



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL



**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y
ARQUITECTURA
UNIDAD TICOMÁN
“CIENCIAS DE LA TIERRA”**

**SEMINARIO PETROFÍSICA
INTEGRACIÓN PETROSÍSMICA 3D DEL CAMPO
CLOUDSPIN**

TRABAJO FINAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO GEOFÍSICO

PRESENTAN:

ANGEL ESCOBEDO GOMEZ

GABRIEL ANGEL SAMANO CRUZ

DANIELA MONSERRATH VARGAS GARCÍA

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO GEÓLOGO

PRESENTA:

GERARDO CHAVARRÍA TORRES

CDMX, DICIEMBRE 2021

Autorización de uso de obra

Instituto Politécnico Nacional
P r e s e n t e

Bajo protesta de decir verdad el (la) (los) que suscribe (**Angel Escobedo Gomez, Daniela Monserrath Vargas García, Gabriel Angel Samano Cruz y Gerardo Chavarría Torres**) (se anexa copia simple de identificación oficial), manifiesto ser autor (a) (es) y titular de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada **“Integración petrosísmica 3D del Campo Cloudspin”**, en adelante **“LA TESIS”** y de la cual se adjunta copia, por lo que por medio del presente y con fundamento en el (artículo 27 fracción II, inciso b) de la Ley Federal del Derecho de Autor, otorgo a el Instituto Politécnico Nacional, en adelante El IPN, autorización no exclusiva para comunicar y exhibir públicamente total o parcialmente en medios digitales (Publicación en Línea) **“La Tesis”** por un período de (un año) contado a partir de la fecha de la presente autorización, dicho período se renovará automáticamente en caso de no dar aviso expreso a El IPN” de su terminación.

En Virtud de lo anterior, **“El IPN”** deberá reconocer en todo momento mi calidad de autor de **“La Tesis”**

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

México, D.F, a diciembre de 2021

Atentamente



ANGEL ESCOBEDO GOMEZ



DANIELA MONSERRATH VARGAS GARCIA



GABRIEL ANGEL SAMANO CRUZ



GERARDO CHAVARRÍA TORRES



Folio
DES/2045/2021

85 Aniversario del Instituto Politécnico Nacional
70 Aniversario del CECyT 11 "Wilfrido Massieu"
60 Aniversario de la Escuela Superior de Física y Matemáticas
50 Aniversario del CECyT 12 "José Ma. Morelos" y del CECyT 13 "Ricardo Flores Magón"

Asunto
Impartición de Seminario

CDMX, 18 de agosto de 2021

DR. ARTURO ORTIZ UBILLA
DIRECTOR DE LA ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA
Y ARQUITECTURA (ESIA), UNIDAD TICOMÁN
PRESENTE

Con fundamento en el Artículo 34, Fracción VIII del Reglamento Orgánico; Artículo 5, Fracción III del Reglamento General de Estudios; Artículo 12 del Reglamento de Titulación Profesional del Instituto Politécnico Nacional; en atención a su oficio DET/0804/2021, le comunico que se autoriza la impartición del Seminario de Actualización con Opción a Titulación:

"PETROFÍSICA"

Folio de Autorización: DES/ESIA-TIC/S/030-23/2013-2021
Vigencia del Seminario: 25 de marzo de 2021 al 25 de marzo de 2023
Duración: 200 horas.
Periodo de impartición: Del 09 de septiembre al 10 de diciembre de 2021
Horario: jueves y viernes de 14:30 a 22:00 horas.
Sede: ESIA TIC, Modalidad a distancia.
Expositores: Dr. Enrique Coconi Morales, Ing. Alejandro Mendoza Maravillas e Ing. Efrén Murillo Cruz.

Debiendo observar lo siguiente:

Enviar en formato electrónico la lista inicial oficial de participantes, firmada y sellada por el Coordinador del Seminario y el Subdirector Académico dentro de los primeros diez días hábiles posteriores a la fecha del inicio del seminario.

- En la lista inicial se debe anexar el expediente digitalizado de cada participante, será enviado en un disco anexo, cada archivo deberá contener: Carta de pasante, Carta de cumplimiento del servicio social, Constancia de liberación del inglés e Inscripción del seminario.
- Dar a conocer a los participantes el folio de autorización correspondiente, para trámites de titulación ante la Dirección de Administración Escolar.
- Al concluir el programa del seminario enviar la relación de asistencia, de evaluación final y de trabajos finales, en un plazo no mayor a 20 días hábiles, para la emisión de las constancias a los participantes.

Página 1 de 2





Folio

DES/2045/2021

85 Aniversario del Instituto Politécnico Nacional
70 Aniversario del CECyT 11 "Wilfrido Massieu"
60 Aniversario de la Escuela Superior de Física y Matemáticas
50 Aniversario del CECyT 12 "José Ma. Morelos" y del CECyT 13 "Ricardo Flores Magón"

- Debido a la contingencia y por única ocasión el recibo de pago del dictamen técnico académico podrá ser entregado una vez que se hayan normalizado las actividades.
- Una vez reanudada las actividades se deberá enviar la información correspondiente en físico y firmada por el Coordinador del Seminario, Subdirector Académico y el Director de la Unidad Académica.
- Se deberá enviar la liga y contraseña para realizar la supervisión de la plataforma y las sesiones a distancia que se realizarán.

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

Sin otro particular, le envío un cordial saludo.

ATENTAMENTE
"La Técnica al Servicio de la Patria"



Juan Manuel Velázquez Peto
ING. JUAN MANUEL VELÁZQUEZ PETO
DIRECTOR
DIRECCIÓN DE EDUCACIÓN SUPERIOR

c.c.p. Dr. David Jaramillo Viguera. Secretario Académico del IPN.
Lic. Fabiola Guadalupe Rodríguez Jiménez - Directora de Administración Escolar DAE.

T. s/t

JMVP/EGCV/ymvn

Página 2 de 2



ÍNDICE

RESUMEN	12
ABSTRACT	13
INTRODUCCIÓN	14
OBJETIVO GENERAL	16
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	16
CAPÍTULO I. MARCO GEOLÓGICO.....	17
1.1 UBICACIÓN CAMPO CLOUDSPIN	17
1.2 GEOLOGÍA REGIONAL Y ESTRUCTURAL.....	18
1.3 GEOLOGÍA LOCAL	20
1.4 ESTRATIGRAFÍA	21
1.4.1 FORMACIÓN MIDWAY.....	22
1.4.2 FORMACIÓN WILCOX	22
1.4.3 FORMACIÓN CLAIBORNE	22
1.4.4 FORMACIÓN JACKSON.....	22
1.4.5 FORMACIÓN VICKSBURG	22
1.4.6 FORMACIÓN CATAHOULA.....	22
1.4.7 FORMACIÓN FLEMING.....	22
1.5 SEDIMENTOLOGÍA.....	23
1.6 SISTEMA PETROLERO	25
1.6.1 ROCA GENERADORA.....	25
1.6.2 ROCA ALMACENADORA	25
1.6.3 ROCA SELLO	25
CAPÍTULO II. MARCO GEOFÍSICO.....	26
2.1 PROSPECCIÓN SÍSMICA DE REFLEXIÓN.....	26
2.2 REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS	28
2.2.1 REGISTRO DE RAYOS GAMMA (GR)	28
2.2.2 REGISTRO DE POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP)	29
2.2.3 REGISTROS DE RESISTIVIDAD (RT, ILD).....	29
2.2.4 REGISTRO SÓNICO (DT)	30
2.2.5 REGISTRO DE DENSIDAD (RHOB).....	30
2.2.6 REGISTRO DE POROSIDAD DE NEUTRÓN (NPHI).....	31

2.3	PROPIEDADES PETROFÍSICAS	32
2.3.1	VOLUMEN DE ARCILLA (VCL)	32
2.3.2	POROSIDAD TOTAL (PHIT).....	32
2.3.3	POROSIDAD EFECTIVA (PHIE).....	33
2.3.4	VOLUMEN DE MATRIZ (VMA).	33
2.3.5	SATURACIÓN DE AGUA (SW).....	33
2.3.6	RESISTIVIDAD DEL AGUA (Rw).....	33
2.3.7	PERMEABILIDAD (K).....	34
2.3.8	ELECTROFACIES Y PETROFACIES	34
2.4	GEOESTADÍSTICA	35
2.4.1	SIMULACIÓN SECUENCIAL GAUSSIANA	35
CAPÍTULO III. INTERPRETACIÓN SÍSMICA.....		36
3.1	CREACIÓN DE BASE DE DATOS Y CONTROL DE CALIDAD	36
3.2	GENERACIÓN DEL CUBO SÍSMICO	37
3.3	APLICACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS	37
3.3.1	STRUCTURAL SMOOTHING	37
3.3.2	RMS AMPLITUDE	37
3.3.3	PHASE SHIFT	37
3.3.4	CHAOS.....	38
3.3.5	VARIANCE	38
3.3.6	ANT TRACKING.....	38
3.4	IMPORTAR DATOS DE POZOS	39
3.5	INTERPRETACIÓN DE HORIZONTES.....	40
3.6	INTERPRETACIÓN DE FALLAS	41
3.7	MODELADO ESTRUCTURAL	43
3.8	MODELADO DE FALLAS	43
CAPÍTULO IV. INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA		46
4.1	CREACIÓN DE BASE DE DATOS Y CONTROL DE CALIDAD	46
4.2	DELIMITACIÓN DE CIMAS	47
4.3	CÁLCULO DE TEMPERATURA DE FORMACIÓN	47
4.4	CÁLCULO DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS	48
4.4.1	VOLUMEN DE ARCILLA (VCL)	48

4.4.2	POROSIDAD TOTAL Y EFECTIVA (PHIT y PHIE)	48
4.4.3	VOLUMEN DE MATRIZ (VMA)	48
4.4.4	SATURACIÓN DE AGUA (SW).....	49
4.4.5	PERMEABILIDAD (PERM).....	49
4.1	ZONAS DE PAGA.....	50
4.2	ELECTROFACIES Y PETROFACIES	50
CAPÍTULO V. SIMULACIÓN GEOESTADÍSTICA.....		52
5.1	CREACIÓN DE BASE DE DATOS Y CONTROL DE CALIDAD	52
5.2	GENERACIÓN DE LA MALLA CARTESIANA	53
5.3	GENERACIÓN Y ANÁLISIS DE VARIOGRAMAS	53
5.4	SUMULACIÓN DEL CUBO DE PROPIEDADES	54
CAPÍTULO VI. INTEGRACIÓN PETROSÍSMICA.....		56
6.1	EVALUACIÓN PETROFÍSICA	56
6.1.1	ALBITE-F1.....	57
6.1.2	BASALT-B6.....	58
6.1.3	EMERALD-A9	58
6.1.4	FELDSPAR-A8.....	58
6.1.5	FLUORITE-A7	59
6.1.6	JADE-A4.....	60
6.1.7	TALC-A1.....	60
6.2	MODELOS PETROSÍSMICOS	61
6.3	SIMULACIÓN GEOESTADÍSTICA	71
6.3.1	SATURACIÓN DE AGUA (Sw) Y SATURACIÓN DE ACEITE (So).....	71
6.3.2	VOLUMEN DE ARCILLA (VCL) Y POROSIDAD EFECTIVA (PHIE)	
	73	
CONCLUSIONES.....		76
BIBLIOGRAFÍA		77

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Diagrama de flujo de la metodología del proyecto.	15
Figura 2 Localización del Campo Cloudspin y pozos. Imagen satelital modificada de Google Earth, s.f. Todos los derechos reservados 2020 por Google. Adaptado con permiso del autor.....	17
Figura 3 Mapa de superficies del Norte del Golfo de México. Tomado de Shelby, C. A., Pieper, M. K., Aronow, S., Fisher, W. L., McGowen, J. H., and Barnes, V. E., 1992	18
Figura 4 Cuencas salinas del Golfo de México. Tomado de Peel, Frank & Hudec, Michael & Norton, Ian & Jackson, Martin. (2013).	19
Figura 5 Mapa de Louisiana que muestra la posición de los cuerpos de sal, fallas, alturas estructurales y cuencas de sal. Tomado de Mobley, 2005.	20
Figura 6 Columna estratigráfica del estado de Louisiana. Tomado de Johnston, J.E. & Heinrich, Paul & Lovelace, J.K. & McCulloh, R.P. & Zimmerman, R.K. (2000). .	21
Figura 7 Distribución de los principales depocentros en la Zona norte de la Cuenca del Golfo de México. (Modificado posterior de Martin, 1977 y Galloway, 2011)	23
Figura 8 Elementos de un sistema petrolero. Tomado de Schlumberger ©,2021.	25
Figura 9 Reflexión y refracción de una onda sísmica. Tomado de Alsadi, Hamid & Baban, Ezadin. (2020).....	26
Figura 10 Adquisición sísmica marina. Tomado de Mondol, Nazmul & Bjørlykke, Knut. (2010).....	27
Figura 11 Ejemplo de una sección sísmica interpretada. Tomado de Diegel F., Karlo J., D. C. Schuster, R. C. Shoup, y P. R. Tauvers. (1995).	27
Figura 12 Esquema de la respuesta del registro de rayos gamma en presencia de distintas litologías. Modificado de Bassiouni, 1994	28
Figura 13 Esquema del principio de medición de los registros resistivos. Tomado de Schlumberger ©,2021.	29
Figura 14 Principio de medición del registro porosidad neutrón. Tomado de Alsadi, Hamid & Baban, Ezadin, 2020.	31
Figura 15 Elementos de un variograma, tomado de Shaltami (2021).	35
Figura 16. Cubo Sísmico en 3D, tomado de Petrel ®.....	37
Figura 17 Atributo RMS Amplitude y Phase shift aplicados a la crossline 470 (izquierda) e inline 565 (derecha), tomado de Petrel ®.....	38
Figura 18 Atributo chaos y structural smoothing aplicados al cubo sísmico. A la izquierda vista de una falla en time-slice. A la derecha vista de una falla en xline, tomado de Petrel ®.	38

Figura 19 Aplicación del atributo Ant Tracking en el time slice -1250, tomado de Petrel ®.	39
Figura 20 Sección sísmica compuesta a lo largo de los pozos con las cimas de cada formación, tomado de Petrel ®.....	39
Figura 21 Sección sísmica compuesta con solo los pozos con la cima de Sal, tomado de Petrel ®.	40
Figura 22 Interpretación sísmica de los horizontes en XLine 385 (izquierda) e InLine 549 (derecha) donde coincide con el Pozo Albite-F1, tomado de Petrel ®.	40
Figura 23 Mapa de superficie del Horizonte Caracas, tomado de Petrel ®.....	41
Figura 24 Localización e interpretación de fallas en XLine 530, tomado de Petrel ®.	41
Figura 25 Ventana de interpretación XLine 540 con el atributo varianza (izquierda) y structural smoothing (derecha) e interpretación de las fallas, tomado de Petrel ®.	42
Figura 26 Ventana de interpretación XLine 430 con el atributo caos (izquierda) y ant tracking (derecha) e interpretación de las fallas, tomado de Petrel ®.	42
Figura 27 Metodología para generar el modelo sin fallas.....	43
Figura 28 Modelo 3D de las principales fallas, tomado de Petrel ®.	43
Figura 29 Mapa 3D con falla secundaria sin ajuste (izquierda) y la falla después del ajuste (derecha). tomado de Petrel ®.....	44
Figura 30 Ventana 3D con los horizontes del modelo estructural cortados por las fallas, tomado de Petrel ®.	44
Figura 31 Ventana 3D con las capas por zonas de las formaciones del Campo Cloudspin, tomado de Petrel ®.	45
Figura 32 Correlación de cimas de los Pozos Agate H6, Albite-F1 y Basalt-B6, tomado de IP ®.	47
Figura 33 Curva de temperatura Pozo Basalt-B6, tomado de IP ®.	47
Figura 34 Ventana del módulo Clay Volume Analysis, tomado de IP ®.	48
Figura 35 Gráfica de VCL, VMA y PHIE, a la izquierda Pozo Emerald-A9, en medio Talc-A1 y a la derecha Beryl-B4, tomado de IP ®.	49
Figura 36 Electrofacies (carril 3) y petrofacies (carril4), Pozos Agate-H6, Albite-E13 y Diamond-14, tomado de IP ®.	50
Figura 37 Template de interpretación petrofísica Pozo Agate-H6, tomado de IP ®.	51
Figura 38 Base de datos de propiedades petrofísicas.	52

Figura 39 Visualización de los pozos y la malla cartesiana en 3D, tomado de SGeMS ®.....	53
Figura 40 Variograma de porosidad efectiva, tomado de SGeMS ®.....	54
Figura 41 Simulación de cubo de porosidad efectiva, tomado de SGeMS ®.....	54
Figura 42 Control de calidad del cubo de porosidad efectiva, tomado de SGeMS ®.	55
Figura 43 Gráfica de volumen de aceite en barriles de cada pozo.....	56
Figura 44 Gráfica de barriles de aceite por formación Pozos Talc-A1, Feldspar-A8, Emerald-A9, Basalt-B6, Jade-A4, Fluorite-A7, Albite-F1 y Jasper-D1.....	57
Figura 45 Resultados de la evaluación petrofísica Pozo Albite-F1, tomado de IP ®.	57
Figura 46 Resultados de la evaluación petrofísica Pozo Basalt-B6, tomado de IP ®.	58
Figura 47 Resultados de la evaluación petrofísica Pozo Emerald-A9, tomado de IP ®.....	59
Figura 48 Resultados de la evaluación petrofísica Pozo Felspar-A8, tomado de IP ®.....	59
Figura 49 Resultados de la evaluación petrofísica Pozo Fluorite-A7, tomado de IP ®.....	60
Figura 50 Resultados de la evaluación petrofísica Pozo Jade-A4, tomado de IP ®.	60
Figura 51 Resultados de la evaluación petrofísica Pozo Talc-A1, tomado de IP ®.	61
Figura 52 Interpretación sísmica de todos Horizontes en ventana 3D, tomado de Petrel ®.	61
Figura 53 Configuración del Horizonte Caracas (izquierda) y Dallas (derecha), tomado de Petrel ®.	62
Figura 54 Configuración del Horizonte Houston (izquierda) y Houston base (derecha), tomado de Petrel ®.	62
Figura 55 Configuración del Horizonte Kobe (izquierda) y París (derecha), tomado de Petrel ®.	62
Figura 56 Interpretación sísmica de todas las fallas en ventana 3D, tomado de Petrel ®.....	63
Figura 57 Configuración del Horizonte París base (izquierda) y Sal (derecha), tomado de Petrel ®.	63

Figura 58 Modelo Petrofísico de volumen de arcilla (izquierda) y volumen de matriz (arenas)(derecha), tomado de Petrel ®.....	64
Figura 59 Modelo Petrofísico de volumen de arcilla (izquierda) y de facies (derecha) de la Formación Caracas, tomado de Petrel ®.	64
Figura 60 Modelo Petrofísico de volumen de arcilla (izquierda) y de facies (derecha) de la Formación Dallas, tomado de Petrel ®.	64
Figura 61 Modelo Petrofísico de volumen de arcilla (izquierda) y de facies (derecha) de la Formación Houston, tomado de Petrel ®.....	65
Figura 62 Modelo Petrofísico de volumen de arcilla (izquierda) y de facies (derecha) de la Formación Houston base, tomado de Petrel ®.....	65
Figura 63 Modelo Petrofísico de volumen de arcilla (izquierda) y de facies (derecha) de la Formación Kobe, tomado de Petrel ®.	65
Figura 64 Modelo Petrofísico de volumen de arcilla (izquierda) y de facies (derecha) de la Formación París base, tomado de Petrel ®.....	66
Figura 65 Modelo Petrofísico de volumen de arcilla (izquierda) y de facies (derecha) de la Formación París, tomado de Petrel ®.	66
Figura 66 Modelo Petrofísico de saturación de agua (izquierda) y saturación de aceite (derecha), tomado de Petrel ®.....	66
Figura 67 Modelo Petrofísico de permeabilidad, tomado de Petrel ®.	67
Figura 68 Modelo Petrofísico de porosidad total (izquierda) y porosidad efectiva (derecha), tomado de Petrel ®.	67
Figura 69 Modelo Petrofísico de saturación de agua, saturación de aceite y permeabilidad de la Formación Kobe, tomado de Petrel ®.	68
Figura 70 Modelo Petrofísico de saturación de agua, saturación de aceite y permeabilidad de la Formación París, tomado de Petrel ®.	69
Figura 71 Modelo Petrofísico de saturación de agua, saturación de aceite y permeabilidad de la Formación París base, tomado de Petrel ®.	70
Figura 72 Variograma de la propiedad Sw, tomado de SGeMS ®.	71
Figura 73 Vista en X, Y y Z del cubo de Saturación de agua, tomado de SGeMS ®.	72
Figura 74 Variograma de la propiedad So, tomado de SGeMS ®.....	72
Figura 75 Vista en X, Y y Z del cubo de Saturación de aceite, tomado de SGeMS ®.	73
Figura 76 Cubo de saturación de agua (izquierda) y cubo de saturación de aceite (derecha), tomado de SGeMS ®.....	73
Figura 77 Variograma de volumen de arcilla, tomado de SGeMS ®.....	74

Figura 78 Variograma de porosidad efectiva, tomado de SGeMS ®.....	74
Figura 79 Vista en X, Y y Z del cubo de volumen de arcilla, tomado de SGeMS ®.	74
Figura 80 Vista en X, Y Z del cubo de porosidad efectiva, tomado de SGeMS ®.	75
Figura 81 Cubo de volumen de arcilla (izquierda) y cubo de porosidad efectiva (derecha), tomado de SGeMS ®.....	75

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1. Ley de Snell	26
Ecuación 2. Volumen de arcilla.....	32
Ecuación 3. Tiempo de tránsito en relación con porosidad	32
Ecuación 4. Porosidad en función de tiempo de tránsito.....	32
Ecuación 5. Porosidad efectiva.....	33
Ecuación 6. Volumen de matriz	33
Ecuación 7. Saturación de agua	33
Ecuación 8. Resistividad del agua	34
Ecuación 9. Permeabilidad	34
Ecuación 10 Volumen de aceite en barriles	56

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Información de los datos sísmicos del Campo Cloudspin	36
Tabla 2 Localización de pozos con respecto a inlines y crosslines.....	36
Tabla 3 Control de calidad de los pozos	46
Tabla 4 Parámetros para la creación de la malla.....	53
Tabla 5 Datos de entrada para generación de los variogramas.....	71

RESUMEN

En el siguiente trabajo se presenta la integración petrosísmica del Campo Cloudspin el cual se ubica en el norte del Golfo de México y al sur de Estado Unidos cerca del abanico del Río Mississippi, el Campo tiene un gran interés petrolero por lo cual la información tiende a ser confidencial.

En fundamento a la interpretación sísmica y petrofísica se logra obtener una caracterización del Campo Cloudspin para la determinación de zonas de interés energético. Ambas metodologías que se mencionan se realizaron con ayuda del software PETREL® para la interpretación sísmica 3D y la integración petrosísmica, y el software IP® para la interpretación petrofísica de 22 pozos.

Todo este proceso se hizo considerando la geología del Campo, que en su mayoría se trató de arenas arcillosas, que pertenecen a la era del Cenozoico, periodo paleógeno.

Finalmente, al localizarse las zonas de mayor interés, se desarrolló una simulación geoestadística con ayuda del software SGeMS® para obtener un modelo de cubo de propiedades petrofísicas con mayor detalle de los datos interpretados. Se realizaron cuatro modelos con respecto a cuatro propiedades petrofísicas como lo son la saturación de agua (SW), saturación de aceite (SO), porosidad efectiva (PHIE) y el volumen de arcilla (VCL).

ABSTRACT

The following work presents the petroseismic integration of the Cloudspin field, which is located in the northern Gulf of Mexico and southern United States, near the Mississippi River wetland. The field has a great oil interest. Therefore, the information tends to be confidential.

Based on the seismic and petrophysical interpretation, a characterization of the Cloudspin field is obtained to determine zones of energy interest. Both methodologies mentioned were carried out with the help of PETREL® software for 3D seismic interpretation and petrophysical integration, and IP® software for petrophysical interpretation of 22 wells.

All this process was done considering the geology of the field, which was mostly clayey sands, belonging to the Cenozoic era, Paleogene period.

Finally, when the zones of greatest interest were located, a geostatistical simulation was developed with the help of SGeMS® software to obtain a cube model of petrophysical properties with greater detail of the interpreted data. Four models were made regarding to four petrophysical properties such as water saturation (SW), oil saturation (SO), effective porosity (PHIE) and clay volume (VCL).

INTRODUCCIÓN

Para la realización de este trabajo es importante recalcar la importancia que tienen la geología y la geofísica. La geología es una ciencia que nos apoya con las propiedades físicas y químicas de las rocas, con la cual conoceremos de manera más práctica los ambientes de depósito, así como sus factores de formación y rasgos estructurales. A su vez la geofísica posee una extensa variedad de métodos de procesamiento dependiendo el objetivo que se desee. Con esto tenemos un importante apoyo por medio de softwares especializados, dependiendo el objetivo deseado.

La exploración de yacimientos petroleros precisa un conocimiento a fondo con los cuales se pueda optimizar la producción de hidrocarburos, dentro de esto se necesita una serie de análisis con los datos disponibles que nos permitan entender las principales características, como lo son los datos sísmicos y registros geofísicos de pozos.

La integración de los datos sísmicos nos apoya con información sobre la geología estructural de la zona de estudio, con lo cual obtenemos resultados del área con mayor potencial para el aprovechamiento de los hidrocarburos; mientras que los registros geofísicos obtendremos principalmente valores más específicos como lo son la densidad, volumen de matriz, porosidad, que se realiza mediante la interpretación de los registros geofísicos.

Uno de los principales objetivos de este trabajo es integrar toda la información que nos brinda la petrofísica, sísmica y geología, obteniendo una mejor interpretación de los datos obtenidos de modo que al realizar la caracterización de la zona de interés sea correcta y tenga una mayor precisión.

El análisis de los datos sísmicos se realizó por medio del software Petrel®, para los datos de registros geofísicos de pozo se usó el software IP® y para la simulación geoestadística el software SGeMS®.

En el siguiente diagrama (figura 1) se muestra la metodología que se siguió para la correcta interpretación e integración de los datos sísmicos y de registros geofísicos de pozo.



Figura 1 Diagrama de flujo de la metodología del proyecto.

OBJETIVO GENERAL

- Integración de datos geológicos, datos sísmicos 3D y registros geofísicos de pozo para una evaluación petrosísmica del Campo Cloudspin.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Proponer una metodología que integre los datos geológicos y geofísicos.
- Delinear las formaciones geológicas mediante la interpretación sísmica 3D y obtener los mapas sísmico-estructurales.
- Determinar el modelo estructural.
- Estimar las propiedades petrofísicas mediante los registros geofísicos de pozo (VCL, VMA, PHIT, PHIE, PERM, SW y SO).
- Obtener cubos de propiedades petrofísicas mediante la simulación secuencial gaussiana en el software SGeMS®.
- Distribuir el cubo de propiedades petrofísicas (VCL, VMA, PHIT, PHIE, SW, SO, PERMEABILIDAD, FACIES) mediante el software Petrel®.

CAPÍTULO I. MARCO GEOLÓGICO

1.1 UBICACIÓN CAMPO CLOUDSPIN

El Campo de estudio Cloudspin se localiza en la parte norte del Golfo de México, en la plataforma continental Texas-Louisiana, esto en la parte sur de Estados Unidos en concreto en las costas de los estados de Louisiana, Alabama, Mississippi y Texas (figura 2).

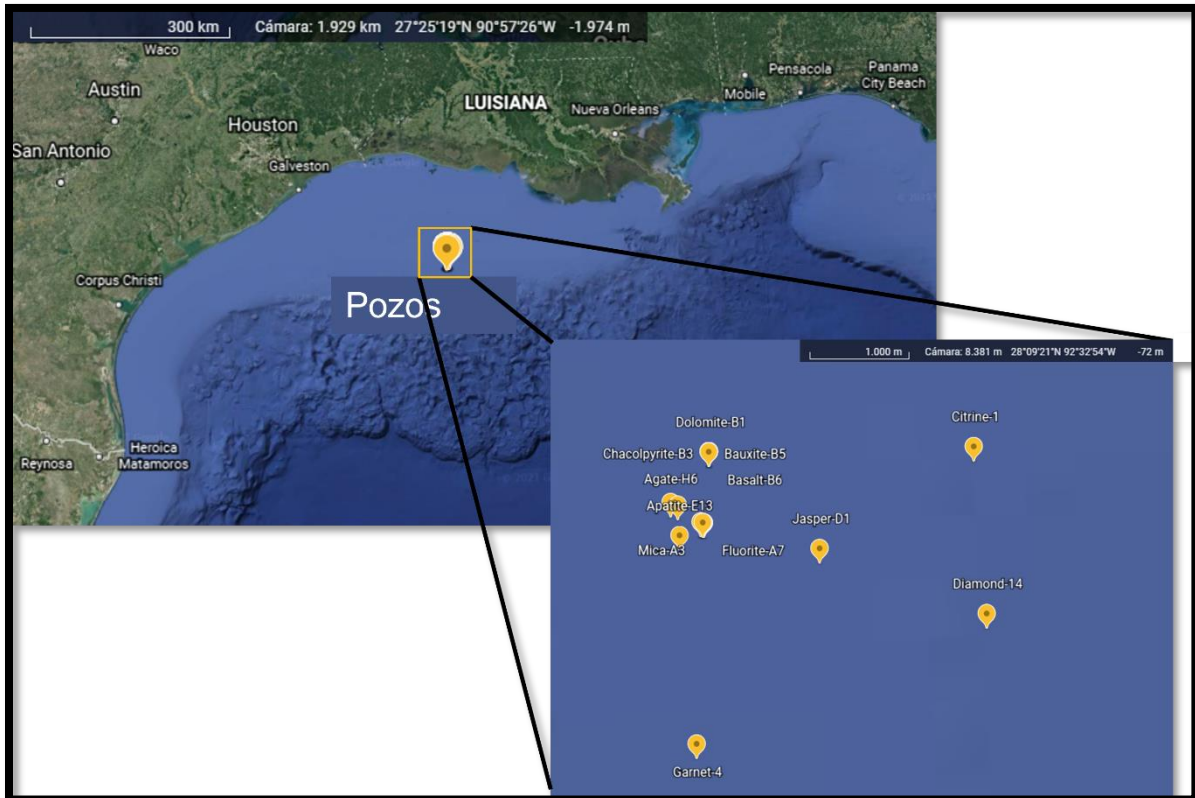


Figura 2 Localización del Campo Cloudspin y pozos. Imagen satelital modificada de Google Earth, s.f. Todos los derechos reservados 2020 por Google. Adaptado con permiso del autor.

Para poder localizar el área de interés es necesario saber que este campo de estudio es confidencial ya que tiene relevancia con el sistema petrolero se hace una referencia entre la geología de Louisiana y el norte del Golfo de México para poder generar los procesos en el trabajo.

1.2 GEOLOGÍA REGIONAL Y ESTRUCTURAL

Presentan dos formas de arquitectura de la geología el primero incluye rocas de basamento de la Era Mesozoica y Cenozoica.

En dicho Campo sobresale la presencia de fallas normales de las cuales están a gran profundidad, la geología del acuífero de la costa del Golfo en Texas es compleja respectivamente a la disposición de facies sedimentarias.

Los sedimentos fueron transportando desde la plataforma de Norte América provenientes del Río Mississippi, bajo un delta fluvial en ambientes marinos durante el Mioceno (figura 3).

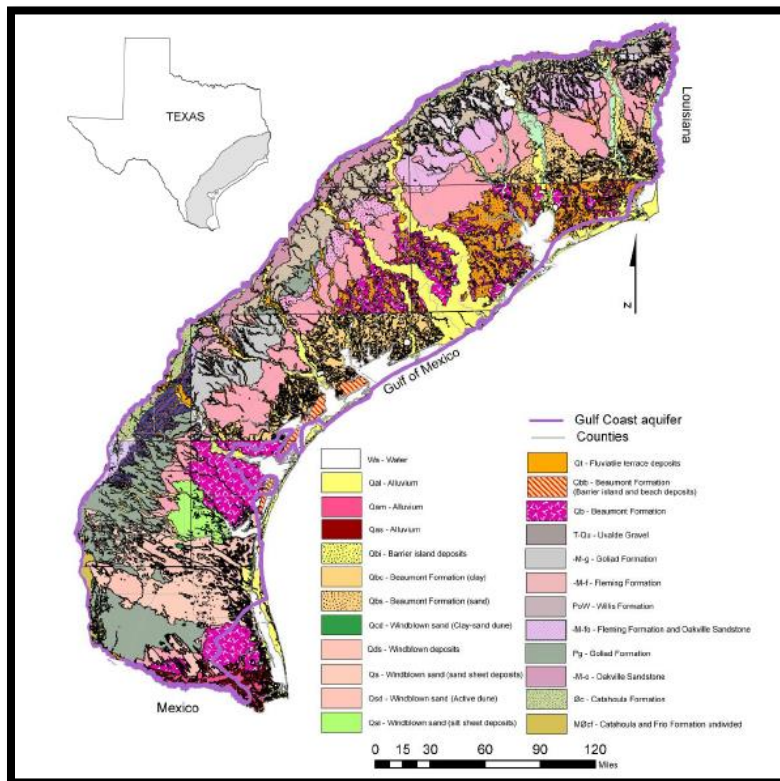


Figura 3 Mapa de superficies del Norte del Golfo de México. Tomado de Shelby, C. A., Pieper, M. K., Aronow, S., Fisher, W. L., McGowen, J. H., and Barnes, V. E., 1992

El abanico del Mississippi se debe a una considerable cantidad de turbiditas que se fueron depositando desde la era del cuaternario que alcanzo hasta las planicies de Florida.

Con respecto a la Costa de Louisiana se tiene que su geología son puros Deltas e islas de barrera que se asocian con el Río del Mississippi que se considera el más grande de Estados Unidos.

En el Campo hay presencia de estructuras salinas en el Golfo de México que se fueron desplazando con el paso del tiempo al igual que los sedimentos presentes.

Existen motivos de deformación en la zona debido a la sal perteneciente de “Louann salt” (figura 4) sufrió de gran evolución desde el Jurásico el sitio contiene cuatro niveles uno autóctona y las otras tres alóctonas se desplaza desde el Albiano hasta el Neógeno.

Lo más importante de las propiedades cuando se presenta la sal de la roca es que afecta la resistencia debido a la reducción de los tamaños de los cristales e igual que el agua de mar se quede estancada en la roca.

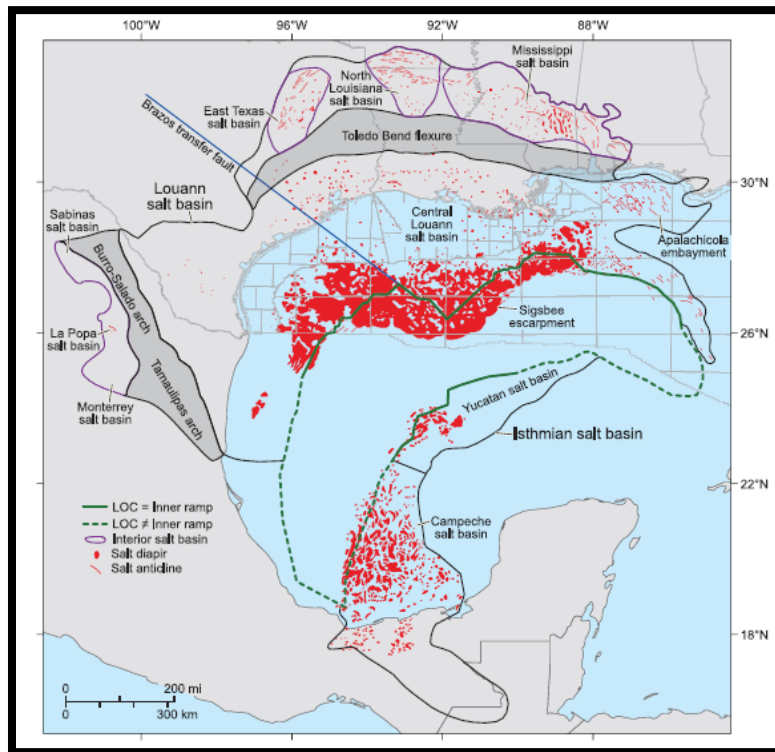


Figura 4 Cuencas salinas del Golfo de México. Tomado de Peel, Frank & Hudec, Michael & Norton, Ian & Jackson, Martin. (2013).

Debido a que la sal es un factor importante cuando tiene ruptura en el subsuelo influye, aunque este a presión y temperatura ambiente tiende a crear diferentes estructuras ya sea en el subsuelo o en la superficie a lo cual hace énfasis a los esfuerzos tectónicos.

1.3 GEOLOGÍA LOCAL

La plataforma continental de Texas-Louisiana (figura 5) abarca un área de más de 119 500 km². En ella se encuentra la presencia de grandes estructuras salinas, así como densos depósitos sedimentarios en cuencas sinclinales. Estos sedimentos fueron depositados bajo ambientes fluvial-deltaico a poco profundos durante los periodos Mioceno al Pleistoceno. Repetidos cambios en el nivel del mar y hundimiento natural de las cuencas produjeron depósitos discontinuos de arena, limo, arcilla y grava.

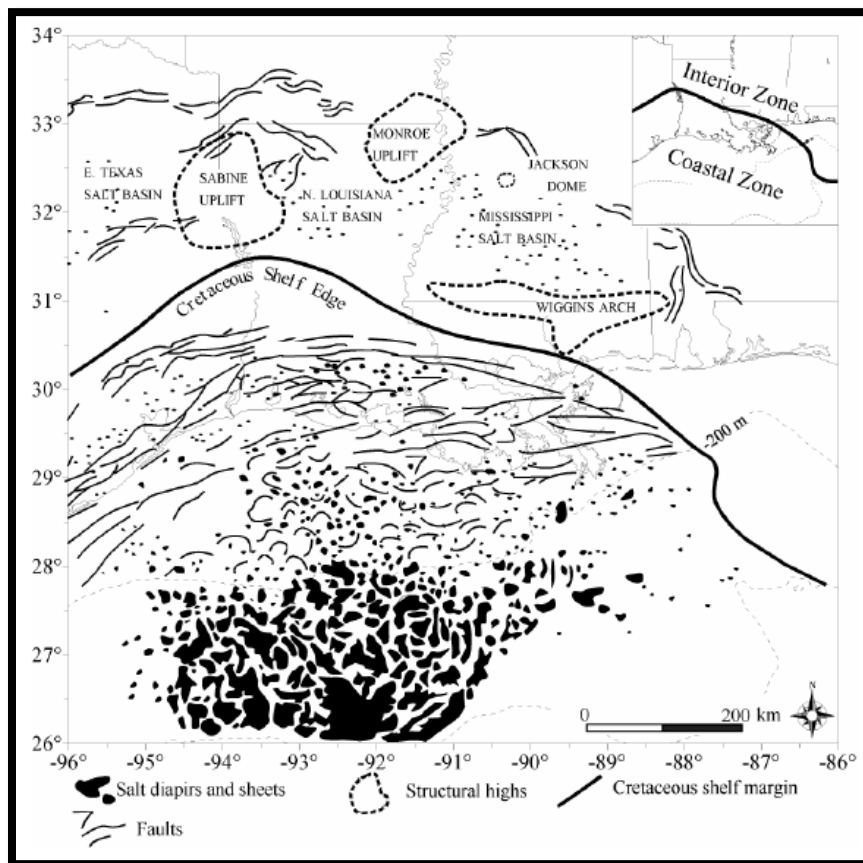


Figura 5 Mapa de Louisiana que muestra la posición de los cuerpos de sal, fallas, alturas estructurales y cuencas de sal. Tomado de Mobley, 2005.

Debido a las características de las secuencias geológicas y a la presencia de domos y estructuras diapíricas de sal, así como de los recursos ya probados de petróleo y gas, esta área se considera de gran interés para el futuro energético.

1.4 ESTRATIGRAFÍA

El Campo Cloudspin está constituido por las formaciones Caracas (Plioceno-Pleistoceno), Dallas (Plioceno- Pleistoceno), Houston (Plioceno- Pleistoceno), Houston base (Plioceno- Pleistoceno), Kobe (Mioceno), París (Mioceno) y París base (Mioceno), así como de grandes extensiones de sal.

La descripción de sus rasgos estratigráficos es de carácter confidencial, sin embargo, se presenta una descripción de las formaciones más cercanas pertenecientes al Terciario localizadas al sur del estado de Louisiana, mostradas en la columna estratigráfica (figura 6), de la más antigua a la más reciente:

COMPOSITE SURFACE AND SUBSURFACE COLUMNAR SECTION OF LOUISIANA						
ERATHEM	SYSTEM	SERIES	GROUP	FORMATION/MEMBER	REMARKS	
CENOZOIC	QUATERNARY	HOLOCENE		RECENT ALLUVIUM		
		PLEISTOCENE	Terrace - associated deposits, Valley - train deposits, and Loess	(see Quaternary stratigraphic correlation chart)	Loess forms a veneer on terraces locally. Fluvial and coast-parallel surfaces; subsurface marine equivalents downdip zoned on paleontology (no surface-subsurface equivalency scheme generally accepted.) No diagnostic lithologies.	
		PLIOCENE	Upland Allogroup		Zoned in marine subsurface on paleontology.	
	TERTIARY	MIOCENE		Upland Allogroup	Blounts Creek	1) Subsurface marine beds zoned arbitrarily into upper, middle, and lower, based on paleontology. 2) Catahoula may be Miocene in part in subsurface.
					Castor Creek	
					Williamson Creek	
					Dough Hills	
					Carnahan Bayou	
					Lena	
		OLIGOCENE		Vicksburg	Catahoula	Frjo and Anahuac are wedges recognized in subsurface only.
					Anahuac	
		EOCENE			Nash Creek (W) = Rosefield (E) Sandal	These are surface units, not subdivided in the subsurface.
					Mosley Hill	
					Danzville Landing	
					Yazoo Clay	
Moody's Branch						
Cockfield						
Cook Mountain						
Sparta						
Cane River ³						
Carrizo ⁴						
PALEOCENE			Sabinetown	These are surface units ; generally undifferentiated in the subsurface.		
			Pandleton			
			Marthaville			
			Hall Summit			
			Lime Hill ⁵			
			Comverse			
			Cow Bayou ⁵			
			Doler Hills ⁵			
Midway			Porters Creek Clay	These units are present only very locally at the surface.		
			Kincaid			

Figura 6 Columna estratigráfica del estado de Louisiana. Tomado de Johnston, J.E. & Heinrich, Paul & Lovelace, J.K. & McCulloh, R.P. & Zimmerman, R.K. (2000).

1.4.1 FORMACIÓN MIDWAY

Los sedimentos del grupo Midway fueron depositados durante el primer ciclo regresivo mayor del Terciario. La unidad tiene generalmente menos de 50 pies de espesor y está compuesto de margas delgadas, arcilla margosa o arcillas calcáreas (Rainwater, 1964). Se trata de una secuencia rítmica de lutitas y areniscas calcáreas en estratos delgados con coquinas. La Formación Midway es una facie de ambiente profundo, en su cima tiene depósito de arenisca fina (turbiditas) intercaladas entre pelitas (Eguiluz, 2011).

1.4.2 FORMACIÓN WILCOX

Formada por alternancia de lutita y arenisca arcillosa en capas delgadas, ocasionalmente se encuentran intercalados bancos gruesos de arcillas de colores gris y rojo. En la parte media de la formación se distinguen capas de yeso y material lignítico (López-Ramos, 1972).

1.4.3 FORMACIÓN CLAIBORNE

Está conformada por una alternancia de arenisca, lutita y limolita fosilíferas, presentando micas blancas diseminadas y trazas de azufre, los sedimentos presentan diferentes tonalidades que varían de gris, ocre y verde (Santiago, 2003).

1.4.4 FORMACIÓN JACKSON

El espesor total promedia los 1,100 pies en el subsuelo, pero se vuelve más delgado en el área del afloramiento y se caracteriza por una distribución compleja de lagunas, pantanos, islas-barrera y facies asociadas. La parte inferior del Grupo Jackson consiste en una secuencia basal de 100 pies de lodos marinos, superpuesta por 400 pies de arenas principalmente, así como miembros de arenisca hacia la parte superior. La parte media consta de 200 a 400 pies de lodo en su mayoría (Nicot, 2010).

1.4.5 FORMACIÓN VICKSBURG

Los sedimentos del Grupo Vicksburg se depositaron en ambientes marinos marginales, con sedimentos clásticos que se clasificaron en sedimentos carbonatados a lo largo de la cuenca. Los depósitos clásticos terrígenos se obtuvieron de sedimentos de llanuras costeras más antiguas y terrenos de los Apalaches.

1.4.6 FORMACIÓN CATAHOULA

La Formación Catahoula se superpone de manera discordante a los sedimentos del Oligoceno del Grupo Jackson. Los sedimentos de Catahoula son fluviales en lugar de derivados marinos y están compuestos en proporciones variables de arenas, arcillas y toba volcánica, según la ubicación (Nicot, 2010).

1.4.7 FORMACIÓN FLEMING

Consiste en depósitos de llanura costera, fluviales de carga mixta y de grano relativamente fino. Por lo general, los sedimentos son arenas, limos y arcillas complejamente intercalados, con material volcánico y tobáceo entremezclados (Nicot, 2010).

1.5 SEDIMENTOLOGÍA

La evolución tectónica del Golfo de México comienza con la separación del bloque de Yucatán y América del Norte en el Jurásico. La cual tiene como consecuencia que durante el Calloviano el mar invadiera el área de la cuenca baja causando la formación de grandes depósitos de Sal mejor conocidos como sal de Louann.

Durante el proceso tectónico del Cretácico y el Cenozoico, la carga de sedimentos provocó el movimiento de la sal de Louann y de igual manera desarrollando un sistema de fallas que limitan con las principales depocentros (figura 7). Al Norte del Golfo la inclinación de las evaporitas del Jurásico Superior hacia finales del Cretácico dio lugar a la formación de los primeros diapiros salinos. En el Mioceno, los depocentros de sedimentos terrígenos se transportaron al sector de Luisiana del margen continental el cual dio paso a la formación de una nueva superficie de sal. El gran aumento de sedimentos dio lugar a la creación de diferentes estructuras de sal dentro del límite del Mioceno-Plioceno. (Konyukhov, 2008)

La costa de Luisiana en su mayoría se compone por sedimentos parcialmente jóvenes, los cuales fueron depositados por encima de ríos y deltas en una disposición costera, a su vez estos depósitos junto a los depósitos más cercanos del valle Mississippi se han preservado desde la formación del Golfo de México.

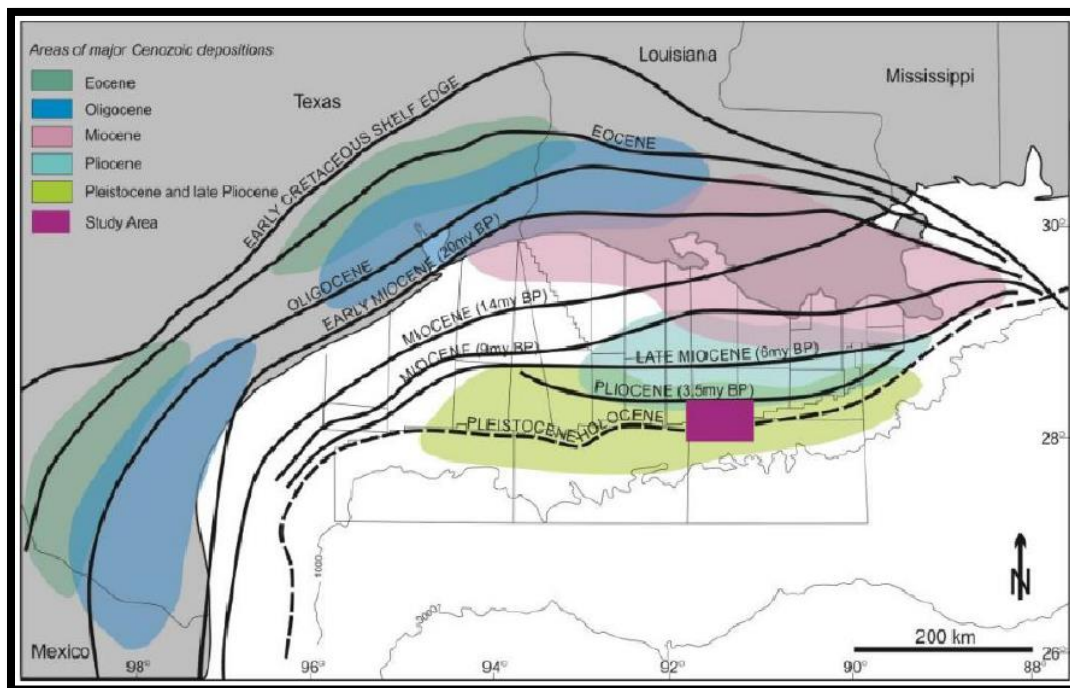


Figura 7 Distribución de los principales depocentros en la Zona norte de la Cuenca del Golfo de México. (Modificado posterior de Martin, 1977 y Galloway, 2011)

Salvador (1991) identifica tres provincias de litofacies en el Golfo de México los cuales corresponden a estos entornos de depósitos:

Plataforma de Florida y Yucatán: Dentro de estos predominan los carbonatos y pequeñas cantidades de evaporitas.

Istmo de Tehuantepec y al centro-este de México: Los depósitos que predominan son los carbonatos y los clastos terrígenos de grano fino, mínimas cantidades de grano grueso en sucesiones del Mioceno.

Noreste de México-Alabama: incluyendo el talud plataforma continental Texas-Louisiana. Los clastos terrígenos de grano grueso son mayores y esto significa la gran importancia de los grandes sistemas fluviales que desembocan hacia la parte norte del Golfo de México.

Los espesores más grandes de sedimentos se encuentran al sur y sureste de la costa de Texas y Louisiana y en la Cuenca de Veracruz, ya que va desde los 6000 a los 4000 m, respectivamente. La migración de los depocentros se debe a la reactivación del levantamiento de las Montañas Rocallosas, Los Apalaches y la Meseta de Colorado (Galloway, 1991), como consecuencia continuaron el movimiento del margen continental y el desarrollo de cuerpos deltaicos hacia el interior de la cuenca.

1.6 SISTEMA PETROLERO

Se compone procesos fisicoquímicos como son presión, temperatura para que se generen y se almacenen los hidrocarburos. También la parte geológica que incluye tres tipos de rocas que deben coexistir en la formación son las rocas generadoras, almacén y sello. Las tres rocas son clave y la presencia de una trampa que permita que el hidrocarburo se acumule.

El sistema petrolero puede exhibirse en una gráfica que muestra el tiempo geológico en el eje x y los elementos del sistema petrolero eje y (figura 8).

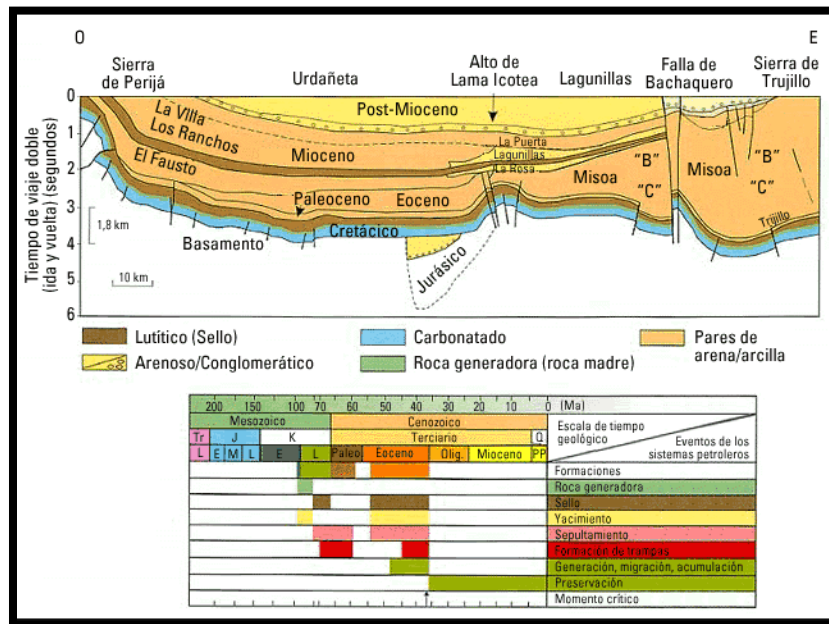


Figura 8 Elementos de un sistema petrolero. Tomado de Schlumberger ©,2021.

1.6.1 ROCA GENERADORA

De acuerdo con la geología se infiere que son lutitas pertenecientes a, la roca presenta buenas características de roca generadora ya que puede tener contenido considerable de materia orgánica.

1.6.2 ROCA ALMACENADORA

Debido a su propiedad de porosidad y permeabilidad, permiten el flujo y almacenamiento de hidrocarburos. Mediante el análisis e interpretación de las curvas en los pozos corresponde a arenas.

1.6.3 ROCA SELLO

Cuentan con escasa permeabilidad no permiten el paso de fluidos, sirviendo como sello a su desplazamiento se infiere que las lutitas actúan como roca sello.

CAPÍTULO II. MARCO GEOFÍSICO

2.1 PROSPECCIÓN SÍSMICA DE REFLEXIÓN

La prospección sísmica de reflexión es un método de exploración geofísica utilizado ampliamente en la industria petrolera. Se desarrolló a inicios del siglo XX, este nos permite obtener una imagen del subsuelo en la que se puede distinguir la disposición de los distintos estratos, así como de las estructuras presentes. Es uno de los principales métodos utilizados en la exploración y caracterización de yacimientos debido a su amplio alcance en profundidad, alta resolución y precisión.

Esta técnica consiste en la generación de ondas sísmicas y medir el tiempo que requieren para viajar de la fuente a una serie de geófonos dispuestos sobre la superficie, generalmente a lo largo de una línea recta (Telford, 1990).

El método se basa en la Ley de Snell, que establece que la relación entre el seno del ángulo de incidencia (i) y el seno del ángulo de refracción (r) es igual a la relación de la velocidad en el primer medio (en el que la onda es incidente) al del segundo medio (en el que se refracta la onda) (figura 9). En referencia a, la ley de Snell toma la siguiente forma (ecuación 1):

$$\frac{\sin i}{\sin r} = \frac{V_1}{V_2}$$

Ecuación 1. Ley de Snell

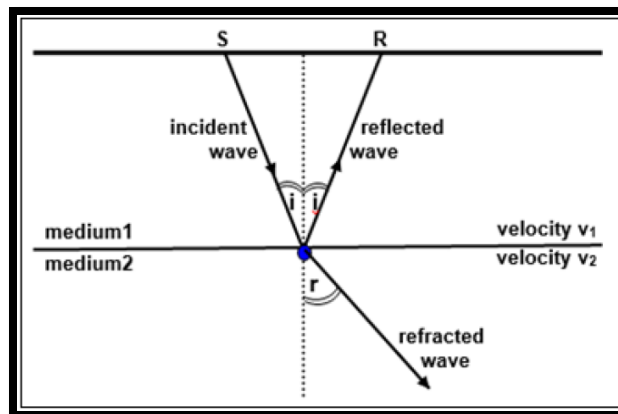


Figura 9 Reflexión y refracción de una onda sísmica. Tomado de Alsadi, Hamid & Baban, Ezadin. (2020).

La adquisición de los datos sísmicos se puede realizar tanto de forma terrestre como marina, en este caso particular de estudio los datos evaluados se obtuvieron de forma marina, y consiste en emitir ondas artificiales controladas a partir de una fuente, las cuales viajan a través del tirante de agua y de los estratos del subsuelo marino. Las fuentes y receptores con geometría fija son remolcados por un barco.

La fuente se activa a intervalos determinados de distancia, creando trayectos sísmicos múltiples como consecuencia de la geometría fuente-receptor (figura 10).

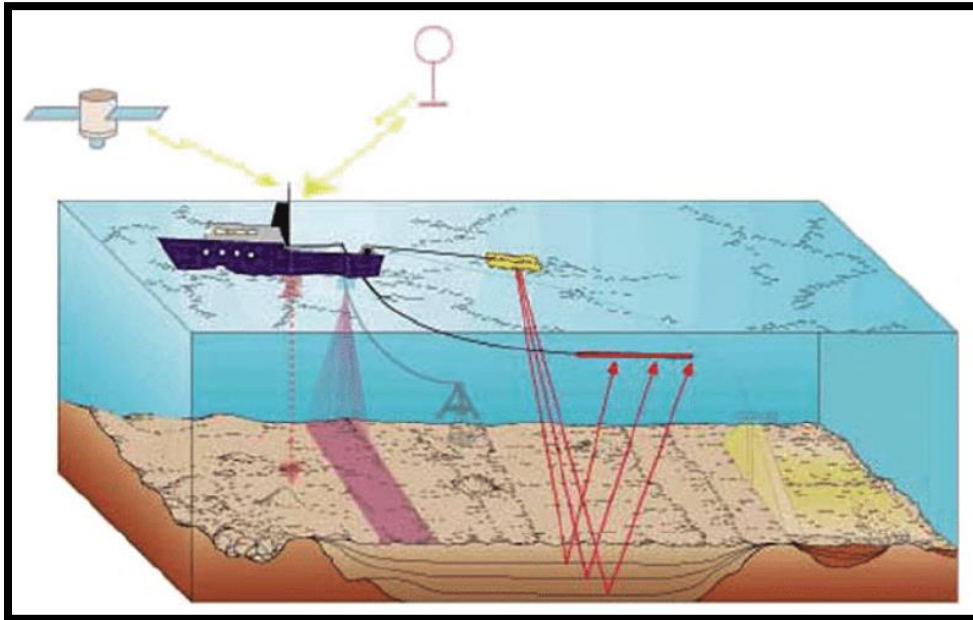


Figura 10 Adquisición sísmica marina. Tomado de Mondol, Nazmul & Bjørlykke, Knut. (2010).

Dependiendo de las propiedades físicas de cada estrato la onda rebota hacia la superficie, este reflejo es detectado por sensores llamados hidrófonos. El tiempo transcurrido entre el disparo de la fuente y la llegada de los primeros arribos se utiliza para establecer la naturaleza de las distintas capas que componen el subsuelo, ya que el tiempo de viaje de las ondas depende de la disposición de las capas y las propiedades físicas de las rocas. Posteriormente es necesario procesar los datos, aplicar criterios de calidad y eliminación de ruidos indeseables para analizar detalladamente la frecuencia, amplitud y forma de onda. Esto nos permite desarrollar imágenes de las estructuras del subsuelo (figura 11) y obtener parámetros que nos den a conocer las propiedades físicas de los materiales presentes en las distintas capas.

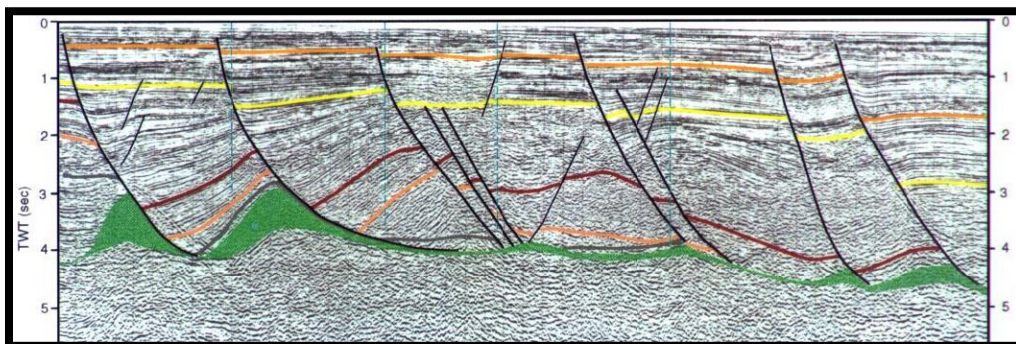


Figura 11 Ejemplo de una sección sísmica interpretada. Tomado de Diegel F., Karlo J., D. C. Schuster, R. C. Shoup, y P. R. Tauvers. (1995).

2.2 REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS

Un registro geofísico de pozo es la medición y representación gráfica de una propiedad física, ya sea de una roca o fluido, en función de la profundidad. Son una herramienta muy confiable que nos proporciona información de una o más variables físicas de un pozo. Esta información no solo es útil para el mapeo estructural, sino también podemos adquirir información respecto a litología, identificación de zonas productoras, así como su profundidad y espesor al igual que propiedades cualitativas y cuantitativas del contenido del yacimiento. La medición de las propiedades se realiza mediante una herramienta llamada sonda que va recorriendo la profundidad del pozo y unida a un cable proporciona la información a un equipo de grabación en superficie.

Los registros más utilizados en la industria petrolera son los que permiten calcular parámetros físicos para la caracterización de los yacimientos. A continuación, se enumeran los principales:

2.2.1 REGISTRO DE RAYOS GAMMA (GR)

Propiedad física medida: Este registro mide la radiactividad natural que emiten espontáneamente las formaciones. Esta radiación gamma se origina en el potasio-40 y los isótopos de las series de uranio-radio y torio.

Principio de medición: Se basa en que los rayos gamma chocan con el detector, provocando un centelleo que alimenta a un fotocátodo, cada fotón libera electrones que generan una corriente proporcional a la energía que incide.

Aplicaciones: Este registro es muy útil para identificar arcilla o lutita, ya que los elementos radiactivos suelen concentrarse en estas, aunque también son ampliamente utilizados para delimitar espesores, identificar límites de capas y zonas compactas, así como para el cálculo del volumen de arcilla (figura 12).

Unidades de medición: Se utilizan API (American Petroleum Institute) y usualmente se utiliza una escala de 1-100 o 1-150.

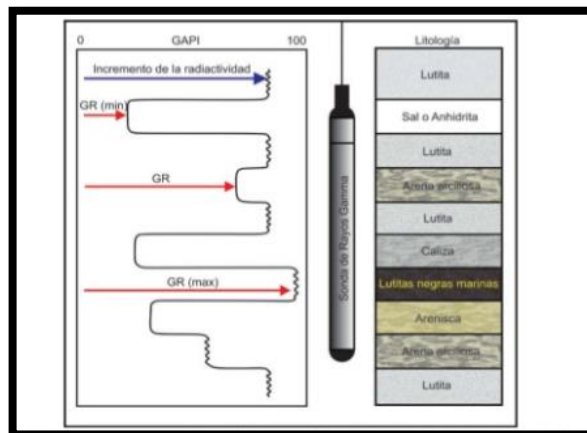


Figura 12 Esquema de la respuesta del registro de rayos gamma en presencia de distintas litologías. Modificado de Bassiouni, 1994

2.2.2 REGISTRO DE POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP)

Propiedad física medida: Registra la corriente eléctrica (mV) que surge debido al intercambio iónico las entre el fluido de formación y el de perforación.

Principio de medición: Mide la diferencia del potencial eléctrico de un electrodo móvil en el pozo y de un electrodo fijo en la superficie en función de la profundidad.

Aplicaciones: Se utiliza para estimar el volumen de arcilla de la formación. No es un buen indicador de litología, pero el registro diferencia entre zonas libres de arcilla (valores más negativos) o zonas con arcilla (valores más positivos).

Unidades de medición: Se utiliza el milivolt en escalas de -100 a 0 mV. La lutita normalmente tiene un valor de 0 a -20 mV, y las areniscas y los carbonatos normalmente tienen valores entre -20 y -80 mV.

2.2.3 REGISTROS DE RESISTIVIDAD (RT, ILD)

Propiedad física medida: Miden la resistencia que ejercen las rocas en el subsuelo al paso de la energía eléctrica. Los registros de resistividad son fundamentales para poder hacer una evaluación de la formación, se sabe que los hidrocarburos no son conductivos pero el agua en las formaciones si lo es.

RT: es la resistividad verdadera, se trata de encontrar la resistividad de la formación

ILD: es la inducción resistiva profunda nos muestra el comportamiento de la resistividad de la formación en lo profundo.

Principio de medición: Se utilizan electrodos y bobinas para obtener simultáneamente la medición de las curvas profunda y somera (figura 13).

Aplicaciones: Es útil para la detección de zonas de hidrocarburos y zonas de agua salada y para el cálculo de la saturación de agua (S_w).

Unidades de medición: Se utiliza una escala logarítmica de 0.2 a 2000 ohm-metro.

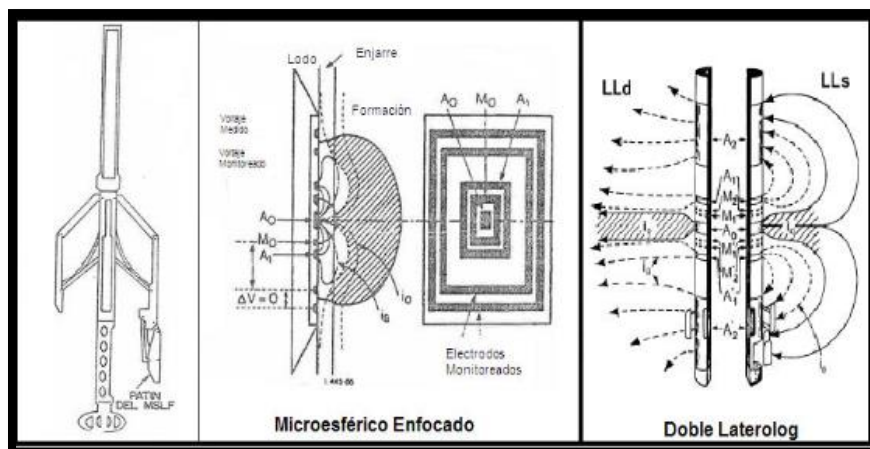


Figura 13 Esquema del principio de medición de los registros resistivos. Tomado de Schlumberger ©,2021.

2.2.4 REGISTRO SÓNICO (DT)

Propiedad física medida: El registro sónico o tiempo de tránsito (DT) mide el tiempo (Δt) que tarda la onda de compresión para atravesar un pie de formación en microsegundos por pie ($\mu\text{s}/\text{ft}$). Los valores que registra dependen de la litología y porosidad de la roca entre más densa sea una roca su tiempo de tránsito será menor.

Principio de medición: El transmisor emite un pulso de sonido que es detectado por el receptor, se mide el tiempo de retardo que toma el pulso para ser detectado.

Aplicaciones: Se utiliza para calcular porosidad, sismogramas sintéticos, buen indicador de densidad.

Unidad de medición: microsegundo sobre pie ($\mu\text{s}/\text{ft}$)

Las siguientes son algunas velocidades de compresión típicas para rocas consolidadas. (de Hearst et al. 2000; Asquith y Krygowski 2004):

- Lutita: 62–167 $\mu\text{s}/\text{ft}$
- Arenisca: 55.5 $\mu\text{s}/\text{ft}$
- Caliza: 47.5 $\mu\text{s}/\text{ft}$
- Dolomía: 43.5 $\mu\text{s}/\text{ft}$

2.2.5 REGISTRO DE DENSIDAD (RHOB)

Propiedad física medida: Estima la densidad del sistema roca fluido (RHOB) que posteriormente servirá para calcular la porosidad por densidad (DPHI). Lo que nos da que si el registro de densidad es bajo indica alta porosidad, y si es alto indica baja porosidad. Su lectura es de izquierda a derecha. RHOB, se emplea para indicar Bulk Density (densidad aparente) o la densidad de la roca dividida entre el volumen que ocupa sin requerir correcciones

Principio de medición: Estos poseen una fuente de rayos gamma, en el cual la radiación colisiona con los átomos presentes en la roca, y un receptor interno en la herramienta mide los rayos gamma dispersos liberados por las mismas colisiones.

Aplicaciones: Lo que nos da que si el registro de densidad es bajo indica alta porosidad, y si es alto indica baja porosidad. Nos da litología, límite y espesor de capa, porosidad y zonas con gas.

Unidades de medición: La unidad de medida es g/cm^3 con un rango de valores que va desde 1.95 a 2.95 g/cm^3 , en rocas calizas y de 1.65 a 2.65 gr/cm^3 para terrígenos y siliciclastos.

2.2.6 REGISTRO DE POROSIDAD DE NEUTRÓN (NPHI)

Propiedad física medida: Su principal función es identificar formaciones porosas y determinar su porosidad, estos registros reaccionan principalmente a la cantidad de hidrógeno que existe en la formación. En formaciones limpias con poros saturados de agua o aceite, este refleja la cantidad de porosidad saturada del fluido. Se pueden encontrar las zonas de gas al comparar el registro de neutrones con otro de porosidad.

Principio de medición: Neutrones rápidos emitidos por una fuente en la herramienta se ralentizan principalmente a velocidad térmica por colisiones con átomos de hidrógeno (figura 14).

Aplicaciones: Lo que nos indica el registro es la porosidad, litología, efectos de gas en comparación con densidad.

Unidades de medición: Los registros de neutrón a veces se escalan en unidades de API, otras veces en unidades de porosidad, suponiendo una matriz de caliza o arenisca.

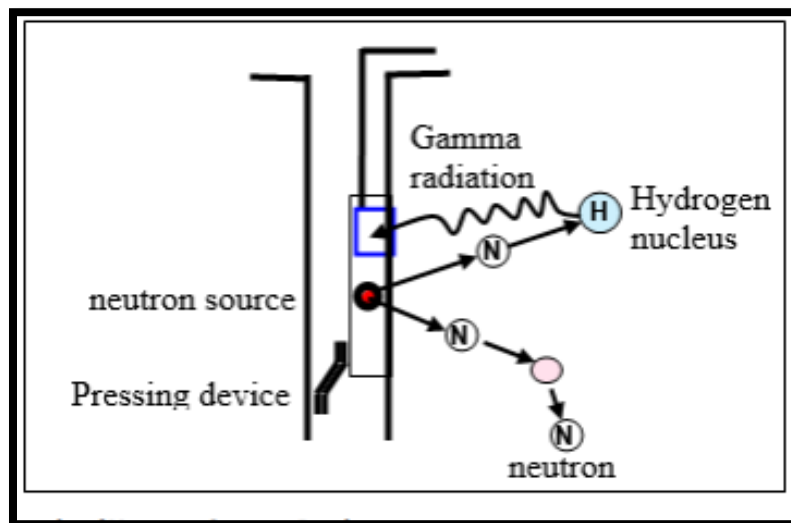


Figura 14 Principio de medición del registro porosidad neutrón. Tomado de Alsadi, Hamid & Baban, Ezadin, 2020.

2.3 PROPIEDADES PETROFÍSICAS

Las propiedades petrofísicas son aquellas características del sistema roca-yacimiento que nos permiten predecir la distribución de los fluidos, la capacidad de almacenamiento y la ubicación de posibles zonas explotables. A continuación, se enumeran las principales:

2.3.1 VOLUMEN DE ARCILLA (VCL)

El volumen de arcilla es fundamental para poder calcular la porosidad y saturación de agua eso debido a cómo reacciona la arcilla en el agua. Se calcula de acuerdo con la siguiente ecuación (ecuación 2):

$$V_{cl} = \frac{(RG_{registro} - RG_{min})}{(RG_{max} - RG_{min})}$$

Ecuación 2. Volumen de arcilla

V_{cl}: Volumen de arcilla

RG_{registro}: Valor indicador de arcilla

RG_{min}: Valor con 0% de arcilla

RG_{max}: Valor con 100% de arcilla

Estas variables pueden ser reemplazados con los valores obtenidos en los registros SP y GR.

2.3.2 POROSIDAD TOTAL (PHIT)

La porosidad se define como el porcentaje de volumen de poros o el volumen de roca que puede contener fluidos. La porosidad total se puede expresar como el cociente entre el total de espacio vacío en la roca y el volumen de esta.

La porosidad total se puede calcular a partir del registro sísmico, con base en mediciones de laboratorio, Wyllie (1956) concluyó que, en formaciones limpias y consolidadas con poros pequeños distribuidos uniformemente, existe una relación lineal entre la porosidad y el tiempo de tránsito del intervalo de la siguiente manera:

$$\Delta t = \phi t_f + (1 - \phi)\Delta t_m$$

Ecuación 3. Tiempo de tránsito en relación con porosidad

Donde Δt es el tiempo de tránsito del registro, Δt_f es el tiempo de tránsito del fluido, Δt_m es el tiempo de tránsito de la matriz y ϕ es la porosidad de la formación, despejando ϕ de la ecuación 3 se puede calcular usando el registro sísmico, quedando la expresión como (ecuación 4):

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m}$$

Ecuación 4. Porosidad en función de tiempo de tránsito

2.3.3 POROSIDAD EFECTIVA (PHIE).

La porosidad efectiva está definida como el volumen de los poros interconectados, consta de la diferencia entre la porosidad total y la porosidad aislada también en la interpretación de los registros geofísicos se toma en cuenta a la arcilla para poder calcular la porosidad efectiva (ecuación 5).

$$PHIE = PHIT(1 - VCL)$$

Ecuación 5. Porosidad efectiva

PHIE: Porosidad efectiva

PHIT: Porosidad total

VCL: Volumen de arcilla

2.3.4 VOLUMEN DE MATRIZ (VMA).

Volumen de la matriz de la roca se calcula mediante la porosidad efectiva y el volumen de arcilla (ecuación 6).

$$VMA = 1 - VCL - PHIE$$

Ecuación 6. Volumen de matriz

VMA: Volumen de matriz

VCL: Volumen de arcilla

PHIE: Porosidad efectiva

2.3.5 SATURACIÓN DE AGUA (SW)

Se denomina saturación de agua de una roca al cociente que resulta de dividir el volumen poroso ocupado por el agua, entre el volumen total de poros. (Rueda, 2019)

En otros términos, se define en un medio poroso como el porcentaje de volumen ocupado por un fluido particular a las condiciones de yacimiento medido a la presión y temperatura a que se localicen en los poros con el volumen total (ecuación 7).

$$Sw = \frac{Vw}{Vp}$$

Ecuación 7. Saturación de agua

Sw: Saturación de agua

Vw: Volumen de agua

Vp: Volumen de poros

2.3.6 RESISTIVIDAD DEL AGUA (Rw)

A partir de la Ecuación de Archie, se puede calcular la resistividad del agua. Esta fórmula incluye ciertas mediciones y propiedades como la resistividad de la

formación saturada de agua, la porosidad, el factor de tortuosidad y el exponente de cementación (ecuación 8).

$$R_w = \frac{R_o \times \phi^m}{a}$$

Ecuación 8. Resistividad del agua

R_w: Resistividad del agua

R_o: Resistividad de la formación saturada de agua

φ: Porosidad

a: Factor de tortuosidad

m: Exponente de cementación

2.3.7 PERMEABILIDAD (K)

La permeabilidad se entiende como la capacidad que tiene una roca para permitir el flujo de un fluido a través de sus poros. Se sabe que las areniscas, debido a que tienden a tener poros más grandes e interconectados, se consideran permeables; al contrario de las lutitas, que al estar constituidas por granos más finos y poros más pequeños no permiten el paso de fluidos. La permeabilidad es calculada mediante la siguiente ecuación (ecuación 9):

$$K = a \cdot \frac{\phi^b}{S_w^c}$$

Ecuación 9. Permeabilidad

K: Permeabilidad

a: 8581 (Valor constante de Timur)

φ: Porosidad

b: 4.4 (Valor constante de Timur)

S_w: Saturación de agua

c: 2 (Valor constante de Timur)

2.3.8 ELECTROFACIES Y PETROFACIES

Una electrofacie está construida sobre la base de todos los datos de registro en cualquier intervalo de profundidad. Por lo tanto, cada dato de registro se considera un descriptor a los efectos de establecer electrofacies (Serra y Abott, 1982). Son el conjunto de las propiedades físicas medidas en el registro geofísico con el fin de caracterizar un estrato y diferenciarlo del resto a lo largo del pozo.

El análisis de petrofacies se define como la caracterización y clasificación de las propiedades petrofísicas calculadas como son: tipos de poros, la saturación de fluidos, porosidad volumen de arcilla, permeabilidad con el fin de caracterizar un estrato, pero con sus propiedades petrofísicas y diferenciarlo del resto a lo largo del pozo.

2.4 GEOESTADÍSTICA

La geoestadística es una rama de la estadística que se centra en conjuntos de datos espaciotemporales. Muchas herramientas geoestadísticas se desarrollaron originalmente como un medio práctico para describir patrones espaciales e interpolar valores para ubicaciones donde no se tomaron muestras. Actualmente se aplica en diversas disciplinas como petróleo, geología, hidrología, entre otras.

2.4.1 SIMULACIÓN SECUENCIAL GAUSSIANA

La simulación Gaussiana construye realizaciones de funciones aleatorias Gaussianas. El condicionamiento a los valores reales en este caso se realiza en el espacio Gaussiano con los valores de la variable transformada $Y(x)$.

Es un algoritmo que simula nodos uno tras otro de forma secuencial, utilizando posteriormente valores simulados como datos condicionantes. Es necesario utilizar valores gaussianos estándar en el método SGS, por lo que los datos se transforman en espacio gaussiano (Asghari, Omid & Soltni, 2009).

Una parte fundamental de este método es la utilización de un variograma, que es una descripción de la continuidad espacial de los datos. Es una función discreta calculada usando una medida de variabilidad entre pares de puntos a varias distancias (figura 15).

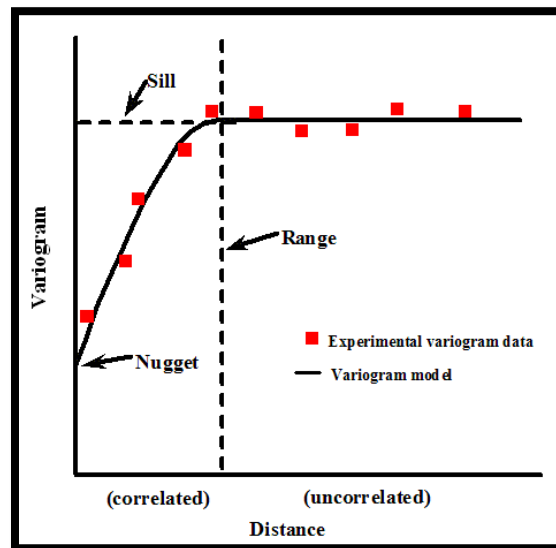


Figura 15 Elementos de un variograma, tomado de Shaltami (2021).

CAPÍTULO III. INTERPRETACIÓN SÍSMICA

La interpretación sísmica es un proceso en el que se delimitan las características estructurales del campo de estudio, así como la disposición de los estratos en el subsuelo. Este proceso se llevó a cabo mediante el software Petrel®, el cual es una herramienta utilizada en el sector petrolero que permite a los geocientíficos e ingenieros analizar los datos del subsuelo desde la exploración hasta la producción (Schlumberger©, 2021).

3.1 CREACIÓN DE BASE DE DATOS Y CONTROL DE CALIDAD

El primer paso es la creación de la base de datos para poder manipularlos y así poder hacer la interpretación del trabajo correspondiente.

Los datos utilizados corresponden a sísmica marina 3D, y abarcan un área de aproximadamente 10 km². En la siguiente tabla (tabla 1) se muestran algunos datos destacados de la información sísmica.

Número de inlines	131
Número de crosslines	221
Longitud inline	12,100 ft
Longitud crossline	7,150 ft
Intervalo inline	55 ft
Intervalo crossline	55 ft
Número de muestras por traza	626
Intervalo de muestreo	4 ms

Tabla 1 Información de los datos sísmicos del Campo Cloudspin

También dentro del control de calidad, como se muestra en la tabla 2, nos basamos de los pozos cargados con las cimas para hacer una localización aproximada donde encontrarlas respecto a las líneas de la sísmica (el picado de horizontes se hizo cada 10 InLine y 10 XLine).

POZO	InLine	CrossLine	POZO	InLine	CrossLine
Agate-H6	548	381	Diamond-14	622	570
Albite-F1	549	385	Dolomite-B1	518	405
Basalt-B6	518	405	Emerald-A9	561	401
Bauxite-B5	518	405	Feldspar-A8	561	401
Beryl-B4	518	405	Jasper-D1	579	471
Chalcopyrite-B3	518	405	Mica-A3	560	400
Citrine-1	521	570	Talc-A1	560	400
Cobalt-B2	518	405			

Tabla 2 Localización de pozos con respecto a inlines y crosslines.

3.2 GENERACIÓN DEL CUBO SÍSMICO

Esta parte del trabajo es importante ya que se tiene que hacer lo más parecido a la realidad para poder visualizar toda la información que fue obtenida del trabajo con respecto al campo de estudio por ejemplo la geología y la sísmica obtenida. El cubo sísmico se puede apreciar en la figura 16.

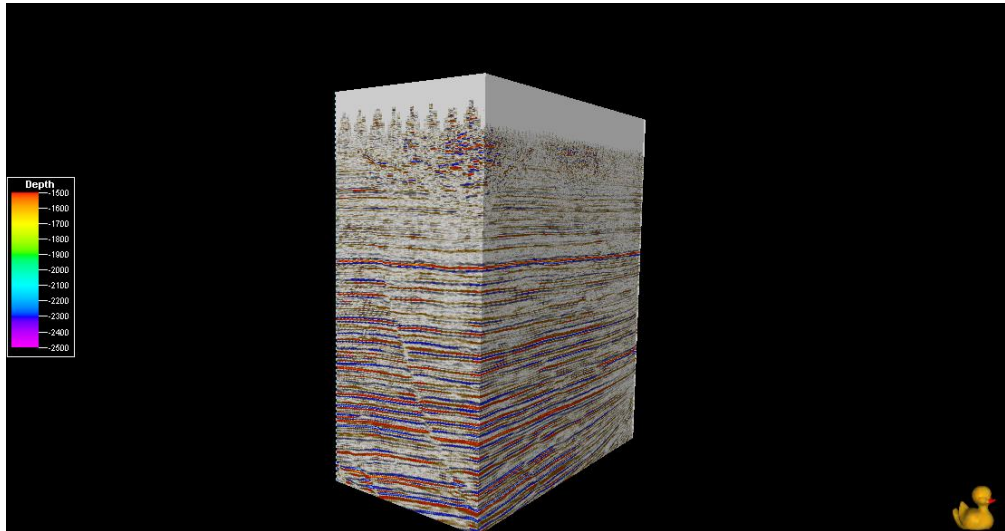


Figura 16. Cubo Sísmico en 3D, tomado de Petrel ®.

3.3 APLICACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS

Los atributos sísmicos son aquellas propiedades cuantificables de los datos sísmicos, su objetivo es ayudar al interprete a definir rasgos estructurales, estratigráficos y litológicos en los datos. Los atributos utilizados fueron:

3.3.1 STRUCTURAL SMOOTHING

El atributo sísmico structural smoothing consiste en un filtro gaussiano este guiado por la estructura local, dicho atributo se puede emplear también para poder visualizar los puntos débiles de la sísmica, también se puede afilar un poco las discontinuidades.

3.3.2 RMS AMPLITUDE

Es un atributo de procesamiento de señales que calcula la raíz cuadrática media de las trazas en una ventana específica, que estuvo definida por 3 muestras.

3.3.3 PHASE SHIFT

Ejecuta un cambio de fase en grados de la señal sísmica de entrada, es decir, una rotación de fase. En este caso se utilizó un cambio de 90 grados.

En la figura 17 se puede observar la aplicación de los atributos RMS Amplitude y Phase Shift al cubo sísmico, del lado izquierdo se tiene la crossline 470 y del lado derecho la inline 565. La combinación de estos atributos nos permite visualizar con mayor facilidad la continuidad de los horizontes.

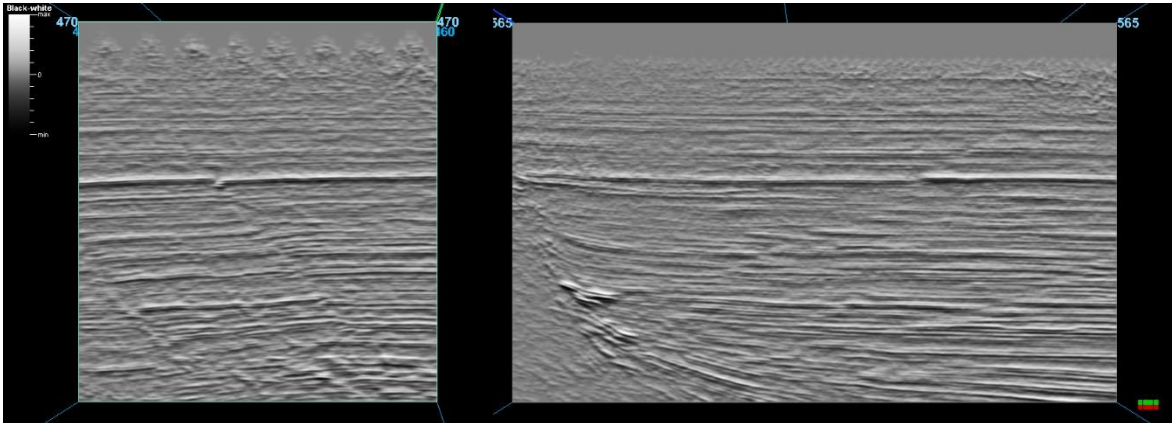
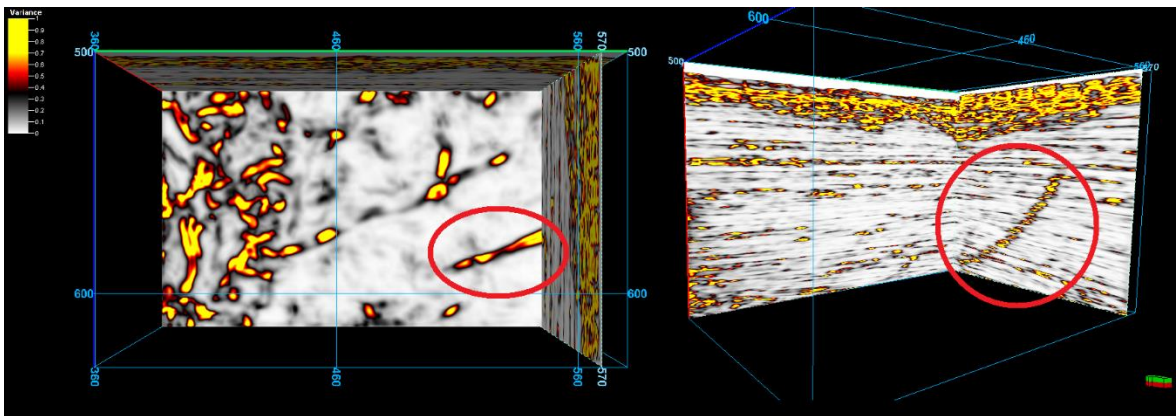


Figura 17 Atributo RMS Amplitude y Phase shift aplicados a la crossline 470 (izquierda) e inline 565 (derecha), tomado de Petrel ®.

3.3.4 CHAOS

Calcula el caos local. El caos es una medida de la "falta de organización". El caos en la señal puede verse afectado por las rutas, las intrusiones de cuerpos de sal, texturas de arrecifes, relleno de canales, etc. (figura 18).



3.3.5 VARIANCE

Figura 18 Atributo chaos y structural smoothing aplicados al cubo sísmico. A la izquierda vista de una falla en time-slice. A la derecha vista de una falla en xline, tomado de Petrel ®.

Este atributo consiste en la estimación de la varianza local en la señal, este se aplica el suavizado vertical para obtener la reducción del ruido. De gran utilidad para la detección de bordes, así como obtener una mejor definición de los horizontes reflectores y así tener una mejor visualización de las zonas de fallas.

3.3.6 ANT TRACKING

Es un volumen de atributos que muestra zonas de falla muy nítidas y detalladas, mejora significativamente los atributos de falla al suprimir el ruido y los restos de eventos sin fallas. Esto se logra emulando el comportamiento de las colonias de hormigas en la naturaleza.

En la figura 19 se puede observar un time slice con los atributos Variance y Ant Tracking aplicados, esta combinación permite diferenciar fácilmente las estructuras.

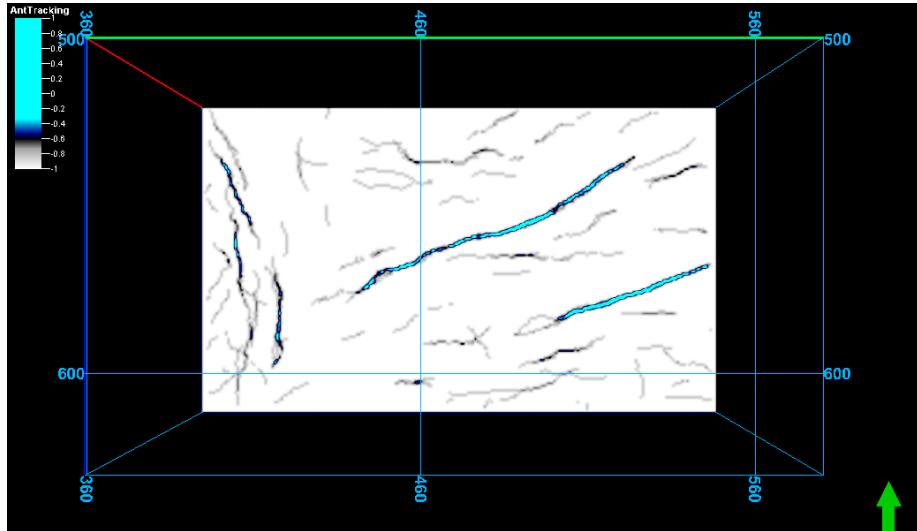


Figura 19 Aplicación del atributo Ant Tracking en el time slice -1250, tomado de Petrel®.

3.4 IMPORTAR DATOS DE POZOS

En esta etapa del trabajo se importan los pozos del Campo de estudio junto con las cimas de cada pozo (figura 20) para poder después visualizar la ubicación de los horizontes en el trabajo.

Los 22 pozos para este Campo de estudio en Cloudspin son: Agate-H6, Albite-F1, Apatite-E13, Basalt-B6, Bauxite-B5, Beryl-B4, Chalcopirite-B3, Citrine-1, Cobalt-B2, Diamond-14, Dolomite-B1, Emerald-A9, Feldspar-A8, Fluorite-A7, Garnet-4, Gypsum-A6, Halite-A5, Jade-A4, Jasper-D1, Mica-A3, Quartz-A2 y Talc-A1.

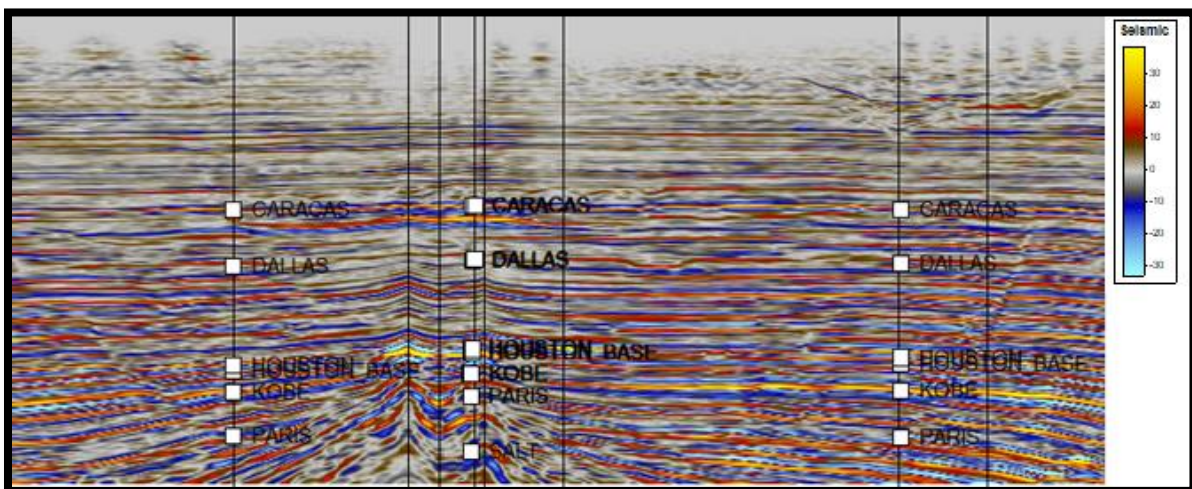


Figura 20 Sección sísmica compuesta a lo largo de los pozos con las cimas de cada formación, tomado de Petrel®.

3.5 INTERPRETACIÓN DE HORIZONTES.

Con ayuda de los pozos se correlaciono la sísmica con las cimas de cada formación del Campo para obtener su configuración de cada Horizonte (Caracas, Dallas, Houston, Houston base, París, París base y Sal) respetando cada marcador geológico.

En la interpretación del Horizonte de la Sal se hizo una segunda sección sísmica compuesta como la figura 21 pero solo con los pozos que contenían la cima de Sal debido a que solo estaba presente en una parte del cubo sísmico para únicamente enfocarse como se comportaba la Sal y proceder después a marcarla.

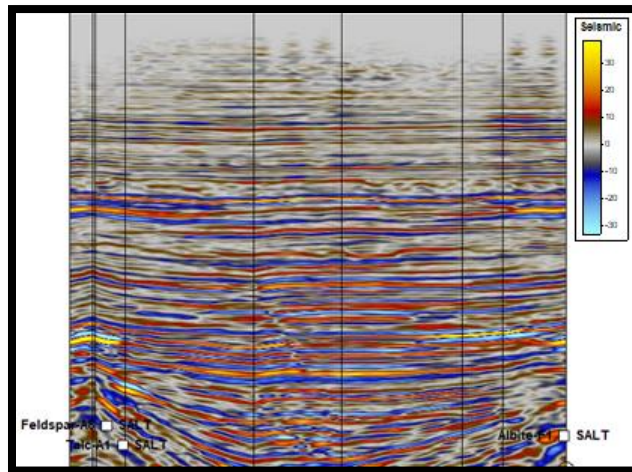


Figura 21 Sección sísmica compuesta con solo los pozos con la cima de Sal, tomado de Petrel ®.

De forma individual cada pozo se proyectó en la InLine y XLine que coincidía con la sísmica correspondiente a la información de la tabla 2, esto para interpretar los horizontes justo donde se encontrara cada pozo como se muestra en la figura 22.

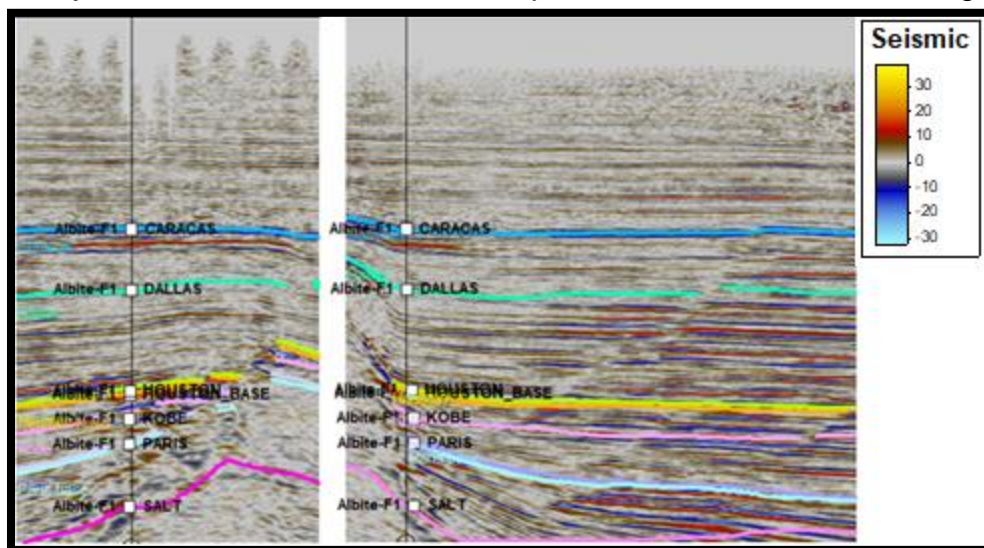


Figura 22 Interpretación sísmica de los horizontes en XLine 385 (izquierda) e InLine 549 (derecha) donde coincide con el Pozo Albite-F1, tomado de Petrel ®.

Al terminar de interpretar todos los horizontes (Caracas, Dallas, Houston, Houston base, París, París base y Sal) se realiza un mapa de superficie de cada formación, como se muestra en la figura 23.

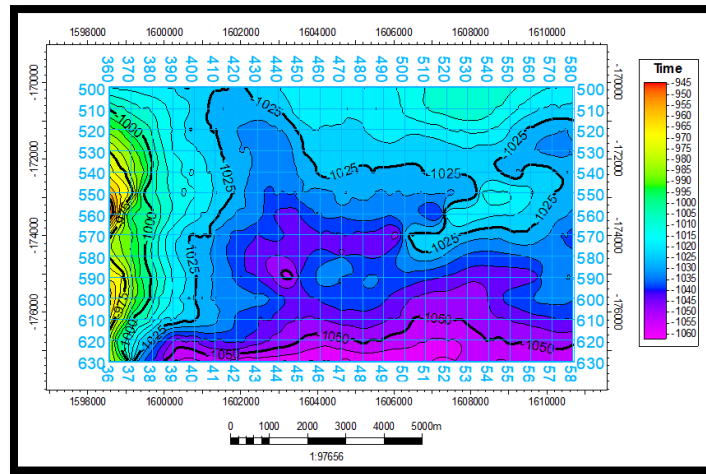


Figura 23 Mapa de superficie del Horizonte Caracas, tomado de Petrel®.

3.6 INTERPRETACIÓN DE FALLAS

Para poder visualizar mejor los horizontes tenemos que tomar en cuenta las fallas sísmicas que se presentan en el sitio, dicho esto para marcar las fallas solo aplica en donde veamos el salto de la formación en este trabajo se pueden observar en las CROSSLINE y las fallas son de tipo normal.

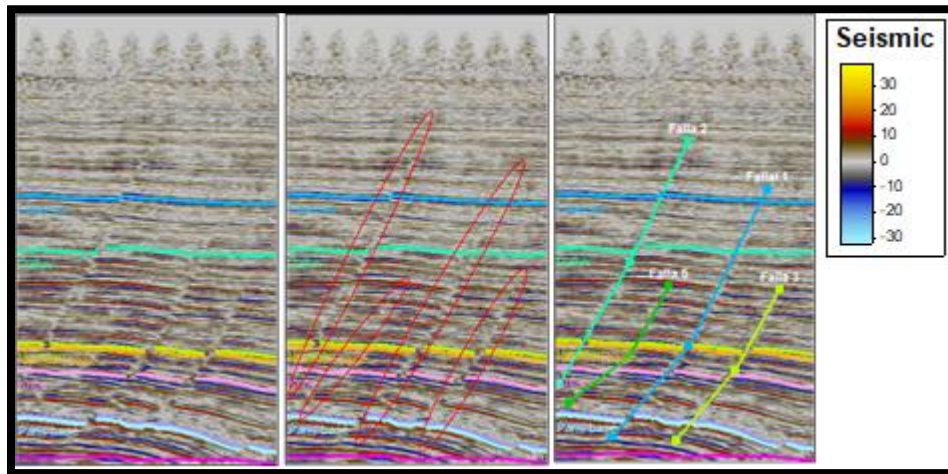


Figura 24 Localización e interpretación de fallas en XLine 530, tomado de Petrel®.

Como muestra la figura 24 la parte de la izquierda solo muestra la interpretación de horizontes, pero podemos notar el salto de la falla y además discontinuidad en la sísmica, la parte de en medio de la figura 24 muestra cuales son las principales fallas que intervienen en la XLine 530 y en la parte de la derecha es como marcamos y le dimos forma a las fallas con tres puntos solo a las que identificamos.

La identificación de fallas se hizo a lo largo de todas las XLines del cubo sísmico también con ayuda de atributos sísmicos para ver contrastes, resalte características de la señal, entre estos atributos se usaron: structural smoothing, caos, varianza y ant tracking para la interpretación de fallas.

Para dar una mejor solución al momento de interpretar las fallas se consideró ver cada sección con los diferentes atributos, esto para definir la dirección y el tamaño de cada una de las fallas. Primero analizamos con el atributo de varianza (figura 25), para la detección de bordes, visualización de las zonas de fallas. En la misma XLine 540 con el atributo structural smoothing (figura 25) la falla 5 (color verde) casi no se puede apreciar, pero con el atributo de varianza se logra ver con mayor claridad.

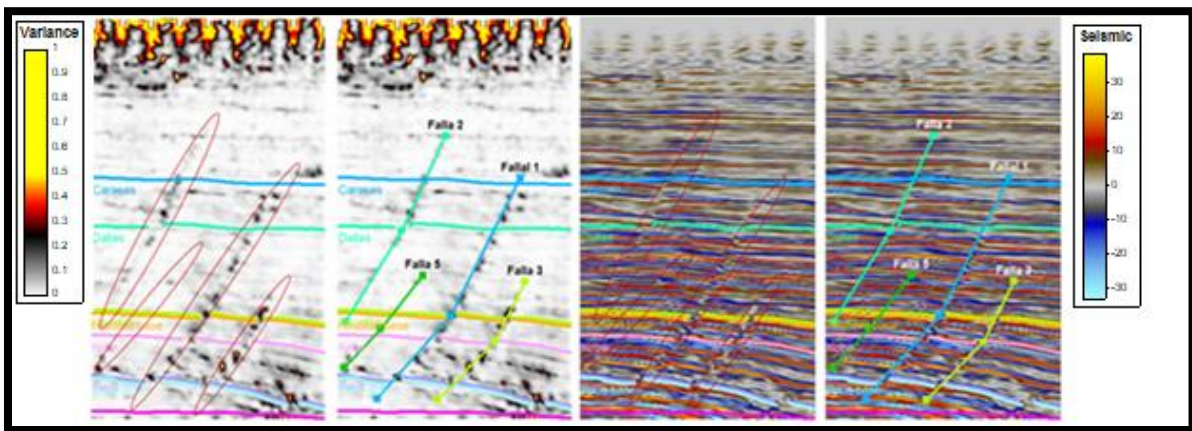


Figura 25 Ventana de interpretación XLine 540 con el atributo varianza (izquierda) y structural smoothing (derecha) e interpretación de las fallas, tomado de Petrel ®.

Para el caso del atributo caos (figura 26) puede verse afectado por las rupturas, las intrusiones de cuerpos de sal, pero resalta el plano de la falla al igual que el atributo ant tracking (figura 26), ambos usados en conjunto para interpretar principalmente las fallas cercanas al cuerpo salino.

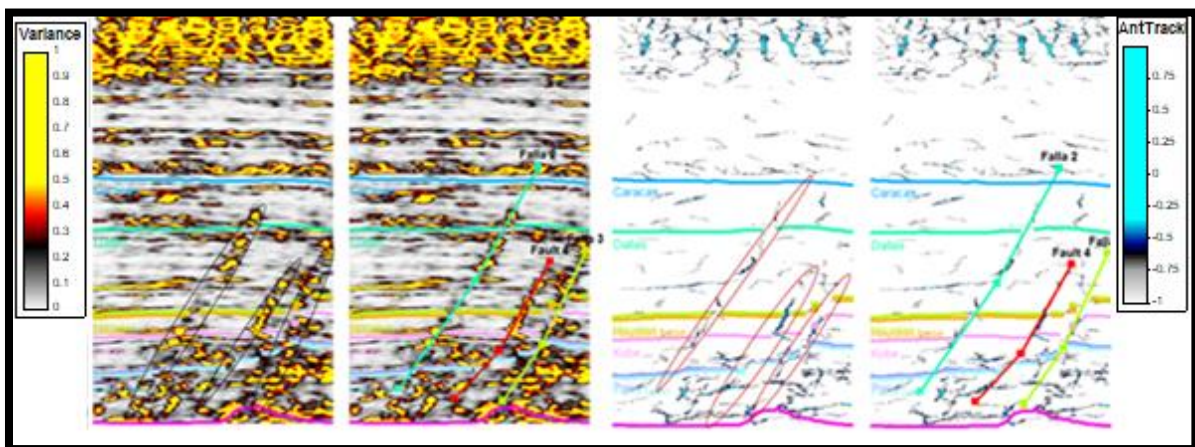


Figura 26 Ventana de interpretación XLine 430 con el atributo caos (izquierda) y ant tracking (derecha) e interpretación de las fallas, tomado de Petrel ®.

3.7 MODELADO ESTRUCTURAL

Seguimos una secuencia de pasos que en el diagrama de la figura 27 describe la metodología que se desarrollará para definir el modelo estructural, pero sin considerar las fallas dentro del modelo aún.

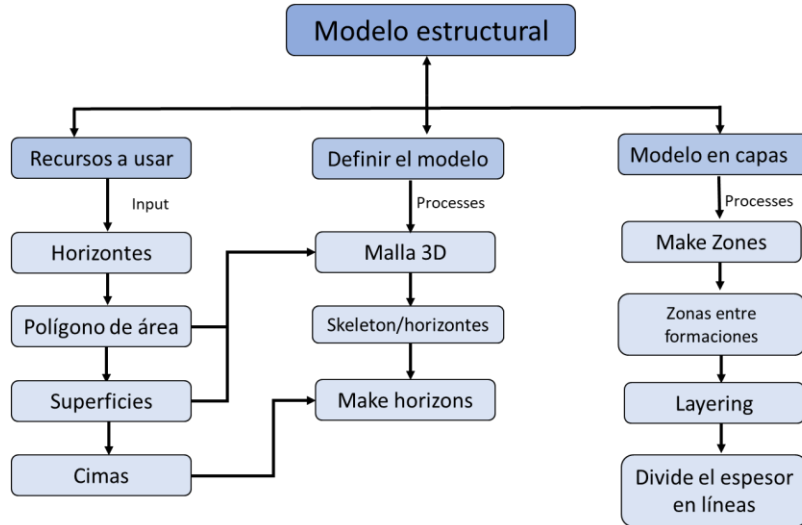


Figura 27 Metodología para generar el modelo sin fallas.

3.8 MODELADO DE FALLAS

Para el modelado de fallas tomamos las fallas que marcamos durante la interpretación y dentro de las herramientas de proceso de Petrel® usando *Fault Modeling*. Para convertir las fallas y pasarlas dentro del modelo, se convirtieron una a una como se muestra en la figura 28.

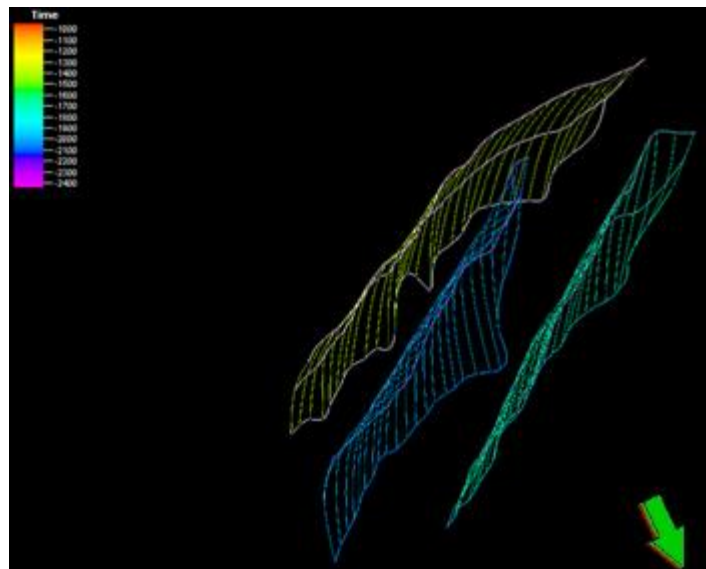


Figura 28 Modelo 3D de las principales fallas, tomado de Petrel®.

Las fallas ya en el modelo se continua a editarlas o darle un ajuste a los pilares que la componen seleccionando un punto que la componga y moviéndola en los diferentes ejes como se muestra en la figura 29 esto para todas las fallas y darle forma final que se utilizara más adelante.

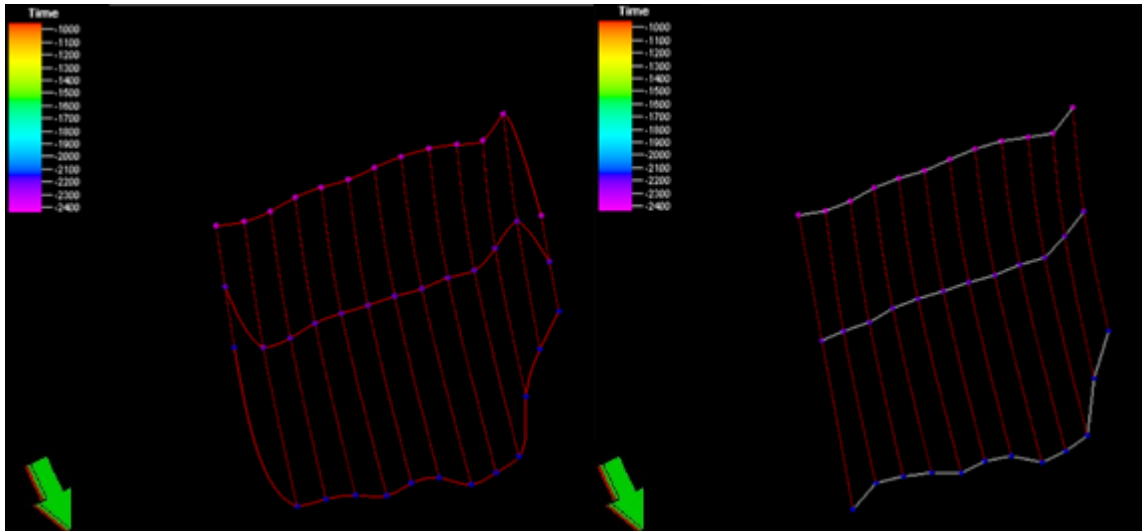


Figura 29 Mapa 3D con falla secundaria sin ajuste (izquierda) y la falla después del ajuste (derecha). tomado de Petrel®.

En Petrel® usando *Pillar gridding* generamos la malla que cubrirá todo el 3D, que a diferencia del *Simple grid* ya consideramos las fallas dentro del modelo estructural y cortan a los horizontes interpretado (figura 30).

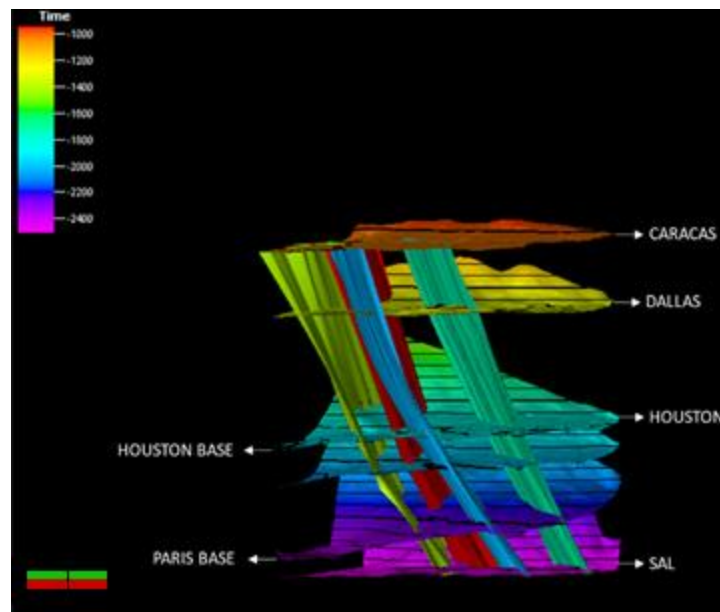


Figura 30 Ventana 3D con los horizontes del modelo estructural cortados por las fallas, tomado de Petrel®.

Elegimos las fallas principales que cortan a la sísmica del Campo Cloudspin, para completar el modelo seguimos la secuencia de la figura 24 hasta dividir en capas el espesor entre formaciones como se muestra en la figura 31.

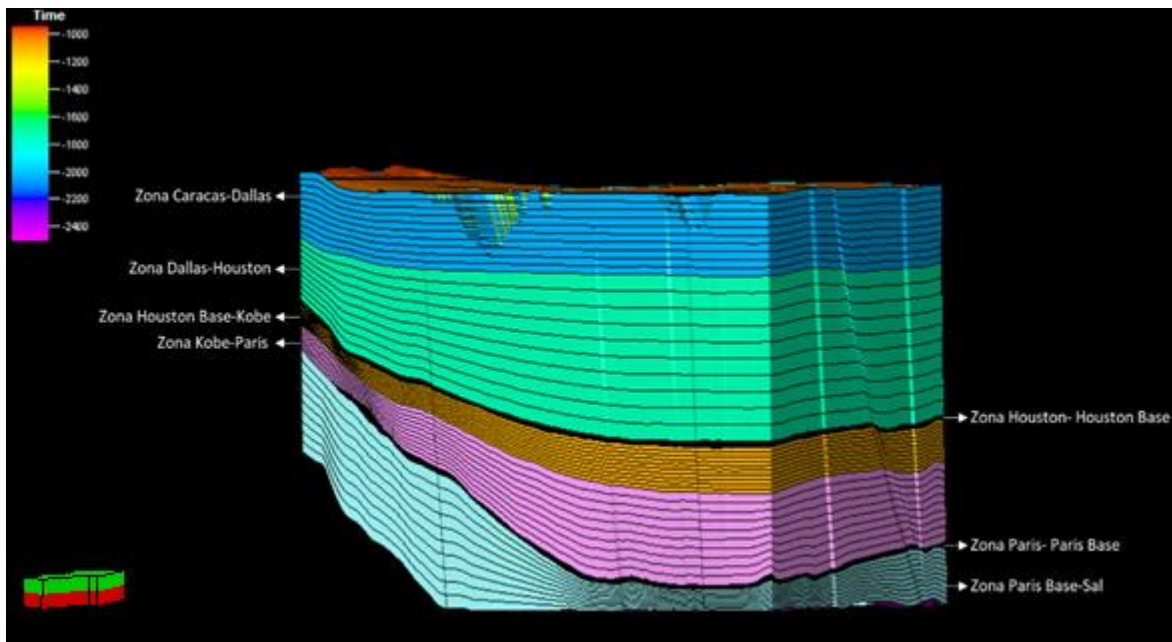


Figura 31 Ventana 3D con las capas por zonas de las formaciones del Campo Cloudspin, tomado de Petrel®.

CAPÍTULO IV. INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA

4.1 CREACIÓN DE BASE DE DATOS Y CONTROL DE CALIDAD

Para importar los datos dentro del software, se crea una nueva base de datos para así importar los pozos de interés en el formato LAS.

Para comenzar el análisis es necesario elaborar el control de calidad de los datos, así identificando las curvas con las que cuenta cada pozo (tabla 3). Así mismo se verifica que las unidades de cada curva sean correctas.

POZO	GR	SP	NPHI	RHOB	DT	RT
Agate-H6	✓ 3011.5-9234 ft	✓ 3011.5-9234 ft	✓ 3011.5-9234 ft	✓ 3011.5-9234 ft	✓ 3011.5-9234 ft	✓ 3011.5-9234 ft
Albite-F1	✗ -	✓ 2000.5-8793.5 ft	✗ -	✗ -	✓ 2000.5-8793.5 ft	✓ 2000.5-8793.5 ft
Apatite-E13	✓ 2980-9716.5 ft	✓ 2980-9716.5 ft	✓ 2980-9716.5 ft	✓ 2980-9716.5 ft	✓ 2980-9716.5 ft	✓ 2980-9716.5 ft
Basalt-B6	✓ 6401-8453 ft	✓ 2001-8593.5 ft	✗ -	✗ -	✓ 2001-8593.5 ft	✓ 2001-8593.5 ft
Bauxite-B5	✗ -	✓ 2041.5-9414.5 ft	✗ -	✗ -	✓ 2041.5-9414.5 ft	✓ 2041.5-9414.5 ft
Beryl-B4	✗ -	✓ 2036.5-9599.5 ft	✗ -	✗ -	✓ 2036.5-9599.5 ft	✓ 2036.5-9599.5 ft
Chalcopyrite-B3	✗ -	✓ 2019-8644 ft	✗ -	✗ -	✓ 2019-8644 ft	✓ 2019-8644 ft
Citrine-1	✓ 7800-8680 ft	✓ 500-12000 ft	✗ -	✗ -	✓ 500-12000 ft	✓ 500-12000 ft
Cobalt-B2	✗ -	✓ 2012-9999 ft	✗ -	✗ -	✓ 2012-9999 ft	✓ 2012-9999 ft
Diamond-14	✓ 3983-9658 ft	✓ 3983-9658 ft	✓ 3983-9658 ft	✓ 3983-9658 ft	✓ 3983-9658 ft	✓ 3983-9658 ft
Dolomite-B1	✓ 7210.5-10842.5 ft	✓ 2018-10937 ft	✗ -	✗ -	✓ 2018-10937 ft	✓ 2018-10937 ft
Emerald-A9	✗ -	✓ 2043-8959.5 ft	✗ -	✗ -	✓ 2043-8959.5 ft	✓ 2043-8959.5 ft
Feldspar-A8	✗ -	✓ 2020-8304 ft	✗ -	✗ -	✓ 2020-8304 ft	✓ 2020-8304 ft
Fluorite-A7	✗ -	✓ 2300.5-7907 ft	✗ -	✗ -	✓ 2300.5-7907 ft	✓ 2300.5-7907 ft
Garnet-4	✗ -	✓ 3025.5-8513.5 ft	✗ -	✗ -	✓ 3025.5-8513.5 ft	✓ 3025.5-8513.5 ft
Gypsum-A6	✓ 5803-7253 ft	✓ 2264.5-7241 ft	✗ -	✗ -	✓ 2264.5-7241 ft	✓ 2264.5-7241 ft
Halite-A5	✗ -	✓ 3062.5-10668 ft	✗ -	✗ -	✓ 3062.5-10668 ft	✓ 3062.5-10668 ft
Jade-A4	✗ -	✓ 3000.5-9954 ft	✗ -	✗ -	✓ 3000.5-9954 ft	✓ 3000.5-9954 ft
Jasper-D1	✓ 7500-9924 ft	✓ 450-12900 ft	✗ -	✗ -	✓ 450-12900 ft	✓ 450-12900 ft
Mica-A3	✗ -	✓ 413-6640 ft	✗ -	✗ -	✓ 413-6640 ft	✓ 413-6640 ft
Quartz-A2	✗ -	✓ 2803-10366 ft	✗ -	✗ -	✓ 2803-10366 ft	✓ 2803-10366 ft
Talc-A1	✗ -	✓ 415.5-8608 ft	✗ -	✗ -	✓ 415.5-8608 ft	✓ 415.5-8608 ft

Tabla 3 Control de calidad de los pozos

4.2 DELIMITACIÓN DE CIMAS

Cargada la información de los registros, se procede a cargar un carril en el cual se establecerán los intervalos de profundidad del pozo con el apoyo de otros archivos adicionales, dentro del pozo se utiliza como referencia los horizontes por los que cruzó la perforación de los pozos.

Dentro de los pozos asignados se encuentran las unidades geológicas. Caracas, Dallas, Houston, Houston Base, Kobe, París, París base y en algunas Sal (figura 32).

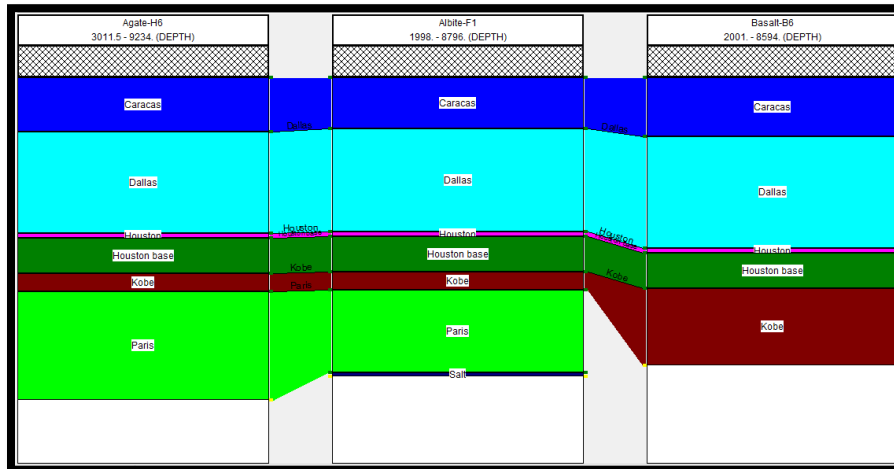


Figura 32 Correlación de cimatas de los Pozos Agate H6, Albite-F1 y Basalt-B6, tomado de IP ®.

4.3 CÁLCULO DE TEMPERATURA DE FORMACIÓN

La determinación de estos valores es importante determinar su análisis ya que de acuerdo con estos los valores de resistividad pueden variar. La temperatura de formación es de suma importancia para obtener la localización de las zonas de paga. El cálculo de la temperatura se realizó el gradiente 3°C cada 1,000 ft y la temperatura usada de superficie fue de 25°C la cual se toma del promedio de temperatura de la zona (figura 33).

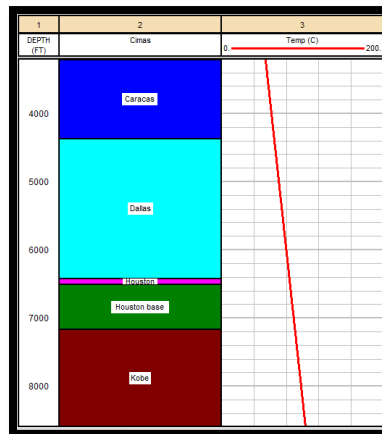


Figura 33 Curva de temperatura Pozo Basalt-B6, tomado de IP ®.

4.4 CÁLCULO DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS

4.4.1 VOLUMEN DE ARCILLA (VCL)

Para obtener el volumen de arcilla de las formaciones se utilizaron los valores de la curva GR, sin embargo, ya a que solo algunos pozos contaban con esta información, también se hizo uso de la curva de potencial espontáneo (SP). Por medio del módulo *Clay Volume Analysis* del software IP® se realizó el cálculo del volumen de arcilla, como se muestra en la figura 34.

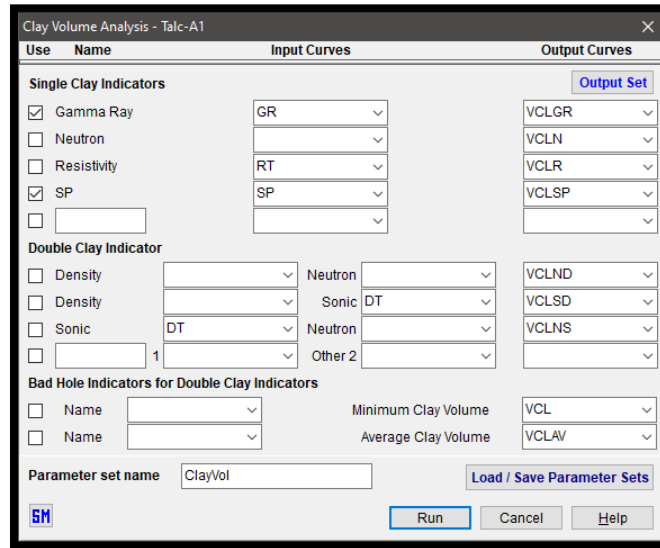


Figura 34 Ventana del módulo *Clay Volume Analysis*, tomado de IP®.

4.4.2 POROSIDAD TOTAL Y EFECTIVA (PHIT y PHIE)

Los valores de porosidad total (PHIT) se obtienen directamente del registro NPHI. En los pozos en los que no se cuenta con esta información, se realizó el cálculo a partir del registro sónico (DT), por medio del módulo *Basic Log Analysis Functions* del software IP®. Los parámetros utilizados fueron: DT matrix=56 $\mu\text{Sec}/\text{ft}$ y DT fluid=189 $\mu\text{Sec}/\text{ft}$, ya que se tiene una matriz de arenisca.

Para el cálculo de la porosidad efectiva se utilizó la Ecuación 5, tomando como porosidad total la obtenida anteriormente, al igual que el volumen de arcilla.

4.4.3 VOLUMEN DE MATRIZ (VMA)

El volumen de matriz se calculó basándose en el principio de que la suma del volumen de arcilla, volumen de matriz y porosidad efectiva dan como resultado la unidad (Ecuación 6).

El volumen de arcilla, volumen de matriz y porosidad efectiva se graficaron de la siguiente manera (figura 35):

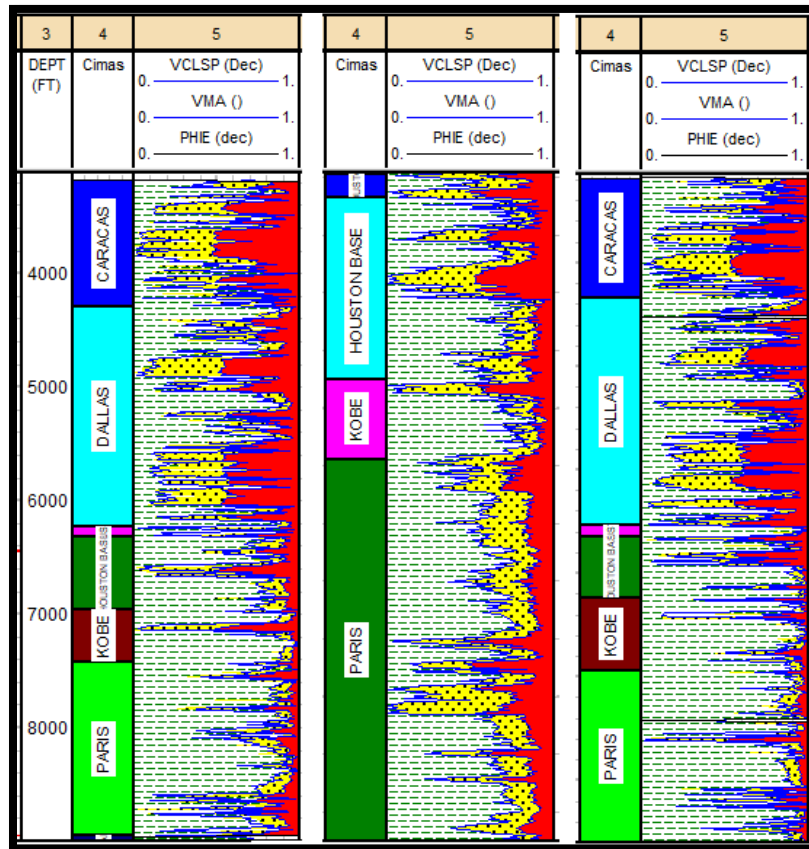


Figura 35 Gráfica de VCL, VMA y PHIE, a la izquierda Pozo Emerald-A9, en medio Talc-A1 y a la derecha Beryl-B4, tomado de IP®.

4.4.4 SATURACIÓN DE AGUA (SW)

El cálculo de la saturación de agua se realizó mediante el módulo *Porosity and Water Saturation Analysis* del software IP®. En los pozos en los que se tiene información de NPHI se utilizó el modelo neutrón-sónico, en los demás el modelo sónico. La ecuación de saturación utilizada fue la de Archie y como valores iniciales se tienen NPHI, DT, ILD, VCL y TEMP.

A partir de este módulo también se obtiene la curva de Volumen Volumétrico de Agua (BVW), que posteriormente se graficará dentro del templete.

4.4.5 PERMEABILIDAD (PERM)

Para calcular la permeabilidad se utilizó nuevamente el módulo *Basic Log Analysis Functions* del software IP®. Este módulo utiliza una ecuación estándar de la industria (Ecuación 9), se eligieron como constantes los valores de Timur y como variables de entrada la porosidad efectiva y la saturación de agua.

4.5 ZONAS DE PAGA

Las zonas de paga son aquellas zonas del pozo en las que se combinan distintas características petrofísicas con valores determinados, que, en conjunto hacen de ella una zona de interés petrolero. Los parámetros elegidos fueron:

VCL \leq 50%

PHIE $>$ 10%

Sw \leq 10%

El cálculo de estas zonas se hizo por medio del módulo *Cutoffs and Summation* del software IP®.

4.6 ELECTROFACIES Y PETROFACIES

El análisis de electrofacies y petrofacies se realiza mediante el módulo de interpretación avanzada *Cluster Analysis for Rock Typing* del software IP®.

Para las electrofacies se tienen como valores de entrada las curvas RHOB, NPHI, DT, GR, y ILD. Dentro de los parámetros se tomaron 4 clusters para el análisis. Debido a que solo 3 pozos (Agate-H6, Albite-E13 y Diamond-14) cuentan con la información necesaria, no se calculó esta curva para todos los pozos.

Al igual que para las electrofacies, en las petrofacies se eligieron 4 clusters como parámetro y como variables de entrada las curvas VCL, VMA, PHIE y SW. En la figura 36 se muestra un ejemplo del análisis de electro y petrofacies.

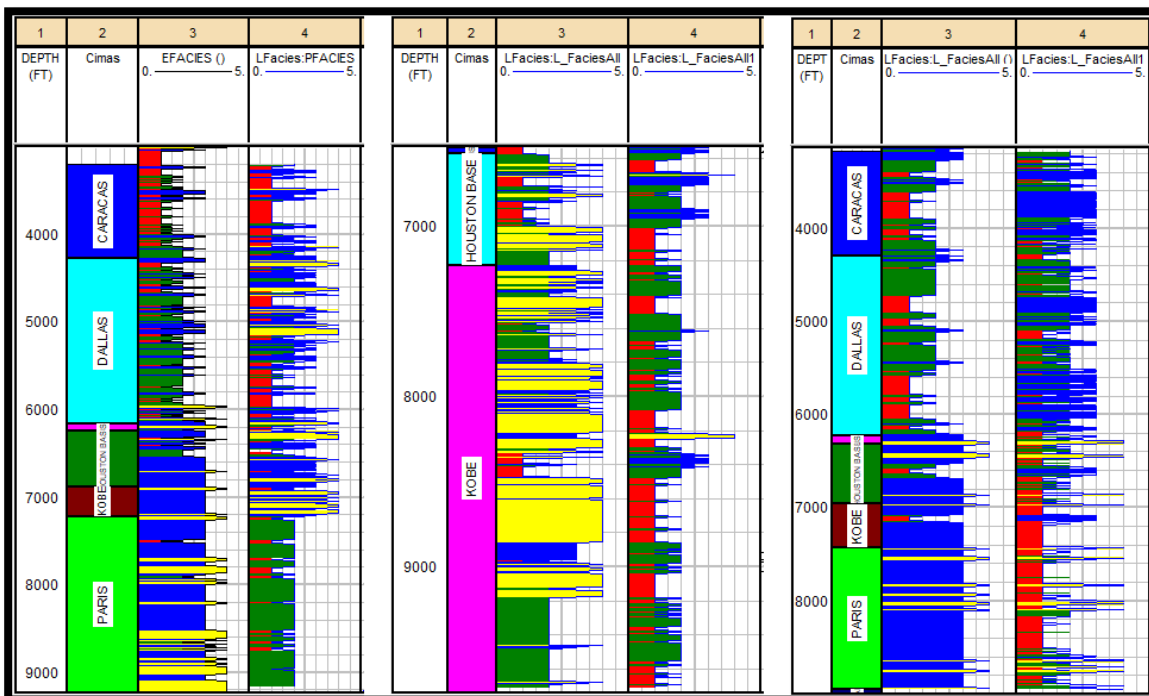


Figura 36 Electrofacies (carril 3) y petrofacies (carril4), Pozos Agate-H6, Albite-E13 y Diamond-14, tomado de IP®.

En la figura 37 se puede apreciar la disposición de las curvas en el templete final para su posterior interpretación.

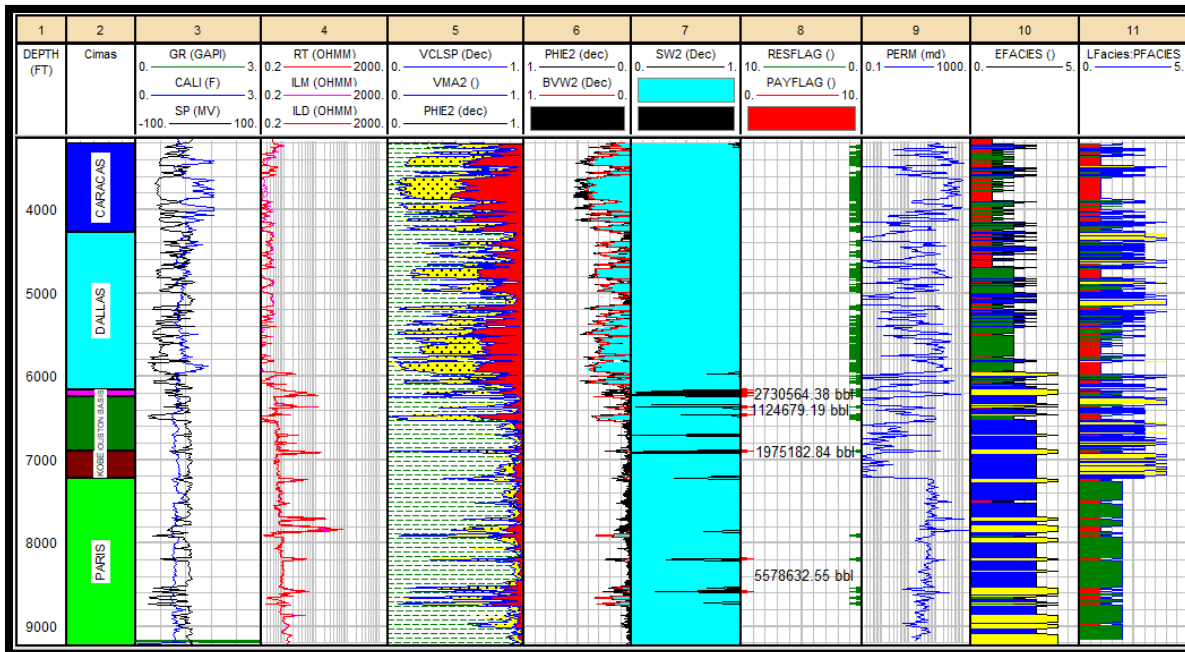


Figura 37 Templete de interpretación petrofísica Pozo Agate-H6, tomado de IP ®.

CAPÍTULO V. SIMULACIÓN GEOESTADÍSTICA

Para el modelado de propiedades petrofísicas se utilizó el software de modelado geoestadístico de Stanford (SGeMS®), que es un paquete informático de código abierto para resolver problemas que involucran variables relacionadas espacialmente.

5.1 CREACIÓN DE BASE DE DATOS Y CONTROL DE CALIDAD

El primer paso fue general el archivo en formato *.txt* que contendrá la información de las propiedades petrofísicas previamente calculadas (VCL, MVA, PHIET, PHIE, SW, BVW, PERM, ELECTROFACIES, PETROFACIES, ZONAS DE PAGA) de los 22 pozos.

Durante este proceso como parte del control de calidad se verificó que los valores fueran correctos y dentro de los rangos adecuados, así como que se siguiera el formato establecido para ser leído por el software (figura 38).

Well ID	X	Y	Vclsp	Vaa	Phison	Phie	Sw	Bvw	Perm	Electrof	Petrof	So	Payflag
1599744	-172747.63	-3201	0.7124	0.1383	0.519	0.1493	1	0.0644	53.9277	1	2	0	0
1599744	-172747.63	-3201.5	0.6831	0.1616	0.49	0.1553	1	0.0927	56.416	1	2	0	0
1599744	-172747.63	-3202	0.6703	0.1794	0.456	0.1503	1	0.1068	41.2442	1	2	0	0
1599744	-172747.63	-3202.5	0.6566	0.1816	0.471	0.1617	1	0.1224	55.3718	1	2	0	0
1599744	-172747.63	-3203	0.6594	0.1717	0.496	0.1609	1	0.1192	55.045	1	2	0	0
1599744	-172747.63	-3203.5	0.6628	0.1612	0.522	0.176	1	0.1153	65.9312	1	2	0	0
1599744	-172747.63	-3204	0.6697	0.1609	0.513	0.1695	1	0.1075	58.7726	1	2	0	0
1599744	-172747.63	-3204.5	0.6771	0.1653	0.488	0.1576	1	0.0992	62.429	1	2	0	0
1599744	-172747.63	-3205	0.6835	0.1601	0.494	0.1563	1	0.0923	61.8069	1	2	0	0
1599744	-172747.63	-3205.5	0.6989	0.1475	0.51	0.1536	1	0.0768	58.9497	1	2	0	0
1599744	-172747.63	-3206	0.7134	0.1396	0.513	0.147	1	0.0636	43.1189	1	2	0	0
1599744	-172747.63	-3206.5	0.7243	0.1309	0.525	0.1447	1	0.0547	33.0842	1	3	0	0
1599744	-172747.63	-3207	0.7392	0.1272	0.512	0.1335	1	0.0439	27.5743	1	3	0	0
1599744	-172747.63	-3207.5	0.7425	0.1223	0.525	0.1352	1	0.0418	33.9623	1	3	0	0
1599744	-172747.63	-3208	0.7217	0.1389	0.501	0.1394	1	0.0567	38.5889	1	2	0	0
1599744	-172747.63	-3208.5	0.681	0.1534	0.519	0.1655	1	0.095	60.2827	1	2	0	0
1599744	-172747.63	-3209	0.6313	0.1858	0.496	0.1829	1	0.1516	63.4968	1	2	0	0
1599744	-172747.63	-3209.5	0.6059	0.1987	0.496	0.1955	1	0.1763	72.9112	1	2	0	0
1599744	-172747.63	-3210	0.5846	0.2152	0.482	0.2002	1	0.1869	79.8261	1	1	0	0

Figura 38 Base de datos de propiedades petrofísicas.

5.2 GENERACIÓN DE LA MALLA CARTESIANA

La malla es el espacio tridimensional que engloba la información de los pozos (figura 39), los parámetros utilizados fueron los siguientes:

	NÚMERO DE CELDAS	DIMENSIONES DE CELDA	COORDENADAS DE ORIGEN
X	208	50	1599740
Y	115	50	-176818
Z	180	50	-12000

Tabla 4 Parámetros para la creación de la malla.

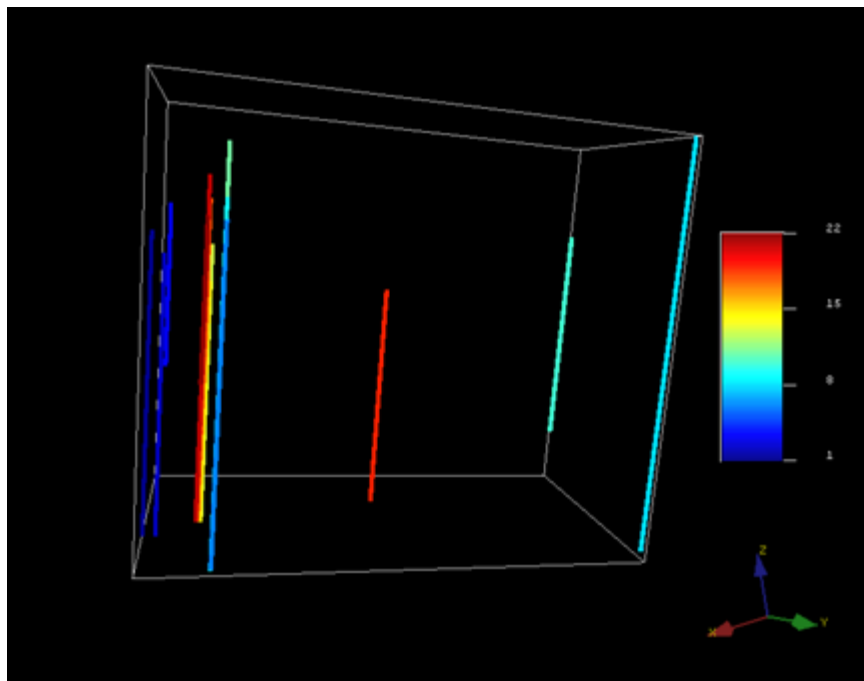


Figura 39 Visualización de los pozos y la malla cartesiana en 3D, tomado de SGeMS®.

5.3 GENERACIÓN Y ANÁLISIS DE VARIOGRAMAS

El cálculo de los variogramas se realizó por cada propiedad petrofísica. En la figura 40 se puede observar un ejemplo del variograma de porosidad efectiva. En este punto se debe ajustar una curva que conecte la mayor cantidad de puntos, esta curva puede ser de tipo esférica, exponencial o gaussiana.

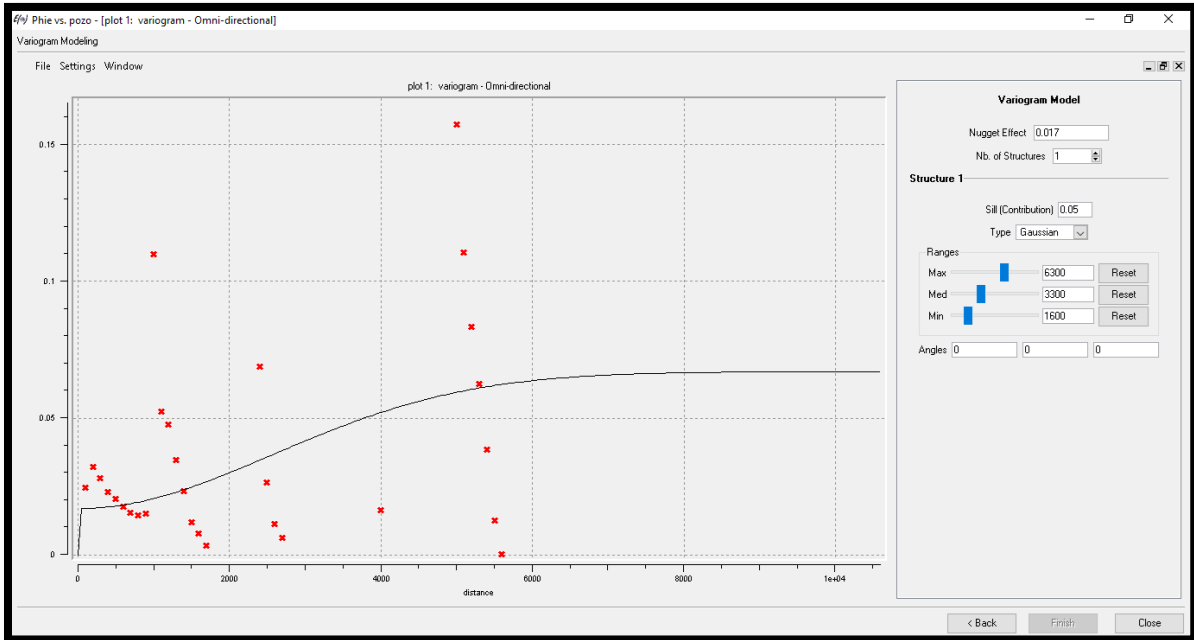


Figura 40 Variograma de porosidad efectiva, tomado de SGeMS ®.

5.4 SUMULACIÓN DEL CUBO DE PROPIEDADES

A partir del análisis de los variogramas se corrió una simulación secuencial gaussiana, que nos permite obtener una interpolación de los valores de la propiedad elegida a lo largo de toda la malla. Dentro de los parámetros se eligió un kriging ordinario y los resultados se pueden apreciar en la figura 41.

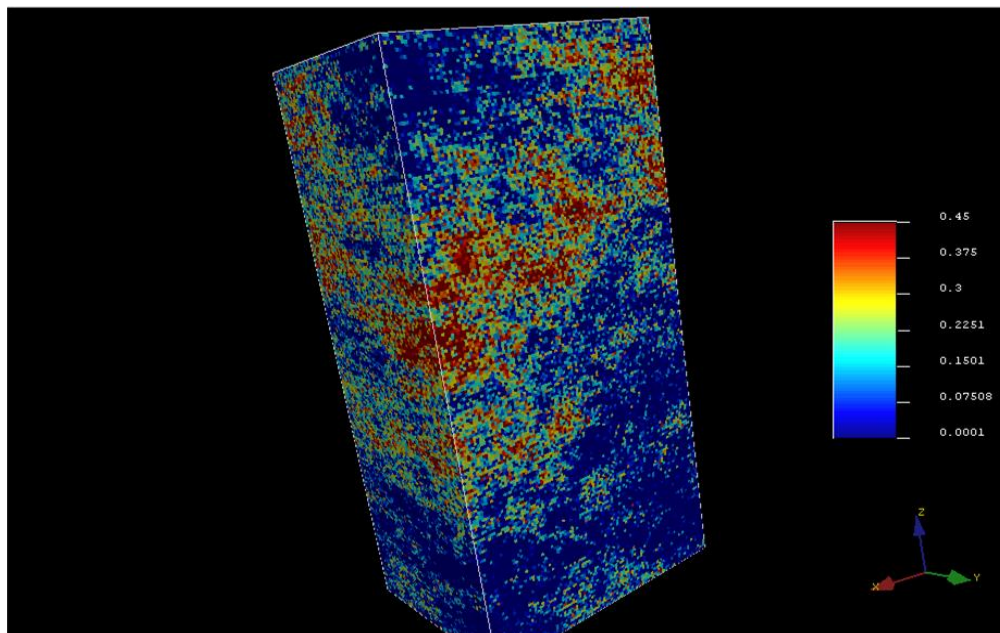


Figura 41 Simulación de cubo de porosidad efectiva, tomado de SGeMS ®.

Para verificar que la simulación dé resultados correctos se verificó que la información de las propiedades en el pozo concordara con la información que se obtuvo de la simulación, como se puede observar en la figura 42.

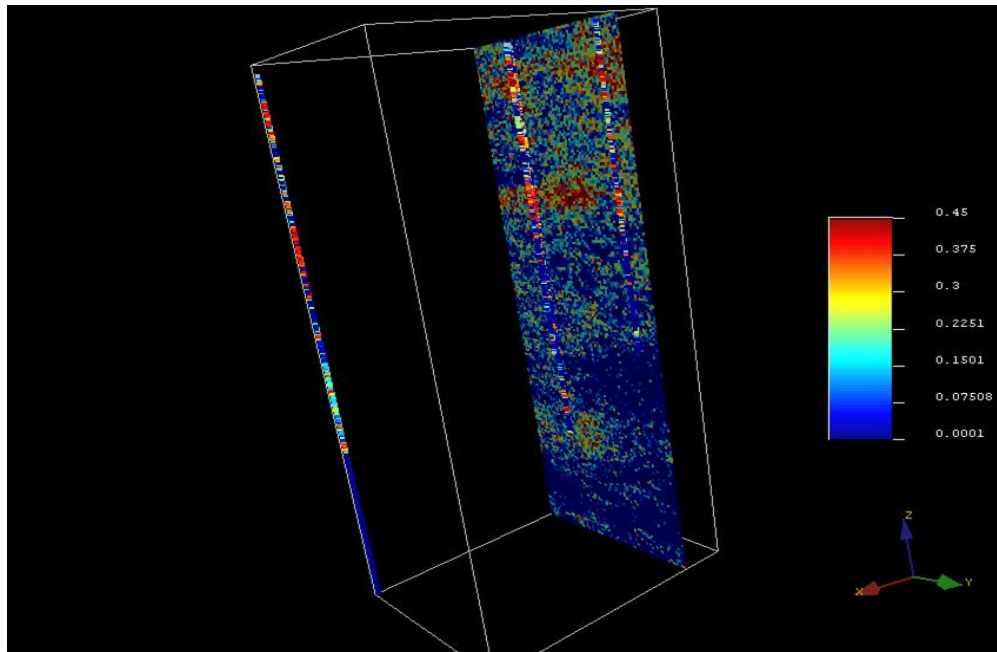


Figura 42 Control de calidad del cubo de porosidad efectiva, tomado de SGeMS ®.

CAPÍTULO VI. INTEGRACIÓN PETROSÍSMICA

6.1 EVALUACIÓN PETROFÍSICA

A partir de los resultados de la interpretación petrofísica de los registros geofísicos de pozo se realizó un análisis de volumetría de contenido de aceite, esto para verificar que pozos resultaron ser los más productivos y enfocarse en ellos. Tomando como base las zonas de paga previamente calculadas, se utilizó la siguiente fórmula (ecuación 10) para determinar el volumen de aceite en la zona circundante de cada pozo, el radio de drene se eligió como 1,000 ft:

$$V_{bbl} = \Phi \cdot S_o \cdot H \left(\frac{1000^2 \pi}{5.6146} \right)$$

Ecuación 10 Volumen de aceite en barriles

V_{bbl}: Volumen de aceite en barriles

Phi: Porosidad

S_o: Saturación de aceite

H: Profundidad zona de paga

En la siguiente gráfica (figura 43) se representan los resultados del cálculo de barriles de aceite de cada pozo, se puede observar que los pozos con mayor potencial, mayor a 15 000 000 de barriles, son Albite-F1, Basalt-B6, Emerald-A9, Feldspard-A8, Fluorite-A7, Jade-A4, Talc-A1.

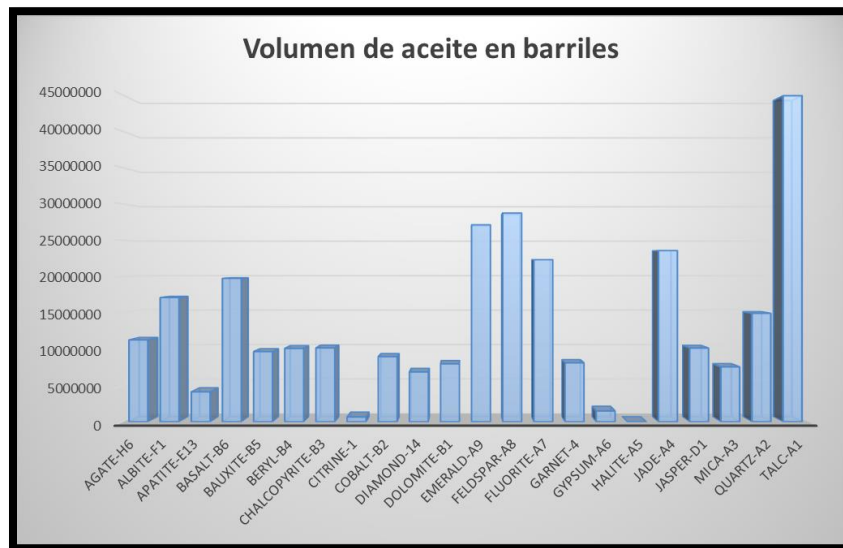


Figura 43 Gráfica de volumen de aceite en barriles de cada pozo.

Así mismo se analizó el volumen de aceite por formación en cada uno de estos pozos y se obtuvo la siguiente gráfica (figura 44) en la que se observa que los horizontes de mayor interés son Kobe y París:

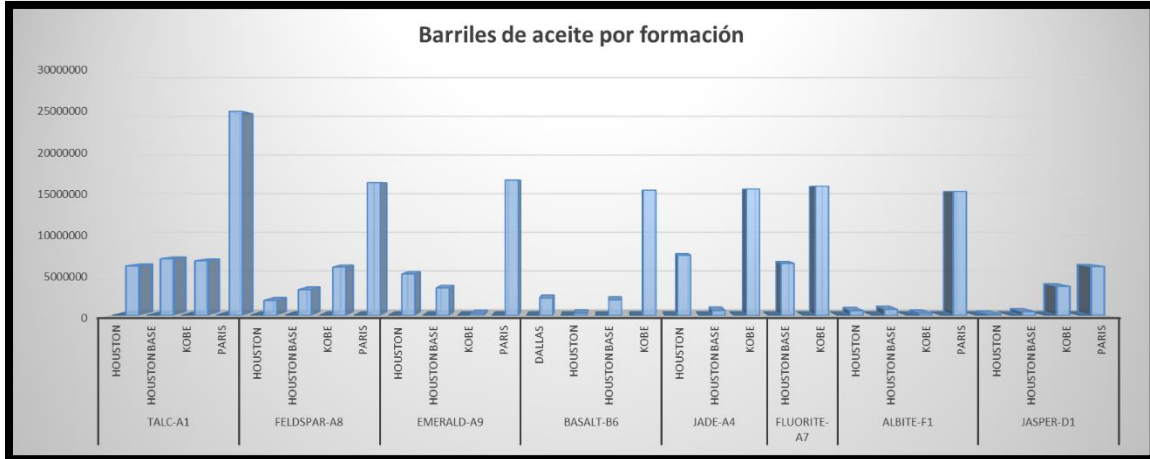


Figura 44 Gráfica de barriles de aceite por formación Pozos Talc-A1, Feldspar-A8, Emerald-A9, Basalt-B6, Jade-A4, Fluorite-A7, Albite-F1 y Jasper-D1.

A continuación, se describirán los resultados de la interpretación petrofísica de cada pozo:

6.1.1 ALBITE-F1

Este pozo abarca una profundidad de 1998-8796 ft, y se localiza al noroeste del Campo, su mayor zona de interés es el Horizonte París con un espesor de 1,537 ft. Este Horizonte posee características adecuadas para la explotación tales como una porosidad promedio de 0.341, una saturación de agua promedio de 0.231 y un volumen de arcilla promedio de 0.226. De acuerdo con el análisis de electrofacies esta zona presenta en su mayoría características de arcilla-arenosa, sin embargo, presenta intercalaciones de arenisca y arenisca-arcillosa, lo que beneficia a tener valores de permeabilidad altos (figura 45).

La estimación de volumen de hidrocarburos para este pozo fue de 17,110,769.78 barriles, resultando también productores los horizontes Houston, Houston base y Kobe.

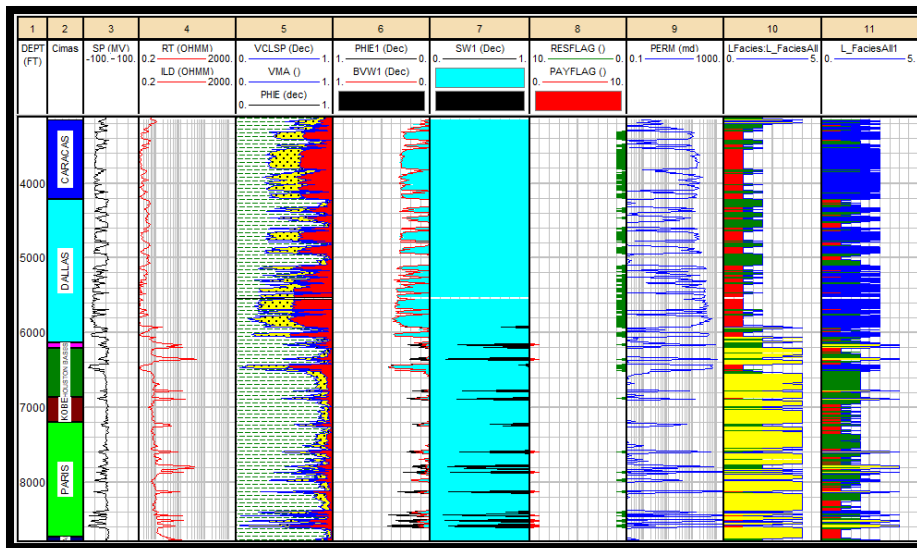


Figura 45 Resultados de la evaluación petrofísica Pozo Albite-F1, tomado de IP ®.

6.1.2 BASALT-B6

Este pozo atravesó una profundidad de 2,001-8,594 ft y se sitúa al noroeste del Campo. De acuerdo con el análisis de volumetría el Horizonte Kobe resultó ser el más productivo, con porosidad promedio de 37.5%, saturación de agua promedio de 26.4% y volumen de arcilla promedio del 12%. Este Horizonte tiene un espesor de 1,420.02 ft, suprayace a los horizontes Dallas, Houston y Houston base que resultaron igualmente productores, pero en menor medida. A partir del análisis de electrofacies se infiere que en su mayoría estos horizontes corresponden a areniscas (figura 46). El volumen total de hidrocarburos estimado fue de 19,751,804.22 barriles.

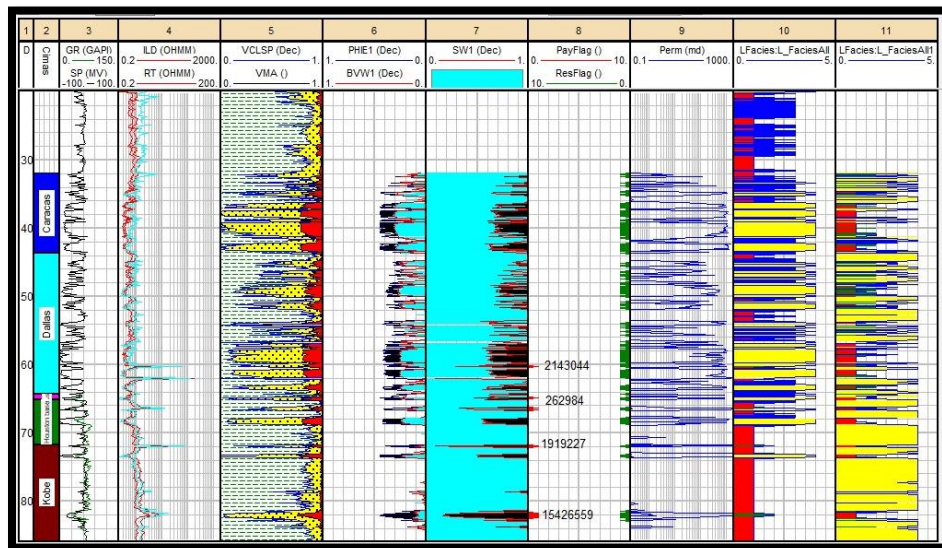


Figura 46 Resultados de la evaluación petrofísica Pozo Basalt-B6, tomado de IP ©.

6.1.3 EMERALD-A9

La profundidad de este pozo es de 2,043-8,999.5 ft, se ubica al oeste del Campo. El horizonte más productor es París con un espesor de 1,523 ft. Sus valores promedio de porosidad, saturación de agua y volumen de arcilla son: 30.7%, 27% y 29.5% respectivamente. Los horizontes Houston, Houston base y Kobe también resultan productores con valores medios de permeabilidad (figura 47). Se estimó un volumen de hidrocarburos de 27,126,557.19 barriles.

6.1.4 FELDSPAR-A8

La profundidad de este pozo abarca de 2,020-8,304 ft. Los horizontes productores son Houston, Houston base Kobe y París, este último contiene mayores reservas de hidrocarburos, con un estimado de 16, 355,389.16 barriles. Sus valores promedio de porosidad son 0.356, saturación de agua 0.279 y volumen de arcilla 0.188. Los valores de permeabilidad son en su mayoría altos (figura 48).

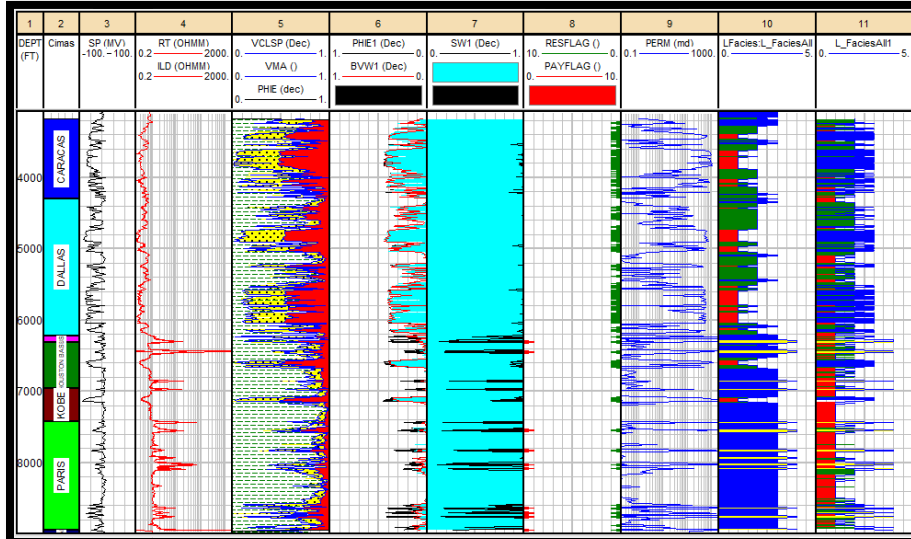


Figura 47 Resultados de la evaluación petrofísica Pozo Emerald-A9, tomado de IP ®.

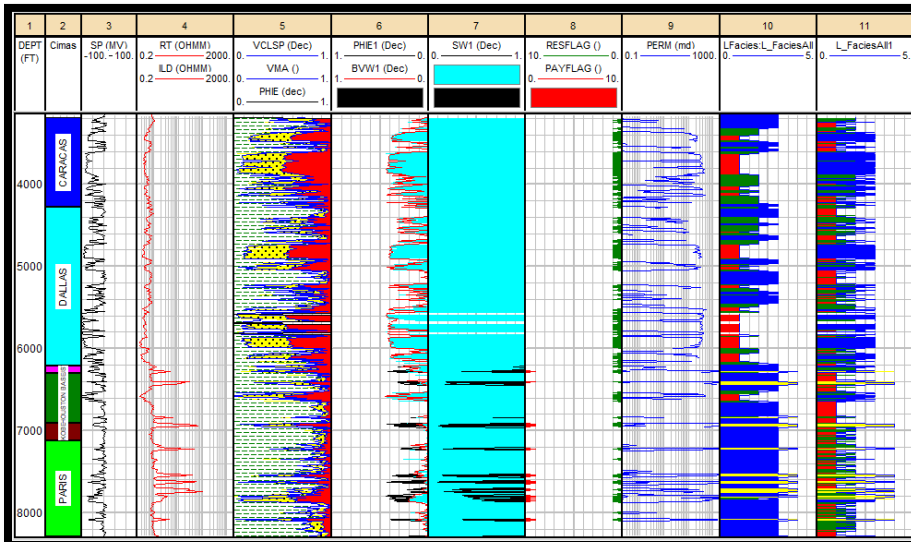


Figura 48 Resultados de la evaluación petrofísica Pozo Felspar-A8, tomado de IP ®.

6.1.5 FLUORITE-A7

El Pozo Fluorite-A7 abarca una profundidad de 2,300.5-7,913 ft. Situado al oeste del Campo presenta en su Horizonte Kobe características explotables, como lo son porosidad promedio de 41.2%, saturación de agua promedio de 12.5% y un volumen de arcilla del 7%, distribuido en un espesor de 546.4 ft. De acuerdo con las electrofacies, corresponde a sedimentos areno-arcillosos (figura 49). El Horizonte suprayacente Houston base igualmente contiene zonas de paga, en su totalidad este pozo posee 22,325,693.73 barriles de hidrocarburo.

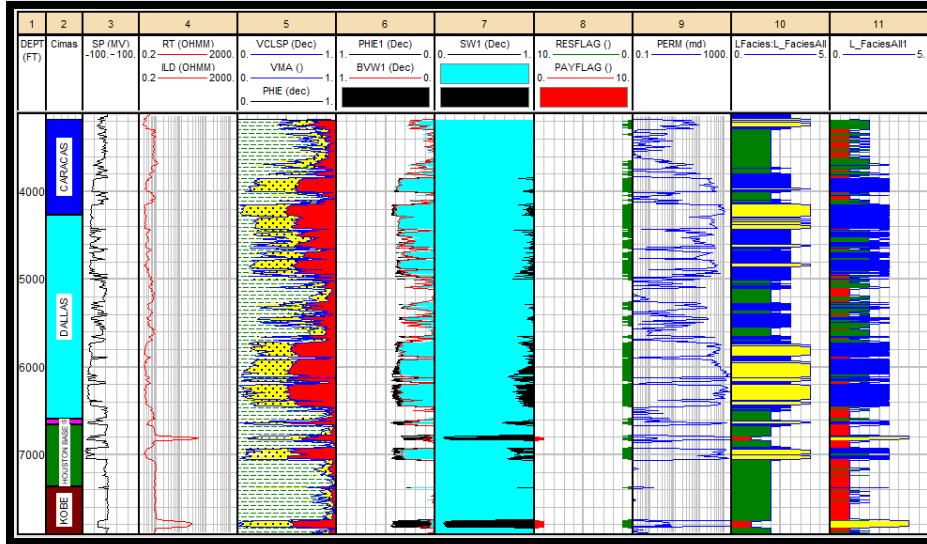


Figura 49 Resultados de la evaluación petrofísica Pozo Fluorite-A7, tomado de IP ®.

6.1.6 JADE-A4

Este pozo atravesó una profundidad de 3,000.5-9,954 ft y se sitúa al oeste del Campo. De acuerdo con el análisis de volumetría el Horizonte Kobe resultó ser el más productivo, con porosidad promedio de 34.2%, saturación de agua promedio de 29% y volumen de arcilla promedio de 12.9%. Este Horizonte tiene un espesor de 2,815.55 ft, suprayace al Horizonte Houston base que resultó igualmente productor, pero en menor medida. Los valores de porosidad se estiman medios a altos (figura 50). El volumen total de hidrocarburos estimado fue de 23,584,661.42 barriles.

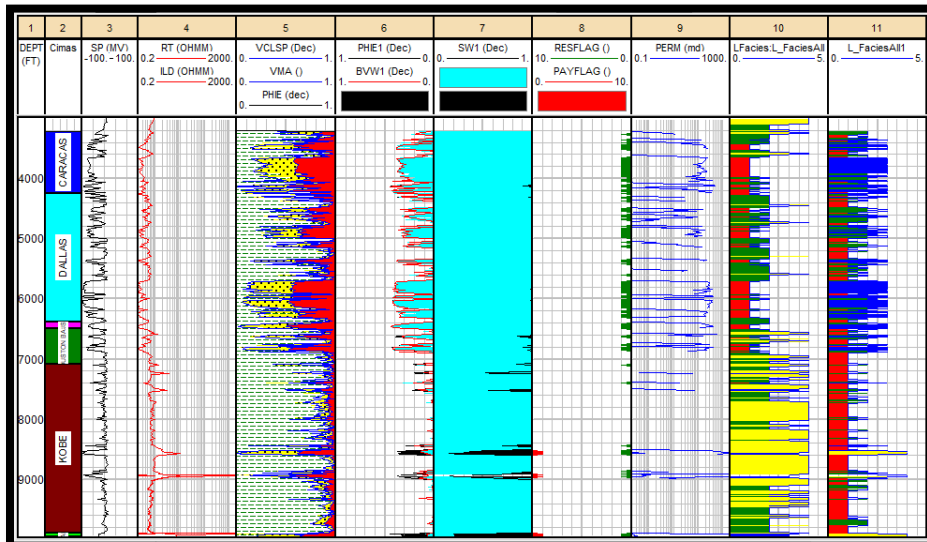


Figura 50 Resultados de la evaluación petrofísica Pozo Jade-A4, tomado de IP ®.

6.1.7 TALC-A1

Este pozo abarca una profundidad de 415-9,570 ft, y se localiza al oeste del Campo, su mayor zona de interés es el Horizonte París con un espesor de 1,440 ft. Este

Horizonte posee características adecuadas para la explotación tales como una porosidad promedio de 0.317, una saturación de agua promedio de 0.243 y un volumen de arcilla promedio de 0.281. De acuerdo con el análisis de electrofacies esta zona presenta intercalaciones de arcillas y areniscas (figura 51).

La estimación de volumen de hidrocarburos para este pozo fue de 44,914,371.82 barriles siendo el de mayores reservas del campo, resultando también productores los horizontes Houston, Houston base y Kobe.

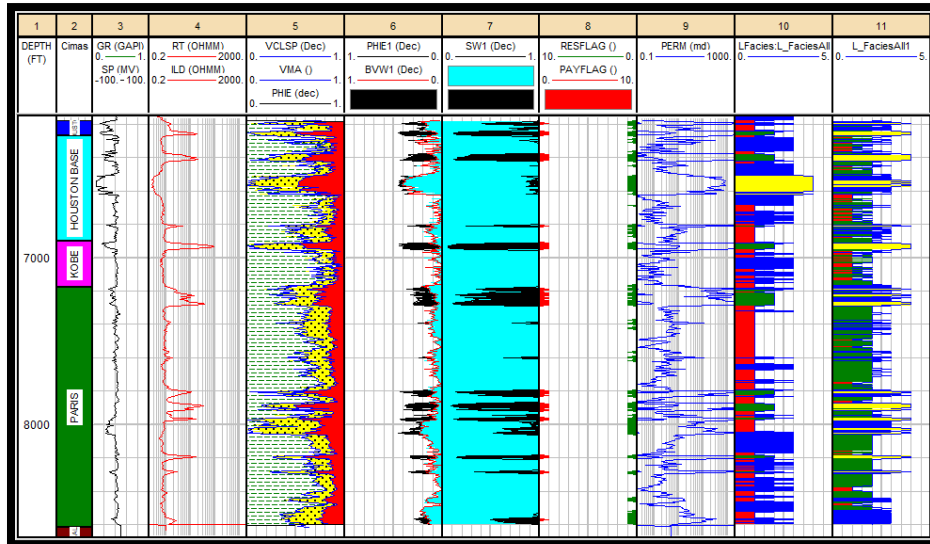


Figura 51 Resultados de la evaluación petrofísica Pozo Talc-A1, tomado de IP ®.

6.2 MODELOS PETROSÍSMICOS

Al terminar de interpretar todos los horizontes (Caracas, Dallas, Houston, Houston base, Kobe, París, París base y Sal) el resultado final lo podemos visualizar mejor en una ventana 3D de cómo está el mallado de cada horizonte como se muestra en la figura 52.

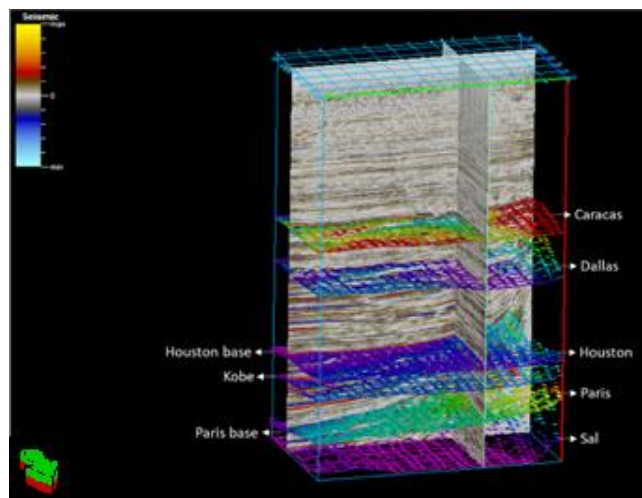


Figura 52 Interpretación sísmica de todos los horizontes en ventana 3D, tomado de Petrel ®.

En la configuración de los horizontes (superficies) o configuración de mapas de tiempos donde colores naranja-rojo representan tiempos de viaje de la onda más chicos o capas más someras y colores azul-morado representan tiempos de viaje de la onda más largos o capas más profundas. Las configuraciones de horizontes se realizaron por cada cima, Caracas (figura 53), Dallas (figura 53), Houston (figura 54), Houston base (figura 54), Kobe (figura 55), París (figura 55), París base (figura 56) y Sal (figura 56).

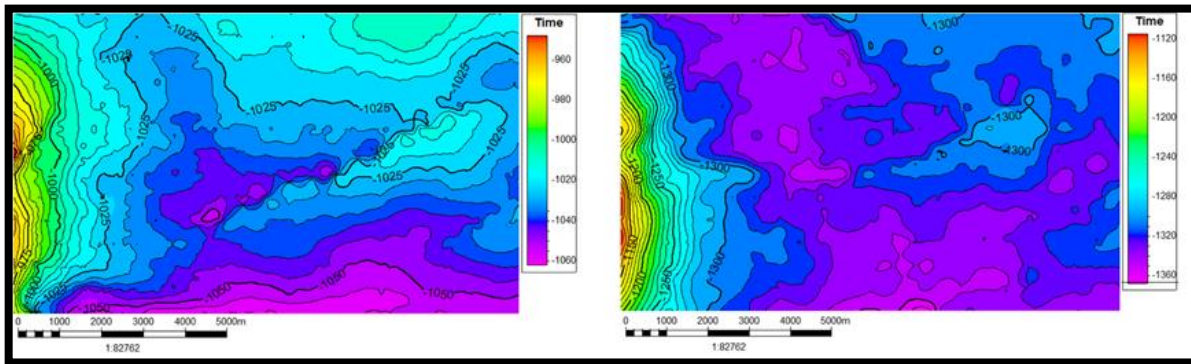


Figura 53 Configuración del Horizonte Caracas (izquierda) y Dallas (derecha), tomado de Petrel ®.

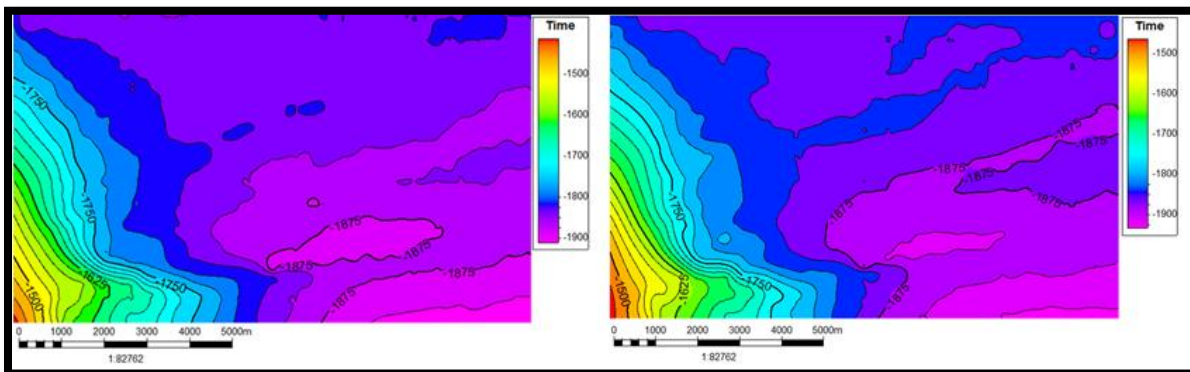


Figura 54 Configuración del Horizonte Houston (izquierda) y Houston base (derecha), tomado de Petrel ®.

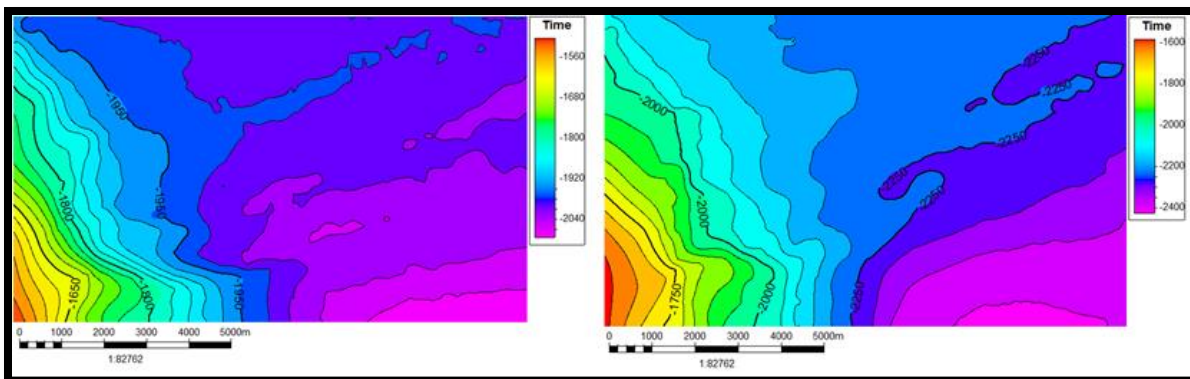


Figura 55 Configuración del Horizonte Kobe (izquierda) y París (derecha), tomado de Petrel ®.

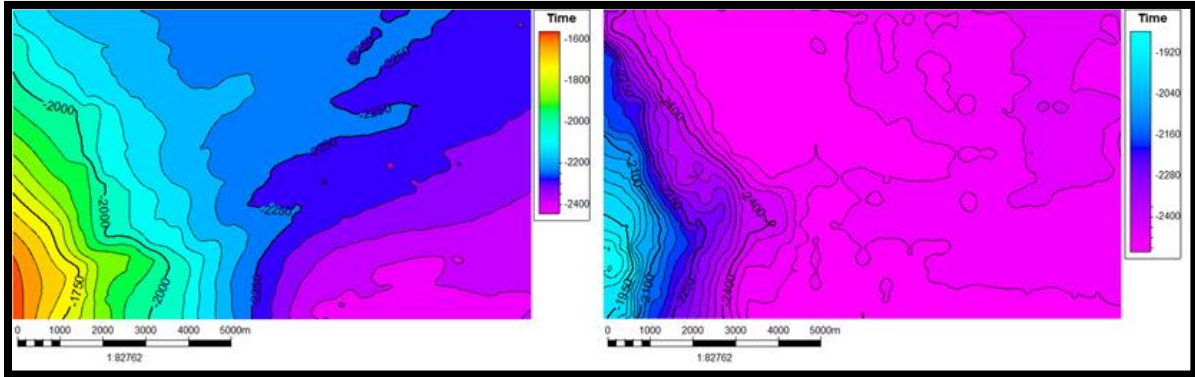


Figura 57 Configuración del Horizonte París base (izquierda) y Sal (derecha), tomado de Petrel®.

Al terminar de interpretar todas las fallas el resultado final lo podemos visualizar mejor en una ventana 3D y se puede observar más claramente la dirección de las fallas en el cubo sísmico (figura 57).

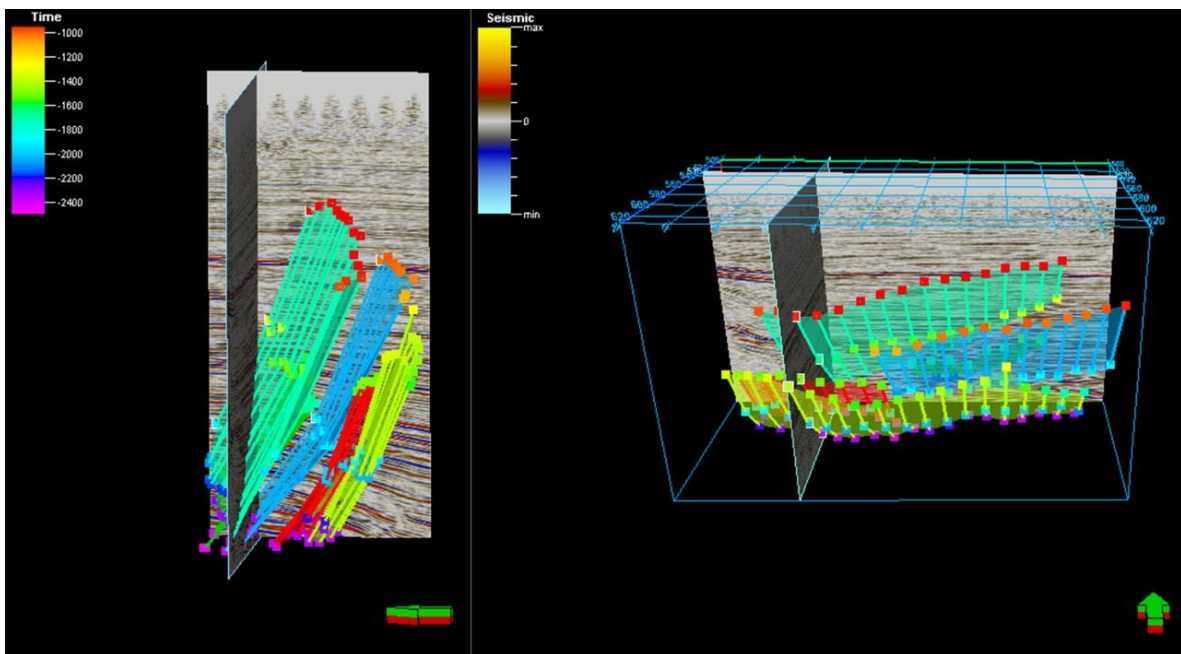


Figura 56 Interpretación sísmica de todas las fallas en ventana 3D, tomado de Petrel®.

Ya con análisis de datos sísmicos y con el de los registros de pozo, integramos los resultados de propiedades petrofísicas dentro de la sísmica en un modelo estructural dividido en capas con objetivo de generar un modelo geoestadístico para cada propiedad petrofísica todo esto realizado en Petrel®. Las distribuciones dentro del modelo son para definir como interactúa cada propiedad en el modelo ver anomalías, composición y correlaciones entre cada una de estas, como comparar modelo geoestadístico de volumen de arcilla y el de volumen de matriz (figura 58).

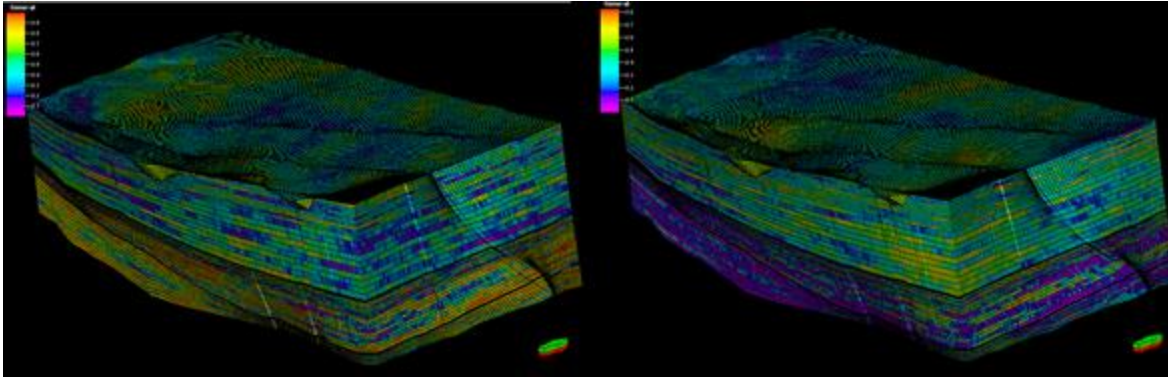


Figura 58 Modelo Petrofísico de volumen de arcilla (izquierda) y volumen de matriz (arenas)(derecha), tomado de Petrel ®.

Ambos modelos petrofísicos se complementan y muestran como la geología se está comportando o distribuyendo a lo largo del cubo sísmico a partir de los resultados obtenidos de la interpretación de registros geofísicos.

De forma individual podemos analizar la composición de cada formación en función de los modelos petrofísicos, para la Formación Caracas (figura 59) está compuesta de arenas y arcillas.

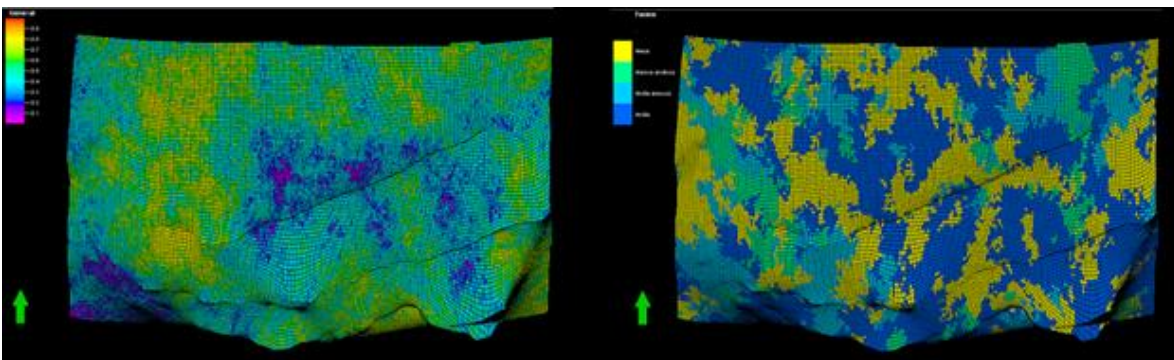


Figura 59 Modelo Petrofísico de volumen de arcilla (izquierda) y de facies (derecha) de la Formación Caracas, tomado de Petrel ®.

La Formación Dallas (figura 60) esta mayormente compuesta de arcillas con pocas intercalaciones de arenas.

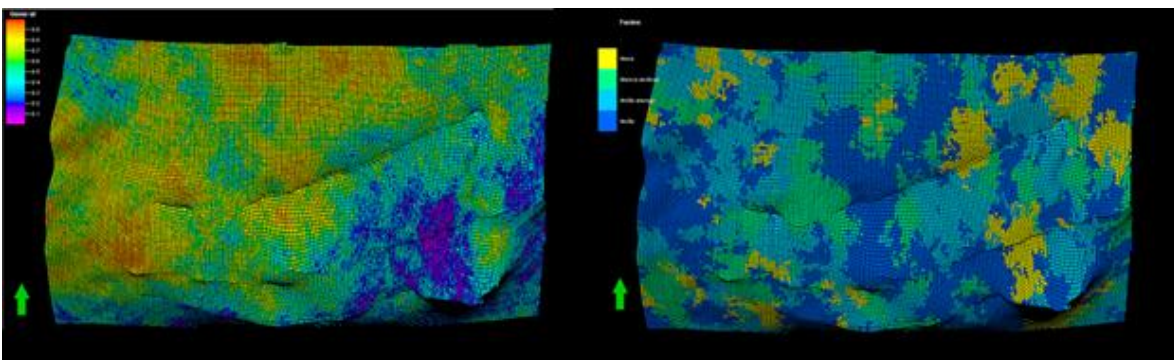


Figura 60 Modelo Petrofísico de volumen de arcilla (izquierda) y de facies (derecha) de la Formación Dallas, tomado de Petrel ®.

La Formación Houston (figura 61) esta mayormente compuesta de arcillas con intercalaciones de arenas.

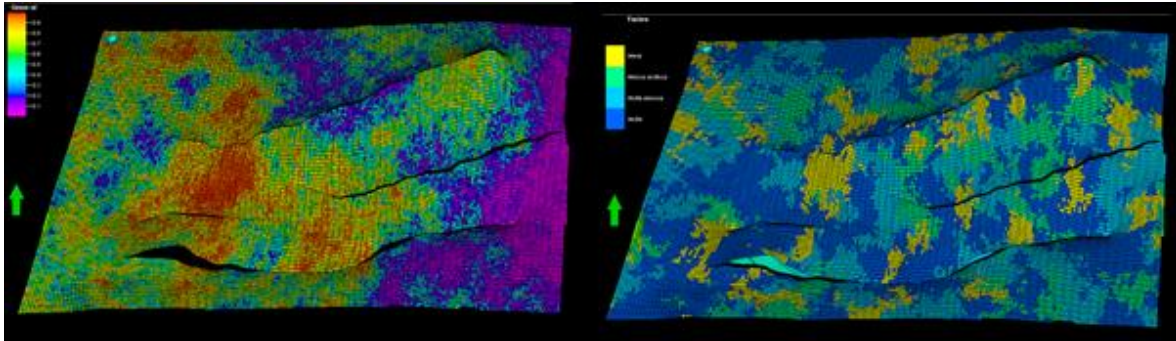


Figura 61 Modelo Petrofísico de volumen de arcilla (izquierda) y de facies (derecha) de la Formación Houston, tomado de Petrel ®.

La Formación Houston base (figura 62) está compuesta de arenas arcillosas y arcillas arenosas con presencia de arenas.

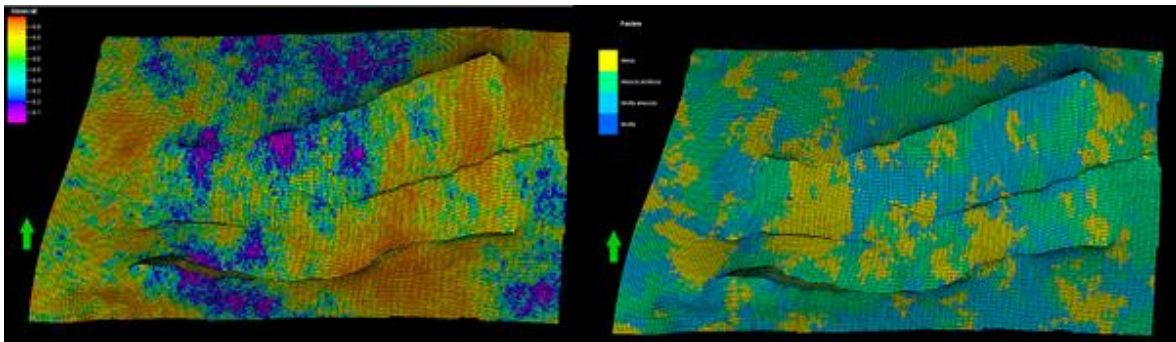


Figura 62 Modelo Petrofísico de volumen de arcilla (izquierda) y de facies (derecha) de la Formación Houston base, tomado de Petrel ®.

La Formación Kobe (figura 63) esta mayormente compuesta de intercalaciones de arcillas con arenas.

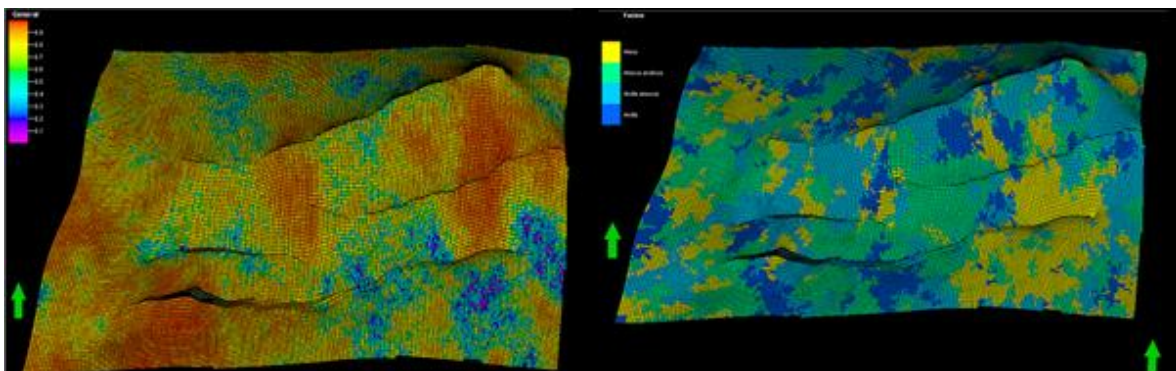


Figura 63 Modelo Petrofísico de volumen de arcilla (izquierda) y de facies (derecha) de la Formación Kobe, tomado de Petrel ®.

La Formación París (figura 64) está compuesta de arena arcillosa y arcillas arenosas con presencia de arenas.

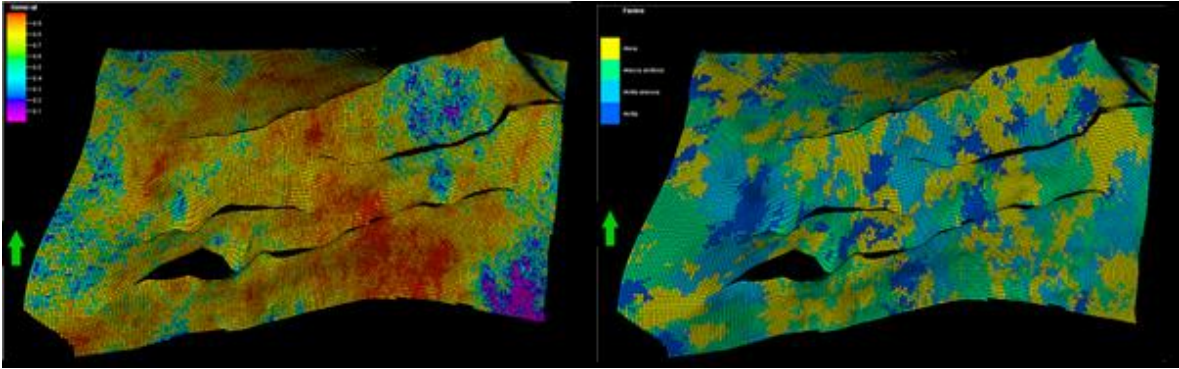


Figura 65 Modelo Petrofísico de volumen de arcilla (izquierda) y de facies (derecha) de la Formación París, tomado de Petrel ®.

La Formación París base (figura 65) está compuesta de arenas y arenas arcillosas con poca presencia de arcillas.

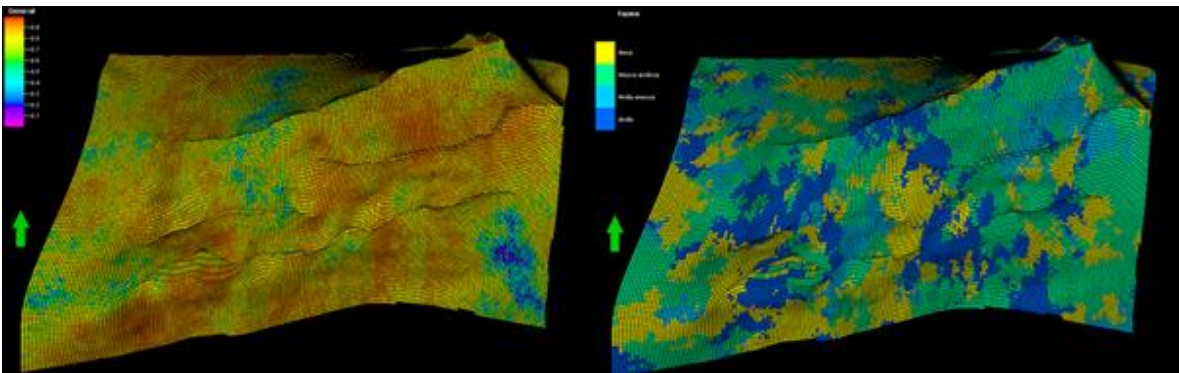


Figura 64 Modelo Petrofísico de volumen de arcilla (izquierda) y de facies (derecha) de la Formación París base, tomado de Petrel ®.

Para el caso de los demás modelos petrofísicos S_w (figura 66), S_o (figura 66), Perm (figura 67), PHIT (figura 68) y PHIE (figura 68) solo nos centramos en analizar las formaciones más productoras dentro de ellas están Kobe, París y París base resultado de la interpretación de registros y delimitamos una zona de interés donde se encuentran los pozos principalmente más productores.

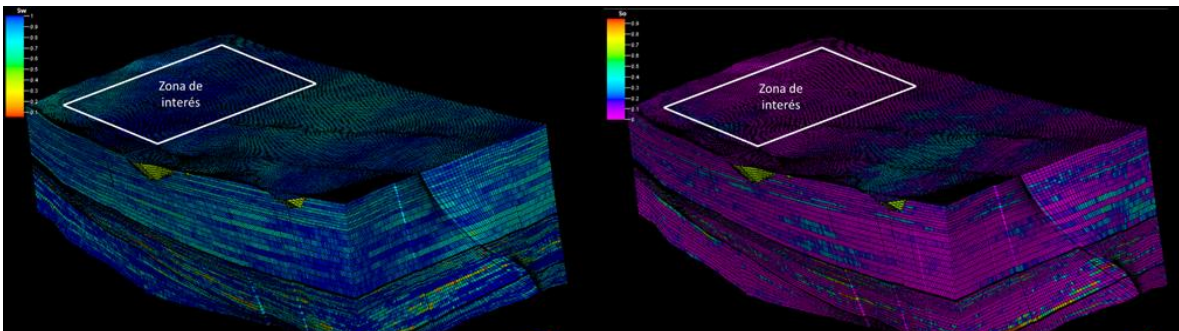


Figura 66 Modelo Petrofísico de saturación de agua (izquierda) y saturación de aceite (derecha), tomado de Petrel ®.

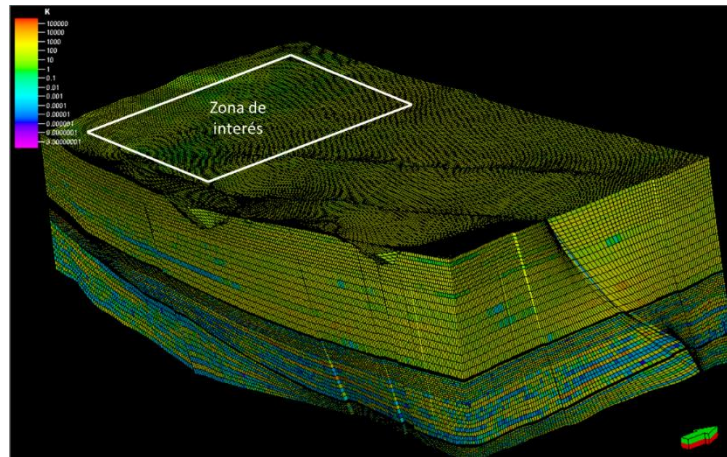


Figura 67 Modelo Petrofísico de permeabilidad, tomado de Petrel ®.

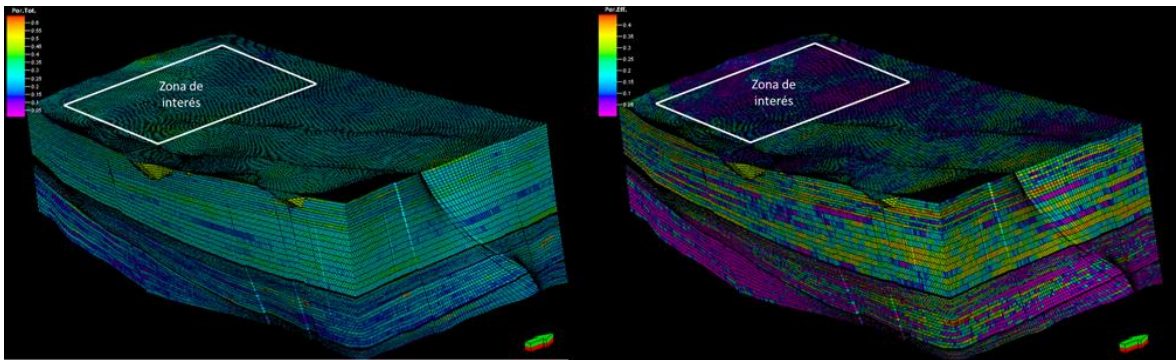


Figura 68 Modelo Petrofísico de porosidad total (izquierda) y porosidad efectiva (derecha), tomado de Petrel ®.

En la Formación Kobe tenemos anomalías significativas de saturación de aceite (S_o) y caen en la zona de interés, en contraste con Saturación de agua (S_w) esta mayormente saturado de agua a excepción donde tenemos la anomalía en S_o y la formación cuenta con valores altos de permeabilidad (figura 69).

En la Formación París tenemos anomalías más significativas de saturación de aceite (S_o) (en comparación a Kobe y París base) valores aproximados a 0.8 de S_o . Saturación de agua (S_w) presenta valores bajos entre 0.1 y 0.3 donde tenemos la anomalía en S_o y la formación cuenta con valores bajos a medios de permeabilidad (figura 70).

En la Formación París base aún se considera productor por su respuesta en el modelo de saturación de aceite (S_o) aunque no tanto en comparación con la Formación París. Mayormente saturado de agua (S_w) y la formación cuenta con valores medios de permeabilidad (figura 71).

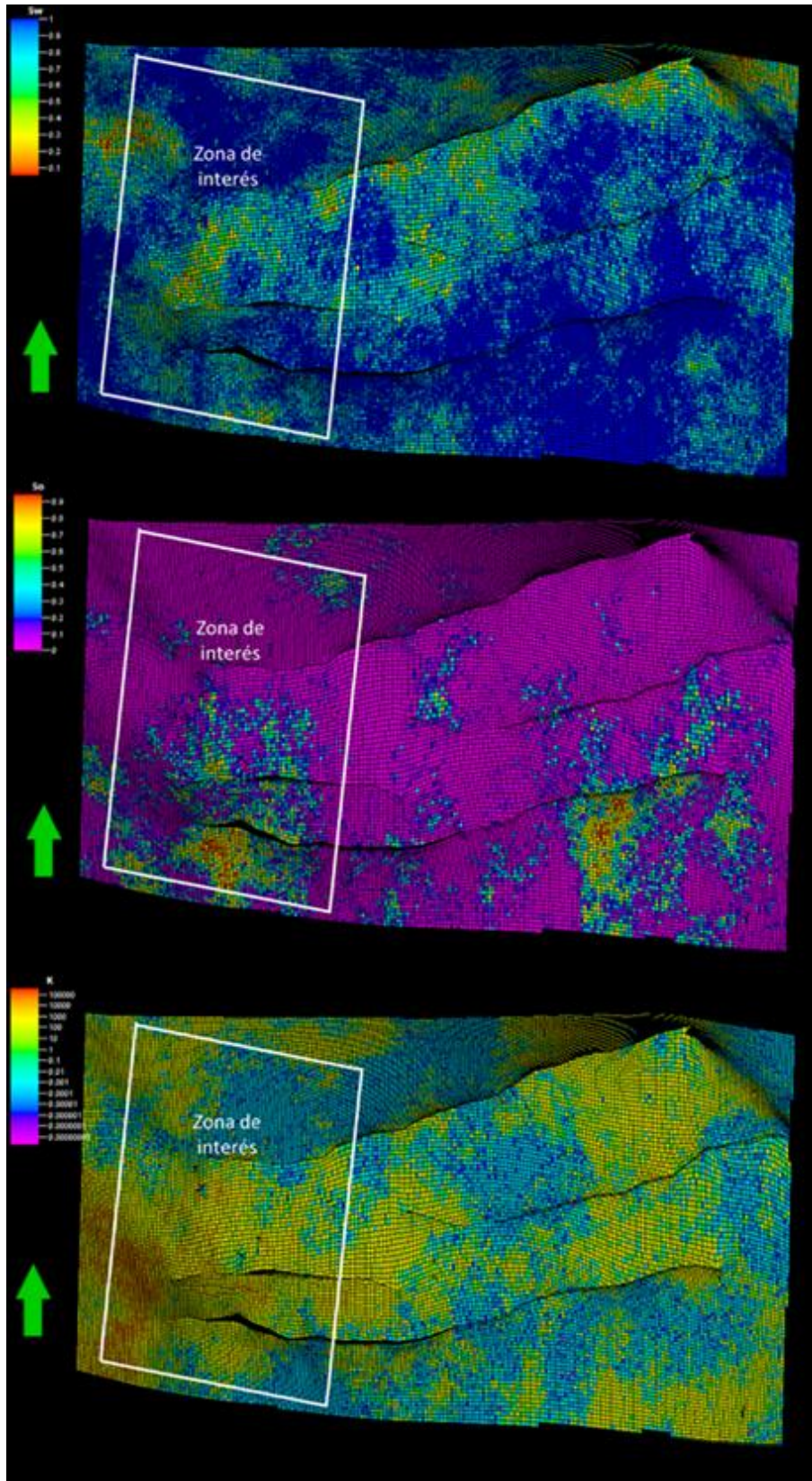


Figura 69 Modelo Petrofísico de saturación de agua, saturación de aceite y permeabilidad de la Formación Kobe, tomado de Petrel ©.

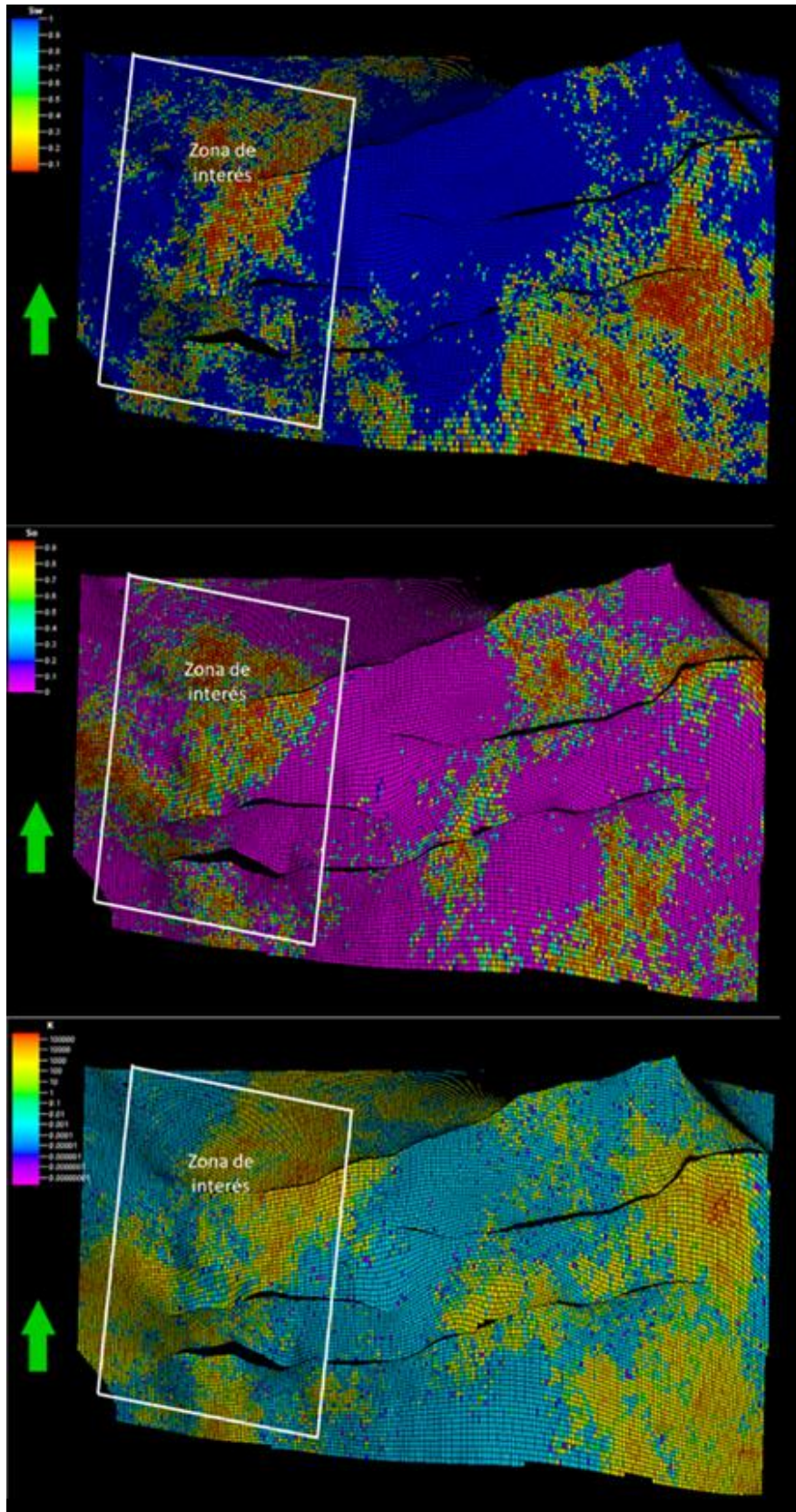


Figura 70 Modelo Petrofísico de saturación de agua, saturación de aceite y permeabilidad de la Formación París, tomado de Petrel®.

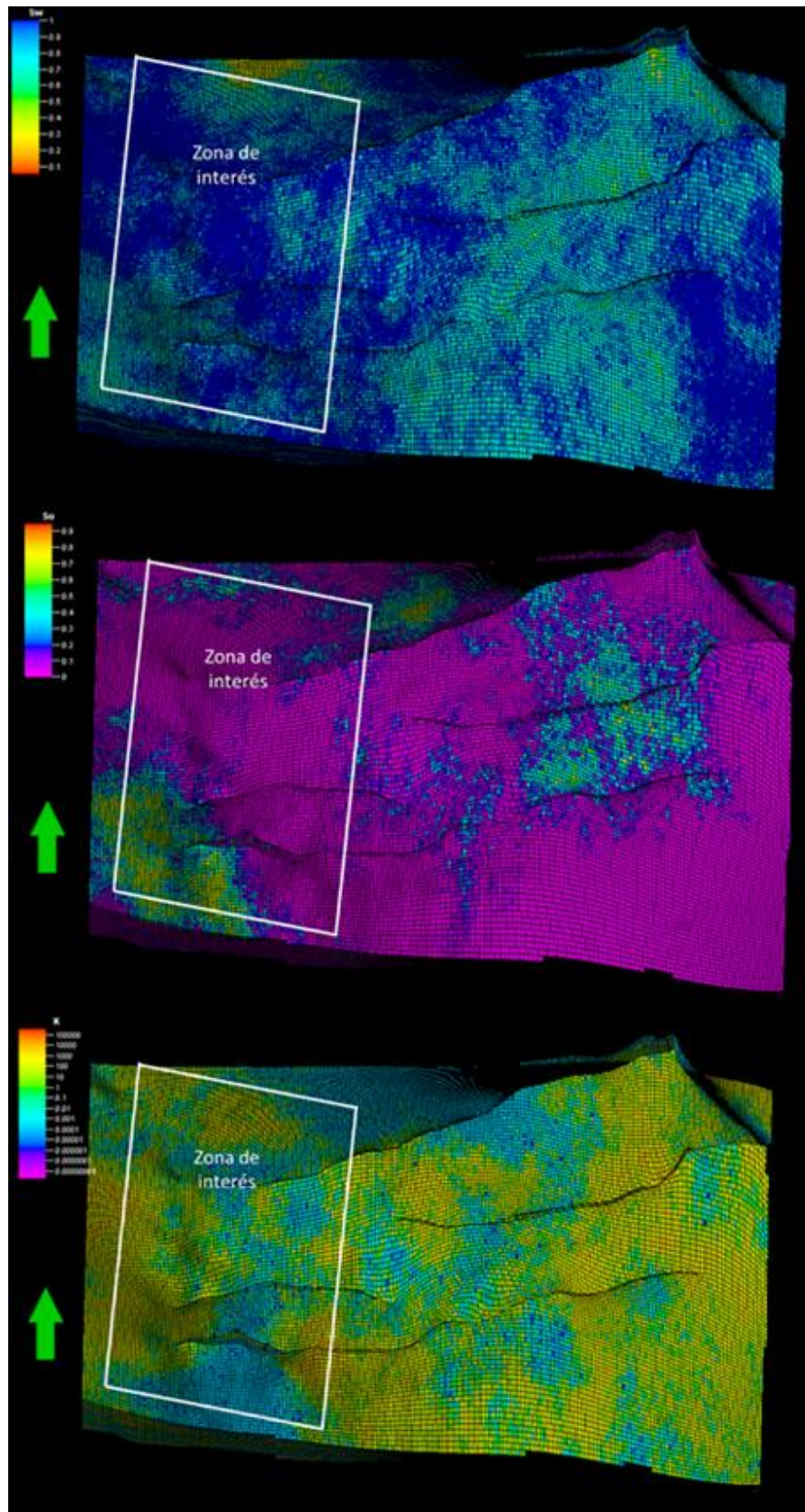


Figura 71 Modelo Petrofísico de saturación de agua, saturación de aceite y permeabilidad de la Formación París base, tomado de Petrel ©.

6.3 SIMULACIÓN GEOESTADÍSTICA

Para poder obtener un mejor resultado en este trabajo de simulación se tomó una parte donde los pozos son más productores y nos muestran mejor las propiedades petrofísicas como son la porosidad efectiva (PHIE), el volumen de arcilla en la formación (VCL), la saturación de agua en la formación (SW) y la saturación de aceite (SO).

Los resultados que se obtuvo en el trabajo se deben a la interpretación de los variogramas al momento de modificarlos con datos de entrada que se muestran en la tabla 5 para poder obtener un mejor comportamiento en los datos se utilizaron dichos parámetros para las propiedades petrofísicas anteriormente mencionadas.

NÚMERO DE LAGS	SEPARACIÓN DE LAGS	TOLERANCIA DE LAGS	AZIMUTH	DIP	TOLERANCIA	ANCHO DE BANDA
200	10	25	0	0	100	200

Tabla 5 Datos de entrada para generación de los variogramas.

6.3.1 SATURACIÓN DE AGUA (S_w) Y SATURACIÓN DE ACEITE (S_o)

En la siguiente figura 72 se muestra el variograma de SW con el que se determinó que su comportamiento era de tipo esférico para poder hacer la simulación en el cubo.

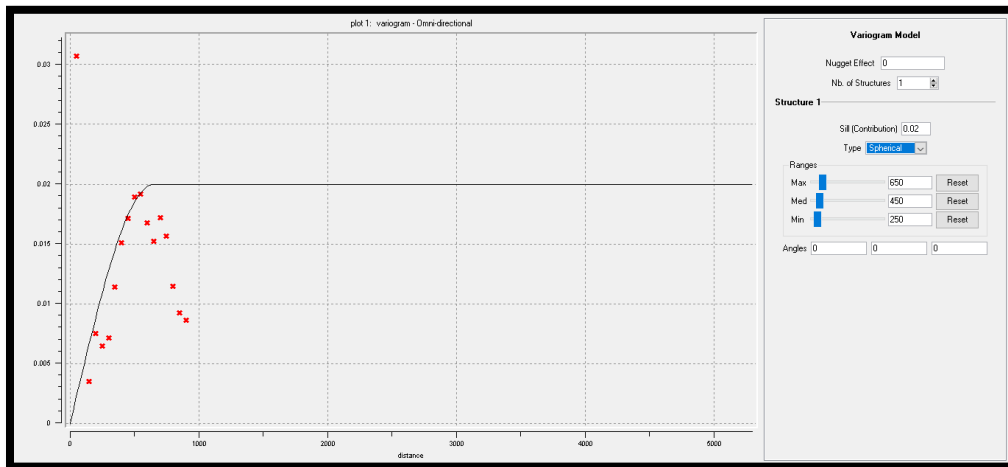


Figura 72 Variograma de la propiedad S_w , tomado de SGeMS®.

Después de tener ya configurado de manera correcta nuestro variograma se corre el algoritmo para poder tener un cubo de propiedades en el cual visualizamos el comportamiento de la propiedad y lo correlacionamos con la información de los pozos con lo cual podemos observar en la figura 73 la concentración de agua en la formación identificándola de color rojo determinando que en esa parte la

probabilidad de encontrar zonas de paga es muy baja, las zonas con colores más claros podrían encontrarse zonas de paga.

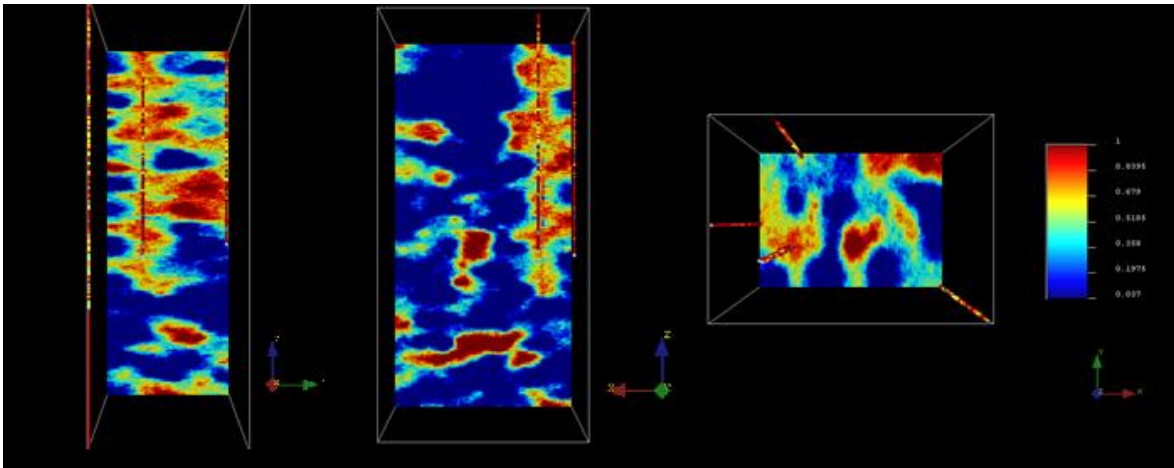


Figura 73 Vista en X, Y y Z del cubo de Saturación de agua, tomado de SGeMS ®.

Por otra parte, el variograma de saturación de aceite (S_o) se muestran en la figura 74 y al ver el comportamiento de los datos se dedujo que su comportamiento es de tipo gaussiano.

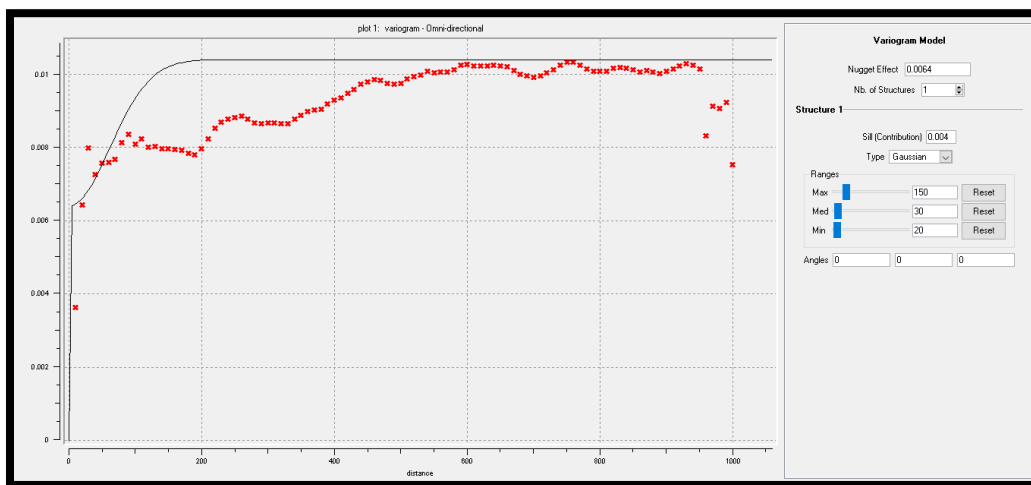


Figura 74 Variograma de la propiedad S_o , tomado de SGeMS ®.

Al momento de correr el algoritmo de S_o nos da un cubo en donde las partes de color más fuerte nos indica la presencia de aceite y en las partes de color más claro no existe presencia por lo cual en esas partes no podría encontrarse zonas de paga como se muestra en la figura 75.

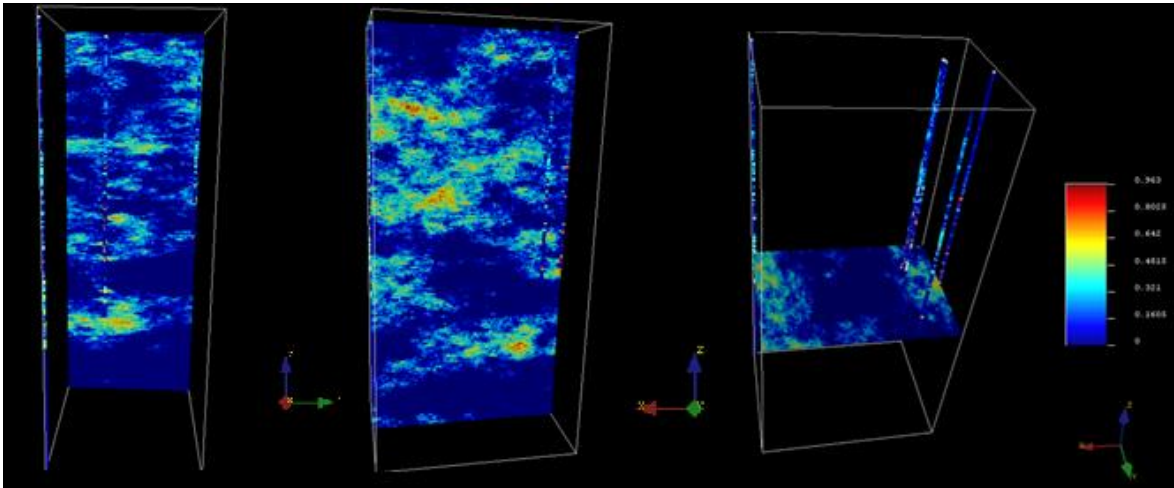


Figura 75 Vista en X, Y y Z del cubo de Saturación de aceite, tomado de SGeMS ®.

En la figura 76 se puede observar una vista en 3D de los cubos de saturación de agua y saturación de aceite.

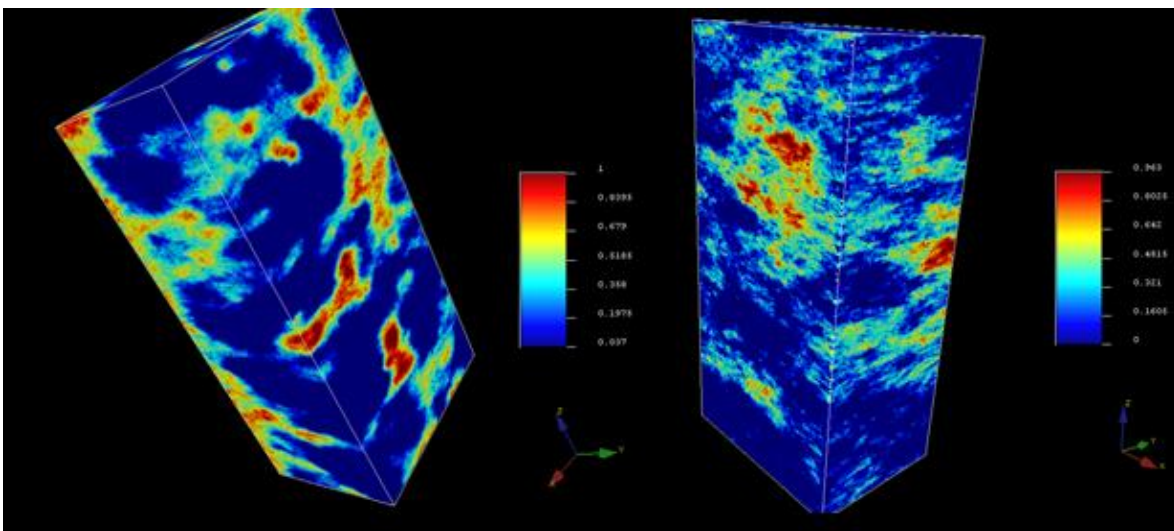


Figura 76 Cubo de saturación de agua (izquierda) y cubo de saturación de aceite (derecha), tomado de SGeMS ®.

6.3.2 VOLUMEN DE ARCILLA (VCL) Y POROSIDAD EFECTIVA (PHIE)

En el siguiente variograma (figura 77) que representa la propiedad del volumen de arcilla en la formación se puede deducir un comportamiento de tipo esférico con respecto a los datos.

En la figura 78 se muestra el cubo ya con el algoritmo ejecutado del volumen de arcilla en la formación que nos indican los colores claros poca presencia de arcilla y los colores más fuertes se puede localizar la arcilla en la formación.

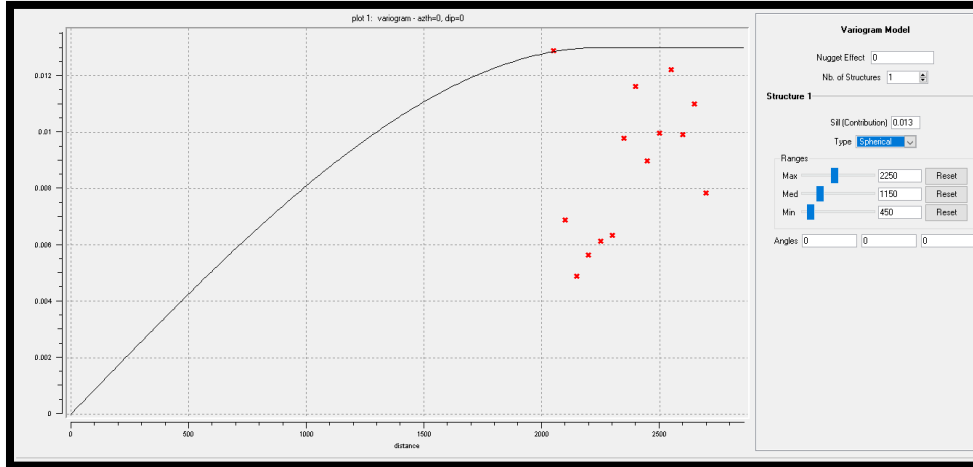


Figura 77 Variograma de volumen de arcilla, tomado de SGeMS ®.

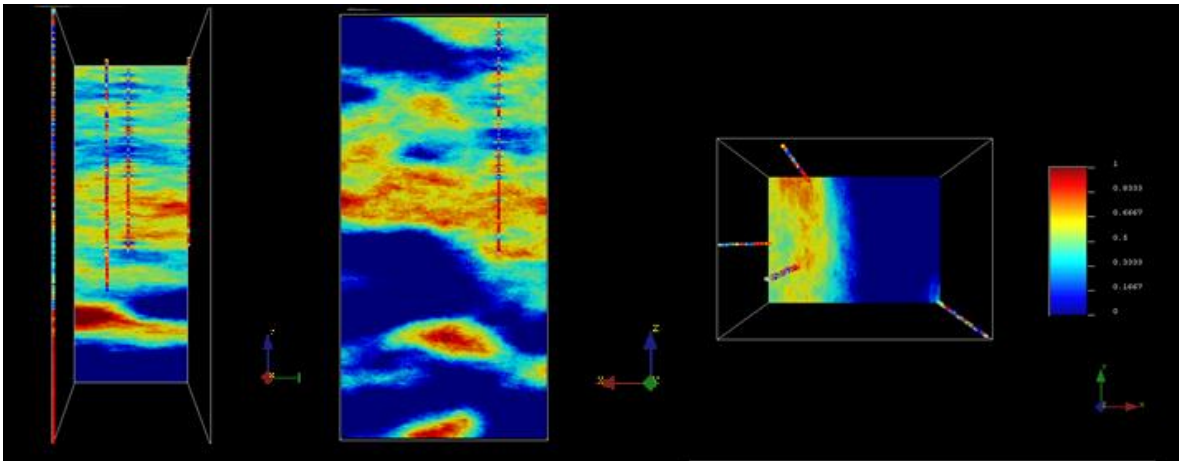


Figura 79 Vista en X, Y y Z del cubo de volumen de arcilla, tomado de SGeMS ®.

En la siguiente figura 79 nos muestra el variograma de la propiedad de porosidad efectiva y su tendencia en los datos nos indica que tiene comportamiento de tipo Gaussiano.

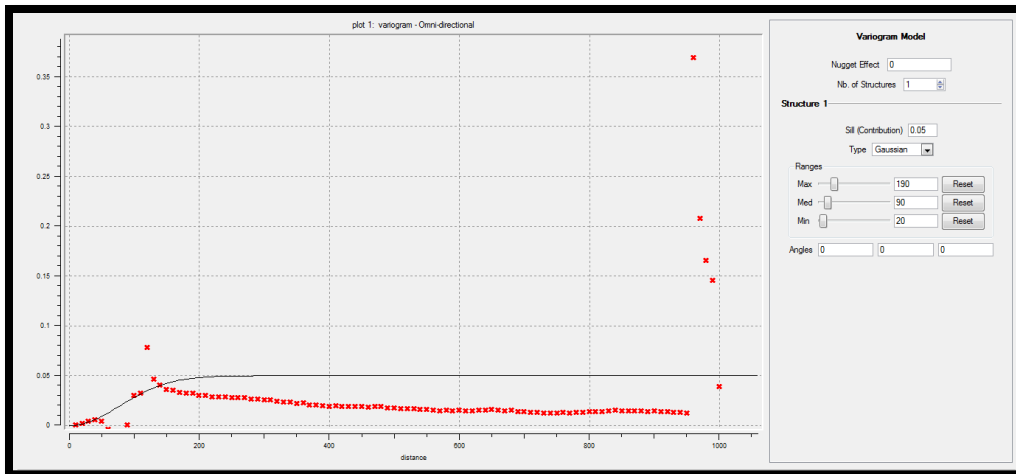


Figura 78 Variograma de porosidad efectiva, tomado de SGeMS ®.

A continuación, la figura 80 nos muestra la propiedad PHIE con lo cual se interpreta que los colores más fuertes son donde se podrían encontrar las zonas de paga dejando atrás los colores claros.

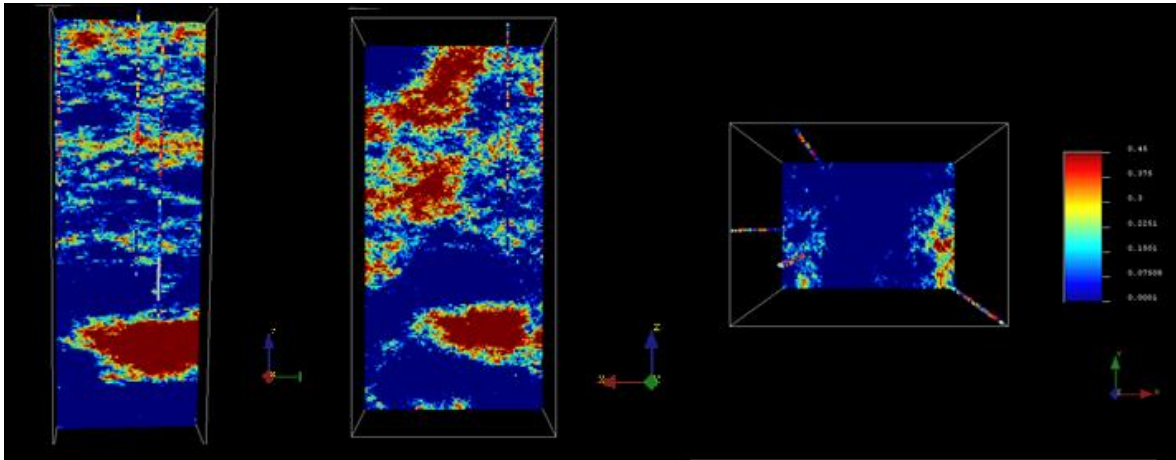


Figura 80 Vista en X, Y Z del cubo de porosidad efectiva, tomado de SGeMS ®.

En la figura 81 se puede observar el cubo de volumen de arcilla y el cubo de porosidad efectiva.

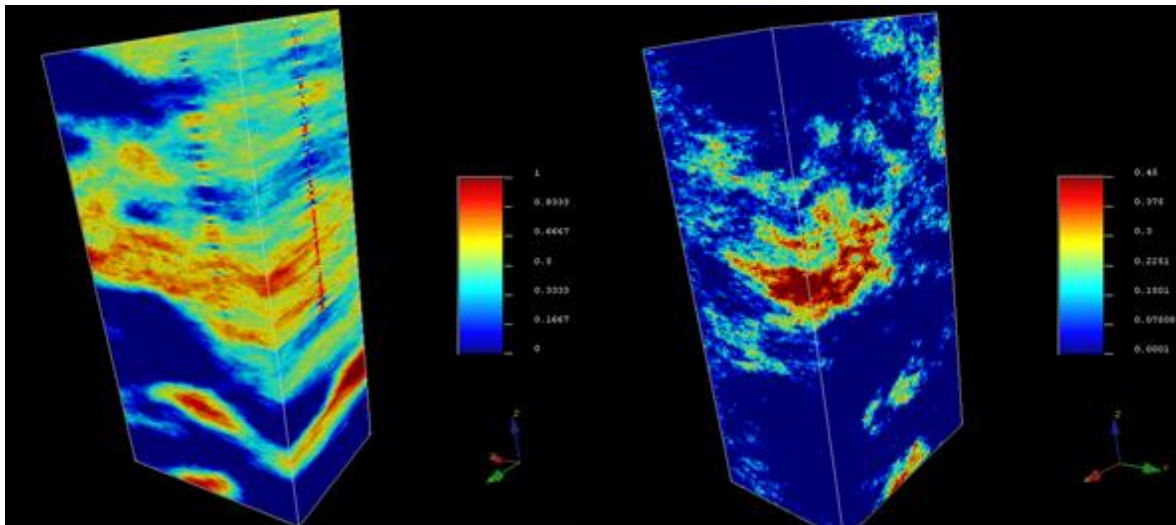


Figura 81 Cubo de volumen de arcilla (izquierda) y cubo de porosidad efectiva (derecha), tomado de SGeMS ®.

CONCLUSIONES

A partir de la metodología propuesta se logró llevar a cabo una integración de datos de registros geofísicos de pozos y de sísmica 3D, estos se trabajaron de forma simultánea.

La interpretación de los datos sísmicos dio como resultado un apoyo para el modelo estructural, ya que mostró la presencia de 3 fallas principales y 2 secundarias, normales con rumbo noreste-suroeste que principalmente atraviesan los horizontes Houston, Houston base, Kobe, París y París base. También se interpretó un cuerpo salino al este del Campo que afecta los horizontes inferiores hasta el Horizonte Houston.

Con base en la interpretación de los registros y el cálculo de volumen de hidrocarburos se concluye que las formaciones de mayor interés son Kobe y París y se estima que los pozos Albite-F1, Basalt-B6, Emerald-A9, Feldspard-A8, Fluorite-A7, Jade-A4 y Talc-A1 contienen las mayores zonas de paga.

De la interpretación petrosísmica se determinó que las formaciones Kobe, París y París base son de gran interés, y se delimitó una zona al este del Campo que, de acuerdo con sus valores de volumen de arcilla, saturación de aceite y permeabilidad, es la más adecuada para la explotación de hidrocarburos.

De acuerdo con la teoría del sistema petrolero, el domo salino y las fallas actúan como una trampa estructural y un sello, y que las formaciones Kobe, París y París base se interpretan como almacenadoras.

Finalmente, se concluye que la simulación geoestadística para la generación de los cubos de propiedades petrofísicas es una herramienta muy útil para hacer una correlación de los datos interpretados y la visualización de anomalías en la distribución de las propiedades petrofísicas. También funciona como un punto de comparación con los resultados obtenidos con distintos métodos.

BIBLIOGRAFÍA

Alsadi, Hamid & Baban, Ezadin. (2020). *Introduction to the Seismic Exploration*. University of Sulamani.

Asghari, Omid & Soltani, Fatemeh & Bakhshandeh Amnieh, Hassan. (2009). The Comparison Between Sequential Gaussian Simulation (SGS) of Choghart Ore Deposit and Geostatistical Estimation Through Ordinary Kriging. *Australian Journal of Basic and Applied Sciences*.

Bassiouni, Z. (1994) *Theory, Measurement and Interpretation of Well Logs*. Textbook Series, Society of Petroleum Engineers (SPE), Vol. 4.

Bautista J., Rincón F., Morales S., Vicencio J., Ortega G. (2018). *Análisis petrosfísico 3D de las formaciones Dallas, Houston base y París, bloque 8 del campo Cloudspin*. Instituto Politécnico Nacional.

Chowdhury Ali H., Ph.D., P.G. and Mike J. Turco (s.f). *Geology of the Gulf Coast Aquifer, Texas*. Recuperado 25 de octubre de 2021 de <http://www.i2massociates.com/downloads/Chowdhury-Turcoch02-ch02-GulfCoastGulfCoastgeology.pdf>

Davis R.A. (2017). *Sediments of the Gulf of Mexico*. Springer.

Diegel F., Karlo J., D. C. Schuster, R. C. Shoup, y P. R. Tauvers. (1995). *Cenozoic structural evolution and tectono-stratigraphic framework of the northern Gulf coast continental margin*. AAPG Memoir 65, p. 109–151.

Eguiluz S. (2011). *Secuencias estratigráficas del Berriasiano–Aptiano en la Cuenca de Sabinas: su significado en el entendimiento de la evolución geológica del noreste mexicano*. Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana.

Evenick, J. C. (2018). *Introduction to Well Logs and Subsurface Maps*. PennWell.

Galloway, W. E., Whiteaker, T. L., and Ganey-Curry, P. (2011). *History Of Cenozoic North American Drainage Basin Evolution, Sediment Yield, And Accumulation In The Gulf Of Mexico Basin*, Geosphere. Recuperado el 25 de octubre de 2021 de <https://ui.adsabs.harvard.edu/abs/2011Geosp...7..938G>

Garduza Rueda, V. M. G. R. (2019). *Manual de Registros Geofísicos de Pozo y algunas Aplicaciones*. BOLETÍN DE LA ASOCIACIÓN MEXICANA DE GEÓLOGOS PETROLEROS, A.C., 61(2), 26–50. Recuperado 25 de octubre de 2021 de https://itpe.mx/wp-content/uploads/2020/06/Manual_de_Registros_Geofisicos-1.pdf

Johnston, J.E. & Heinrich, Paul & Lovelace, J.K. & McCulloh, R.P. & Zimmerman, R.K. (2000). *Stratigraphic charts of Louisiana*. Louisiana Geol. Surv. Folio Ser. 8. 1-6.

Konyukhov, A. I. (2008). *Geological Structure, Evolution Stages, and Petroliferous Complexes Of The Gulf Of Mexico Basin*. Lithology and Mineral Resources, 380-393

Krygowski, D., Henderson, S., Hurley, N., Asquith, G. B., & Gibson, C. R. (2004). *Basic Well Log Analysis* (2 Pap/Cdr ed.). Amer Assn of Petroleum Geologists.

López-Ramos E. (1972). *Estratigrafía cretácica y tectónica de una porción del centro y noreste de México*. Convención de la Sociedad Geológica Mexicana. Recuperado el 25 de octubre de 2021 de <http://dx.doi.org/10.18268/BSGM1983v44n1a2>

Martin R.G. (1973). *Salt Structure and Sediment Thickness, Texas-Louisiana Continental Slope, Northwestern Gulf of Mexico*. United States Geological Survey.

Mobley C. (2005). *Late Quaternary Louisiana Shelf-Margin Deltaic Deposition, North-Central Gulf of Mexico*. University of New Orleans.

Mondol, Nazmul & Bjørlykke, Knut. (2010). *Seismic Exploration*. Recuperado el 25 de octubre de 2021 de https://www.researchgate.net/publication/226085296_Seismic_Exploration

Nicot J., Scanlon B., Yang C. y Gates J. B. (2010). *Geological and Geographical Attributes of the South Texas Uranium Province*. The University of Texas at Austin.

Olea, Ricardo & Coleman, James. (2014). *A Synoptic Examination of Causes of Land Loss in Southern Louisiana as Related to the Exploitation of Subsurface Geologic Resources*. Journal of Coastal Research.

Peel, Frank & Hudec, Michael & Norton, Ian & Jackson, Martin. (2013). *Jurassic evolution of the Gulf of Mexico Salt Basin*. AAPG Bulletin. 97. 1683-1710. 10.1306/04011312073.

PhD, E. P. J., PE. (2012). *Advanced Petrophysics: Volume 3: Solutions (English Edition)*. Live Oak Book Company.

Rainwater E. (1964) Regional stratigraphy of the Gulf Coast Miocene: Gulf Coast Assoc. Geol. Socs. Trans., v. 14, p. 81-124.

Ritchie, Kim & Keller, Brain. (2008). *A scientific forum on the Gulf of Mexico: The Islands in the Stream Concept*. Proceedings of the Forum: 23 January 2008, Keating Education Center, Mote Marine Laboratory, Sarasota, Florida.

Salvador, A. (1991). *Origin and Development of The Gulf of Mexico Basin*. The Gulf of Mexico Basin, 389-444.

Santiago C. B., Herrera-M.J.C., Ontiveros E. E., Martínez R.L., (2003). *Carta Geológico-Minera Piedras Negras, H14-10, Escala 1:250,000 Estado de Coahuila y Chihuahua*. Servicio Geológico Mexicano.

Serra, O, & Abbott, H T. Contribution of logging data to sedimentology and stratigraphy. [Electrofacies]. United States. Recuperado el 25 de octubre de <https://doi.org/10.2118/9270-PA>

Schlumberger © (2021) *Sistema Petrolero* (s. f.). Recuperado 25 de octubre de 2021, de https://glossary.oilfield.slb.com/-/media/publicmedia/og198122.ashx?sc_lang=es

Schlumberger © (2021) *Petrel E&P Software Platform*. (s. f.). Recuperado 25 de octubre de 2021, de <https://www.software.slb.com/products/petrel>

Schlumberger © (2021) *Potencial espontáneo*. (s. f.). Recuperado 25 de octubre de 2021, de https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/s/spontaneous_potential
Shaltami, Osama & Fares, Fares & Errishi, Hwedi & El Oshebi, Farag & Souza, Roberta. (2021). *Geostatistics – A review*.

Shelby, C. A., Pieper, M. K., Aronow, S., Fisher, W. L., McGowen, J. H., and Barnes, V. E., 1992, Geologic Atlas of Texas, Beaumont Sheet: The University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology, Geologic Atlas Sheet, map scale 1:250,000.

Telford W.M. (1990) *Applied Geophysics*. Cambridge Univ. Press, Cambridge, UK.

Watney, W. L. (1998). *Petrofacies Analysis - A Petrophysical Tool for Geologic/Engineering Reservoir Characterization*. USGS. Recuperado 25 de octubre de 2021 de <https://pubs.er.usgs.gov/publication/70019834>

Wyllie, M.R.J., Gregory, A.R. and Gardner, L.W. (1956) Elastic Wave Velocities in Heterogeneous and Porous Media. *Geophysics*, 21, 41-70. Recuperado 25 de octubre de 2021 de <http://dx.doi.org/10.1190/1.1438217>