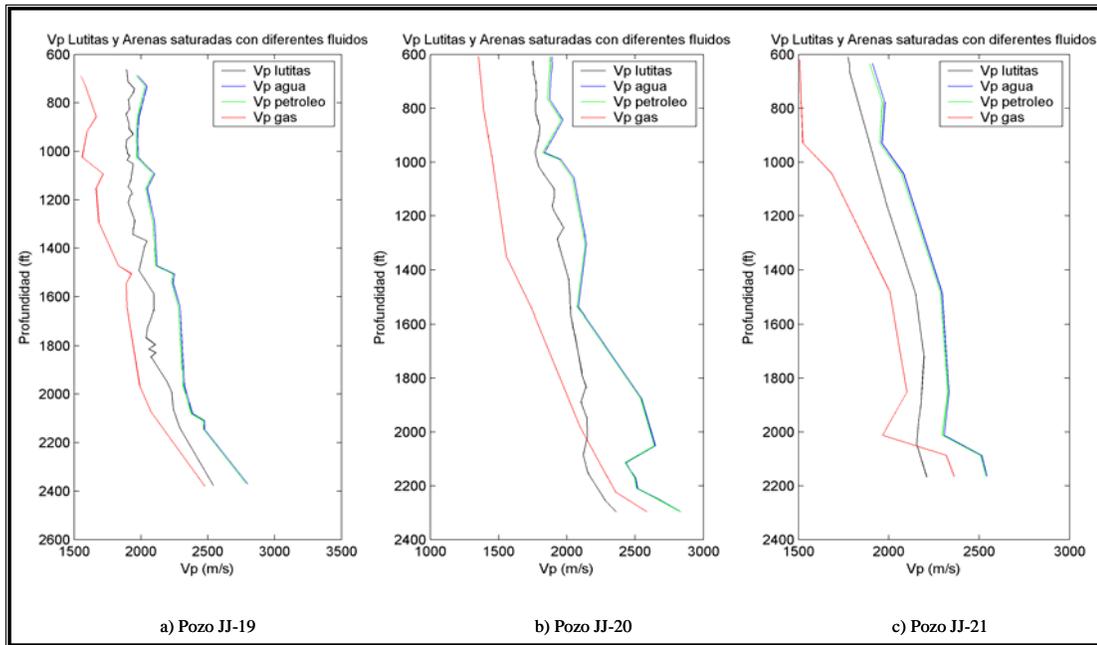


Gráfico 119. Tendencias de V_p contra la profundidad para lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo). a) Pozo JJ-19 b) Pozo JJ-20 c) Pozo JJ-21.

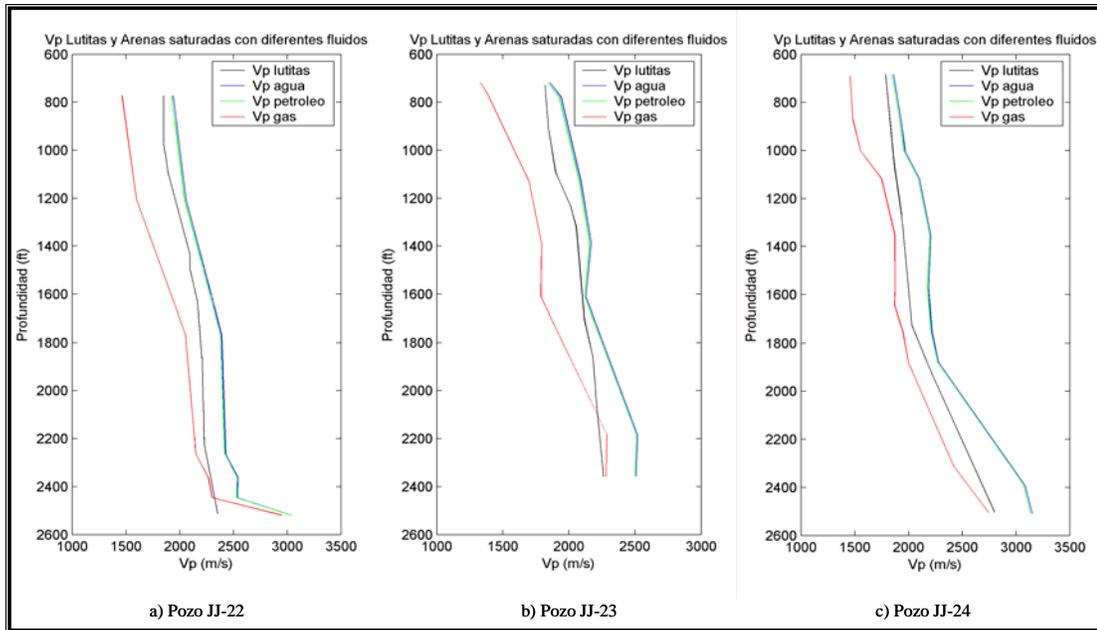


Gráfico 120. Tendencias de V_p contra la profundidad para lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo). a) Pozo JJ-22 b) Pozo JJ-23 c) Pozo JJ-24.

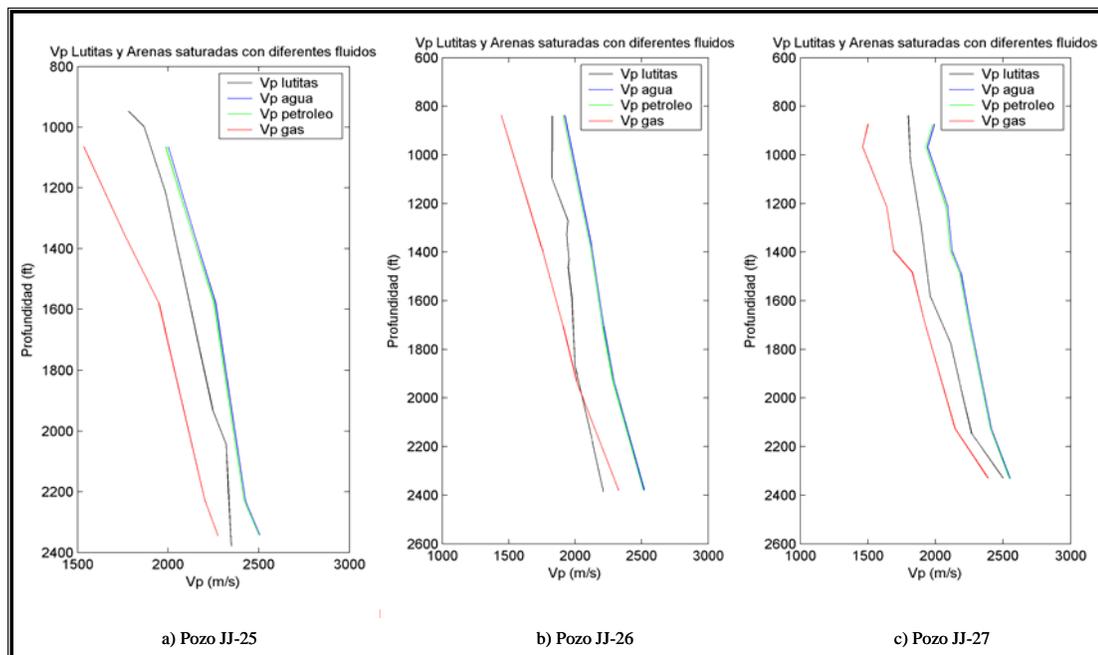


Gráfico 121. Tendencias de Vp contra la profundidad para lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo). a) Pozo JJ-25 b) Pozo JJ-26 c) Pozo JJ-27.

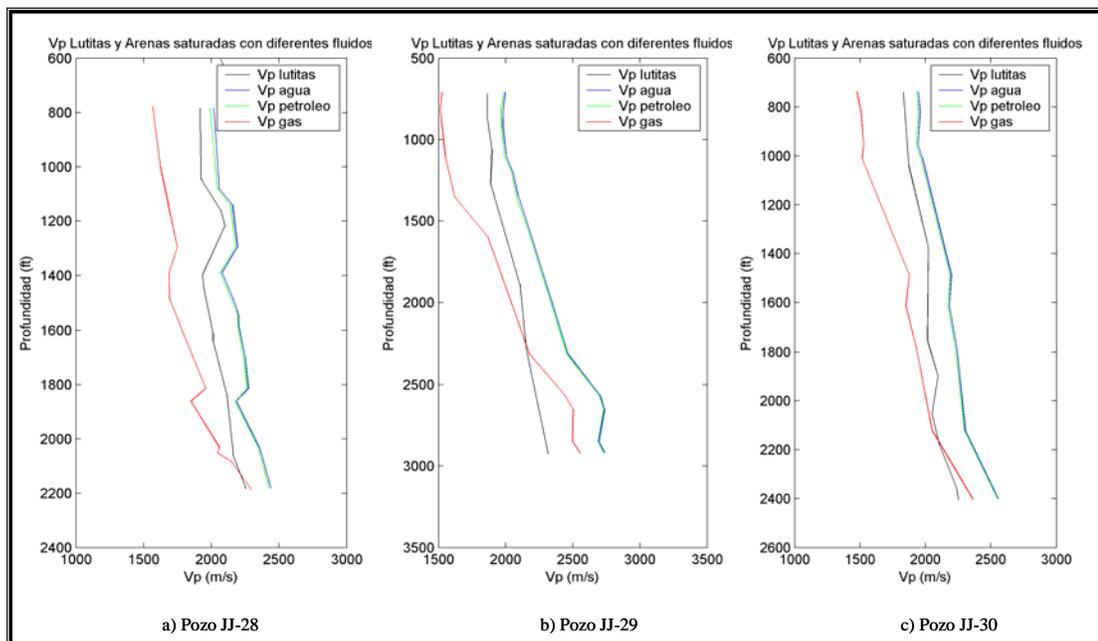


Gráfico 122. Tendencias de Vp contra la profundidad para lutitas (color negro), arenas con agua (color azul), arenas con petróleo (color verde) y arenas con gas (color rojo). a) Pozo JJ-28 b) Pozo JJ-29 c) Pozo JJ-30.

APÉNDICE D

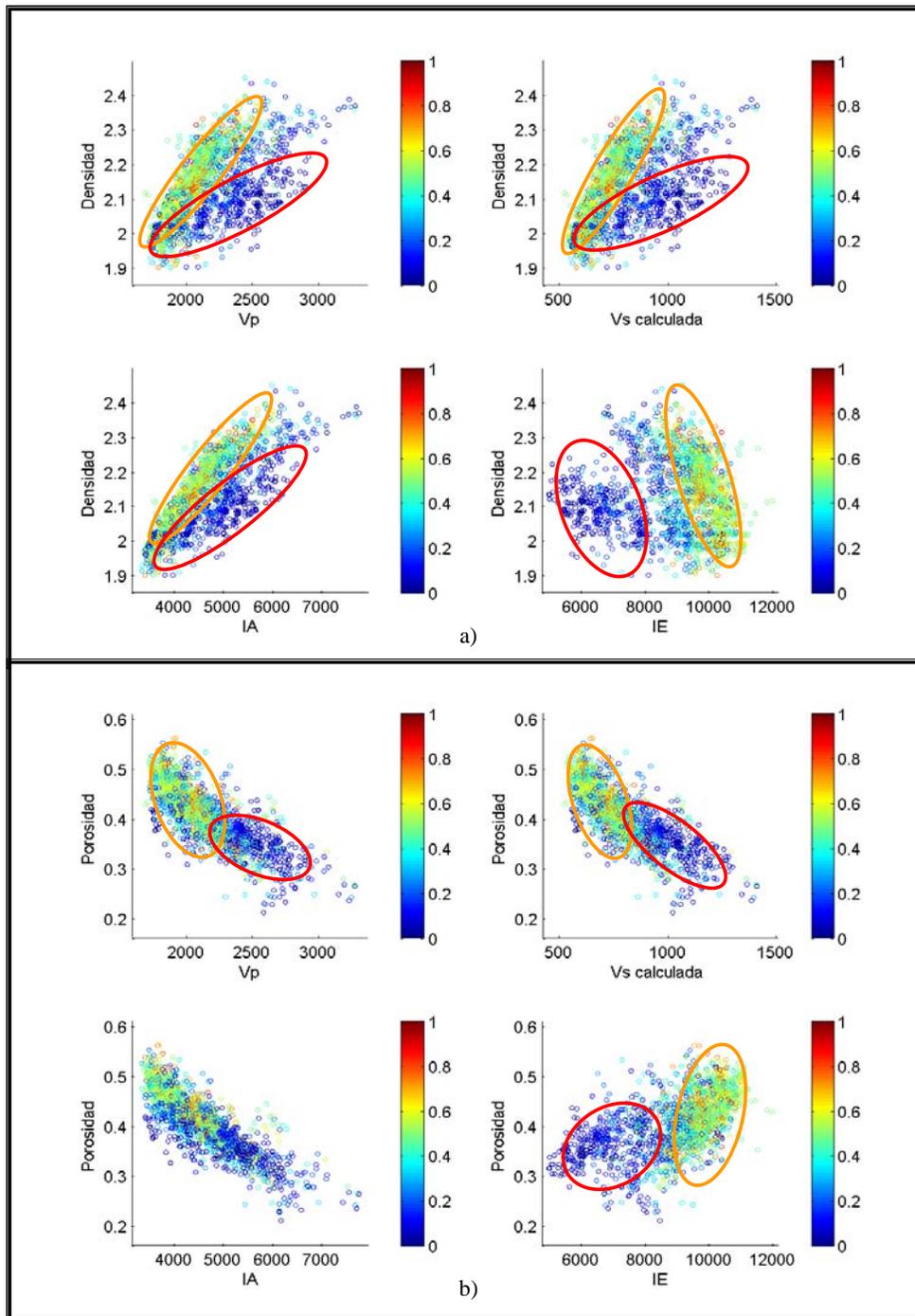


Gráfico 123: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-01 a) Densidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).

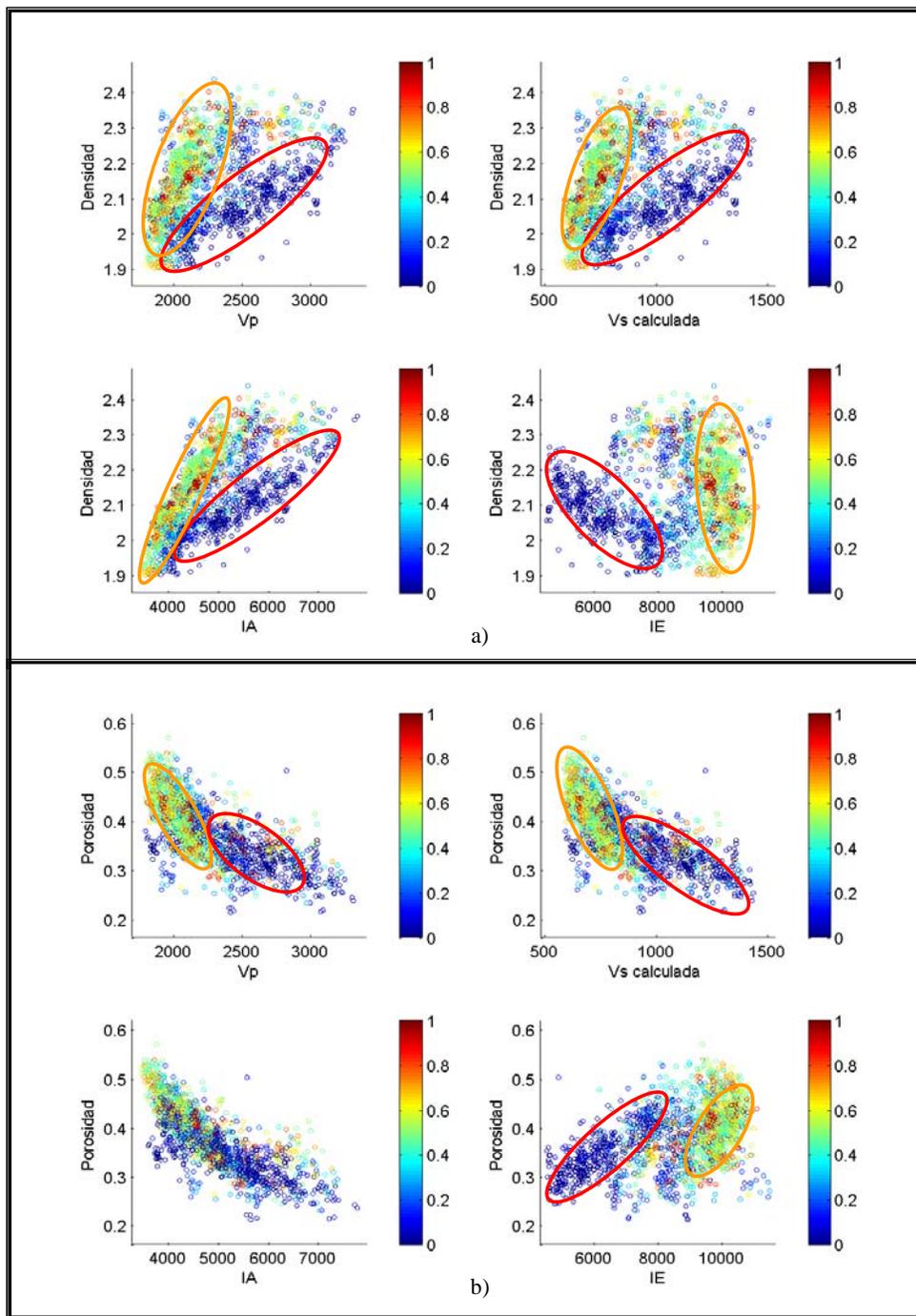


Gráfico 124: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-02 a) Densidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).

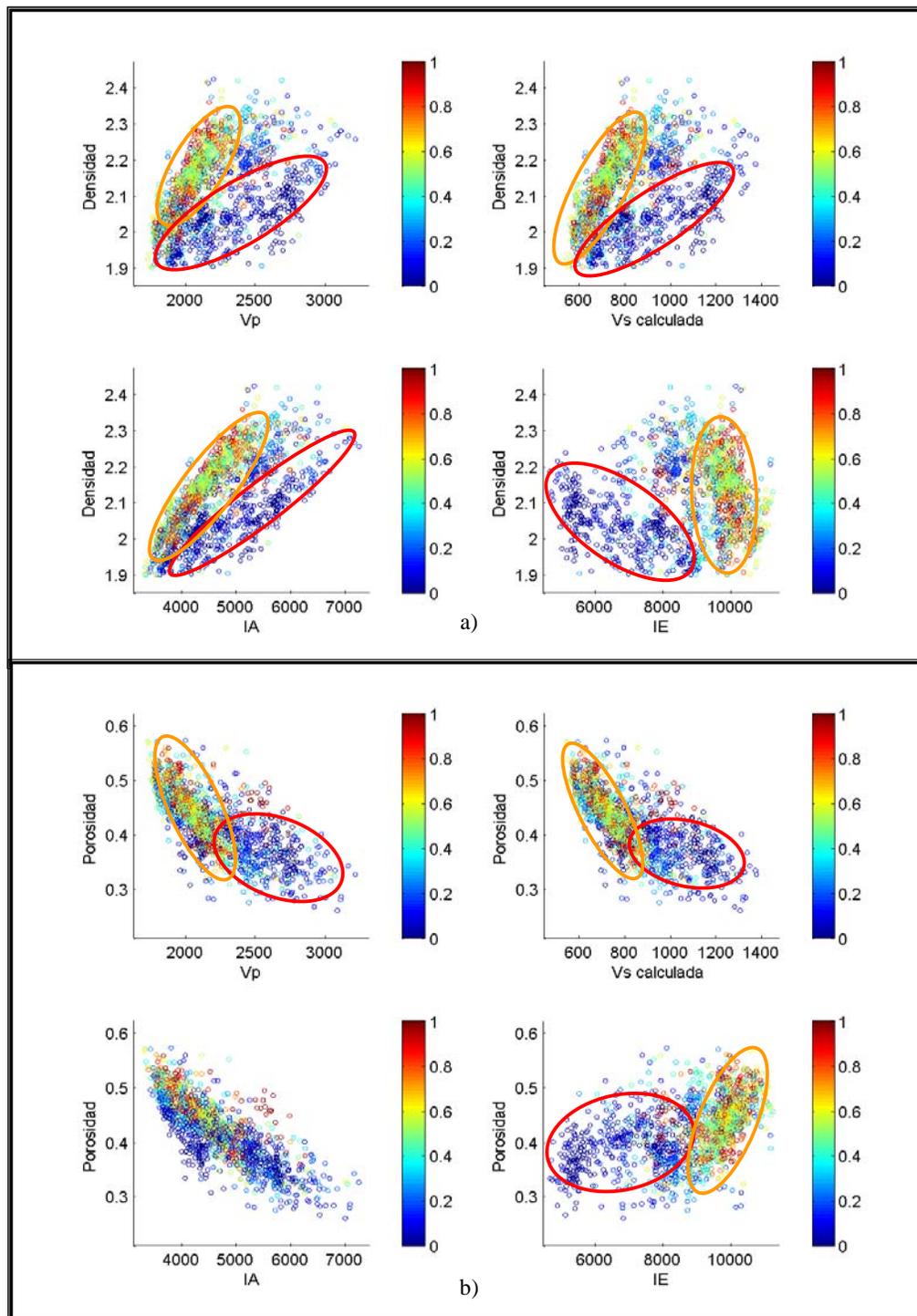


Gráfico 125: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-03 a) Densidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).

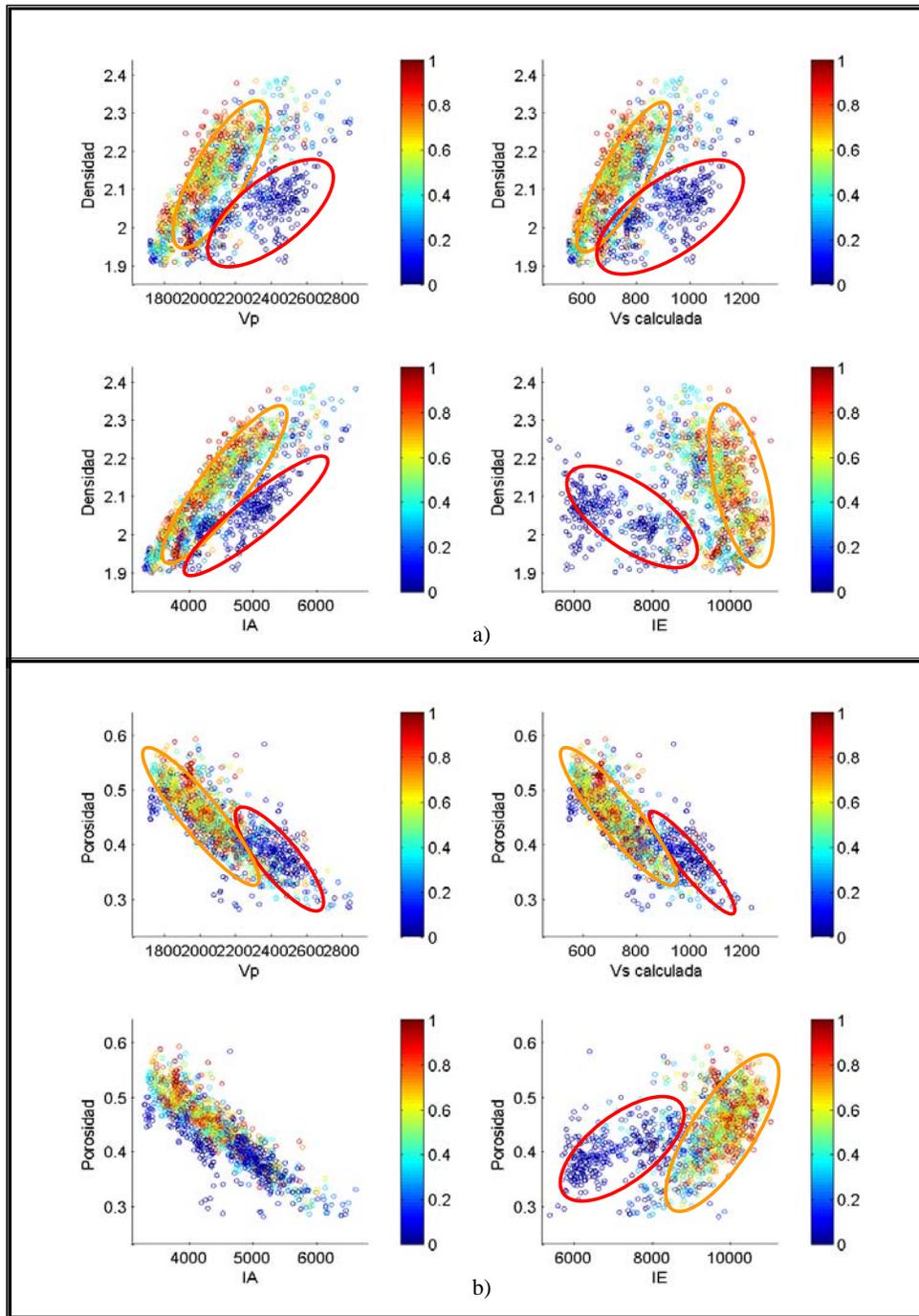


Gráfico 126: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-04 a) Densidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).

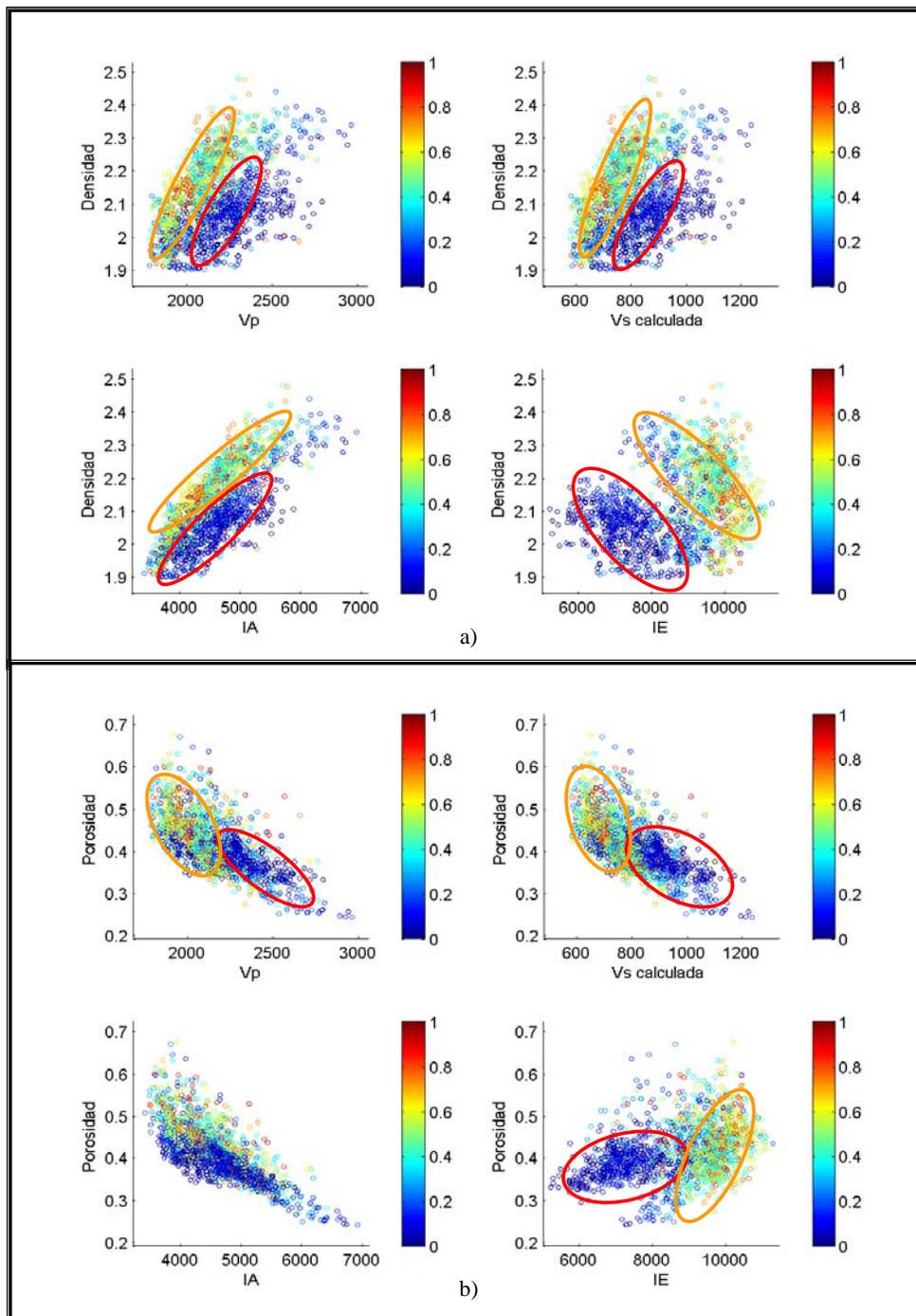


Gráfico 127: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-05 a) Densidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).

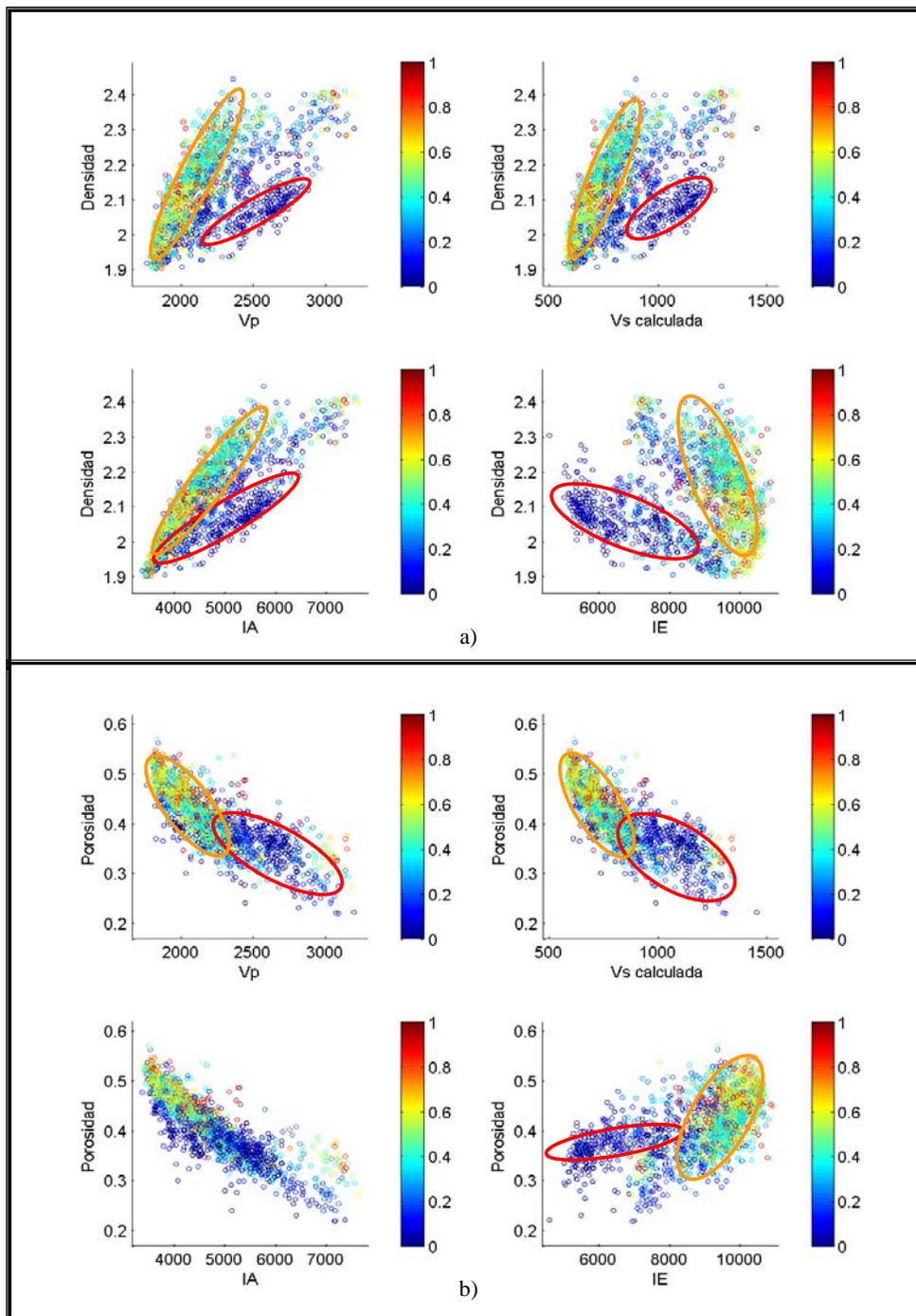


Gráfico 128: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-06 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).

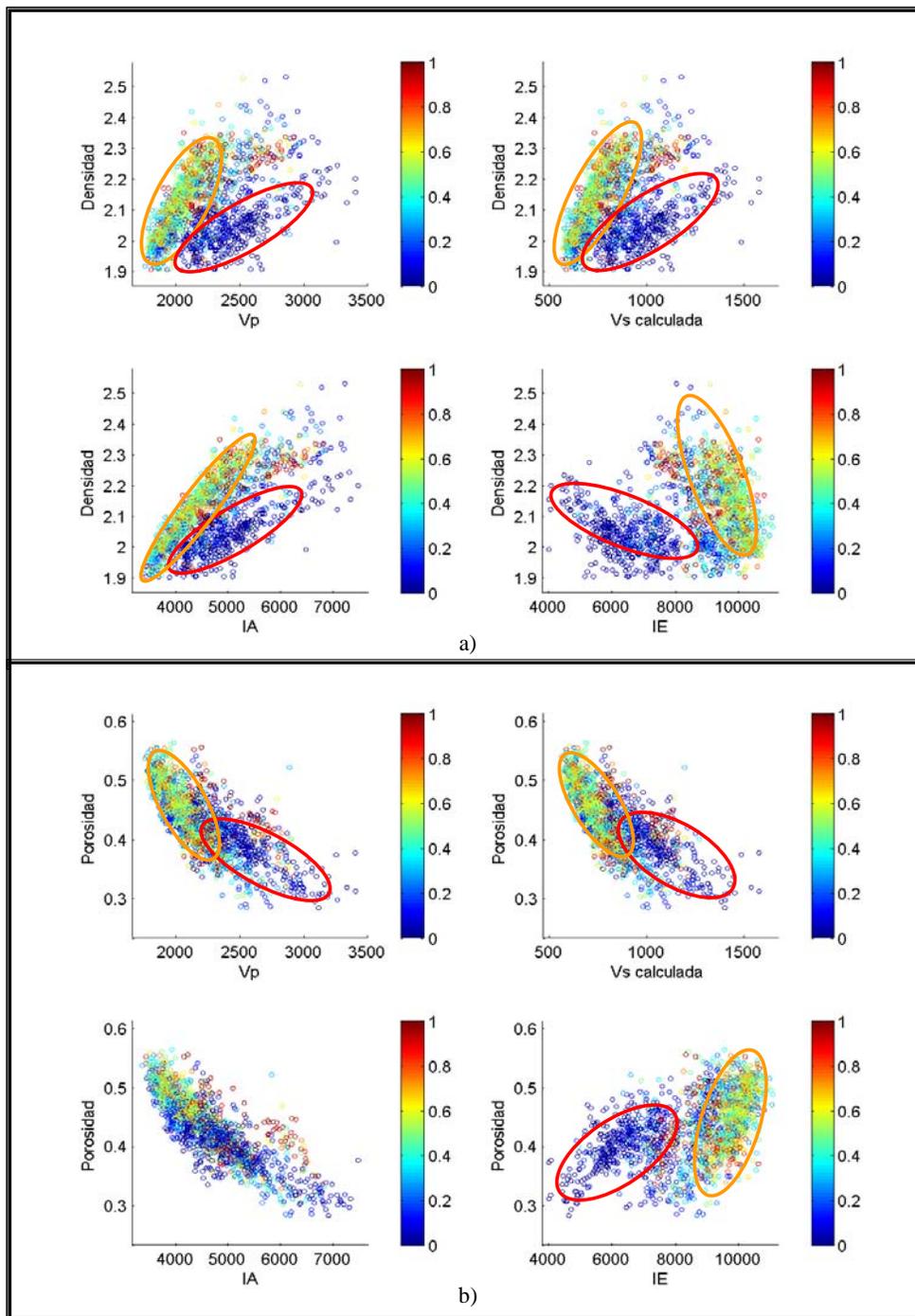


Gráfico 129: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-07 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).

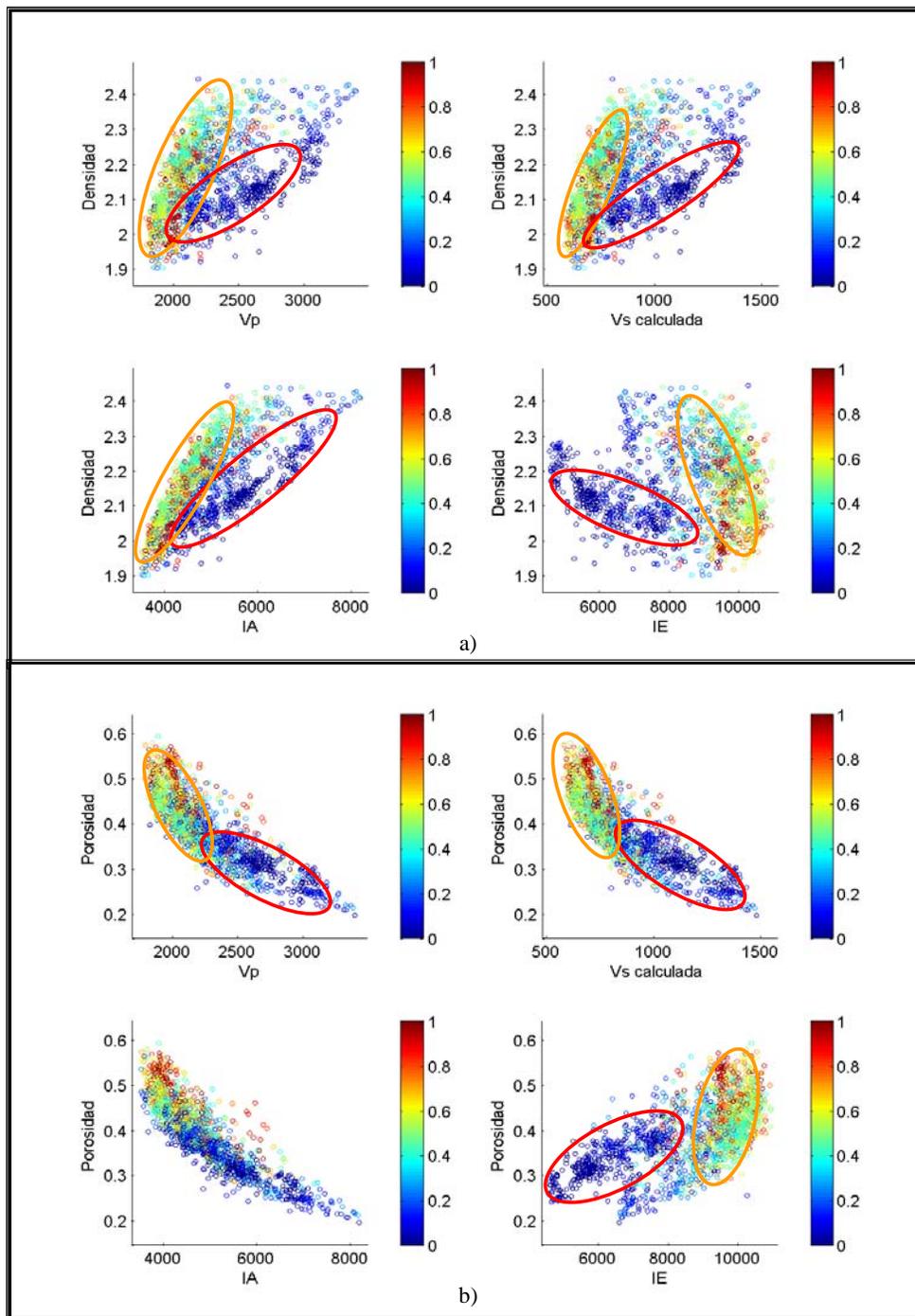


Gráfico 130: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-08 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).

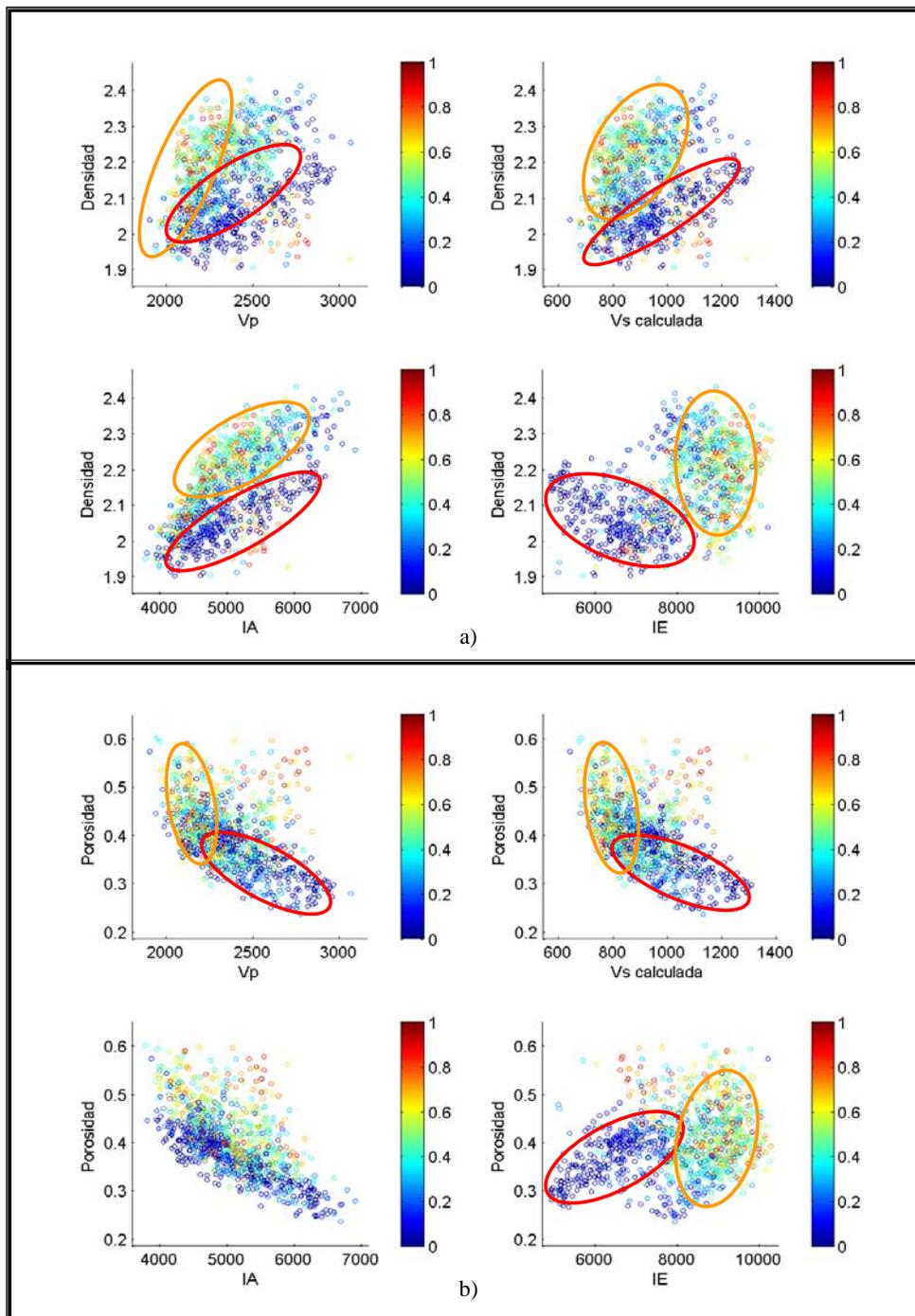


Gráfico 131: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-09 a) Densidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).

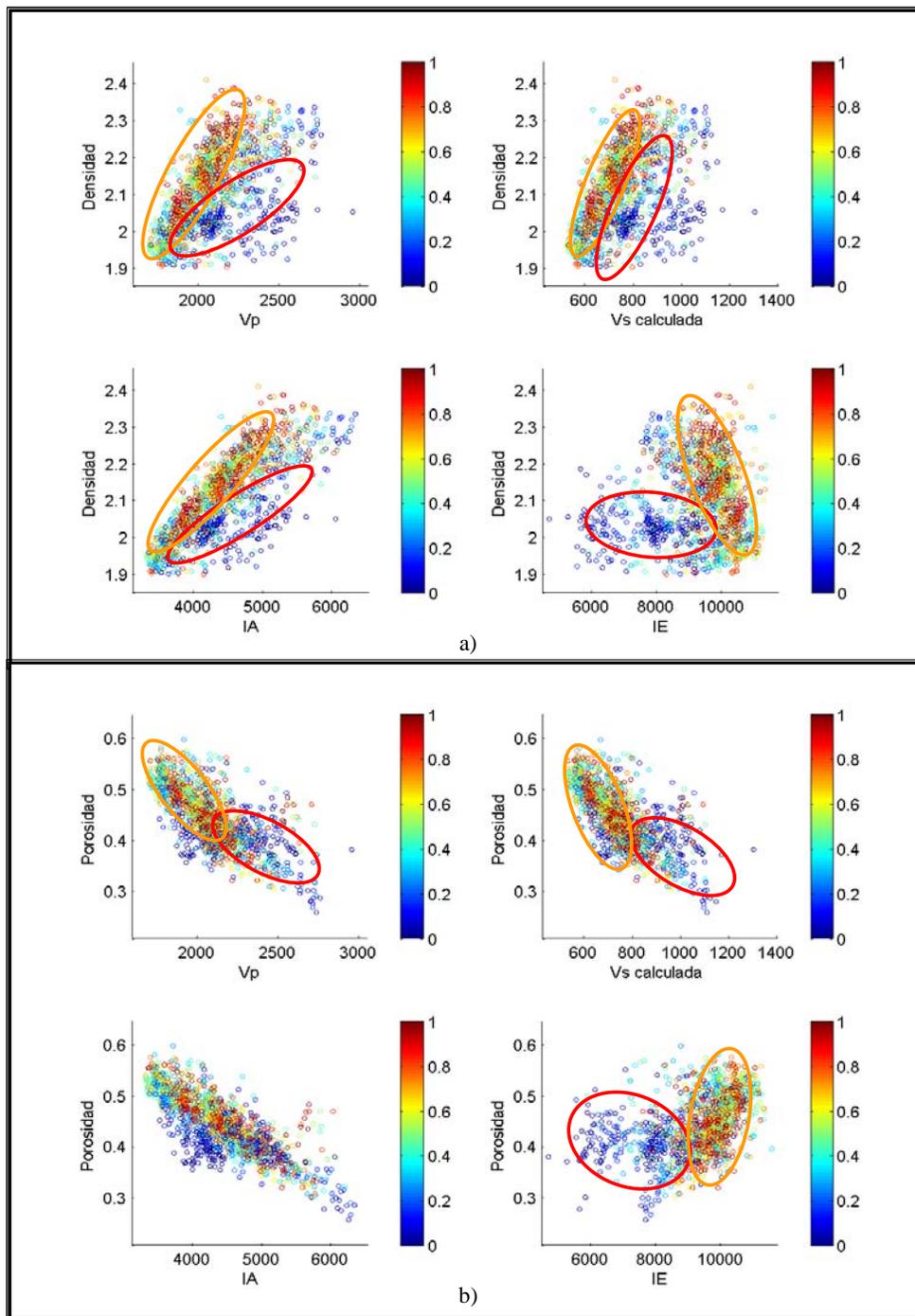


Gráfico 132: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-10 a) Densidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).

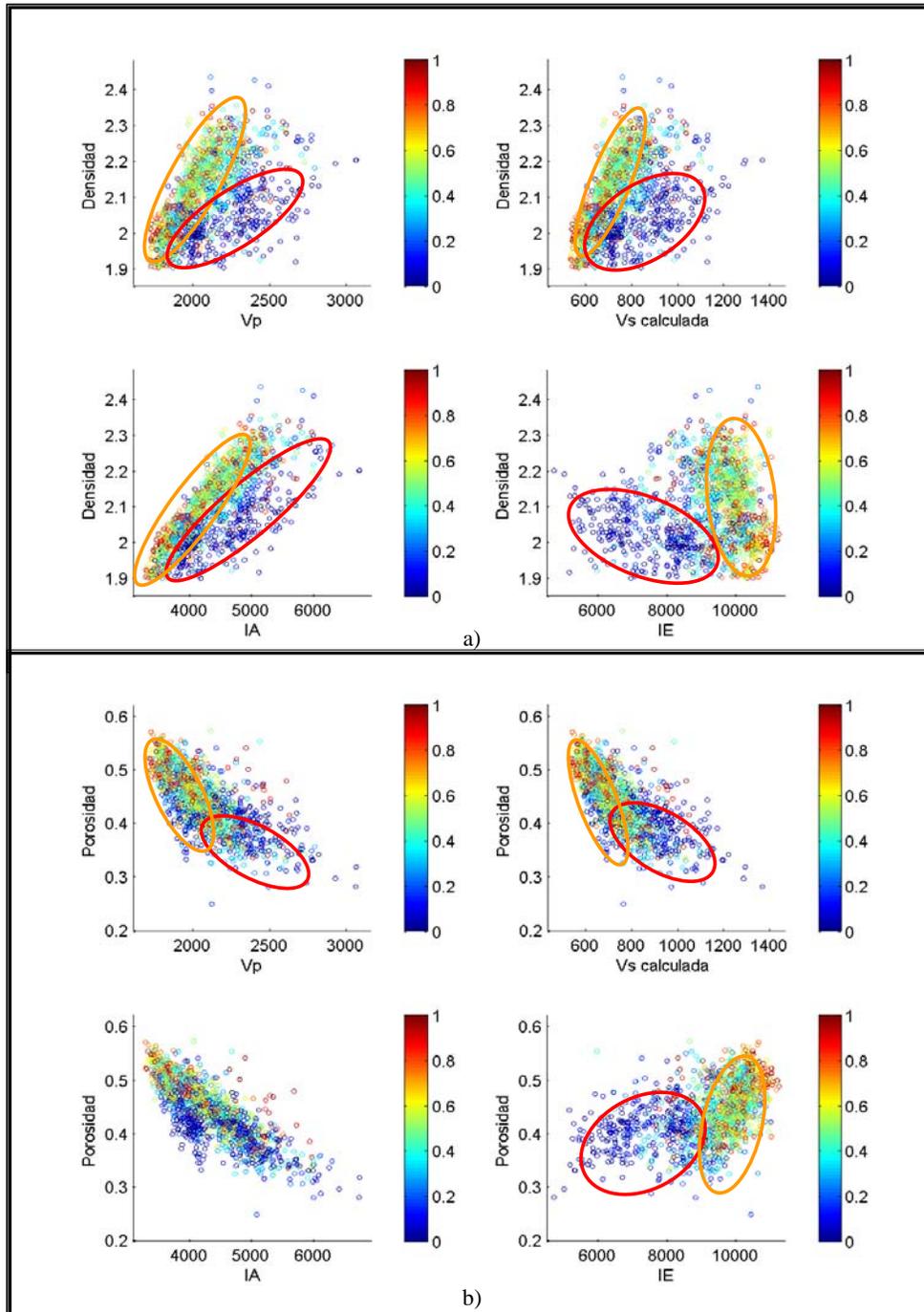


Gráfico 133: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-11 a) Densidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).

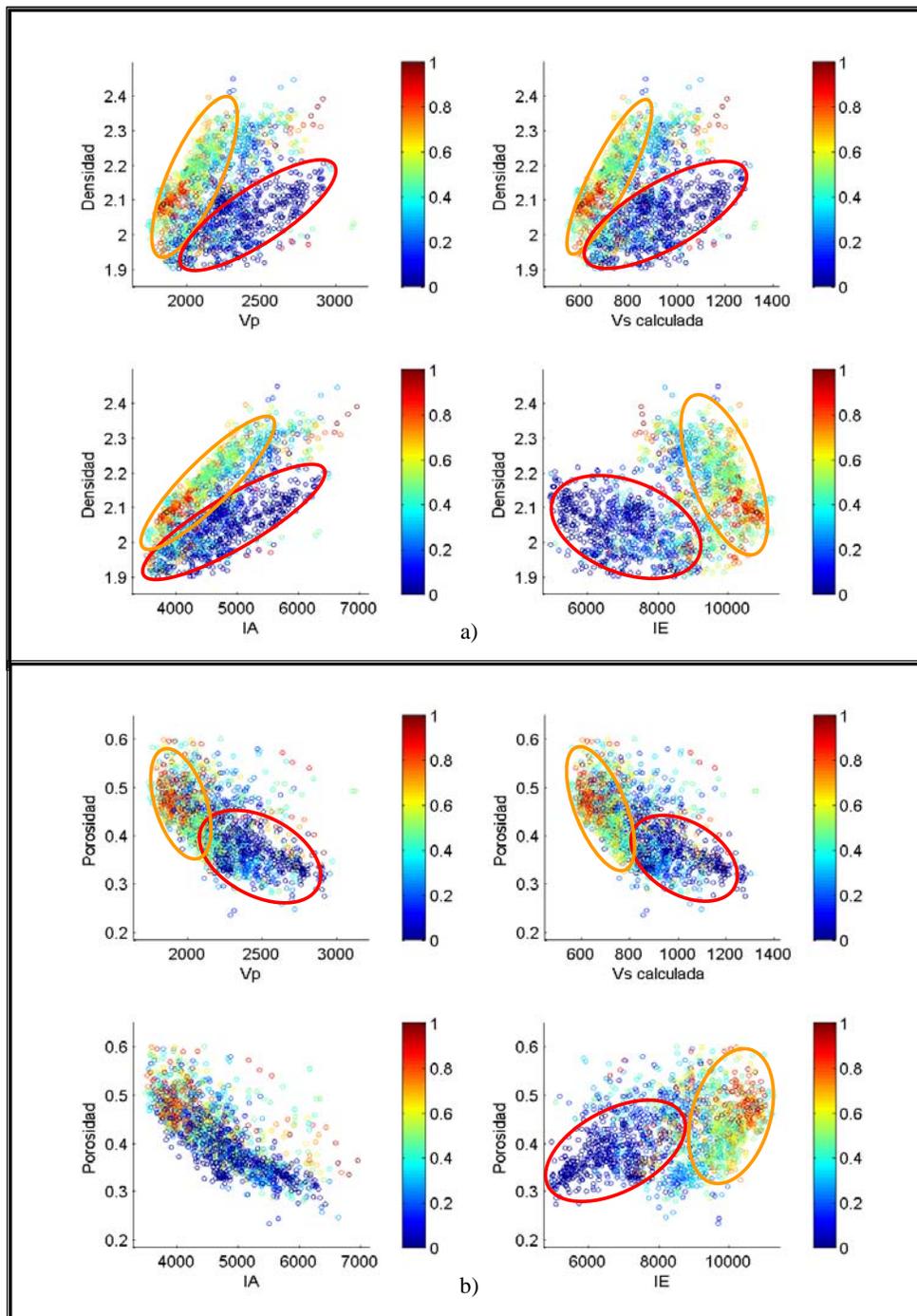


Gráfico 134: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-12 a) Densidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).

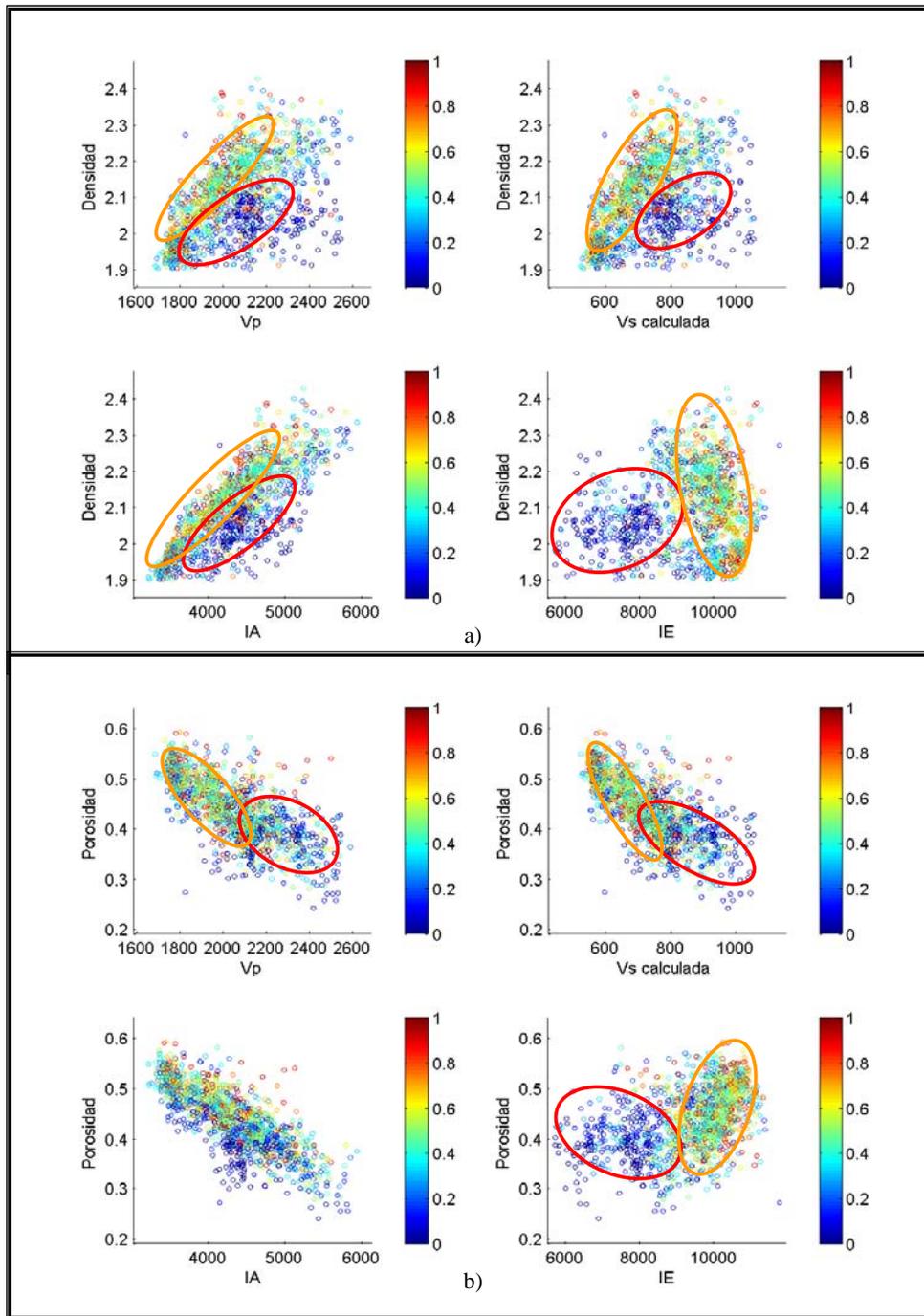


Gráfico 135: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-13 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).

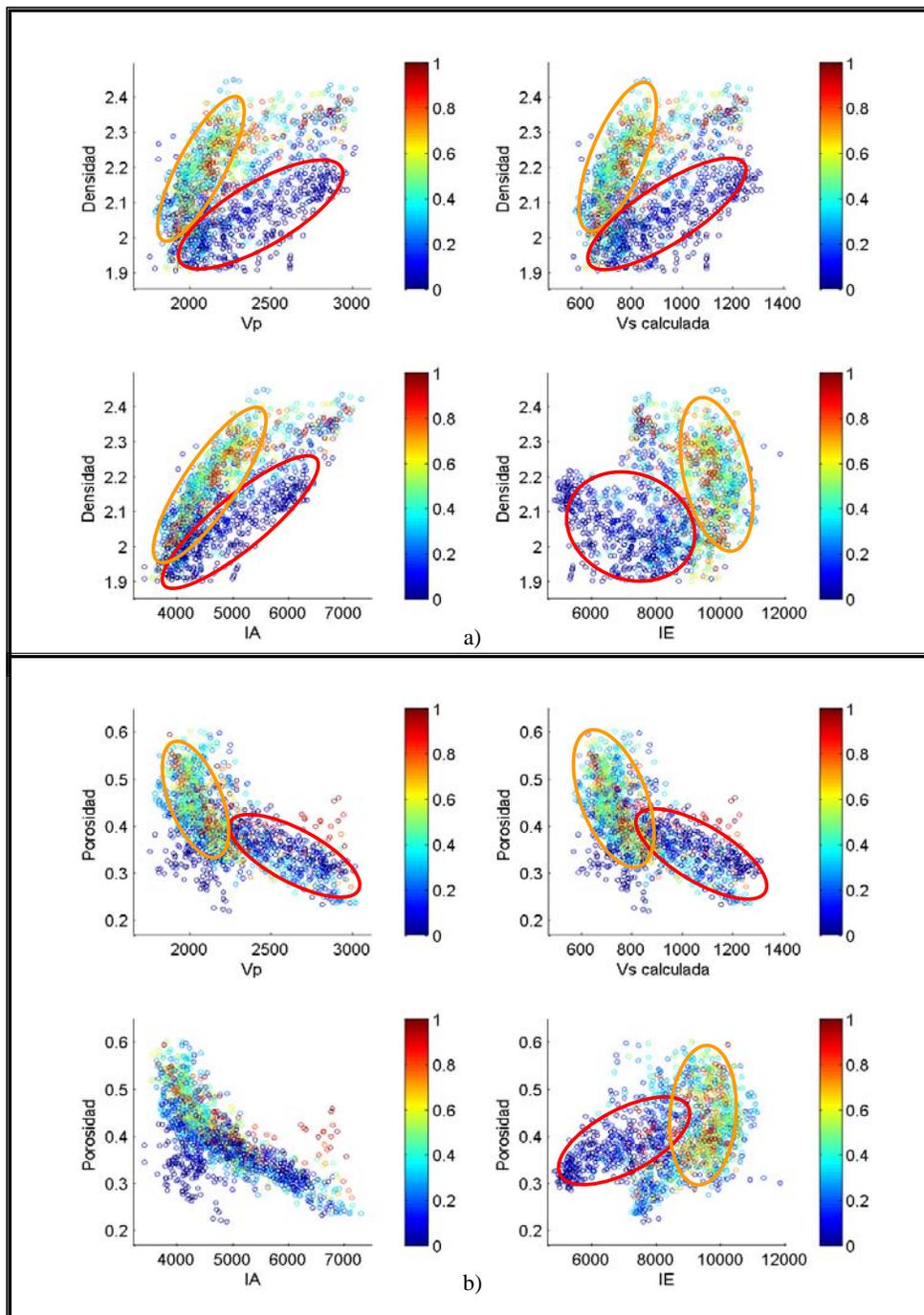


Gráfico 136: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-14 a) Densidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).

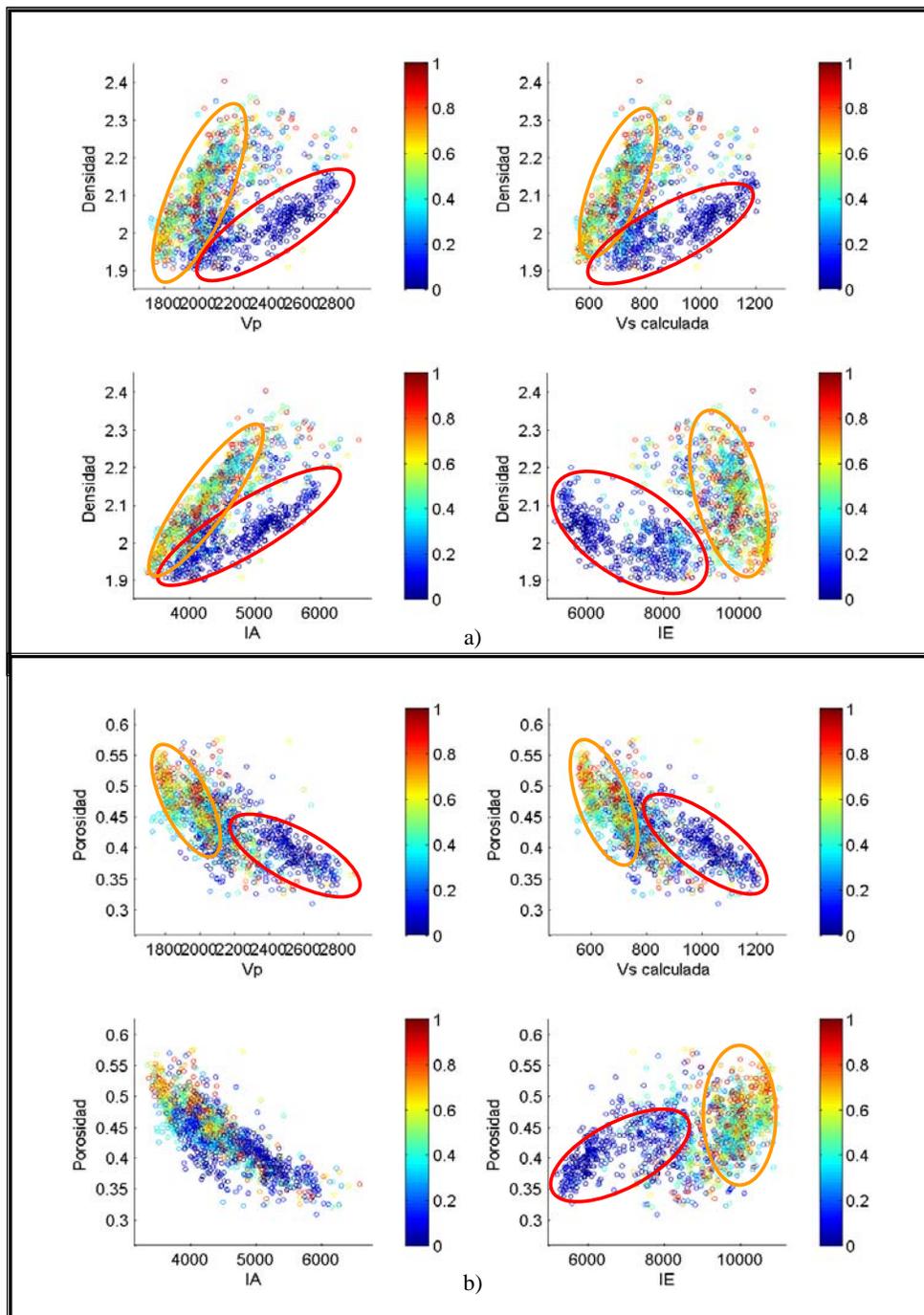


Gráfico 137: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-15 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).

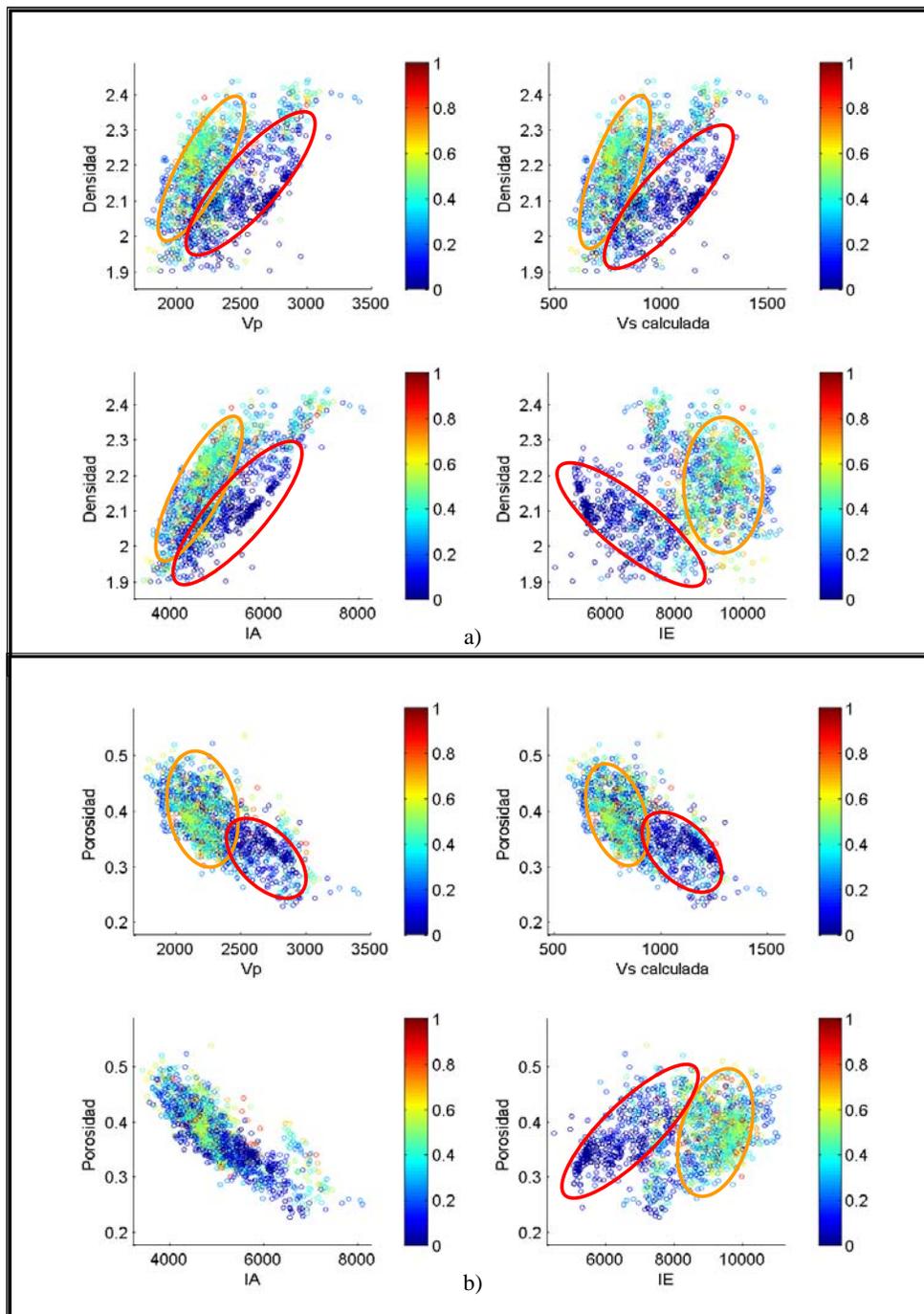


Gráfico 138: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-16 a) Densidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).

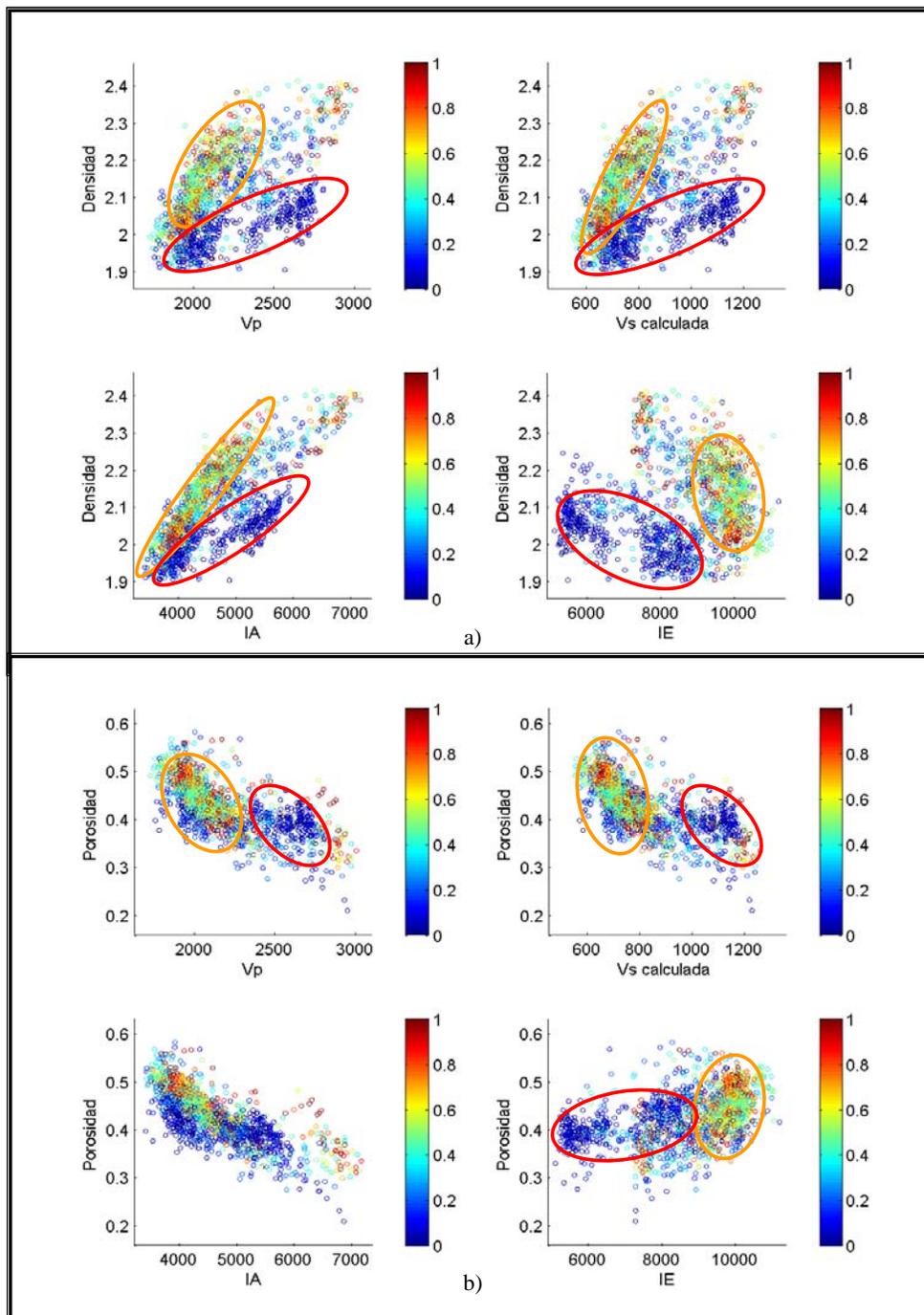


Gráfico 139: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-17 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (V_{cl}).

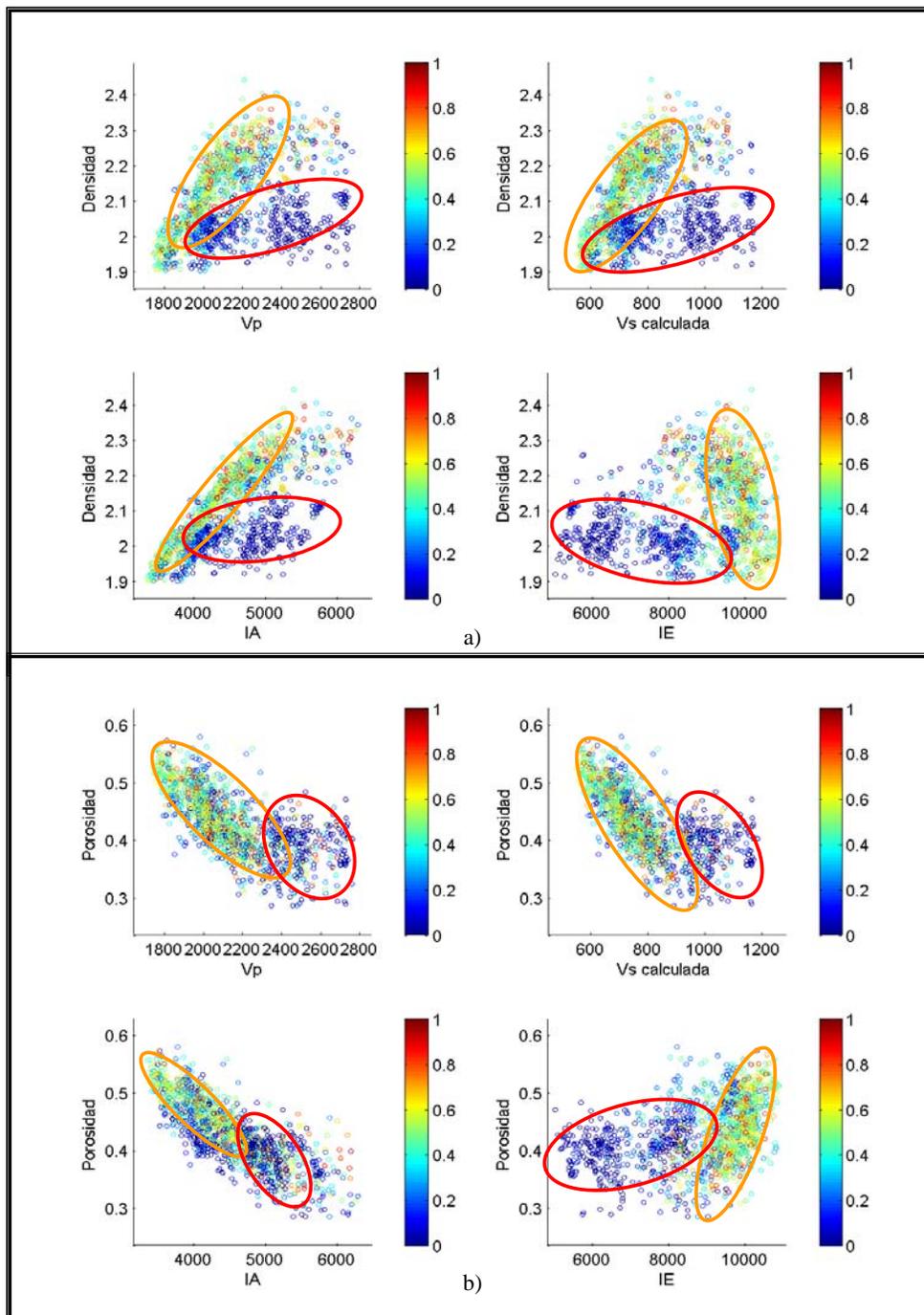


Gráfico 140: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-18 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).

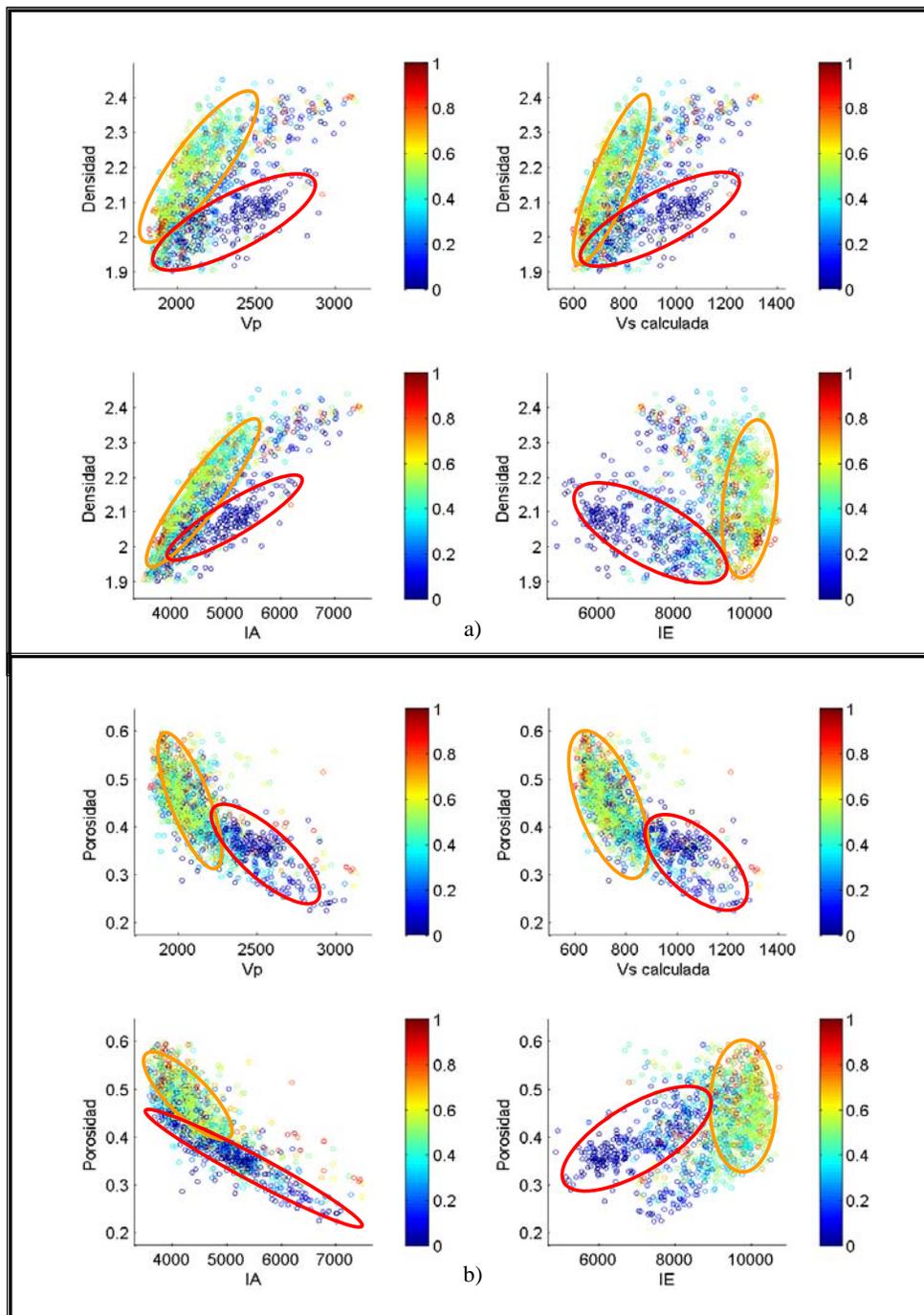


Gráfico 141: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-19 a) Densidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).

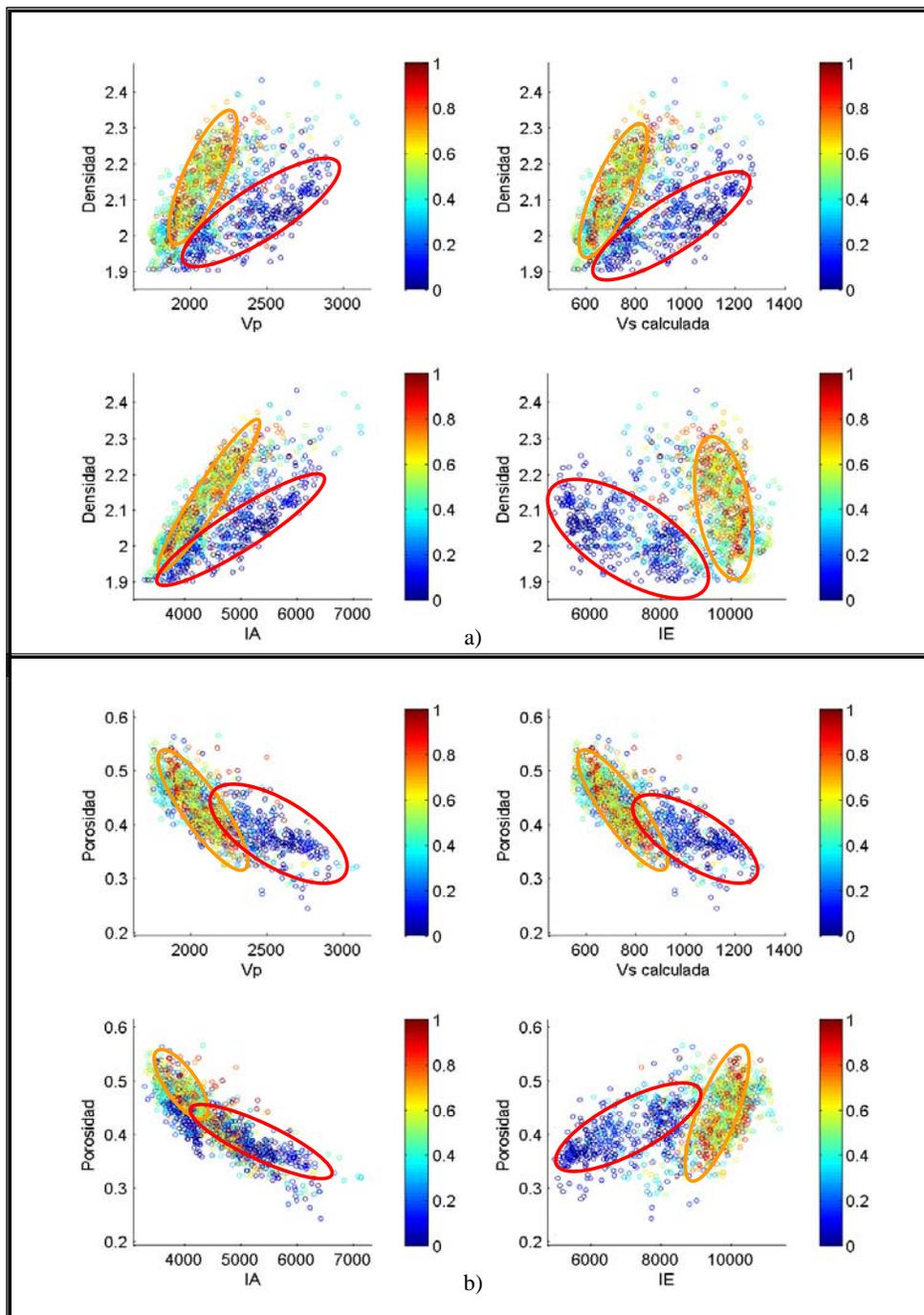


Gráfico 142: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-20 a) Densidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).

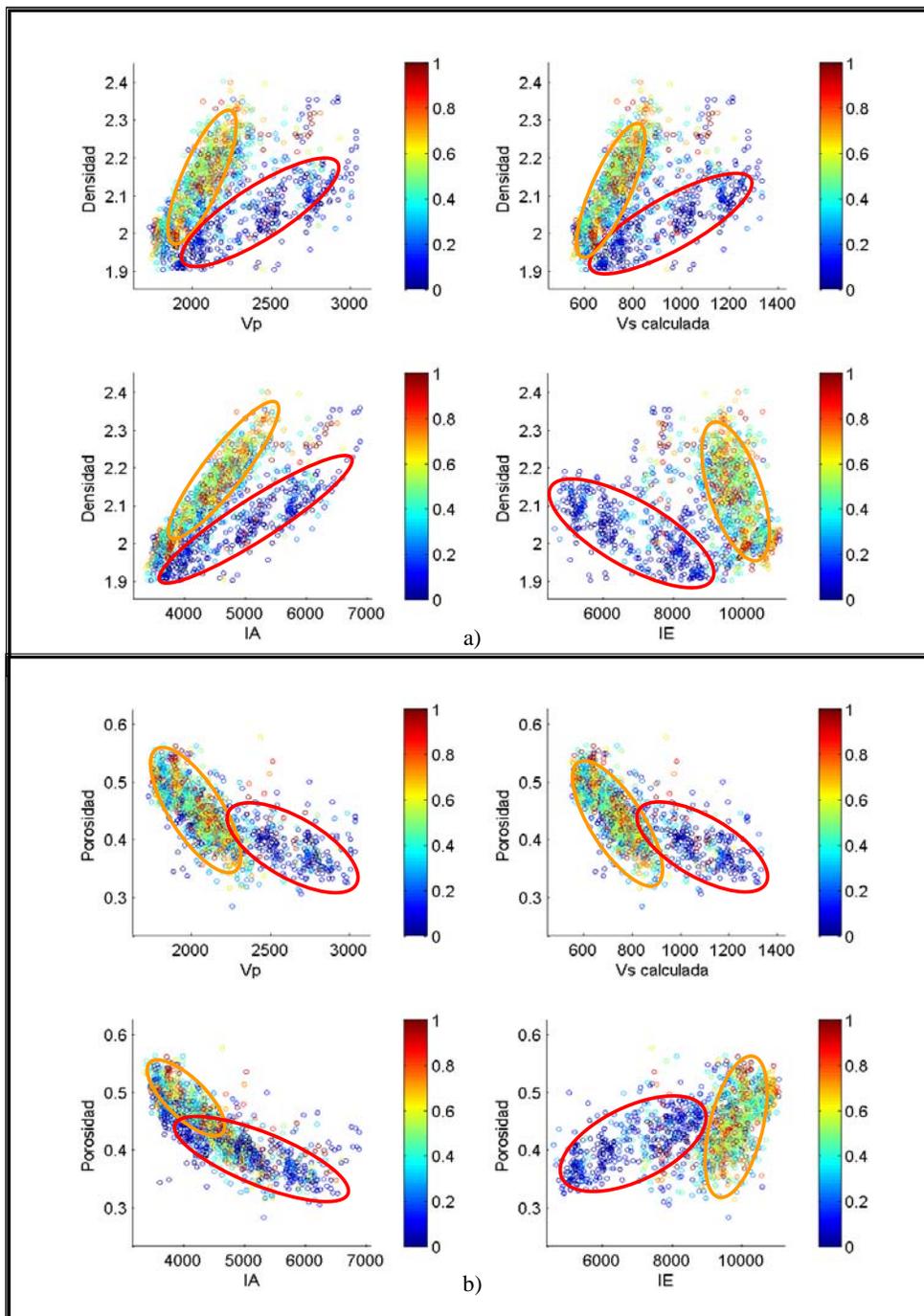


Gráfico 143: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-21 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (V_{cl}).

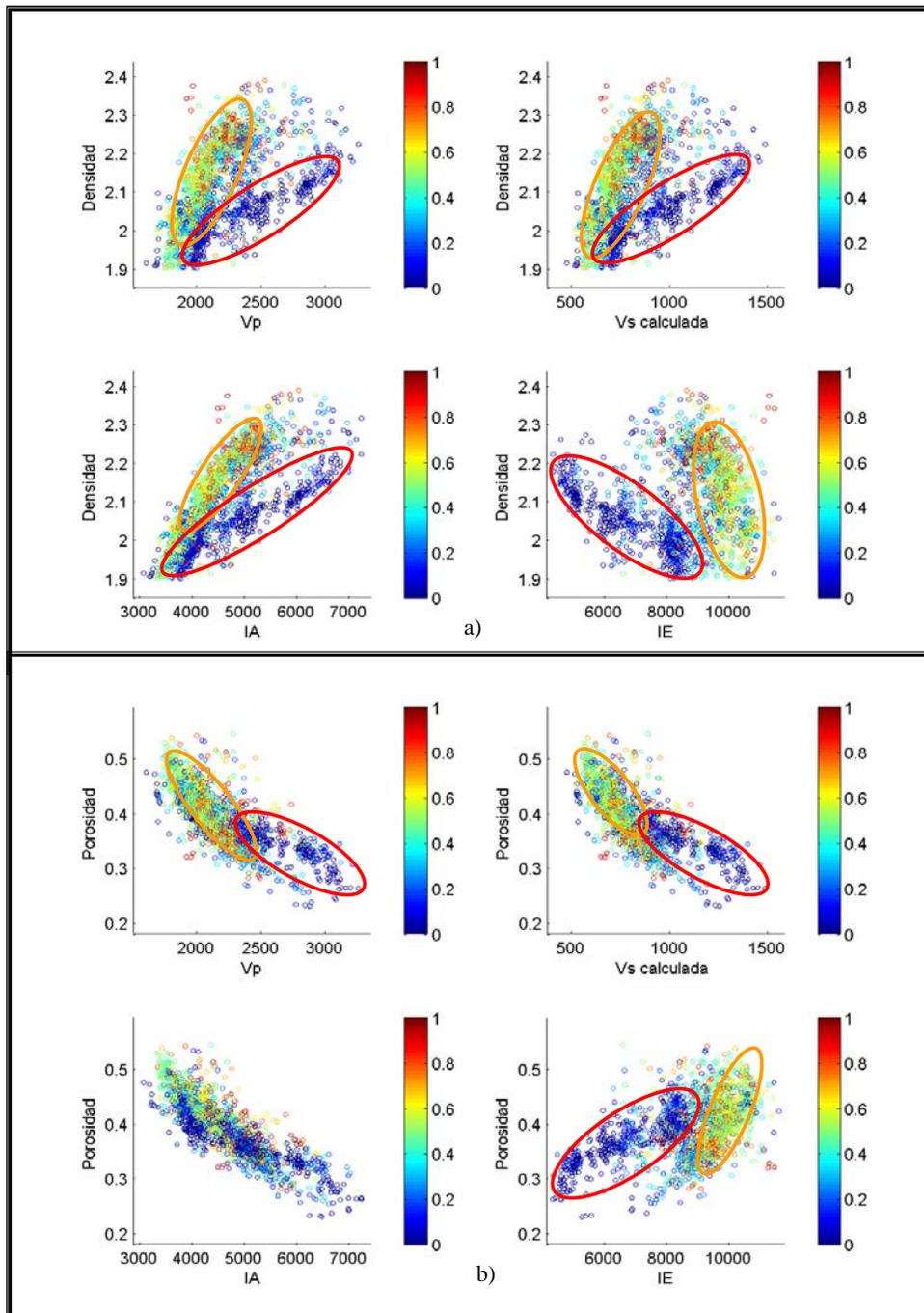


Gráfico 144: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-22 a) Densidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).

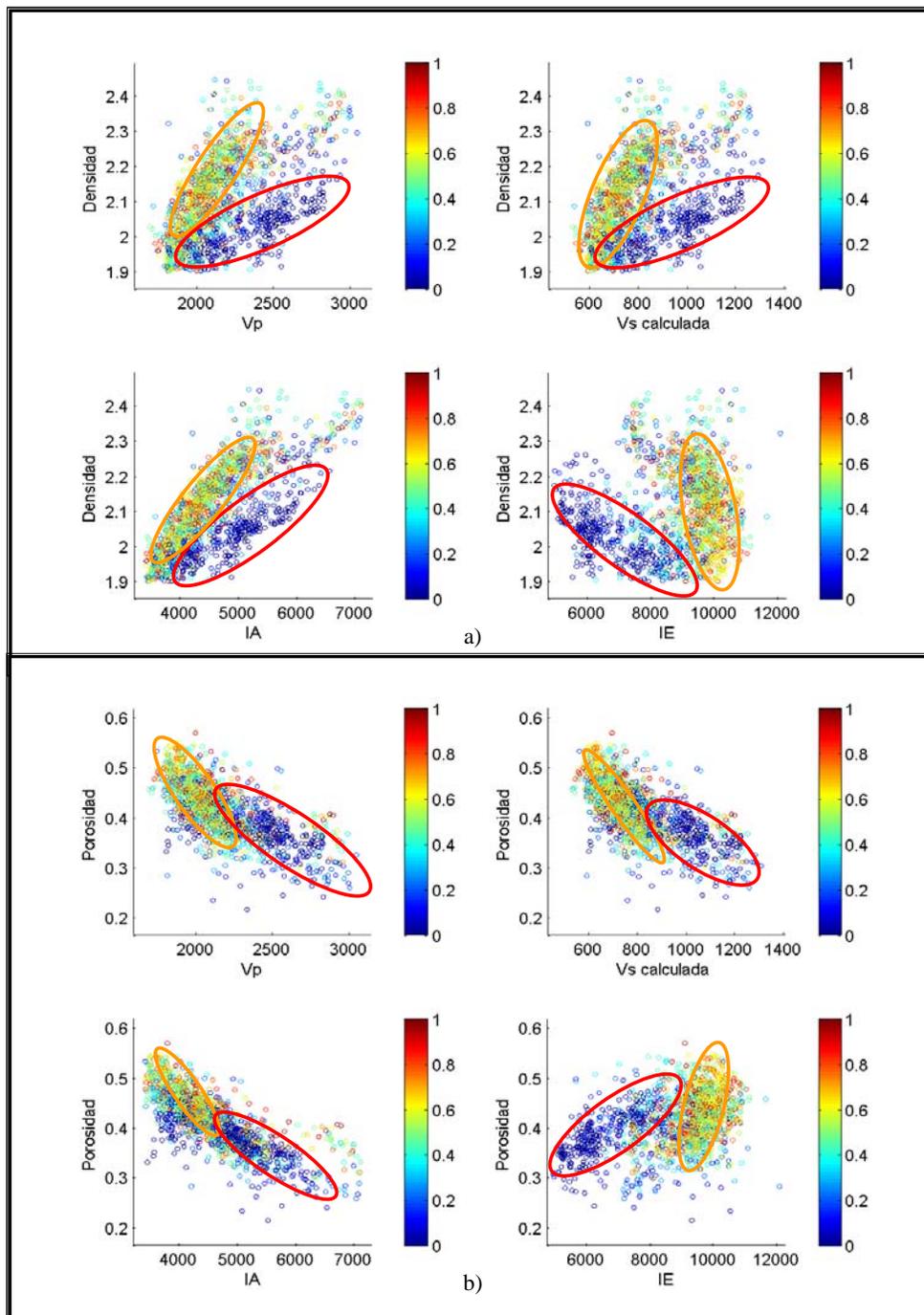


Gráfico 145: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-23 a) Densidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).

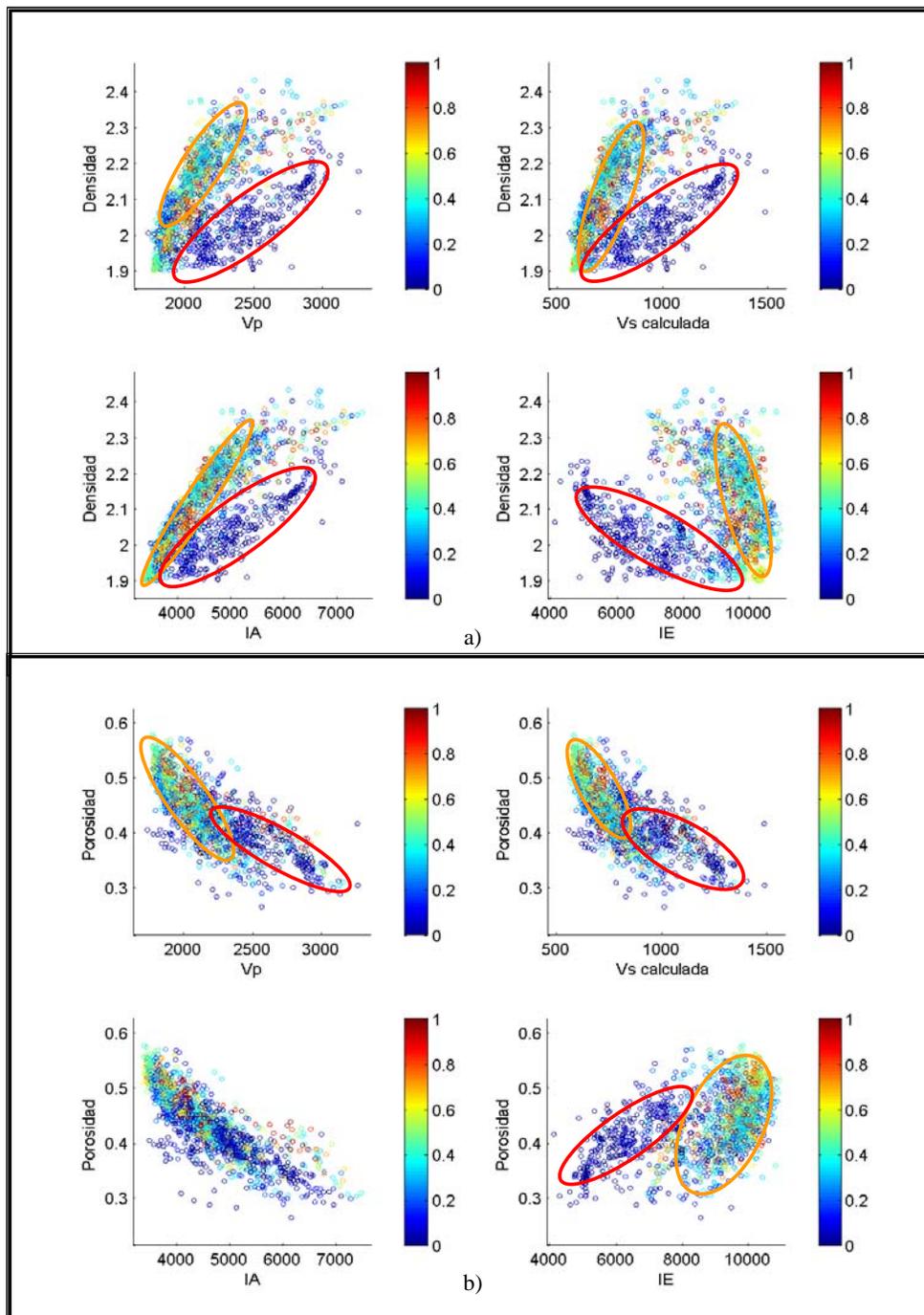


Gráfico 146: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-24 a) Densidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).

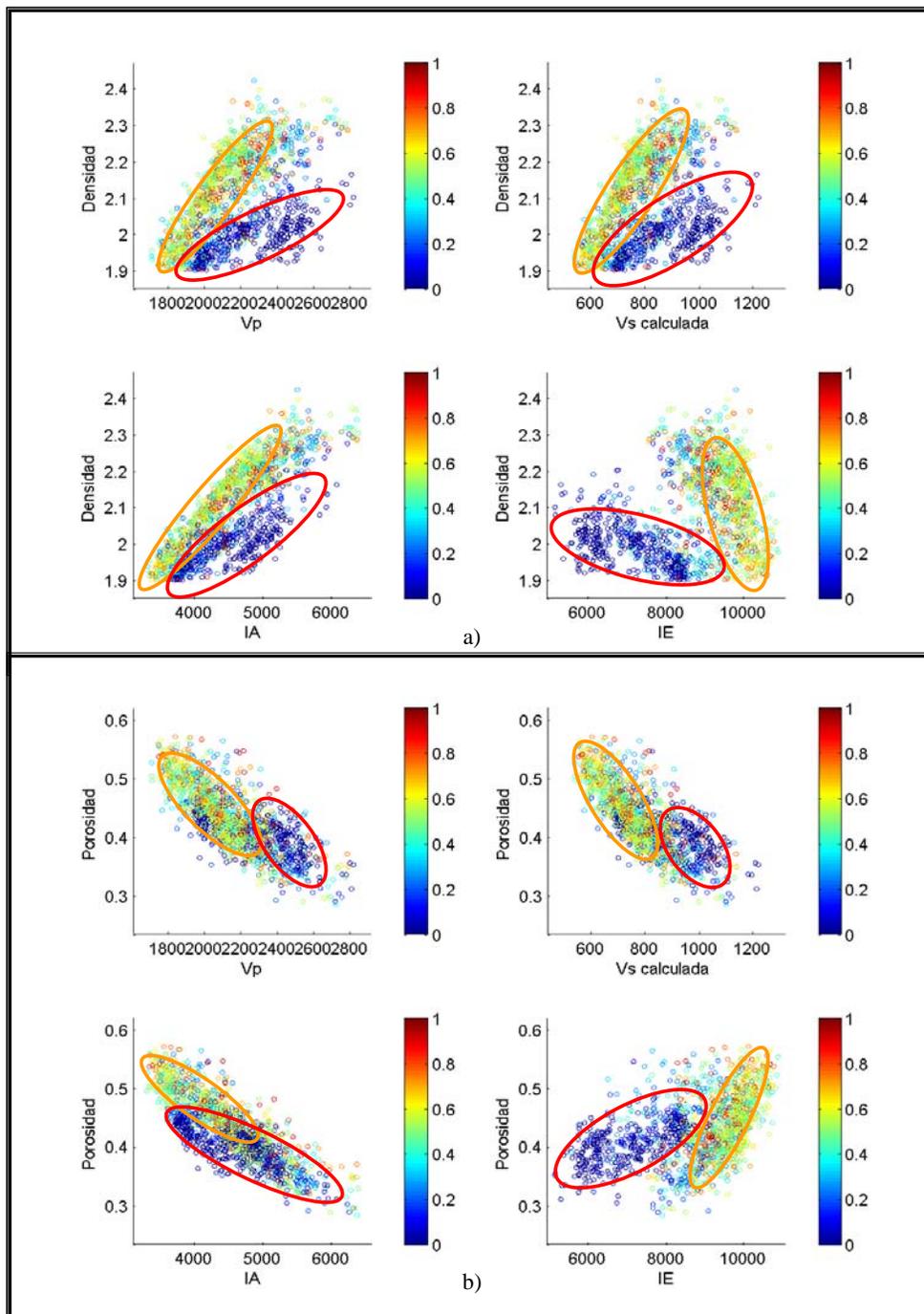


Gráfico 147: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-25 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (V_{cl}).

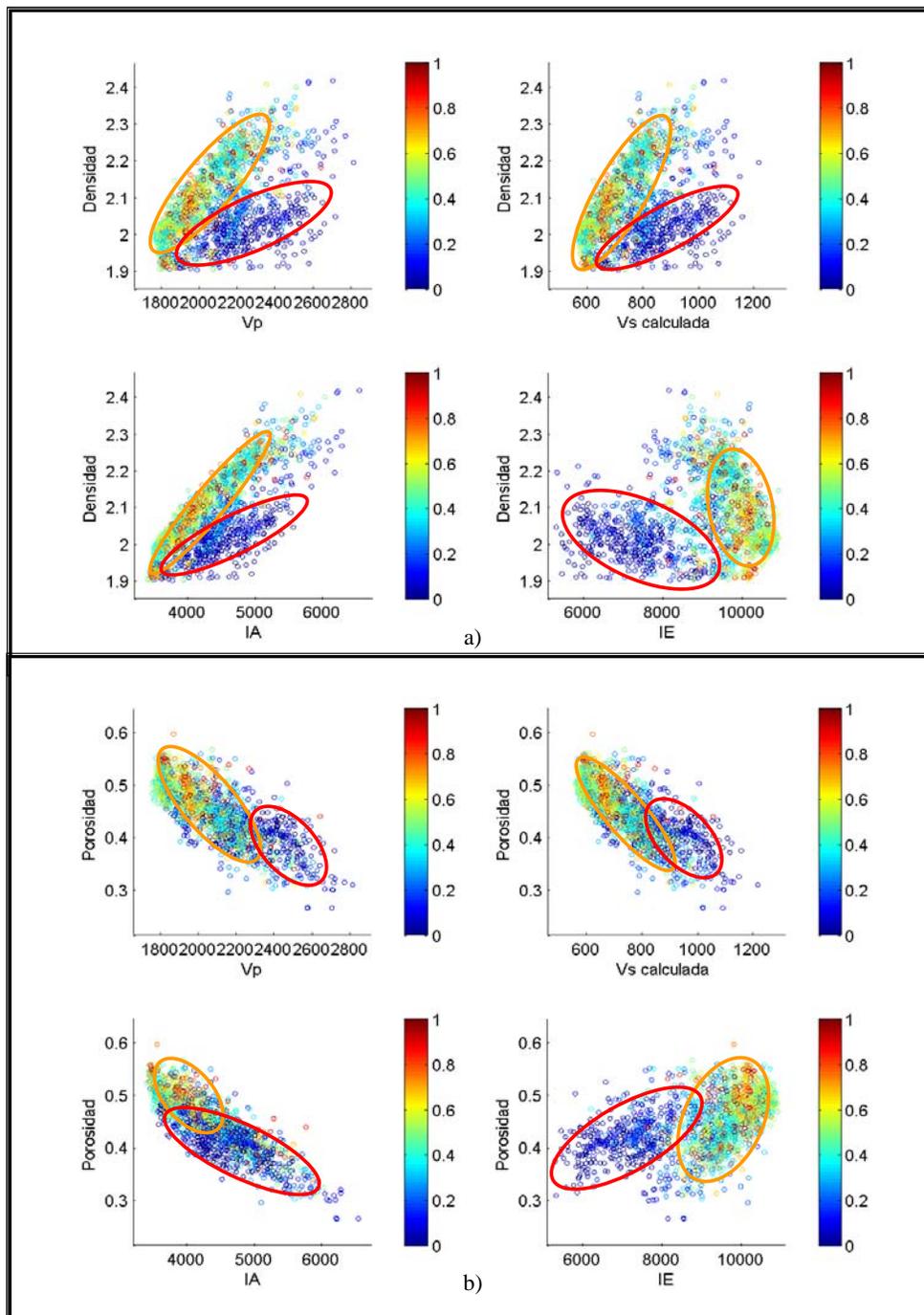


Gráfico 148: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-26 a) Densidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).

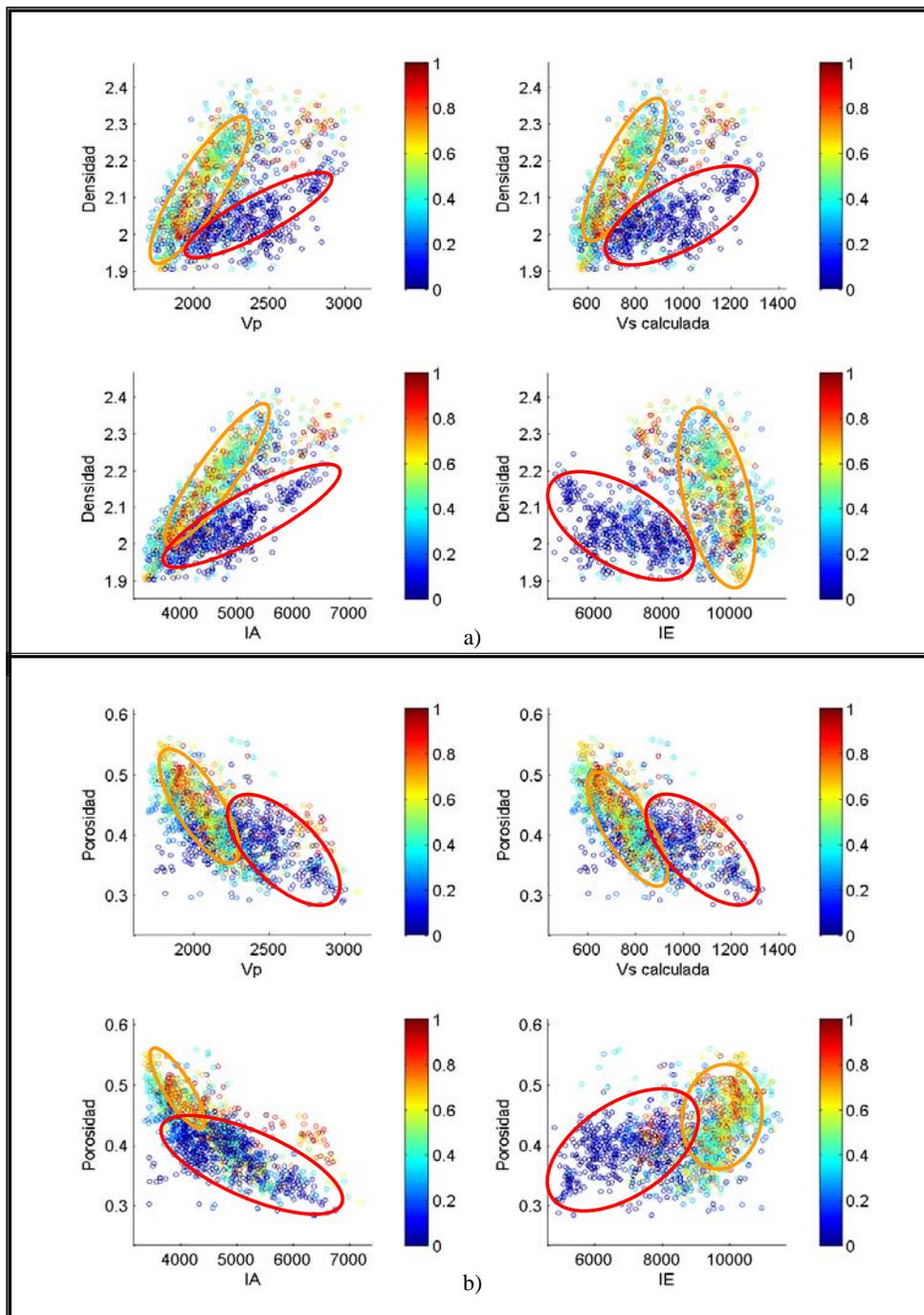


Gráfico 149: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-27 a) Densidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).

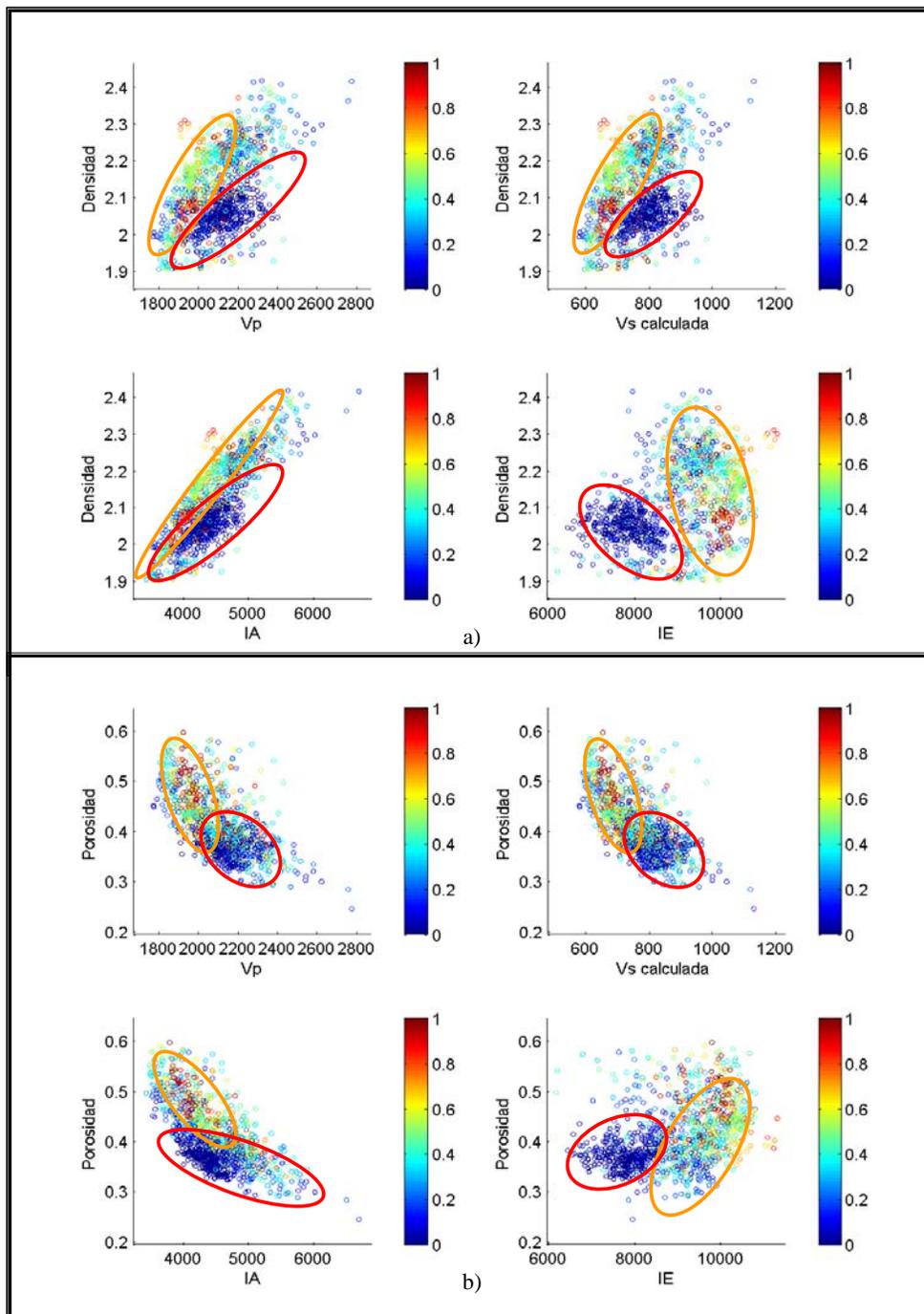


Gráfico 150: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-28 a) Densidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).

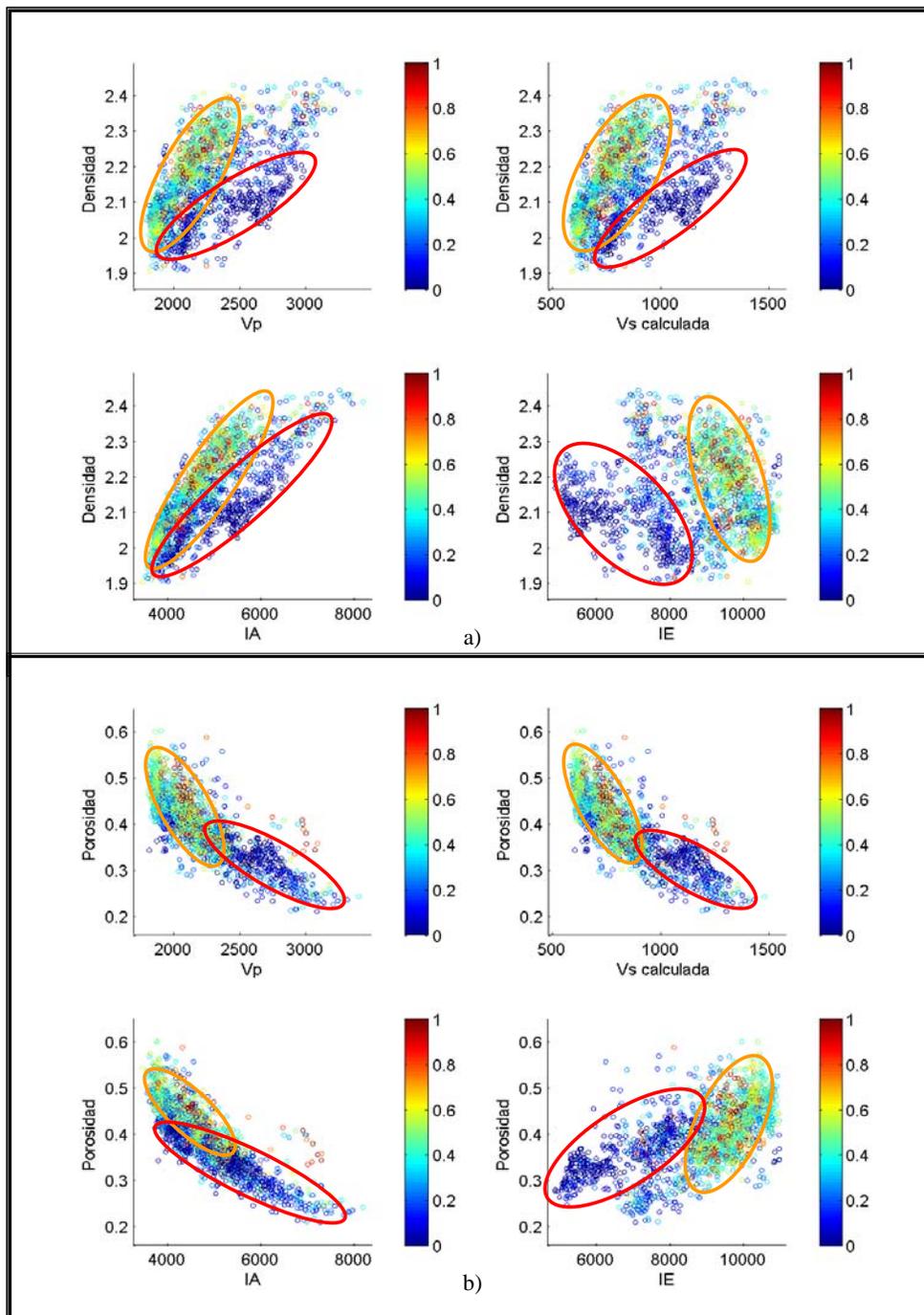


Gráfico 151: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-29 a) Densidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus Vp, Vs, impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).

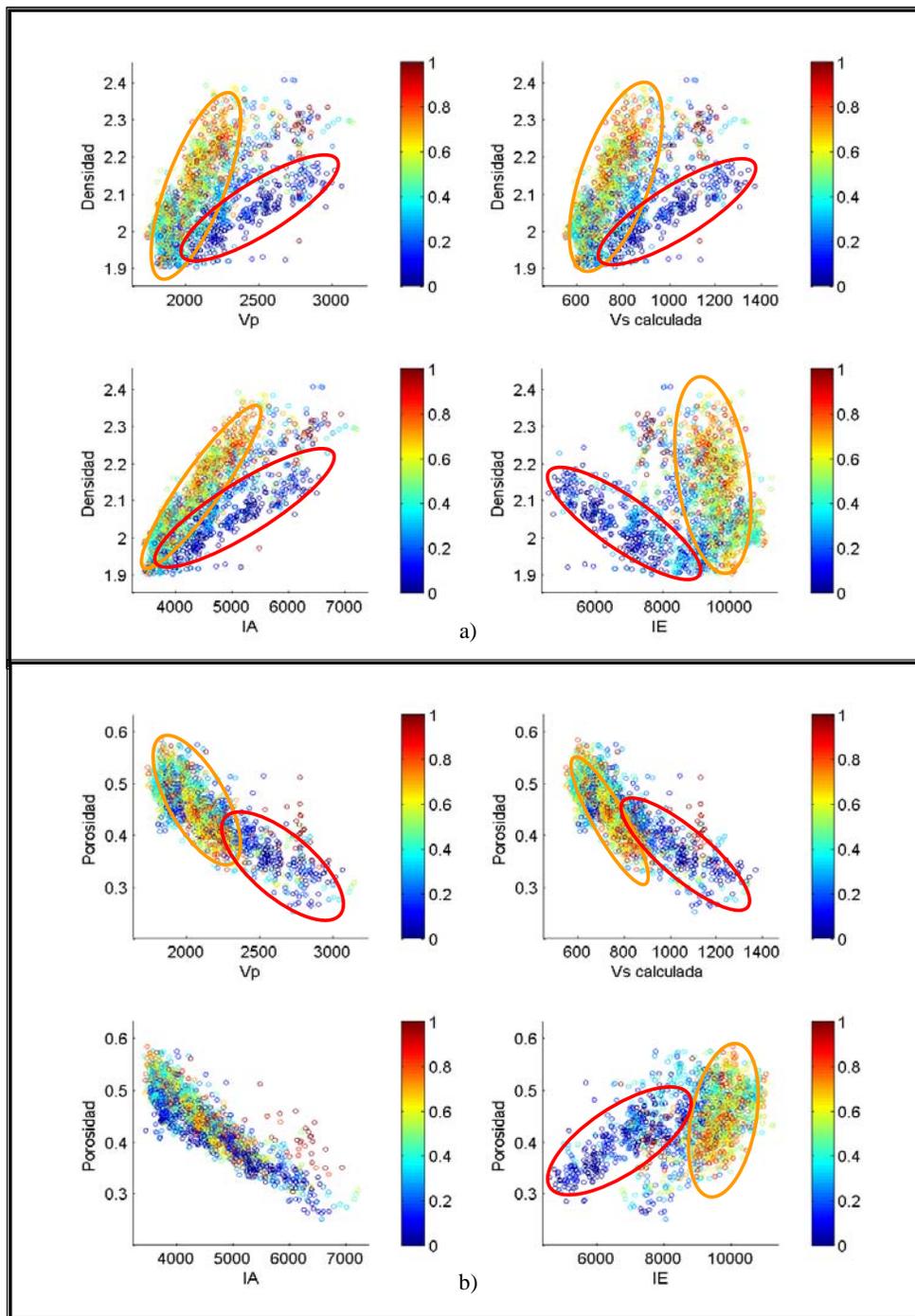


Gráfico 152: Gráficos cruzados de propiedades elásticas del pozo JJ-30 a) Densidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). b) Porosidad versus V_p , V_s , impedancia acústica (IA), impedancia elástica (IE). La escala de colores viene dada por el volumen de arcilla (Vcl).

APÉNDICE E

Código AVO.mat generado para el estudio de factibilidad de AVO y Monte Carlo

```

%-----AVO-----
%-----Calculo de ecu. de rho y Vs para arenas con petroleo.
Ecu1= polyfit(arena(:,12),arena(:,8),1);
Ecu11= polyfit(arena(:,12),arena(:,13),1);
n = 50000;
[XCDFo,YCDFo]=CDFCALC(arena(:,12));
[p,o]=size(YCDFo);
YCDFo(p+1,1)=(YCDFo(p,1));
h=rand(n,1);
Vpao=interp1(XCDFo,YCDFo,h); %Vpao es YCDF en inicio de
montecarlo.
[XCDF2o,vpaom]=CDFCALC(Vpao);
h1=rand(n,1);
Densidadao=(Ecu1(1,1).*(Vpao+(std(Vpao)*h1(:,1)))+Ecu1(1,2));
Vsao=(Ecu11(1,1).*(Vpao+(std(Vpao)*h1(:,1)))+Ecu11(1,2));
Vsao=Vsao;
Densidadao=Densidadao;
figure(1);
cdfplot(arena(:,12));
hold on;
cdfplot(Vpao);
grid on;
title('CDF Vpao');

figure(2);
title('histograma arena oil');
subplot(1,3,1);
hist(Vpao,50);
subplot(1,3,2);
hist(Vsao,50);
subplot(1,3,3);
hist(Densidadao,50);

%-----Calculo de ecu. de rho y Vs para arenas con agua.

Ecu2= polyfit(arena(:,31),arena(:,28),1);
Ecu22= polyfit(arena(:,31),arena(:,34),1);

n = 50000;

[XCDFw,YCDFw]=CDFCALC(arena(:,31));
[p,o]=size(YCDFw);
YCDFw(p+1,1)=YCDFw(p,1);

h=rand(n,1);

Vpaw=interp1(XCDFw,YCDFw,h); %Vpao es YCDF en inicio de
montecarlo.

```

```

[XCDF2w, vpawm]=CDFCALC(Vpaw);

h1=rand(n,1);

Densidadaw=(Ecu2(1,1).*(Vpaw+(std(Vpaw)*h1(:,1)))+Ecu2(1,2));

Vsaw=(Ecu22(1,1).*(Vpaw+(std(Vpaw)*h1(:,1)))+Ecu22(1,2));

Vsaw=Vsaw;
Densidadaw=Densidadaw;

figure(3);
cdfplot(arena(:,31));
hold on;
cdfplot(Vpaw);
grid on;
title('CDF Vpaw');

figure(4);
title('histograma arena water');
subplot(1,3,1);
hist(Vpaw,50);
subplot(1,3,2);
hist(Vsaw,50);
subplot(1,3,3);
hist(Densidadaw,50);

%-----Calculo de ecu. de rho y Vs para arenas con gas.

Ecu3= polyfit(arena(:,33),arena(:,8),1);
Ecu33= polyfit(arena(:,33),arena(:,36),1);

n = 50000;
[XCDFg, YCDFg]=CDFCALC(arena(:,33));
[p,o]=size(YCDFg);
YCDFg(p+1,1)=YCDFg(p,1);

h=rand(n,1);

Vpag=interp1(XCDFg,YCDFg,h); %Vpao es YCDF en inicio de
montecarlo.
[XCDF2g, vpagm]=CDFCALC(Vpag);
h1=rand(n,1);
Densidadag=(Ecu3(1,1).*(Vpag+(std(Vpag)*h1(:,1)))+Ecu3(1,2));
Vsag=(Ecu33(1,1).*(Vpag+(std(Vpag)*h1(:,1)))+Ecu33(1,2));
Vsag=Vsag;
Densidadag=Densidadag;
figure(5);
cdfplot(arena(:,33));
hold on;
cdfplot(Vpag);
grid on;
title('CDF Vpag');

```

```

figure(6);
title('hist arena gas');
subplot(1,3,1);
hist(Vpag,50);
subplot(1,3,2);
hist(Vsag,50);
subplot(1,3,3);
hist(Densidadag,50);
%-----Calculo de ecu. de rho y Vs para LUTITA 1.
nm = 50000;
[Xlo,Ylo]=CDFCALC(lutita(:,12));
[q,w]=size(Ylo);
Ylo(q+1,1)=Ylo(q,1);
hh=rand(nm,1);
velocidadlutita=interp1(Xlo,Ylo,hh);
[Xl1lo,velocluti_1]=CDFCALC(velocidadlutita);
m=rand(n,1);
VsL=
0.5589.*(velocidadlutita(:,1)+(std(velocidadlutita(:,1)*m(1,:))))-
422.03;
EcuL= polyfit(lutita(:,12),lutita(:,8),1);
DensidadL=
EcuL(1,1).*(velocidadlutita(:,1)+(std(velocidadlutita(:,1)*m(1,:))))
-EcuL(1,2);
figure(7);
cdfplot(lutita(:,12));
hold on;
cdfplot(velocidadlutita);
grid on;
title('CDF Lutita');
figure(8);
title('hist Lutita 1');
subplot(1,3,1);
hist(velocidadlutita,50);
subplot(1,3,2);
hist(VsL,50);
subplot(1,3,3);
hist(DensidadL,50);
%-----Calculo de ecu. de rho y Vs para Lutita 2.
nm = 50000;
[XlL,YlL]=CDFCALC(lutita(:,12));
[q,w]=size(YlL);
YlL(q+1,1)=YlL(q,1);
hh=rand(nm,1);
velocidadlutita2=interp1(XlL,YlL,rand(50000,1));
[Xl1lL,velocluti_2]=CDFCALC(velocidadlutita2);
m=rand(n,1);
VsL2=
0.5589.*(velocidadlutita2(:,1)+(std(velocidadlutita2(:,1)*m(1,:))))-
422.03;
EcuL= polyfit(lutita(:,12),lutita(:,8),1);
DensidadL2=
EcuL(1,1).*(velocidadlutita2(:,1)+(std(velocidadlutita2(:,1)*m(1,:)))
)-EcuL(1,2);

```

```

figure(9);
cdfplot(lutita(:,12));
hold on;
cdfplot(velocidadlutita2);
grid on;
title('CDF Lutita');

figure(10);
title('hist Lutita 1');
subplot(1,3,1);
hist(velocidadlutita,50);
subplot(1,3,2);
hist(VsL,50);
subplot(1,3,3);
hist(DensidadL,50);

%-----caculos de atributos AVO
%arenas con petroleo-lutitas
a=(Vpao-velocidadlutita);
b=(Vpao+velocidadlutita)./2;
c=(Vsao-VsL);
d=(Vsao+VsL)./2;
e=(Densidadao-DensidadL);
f=(Densidadao+DensidadL)./2;

Gao= (a./b) - (4* ((c./d).*(c./d)).*((2*c./d)+(e./f)));
Roao= (1/2)*(a./b)+ (e./f);
tt=30;
ang=tt*(pi/180);
Rao= Roao + Gao.*(sin(ang)*sin(ang));

y=1:1:50000;y1=y';

figure(55);
subplot(1,2,1);plot(y1,Gao,'g');title('Gradiente ao');
axis([0 50000 (min(Gao)) (max(Gao))]);
subplot(1,2,2);plot(y1,Roao,'g');title('Intercepto ao');
axis([0 50000 (min(Roao)) (max(Roao))]);

%arenas con agua-lutitas
a=(Vpaw-velocidadlutita);
b=(Vpaw+velocidadlutita)./2;
c=(Vsaw-VsL);
d=(Vsaw+VsL)./2;
e=(Densidadaw-DensidadL);
f=(Densidadaw+DensidadL)./2;

Gaw= (a./((2)*b)) - (2* ((c./d).*(c./d)).*((c./d)+2*(e./f)));
Roaw= (1/2)*((a./b) + (e./f));
tt=30;
ang=tt*(pi/180);
Raw= Roaw + Gaw.*(sin(ang)*sin(ang));

figure(66);

```

```

subplot(1,2,1);plot(y1,Gaw, '. ');title('Gradiente aw');
axis([0 50000 (min(Gaw)) (max(Gaw))]);
subplot(1,2,2);plot(y1,Roaw, '. ');title('Intercepto aw');
axis([0 50000 (min(Roaw)) (max(Roaw))]);

%arenas con gas-lutitas
a=(Vpag-velocidadlutita);
b=(Vpag+velocidadlutita)./2;
c=(Vsag-VsL);
d=(Vsag+VsL)./2;
e=(Densidadag-DensidadL);
f=(Densidadag+DensidadL)./2;

Gag= (a./((2)*b)) - (2* (((c./d).*(c./d)).*((c./d)+2*(e./f))));
Roag= (1/2)*((a./b) + (e./f));
tt=30;
ang=tt*(pi/180);
Rag= Roag + Gag.*(sin(ang)*sin(ang));

figure(77);
set(gcf, 'doublebuffer', 'on', 'renderer', 'painters');
subplot(1,2,1);plot(y1,Gag, '.r');title('Gradiente ag');
axis([0 50000 (min(Gag)) (max(Gag))]);
subplot(1,2,2);plot(y1,Roag, '.r');title('Intercepto ag');
%axis([0 50000 (min(Roag)) (max(Roag))]);

%arenas con lutitas-lutitas
a=(velocidadlutita2-velocidadlutita);
b=(velocidadlutita2+velocidadlutita)./2;
c=(VsL2-VsL);
d=(VsL2+VsL)./2;
e=(DensidadL2-DensidadL);
f=(DensidadL2+DensidadL)./2;
GLL= (a./((2)*b)) - (2* (((c./d).*(c./d)).*((c./d)+2*(e./f))));
RLL= (1/2)*((a./b) + (e./f));
tt=30;
ang=tt*(pi/180);
RL= RLL + GLL.*(sin(ang)*sin(ang));
figure(88);
subplot(1,2,1);plot(y1,GLL, '.k');title('Gradiente L');
axis([0 50000 (min(GLL)) (max(GLL))]);
subplot(1,2,2);plot(y1,RLL, '.k');title('Intercepto L');
axis([0 50000 (min(RLL)) (max(RLL))]);
figure(11);
plot(Roao,Gao, '.g');
hold on;
plot(Roaw,Gaw, '. ');
plot(Roag,Gag, '.r');
plot(RLL,GLL, '.k');
grid on;
xlabel('Intercepto (Ro)');
ylabel('Gradiente (G)');
legend('Petroleo', 'agua', 'Gas', 'Lutita');

```

APÉNDICE F

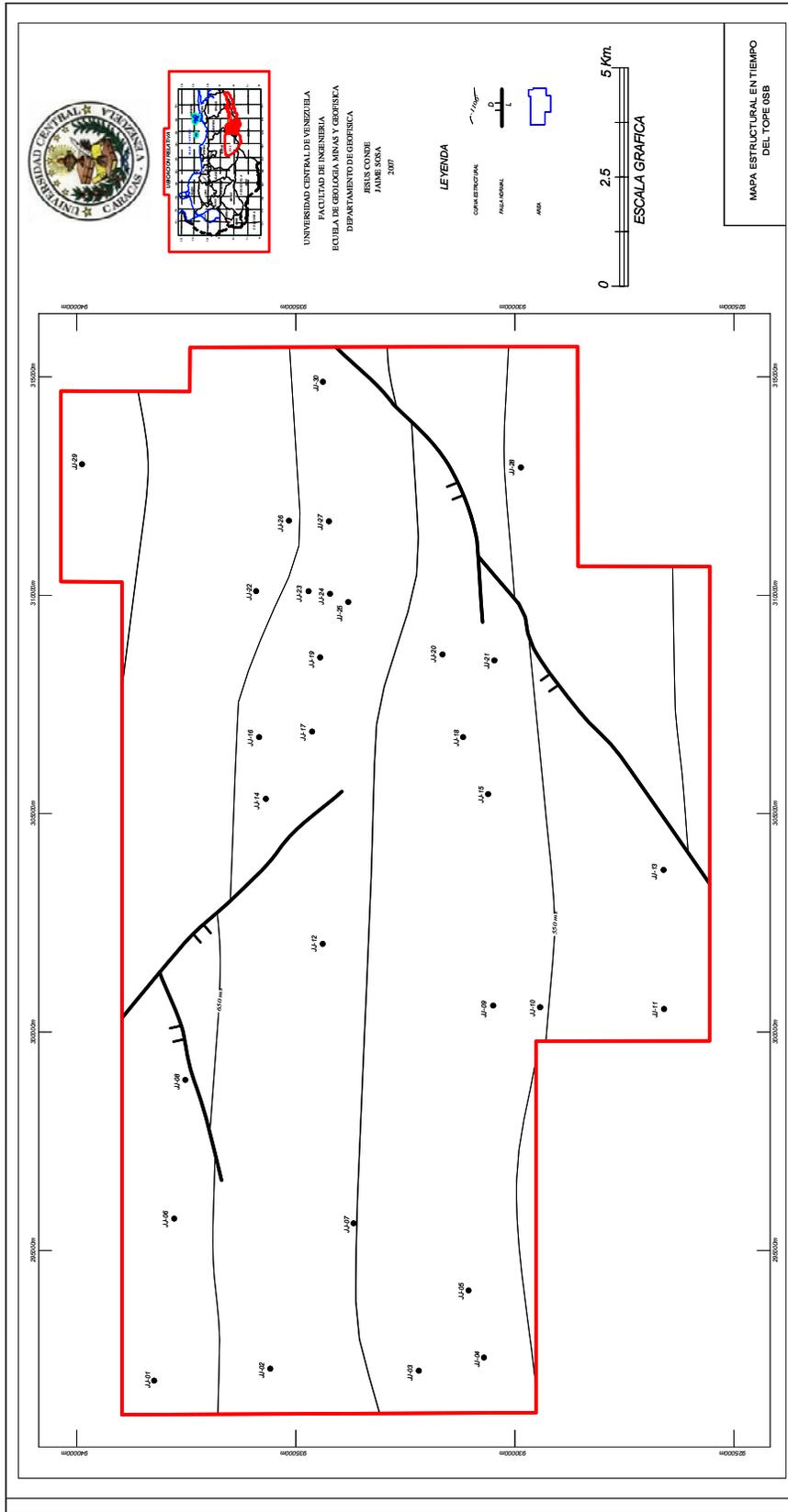


Gráfico 153: Mapa estructural en tiempo del horizonte OSB

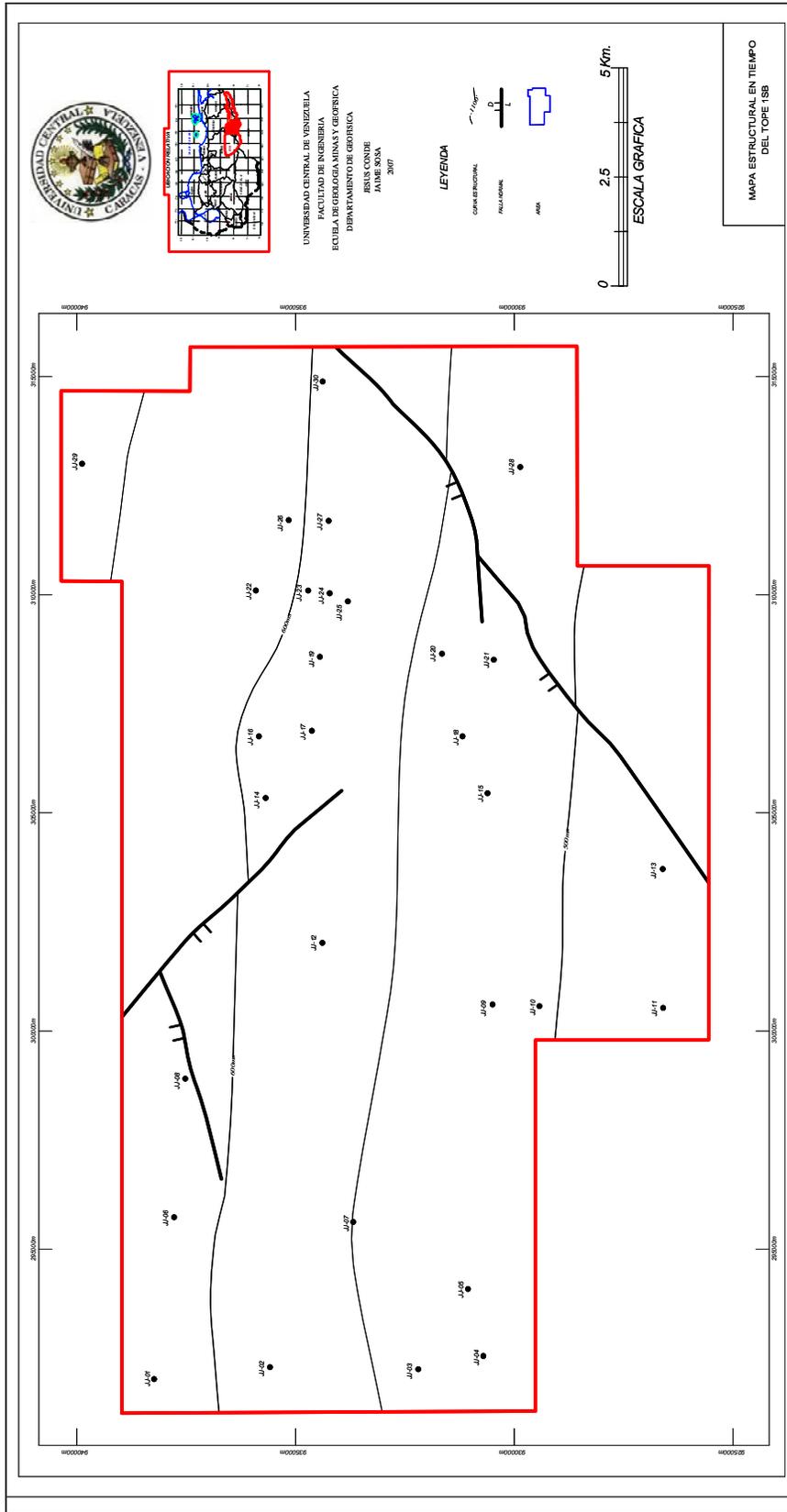


Gráfico 154: Mapa estructural en tiempo del horizonte ISB

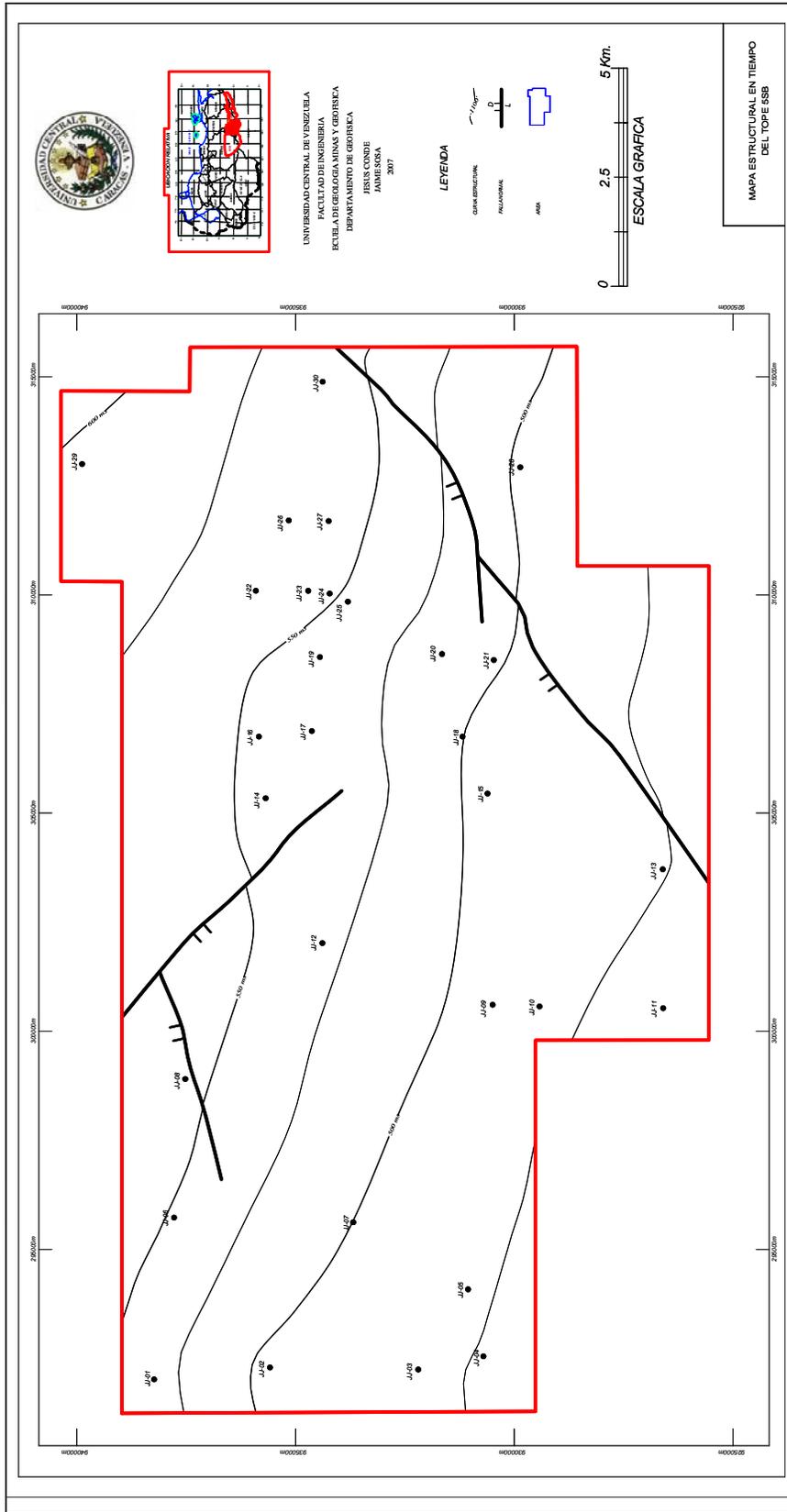


Gráfico 155: Mapa estructural en tiempo del horizonte 5SB



Gráfico 156: Mapa estructural en tiempo del horizonte 6SB

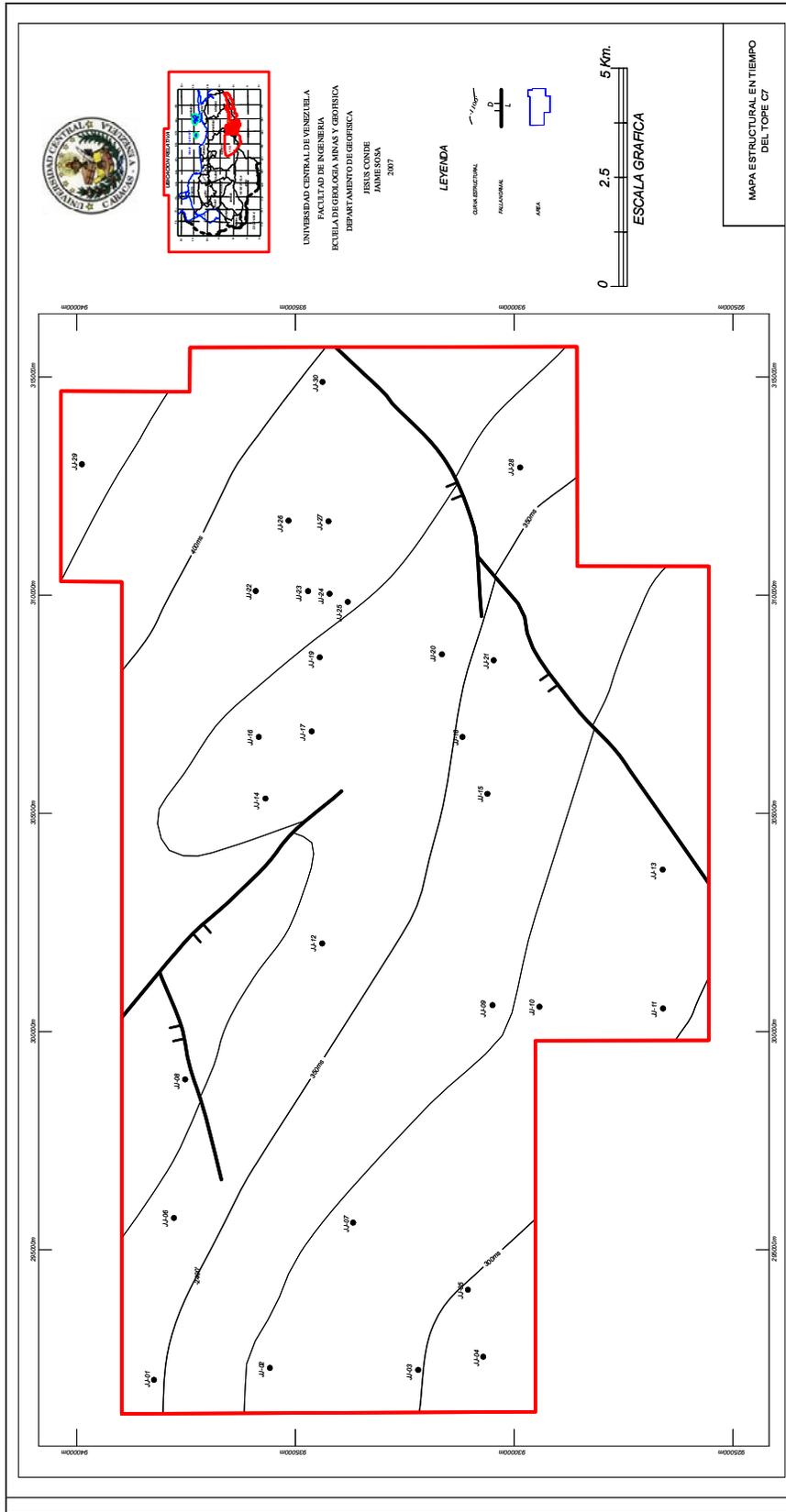


Gráfico 157: Mapa estructural en tiempo del horizonte C7

APÉNDICE G

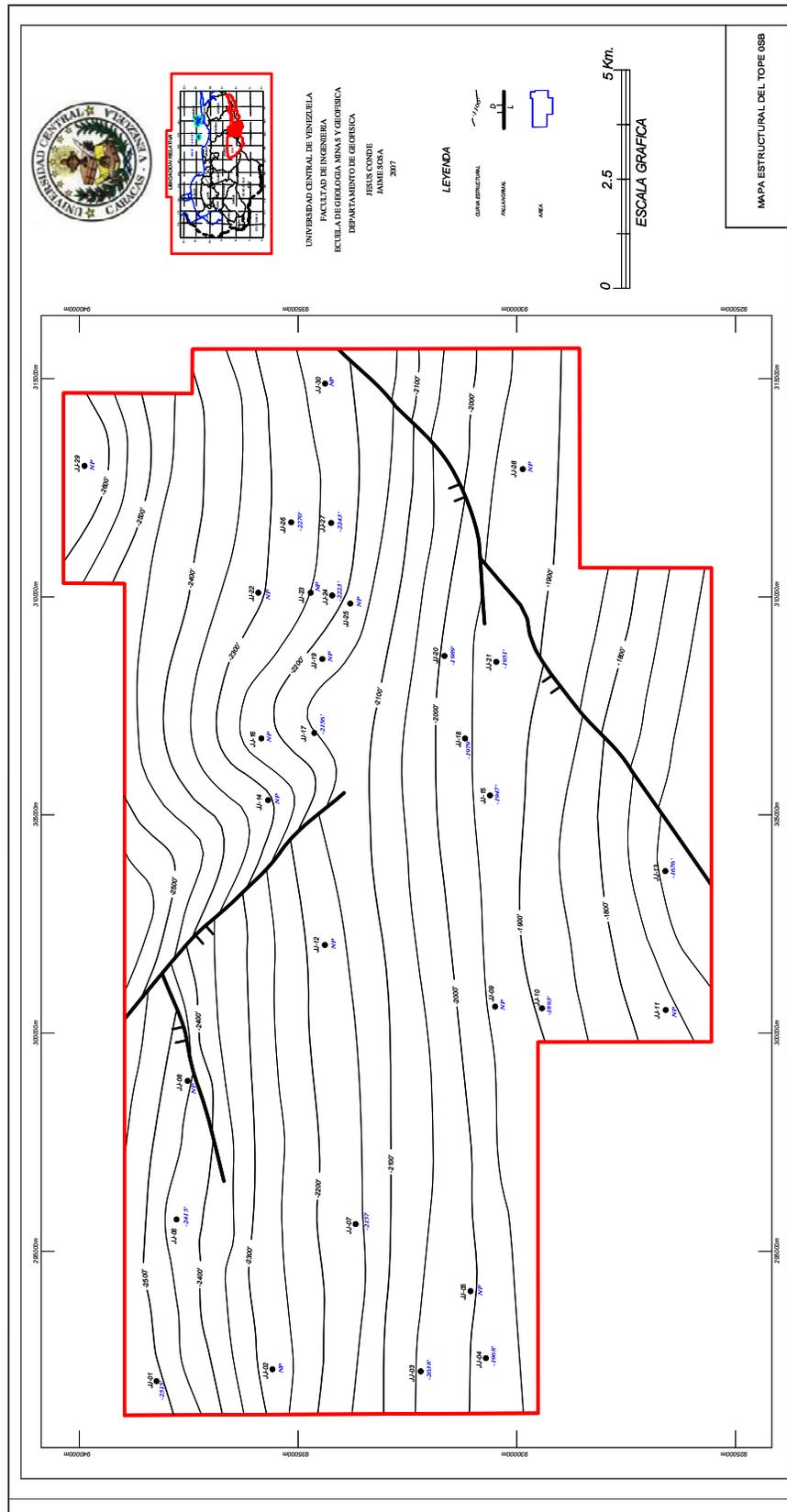


Gráfico 158: Mapa estructural en profundidad del horizonte OSB

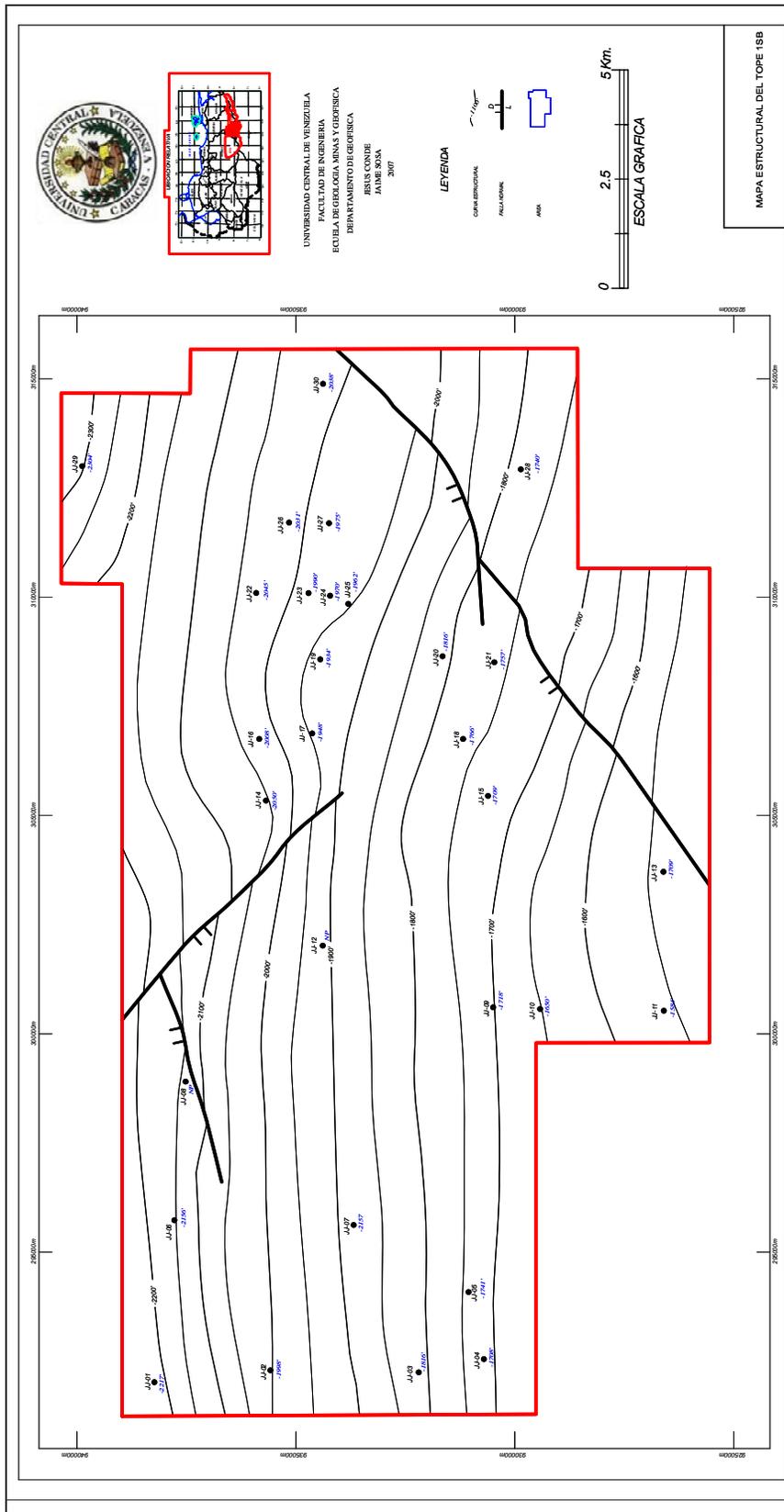


Gráfico 159: Mapa estructural en profundidad del horizonte 15B

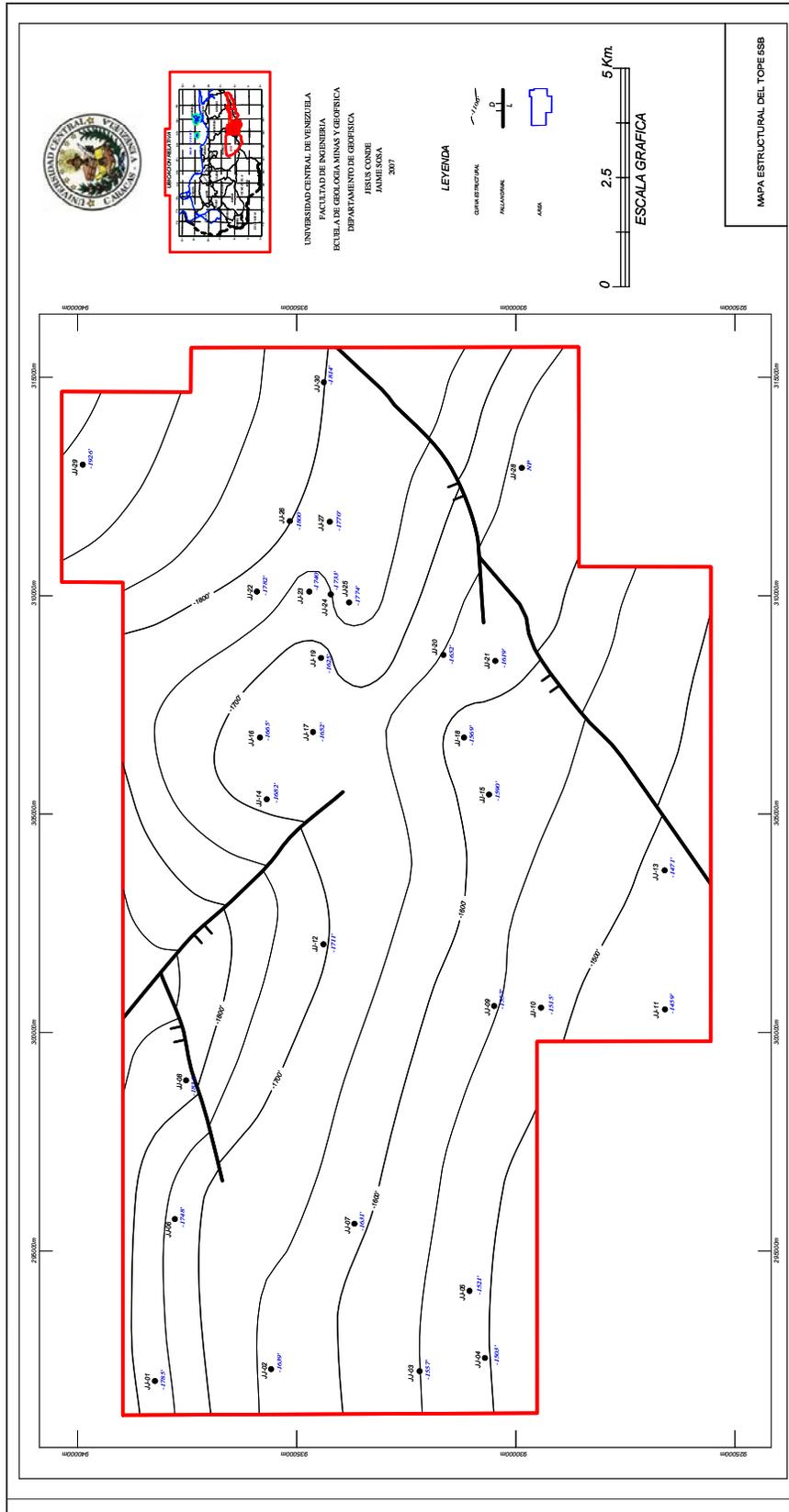


Gráfico 160: Mapa estructural en profundidad del horizonte 5SB

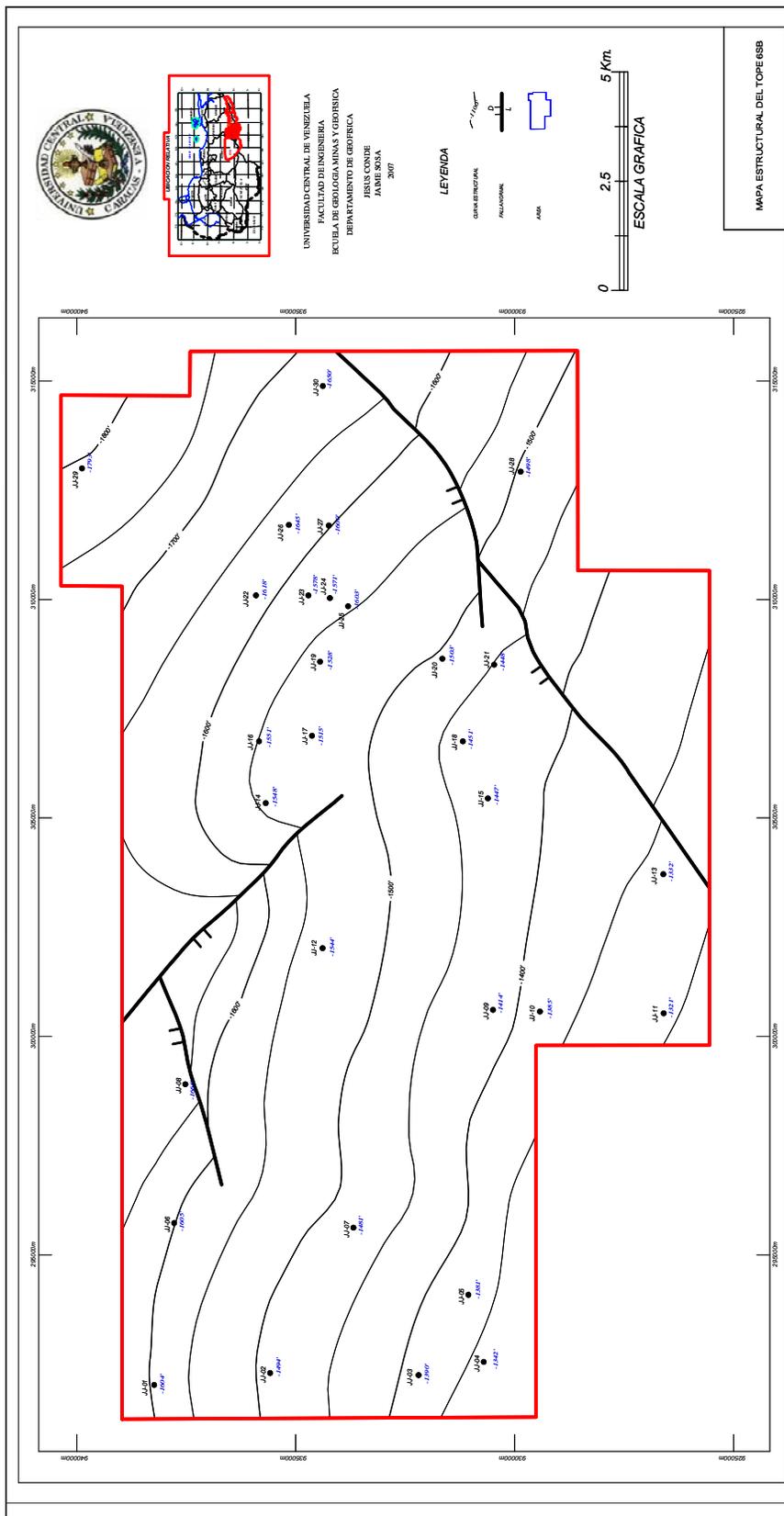


Gráfico 161: Mapa estructural en profundidad del horizonte 6SB

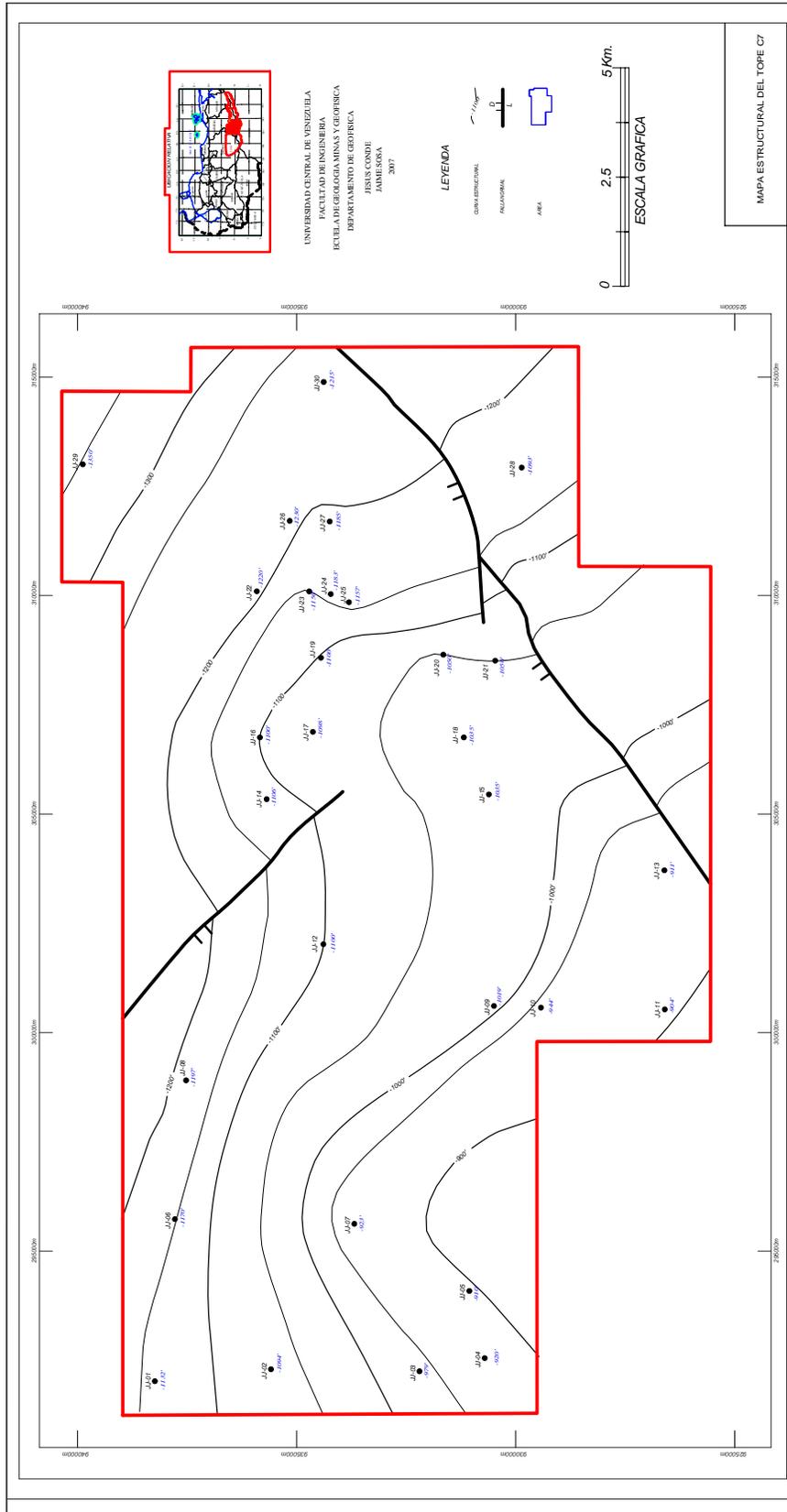


Gráfico 162: Mapa estructural en profundidad del horizonte C7