



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES
EXPLORACIÓN

**PREDICCIÓN GEOESTADÍSTICA MULTIVARIADA PARA LA
IDENTIFICACIÓN DE PROPIEDADES DE YACIMIENTO EN UN
CAMPO EN LA CUENCA DE VERACRUZ**

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA
MARIA DEL CONSUELO MARILES ALONSO

TUTOR PRINCIPAL
M. EN C. JUAN MARCOS BRANDI PURATA
IIMAS

Ciudad Universitaria, Cd. Mx. mayo 2018

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. García Molina Gorgonio

Secretario: M. en C. Escobedo Zenil David

Vocal: M. en C. Brandi Purata Juan Marcos

1^{er}. Suplente: Dra. Negrete Cadena Rocío

2^d o. Suplente: M. en C. Santillán Piña Noé

Ciudad Universitaria, México, distrito Federal

TUTOR DE TESIS:

NOMBRE

M. en C. JUAN MARCOS BRANDI PURATA

FIRMA

*A Siddhartha Itzcóatl, que este pequeño trabajo te sirva de inspiración
para construir un mundo mejor.*

CONTENIDO

CONTENIDO	I
AGRADECIMIENTOS	III
ABSTRACT	IV
RESUMEN	V
LISTA DE TABLAS	VI
LISTA DE FIGURAS	VI
LISTA DE ECUACIONES	XI
CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 OBJETIVO	1
1.2 ALCANCES	2
1.3 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	2
1.4 HIPÓTESIS	2
CAPÍTULO 2 GENERALIDADES	3
2.1 MARCO GEOLÓGICO	4
2.1.1 <i>Geología estructural</i>	6
2.1.2 <i>Estratigrafía</i>	7
2.1.3 <i>Sistemas petrolero</i>	7
2.2 ANTECEDENTES GEOFÍSICOS	10
CAPÍTULO 3 CONCEPTOS BÁSICOS	11
3.1 INTERPRETACIÓN DE LA AMPLITUD SÍSMICA	11
3.1.1 <i>Ondas sísmicas y su relación con los módulos elásticos del subsuelo</i>	11
3.1.2 <i>Física de rocas</i>	16
3.1.3 <i>Ecuación de Zoeppritz</i>	21
3.1.4 <i>Reconocimiento de hidrocarburos</i>	26
3.1.5 <i>Clasificación AVO</i>	27
3.2 INVERSIÓN GEOESTADÍSTICA	32
3.2.1 <i>Inversión sísmica</i>	32
3.2.2 <i>Geoestadística</i>	35
3.2.3 <i>Análisis de multiatributos</i>	33

CAPÍTULO 4 METODOLOGÍA.....	47
4.1 ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD	53
4.1.1 <i>Calibración del sismograma sintético.....</i>	<i>53</i>
4.1.2 <i>Análisis crossplot.....</i>	<i>55</i>
4.1.3 <i>Análisis del comportamiento del AVO en los intervalos productores.....</i>	<i>58</i>
4.1.4 <i>Sustitución de fluidos</i>	<i>62</i>
4.1.5 <i>Conclusión del análisis de factibilidad.....</i>	<i>66</i>
4.2 INVERSIÓN CON TÉCNICAS GEOESTADÍSTICAS Y MULTIATRIBUTOS.	68
4.2.1 <i>Análisis de atributos</i>	<i>68</i>
4.2.2 <i>Estimación de propiedades físicas.....</i>	<i>72</i>
CAPÍTULO 5 RESULTADOS	84
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES	93
BIBLIOGRAFÍA.....	94

AGRADECIMIENTOS

Gracias a la Universidad Nacional Autónoma de México por su labor educativa y brindarme la oportunidad de hacer la maestría en sus aulas, a mis maestros por compartirme sus conocimientos invaluable.

Agradecimiento a mi asesor Juan Marcos Brandi por su paciencia, guía y ayuda para que esta tesis se haya realizado.

Gracias al amor de mi vida Héctor Noé por la motivación que me da para alcanzar cada uno de mis sueños día a día.

Nada podría ser posible sin el amor y apoyo infinitos de mis padres Olivia Alonso y Jesús Mariles y ser un ejemplo de persistencia

ABSTRACT

Geostatistics Inversion was made for estimate reservoir properties in sands of Eocene. These are residement conglomerate of siliciclastics rocks associates to basin-floor fan from the Plataforma de Córdoba of cretaceous age the field is located in the western boundary of the Veracruz Basin.

A feasibility analysis of the data was made to demonstrate that the seismic response to elastic properties of the medium due to the presence of hydrocarbons or water, this through applying the methodology of the analysis of the variation of the amplitude with respect to the angle.

From this analysis it was possible to infer that the registers of Porosity, Gamma Rays, sonic waves of the P wave and S wave are discriminators of reservoir properties. Likewise, the seismic signature resulting from the presence of the deposit in the pre-stacked information (gathers) around producing wells that typically responds to a type 1 sand (high impedance) was determined.

In order to establish local tendencies of the rock properties, a geostatistical inversion was carried out that involves two variables, well logs and seismic information through geophysical attributes. This secondary variable serves to guide the interpolation of the well log data. The study was carried out with the modified geostatistical technique of Cokriging which allows the use of several attributes simultaneously (multi-attribute analysis), which gives greater support to the prediction. Three maps of prediction of properties were generated: Porosity, Gamma rays (where the distribution of clean sand is inferred) and finally the relation V_p / V_s which is intimately linked to the presence of hydrocarbons.

The results of the geostatistical inversion are very close to the geological reality of the area, which allows proposing an extension well in a promising area that was confirmed with the three estimated maps.

RESUMEN

Se realizó una inversión geoestadística para la estimación de propiedades de yacimiento en las arenas productoras de edad Eoceno, compuestas de conglomerado redepositados, rocas siliciclásticas asociadas a abanicos de pie de talud provenientes de la Plataforma carbonatada de Córdoba de edad Cretácica, ubicándose dentro de la provincia petrolera de la cuenca de Veracruz

Para realizar la predicción se hizo un análisis de factibilidad de los datos para demostrar que la sísmica responde a propiedades elásticas del medio debido a la presencia de hidrocarburos o de agua, esto a través de aplicar la metodología del análisis de la variación de la amplitud con respecto al ángulo.

De este análisis se pudo inferir que los registros de Porosidad, Rayos Gamma, sónicos de la onda P y onda S son discriminadores de propiedades de yacimiento. De igual forma, se determinó la firma sísmica producto de la presencia del yacimiento en la información pre-apilada (*gathers*) alrededor de pozos productores que responde típicamente a una arena de clase tipo 1 (alta impedancia).

Para poder establecer tendencias locales de las propiedades de roca, se realizó una Inversión geoestadística que involucra dos variables, los registros de pozo y la información sísmica a través de atributos geofísicos. Esta variable secundaria sirve para guiar la interpolación del dato del registro de pozo. El estudio se realizó con la técnica geoestadística de Cokriging modificado la cual permite el uso de varios atributos simultáneamente (análisis de multiatributos), lo que da un mayor soporte a la predicción. Se generaron tres mapas de predicción de propiedades: Porosidad, Rayos gamma (donde se infiera la distribución de arena limpia) y por último la relación V_p/V_s la cual está íntimamente ligada a la presencia de hidrocarburos.

Los resultados que arroja la inversión geoestadística son muy apegados a la realidad geológica de la zona, lo que permite proponer un pozo de extensión en un área prometedora que se confirmó con los tres mapas estimados.

LISTA DE TABLAS

TABLA 1 INFORMACIÓN DEL CUBO SÍSMICO	10
TABLA 2 NOTACIÓN DE PROPIEDADES DE LA ROCA EN LAS ECUACIONES.....	25
TABLA 3 SE ENLISTA LOS POZOS UTILIZADOS, ASÍ COMO LOS REGISTROS DE CADA UNO	50
TABLA 4 POZOS PRODUCTORES CON VALORES PROMEDIO DE LOS REGISTROS TANTO EN CAPAS PRODUCTORAS COMO EN CAPA DE ARCILLA CON EL FIN DE CONTRASTAR LA INFORMACIÓN.....	67
TABLA 5 LOS POZOS MARCADOS CON X SON LOS QUE SE UTILIZARON EN LA PREDICCIÓN CORRESPONDIENTE, SE ANALIZARÁ UNA VENTANA DE 50 METROS POR DEBAJO DE LA CIMA DEL EOC- 10. EN AMARILLO SE MARCAN LOS POZOS QUE TIENEN PRODUCCIÓN ECONÓMICA EN EL EOC-10 Y EN COLOR NARANJA TIENEN PRODUCCIÓN NO ECONÓMICA.	73
TABLA 6 ATRIBUTOS SÍSMICOS QUE TIENEN MEJOR CORRELACIÓN PARA CADA ESTIMACIÓN.	78

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 MAPA DE UBICACIÓN DE LA PROVINCIA PETROLERA DE VERACRUZ TOMADO DE (PEMEX, 2013).	4
FIGURA 2 PERFIL DE LA PLATAFORMA DE CÓRDOBA Y LA CUENCA TERCIARIA DE VERACRUZ. SUBPROVINCIAS DE LA CUENCA DE VERACRUZ, EL CAMPO DE ESTUDIO SE UBICA DENTRO DEL DOMINIO ESTRUCTURAL HOMOCLINAL OESTE (PEMEX, 2010)	5
FIGURA 3 SECCIÓN DEL PLIEGUE DEL ÁREA DE INTERÉS. EN LÍNEAS ROJAS SE RESALTAN LAS FALLAS NORMALES.	5
FIGURA 4 DIAGRAMA DE ELEMENTOS Y EVENTOS DEL SISTEMA PETROLERO DE LA CUENCA DE VERACRUZ (VÁZQUEZ COVARRUBIAS, 2010)	9
FIGURA 5. VELOCIDAD COMPRESIVA Y CORTANTE DE LA ENERGÍA SÍSMICA EN UN MEDIO ELÁSTICO E ISOTRÓPICO	14
FIGURA 6 GRÁFICA DE LA RELACIÓN V_p/V_s CONTRA EL MÓDULO DE POISSON.	15
FIGURA 7 DIAGRAMA DE LA INTERFACE FLUIDO-FLUIDO	22
FIGURA 8 DIAGRAMA PARA LA INTERFACE SOLIDO-SOLIDO	23
FIGURA 9 INDICADORES DE HIDROCARBUROS (BROWN, 2011)	26
FIGURA 10 CLASIFICACIÓN RUTHERFORD Y WILLIAMS (1989) PARA LAS CURVAS DE LOS COEFICIENTES DE REFLEXIÓN	28

FIGURA 11 GRÁFICA DE GRADIENTE E INTERCEPTO _____	29
FIGURA 12 POSICIÓN DE LA LÍNEA DE TENDENCIA DEPENDIENDO DE LA RELACIÓN V_p/V_s . LOS COEFICIENTES DE REFLEXIÓN DE OFFSET CERO (A) VERSUS EL GRADIENTE DE AVO (B) ASUMEN UN V_p/V_s CONSTANTE Y UNA DENSIDAD GARDNER (CONSTANTE QUE DEPENDE DE LA VELOCIDAD DE LA CARGA LITOSTÁTICA). _____	30
FIGURA 13 GRÁFICA DEL INTERCEPTO Y GRADIENTE QUE MUESTRAN LA LÍNEA DE FLUIDO, BASE Y CIMA DE LA ARENA. _____	31
FIGURA 14 DIAGRAMA DEL PROBLEMA DIRECTO E INVERSO _____	33
FIGURA 15 LA FIGURA MUESTRA EL FLUJO DE TRABAJO UTILIZADO EN ESTA TESIS PARA REALIZAR MAPAS DE DISTRIBUCIÓN DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS PARA INFERIR LA PRESENCIA DE HIDROCARBUROS. _	48
FIGURA 16 VISUALIZACIÓN DE GATHER YA ACONDICIONADO _____	49
FIGURA 17 UBICACIÓN DE LOS POZOS UTILIZADOS EN ESTA TESIS, CON LETRERO EN NEGRO SON LOS QUE TIENEN ONDA P, CON LETRERO EN BLANCO ADEMÁS CUENTAN CON EL SÓNICO DE ONDA S. LA CONFIGURACIÓN DEL HORIZONTE QUE REPRESENTA LA DISCORDANCIA GEOLÓGICA CUBRE TODA EL ÁREA DE TRABAJO. _____	51
FIGURA 18 SE MUESTRA HORIZONTES PRESENTES EN EL ÁREA DE TRABAJO, LOS ESPACIOS NO INTERPRETACIÓN INDICAN PRESENCIA DE FALLAS. SE ENLISTAN DE LA MARCA SÍSMICA MÁS PROFUNDA A LA MÁS SOMERA A) EOCENO 03, B) EOCENO 10, C) EOCENO 20, D) EOCENO 30, E) EOCENO 50 Y F) LA DISCORDANCIA. _____	52
FIGURA 19 SE PRESENTAN TRES POZOS REPRESENTATIVOS DEL CAMPO DONDE TENEMOS PRESENTE INTERVALOS DISPARADOS NO PRODUCTORES (FLECHAS NEGRAS) Y CON AMARILLA SE MUESTRAN LAS ARENAS PRODUCTORAS ECONÓMICAS. EN LOS TRES POZOS PRESENTADOS HAY PRODUCCIÓN Y PODEMOS VER EL COMPORTAMIENTO DE LOS REGISTROS VELOCIDAD DE ONDA P, IMPEDANCIA DE ONDA P, RAYOS GAMMA, DENSIDAD, RESISTIVIDAD PROFUNDA, EL SISMOGRAMA SINTÉTICO Y SU AJUSTE EN LA SÍSMICA. _____	55
FIGURA 20 IMPEDANCIA DE ONDA P VS IMPEDANCIA DE ONDA S DEL POZO P-02. LAS ZONAS ILUMINADAS DE COLOR ROJO REPRESENTAN ZONAS DE INTERÉS PETROLÍFERA. _____	56
FIGURA 21 GRÁFICA CRUZADA DE IMPEDANCIA DE ONDA P VS V_p/V_s DEL POZO P-07. LAS ZONAS ILUMINADAS DE COLOR ROJO REPRESENTAN ZONAS DE INTERÉS PETROLÍFERA. _____	57
FIGURA 22 GRÁFICA CRUZADA DE RAYOS GAMA VS POROSIDAD P-10. LAS ZONAS ILUMINADAS DE COLOR ROJO REPRESENTAN ZONAS DE INTERÉS PETROLÍFERA. _____	57
FIGURA 23 EN LAS IMÁGENES SE ANALIZAN LOS GRADIENTES E INTERCEPTO DE TRES ANOMALÍAS DE AMPLITUD DE TRES POZOS DIFERENTES P-03ST, P-08 Y P-10 LOS TRES POZOS SON PRODUCTORES, CADA UNO CUENTA CON LA IMAGEN DEL GATHER SÍSMICO EXACTO DE LA ANOMALÍA, TIENE UNA GRÁFICA DEL GRADIENTE COMO VARÍA CON LOS OFFSET Y POR ÚLTIMO VEMOS UNA GRÁFICA CRUZADA	

- ENTRE INTERCEPTO Y GRADIENTE, LOS PUNTOS DE LAS ANOMALÍAS SE ALEJAN DE LOS VALORES DE ARCILLA. _____ 60
- FIGURA 24 SE ANALIZAN EL ATRIBUTO DE AVO SOBRE LOS POZOS P-01, P-02 Y P-07. EN LA SÍSMICA SE ILUMINAN LA CIMA Y BASE DE LAS ARENAS QUE SE SEÑALAN EN LA GRÁFICA CRUZADA. SON LAS QUE SE SEPARAN DE LA TENDENCIA (*BACKGROUND*), ES DECIR, ZONAS DE COMPRESIBILIDAD ANÓMALA. EL SOL AMARILLO REPRESENTA EL INTERVALO PRODUCTOR. _____ 61
- FIGURA 25 DEL LADO IZQUIERDO SE MUESTRA EL GATHER SINTÉTICO CON LOS REGISTROS DE LA VELOCIDAD DE ONDA P, VELOCIDAD DE ONDA S Y DENSIDAD, SE COMPARA CON EL GATHER ORIGINAL QUE CORRESPONDE A LA POSICIÓN DEL POZO P-03ST. SE OBSERVA UNA SIMILITUD DE LA INFORMACIÓN SINTÉTICA CON LA ORIGINAL. _____ 62
- FIGURA 26 PODEMOS VER LOS EFECTOS DE LA SUSTITUCIÓN DE FLUIDOS EN LOS REGISTROS QUE AQUÍ SE PRESENTAN DEL POZO P-03ST (VELOCIDAD DE ONDA P, VELOCIDAD DE ONDA S, DENSIDAD Y RELACIÓN DE POISSON). SE SIMULAN CUATRO ESCENARIOS, TODAS HECHAS EN LA ARENA PRODUCTORA, A) EL PRIMERO LA ARENA ES SATURADA CON AGUA AL 35% Y UNA POROSIDAD DEL 5%; B) SATURACIÓN DE AGUA DE 60% CON UNA POROSIDAD TAMBIÉN DE 5%; C) UNA SATURACIÓN DE AGUA ES DE 35% Y LA POROSIDAD SE AUMENTA HASTA EL 20% Y D) SE SATURA CON AGUA SÓLO UN 60% Y SE COLOCA UNA POROSIDAD HOMOGÉNEA DE 20%. LOS REGISTROS DE COLOR ROJO SE REFIEREN A LOS REGISTROS ORIGINALES Y LOS DE COLOR AZUL SON LOS REGISTROS MODIFICADOS POR LA SUSTITUCIÓN DE FLUIDOS. _____ 63
- FIGURA 27 AQUÍ PODEMOS VER LOS CUATRO GATHER QUE SE LES APLICÓ LA SUSTITUCIÓN DE FLUIDOS MÁS EL GATHER INSITU, TODOS LOS ESCENARIOS SON DEL POZO P-03ST ESTO PARA QUE SEA MÁS FÁCIL SU COMPARACIÓN VISUAL, EL PRIMER GATHER ES EL INSITU, LOS DOS SIGUIENTES TIENEN UNA POROSIDAD DEL 5% CONSTANTE PERO VARÍAN EN LA SATURACIÓN DE AGUA UNO CON EL CASO MÍNIMO DE 35 Y EL OTRO CON 60, EL CUARTO Y QUINTO GATHER SE MANTIENE UNA POROSIDAD DEL 20% QUE ES EL CASO MÁXIMO QUE NOS ENCONTRAREMOS EN ESTAS ARENAS, LA SATURACIÓN ES LA QUE VARÍA EN EL PRIMERO ES DE 35 Y EL QUE SIGUE DE 60%. DONDE LA AMPLITUD SE MODIFICA MÁS ES CUANDO LA POROSIDAD AUMENTA. _____ 65
- FIGURA 28 ATRIBUTOS REPRESENTATIVOS DEL HORIZONTE EOCENO-10, 1) ATRIBUTO DEL GRADIENTE, 2) ATRIBUTO DEL INTERCEPTO, 3) ATRIBUTO DE LA ENVOLVENTE DE LA AMPLITUD Y 4) ATRIBUTO DE LA AMPLITUD CRUDA. A PARTIR DE LOS ATRIBUTOS DE GRADIENTE, INTERCEPTO, ENVOLVENTE DE LA AMPLITUD Y AMPLITUD CRUDA, SE OBSERVA UN ÁREA ANÓMALA EN LA PARTE NORTE DEL MAPA, QUE COINCIDE CON SER LA PARTE MÁS ALTA, ADEMÁS ESTA ÁREA COINCIDE CON LA LOCALIZACIÓN DE POZOS PRODUCTORES EN ESTE NIVEL. _____ 70
- FIGURA 29 LÍNEA SÍSMICA 2415 EN EL DOMINIO DEL TIEMPO, SE MUESTRA EL HORIZONTE EOCENO-10 INTERPRETADO EN UN REFLECTOR POSITIVO. _____ 71

FIGURA 30 LÍNEA SÍSMICA 2380 QUE VAN DE OESTE A ÉSTE DEL ANTICLINAL Y EN LA PARTE ALTA, UN HORIZONTE DE COLOR NARANJA SE SEÑALA EL HORIZONTE EOC-10 QUE ES INTERPRETADO EN UN REFLECTOR FUERTEMENTE POSITIVO. _____	72
FIGURA 31 POZOS UTILIZADOS PARA LA ESTIMACIÓN DEL DATO DEL REGISTRO DE RAYOS GAMMA CON UNA VENTANA DE 50 METROS, EN TOTAL SON 15 POZOS QUE CORTARON EL HORIZONTE EOCENO-10. ____	74
FIGURA 32 POZOS UTILIZADOS PARA LA ESTIMACIÓN DEL DATO DEL REGISTRO DE POROSIDAD, EN TOTAL SON 10 CON LOS QUE SE CUENTAN SE MUESTRA LA VENTANA DE 50 METROS QUE SE UTILIZA. ____	75
FIGURA 33 POZOS UTILIZADOS PARA LA ESTIMACIÓN DEL DATO DEL REGISTRO DE LA RELACIÓN Vp/Vs CON SU RESPECTIVA VENTANA DE 50 METROS QUE SE USA EN LA ESTIMACIÓN, EN TOTAL SON 11. _____	76
FIGURA 34 VARIOGRAMA DE POZO A POZO DEL REGISTRO DE RAYOS GAMMA _____	77
FIGURA 35 VARIOGRAMA DE POZO A POZO DEL REGISTRO DE POROSIDAD _____	77
FIGURA 36 VARIOGRAMA DE POZO A POZO DEL REGISTRO DE LA RELACIÓN Vp/Vs _____	77
FIGURA 37 DE LADO IZQUIERDO ESTÁ EL VARIOGRAMA DE SÍSMICA A SÍSMICA. DE LADO DERECHO TENEMOS EL VARIOGRAMA CRUZADO QUE INVOLUCRA LA SÍSMICA Y EL REGISTRO DE RAYOS GAMMA. _____	79
FIGURA 38 DE LADO IZQUIERDO ESTÁ EL VARIOGRAMA DE SÍSMICA A SÍSMICA. DE LADO DERECHO TENEMOS EL VARIOGRAMA CRUZADO QUE INVOLUCRA LA SÍSMICA Y EL REGISTRO DE POROSIDAD. _____	79
FIGURA 39 DE LADO IZQUIERDO ESTÁ EL VARIOGRAMA DE SÍSMICA A SÍSMICA. DE LADO DERECHO TENEMOS EL VARIOGRAMA CRUZADO QUE INVOLUCRA LA SÍSMICA Y EL REGISTRO DE RELACIÓN Vp/Vs. _____	80
FIGURA 40 EN EL PRIMER MAPA TENEMOS LA ESTIMACIÓN DEL REGISTRO DE RAYOS GAMMA AL NIVEL DE EOC-10 CON UNA VENTANA DE 50 METROS BAJO ESTA CIMA. _____	81
FIGURA 41 ESTIMACIÓN DEL REGISTRO DE POROSIDAD AL NIVEL DE EOC-10 CON UNA VENTANA DE 50 METROS DEBAJO DE ESTA CIMA. _____	82
FIGURA 42 ESTIMACIÓN DEL REGISTRO DE LA RELACIÓN Vp/Vs AL NIVEL DE EOC-10 CON UNA VENTANA DE 50 METROS DEBAJO DE ESTA CIMA. _____	83
FIGURA 43 MAPA DE RAYOS GAMMA, EN CÍRCULO ROJO SE SEÑALA EL ÁREA POTENCIAL PARA PROPONER UN POZO. _____	84
FIGURA 44 MAPA DE POROSIDAD, EN CÍRCULO ROJO SE SEÑALA EL ÁREA POTENCIAL PARA PROPONER UN POZO. _____	85
FIGURA 45 MAPA DE RELACIÓN DE Vp/Vs, EN CÍRCULO ROJO SE SEÑALA EL ÁREA POTENCIAL PARA PROPONER UN POZO. _____	85
FIGURA 46 IMAGEN DEL POZO PROPUESTO EN SÍSMICA 3D EN TIEMPO Y ATRIBUTO DE AMPLITUD, EN ROJO ESTÁ EL POZO PROPUESTO. _____	86
FIGURA 47 SECCIÓN A-B DE LA INLINE 2382, EN ROJO ESTÁ INTERPRETADA LA ANOMALÍA QUE ES ATRAVESADO POR EL POZO PROPUESTO _____	87
FIGURA 48 SECCIÓN C-D DE LA XLINE 952 EN ROJO ESTÁ INTERPRETADA LA ANOMALÍA QUE ES ATRAVESADA POR EL POZO PROPUESTO (EN NEGRO). _____	87

FIGURA 49 INLINE 2382 SE OBSERVA LA ANOMALÍA INTERPRETADA EN EOCENO-10, EN ESTA SUPERFICIE SE OBSERVA LAS ANOMALÍAS DEL GRADIENTE. _____ 88

FIGURA 50 LA XLINE 952 SE OBSERVA LA ANOMALÍA INTERPRETADA EN EOCENO-10 DEL LADO IZQUIERDO VEMOS UNA ANOMALÍA DE GRADIENTE EN EL ATRIBUTO DE AVO Y DE LADO DERECHO TENEMOS SU CONTRAPARTE EN LA SÍSMICA APILADA. _____ 88

FIGURA 51 EN LA IMAGEN SUPERIOR TENEMOS LA GRÁFICA CRUZADA INTERCEPTO-GRADIENTE DE LA XLINE 952, EN LA IMAGEN DEBAJO TENEMOS LAS ZONAS QUE SE ILUMINARON EN LA GRÁFICA CRUZADA QUE SEÑALAN LAS CIMAS Y BASE DE ARENA Y ES EN ESTA ANOMALÍA QUE SE PROPONE LA LOCALIZACIÓN DE UN POZO EXTENSIÓN. _____ 89

FIGURA 52 EN LA IMAGEN SUPERIOR TENEMOS LA GRÁFICA CRUZADA INTERCEPTO-GRADIENTE DE LA INLINE 2382, EN LA IMAGEN DEBAJO TENEMOS LAS ZONAS QUE SE ILUMINARON EN LA GRÁFICA CRUZADA QUE SEÑALAN ZONA ANÓMALA Y ES EN ESTA ANOMALÍA QUE SE PROPONE LA LOCALIZACIÓN DE UN POZO EXTENSIÓN. _____ 90

FIGURA 53 ANÁLISIS DEL GATHER DE LA INLINE 2382 Y XLINE 952, CON SUS RESPECTIVAS GRÁFICAS DE ANÁLISIS DEL INTERCEPTO CONTRA GRADIENTE QUE CONFIRMAN QUE LA ARENA TIENE ANOMALÍA AVO CLASE 1 COMO LAS DEMÁS ARENAS QUE SE PRESENTARON EN LOS POZOS PRODUCTORES. _____ 91

FIGURA 54 MAPA DEL HORIZONTE EOCENO-10, EN COLOR ROJO SE MUESTRA LA PARTE MÁS ALTA, POR ENCIMA DE ESTE, ESTÁ LA SUPERFICIE DE LA ANOMALÍA INTERPRETADA EN COLOR AZUL. _____ 92

FIGURA 55 UBICACIÓN DEL POZO EXTENSIÓN P-0. _____ 92

LISTA DE ECUACIONES

ECUACIÓN 1 MÓDULO ELÁSTICO.....	11
ECUACIÓN 2 MODULO LAMBDA.....	12
ECUACIÓN 3 MODULO MU.....	12
ECUACIÓN 4 ESFUERZO LONGITUDINAL.....	12
ECUACIÓN 5 ESFUERZO TRANSVERSAL.....	13
ECUACIÓN 6 ESFUERZO VOLUMÉTRICO.....	13
ECUACIÓN 7 RELACIÓN DE POISSON.....	14
ECUACIÓN 8 ECUACIÓN DE WYLLIE.....	18
ECUACIÓN 9 LÍNEA DE ARCILLA DE CASTAGNA.....	18
ECUACIÓN 10 COMPRESIBILIDAD EFECTIVA.....	19
ECUACIÓN 11 COEFICIENTE DE BIOT.....	19
ECUACIÓN 12 ECUACIÓN DE GASSMAN.....	20
ECUACIÓN 13 COEFICIENTE DE REFLEXIÓN.....	22
ECUACIÓN 14 LEY DE SNELL.....	22
ECUACIÓN 15 LEY DE SNELL.....	23
ECUACIÓN 16 ECUACIONES DE ZOEPPRITZ.....	23
ECUACIÓN 17 COEFICIENTE DE REFLEXIÓN DE ONDA PP DE BORTFELD.....	24
ECUACIÓN 18 COEFICIENTE DE REFLEXIÓN DE ONDA PS DE BORTFELD.....	24
ECUACIÓN 19 ECUACIÓN AKI Y RICHARDS.....	24
ECUACIÓN 20 APROXIMACIÓN LINEAL DE SHUEY.....	24
ECUACIÓN 21 APROXIMACIÓN DE SHUEY DE LA FORMA DEL INTERCEPTO (A) Y GRADIENTE (B).....	24
ECUACIÓN 22 TRAZA COMPLEJA.....	34
ECUACIÓN 23 FUNCIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD.....	37
ECUACIÓN 24 VALOR MEDIO.....	37
ECUACIÓN 25 LA VARIANZA DE $Z(u)$	37
ECUACIÓN 26 LA COVARIANZA DE $Z(u)$	37
ECUACIÓN 27 VARIOGRAMA TEÓRICO DE U	37
ECUACIÓN 28 VARIOGRAMA EXPERIMENTAL DE U	39
ECUACIÓN 29 ECUACIÓN KRIGING.....	40
ECUACIÓN 30 PESOS PONDERADOS.....	40
ECUACIÓN 31 ECUACIÓN DE KRIGING DE FORMA MATRICIAL.....	41
ECUACIÓN 32 COVARIANZA CRUZADA.....	42
ECUACIÓN 33 SEMIVARIOGRAMA CRUZADO.....	42

ECUACIÓN 34 ECUACIÓN COKRIGING 43
ECUACIÓN 35 ECUACIÓN MATRICIAL DE COKRIGING 44
ECUACIÓN 36 ESTIMACIÓN DE U EN LA POSICIÓN CERO POR COKRIGING 44
ECUACIÓN 37 ESTIMACIÓN DEL ERROR 45
ECUACIÓN 38 ESTIMACIÓN DEL ERROR EN FORMA MATRICIAL..... 45
ECUACIÓN 39 LA VARIANZA DE LA ESTIMACIÓN DEL ERROR POR EL MÉTODO COKRIGING 46

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN

Partiendo de que la sísmica pre-apilada puede aportar información de contrastes litológicos y presencia de fluidos debido a que la variación de la amplitud con respecto al ángulo está influenciada en gran medida por las propiedades elásticas del medio (módulo de cizalla, módulo volumétrico, módulo de Young, relación de Poisson y constantes de Lamé), en este trabajo de investigación se correlacionó la respuesta de la ondícula con los registros geofísicos para poder generar mapas de propiedades y así identificar zonas de buena calidad de yacimiento.

Dentro de las herramientas que se utilizaron se encuentran el análisis de la variación de las amplitudes con el offset (AVO), el análisis de multiatributos sísmicos y la aplicación de la Inversión geoestadística.

La inversión geoestadística provee un modo cuantitativo de integrar la alta resolución vertical que ofrecen los registros de pozo con la amplia continuidad, cobertura y alta densidad de datos del volumen sísmico con el objetivo de mapear propiedades petrofísicas del yacimiento, que resultan de gran apoyo para la toma de decisiones para proponer localizaciones de pozos (Russell *et. al.*, 2001)

La predicción de propiedades se realizó en el horizonte de arenas conglomeráticas productoras de edad Eoceno de un Campo en la Cuenca de Veracruz, para delimitar zonas de yacimiento.

1.1 Objetivo

Delimitar las propiedades petrofísicas del yacimiento a través de los siguientes mapas: porosidad, rayos gamma y la relación de velocidad de onda P y velocidad de onda S, cuyos resultados serán de apoyo para resolver la heterogeneidad del campo y proponer pozos exitosos.

1.2 Alcances

Realizar la inversión geoestadística para mapear propiedades petrofísicas de la arena productora del Eoceno-10 utilizando los mejores discriminadores de registros geofísicos y atributos geofísicos de la sísmica preapilada.

1.3 Descripción del problema

Existe una alta heterogeneidad del yacimiento generada por la presencia de arcilla, además existe una alta compartimentalización del yacimiento por presencia de fallas no conectadas del yacimiento. La interpretación sísmica de información apilada proporciona información estructural que no resuelve la distribución de propiedades de roca.

1.4 Hipótesis

La amplitud en la sísmica preapilada graba información tanto de la onda P, como de la onda S y de la densidad, para así estimar propiedades elásticas de la roca. Con la ayuda de los registros de pozos se puede estimar propiedades petrofísicas del área de estudio, así como inferir la presencia de fluidos.

CAPÍTULO 2 GENERALIDADES

El área de estudio es un anticlinal que se ubica en la Provincia Petrolera Veracruz (ver Figura 1).

El campo está compuesto por cinco yacimientos verticales separados por capas de arcilla impermeables, dentro del Eoceno Medio tenemos EOC-03, EOC-10, EOC-20 y EOC-30 que producen aceite con un peso promedio de 22° API. La capa más joven es EOC-50 produce aceite pesado con un peso de 16° API. EOC-10, EOC-20 y EOC-30 producen en la cima de la estructura. En contraste EOC-30 y EOC-50 están presentes sólo en el flanco oriental del anticlinal donde producen 500 metros debajo a la cima de la estructura (Romero, 2012).

Los yacimientos son primeramente conglomerados calcáreos y arenas erosionadas de la plataforma de Córdoba que fueron redepositados en el Eoceno medio y reciente (PEMEX, 2013).

El primer elemento estructural del campo de estudio es el pliegue de propagación de falla con un sistema de fallas normales secundarias el cual compartamentaliza el campo. Las trampas tienen una fuerte componente estructural, no obstante, están presentes los cambios estratigráficos laterales y acuñamientos contra la discordancia pre-Mioceno que sirve de entrapamiento sobre las unidades de yacimiento del Eoceno (Romero, 2012). Ver Figura 3.

Hernández y Martínez (2009) proponen un modelo sedimentario regional de pendiente con abanicos con canales distributarios orientados Noroeste-Sureste.

2.1 Marco geológico

Geológicamente el campo de estudio está en la cuenca de Veracruz, entre dos cuencas: Tampico Misantla en el norte, y Salina del Istmo al sur. La Sierra de Zongolica que es considerada como extensión de la Sierra Madre Oriental es límite de la cuenca de Veracruz al oeste, los límites del este son las estructuras volcánicas de Anegada y los Tuxtlas, el Alto de Santa Ana es una zona volcánica que define el límite del norte. Los límites al sur son complejos metamórficos de la Sierra Juárez, la Mixtequita y la Sierra de Chiapas ver Figura 1.

La Provincia Petrolera Veracruz se ubica en su mayor parte en el estado de Veracruz y se extiende hacia la plataforma continental, cubre un área aproximada de 38,000 Km². Limita al norte con la Provincia Geológica Faja Volcánica Transmexicana, al sur - sureste con la Provincia Petrolera Sureste, al este-noreste con la Provincia Geológica Cinturón Extensional Quetzalcóatl y al occidente con la Provincia Petrolera Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental (PEMEX, 2013).

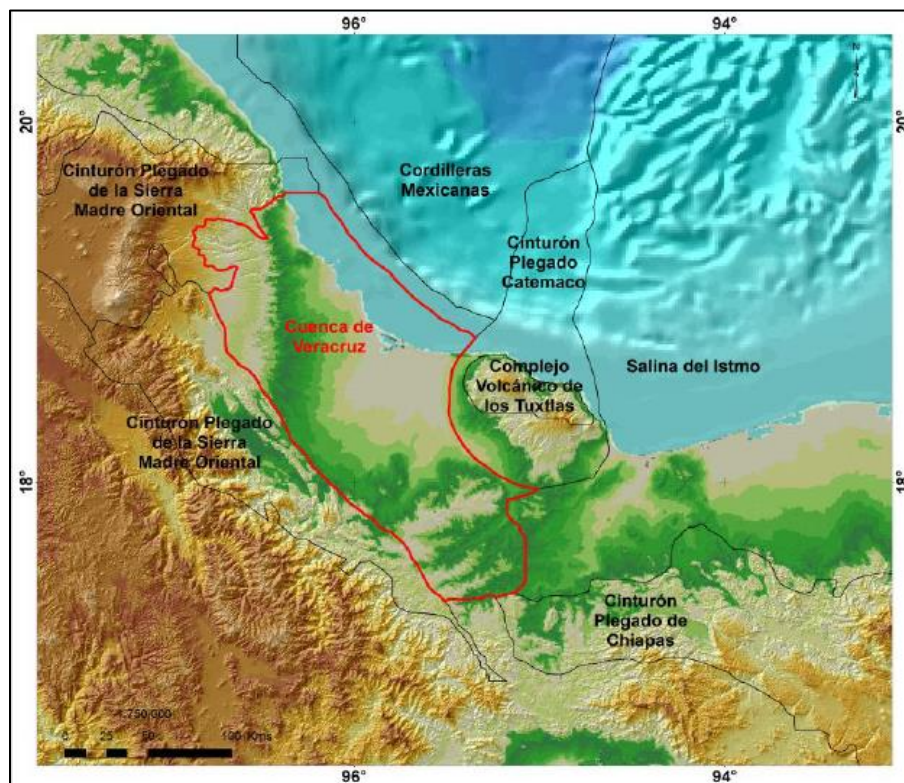


Figura 1 Mapa de Ubicación de la Provincia Petrolera de Veracruz tomado de (PEMEX, 2013).

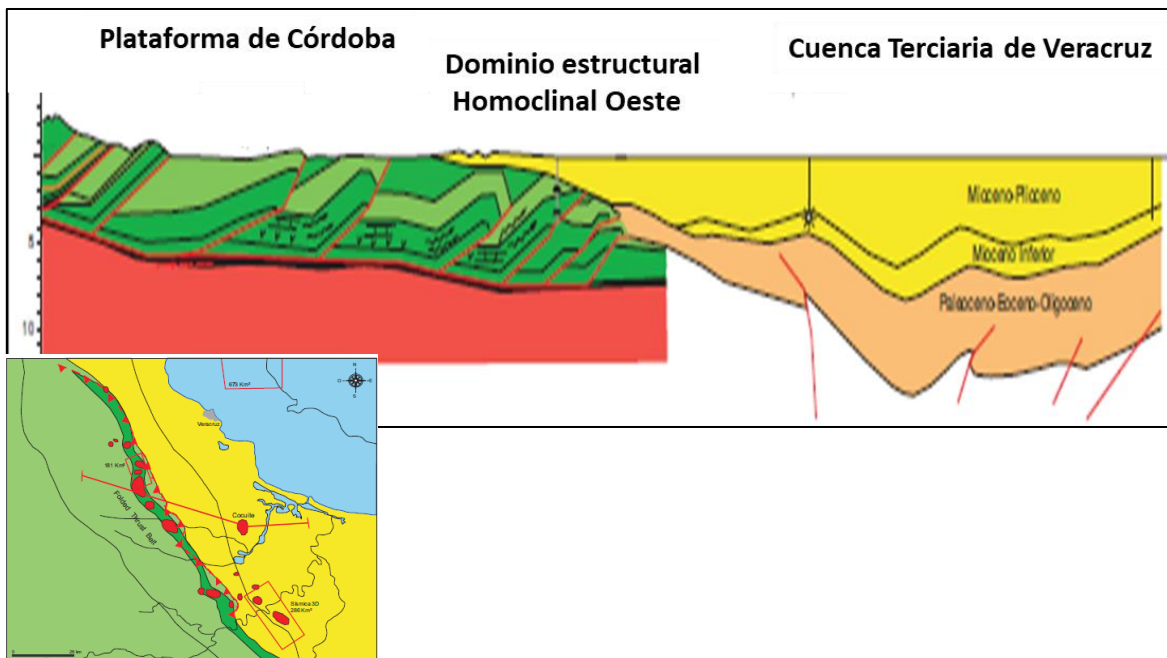


Figura 2 Perfil de la Plataforma de Córdoba y la Cuenca Terciaria de Veracruz. Subprovincias de la Cuenca de Veracruz, el Campo de estudio se ubica dentro del dominio estructural Homoclinal Oeste (PEMEX, 2010)

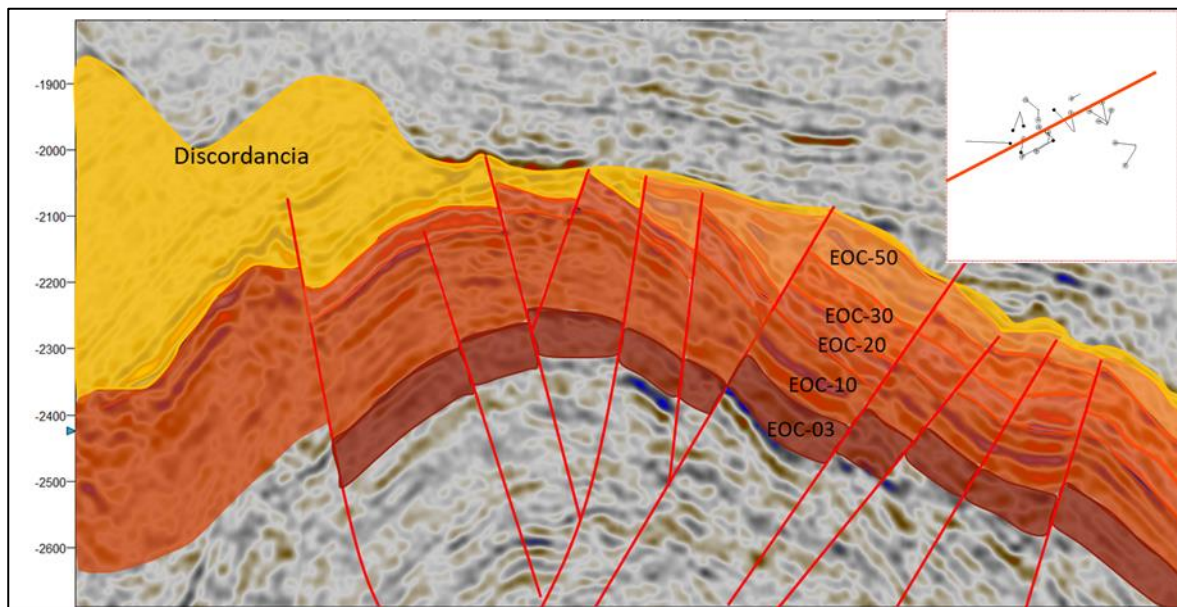


Figura 3 Sección del pliegue del área de interés. En líneas rojas se resaltan las fallas normales.

Existen dos subprovincias geológicas dentro de la cuenca de Veracruz: La plataforma de Córdoba y la cuenca Terciaria de Veracruz (PEMEX, 2010). La plataforma de Córdoba es una plataforma carbonatada que fue deformada en una serie de cabalgamientos imbricados con vergencia hacia el este y de pliegues. El despegue del frente enterrado de la plataforma de Córdoba está asociado con evaporitas del Cretácico. La Plataforma de Córdoba produce aceite medio a pesado y gas húmedo. El borde occidental de la plataforma está expuesto en la sierra de Zongolica mientras que la parte oriental está sepultada debajo de la cuenca Terciaria de Veracruz (Romero, 2012) ver figura 2.

El anticlinal que estudiamos está compuesto de depósitos de rocas siliciclásticas, facies canalizadas y lóbulos asociados a abanicos de pie de talud de edad Eoceno, mismas que se relacionan genéticamente con los campos productores de la zona figura 3.

2.1.1 Geología estructural

La evolución tectónica de la Provincia Petrolera de Veracruz comenzó su historia con la apertura jurásica del Golfo de México, donde actuaron fallas transformantes y desplazamiento lateral, siguiendo de un Margen Pasivo en el Cretácico temprano cuya subsidencia estuvo condicionada por el enfriamiento térmico de la corteza, desarrollándose hacia el occidente una plataforma carbonatada de Córdoba (PEMEX, 2010). Subsecuentemente el evento tectónico laramídico deformó el occidente de la provincia a partir del Eoceno Medio y ocasionó la formación de taludes inestables al Oeste de la cuenca, provocando una sedimentación intermitente de clásticos de talud y pie de talud (flujo de escombros), formándose así una cuenca de antepaís a lo largo del margen oriental del Cinturón Plegado. En el Eoceno-Oligoceno, se desarrolla un alineamiento de cabalgamiento, generando una mayor subsidencia de la cuenca a través de fallas normales. La sedimentación continuó con flujos de escombros provenientes de las rocas carbonatadas Tempranas. Durante el Mioceno Inferior y Medio ocurre un levantamiento gradual de la cuenca, que se expresa por dos sistemas de fallas inversas, uno Víbora-Novillero NW-SE, el segundo está formado por los Altos de los Tuxtles-Anegada (Vazquez,2010). Definiéndose así seis dominios estructurales; Frente Tectónico Sepultado, Homoclinal

Oeste, Trend de Loma Bonita, Sinclinal de Tlacotalpan, Alineamiento Antón Lizardo y Alto de Anegada (PEMEX, 2013).

El Campo se ubica en el dominio estructural llamado Homoclinal Oeste (ver figura 2), ésta es una depresión entre el Frente Tectónico Sepultado y el Alto de Loma Bonita. Su formación comienza en el Mioceno Medio y continúa hasta el Mioceno tardío-Plioceno. Consiste en amplios pliegues (anticlinal) con sus ejes principales N-S, formados en rocas del Paleoceno-Eoceno.

2.1.2 Estratigrafía

La secuencia atravesada por los pozos del campo corresponde a rocas con edades que van del Eoceno Medio al Reciente; litológicamente está constituida por lutitas y cuerpos de litarenitas, así como conglomerados y areniscas del Eoceno Medio y Superior. Las unidades de roca del Eoceno Medio se interpretaron como facies de relleno de canal, desbordes proximales y distales, que fueron depositadas en forma de lóbulos en abanicos al pie del talud. En general, las profundidades del sistema de depósito alcanzan de batial a nerítico externo en el Mioceno y batial en el Eoceno Medio (Vázquez, 2010)

2.1.3 Sistemas petrolero

En la Provincia Petrolera Veracruz los estudios geoquímicos han permitido identificar rocas generadoras del Tithoniano, Cretácico Medio y Mioceno Superior. La riqueza y calidad del querógeno posibilita clasificar las rocas jurásicas y cretácicas como generadoras de aceite/gas termogénico conformando sistemas petroleros conocidos (!), mientras que las lutitas del Mioceno Superior se consideran generadoras de gas biogénico (Vázquez, 2010).

El sistema petrolero de nuestra área de estudio es Tithoniano-Eoceno (!) asociado con los campos de aceite y gas en el límite de la Cuenca de Veracruz con el Frente Tectónico Sepultado conocido como Homoclinal Oeste ver figura 3.

Roca generadora

Los análisis geoquímicos de pirólisis y biomarcadores practicados a los condensados, así como los análisis de isotopía aplicados a los gases de la Cuenca de Veracruz, han permitido postular que los subsistemas generadores del Jurásico Superior son los que introducen la carga de hidrocarburos a las trampas terciarias. Las rocas generadoras jurásicas están representadas por lutitas negras carbonosas alternantes con calizas arcillo arenosas y lutitas arenosas depositadas en un ambiente que va desde la plataforma, rampa externa hasta la cuenca (Vázquez, 2010)

Roca almacenadora

La roca almacén está representada por conglomerados, areniscas dolomitizadas y fracturadas del Eoceno Medio correspondientes a facies de relleno de canal, desbordes proximales y distales depositadas como lóbulos en abanicos de pie de talud. Su porosidad promedio alcanza 12% (PEMEX, 2013), ver Figura 4.

Roca sello

Las rocas sello están conformados por lutitas siliciclásticas intraformacionales del Eoceno Medio y del Mioceno (PEMEX, 2013).

Trampa

Las trampas son de tipo estructural y combinada con su componente estratigráfica representada por cambios de las facies de abanicos de pie de talud en facies de canales-diques y su componente estructural formada por anticlinales afallados. Posterior al plegamiento y cabalgamiento laramídico, el Frente Tectónico fue afectado por distensión, erosión y sepultamiento durante el Oligoceno-Mioceno temprano, quedando la trampa

formada nuevamente después del evento Chiapaneco del Mioceno Medio que levantó el flanco occidental y la dinámica de la sedimentación, formando cañones (PEMEX, 2013).

Procesos del sistema petrolero

En el límite de la cuenca terciaria con el Frente Tectónico Sepultado, las rocas generadoras del Jurásico Superior entraron durante el Cretácico tardío a la ventana de generación, alcanzando durante el Oligoceno la zona principal de generación, donde permanecieron hasta el Mioceno Medio (15 Ma), cuando alcanzaron la ventana de generación tardía y a inicios del Plioceno, la ventana de generación de gas húmedo. Los aceites de este sistema muestran una mezcla de aceites normales con biodegradados, indicando un mínimo de dos pulsos de migración, uno en el Paleógeno con problemas de preservación por erosión, infiltración de aguas, y otro pulso en el Neógeno de remigración de aceites biodegradados y expulsión-migración de nuevos aceites (PEMEX, 2013).

El tipo de porosidad es intragranular e intercrystalina y varía del 5 al 12% con permeabilidades de 50 a 200 mD (Vázquez, 2010).

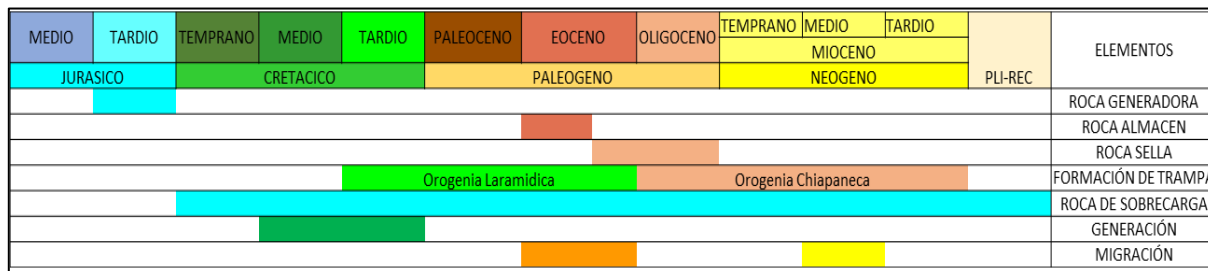


Figura 4 Diagrama de Elementos y eventos del sistema Petrolero de la Cuenca de Veracruz (Vázquez Covarrubias, 2010)

2.2 Antecedentes geofísicos

La información que se tiene disponible es una Sísmica (3D) y registros de pozos, del activo Integral de Veracruz. La prospección y procesado Sísmológico supervisado por el CNPS, de PEMEX, Exploración y producción, cumplen con los requerimientos de estudio enfocado al análisis de atributos antes y después del apilamiento; se presentan a continuación los parámetros de observación en la Tabla 1:

CUBO (3D)

* Tamaño del Bin:	25 x 25 m
* Intervalo entre grupos de receptores:	50 m
* Intervalo entre puntos de tiro:	50 m
* Intervalo entre líneas receptoras:	400 m
* Intervalo entre líneas fuente:	500 m
* Número de líneas receptoras por patch:	10
* Número de canales por líneas receptoras:	140
* Número de canales por Punto de tiro:	1400
* Número de puntos de tiro por salvo:	8
* Apilamiento Nominal mínimo:	35
* Offset máximo:	3475 m
* Máximo mínimo offset:	605 m
* Tiempo de grabación:	10 seg.
* Muestreo temporal	0.002 seg.
* Formato de grabación:	SEG- 8058
* Patrón de Geófonos de detección:	6
* Área de operación:	278.0 Km ²
* Número de puntos de tiro por Km ² :	30.0
* Número de pozos por P.T:	3 a cada 12 m
* Profundidad de los Pozos:	25 m

Tabla 1 Información del Cubo Sísmico

CAPÍTULO 3 CONCEPTOS BÁSICOS

3.1 Interpretación de la amplitud sísmica

Uno de los principales objetivos de la interpretación de la amplitud es determinar si la reflexión sísmica de interés representa roca saturada de agua o de hidrocarburos. Con el objetivo de lograr esta tarea, se requiere asentar las diferencias de las respuestas geofísicas entre la roca saturada de agua o de hidrocarburo. Para tratar el tema de análisis de amplitud se necesitan algunas relaciones básicas de física de rocas y modelos de propagación de onda que se muestra a continuación.

3.1.1 Ondas sísmicas y su relación con los módulos elásticos del subsuelo

El concepto de elasticidad es fundamental en la sismología de exploración, ya que son precisamente las propiedades elásticas de los materiales las que determinan la velocidad de propagación del movimiento ondulatorio. La elasticidad es una propiedad de los materiales que cuantifica la resistencia a la deformación cuando un esfuerzo externo es aplicado. Un material se dice perfectamente elástico, cuando al retirar el esfuerzo externo que lo deforma recupera su estado inicial.

Admitiendo que las rocas dentro de ciertos límites se comportan como materiales elásticos, podemos entonces aplicar los conceptos fundamentales de la mecánica Newtoniana para estudiarlas.

Es evidente que un esfuerzo producirá una deformación y la relación entre ambas se considera lineal al suponer el subsuelo elástico, la ley empírica de Hooke describe esta relación.

$$E = \frac{P}{\varepsilon}$$

Ecuación 1 Módulo elástico

donde: E = módulo elástico, P = esfuerzo y ε = deformación

Para un material isotrópico las constantes de proporcionalidad que relacionan los esfuerzos con las deformaciones son el módulo de Young y la relación de Poisson, que son definidas a través de los módulos de Lamé por las relaciones siguientes (Brandi, 2015):

$$\lambda = \frac{E\sigma}{(1 - 2\sigma)(1 + \sigma)}$$

Ecuación 2 Modulo Lambda

$$\mu = \frac{E}{2(1 + \sigma)}$$

Ecuación 3 Modulo Mu

donde: λ y μ = Coeficientes de *Lamé*

E= *Módulo de Young*

σ = *Relación de Poisson*

Se puede demostrar que los esfuerzos y deformaciones están relacionados por medio de las ecuaciones siguientes a través de los módulos de Lamé. Sin embargo, es común usar cuatro constantes elásticas adicionales: módulo de Young (E), relación de Poisson (σ), parámetro volumétrico de incompresibilidad (K) y el módulo de rigidez (μ).

El módulo de Young, se define como la relación entre un esfuerzo aplicado puramente longitudinal y su correspondiente elongación. Mediante una ecuación matemática, se expresa como:

$$P_{\ell} = E \frac{\Delta \ell}{\ell}$$

Ecuación 4 Esfuerzo longitudinal

donde: E = módulo de Young

$$\frac{\Delta \ell}{\ell} = \text{deformación longitudinal}$$

$$P_{\ell} = \text{esfuerzo longitudinal}$$

Para el esfuerzo transversal, el módulo se denomina rigidez, y se relacionan mediante la ecuación:

$$P_{\sigma} = \mu \varepsilon_{\sigma}$$

Ecuación 5 Esfuerzo transversal

Donde: P_{σ} = esfuerzo transversal

μ = módulo de rigidez

ε_{σ} = deformación transversal

Para esfuerzos volumétricos la constante de elasticidad es denominada incompresibilidad; en términos de una ecuación sería:

$$P_v = K \left(\frac{\Delta v}{v} \right)$$

Ecuación 6 Esfuerzo volumétrico

K = módulo de incompresibilidad, inverso de la compresibilidad.

P_v = esfuerzo volumétrico

$\frac{\Delta v}{v}$ =deformación volumetrica

Se ha demostrado experimentalmente que el módulo “K”, depende del módulo de incompresibilidad de los fluidos que ocupan el espacio poroso en las rocas, mientras que el módulo de rigidez “ μ ” no es afectado drásticamente por el fluido que ocupa el espacio poroso. Por consiguiente, cuando el hidrocarburo (compresible) reemplaza a los fluidos del espacio poroso, la velocidad de la onda “P” decrecerá significativamente, mientras que la velocidad de la onda “S” aumentará ligeramente, debido a un decremento en la densidad volumétrica del material. Por tanto, la relación de velocidades (compresiva a la cortante), es un parámetro indicador de la presencia de hidrocarburos en el espacio poroso de las

rocas. Esta consideración es la base fundamental de la determinación directa de hidrocarburos usando los atributos sísmicos. La figura 6 muestra la relación que existe entre los parámetros elásticos con la velocidad de las ondas en un medio elástico e isotrópico (Hilterman, 2001).

$$V_p(\text{km/s}) = \alpha = \sqrt{\frac{K + 4/3\mu}{\rho}}$$

$$V_s(\text{km/s}) = \beta = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$$

K = es el modulo volumétrico en Gpa. 1GPa = 1.45×10^5 psi
 μ = Modulo de cizalla en Gpa
 ρ = densidad en g/cm^3

Figura 5. Velocidad compresiva y cortante de la energía sísmica en un medio elástico e isotrópico

La relación de Poisson se determina relacionando la velocidad compresional (α), a la velocidad rotativa (β), de acuerdo con la siguiente expresión:

Definiendo la relación de velocidades: $\gamma = (\alpha/\beta)^2$, se obtiene el módulo de Poisson, que en términos de la relación de velocidades se expresa como:

$$\sigma = \left(\frac{\gamma - 2}{2(\gamma - 1)} \right)$$

Ecuación 7 Relación de Poisson

La Figura 6 muestra la gráfica de la relación de Poisson en función de la relación de velocidades γ . Desde el punto de vista teórico, se observa que cuando γ tiende a aumentar, el módulo de Poisson tiende a ser igual a 0.5, lo cual implica materiales que presentan una rigidez baja.

Cuando el material tiene un módulo de Poisson cercano a cero la relación de las velocidades tiene un valor que tiende a 1.41, que es el valor esperado en promedio, para litologías que podría contener hidrocarburos en el subsuelo (Brandi, 2015).

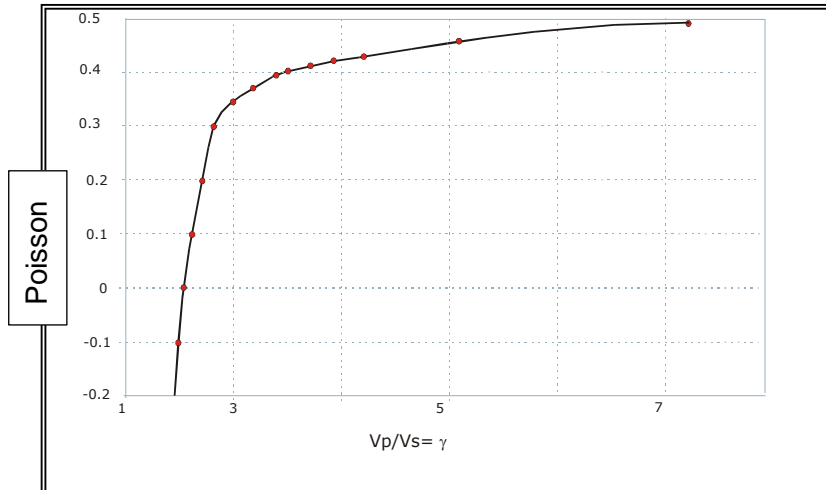


Figura 6 Gráfica de la relación V_p/V_s contra el Módulo de Poisson.

3.1.2 Física de rocas

Para poder establecer tendencias regionales y locales de las propiedades de roca, una de las tareas principales en el análisis de la amplitud sísmica es identificar si una anomalía se debe a variación de propiedades de la roca. Sabemos que la velocidad es afectada por los cambios de a) módulos elásticos, b) densidades y condiciones del medio ambiente. Algunos de los primeros factores que afectan la velocidad son (Hilterman, 2001):

La densidad de la matriz- Las variaciones de densidad son comúnmente el principal componente del coeficiente de reflexión para material no consolidado, mojado y poco profundo (Hilterman, 2001).

La densidad del fluido- Para cualquier tipo de litología, las variaciones del fluido en los poros cambian significativamente la velocidad compresiva y la velocidad cortante varía ligeramente en las rocas (Hilterman, 2001).

Edad/Profundidad- La edad por sí misma no afecta la velocidad de la roca, son todos los factores que ocurren en el transcurso del tiempo, como son, por ejemplo; incremento de la cementación, pérdida de la porosidad, compactación, cambios diagenéticos. Para rocas no consolidadas, la velocidad tiende a incrementar linealmente con la profundidad o más exactamente, con incremento en la presión efectiva (Hilterman, 2001).

Saturación de agua- Se ha observado en diversas litologías, que un pequeño porcentaje de gas en los poros modifica la velocidad compresiva en la roca decreciendo significativamente comparada con litología saturada completamente de agua en los poros. No obstante, una vez que la roca es saturada con el 5 hasta 10% de gas un incremento adicional, tiene un pequeño efecto en la velocidad de la roca. Lo que significa que la respuesta de amplitud de un yacimiento de gas económico tiene el mismo efecto que un yacimiento de gas pobre (Hilterman, 2001).

Porosidad- Hay numerosas formulas empíricas derivados de análisis de registros realizados por años para evaluar la porosidad del yacimiento en términos del viaje de tiempo del registro sísmico. La porosidad altera tanto la densidad de la roca y sus módulos elásticos, tal que cuando la porosidad incrementa la velocidad disminuye (Hilterman, 2001).

Cementación- La cementación de los granos se incrementa normalmente con la edad, reduciendo la porosidad e incrementando el módulo elástico de la roca. Por lo tanto, la cementación incrementa la velocidad (Hilterman, 2001).

Presión de Poro y Presión de Sobrecarga- Si la presión de sobrecarga se incrementa mientras se mantiene la presión de poro constante, la matriz será oprimida y el módulo elástico de la roca aumentará mientras la densidad cambiará ligeramente. Similarmente, si la presión de poro se incrementa mientras la presión de sobrecarga permanece igual, el poro del fluido tiende a soportar más la sobrecarga y la formación presentará una velocidad menor. Este último escenario está relacionado con el concepto de presión anormal de las formaciones (Hilterman, 2001).

Contenido de arcilla- Normalmente la velocidad de onda P decrece conforme aumenta el contenido de arcilla. La dirección de la velocidad cambia dependiendo como este distribuida la arcilla dentro de la roca.

Conocer qué factor de los enlistados arriba afecta más a la velocidad, es una tarea que debe ser determinada individualmente para cada yacimiento (Hilterman, 2001).

Relaciones empíricas entre velocidad y densidad

Las relaciones empíricas de velocidad-densidad son utilizadas para distintos objetivos en la exploración petrolera, como la de generar registros de pozo faltantes, para control de calidad en zonas cuestionables o explicar anomalías de amplitud sísmica. En análisis de AVO las relaciones Velocidad-Densidad se han utilizado para predecir la velocidad de onda S de otros registros y también para predecir cambios de velocidad cuando el poro-fluido es variado (Hilterman, 2001).

Existen varias relaciones, Gardner y Gregory (1974) trataron de ajustar gráficas cruzadas de velocidad-densidad para varias litologías para así identificar líneas de tendencia de arcilla y arena, Castagna y Backus (1993), extendieron el trabajo de Gardner para desarrollar transformaciones de velocidad-densidad para diversas litologías.

Wyllie *et. al.* (1958) propusieron la relación empírica entre velocidad y porosidad para un medio poroso saturado de agua intersticial, expresado en términos de intervalos de tiempo de viaje ($\mu\text{s}/\text{ft}$):

$$\Delta t = (1 - \phi)\Delta t_{ma} + \phi\Delta t_{fl}$$

Ecuación 8 Ecuación de Wyllie

La ecuación de Wyllie representa el tiempo total que la energía sísmica toma al propagarse por los poros y la matriz de la roca individualmente. La industria ha generado diversas transformaciones de velocidad-densidad y cada una tiene sus propias limitaciones. Los errores en la estimación de la curva *in-situ* de los factores mencionados anteriormente afectará la modelación de AVO en la sustitución de fluidos, por eso se debe de tener un buen control con datos de geología (Hilterman, 2001).

Otras transformaciones son las relaciones funcionales entre velocidad, porosidad y contenido de arcilla, que a la vez se puede relacionar con la relación de Poisson.

Pickett 1963, introdujo el concepto que la relación V_p/V_s que puede ser usado para identificar litologías. Oastrander 1984 infirió que la relación de V_p/V_s puede ser inferida del gather sísmológico y lo utilizó para la prospección directa de hidrocarburos. Castagna & Backus 1993 publicaron investigaciones aplicadas en terrígenos identificando la línea de las arcillas obtenidas de las gráficas cruzadas, la cual se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$V_p = 1.16V_s + 1.36$$

Ecuación 9 Línea de arcilla de Castagna

Greenberg y Castagna (1992) publicaron adicionalmente la relación de V_p a V_s en su investigación de Sustitución de Fluidos, basada en la ecuación de Gassman.

Relaciones para el módulo volumétrico K

La velocidad de propagación de la energía sísmica V_p y V_s se expresan realmente como una función de los módulos efectivos, K_{ef} y μ_{ef} que consideran los efectos de la litología, de los poros y del fluido contenido en los poros. Estos módulos representan a escala macroscópica del material.

$$K_{ef} = f(K_{ma}, K_{fl}, K_{dry}, \phi)$$

Ecuación 10 Compresibilidad efectiva

El modelo es usado para estimar el módulo volumétrico efectivo y considera los componentes minerales (granos), K_{ma} y el módulo volumétrico del fluido contenido en los de poros K_{fl} , además de la porosidad. Baztle y Wang (1992) ofrecen un modelo, para el cual debemos conocer el módulo volumétrico de agua y del hidrocarburo que se tiene que expresar en términos de la porosidad, presión y salinidad, se requiere conocer la relación gas/aceite, el número de API, además la gravedad específica del gas.

El coeficiente de Biot permite estimar el módulo volumétrico de la roca seca K_{dry} que es un elemento muy importante para validar las interpretaciones obtenidas de la variación de la amplitud contra el offset, proporcionando un parámetro adicional al análisis en el dominio del preapilamiento (Hilterman, 2001). Se han desarrollado diversas aproximaciones empíricas para estimar K_{dry} basadas en otras propiedades conocidas de la roca pero todas estas técnicas están relacionadas al coeficiente de Biot, el cual se define a continuación.

$$B = \text{Coeficiente de Biot} = (1 - K_{dry}/K_{ma})$$

Ecuación 11 Coeficiente de Biot

A. Miembro de extremo en $\phi=0$

$$K_{dry}=K_{ma}$$

B. Miembro de extremo en $\phi=1$

$$K_{dry}=0$$

$$0 \leq K_{dry}/K_{ma} < 1$$

$$0 < B \leq 1$$

El coeficiente de Biot está en función de K_{ma} (incompresibilidad de matriz) y K_{Dry} (incompresibilidad de roca seca) el cual puede ser estimado. El coeficiente de Biot (B toma valores de 0 a 1, donde el cero se refiere a sedimentos bien consolidados y el 1 se refiere a sedimentos no consolidados (Hilterman, 2001).

3.1.2.1 Ecuación de Gassman

Gassman generó una ecuación que relaciona el módulo volumétrico efectivo de una roca con la matriz de la roca K_{ma} , roca seca K_{dry} , el fluido K_{fl} , y la porosidad ϕ .

La ecuación de Gassman puede ser separada en dos componentes: La roca seca y el fluido.

$$\rho V_p^2 = K_{dry} + \frac{4}{3} \mu_{dry} + \frac{(1 - K_{dry}/K_{ma})^2}{(1 - \phi - K_{dry}/K_{ma}) 1/K_{ma} + \phi/K_{fl}}$$

$$\rho V_s^2 = \mu_{dry}$$

Ecuación 12 Ecuación de Gassman

Donde,

V_s =Velocidad de la onda S
 V_p = Velocidad de la onda P
 ρ = densidad
 ϕ = porosidad
 K_{dry} = Modulo volumétrica roca seca

μ_{dry} = Modulo de cizalla roca seca = μ_{wet}
 K_{ma} = Modulo volumétrico de la matriz (minerales)
 K_{fl} = Modulo volumétrico del fluido contenido en el poro.

1

Una vez que las variables en la ecuación de Gassman son resueltas para el caso original, el caso de sustitución de fluidos sucede de manera directa. Con una descripción del nuevo fluido en el poro que se desea reemplazar, con su respectiva nueva densidad y nuevo módulo volumétrico K_{fl} para proceder a calcular el nuevo escenario de sustitución de fluidos, a fin de estimar la nueva V_p y V_s con el nuevo fluido (Hilterman, 2001).

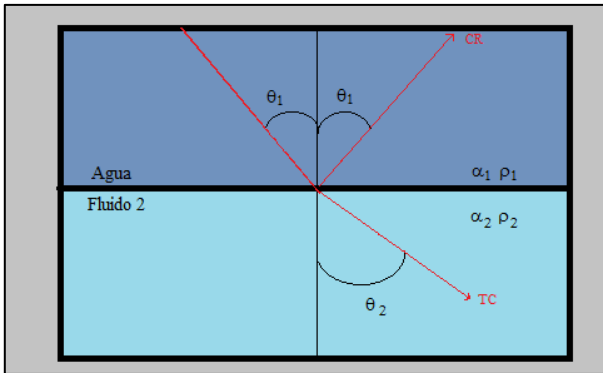
3.1.3 Ecuación de Zoeppritz

En una incidencia normal, es decir de ángulo cero solo tenemos dos componentes verticales asociadas: una onda normal reflejada y una onda transmitida vertical, es lo que se estudia en la sísmica apilada. En contraste cuando la onda P tiene una incidencia oblicua (con ángulo) en una interface horizontal tenemos cuatro componentes asociadas: Onda P reflejada y onda P transmitida; así como onda S reflejada y onda S transmitida (Hilterman, 2001).

En la década de los cuarenta Muskat y Meres (1940) describían los efectos de la medición de las ondas reflejadas a diferentes ángulos de incidencia convirtiéndose en pioneros del estudio de la variación de las Amplitudes con el Offset (AVO). Koefoed (1955), Ostrander (1984) utilizan el AVO para predecir la presencia de hidrocarburos.

Interface fluido-fluido

Comenzamos por analizar una interface fluido-fluido para determinar la ecuación del coeficiente de reflexión (Ecuación 9) que es parte integral para descifrar los efectos del fluido en el poro (Hilterman, 2001).



$$CR(\theta_1) = \frac{\rho_2 \alpha_2 \cos \theta_1 - \rho_1 \alpha_1 \cos \theta_2}{\rho_2 \alpha_2 \cos \theta_1 + \rho_1 \alpha_1 \cos \theta_2}$$

Ecuación 13 coeficiente de reflexión

$$\text{Ley de Snell} = \frac{\text{sen} \theta_1}{\alpha_1} = \frac{\text{sen} \theta_2}{\alpha_2}$$

Ecuación 14 Ley de Snell

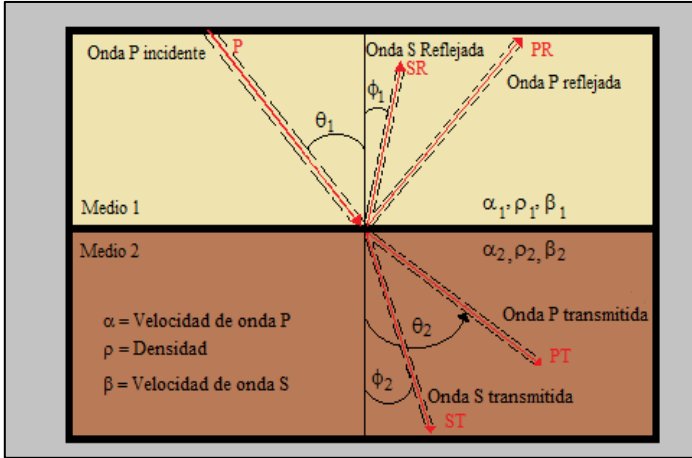
Figura 7 Diagrama de la Interface Fluido-Fluido

La ecuación 13 satisface la condición del ángulo de la reflexión post-crítico. La amplitud de la reflexión para el ángulo incidente $CR(\theta_1)$, es dependiente del ángulo de transmisión θ_2 . Si el ángulo incidente excede de $\text{sen}^{-1}(\alpha_1/\alpha_2)$, la reflexión comienza a ser crítica. El coeficiente de reflexión superior en magnitud al ángulo crítico de onda P transmitida no existe para ángulos incidentes superiores al ángulo crítico, ya que tiene una parte imaginaria lo que significa que la forma de la onda exhibe un cambio de fase (Hilterman, 2001).

Interface sólido-sólido

La interface solido-solido considera la adición de la onda S, y todos los posibles eventos generados de una onda P incidente como fuente en una sola interface rápidamente se hace complicada, nos concentraremos solamente en las ondas reflejadas y transmitidas.

La figura 9 muestra la notación principal de las trayectorias de rayo para la onda P y S. Con la ayuda de la Ley de Snell (Ecuación 15), queda definida la dirección de todas las trayectorias de rayo. Se necesita asociar amplitudes con cada una de las cuatro ondas generadas por la onda PP incidente. En total son 16 expresiones diferentes para cada coeficiente de reflexión considerando dirección incidente hacia abajo y dirección hacia arriba para fuentes de onda S y P. La Ecuación 16 presenta las ecuaciones de Zoeppritz (Hilterman, 2001).



Ley de Snell

$$\frac{\text{sen}\theta_1}{\alpha_1} = \frac{\text{sen}\theta_2}{\alpha_2} = \frac{\text{sen}\phi_1}{\beta_1} = \frac{\text{sen}\phi_2}{\beta_2}$$

Ecuación 15 Ley de Snell

Figura 8 Diagrama para la interface Solido-Solido

$$\begin{pmatrix} \text{sen}\theta_1 & \cos\phi_1 & -\text{sen}\theta_2 & \cos\phi_2 \\ -\cos\theta_1 & \text{sen}\phi_1 & -\cos\theta_2 & -\text{sen}\phi_2 \\ \text{sen}2\theta_2 & \frac{\alpha_1}{\beta_1}\cos2\theta_1 & \frac{\rho_2\beta_2^2\alpha_1}{\rho_1\beta_1^2\alpha_2}\text{sen}2\theta_2 & -\frac{\rho_2\beta_2\alpha_1}{\rho_1\beta_1^2}\cos2\phi_2 \\ \cos2\phi_1 & -\frac{\beta_1}{\alpha_1}\text{sen}2\phi_1 & -\frac{\rho_2\alpha_2}{\rho_1\alpha_1}\cos2\phi_2 & -\frac{\rho_2\beta_2}{\rho_1\alpha_1}\text{sen}2\phi_2 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} PR \\ SR \\ PT \\ ST \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\text{sen}\theta_1 \\ -\cos\theta_1 \\ \text{sen}2\theta_1 \\ -\cos2\phi_1 \end{pmatrix}$$

Ecuación 16 Ecuaciones de Zoeppritz

3.1.3.1 Aproximaciones lineales de las ecuaciones de Zoeppritz

Bortfeld (1961) generó varias fórmulas para calcular coeficientes de reflexión para la onda P y S (Ecuación 17 y Ecuación 18) en función del ángulo incidente. Un aspecto importante de las ecuaciones de Bortfeld es la visión que proporcionan al intérprete en la predicción de cómo varía la amplitud contra el *offset* en función de las propiedades de la roca (Hilterman, 2001). El primer término en la ecuación de Bortfeld del coeficiente de reflexión de onda P es el coeficiente de reflexión fluido-fluido, el segundo término ha sido llamado término de rigidez por su dependencia a la velocidad de la onda S y por lo tanto al módulo de cizalla-rigidez (Ecuación 17).

$$R_{PP} \approx \underbrace{\frac{\rho_2 \alpha_2 \cos \theta_1 - \rho_1 \alpha_1 \cos \theta_2}{\rho_2 \alpha_2 \cos \theta_1 + \rho_1 \alpha_1 \cos \theta_2}}_{\text{Factor Fluido}} + \underbrace{\left(\frac{\text{sen} \theta_1}{\alpha_1}\right)^2 [\beta_1 + \beta_2] \left[3(\beta_1 - \beta_2) + 2\left(\frac{\beta_2 \rho_1 + \beta_1 \rho_2}{\rho_2 + \rho_1}\right)\right]}_{\text{Factor Rigidez}}$$

Ecuación 17 Coeficiente de reflexión de onda PP de Bortfeld

$$R_{PS} \approx -\tan \theta_4 \left\{ \left(\frac{\alpha_1 + \alpha_2}{\beta_1 + \beta_2}\right) \left(\frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_2 + \rho_1}\right) + 4 \left[\left(\frac{\beta_2 - \beta_1}{\beta_2 + \beta_1}\right) + \frac{1}{2} \left(\frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_2 + \rho_1}\right) \right] \cos(\theta_1 + \theta_4) \right\}$$

Ecuación 18 Coeficiente de reflexión de onda PS de Bortfeld

La ecuación de Aki & Richards (1980) (Ecuación 19) enfatiza la contribución de las variaciones de las velocidades de onda P y onda S, así como la densidad. (Shuey, 1985) retomó las contribuciones de Koefoed (1955) para enfatizar la dependencia de la amplitud con la relación de Poisson (Ecuación 20). Una versión más corta que muestra la dependencia funcional del intercepto (A) y del gradiente (B) es la Ecuación 21, que es la manera común de indicar como varia el ángulo de reflexión con respecto al offset para la energía incidente de la onda P.

$$RC(\theta) \approx \frac{1}{2} \left(1 - \frac{4\beta^2}{\alpha^2} \text{sen}^2 \varnothing\right) \frac{\Delta \rho}{\rho} + \frac{1}{2 \cos^2 \varnothing} \frac{\Delta \alpha}{\alpha} - \frac{4\beta^2}{\alpha^2} \frac{\Delta \beta}{\beta} \text{sen}^2 \varnothing$$

Ecuación 19 Ecuación Aki y Richards

$$RC(\theta) \approx NI_p + \left[A_0 NI_p + \frac{\Delta \sigma}{(1 - \sigma)^2} \text{sen}^2 \varnothing + \frac{1}{2} \frac{\Delta \alpha}{\alpha} (\tan^2 \varnothing - \text{sen}^2 \varnothing) \right]$$

Ecuación 20 Aproximación Lineal de Shuey

$$R(\theta) \approx A + B \text{sen}^2 \theta$$

Ecuación 21 Aproximación de Shuey de la forma del intercepto (A) y gradiente (B)

$RC(\theta)$ = Amplitud de la reflexión para el ángulo incidente θ .

$\Delta\alpha$ =diferencia en la velocidad de onda P $=\alpha_2 - \alpha_1$

$\Delta\beta$ =diferencia en la velocidad de la onda S $=\beta_2 - \beta_1$

$\Delta\rho$ =diferencia en la densidad $=\rho_2 - \rho_1$

$\Delta\sigma$ =diferencia en la relación de Poisson $=\sigma_2 - \sigma_1$

α =promedio de la velocidad de onda P $= (\alpha_2 + \alpha_1)/2$

β =promedio de la velocidad de onda S $= (\beta_2 + \beta_1)/2$

ρ =promedio de la densidad $= (\rho_2 + \rho_1)/2$

σ =promedio de la relación de poisson $= (\sigma_2 + \sigma_1)/2$

\emptyset =promedio del ángulo incidente y del ángulo transmitido

En la ecuación de Shuey

$$NI_P = 1/2 \left[\Delta\alpha/\alpha + \Delta\rho/\rho \right]$$

$$A_0 = B - 2(1 + B) \left[\frac{(1 - 2\sigma)}{(1 - \sigma)} \right],$$

$$B = \left[\frac{(\Delta\alpha/\alpha)}{(\Delta\alpha/\alpha) + (\Delta\rho/\rho)} \right],$$

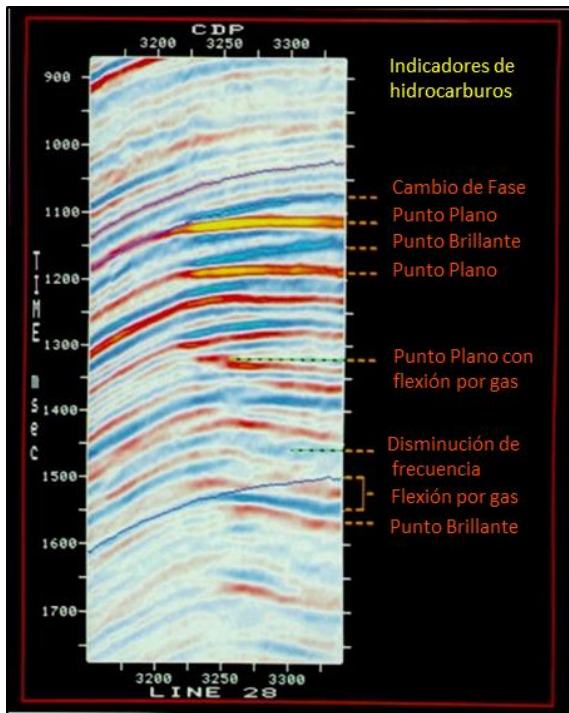
Tabla 2 Notación de propiedades de la roca en las ecuaciones.

3.1.4 Reconocimiento de hidrocarburos

En la década de los setentas, a partir de los avances de tecnológicos en la computación, la revolución en el procesamiento de datos sísmicos e interpretación se propició que los yacimientos de hidrocarburos pudieran ser detectados como eventos sísmicos que tienen una alta amplitud que contrastan significativamente con los reflectores circundantes. Esta hipótesis revolucionó la forma de interpretar en la industria petrolera y el uso del concepto del “punto brillante” trajo grandes beneficios económicos a las compañías (Hilterman, 2001).

Las técnicas de interpretación siguieron avanzando para llegar a los Indicadores Directos de Hidrocarburos (IDH). En esencia, si las propiedades petrofísicas del subsuelo cambian por una variación en los fluidos contenidos en los poros, entonces debe haber métodos adicionales para reconocer los hidrocarburos a partir de la información sísmica (Hilterman, 2001).

La anomalía denominada “punto brillante” aparece en arenas que tienen impedancias acústicas significativamente menores que la impedancia acústica de los sedimentos encajonantes.



La anomalía llamada “punto opaco” se presenta en rocas con alta presencia de material calcáreo subyaciendo a material arcilloso. Esta anomalía es una reflectividad positiva reducida por la presencia de hidrocarburos (Brown, 2011).

Una de las anomalías más difíciles de identificar en la sección apilada es el “cambio de fase”, en donde la polaridad de la reflexión cambia de negativa a positiva, partiendo de una zona con hidrocarburos a otra porción saturada de agua. La dificultad radica en que el cambio de polaridad puede ser debido a una falla o un posible problema de procesamiento de la información sísmica (Hilterman, 2001).

Figura 9 Indicadores de Hidrocarburos (Brown, 2011)

El indicador de hidrocarburos más claro es un punto brillante acompañado de un “evento plano”, el evento plano está asociado a una reflexión de la interface entre dos fluidos (Hilterman, 2001).

Hoy en día también se toman en cuenta otros indicadores de hidrocarburos tales como los cambios de velocidad, de frecuencia, de ondícula y por supuesto los cambios de la amplitud respecto al *offset*.

3.1.5 Clasificación AVO

La clasificación de Rutherford y Williams (1989) de las curvas de los coeficientes de reflexión mostradas en la figura 10 se han convertido en el estándar. La clasificación fue desarrollada para reflexiones de formaciones saturadas de hidrocarburos (Hilterman, 2001).

La pendiente del coeficiente de reflexión es negativa para todas las clases es decir que la amplitud de la reflexión decrece con el ángulo de incidencia. No obstante, la amplitud absoluta puede incrementarse con el ángulo de incidencia como se muestra en la Clase 2 y 3 que son anomalías de AVO para arenas saturadas de hidrocarburos ligeros. Castagna (1998) encontró que ciertas anomalías Clase 3 saturadas de gas, pueden tener un decrecimiento lento de la amplitud respecto al *offset*. Éstas fueron nombradas Clase 4 ver figura 11. La Clase 1 son arenas con alta impedancia y decremento de efecto AVO en la que la cresta decrece con el *offset* y puede cambiar la polaridad en *offsets* lejanos.

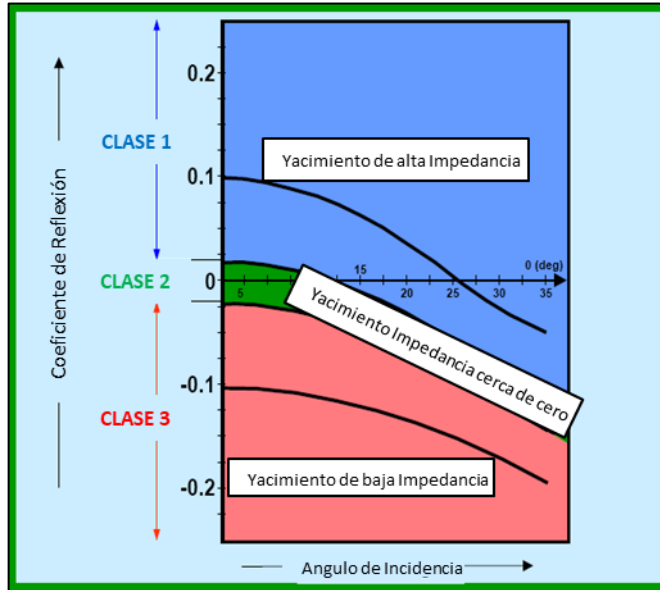


Figura 10 Clasificación Rutherford y Williams (1989) para las curvas de los coeficientes de Reflexión

En un principio, el análisis AVO se realizaba en gráficas cruzadas (Figura 11). Castagna, *et al.* (1998) sugieren que las arenas con hidrocarburos que están cubiertas por arcilla deben ser clasificadas de acuerdo con la localización en los planos intercepto contra gradiente (A-B) en lugar de solo clasificarse por el coeficiente de reflexión. Las arenas de Clase I son de mayor impedancia que la formación que las sobreyace, ello ocurre en el cuadrante IV del plano A-B, el coeficiente de reflexión de la incidencia normal es positivo mientras que el gradiente de AVO es negativo y el coeficiente de reflexión decrece con el incremento del offset. Las arenas Clase II tienen aproximadamente la misma impedancia que la capa que las sobreyace, tienen un comportamiento de AVO altamente variable y pueden ocurrir en cuadrantes II, III o IV del plano A-B. Las arenas Clase III son de más baja impedancia que la unidad que las sobreyacen y el gradiente en valor absoluto aumenta contra el offset, este tipo de arenas frecuentemente producen un punto brillante.

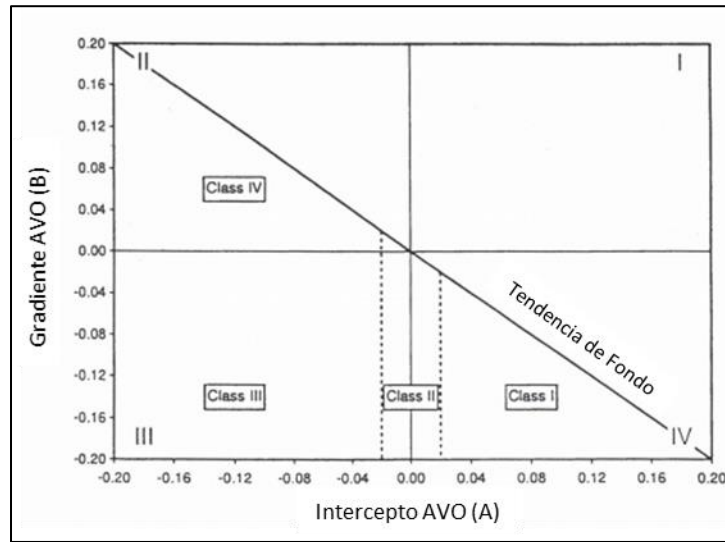


Figura 11 Gráfica de Gradiente e Intercepto

Esta nueva clasificación es idéntica a la de Rutherford y Williams (1989) para arenas Clase I (contraste de alta impedancia) y Clase II (contraste de baja impedancia). No obstante, difiere en la Clase III (contraste de baja impedancia) ya que éstas pueden ser subdivididas en Clases, III y IV. Las arenas Clase IV son altamente significantes ya que exhibe un comportamiento AVO contrario a lo anteriormente establecido y ocurre en muchas cuencas del mundo, incluyendo el Golfo de México (Castagna y Swan, 1997)

La interpretación de las variaciones de amplitud con respecto al *offset* (AVO) se facilitan con las gráficas cruzadas del intercepto y el gradiente del AVO. Bajo ciertos conceptos petrofísicos las arenas saturadas de salmuera y las lutitas siguen una tendencia bien definida como de sedimento de fondo (*background*) en el plano A-B (Castagna & Backus, 1993). Generalmente la relación funcional entre A y B es negativa para las rocas circundantes (*background*) y también la pendiente de esta relación funcional es correlacionable con los valores de la relación V_p/V_s (Castagna, *et al.*, 1998).

Castagna (1998) sugiere que la línea de tendencia de las lutitas debe pasar por el origen en una gráfica A-B, además la tendencia depende solo de la litología de fondo de la relación V_p/V_s . En la Figura 12 se muestra que con el incremento en V_p/V_s la pendiente de la tendencia línea de lutitas se hace más positiva (la tendencia rota a contrarreloj para "A" a lo largo del eje x). Esto es debido a que V_p decrece (por lo tanto, la relación V_p/V_s aumenta)

y la pendiente de la tendencia de fondo comienza a hacer más positiva (Castagna, *et al.*, 1998).

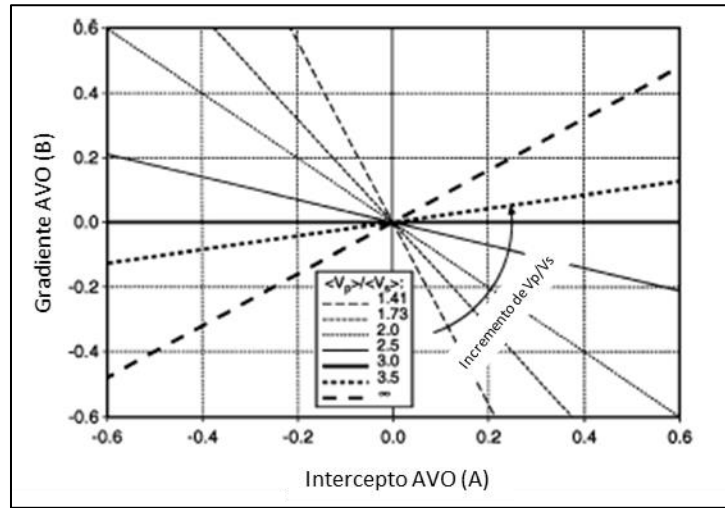


Figura 12 Posición de la línea de tendencia dependiendo de la relación V_p/V_s . Los coeficientes de reflexión de offset cero (A) versus el gradiente de AVO (B) asumen un V_p/V_s constante y una densidad Gardner (constante que depende de la velocidad de la carga litostática).

En la interpretación de la gráfica cruzada intercepto contra gradiente las desviaciones de la tendencia de fondo pueden ser indicadores de hidrocarburos o de litología con anomalías en sus propiedades elásticas. (Castagna, *et al.*, 1998). Los puntos que caen lejos de la línea de tendencia de lutitas dependen del contraste de la relación de V_p y de V_s . La distancia de los puntos con respecto a la línea de tendencia depende de la incompresibilidad del fluido contenido en el poro de la roca, lo que implica que la distancia se incrementa cuando se incrementa la incompresibilidad. Las reflexiones de arenas saturadas de agua están más cercanas a la línea de **background** que a la zona de hidrocarburos (Castagna, *et al.*, 1998) (Foster, *et al.*, 2010). La porosidad también puede producir cambios en la impedancia acústica pero no en la relación V_p/V_s , dando como resultado cambios en la respuesta de AVO paralelamente y a lo largo de la línea de fluido (Foster, *et al.*, 2010).

La clasificación de las anomalías de AVO se hace de forma subjetiva, por lo que se utiliza herramientas como la relación V_p/V_s , ya que esta depende del tipo del fluido contenida en los poros de la roca y la posición de la tendencia de arena-gas depende de su contraste de impedancia acústica de las rocas circundantes (Foster, *et al.*, 2010).

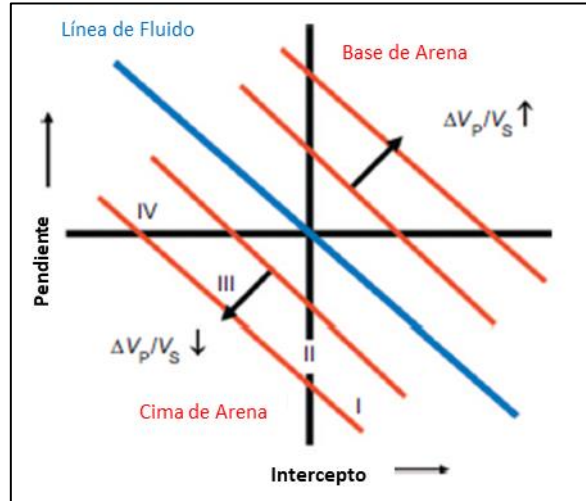


Figura 13 Gráfica del Intercepto y gradiente que muestran la línea de Fluido, base y cima de la arena.

En la gráfica cruzada mostrada en la Figura 13, el eje horizontal representa el intercepto A y el eje vertical el gradiente B. Se puede identificar la respuesta de AVO de la cima de la arena para cuatro clases de arena con gas, la clase depende del contraste de la relación V_p/V_s como se dijo anteriormente dependerá del fluido contenido en los poros de la roca, y a su vez de la impedancia acústica que tenga la arena-gas con respecto a la litología circundante (Foster, *et al.*, 2010).

3.2 Inversión Geoestadística

3.2.1 Inversión sísmica

El objetivo de la geofísica de exploración es entender o reconstruir la estructura de la tierra de datos grabados sobre o debajo de la superficie terrestre. Para alcanzar este objetivo tenemos que hacer observaciones geofísicas en sus distintos tipos, a estas observaciones se les tiene que procesar. Algunas técnicas de modelado teórico son entonces usadas como herramienta para mejorar nuestro entendimiento de la relación entre el dato observado (respuesta de la tierra) y las variaciones de las propiedades físicas en el subsuelo o discontinuidades que pudieron haber sido generadas (Meju, 1994).

La teoría Inversa es un conjunto de técnicas matemáticas y estadísticas para recuperar eficazmente información sobre un sistema físico a partir de observaciones controladas del sistema. Es directamente concerniente con el análisis de datos experimentales, con el ajuste de modelos matemáticos a esos datos por la estimación de parámetros desconocidos de los modelos y con diseño experimental óptimo (Meju, 1994).

La transformación de cualquier dato geofísico en propiedades físicas de la tierra puede ser planteados como un problema inverso (Bosh *et. al.*, 2010). La inversión geofísica involucra mapear la estructura física y propiedades del subsuelo de la tierra usando medidas hechas en la superficie de la tierra (Russell, 1988).

La mayoría de los procesos geofísicos pueden ser descritos matemáticamente, de esta manera, al conjunto de ecuaciones que caracteriza cada proceso o sistema geofísico se le conoce como la teoría del problema directo. Mientras que en el problema inverso estimamos los parámetros del modelo que satisfacen los datos observados a través de una relación matemática o un modelo, ver Figura 14.

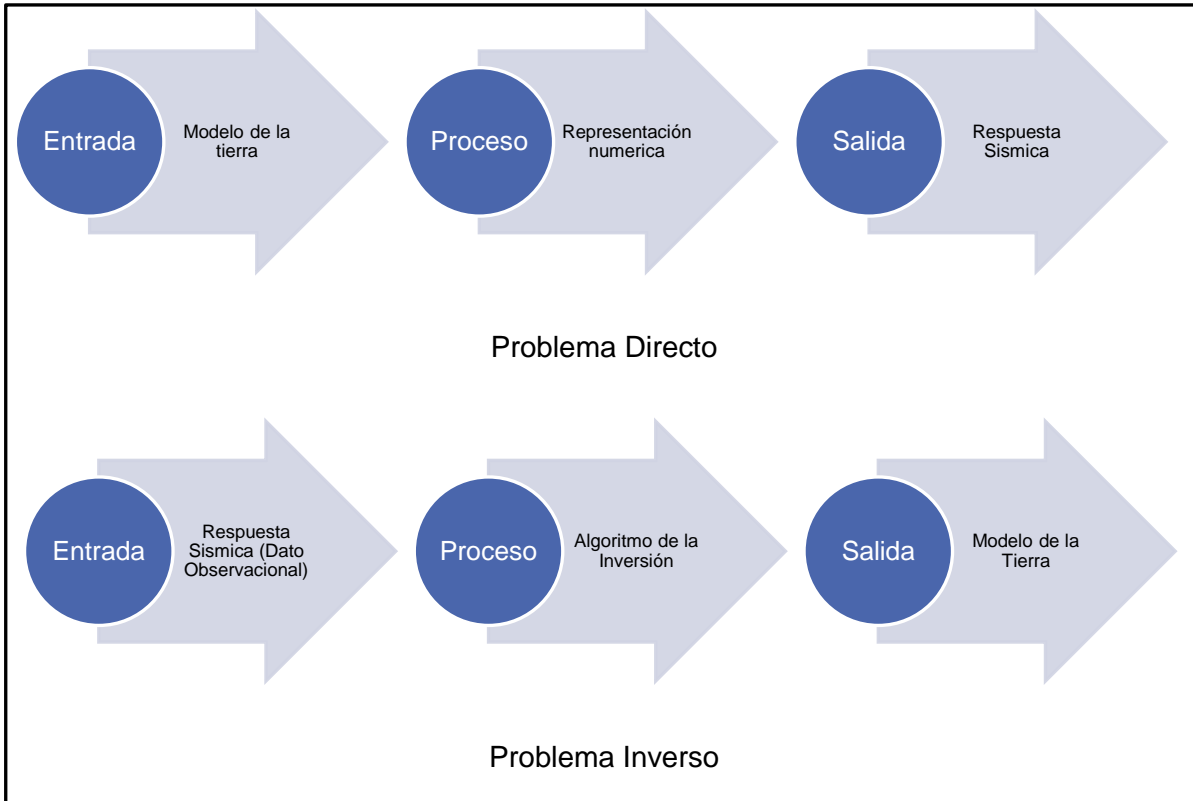


Figura 14 Diagrama del Problema Directo e Inverso

3.2.3 Análisis de multiatributos

El termino de análisis de multiatributos incluye a todos los métodos geoestadísticos que usan más de un atributo sísmico para estimar las propiedades del yacimiento.

Los atributos son extraídos de parámetros básicos de la sísmica (tiempo, amplitud y frecuencia, etc.) con una amplia variedad de herramientas para cuantificar y analizar esta información geológica (Guerrero *et. al.*, 2010), dan información cualitativa de la geometría y de parámetros físicos del subsuelo. Se ha mostrado que la magnitud de la amplitud del dato sísmico es el factor principal para la determinación de parámetros físicos semejantes a la impedancia acústica, coeficientes de reflexión, velocidades o absorción del subsuelo. El componente de la fase de la onda sísmica es el factor principal para determinar el carácter de los reflectores del subsuelo y su configuración geométrica (Taner, 2001).

Cada atributo tiene una utilidad particular que proporciona información sobre el yacimiento y ayuda a predecir propiedades de la roca ya que discriminan características de la onda

relacionadas a las propiedades del fluido en la roca y apoyan las características estructurales y estratigráficas del área cuando son correlacionables con la información de los registros de los pozos (Guerrero, *et al.*, 2010).

Existen diversas clasificaciones de atributos de acuerdo con su uso, y propiedades de yacimiento que influyen en la geometría de la ondícula (Brown A. R., 1996).

Russell (1997) presenta estas cinco ideas claras de los tipos y su importancia en el análisis de multiatributos.

- 1) El uso de atributos instantáneos derivados del dato sísmico. Estos atributos son basados en la definición de la **traza compleja** la cual en su forma polar nos da los tres atributos sísmicos clásicos: La envolvente de la amplitud, fase instantánea y frecuencia instantánea. Matemáticamente:

$$C(t) = s(t) + jh(t)$$

Ecuación 22 Traza compleja

Donde $C(t)$ = traza compleja;
 $s(t)=A(t)\cos\phi(t)$ = la traza sísmica;
 $h(t)= A(t)\sin\phi(t)$ = la traza de la transformada de Hilbert;
 $A(t)=(s^2(t)+h^2(t))^{1/2}$ =envolvente de la amplitud;
 $\phi(t)=\tan^{-1}(h(t)/s(t))$ =fase instantánea;
 y $\omega(t)=d\phi(t)/dt$ =frecuencia instantánea.

- 2) El análisis de cambio de amplitud en la traza sísmica por sí mismo, indica cambios en el tamaño del coeficiente de reflexión. Por ejemplo, si la impedancia acústica muestra cambio fuerte en magnitud, probablemente indique una arena con gas, es decir la información sísmica mostrará el clásico punto brillante.
- 3) La extracción de impedancia acústica a partir de la sísmica por medio de la inversión de la traza. Se puede identificar facies sísmicas y delimitar yacimientos.

-
- 4) El uso del dato pre-apilado para extraer información del intercepto y gradiente y por lo tanto la relación de Poisson o reflectividad de la onda de cizalla. Es utilizado para la identificación directa de hidrocarburos.

 - 5) Atributos que son derivados espacialmente de múltiples trazas semejantes a la coherencia.

3.2.2 Geoestadística

La integración de registros de pozo y el dato sísmico se realiza comúnmente a través del método de inversión sísmica (Russell *et. al*, 2001). El “*quid*” de la cuestión que se debe superar en la inversión es la naturaleza de banda limitada del dato sísmico, la presencia de ruido y el problema del escalamiento de la amplitud. El resultado final de una inversión sísmica es una aproximación a los datos reales, espacialmente extendida mediante la información sísmica, la cual es derivada de curvas de registros sísmicos ajustados en la posición de los pozos. Un modo de mejorar el resultado es agregar información de otros atributos sísmicos semejante a la frecuencia, coherencia, intercepto y gradiente de AVO, etc. Esto requiere un modelo físico que relacione los atributos sísmicos a los datos de registros de pozo. Un enfoque para la integración de registros de pozo y el dato sísmico es usar métodos geoestadísticos semejantes a cokriging y kriging.

Los datos en ciencias de la tierra exhiben una correlación espacial de mayor o menor grado. Entre menor sea la distancia entre dos puntos, mayor será el parecido de estos (Chambers, 2000).

La estadística convencional considera valores de atributos independientes entre sí. Por otro lado, la Geoestadística es la rama de la estadística aplicada que analiza y modela la variabilidad espacial de alguna propiedad, la cual explota la correlación espacial para hacer predicciones en la evaluación de reservas. La variabilidad espacial incluye grados de variabilidad y orientación del fenómeno dentro de una colección de datos (Chambers, 2000).

Nuestro objetivo es realizar el mapeo de la distribución de las propiedades del yacimiento. Sabemos que un mapa es un modelo numérico de una distribución espacial de un atributo (ejemplo, porosidad, permeabilidad, espesor, etc.). La geoestadística basada en mapas

involucra la combinación de dos conjuntos de datos relacionados. El primer conjunto es generalmente una serie de muestras de registros de pozos distribuidas por toda el área del mapa. Estos valores representan algunos parámetros del yacimiento de interés semejante a la porosidad o saturación de agua. El segundo conjunto es derivado de una serie separada de medidas, generalmente del dato sísmico el cual es relacionado en algún modo al primer conjunto de datos (Chambers, 2000).

Dentro del segundo conjunto de datos podemos utilizar una variedad de información sísmica, por lo que realizaremos análisis sísmico de “multiatributos”. La geoestadística bivariada es obviamente el subconjunto simple de técnicas multivariadas y por lo tanto las técnicas estándar de Cokriging pueden ser llamadas geoestadística multivariada (Russell *et. al.*, 1997).

La Geoestadística intenta mejorar predicciones petrofísicas por el desarrollo de diferentes tipos de modelos cuantitativos, para describir lo mejor posible la heterogeneidad del yacimiento.

La técnica geoestadística de cokriging ha sido utilizada en la predicción de porosidad dentro de la industria geofísica (Doyen, 1988) basado en la teoría de Matheron. El objetivo de la técnica de cokriging es usar atributos, como la impedancia acústica, la envolvente de amplitud o frecuencia instantánea etc., como una variable secundaria para guiar la interpolación del dato del registro de pozo (que es llamado la variable primaria).

El sistema tradicional de cokriging combina registros de pozo y atributos sísmicos, pero sólo un dato secundario es permitido en el cálculo (Xu *et. al.*, 2015). Sin embargo, es necesario corroborar con más de un atributo sísmico para soportar una predicción, ya que cada atributo tiene una utilidad particular que ayuda a identificar el yacimiento (Taner, 2001).

Dentro de los conceptos básicos que se exponen en la siguiente parte de este escrito, se describen el método tradicional de cokriging, para continuar con la teoría del cokriging modificado que permite el uso de más atributos.

Matheron en 1962 dijo que la Geoestadística es la aplicación de la Teoría de las variables regionalizadas a la estimación de procesos o fenómenos geológicos en el espacio (Díaz Viera, 2002).

Para explicar el proceso comenzamos por una función aleatoria u definida en una región Ω , entonces el vector $\{u_1, u_2, \dots, u_n\}$ se caracteriza por su **función de distribución de probabilidad** n -variada:

$$F(u) = Pr\{U \leq u\} \in [0,1]$$

Ecuación 23 Función de distribución de Probabilidad

Esta función en la práctica de las ciencias de la tierra es difícil de determinar y sólo se puede esperar inferir **los primeros momentos de la distribución** de la Función Aleatoria U (Díaz Viera, 2002).

El Momento de primer orden consiste en el valor medio o media de U está definido como:

$$m(\underline{u}) = E[U]$$

Ecuación 24 Valor medio

El Momentos de segundo orden es la varianza de u está definida como:

$$\sigma^2(u) = Var[u] = E[\{u - m(u)\}^2]$$

Ecuación 25 La varianza de Z(u)

La covarianza de $Z(u)$ está definida como:

$$C(\underline{u}_i, \underline{u}_j) = E \left[\{u_i - m(\underline{u}_i)\} \{u_j - m(\underline{u}_j)\} \right]$$

Ecuación 26 La covarianza de Z(u)

El semivariograma de u está definida como:

$$2\gamma(\underline{u}_i, \underline{u}_j) = Var \left[u_i - (\underline{u}_j) \right]$$

$$\gamma(\underline{u}_i, \underline{u}_j) = \frac{1}{2} E \left[\{u_i - u_j\}^2 \right]$$

Ecuación 27 Variograma teórico de u .

Estacionaridad de una Función Aleatoria

Otra característica de una función aleatoria es la estacionaridad, si su función de distribución de probabilidad es invariante a cualquier traslación respecto a un vector \underline{h} es estrictamente estacionaria. Es un concepto importante para poder elegir el método adecuado de estimación de propiedades. Pero resulta práctico limitar la hipótesis de estacionaridad a los primeros momentos.

Se dice que una función aleatoria es estacionaria de segundo orden si sus momentos de primer y segundo orden no dependen de la posición.

3.2.2.1 Geoestadística univariada

El método univariado como su nombre lo dice involucra solo una variable, en el caso de este trabajo se tomaron valores de propiedades obtenidas de registros geofísicos (porosidad, relación v_p/v_s y rayos gamma) en los pozos involucrados en el estudio. El método de predicción que utilizaremos es el kriging.

3.2.2.1.1 Análisis estructural

Chambers (2000) describe que el análisis de correlación espacial o también conocido como análisis estructural consiste en: calcular medidas experimentales de continuidad espacial, contabilizar anisotropía y direcciones azimutales; y modelar el variograma experimental para usarlo en el mapeo (variograma o covarianza).

Si los datos fueran muestreados en una malla regular la estrategia del cálculo de búsqueda sería sencillo. Desafortunadamente los datos de pozo raramente están asociados a una forma regular de ubicación, nosotros buscaremos datos dentro de un área, en vez de buscar a lo largo de un simple vector de ahí la importancia del variograma.

El variograma es un valor estadístico que expresa la correlación espacial de todos los valores para cada azimuth y separación de la distancia estudiada.

$$\gamma(h) = \frac{\sum [u_{(i)} - u_{(i+h)}]^2}{2n}$$

Ecuación 28 Variograma experimental de u

Donde $u_{(i)}$ es el valor de la muestra en la posición i ; $u_{(i+h)}$ = el valor de la muestra en la posición $i+h$, h = es la distancia o lag y n = el número de pares de datos.

El (semi)variograma es la suma de las diferencias al cuadrado de todos los pares de datos que caen dentro de una clase (lag) dividido dos veces el número de pares encontrado en un lag específico. Típicamente son examinados todos los pares de muestra que son agrupados en clases (intervalos, lag) de distancia y dirección aproximadamente iguales. Los variogramas aportan una magnitud de la relación observada, o bien, una descripción adecuada de la escala y del patrón de la variación espacial dentro una región dada.

Calcular y graficar a variograma (γ) como una función de incremento de la distancia h resulta en una gráfica de un variograma experimental. Un modelo experimental sirve para conocer las varianzas en cualquier punto, no sólo en distancias específicas de los vectores correspondientes del lag. La modelación espacial no se ajusta a una simple curva, en el sentido de mínimos cuadrados, ya que necesitamos que el modelo seleccionado asegure que la varianza del kriging sea mayor o igual a cero, una condición no satisfecha necesariamente por mínimos cuadrados. Como métodos de ajuste pueden ser usados el Modelo Lineal con meseta, Circular, Esférico, exponencial, Gaussiano o incluso un método de ajuste manual (Díaz Viera, 2002).

La última etapa del análisis estructural es el modelo de crossvalidación, el modelo prueba la calidad del modelo espacial. El procedimiento compara los valores estimados con los valores medidos, calcula los residuales entre valores que se predijeron y los observados por medio de un análisis de varianza.

3.2.2.1.2 Kriging

El kriging es una técnica de estimación local que ofrece “el mejor estimador lineal insesgado” de una característica desconocida que se estudia. Se requiere conocer el momento de segundo orden (ver Ecuación 24 y Ecuación 25) de la función aleatoria (la covarianza o el variograma) y que en la práctica es posible inferir a partir de su realización.

El estimador de kriging se considera óptimo ya que es insesgado y minimiza la varianza de la estimación. A partir de estos dos criterios se derivan las ecuaciones del kriging.

$$\hat{u}_0 = \sum_{i=1}^n a_i \cdot u_i$$

Ecuación 29 Ecuación Kriging

Es decir, el estimador de kriging simple es igual al valor conocido de la variable multiplicado por la correlación que existe entre la variable en el punto objetivo y la variable en el punto de observación, para poder determinar los pesos se requiere que la condición de varianza mínima se satisfaga. La idea es establecer un sistema de ecuaciones que incluya la restricción sobre los valores a's tales que la suma de los pesos debe ser unitaria.

$$\sum_{i=1}^n a_i = 1$$

Ecuación 30 Pesos ponderados

Ecuaciones de kriging en forma matricial

Podemos representar el sistema de ecuaciones del Kriging en forma matricial como sigue:

$$\mathbf{Cv} \bullet \mathbf{a} = \mathbf{Ck}$$

$$\begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & \dots & C_{1n} & 1 \\ C_{21} & C_{22} & \dots & C_{2n} & 1 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ C_{n1} & C_{n2} & \dots & C_{nm} & 1 \\ 1 & 1 & \dots & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_1 \\ a_2 \\ \dots \\ a_n \\ -\mu \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{k1} \\ C_{k2} \\ \dots \\ C_{kn} \\ 1 \end{bmatrix}$$

Ecuación 31 Ecuación de Kriging de forma matricial

La matriz del lado izquierdo de la ecuación Cv son las covarianzas que tienen relación entre las observaciones y se forma a partir de calcular las distancias medias entre los puntos del vecindario, lo que constituye los datos de base para calcular la matriz de las covarianzas espaciales, el vector de las a's a representan los pesos ponderados que se están buscando y el vector de lado derecho de la función Ck son las covarianzas con relación en las observaciones con el punto a estimar. En esta forma se incluyen restricciones a's para garantizar el insesgamiento, minimizar la varianza. Este tipo de problema de minimización con restricciones se resuelve utilizando una técnica denominada *multiplicadores de Lagrange* que μ . Los 1 que complementan las matrices y vectores son condiciones para filtrar el valor desconocido de la media. Se procede a calcular en U_0 se le aplica un peso ponderado a cada valor de los puntos vecinos.

3.2.2.2 Geoestadística multivariada

La estimación conjunta de variables aleatorias regionalizadas, más comúnmente conocida como cokriging (kriging conjunto) es el análogo natural del kriging de una función aleatoria. Mientras que el kriging utiliza la correlación espacial para determinar los coeficientes en el estimador lineal, el cokriging utiliza la correlación espacial y la correlación entre funciones aleatorias al mismo tiempo (Xu *et. al*, 2015).

Las aplicaciones multivariadas que han recibido una mayor atención en la Geoestadística son los casos donde dos o más variables están muestreadas, pero una está menos muestreada que las otras o existen la presencia de errores de muestreo.

Momentos cruzados de segundo orden

En el análisis de varias variables correlacionadas entre sí existen varios momentos de segundo orden que miden el grado de correlación de estas.

Bajo la hipótesis de **estacionaridad** de segundo orden, se puede definir para cada par de variables u_i y v_j la covarianza cruzada como:

$$C_{ij}(h) = E\{[u_{i+h} - m_i][v_j - m_j]\}$$

Ecuación 32 Covarianza Cruzada

Y respectivamente el semivariograma cruzado se define como

$$\gamma_{ij}(h) = \frac{1}{2}E\{[u_{i+h} - u_i][v_{j+h} - v_j]\}$$

Ecuación 33 Semivariograma cruzado

Donde $m_i = E[u_i]$ y $m_j = E[v_j]$ son los valores esperados de la varianza u_i y v_j

3.2.2.2.1 Análisis estructural multivariado

El análisis estructural multivariado que se requiere para el cokriging es mucho más complejo y sofisticado que el que demanda el kriging.

Para modelar los variogramas cruzados de n Funciones Aleatorias se debe estimar y modelar un total de $n(n+1) / 2$ variogramas simples.

Anteriormente se aseguraba que la varianza de combinaciones lineales de la variable de interés era positiva utilizando modelos de variograma. Al incluir más variables, es necesario asegurar que la varianza de combinaciones lineales de estas sea positiva.

Para lograr esto se utiliza el modelo lineal de correogionalización, que establece que los variogramas individuales y el cruzado son combinaciones lineales de modelos de variogramas.

3.2.2.2.2 Cokriging en el caso estacionario

Planteamiento básico de la estimación por cokriging es considerar la estimación de u_0 como una combinación lineal de las observaciones disponibles de u (como ejemplo sería valores de porosidad, resistividad, etc.) más combinaciones lineales de las observaciones de las variables relacionadas (atributos sísmicos).

$$\hat{u}_0 = \sum_{i=1}^n a_i \cdot u_i + \sum_{j=1}^m b_j \cdot v_j$$

Ecuación 34 Ecuación cokriging

Cuando se tiene tan solo una variable secundaria (un solo atributo sísmico), el sistema de ecuaciones del cokriging ordinario es:

$$\begin{bmatrix} C_U & C_{VU} & 1 & 0 \\ C_{UV} & C_V & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a \\ b \\ \mu_1 \\ \mu_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{Zu} \\ C_{Su} \\ 1 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Ecuación 35 Ecuación matricial de cokriging

Con sólo 2 variables se requieren 4 funciones de covarianza. En general, con N variables secundarias se requieren 2^{N+1} funciones de covarianza. Debe existir una correlación lineal entre la variable principal (valores de registro geofísico) y las variables secundarias (atributos sísmicos).

3.2.4.2.3 Cokriging con multiatributos

En el método tradicional de cokriging consiste en una variable primaria y en una variable secundaria, como lo vimos arriba. Para introducir más atributos sísmicos en la estimación, el nuevo sistema de cokriging consiste en una primera y segunda variable que será implementada. El nuevo algoritmo presentado por Xu *et. al*, (2015) explota la correlación cruzada no sólo entre la variable primaria y secundaria, también en las dos variables secundarias.

Se empieza por definir el sistema de cokriging, el cual contiene una variable primaria y otra secundaria.

$$\hat{u}_0 = \sum_{i=1}^n a_i \cdot u_i + \sum_{j=1}^m b_j \cdot v_j + \sum_{k=1}^p c_k \cdot x_k$$

Ecuación 36 Estimación de U en la posición cero por Cokriging

Donde \hat{u}_0 es la estimación de U en la posición cero. u_1, u_2, \dots, u_n es el dato primario en la posición n en este trabajo hablamos de valores puntuales de registros geofísicos; v_1, v_2, \dots, v_m y x_1, x_2, \dots, x_p son el dato secundario en la posición m y posición k los datos secundarios en este caso son atributos sísmicos. $a_1, a_2, \dots, a_n, b_1, b_2, \dots, b_m$ y c_1, c_2, \dots, c_p son los pesos a ser determinados.

La estimación del error puede ser escrito como

$$R = \hat{u}_0 - u_0 = \sum_{i=1}^n a_i \cdot u_i + \sum_{j=1}^m b_j \cdot v_j + \sum_{k=1}^p c_k \cdot x_k - u_0$$

Ecuación 37 Estimación del error

Donde u_1, u_2, \dots, u_n son variables representativas del fenómeno U en la posición n v_1, v_2, \dots, v_m son variables representativas del fenómeno V en las posiciones m y x_1, x_2, \dots, x_p son variables representativas del fenómeno X en las posiciones p . También la Ecuación 37 puede ser reescrita en forma de matriz como

$$R = w^t Z$$

Ecuación 38 Estimación del error en forma matricial

Donde $w^t = (a_1, a_2, \dots, a_n, b_1, b_2, \dots, b_m, c_1, c_2, \dots, c_p - 1)$ y $Z = (u_1, u_2, \dots, u_n, v_1, v_2, \dots, v_m, x_1, x_2, \dots, x_p, u_0)$.

Entonces la varianza de R puede ser expresada como $Var\{R\} = w^t C_z w$

Similarmente al método tradicional de Cokriging, dos condiciones deben ser satisfechas. Los pesos en la ecuación deben ser no sesgados, segundo la varianza del error deben de ser lo más pequeño posible.

Para satisfacer las demandas se utiliza el método multiplicador de Lagrange para minimizar una función con tres restricciones, donde μ_1, μ_2 y μ_3 son los multiples lagrangianos. Se escribe la ecuación en forma de matriz.

$$\begin{pmatrix} C_{uu} & C_{vu} & C_{xu} & 1 & 0 & 0 \\ C_{uv} & C_{vv} & C_{xu} & 0 & 1 & 0 \\ C_{ux} & C_{vx} & C_{xx} & 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} a \\ b \\ c \\ \mu_1 \\ \mu_2 \\ \mu_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} C_{u0u} \\ C_{u0v} \\ C_{u0x} \\ 1 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix}$$

Ecuación 39 La varianza de la estimación del error por el método cokriging

Donde C_{uu} es la auto-covarianza de la primera variable (valor del registro geofísico), C_{vv} es la auto-covarianza de la primera de la variable secundaria que es un atributo sísmico y C_{xx} es la auto-covarianza de la segunda de la variable secundaria que sería el segundo atributo sísmico. C_{uv} es la covarianza cruzada entre la primera variable (registro geofísico) y primera variable secundaria (primer atributo sísmico), C_{ux} es la covarianza cruzada entre la primera y segunda variable secundaria (registro geofísico y segundo atributo sísmico), C_{vx} es la covarianza cruzada de las dos variables secundarias (entre los dos atributos sísmicos), μ_1, μ_2 y μ_3 son los multiplicadores de lagrange y a, b y c son los vectores de los pesos de la primera variable, la primera variable secundaria y la segunda variable secundaria que han de ser determinados. Note que $C_{uv}=C_{vu}$, $C_{ux}=C_{xu}$ y $C_{vx}=C_{vx}$

A este sistema se le pueden agregar más atributos a la variable secundaria.

Para que las fórmulas de los métodos geoestadísticos aquí presentados sean válidas asumimos que el campo es homogéneo e isotrópico. Prácticamente el concepto de homogeneidad está justificado cuando los datos no exhiben un componente sistemático de variaciones espaciales sobre distancias más largas que el promedio de intervalos muestreados. La hipótesis de isotrópico es apropiada cuando el dato no tiene una dirección preferencial de la variabilidad espacial. Los valores de las propiedades físicas son independientes de la posición x.

CAPÍTULO 4 METODOLOGÍA

En el campo estudiado existen 5 yacimientos de Edad Eoceno. No todos los pozos productores tienen hidrocarburos en todos los niveles, y no todos los pozos han sido exitosos, algunos se han reportado inundados, esto deja claro que la variabilidad de propiedad petrofísicas de manera lateral y vertical es alta, de ahí la importancia de dotar de certidumbre las próximas localizaciones.

En este trabajo de investigación, se realizó una inversión geoestadística al nivel de la marca sísmica denominada Eoceno-10.

Los datos de entrada ya están condicionados (registros geofísicos y los gathers) los horizontes a utilizar también ya están interpretados y revisados.

Primero se realizó el análisis de factibilidad, para ver si las anomalías de amplitud halladas en pozos productores se deben a la presencia de hidrocarburos o responde más a la litología, además de elegir los registros geofísicos más adecuados para indicar la presencia de yacimiento, e identificar los valores de estas propiedades que muestran producción de hidrocarburos.

Después se procede a realizar la inversión geoestadística, como se ha explicado la geoestadística basada en mapa involucra la combinación de dos conjuntos de datos relacionados. El primer conjunto es generalmente una serie de muestras de registros de pozos distribuidas por toda el área del mapa, para lo cual se define los registros de interés. El segundo conjunto es derivado de una serie espaciada de medidas, generalmente el dato sísmico el cual es relacionado geo estadísticamente al primer conjunto de datos.

Para integrar la sísmica se realizó un análisis de multiatributos aplicados a la sísmica pre-apilada, tanto de amplitud, frecuencia, fase, con el objetivo de elegir los atributos que mejor representen y discriminen el yacimiento. Como hipótesis se estableció que los mejores registros geofísicos que ayudan a discriminar el yacimiento son: Rayos Gamma, la relación de velocidades (V_p/V_s) y porosidad. El siguiente paso es generar variogramas de los registros de pozo y del dato sísmico. Estos variogramas son usados como datos de entrada para el método de cokriging.

Utilizamos Cokriging para estimar valores de estos parámetros petrofísicos a nivel del Eoceno a fin de proponer un pozo de extensión en el campo. La calidad de los mapas finales puede ser determinada a través de la validación. Ver la metodología en la Figura 15.

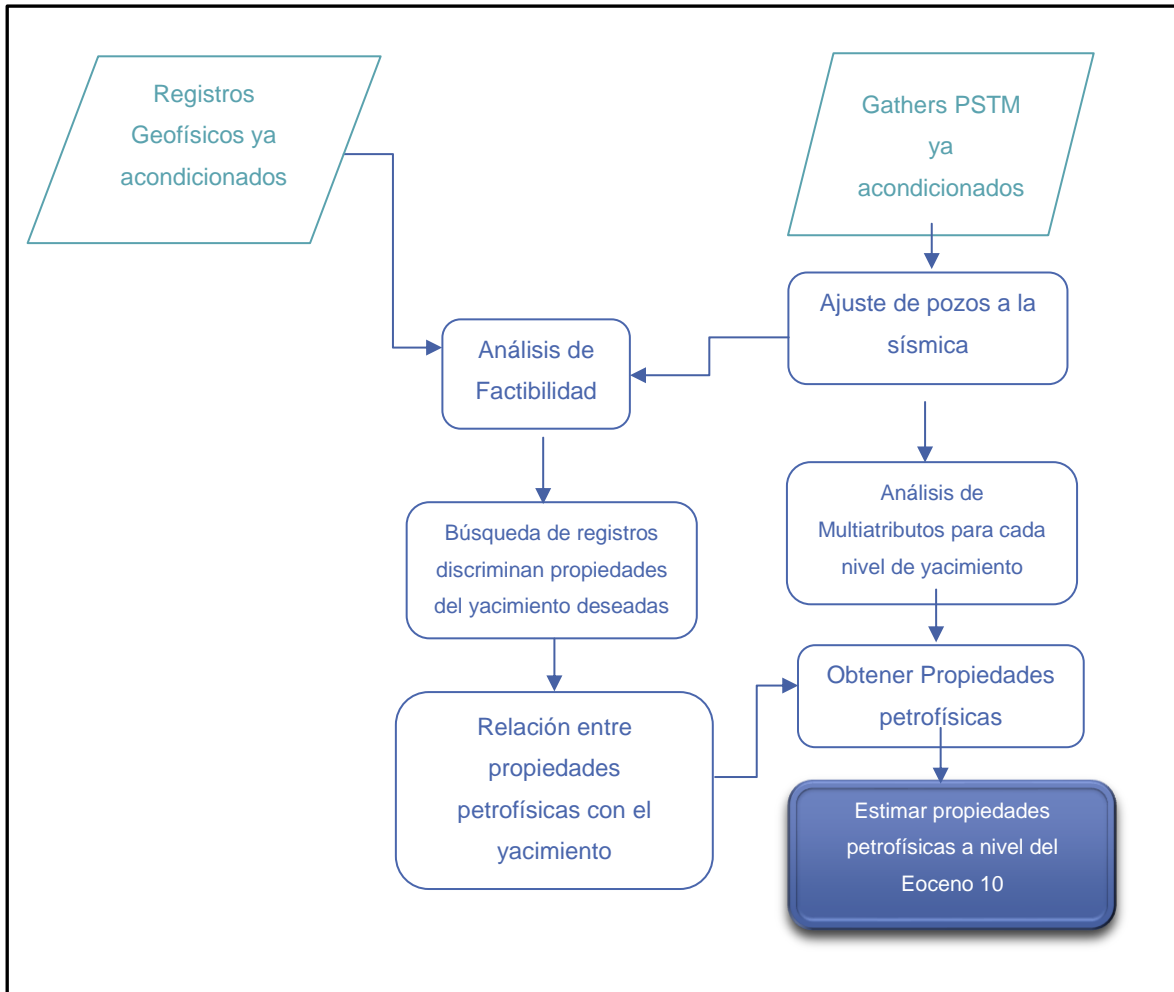


Figura 15 La figura muestra el flujo de trabajo utilizado en esta tesis para realizar mapas de distribución de propiedades petrofísicas para inferir la presencia de hidrocarburos.

Para el desarrollo de la metodología se utilizó la siguiente información:

Información sísmica tridimensional:

Consiste en gathers CMP (common midpoint) con migración en tiempo, sin filtro y sin ganancia y muestreado a 4 ms. A fin de adecuar los gathers sísmicos originales se aplicó una “Transformada Radon” y un proceso de “Super Gather” ver Figura 16.

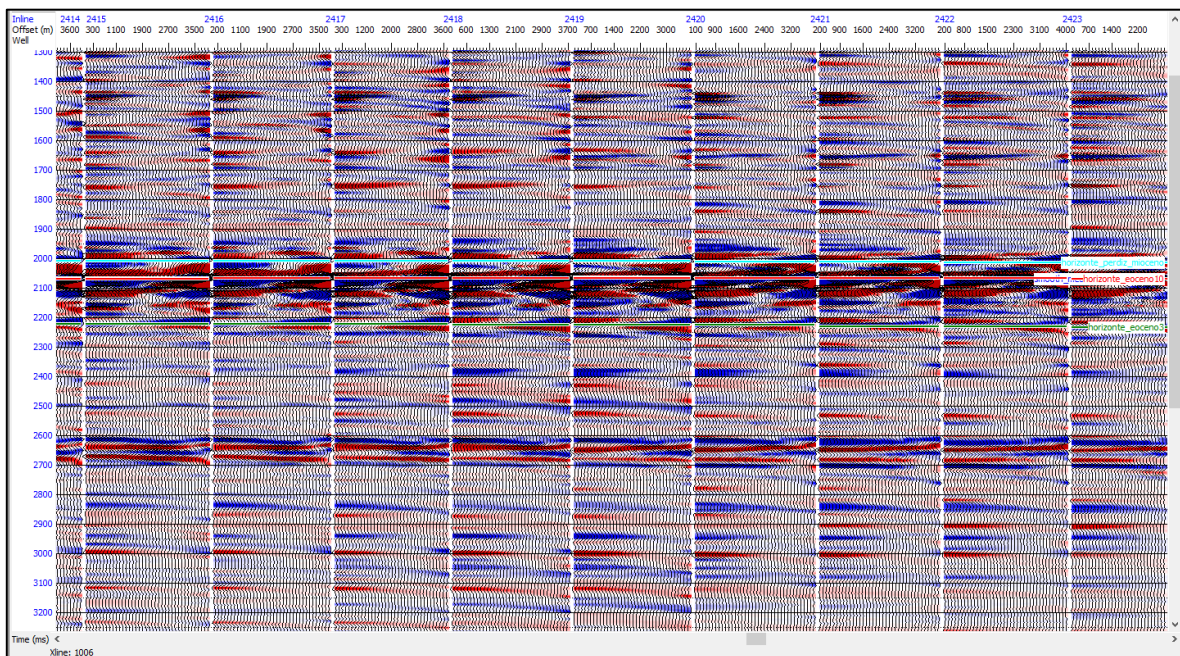


Figura 16 Visualización de gather ya acondicionado

Información de los registros petroleros en los pozos del campo:

Tenemos 24 pozos, con la columna geológica marcada, aunque no en todos los pozos están presentes las mismas cimas, en la Tabla 3 se muestra un listado de los pozos con sus registros que se utilizaron para esta investigación. Notamos que la mayoría los pozos cuentan con onda P y todos tiene registro de Densidad y de Rayos Gamma, sólo 18 pozos tienen onda S, y sólo 11 cuentan con registro de porosidad total.

Pozo	Sónico de Onda P	Sónico de Onda S	Densidad	Rayos Gamma	Porosidad Total	Porosidad Efectiva
C-1	X		x	x		
M-1	X	x	x	x	x	x
P-01	X		x	x	x	x
P-02	X	x	x	x	x	x
P-03	X	x	x	x	x	
P-03st	X	x	x	x	x	x
P-04	X	x	x	x		
P-05	X	x	x	x		
P-06	X	x	x	x	x	x
P-07	X	x	x	x	x	x
P-08	X		x	x	x	x
P-08st			x	x	x	x
P-09	X	x	x	x		
P-10	X		x	x	x	x
P-11	X	x	x	x		
P-12	X	x	x	x		
P-13	X	x	x	x		
P-14	X	x	x	x		
P-15	X	x	x	x		
P-16	X	x	x	x		
P-17	X		x	x		
P-18	X	x	x	x		
P-19	X	x	x	x		
Q-1	X	x	x	x	x	x

Tabla 3 Se enlista los pozos utilizados, así como los registros de cada uno

Abajo se muestra la distribución de los pozos en el horizonte denominado la discordancia geológica, los pozos con letrero blanco cuentan con registro sísmico de onda S, los que tienen letrero negro solo tienen los registros de Onda P ver Figura 17.

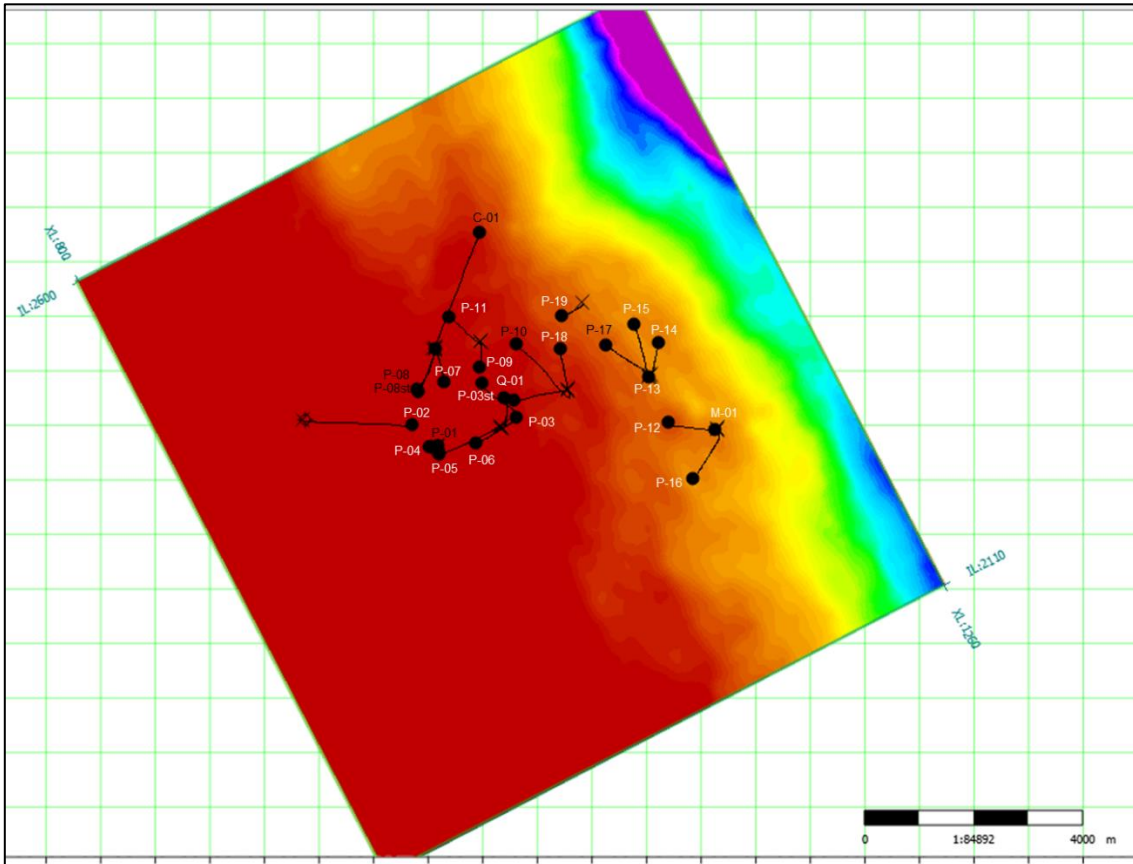


Figura 17 Ubicación de los pozos utilizados en esta tesis, con letrero en negro son los que tienen onda P, con letrero en blanco además cuentan con el sísmico de onda S. La configuración del horizonte que representa la discordancia geológica cubre toda el área de trabajo.

Horizontes sísmicos:

Existen ocho marcas sísmicas ya interpretadas en tiempo, previamente revisadas para la realización de este proyecto, nombradas (ver Figura 18):

- | | |
|-----------|--------------|
| Eoceno 3 | Eoceno 10 |
| Eoceno 20 | Eoceno 30 |
| Eoceno 50 | Discordancia |

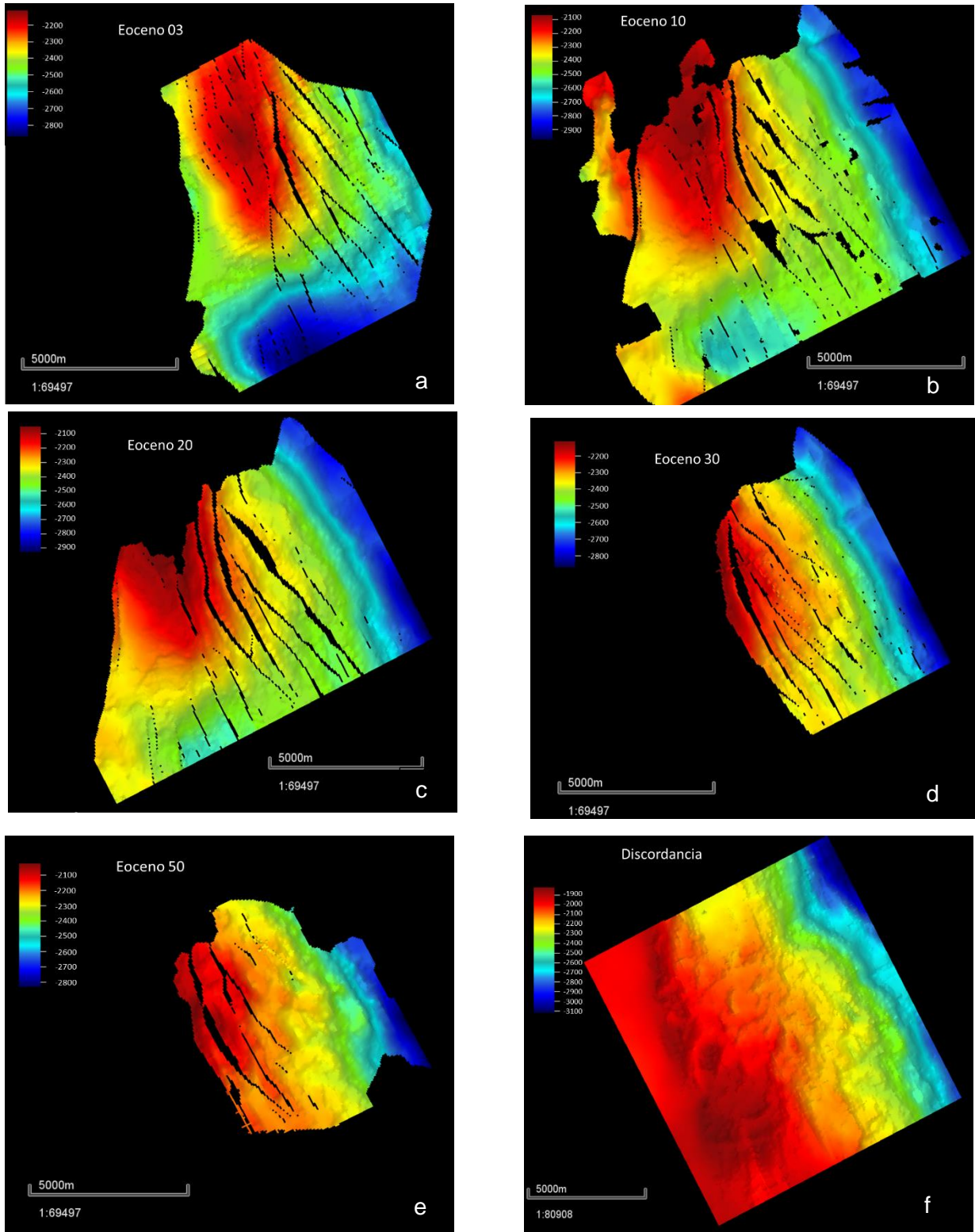


Figura 18 Se muestra horizontes presentes en el área de trabajo, los espacios no interpretación indican presencia de fallas. Se enlistan de la marca sísmica más profunda a la más somera A) Eoceno 03, b) Eoceno 10, c) Eoceno 20, d) Eoceno 30, e) Eoceno 50 y f) la Discordancia.

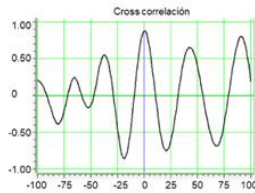
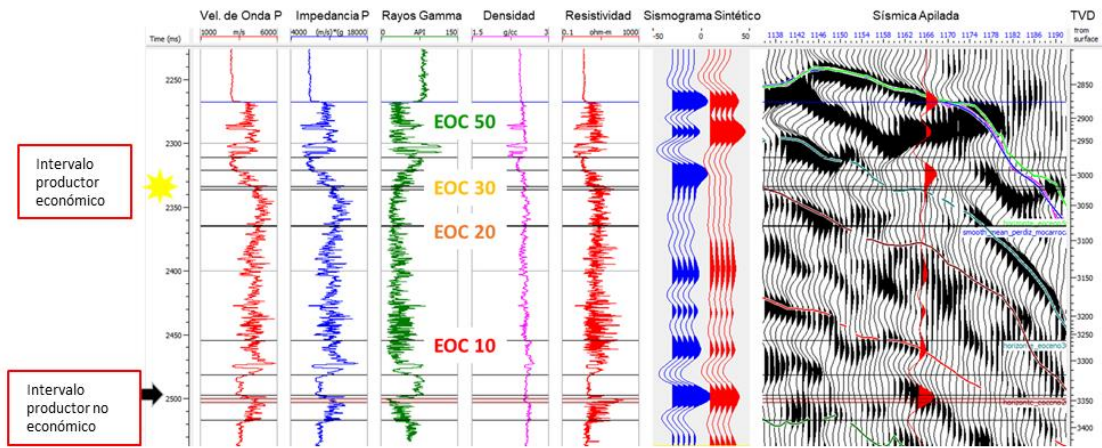
4.1 Análisis de factibilidad

En esta primera etapa se evalúa justamente la factibilidad para llevar a cabo estudios de la amplitud antes de apilar, analizar los pozos que tenemos confirmados como productores y encontrar en ellos una firma del yacimiento. Concerniente a los registros se analizarán para encontrar los que mejor representen a las arenas productoras y cuales registros son los mejores discriminando propiedades petrofísicas del yacimiento.

4.1.1 Calibración del sismograma sintético

Procedemos a ajustar la sísmica con los pozos (sismograma sintético), para poder comparar las anomalías de amplitud encontradas en la sísmica en el dominio del preapilamiento con los registros petroleros. A continuación, se presentan imágenes con los pozos representativos del campo (ver Figura 19), así como la respuesta de los registros en el yacimiento. El área de estudio estructuralmente es un anticlinal que esta recostado, la mayoría de las capas están presentes en el flanco oriental y tienen espesores más grandes respecto a la parte central del anticlinal por consiguiente están ausentes algunas arenas en la cúspide de la estructura, es decir existen acuñamientos. No en todos los pozos están presentes todas las unidades estratigráficas.

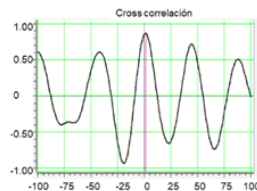
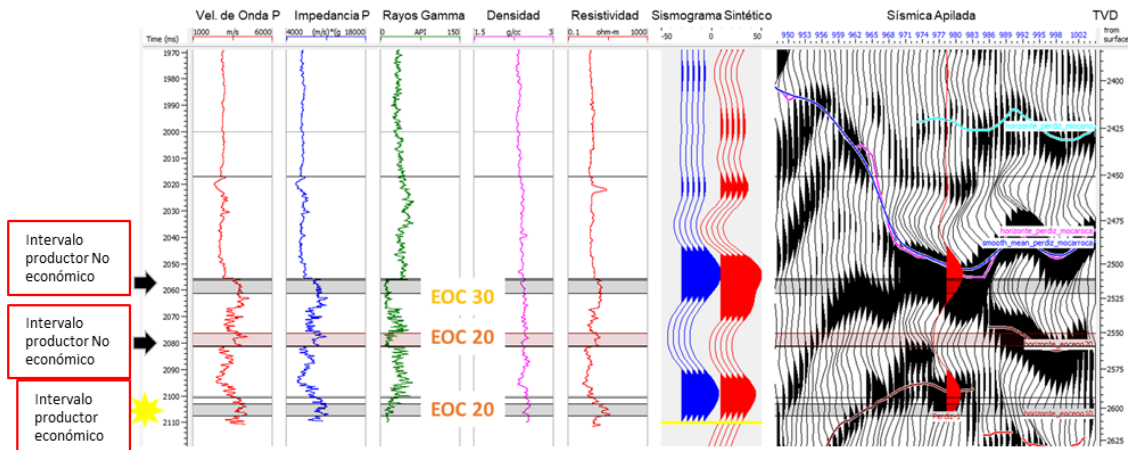
Sismograma sintético del pozo M-01



Rotación de fase = 0 grados
Coeficiente Máximo = 0.886

Pozo	Intervalos		Producción (BPD)
	Lim Inf (m)	Lim Sup (m)	
M-01	3029	3035	400
	3357	3365	

Sismograma sintético del pozo P-01



Rotación de fase = 0 grados
Coeficiente Máximo = 0.877

Pozo	Intervalos		Producción (BPD)
	Lim Inf (m)	Lim Sup (m)	
P-01	2514	2525	440
	2555	2565	
	2601	2610	

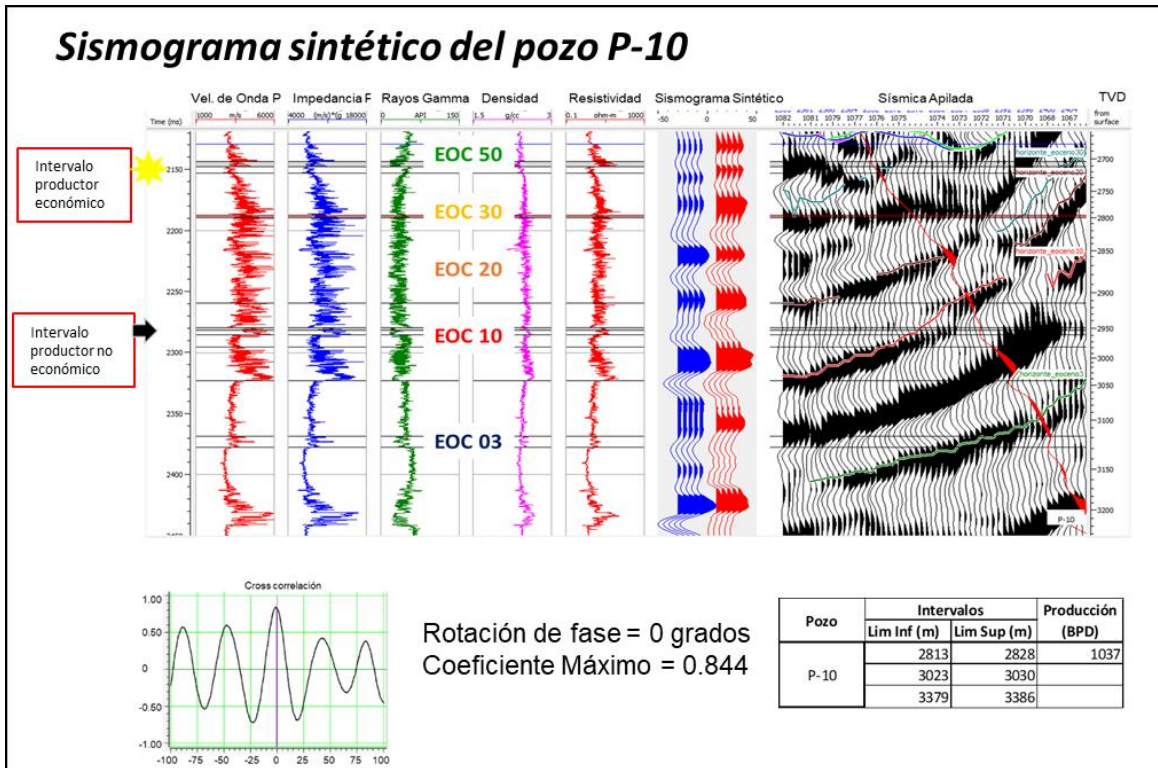


Figura 19 Se presentan tres pozos representativos del campo donde tenemos presente intervalos disparados no productores (flechas negras) y con amarilla se muestran las arenas productoras económicas. En los tres pozos presentados hay producción y podemos ver el comportamiento de los registros Velocidad de Onda P, Impedancia de Onda P, Rayos Gamma, Densidad, Resistividad Profunda, el Sismograma sintético y su ajuste en la Sísmica.

4.1.2 Analisis crossplot

Como parte del analisis para identificar los mejores registros para discriminar el yacimiento se realizan pruebas a traves de las gráficas cruzadas, se realizan pruebas exhaustivas, en seguida se muestran los mejores discriminadores.

La impedancia de onda P contra Impedancia de Onda S en los dos registros se encuentran valores altos en la gráfica y estan señalados en la zona de color rojo ver figura 20.

Se muestra el cross-plot entre la Impedancia de Onda P contra Relación de velocidad vp/vs, para el pozo P-07, para este parametro podemos observar que la relación de velocidades es baja para donde se sabe que existe un intervalo productor que estan señalados dentro de la zona de color rojo ver figura 21

Por último se muestra el crossplot entre rayos gamma y porosidad, se puede observar que el registro de rayos gamma se manifiesta con valores bajos respecto a su roca encajonante en los sitios que se sabe hay producción, y para el registro de porosidad se observan valores altos respecto a su roca encajonante (ver figura 22).

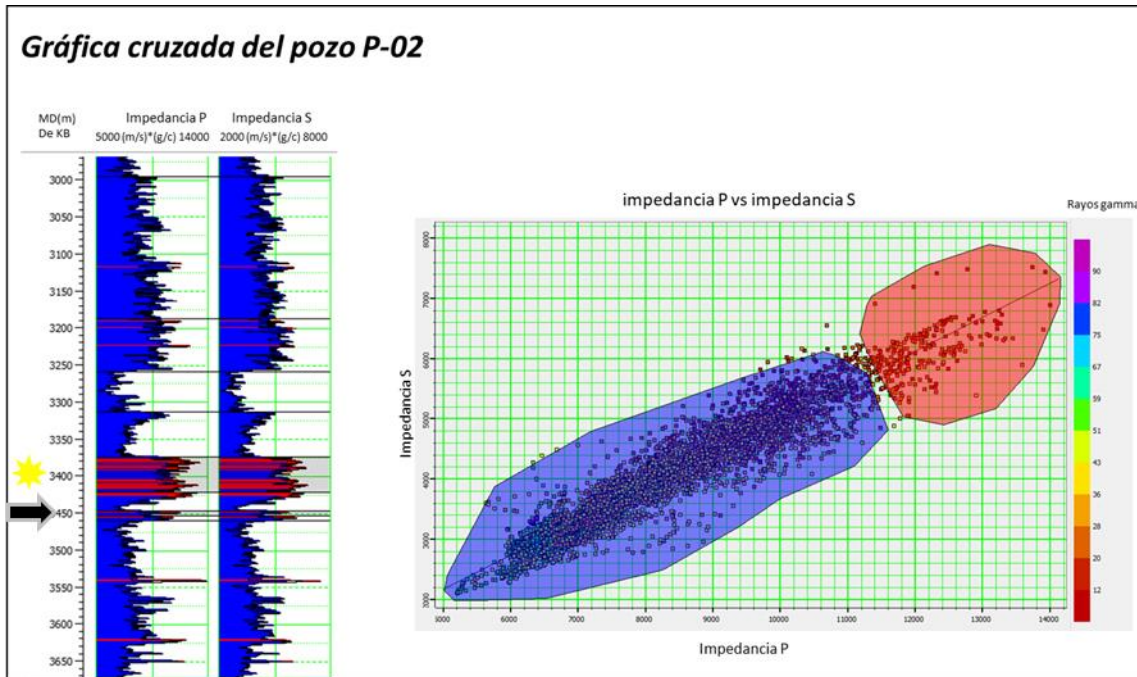


Figura 20 Impedancia de onda P vs Impedancia de Onda S del pozo P-02. Las zonas iluminadas de color rojo representan zonas de interés petrolífera.

Gráfica cruzada del pozo P-07

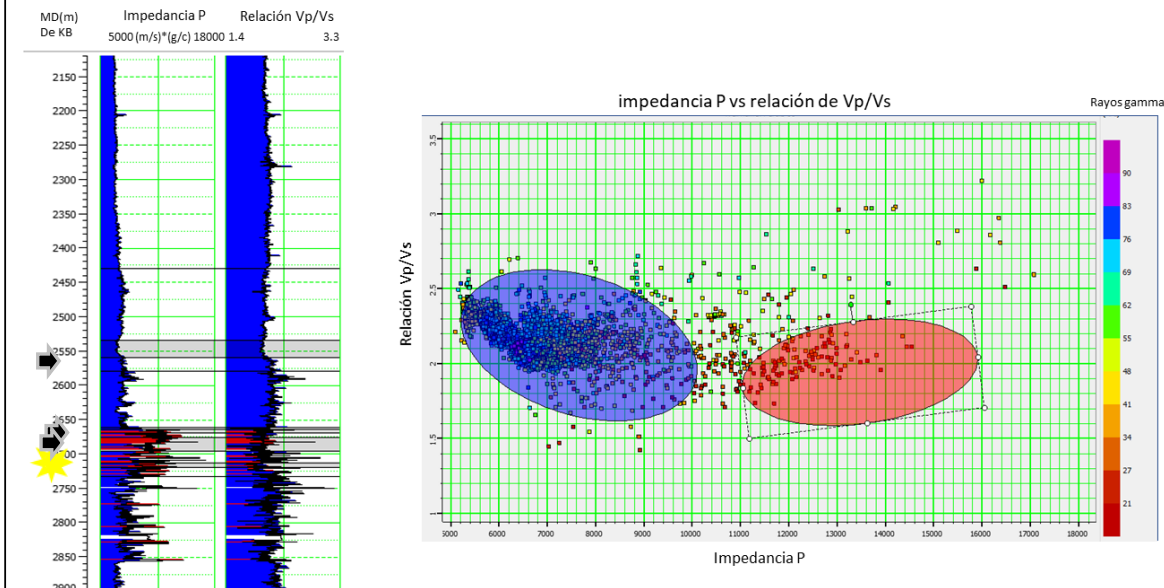


Figura 21 Gráfica cruzada de Impedancia de Onda P vs Vp/Vs del pozo P-07. Las zonas iluminadas de color rojo representan zonas de interés petrolífera.

Gráfica cruzada del pozo P-10

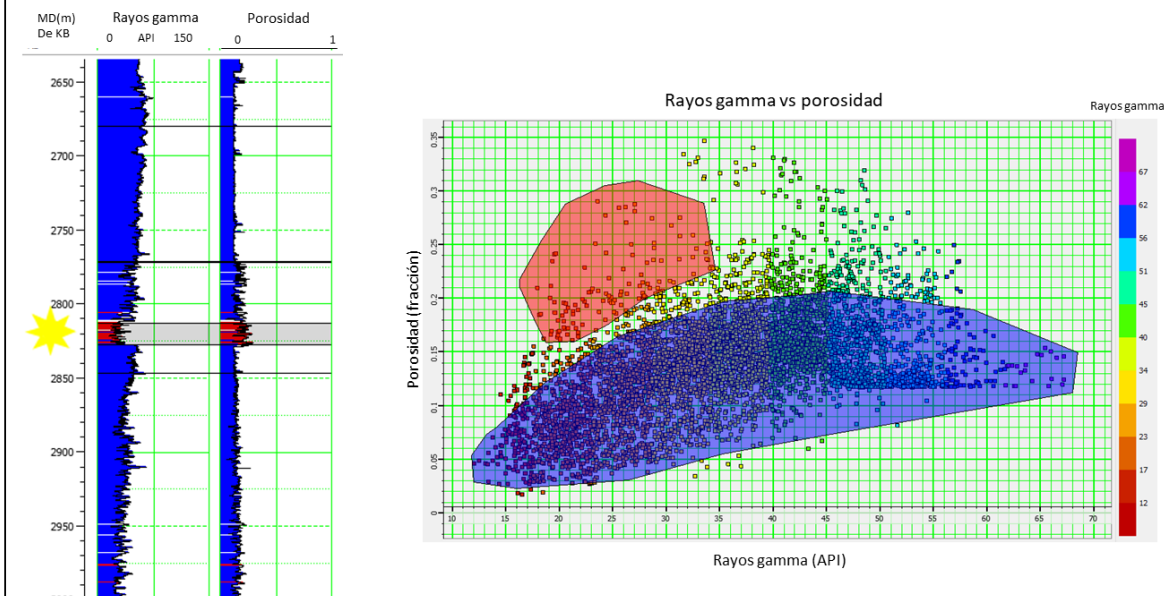


Figura 22 Gráfica cruzada de rayos gama vs Porosidad P-10. Las zonas iluminadas de color rojo representan zonas de interés petrolífera.

En general la mayoría de los pozos donde hay producción se comportan de la misma forma, son impedancias altas, el registro de rayo gamma es bajo en zonas productoras, es decir, la litología es de arena con buena porosidad y el registro se comporta con valores altos en la presencia de capas de arcilla, la relación de velocidades en los intervalos productores económicos presenta valores bajos por lo consiguiente el parámetro de Poisson también es de valor bajo, la densidad resulta no ser muy contrastante en presencia de arenas productoras, sin embargo, la resistividad profunda se comporta con valores altos en zonas de arenas productoras.

4.1.3 Análisis del comportamiento del AVO en los intervalos productores

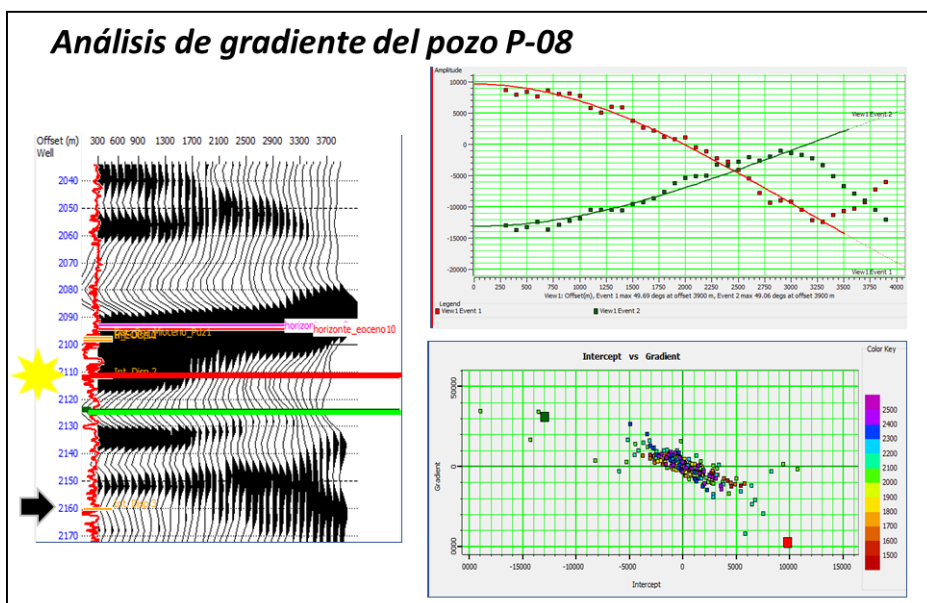
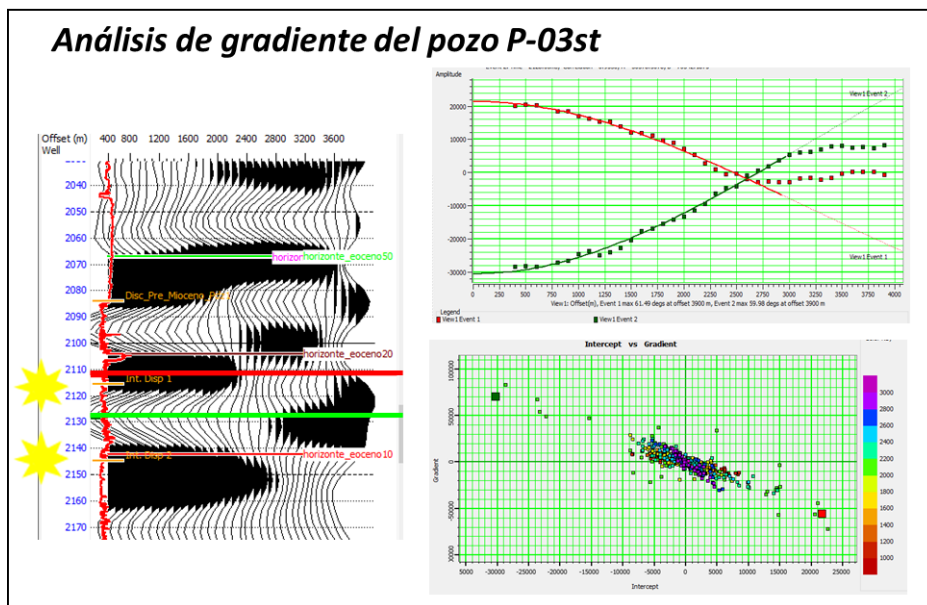
En las imágenes que se muestran en la Figura 23 se presenta un ejemplo del análisis que se efectuó a todos los pozos en diferentes niveles de su columna sedimentaria, destacándose la firma sísmica en los intervalos que presentan producción, se observan valores anómalos del gradiente y del intercepto respecto a sitios que se conoce no existe producción. De acuerdo con la clasificación de (Rutherford & Williams, 1989) nuestras arenas productoras son de Clase tipo 1, por su alta impedancia debido a su alto contenido de carbonatos. De acuerdo con (Peddy, Sengupta, & Fasnacht, 1995) la respuesta de AVO de una arena con impedancia alta que está encajonada en litologías arcillosas tendrá un decaimiento rápido de la amplitud con respecto al offset. El decrecimiento del coeficiente de reflexión puede ser tal que puede provocar una inversión en la polaridad, estas peculiaridades suceden en nuestras arenas como se muestran en la figura 23.

Con respecto al análisis de gráficas cruzadas de Intercepto contra gradiente se observa que la cima de la arena pertenece a la clasificación de arenas tipo 1, es decir, intercepto positivo con gradiente que decrece rápidamente y se separa de la línea de fluido como lo describe Foster (2010). También se comprobó que en las litologías donde no hay producción no se presentan anomalías de AVO.

Una particularidad que sucede en los yacimientos de arenas de impedancia alta es que, a pesar de que las velocidades altas de las arenas el coeficiente de Poisson disminuye

respecto a la roca encajonante, la disminución del valor del parámetro de Poisson es un buen indicador de la presencia de hidrocarburos

El análisis efectuado en los ejemplos que se presentan de intercepto contra gradiente se efectuó para cada uno de los pozos. Esta investigación permitió concluir que la información sísmica en el dominio del preapilamiento es sensible a la presencia de hidrocarburos y por consiguiente es factible realizar usarla en los estudios subsiguientes.



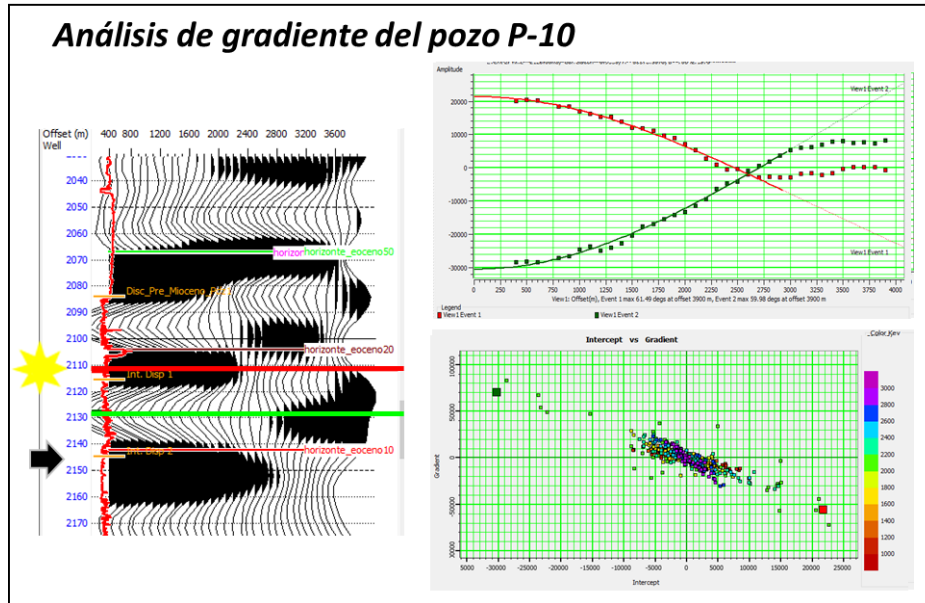


Figura 23 En las imágenes se analizan los gradientes e intercepto de tres anomalías de amplitud de tres pozos diferentes P-03st, P-08 y P-10 los tres pozos son productores, cada uno cuenta con la imagen del gather sísmico exacto de la anomalía, tiene una gráfica del gradiente como varía con los offset y por último vemos una gráfica cruzada entre intercepto y gradiente, los puntos de las anomalías se alejan de los valores de arcilla.

Confirmando que la amplitud responde a presencia de hidrocarburos se procedió a calcular atributos de AVO sobre un volumen de la sísmica preapilada, en el cual visualmente se presentan valores altos del intercepto y gradiente que representan anomalías de amplitud que han sido analizadas para los intervalos productores en cada uno de los pozos ver figura 24.

Con este análisis se prueba que las gráficas cruzadas del intercepto contra gradiente resaltan las litologías en donde se conoce producción mostrando anomalías del parámetro de incompresibilidad tal como lo ha descrito Foster *et al.* (2010).

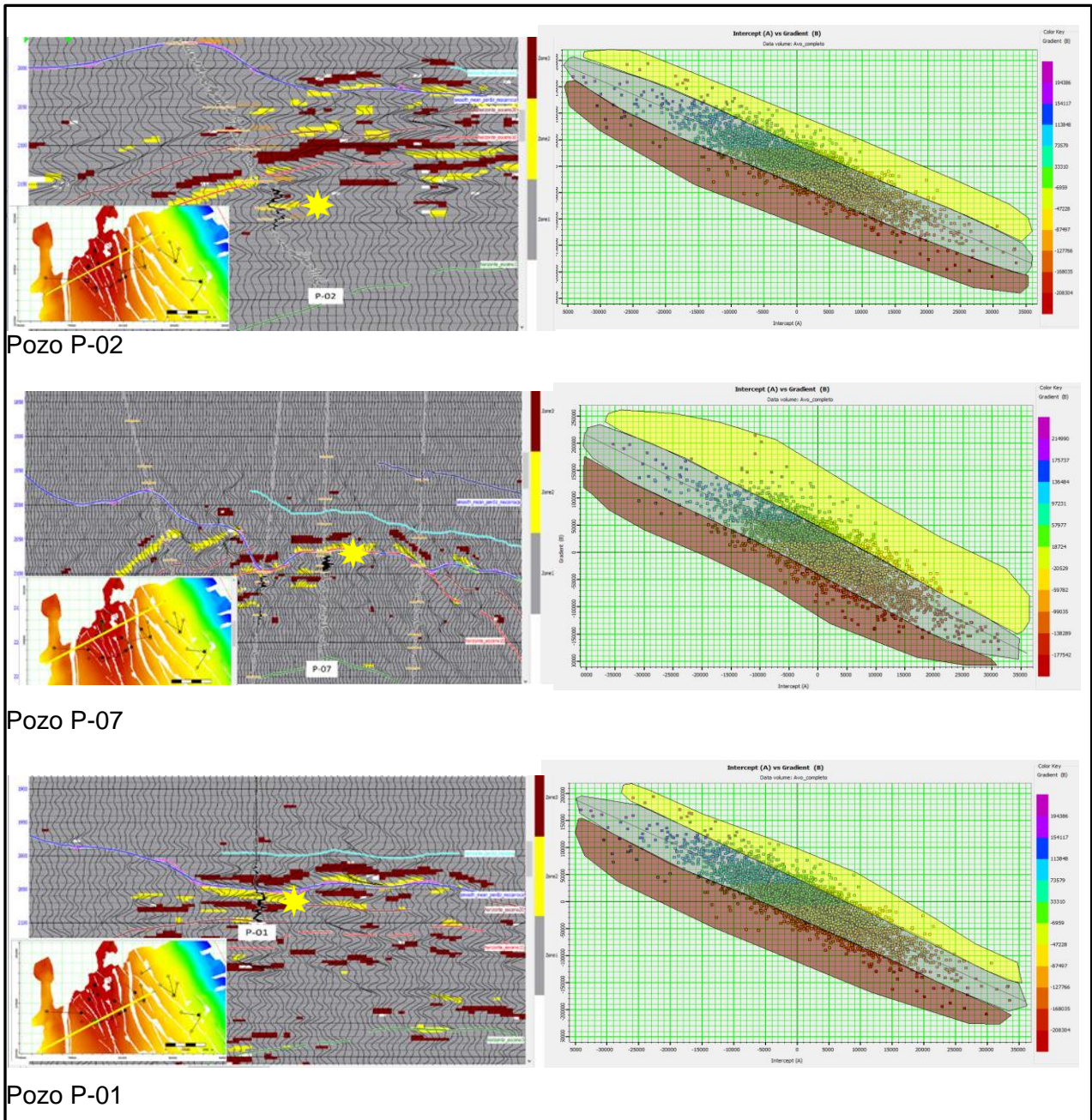


Figura 24 Se analizan el atributo de AVO sobre los pozos P-01, P-02 y P-07. En la sísmica se iluminan la cima y base de las arenas que se señalan en la gráfica cruzada. Son las que se separan de la tendencia (*background*), es decir, zonas de compresibilidad anómala. El sol amarillo representa el intervalo productor.

Este análisis se realizó con ayuda de gráfica cruzada, en el eje horizontal está representado el intercepto y en el vertical tenemos el gradiente, se plotea los puntos de la zona de interés, los que caen más cerca de la tendencia representan la arcilla, y los que caen fuera de ella son anomalías de incompresibilidad de acuerdo a Foster, *et al.*, 2010; el estudio se verificó en las zonas productoras de los pozos, donde se presentan anomalías, a partir de este análisis se puede inferir que en la información sísmico en el dominio del preapilamiento representan anomalías de gradiente e intercepto y podría deberse a presencia de hidrocarburos.

4.1.4 Sustitución de fluidos

Siguiendo con el análisis de factibilidad para la predicción petrofísica a partir de la amplitud sísmica antes del apilamiento, se realizó la modelación sísmica del gather para estudiar si los registros velocidad de Onda P, velocidad de Onda S y el registro de densidad pueden representar las propiedades elásticas que son captadas en la sísmica preapilada, esto es importante para analizar si la inversión sísmica es confiable.

La modelación se realizó alrededor de las arenas productoras del pozo P-03st ver Figura 25. El sismograma sintético de offset variable se calcula en la posición del pozo (lo que podría haber diferencias entre el gather calculado con el original) enfocado en la segunda arena productora que tiene un espesor de 15 metros.

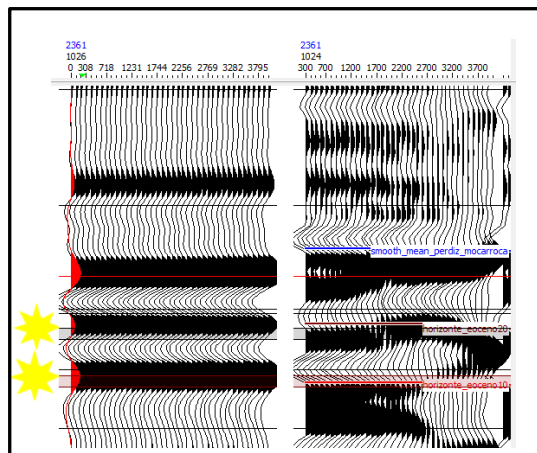


Figura 25 Del lado izquierdo se muestra el gather sintético con los registros de la velocidad de onda P, velocidad de Onda S y densidad, se compara con el gather original que corresponde a la posición del pozo P-03st. Se observa una similitud de la información sintética con la original.

Con el gather sintético se puede experimentar varios escenarios, específicamente cambios en porosidad, cambios en la saturación de fluidos que contrasten con el que está presente (insitu), esto con el fin de confirmar que la sísmica es sensible a cambios en la saturación de fluidos (35% a 100%) y al cambio de porosidades (5% a 20%), el resultado de esta experimentación confirma la sensibilidad de los registros y de la propia sísmica para investigar la sensibilidad del método (ver Figura 26).

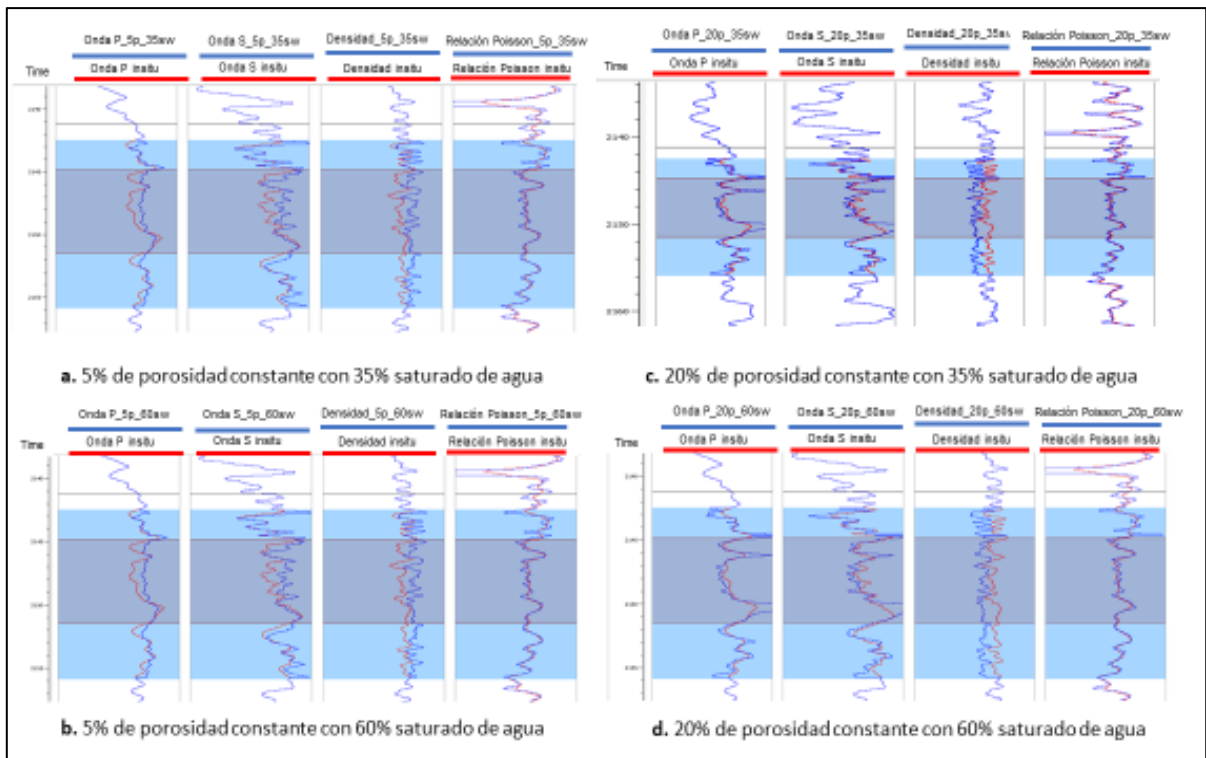


Figura 26 Podemos ver los efectos de la sustitución de fluidos en los registros que aquí se presentan del pozo P-03ST (Velocidad de Onda P, Velocidad de Onda S, Densidad y Relación de Poisson). Se simulan cuatro escenarios, todas hechas en la arena productora, a) el primero la arena es saturada con agua al 35% y una porosidad del 5%; b) saturación de agua de 60% con una porosidad también de 5%; c) una saturación de agua es de 35% y la porosidad se aumenta hasta el 20% y d) se satura con agua sólo un 60% y se coloca una porosidad homogénea de 20%. Los registros de color rojo se refieren a los registros originales y los de color azul son los registros modificados por la sustitución de fluidos.

Se presentan cuatro escenarios de simulación todas hechas en las arenas productoras, tenemos en estas arenas se presentan un máximo de porosidad del 20% y un mínimo promedio del 5% y se simuló para capas con un máximo de saturación del 60% y un mínimo del 35%: Para el primer caso notamos que todos los registros se ven afectados, *aumentan* las velocidades y la también la densidad, la relación de Poisson disminuye levemente. En la imagen b) vemos que cuando la saturación de agua aumenta, provoca que la onda P, Onda S tenga valores más altos que los registros insitu, La densidad aumentan también, la relación de Poisson modelada baja es muy parecido a lo que pasa en el caso anterior. En el tercer caso con una porosidad mayor hasta de 20% y con una saturación de agua baja de 35% por lo tanto el resto que es 65% está saturado de aceite, provoca que los registros de onda P, Onda S y densidad *disminuyan*, la relación de Poisson se mantiene muy parecida a la original sólo en algunos sitios disminuye. Para el último caso se aumenta la saturación de agua haciendo que la densidad disminuya notablemente, también provoca disminución en las velocidades, generando que en algunos sitios en el registro de la relación de Poisson disminuya.

A los escenarios simulados en el pozo se le hace una modelación a fin de obtener los gather sintéticos de cada uno, el resultado se muestra en la siguiente Figura 27. Este análisis nos ayuda a confirmar que la sísmica es sensible a diversas condiciones de saturación y de porosidad.

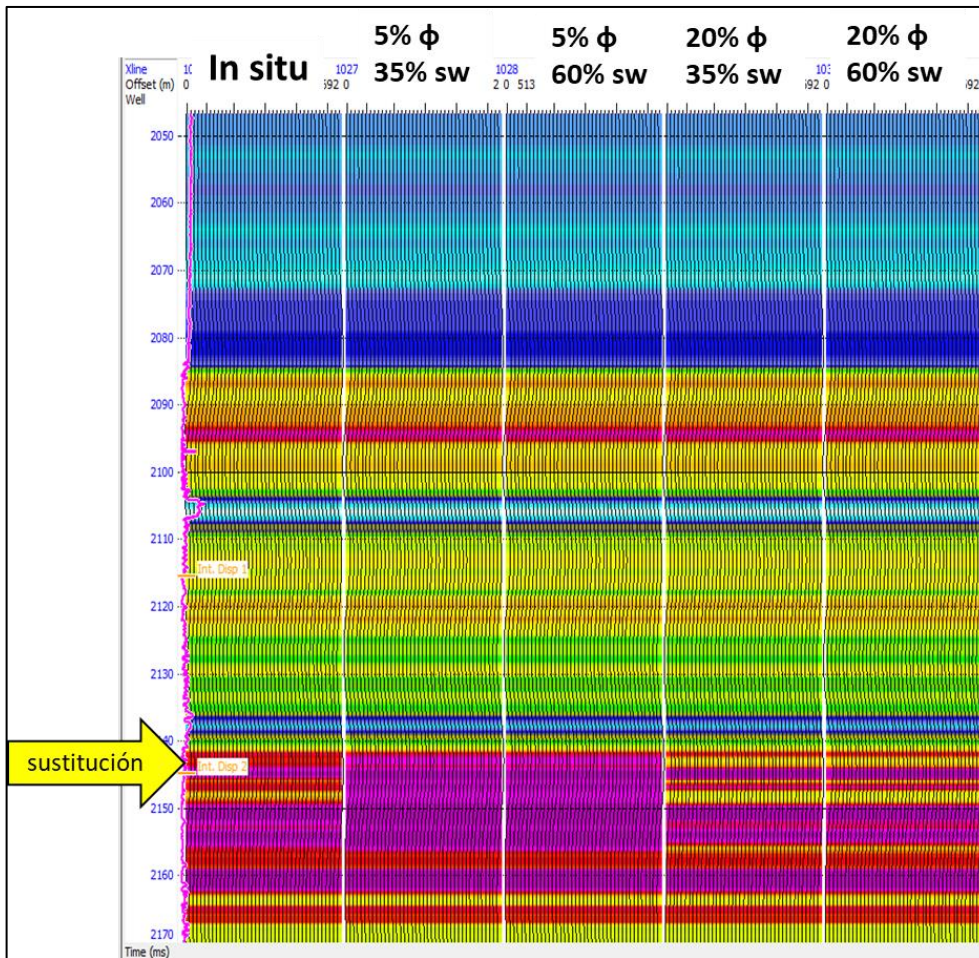


Figura 27 Aquí podemos ver los cuatro gather que se les aplicó la sustitución de fluidos más el gather insitu, todos los escenarios son del pozo P-03ST esto para que sea más fácil su comparación visual, el primer gather es el insitu, los dos siguientes tienen una porosidad del 5% constante pero varían en la saturación de agua uno con el caso mínimo de 35 y el otro con 60, el cuarto y quinto gather se mantiene una porosidad del 20% que es el caso máximo que nos encontraremos en estas arenas, la saturación es la que varía en el primero es de 35 y el que sigue de 60%. Donde la amplitud se modifica más es cuando la porosidad aumenta.

4.1.5 Conclusión del análisis de factibilidad

El análisis de factibilidad nos arroja bastante información acerca de nuestro yacimiento. Las arenas productoras son de alta impedancia, ya que están compuestas de material carbonatado, cada una de las arenas del Eoceno está separada por capas de lutitas, esta afirmación la comprueba el registro de Rayos Gamma que es un identificador estratigráfico; la porosidad efectiva puede ser muy pequeña hasta llegar al 28% según el análisis petrofísico; el registro de resistividad se ve afectado por la presencia de hidrocarburos ya que aumenta de valor en presencia de arenas productoras y disminuye visiblemente en zonas de arcilla. La saturación de agua maneja rangos desde 0.14 a 0.8 en arenas productoras.

Como lo dejan ver las gráficas cruzadas ya analizadas anteriormente, los mejores registros para discriminar el yacimiento es cuando involucramos la información de la relación de velocidades, rayos gamma y porosidad.

Con el análisis de amplitud efectuado se concluye, que la sísmica preapilada (que involucra información de la onda S), es sensible a la presencia de hidrocarburos, tal como se observó en las gráficas cruzadas de Foster, *et al.*, 2010, en la investigación se buscará anomalías de AVO de clase 1 para este campo.

Como resumen de las características de los registros utilizados en este análisis se presenta la Tabla 4 que contiene valores promedio de los intervalos productores no económicos, intervalos productores económicos y de un intervalo arcilloso que se seleccionó para contrastar la información. Las arenas productoras son de velocidad y por consiguiente de impedancia alta, con un coeficiente de Poisson en promedio menor que las litologías arcillosas. Para un intervalo productor la porosidad efectiva tiene un promedio valor alto. La relación de velocidades (V_p/V_s) se manifiesta en promedio de menor valor, y para el registro de rayos gamma se observa que es bajo con respecto a las litologías arcillosas; por consiguiente, los intervalos con zonas saturadas de agua contrastan con los intervalos disparados según se puede observar en la tabla.

Se concluye del análisis que los datos son confiables para realizar análisis de amplitud en el dominio del gather y ejecutar una Inversión Sísmica por medio de una predicción geoestadística multivariada.

Pozo	Intervalos		Producción (BPD)	Rayos Gamma (API)	Resistividad (ohm.m)	Saturación de Agua	Porosidad Efectiva (fraccion)	Velocidad P	Velocidad S	Impedancia de Onda P	Impedancia de Onda S	Lambda-rho	Mu-rho	Vp/Vs	Relación de Poisson
	Lim Inf (m)	Lim Sup (m)													
M-01	3029	3035	400	27.04	10.41	0.66	0.13	4740.33		11914					
	3357	3365		17.89	30	0.24	0.14	4653.92		11875					
	3316	3337	arcilla	80.44	2.67	1	0.04	3637		9035					
P-01	2514	2525		10.08	4.46	0.59	0.15	4032		9390					
	2555	2565		14.7	2.76	0.67	0.11	3776.71		9496					
	2601	2610	440	17	7.12	0.53	0.04	3903		10143					
	2533	2548	arcilla	38	3.72	0.89	0.0001	3271		8209					
P-02	3375	3422	394	58.2	8.28	0.589	0.078	4328.16	2122.07	11127	5517.19	58.21	30.44	2	0.3
	3448	3454		60.43	2.81	0.9	0.046	3630.71	1798	9453	4475.85	53.06	21.05	2.08	0.34
	3430	3435	arcilla	48.52	1.08	1	0.0001	2853	1223	6843	2889	30.24	8.24	2.33	0.39
P-03	2770	2781		42.3	26.52	0.62		4959	2582	12212.4	7082	91	51.24	2.03	0.317
	2866	2881	desconocida	46.91	21.74	0.59		4746	2524	12990	6357	63.22	40.69	1.92	0.3
	2775	2780	arcilla	77	1.11	1		3734	1461	8933	3525	58	11	2.95	0.43
P-03st	3023	3038	793	55.67	6.78	0.5	0.14	3788.97	1987	10090	4761	49.45	28	1.87	0.3
	3086	3101	1148	50.77	12.48	0.5	0.14	4272	2357	10518	5769	49	32	1.88	0.3
	3050	3060	arcilla	85	1.31	1	0.0001	2697	1109	5912	2525	10.95	8	2.72	0.42
P-07	2665	2670		28	6.6	0.25	0.1	4365.26	2198	11775.6	5577	63.11	31.1	2	0.33
	2677	2696		28.7	11.98	0.22	0.12	4190	2213	10896	5626	73.21	31.65	2.09	0.3
	2714	2720	100	25.66	29.34	0.14	0.13	3628	2104.47	9033.58	5626	36.68	28.14	1.91	0.31
	2660	2665	arcilla	71.79	1.64	0.6	0.0001	3590	1766	9165	4990	25.7	25	2.19	0.37
P-08	2718	2737		44.86	8.9	0.44	0.12	4238		10768					
	2751	2766	154	39.36	5.35	0.48	0.086	3525		8602					
	2810	2814	desconocida	28.16	2.09	0.29	0.12	3640		9108					
	2957	2962	agua	62	1.79	1	0.08	3398		7338.99					
P-10	2813	2828	1037	26.97	11	0.42	0.16	3509		8033.72					
	3023	3030		44.56	7.52	0.42	0.28	4535		9562					
	3379	3386		17.45	7.03	0.48	0.14	4674		11448					
	3150	3165	arcilla	43	1.18	0.64	0.29	2854		6253					

Tabla 4 Pozos productores con valores promedio de los registros tanto en capas productoras como en capa de arcilla con el fin de contrastar la información.

4.2 Inversión con técnicas geoestadísticas y multiatributos.

Para realizar la Inversión se generaron atributos sísmicos para el horizonte Eoceno-10. Los atributos son calculados con una ventana de 80 milisegundos abajo en el horizonte objetivo. Esto debido a que varios intervalos disparados están exactamente en la cima EOC-10 y otros tantos por debajo de esta cima. Se utiliza una presentación promedio del atributo RMS para los atributos, puesto que los atributos tienen una media en cero (tienen valores positivos como negativos). Los atributos estudiados fueron los siguientes:

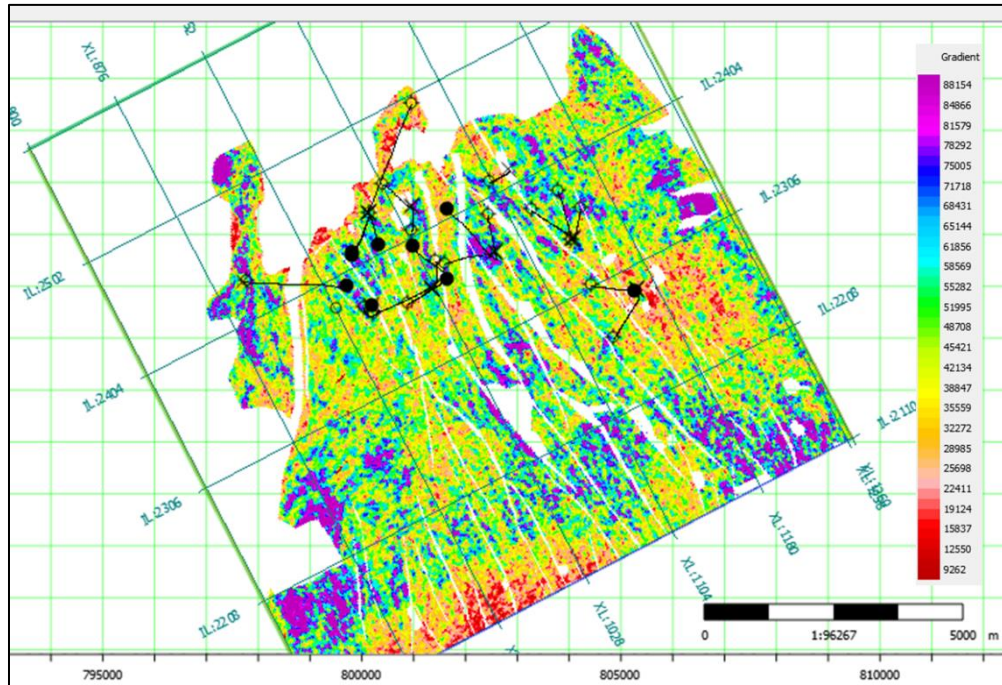
- Amplitud Envolvente
- Frecuencia Instantánea
- Traza Integrada
- Fase Instantánea
- Raw Amplitud
- Amplitud ponderada de la Frecuencia
- Intercepto
- Gradiente

Y se seleccionaron los atributos que muestren mejor correlación la información de los registros de los pozos.

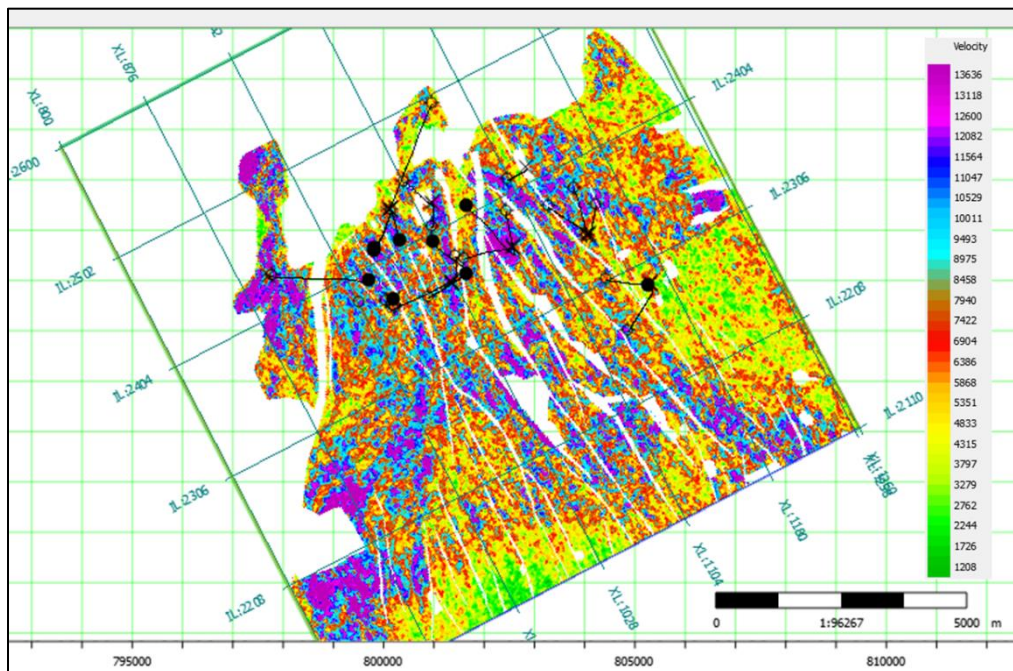
4.2.1 Análisis de atributos

A continuación, se muestran los atributos que dotan de una mayor discriminación de propiedades de yacimiento que son el atributo de Gradiente, Intercepto, Amplitud de frecuencia Ponderada y Amplitud cruda. Tanto el cálculo del gradiente como el de intercepto se realizaron con información del cubo sísmico preapilado, ya para el de amplitud de frecuencia ponderada y amplitud cruda se utilizó el cubo sísmico apilado. La información sísmica en el dominio del preapilamiento trae consigo información implícita de la onda S y por consiguiente de los parámetros elásticos que nos ayudan a discriminar zonas de yacimiento como ya se analizó en la etapa de análisis de factibilidad.

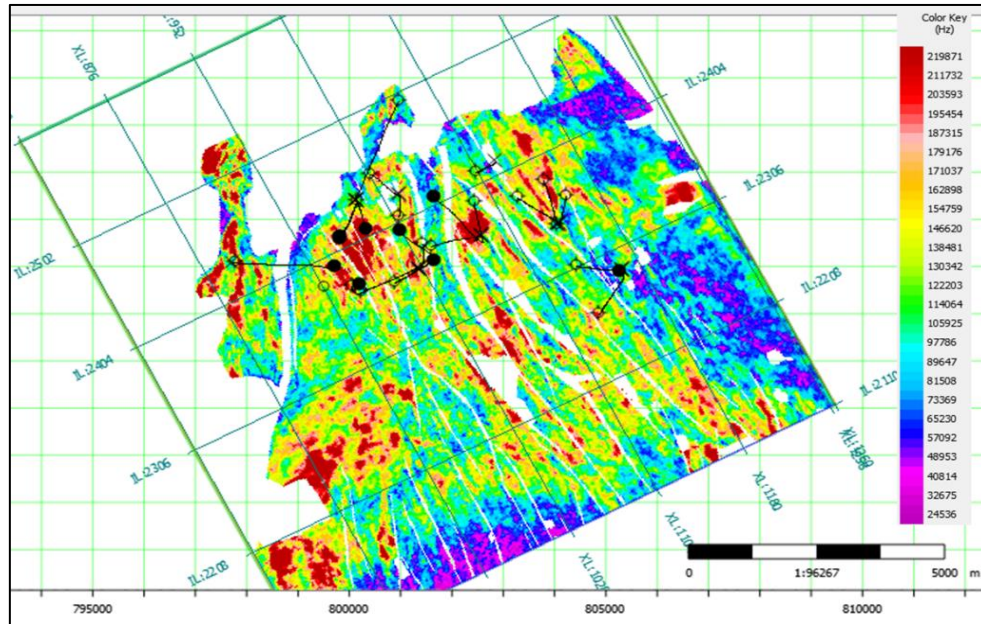
Estos cuatro atributos son los más resolutivos, pero principalmente en el caso del atributo de frecuencia ponderada y amplitud cruda se nota que las anomalías de mayor magnitud se identifican en las zonas de los pozos productores (que es la parte alta de la estructura) ver Figura 28.



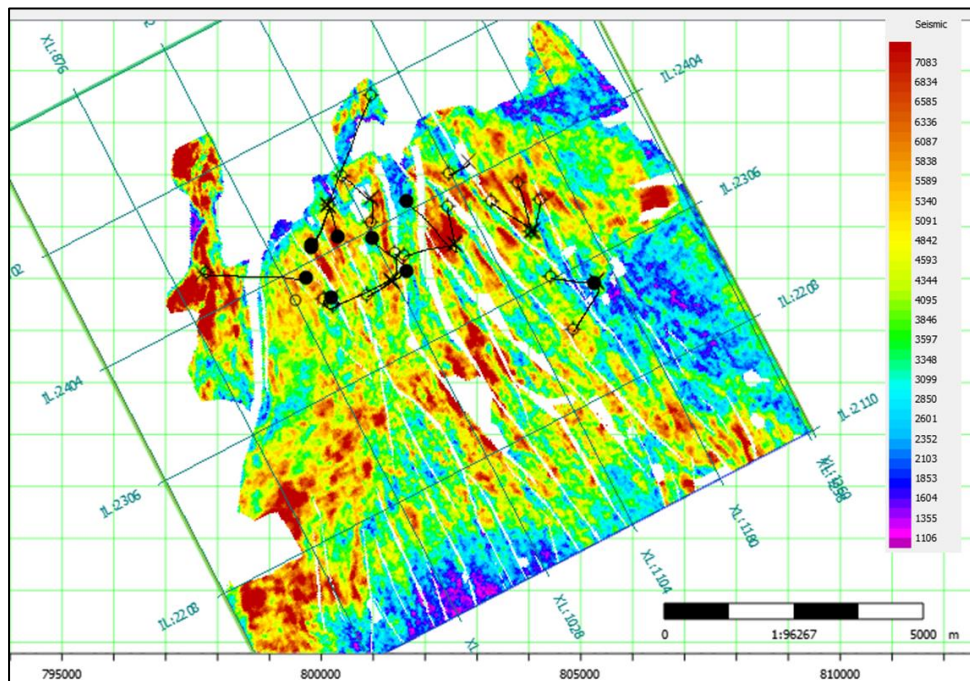
1. Atributo de Gradiente



2. Atributo de Intercepto



3. Atributo de Amplitud de Frecuencia Ponderada



4. Atributo de Amplitud Cruda

Figura 28 Atributos representativos del horizonte Eoceno-10, 1) Atributo del gradiente, 2) atributo del intercepto, 3) Atributo de la envolvente de la amplitud y 4) Atributo de la Amplitud Cruda. A partir de los atributos de gradiente, intercepto, envolvente de la amplitud y amplitud cruda, se observa un área anómala en la parte norte del mapa, que coincide con ser la parte más alta, además esta área coincide con la localización de pozos productores en este nivel.

En los mapas de los atributos generados se muestra un área en la parte más alta del anticlinal que presenta anomalías de propiedades elásticas que se infieren de los diferentes atributos calculados, por tanto, se seleccionan dos líneas que atraviesan están anomalías a nivel Eoceno-10 que van de Oeste a Este ver Figura 30. El reflector estudiado se comporta con un alto contraste de impedancia acústica, las fallas provocan que no haya continuidad en de esta marca sísmica.

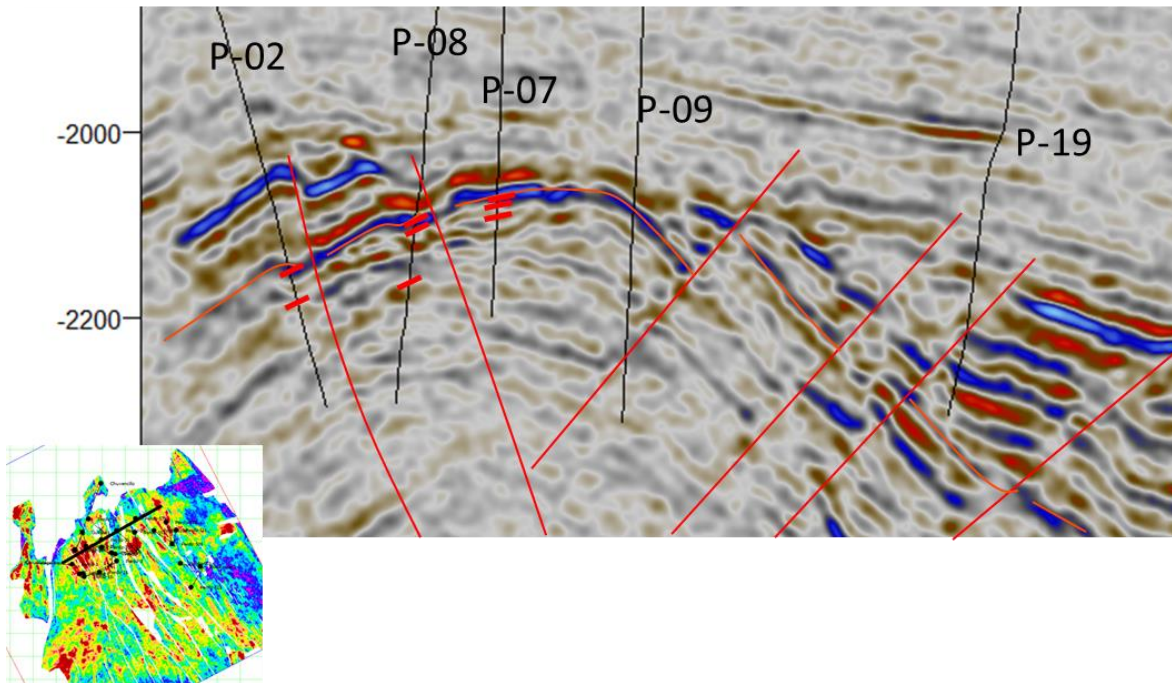


Figura 29 Línea sísmica 2415 en el dominio del tiempo, se muestra el horizonte Eoceno-10 interpretado en un reflector positivo.

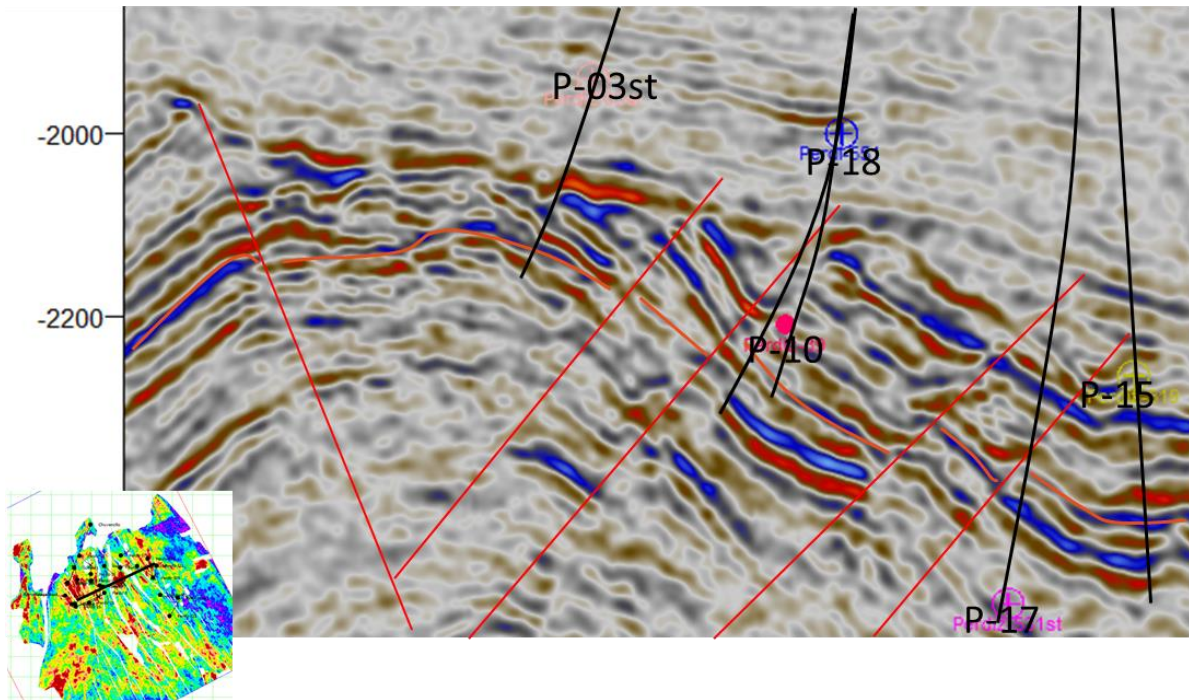


Figura 30 Línea sísmica 2380 que van de Oeste a Este del anticlinal y en la parte alta, un horizonte de color naranja se señala el horizonte EOC-10 que es interpretado en un reflector fuertemente positivo.

4.2.2 Estimación de propiedades físicas

Debido a que el Análisis de Factibilidad nos arrojó que los registros de Rayos Gamma, Porosidad y Relación de V_p/V_s son los mejores para discriminar zonas de yacimiento. Se realizarán las estimaciones de estas propiedades petrofísicas.

Los Rayos Gamma en pozos productores manejan valores bajos en comparación con las capas sello o saturadas de agua. La porosidad es una propiedad petrofísica importante para poder proponer oportunidades y como se observó en la prueba de factibilidad es indicativo de la presencia de hidrocarburos. La relación de velocidades (V_p/V_s) es fundamental, en el análisis de factibilidad ya que identificó que las arenas productoras con impedancia alta tienen un valor bajo de la relación de velocidades (V_p/V_s), en contraste con capas encajonantes.

Los pozos con producción económica en el Eoceno-10 son P-02, P-03st, P-07 y P-08 ver Tabla 4.

En la tabla se muestran los pozos utilizados para cada predicción. Para Rayos Gamma que es el registro que está más presente en los pozos, se utilizaran 15 pozos debido a que son los pozos que cortaron la cima EOC-10, para el registro de Porosidad contamos con 10 pozos y para el registro de relación de Vp/Vs son 11 pozos ver **Tabla 5**, Figura 31, Figura 32 y figura 30.

Pozos	Rayos Gamma	Porosidad	Relacion Vp/Vs
C-1			
M-1	x	x	
P-01			
P-02	x	x	x
P-03	x	x	x
P-03st	x	x	x
P-04	x		x
P-05	x		x
P-06	x	x	x
P-07	x	x	x
P-08	x	x	
P-08st	x	x	
P-09	x		x
P-10	x	x	
P-11	x		x
P-12			
P-13			
P-14			
P-15			
P-16	x		x
P-17			
P-18			
P-19			
Q-1	x	x	x
	15	10	11

Tabla 5 Los pozos marcados con x son los que se utilizaron en la predicción correspondiente, se analizará una ventana de 50 metros por debajo de la cima del EOC-10. En amarillo se marcan los pozos que tienen producción económica en el EOC-10 y en color naranja tienen producción no económica.

Registros de rayos gamma utilizados en la estimación

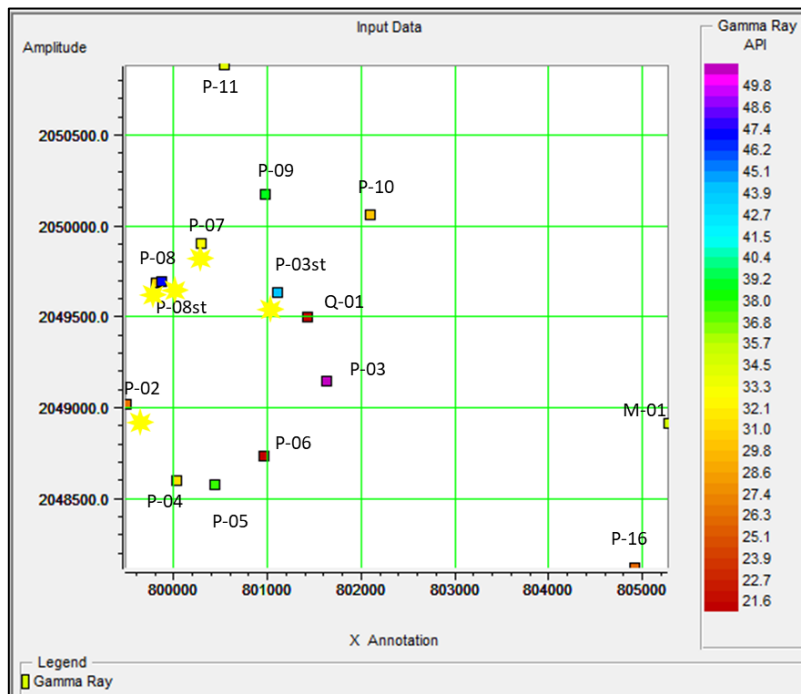
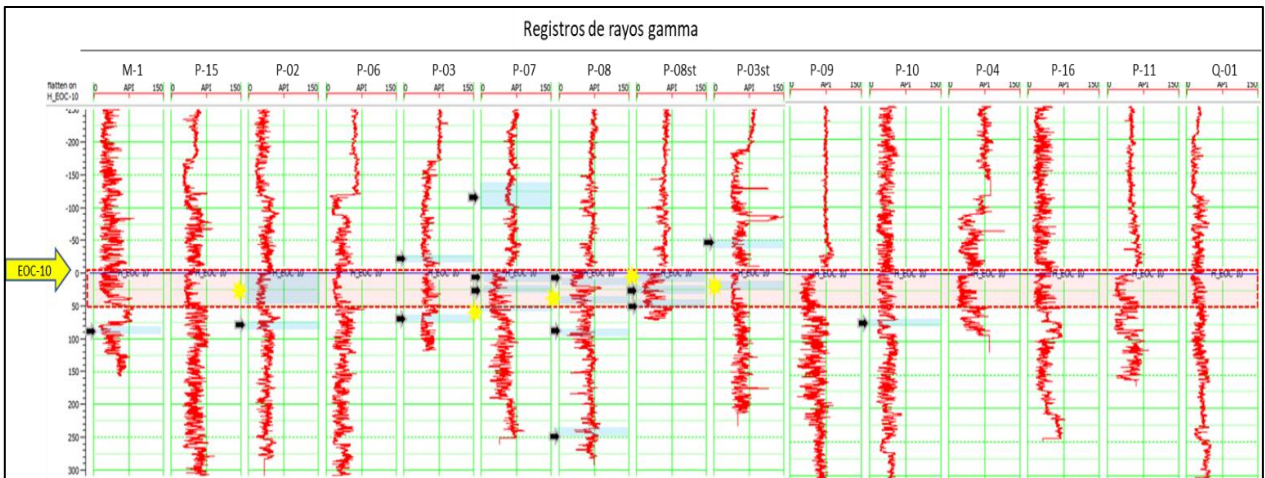


Figura 31 Pozos utilizados para la estimación del dato del Registro de Rayos Gamma con una ventana de 50 metros, en total son 15 pozos que cortaron el horizonte Eoceno-10.

Registros de porosidad utilizados en la estimación

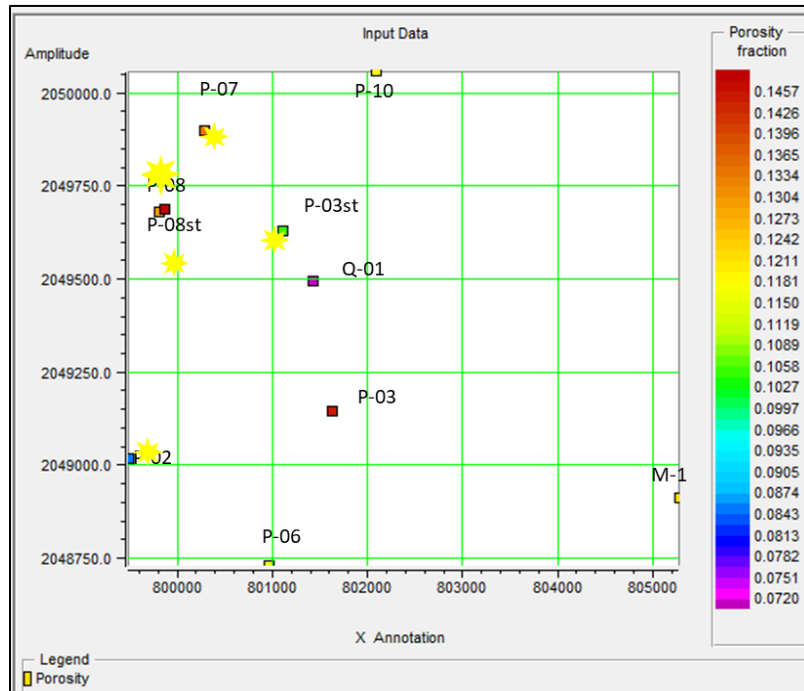
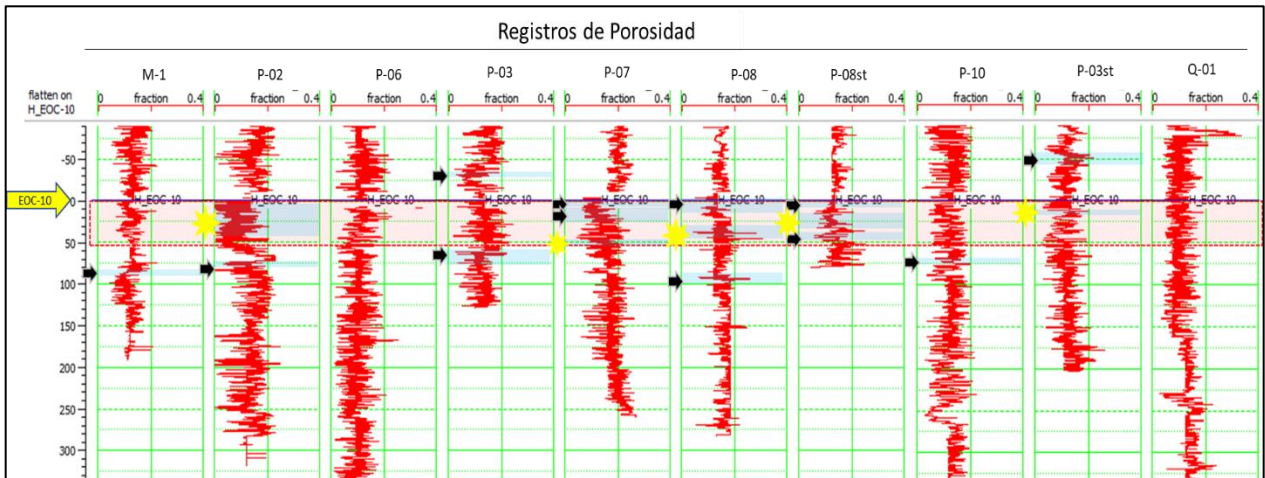


Figura 32 Pozos utilizados para la estimación del dato del Registro de Porosidad, en total son 10 con los que se cuentan se muestra la ventana de 50 metros que se utiliza.

Registros de relación de Vp/Vs utilizados en la estimación

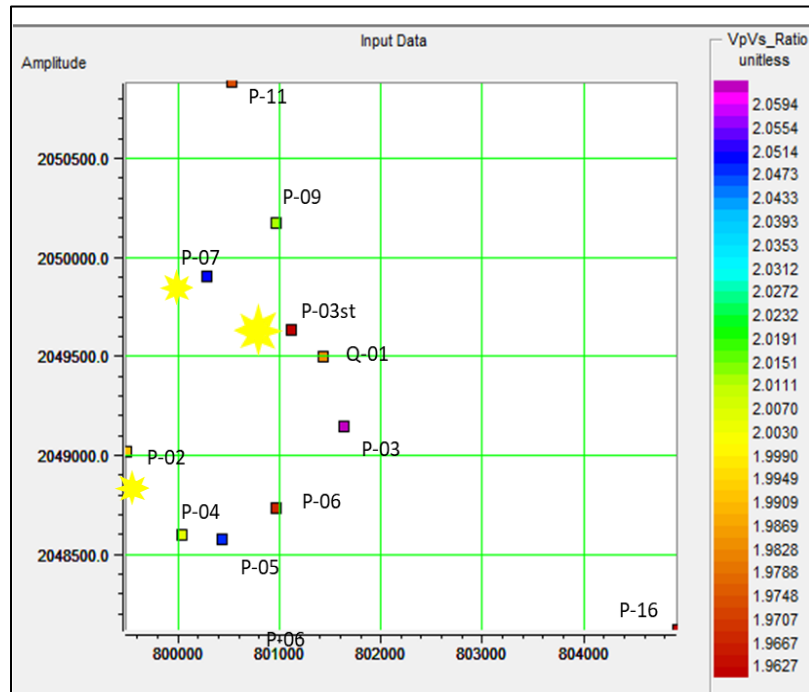
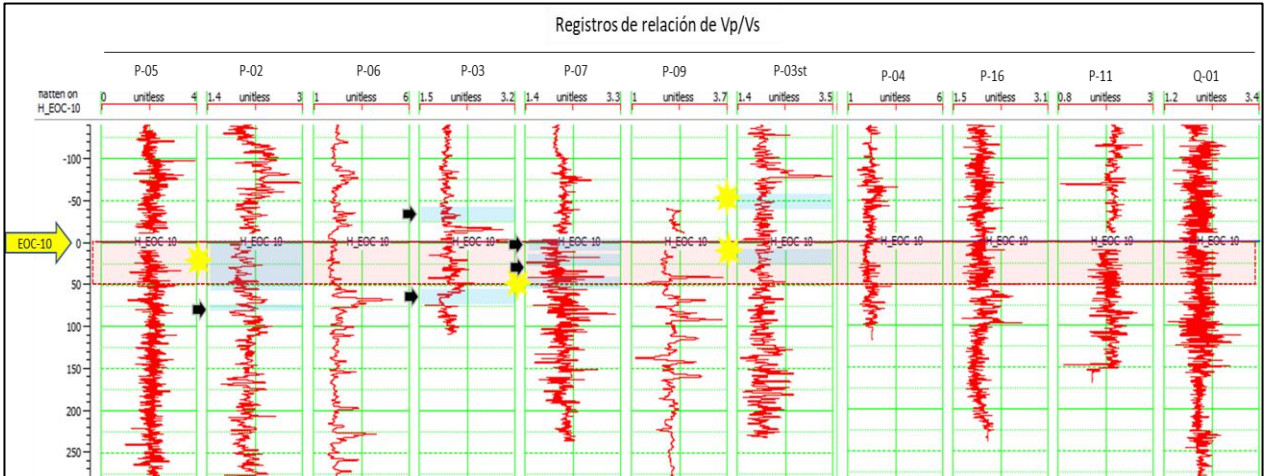
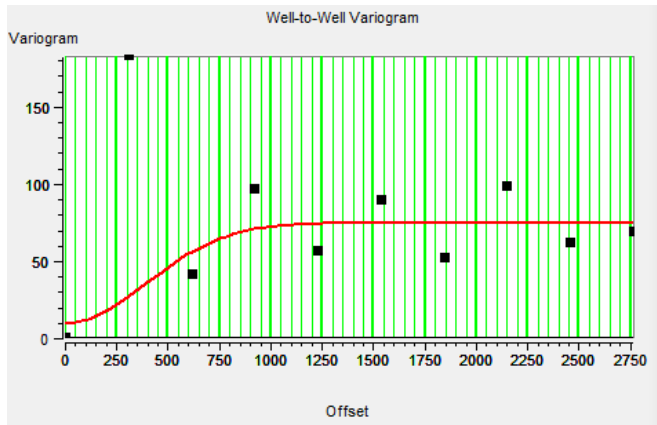


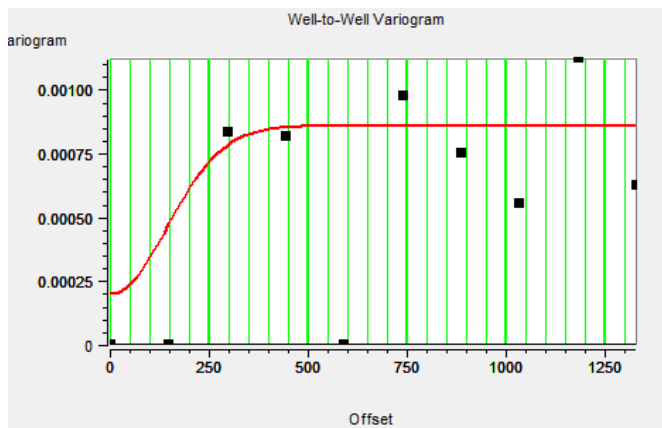
Figura 33 Pozos utilizados para la estimación del dato del registro de la Relación Vp/Vs con su respectiva ventana de 50 metros que se usa en la estimación, en total son 11.

Con la información de los pozos se hará los mapas de kriging para rayos gamma, porosidad y la relación de Vp/Vs, con la apropiada generación de su variograma ver Figura 34, Figura 35 y Figura 36. En este caso se utilizó un modelo gaussiano, para los tres casos.



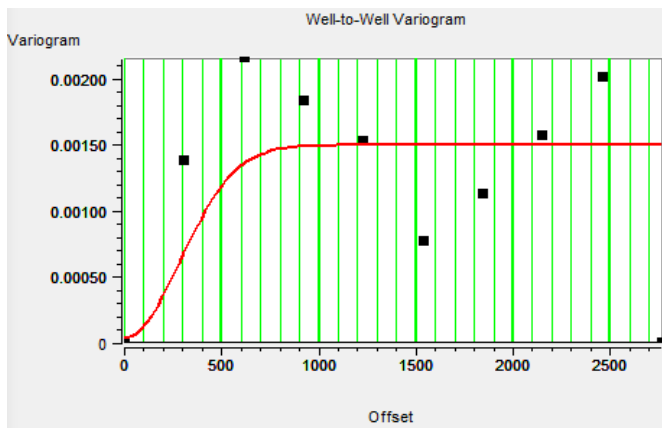
Variograma de pozo a pozo
 Propiedad Rayos Gamma
 Modelo Gaussiano
 Rango 550
 Meseta 77.85
 Nuguet 10

Figura 34 Variograma de pozo a pozo del registro de rayos gamma



Variograma de pozo a pozo
 Propiedad Porosidad
 Modelo Gaussiano
 Rango 200
 Meseta 0.00086
 Nuguet 0.0002

Figura 35 Variograma de pozo a pozo del registro de Porosidad



Variograma de pozo a pozo
 Propiedad Relación Vp/Vs
 Modelo Gaussiano
 Rango 400
 Meseta 0.0015
 Nuguet 4.7e-005

Figura 36 Variograma de pozo a pozo del registro de la relación Vp/Vs

Una vez ejecutado los variogramas de pozo a pozo, se realiza el análisis de multiatributos con el método geoestadística denominado cokriging. Para este caso utilizamos los atributos sísmicos que tienen la mejor correlación, después de haber realizados varias pruebas entre los diferentes atributos sísmicos. Abajo en la tabla 5 se señalan los atributos utilizados para cada estimación de la propiedad. En los tres casos coincide el uso del atributo de gradiente que es obtenido del dato sísmico en el dominio del preapilamiento.

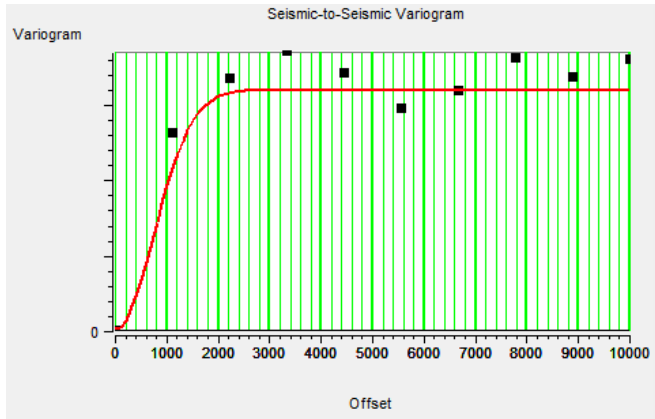
Registro	Atributo	Correlacion
Rayos Gamma	Amp_weighted_Frequency	0.0675055
Rayos Gamma	Gradiente	0.458767
Registro	Atributo	Correlacion
Porosidad	Amp_weighted_Frequency	0.50805
Porosidad	Gradiente	0.69593
Registro	Atributo	Correlacion
Relacion Vp/Vs	Gradiente	0.486506
Relacion Vp/Vs	Amplitud Cruda	0.224896

Tabla 6 Atributos sísmicos que tienen mejor correlación para cada estimación.

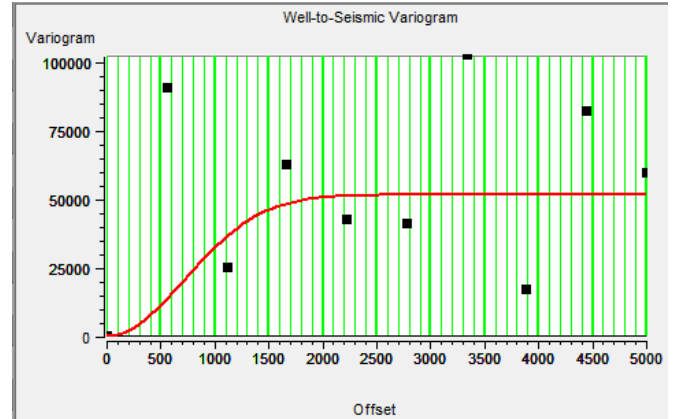
Una vez calculados los variogramas para la variable primaria (registros geofísicos) se calculan los variogramas para la variable secundaria (atributo sísmico 1 y atributo sísmico 2), que son necesarios para el cálculo del cokriging. En el caso de la variable secundaria se podría incrementar el número de atributos sísmicos, pero en los tres casos se presentó menor error sólo usando dos atributos ver Figura 37, Figura 38 y Figura 39.

Primero se calcula el variograma para el dato sísmico, para los tres casos se observa que los variogramas son muy parecidos, visualmente se ajusta muy bien el modelo y los datos de variograma. Después se generan los variogramas que involucran las dos propiedades; sísmica y pozos ver Figura 37, Figura 38 y Figura 39. El bajo ajuste de los puntos en el modelo del variograma de sísmica-pozo indica la alta variabilidad de los datos. Estos resultan ser más difíciles para su cálculo debido a la distribución de los pozos que no tienen un orden equidistante y no cubren toda el área a ser estimada. También para estos variogramas se usó el modelo Gaussiano que ha sido el mejor reduciendo el error de la estimación.

Calculo de variogramas para la estimación de rayos gamma



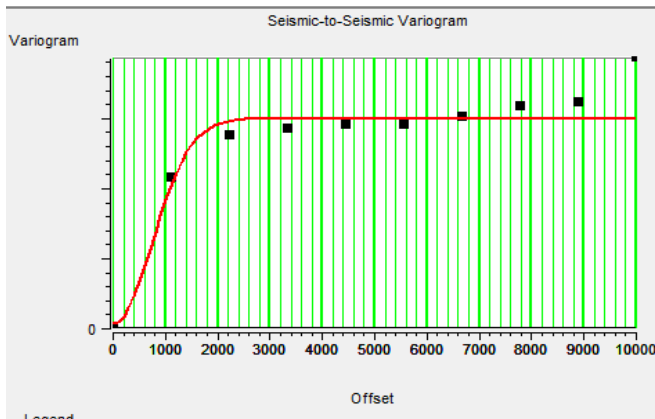
Modelo	Gaussiano
Rango	1050
Meseta	1.60E+08
Nuguet	1.60E+06



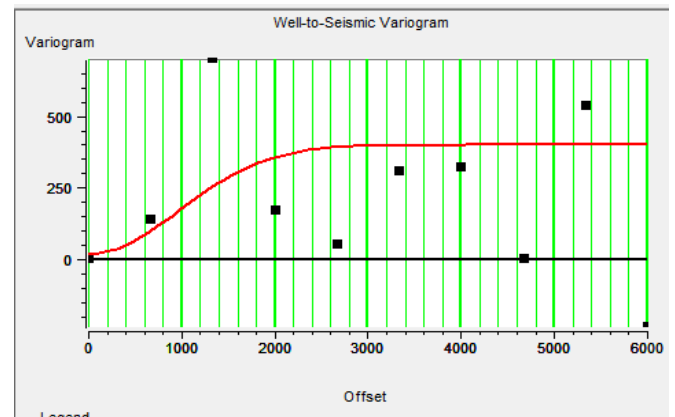
Modelo	Gaussiano
Rango	2.50E+02
Meseta	7.70E+04
Nuguet	1.00E+03

Figura 37 De lado izquierdo está el variograma de sísmica a sísmica. De lado derecho tenemos el variograma cruzado que involucra la sísmica y el registro de rayos gamma.

Calculo de variogramas para la estimación de la porosidad



Modelo	Gaussiano
Rango	1050
Meseta	1.50E+09
Nuguet	3.50E+07



Modelo	Gaussiano
Rango	1350
Meseta	4.00E+02
Nuguet	2.00E+01

Figura 38 De lado izquierdo está el variograma de sísmica a sísmica. De lado derecho tenemos el variograma cruzado que involucra la sísmica y el registro de porosidad.

Calculo de variogramas para la estimación de la relación V_p/V_s

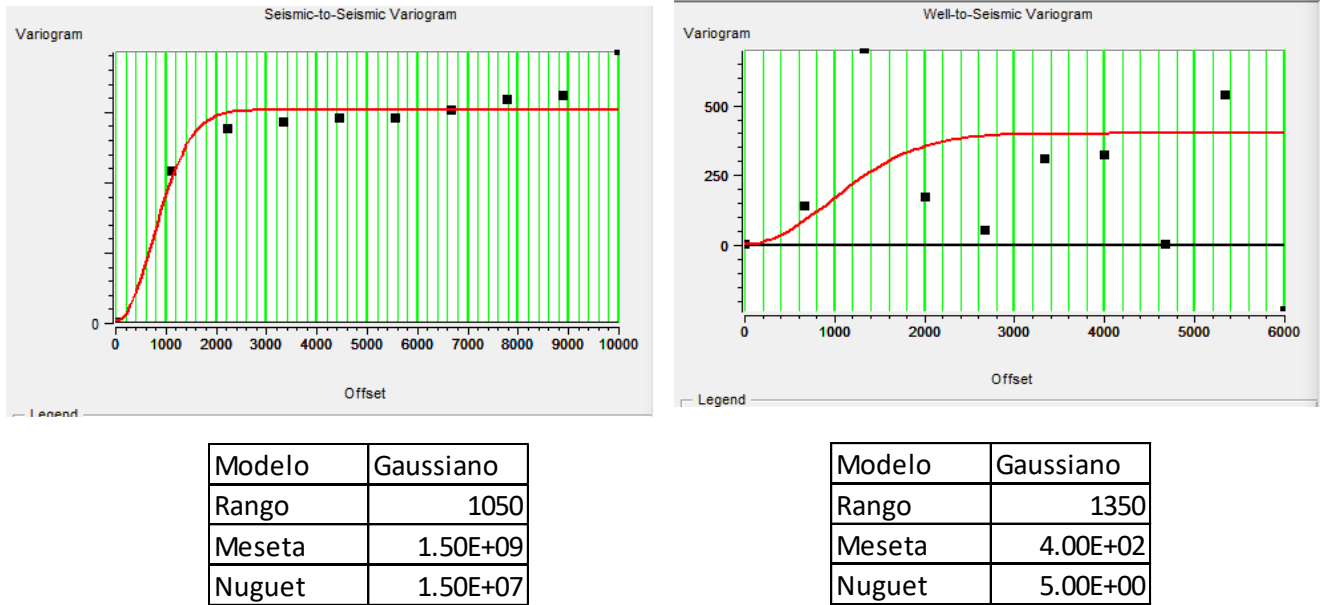


Figura 39 De lado izquierdo está el variograma de sísmica a sísmica. De lado derecho tenemos el variograma cruzado que involucra la sísmica y el registro de relación V_p/V_s .

A través del algoritmo modificado de Cokriging se estimarán las propiedades petrofísicas de Rayos Gamma, Porosidad y la relación V_p/V_s .

Predicción petrofísica de rayos gamma

La predicción petrofísica de **Rayos Gamma** generada con la metodología que se explicó anteriormente y calculada mediante la técnica geoestadística de cokriging se presenta en la figura 39. Se observa que el resultado de la predicción de rayos gamma contiene valores de 20 a 45.2 API, el color rojo representa los valores bajos de Rayos Gamma y como lo vimos en la parte de Análisis de Factibilidad nuestras arenas productoras manejan valores bajos de rayos gamma en los intervalos productoras, también hay que recordar que los valores que representa cada pozo son un promedio de una ventana de 50 metros, al igual que la ventana que se utilizó para calcular los atributos geofísicos son de 80 milisegundos.

Nuestra área de interés y la más confiable en este estudio, es en la parte norte del anticlinal, justamente donde existe más presencia de datos de registros geofísicos ver Figura 40.

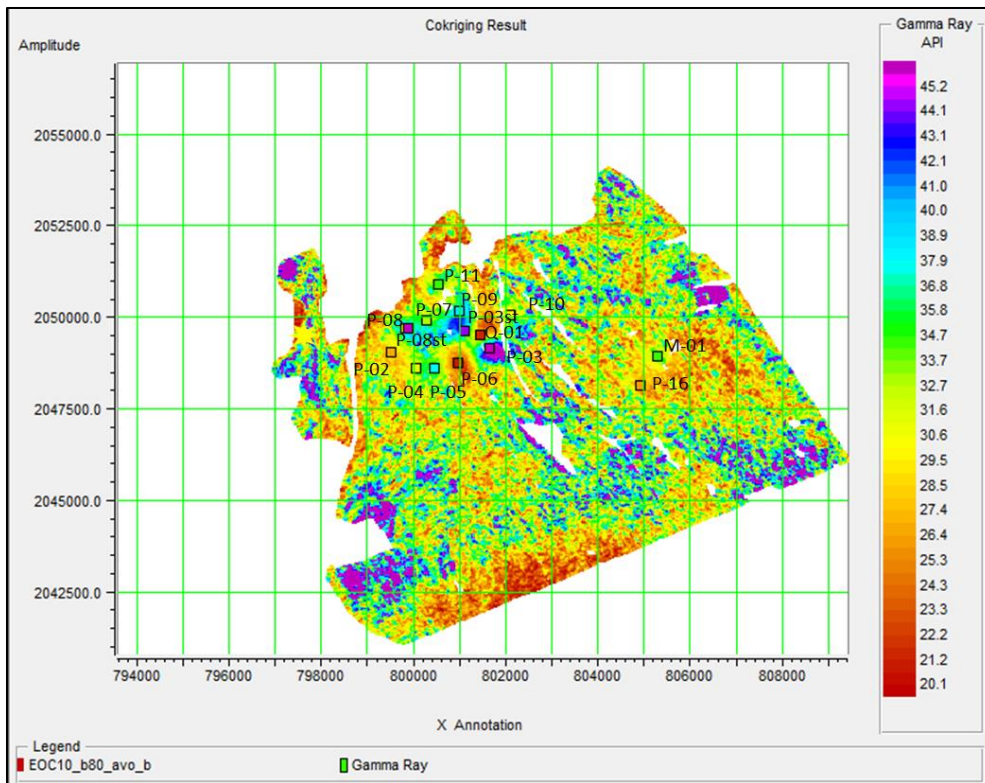


Figura 40 En el primer mapa tenemos la estimación del registro de Rayos Gamma al nivel de EOC-10 con una ventana de 50 metros bajo esta cima.

Predicción de **Porosidad** ofrece una cobertura amplia de datos que van de 0.07 a 0.13 fracción mostrando los valores altos en color rojo, ver Figura 41.

Predicción de porosidad

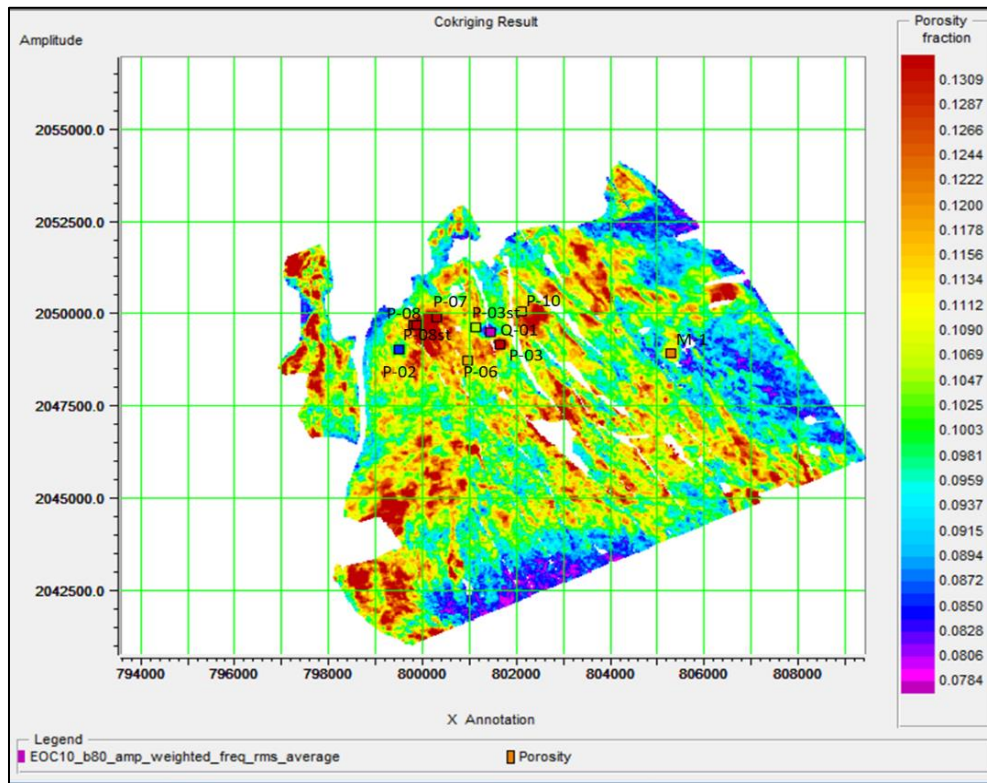


Figura 41 Estimación del Registro de Porosidad al nivel de EOC-10 con una ventana de 50 metros debajo de esta cima.

Predicción de la **Relación de V_p/V_s** es un registro que relaciona la velocidad de la onda P con la de la onda S, recordemos que nuestras arenas productoras por ser de clase I son de impedancia alta con una relación de V_p/V_s baja, no tan baja como en las registradas en arenas limpias, por la presencia de material calcáreo que tenemos en las arenas de nuestro yacimiento los valores de la relación V_p/V_s son un poco más elevadas. Nuestra área de interés también está en la parte norte del anticlinal ver Figura 42.

Predicción de la relación de V_p/V_s

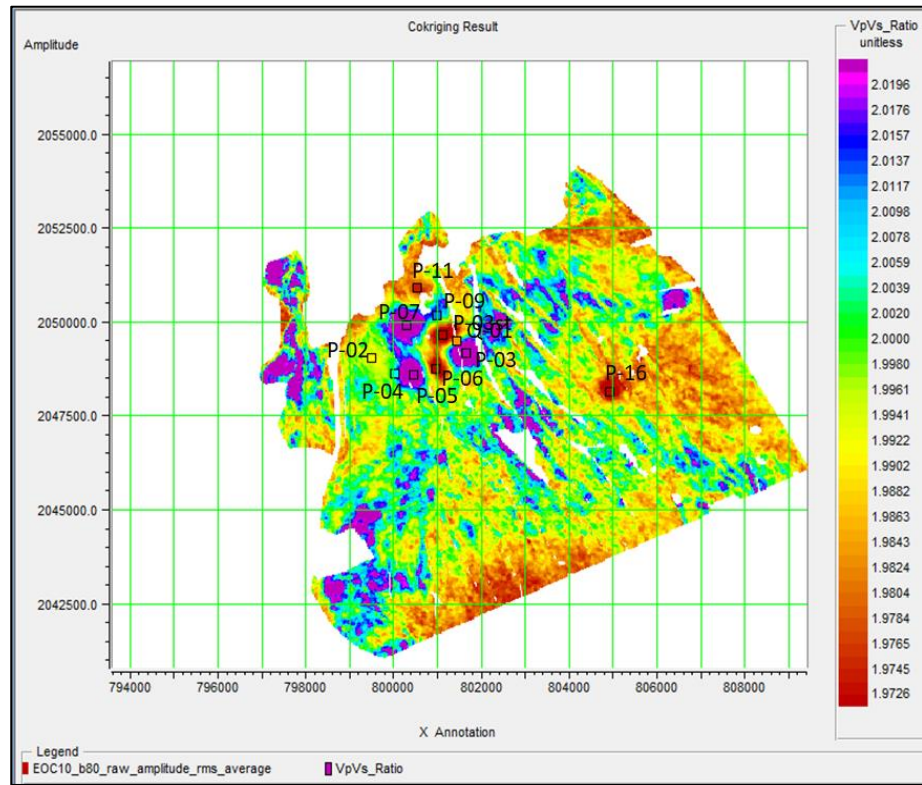


Figura 42 Estimación del registro de la relación V_p/V_s al nivel de EOC-10 con una ventana de 50 metros debajo de esta cima.

CAPÍTULO 5 RESULTADOS

En los tres mapas de estimación se puede confirmar un área potencial de yacimiento y donde se ha propuesto un pozo de extensión, se muestra más a detalle en los siguientes mapas ver Figura 43, figura 44 y Figura 45. Cabe mencionar que el mapa de la estimación de rayos gamma fue el que mayor congruencia mostró, mientras que el mapa de relación de V_p/V_s fue el que menos congruencia presentó.

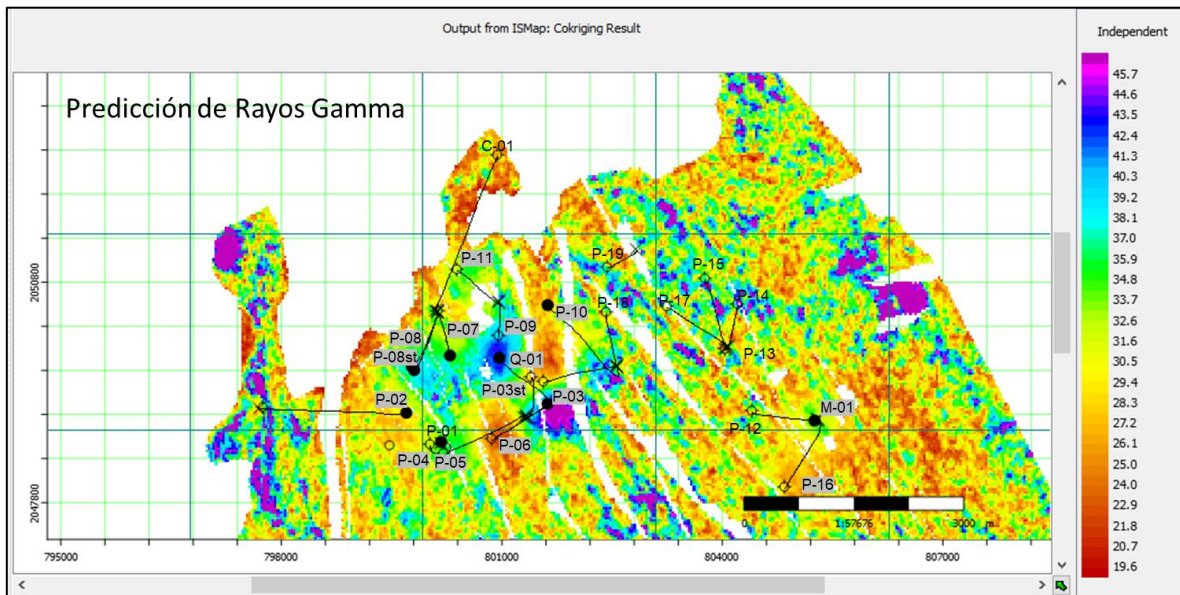


Figura 43 Mapa de Rayos Gamma, en círculo rojo se señala el área potencial para proponer un pozo.

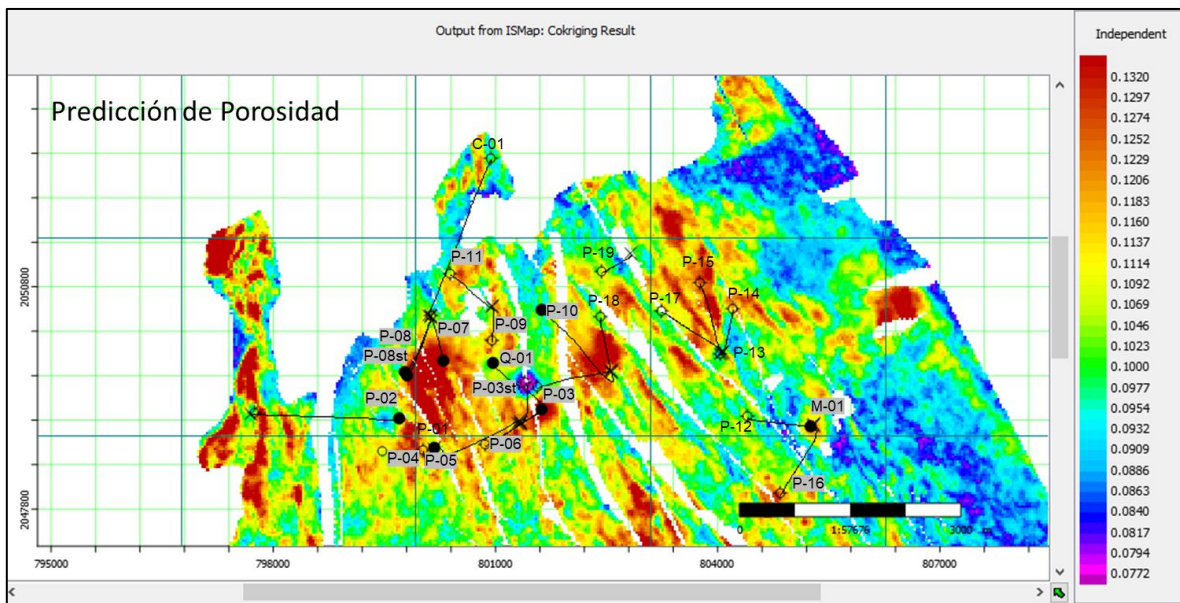


Figura 44 Mapa de Porosidad, en círculo rojo se señala el área potencial para proponer un pozo.

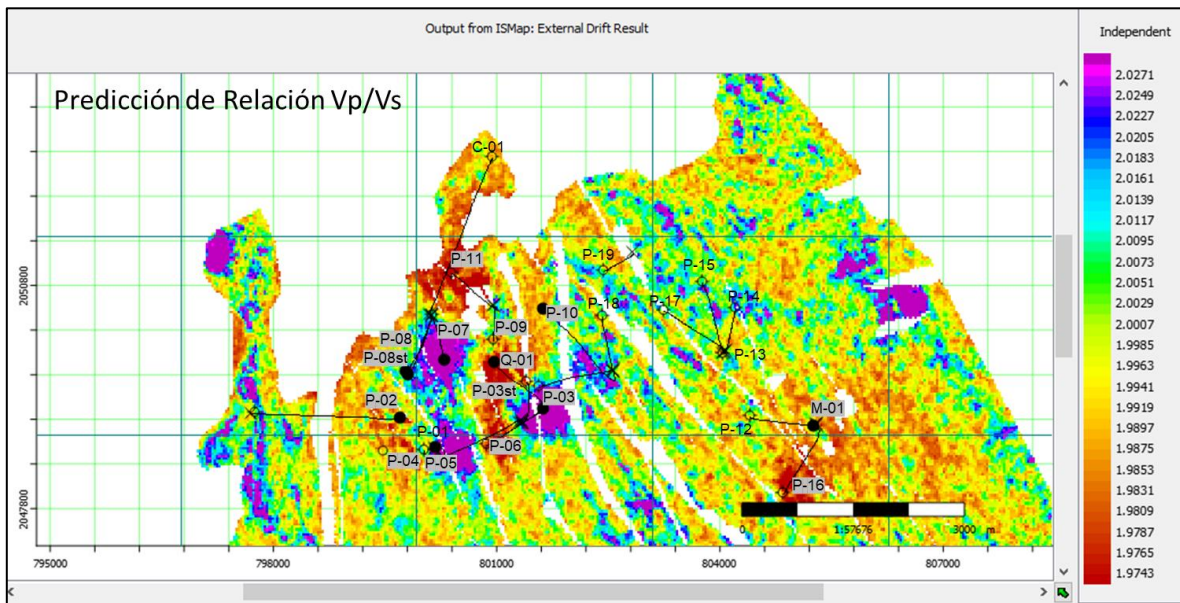


Figura 45 Mapa de Relación de Vp/Vs, en círculo rojo se señala el área potencial para proponer un pozo.

Ante la presencia de la anomalía que se registró en los tres mapas estimados, se prosiguió a hacer un barrido en el dato sísmico sobre la anomalía, tanto en el dato apilado como en

el volumen calculado de AVO ver Figura 46. Mapeándola podemos ver que tiene una extensión en crossline de 924-984 y en inline 2364-2405.

A continuación, se presenta la Inline 2382 (Figura 47) y la crossline 952 (

Figura 48) visualizadas en el volumen de atributo AVO y el volumen de la sísmica apilada y su visualización en el dato sísmico apilado. La anomalía mapeada tiene una amplitud muy notoria con impedancia positiva, pero no toda esta superficie tiene anomalías de gradiente, sólo algunas zonas como se aprecia claramente en estas secciones, pero las anomalías de AVO están presentes a lo largo de las inlines y Xline ya mencionadas con anterioridad ver Figura 49 y Figura 50.

Se definió específicamente la posición de la propuesta de un pozo de extensión en la inline 2382 y crossline 952 no solo por su la anomalía de intercepto y de gradiente, también por la posición geográfica, ya que está suficientemente alejada de los pozos a su alrededor, y cercana a una plataforma petrolera, como se observa en los mapas de arriba.

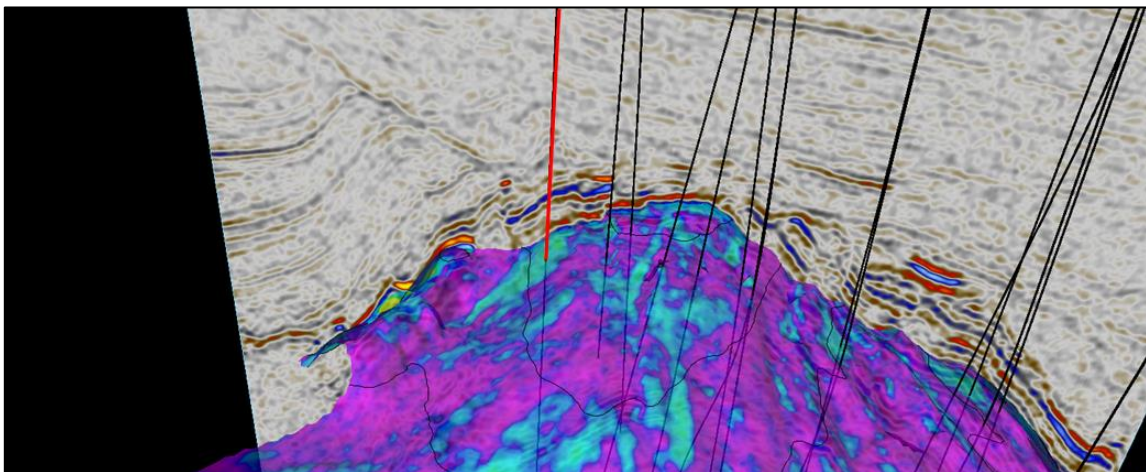


Figura 46 Imagen del pozo propuesto en sísmica 3D en tiempo y atributo de amplitud, en rojo está el pozo propuesto.

El pozo propuesto está en el flanco oeste de la parte más alta del anticlinal en el norte, dentro de un bloque que ha sido delimitado por fallas normales no conectadas según estudios previos dados por PEMEX y reportados en Romero (2012).

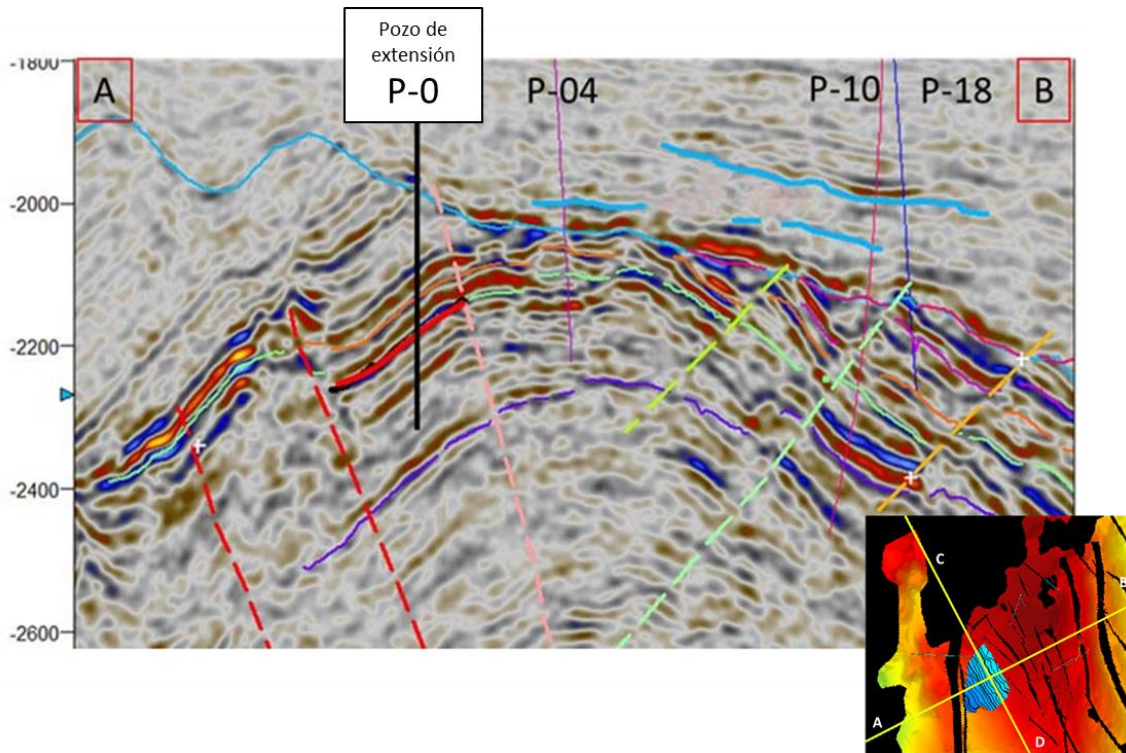


Figura 47 Sección A-B de la inline 2382, en rojo está interpretada la anomalía que es atravesado por el pozo propuesto

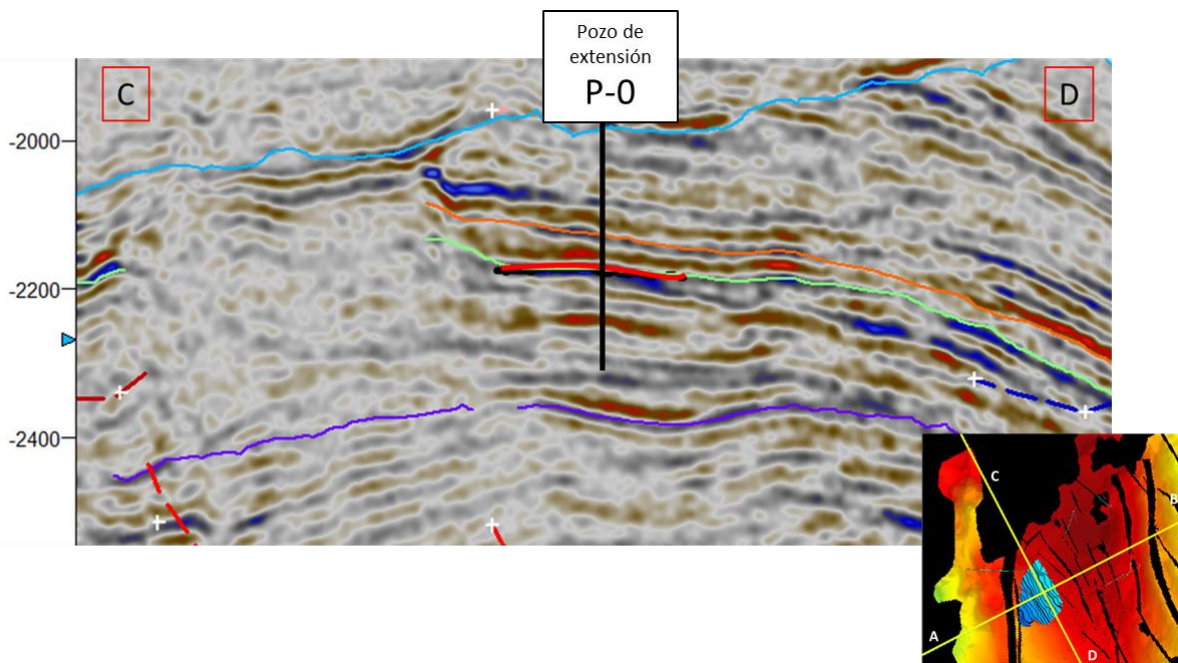


Figura 48 Sección C-D de la Xline 952 en rojo está interpretada la anomalía que es atravesada por el pozo propuesto (en negro).

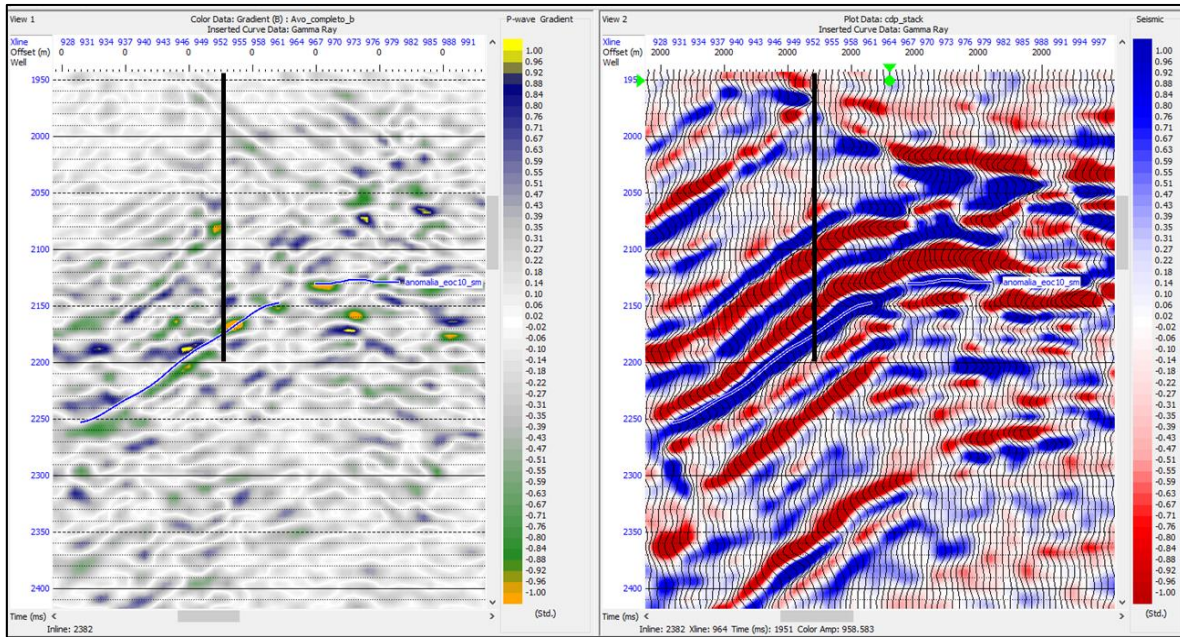


Figura 49 Inline 2382 se observa la anomalía interpretada en Eoceno-10, en esta superficie se observa las anomalías del gradiente.

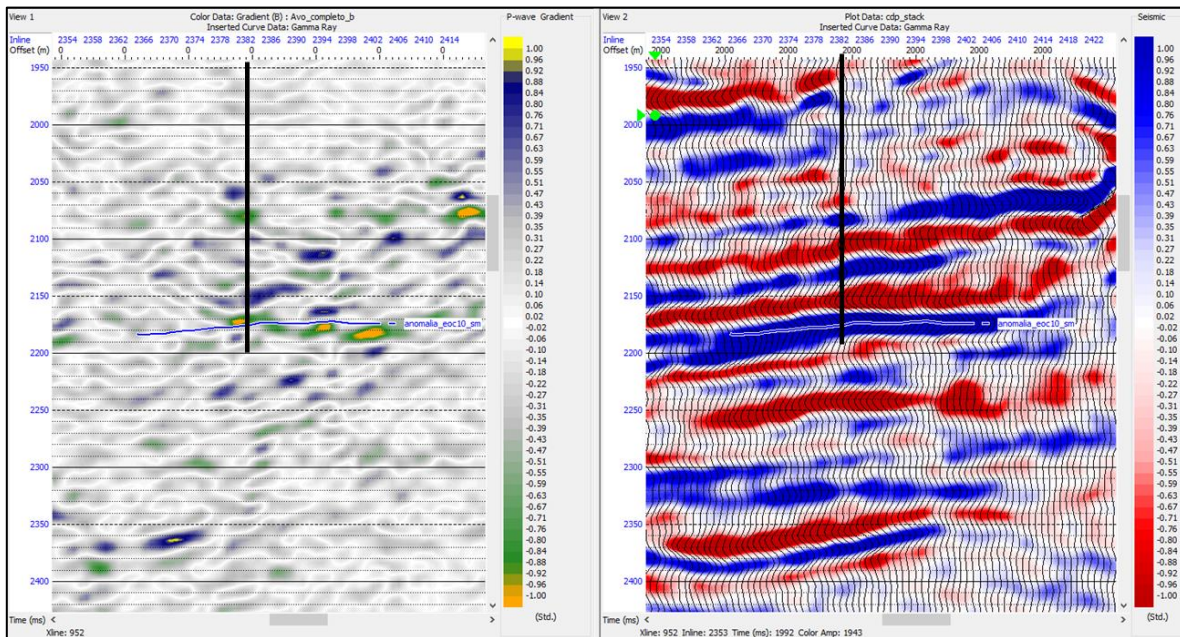


Figura 50 La Xline 952 se observa la anomalía interpretada en Eoceno-10 del lado izquierdo vemos una anomalía de gradiente en el atributo de AVO y de lado derecho tenemos su contraparte en la sísmica apilada.

Las dos líneas sísmicas presentada más arriba se les hizo un análisis de gráficas cruzadas del Gradiente e Intercepto para identificar la línea de fluido, la cima y base de las arenas. En las dos líneas se comprueba la presencia de anomalía por intercepto y gradiente ver Figura 51 y figura 52.

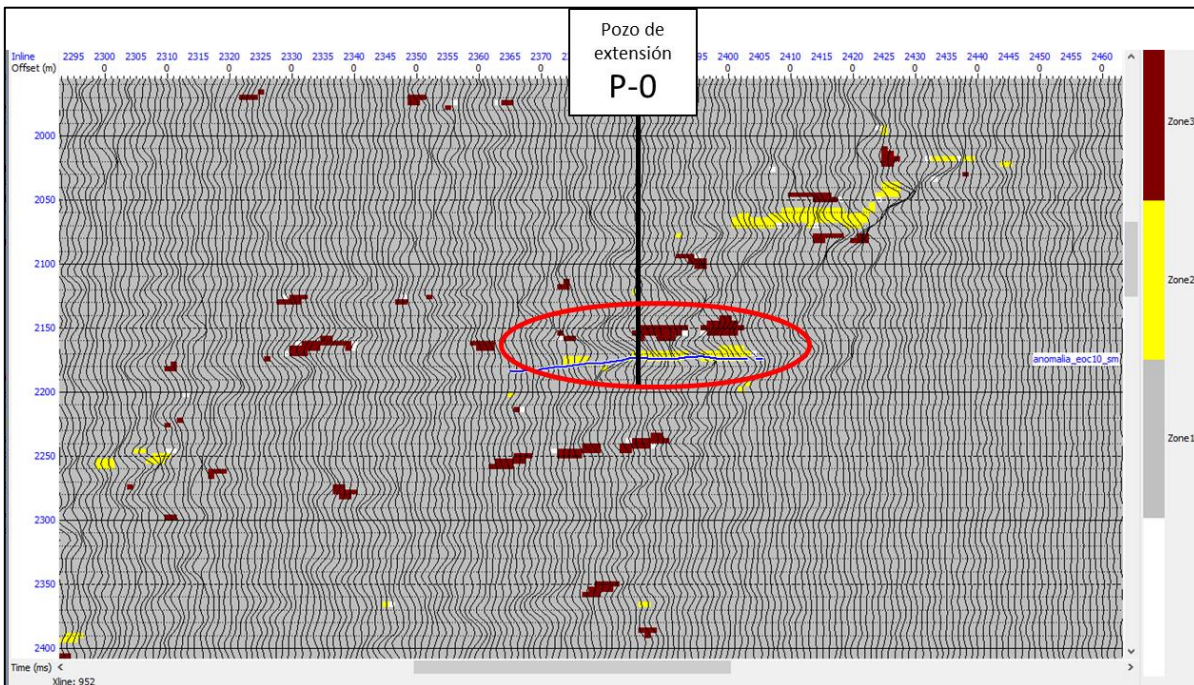
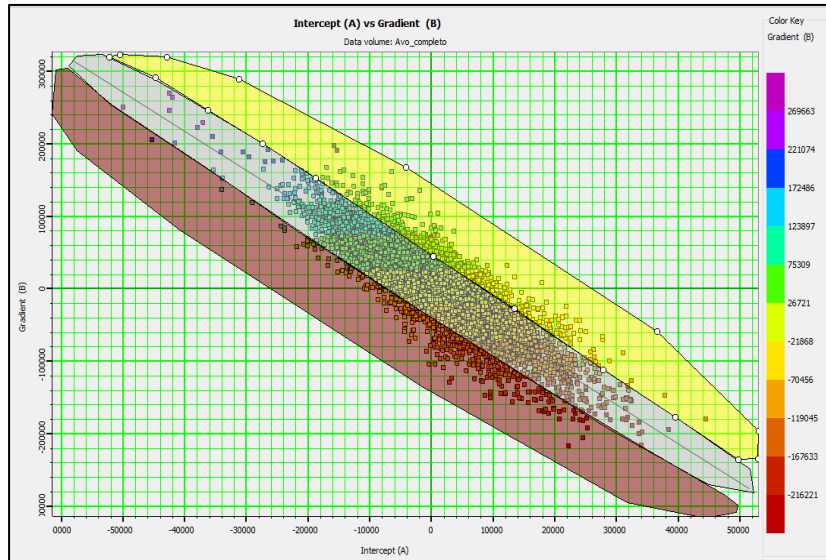


Figura 51 En la imagen superior tenemos la gráfica cruzada intercepto-gradiente de la Xline 952, en la imagen debajo tenemos las zonas que se iluminaron en la gráfica cruzada que señalan las cimas y base de arena y es en esta anomalía que se propone la localización de un pozo extensión.

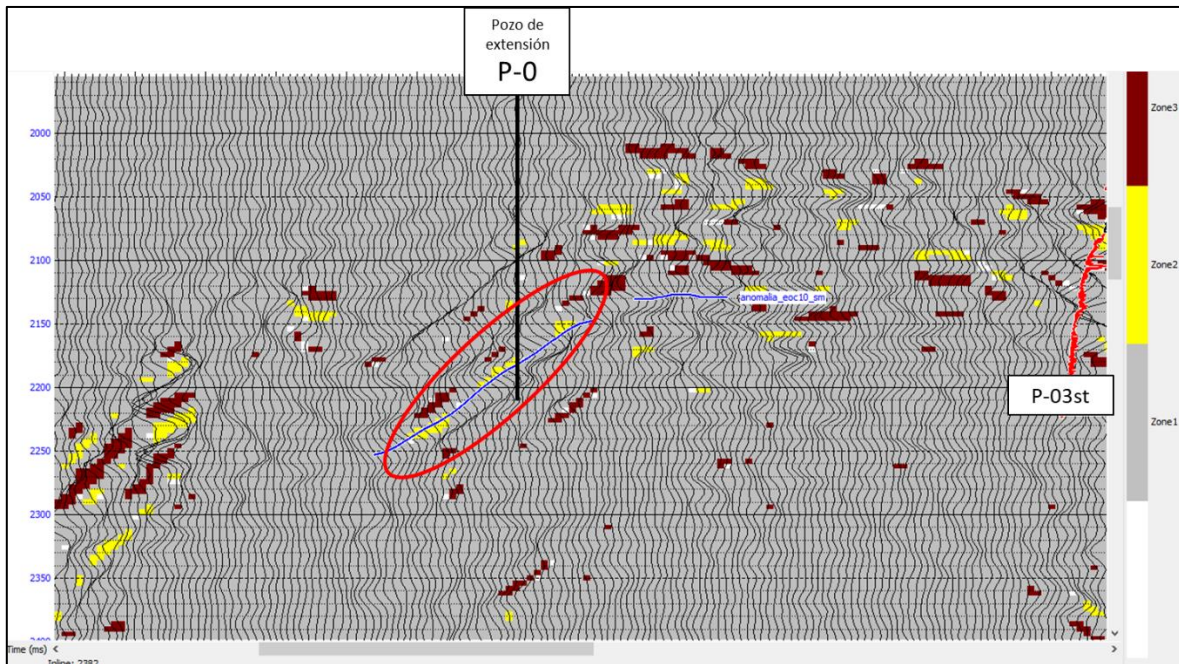


figura 52 En la imagen superior tenemos la gráfica cruzada intercepto-gradiente de la Inline 2382, en la imagen debajo tenemos las zonas que se iluminaron en la gráfica cruzada que señalan zona anómala y es en esta anomalía que se propone la localización de un pozo extensión.

En las dos secciones en la superficie interpretada como la anomalía de interés, podemos ver zonas que señalan la presencia de arenas productoras.

Una vez definido el punto de interés para ubicar un pozo, se analizó de forma más detallada el gather. El gather muestra una reflexión muy notoria de impedancia positiva en la superficie de Eoceno-10, la amplitud es alta en el offset más cercano y va disminuyendo hasta el último offset grabado, a esta reflexión se denominó la cima de la arena. Analizando esta superficie en la gráfica de amplitud contra offset según la clasificación dada por Castagna 1988 se tiene que nuestra arena es de Clase 1 es un yacimiento de alta impedancia que conforme aumenta el offset el coeficiente de reflexión va disminuyendo el teniendo un gradiente negativo. En la gráfica cruzada de intercepto contra gradiente se señala dónde está la cima del yacimiento confirmando la Clase 1, la cima se aleja de la tendencia de fondo y cae en el cuadrante IV ver Figura 53.

Estas respuestas en el análisis del gather son las esperadas, debido al proceso de análisis de factibilidad realizados en los pozos productores preexistentes en los cuales todas las arenas productoras en el Eoceno-10 son de alta impedancia con una Clase 1.

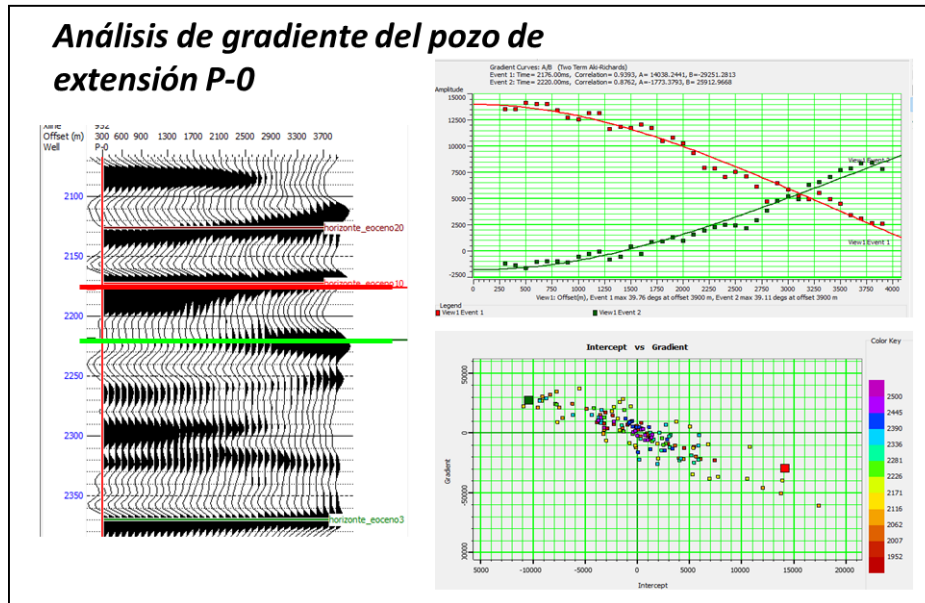


Figura 53 Análisis del gather de la inline 2382 y Xline 952, con sus respectivas gráficas de análisis del intercepto contra gradiente que confirman que la arena tiene anomalía AVO Clase 1 como las demás arenas que se presentaron en los pozos productores.

La anomalía mapeada en el Eoceno-10 donde se está proponiendo el pozo de extensión tiene un área de 1.058 km², en la Figura 54 se puede ver la superficie de la anomalía interpretada en el Eoceno-10.

En la Figura 55 se muestra la ubicación de pozo propuesto en la superficie en tiempo.

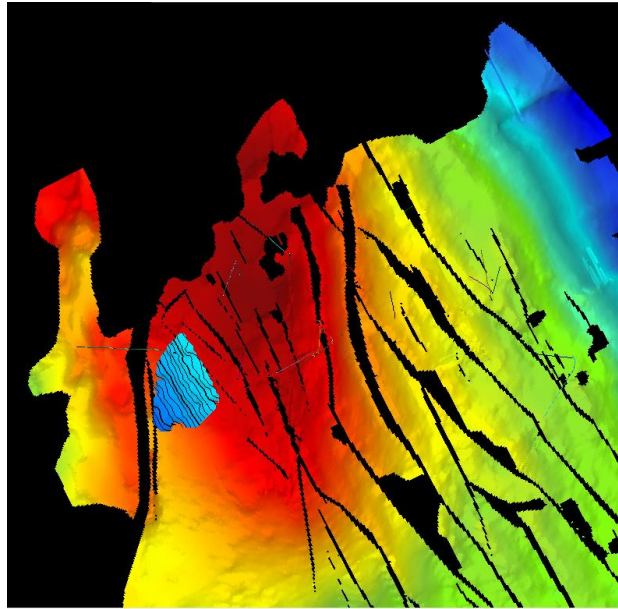


Figura 54 Mapa del horizonte Eoceno-10, en color rojo se muestra la parte más alta, por encima de este, está la superficie de la anomalía interpretada en color azul.

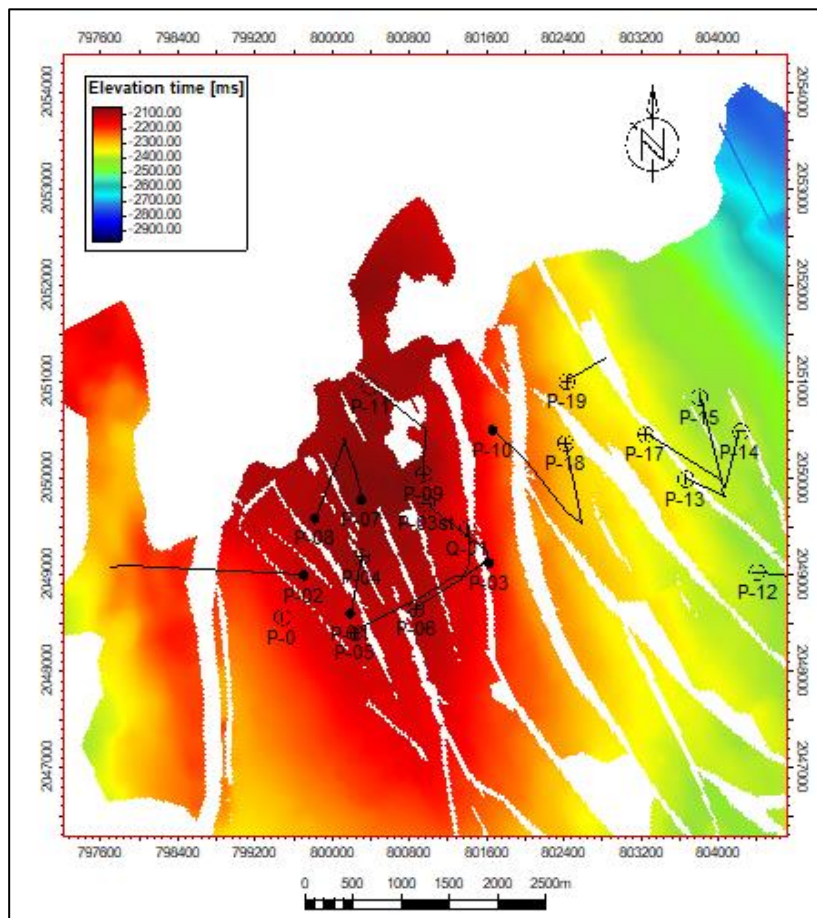


Figura 55 Ubicación del pozo extensión P-0.

CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES

Se ha revisado el esquema de factibilidad para un estudio de sísmica preapilada, para lo cual se realizó un análisis de la Amplitud versus Offset al dato sísmico, también se estudiaron los registros para elegir los mejores discriminando propiedades deseadas del yacimiento.

- Con los cuales se detalló que nuestras arenas productoras son de impedancia alta, de Clase tipo 1 en la clasificación de AVO.
- Casi todos los registros mostraron una respuesta ante la presencia de yacimiento. Particularmente los que mejor respondieron fue el registro de Rayos gamma, porosidad y Relación de Vp/Vs.
- En este trabajo se muestran grandes ventajas de utilizar varios atributos sísmicos de forma cuantitativa, a diferencia de cuando se hace un análisis de un solo atributo sísmico como convencionalmente se realiza, lo que es de mucha ayuda en la Inversión geoestadística.
- Con la caracterización de la sísmica y los registros geofísicos se realizó un Inversión geoestadística de los datos ya que sirve de puente entre las propiedades elásticas y las propiedades de yacimiento, donde los métodos geoestadísticos proveen de una estimación apropiada de la variabilidad espacial y coherencia con la información de campo que son los pozos.
- El método de estimación cokriging que permite el análisis de dos variables que son registros y sísmica y dentro de la segunda variable puede tener múltiples variables (multiatributos) da una gran ventaja, ya que mejora la resolución lateral espacial.
- Dentro de las tres estimaciones generadas de propiedades, la de Rayos Gamma es la más confiable, por la congruencia que muestra en los datos de entrada con los datos de salida que da la predicción, mientras que el mapa de relación de Vp/Vs tiene menor confiabilidad.
- Se determinó un área prospectiva 1.058 km² en el Eoceno-10 donde se está proponiendo el pozo de extensión.

BIBLIOGRAFÍA

- Aki, K., & Richards, P. G. (1980). *Quantitative seismology - Theory and Methods*, . *W.H. Freeman and Co.*
- Baztle, M., & Wang, Z. (1992). Seismic properties of fluids. *Geophysics*, 1396-1408.
- Bortfeld, R. (1961). Approximation to the reflection and transmission coefficients of plane longitudinal and transverse waves. *Geophys. Prosp.*, 485-503.
- Bosch, M., Mukerji, T., & Gonzalez, E. (2010). Seismic inversion for reservoir properties combining statistical rock physics and geostatistics: A review. *Geophysics*, 165-176.
- Brandi Purata, J. M. (2015). Apuntes de clase.
- Brown, A. (2011). *Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data*. Oklahoma: Society of Exploration Geophysicists and American Association of Petroleum Geologists.
- Brown, A. R. (1996). Seismic Attributes and their classification. *The Leading Edge*, 1090.
- Castagna, J. P., Swan, H. W., & Foster, D. J. (1998). Framework for AVO gradient and intercept interpretation. *GEOPHYSICS*, 948-956.
- Castagna, J., & Backus, M. (1993). *Offset-dependent reflectivity- Theory and practice of AVO anomalies: Investigations in Geophysics*. Tulsa: Society of Exploration.
- Chambers, R. L. (2000). Petroleum geostatistics for nongeostatisticians Part 1. *Geophysics: the Leading Edge of Exploration*, 474-479.
- Díaz Viera, M. A. (2002). *Geoestadística Aplicada*. Distrito Federal: Instituto de Geofísica, UNAM.
- Doyen, P. M. (1988). Porosity from seismic data a geostatistical approach. *Geophysics*, 1257-1263.
- Foster, D. J., Keys, R. G., & Lane, D. F. (2010). Interpretation of AVO anomalies. *Geophysics*, 75A3-75A13.
- Gardner, G. H., Gardner, L. W., & Gregory, A. R. (1974). Formation velocity and density- The diagnostic basics for stratigraphic traps. *Geophysics*, 770-780.

-
- Guerrero, J. G., Vargas, C. A., & Montes, L. A. (2010). Reservoir characterization by multiattribute analysis: The Orito field. *Earth Sciences Research Journal*, 173-180.
- Han, D. H., Nur, A., & Morgan, D. (1986). Effects of porosity and clay content on wave velocities in sandstones. *Geophysics*, 2093-2107.
- Hilterman, F. J. (2001). *Seismic Amplitude Interpretation*. Houston: Geophysical Development Corporation.
- Koefoed, O. (1955). On effect of Poisson's ratio of rock strata on the reflection coefficients of plane waves. *Geophysical Prospecting*, 381-387.
- Meju, A. M. (1994). *Geophysical Data Analysis: Understanding inverse problem theory and practice*. Tulsa, Oklahoma: Society of Exploration Geophysicists.
- Muskat, M., & Meres, M. W. (1940). The seismic wave energy reflected from various types of stratified horizons. *Geophysics*, 149-155.
- Ostrander, W. J. (1984). Plane-wave reflection coefficients for gas sands at nonnormal angles of incidence. *Geophysics*, 1637-1648.
- Peddy, C. P., Sengupta, M. K., & Fasnacht, T. L. (1995). AVO analysis of high-impedance sandstone reservoirs. *The Leading Edge*, 871-877.
- PEMEX. (2013). *Provincia Petrolera Veracruz*. Ciudad de México.
- PEMEX. (2010). *Las Reservas de Hidrocarburos de México 2010*. Ciudad de México: PEMEX.
- Pickett, G. (1963). Acoustic Character Logs and Their Application in Formation Evaluation. *Journal of Petroleum Technology*, 659-667.
- Raymer, L., Hunt, E. R., & Gardner, J. S. (1980). An improved sonic transit time-to-porosity transform. *Soc. Prof. Well Log Analysts 21st Annual Logging Symposium, Transactions*.
- Romero, A. S. (2012). *Prediction of reservoir quality with seismic attributes in Eocene Submarine Conglomerates, Mexico (Tesis de Maestría)*. Norman: University of Oklahoma.
- Russell, B. (1988). *Introduction to Seismic Inversion Methods*. Tulsa, Oklahoma: Society of Exploration Geophysicists.

-
- Russell, B., Hampson, D., & Todorov, T. (2001). Combining geostatistics and Multiattribute transform - A channel sand case study. *SEG Int'l Exposition and Annual Meeting*. San Antonio, Texas: SEG.
- Russell, B., Hampson, D., Schuelke, J., & Quirein, J. (1997). Multiattribute seismic analysis. *The Leading Edge*, 1439-1443.
- Rutherford, S. R., & Williams, R. H. (1989). Amplitude -versus - offset in gas sands. *Geophysics*, 680-688.
- Shuey, R. T. (1985). A simplification of the Zoeppritz equations. *Geophysics*, 609-614.
- Taner, T. M. (2001). Seismic Attributes. *CSEG Recorder*, 48-56.
- Vázquez Covarrubias, E. (2010). Tesis: Los Gases de la Cuenca de Veracruz: Origen Distribución y Perspectivas exploratorias.
- Wyllie, M., Gregory, A. R., & F., G. G. (1958). An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media . *Geophysics*, 459-493.
- Xu, H., Sun, J., Russell, B., & Kris, I. (2015). Porosity prediction using cokriging with multiple secondary. *CREWES Research Report — Volume 27*, 1-13.