



**UNIVERSIDAD ESTATAL
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**“DISEÑO DE UN MODELO NUMÉRICO ESTRUCTURAL
INTERPRETANDO REGISTROS ELÉCTRICOS PARA CARACTERIZAR
FORMACIONES PRODUCTORAS USANDO EL CÓDIGO DECISION
SPACE® GEOSCIENCE”**

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

AUTOR

Kenneth Fidel Castro Enríquez

TUTOR:

ING. CRISTIAN ÁLVAREZ DOMÍNGUEZ

LA LIBERTAD – ECUADOR

2015

**UNIVERSIDAD ESTATAL
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**“DISEÑO DE UN MODELO NUMÉRICO ESTRUCTURAL
INTERPRETANDO REGISTROS ELÉCTRICOS PARA CARACTERIZAR
FORMACIONES PRODUCTORAS USANDO EL CÓDIGO DECISION
SPACE® GEOSCIENCE”**

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

AUTOR

Kenneth Fidel Castro Enríquez

TUTOR:

ING. CRISTIAN ÁLVAREZ DOMÍNGUEZ

LA LIBERTAD – ECUADOR

2015

Guayaquil, 22 de Mayo de 2015

CERTIFICACIÓN DE REVISIÓN GRAMATICAL

Por medio de la presente tengo a bien **CERTIFICAR**: Que he leído la Tesis de Grado elaborado por el Sr. **KENNETH FIDEL CASTRO ENRÍQUEZ** con cédula de Identidad N° 0923823181, previo a la obtención del Título de **INGENIERO EN PETRÓLEO**.

Tema de tesis:

“DISEÑO DE UN MODELO NUMÉRICO ESTRUCTURAL INTERPRETANDO REGISTROS ELÉCTRICOS PARA CARACTERIZAR FORMACIONES PRODUCTORAS USANDO EL CÓDIGO DECISION SPACE® GEOSCIENCE”

La tesis revisada ha sido escrita de acuerdo a las normas gramaticales y de síntesis vigente de la Lengua Española.

Mg. Maritza Asencio Cristóbal Dra.
C.I. 0910713122
REGISTRO DE SENESCYT
N° 1006-12-743323

DECLARACIÓN EXPRESA

Yo, Kenneth Fidel Castro Enríquez, declaro que la responsabilidad de éste trabajo de Tesis de grado “**DISEÑO DE UN MODELO NUMÉRICO ESTRUCTURAL INTERPRETANDO REGISTROS ELÉCTRICOS PARA CARACTERIZAR FORMACIONES PRODUCTORAS USANDO EL CÓDIGO DECISION SPACE® GEOSCIENCE**”, aquí descrito me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, que no ha sido previamente presentada para ningún trabajo de grado o calificación profesional, y que he consultado las referencias bibliográficas que aquí se incluyen.

Kenneth Fidel Castro Enríquez
C.I. 0923823181

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de tutor de este proyecto de tesis de grado, “**DISEÑO DE UN MODELO NUMÉRICO ESTRUCTURAL INTERPRETANDO REGISTROS ELÉCTRICOS PARA CARACTERIZAR FORMACIONES PRODUCTORAS USANDO EL CÓDIGO DECISION SPACE® GEOSCIENCE**”, elaborado por el Sr. Kenneth Fidel Castro Enríquez, egresado de la Escuela de Ingeniería en Petróleos de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo, declaro que luego de haber orientado, y revisado este proyecto, cumple con los parámetros establecidos en todas las partes.

ING. CRISTIAN ÁLVAREZ DOMÍNGUEZ
TUTOR DE TESIS.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por haberme guiado y bendecido a lo largo de mi carrera profesional, por ser mi fortaleza en los momentos difíciles y vencer todos los obstáculos presentados dentro de mi trayectoria profesional durante todas mis fases de vida y en especial en mi carrera universitaria.

A mis padres, Kenneth y Mariela, pilares fundamentales en mi vida, quienes confiaron en mí en todo momento, por los valores inculcados y por haberme brindado la oportunidad de tener una excelente educación, y sobre todo por su amor incondicional.

A mi tía, Camelia Enríquez, por ser mi segunda madre, y estar siempre presente en todo momento, fundamental para haber alcanzado esta importante meta profesional.

A mi hermano, Daniel Zapata Enríquez, por ser parte importante en mi vida, y brindarme sus conocimientos y experiencias alcanzadas a lo largo de su trayectoria profesional.

A mi gran amor Gissela Carranza, por ser mi impulso día tras día y llenar mi vida de alegría y bellos momentos.

Al Decano de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Ing. Alamir Álvarez Loor, por el apoyo brindado en el transcurso de mi formación académica, por sus excelentes consejos a lo largo de mi trayectoria como estudiante.

Al Director de Carrera, Ing. Carlos Portilla Lazo, por su total apoyo y enseñanzas a lo largo de mi vida estudiantil y por grandes consejos dados.

Al Ing. Javier Montalván Toala, por darme la oportunidad de elaborar este trabajo y compartir sus conocimientos y experiencia a lo largo de la elaboración del mismo.

Al Ing. Cristian Álvarez Domínguez, por los conocimientos y consejos dados en el último proceso de la elaboración de este trabajo como tutor de tesis.

Al Dr. Paúl Carrión, por brindarme la oportunidad de formar parte del **CIPAT - ESPOL (Centro de Investigación y Proyectos Aplicado a la Ciencias de la Tierra)**, y todo el grupo de trabajo que la componen.

A la empresa **HALLIBURTON S.A.** por la oportunidad de poder utilizar su software, y en especial a la Ing. Nataly Pavón por la excelente predisposición y facilidades que supo brindarme en el manejo del mismo.

Al Ing. Christian Sánchez Rodríguez, por brindarme sus consejos a nivel profesional y guiarme con sus conocimientos dentro de la industria petrolera, por darme la oportunidad de ser parte del **SPE UPSE STUDENT CHAPTER**, y haber obtenido una gran experiencia internacional en el **IPTC (International Petroleum Technology Conference)** desarrollado en la ciudad de **Beijing – China** en el año 2013 y haber conseguido un segundo lugar a nivel de universidades alrededor del mundo.

Al Ing. Hernán Poveda Zuñiga, por ser un excelente maestro y amigo, por darme su apoyo profesional, tiempo y conocimientos durante todo el período que fue parte de la Escuela de Petróleos y de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

A mis amigos y compañeros de clases por las vivencias obtenidas en este proceso profesional.

Y a todos quienes de una u otra manera, me han ayudado para llevar adelante todos mis propósitos y ser un excelente Ingeniero en Petróleos.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mi familia, en especial a mis padres Kenneth Castro Cabrera y Mariela Enríquez Becerra, a mi hermano Daniel Zapata Enríquez, a mi tía Camelia Enríquez Becerra, por estar siempre a mi lado y brindarme su apoyo incondicional en cada una de las etapas de mi formación profesional, gracias por ser parte de mí y hacerme cada día una mejor persona.

A Gissela Carranza, mi amada compañera, por todos los momentos que hemos compartido juntos y por todos los que nos queda por vivir.

A todos los docentes que tuve el privilegio de conocer, y que dieron su granito de arena en mi formación académica.

A las personas que confiaron en mí, a los amigos sinceros que siempre estuvieron ahí en los buenos y malos momentos.

TRIBUNAL DE GRADO.

Ing. Alamir Álvarez Loor
DECANO DE LA FACULTAD
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

Ing. Carlos Portilla Lazo
DIRECTOR DE LA CARRERA
INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

Ing. Carlos Malavé Carrera
PROFESOR DE ÁREA

Ing. Cristian Álvarez Domínguez
TUTOR DE TESIS

Ab. Joe Espinoza Ayala
SECRETARIO GENERAL

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**“DISEÑO DE UN MODELO NUMÉRICO ESTRUCTURAL INTERPRETANDO
REGISTROS ELÉCTRICOS PARA CARACTERIZAR FORMACIONES PRODUCTORAS
USANDO EL CÓDIGO DECISIÓN SPACE® GEOSCIENCE”**

RESUMEN

Autor: Kenneth Fidel Castro Enríquez

En el siguiente proyecto de titulación que exponemos a continuación, trataremos acerca de la caracterización de formaciones productoras basándonos en las lecturas obtenidas a través de los registros eléctricos, las cuales son determinadas mediante el desarrollo de un modelo estructural de una formación para la caracterización de yacimientos productores de hidrocarburos.

En el primer capítulo presentaremos los conceptos básicos necesarios para entender de mejor manera el modelamiento del proyecto desarrollado, inicialmente explicaremos de manera breve los conceptos de simulación matemática de yacimientos, posteriormente explicaremos los conceptos básicos de los reservorios.

Adicionalmente, describiremos los parámetros físicos y petrofísicos de las rocas, y las propiedades de los fluidos que se encuentran en ellas. Los registros eléctricos usados para determinar la litología de la formación, porosidad, saturación de agua, entre otras propiedades petrofísicas del campo que nos sirven para nuestra caracterización.

El capítulo número dos, contiene la descripción geológica presente en la Península de Santa Elena, conceptos de litología, en especial las arenas de alta

calidad como las Areniscas (Sandstone) y arenas de baja calidad como las Lutitas (Shales).

El tercer capítulo describe el software utilizado para nuestro diseño, haciendo énfasis en el módulo Decision Space[®] Geology, que es muy esencial para el diseño de nuestro modelo, ya que posee varias herramientas útiles mediante las cuales podemos correlacionar los pozos ubicados dentro de nuestra área de interés de nuestro modelo usando varios registros eléctricos tales como los de resistividad (RT), Gamma Ray (GR), Porosidad (NPHI, DT), Saturación de Agua (Sw) y Volumen de Arcilla (Vsh), como también la herramienta Log Calculator que utiliza algoritmos matemáticos que facilita diversos cálculos en nuestro diseño.

En el capítulo cuarto, se desarrolla el diseño del modelo estructural para nuestro campo, realizando nuestro mapa estructural utilizando un software llamado ArcGis, posteriormente ingresarlo al Openworks[®] y poder usar nuestro código Decision Space[®] Geoscience y usar las herramientas que se encuentran en él, tales como Log Calculator descrito en el capítulo anterior, Frameworks to Fill, Data Analysis, Earth Modeling, entre otras que son muy útiles para alcanzar nuestro objetivo general.

En el quinto y último capítulo, presentamos el análisis de resultados de nuestras formaciones modeladas, como los parámetros petrofísicos y analizar si es factible realizar el cálculo volumétrico del POES.

Finalmente, presentamos las conclusiones y recomendaciones basadas en los resultados del proyecto de tesis.

INTRODUCCIÓN

La construcción de modelos de simulación matemática de reservorios para diversos campos dentro de la industria petrolera empieza por lo general con el análisis de la información disponible, que es recopilada de diversas fuentes para que pueda ser empleada en el diseño de modelos estáticos y dinámicos de reservorios.

Debido a que no existe un método actualizado para caracterizar las formaciones productoras. El presente proyecto se basa en realizar un modelo estructural de un campo sintético, con el objetivo de determinar las zonas productoras de hidrocarburos por medio de los registros eléctricos utilizados.

El diseño del modelo estructural de nuestro campo se realizó por medio del software DesicionSpace[®] Geoscience, de la empresa Halliburton S.A., el cual es muy útil para realizar modelos numéricos estáticos porque posee varias herramientas útiles para poder correlacionar registros eléctricos y poder determinar la arena productora y calcular los datos petrofísicos del yacimiento.

En general, la depuración de la información obtenida permitirá reducir incertidumbre en la construcción del modelo planteado y ésta a su vez nos permitirá unificar los datos en un solo conjunto de información confiable que se pueda emplear en estudios posteriores.

SIMBOLOGÍA

PVT = Presión, Volumen, Temperatura.

CAP = Contacto Agua – Petróleo.

ϕ = Porosidad.

cp = Centipoise.

md = Milidarcy.

μ_o = Viscosidad del petróleo.

μ_w = Viscosidad del agua.

K = Permeabilidad.

GR = Registro Gamma Ray.

RT = Registro Resistividad.

NPHI = Registro Porosidad.

PHIE = Porosidad Efectiva.

Sw = Saturación de Agua.

Vsh = Volumen de Arcilla.

Psi = Libra pulgada cuadrada (Unidad de Presión)

UTM = Universal Transverse Marcator (Sistema de Coordenadas).

TVD = Profundidad Vertical Verdadera.

TVDS = Profundidad Vertical Verdadera bajo el nivel del mar.

MD = Profundidad Medida.

IGM = Instituto Geográfico Militar.

STB = Stock Tank Barrel.

STOIP = Stock Tank Oil Original In Place (Petróleo original in Situ)

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
DECLARACIÓN EXPRESA	III
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	IV
AGRADECIMIENTOS	V
DEDICATORIA	VIII
TRIBUNAL DE GRADO.	IX
RESUMEN.....	X
INTRODUCCIÓN.....	XII
SIMBOLOGÍA	XIII
ÍNDICE GENERAL	XIV
ÍNDICE DE FIGURAS.	XIX
ÍNDICE DE TABLAS.	XXI
CAPÍTULO 1.....	2
1. MARCO TEÓRICO.....	2
1.1. ESTADO DEL ARTE EN SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS. 2	
1.2. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS DE PETRÓLEO.	4
1.2.1. SIMULACIÓN NUMÉRICA.	4
1.2.2. MODELO NUMÉRICO.....	5
1.3. CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS.....	6
1.4. YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS.	7
1.4.1. CONTINUIDAD DEL YACIMIENTO.....	8
1.4.2. FACIES SEDIMENTARIAS.	8
1.4.3. LITOFACIES.	8

1.4.4. ESPESORES.....	9
1.4.5. DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS.....	9
1.5. PROPIEDADES DE LAS ROCAS.....	10
1.5.1. TENSIÓN SUPERFICIAL E INTERFACIAL.....	10
1.5.2. HUMECTABILIDAD.....	11
1.5.3. PRESIÓN CAPILAR.....	13
1.6. PARÁMETROS PETROFÍSICOS.....	14
1.6.1. POROSIDAD.....	14
1.6.1.1. TIPOS DE POROSIDAD.....	16
1.6.1.2. POROSIDAD ABSOLUTA.....	17
1.6.1.3. POROSIDAD EFECTIVA.....	17
1.6.1.4. FACTORES QUE AFECTAN LA POROSIDAD.....	19
1.6.1.5. POROSIDAD PROMEDIO.....	19
1.6.2. SATURACIÓN DE FLUIDOS.....	19
1.6.2.1. CALCULO DE SATURACIONES POR MEDIO DE REGISTROS ELÉCTRICOS.....	21
1.6.3. PERMEABILIDAD.....	21
1.6.3.1. LEY DE DARCY.....	22
1.6.3.2. TIPOS DE PERMEABILIDAD.....	23
1.6.3.3. PERMEABILIDAD ABSOLUTA.....	24
1.6.3.4. PERMEABILIDAD EFECTIVA.....	24
1.6.3.5. PERMEABILIDAD RELATIVA.....	24
1.7. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.....	25
1.7.1. DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO.....	26
1.7.2. ANÁLISIS PVT.....	26
1.8. RESERVAS.....	27
1.8.1. RESERVAS PRIMARIAS.....	28
1.8.2. RESERVAS SECUNDARIAS.....	28

1.8.3. RESERVAS PROBADAS.	28
1.8.4. RESERVAS PROBABLES.	29
1.8.5. RESERVAS POSIBLES.	29
1.8.6. RESERVAS REMANENTES.	29
1.9. EVALUACIÓN DE FORMACIONES.	29
1.9.1. REGISTRO GAMMA RAY (GR).	32
1.9.2. REGISTRO DE RESISTIVIDAD (RT).	33
1.9.3. REGISTRO DE POROSIDAD (NPHI, RHOB).	34
1.9.4. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE CORRELACIÓN.....	35
CAPÍTULO 2.....	38
2. MARCO GEOLÓGICO.....	38
2.1. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA REGIONAL.	38
2.2. CONSIDERACIONES GEOLÓGICAS.....	38
2.3. OLISTOSTROMO.	38
2.4. FORMACIONES GEOLÓGICAS.	39
2.4.1. FOMACIÓN TABLAZO	40
2.4.2. PUNTA ANCÓN	40
2.4.3. SECA.....	41
2.4.4. SOCORRO	41
2.4.5. CLAYS PEBBLES BEDS	42
2.4.6. SANTO TOMAS	43
2.4.7. LUTITA ATLANTA.....	43
2.4.8. ATLANTA.....	44
2.4.9. WILDFLYSCH.	44
2.4.10. PIÑÓN.	45
2.4.11. CAYO.....	45
2.5. DESCRIPCIÓN DE LA COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA PENÍNSULA DE SANTA ELENA.....	45

2.5.1. GRUPO ANCÓN.	46
2.5.2. GRUPO AZÚCAR.	47
2.5.3. GRUPO CAYO.	48
2.6. ESTRUCTURAS DEL CAMPO.	48
2.7. LITOLOGÍA.	49
2.7.1. ROCAS SEDIMENTARIAS.	50
2.7.2. ESTRUCTURAS SEDIMENTARIAS.	51
2.7.3. ARENISCAS.	52
2.7.4. LUTITAS.	52
CAPÍTULO 3.	55
3. DESCRIPCIÓN DEL CÓDIGO DECISION SPACE® GEOSCIENCE.	55
3.1. INTRODUCCIÓN.	55
3.2. CÓDIGO DECISION SPACE® GEOSCIENCE.	56
3.3. OPENWORKS®.	57
3.4. CARGAR DATOS.	58
3.5. MÓDULOS DEL DECISION SPACE® GEOSCIENCE.	59
3.6. DECISION SPACE® GEOLOGY.	61
3.6.1. LITHOLOGY INTERPRETATION.	62
3.6.2. LOG CALCULATOR.	63
3.6.3. EDITANDO LA CURVA DE REGISTRO.	64
3.7. DECISION SPACE® EARTH MODELING.	65
CAPÍTULO 4.	67
4. DISEÑO DEL MODELO NUMÉRICO ESTRUCTURAL.	67
4.1. INTRODUCCIÓN.	67
4.2. DIGITALIZACIÓN DE MAPAS TOPOGRÁFICOS DEL ÁREA DE ESTUDIO.	68
4.3. SELECCIÓN DE DATOS.	74

4.4. SELECCIÓN DE POZOS.....	75
4.5. SELECCIÓN DE REGISTROS.....	77
4.6. DISTRIBUCION DE POZOS.....	78
4.7. CALCULO LITOLÓGICO.....	79
4.8. PROPIEDADES DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS.....	80
4.9. CORRELACIÓN DE POZOS.....	82
4.10. MODELO ESTRUCTURAL.....	83
CAPÍTULO 5.....	88
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	88
5.1. INTRODUCCION.....	88
5.2. ANÁLISIS DE POZOS.....	88
5.3. ANÁLISIS DE REGISTROS.....	89
5.4. ANÁLISIS DE CORRELACIÓN.....	89
5.5. DEFINICION DE LITOTIPOS.....	91
5.6. ANÁLISIS PETROFÍSICO.....	92
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	96
CONCLUSIONES.....	96
RECOMENDACIONES.....	97
BIBLIOGRAFÍA.....	98
LIBROS Y PUBLICACIONES.....	98

ÍNDICE DE FIGURAS.

	Pág.
FIGURA 1 "MODELO MATEMATICO ESTRUCTURAL"	5
FIGURA 2 "CONTACTO AGUA – PETRÓLEO"	7
FIGURA 3 "USO DEL TUBO CAPILAR PARA LA DETERMINACIÓN DE LA TENSIÓN SUPERFICIAL"	11
FIGURA 4 "HUMECTABILIDAD EN SISTEMAS ROCAS – SÓLIDOS"	12
FIGURA 5 "MODELO DE FLUJO POR LEVERETT J"	13
FIGURA 6 "ESPACIO POROSO EN UNA ARENA CONSOLIDADA"	15
FIGURA 7 "ESPACIO POROSO EN UNA ARENA CONSOLIDADA"	16
FIGURA 8 "ILUSTRACIÓN DE LA POROSIDAD EFECTIVA, NO EFECTIVA Y POROSIDAD TOTAL"	18
FIGURA 9 "DEFINICIÓN DE PERMEABILIDAD DE LA ROCA"	21
FIGURA 10 "MEDIO POROSO CON PERMEABILIDAD DE UN DARCY"	22
FIGURA 11 "ORIENTACIÓN DEL EQUIPO UTILIZADO POR HENRY DARCY EN RELACIÓN CON EL CAMPO"	23
FIGURA 12 "REGISTRO GAMMA RAY"	33
FIGURA 13 "COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA PENÍNSULA DE SANTA ELENA"	39
FIGURA 14 "VISTA 3D DE LA FM. SOCORRO"	42
FIGURA 15 "VENTANA TRES VISTAS DECISION SPACE® GEOSCIENCE" ...	56
FIGURA 16 "ÍCONO OPENWORKS®"	57
FIGURA 17 "OPENWORKS LAUNCHER"	58
FIGURA 18 "PROJECT ADMINISTRATION"	59
FIGURA 19 "DECISION SPACE MANAGER"	60
FIGURA 20 "SELECT SECTION DATA"	61
FIGURA 21 "SELECT LITHOLOGY CLASS"	62
FIGURA 22 "CREATE LOG CALCULATION MODEL"	64
FIGURA 23 "MAPA TOPOGRÁFICO DEL SECTOR SALINAS"	69
FIGURA 24 "MAPA TOPOGRÁFICO DEL SECTOR SAN PABLO"	69
FIGURA 25 "MAPA TOPOGRÁFICO DEL SECTOR ZAPOTAL"	70
FIGURA 26 "MAPA TOPOGRÁFICO DEL SECTOR COLONCHE"	70
FIGURA 27 "INGRESO AL SOFTWARE ARCGIS"	71
FIGURA 28 "SELECCIÓN DE IMÁGENES DE MAPAS TOPOGRÁFICOS"	71
FIGURA 29 "SISTEMA DE COORDENADAS CORRESPONDIENTE AL MAPA TOPOGRÁFICO SELECCIONADO"	72
FIGURA 30 "COMENZAR EDICIÓN PARA DIGITALIZAR TOPOGRAFÍA"	72

FIGURA 31 "DIGITALIZACIÓN DE LA TOPOGRAFÍA"	73
FIGURA 32 "DIGITALIZACIÓN COMPLETA"	73
FIGURA 33 "INFORMACIÓN DEL CAMPO"	74
FIGURA 34 "COORDENADAS X, Y, Z DE NUESTRO CAMPO"	75
FIGURA 35 "SELECCIÓN DE POZOS"	76
FIGURA 36 "TRACKS WELL LAYOUT"	77
FIGURA 37 "TOPE Y BASE DE LA FORMACIÓN"	78
FIGURA 38 "CALCULATIONS RUNNING"	79
FIGURA 39 "CURVE & PARAMETER VALUES"	79
FIGURA 40 "DISPLAY PROPERTIES - GAMMA RAY"	80
FIGURA 41 "DISPLAY PROPERTIES - CURVE TO CURVE NPHI"	81
FIGURA 42 "DISPLAY PROPERTIES - RHOB"	81
FIGURA 43 "CORRELACIÓN DE LOS POZOS PARA DETERMINAR LA ARENA PRODUCTORA"	82
FIGURA 44 "GRID AND CONTOUR - SURFACES PICKS - SOCORRO"	83
FIGURA 45 "MODELO ESTRUCTURAL DE LA FM. SOCORRO"	84
FIGURA 46 "FRAMEWORK_PROYECT"	85
FIGURA 47 "FRAMEWORK FM. SOCORRO"	85
FIGURA 48 "LITHOTYPE ID"	86
FIGURA 49 "WELL CORRELATION UPSE WELLS"	90
FIGURA 50 "BAR CHART OF LITHOTYPE"	92
FIGURA 51 "MULTI - HISTOGRAM PHIE"	93
FIGURA 52 "MULTI - HISTOGRAM PERM"	94
FIGURA 53 "MULTI - HISTOGRAM VSH"	94
FIGURA 54 "MULTI - HISTOGRAM SW"	95

ÍNDICE DE TABLAS.

	Pág.
TABLA 1 "CALIDAD DE LA POROSIDAD"	18
TABLA 2 "PROPIEDADES FÍSICAS DEL PETRÓLEO"	25
TABLA 3 "PROPIEDADES FÍSICAS DEL GAS"	25
TABLA 4 "PROPIEDADES FÍSICAS DEL AGUA"	26
TABLA 5 "DESCRIPCIÓN DEL GRUPO ANCÓN DE LA COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA PENÍNSULA DE SANTA ELENA"	46
TABLA 6 "DESCRIPCIÓN ESTRATIGRÁFICA DEL GRUPO AZÚCAR"	47
TABLA 7 "DESCRIPCIÓN ESTRATIGRÁFICA DEL GRUPO CAYO"	48
TABLA 8 "SELECCIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS"	77
TABLA 9 "ANÁLISIS PETROFÍSICO"	93

MARCO CONTEXTUAL

PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.

PLANTEAMIENTO.

A través de los años los yacimientos petroleros han sido caracterizados por los parámetros petrofísicos que indican los registros eléctricos, sin embargo la necesidad de facilitar y tener una mejor interpretación de la lectura de los parámetros antes mencionados, requiere el uso de nuevas herramientas como modelos numéricos para simular el medio físico, como parte de la solución a esta necesidad se plantea el diseño de un modelo numérico estructural utilizando el código **DECISION SPACE® GEOSCIENCE**.

FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.

¿Inciden los parámetros petrofísicos en el diseño de un modelo numérico estructural en la caracterización de un yacimiento?

JUSTIFICACIÓN.

La simulación numérica de reservorios es una herramienta de mucha utilidad en el estudio de la caracterización de yacimientos ya que permite modelar las arenas del subsuelo del campo petrolero, logrando así estimar y acercarnos más a la realidad de la formación productora.

Debido a que no se frecuenta realizar modelamientos numéricos, este estudio permitirá contar con una herramienta que ayudará a tener un mejor conocimiento de las estructuras presentes en el yacimiento, permitiendo así el análisis de las diversas formaciones del campo en estudio.

OBJETIVOS.

OBJETIVO GENERAL.

Implementar un modelo numérico estructural de un campo dentro de la industria petrolera, mediante la información de los parámetros petrofísicos obtenido de los registros eléctricos, para determinar que arena contiene hidrocarburos.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- Construir un modelo estructural para caracterizar reservorios productores.
- Optimizar el tiempo de análisis de los parámetros petrofísicos.
- Correlacionar los registros eléctricos de los pozos utilizados para determinar las formaciones productoras presentes en el campo.

HIPÓTESIS.

El diseño del modelo estructural con el código **DECISION SPACE[®]** **GEOSCIENCE** optimizará el análisis de los parámetros petrofísicos del yacimiento para mayor exactitud en la caracterización de las zonas productoras del campo en estudio.

VARIABLE DEPENDIENTE.

La caracterización de las zonas productoras del campo petrolero.

VARIABLE INDEPENDIENTE.

Parámetros petrofísicos obtenidos por los registros eléctricos.

- Porosidad.
- Saturación de Agua.
- Permeabilidad.
- Volumen de Arcillas

CAPÍTULO 1

“MARCO TEÓRICO”

CAPÍTULO 1

1. MARCO TEÓRICO.

1.1. ESTADO DEL ARTE EN SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.

La primera solución presentada para la ecuación de difusividad en coordenadas radiales para flujos monofásicos fue por Van Everdingen y Hurst en el año 1949, en la cual no se presentó el término que involucra los gradientes al cuadrado, ni la variación de la viscosidad por compresibilidad, y resolvieron la ecuación tanto como para comportamiento infinito como para comportamiento finito.

Para poder llegar a esta solución, Van Everdingen y Hurst, usaron como herramienta principal las transformadas de Laplace, los cuales sus resultados fueron tabulados y pueden explicar el principio de superposición, por lo tanto este estudio es utilizado en modelamientos de acuíferos y sistemas de yacimientos – pozos.

Bruce, en 1953, presentó el primer estudio de yacimientos en el cual solucionan la ecuación de difusividad para flujo transiente de un gas ideal para coordenadas radiales como cartesianas, usando un método numérico.

Hurst en 1973, presentó un método numérico para ecuaciones de flujo no lineales, que por medio de una manipulación de variables se puede obtener en el menor tiempo resultados más confiables.

A partir de 1983, varios proyectos usaron métodos implícitos para la solución de ecuaciones numéricas formadas al discretizar ecuaciones diferenciales aplicadas a la ingeniería de yacimientos. Este proyecto tiene como fin la aplicación de herramientas de la rama de inteligencia computacional acerca de la solución de las ecuaciones de difusividad.

Entre los años de 1978, 1983 y 1990, Peaceman, [Peaceman, 1990], publicó artículos sobre la interpretación de las presiones en el fondo del pozo en los proyectos de simulación numérica, Peaceman consideró pozos no centrados, bloques irregulares, permeabilidad anisotrópica, y múltiples pozos en un mismo bloque.

En 1990, Viera et al, aplican el método implícito adaptativo, desarrollado por Thomas y Thurnau a una simulación térmica de un yacimiento [Viera, 1990].

En la actualidad, se han publicado varios artículos relacionados, que muestran el avance y posibilidad de la computación evolutiva.

Sin embargo las nuevas metodologías para poder solucionar los problemas de flujo, y las técnicas numéricas, que son principalmente las ciencias que han proporcionado nuevas herramientas en los últimos años, y conjunto con los nuevos modelos de simulación, trabajan para el desarrollo de técnicas más novedosas de solución como: métodos multigrad, elementos finitos, volúmenes finitos, Series de Fourier, técnicas fractales, pseudo-funciones, diferencias finitas. [Fung, 1992] [Eymard, 1992] [Odeh, 1988], continuando no obstante las técnicas de la inteligencia artificial, poco explotadas.

En la industria petrolera, se muestra interés en algunos trabajos con nuevas herramientas computacionales, también se usa una lógica difusa para diseñar modelos en el campo del recobro de petróleo y gas, sin embargo, dichas herramientas aprovechan muy poco los conceptos como los algoritmos genéticos.

Adicionalmente, la Universidad Estatal Península de Santa Elena, está observando una necesidad en aumento de la aplicación de nuevas herramientas y métodos de simulación numérica de reservorios, que ha optado por construir un laboratorio equipado con las herramientas de simulación de Halliburton® S.A.,

como Decision Space[®] Geoscience, que será nuestra principal herramienta para nuestro proyecto.

1.2. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS DE PETRÓLEO.

Los simuladores numéricos que se aplican a los yacimientos petrolíferos son utilizados desde la época de los 40, debido a que son capaces de resolver problemas que otros métodos y herramientas no pueden solucionar.

En el área de simulación de yacimientos de petróleo, es normal encontrarse con diversos problemas complejos donde se involucran grandes cantidades de variables y propiedades tales como: características del medio poroso, flujo de varias fases, dirección del flujo en varias direcciones.

Antiguamente, cuando el yacimiento era complejo, la simulación era justificada para ayudar en el manejo y toma de decisiones, obteniendo como resultado la reducción de costos operacionales y optimizar el recobro final del yacimiento.

Debido al gran éxito y credibilidad que ofrecen los simuladores actuales, han hecho de esta actividad, un método muy útil para las empresas relacionadas a la industria petrolera, para así darle solución a problemas puntuales y a los procesos especiales.

1.2.1. SIMULACIÓN NUMÉRICA.

La simulación numérica es una técnica ejercida para dar solución a ecuaciones complejas que se presentan en ingeniería de reservorios, modelando el espacio y el tiempo, aproximando las ecuaciones por medio de métodos numéricos.

Los actuales simuladores suelen ser demasiado complejos para modelar, ya que demandan la utilización de varias herramientas, que solo pueden resolverse con ordenadores de alto desempeño.

1.2.2. MODELO NUMÉRICO.

Un modelo numérico es capaz de resolver de forma reservada, ecuaciones de flujo, y transporte, que reemplazan las expresiones diferenciales en ecuaciones algebraicas.

La hipótesis del comportamiento real del yacimiento es el modelo conceptual, y la representación del mismo, son los modelos numéricos.

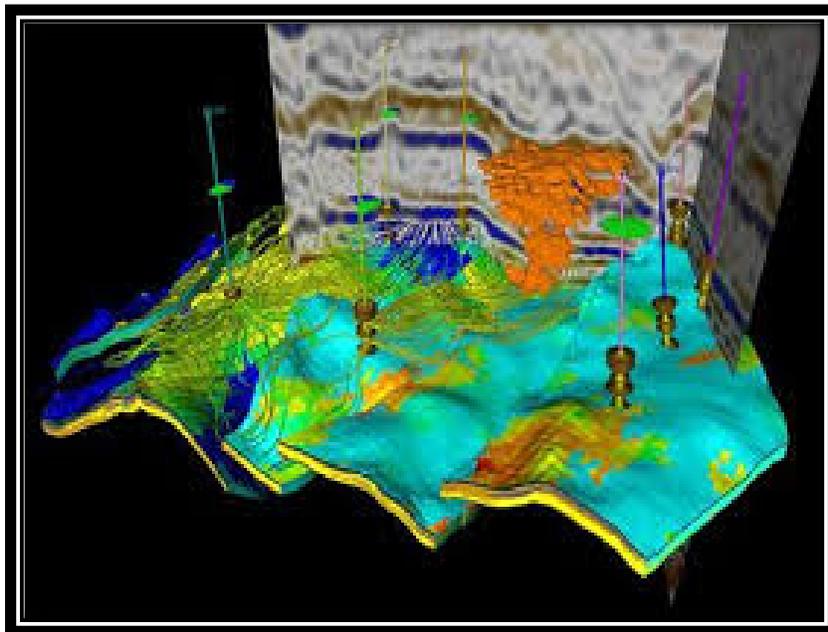


Figura 1 "Modelo Matematico Estructural"

Fuente: Decision Space® Geoscience Desktop

1.3. CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS.

Para la caracterización de yacimientos se requiere actualmente de toda la información estática que puede estar ocurriendo en el mismo. Estos estudios brindaban los parámetros estáticos y geológicos que a partir de éstos, se buscaba un comportamiento dinámico obteniendo como resultado muchas falencias.

La ingeniería de yacimientos camina hacia un desarrollo de nuevas herramientas de simulación que brindan mejores garantías al momento de caracterizar un yacimiento tanto en aspectos estáticos como dinámicos.

Durante el proceso de caracterización, debemos contar con la mayor información posible del yacimiento, la cual permitirá efectuar una evaluación más confiable del mismo, como también resultados eficaces que ayudará en el control de todas las operaciones del campo, y así obtener un alto recobro sin tener que dañar la formación a un menor costo operacional.

Para poder realizar lo indicado, debemos contar con datos de los parámetros petrofísicos de la roca, historial de producción y presión de los pozos del campo, análisis PVT, información geológica de los estudios previos realizados, para así pronosticar su comportamiento y estimar sus reservas.

La caracterización de los yacimientos no puede empezar hasta que tengamos recopilado la mayor información sobre el yacimiento en estudio, y tener un concepto claro del mismo. Solo de esta manera, es conveniente realizar dicho estudio. Este estudio envuelve la determinación del área, límites, espesores, buzamientos, y las condiciones sedimentarias.

1.4. YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS.

Estos yacimientos son trampas que se encuentran en el subsuelo, compuestas por una roca porosa y permeable que es capaz de almacenar hidrocarburos como el petróleo y gas, al interior de los espacios porosos, las cuales son denominadas trampas.

Generalmente, estas trampas pueden contener petróleo crudo, gas natural o una combinación de ambos. En la parte superior de la estructura se entrapa el gas, por ser más liviano, seguido del crudo. Directamente, encima de los hidrocarburos se encuentra la zona de agua de fondo, la cual, por lo general coincide con la superficie de un acuífero que se denomina CAP (Contacto Agua - Petróleo). La parte productiva de la arena, donde queda atrapado en petróleo, compone la arena neta petrolífera.

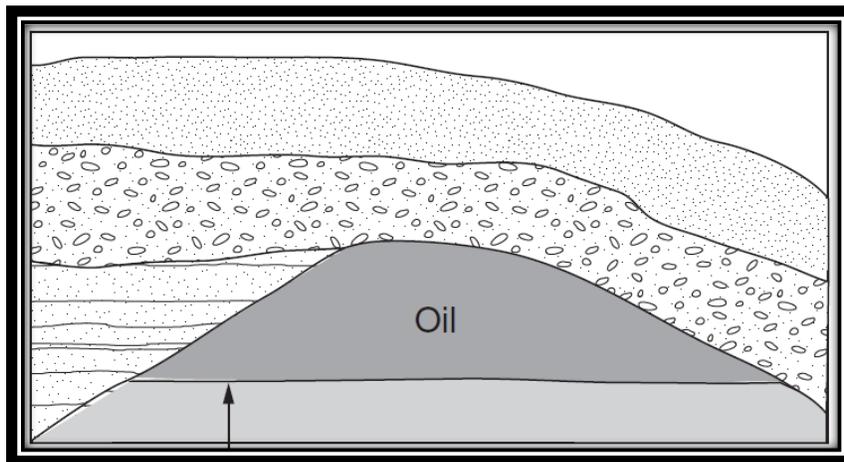


Figura 2 "Contacto Agua – Petróleo"

Fuente: Heriot Watt Institute of Petroleum Engineering.

Los contactos entre los fluidos en una trampa, por lo general son siempre planos, pero no siempre son horizontales, también pueden existir un contacto inclinado por consecuencia del flujo hidrodinámico del agua de fondo.

La mayoría de yacimientos petrolíferos son de tipo sedimentario, conformados principalmente de calizas y dolomías y son denominados yacimientos carbonatados.

1.4.1.CONTINUIDAD DEL YACIMIENTO.

En la mayor parte de los campos petroleros, no existe un yacimiento único que posea una continuidad lateral con una distribución uniforme de porosidad y permeabilidad. En su lugar, la mayoría de estas acumulaciones de petróleo pertenecen a yacimientos heterogéneos, que tienen una barrera de permeabilidad debido a la zona de lutitas.

1.4.2.FACIES SEDIMENTARIAS.

Las facies en geología, y particularmente en estratigrafía y sedimentología, tiene un significado ambiguo y por ello ha sido motivo de dudas y confusión. La razón es que a lo largo del tiempo, y según sea el campo disciplinario, se lo ha empleado con muy distintas acepciones.

1.4.3.LITOFACIES.

Cuerpo de roca sedimentaria con características específicas. Se puede definir por su color, estructuras, composición, textura, fósiles y arquitectura sedimentaria. Normalmente por una combinación entre estos atributos.

Cuando su definición se efectúa con un criterio enteramente objetivo, se considera que este cuerpo de roca ha sido formado bajo determinadas condiciones físicas y químicas, y por lo tanto evidencia un proceso sedimentario en particular.

1.4.4.ESPEORES.

La mayoría de los yacimientos poseen varios estratos, debido a todos los cambios que se produjeron durante el ambiente en el que se depositaron los sedimentos.

1.4.5.DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS.

Los tipos de fluidos que están presente en un yacimiento son: el agua y los hidrocarburos tanto en estado líquido (petróleo) y gaseoso (gas natural).

Generalmente el petróleo se origina en sitios diferentes de donde se encuentran, denominado roca madre que luego migra, hasta encontrar una trampa que impide su trayectoria, formando así un yacimiento de petróleo.

La migración de hidrocarburos consecuente con el desplazamiento del agua de fondo, controlado por la fuerza de gravedad y capilares. La fuerza de gravedad desplaza los fluidos con menor densidad hacia la parte superior de la trampa, mientras que las fuerzas capilares contrarrestan el efecto de segregación de los fluidos.

Entre la zona de petróleo y la zona de agua, existe una zona de transición denominada agua – petróleo. La parte del medio poroso ocupada por el agua aumenta con la profundidad del yacimiento de tal manera que su base está delimitada por el espacio poroso saturado completamente de agua.

Entonces podemos llegar a la conclusión que a la distribución de los fluidos les afecta la humectabilidad y los cambio de saturación.

1.5. PROPIEDADES DE LAS ROCAS.

Estas propiedades permiten definir la capacidad de almacenaje de la roca madre del reservorio, y como es el comportamiento de los fluidos durante la etapa de producción.

Para poder obtener las propiedades de las rocas de la formación, se debe considerar los datos obtenidos de los análisis de los núcleos, tanto convencional como de laboratorios, las evaluaciones petrofísicas, y todos los datos relacionados con el sistema roca – fluido.

Uno de los requisitos para poder entender el desplazamiento de un fluido, es conocer las propiedades de las rocas del yacimiento como son:

- Tensión superficial.
- Tensión interfacial.
- Humectabilidad.
- Presión Capilar.

1.5.1.TENSIÓN SUPERFICIAL E INTERFACIAL.

Cuando dos fluidos inmiscibles de diferente fase conviven dentro de un medio poroso, la energía de superficie que se encuentra relacionada con las interfases de los fluidos influye en la saturación, desplazamiento y distribución.

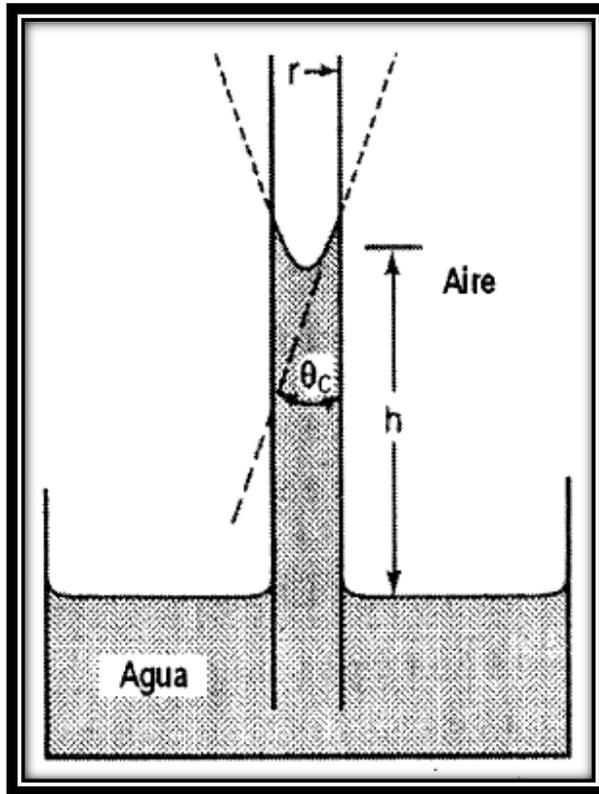


Figura 3 “Uso del Tubo Capilar para la Determinación de la Tensión Superficial”

Fuente: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos– Magdalena Paris de Ferrer.

1.5.2. HUMECTABILIDAD.

También es conocida como mojabilidad, la cual es una propiedad muy importante ya que afecta al desplazamiento de las rocas del yacimiento, y la podemos definir como la habilidad de la fase de un fluido para poder adherirse a una superficie en estado sólido en compañía de otra fase inmiscible.

En los yacimientos, la parte sólida es la roca y los fluidos son: petróleo, gas y agua. El ángulo de contacto, es una medida de la humectabilidad, el cual se relaciona con las energías de superficie. La ecuación es la siguiente:

$$A_t = \sigma_{os} - \sigma_{ow} = \sigma_{ow} \cos \theta_c$$

Dónde:

σ_{os} = Energía interfacial entre el sólido y el petróleo.

σ_{wa} = Energía interfacial entre el sólido y el agua.

σ_{ow} = Energía interfacial entre el petróleo y el agua.

θ_c = Angulo de contacto petróleo – sólido – agua, medida a través del agua.

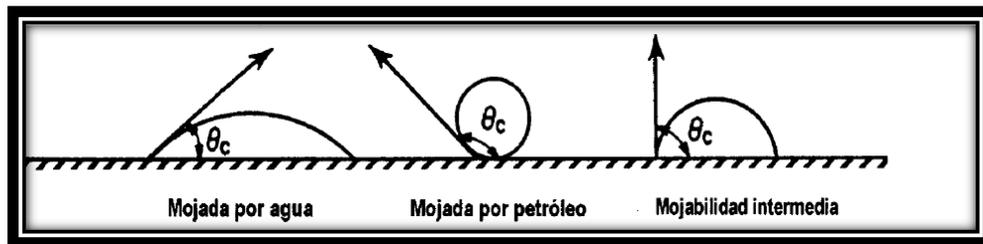


Figura 4 “Humectabilidad en Sistemas Rocas – Sólidos”

Fuente: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos– Magdalena Paris de Ferrer.

Una forma muy común de medir el ángulo de contacto es por medio del procedimiento descrito por Wagner y Leach, el cual consiste de tomar dos placas de cristal pulimentadas, que están constituidas por el mineral que predomina de la roca del yacimiento.

Se coloca una gota de petróleo entre ambas placas y se sumergen en una muestra de agua de la formación.

Lo importante en el cálculo de la humectabilidad de la roca es el trato que se le da a las muestras de los fluidos y de los núcleos que se utilizan en el laboratorio, debido a las condiciones, se obtienen valores diferentes de mojabilidad completamente diferentes en el medio poroso.

La humectabilidad en un yacimiento de petróleo, suele ser muy difícil de determinar, para fortuna en la mayoría de yacimientos son humectados por agua.

Existen varios factores que pueden ser afectados por la humectabilidad. Estos factores son:

- La localización y la saturación de agua irreducible.
- La distribución de los fluidos en el yacimiento.
- La localización del petróleo residual.
- El mecanismo de desplazamiento.

1.5.3.PRESIÓN CAPILAR.

La presión capilar se puede definir como la diferencia de presión a través de la interfase la cual separa a dos fluidos inmiscibles, en la cual uno preferencialmente moja la roca.

Depende además de las características del sistema, tamaño de poros, de la geometría, las cuales estas fuerzas retentivas impiden al vaciamiento total del yacimiento.

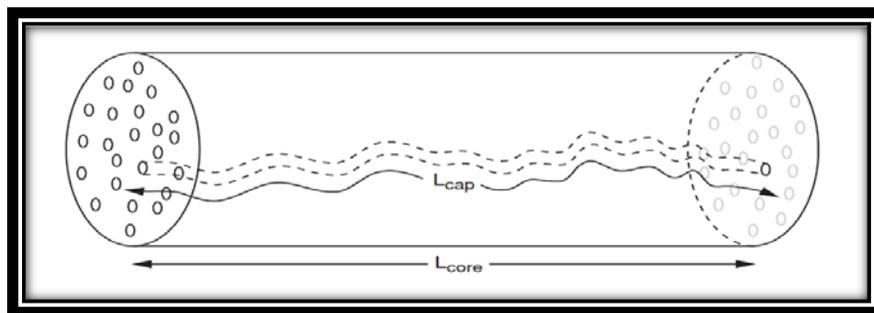


Figura 5 "Modelo de Flujo por Leverett J"

Fuente: Heriot Watt Institute of Petroleum Engineering.

El desplazamiento de un fluido por medio de otro en el interior de un medio poroso depende mucho de las fuerzas de superficie de la presión capilar.

Entonces para mantener parcialmente saturado un medio poroso, con un fluido no humectante, es necesario que se mantenga la presión de la fase no humectante en un valor superior que la fase humectante.

La presión capilar se puede expresar mediante la siguiente ecuación:

$$P_c = P_{nm} - P_m$$

Dónde:

m = Fase mojante.

nm = Fase no mojante.

1.6. PARÁMETROS PETROFÍSICOS.

Las características más importantes de las propiedades petrofísicas del yacimiento incluyen su densidad, composición, tipo de grano, y la distribución del tamaño del poro, porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, tensión interfacial, ángulo de contacto, humectabilidad, presión capilar, permeabilidad relativa, entre otras.

1.6.1. POROSIDAD.

En la ingeniería de yacimientos, la porosidad es el espacio de la roca que no se encuentra ocupado por material sólido, por lo cual permite el almacenamiento de fluidos.

La porosidad varia en entre las cantidades de 0 a 1 en fracción, aunque también podemos representarlo en porcentaje, sin embargo cuando utilizamos las ecuaciones, se expresa como fracción.

Dependiendo del tamaño y empaquetamientos de los granos que forman la roca depende la proporción de los espacios porosos. Así la porosidad es mayor en los sedimentos no consolidados como arena o gravas que en aquellos que son sometidos a litificación como conglomerados o areniscas, ya que la conversión de los sedimentos en el tipo de rocas sedimentarias por motivo de la compactación origina perdida de porosidad.



Figura 6 “Espacio Poroso en una Arena Consolidada”

Fuente: Heriot Watt Institute of Petroleum Engineering.

1.6.1.1. TIPOS DE POROSIDAD.

La porosidad de los yacimientos pueden clasificarse en:

- Según la comunicación de los poros.
- Según el origen de la porosidad.

En la primera clasificación se basa en el aislamiento que experimentan los poros de la roca, en el proceso de litificación. Esto sucede a medida que se fueron depositando los sedimentos y se fueron formando las rocas, debido a la excesiva cementación algunos de los espacios fueron quedando vacío, mientras que otros quedaron intercomunicados.

Según la segunda clasificación, se distinguen dos tipos de porosidades:

- Porosidad Efectiva.
- Porosidad Absoluta.

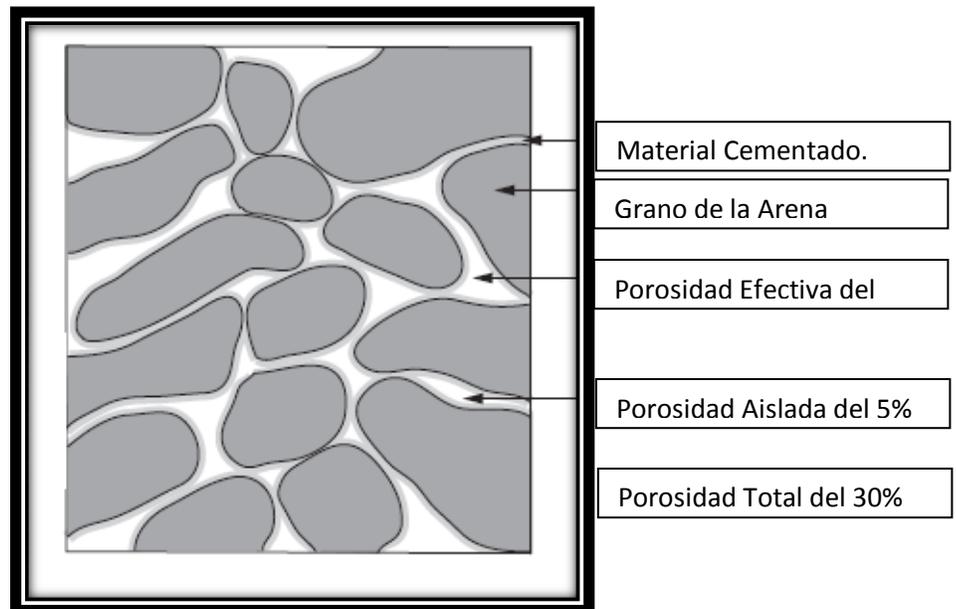


Figura 7 “Espacio Poroso en una Arena Consolidada”

Fuente: Heriot Watt Institute of Petroleum Engineering

1.6.1.2. POROSIDAD ABSOLUTA.

La porosidad absoluta la podemos definir como la razón entre el espacio poroso total en la roca y el volumen bruto.

La porosidad absoluta la podemos definir matemáticamente con la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t}$$

Dónde:

V_p = Volumen poroso total.

V_t = Volumen total.

1.6.1.3. POROSIDAD EFECTIVA.

La porosidad efectiva la podemos definir como el porcentaje del medio poroso que encontramos interconectado con respecto al volumen total de la roca, es decir:

$$\phi = \frac{\text{Volumen poroso interconectado}}{\text{Volumen Total}}$$

La porosidad efectiva, la medimos comúnmente en los porosímetros, y es el tipo de porosidad que más interesa al momento de realizar una estimación de petróleo y gas in situ, ya que solo los fluidos que se encuentran almacenados en los espacios porosos interconectados podemos extraerlos parcialmente del yacimiento.

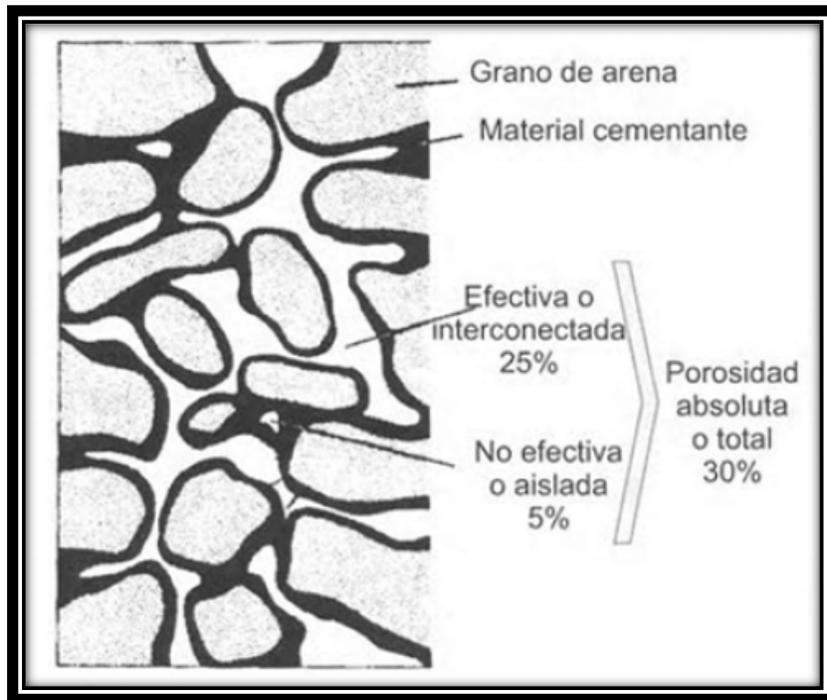


Figura 8 “Ilustración de la Porosidad efectiva, no Efectiva y Porosidad total”

Fuente: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos – Magdalena Paris de Ferrer.

La porosidad efectiva, representa del 90 al 95% de la porosidad total, y en la mayoría de los yacimientos la porosidad varía en un rango de 5 a 20% vía lateral o verticalmente.

CALIDAD	POROSIDAD %
Muy Buena	> 20
Buena	15 – 20
Moderada	10 – 15
Pobre	5 – 10
Muy pobre	< 5

Tabla 1 “Calidad de la Porosidad”

Elaborado: Castro, K., 2015

1.6.1.4. FACTORES QUE AFECTAN LA POROSIDAD.

Los factores que afectan principalmente la porosidad son:

- Tipo de Empaque.
- Material Cementante.
- Geometría y distribución de los granos.
- Presencia de partículas finas de arcilla.
- Presión de las capas supra yacentes y confinantes.

1.6.1.5. POROSIDAD PROMEDIO.

Las medidas de porosidad realizadas en los yacimientos son ligeramente distintas unas de otras, ya que son tomadas en diferentes puntos del medio poroso y utilizando distintas técnicas.

1.6.2. SATURACIÓN DE FLUIDOS.

Como definimos anteriormente, la porosidad es la capacidad de almacenamiento de los yacimientos. Así que debemos determinar la fracción de los fluidos que se encuentran en el espacio poroso para poder estimar la cantidad de hidrocarburos en el yacimiento.

Esta fracción la denominamos, saturación de fluidos, la cual podemos definir matemáticamente de la siguiente forma:

$$\text{Saturación de fluidos} = \frac{\text{Volumen total del fluido}}{\text{Volumen Poroso}}$$

Aplicando este concepto, podemos definir la ecuación para cada fluido:

$$S_o = \frac{\text{Volumen de petróleo}}{\text{Volumen Poroso}}$$

$$S_w = \frac{\text{Volumen de agua}}{\text{Volumen Poroso}}$$

$$S_g = \frac{\text{Volumen de gas}}{\text{Volumen Poroso}}$$

Dónde:

S_o = Saturación de petróleo.

S_w = Saturación de agua.

S_g = Saturación de gas.

La suma de las saturaciones, por definición es del 100%, por lo tanto:

$$S_o + S_w + S_g = 100\%$$

Todas las saturaciones están basadas en el volumen poroso y no en el volumen bruto del yacimiento. Por lo tanto en la industria petrolera, utilizamos el término de porosidad de hidrocarburo, al cual nos referimos a la porosidad multiplicada por la saturación del fluido que este en consideración.

1.6.2.1. CALCULO DE SATURACIONES POR MEDIO DE REGISTROS ELÉCTRICOS.

Los registros eléctricos utilizados para el cálculo de saturaciones de fluidos son:

- Registro de Inducción.
- Registro laterolog.

Estos registros miden la resistividad de la formación. Previamente por medio del registro normal hemos medido la saturación, los cuales sirven para realizar la interpretación.

Los registros permiten determinar in situ, más allá de la influencia del agua invadida, la saturación de petróleo, aplicando la ecuación de Archie, una vez determinada la resistividad.

1.6.3. PERMEABILIDAD.

La permeabilidad se define como la conductividad de los fluidos a través de la red de los poros interconectados. Si los poros no están interconectados no puede existir permeabilidad.

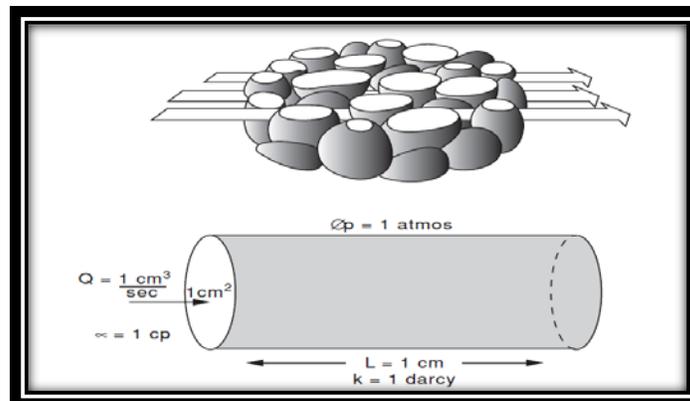


Figura 9 “Definición de Permeabilidad de la Roca”

Fuente: Heriot Watt Institute of Petroleum Engineering.

Los factores que afectan la permeabilidad son los mismos que afectan la porosidad efectiva, es decir:

- La presión de sobrecarga.
- Tamaño de los granos.
- Empaquetadura de los granos.
- Forma de los granos.
- Distribución de los granos.

La unidad de permeabilidad es el Darcy. Cuando un fluido que posee una viscosidad de un centipoise avanza a la velocidad de un centímetro por segundo bajo un gradiente de presión de una atmósfera por centímetro se dice que una roca tiene una permeabilidad de un Darcy.

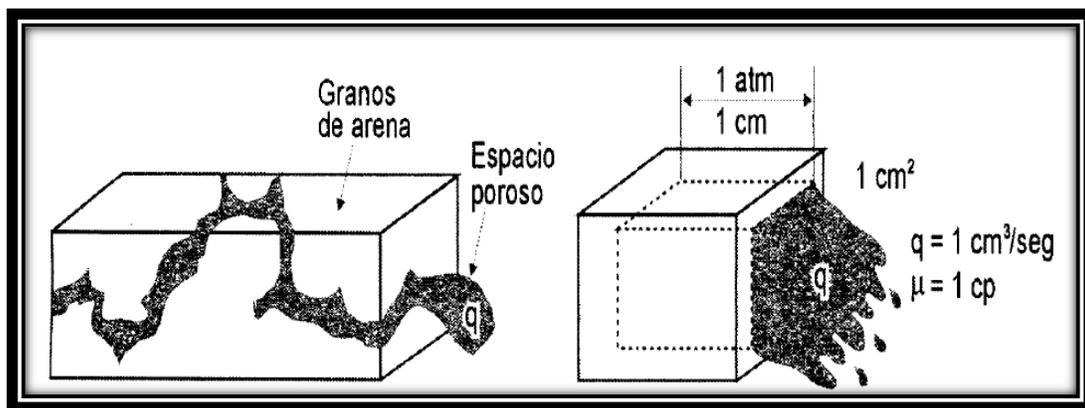


Figura 10 “Medio Poroso con Permeabilidad de un Darcy”

Fuente: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos– Magdalena Paris de Ferrer.

1.6.3.1. LEY DE DARCY.

La Ley de Darcy es una ecuación por la cual determinamos la permeabilidad. Henry Darcy, a mediados de siglo XIX, trabajaba en Francia con un sistema de agua purificada e investigó el flujo de agua a través de filtros de arena.

Darcy hizo una serie de observaciones y concluyó la siguiente ecuación:

$$q = kA \frac{h_1 - h_2}{l}$$

De acuerdo con Henry Darcy, la velocidad de avance de un fluido homogéneo dentro de un medio poroso es proporcional a la permeabilidad y al gradiente de presión, e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido.

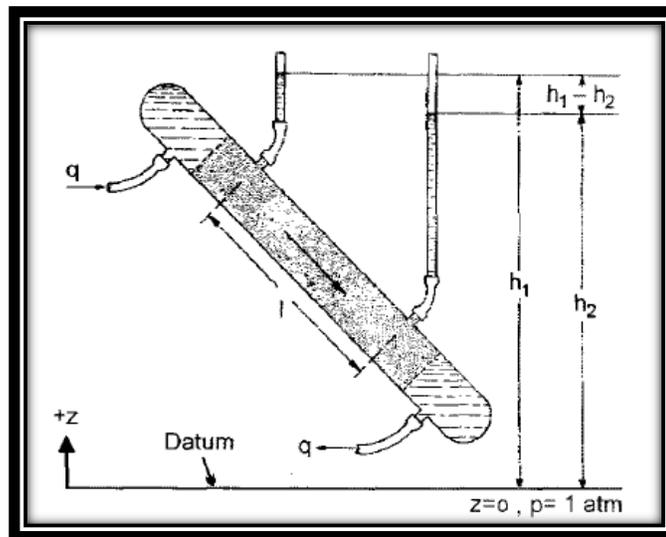


Figura 11 "Orientación del equipo utilizado por Henry Darcy en relación con el campo
Fuente: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos – Magdalena Paris de Ferrer.

1.6.3.2. TIPOS DE PERMEABILIDAD.

Existen tres tipos de permeabilidad:

- Permeabilidad Absoluta.
- Permeabilidad Efectiva.
- Permeabilidad Relativa.

1.6.3.3. PERMEABILIDAD ABSOLUTA.

Es la conductividad de un material poroso el cual está saturado por un solo fluido. Lo más difícil dentro del área de ingeniería de yacimientos es el cálculo de los niveles de las permeabilidades absolutas, ya que ésta no presenta homogeneidad, y como nos podemos dar cuenta, la permeabilidad varía horizontal y verticalmente.

Para determinar la permeabilidad absoluta, existen tres técnicas que se utilizan dentro de un medio homogéneo. Las técnicas son las siguientes.

- Ponderadas por peso.
- Promedio armónico.
- Promedio geométrico.

1.6.3.4. PERMEABILIDAD EFECTIVA.

Es la conductividad de un material a una fase cuando están presente dos o más fases, y su unidad de medida también es el Darcy.

Cuando fluyen dos o más fases simultáneamente en un medio poroso permeable, la permeabilidad a una fase dada es menor que la permeabilidad absoluta.

1.6.3.5. PERMEABILIDAD RELATIVA.

Es la razón entre la permeabilidad efectiva y una permeabilidad base. La permeabilidad relativa a la fase no mojante está caracterizado por una rápida variación ante pequeñas cambios en la saturación de la fase mojante.

1.7. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.

Las propiedades de los fluidos nos indican el comportamiento y las características de los mismos en el yacimiento. Las condiciones en las que se encuentran determinadas son presión y temperatura.

En las aplicaciones de campo, es importante conocer las propiedades físicas del crudo, entre las cuales las de mayor interés son:

PROPIEDADES FISICAS DEL PETROLEO.
Gravedad específica del petróleo.
Factor volumétrico del petróleo en la formación
Coefficiente isotérmico de compresibilidad del petróleo.
Densidad del petróleo.
Viscosidad del petróleo.
Tensión Superficial

Tabla 2 "Propiedades Físicas del Petróleo"

Elaborado: Castro, K., 2015

PROPIEDADES FISICAS DEL GAS.
Gravedad específica del gas en solución.
Factor volumétrico del gas en la formación.
Compresibilidad isotérmica del gas.
Solubilidad del gas.

Tabla 3 "Propiedades Físicas del Gas"

Elaborado: Castro, K., 2015

PROPIEDADES FÍSICAS DEL AGUA.
Composición del agua de formación.
Factor volumétrico del agua en la formación.
Densidad del agua.
Volumen específico.
Gravedad específica.
Solubilidad del gas en el agua.
Viscosidad del Agua
Compresibilidad isotérmica del agua.
Coeficiente térmico de expansión del agua

Tabla 4 "Propiedades Físicas del Agua"

Elaborado: Castro, K., 2015

1.7.1.DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO.

La distribución de los fluidos no depende de la saturación de las fases, sino también depende de la dirección de cambio de saturación.

Esta distribución de los fluidos afecta principalmente la mojabilidad y la historia del cambio de saturación.

1.7.2.ANÁLISIS PVT.

Para realizar los estudios del yacimiento y poder planificar adecuadamente el desarrollo de los mismos, es importante conocer cómo se comportan volumétricamente los fluidos dentro del yacimiento, dentro de los pozos y en las condiciones de superficie.

Este comportamiento depende de la presión, volumen y temperatura que determinan las propiedades físicas de los fluidos en un amplio rango de temperaturas y presiones, y estas propiedades se identifican en pruebas de laboratorio conocidas como análisis PVT.

En general podemos señalar que las propiedades que permiten predecir estas pruebas PVT son:

- Concentración de H₂S y N₂ en el gas producido.
- El efecto de la re – inyección de gas.
- Efectos de miscibilidad.
- El diseño de completación, el cual depende de las propiedades de los fluidos en el pozo.
- Las cantidades y composiciones de los fluidos líquidos que quedan en el yacimiento.

Las muestras deben ser obtenidas por un personal altamente entrenado y calificado y se recomienda tomar al menos una muestra de cada yacimiento.

1.8. RESERVAS.

Entendemos por reservas al volumen de hidrocarburo existente en el yacimiento y que puede ser recuperado. Definimos las reservas de acuerdo a las condiciones para poder extraer el hidrocarburo en el reservorio. Las reservas las podemos clasificar en:

- Reservas Primarias.
- Reservas Secundarias.
- Reservas Probadas.
- Reservas Probables.
- Reservas Posibles.
- Reservas Remanentes.

1.8.1.RESERVAS PRIMARIAS.

Son las reservas que puedan ser recuperadas con la energía propia del reservorio en condiciones económicamente rentables o por medio de la utilización de cualquier sistema de levantamiento artificial (Artificial Lift).

1.8.2.RESERVAS SECUNDARIAS.

Es el volumen adicional de hidrocarburo que se producen bajo algún sistema de recobro mejorado como inyección de agua o inyección de gas inmiscible. Ya que para poder recuperar éste hidrocarburo se necesita energía adicional al yacimiento.

1.8.3.RESERVAS PROBADAS.

Son las reservas que pueden ser recuperadas en el área en donde se ha desarrollado el campo. Estas reservas son consideradas técnicas y económicamente rentables.

1.8.4.RESERVAS PROBABLES.

Es el volumen de hidrocarburo estimado de acuerdo con los estudios geológicos y geofísicos, en lugares donde no existen pozos exploratorios.

1.8.5.RESERVAS POSIBLES.

Es el volumen de hidrocarburo que se cree que existe en áreas aun no exploradas y que han sido evaluadas por estudios geológicos.

1.8.6.RESERVAS REMANENTES.

Son las reservas que todavía permanecen en el yacimiento y que son recuperables, son cuantificables a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial.

1.9. EVALUACIÓN DE FORMACIONES.

Desde el año 1927, los registros eléctricos constituyen una herramienta necesaria para la evaluación de formaciones. Partiendo de la medición de distintas propiedades físicas, determinamos los parámetros necesarios para evaluar las propiedades petrofísicas, realizar cálculos de reservas del yacimiento, trabajos de simulación numérica, entre otras actividades.

Para obtener buenos resultados en el procesamiento e interpretación de los registros eléctricos, es de suma importancia tener claras las características del reservorio, tales como litología predominante, resistividad del agua de formación, tipo y características del lodo de perforación, entre otras características, ya que estos son factores que influyen mucho en los resultados. Es por esta razón que el interpretador debe obligatoriamente trabajar en cooperación con otros especialistas tales como geólogos, ingenieros de yacimientos, perforadores, ya

que mientras mayor sea el volumen de información complementaria que se tenga, mayor será la precisión que se logre en los resultados.

Resumiendo, los principales parámetros petrofísicos que requerimos para poder evaluar nuestra formación productora de hidrocarburo son: porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor, y permeabilidad, además de la litología que pueden desempeñar un papel importante en la evaluación y futuro desarrollo del yacimiento.

Las porosidades se pueden clasificar de acuerdo a la disposición física del material que rodea los poros y a la distribución y forma de los mismos. En una arena limpia la cual no posee arcilla, la matriz de roca se compone de granos de arena individuales, con una forma más o menos esférica de manera que los poros se encuentran entre los granos.

A esta porosidad se le llama intergranular o de matriz; por lo general ha existido en las formaciones desde el momento en que se depositan, por esta razón también se les conoce como porosidad primaria, que usualmente es granular o intergranular y se desarrolla en la sedimentación original, durante la formación de las rocas.

La permeabilidad es una medición de la facilidad con que los líquidos fluyen a través de una formación. En una determinada muestra de roca y con cualquier líquido homogéneo, la permeabilidad será una constante siempre y cuando el líquido no interactúe con la roca en sí. La unidad de permeabilidad es el darcy, pero como esta es muy grande, comúnmente se utiliza la milésima parte o sea milidarcy (md).

Una roca debe tener fracturas, capilares o poros interconectados para ser permeables.

Así existe cierta relación entre la porosidad y la permeabilidad; por lo general, una permeabilidad mayor se acompaña de una porosidad mayor, sin embargo esto no se cumple absolutamente. Las lutitas, arcillas y algunos tipos de arenas, tienen altas porosidades, sin embargo sus granos son tan pequeños que los caminos que permiten el paso de fluidos son escasos y tortuosos, por lo tanto sus permeabilidades son muy bajas o nulas.

Para hacer el cálculo volumen de arcilla como planteamos en los puntos anteriores, tanto las arcillas y las lutitas tienen valores de porosidad muy altos, pero debido al pequeño tamaño de sus granos, tienen muy baja permeabilidad, por lo cual funcionan como un sello de los reservorios. En los reservorios que presentan un cierto volumen de arcilla, la porosidad total está seriamente influida por la arcilla, presentando valores altos que no responden realmente a las potencialidades del reservorio, por eso se hace imprescindible realizar el cálculo del volumen de arcilla con la mayor exactitud posible para poder determinar la porosidad efectiva, que sí da una medida real del volumen de poros interconectados.

La saturación de una formación, es la fracción del volumen poroso que ocupa un fluido determinado; por lo tanto, la saturación de agua es la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación. Del mismo modo, en el caso de un yacimiento de petróleo, es imposible retirar todos los hidrocarburos a través de las técnicas de recobro más utilizadas. Una cantidad de hidrocarburos permanecerá atrapada en partes del volumen poroso, a esta se le denomina saturación de petróleo residual.

1.9.1. REGISTRO GAMMA RAY (GR).

Las herramientas Gamma Ray (GR), emplean una gran fuente de radiación no artificial para poder medir la radiactividad natural de la formación. Por consiguiente es una herramienta muy capaz de detectar y evaluar minerales radiactivos como Uranio, Torio y Potasio.

En las formaciones sedimentarias, el GR por lo general refleja el contenido de arcilla de las formaciones ya que los elementos radiactivos se concentran en ellas. Las formaciones limpias poseen un nivel bajo de radiactividad. El registro Gamma Ray puede ser corrido en pozos entubados, por lo que facilita las operaciones de completación y de reacondicionamiento de los pozos.

La herramienta GR, mide el total de los rayos gamma que son emitidos por la formación sin discriminar el aporte de los distintos minerales radiactivos que se encuentran presentes en la roca.

Sus aplicaciones son las siguientes:

- Identificar la litología.
- Estimar el contenido de arcilla.
- Definir estratos de lutita, cuando la curva SP (Potencial Espontaneo) está redondeada.
- Detectar depósitos radiactivos.
- Es utilizado para correlacionar pozos abiertos o pozos entubados.

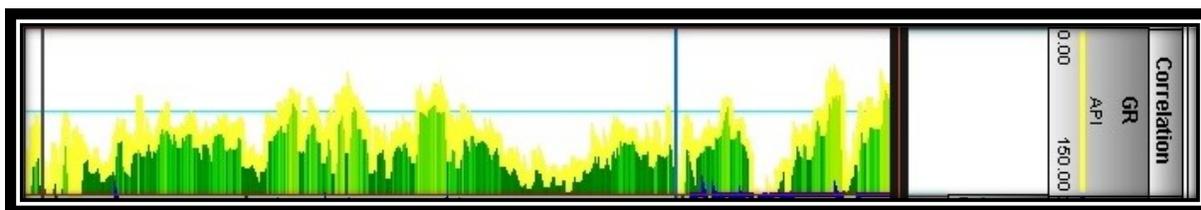


Figura 12 “Registro Gamma Ray”

Fuente: Software Decision Space® Geoscience.

Laboratorio de Simulación de Yacimientos UPSE

Elaborado: Castro, K., 2015

1.9.2. REGISTRO DE RESISTIVIDAD (RT).

En este tipo de perfil se envía corriente a la formación a través de electrodos y se miden los potenciales eléctricos en otros. La medición de estos potenciales permite determinar los valores de resistividad, que indican la presencia de hidrocarburo o no. Para realizar la medición es necesario que el pozo esté lleno de un fluido conductor de electricidad.

De acuerdo a la forma como se dispongan los electrodos, se presentan dos clases de arreglos, que son denominados “normales y laterales”. En las curvas laterales se presentan asimétricas.

La unidad de medida de la resistividad es el ohmio-m, siendo la R de las formaciones por lo general entre 2 y 1000 ohmios-m.

1.9.3.REGISTRO DE POROSIDAD (NPHI, RHOB).

Los registros de porosidad nos proporcionan la información necesaria para determinar las formaciones capaces de almacenar fluidos en su interior. Los registros de porosidad neutrónica NPHI, nos brinda una lectura directa del valor de la porosidad de las formaciones y estos responden al hidrógeno y son sensibles al fluido que satura el espacio poroso de la formación y a los fluidos que llenan el pozo.

El registro se llama NPHI (Thermal Neutron Porosity), esto quiere decir en castellano, porosidad neutrón termal; es una de las medidas claves para cuantificar reservas petroleras y de gas. La medida de porosidad neutrón emplea una fuente de neutrón para medir el índice de hidrógeno en un depósito, que directamente es relacionado con la porosidad. El Índice de hidrógeno de un material es definido como la proporción de la concentración de átomos de hidrógeno por cm^3 en el material, a la de agua pura en 75 °F. Como los átomos de hidrógeno están presentes tanto en reservorios de agua como en reservorios de petróleo, la medición de la cantidad permite a la valoración de la cantidad de porosidad llenada por el líquido.

Los registros de densidad (RHOB), miden la densidad de los minerales así como los fluidos de poros de la roca. La técnica usa rayos gamma de colimados de mediana energía y dispersión Compton el cual es una función del número de electrones contenidos por los minerales. La profundidad de penetración es muy superficial (menos de 10 cm) pero la resolución de las capas es buena, 50 cm a un metro. Una cuarcita limpia tendrá una densidad de $2,65 \text{ g/cm}^3$ pero una arenisca saturada de agua porosa tiene sólo $2,49 \text{ g/cm}^3$.

Estos registros son consecuentemente usados para determinar la porosidad indirectamente la densidad de los hidrocarburos. Este es también un método útil para asistir en identificar la litología y mineralogía cuando es usada en

combinación con un registro neutrón. El carbón por ejemplo tiene una baja densidad (1,2 a 1,8 g/cm³) y la pirita tiene una alta densidad (4,8 a 5,2 g/cm³). Otros usos son para determinar el grado de compactación e incluso la edad relativa de las lutitas mientras ésta puede indicar zonas de presión porosa anormales.

Los registros de densidad RHOB, nos permiten calcular la porosidad de las formaciones partiendo de las densidades registradas en las formaciones que son atravesadas con el registro. El uso combinado de los registros de densidad y neutrón da mejores resultados debido a que estos dos registros son afectados de forma contraria en presencia de gas, por lo que las respuestas son compensadas al promediarse los valores de porosidad de estos registros.

1.9.4.FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE CORRELACIÓN

La correlación estratigráfica es un proceso sencillo, sin embargo puede llegar a complicarse debido a un adelgazamiento estratigráfico, al buzamiento de los estratos, fallas, inconformidades, cambios laterales de facies o por la baja calidad de los registros que se van a analizar.

Por esta razón hemos introducido las siguientes claves para realizar una correlación eficiente y poder minimizar todos los problemas presentes al correlacionar.

- Se recomienda identificar las arenas usando registros como la curva de Gamma Ray o Potencial Espontaneo SP.
- Para una correlación detallada, primero se debe identificar y correlacionar los shales.

- Inicialmente utilizamos una curva de resistividad corta normal, la cual provee mejores detalles al momento de identificar los shales.
- Usar colores para identificar puntos específicos en los registros.

Las correlaciones empiezan identificando las lutitas o shales, ya que son depositados en ambientes de muy baja energía y generalmente cubren grandes áreas geográficas. Después, los estratos de arenas que no son buenos marcadores en una correlación ya que frecuentemente exhiben variaciones muy significantes en espesor y son lateralmente discontinuos. Por último, las curvas de resistividad de una misma arena en dos registros correlacionados pueden ser diferentes debido a que los sedimentos que transportan los fluidos pueden causar diferencias en la resistividad muy pronunciadas.

El uso de los colores es una excelente forma para identificar y marcar los patrones a correlacionar en los registros. Los patrones de correlación pueden ser picos o valles, que pueden ser reconocidos en muchos de los registros de pozos correlacionados [Tearpock, 1991].

Las correlaciones por lo general no son del todo sencillas, existen problemas de correlación que están asociados a la presencia de fallas, estratos con buzamientos altos, inconformidades y cambios en las facies, y solo hasta que el cambio esté solucionado se podrán correlacionar con otro registro. En las áreas que se encuentran cubiertas con varias fallas, es ventajoso reconocer los cortes de las fallas en dos direcciones. Primero se debe correlacionar la parte de abajo del registro y luego se debe correlacionar la parte de arriba del registro.

CAPÍTULO 2

“MARCO GEOLÓGICO”

CAPÍTULO 2

2. MARCO GEOLÓGICO.

2.1. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA REGIONAL.

En la costa Ecuatoriana, las cuencas sedimentarias fueron relacionadas con las cuencas pacificas de Colombia, en los basamentos y en la estratigrafía.

Geológicamente, las unidades tectónicas Chongón – Colonche, Cuenca Progreso, Greven de Jambelí y el levantamiento de Santa Elena pertenecen a la zona suroccidental del Ecuador.

2.2. CONSIDERACIONES GEOLÓGICAS.

Para la realización de este modelo, es necesario el conocimiento de los parámetros geológicos del yacimiento, que son descritos en función de las características del mismo, por lo cual debemos basarnos de la interpretación de los estudios realizados anteriormente, para la construcción de nuestro modelo.

2.3. OLISTOSTROMO.

El término Olistostromo se designa a un cuerpo sedimentario de material litológico. Contiene una matriz y olistolitos mezclados sin estratificación. No existe límite en el tamaño de los olistolitos, es decir el flujo sedimentario por acción de la gravedad, es el principal mecanismo.

2.4. FORMACIONES GEOLÓGICAS.

Las formaciones que se encuentran en el subsuelo de la Península de Santa Elena se encuentran en el orden de la columna estratigráfica generalizada en la Figura 13, a continuación presentamos una descripción de cada una de las formaciones geológicas.

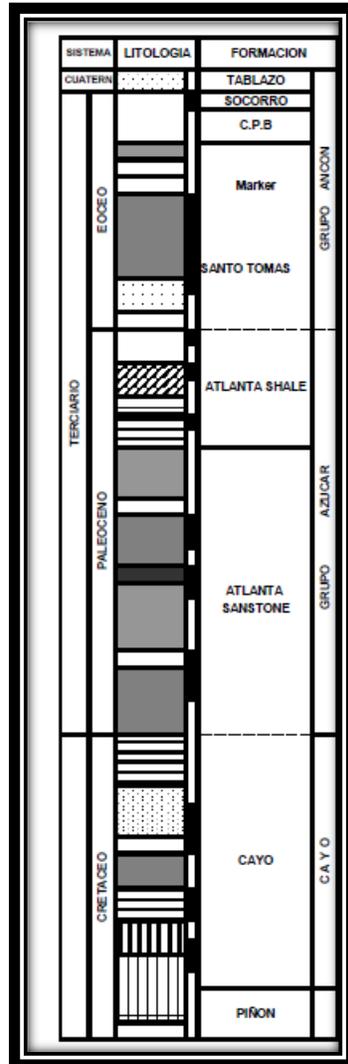


Figura 13 “Columna Estratigráfica de la Península de Santa Elena”

Fuente: Grupo Synergy E&P Ecuador.

2.4.1. FOMACIÓN TABLAZO

Antes de que se denomine Tablazo esta formación se la conocía hace muchos años como “tableland” que significa “terrenos de mesa y playas elevadas”, la cual está dividida en tres tablazos, el, más profundo al más somero: Muey, Santa Elena y Alto Tablazo.

Existe una teoría, la cual indica que todos los niveles de tablazo, son resultado del callamiento. Sin embargo, recientemente ocurrieron cambios en el nivel más reciente.

El más somero está representado por el tope plano de la península de Santa Elena, y el más profundo corresponde a Certeza, Ancón y Carnero.

2.4.2. PUNTA ANCÓN

Es un olistolito grande de contacto tectónico con lutita seca por debajo. Los espesores varían entre 370 y 1400 pies, donde 400 pies de estrato están expuestos.

En la parcela Progreso (2 kilómetros) al Noroeste de Santa Elena, se encontró arenisca muy parecida a la de Punta Ancón en el Sur, este tipo de areniscas muy similares fueron penetradas desde las zonas de Santa paula y punta Mambra.

Posee una estratigrafía pobre de textura suave a dura y posee una coloración amarillenta. Poseen granos mal clasificados y varían entre fino y grueso. El ambiente sedimentario es de denominación marina, de poca profundidad.

El olistostromo, en la playa centinela, está compuesto por olistolitos con poca matriz.

2.4.3. SECA

Por definición de los registros eléctricos tomados, esta sección ha sido aplicada encima de la formación Socorro, pero en los afloramientos a lo largo de la playa, podemos observar, en la zona de la playa, variaciones fáunicas y litológicas. Esta formación que ahora es parte del grupo Ancón ahora es considerada como parte del complejo olistostromico de Santa Elena.

El aspecto unificado de la lutita seca son fracciones de turbiditas distales del Eoceno Superior.

2.4.4. SOCORRO

Esta formación toma su nombre de la parcela Socorro del campo petrolero de ancón y de la quebrada Socorro. En el año de 1957, la formación se dividió en tres miembros:

- Socorro superior
- Seca Falsa
- Socorro Inferior

Esta unidad es muy conocida en el distrito Ancón, posee buenos afloramientos en los acantilados marinos cercanos al campamento de Ancón.

Las areniscas son grauvacas, poseen un color gris verdoso, de textura semidura y cementada por calcitas y material argiláceo. Los buzamientos por lo general son menores a 20 grados.

La formación socorro no es una unidad rígida, es muy fracturada y esta deslizada sobre el olistostromo inferior.

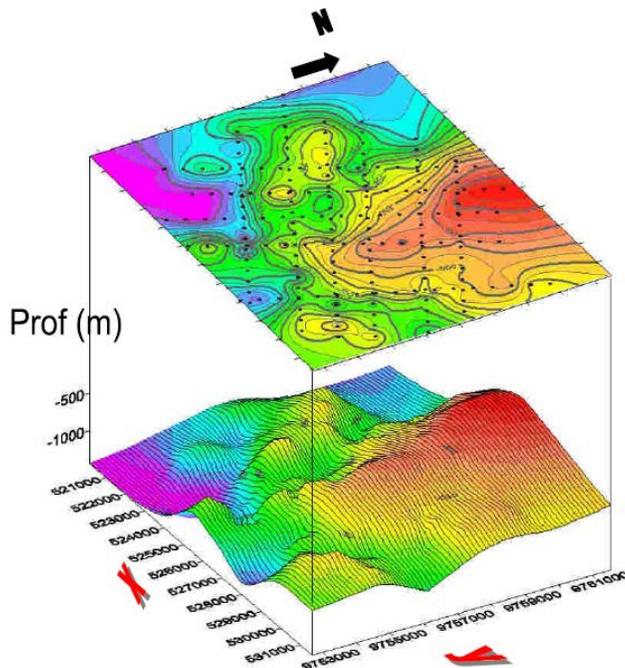


Figura 14 “Vista 3D de la Fm. Socorro”

Fuente: Interpretación Geológica – Sísmica 2D en el Área San Vicente Morrillo

2.4.5. CLAYS PEBBLES BEDS

Anteriormente fue considerado una formación, pero en la actualidad se conoce como un olistostromo. Esto ocurre principalmente en la zona de ancón, entre Azúcar Inferior – Socorro Superior.

Existen muy buenos afloramientos en los acantilados de ancón y en la quebrada socorro.

Está compuesta de arcilla de color gris verdoso, que meteoriza al color naranja. La arcilla es arenosa y por lo general sin estructura. Los guijarros de arcilla, son pulidos, redondeados o sub angulares, que se encuentran cubiertos por una

película de óxido de hierro y se separan de la matriz. Existen también olistolitos de tipo socorro que se encuentran humedecidas con aceite.

En ciertos pozos, un desarrollo de las areniscas de Clays Pebbles Beds, se ha llamado “arenisca Santo Tomas”, éste es un olistolito de tipo Atlanta, con espesor muy regular que varía entre 0 y 2500 pies.

2.4.6. SANTO TOMAS

Está definida como arenisca conglomerada, debajo de los Clays Pebbles Beds y descansando sobre las areniscas y conglomerados del Azúcar. Consiste de una lengua de areniscas y conglomerados de tipo Atlanta, que parece unirse con la Atlanta Sur y desaparece al norte.

La arenisca Santo Tomás, anteriormente se pensaba que había sido dado al número de bloques del tipo de areniscas y conglomerados de Atlanta, pero ahora se piensa que está formada por olistolitos de tipo de Adnata y que no forma parte de una unidad estratigráfica.

2.4.7. LUTITA ATLANTA

Generalmente en los pozos de ancón, existe un intervalo muy delgado de areniscas, arcillas y limos entre la base de Clays Pebbles Beds y el tope de la arenisca Atlanta. Son bloques deslizados de formaciones que descansan sobre el Azúcar.

Su espesor varía entre 0 y 2600 pies, y es muy difícil conocer donde colocar el contacto superior.

2.4.8. ATLANTA

Es el nombre dado a los olistolitos arenáceos ubicados en la península de Santa Elena, que antes fue denominada Arenisca Atlanta. La Arenisca Atlanta junto con la Lutita Atlanta antes era conocida como formación Atlanta, ahora se conoce como Olistostromo Azúcar.

Muchos nombres como Arenisca Santa Rosa, Arenisca Atlanta, Lutita Atlanta, han sido correlacionados y reemplazados por la Matriz Azúcar y los Olistolitos Atlanta, ya que no se pueden dividir en formaciones litoestratigráficas el Olistostromo ni hacer correlaciones laterales.

Su espesor puede llegar a unos 3000 metro; y desaparece bruscamente en el norte de ancón. En ciertos lugares el Olistostromo Azúcar descansa sobre el Olistostromo Wildflysch.

2.4.9. WILDFLYSCH.

Es el nombre que se define al Olistostromo que ocurre entre las rocas cretácicas y el Olistostromo Azúcar localizados en el campamento Santa Paula, que en la playa Petrópolis muestra sus afloramientos. Anteriormente era conocido como formación Santa Elena y en ciertas ocasiones como formación Seca.

Su litología matriz varia, pero en las zonas de Santa Paula y Petrópolis, se evidencia un material de flujo plástico y muchos espejos de fricción. La formación descansa siempre sobre la formación Piñón.

2.4.10. PIÑÓN.

Está compuesta por rocas tipo basalto o andesita basáltica, contiene rocas porfídicas y rocas verdes, consiste también de piroclásticos no estratificados. La base de esta formación no se encuentra, y definimos que el tope de la formación Cayo es la base, que descansa sobre la formación Piñón.

En ocasiones se ven las estructuras denominadas pillow en los basaltos, Los aglomerados ocurren en menor cantidad, así como también las argilitas, limolitas y areniscas en capas muy delgadas.

2.4.11. CAYO

La formación Cayo posee una serie de sedimentos de hasta 8000 pies y es muy resistente a la erosión. Comprende de pizarras arcillosas de coloración verdosa y solidificadas, areniscas bastas arenas tobaceas de color pardo, brechas y material volcánico fino.

2.5. DESCRIPCIÓN DE LA COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA PENÍNSULA DE SANTA ELENA.

A continuación haremos una breve descripción de la columna estratigráfica de la Península de Santa Elena. Se divide en los siguientes grupos:

- Grupo Ancón.
- Grupo Azúcar.
- Grupo Cayo.

2.5.1. GRUPO ANCÓN.

La descripción es la siguiente:

FORMACIÓN	DESCRIPCION
Tablazo Socorro Clays Pebbles Beds	Depósito aluvial Lutita gris, rica en radiolarios. Lutita con radiolarios, intercalaciones de arena fina y limolita
Marker Santo tomas	Conglomerado, fragmento de cuarzo angulosos. Arena con intercalaciones de Lutita. Conglomerado, fragmento de cuarzo Arena sucia de grano medio, con intercalaciones de Lutita, con pebbles pequeños saturados de petróleo. Lutita color gris oscuro.

Tabla 5 “Descripción del Grupo Ancón de la Columna Estratigráfica de la Península de Santa Elena”

Elaborado: Castro, K., 2015

2.5.2. GRUPO AZÚCAR.

El grupo Azúcar está conformado por la formación Atlanta, la descripción es la siguiente:

FORMACIÓN	DESCRIPCION
Lutita Atlanta	Arena de grano medio fino, dura, compactada, porosidad pobre, con lentes delgados de Lutita. Arenisca de grano fino. Lentes delgados de Lutita. Lutita arenosa de color gris, con presencia de fragmento pequeño de cuarzo.
Arenisca Atlanta	Arenisca conglomerática, deleznable, de grano medio, fracturada, con inclusiones de Lutita y rodado de cuarzo lechoso, vetas de calcita, indicios de petróleo y gas. Arenisca de grano fino con intercalaciones de Lutita y pequeños conglomerados de cuarzo. Arenisca de grano medio, fracturada con pocas intercalaciones de Lutita. Arenisca conglomerática, fracturada, de grano medio a grueso, con raro fragmento de cuarzo saturado de hidrocarburo liviano.

Tabla 6 "Descripción Estratigráfica del Grupo Azúcar"

Elaborado: Castro, K., 2015

2.5.3. GRUPO CAYO.

La descripción del grupo Cayo es la siguiente:

FORMACIÓN	DESCRIPCION
Cayo	Lutitas verdosas de bajo grado de metamorfismo. Conglomerado tipo Chert, de buena porosidad, Saturado de hidrocarburo. Lutita de color negro, rica en materia orgánica, posible roca madre Lutita de color negro, con cierto grado de metamorfismo.
Piñón	Rocas diabasas, igneas

Tabla 7 “Descripción Estratigráfica del Grupo Cayo”

Elaborado: Castro, K., 2015

2.6. ESTRUCTURAS DEL CAMPO.

En nuestro campo de estudio, se encuentran diferentes unidades lito estratigráficas que constituyen una columna con depósitos sedimentarios correspondientes a edades cretácico terciarias.

Usaremos la Formación Socorro que posee un alto potencial de yacimiento, lo cual se debe a que la formación fue depositada en la duración del estado temprano de relleno, por lo tanto obtuvo de un gran espesor a través de todo el campo. Los sedimentos del yacimiento se fueron acumulando bajo condiciones de aguas profundas, con una capacidad muy alta de acumulación de materia orgánica.

La formación Socorro, fue sujeta desde sus inicios a tectónica de cizalla por lo que experimentó un proceso de fracturamiento. En un estudio se encontró que las fracturas ocurrían en una elevada densidad.

2.7. LITOLOGÍA.

La litología es la parte de la geología que estudia a las rocas, especialmente de su tamaño de grano, del tamaño de las partículas y de sus características físicas y químicas. Incluye también su composición, su textura, tipo de transporte así como su composición mineralógica, distribución espacial y material cementante.

Entendemos por roca una masa de materia mineral coherente, consolidada y compacta. Se puede clasificar por su edad, su dureza o su génesis (ígneas, sedimentarias y metamórficas).

Cuando existen rocas masivas de un solo tipo, o con una estructura similar, la naturaleza de las rocas puede condicionar el relieve. Los tipos de relieve por causas litológicas más significativos son: el relieve cárstico, el relieve sobre rocas metamórficas y el relieve volcánico.

2.7.1. ROCAS SEDIMENTARIAS.

La corteza terrestre está constituida por rocas que, a su vez, contienen elementos menores que son los minerales. La clasificación de las rocas se efectúa, de acuerdo con su origen, en tres tipos o clases: magmáticas, metamórficas y sedimentarias. Las primeras parten de materiales fundidos en el interior de la corteza (Magmas). Dependiendo de que estos magmas se enfríen y solidifiquen en el interior o en la superficie terrestre se originarán rocas intrusivas (Plutónicas) o rocas efusivas (Volcánicas). Las metamórficas, al igual que las magmáticas, tienen su origen en el interior de la corteza por transformación y evolución de otras rocas sometidas a altas presiones y temperaturas, sin llegar a fundirse.

Las sedimentarias tienen su origen en la superficie terrestre, como consecuencia de la destrucción de las rocas de la corteza terrestre. Por la acción del clima (meteorización) se transforman los minerales de las rocas en granos sueltos, otros en arcillas y en iones en disolución. Todos estos componentes bajo la acción erosiva de algunos de los agentes geodinámicos, propiciados tanto por la climatología como las corrientes de agua o el viento, son transportados hacia las cuencas o medios de sedimentación donde tendrá lugar la acumulación que origina el sedimento. Los sedimentos o depósitos con el transcurso del tiempo darán paso a las rocas sedimentarias una vez que se hayan originado determinados procesos, como los que tienden a comprimir y endurecer los sedimentos (compactación, cementación) que se acentúan con el enterramiento del sedimento y se conocen como diagénesis

2.7.2. ESTRUCTURAS SEDIMENTARIAS.

Se dice que las rocas sedimentarias están estratificadas, esta característica se refiere a la disposición en capas de los componentes que constituyen la roca. Se denomina ESTRATO a cada capa cuyo espesor es mayor a 1 cm y LÁMINA, si es menor.

El estrato es la unidad de sedimentación, de forma generalmente tabular que fue depositada bajo condiciones físicas constantes. En tal sentido puede observarse que en una secuencia estratificada las capas presentan diferencias por ejemplo, en el tamaño de las partículas y esto es el resultado de los cambios de energía del medio de transporte. También pueden observarse cambios de la composición mineralógica, grado de compactación, cambios en el tipo de cemento, en el color, en los espesores. El estrato está limitado arriba y abajo por planos que representan cambios en las condiciones de sedimentación, y que se denominan: **TOPE y BASE**. Un estrato puede caracterizarse por:

- Su composición y textura
- Espesor
- Extensión lateral
- Masivos
- Estructuras Sedimentarias

2.7.3. ARENISCAS.

La arenisca es una roca sedimentaria con granulado grueso formado por masas consolidadas de arena. Su composición química es la misma que la de la arena; así, la roca está compuesta en esencia de cuarzo. El material cimentador que mantiene unidos los granos de arena suele estar compuesto por sílice, carbonato de calcio u óxido de hierro. El color de la roca viene determinado por el material cimentador: los óxidos de hierro generan arenisca roja o pardo rojiza, mientras que los otros producen arenisca blanca, amarillenta o grisácea. Cuando la arenisca se rompe, los granos de arena permanecen enteros, con lo que las superficies cobran un aspecto granular. Areniscas con distintas edades geológicas y con importancia comercial están distribuidas por todo el mundo. Aparte de servir como depósito natural de petróleo y gas, se usan en la construcción y en la fabricación de piedras de afilar y de moler.

2.7.4. LUTITAS.

La lutita es una roca sedimentaria compuesta por partículas del tamaño de la arcilla y del limo. Estas rocas detríticas de grano fino constituyen más de la mitad de todas las rocas sedimentarias. Las partículas de estas rocas son tan pequeñas que no pueden identificarse con facilidad sin grandes aumentos y por esta razón, resulta más difícil estudiar y analizar las lutitas que la mayoría de las otras rocas sedimentarias.

Se denominan limolitas y argilitas según si la medida de las partículas es, respectivamente, superior o inferior a $1/256$ mm; cuando no son coherentes reciben los nombres de limos y arcillas. Las lutitas que contienen alrededor del

50% de carbonato de calcio (del 35% al 65%) se denominan margas y suelen ser de colores azulados.

Las diminutas partículas de la lutita indican que se produjo un depósito como consecuencia de la sedimentación gradual de corrientes no turbulentas relativamente tranquilas. Entre esos ambientes se cuentan los lagos, las llanuras de inundación de ríos, lagunas y zonas de las cuencas oceánicas profundas. Incluso en esos ambientes "tranquilos" suele haber suficiente turbulencia como para mantener suspendidas casi indefinidamente las partículas de tamaño arcilloso.

Las lutitas difieren de areniscas y conglomerados en particular en su granulometría más fina. Debido a su tamaño de las partículas finas, el tamaño de grano de lutitas no se puede determinar por los métodos de cribado. El tamaño de partículas de las lutitas que pueden ser desglosados. También, algunas lutitas están firmemente cimentadas que no pueden ser desglosados en partículas individuales, lo que hace imposible determinar el tamaño exacto.

El tamaño de grano y la clasificación de los sedimentos fangosos y rocas sedimentarias son muy variables. Datos de Picard (1971) sugieren que los modernos lodos contienen en promedio alrededor del 45 por ciento de limo, el 40 por ciento de arcilla, y el 15 por ciento de arena. El tamaño de grano es uno de los principales parámetros utilizados en la clasificación de estas rocas.

La Fisilidad se define como la propiedad que poseen algunas rocas de dividirse fácilmente en capas finas a lo largo de poco espaciados, más o menos planas, y aproximadamente paralelas a las superficies (Bates y Jackson, 1980).

CAPÍTULO 3
“DESCRIPCIÓN DEL
CÓDIGO DECISION SPACE[®]
GEOSCIENCE”

CAPÍTULO 3

3. DESCRIPCIÓN DEL CÓDIGO DECISION SPACE[®] GEOSCIENCE.

3.1. INTRODUCCIÓN.

Para facilitar los cálculos matemáticos se utilizan software o códigos de modelamiento para expresar de mejor manera los resultados por medio de la generación de mapas estructurales, para una óptima interpretación, mediante la aplicación de las herramientas que permitirá caracterizar las formaciones productoras de hidrocarburos.

El código debe componer las técnicas y los algoritmos matemáticos para presentarlos de manera que podamos realizar el análisis de los modelos en el estudio del yacimiento.

Para el diseño de este proyecto se utilizará la velocidad y las herramientas que nos brinda el código Decision Space[®] Geoscience, ya que debido a su reconocible interfaz facilitará la interpretación de las zonas productoras y brindará una mejor fluidez de trabajo de acuerdo a las exigencias prestadas en el diseño.

En este capítulo, presentaremos las características que brinda el código Decision Space[®] Geoscience, y las ventajas que ofrece para realizar un modelo estructural.

Empezaremos con una definición breve de software y continuaremos con la descripción de las herramientas que posee dicho código para la caracterización de yacimientos.

3.2. CÓDIGO DECISION SPACE® GEOSCIENCE.

El código Decision Space® Geoscience es un software que ofrece al usuario un sin número de herramientas que accede integrar toda la información obtenida de los yacimientos, usando módulos diseñados especialmente para la modelación del yacimiento y sus diferentes etapas.

Para desarrollar el modelo numérico estructural, se necesita que el código utilizado brinde todas las facilidades para el respectivo análisis de la información obtenidas de diferentes fuentes, por lo cual Decision Space® Geoscience, brinda la oportunidad de manejar todo tipo de información geofísica, petrofísica, etc.

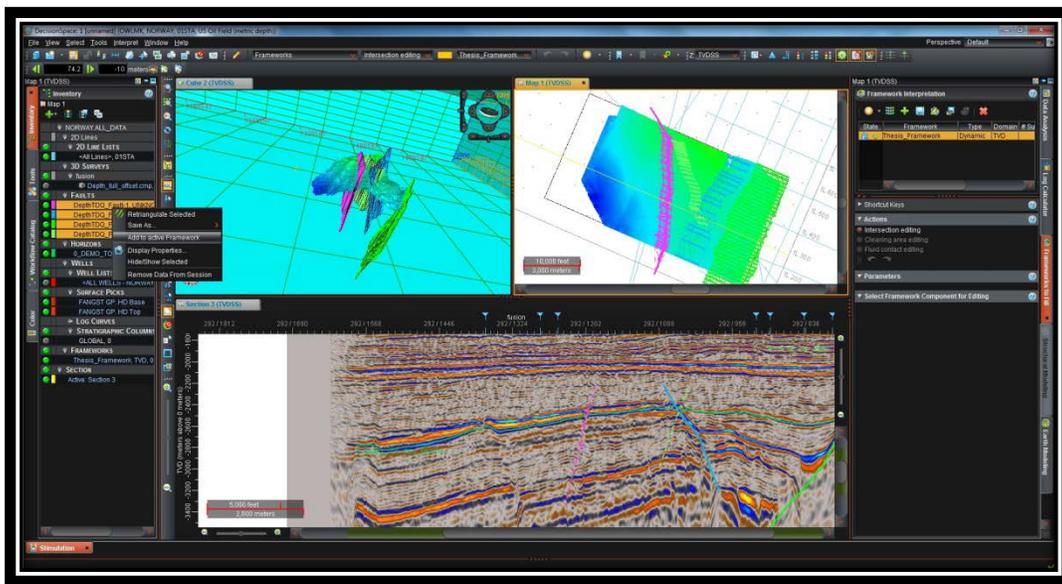


Figura 15 "Ventana Tres Vistas Decision Space® Geoscience"

Fuente: Decision Space® Geoscience

Laboratorio de Simulación de Yacimientos UPSE

3.3. OPENWORKS®.

El software Openworks®, trabaja como una plataforma de base de datos, en la cual podemos cargar la información obtenida del diseño como, registros eléctricos, fallas estructurales, mapas topográficos, encabezados de pozos, etc.

De igual manera crear, modificar, y manipular los proyectos, que al trabajar de la mano con Decision Space® Geoscience, podemos integrar toda la información cargada en el inicio del proyecto desde la base de datos a las sesiones individuales.



Figura 16 “Ícono OpenWorks®”

Fuente: Decision Space® Geoscience

3.4. CARGAR DATOS.

La información obtenida la podemos cargar de dos maneras para el diseño de nuestro modelo, se puede cargar directamente al código Decision Space® Geoscience, o a su vez importarla desde Openworks®.

La información tal como registros eléctricos, encabezados de pozos y litotipos, se los carga a la base de datos utilizando la carga de datos que Openworks® ofrece para esto.

Se necesita realizar un formato de acuerdo a los archivos planos que se deseen cargar para que el software entienda dichos archivos, estos formatos se los crea conforme al tipo de información que se vaya a agregar, por ejemplo al realizar la carga de los wells headers, se utilizará una herramienta llamada ASCII Loader, donde podemos establecer formatos específicos para que sean reconocidos por el software, como es el caso del nombre genérico de los pozos, y las coordenadas “x”, “y”, “z” que corresponde a la profundidad (TVD).

Para poder cargar los mapas estructurales, utilizamos la herramienta **DATA IMPORT/EXPORT**, con la cual podemos cargar las superficies para después poder mapearlas e introducir luego los horizontes y las fallas como también información adicional del campo.



Figura 17 “OpenWorks Launcher”

Fuente: Decision Space® Geoscience
Laboratorio de Simulación de Yacimientos UPSE

Creada la base de datos podemos fácilmente comenzar a trabajar desde el código Decision Space® Geoscience, y poder manipularlo desde cualquiera de los módulos que ofrece dicho software.



Figura 18 “Project Administration”

Fuente: Decision Space® Geoscience
Laboratorio de Simulación de Yacimientos UPSE

3.5. MÓDULOS DEL DECISION SPACE® GEOSCIENCE.

Los módulos son los que permiten un acceso mucho más veloz a las diferentes herramientas. Este panel de módulos se desarrolla cada vez que se inicia sesión, el cual permite elegirlos cuando se empieza a trabajar.

Los módulos que presente el código Decision Space® Geoscience, son los siguientes:

- Decision Space® Geology.
- Decision Space® Petrophysics.
- Decision Space® GIS.
- Decision Space® Simulation.
- Decision Space® Earth Modeling.
- Decision Space® Well Planing.

Para poder entender mejor cada una de las tareas, describiremos algunos paneles de tareas que ofrece Decision Space® Geology.

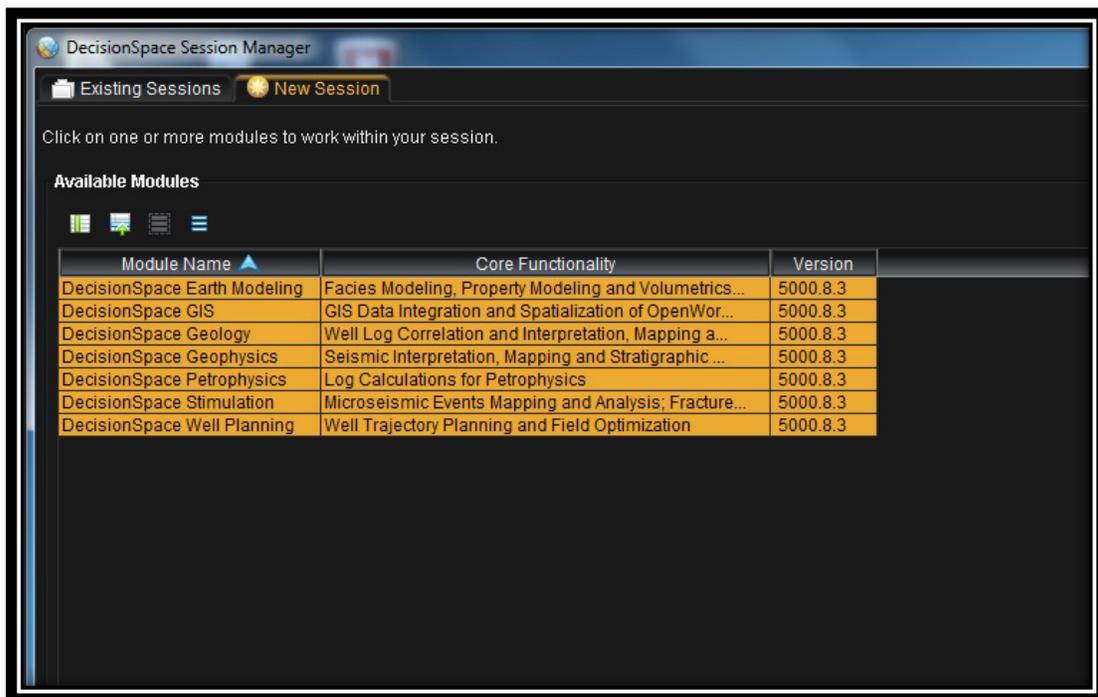


Figura 19 “Decision Space Session Manager”

Fuente: Decision Space® Geoscience
Laboratorio de Simulación de Yacimientos UPSE

3.6. DECISION SPACE® GEOLOGY.

Este módulo, es una innovación para la interpretación geológica y del sistema de mapeo tanto en operaciones “onshore” como en “offshore”.

Sus aplicaciones son las siguientes:

- Aprovechar la topología avanzada.
- Reinventar los flujos de trabajo tradicionales.
- Construir modelos geológicos y geofísicos.
- Ingresar datos en el modelo con las facies y propiedades del yacimiento.

Para realizar nuestro modelo, es necesario describir algunas herramientas que nos ofrece nuestro software. Las herramientas son las siguientes:

- Lithology Interpretation.
- Log Calculator.

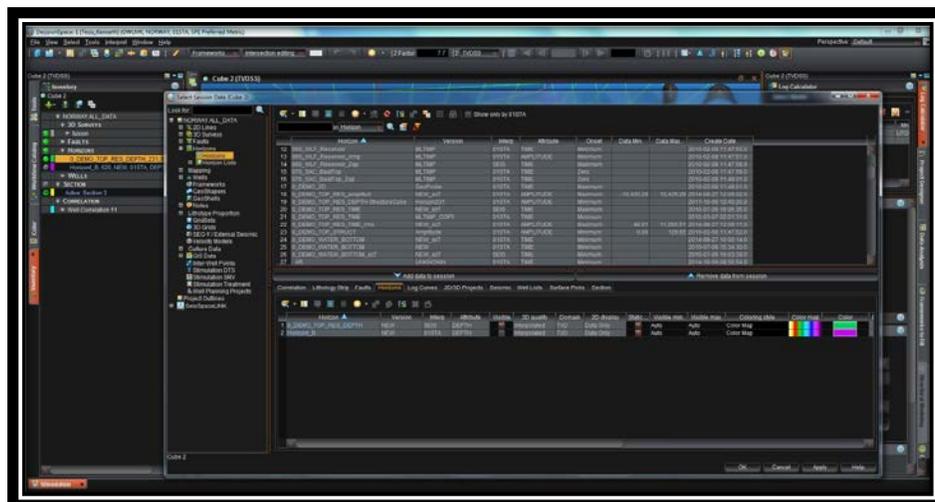


Figura 20 “Select Section Data”

Fuente: Decision Space® Geoscience

Laboratorio de Simulación de Yacimientos UPSE

3.6.1. LITHOLOGY INTERPRETATION.

Esta herramienta fue diseñada para crear y reproducir con mayor facilidad la litología para así la interpretación sea más sencilla.

Podemos utilizar las denominadas paletas litológicas (Lithology Palettes), permitiendo al usuario tener múltiples paletas enfocadas en los carbonatos. Para correlacionar podemos usar las curvas de registros GR y RT en TVD.

Podemos usar las denominadas paletas, para representar gráficamente el tipo de litología que se encuentra en la formación, Decision Space® Geoscience, no permite realizar esto sin ningún problema, facilitando la lectura de las zonas.

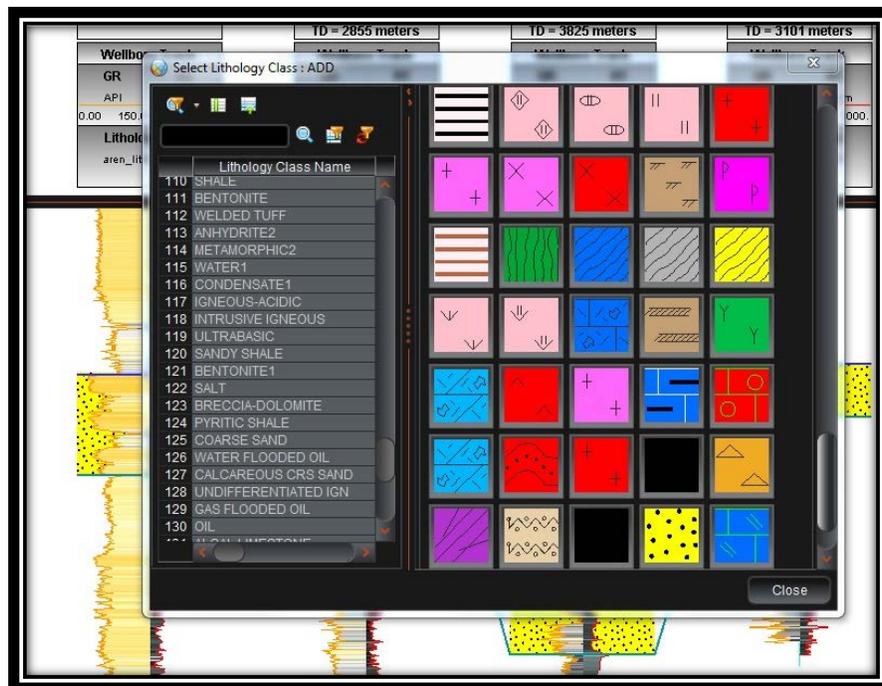


Figura 21 “Select Lithology Class”

Fuente: Decision Space® Geoscience
Laboratorio de Simulación de Yacimientos UPSE

3.6.2. LOG CALCULATOR.

La herramienta “Log Calculator”, crea litología, facies y curvas de pago basadas en la información del registro. Se utiliza esta herramienta para hacer cálculos más específicos en las curvas de registros específicas usando las ecuaciones estándares de la industria tales como porosidad, permeabilidad, saturación de agua, volumen de arcilla y zona de pago.

Las curvas de registros y las propiedades del mapeo son calculadas automáticamente actualizando cada tiempo y actualizada cada vez que se cambien estas propiedades.

La herramienta Log Calculator genera dos tipos de modelos petrofísicos:

- Lithcurve (Curva litológica), genera una curva de salida única y es usada para el cálculo de la litología, zonas de pago o facies desde las curvas de registros. Este modelo está escrito en archivo .pml.
- LogCalc (Curva de registro), puede generar múltiples curvas de registros de salida y también está escrito en archivo .pml.

Esta herramienta proporciona varios sistemas de modelamientos que se pueden importar en un proyecto. Estos modelos incluyen un modelo dual de agua y varios modelos usando la Ecuación de Archie.

Estos modelos pueden ser editados también por (Environmental Correction), que están disponibles por Halliburton.

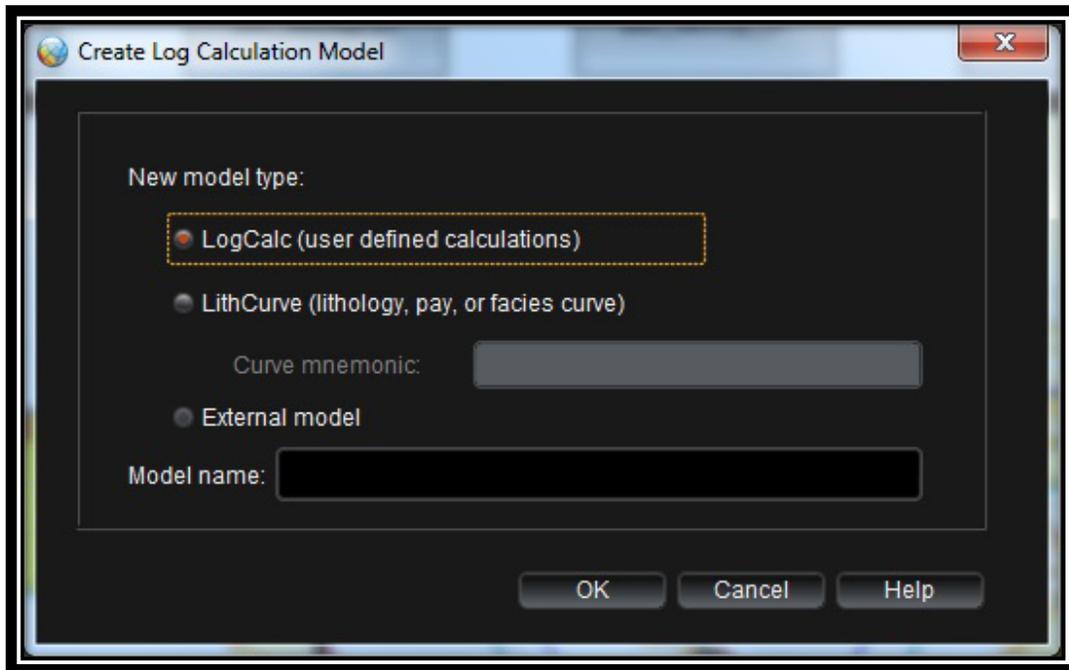


Figura 22 “Create Log Calculation Model”

Fuente: Decision Space® Geoscience
Laboratorio de Simulación de Yacimientos UPSE

3.6.3. EDITANDO LA CURVA DE REGISTRO.

A herramienta de Editar curva de registro (Log Curve Editing), nos permite editar una curva de registro existente para arreglar los valores erróneos a lo largo de la curva en el pozo.

El panel de tareas de esta herramienta está dividido en dos paneles.

- Valores de curvas de Registros (Log Curve Data Values).
- Acciones (Action).

El primer panel visualiza los valores de la curva para cada segmento de la curva de registro a lo largo del pozo.

3.7. DECISION SPACE[®] EARTH MODELING.

El módulo Earth Modeling es el encargado de realizar el modelamiento necesario para la realización de nuestro diseño, porque nos brinda las facilidades necesarias para la interpretación de datos y ofrece un conjunto de herramientas para modelar litofacies, propiedades petrofísicas, dentro de un marco estructural.

Los paneles de tareas específicas que vamos a utilizar en este diseño se muestran a continuación:

- Data Operations
- Facies Trend Modeling
- Facies Modeling and Simulation
- Petrophysical Property Modeling

CAPÍTULO 4

“DISEÑO DEL MODELO NUMÉRICO ESTRUCTURAL”

CAPÍTULO 4

4. DISEÑO DEL MODELO NUMÉRICO ESTRUCTURAL.

4.1. INTRODUCCIÓN.

El objetivo de este proyecto es que el diseño de nuestro modelo estructural, sea lo más didáctico posible, y que pueda ser aplicado en cualquier campo de estudio dentro del área de exploración y explotación de la industria petrolera. Por lo tanto cumpliendo con lo antes mencionado hemos diseñado un campo con datos sintéticos para el desarrollo del proyecto que presentaremos en este capítulo.

A continuación describiremos la elaboración de nuestro proyecto de simulación de yacimientos creando un modelo estructural. Iniciaremos dicha descripción con el análisis de la información, la cual contiene los datos que serán necesarios para el desarrollo de nuestro diseño.

La información recopilada para este tipo de proyectos debe de pasar una estricta revisión antes de emplearse para determinar la calidad de la misma, ya que si esta información posee una baja calidad, los resultados obtenidos no serán los esperados y no reflejaran la realidad de nuestro campo petrolero de estudio.

El campo de nuestro diseño estará ubicado en la República del Ecuador, en la provincia de Santa Elena, el levantamiento, donde estará nuestra área de estudio, constituiría la parte emergida del prisma acrecionado, mientras que el área costa fuera pertenece al mismo ambiente tectónico encontrándose en una posición más externa y sometido a una mayor deformación.

Dentro de la península de Santa Elena, donde está situada nuestra zona de estudio, reconocemos tres unidades morfo tectónicas:

- Cordillera Chongón Colonche.
- Levantamiento Santa Elena.
- Cuenca Progreso.

Iniciaremos con la información topográfica que fue entregada por el Instituto Geográfico Militar (IGM), localizado en la ciudad de Quito, la cual fueron cuatro mapas topográficos en físico de las zonas correspondidas de Salinas, San Pablo, Zapotal y Colonche, a una escala de 1:50000 cada una.

4.2. DIGITALIZACIÓN DE MAPAS TOPOGRÁFICOS DEL ÁREA DE ESTUDIO.

Para este proceso utilizamos el software ARCGIS, el cual posee un modelo de datos geográficos de muy alto nivel. Para entender el proceso utilizados describiremos de forma rápida algunos elementos que componen nuestra herramienta ARCGIS, los cuales son:

- ArcMap.
- ArcCatalog.

Nuestra primera aplicación posee una entrada de datos, búsqueda y estadística geográfica muy útil para nuestro proceso de digitalización. Para este proceso el primer paso que debemos realizar es el escaneo de nuestros mapas a un formato de imagen JPEG.

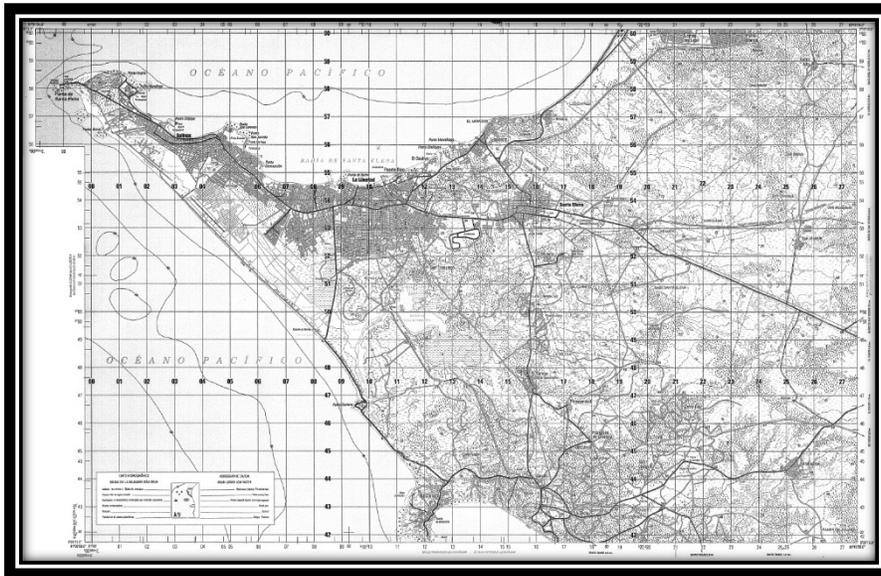


Figura 23 “Mapa Topográfico del Sector Salinas”

Fuente: Instituto Geográfico Militar, Quito.

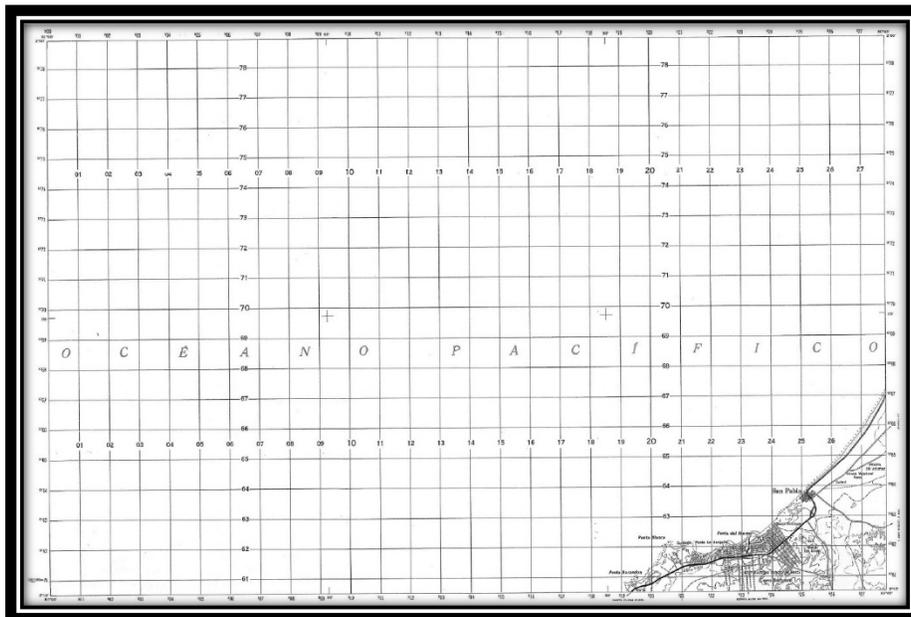


Figura 24 “Mapa Topográfico del Sector San Pablo”

Fuente: Instituto Geográfico Militar, Quito.

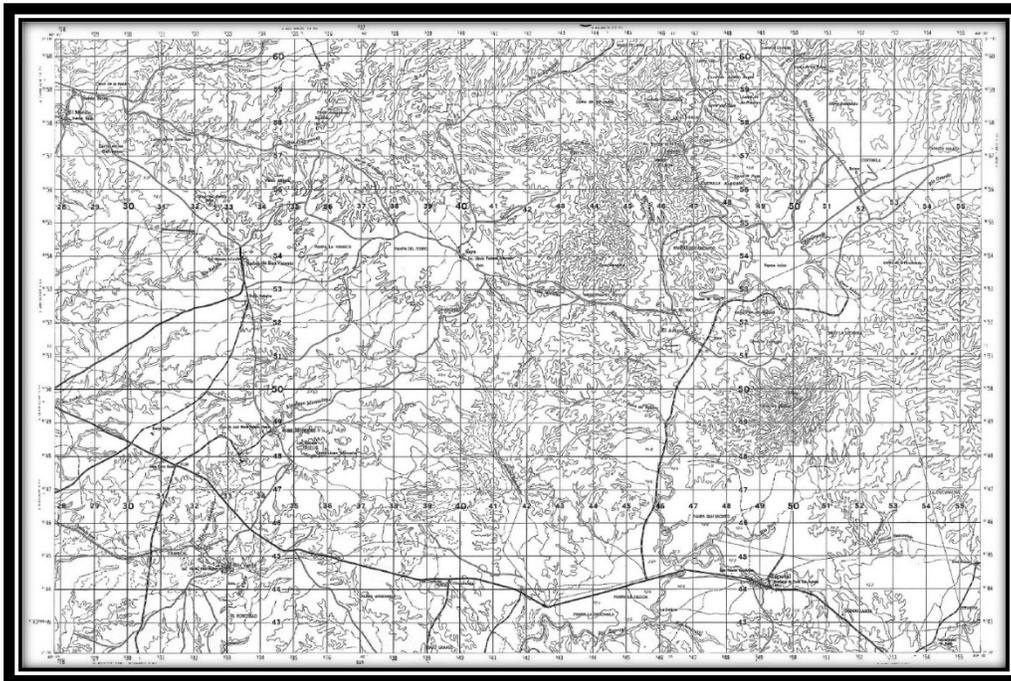


Figura 25 “Mapa Topográfico del Sector Zapotal”

Fuente: Instituto Geográfico Militar, Quito.

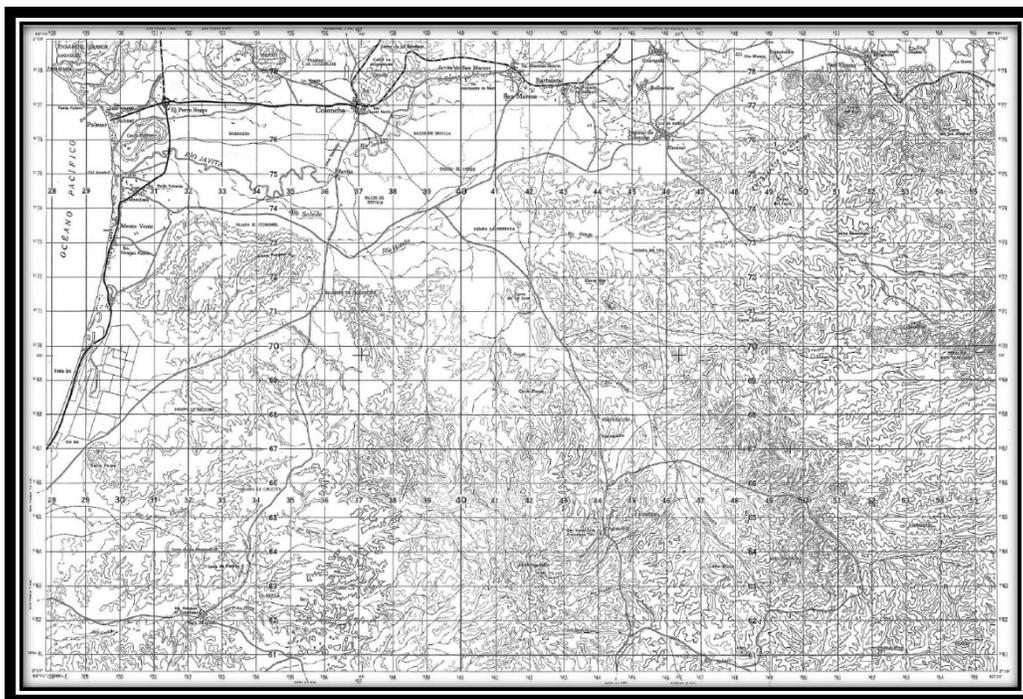


Figura 26 “Mapa Topográfico del Sector Colonche”

Fuente: Instituto Geográfico Militar, Quito.

Luego de convertir nuestros mapas en formato de imagen JPEG, procedemos a ingresarlos a nuestro software ARCGIS, usando nuestro modelo ARCMAP para empezar nuestra digitalización de nuestra zona de interés. Por lo tanto procedemos a delimitar nuestra área de estudio.

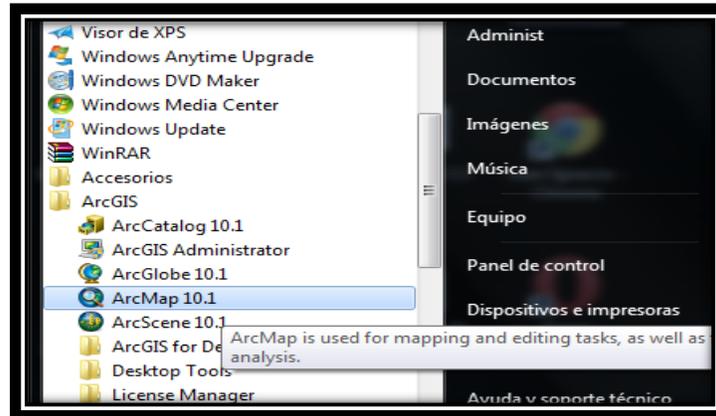


Figura 27 “Ingreso al Software ArcGis”

Fuente: Software ArcGis

Elaborado: Castro, K., 2015

Añadimos nuestros mapas al programa y geo referenciamos nuestra imagen con nuestro sistema de coordenadas real, fijándonos que se respete cada una de las coordenadas UTM, que nos muestran los mapas topográficos seleccionados.

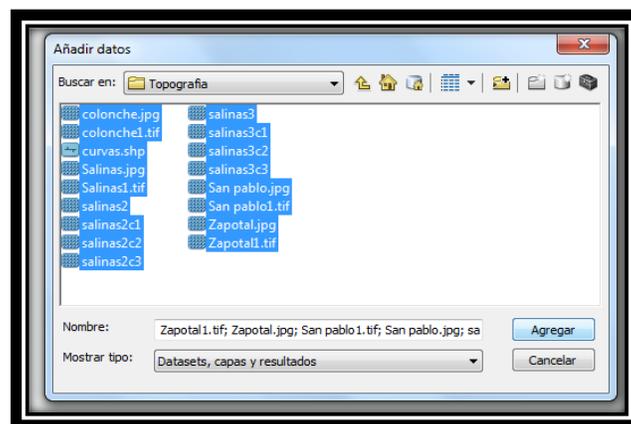


Figura 28 "Selección de imágenes de Mapas Topográficos”

Fuente: Software ArcGis

Elaborado: Castro, K., 2015

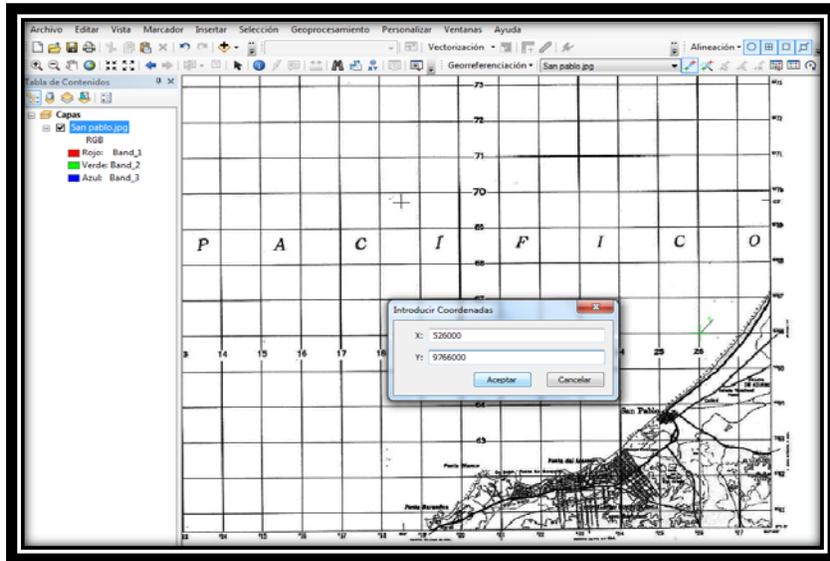


Figura 29 “Sistema de Coordenadas correspondiente al Mapa Topográfico Seleccionado”

Fuente: Software ArcGis

Elaborado: Castro, K., 2015

Una vez concluido de geo referenciar nuestra topografía procedemos a seleccionar nuestra área de estudio para el diseño del modelo estructural y procedemos a digitalizar línea a línea nuestra zona de interés.

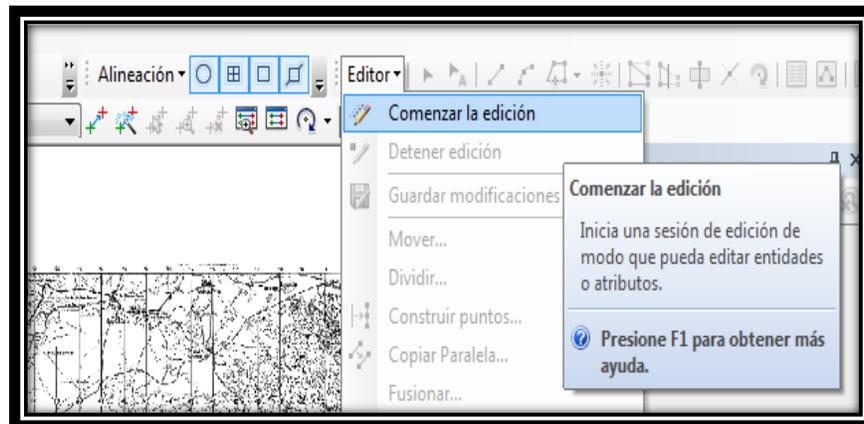


Figura 30 “Comenzar edición para Digitalizar Topografía”

Fuente: Software ArcGis

Elaborado: Castro, K., 2015

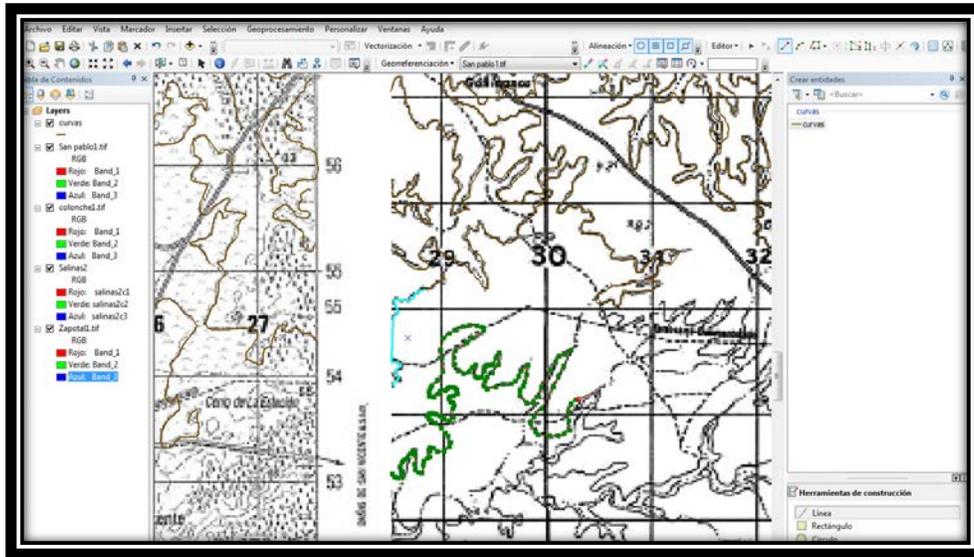


Figura 31 “Digitalización de la Topografía”

Fuente: Software ArcGis

Elaborado: Castro, K., 2015

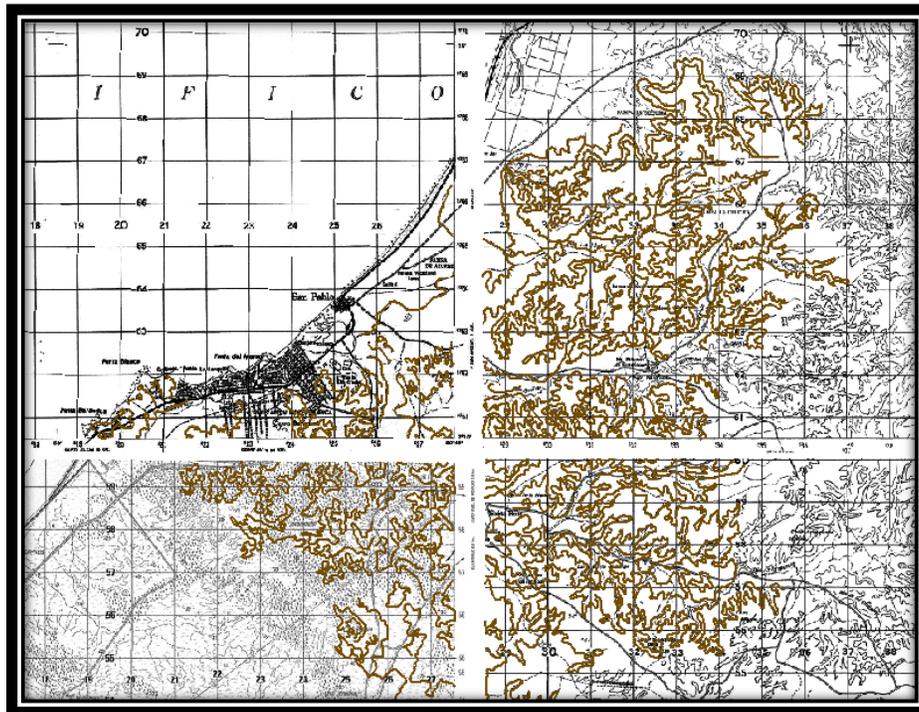


Figura 32 “Digitalización Completa”

Fuente: Software ArcGis

Elaborado: Castro, K., 2015

4.3. SELECCIÓN DE DATOS.

Como mencionamos anteriormente, para tener una buena calidad en nuestro proyecto es conveniente que los datos a ingresar sean de buena calidad. Por lo tanto la data que usaremos para nuestro diseño es la siguiente:

- Área de estudio.
- Selección de Pozos.
- Registros Eléctricos.

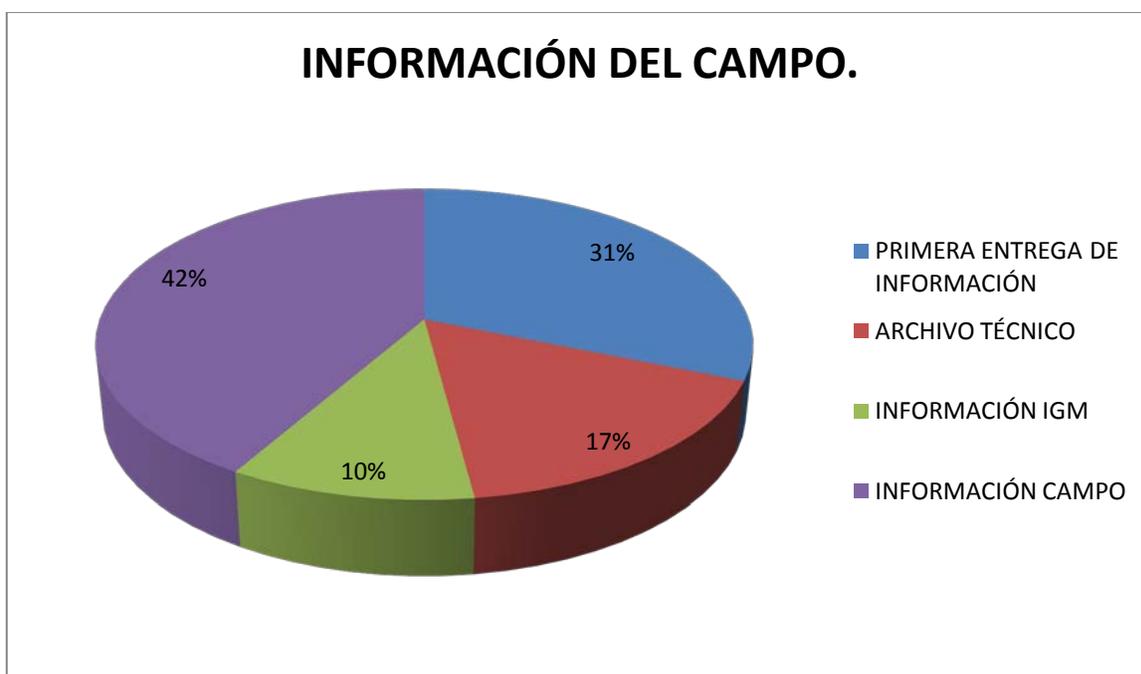


Figura 33 "Información del Campo"

Elaborado: Castro, K., 2015

Con toda la información obtenida de diversas fuentes, procedemos a ingresar a nuestro software las coordenadas de nuestra área de estudio, la cual la obtuvimos digitalizando mapas topográficos, en la Figura 34 muestra una parte de nuestro

campo en general, el cual posteriormente se realizarán un corte donde estén situados los pozos con los cuales trabajaremos más adelante.

	A	B	C	D	E
130	129	527501.33	9764508.03	10.12	
131	130	527751.33	9764508.03	10.12	
132	131	528001.33	9764508.03	10.12	
133	132	528251.33	9764508.03	10.11	
134	133	528501.33	9764508.03	10.12	
135	134	528751.33	9764508.03	10.25	
136	135	529001.33	9764508.03	10.32	
137	136	529251.33	9764508.03	10.24	
138	137	529501.33	9764508.03	10.31	
139	138	529751.33	9764508.03	10.13	
140	139	530001.33	9764508.03	10.15	
141	140	530251.33	9764508.03	10.32	
142	141	530501.33	9764508.03	10.25	
143	142	530751.33	9764508.03	10.36	
144	143	531001.33	9764508.03	10.73	
145	144	531251.33	9764508.03	10.23	
146	145	531501.33	9764508.03	10.13	
147	146	531751.33	9764508.03	10.43	
148	147	532001.33	9764508.03	10.13	
149	148	532251.33	9764508.03	10.15	
150	149	532501.33	9764508.03	10.32	
151	150	532751.33	9764508.03	10.25	

Figura 34 “Coordenadas X, Y, Z de nuestro campo”

Elaborado: Castro, K., 2015

4.4. SELECCIÓN DE POZOS.

El siguiente paso para realizar nuestro modelo de reservorios es seleccionar de manera adecuada, los pozos aptos para nuestro trabajo, es decir, que estén dentro de nuestra área de interés, que posean los registros con los cuales haremos el modelamiento, que no se encuentren afectados por alguna falla. Los pozos mejor seleccionados.

Como nuestro campo es sintético, hemos denominado a nuestros pozos UPSE y el número de pozo, a continuación enlistaremos los 19 pozos con los cuales haremos nuestro modelo.

Estos 19 pozos, constan con todos los parámetros necesarios para poder realizar una correlación e identificar de manera inmediata los topes y bases de nuestras

formaciones. Además de tener los registros adecuados como el RT y GR, para un estudio de litología que explicaremos más adelante.

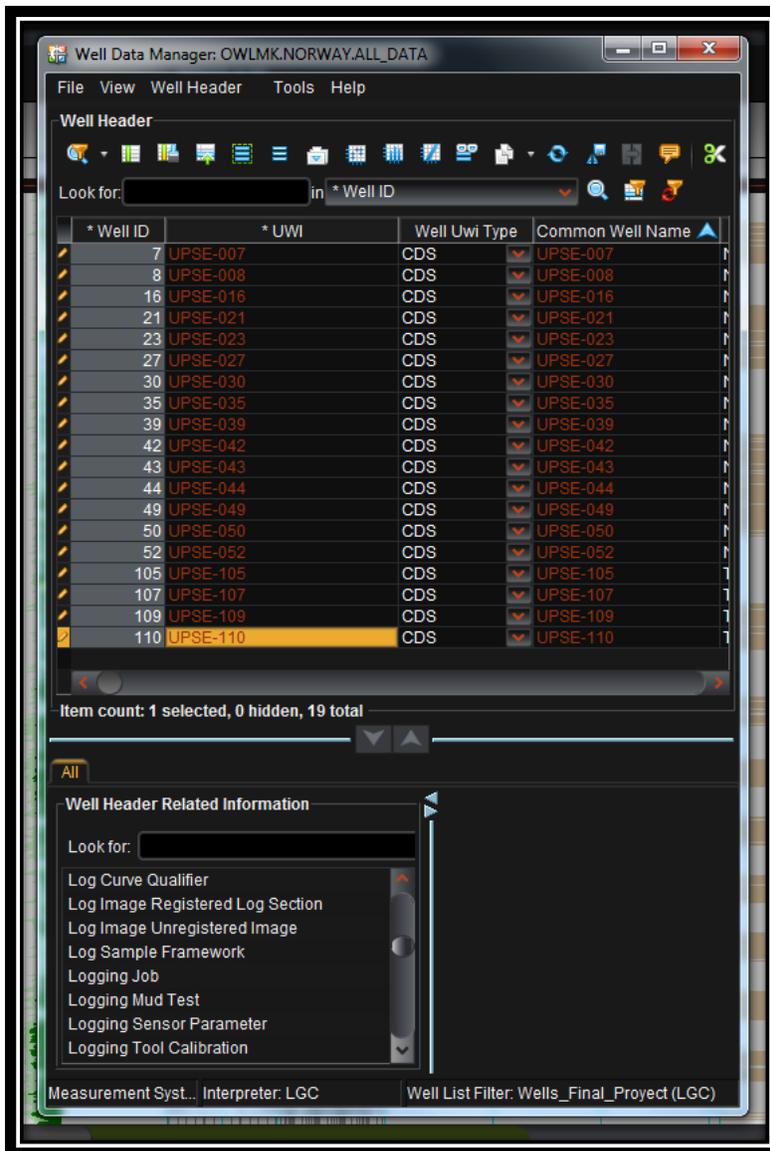


Figura 35 "Selección de Pozos"

Fuente: Software Decision Space® Geoscience

Elaborado: Castro, K., 2015

4.5. SELECCIÓN DE REGISTROS.

Los registros eléctricos son de mucha importancia para la caracterización de zonas productoras, por lo tanto, así como seleccionamos nuestros pozos, debemos seleccionar los registros necesarios para una correlación adecuada.

Como ya explicamos en el Capítulo 1, la función que cumple cada uno de los registros a continuación seleccionaremos los siguientes:

Correlación	GAMMA RAY	GR
Porosidad	POROSITY	DT, NPHI, RHOB
Perforación	DRILLING	PERF
Permeabilidad	PERMEABILITY	MD,LOG
Saturaciones	SATURATION	SW
Volumen de Arcilla	VSHALE	VSH

Tabla 8 "Selección de Registros Eléctricos"

Elaborado: Castro, K., 2015

Cada registro se puede modificar sus propiedades para una mejor interpretación que depende mucho del personal que hace la simulación, esto depende únicamente del intérprete como quiere posicionar los "tracks" donde van colocados los registros, si desea ponerlos completos o ubicarlos tanto a la derecha como a la izquierda, seleccionar el color que más le parezca para identificarlos mejor, si son líneas punteadas, solidas, etc.

Lithology	Correlation	Porosity_Logs	Depth	Drilling	Porosity	Permeability	Saturation	Vsh
	GR API	RHOB g/cm3		PEF %elec	DT us/m		SW w/w decimal	VSH w/w decimal
	0.00 150.00	2.00 3.00		0.00 10.00	140.00 40.00		1.00 0.00	0.00 1.00
		NPHI w/w decimal						
		0.45 0.15						

Figura 36 "Tracks Well Layout"

Fuente: Software Decision Space® Geoscience

Elaborado: Castro, K., 2015

4.6. DISTRIBUCION DE POZOS.

En la Figura 37 mostramos la distribución de los pozos nuestro campo simulado, con sus respectivos topes y bases de la formación modelada, los cuales podemos diferenciar por sus respectivos colores, como tenemos en la imagen, para el tope de nuestra arena denominada "SOCORRO" seleccionamos el color verde para el tope y la base de color azul; además los mapas estructurales muestran una visualización de cada pozo para verificar si los topes y bases no presentan algunas variaciones. En este caso no hubo ese tipo de problemas lo cual si se hubiere presentado el caso, se habría hecho un análisis con los registros eléctricos y de facies.

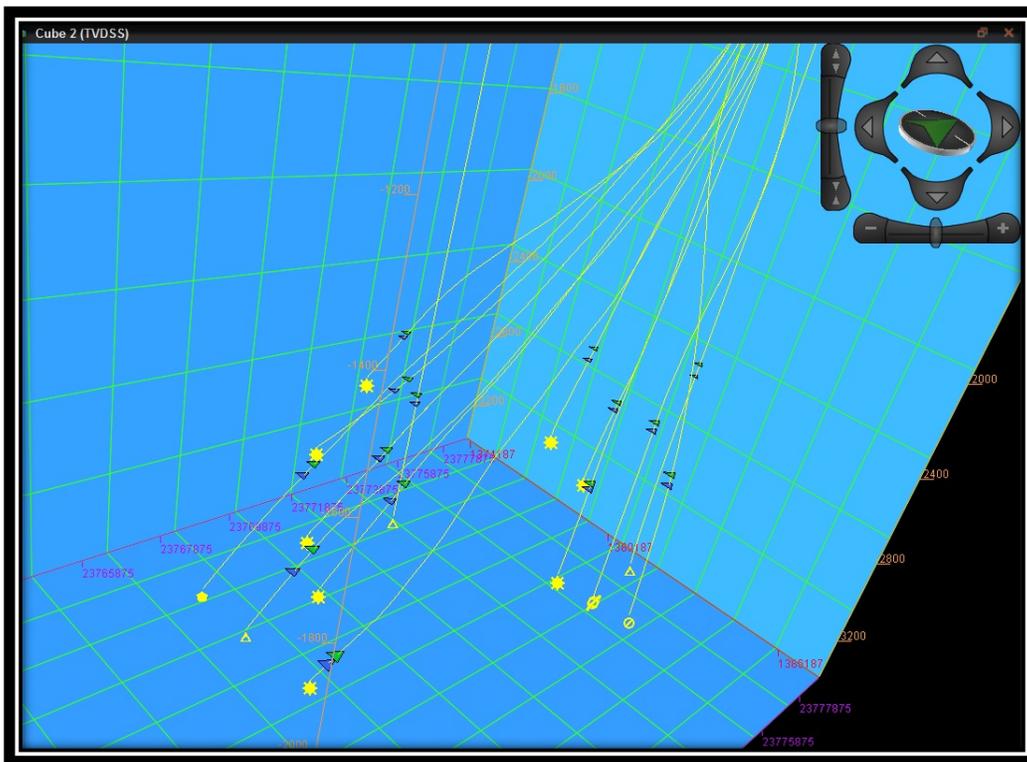


Figura 37 "Tope y Base de la Formación"

Fuente: Software Decision Space® Geoscience

Elaborado: Castro, K., 2015

4.7. CALCULO LITOLÓGICO.

Decision Space® Geoscience, como lo mencionamos en el capítulo anterior, posee una herramienta muy útil llamada Log Calculator, que nos ayuda de manera más rápida a realizar por medio de algoritmos matemáticos los cálculos que necesitamos para hacer nuestra columna litológica y poder definir la litología en este caso entre arenisca (sandstone) y lutita (shale), en nuestra formación.



Figura 39 "Curve & Parameter Values"

Fuente: Software Decision Space® Geoscience

Elaborado: Castro, K., 2015



Figura 38 "Calculations Running"

Fuente: Software Decision Space® Geoscience

Elaborado: Castro, K., 2015

En nuestra calculadora introducimos los parámetros de nuestros registros de GR y RT para que el software determine las zonas de arenisca y lutita presentes en nuestra formación. El valor usado en el registro Gamma Ray es menor igual a 70.

4.8. PROPIEDADES DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS.

Para una mejor interpretación y poder identificar las zonas donde podemos encontrar hidrocarburos es modificar las propiedades de los registros eléctricos, en nuestro modelo es conveniente modificar los registros de Gamma Ray, RHOB, NPHI, para identificar nuestras zonas de interés.

El Gamma Ray, estará ubicado en el Track de "Correlation", con una orientación completa o full, del tipo lineal, los colores que tendrá es del tipo geológico, los cuales son verde y amarillo.

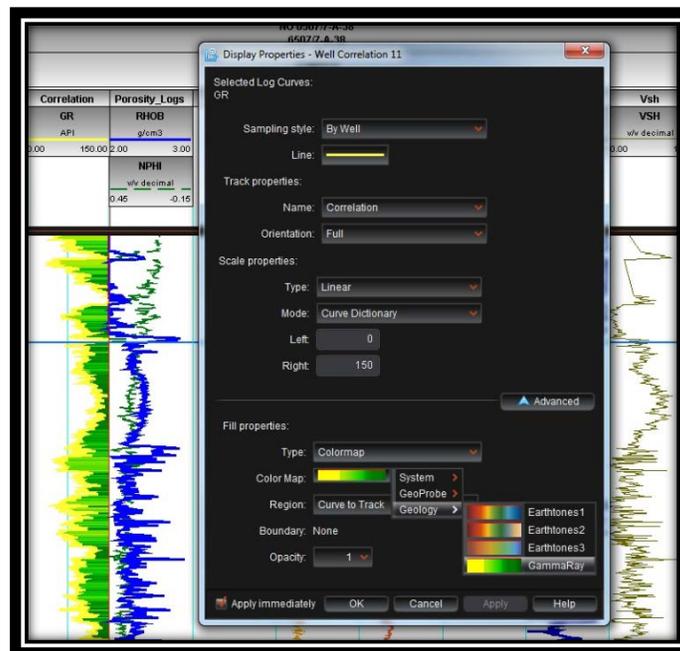


Figura 40 "Display Properties - Gamma Ray"

Fuente: Software Decision Space® Geoscience

Elaborado: Castro, K., 2015

Los registros de Porosidad RHOB y NPHI, estarán en el track Porosity Logs, ambos registros con una orientación completa, del tipo lineal. EL RHOB tendrá una propiedad especial del tipo solido entre la curva del NPHI cuyo color es naranja la cual significa que hay presencia de petróleo en la formación.



Figura 42 "Display Properties - Curve to Curve NPHI"

Fuente: Software Decision Space® Geoscience

Elaborado: Castro, K., 2015

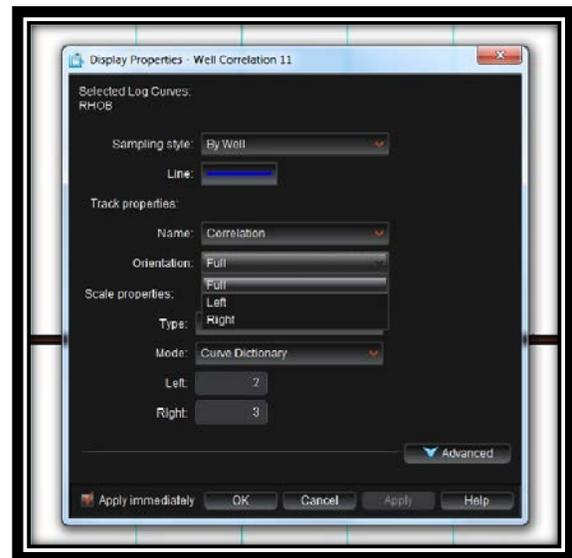


Figura 41 "Display Properties - RHOB"

Fuente: Software Decision Space® Geoscience

Elaborado: Castro, K., 2015

4.9. CORRELACIÓN DE POZOS.

Con las herramientas que nos facilita el código Decision Space® Geoscience, podemos correlacionar nuestros 19 pozos, abriendo una nueva ventana, mediante la cual podemos observar los registros seleccionados y hacer un control de calidad de cada uno de ellos.

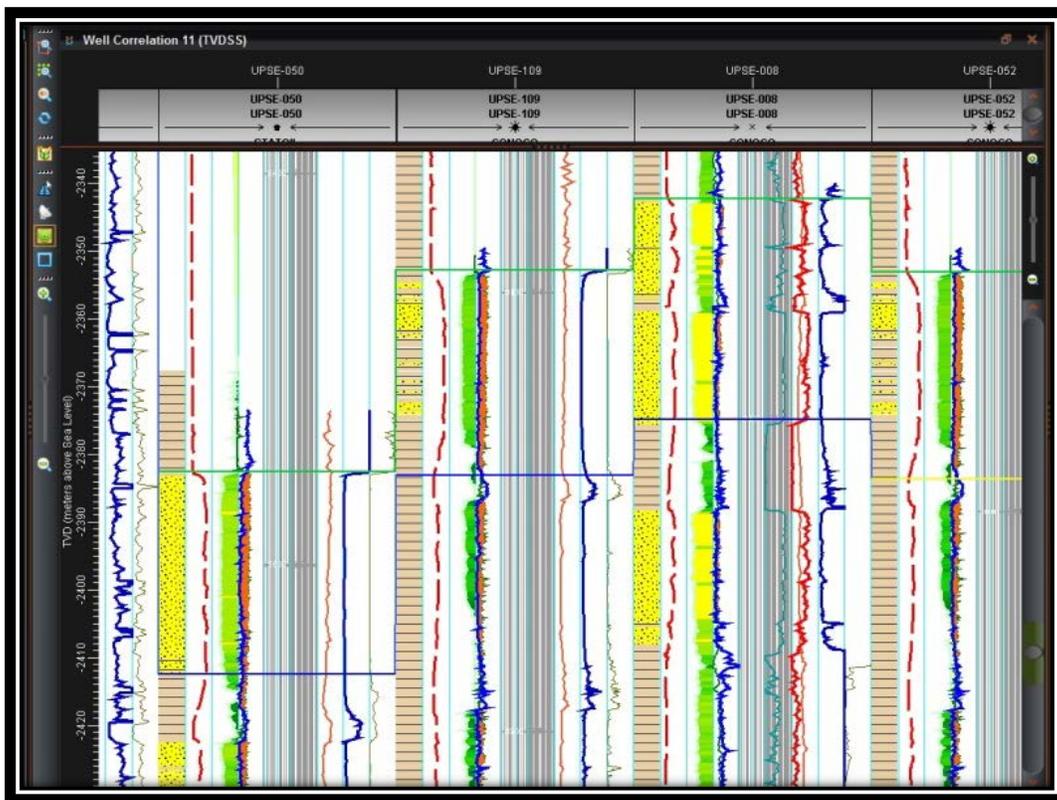


Figura 43 “Correlación de los Pozos para determinar la Arena Productora”

Fuente: Software Decision Space® Geoscience

Elaborado: Castro, K., 2015

En la Figura 43 muestra la correlación de los pozos UPSE – 050; UPSE – 109; UPSE – 008; UPSE - 052 en el cual podemos interpretar que en la formación Socorro hay presencia de arenisca y que en algunos pozos como el UPSE - 052 posee petróleo pero su litología es de lutita, que es una arena de baja calidad.

4.10. MODELO ESTRUCTURAL.

Constituida nuestra zona de interés, los pozos y registros seleccionados y hecho un control de calidad en la arena a modelar, procedemos a modelar nuestra estructura, vamos a la opción de Grid and Contour, y seleccionamos nuestra formación SOCORRO con sus respectivos topes y bases. Para esto debemos elegir nuestro polígono cargado en domino de profundidad “TVDSS” y seleccionar el tipo geológico en superficie.

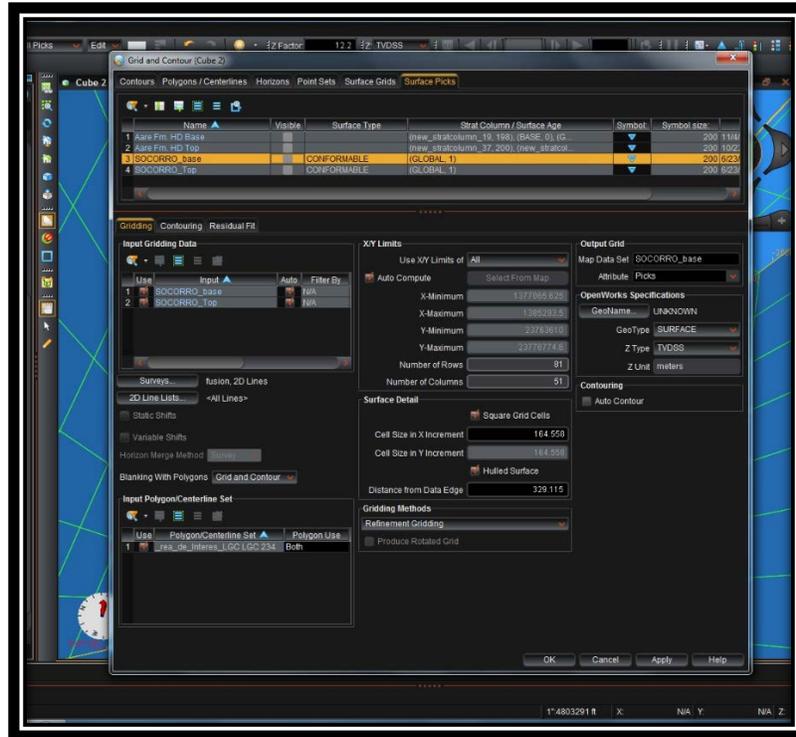


Figura 44 "Grid and Contour - Surfaces Picks - Socorro"

Fuente: Software Decision Space® Geoscience

Elaborado: Castro, K., 2015

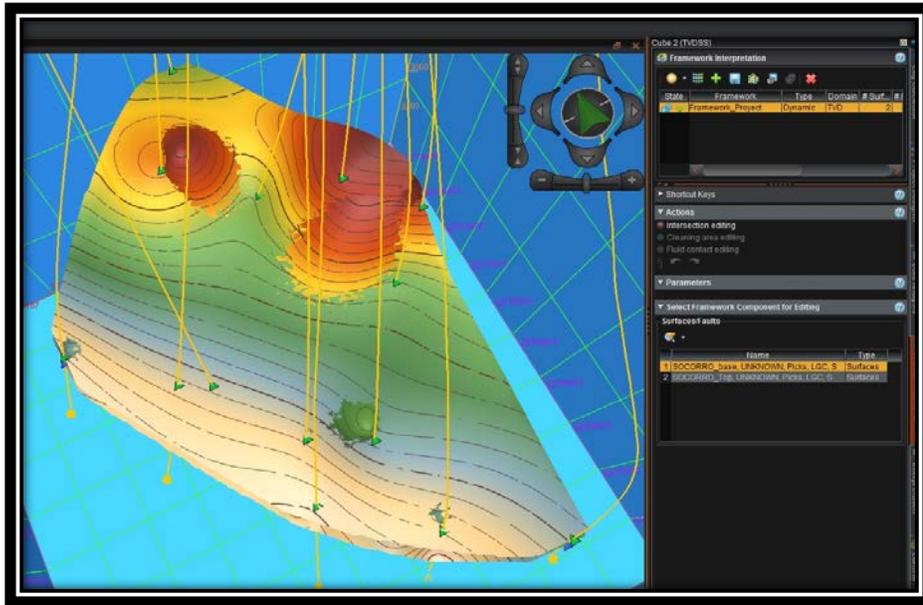


Figura 46 "Framework_Proyect"

Fuente: Software Decision Space® Geoscience

Elaborado: Castro, K., 2015

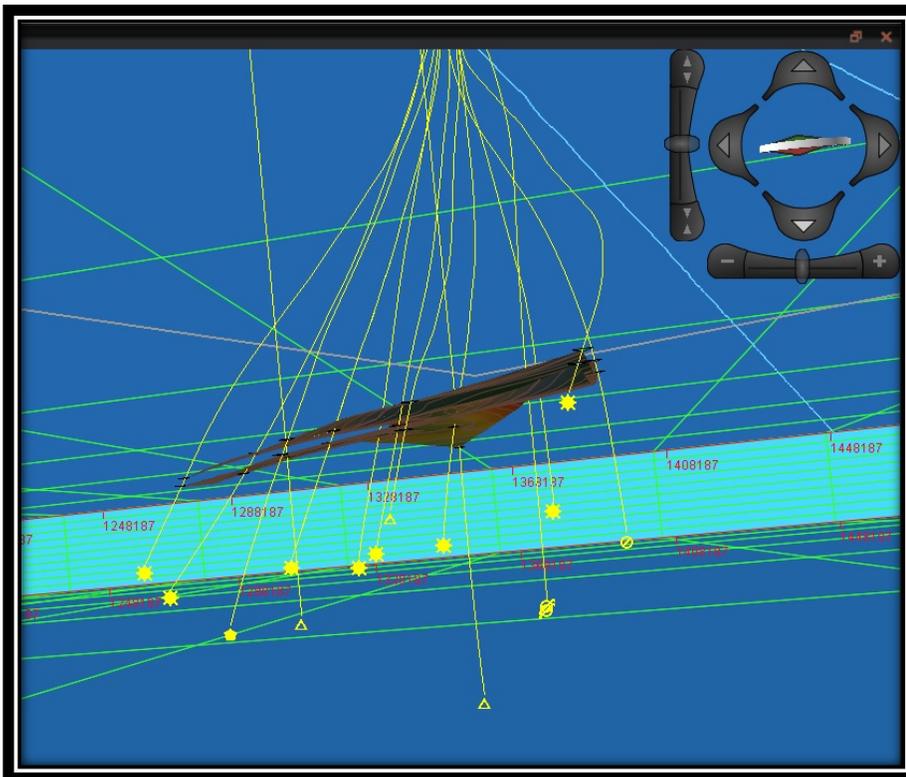


Figura 47 "Framework Fm. Socorro"

Fuente: Software Decision Space® Geoscience

Elaborado: Castro, K., 2015

Una vez realizado el análisis de la estructura, uno de los objetivos de éste proyecto es hacer un análisis petrofísico preliminar de nuestra zona ya que es de suma importancia para la caracterización de nuestro reservorio. Aunque este análisis corresponde a otro modelo, es necesario tener en cuenta las propiedades petrofísicas de las rocas en nuestro modelo para así tener una mayor respuesta del trabajo realizado.

Para el análisis de los litotipos en nuestro diseño debemos irnos a la herramienta Earth Modeling, la cual nos proporciona una serie de herramientas, una de ellas es la de Stratigrafic Modeling, y añadimos a analizar los litotipos encontrados que en este caso son arenisca y lutita.

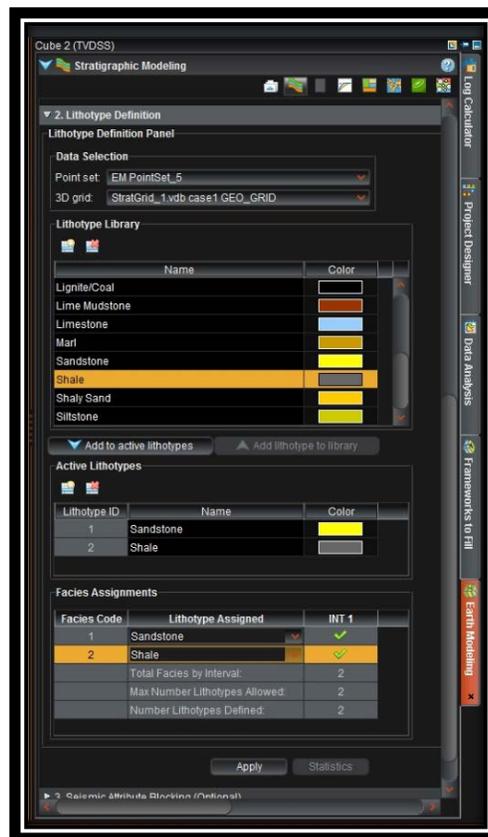


Figura 48 "Lithotype ID"

Fuente: Software Decision Space®
Geoscience

Elaborado: Castro, K., 2015

CAPÍTULO 5

“ANÁLISIS DE RESULTADOS”

CAPÍTULO 5

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

5.1. INTRODUCCION.

Realizado el modelo de nuestro reservorio podemos identificar todos los parámetros presentes en el mismo y caracterizar nuestra formación modelada. En el presente capítulo mostraremos los resultados obtenidos en proceso de nuestro proyecto. El siguiente análisis tiene los siguientes puntos:

- Análisis de Pozos.
- Análisis de Registros Eléctricos.
- Análisis de Correlación de Pozos.
- Análisis de Litotipos.
- Análisis Petrofísico.
- Calculo del POES.

5.2. ANÁLISIS DE POZOS.

Al momento de seleccionar los pozos, tuvimos que percatarnos que posean los registros necesarios para caracterizar nuestra formación. Que no pasen por alguna falla que afecte la lectura de nuestros registros.

5.3. ANÁLISIS DE REGISTROS.

Este análisis permite realizar una mejor correlación de pozos y caracterizar de mejor manera nuestra formación. En nuestro caso en particular hemos modelado solo una estructura del campo, aunque se puede modelar más de una, hemos basado este proyecto de manera teórica y el procedimiento es el mismo. Este análisis permite que los registros seleccionados posean la información necesaria para captar una mejor lectura.

5.4. ANÁLISIS DE CORRELACIÓN.

En la ventana de correlación, se incluyeron los registros correspondientes a la formación denominada SOCORRO, que está conformada por 19 pozos, donde se aprecia una interesante continuidad lateral de las facies de depósitos, donde se observa que nuestra formación posee un buen espesor. Se evidencia que posee una gran cantidad de arenisca y en algunos pozos están separados por lutitas.

En el pozo UPSE – 016, se encuentra en su totalidad de lutita, aunque según los registros de resistividad y de porosidad contiene cierta cantidad de hidrocarburos.

En el pozo UPSE – 109, entre el tope y la base, contiene una gran cantidad de lutita y poco porcentaje de arenisca de buena calidad, donde existe presencia de hidrocarburo.

En el pozo UPSE – 105, es uno de los mejores pozos, contiene un espesor muy elevado y gran cantidad de arena de buena calidad, y los registros de resistividad indican gran presencia de hidrocarburos.

En el pozo UPSE – 050, es otro pozo que posee un gran espesor de la formación, completamente de arenisca y gran cantidad de hidrocarburo.

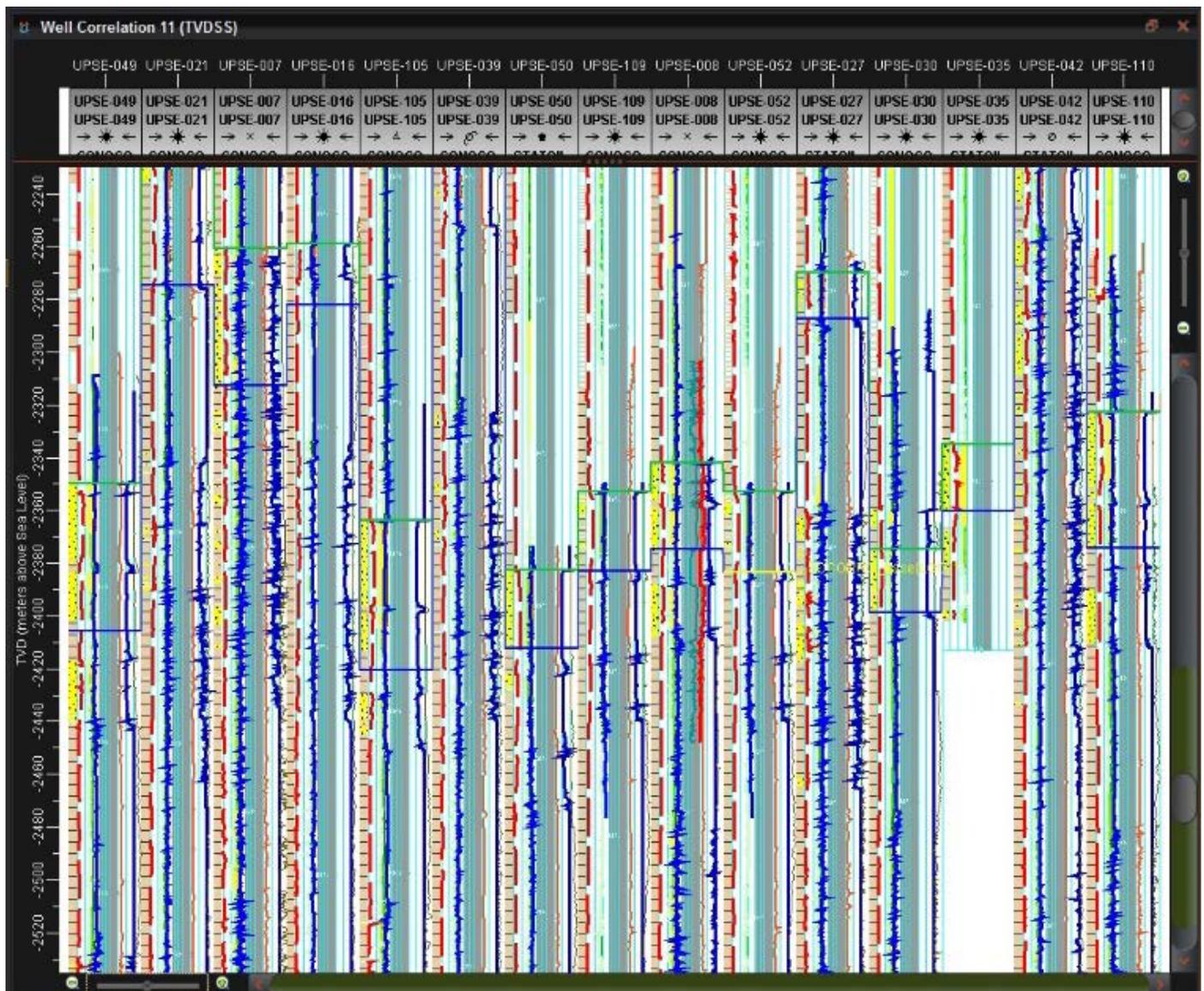


Figura 49 "Well Correlation UPSE Wells"

Fuente: Software Decision Space® Geoscience

Elaborado: Castro, K., 2015

5.5. DEFINICION DE LITOTIPOS.

La interpretación de las facies indicó que se definieron 2 litotipos los cuales hemos descrito en capítulos anteriores, donde se muestra el nombre, código, color y símbolo de litología que se asignó en el registro de litología creado desde la herramienta Log Calculator.

En este proyecto tomaremos los siguientes nombres de las arenas presentes (Sandstone y Shale). En la figura x se muestra un Well Correlation que se construyó en el código Decision Space[®] donde se muestran los registros cargados del Pozo UPSE -105; en él se observa de izquierda a derecha del registro nuestra facie modelada, en un solo Track están los registros de Gamma Ray (GR) y potencial espontáneo (SP) y en otro Track los registros Density (RHOB) y neutrón (NPHI), luego se muestran otros registros como el de profundidad (DEPTH), perforaciones (PERFORACIONES), porosidad efectiva (PHIE), permeabilidad (KH), saturación de agua (SW), el de contenido de arcilla (VSH).

Con nuestro StratGrid y PointSets creados en el módulo Earth Modeling, y verificado los litotipos presentes en nuestra estructura, podemos demostrar que existe un porcentaje del 59.09% de arena de excelente calidad (Arenisca), y un porcentaje del 40.91% de arena de baja calidad (Lutita).

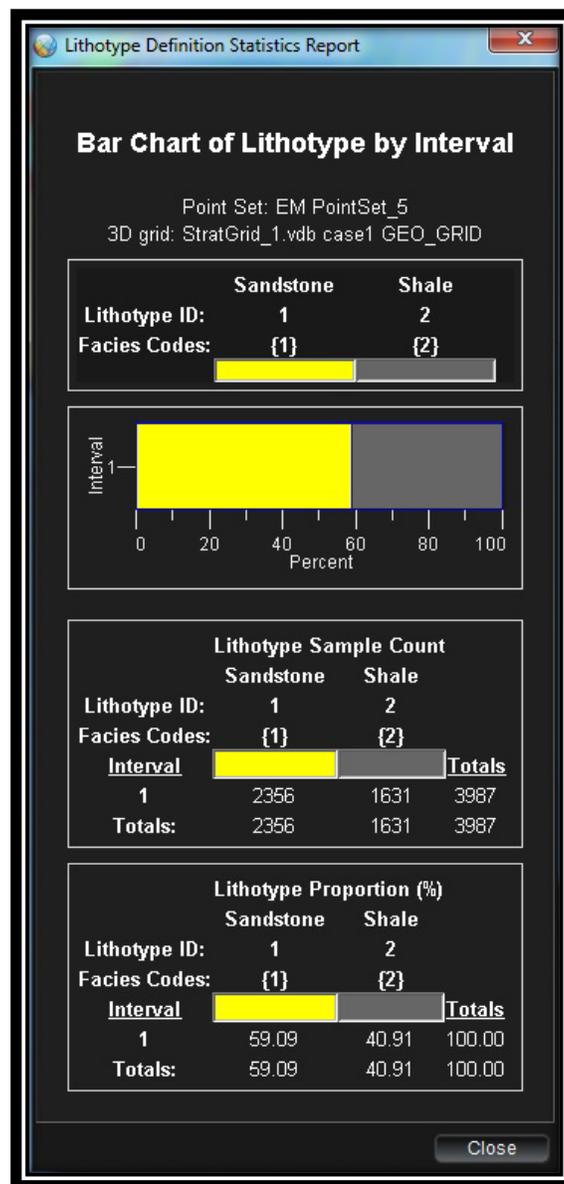


Figura 50 "Bar Chart of Lithotype"

Fuente: Software Decision Space®
Geoscience

Elaborado: Castro, K., 2015

5.6. ANÁLISIS PETROFÍSICO

Para el análisis de las propiedades petrofísicas de nuestro modelo numérico estructural se realizó un Multi – Histogram, que define el comportamiento de escalado con el original, y así podemos determinar el valor inicial para después realizar el modelamiento en su respectiva arena.

En nuestro proyecto como solo hemos modelado una formación la cual hemos denominado "Socorro", creamos un Well Blocking con el StratGrid creado anteriormente, en el cual podemos ver una Tabla 9, donde indica el porcentaje de las propiedades petrofísicas. Las propiedades inicialmente son las siguientes:

Propiedad Petrofísica.	Point Set	Well Blocking
Porosidad (PHIE)	0.17	0.16
Saturación de Agua. (SW)	1	1
Permeabilidad (PERM)	0.78	0.82
Volumen de Arcilla (VSH)	0.12	0.14

Tabla 9 "Análisis Petrofísico"

Elaborado: Castro, K., 2015

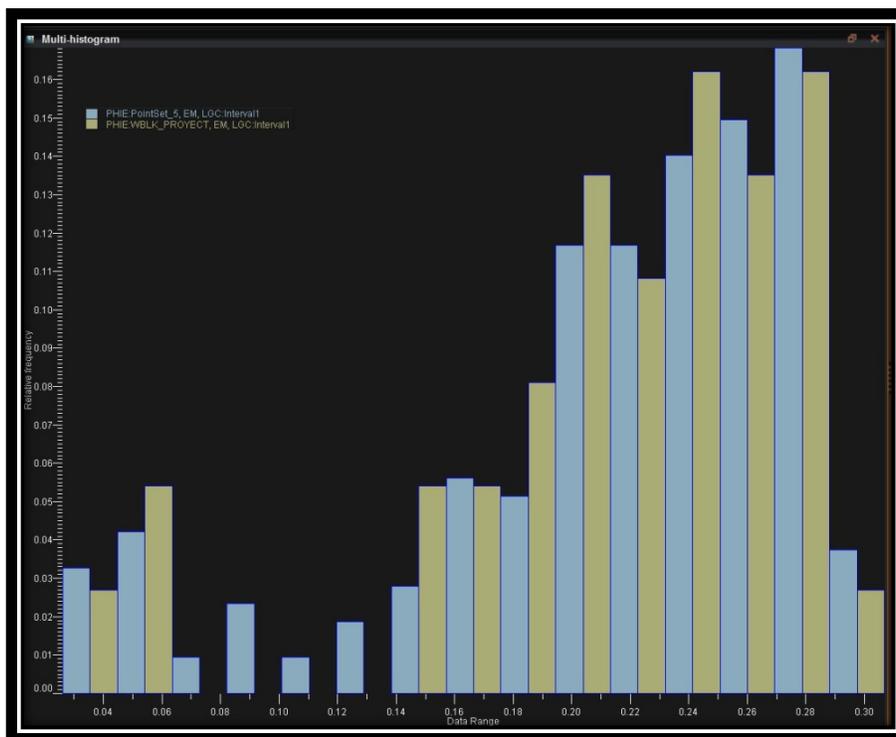


Figura 51 "Multi - Histogram PHIE"

Fuente: Software Decision Space® Geoscience

Elaborado: Castro, K., 2015

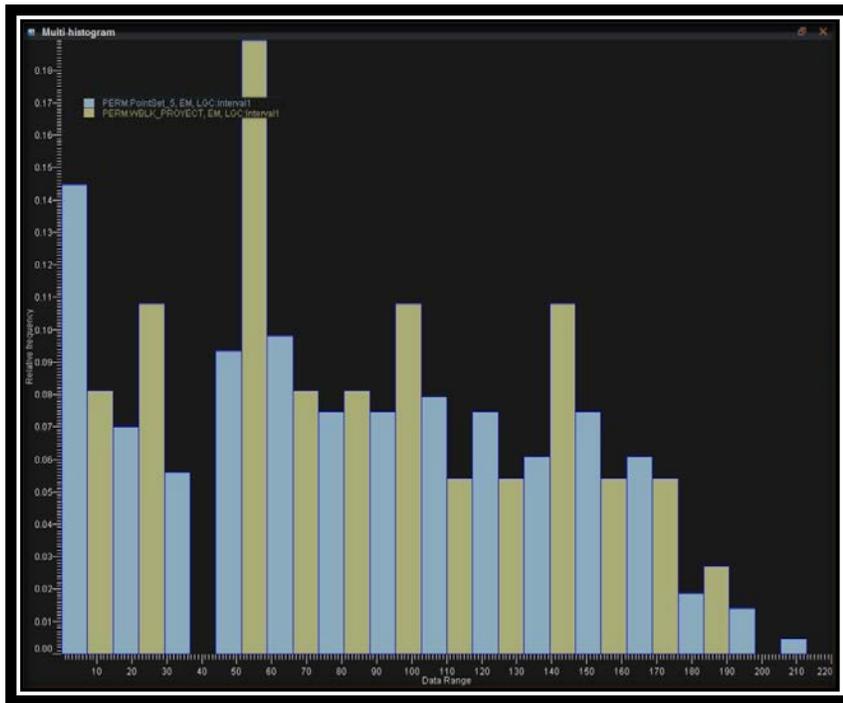


Figura 52 "Multi - Histogram PERM"

Fuente: Software Decision Space® Geoscience

Elaborado: Castro, K., 2015

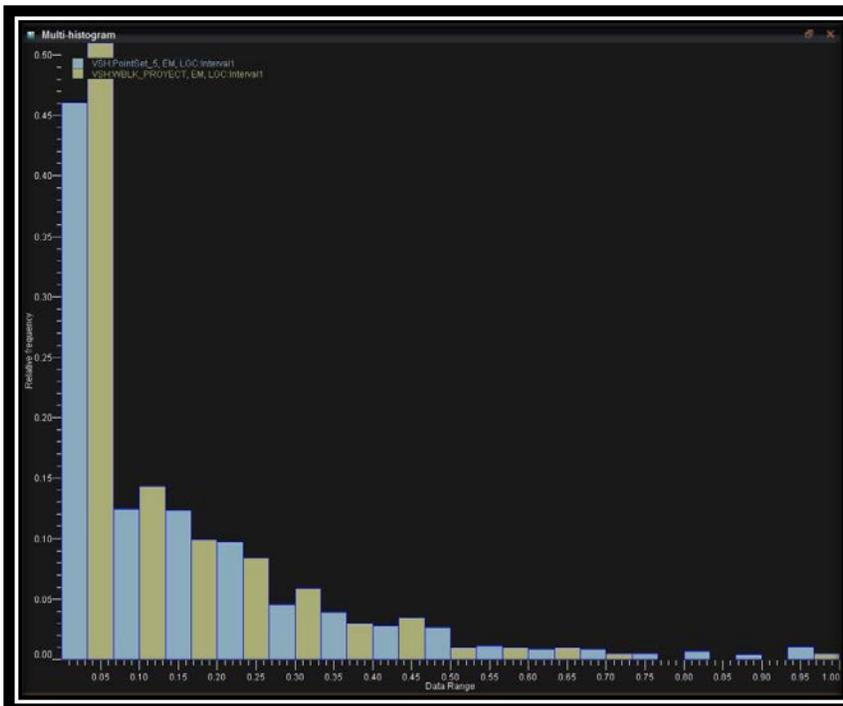


Figura 53 "Multi - Histogram VSH"

Fuente: Software Decision Space® Geoscience

Elaborado: Castro, K., 2015

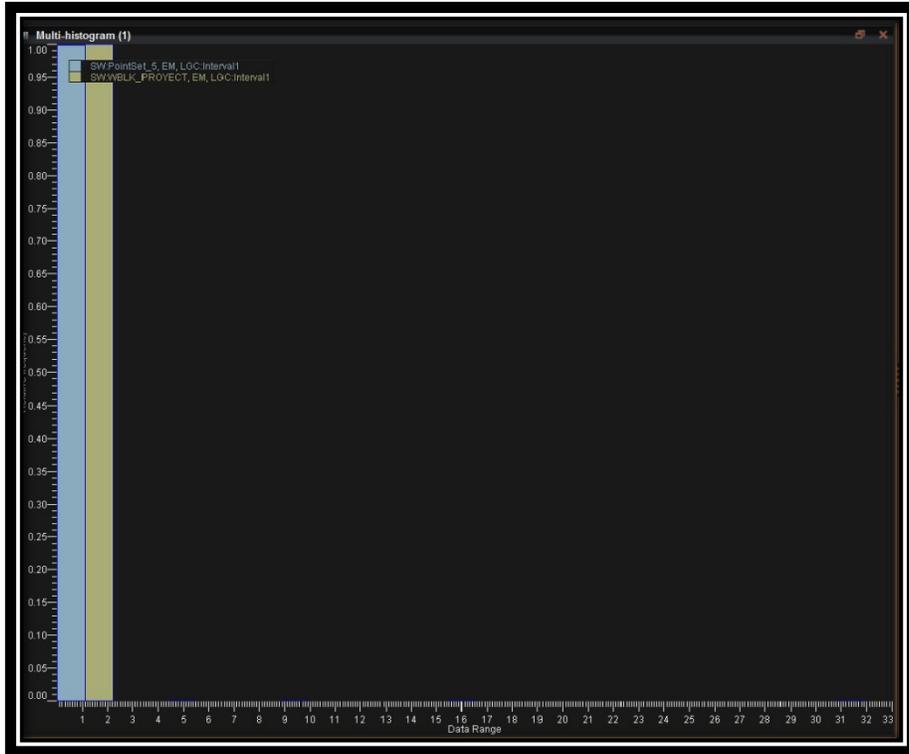


Figura 54 "Multi - Histogram SW"

Fuente: Software Decision Space® Geoscience

Elaborado: Castro, K., 2015

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES.

1. Nuestro campo se encuentra dentro de un panel con buzamiento general hacia el Oeste, dentro del cual se generó una sutil elevación que dio origen a la acumulación de este campo. Dicha deformación está muy relacionada a la reactivación de fallas Pre-Paleógenos, las cuales fracturan o desplazan a lo largo de la Formación Socorro, las demás unidades más jóvenes sólo son deformadas.
2. La estructura no presenta ninguna falla alrededor de la misma.
3. Mediante registros de Resistividad se correlacionó 19 pozos y se encontró nuestra arenisca y lutita, mediante el cual podemos asegurar la existencia de nuestra arena productora.
4. El porcentaje de litotipos corresponde al 59.09% de arena de buena calidad (Sandstone), y el 40.91% de arena de baja calidad (Shale).
5. En cuanto a los cierres estructurales, se propone para la Formación “Socorro” un posible cierre a 3834’ TVDSS, que tiene concordancia con el análisis petrofísico en varios de los pozos y el mapa estructural.
6. Con nuestro modelo matemático, pudimos optimizar el tiempo del cálculo de las propiedades petrofísicas de la formación.
7. En algunos pozos se muestra la presencia de hidrocarburos en arenas de baja calidad ya que los registros muestran una resistividad elevada.

RECOMENDACIONES.

1. Iniciar un trabajo de física de rocas que utilice información resultante de este proyecto para identificar la posibilidad de acumulaciones mediante la utilización de volúmenes sísmicos 3D.
2. Una vez obtenido una mejor población del registro de Rayos Gama, recomendamos generar mapas de batimetría las cuales nos ayudarán a diferenciar zonas profundas de zonas someras y tener un mejor control en la población de tipos de rocas.
3. Realizar un muestreo de plugs que permita hacer un análisis petrofísico básico en ft de núcleos de perforación que nos permita controlar con una mayor certeza las propiedades petrofísicas de la roca que no se evidencian en la toma de datos.
4. Realizar una caracterización detallada de las litologías carbonadas, que nos permita diferenciar los diferentes tipos de rocas químicas y su distribución de los parámetros petrofísicos pues éstas presentan porosidades bajas que derivan un factor de porosidad secundaria que puede representar un aporte muy importante en el cálculo de reservas.
5. Adquirir registros de rayos gamma espectral que permitan tener un mejor control y caracterización de tipos de roca especialmente en las areniscas con contenidos glauconíticos o con arcillas que podrán estar enmascarando la respuesta de diferentes registros.
6. Una vez se tenga una mejor población del registro de rayos gamma espectral es recomendable generar mapas de batimetría, los cuales ayudan a diferenciar zonas profundas de zonas someras y un mejor control en la población de tipos de roca.
7. Se recomienda realizar un modelo geoestadístico del campo, para proponer nuevos pozos, basándose en la geoestadística de la arena y pueden ser validados con la simulación numérica.

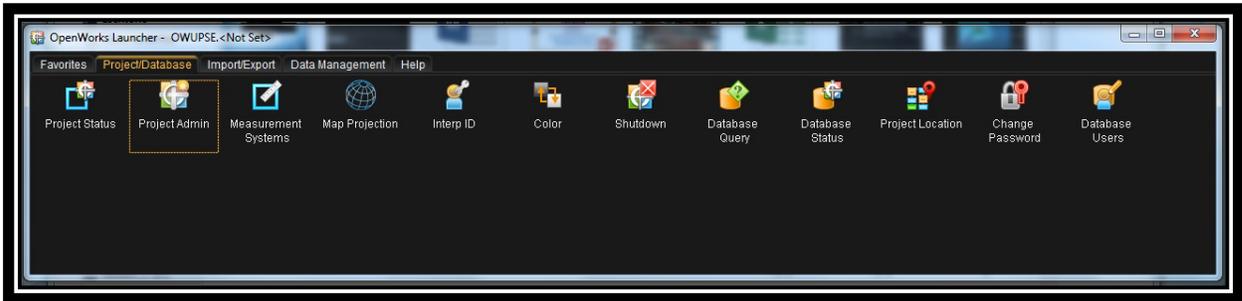
BIBLIOGRAFÍA.

LIBROS Y PUBLICACIONES.

1. Barker, R.D. Depth of investigation of collinear symmetrical four electrode arrays. *Geophysics*, 1989, 54(8): 1031-1037 p.
2. Beltrán Michelena, G. (2006). informe sobre identificación y mapeo de riesgos naturales en el perfil costanero. programa de manejo de recursos costeros (pmrc).
3. Bernal, M. C., 1992. "Modelos de caracterización del yacimiento: geológico, de distribución de fluidos y petrofísicos". *Ecopetrol*.
4. Dake, L. P., 1978. "Fundamentals Of Reservoir Engineering". *Developments in Petroleum Science 8*, Elsevier, Amsterdam.
5. Edwards, L.S. a modified pseudosection for resistivity and ip. *geophysics*, 1977, 42(5): 1020-1036 p.
6. F. J. Montalván, J. Heredia y F. J. Elorza, 2013. Modelo radial cuasi-estacionario de flujo y transporte en condiciones de densidad variable de la cuenca de la laguna de Fuente de Piedra. X Simposio de Hidrogeología, Granada-España. Memoria digital.
7. J. Heredia, F. J. Montalván, F. J. Elorza, A. G. de Domingo, J. M. Ruíz. (2011). Hydrochemical and isotopic studies and natural tracers to conceptualize an hypersaline hydrogeological system: Fuente de Piedra lagoon (Malaga, Spain). 9th International Symposium on Applied Isotope Geochemistry, AIG-9, Tarragona-España, 80 p.

8. Kedy Yahana Araque Guevara. Modelo Geoestadístico basado en objetos para la caracterización de los cuerpos arenosos de la formación colorado en el campo llanito cuenca del valle medio del magdalena, Colombia. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Bucaramanga 2009.
9. Leonard F Koederitz. "Lecture Notes on Applied Reservoir Simulation". University of Missouri Rolla, World Scientific, USA.
10. Mario Oswaldo Chango Gutiérrez, Gonzalo Mauricio Cerón López. Alternativas de producción mediante la simulación matemática de los yacimientos "U" y "T" del Campo Yuca. ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL. Quito 2009.
11. Mohan Kelkar, Godofredo Perez. Applied Geoestistics for Reservoir Characterization. Estados Unidos 2002.
12. Tarek Ahmed, Paul D. McKinney. "Advanced Reservoir Engineering", Elsevier, Amsterdam.

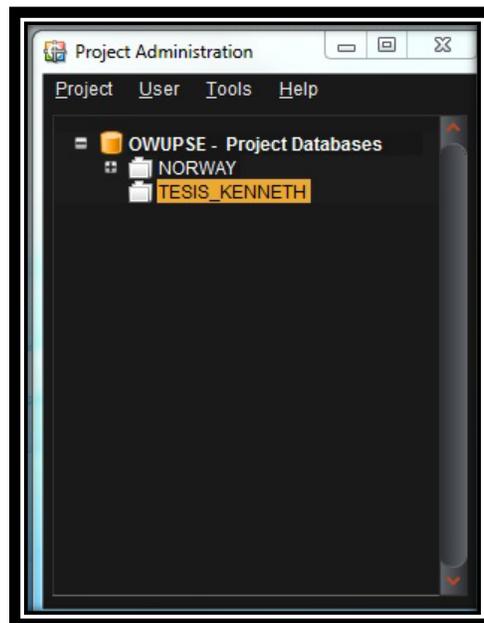
ANEXOS



Anexo 1 “OpenWorks Launcher”

Fuente: Software Decision Space® Geoscience.

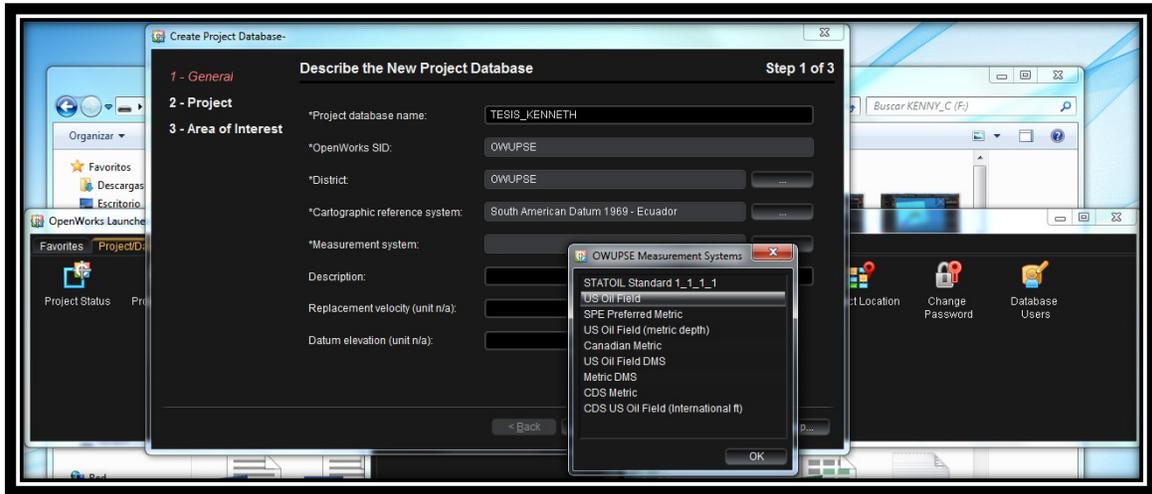
Elaborado: Castro, K., 2015



Anexo 2 “Project Administration Tesis_Kenneth”

Fuente: Software Decision Space® Geoscience.

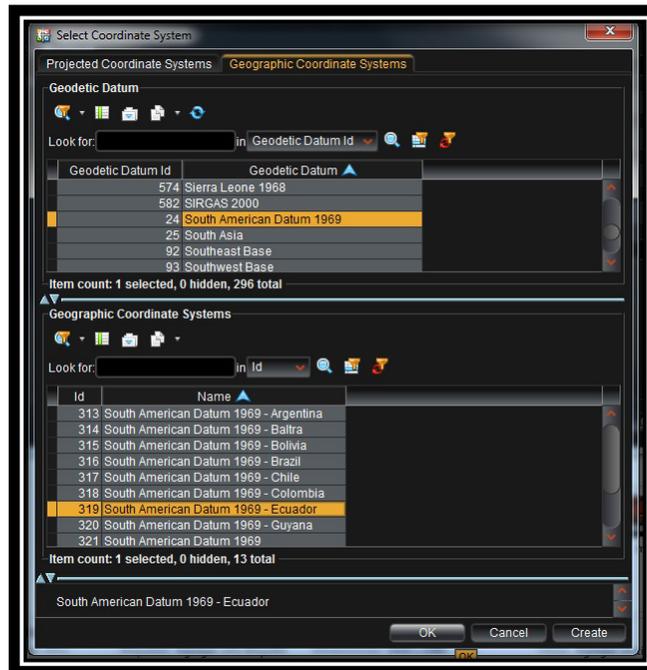
Elaborado: Castro, K., 2015



Anexo 3 “Describe the New Project Database”

Fuente: Software Decision Space® Geoscience.

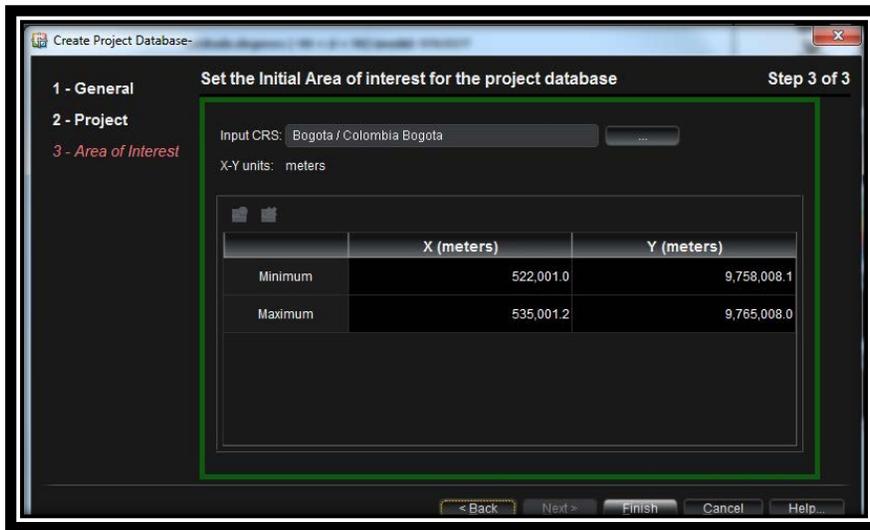
Elaborado: Castro, K., 2015



Anexo 4 “Select Coordinate System”

Fuente: Software Decision Space® Geoscience.

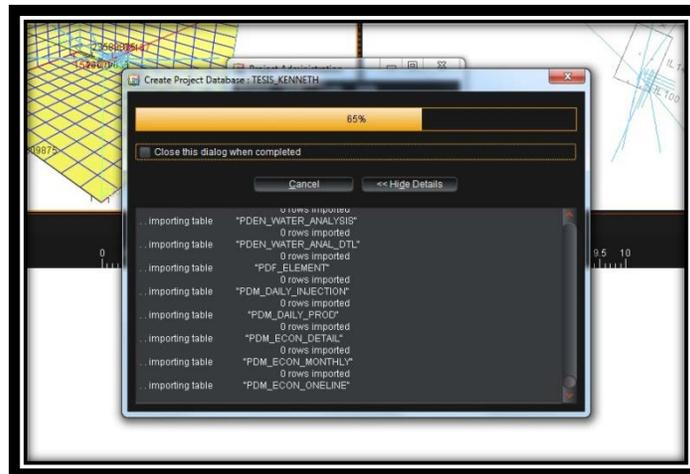
Elaborado: Castro, K., 2015



Anexo 5 “Set the Initial Area of Interest for the project database”

Fuente: Software Decision Space® Geoscience.

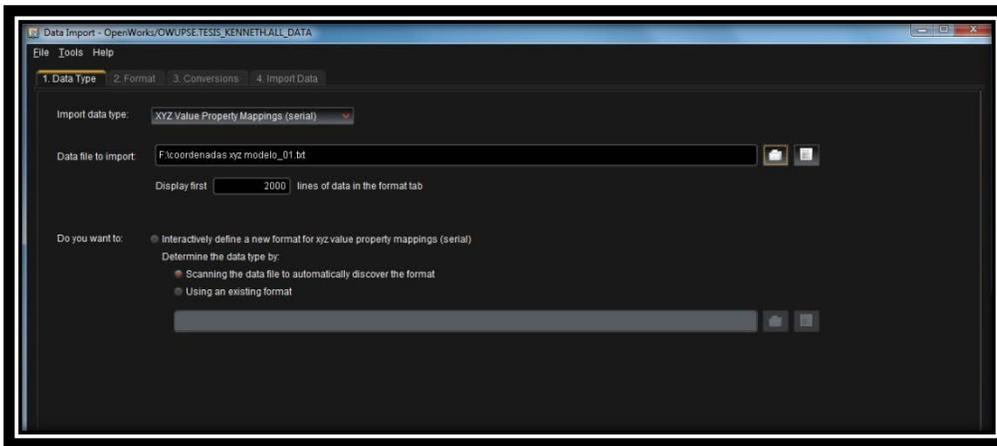
Elaborado: Castro, K., 2015



Anexo 6 “Create Project Data Base”

Fuente: Software Decision Space® Geoscience.

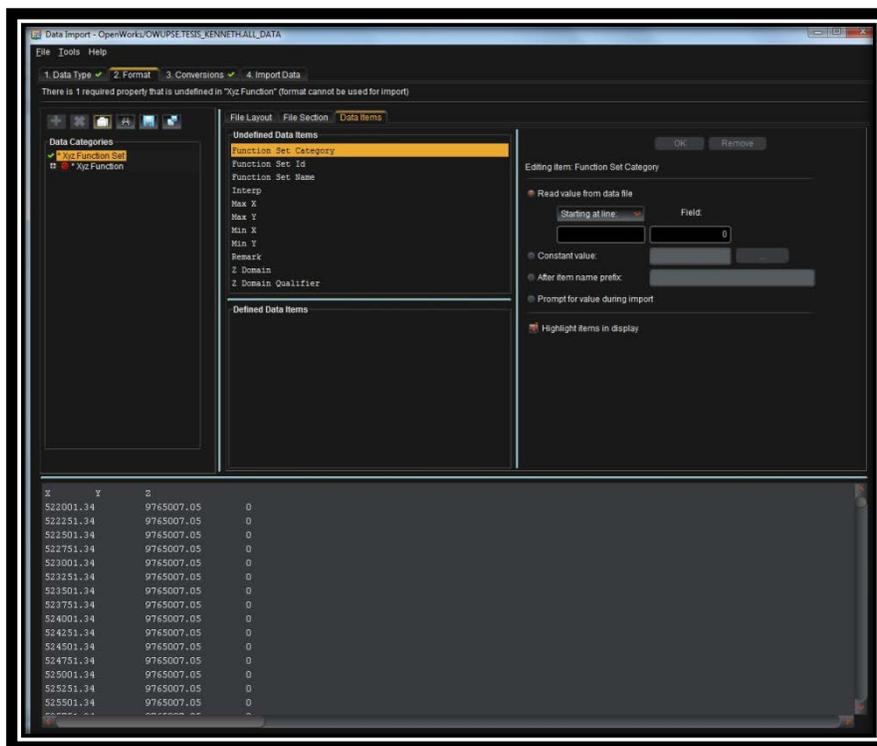
Elaborado: Castro, K., 2015



Anexo 7 “Data Import – Data Type”

Fuente: Software Decision Space® Geoscience.

Elaborado: Castro, K., 2015



Anexo 8 “Data Import - Format”

Fuente: Software Decision Space® Geoscience.

Elaborado: Castro, K., 2015

```

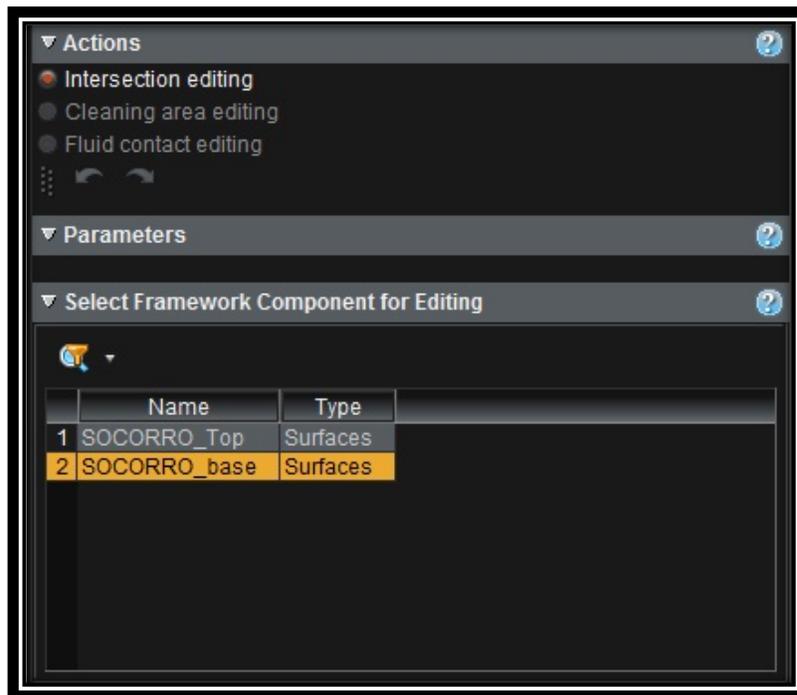
▼ Equation Syntax
# LithCrv Model: Litho_Proyect_LGC
# Calculated Curve: Litho_Proyect
#
VAR0=0;
VAR1=VAR0;
if(GR <= 70.0) VAR1 = 1;
if(RT > 5.0) VAR1 = 1;
VAR2=VAR1;
if(RT <= 5.0) VAR2 = 2;
if(GR > 70.0) VAR2 = 2;
VARLITHOUT=0;
if(VAR2==1)VARLITHOUT=52;
if(VAR2==2)VARLITHOUT=33;
Litho_Proyect=VAR2;

```

Anexo 9 “Algoritmo Utilizado para el Cálculo de la Litología”

Fuente: Software Decision Space® Geoscience.

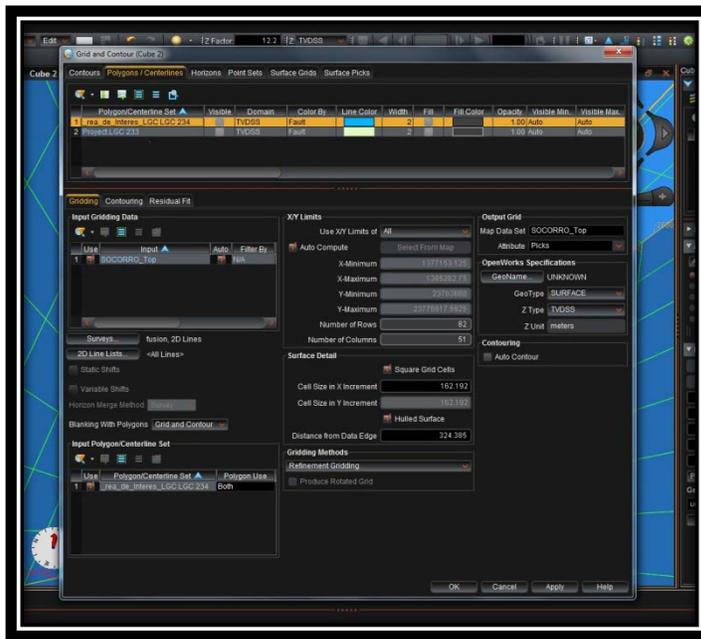
Elaborado: Castro, K., 2015



Anexo 10 “Selección de la Formación para crear el Framework”

Fuente: Software Decision Space® Geoscience.

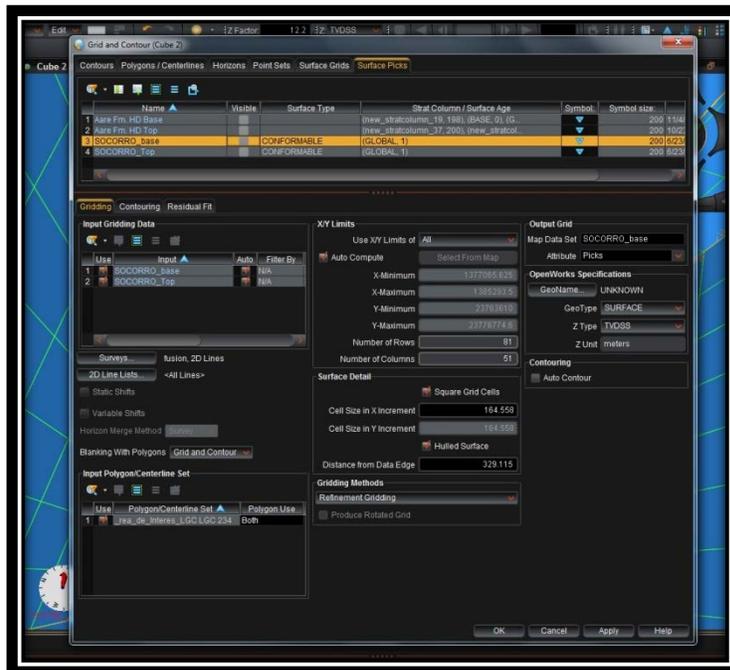
Elaborado: Castro, K., 2015



Anexo 11 “Polygons / Centerlines”

Fuente: Software Decision Space® Geoscience.

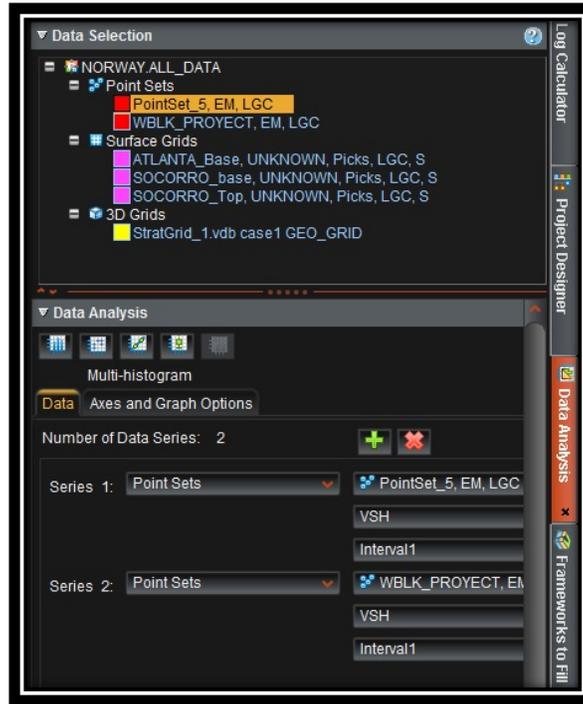
Elaborado: Castro, K., 2015



Anexo 12 “Surface Picks”

Fuente: Software Decision Space® Geoscience.

Elaborado: Castro, K., 2015



Anexo 13 “Data Analysis”

Fuente: Software Decision Space® Geoscience.

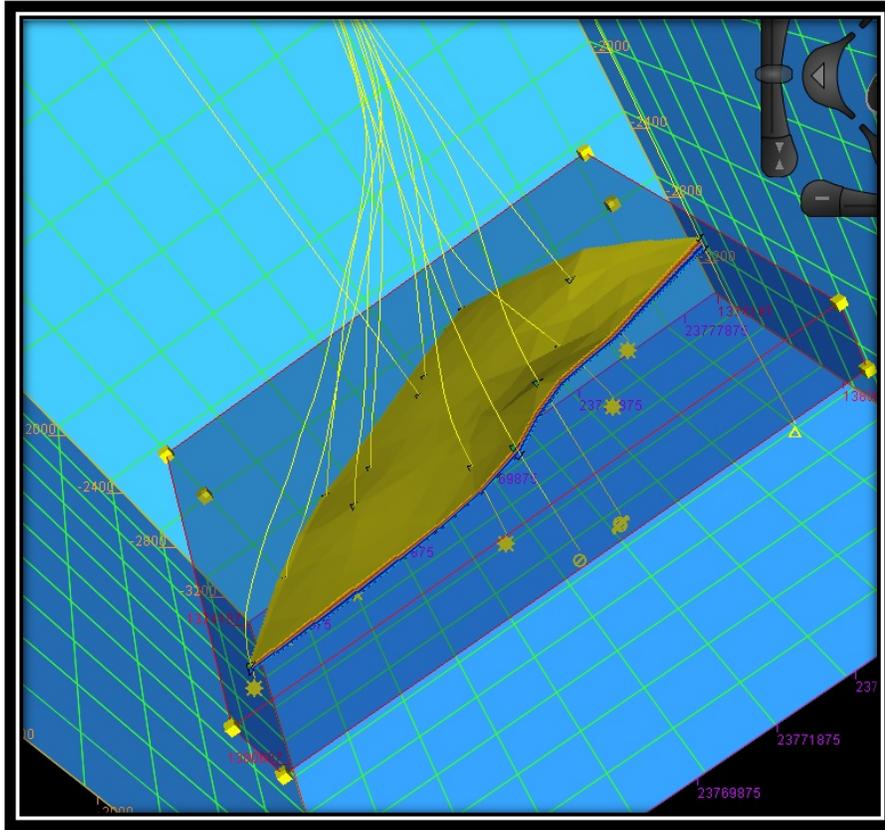
Elaborado: Castro, K., 2015

Statistics Labels	PHIE:PointSet_5_EM_LGC:Interval1	PHIE:WBLK2_EM_LGC:Interval1
Samples for Statistics	214	37
Total Samples	3997	392
Non Null Samples	214	37
Null Samples	3773	345
Min	0.0261	0.0447
Max	0.3068	0.2927
Sum	45.6485	7.9847
Unit Type	<UNKNOWN>	<UNKNOWN>
Unit of Measurement	<UNKNOWN>	<UNKNOWN>
Mean	0.2133	0.2158
Median	0.2317	0.2285
Geometric Mean	0.1946	0.201
Harmonic Mean	0.1619	0.1749
Sample Range	0.2807	0.248
Variance	0.0047	0.0039
Variance MLE	0.0047	0.0038
Standard Deviation	0.0685	0.0624
Standard Deviation MLE	0.0683	0.0615
Mean Deviation	0.0524	0.0456
Median Deviation	0.0503	0.045
Skewness	-1.1953	-1.2938
Kurtosis	0.6401	1.2794

Anexo 14 “Histogram Statistics Summary PHIE”

Fuente: Software Decision Space® Geoscience.

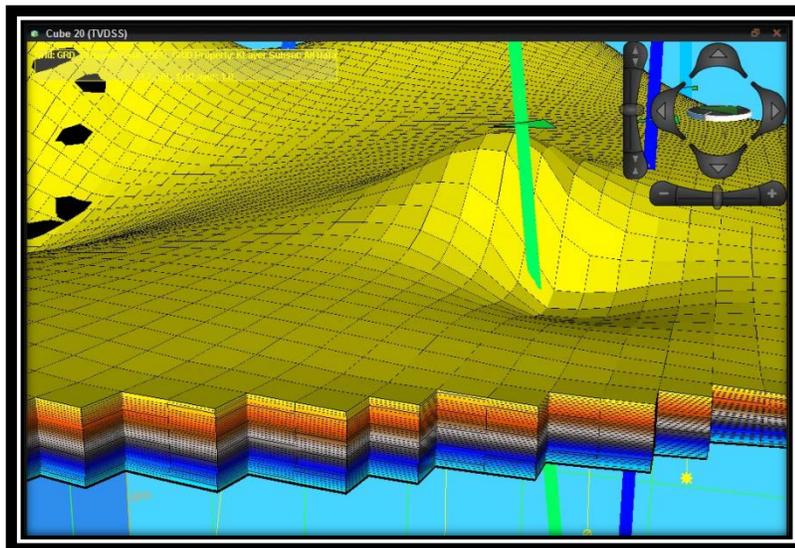
Elaborado: Castro, K., 2015



Anexo 15 “Grid Fm. Socorro”

Fuente: Software Decision Space® Geoscience.

Elaborado: Castro, K., 2015



Anexo 16 “Celdas de la Fm. Socorro”

Fuente: Software Decision Space® Geoscience.

Elaborado: Castro, K., 2015

La Libertad, 30 de Junio del 2015

Ingeniero

Carlos Portilla Lazo

DIRECTOR CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

De mis consideraciones:

De acuerdo a lo requerido en los planes de titulación, cumplo en informar los resultados obtenidos en la revisión de la tesis “**DISEÑO DE UN MODELO NUMÉRICO ESTRUCTURAL INTERPRETANDO REGISTROS ELÉCTRICOS PARA CARACTERIZAR FORMACIONES PRODUCTORAS USANDO EL CÓDIGO DECISION SPACE® GEOSCIENCE**” de el egresado CASTRO ENRÍQUEZ KENNETH FIDEL.

- **CONSIDERACIONES**

Para la revisión de la tesis se tomó en consideración

- Sistema de coincidencias URKUND

- **RESULTADOS**

Criterio	Calificación
Porcentaje de coincidencia	2 %

- **RECOMENDACIÓN**

Pongo a su consideración se apruebe la tesis para su posterior sustentación.

Anexo al presente encontrara usted, señor Director el informe del Tesista el cual contiene.

- Resultado de coincidencias URKUND

Ing. Cristian Álvarez Domínguez

ANEXO

Resultado de coincidencias URKUND del tema “**DISEÑO DE UN MODELO NUMÉRICO ESTRUCTURAL INTERPRETANDO REGISTROS ELÉCTRICOS PARA CARACTERIZAR FORMACIONES PRODUCTORAS USANDO EL CÓDIGO DECISION SPACE® GEOSCIENCE**” de el egresado CASTRO ENRÍQUEZ KENNETH FIDEL.

The screenshot displays the URKUND interface. At the top left is the URKUND logo. Below it, a table-like structure shows document details:

Document	Tesis-Kenne Castro.docx (D14874849)
Submitted	2015-06-19 21:40 (-05:00)
Submitted by	calvarez@upse.edu.ec
Receiver	calvarez.upse@analysis.orkund.com
Message	TESIS KENNE CASTRO Show full message

Below the message, a yellow highlight indicates: 2% of this approx. 21 pages long document consists of text present in 2 sources.

At the bottom, there is a navigation bar with icons for a bar chart, a crosshair, a double quote, an up arrow, a left arrow, and a right arrow.