

INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA SECCION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN UNIDAD TICOMAN

CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA INICIAL DEL CAMPO PETROLERO GAUCHO EN EL SURESTE DE MÉXICO.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS CON ESPECIALIDAD EN GEOLOGÍA.

PRESENTA

PEDRO ROJANO CRUZ

DIRECTOR DE TESÍS: M. EN C. RODRIGO MONDRAGÓN GUZMÁN DIRECTOR EXTERNO: DR. JOSÉ TEODORO SILVA GARCÍA.

MEXICO, D.F. AÑO 2011.

W

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

Octubre del 2011 se re	unieron los miembros de la Co	misión Revisora de la Tesis, designad	а
por el Colegio de Profesores de	Estudios de Posgrado e Invest	igación de ESIA. U. Ticon	án
para examinar la tesis titulada: "Caracterización petrofísica ini	cial del campo petrolero gaucho	o en el sureste de México"	
Presentada por el alumno:	Cour	Podro	
Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)	
Apondo paterno	, pointe materine	Con registro: B 9 8 1 2 0	7
aspirante de:			
MAESTRÍA	EN CIENCIAS CON ESPECIA	LIDAD EN GEOLOGÍA	
Después de intercambiar opinio	ones los miembros de la Comis	ión manifestaron APROBAR LA TES	IS. e
virtud de que satisface los requ	isitos señalados por las disposi	ciones reglamentarias vigentes.	
	LA COMISION REVISO	DRA	
	Directores de tesis		
2	Directores de tesis	2	
V			
Mary		1.	
X			
Dr. Teodero Silva (García N	l. en C. Rodrige Mondragon Guzman	
	\sim		
- P C			
/ 2	-/- ·	1ª	
M. en C. Leobardo Sal	azar Peña	Dr. Luis Enrique Ortiz Hernández	
AN			
1/1/1/1			
1210	11-111-		
Dr. Anture Offiz L	DIIIa		
P	RESIDENTE DEL COLEGIO DE P	ROFESORES	
	1/1		
	X maa	m	
	115	A	
	Ing INHO ECANTORIOS do Iol	Zarza	
	ing. Junit and and a la		
	ing. Juind ingulaies ac in		

SIP-14-BIS



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL secretaría de investigación y posgrado

CARTA CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de México el día 5 del mes Diciembre del año 2011, el (la) que suscribe C. Pedro Rojano Cruz, alumno (a) del Programa de Maestría en Ciencias en Geología, con número de registro B981207, adscrita a SEPI ESIA, Ticomán, manifiesta que es autor (a) intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección del M. en C. Rodrigo Mondragón Guzmán, y el Dr. José Teodoro Silva García, cede los derechos del trabajo intitulado "Caracterización petrofísica inicial del campo petrolero gaucho en el sureste de México", al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección: projanoc@pemex.com. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Pedro Rojano Cruz Nombre y firma

DEDICATORIA.

A mis Padres – que fuera el hombre más sabio de la tierra – Manuel Genaro Rojano Magaña y – la mujer parecida a dios – Rosa María Cruz Fernández – (q.e.p.d), por enseñarme el valor de la vida e inculcarme principios que me hacen mejor ser humano.

A mi esposa María de Lourdes Jiménez Valladares, por la decisión de compartir la vida.

A mis hermanos Juan Manuel, Rosa María y Genaro por acompañarme en los momentos difíciles y a mi hermana Paty (q.e.p.d) por su ejemplo de valentía.

A mis sobrinos y cuñados por la alegría que aportan a mi vida.

A la familia Guerra Rojano por los momentos compartidos y por compartir.

Al Dr. Eduardo Vázquez Celis, por la admiración que me inspira su integridad.

Al Instituto Politécnico Nacional, por enseñarme que la técnica está al servicio de la Patria y que el estudio y el deporte son instrumentos de superación.

A mis amigos todos, gracias por su amistad.

Reconocimientos.

Agradezco al Dr. Jaime Barceló Duarte (q.e.p.d) por las facilidades brindadas para comenzar este trabajo. Igualmente doy gracias al Dr. José Teodoro Silva García, mi director de Tesis, quien me orientó durante el desarrollo de este trabajo y la valiosa aportación del M. en C. Rodrigo Mondragón Guzmán.

No puedo dejar de mencionar a mis compañeros y amigos Ing. José Ramón Tarazona Durán y al Ing. Ubaldo Medina Flores, los que contribuyeron con sus conocimientos para enriquecer este proyecto.

CONTENIDO.

Dedicatoria.	ii
Reconocimientos	v
Índice de Figuras	viii
Resumen.	xvi
Summary.	xvii
1. Introducción	1
2. Objetivos.	3
3. Alcances y problemática del campo	4
4. Localización geográfica	5
5. Antecedentes	6
5.1. Geológicos	6
5.2. Estructurales	7
6. Sistema Petrolero	8
6.1. Elementos del Sistema Petrolero en la zona de estudio	11
7. Geología.	14
7.1. Marco tectónico Geología Regional	14
7.2. Geología local	17
7.3. Análisis Sísmico-Estructural	18
8. Estratigrafía	25
8.1. Estratigrafía Regional	25
8.1.1. Terciario	26
8.1.2. Mioceno	26
8.1.3. Oligoceno	26
8.1.4. Eoceno Inferior	26
8.1.5. Paleoceno Superior	26
8.1.6. Mesozoico	27
8.1.7. Cretácico Superior:	27
8.1.8. Cretácico Medio	28
8.2. Estratiorafía Local	
	28

9.1. Modelo de facies	33
9.2. Secuencia	33
9.3. Análisis de facies a partir de los perfiles de pozos	
9.3.1. Muestras de canal	34
9.3.2. Núcleos	34
9.4. Ambientes de Facies	35
10. Determinación de los parámetros petrofísicos básicos	45
10.1. Correlación Núcleo – Registros (Perfiles)	51
10.2. Determinación del volumen de arcilla	60
10.3. Difracción de Rayos X (DRX)	62
10.4. Determinación de la litología	66
10.5. Determinación de la porosidad	72
10.6 determinación de la permeabilidad	84
10.7. Determinación de la saturación de agua	92
10.8. Resistividad de la Arcilla	
10.9. Definición de las unidades de flujo	
Conclusiones.	121
Bibliografía.	

Índice de Figuras.

Figura 1.	Mapa esquemático de localización del campo gaucho5
Figura 2.	Localización esquemática a detalle del campo gaucho6
Figura 3.	Secuencia de estudio y análisis de una cuenca sedimentaria. (Delgado R., 2008)
Figura 4.	Componentes de una cuenca sedimentaria. (Delgado, 2008)9
Figura 5.	Esquema mostrando los elementos de análisis del Play Fairway. (Delgado, 2008)10
Figura 6.	Sección geológica donde se muestra la evolución sedimentaria y los diferentes tipos de aceites. En °API10
Figura 7.	Familias de aceite en los pozos Gaucho-1, 35,301 y Secadero-112
Figura 8.	Modelo esquemático de los elementos tectónicos del sureste de México14
Figura 9.	Depocentros terciarios, asociados a la antigua cuenca del sureste de México16
Figura 10.	El campo Gaucho en asociación con el alineamiento estructural Gaucho-Paredón17
Figura 11.	Configuración sísmico-estructural del campo Gaucho18
Figura 12.	Espectro de potencia y de Fase en el intervalo objetivo de 1-8 - 2.5 s 19
Figura 13.	Sección sísmica sobre el cubo de velocidades de intervalo19
Figura 14.	Cima y Base Regional del Cretácico Superior y Cretácico Medio del pozo Snuapa-101 a Secadero 10121
Figura 15.	Cima y Base Regional del Cretácico Superior y Cretácico Medio del pozo Gaucho-1 a Mecate-121
Figura 16.	Cima y Base Regional del Cretácico Superior y Cretácico Medio del pozo Gaucho-22 a Gaucho-35. Orientación SW-NE
Figura 17.	Cima y Base Regional del Cretácico Superior y Cretácico Medio de los pozos Gaucho-22 a Gaucho-35 Línea Azul
Figura 18.	Configuración estructural del Cretácico Superior Maastrichtiano23
Figura 19.	Configuración estructural del Cretácico Superior Turoniano (Yacimiento)23
Figura 20.	Configuración estructural del Cretácico Medio Cenomaniano (base de Yacimiento)24
Figura 21.	Geología y estratigrafía regional del área de estudio28
Figura 22.	Columna estratigráfica explorada en el campo Gaucho

Figura 29. Grainstone de rudistas y algas en la cima del núcleo-3, el lóbulo en la base del fragmento es probable una bioturbación, (2789.0 m)......38

- Figura 31. Packstone de Rudistas, Gaucho-35 superficie de inundación en la parte superior del núcleo-3, (unidad 3A3B)......40
- Figura 32. Facies de Packstone de rudistas con impregnación de aceite, muestra la porosidad móldica de los fragmentos de rudistas y fragmentos de equinodermos no impregnados en matriz de grano fino. Secuencia superior Gaucho-35 (2725.8 m)......40
- Figuras 34 y 35. Grainstone de Rudistas, Algas y Gasterópodos, podemos apreciar tanto megascopica y petrográficamente la cima de uno de los ciclos en la parte inferior del núcleo 3 (2730.1 m), Gaucho 35, donde se observa baja (manchas de bitumen) o ausencia de porosidad.......42
- Figura 36. Facies de limo de cuarzo Microdetritico, Gaucho-23, 2905.2 m. Sección delgada escaneada completa......43
- Figura 37. Fabricas Kársticas, ciclo superior en la parte inferior del núcleo 3 Gaucho-5......43
- Figura 38. Sedimentos cubiertos por laminaciones de sedimentos calcáreos de un microkarst que han sido lixiviados. Gaucho-21, 2784.1m......44

Figura 41.	Determinación de parámetros básicos a través del gráfico de Pickett en la zona por debajo del contacto agua – aceite
Figura 42.	Debido a que la porosidad del Campo Gaucho es muy baja (4% en promedio), los resultados para m-pivote son pesimistas y conducen a una saturación de agua elevada que no está acorde con la producción
Figura 43.	Modelos de Nugent, Rasmus, Pivote y Archie50
Figura 44.	Comparación de los modelos para "m" variable análisis Gaucho-1 y 35
Figura 45.	Gráfico de "telaraña"; Porosidad total vs. Factor de formación. Gaucho-1 y 35
Figura 46.	Etapa inicial de ajuste en profundidad de los núcleos 3 y 4 del pozo Gaucho-35 y los registros convencionales tomados en el pozo52
Figura 47.	Comparación de los resultados de Quanti con los análisis de núcleo para porosidad (morado) y permeabilidad (naranja)54
Figura 48.	Ajuste del volumen de arcilla determinado mediante difracción de rayos (X) y el volumen de Arcilla (Vcl) calculado con Techlog55
Figura 49.	Tendencias de los valores de porosidad y saturación de agua medido en los núcleos, Pozos Gaucho-10, 1, 11, 21, 35, 3, 23
Figura 50.	Diagrama de diferencias de saturación de agua de núcleo y calculada mediante el procesamiento Quanti, Pozos 23, 10, 1, 11, 21, 35, 3, 301
Figura 51.	Permeabilidad relativa proveniente del procesamiento Quanti, para las formaciones Cretácico Medio y Cretácico Inferior (KM/KI). Pozos 10, 11, 21, 35, 3, 2357
Figura 52.	Correlación entre el radio de garganta de poro calculado de núcleo a través de la ecuación de Winland y la permeabilidad de núcleo para los pozos Gaucho-35,1 y 23
Figura 53.	Comparador de Tamaño de Garganta de Poro para el pozo Gaucho- 35
Figura 54.	Ajuste entre el radio de garganta de poro calculado con la ecuación de Winland a partir de los datos de núcleo (azul Núcleo-1 y rojo Núcleo-2) y el obtenido a través del algoritmo en Techlog
Figura 55.	Correlación núcleo-registro mostrando el ajuste de permeabilidad (naranja/azul), saturación de agua (azul/negro), porosidad (rojo/naranja), factor de formación (verde/morado) y volumen de roca (rojo/fucsia)60
Figura 56.	Correlaciones para el cálculo del volumen de arcilla (Vcl) dependientes del índice de arcilla (Ish) determinado mediante

	registros, tales como Rayos Gamma, Neutrón, relación Torio/potasio, etc61
Figura 57.	Indicadores de volumen de arcilla en de las diferentes combinaciones de herramientas61
Figura 58.	Gráfico Torio-Potasio para la mayor parte de la arcilla que es de tipo illita con pequeñas cantidades de micas y bajo contenido de montmorillonita64
Figura 59.	Grafico PEF - Th/K para el Campo Gaucho65
Figura 60.	Correlación entre Rayos gama (GR) natural y el Rayos gama corregido (CGR) para todos los pozos del Campo Gaucho66
Figura 61.	Relación registro-Núcleo, calibrando el tipo de roca edad Turoniano zona A, Pozo Gaucho-21, Núcleo-268
Figura 62.	Relación registro-Núcleo, calibrando el tipo de roca edad Turoniano zona A, Pozo Gaucho-23, Núcleo-168
Figura 63.	Relación registro-Núcleo, calibrando el tipo de roca edad Cretácico Superior Santoniano Zona A, Pozo Guasimo-1, Núcleo-369
Figura 64.	Relación registro-Núcleo, calibrando el tipo de roca edad Cretácico Superior Campaniano-Maastrichtiano Zona A, Pozo Gaucho-35, Núcleo-1
Figura 65.	Relación registro-Núcleo, calibrando el tipo de roca edad Cretácico Superior Campaniano-Maastrichtiano Zona A, Pozo Gaucho-35, Núcleo-2
Figura 66.	Relación registro-Núcleo, calibrando el tipo de roca edad Cretácico Superior Turoniano Zona A, Pozo Gaucho-35, Núcleo-370
Figura 67.	Relación registro-Núcleo, calibrando el tipo de roca edad Cretácico Superior Turoniano Zona A, Pozo Gaucho-35, Núcleo-4
Figura 68.	Relación registro-Núcleo, calibrando el tipo de roca edad Cretácico Medio Cenomaniano, Zona A, Pozo Gaucho-35, Núcleo-571
Figura 69.	Información de datos Petrofísicos basados en la Relación registro- Núcleo, calibrando el tipo de roca, Gaucho-35, Núcleos 1-572
Figura 70.	El tamaño y la forma de los bloques de matriz73
Figura 71.	Clasificación de la porosidad según la forma de los componentes que la originaron (rock fabric)
Figura 72.	Detalle de los tipos porosidad identificada en los núcleos cortados en el Campo Gaucho74
Figura 73.	Gráfico de Pickett mostrando la ubicación aparente de varios tipos de rocas carbonatadas respecto a la porosidad74

Figura 74.	Comportamiento del exponente de cementación "m" de acuerdo al tipo de roca
Figura 75.	Se muestra en el tercer carril el Sónico (DT), (verde), con poca deflexión en presencia de intervalos fracturados78
Figura 76.	Ecuaciones de Elkewidy y Tiab para establecer los valores de la porosidad de fractura
Figura 77.	Algoritmo en Techlog para las ecuaciones de Elkewidy y Tiab79
Figura 78.	Valores de porosidad de fractura para el Campo Gaucho. Nótese que muy pocos valores de la curva están cerca de 5% de porosidad. Pozo Gaucho-35
Figura 79.	Algoritmo para el cálculo de la porosidad de fractura en función del registro de efecto fotoeléctrico
Figura 80.	Gráfico para el cálculo de la porosidad de fractura en función del exponente m"80
Figura 81.	Microfotografías tomadas al pozo Gaucho-35 N-1,3. Mostrando fragmentos de conchas y coral que contribuyen a la porosidad
Figura 82.	Distribución de la porosidad primaria y secundaria para el Cretácico Inferior (KI) en el pozo Gaucho-3581
Figura 83.	Distribución de la porosidad total calculada por Quanti en el Campo Gaucho
Figura 84.	Distribución de la porosidad total calculada mediante Redes Neuronales entrenada a partir de los registros de imágenes82
Figura 85.	Modelo de interpretación de Quanti para la porosidad y los volúmenes de roca
Figura 86.	Técnica para detectar intervalos fracturados a partir de la porosidad efectiva determinada por Quanti y el Registro Sónico (DT)84
Figura 87.	La porosidad en ambos casos a y b no está conectada y aunque la muestra posee gran cantidad de poros llenos de fluido, el mismo no pude ser drenado debido a que no hay permeabilidad
Figura 88.	Tendencia general de la disminución de la permeabilidad a medida que disminuye el tamaño de grano
Figura 89.	Los Mudstone y Wackestone presentan porosidad inferior a 10% y en general, permeabilidad inferior a 0.1 mD85
Figura 90.	Correlación entre la permeabilidad de núcleo y la permeabilidad al aire calculada del Quanti
Figura 91.	Correlación entre la porosidad efectiva y la permeabilidad absoluta para 3 pozos con núcleo en el Campo Gaucho. Pozo 21 N-2; Pozo 23 N-1; Pozo-35 N-3

Figura 92.	Relación entre el tipo de roca y la permeabilidad de acuerdo a los Análisis de Winland
Figura 93.	Gráfica de Winland para R35 en el Campo Gaucho a partir de los valores de permeabilidad de núcleo y registros, mostrando la comparación con tipo de roca, porosidad efectiva, garganta de poro e índice de fluido libre
Figura 94.	Ajuste entre el R35 calculado a partir de los datos de núcleo y R35 calculado mediante algoritmo usando los datos provenientes de Quanti
Figura 95.	Algoritmo para el cálculo del radio de garganta de poro R3590
Figura 96.	Algoritmo para el cálculo de la permeabilidad de fractura90
Figura 97.	Comparación entre la permeabilidad de fractura calculada a partir del algoritmo (rojo), obtenida a partir de la red neuronal (azul) entrenada con los datos provenientes de registros de imágenes91
Figura 98.	Rango de valores obtenidos para la permeabilidad de fracturas a partir de la red neuronal en el Campo Gaucho91
Figura 99.	Comparación entre la permeabilidad de fractura y la de matriz (< 1 mD)
Figura 100.	Modelo de saturación de agua de Archie (Sw en el eje X) vs. Resistividad de la formación (Rt en el eje Y). Se observa que no existe ninguna tendencia para el Campo Gaucho
Figura 101.	Modelo de doble agua postulado para el Campo Gaucho. Nótese la forma hiperbólica en que se distribuyen los puntos
Figura 102.	Correlación Volumen de Arcilla (Vcl) vs. resistividad total (Rt) para determinar Rt de la Lutita
Figura 103.	La Rt de la Lutita en KM/KI es mayor que en KS, debido a la compactación98
Figura 104.	Esquema de la distribución de la arcilla en el espacio poroso99
Figura 105.	Influencia de los eventos geológicos sobre la resistividad de la roca 100
Figura 106.	Influencia de la saturación de agua sobre la resistividad medida en la roca
Figura 107.	Influencia de la saturación de agua sobre la resistividad en el Campo Gaucho para los pozos con núcleo. Pozos. Gaucho-2, 23, 3, 35 101
Figura 108.	Correlación porosidad vs. Saturación de agua (Sw) en el Campo Gaucho. Se observa la presencia hiperbólica que forman ambos. Pozos. Gaucho-2, 23, 3, 35101

Figura 109.	Gráfico de Pickett modificado, indicando cada una de las zonas de fluidos y los cutoff en el Cretácico Superior Agua Nueva del Campo Gaucho
Figura 110.	Esquema de los problemas asociados con la producción de agua en los yacimientos fracturados
Figura 111.	Correlación entre Rt y Sw. Los puntos con Rt mayor que 10Ω -m se ubican en la zona de saturación de agua irreducible (rectas verticales rojas y negras)
Figura 112.	Correlación entre Porosidad secundaria y saturación de agua104
Figura 113.	Correlación entre densidad de fracturas y saturación de agua. El pozo Gaucho-35 muestra una distribución irregular104
Figura 114.	Con fracturas en la parte Superior Media e inferior105
Figura 115.	Fragmento que presenta fracturamiento cerrado y abierto105
Figura 116.	Se muestra el Núcleo-5, Del Pozo Gaucho-35 Completo,106
Figuras 117 y	 118. Distribución de los puntos en el gráfico densidad-neutrón, para entrenamiento de la red neuronal (izquierda). A la derecha se observa la misma distribución pero sobre la plantilla de tipos de arcilla a partir de los registros Torio y Potasio
Figura 119.	Resultados de la red neuronal entrenada para la obtención de las facies a partir de núcleos y el registro continúo de hidrocarburos 111
Figura 120.	Aun cuando las curvas densidad (rojo), neutrón (azul) y sónico (verde) en el carril 6 se sobreponen y no muestran aparentemente ningún cambio, la facies si notan el cambio de litología que se produce justo a la entrada de Cretácico Medio, pasando de Mudstone a wackestone Gaucho-1
Figura 121.	Discriminación en macro zonas a partir del índice de calidad de roca, RQI, facies y radio de garganta de poro R35
Figura 122.	Algoritmo para el cálculo de RQI y el radio de garganta de poro114
Figura 123.	Correlación K-Φ a partir de la gráfica de Winland. Esta correlación se usa para extrapolar los pozos que no tienen núcleos115
Figura 124.	Gráfico Estratigráfico de Lorenz Modificado116
Figura 125.	Muestra los algoritmos necesarios para construir el Gráfico Estratigráfico de Lorenz Modificado117
Figura 126.	Perfil de Flujo Estratigráfico contra la profundidad en la que fue determinada la capacidad de almacenamiento
Figura 127.	Gráfico Modificado de Lorenz
Figura 128.	Gráficos de Lorenz para las formaciones Cretácico Superior San Felipe (KSSF) y Cretácico Superior Agua Nueva (KSAN), del Campo

	Gaucho, mostrando el número mínimo de unidades de flujo en que se	
	debería subdividir estas formaciones	118
Figura 129.	Se muestran tres unidades de flujo en el campo Gaucho	119
Figura 130.	Sección A-A´	119
Figura 131.	Sección B-B´	120
Figura 132.	Sección C-C´	120

RESUMEN.

CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA INICIAL DEL CAMPO PETROLERO GAUCHO EN EL SUR DE MÉXICO.

Este trabajo se genero con la finalidad de conocer el comportamiento de los parámetros petrofísicos del campo Gaucho. Los mismos sirvieron para cuantificar reservas en la zona del yacimiento, la cual hemos denominado zona A. Se pretende con ello, justificar la inversión de capital en nuevos pozos con amplias oportunidades exploratorias para encontrar y explotar los hidrocarburos en la zona, así como realizar reparaciones mayores a pozos ya existentes.

Para lograr todos los objetivos se considero la explotación y detección de un sistema petrolero definido, donde se pudo demostrar la existencia de sus elementos principales como son la roca generadora, la roca almacén, la roca sello y la trampa geológica. Es muy importante señalar la madurez del sistema petrolero, para alcanzar su migración y acumulación.

Se estudió el medio fracturado, sus comportamientos, los tipos de roca y las facies sedimentarias, para definir unidades de flujo que aportan el Aceite.

Adicionalmente, se contó con registros geofísicos avanzados tomados en el campo, que fueron procesados para obtener muy buena información para la petrofísica básica inicial y con ocho pozos en los cuales se cortaron núcleos, permitiendo conocer en detalles la calidad de roca, la orientación de las fracturas y los parámetros básicos para la generación de las evaluaciones petrofísicas.

El resultado fue una cartera de ocho nuevas localizaciones que pudieran ayudar a drenar las reservas pertenecientes a la zona, indicando también sus coordenadas superficiales y contactos geológicos en el subsuelo, así como su posible contacto Agua-Aceite.

SUMMARY.

PETROPHYSICAL CHARACTERIZATION INITIAL OIL FIELD GAUCHO IN SOUTHERN MEXICO.

This work was generated in order to understand the behavior of the petrophysical parameters of the field Gaucho, these parameters serve to quantify reserves in the reservoir, which we termed as zone A. This is also intended to justify the capital investment in new exploration wells with ample opportunities to find and exploit oil in the area and make major repairs to existing wells.

To achieve all the objectives are considered the operation and detection of a petroleum system defined, we can prove the existence of its elements such as source rock, the reservoir rock, seal rock and trap geology. It is very important to point out the maturity of the petroleum system to achieve their migration and accumulation.

Fractured environment was studied and their behavior, the types of rock, sedimentary facies, to define flow units that provide the oil.

For all these studies had advanced geophysical logs taken in the field, these records were processed by obtaining good information for the original Basic petrophysical and eight wells where cores were cut, allowing to know in detail the quality of rock orientation of fractures and the basic parameters for the generation of petrophysical evaluations.

The result was a portfolio of eight new locations that could help drain the remaining reserves in the area, also indicating their coordinates surface and underground geological contacts and possible oil-water contact.

1. INTRODUCCIÓN.

El proyecto inició con la actualización de la caracterización del campo Gaucho, posteriormente se incluyó al campo Secadero debido a que forma parte de la misma estructura, se considera parte de la estrategia para reclasificar e incorporar reservas probables en campos maduros y bloques adyacentes a corto y mediano plazo.

Dentro del campo no se tienen estudios estratigráficos, solo se cuenta con estudios regionales entre los que destacan, Aguayo (1979), Varela (1987, 1995), Spaw (2003), que describen la estratigrafía y sedimentología de manera general.

Estructuralmente se realizó en el 2005 una interpretación sísmico-estructural que incluye una inversión acústica que definió con dos pozos las tendencias de las porosidades dentro del campo.

De acuerdo a lo anterior podemos definir objetivos del estudio estableciendo los Modelos: Estratigráfico - Sedimentario, Sísmico-Estructural, Petrofísico, Modelo Geológico Integral, Cálculo de Volumen Original y Propuesta de localizaciones de desarrollo en ambos campos y en posibles bloques adyacentes.

Se describieron los núcleos de 7 pozos del campo Gaucho, se realizaron descripciones petrográficas de muestras de canal que se integraron para establecer las facies de depósitos, se correlacionaron las electrofacies para delimitar la distribución del yacimiento. También se realizaron estudios micropaleontológicos de pozos que sirvieron para estandarizar el marco cronoestratigráfico y definir las facies principales de ambos yacimientos, determinándose para Gaucho facies de Grainstone y Floastone-Rudstone de bioclastos de edad Turoniano y para Secadero facies de Wackestone-Packstone fracturado del Cretácico Medio.

La interpretación Sismológica se realizó en el cubo sísmico Secadero 3D en la versión migrada preapilada en tiempo con filtro y ganancia y sin filtro sin ganancia utilizándose para el control de velocidades los perfiles sísmicos verticales (VSP) de los pozos Gaucho-1, 3, 35, 301, Secadero-101, Guasimo-1 y Guarumo-1, la interpretación de las cimas del Cretácico Superior Maastrichtiano (Yacimiento Secadero), Turoniano (Yacimiento de Gaucho) y Cretácico Medio, también se interpretaron horizontes del Terciario, Eoceno y Mioceno, que sirvieron para obtener el modelo estructural en profundidad. Se obtuvo también una inversión acústica que vislumbró la distribución de las propiedades del yacimiento, que sirvieron para reorientar las localizaciones de desarrollo.

Para la evaluación petrofísica se editaron, validaron y evaluaron los registros de 8 pozos: Gaucho-1, 3, 10, 11, 21, 22, 23 y 35, resultando una base de datos integrada con información geológica y geofísica. De este estudio se obtuvieron resultados atractivos, se reclasificaron las reservas en ambos yacimientos y se incorporó nuevas reservas en Secadero.

Como resultado del estudio se obtuvieron las configuraciones estructurales en tiempo y en profundidad, de los yacimientos de Gaucho (Cima del Turoniano) y Secadero (Cima Cretácico Medio): el primero es una estructura anticlinal orientada NE-SW, afectada al este por una falla normal que la separa de Secadero, en este último, se propuso un nuevo modelo estructural representado por un anticlinal orientado Este-Oeste, dividido en dos bloques por una falla normal. A partir de esta propuesta se propuso una reentrada del Secadero-1 para explotar rocas del Cretácico Superior en el bloque sur y se proponen nuevas localizaciones con objetivo Cretácico Superior.

Se realizaron secciones estructurales donde se puede observar el comportamiento de ambas estructuras con sus fallas inversas y normales, destacando el nivel agua aceite. También se interpretaron secciones estratigráficas que definieron las facies productora del campo Gaucho, representadas por Floastone-Rudstone de bioclastos y Packstone-Grainstone con alta porosidad de matriz, definidos como depósitos de banco, de edad Turoniano.

Las facies productoras del Yacimiento de Secadero consisten de Wackestone Packstone compacto con baja porosidad de matriz, fracturado, de edad Cretácico Medio y se propone con la nueva interpretación encontrar los flujos de Wackestone-Packstone de edad Cretácico Superior fracturado.

Para la evaluación petrofísica se validaron, editaron y evaluaron los registros geofísicos completos considerando los sintéticos del pozo Gaucho-35. Como resultado de la evaluación petrofísica que define porosidad y permeabilidad entre otro factores del la "zona A" del yacimiento de Gaucho-35 (Cima del Turoniano).

Para el modelo Geológico Integral se generaron mapas de distribución de Isopacas observándose espesores brutos del yacimiento en Gaucho de 10-70 m. Y valores de porosidad varían de 6-18%. En el campo Secadero se esperan porosidades entre 3-5% para el Cretácico Superior con analogía con las rocas del campo Gaucho.

2. OBJETIVOS.

Realizar la caracterización petrofísica inicial del campo Gaucho, aplicando la metodología de tipos de roca y unidades de flujo al análisis e interpretación de los registros geofísicos convencionales y avanzados (FMI, DSI, NMR), así como a datos de núcleos, secciones finas y presiones, para su aplicación a todo el campo.

3. Alcances y problemática del campo.

Definir el tipo y calidad de roca, y unidades de flujo que constituyen el yacimiento del Cretácico Superior Zona A, en el pozo Gaucho-35, para posteriormente extrapolar los resultados a todo el campo Gaucho y áreas circundantes. Conjuntamente con la distribución de facies del yacimiento apoyar en la solución de la problemática del campo en actualizar la información de reservas de hidrocarburos, construir el modelo estructural y estratigráfico y plantear una óptima estrategia de desarrollo generando nuevas localizaciones para drenar las reservas remanentes.

4. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.

Localización.

La zona de estudio (Campo Gaucho) se localiza en el estado de Chiapas, al noreste del Municipio de Pichucalco Chiapas, dentro de la zona Chiapas-Tabasco, que forma parte de la Provincia Geológica de la Sierra de Chiapas cuyas coordenadas son X=483,548.00 Y=1942,268.00 (Figura 1).



Figura 1. Mapa esquemático de localización del campo gaucho.

5. ANTECEDENTES.

El Campo Gaucho se localiza en el Sureste de México en el estado de Chiapas a 8 Km al NW de la ciudad de Pichucalco Chiapas. A 34 kilómetros de la ciudad de Villahermosa, Tabasco. Tiene un área aproximada de 9.5 Km². (Figura 2).



Figura 2. Localización esquemática a detalle del campo gaucho.

Geológicamente se encuentra en la Provincia Geológica de la Sierra de Chiapas-Tabasco.

Las rocas que constituyen al yacimiento son calcarenitas del cretácico superior formando una trampa combinada (estratigráfica y estructural). El Campo Gaucho se descubrió en 1987 a través de la perforación del pozo Gaucho – 1, iniciando su explotación, en 1988, del cuerpo calcarenítico del Cretácico Superior, cuyo espesor es del orden de 60 metros, siendo su espesor neto promedio de 49 metros. Su profundidad media, según el nuevo plano de referencia, está a 2560 mbnm.

5.1. Geológicos.

Los estudios símicos 2D realizados en la parte noroccidental de la Sierra de Chiapas datan de los años 70s. Desde entonces y hasta la fecha; los estudios del área se han intensificado en busca de estructuras adyacentes para oportunidades de desarrollo de nuevas zonas de interés.

En el año de 1997, se obtuvo información del estudio de un cubo sísmico llamado Secadero 3D, a través del cual se visualizó una estructura en mejor posición estructural que el pozo Gaucho–1, (descubridor del campo), por lo que se propuso la perforación de ese bloque denominado Gaucho–35.

5.2. Estructurales.

Se considera una estructura anticlinal con cierre contra falla al S y SE, y con cierre por echado de las capas en sus flancos W y N, en donde se puede mencionar la existencia de un sistema petrolero. La localización Gaucho-35 se define como la culminación de una estructura anticlinal, originada por dos fallas inversas.

Dentro del área de los campos Gaucho y Secadero no se han realizado estudios estratigráficos a nivel local, únicamente se tienen trabajos regionales que no resuelven el problema estratigráfico a nivel de yacimiento.

En los trabajos previos se describen las rocas del Cretácico Medio y Cretácico Superior como unidades estratigráficas individuales, las rocas del Cretácico Medio como una secuencia de carbonatos depositados en ambiente de plataforma lagunar, mientras que el Cretácico Superior Turoniano-Maastrichtiano lo define como una secuencia de brechas depositadas en facies de talud proximal y distal; el material que conforma estas facies son derivadas de la franja erosionada en el borde norte de la plataforma y que estas rocas son representativas de las facies 3 de Wilson, a las que describimos como:

Wackestone-packstone de bioclastos, intraclastos y rudstone de rudistas e intraclastos con foraminíferos planctónicos.

Brechas calcáreas de talud formadas por clastos de fragmentos de rudistas moluscos indeterminados, corales, algas y foraminíferos planctónicos.

Floastone a rudstone de rudistas e intraclastos ligeramente dolomitizado con fragmentos de coral, miliólidos, bentónicos y exoclastos en la matriz de estas rocas es común encontrar foraminíferos planctónicos.

Spaw M. J. (2003) distinguió dos sistemas de depósito para el Cretácico Superior uno de bajo nivel asociados a una plataforma abierta sin bordes, parecidos a los depósitos del Cretácico Medio donde las profundidades varían de 3 a 20 m, predominando la baja energía y abundan los biostromas de rudistas en forma de hojas o láminas, en la parte inclinada de la plataforma existen flujos de escombros con Wackestone ricos en foraminíferos planctónicos. Mientras que en el sistema de alto nivel hay un incremento en la circulación del agua y en la diversidad faunística, se desarrollan los biostromas de rudistas y corales, los cuales crecen en comunidades con colonias de corales, briozoarios y algas, abundan los Grainstone, los biostromas de rudistas crecen en forma de bancos donde se incrementa la energía.

Finalmente Spaw, 2003, menciona que el Cretácico Tardío culmina con una trasgresión marina grande, donde finaliza la plataforma carbonatada somera y da paso a depósitos carbonatados profundos con abundancia de radiolarios.

6. SISTEMA PETROLERO.

En la exploración y evaluación de hidrocarburos, es de gran importancia comprender los conceptos de sistema petrolero y del play, debido a que actualmente se utilizan como una metodología, disminuyendo el riesgo en su prospección.

Generalmente, cuando estudiamos una cuenca se inicia con el proceso de conocer la cuenca sedimentaria, posteriormente se estudia el Sistema Petrolero, después el Play y al final el prospecto (Figura 3).



Figura 3. Secuencia de estudio y análisis de una cuenca sedimentaria. (Delgado R., 2008).

El lugar natural donde se originan los hidrocarburos son las cuencas sedimentarias, en donde existen uno o más sistemas petroleros, los cuales requieren de la convergencia de cuatro elementos físicos como son: la roca generadora, la roca almacén, la roca sello y la trampa geológica; así como de otros procesos naturales necesarios como son: la formación de la trampa, la madurez de la roca generadora, la expulsión del aceite, la migración, así como la acumulación y retención de los hidrocarburos. La ausencia de uno solo de estos elementos o procesos, elimina la posibilidad de tener un yacimiento de hidrocarburos (Figura 4).



Figura 4. Componentes de una cuenca sedimentaria. (Delgado, 2008)

Demaison y Huizinga, 1994 (en Delgado, 2008) definen al Sistema Petrolero como un sistema natural físico-químico y dinámico que genera y concentra petróleo; funciona en una escala de tiempo y espacio geológico. Requiere de la convergencia de ciertos elementos geológicos y eventos esenciales en la formación de depósitos de petróleo que incluye: madurez de la roca generadora, expulsión del aceite, migración secundaria, acumulación y retención.

En este trabajo de investigación lo considero como un Sistema Petrolero en el cual es necesario aplicar una Metodología Exploratoria que estudia y describe las relaciones genéticas existentes entre las rocas: generadoras, almacenadoras y sello de una cuenca sedimentaria y su relación con los procesos geológicos que intervienen en la formación de trampas, la generación, expulsión, migración, acumulación y preservación del petróleo.

El Play es la parte fundamental del Sistema Petrolero y se reconoce porque posee una o más acumulaciones de hidrocarburos, identificados por un carácter geológico común de yacimiento, trampa y sello, sincronía y migración, preservación, un mismo carácter de ingeniería de la ubicación, medio ambiente y propiedades de los fluidos y su flujo; o por una combinación de ellos.

Un Play Fairway es el área máxima actual donde se tiene presencia de roca potencialmente almacenadora (Figura 5), con la posibilidad de tener un sello Regional y que haya sido cargada con petróleo (British Petroleum, 1993).

En resumen, un Play es un Modelo, de cómo un Yacimiento productor es cargado por un Sistema Petrolero Regional ó es un grupo de elementos y factores de campo con similitud Geológica en roca generadora, yacimiento y trampa, que controlan la ocurrencia de gas y petróleo.



Figura 5. Esquema mostrando los elementos de análisis del Play Fairway. (Delgado, 2008).

La figura 6 Muestra la sección geológica en dirección NW-SE, misma que se extiende desde el pozo Gaucho-22 Hasta el pozo Gaucho-35, donde observa más somera la secuencia sedimentaria. (Cuadro 1).



Figura 6. Sección geológica donde se muestra la evolución sedimentaria y los diferentes tipos de aceites. En °API.

Pozos	Profundidad	°API	Tipo de Crudo
Gaucho-11,22	2720-2660		
Gaucho-10,1	2550-2605	15 - 24	Pesado
Gaucho-21	2530-2482	27 - 40	Ligero
Gaucho-3	2530-2480	52	Súper Ligero
Gaucho-35	2510-2455	42 - 61	Súper Ligero

Cuadro 1. Datos de pozos e información de aceite.

6.1. Elementos del Sistema Petrolero en la zona de estudio.

Roca Generadora.

Los estudios de biomarcadores e isotopía, generados en coordinación con el Instituto Mexicano del Petróleo y confirmado con los estudios realizados por los proyectos de Chevron (2008), IMP-Petrobras (2009), y los análisis operativos del Instituto Mexicano del Petróleo realizado en (2010), indican que la roca Generadora que dio origen al petróleo explotado en el área fue depositado en un ambiente marino arcillocarbonatado, correlacionable con la secuencia litológica del Jurásico Superior Tithoniano, constituida principalmente por calizas arcillosas negras y gris oscuro, depositadas sobre un mar abierto en condiciones anóxicas; constituyendo las rocas generadoras más importantes que se conocen en esta área y que han aportado la mayor cantidad de petróleo que de aquí se extrae, que por efectos de migración vertical hacia arriba o hacia abajo ha rellenado las trampas del Kimmeridgiano, Cretácico Medio y brechas del Cretácico Superior-Paleoceno.

En las Cuencas del Sureste con base en los métodos geoquímicos se han identificado cuatro sistemas petroleros eficientes, en el caso especifico del área del campo Gaucho los aceites que se explotan del play Cretácico Superior y recientemente del play Cretácico Medio constituido por un Packstone-Grainstone fracturado del cual aporto en el intervalo 2603-2639m. Aceite de 37 °API en los pozos Gaucho-1,35, 301 y Secadero-1. Figura 7, de acuerdo a su caracterización geoquímica por biomarcadores corrobora su afinidad a las rocas generadoras del Cretácico Inferior las cuales se ha identificado en la Plataforma Artesa-Mundo Nuevo y en la Sierra de Chiapas.



Figura 7. Familias de aceite en los pozos Gaucho-1, 35,301 y Secadero-1

Roca Almacenadora.

Las rocas almacén de interés en el campo Gaucho, Secadero y Mundo nuevo, son de edad Cretácico Medio y Cretácico Superior, las primeras constituidas por Dolomías y Wackestone - Packstone de bioclastos, fracturado y las segundas, por Packstone - Grainstone de bioclastos fracturados, de un ambiente de plataforma.

Los dos plays fueron probados al encontrar producción comercial de hidrocarburos en los pozos Gaucho-1, 35,301 y Secadero-1. Las rocas fueron evaluadas petrofísicamente a través de los registros geofísicos y posteriormente probadas en la etapa de terminación del pozo. Para Gaucho-35 en particular el resultando fue productor de aceite.

Roca Sello.

Para el Cretácico Medio se consideran sello los cuerpos de Mudstone arcilloso; y para el Cretácico Superior la secuencia arcillo-arenosa del Paleógeno.

Trampa.

A nivel Cretácico el entrampamiento es de tipo estructural, consiste en un anticlinal con cierre contra falla al SE y con cierre propio en su flanco W, en donde se ha comprobado el funcionamiento de un sistema petrolero. Dando muy buen resultado en la producción de aceite.

Migración.

El proceso de migración que originó la acumulación de hidrocarburos en estas estructuras, es de tipo primario y secundario para los sedimentos del Plio-Pleistoceno; para las estructuras del Mesozoico probablemente haya sido de tipo secundario por fracturamiento, las barreras son verticales por fallas selladas y de manera lateral por cambios de facies.

Sincronía.

Con base en la sincronía de eventos la edad de la roca generadora es Cretácico Inferior, constituido por un Mudstone arcilloso con abundante materia orgánica; las rocas almacén se consideran las del Cretácico Medio y Cretácico Superior y consisten de Packstone-Grainstone.

Las rocas sello son las lutitas del Paleógeno. La trampa está relacionada con el evento compresivo Chiapaneco que se originó probablemente a finales del Oligoceno con intermitencias hasta el Plio-Pleistoceno.

La expulsión y migración de los hidrocarburos posiblemente está relacionada con los depósitos desde fines del Eoceno hasta el Reciente.

La preservación se da a partir de Mioceno Superior, hasta el Reciente, considerando los elementos del Sistema Petrolero y los procesos implícitos en el proceso de formación de un yacimiento petrolero, se considera que existe buena sincronía en este sistema de acuerdo al modelado geológico bidimensional regional en esta área de la cuenca.

7. GEOLOGÍA.

7.1. Marco tectónico Geología Regional.

El marco tectónico del sureste de México está relacionado con las placas Americana, La paca de Cocos y el Caribe, también está integrado por la Plataforma de Yucatán, el sistema de fallas Motagua-Polochic y el Macizo Granítico de Chiapas. Entre la Plataforma y el sistema de fallas se localiza un Cinturón Plegado, que deformó una potente columna sedimentaria del Mesozoico y Terciario, dando lugar a un gran número de estructuras en el subsuelo, en las áreas productoras Cuencas Terciarias del Sureste y el área Mesozoica Chiapas-Tabasco. Figura 8.



Figura 8. Modelo esquemático de los elementos tectónicos del sureste de México.

El marco tectónico y estratigráfico del campo Gaucho se realizó con base a los datos geológicos, sedimentarios y paleontológicos aportados por los pozos exploratorios y de desarrollo. Esta información integrada a la sísmica permite la correlación de las cimas cronoestratigráficas y la definición de la arquitectura estratigráfica Mesozoica y Terciaria en el área.

Se ha observado que a través del tiempo geológico, el paquete sedimentario en el cual se armaron las estructuras, involucra rocas que van desde el Jurásico Superior Kimmeridgiano hasta el Plio-Pleistoceno, destacando dos tiempos de evolución principales:

 Del Jurásico Superior Kimmeridgiano al Paleógeno se presenta compresión y distensión (presencia sal). El paquete sedimentario presenta variaciones de espesor de "SW" a "NE" (pozo Ocote-101, con 1,190 m) y espesor condensado en el pozo Luna-1 (571 m). Se considera que la máxima expresión de las estructuras ocurrió durante el Oligoceno tardío - Mioceno temprano, pues en el área, la superficie de despegue que controla los sedimentos del Neógeno se desplaza principalmente sobre sedimentos del Oligoceno.

La sal representó la zona de despegue principal, pues sobre de ella se facilitó la movilidad de los sedimentos que la sobreyacen (Mesozoicos-Paleógeno) determinando así la arquitectura principal de las estructuras. Los mayores espesores de sal reconocidos en el área son:

El pozo Pomposu-1A que penetró 59 m del Mioceno y posteriormente en el sentido de la perforación, perforó 31 m del Kimmeridgiano (alóctono), para entrar al Oligoceno (autóctono), así mismo los pozos Sisal-1 con 2,168 m y Turulete-101 con 910 m (En la base del Mioceno). Es importante resaltar que por debajo de 1,080 m de sal en el pozo SEN-97 se penetró la formación equivalente Agua Nueva del Cretácico Superior.

2.- Durante el Neógeno, se evidencia una etapa principalmente extensional, durante la cual se formaron las Cuencas Terciarias del Sureste. Excepcionalmente se generaron algunas estructuras de acortamiento por movilidad gravitacional de arcilla. (Área Tizón en la porción "NE" del proyecto). Estructuralmente, la localización Teotleco-101, se ubica en la porción noreste de la cuenta de Huimanguillo, perteneciente a la Provincia Geológica de las Cuencas Terciarias del Sureste (Proyecto de Plays Mesozoicos, 2009 La Subcuenta de Huimanguillo se encuentra limitada al poniente por una falla normal con caída hacia la Cuenca de Comalcalco y al oriente por falla normal con caída hacia la Cuenca de Macuspana; dentro del cinturón plegado de la sierra de Chiapas, se caracteriza por ser un depocentros pasivo por subsidencia, en donde su columna sedimentaria se encuentra casi completa, sin fallas normales o discordancia de importancia, figura 9. Estructuralmente, la Localización del campo Gaucho se encuentra en el cinturón plegado de la sierra de Chiapas, perteneciente a la Provincia de la Cuenca chiapas-Tabasco.

En un principio, la Cuenca de Comalcalco-Pescadores se consideraba constituida por la Cuenca de Comalcalco y la Cuenca Salina del Istmo; sin embargo, Valois, et. al (2006), en base a sus características geológicas y estructurales, las consideró como separadas, debido a que la Cuenca de Comalcalco se caracteriza por presentar fallas normales de deslizamiento gravitacional, con caída al NNW y fallas contra-regionales por evacuación de sal y en donde la producción se encuentra asociada a estructuras de tipo rollover; mientras que, la Cuenca Salina del Istmo se relaciona principalmente con la intrusión de masas salinas, las cuales originaron yacimientos asociados con acuñamientos contra sal, o con fallas normales en la parte alta de los domos.



Figura 9. Depocentros terciarios, asociados a la antigua cuenca del sureste de México.

El área donde se ubica la localización Gaucho-35 forma parte de la Área Mesozoica Chiapas- Tabasco, la cual es productora de aceite ligero, superligero, así como también de gas y condensado en los niveles Cretácico Medio y Cretácico Inferior; Estructuralmente, la cuenca se encuentra constituida por una serie de anticlinales y sinclinales de dirección NW-SE, que afectan a la columna sedimentaria del Mesozoico y Paleógeno, como sucede con el alineamiento: Juspí-Pichucalco (7), con dirección NW-SE, en cuyo extremo NW se encuentra la Localización del campo Gaucho (Figura 10).

Cerca de la localización se tienen los campos productores Edén-Jolote y Teotleco, descubiertos en 1983 y 2008 respectivamente. En el campo Edén-Jolote se produce aceite de 39°API y gas y condensado de 44° API, con una acumulada de 266 mmbpce y una reserva remanente de 60 mmbpce. El campo Teotleco es productor de aceite de 42°API, con una acumulada de 4 mmbpce y una reserva remanente de 87 mmbpce.

De manera particular, la estructura del campo Gaucho presenta una forma alargada y buzamiento hacia el NW, con cierre estructural por falla inversa en sus flancos noreste y suroeste; en el extremo sureste cierra contra una falla normal. Figura 10. Estilo estructural para el Mesozoico y Paleógeno de la Localización Gaucho-35, misma que se localiza en el extremo NW del alineamiento Juspí Pichucalco donde tenemos el campo Secadero, ambos se encuentran en el mismo cubo sísmico.



Figura 10. El campo Gaucho en asociación con el alineamiento estructural Gaucho-Paredón.

7.2. Geología local.

El estilo estructural de la posición de cualquier pozo es difícil de visualizar en un punto, esto solo se puede ver a nivel regional o semiregional por lo que es importante tener una referencia y tener una idea del estilo estructural. Por lo que corresponde a la estructura Gaucho-35 se encuentra entre los alineamientos estructurales Caimba-Malva-Jujo y Juspí-Pichucalco y pertenece al cubo sísmico Secadero (Figura 10).

La estructura del campo Gaucho forma parte del alineamiento Gaucho-Paredón que es uno de los once alineamientos estructurales de la Sierra de Chiapas. Está orientada de NW a SE, cierra hacia él SE contra una falla normal que cae en ese sentido; en la parte norte, presenta otra falla normal con orientación NW-SE, con caída hacia el NE; y hacia el oeste el cierre es por echado normal de las capas. Tiene un área máxima de yacimiento de 11 km² a nivel del Cretácico Medio.

La estructura del campo Gaucho se define como una estructura con una falla normal orientada NW-SE con una caída NE, cortada por una falla en la parte SE. El estudio de Plays denominado Cuenca Chiapas –Tabasco que se realizó en los años 2008-2009, fue creado para conocer el análisis del modelo de depósito de las rocas del Neógeno para los campos Gaucho- Secadero, mismo que se localiza en la parte central de la provincia Geológica de Las cuencas Terciarias del Sureste.

Su objetivo fue subdividir la sección Mioceno y Plioceno a lo largo de toda las cuencas, construir mapas de distribución de facies para los niveles mencionados, así como entender el mecanismo que formo las trampas para delimitar los plays productores, en las diferentes zonas estructurales de la Sierra de Chiapas de Las cuencas Terciarias del Sureste. Su objetivo fue subdividir la sección Mioceno y Plioceno a lo largo de toda las cuencas, construir mapas de distribución de facies para los niveles mencionados, así como entender el mecanismo que formo las trampas para delimitar los plays productores, en las diferentes zonas estructurales de la Sierra de Chiapas (Figura 11).



Figura 11. Configuración sísmico-estructural del campo Gaucho.

Marco Estructural Local del Yacimiento.

La estructura de Gaucho es fundamentalmente un anticlinal asimétrico, controlada al sureste por una falla principal de tipo normal con rumbo NE-SW, formada en la etapa Laramídica de plegamiento (Cretácico Superior-Terciario), al norte por echado normal, y al sur contra una falla aparentemente transcurrentes.

Posiblemente exista un cuerpo salino a nivel del Jurasico Caloviano en el núcleo de la estructura, controlando el sistema de depósito durante el Cretácico Superior. El sistema de fallas secundarias se divide en dos, el primero compuesto por fallas con rumbo E-W, con génesis similar a la falla principal y de tipo normal e inverso con mayor penetración y el segundo tipo compuesto por fallas más jóvenes, generalmente dentro del Cretácico Superior (Ks) con desplazamiento de tipo normal y con rumbo paralelo a la principal. El campo no se considera dividido debido a que este fallamiento es escaso y las facies de banco carbonatado ofrecen grandes porosidades, minimizando el efecto del fracturamiento. El área aproximada del Campo Gaucho es de 9.5 Km². (Figura. 11).

7.3. Análisis Sísmico-Estructural.

Análisis de la sísmica.

El Campo Gaucho se encuentra cubierto en su totalidad por el proyecto sísmico Secadero 3D, el cual tiene dos versiones de procesado: la migrada postapilamiento y la migrada antes apilar; está última fue la que se utilizó para el estudio de actualización siendo que presentó mejor definición de la imagen sísmica.



Figura 12. Espectro de potencia y de Fase en el intervalo objetivo de 1-8 - 2.5 s.

Para interpretar se utilizó la versión migrada preapilamiento en tiempo sin filtro y sin ganancia, con frecuencia central de 14 Hz (Figura 12) con un ancho de banda útil de 8 Hz a 25 Hz, que corresponde a una resolución vertical de 200m a 50m. Considerando que el yacimiento del Campo Gaucho corresponde a un banco carbonatado con espesores de aproximadamente 60 m existe la suficiente resolución para distinguir la roca almacén en la imagen sísmica. La fase uniforme en el objetivo.

Es importante mencionar que fue indispensable realizar la rotación de fase para calibrar la respuesta de sísmica con la cima y base del yacimiento y de esta forma obtener los atributos sísmicos lo más preciso posible.

Al modelo de velocidades final se le nombró Cubo Sísmico Secadero 3D. Es importante mencionar que el modelado fue tridimensional y se consideró las leyes de velocidad ya calibradas con el sintético, así como las superficies de correlación del Mioceno Inferior, Oligoceno, Cretácico superior, Cretácico medio y Cretácico inferior, con sus marcadores geológicos.



Figura 13. Sección sísmica sobre el cubo de velocidades de intervalo.

El modelado de velocidades se considera sencillo y de buena confiabilidad, debido a que no existen cambios laterales de velocidad bruscos, como puede ser arcilla o sal, por lo que los mapas en tiempo reflejan las tendencias estructurales de una buena forma (Figura 13).
Marco Estructural Regional.

Durante el Mesozoico la cuenca se comportó como un margen pasivo, generador de carbonatos.

El área de estudio formó parte de una cuenca antefosa en el Paleógeno y Mioceno, y para el Plioceno y Pleistoceno de una cuenca tipo extensional de relleno pasivo. En el área Chiapas-Tabasco, durante el Cenozoico existieron dos tipos de cuencas, una que corresponde a cuenca antefosa que funcionó desde el Paleógeno y hasta el Mioceno Tardío y otra de relleno pasivo durante el Plioceno-Pleistoceno. La cuenca antefosa fue formada debido a que los cinturones cabalgados de la Sierra Madre Oriental y Sierra de Chiapas, obedeciendo a una compensación isostática y al peso del apilamiento de las cabalgaduras en el frente compresivo, generaron una flexura en la litósfera paralela al frente cabalgante, flexura que corresponde a una cuenca antefosa.

El choque del Bloque Chortis contra el Bloque Yucatán es la causa de la deformación compresiva durante el Paleógeno y Mioceno, mientras que la deformación distensiva inició probablemente en el fin del Mioceno Tardío y se intensificó en el Plioceno Temprano cuando sucedió el rebote isostático del margen sur del Bloque Yucatán, debido a que el Bloque Chortis se alejaba.

Las masas de sal se encuentran en campos petroleros constituidos por estructuras compresivas, algunas veces adoptando la misma forma que la estructura. Con base en lo anterior y de acuerdo a que las masas se encuentran emplazadas en el Paleógeno, se puede decir que probablemente durante este tiempo las masas salinas llegaron al piso oceánico debido a un proceso llamado expansión por gravedad, posteriormente durante el Mioceno Medio-Tardío algunas masas adoptaron la forma de las estructuras compresivas (como en el campo Cactus) y después, en otra etapa probablemente durante el Plioceno Temprano, algunas masas fueron reactivadas (como los campos Tecominoacán y Malva-201) debidas a otro proceso, carga diferencial, proceso que aún puede estar activo.

La sal se depositó en etapas tempranas de un rift intracontinental durante el Jurásico Medio-Tardío, la cual durante el Kimmeridgiano Temprano probablemente inició a desplazarse por diferencia de densidades y la sal que no se desplazó podría ser la superficie de despegue de los cinturones plegados y cabalgados del sureste de México.

Correlación de horizontes secciones sísmicas.

Los horizontes que se utilizaron para este estudio fue la cima del Cretácico Superior (Ks) Maastrichtiano que corresponde a un reflector discordante de amplitud positiva debido al aumento en la densidad y la velocidad al pasar de las lutitas del paleoceno a los carbonatos del Cretácico; la cima del Ks Turoniano corresponde a un reflector concordante de amplitud negativa obedeciendo principalmente al cambio de velocidades de los carbonatos compactos del Ks Santoniano al banco carbonatado de alta porosidad y cima del Cretácico Medio (Km) Cenomaniano que se manifiesta con un reflector de amplitud positiva que se debe al cambio del banco carbonatado a los carbonatos más compactos del Km Cenomaniano. (Figuras 14, 15, 16, 17, 18, 19 y 20).



Figura 14. Cima y Base Regional del Cretácico Superior y Cretácico Medio del pozo Snuapa-101 a Secadero 101.



Figura 15. Cima y Base Regional del Cretácico Superior y Cretácico Medio del pozo Gaucho-1 a Mecate-1.



Figura 16. Cima y Base Regional del Cretácico Superior y Cretácico Medio del pozo Gaucho-22 a Gaucho-35. Orientación SW-NE.



Figura 17. Cima y Base Regional del Cretácico Superior y Cretácico Medio de los pozos Gaucho-22 a Gaucho-35 Línea Azul.

Cima y Base Regional del Cretácico Superior y Cretácico Medio de los pozos Guasimo-1 a Gaucho-22 Línea Roja.



Figura 18. Configuración estructural del Cretácico Superior Maastrichtiano.



Figura 19. Configuración estructural del Cretácico Superior Turoniano (Yacimiento).



Figura 20. Configuración estructural del Cretácico Medio Cenomaniano (base de Yacimiento).

8. Estratigrafía.

8.1. Estratigrafía Regional.

Las rocas del Cretácico Medio y Superior fueron reportadas en trabajos anteriores como unidades estratigráficas individuales, M. Varela S. (1995) reporta las rocas del Cretácico Medio como una secuencia de carbonatos depositados en ambiente de plataforma lagunar, mientras que el Cretácico Superior Turoniano-Maastrichtiano lo define como una secuencia de brechas depositadas en facies de talud proximal y distal, concluye que el material que conforma estas facies son derivadas de la franja erosionada y que estas rocas son representativas de las facies 3 de Wilson, mencionadas anteriormente.

Durante los trabajos realizados en campo se genero información del subsuelo a través de los pozos perforados obteniendo una columna sedimentaria hasta de 7,000 m se detectaron rocas carbonatadas y terrígenas depositadas en facies de plataforma, talud y cuenca las edades que varían del Jurasico Superior al Mioceno Inferior.

También tenemos información superficial existente que son rocas ígneas intrusivas y extrusivas de edad Plioceno-Pleistoceno que intrusionan y cubren a las rocas sedimentarias en actitud discordante.

La columna estratigráfica aflorante se inicia con las rocas del Jurasico-Superior y Cretácico-Inferior de la Formación San Ricardo, representada por un cuerpo de carbonatos en la base e intercalaciones de carbonatos y terrígenos en la cima, ésta unidad fue depositada en facies de plataforma con cambio de facies.

Le subyacen en contacto concordante los carbonatos del Cretácico Medio, Formación Sierra Madre depositadas en facies lagunar, estas rocas al noreste del área cambian a facies de cuenca. Le subyacen en contacto discordante los terrígenos y carbonatos de las Formaciones Méndez y Jolpabuchil depositadas en facies de cuenca y talud respectivamente.

Esta interrupción de la columna únicamente fue observada en superficie al sur del área, en tanto al subsuelo en los pozos perforados al noreste y en facies de cuenca no es considerada. Le subyace el contacto transicional y concordante los terrígenos finos y gruesos con horizontes carbonatados del Paleoceno de la Formación Soyalo, depositados en facies de cuenca, cubriendo a estas rocas en actitud normal se tienen los terrígenos del Eoceno, los cuales forman un cambio de facies de oriente a poniente de plataforma a cuenca, Culminan en orden cronoestratigráfico y en contacto transicional las rocas areno-arcillosas del Oligoceno y Mioceno depositadas en facies de plataforma y cuenca, las cuales cambian de facies de oriente a poniente.

8.1.1. Terciario.

Estos sedimentos están representados por una secuencia alternante de cuerpos de arenas de grano grueso a medio y lutitas, con intercalaciones de bentonita.

8.1.2. Mioceno.

Las rocas de esta edad que afloran dentro del área son de dos facies; de plataforma al sureste y de cuenca al suroeste y norte. La primera Está constituida por terrígenos y la segunda está representada por alternancia de arenas y lutitas. Estas rocas se exponen en los núcleos de los Sinclinales. Chintul, (Latitud 17°25′41′′ y Longitud -93° 24′24.42′′). Muspac (lat 17° 28′49′′ y Long. -93° 21′46′′), Buenavista (Lat. 17° 17′02′′ y Long. -93° 14′04′′), Ixtacomitan (Lat. 17° 25′29′′ y Long. -93° 06′57′′), Tapilula (Lat. 17° 13′09′′ y Long. -93° 01′55′′) y en el Anticlinal Caimba (Lat. 17° 26′34′′ y Long. -93° 11′ 22′′).

8.1.3. Oligoceno.

Las rocas de esta edad expuestas dentro del área son de dos facies, de plataforma al oriente y de cuenca al poniente. En este trabajo Únicamente se estudiaron las facies de cuenca las cuales consisten de una secuencia de terrígenos finos a Gruesos con esporádicas intercalaciones de carbonatos. (Las de facies de plataforma son reportadas en trabajos previos como una, secuencia alternante de terrígenos y carbonatos).

Las rocas de plataforma afloran en el área del flanco occidental del Sinclinal Tapilula, las de cuenca están expuestas en los flancos de los anticlinales. Mono Pelado, La Unión y Caimba.

8.1.4. Eoceno Inferior.

Las rocas estudiadas en esta edad son de dos facies; de plataforma al sureste y de cuenca al suroeste y norte. Las primeras se definen como una secuencia de terrígenos y las segundas consisten de una secuencia de sedimentos arcillo-arenosos con esporádicas Intercalaciones de carbonatos y lechos de conglomerados.

Dentro de la zona de trabajo las facies de plataforma afloran al noreste y sureste de Copainala. Sobre el núcleo del sinclinal del mismo nombre. Las facies de cuenca, se exponen en los alrededores de la Presa Netzahualcóyotl, sobre el núcleo de los anticlinales, Mono Pelado y los flancos del Anticlinal Caimba y Sinclinal Ixtacomitan.

8.1.5. Paleoceno Superior.

González A. (1967) fue quien propuso el termino para describir una secuencia de sedimentos arcillo-arenosos, con horizontes de carbonatos de edad Paleoceno que afloran en el cauce del arroyo El Nopal, cerca del Poblado.de Soyalo, Chiapas.

Dentro del área esta unidad conserva las características líticas definidas en la localidad tipo y se ha encontrado en todos los pozos perforados en la zona.

Aflora al sur y sureste del área, se observan en los flancos de los anticlinales, La Primavera, Caimba y la Gloria. Están constituidas por Lutita gris claro y gris oscuro en partes arenosa,

8.1.6. Mesozoico.

Las rocas que se depositaron durante el Mesozoico están constituidos principalmente: por Mudstone a Wackestone ligeramente arcilloso de baja energía. Tithoniano por Mudstone con intercalaciones de dolomías depositadas en ambientes de plataforma de mar abierto. Cretácico Inferior por Dolomias micro a meocristalinas depositadas en ambientes de plataforma con facies de laguna de supremarea e intermarea. Cretácico Medio por Dolomias, Mudstone a Wackestone ligeramente dolomitizado y packstone de miliolidos, depositados en ambientes de plataforma de facies lagunares. Cretácico Superior Turoniano Grainstone-rudstone de rudistas (arenas calcáreas esqueletales) y Packstone de rudistas. Cretácico Superior Santoniano-Coniaciano Wackestone a Packstone de foraminíferos planctónicos de plataforma externa. Cretácico Superior Maastrichtiano y Campaniano Wackestone-Packstone de foraminíferos planctónicos y conglomerados de bioclastos y litoclastos de plataforma externa-talud. (Figura 21).

Jeffrey C. (1912) propuso este nombre para definir un cuerpo de margas que descansan sobre la Formación San Felipe, menciona como localidad tipo los afloramientos expuestos cerca de la estación Méndez del ferrocarril San Luis Potosí - Tampico. En la zona sureste se adoptó este término para referirse a sedimentos similares en edad, encontrados en el subsuelo del área Chiapas-Tabasco.

Afloran en los anticlinales la Primavera, la Gloria y Caimba, cercanos al área de estudio, En el subsuelo se alcanzaron sedimentos similares en los pozos Secadero-1, Secadero-101, Sandalo-1, Guaco-1 y 1A, Gaucho-1 y 35.

8.1.7. Cretácico Superior:.

González A. (1963) propuso este nombre con el rango de miembro para describir a una secuencia de caliza litográfica, densa con fractura concoidal estratificada en capas de 150 a 200 cm de espesor con bandas y nódulos de pedernal negro y ámbar. Propone como localidad tipo los afloramientos expuestos en las márgenes del arroyo Jolpabuchil, localizado a 3 km al suroeste de la finca del mismo nombre, le asigna una edad de Cretácico Superior y sugiere (que la presencia del pedernal no es una característica distintiva en esta unidad ya que puede estar presente a no).

Posteriormente Sánchez M. 0. (1969) eleva a este miembro, el rango de formación y menciona que en algunas localidades de la Sierra de Chiapas esta unidad solo comprende los pisos de Campaniano-Maastrichtiano. Dentro del área de acuerdo con la información de superficie y subsuelo se asigna a esta unidad un alcance de Turoniano-Maastrichtiano y se sugiere que para reconocer esta unidad en el campo se tome como característica distintiva la presencia de pedernal, como se demuestra en los pozos Caimba-11 y 12, Rosarito-2A. Secadero-1, Secadero-101, Sandalo-1, Guaco-1 y 1A, Gaucho-1 y 35. Se encontró Wackestone gris verdoso y gris claro parcialmente recristalizado, con presencia de pedernal negro y ámbar.

8.1.8. Cretácico Medio.

Bose (1905) fue el primero en definir esta unidad para una secuencia de calizas y dolomías. Posteriormente González A. (1963) dividía la Formación Sierra Madre en dos miembros; Cantelha para el Cretácico Medio y Jolpabuchil para el Cretácico Superior y Cretácico Medio. El primer nombre fue asignado a un cuerpo de dolomitas que afloran en el rio Cantelha y el segundo se asigno a un cuerpo de calizas gris obscuro con bandas y nódulos de pedernal negro que afloran a 3 km al suroeste de la finca Jolpabuchil sobre el arroyo del mismo nombre.

Castro M. (1975) Con Vélez (1981) amplió el rango de la Caliza Cintalapa al Santoniano. Finalmente Sánchez M. 0. (1978) Sugiere elevar al nombre de Sierra Madre al rango de Grupo, representada por las formaciones Cantelha, Cintalapa y Angostura.



Figura 21. Geología y estratigrafía regional del área de estudio.

8.2. Estratigrafía Local.

A nivel Cretácico Medio las características corresponden a secuencias depositadas en ambientes de plataforma y cuenca para el Cretácico Superior.

A continuación se describen las unidades Litoestratigráficas en orden de depósito. (Figura 22).

Cretácico Medio.

Está representado en la base por una Dolomía café claro microcristalina a mesocristalina, subhedral, con microfracturas parcialmente selladas por dolomita, cavidades por disolución rellenas de anhidrita y calcita, presenta líneas microestilolíticas, contiene buena impregnación de aceite ligero en porosidad intercristalina, fracturas y cavidades por disolución.

La parte media está representada por un Packstone café claro de litoclastos y bioclastos en partes dolomitizado, café claro a crema, recristalizado, con microfracturas selladas por calcita e impregnación de aceite de aspecto ligero; presenta

microestilolitas selladas con material arcillo-bituminoso con buena a regular impregnación de aceite de aspecto ligero en porosidad intercristalina.

La cima está constituida por un Wackestone-Packstone café oscuro de bioclastos, recristalizado, presenta microfracturas selladas por calcita e impregnación de aceite de aspecto ligero y microestilolitas con material arcillo-bituminoso, contiene pobre impregnación de aceite de aspecto ligero en porosidad intercristalina.

El Cretácico Medio Cenomaniano se dató con el microfósil: Nezzazata sp. Nummoloculina Heimi.

Cretácico Superior Turoniano.

Está representado Packstone-Grainstone de bioclastos recristalizados, presenta microestilolitas con material arcillo-bituminoso.

El contacto se asignó mediante marca eléctrica, por correlación con los pozos del campo Gaucho, considerándose esta secuencia como no desarrollada.

Cretácico Superior Coniaciano.

Está representado por Wackestone café claro, recristalizado con escasas microfracturas selladas por calcita, presenta Pedernal negro y ámbar.

El conjunto faunístico que permitió asignar la edad Cretácico Superior Coniaciano es: *Whitheinella paradubia, Dicarinella sp.*

Cretácico Superior Santoniano.

Constituido por Wackestone crema de bioclastos en partes silicificado, con escasas microfracturas selladas por calcita e intercalaciones de Mudstone-Wackestone de bioclastos recristalizado y Pedernal translúcido, café oscuro y negro. Se asignó la edad Cretácico Superior Santoniano con base en el fósil índice *Sigalia deflaensis*.

Cretácico Superior Campaniano.

Consiste de una secuencia de Wackestone gris claro y gris oscuro de bioclastos con escasas microfracturas selladas por calcita y líneas microestilolíticas con material arcillo-bituminoso. Se dató con base en el siguiente conjunto faunístico: *Globigerinoides bolli, Globotruncana linneiana, Contusotruncana caliciformis.*

Cretácico Superior Maastrichtiano.

Se encuentra constituido por un Wackestone gris verdoso y gris claro de bioclastos parcialmente recristalizado con escasas microfracturas selladas por calcita y líneas microestilolíticas arcillo-bituminosas.

Se le asignó la edad de Cretácico Superior Maastrichtiano con base en el siguiente conjunto faunístico: *Psedotextularia elegans, Rugoglobigerina sp., Contusotruncana fornicata, Globotruncanita stuartiformis.*

Paleoceno Superior.

Se encuentra en contacto discordante con las rocas del Cretácico Superior Maastrichtiano, estando ausente los sedimentos del Paleoceno Inferior, están constituidas por Lutita gris claro y gris oscuro en partes arenosa, calcárea.

Se dató la edad con el microfósil: *Morozovella velascoensis*, El ambiente de depósito es Batial inferior y se determinó mediante la fauna bentónica: *Usbekistania charoides*, *Trochaminoides deformata*, *Textulariella barrettii*.

Eoceno Inferior.

Está constituido por intercalaciones de Lutita gris claro y gris oscuro, calcárea y Lutita arenosa gris claro, calcárea, con presencia de calcita blanca, micas y pirita. El conjunto faunístico que permitió la datación de estas rocas es el siguiente: Morozovella formosa gracilis, Morozovella subbotinae, Morozovella marginodentata, Morozovella aequa. La Batimetría es Batial inferior con base en la fauna bentónica: *Usbekistania charoides, Heterolepa dutemplei, Gyroidinoides altiformis*.

Oligoceno Medio.

Estos sedimentos se encuentran en contacto discordante con los del Oligoceno Superior, estando ausente los sedimentos del Eoceno Inferior hasta el Oligoceno Inferior y se caracteriza por una Lutita gris claro y gris oscuro calcárea con intercalaciones de Arenisca gris claro de grano fino a medio angular a subangular regularmente clasificada y consolidada, cementada en material calcáreo arcilloso, con presencia de calcita blanca. Se asignó la edad Oligoceno Medio con el microfósil *Globorotalia opima opima*. Batimetría: Batial Inferior.

Oligoceno Superior.

Está representada por Lutita gris claro y gris oscuro con intercalaciones de Lutita arenosa gris oscuro y Arenisca gris claro y gris verdoso de grano fino a medio angular a subangular regularmente clasificada y consolidada, cementada en material calcáreo arcilloso. Se dató la edad Oligoceno Superior con la aparición del fósil índice *Globorotalia opima nana.* Batimetría: Batial Inferior.

Mioceno Inferior.

Se constituye por una Lutita gris claro y gris oscuro, calcárea en ocasiones arenosa, con intercalaciones de Arenisca gris claro y gris verdoso de grano fino a medio, angular a subangular regularmente clasificada, regularmente consolidada, cementada en material calcáreo arcilloso. El Mioceno inferior se dató con el microfósil planctónico: *Praeorbulina sicana*. Batimetría: Batial Medio.

Mioceno Inferior-Medio.

Está constituido por una Lutita gris claro y gris oscuro, calcárea en ocasiones arenosa, con intercalaciones de Arenisca gris claro y gris verdoso de grano fino a medio, angular a subangular regularmente clasificada, regularmente consolidada, cementada en material calcáreo arcilloso. El conjunto faunístico que se identifica es el siguiente:

Globorotalia fohsi robusta, Globorotalia fohsi lobata, Globorotalia fohsi fohsi, Globigerinoides bisphericus. Batimetría: Batial Medio.

Mioceno Medio.

Está constituido por intercalaciones de Lutita arenosa gris claro y gris verdoso, calcárea y Arena de cuarzo blanco y translucido de grano fino a medio subredondeado, moderadamente clasificado con presencia de calcita blanca, micas y pirita.

El Mioceno medio se dató por posición estratigráfica en el área y con los pozos de correlación. Por fauna la muestra se presentó prácticamente estéril. Batimetría: Batial Medio.



Figura 22. Columna estratigráfica explorada en el campo Gaucho.

Cuadro 2. Estratigrafía.

COLUMNA GEOLÓGICA COMPUESTA TABASCO-CHIAPAS									
	ACTUAL	RECIENTE	INDETERMINADO						
CUATERNARIO	0	PARAJE SOLO	Arcillas arenosas a arenas muy finas (limolita), gris verdoso y gris parduzco bien clasificada, intercaladas con capas de arenas angulosas gris claro y de grano medio; en la base presenta delgadas capas de lignito, carbón fosil y fragmentos de moluscos.						
TERCIARIO	PLIOCENO	FILISOLA	La constituyen potentes cuerpos de arena gris claro de grano fino a grueso y lentes de lutita arenosa (limolita) gris verdoso.						
		FM. FILISOLA	Potentes cuerpos de lutitas y lutitas arenosas gris verdoso y gris oscuro con intercalacione de capas de arena gris claro y gris oscuro de grano medio, en esta zona se distingue unicament en los pozos que se perforan cerca de la actual linea de costa y hasta en una linea imaginaria y paralela a la misma, situada aproximadamente a 30 km. tierra adentrc						
	MIOCENO	CONCEPCIÓN SUPERIOR CONCEPCION	Lutitas arenosas gris claro, y gris verdoso, bien estratificadas, incluye caps de arena gris claro, y gris verdoso de grano fino a medio. Constituída por lutita arenosa gris, gris verdoso y gris oscuro, intercaladas con capas de arena						
		INFERIOR	gris claro arcillosa, de grano fino.						
		ENCANTO	Potentes cuerpos de lutitas ligeramente arenosa, gris y gris claro, hacia la base presenta interca- lacion de cuerpos de arenisca blanca, de grano fino. En algunos campos esta formacion es productora de aceite.						
		DEPOSITO	Potentes cuerpos de lutita gris verdosa, con intercalaciónes de arenisca de cuarzo; podria ser con intercalaciones de cuarzo gris claro, de grano medio a fino, bien cementada con material calcareo; se observan lentes de bentonita gris verdoso, descansa en una discordancia sobre sedimentos arcillosos arcillosos de Oligoceno medio.						
	OLIGOCENO MEDIO EOCENO		Constituida principalmente por lutita bentonitica gris verdosa, con intercalaciones de capas delgada: de bentonita verde y azul.						
			Potentes espesores de lutita gris claro y gris verdoso, compacta, masiva, calcárea; en la cima presenta intercalaciónes con capas de caliza brechoide blanco cremoso y bentonita verde azulosa						
	PALE	OCENO	Predomina lutita bentonitica calcarea de gris verdoso dura, en la cima presentan capas de arenisca gris clara, en la base se encuentran brechas de caliza blanco cremoso indican la discordancia regional entre el Terciario y el Cretacico Superior.						
CRETACICO	SUPERIOR	FM. MENDEZ	Formada principalmente por margas café rojizo clara, hacia la cima presentan brechas calcareas color blanco cremoso; incluyen calizas tipo Mudstone, Wackestone, Packestone y Greinstone.						
		SAN FELIPE	Representado por calizas bentoniticas, gris verdoso con intercalaciones de finas capas de bentonita verde claro.						
		AGUA NUEVA	Consiste de una caliza crema (mudstone blanco cremoso) y gris claro, compacta. Presenta microfracturas en ocasiones impregnadas de aceite, asi como abundancia en bandas de nodulos de perdernal biogeno gris claro, gris oscuro, café claro, negro y ambar, hacia la base esta constituido por Mudstone arcilloso, café oscuro, negro y gris verdoso.						
	MI	edio	El cretacico medio varia dependiendo de la zona, dentro del área Chiapas-Tabasco. 1a fase: de Sur a Norte; desde las primeras estribaciones de la sierra de Chiapas hasta el sur del Campo Sitio Grande, incluyendo en una linea Este-Oeste, los campos Giralda, Iris, Dorado, Mundo Nuevo. Se constituye por calizas de plataforma (Wackestone, Packestone y Greinstone) de colores café claro y gris claro. 2a fase: comprende rocas de mar abierto, constituida por brechas con clastos de calizas, incluyendo restos de macrofosiles, rudistas, caliza dolomitizada y dolomia café claro y gris claro, esta franja parece corresponder a un margen de cuenca o talud arrecífal. 3a. fasemas al norte se encuentran calizas de aguas profundas (de cuenca), como Mudstone de color blanco cremoso, café claro, compacto con dolomía café claro, gris claro, y textura microcristalina y mesocristalina.						
	INFERIOR		Representado por calizas mudstone arcillosas gris, gris verdoso y café oscuro; en su parte media y hacia la base pasa a dolomia gris parduzco y gris verdoso, en ocasiones con intercalaciónes de anhidrita blanca; en el Norte del area Chiapas-Tabasco lo constituye un Mudstone gris oscuro y gris verdoso que hacia la base se gradúa a Packestoney Greinstone de oolitas; su espesor varia de 500m en la cuenca a 1000m en olataforma.						
			Constituido en toda el área por mudstone arcilloso, café oscuro y negro, en ocasiones parcialmente						
JURASICO	SUPERIOR	TITHONIANO	dolomitizado, ademas puede estar presente dolomia arcillosa café oscuro. Estas rocas son consideradas las principales generadoras de hidrocarburos liquidos y gaseosos, su espesor varia entre los 100 y 600m.						
		KIMMER	Consiste de una secuencia alternante de Packestone y Greinstone de oolitas peletoides café cremoso y y gris verdoso compacto, con intercalaciones de anhidrita en capas delgadas, en algunos campos del area se presentan las rocas descritas ligeramente dolomitizadas o en otras transformadas en dolomia. Se incluye tambien mudstone verde claro y verde oscuro. Estas rocas son consideradas como excelentes almacenadoras de hidrocarburos y su espesor varia de 265 a 548m.						
		OXFORDIANO	rormado por mudstone y wackestone caté ctaro, gris verdoso y gris oscuro, puede presentar dolomitización incipiente, en capas alternancia con de anhidrita blancar y yeso blanco de espesor variable. Incluye Packestone de oolitas café claro, compacto. La potencia de estas rocas varia de 265 a 900m.						
	MEDIO	CALLOVIANO	Es representada por mudstone y wackestone caé claro,gris oscuro, compacto, con microfracturas selladas por calcita; en la parte media y basal (de lo hasta ahora perforado). Hacia la cima consiste de Packestone, Greinstone de biogenos café cremoso y gris verdoso, incipientemente dolomitizados; presenta capas inter- caladas de anhidrita blanca y veso blanco, ambos de aspecto masivo; incluye ademas mudstone arcilloso gris oscuro y café oscuro compacto. El espesor es de 1146m.						

9. FACIES.

Se define como el aspecto, apariencia y características de una unidad de roca, que refleja generalmente las condiciones de su origen y que la diferencia de las unidades adyacentes o asociadas (Glosario de Geología, 1980).

9.1. Modelo de facies.

El modelo de facies se obtiene mediante la destilación y la concentración de aquellas características que (varios ambientes similares) tienen en común.

Los Geólogos han advertido que una facies observada en una unidad estratigráfica que puede mostrar rasgos y características similares a las descritas en otras unidades de edades diferentes o que provienen de otras regiones de la tierra. Esto está relacionado con el hecho de que tales facies, que presentan los mismos aspectos, fueron depositadas bajo condiciones físico-químicas idénticas. En consecuencia, el término facies puede utilizarse, extendiendo su significado, para designar rocas sedimentarias con el mismo aspecto, fauna y flora, aún cuando pertenezcan a edades diferentes reflejando condiciones físico-químicas similares correspondientes al medio donde vivieron los organismos y se depositaron las rocas.

Según Selley (1970), se admitirá "que una facies tiene cinco parámetros que la definen: la geometría, la litología, la paleontología, las estructuras sedimentarias y el esquema de paleocorrientes ".

Generalmente, una facies está rodeada por otras, que a su vez están relacionadas con ella. Esto significa que en un ambiente determinado las facies no están distribuidas al azar, sino que constituyen asociación o secuencia previsibles.

9.2. Secuencia.

Se denomina secuencia a la sucesión de eventos geológicos, procesos, o rocas, distribuidos en orden cronológico para mostrar su posición y edad con respecto a la historia geológica en su totalidad. (Glosario Geológico).

Secuencia Litológica, se define como una serie de al menos dos unidades litológicas, que forman una sucesión natural, sin ninguna otra interrupción importante a excepción de la superficie de estratificación. El espesor del estrato no está considerado. (Lombard, 1956).

Se distinguen tres órdenes de secuencias:

- Secuencias microscópicas delgadas.
- Secuencias macroscópicas medianas.

- Secuencias megascópicos grandes.

Secuencia Granulométrica, corresponde a una evolución en el tamaño del grano sin cambio en la mineralogía. Esta puede ser:

- Granodecreciente.
- Granocreciente.

Secuencia de facies, corresponde a una serie de facies que pasan gradualmente de una a otra. La secuencia puede estar limitada en el techo y en la base por un contacto neto o erosivo, o por unos hiatos en la sedimentación.

9.3. Análisis de facies a partir de los perfiles de pozos.

Los perfiles de pozos proveen la única fuente de datos que brinda, con precisión, información sobre la profundidad y sobre el espesor aparente, e incluso real, de las capas perforadas. Se podría admitir que los perfiles de pozos son como una fotografía de las formaciones atravesadas. Por lo tanto, ellos proporcionan una información completa y confiable.

9.3.1. Muestras de canal.

Es el conjunto de fragmentos de rocas provenientes de las diferentes formaciones atravesadas durante la perforación y traídas a la superficie por el lodo de perforación, tienen la ventaja de ser recuperadas durante la perforación, se pueden hacer descripción litológica, Paleontológicas y estudio de geoquímica.

9.3.2. Núcleos.

En estudios de subsuelo, la herramienta más valiosa de observación directa de la roca, es el núcleo, con el cual se puede identificar la litología, ambientes de depósito, estructuras sedimentarias, actividad de organismos, observaciones que reflejan las características más importantes de un reservorio. El núcleo es muy útil para tener una mejor visión de la distribución cualitativa de la porosidad y permeabilidad de la roca, con los datos aportados por él; se puede elaborar mapas de tamaño de grano, Arcillosidad, grado de compactación, etc. Igualmente, se le puede practicar una serie de análisis (convencionales y especiales), que sirven para definir cuantitativamente las propiedades físicas de la roca, en función de procesos de recuperación conociendo y detectando los hidrocarburos existentes.

En el área de estudio se definieron las siguientes Facies:

Para la identificación de las facies se describieron en total 16 núcleos de los cuales 2 corresponden al Cretácico Medio y 14 al Cretácico Superior, 7 de estos los encontramos localizados dentro del yacimiento (zona A), en este capítulo se describen las facies principales encontradas para el Cretácico Superior (Facies de arenas calcáreas esqueletales de banco del Turoniano y Facies de base de Talud proximal y distal del Maastrichtiano-Campaniano).

9.4. Ambientes de Facies.

Facies del Cretácico Superior.

Dentro del yacimiento (Zona "A") del Campo Gaucho se identificaron cuatro facies.

- a) Grainstone de Rudistas
- b) Packstone de Rudistas
- c) Grainstone de Rudistas, Algas y Gasterópodos
- d) Packstone de limo de cuarzo Microdetritico.

Estas facies se describieron a detalle con base en el sistema de clasificación de Dunham y de Embry Klovan (Modificado de Dunham). Se definieron a través de evidencias megascopicas y petrográficas, cada facies puede tener una o varias Subfacies, Debido a la impregnación de aceite en los núcleos, las facies no pueden ser distinguidas adecuadamente, mas sin embargo la petrografía fue muy importante para este proyecto. A continuación se describe brevemente cada una de las facies:

a) Facies de Grainstone de Rudistas.

Las facies de Grainstone de Rudistas están representadas por fragmentos de rudistas en textura de Grainstone. Se definieron 4 Subfacies en función de su tamaño de grano, las cuales se describen a continuación:

Subfacies de Grainstone de Rudistas (fragmentos >1 mm).

Subfacies característica por su tamaño de grano (observados en las fotografías y fotomicrografías de los núcleos) mayores de 1 mm de diámetro, dominado por fragmentos de rudistas, en una textura de Grainstone. y comúnmente contiene válvas de rudistas, específicamente caprinidos, pero también radiolitidos. (Figuras 23 y 24).



Figuras 23 y 24. Subfacies de Grainstone de Rudistas (fragmentos >1 mm), Gaucho-10 (2876.1 m) y Gaucho-35 (2735.4 m). Los caprinidos se encuentran en la posición de crecimiento.

Subfacies de Grainstone de Rudistas (fragmentos <1 mm).

Subfacies características por el tamaños de grano (observados en las fotografías y fotomicrografías de los núcleos), menores de 1 mm el diámetro, principalmente dominan fragmentos de rudistas, en textura de Grainstone. Usualmente el núcleo tiene pocas valvas dispersas de rudistas. (Figuras 25 y 26).



Figuras 25 y 26. Subfacies de Grainstone de Rudistas (fragmentos < 1 mm), microfacies que muestran la alta porosidad móldica e intergranular, probablemente de los rudistas, también se observan algunas placas de equinodermos Gaucho-10 (2883.8 m).

CM IN

Subfacies de Packstone-Grainstone de Rudistas.

Subfacies dominadas por fragmentos de rudistas, en textura de packstone-Grainstone. El tamaño de grano en esta Subfacies no es característico, ya que puedes variar como puede observarse en la figura 27. Esta Subfacie está constituida por válvas de rudistas principalmente caprinidos, pero también por radiolitidos.



Figura 27. Subfacies de Packstone-Grainstone de Rudistas, Cima del núcleo-1 del Gaucho-23 (2900.2 m), donde se observan fragmentos de equinodermos y una fuerte impregnación de aceite.

Subfacies de Grainstone de Rudistas y Algas.

Esta subfacie es muy similar a la subfacie de Grainstone de rudistas, pero con la diferencia de tener un tamaño menor (<1mm el diámetro) dominado principalmente constituida por rudistas, pero asociado con algas dasycladaceas. Aunque está facies es relativamente de grano fino, algunas válvas rudistas pueden flotarse dentro de ella.

En el Gaucho-21 estas Subfacies dominan en ambos núcleos, pero no revelaron mucha información cuando se describieron debido a la alta impregnación de aceite pesado. La clasificación del tamaño de granos varía de grano grueso a (Figura 28) a grano medio (Figura 29). En las facies de grano medio se encontró bioturbación (Figura 28), mientras que la zona de rudistas es evidente (Figura 29). Otros rudistas (caprinidos y radiolitidos) también están presentes particularmente en la parte superior de grano grueso, pero no dominan en este núcleo.

Facies.





Figura 28. Grainstone de grano grueso de Rudistas y algas, Gaucho-21 N-3 (2789.3 m)

Figura 29. Grainstone de rudistas y algas en la cima del núcleo-3, el lóbulo en la base del fragmento es probable una bioturbación, (2789.0 m)

Las Subfacies de Grainstone de rudistas se interpretan como depósitos de facies someras. Los fragmentos de rudistas provienen de biostromas de rudistas a través de la bioerosión y agentes físicos y posiblemente de verdaderos cuerpos de arrecifes de rudistas como tales, aunque nunca se han cortado núcleos en un arrecife de rudistas.

Los fragmentos del tamaño de arenas y gravas son derivados de las áreas de acumulación de rudistas que fueron retrabajados en las arenas de olas y barras, por la acción del oleaje y las mareas.

Las fábricas de granos más gruesos se relacionan muy probablemente a las áreas más cercanas de las acumulaciones originales; Las fábricas de granos más finos están relacionadas con el transporte a grandes distancias, como las Subfacies que tienen un alto grado de matriz algacea mezclada con los rudistas.

Las profundidades del agua son probablemente del orden de pocos metros, cerca de los 20 m de profundidad. El alto grado de cementación marino temprana que presentan algunas muestras es indicativo que la profundidad del agua era muy someras.

Facies.



Figura 30. Grainstone de Rudistas y algas, Gaucho-21 (2783.9 m), se observa una valva de rudista en una matriz de grano fino.

b) Facies de Packstone de Rudistas.

La textura depositacional de está facies es Packstone, dominado principalmente por fragmentos de rudistas, pero no con la alta abundancia como en la facies de Grainstone de Rudistas. Esta facies se desarrollo más ampliamente en el área del Núcleo-1 del Gaucho-23, pero también está presente en los Núcleos-3 y 4 del Gaucho-35, así como, en la cima de núcleo-1 del Gaucho-10. En general son facies de grano fino, aunque algunas valvas de rudistas pueden estar flotando dentro de esta. También se asocian a esta facies los fragmentos de equinodermo, algas dasycladaceas y ostras; y se pueden definir las siguientes subfacies:

Subfacies de Packstone de rudistas y equinodermos.

Esta subfacie domina en la parte superior del Núcleo-1 del Gaucho-23 y es de grano más grueso de todas estas Subfacies. El núcleo no revela muchos detalles debido a la impregnación del aceite pesado que lo mancha, aunque los equinodermos son visibles, también hay estilolitas en todas partes. Esta subfacie es dominada por bioclastos de aragonito (preservados como porosidad móldica) y fragmentos dispersados de equinodermos (placas y espinas dorsales) en una fábrica de Packstone. Hay presencia relativamente abundante de foraminíferos bentónicos pequeños y planctónicos hialinos, como también grandes fragmentos de coral. Es notable que los bivalvos, algas dasycladaceas y ostras estén ausentes o relativamente son menos abundantes que en los Subfacies subyacentes de Rudistas-Algas-Ostra. Algunas veces se tiene abundante limo de cuarzo.

Subfacies de Packstone de rudistas.

Estas Subfacies domina la parte media del núcleo-1 del Gaucho-23 y es de grano más fino que el intervalo que le sobreyacen (Subfacies de Packstone de rudistas de equinodermos), aunque en el núcleo no se observan detalles debido a la impregnación de aceite pesado, sin embargo contiene un poco más de valvas de rudistas. No obstante las estilolitas están ausentes, pero el grado de fracturamiento es mayor.

Petrográficamente estas subfacies están dominadas por bioclastos de aragonito (preservados como porosidad móldica), fragmentos de algas dasycladaceas y ostras. Las texturas depositacionales son de Packstone. Los fragmentos de algas Dasycladaceas y ostras realmente se concentran solamente en la parte más inferior de esta microfacies, la parte superior es transicional dentro del Packstone de Rudistas-Equinodermos.

Otros aloquímicos parecen concentrarse preferencialmente en estas microfacies, los que incluyen fragmentos de bivalvos, y hay una carencia notable de pequeños foraminíferos pelágicos. Los macrofósiles, según lo observado en el núcleo, las válvas del rudistas son comunes en estas subfacies, más que en otras.

La gradación hacia la cima en otras facies/subfacies es indicada por la presencia de algunos fragmentos de equinodermos, determinado la cima, arriba de las Subfacies de Packstone de Rudistas-Equinodermo. La distribución del limo de cuarzo es dispersa hacia la base del intervalo, relativamente las concentraciones son localmente altas, antes que la facies cambie a facies de Packstone del limo del cuarzo de Microdetritico.



Figura 31. Packstone de Rudistas, Gaucho-35 superficie de inundación en la parte superior del núcleo-3, (unidad 3A3B).

Figura 32. Facies de Packstone de rudistas con impregnación de aceite, muestra la porosidad móldica de los fragmentos de rudistas y fragmentos de equinodermos no impregnados en matriz de grano fino. Secuencia superior Gaucho-35 (2725.8 m).

Facies.



Figura 33. Packstone constituido principalmente por bioclastos de equinodermos y ostras, depósitos típicos de la zona del yacimiento Gaucho-21, 2783.1 m.

Las facies Packstone de rudistas se interpretan como facies de plataforma externa de baja energía. La diversidad de aloquímicos, sugiere que es relativamente de mar abierto. En las facies de Grainstone los fragmentos de rudistas se originaron por procesos físicos de erosión y bioturbación de biostromas de rudistas, para esta facies probablemente estos sedimentos están transportados dentro del mismo ambiente de depósito durante las tormentas. Las profundidades probables del agua habrán estado del orden de 20 m (+/- 10 m), es decir muy cerca del oleaje.

c) Facies de Grainstone de Rudistas, Algas y Gasterópodos.

Probablemente es una de las facies mas distintivas dentro del yacimiento, debido a su baja porosidad y permeabilidad, en las láminas delgadas se observa un alto contenido de algas (dasycladaceas), gasterópodos y algunos fragmentos de coral, en comparación a otras facies de rudistas. También se caracteriza por un alto contenido de cementación marino temprana (cemento isópaco) y la porosidad es rellenada o sellada en su totalidad casi siempre por la calcita espátita. Está facies se localiza en los núcleos 3 y 4 del Gaucho-35 en la base de la secuencia A3 y se desarrolla comúnmente sobre las facies de Grainstone de rudistas. La cima de la base esta comúnmente karstificada, con infiltraciones de arcilla de color oscuro y caliza de la misma fábrica. Le sobreyacen comúnmente facies de Packstone de rudistas (Figuras 34 y 35).



Figuras 34 y 35. Grainstone de Rudistas, Algas y Gasterópodos, podemos apreciar tanto megascopica y petrográficamente la cima de uno de los ciclos en la parte inferior del núcleo 3 (2730.1 m), Gaucho 35, donde se observa baja (manchas de bitumen) o ausencia de porosidad.

Facies de Packstone de limo de cuarzo Microdetritico.

Esta facies solo se encuentro en el Núcleo-1 del Gaucho-23, domina en la parte inferior del núcleo y es de grano más fino que cualquiera de todas las facies observadas dentro del yacimiento del Turoniano ("Zona A"). El tamaño de grano es relativamente homogéneo como se observa tanto en el núcleo como en las laminas delgadas (Figura 36), también se tiene válvas de ostras dispersas.

Petrográficamente se caracteriza por un bajo contenido de bioclastos (aunque hay muchos microdetritos, que no es posible identificarlos (pero que probablemente pertenecen a rudistas) en un textura de Packstone. El limo de cuarzo detrítico es un componente notable y relativamente menos abundantes, así como pequeños foraminíferos planctónicos hialinos y válvas de ostrácodos.

También se tienen desarrollados fragmentos más grandes, como por ejemplo: bioclastos Aragoníticos (muy probablemente de rudistas) y ocasionales grumos micritizados de material Aragoníticos, (probablemente de rudistas, pero existe la posibilidad de que pertenezcan a algas dasycladaceas o corales, esta idea no puede ser descartada).

En algunas muestras también están presentes fragmentos grandes dispersos de equinodermos, gasterópodos y ostras. Sin embargo, la "matriz" es la que caracteriza a estas microfacies. La muestra superior en el Gaucho-23 tiene menor contenido de limo de cuarzo y puede considerarse como transicional entre las subfacies de Packstone de Rudistas, Dasycladaceas y Ostras.

Se interpreta que estas facies se depositaron en ambientes de baja energía, afuera de los bancos y en plataforma de aguas profundas (> 30 m de profundidad), posiblemente asociados con una trasgresión dado contexto con el núcleo.



Figura 36. Facies de limo de cuarzo Microdetritico, Gaucho-23, 2905.2 m. Sección delgada escaneada completa.

Fábricas Kársticas.

En varios núcleos se observaron fabricas kársticas. En el pozo Gaucho-35, en los núcleos 3 y 4 se tienen desarrollos de superficies kársticas, para cada secuencia tiene una fabrica diferente y un relleno de desarrollo kárstico asociado a la misma. En Gaucho-11, los sistemas de fracturas y fisuras muestran evidencias de sistemas de lixiviación, rellenos y laminación de sedimentos calciticos (Figura 37).



Figura 37. Fabricas Kársticas, ciclo superior en la parte inferior del núcleo 3 Gaucho-5.

2734.4 m. Las fabricas kársticas (textura, tipo y color de relleno) son notablemente diferentes en cada parasequencia.



Figura 38. Sedimentos cubiertos por laminaciones de sedimentos calcáreos de un microkarst que han sido lixiviados. Gaucho-21, 2784.1m.



Figura 39. Fabrica kárstica en Gaucho-21, 2782.1 m. laminación subhorizontal de sedimentos calcáreos de color verde grisáceo, rellenando una fisura dentro de los carbonatos de rudistas.

10. DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS PETROFÍSICOS BÁSICOS.

La determinación de los parámetros básicos como el exponente de cementación ("m"), de saturación ("n"), el coeficiente de tortuosidad ("a") y la resistividad del agua de formación se realizaron en el pozo exploratorio Gaucho-35.

El gráfico de Pickett se basa en la ecuación de Archie ordenada de una forma adecuada en que la resistividad verdadera esté en función de porosidad (como dos propiedades conocidas), con la finalidad de conseguir "m", "a" ó Rw. La expresión:

 $Log(Rt) = Log(a * Rw) - m * Log(\Phi)$

Se grafica en escala doble logarítmica, siendo a^{*}Rw el punto de corte de la curva de Sw=100% cuando Φ =1.0 y m es la pendiente de la recta de Sw=100%.

Se eligieron los intervalos más limpios y con mejores propiedades para que el efecto de las arcillas fuera mínimo al igual que el de la invasión. Para aplicar el método de inversión de Archie con la finalidad de calcular la resistividad aparente del agua de formación (Rwa) es necesario localizar una zona limpia y con alta porosidad, pero debido a la naturaleza de las rocas carbonatadas del Campo Gaucho, no se tienen intervalos de alta porosidad a menos que estén fracturados.

La determinación de la resistividad del agua de formación (Rw), se tomó directamente del promedio de salinidades por cada yacimiento, contabilizando solo los pozos que tenían más de 50% de corte de agua. Este criterio se basó en que muchas muestras presentan valores anómalos por contaminación tanto con agua menos salina como por sal proveniente de las intrusiones encontradas en el Kimmeridgiano.

Una vez determinada la salinidad en cada formación a partir de datos duros como lo son las mediciones directas en campo para pozos con aporte superior al 50% de agua, se procedió a realizar los gráficos de Pickett para cada formación. Se obtuvieron las pendientes (m) de las rectas a Sw=100% y se obtuvo el valor de "a" por solución simple de la expresión a*Rw=1.

Finalmente, el valor de "n" se obtuvo de forma aproximada mediante la ecuación:

n = 1,347 - 0,519 * Log(Rw)

La cual proviene del estudio de O. Rivero en 38 núcleos de Cretácico, cortados en México. La razón por la cual no se usó el "n" proveniente del estudio de laboratorio es debido a los valores incoherentes que presentan los mismos. Los ensayos de índice de resistividad "I", cuando se grafican contra la Sw proveniente del desplazamiento de la muestra salina en cada tapón del núcleo no tienen ningún sentido físico, excepto el "n" del JSK (Figura 40). Tomado en el Pozo Gaucho-1.

Figura 40. Resultados del análisis de laboratorio para el índice de resistividad. El exponente de saturación "n", Gaucho-1.

Determinación de Parámetros Básicos

Figura 41. Determinación de parámetros básicos a través del gráfico de Pickett en la zona por debajo del contacto agua – aceite.

Debido a que las formaciones Cretácicas del Campo Gaucho son Vugulares y fracturados y de litología compleja incluyendo las intrusiones de sal o anhidrita fue necesario usar "m" variable para obtener un resultado de Saturación de Agua (Sw), más confiable y ajustado a la producción de los pozos del campo. Como se puede observar en la tabla de los parámetros básicos establecidos a través del grafico de Pickett (Figura 41), el valor del coeficiente de tortuosidad "a" varía entre 1.8 y 3.1. Esto es un indicativo de que para ajustar "m" como una constante es necesario variar "a" con la finalidad de que las rectas de isosaturación de dicho gráfico sigan la tendencia indicada por los puntos de porosidad-resistividad. Por lo cual, aun cuando se obtuvo un buen ajuste para los parámetros básicos, se decidió usar la "m" variable, para lo cual se hizo un estudio de los modelos aplicados a yacimientos fracturados.

Varios modelos para el cálculo de "m" variable han sido desarrollados desde 1987, entre ellos se encuentran el de:

Nugent:

$$m_{N} \approx 2 \left(\frac{Log(\Phi_{s})}{Log(\Phi_{DN})} \right)$$

Este modelo de Nugent interpreta las porosidades del registro sónico y de densidadneutrón asumiendo la presencia de vúgulos no conectados, generando así una curva continua con valores mayores a 2 del exponente "m" de cementación cuand $pDN > \phi$ S e iguales a 2 cuando ϕ DN = ϕ S.

Rasmus:

$$m_R \approx \frac{Log \left[\Phi_s^3 + \Phi_s^2 \left(1 - \Phi_{DN}\right) + \left(\Phi_{DN} - \Phi_s\right)\right]}{Log \left(\Phi_{DN}\right)}$$

Este modelo de Rasmus interpreta las porosidades del registro sónico y de densidadneutrón asumiendo que la presencia de fracturas y/o vúgulos conectados, generando una curva continua con valores menores a 2 del exponente m de cementación cuando ϕ DN > ϕ S e iguales a 2 cuando ϕ DN = ϕ S. En la mayoría de los casos coteja muy bien con las zonas de fracturas.





m-Pivote:

$$m_P \approx 2.0 + 12.5 \left[1 - \left(\frac{\Phi_{ST}}{\Phi_T} \right) \right] \left(\Phi_T - 0.07 \right)$$

Para asegurar que el rango posible de los valores de "m" disminuya conforme la arcilla aumenta, tendiendo a un valor límite de m=2 cuando el volumen de arcilla es de 100%, (Figura 42), se aconseja limitar los valores resultantes de la siguiente Forma: limitar la curva variable de "m" entre m = 6 - 4*vsh, y m = -2 + 4*vsh. Esto reduce los valores posibles de "m" para que tiendan a m =2.0 conforme el vsh aumenta de 0 a 1. La figura 40 muestra esa reducción en forma de "embudo", que no tiene ningún efecto cuando los valores de Arcillosidad son bajos pues el valor máximo observado de "m" es de 3.8 aproximadamente (muy por debajo de m max \approx 6) y el valor mínimo observado de "m"

También se recomienda implantar el mismo tipo de control en caso de que los carbonatos limpios tengan valores muy bajos de porosidad efectiva; en este caso, se sugiere que la "m" también tiende a presentar un valor de 2 (de hecho, conforme la porosidad se acerca a cero, el valor de "m" pierde relevancia).

La diferencia entre las porosidades de densidad-neutrón y de sónico (φ DN – φ S) es un indicador de porosidad secundaria; el registro sónico no detecta toda la porosidad en la formación (ignorada total o parcialmente la originada en fracturas y/o vúgulos), mientras que la combinación densidad-neutrón registra toda la porosidad, conectada o no, cualquiera que sea su origen; cuando existe, esta diferencia φ DN > φ S puede ser interpretada en forma continua como indicativa de vúgulos no conectados (m > 2) aplicando el modelo de Nugent, o como indicativa de fracturas y/o vúgulos conectados (m < 2) aplicando el modelo de Rasmus.

En presencia de fracturas se observa la disminución del exponente de cementación "m" de la ecuación de Archie. La gráfica del valor de este exponente "m", normalmente con valores próximos a 2, indicará intervalos con fracturas cuando presente valores menores que 2, típicamente entre 1.4 y 1.6; si se verifica una disminución del valor del exponente al aumentar la porosidad, puede inferirse que el aumento de porosidad es debido a la presencia de porosidad secundaria.

En zonas con porosidad secundaria, el factor de cementación "m" de la ecuación de Archie varía, según se trate de fracturas conectadas ó no conectadas, o vúgulos no conectados (la corriente eléctrica no puede circular por las vúgulos no conectados; las vúgulos conectados permiten el paso de la corriente eléctrica por ellas):

• En vúgulos o en fracturas no conectadas: • En fracturas conectadas:

m ≈ 2.8 a 3.5 m ≈ 1.4 a 1.6

Aunque en muchos casos se pueden encontrar valores aun más bajos entre 1.2 y 1.4 en fracturas conectadas.

Las ventajas de esta técnica radican en garantizar valores del exponente de cementación "m" medidos "insitu" y no estimado arbitrariamente a criterio del intérprete, garantizando así un valor de saturación de agua calculado coherente con el contenido de fluidos detectados por los registros, no solamente en presencia de porosidad

secundaria (donde la posibilidad de error es grande), sino también en casos de porosidad primaria donde el valor correcto del exponente "m" también varia continuamente de nivel a nivel; el valor tradicionalmente adoptado en estos casos, igual a 2.0 ó 2.15, normalmente es una aproximación del valor medio de estas variaciones, con lo cual las saturaciones de agua serán mayores que las correctas en algunos niveles, menores que las correctas en otros, y serán igual a las correctas en aquellos niveles en que el valor del exponente "m" coincida con el valor promedio adoptado.

Se realizó un estudio detallado de cada uno de los modelos explicados anteriormente para definir cual se ajusta mejor al Campo Gaucho y a los parámetros básicos determinados para este trabajo.

La figura 43 muestra el algoritmo que se diseñó para el cálculo de los tres tipos de "m" variable (Ramus, Nugent y m-Pivote). Este algoritmo fue aplicado a pozos clave con información de núcleo, producción y registros de imágenes, para corroborar que las Zonas fracturadas indicadas en cada modelo de "m" correspondan con la producción y los resultados de las terminaciones.

Al realizar la comparación entre los tres modelos para varios pozos se observó que la curva que mejor representaba las zonas fracturadas en el Campo Gaucho fue la "m" variable de Rasmus. Mientras que las zonas totalmente compactas o improductivas como es el caso del Cretácico Superior parte Inferior corresponden mejor con el modelo de Nugent.

El modelo de "m" pivote no ajustó bien en muchos casos debido al contenido de arcilla de los yacimientos del Cretácico Superior. Tampoco ajustó en algunos casos con los yacimientos de Cretácico Medio e Inferior y el Kimmeridgiano debido a la baja porosidad que éstos presentan en múltiples intervalos. Por lo anterior, se decidió usar el modelo de Rasmus en todos los pozos.

A continuación se presentan las gráficas más representativas del estudio del exponente de cementación realizado para el Campo Gaucho. En éstas se presenta siempre el mismo intervalo para comparar como varía la saturación de agua al usar las diferentes ecuaciones mencionadas anteriormente para el exponente de cementación "m".

Se observa que Nugent es la más pesimista de las tres, mientras que Rasmus es la más optimista y la que mejor coteja para este yacimiento con los volúmenes de Quanti.

Otra observación interesante, es que en los tres casos la mayor parte del volumen está llena de agua irreducible.

El valor de la curva de porosidad no fue variado en ninguno de los casos para que la variación en los volúmenes de Quanti fuera solo en los fluidos.

Figura 43. Modelos de Nugent, Rasmus, Pivote y Archie.

Los resultados de los análisis de núcleos en los pozos Gaucho-35 reflejan claramente la tendencia de una formación fracturada. Cuando se compara el "m" de núcleo con el proveniente del algoritmo realizado para el cálculo en Techlog para cada uno de los intervalos que poseen análisis de laboratorio, se observa una gran coherencia con la curva de Rasmus. En la figura 44 se observa el gráfico del factor de formación (F) vs. La porosidad total de laboratorio (PHI). El exponente de PHI en la ecuación de correlación que aparece en el gráfico es el exponente de cementación "m" para cada una de las formaciones donde se hizo el estudio de esta propiedad de la roca en el laboratorio.

Figura 44. Comparación de los modelos para "m" variable análisis Gaucho-1 y 35



Figura 45. Gráfico de "telaraña"; Porosidad total vs. Factor de formación. Gaucho-1 y 35

10.1. Correlación Núcleo – Registros (Perfiles).

La correlación núcleo-Registro es una práctica común para validar los modelos de interpretación usados para describir las propiedades físicas de la roca, como lo son la porosidad, permeabilidad, volumen de arcilla, factor de formación, saturación de agua irreducible y tipo de litología o mineralogía.

Las propiedades derivadas de los registros geofísicos pueden ser ajustadas de tal forma que el ajuste con los datos de núcleo tenga un error mínimo aceptable comparando las diferencias o incertidumbres cuantificadas entre las dos medidas de las propiedades físicas de la roca. La metodología se basa en usar las diferencias entre los valores estimados indirectamente de registros y los medidos directamente sobre los tapones de núcleo o los núcleos continuos eligiendo rangos estadísticos de incertidumbre.

Las comparaciones cualitativas y cuantitativas son muy útiles cuando es necesario definir si el ajuste es bueno o no en carbonatos de litología muy compleja como el Campo Gaucho. La figura 46 muestra el ajuste en profundidad de núcleos y registros con relación a su porosidad.



Figura 46. Etapa inicial de ajuste en profundidad de los núcleos 3 y 4 del pozo Gaucho-35 y los registros convencionales tomados en el pozo.

En general, las diferencias entre las propiedades obtenidas de núcleos y registros no debería exceder de 0,6 p.u. para la porosidad, ni ser mayor que 1.5 veces para la permeabilidad. Desafortunadamente en muchos casos es muy difícil obtener un ajuste aceptable entre núcleo y registro debido a la escala de medición y al promedio entre los dos elementos.

Además debemos tomar en cuenta las condiciones del agujero una vez cortado el núcleo y la invasión del filtrado de lodo que ha penetrado en la formación hasta que son bajadas las herramientas de registros en el pozo. También es necesario tomar en cuenta la poca cantidad de información proveniente de análisis de núcleos existentes. Sin embargo, en las correlaciones hechas en el Campo Gaucho se observa muy buena correlación para todos los núcleos en las propiedades estudiadas.

En el caso del Campo Gaucho se tienen 2 pozos con información de núcleo, bastante limitada, la cual fue cargada manualmente al sistema Techlog. El cuadro 3 muestra la relación de los pozos y la información que se tiene para el análisis y correlación núcleo registro.

Cuadro 3. Muy poca información de Análisis especiales de laboratorio para los núcleos del Campo Gaucho.

POZO	POROSIDAD	PERM	SW	FACTOR FORMACION	VCL	PERM RELATIVA	DESCRIPCION
Gaucho-01	\checkmark		\checkmark				\checkmark
Gaucho-35	\checkmark		\checkmark				\checkmark

Análisis de los datos de núcleo.

Los datos de núcleo fueron ajustados en profundidad para correlacionar las propiedades petrofísicas derivadas de los registros. La mineralogía indicada por los estudios de núcleos fue usada para la construcción del modelo litológico usado en el análisis de Quanti. En la figura 46 se muestra el ajuste entre la descripción de núcleos y los resultados obtenidos de Quanti. Como se observa el ajuste obtenido en el modelo petrofísico fue excelente debido a que la información petrofísica faltante fue obtenida a través de redes neuronales que siempre estuvieron sobre el 88% de certidumbre. Los datos provenientes de análisis especiales de núcleo ya corregidos a la presión de yacimiento fueron aplicados para comparación con la porosidad, permeabilidad, saturación de agua y factor de formación derivado a partir de diferentes ecuaciones y algoritmos usando los registros de campo.

El estudio de los datos de permeabilidad se hizo para los pozos Gaucho-35, 14 y 32. Cuando se intenta obtener una expresión para la permeabilidad de núcleo en función de la permeabilidad al aire derivada de Quanti, se obtiene la siguiente correlación con un coeficiente de correlación de r =0.65 que es bastante bueno si tomamos en cuenta que para obtener una tendencia físicamente coherente se tuvo que forzar en el punto K (0.01; 00.01)

$$K_{nucleo} = 10^{(0.0714 + 1.0357*Log(AIRK))}$$

Como se discutió anteriormente, para el Campo Gaucho se obtuvo un excelente ajuste en la porosidad efectiva derivada a partir del registro sónico (DT) dándole a este registro una incertidumbre menor (0.15) que el valor por defecto. El valor de incertidumbre por defecto que aparece en la tabla de parámetros de Quanti es 2.4. Esto contribuyó al mejor ajuste tanto de porosidad como de permeabilidad como se puede observar en la figura 47.



Figura 47. Comparación de los resultados de Quanti con los análisis de núcleo para porosidad (morado) y permeabilidad (naranja).

Los valores de "n" provenientes del análisis de laboratorio no se tomaron en cuenta debido a que los valores presentados son muy bajos. En su lugar se utilizó la correlación entre "n" y Rw derivada de los estudios realizados por el Ing. Orlando Gómez Rivero en 38 núcleos cortados en yacimientos mexicanos.

n = 1,347 - 0,519 * Log(Rw)

El volumen de arcilla (VCL). Se pudo cotejar para un solo pozo que tiene información sobre difracción de rayos X. Figura 48. Se tomaron los valores totales de volumen de arcilla obtenidos de los estudios de laboratorio del pozo Gaucho-35 y se compararon con varios modelos para derivar (VCL) a partir de rayos gamma (GR), Neutrón (NPHI) y Sónico (DT). En todos los casos el volumen de arcilla calculado fue muy alto, incluso en zonas bastante limpias. El modelo que minimizó el VCL y ajuste de forma excelente con los resultados del núcleo Gaucho-35 fue el del algoritmo que procesa la aplicación Techlog. Dicho algoritmo minimiza las diferentes funciones de entrada (GR, DT, NPHI, etc.) en cada punto y reproduce el mínimo volumen de arcilla. La combinación de registros que resultó idónea en el Campo Gaucho resultó ser Sónico (DT) y Rayos Gama Corregido (CGR). Esta combinación ofrece la ventaja de que en las zonas de

fracturas en donde aumenta el registro Sónico (DT), el algoritmo calculará el Volumen de Arcilla (VCL) a partir del registro rayos gama corregido (CGR), el cual no está afectado en las zonas de fracturas por estas, ni por la radioactividad presente en algunas zonas fracturadas, especialmente a nivel de Agua Nueva y el Cretácico inferior.



Figura 48. Ajuste del volumen de arcilla determinado mediante difracción de rayos (X) y el volumen de Arcilla (Vcl) calculado con Techlog.

La saturación de agua (Sw) derivada del procesamiento Quanti también se cotejó con la obtenida por desplazamiento en los ensayos de laboratorio para 7 pozos. El modelo de saturación de agua usado para el Campo Gaucho fue el de Doble Agua. Este modelo tiene la ventaja frente al de Waxman-Smits de que no necesita análisis de laboratorio para Capacidad de Intercambio de Cationes (CEC).

Debido a que es un modelo que define la saturación de agua (Sw) como el mejor cálculo de una fracción de la porosidad total de la roca, es necesario haber definido muy bien la porosidad efectiva del yacimiento. Para que el modelo de Doble Agua usado por Quanti reporte resultados confiables, es indispensable que la diferencia en el ajuste de la porosidad efectiva calculada y la del núcleo sea inferior a 0.6 p.u,

La figura 49 muestra el análisis desde el punto de vista de las tendencias que forman porosidad y saturación de agua del núcleo. Esta misma tendencia debe ser respetada en el modelo de Saturación de Agua (Sw). De tal forma que si el modelo no es el adecuado, no se ajustará a la tendencia de los valores medido en el laboratorio. En la figura 46 se observa el excelente ajuste que se obtuvo entre el modelo de Doble Agua y los análisis de núcleos para la Saturación de agua (Sw), una vez calibrada la porosidad de matriz a través del registro sónico.


Figura 49. Tendencias de los valores de porosidad y saturación de agua medido en los núcleos, Pozos Gaucho-10, 1, 11, 21, 35, 3, 23.



Figura 50. Diagrama de diferencias de saturación de agua de núcleo y calculada mediante el procesamiento Quanti, Pozos 23, 10, 1, 11, 21, 35, 3, 301.

La permeabilidad relativa fue determinada en el laboratorio obteniendo graficas para los pozos Gaucho 10 y 1. En dichas gráficas se observa el cruce de las curvas de permeabilidad relativa al agua y aceite en 91% de (Sw) para el Cretácico Medio del Gaucho-10 (Figura 51) y en 87% para el Jurásico Kimmeridgiano del Gaucho-1. Ambos valores son bastante altos, indicando que la mayor parte del agua es irreducible. De hecho, la saturación de agua irreducible (Swirr) en JSK es mayor de 75% y en KM es

80% según ensayos de laboratorio. Esto es lógico si pensamos en los tamaños de grano tan pequeños que se encuentran en los Mudstone y Packstone. Son rocas muy compactas interrumpidas por algunas zonas de fracturas.

Los núcleos muestran que existe micro-fracturas que almacenan hidrocarburo y que eventualmente aportarían el mismo a fracturas mayores o a "enjambres" de fracturas. Los resultados obtenidos de los cálculos de Quanti producen puntos de corte por encima de 80% de saturación de agua (Sw) con saturación de agua irreducible (Swirr) superiores a 40% para Cretácico Medio y Cretácico Inferior (KM/KI). Mientras que en Jurasico Superior Kimmeridgiano (JSK) el punto de corte se encuentra por encima de 70% y (Swirr) cercana a 40%. En ambos casos el punto de corte y la Swirr determinada a través de los gráficos de Permeabilidad relativa del aceite (Kro) vs. Saturación de agua (Sw) provenientes de Quanti son inferiores a los obtenidos en el laboratorio. Sin embargo, pensamos que es una buena aproximación obtenida a través de registros, para una propiedad tan difícil de determinar en estas rocas tan compactas del Campo Gaucho.



Figura 51. Permeabilidad relativa proveniente del procesamiento Quanti, para las formaciones Cretácico Medio y Cretácico Inferior (KM/KI). Pozos 10, 11, 21, 35, 3, 23.

El radio de garganta de poro no se tiene en ninguno de los estudios de núcleos realizados a los 8 pozos del Campo Gaucho. Por lo cual, este parámetro no pudo ser

correlacionado sino simplemente se calculó a partir de las ecuaciones de Winland, las cuales han funcionado muy bien en campos cercanos a la zona de estudio.

A partir de los datos de núcleo de porosidad y permeabilidad se obtuvieron los datos puntuales de garganta de poro a través de la ecuación de R35 de Winland y se ajustaron con la curva construida a partir de la porosidad efectiva y la permeabilidad al aire (AIRK) proveniente de Quanti.

En las figuras 52 y 53 se observa el excelente ajuste entre los dos valores (los derivados de datos de núcleo y los calculados de Quanti) para el R35.



Figura 52. Correlación entre el radio de garganta de poro calculado de núcleo a través de la ecuación de Winland y la permeabilidad de núcleo para los pozos Gaucho-35,1 y 23.



Figura 53. Comparador de Tamaño de Garganta de Poro para el pozo Gaucho-35



Figura 54. Ajuste entre el radio de garganta de poro calculado con la ecuación de Winland a partir de los datos de núcleo (azul Núcleo-1 y rojo Núcleo-2) y el obtenido a través del algoritmo en Techlog.

Finalmente, la correlación núcleo-registro se realizó para los volúmenes de roca derivados de los análisis de laboratorio y los obtenidos a través de Quanti. Aun cuando los registros continuos de hidrocarburo también proveen esta información, la misma casi siempre está fuera de profundidad y es solo un estimado más o menos general de los componentes vistos en los recortes que llegan a superficie mientras se perfora.

Por lo tanto, es más fácil correlacionar con los resultados del análisis de núcleo que con el registro continuo de hidrocarburos.

Los volúmenes de rocas o minerales que aparecen en la descripción del núcleo fueron puestos en profundidad, teniendo en cuenta que estos valores son un promedio de los elementos que se encuentran presentes en la zona donde se cortó el núcleo.

Por otra parte, la volumetría de Quanti, también es un promedio de la estadística obtenida por cada una de las herramientas. Este promedio es el resultado del balance entre la roca sólida y los espacios vacíos (poros) disponibles para almacenar fluidos.

El balance de minerales establecido por Quanti en base a un conjunto de ecuaciones solo nos proporciona un valor aproximado del volumen de roca presente en un intervalo.

En base a estas premisas se comparó los volúmenes de roca provenientes del análisis de núcleo y el resultado de Quanti. La figura 55 muestra los resultados de la volumetría de Quanti para varios pozos y los valores de la descripción de núcleos. También se muestra los puntos de porosidad, permeabilidad, saturación de agua y factor de formación.



Figura 55. Correlación núcleo-registro mostrando el ajuste de permeabilidad (naranja/azul), saturación de agua (azul/negro), porosidad (rojo/naranja), factor de formación (verde/morado) y volumen de roca (rojo/fucsia).

10.2. Determinación del volumen de arcilla.

Muy escasos yacimientos en el mundo están esencialmente libres de minerales de arcilla menor al 3%, y debido a los efectos significativos de éstas sobre las propiedades petrofísicas y los valores obtenidos de los registros, tales como Porosidad, Saturación de Agua y Permeabilidad es obligatorio hacer un análisis apropiado de las arcillas.

En el caso específico de la curva de rayos gamma, el cálculo de Volumen de Arcilla (Vcl) debe suponer que hay otros minerales radioactivos, aparte de las lutitas, que puedan estar presentes. En este caso debe efectuarse una corrección para obtener el valor correcto de Vcl, pues la ecuación representa realmente un índice de arcilla y no el Vcl, La relación entre el Volumen de Arcilla (Vcl) y el índice de arcilla (Ish), puede ser lineal o no lineal, según la edad de las lutitas. Varios investigadores han determinado correlaciones que expresan el Volumen de Arcilla (Vcl) en función de índice de arcilla (Ish). Las figuras 56 y 57 muestran las diferentes relaciones que se han desarrollado para tratar de expresar el volumen de arcilla.



Figura 56. Correlaciones para el cálculo del volumen de arcilla (Vcl) dependientes del índice de arcilla (Ish) determinado mediante registros, tales como Rayos Gamma, Neutrón, relación Torio/potasio, etc.



Figura 57. Indicadores de volumen de arcilla en de las diferentes combinaciones de herramientas.

Mediante el uso de registros modernos como el de Rayos Gamma Espectral (NGT) se puede inferir el tipo de arcilla en el yacimiento más no el volumen; simplemente se puede decir de forma cualitativa la cantidad de cada tipo de arcilla (grande, regular, baja, etc.). Para cuantificar y determinar el tipo de arcilla existente se necesita el análisis de difracción de rayos X.

10.3. Difracción de Rayos X (DRX).

Se utilizaron tres (3) muestras del núcleo 1 del pozo Gaucho – 10, con el fin de determinar las composiciones totales de arcilla mediante el método de difracción de Rayos-X (DRX). La fracción menor a 3mm (arcilla) fue separada del total de la muestra en un baño ultrasónico usando hexametafosfato de sodio con agentes defloculantes. El material separado fue luego centrifugado. La fracción arcillosa fue montada sobre una lámina y colocada en un baño de vapor de glicol por 24 horas para separar los minerales arcillosos. Adicionalmente, la fracción arcillosa fue calentada a 375°C para una posterior diferenciación de los minerales de arcilla.

El peso de la fracción es medido de ambos del total y la fracción arcillosa. Se debe resaltar que la muestra para la difracción de rayos X (DRX) fue tomada adyacente al lugar donde se tomaron las muestras para petrografía de lámina delgada y análisis de tamaño de grano (hasta 5cm de separación). Los datos del análisis de difracción de Rayos-X (DRX) se presentan en el cuadro 4 como una síntesis de los resultados.

Cuadro 4. Resumen de los resultados de la Difracción de Rayos X Pozo Gaucho-10.

Los resultados de difracción de rayos X (DRX) indican que las tres muestras son mineralógicamente similares. Las rocas consisten en calcita (73-95%), cantidades menores de cuarzo (4-7%), plagioclasa (Tr-2%), illita (1-11%), caolinita (Tr-4%), clorita (Tr-4%) y pirita (1-2%). Calcita: Se encuentra como parte de la matriz de micrita, como cemento de calcita ferrosa, y en la estructura esquelética de los bioclastos. Cuarzo, Plagioclasa: Se encuentra como componentes del lodo arcilloso en la masa-base. Minerales de Arcillas (caolinita, clorita, illita): Las arcillas están generalmente presentes como matriz de lodo, en las áreas intergranulares y como mineral diagenético principalmente la illita. La presencia de estas arcillas autígenas reduce aun más la calidad del yacimiento.

El análisis de difracción de rayos X (DRX) no identificó la presencia de los minerales diagenéticos, esméctica, arcillas de capa mixta illita-esméctica y dolomía ferrosa que fueron identificadas en el análisis de microscopio electrónico de barrido (MEB), debido

a que su contenido porcentual es trazas y, además, esto sugiere que la presencia de estos cementos está localmente distribuida.

Teniendo en cuenta los resultados de DRX para el pozo Gaucho-10, se procedió a hacer los ajustes necesarios para obtener una curva continua de volumen de arcilla.

El primer paso para la selección del modelo Petrofísico del Campo Gaucho fue la determinación del volumen de arcilla. El único pozo con análisis de difracción de rayos X es el Gaucho-10. En este pozo, a pesar del alto contenido radioactivo que muestra el registro GR a nivel de Cretácico Superior Méndez (KSM), el análisis de laboratorio indica que es inferior a 18% en todas las muestras, con Illita como arcilla predominante.

Una combinación de registros fue necesaria para la determinación del volumen de arcilla. El registro Sónico (DT) fue la clave para minimizar el volumen de arcilla. Sin embargo, se necesitó combinar el módulo Petroview Plus el Rayos gama corregido (CGR) y el Sónico (DT) para hacer la minimización en las zonas donde existen fracturas y el Sónico (DT) tiende a indicar valores anormalmente altos de volumen de arcilla debido a que es afectado por el fluido presente dentro de la fractura.

El módulo de Petroview permite seleccionar los intervalos y los tipos de registros a utilizar en combinación. También permite seleccionar el mínimo resultado en cada punto de profundidad para cualquiera de las combinaciones de registros empleadas.

Las siguientes ecuaciones fueron usadas dentro del modelo para minimizar el volumen de arcilla:

$$Vcl = \left(\frac{GR - GR_{\min}}{GR_{\max} - GR_{\min}}\right)$$

$$Vcl = \frac{\left(\rho_{b}\left(\Delta T_{mat} - \Delta T_{f}\right) - \Delta T\left(\rho_{mat} - \rho_{\log}\right) - \rho_{\log}\Delta T_{f}\Delta T_{mat} + \rho_{mat}\Delta T_{\log}\right)}{\left(\left(\Delta T_{mat} - \Delta T_{f}\right)\left(\rho_{sh} - \rho_{\log}\right) - \left(\Delta T_{sh} - \Delta T_{f}\right)\left(\rho_{mat} - \rho_{f}\right)\right)}$$

Esto es menos dependiente de la litología y de las condiciones del fluido y del agujero. Adicionalmente, es recomendada en intervalos muy compactos, como es el caso de los carbonatos.

Es muy importante determinar de una forma muy aproximada a la realidad el Vcl debido a que éste se usará más adelante para determinar la porosidad efectiva y en el cálculo de Espesor neto.

Nótese que la desviación del Rayos gama (GR) es lineal con el aumento de arcilla según se observa en las relaciones expresadas arriba. Además sigue siendo lineal con la integración de cualquier mineral radioactivo como el feldespato de potasio, micas o

las cenizas volcánicas. El Rayo Gamma también es afectado por potasio (K) como material de suplemento salino en el barro. El potasio aumenta la radiactividad del barro mientras el peso (barita-BaSO4) disminuye el efecto radiactivo de la formación protegiendo el instrumento de los otros elementos radiactivos.

Lamentablemente el efecto es no lineal en ambos casos. El potasio sólo puede ser corregido a aproximadamente el 10 % K y peso de barro sólo a 15 libras/galón. Además de esto, el Rayos gama corregido (CGR) está afectado por las sales radioactivas existentes en la formación, especialmente en algunas zonas fracturadas por debajo de Cretácico Superior San Felipe (KSAN). Por estas razones, se tomó siempre el Rayos gama corregido (CGR) en lugar del Rayos gama (GR). Incluso se determinó el Rayos gama corregido (CGR) mediante redes neuronales para los pozos en donde no se bajo la herramienta de espectroscopia de rayos gamma.

En la parte para el Volumen de Arcilla (Vcl) proveniente del registro Sónico (DT), observamos que es una combinación de valores que tiende a minimizar los efectos de la arcilla presente. Sin embargo, en las zonas donde hay fracturamiento el registro Sónico (DT) se atenúa por el efecto del fluido (lodo) presente dentro de la fractura y el registro de Densidad (RHOB), disminuye debido a que debe promediar la baja densidad del lodo presente en la fractura con la densidad de la formación. Este es un efecto mucho menor que el que tendría lugar si existiera gas, pero que al hacer el cálculo de Volumen de Arcilla (Vcl) se vuelve relevante.

Debido a estos dos efectos (radioactividad y fracturas), fue necesario hacer la minimización de ambas ecuaciones en el módulo de PetroView Plus.

La figura 58 muestra el gráfico cruzado de Torio-Potasio, para el cual se observa la presencia de Illita como arcilla principal, con pequeño contenido de micas, cloritas y arcillas mixtas asociadas con la montmorillonita, en concordancia con la difracción de rayos X.



Figura 58. Gráfico Torio-Potasio para la mayor parte de la arcilla que es de tipo illita con pequeñas cantidades de micas y bajo contenido de montmorillonita.

Por otra parte, se hizo un análisis de la relación torio-potasio para varios pozos con el registro de efecto fotoeléctrico (PEF), en donde el registro de efecto fotoeléctrico (PEF) estaba poco afectado por la presencia de barita en el lodo.

La figura 59 muestra también la presencia predominante de Illita, con un pequeño contenido de clorita, montmorillonita y capas mixtas. Este gráfico es usado más para conseguir un indicativo de la naturaleza de la mineralogía de arcilla en la formación, que identificar una arcilla específica. Si más de un mineral radiactivo está presente, los tipos de arcilla deben ser conocidos de otra fuente para interpretar volúmenes individuales.

La proporción Torio-Potasio (Th/K), es probablemente el mejor indicador de cambios de arcilla de la secuencia. Este junto con cambios de la resistividad del agua ligada de las arcillas es un instrumento útil para identificar cambios de la deposición marina o continental.

Esta transición sería marcada por un cambio de caolinita a smectita-illite con una correspondencia para el agua ligada a la Arcilla (Rwb) de 0.6 Ohmm a menos de 0.2 Ohmm. Este cambio no se observa en ninguno de los gráficos realizados como era de esperarse ya que el Campo Gaucho pertenece a depósitos de cuenca netamente marinos.



Figura 59. Grafico PEF - Th/K para el Campo Gaucho.

Finalmente, se puede observar en la figura 60 que no se encontró una correlación sencilla para derivar el Rayos gama corregido (CGR) a partir del rayos gama (GR) debido a que hay muchas posibles respuestas que no ajustan con los pozos vecinos cuando las extrapolamos. Por tal razón, fue necesario aplicar redes neuronales para encontrar el Rayos gama corregido (CGR) en los pozos que no lo tenían.

Figura 60. Correlación entre Rayos gama (GR) natural y el Rayos gama corregido (CGR) para todos los pozos del Campo Gaucho.

10.4. Determinación de la litología.

El siguiente paso para la definición del modelo petrofísico debe ser estimar la litología calibrando los registros con los núcleos, las descripciones litológicas de muestras de canal, los núcleos y el registro continuo de hidrocarburo Las rocas de interés son carbonatos fracturados que se localizan en el Cretácico Superior y Medio de horizontes masivos Mudstone y Wackestone que son interrumpidos por algunas zonas fracturadas, que producen aceite superligero.

La velocidad más rápida y la impedancia acústica alta del Registro Sónico (DT), tienen que ver con los intervalos más limpios. Adicionalmente, existen bloques de sal tanto Anhidrita como Halita que algunos pozos han atravesado. También hay secuencias de limolitas en el Jurásico Superior Thitoniano y dolomías o calizas dolomíticas por debajo de cretácico medio.

La resistividad es también indicadora de eventos litológicos como por ejemplo, la sal. Los intervalos de sal (ya sea anhidrita o halita) tienen una resistividad muy alta. La diferencia entre los dos tipos de sal es que para la anhidrita, la resistividad siempre está por arriba de 2000 Ω -m, mientras que en el caso de la halita la resistividad puede estar por arriba de 1500 Ω -m, ó en algunos casos si entra en contacto con el lodo base agua, puede tener valores muy bajos incluso abajo de 1 Ω -m y puede confundirse fácilmente con los valores de resistividad de la pirita o de una arcilla muy conductiva.

En este caso siempre se puede distinguir entre los dos tipos de sales a través del Registro de Densidad (RHOB), debido a que el registro densidad "lee" 2.04 gr/cc. En la halita y más de 2.98 gr./cc. En la anhidrita.

En el caso de las limolitas la densidad (RHOB) y el neutrón (NPHI), muestran lecturas muy altas. Para la densidad se tienen valores superiores a 2.86 hasta 3.58 gr/cc, confundiéndose con los valores de la anhidrita. En tanto, que para el neutrón se tienen valores que van entre 30 y más de 60 p.u.

Para las dolomías puras la densidad es de 2.86 y el registro neutrón (NPHI), está muy cercano al valor 0 p.u., mientras que el Registro Sónico (DT) está muy cercano a 44 µsec/ft. Tomando como escalas 1.95-2.95, 0.45-(-0.15) y 123-23 para el (RHOB), (NPHI) y (DT) respectivamente, se puede fácilmente determinar los intervalos dolomíticos por simple inspección visual.

Cabe destacar que las curvas densidad y neutrón se separan cuando existe presencia de dolomías, pero también lo hacen en los carbonatos arcillosos de la misma forma, dando la falsa apariencia de dolomía cuando en realidad es la fracción arcillosa la que hace que se separen las dos curvas, tal como sucede en el caso del gráfico cruzado densidad-neutrón.

En muchas ocasiones se tiende a confundir con calizas dolomíticas que tampoco existen, sino que se trata de intervalos un poco más densos o duros. Por lo cual, es necesario siempre que exista, revisar la descripción litológica de las muestras de canal para asegurarse de la litología que se tiene en el pozo.

De lo contrario, se puede trazar una línea recta que pase justo en 2.71 y otra en 2.86. Si la densidad está sobre la recta de 2.86, por simple inspección visual se puede determinar donde se encuentran las dolomías, si por el contrario la densidad se encuentra entre 2.71 y 2.86 pero más cerca de 2.86, se tienen calizas dolomíticas pero si está más cerca de 2.71 se tienen calizas limpias muy compactas

Otro gráfico importante en la determinación de la litología es el de M-N. Este es la combinación de información de los tres perfiles de porosidad, mediante manipulación matemática, esto hace que la determinación de la litología sea casi independiente de la porosidad.

En las siguientes Fotografías, observamos la relación que existe entre los registros y los núcleos cortados en el campo Gaucho. Configurando y checando el tipo de roca. (Figuras 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68 y 69).



Figura 61. Relación registro-Núcleo, calibrando el tipo de roca edad Turoniano zona A, Pozo Gaucho-21, Núcleo-2.



Figura 62. Relación registro-Núcleo, calibrando el tipo de roca edad Turoniano zona A, Pozo Gaucho-23, Núcleo-1.



Figura 63. Relación registro-Núcleo, calibrando el tipo de roca edad Cretácico Superior Santoniano Zona A, Pozo Guasimo-1, Núcleo-3.

Gaucho-35



Figura 64. Relación registro-Núcleo, calibrando el tipo de roca edad Cretácico Superior Campaniano-Maastrichtiano Zona A, Pozo Gaucho-35, Núcleo-1.



Figura 65. Relación registro-Núcleo, calibrando el tipo de roca edad Cretácico Superior Campaniano-Maastrichtiano Zona A, Pozo Gaucho-35, Núcleo-2.



Figura 66. Relación registro-Núcleo, calibrando el tipo de roca edad Cretácico Superior Turoniano Zona A, Pozo Gaucho-35, Núcleo-3.



Figura 67. Relación registro-Núcleo, calibrando el tipo de roca edad Cretácico Superior Turoniano Zona A, Pozo Gaucho-35, Núcleo-4.



Figura 68. Relación registro-Núcleo, calibrando el tipo de roca edad Cretácico Medio Cenomaniano, Zona A, Pozo Gaucho-35, Núcleo-5.



Figura 69. Información de datos Petrofísicos basados en la Relación registro-Núcleo, calibrando el tipo de roca, Gaucho-35, Núcleos 1-5.

10.5. Determinación de la porosidad.

Los carbonatos tienen varios tipos de porosidades que coexisten simultáneamente y para modelar estos yacimientos en simuladores numéricos convencionales es necesario utilizar dos grupos principales, los que coexisten en la matriz y los relacionados a la porosidad secundaria.

La porosidad de una roca es la relación del volumen del espacio vacío (Vv) (llamado también volumen poroso), respecto al volumen total (Vt) que ocupa dicha roca. Su magnitud depende de muchos factores, principalmente de la distribución de tamaños de grano y bloque ya que su complemento, la distribución de tamaños del espacio poroso (ínter-granular, fracturas y vúgulos), incide directamente sobre ella. El volumen de sólidos (Vs) es la diferencia del volumen total de roca Vt menos el volumen del espacio vacío (Vv).

Así, Vs = Vt -Vv. En general, este volumen ocupa la mayor parte del yacimiento.

Para una mejor comprensión, el estudio de la porosidad en rocas se divide en dos ramas principales: la porosidad en rocas sedimentarias terrígenas y la porosidad en rocas sedimentarias calcáreas.

La porosidad en una roca sedimentaria calcárea es función de la distribución del tamaño y forma de los bloques de matriz y de los procesos de disolución de minerales que la conforman, en consecuencia, de la distribución del tamaño y forma de los vúgulos y fracturas que se generan.

La porosidad primaria en los carbonatos puede ser ínter-partícula o móldica (Figuras 70 y 71), según el "tejido" que hayan formado sus componentes (rock fabric). Como se puede observar en la figura 72, el Campo Gaucho tiene tanto porosidad primaria como secundaria. La porosidad primaria no aporta nada a la producción según el estudio de núcleos realizado por el IMP. Mientras que la porosidad secundaria por fracturas, microfracturas y vúgulos almacena y aporta toda la producción de los pozos.



Figura 70. El tamaño y la forma de los bloques de matriz.

Si en el cálculo del volumen poroso se consideran tanto los poros aislados como a los poros comunicados entre sí, entonces a la porosidad resultante se le conoce también como porosidad absoluta del sistema roca-fluidos. Si en el cálculo del volumen poroso total se desprecia al espacio poroso aislado, es decir, sólo se considera a los poros comunicados entre sí, entonces a la porosidad medida se le conoce también como porosidad efectiva del sistema roca-fluidos. Según cada caso práctico de estudio, por su origen, la porosidad puede ser primaria o secundaria. La porosidad primaria se genera como un resultado de procesos de depositación de la formación rocosa, mientras que la porosidad secundaria se genera, a la alza o a la baja, debido a procesos geológicos posteriores a la depositación de los sedimentos que dieron origen a la roca.

Fabric-selective		Not fabric-selective		Fabric-selective or not	
	Interparticle	XXXII	Fracture		Breccia
	Intraparticle				
	Intercrystal	<u> </u>	Channel	9.2	Boring
F	Moldic		Vug	U J	Burrow
1	Fenestral				
	Shelter		Cavern*	25	Shrinkage
	Growth- framework	*Cavern applies to man-sized or larger pores of channel or vug shapes			

Figura 71. Clasificación de la porosidad según la forma de los componentes que la originaron (rock fabric).



Figura 72. Detalle de los tipos porosidad identificada en los núcleos cortados en el Campo Gaucho.

El tipo de roca (Mudstone, Wackestone, Grainstone, etc.) también tiene influencia en la porosidad. Como puede verse en la figura 73, si hacemos un gráfico de Pickett (porosidad-resistividad) y colocamos los valores de porosidad obtenidos en los diferentes tipos de roca se demuestra que a medida que aumenta el tamaño de grano, es decir a medida que disminuye la superficie total, aumenta la resistividad. Esto se explica fácilmente, debido a que a medida que aumenta el tamaño de grano hay menos espacios vacíos donde almacenar moléculas de agua.



Figura 73. Gráfico de Pickett mostrando la ubicación aparente de varios tipos de rocas carbonatadas respecto a la porosidad.

Mientras que a medida que disminuye el tamaño de los granos, la mayor parte del agua existente está ligada a los granos y a las arcillas. Se puede demostrar que al disminuir el tamaño de grano aumenta el área disponible para almacenar agua irreducible, hasta el punto que en una evaluación petrofísica se puede tener valores altos de saturación de agua (Sw), sobre valores de aceite.

Toda el agua que está sobre el intervalo de aceite se debe al agua irreducible de los granos finos. Esta es la misma razón que hace que el exponente de cementación "m" aumente a medida que tenemos Wackestone y Mudstone, como se observa en la figura 74.

Esta característica de los carbonatos se hace bastante evidente en el Campo Gaucho y se puede aprovechar debido a que la "m" variable es mayor o igual a 2 en los Mudstone y Wackestone que no presentan fracturamiento, mientras que en los intervalos fracturados puede bajar hasta valores de 1.5, o incluso menor.



Figura 74. Comportamiento del exponente de cementación "m" de acuerdo al tipo de roca.

Todas las formaciones tienen en mayor o menor grado los 4 tipos de porosidad. Estos cuatro tipos de porosidad no son excluyentes: puede haber porosidad primaria efectiva e inefectiva, lo mismo para la porosidad secundaria. Visto de otra forma, la porosidad efectiva puede estar compuesta por porosidad primaria y secundaria, al igual que la inefectiva. La porosidad total se define entonces como:

$$\Phi_{TOTAL} = \Phi_{PRIMARIA} + \Phi_{SECUNDARIA}$$
$$\Phi_{TOTAL} = \Phi_{EFECTIVA} + \Phi_{INEFECTIVA}$$

La respuesta del perfil de densidad en función de porosidad, para formaciones limpias, viene dada por la expresión:

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_{ma} = \rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) \phi$$

Donde:

 Φ es la porosidad,

 ρ_{ma} es la densidad de la matriz,

pf representa la densidad del filtrado, y

pb representa la densidad leída de la formación con sus fluidos

Del mismo modo, la respuesta del perfil neutrón viene dada en función del contenido de hidrógeno (HI, índice de hidrógeno) de los fluidos y minerales (usualmente arcillas) contenidos en el espacio poroso de la formación. Esta respuesta se expresa como:

$$\phi_N = \phi * HI$$

La combinación neutrón-densidad se ha venido convirtiendo en un estándar para la evaluación de formaciones en agujero descubierto. Esto se basa en la habilidad para detectar la presencia de gas, determinar la porosidad total sin la necesidad de utilizar un modelo específico de litología e identificar la matriz de las rocas.

Cuando los yacimientos están compuestos por combinaciones variables de arenisca, caliza, dolomitas, anhidrita, etc., la respuesta normal de porosidad de una herramienta simple, es muy dependiente del modelo exacto de litología usado. Con la combinación neutrón-densidad, esta dependencia ya no existe. Hay tres tipos básicos de respuesta de porosidad que se aplican cuando se dispone de la combinación mencionada:

Promedio simple $\Phi = (\Phi_D + \Phi_N) / 2$

Promedio cuadrático $\Phi = [(\Phi_D^2 + \Phi_N^2)/2]^{1/2}$

Promedio ponderado $\Phi = (X \Phi_D + Y \Phi_N) / (X+Y)$

Donde X y Y son pesos asignados a cada registro

La combinación de los tres registros de porosidad nos permite encontrar la solución para la porosidad total en Quanti como se observa en la figura 76. Dicha solución puede expresarse matemáticamente de la forma siguiente:

$$\Delta t = \Delta t_{ma1} V_1 + \Delta t_{ma2} V_2 + \dots + \Delta t_f \Phi$$

$$\rho b = \rho_{ma1}V_1 + \rho_{ma2}V_2 + \dots + \rho_f \Phi$$

76

$$\Phi_N = \Phi_{Nma1}V_1 + \Phi_{Nma2}V_2 + \dots + HI_w\Phi$$

$$1 = V_1 + V_2 + \dots + \Phi$$

Donde:

V1 a Vn son las fracciones de cada mineral que forma la roca.

 Δt , ΦN , y pb son el tiempo de tránsito, la porosidad neutrónica y la densidad.

Los subíndices. ma1 a ma2 corresponden a las matrices de los minerales 1 a n, y Φ es la porosidad, en fracción.

En la práctica, la porosidad total (PIGT) de Quanti es la porosidad total derivada del sistema de ecuaciones expresado anteriormente (PHIT) menos la sumatoria de los volúmenes aislados (vúgulos o porosidad ínter cristalina) que ocupa cada mineral en la roca.

La porosidad efectiva viene dada como PIGT menos el agua ligada a las arcillas o los granos.

Las siguientes expresiones muestran la forma como Quanti determina la porosidad total y efectiva mediante una sumatoria de volúmenes tanto de fluidos como de minerales derivados de los registros de porosidad y resistividad tomados en el pozo:

output(PHIT, max(0.0001, $\ XWAT_VOL + XIWA_VOL + XOIL_VOL + XGAS_VOL + \ XBWA_VOL + XSFL_VOL + PARA_VOL + ISOL_VOL))$

output(PIGT, PHIT - PARA_VOL -ISOL_VOL)

output(PIGN, PIGT - XBWA_VOL)

La porosidad de matriz fue calibrada con los datos de núcleos para 8 pozos del Campo Gaucho que contaban con información de laboratorio. Como se puede observar en la figura 75 se logró un buen ajuste entre el registro Sónico (DT) y la porosidad del núcleo. Esta fue la clave de todo el trabajo restante.

Para ello se determinó mediante iteraciones sucesivas que el registro Sónico (DT) de la matriz en el Cretácico Superior del Campo Gaucho está en 42.8 μ /ft., para las calizas arcillosas. Este valor es mucho menor que el usado normalmente para intervalos calcáreos de 47.5 μ /ft. Aún cuando se podría pensar que el volumen de arcilla superior al 15% en los carbonatos podría aumentar mucho más este valor de 47.5 μ /ft, no es así.

La razón parece ser que estos intervalos del Campo Gaucho son muy compactos con regular presencia de vúgulos o cualquier tipo de porosidad primaria. Debido a esto, la herramienta sónica obtiene una respuesta muy rápida de la formación y al promediar algunas veces quedan enmascaradas las zonas de fracturas "vistas" por el PEF u otros buenos indicadores de fracturas, como los registros de imágenes.



Figura 75. Se muestra en el tercer carril el Sónico (DT), (verde), con poca deflexión en presencia de intervalos fracturados.

La porosidad de fractura (PHIF) fue modelada a través de las ecuaciones descritas por Elkewidy y Tiab. Como se puede ver en las figuras 76, 77 y 78 la porosidad de fractura está en función del Índice de Fractura; el cual a su vez es una función de la m variable de Rasmus como se describió anteriormente.



Figura 76. Ecuaciones de Elkewidy y Tiab para establecer los valores de la porosidad de fractura.

MODELO PARA SISTEMAS FRAC	TURADOS ***/
rSPE 40038	
PTarek Ibraim Elkewidy and Djet	bar Tiab*i
EDITADO POR ING: JOSE TAR	AZONA 🤨
m=2.2	
PHLIN-PHIT	
A=pow(PHI.IN.(m+1))	
Coeficiente de particion V*/	
V=pow(PHLIN.(m-1))	
P Indice de Intensidad de Fracturamie	nto Ellin/
FII=pow(PHI IN m)	
"Factor de Formacion F)	
F= now(PULIN =m)	
Pladice de Tortuccidad de la Cormació	IN TAO N
7 Indice de Fortuosidad de la Formació	ATTAO 7
TAO-pow(PHLIN, I-m))	
/"Porosidad de Fractura Phile "/	
PHIF=(A-FII)/(FII-1)	
/ Porosidad de Matriz PHIM 1	
PHIM=(FII-PHLIN)(FII-1)	
PRelacion de Almacenamiento de la fr	actura W */
WJ/EIL WWEIL 11	

Figura 77. Algoritmo en Techlog para las ecuaciones de Elkewidy y Tiab.

Cabe destacar que los valores de porosidad de fractura que han reportado múltiples estudios a nivel mundial están por debajo de 10% en el 99% de los casos. Sólo en intervalos aislados de algunos núcleos se han reportado valores cercanos a 13% de porosidad de fractura. En el Campo Gaucho los valores promedio se encuentran entre 0.01% y 5%, con algunos valores puntuales en el orden de 9 a 12%.

Como se puede observar en la figura 76, los histogramas de frecuencia muestran valores de PHIF dentro del rango esperado y que aportan buena cantidad de hidrocarburos. Estos valores de porosidad de fracturas están en concordancia con los análisis de pruebas de presión del Pozo Gaucho-35.



Figura 78. Valores de porosidad de fractura para el Campo Gaucho. Nótese que muy pocos valores de la curva están cerca de 5% de porosidad. Pozo Gaucho-35.

Por otra parte, como prueba de la aproximación propuesta por Elkewidy y Tiab para la porosidad de fractura, se realizó el cálculo de la porosidad de fractura, tomando en cuenta el registro de efecto fotoeléctrico normalizado entre 0 y 20 barnios. Pare ello

también se preparó un algoritmo (Figura 79) y se comparó con los valores obtenidos anteriormente. Los resultados muestran que los valores de porosidad de fractura por ambas técnicas son similares en la mayor parte de los casos aunque los obtenidos con el registro de efecto fotoeléctrico (PEF), son un poco conservadores respecto a los obtenidos por el método de Elkewidy y Tiab.



Figura 79. Algoritmo para el cálculo de la porosidad de fractura en función del registro de efecto fotoeléctrico.

La gráfica que aparece a continuación (Figura 80) es una representación de los valores de la porosidad de fractura en función del exponente de cementación "m". Nótese que los valores más altos para las curvas de Porosidad (PHIF ó NPHI) son 10%, mientras que el exponente "m" varía entre 1 y 2. De tal forma que los valores obtenidos por los dos métodos ajustan bien con lo esperado teóricamente.



Figura 80. Gráfico para el cálculo de la porosidad de fractura en función del exponente m".

La figura 81 muestra 4 fotografías provenientes del estudio de núcleos del Campo Gaucho. Se observa los diferentes tipos de porosidad discutidos anteriormente y la presencia de los moldes, fragmentos de conchas y corales que contribuyen a dicha porosidad, junto a las fracturas y micro fracturas.



Figura 81. Microfotografías tomadas al pozo Gaucho-35 N-1,3. Mostrando fragmentos de conchas y coral que contribuyen a la porosidad.

La porosidad secundaria (PHISEC) fue determinada por la diferencia simple entre ØDN - Ø Δ T. En un ágrico de frecuencia de la porosidad se observa claramente la distribución entre la porosidad primaria y la secundaria (Figura 82); nótese como se forman dos distribuciones bien diferenciadas en donde se puede determinar dónde comienza y termina cada tipo de porosidad. Esta porosidad Secundaria (PHISEC) se cotejó contra el resultado obtenido de la porosidad total proveniente de los registros de imágenes (PHIT) menos la porosidad del registro sónico, que como se dijo anteriormente, es el mejor indicador de la porosidad de matriz. Las dos porosidades, tanto la PHIF como la diferencia de PHIT-Ø Δ T tienen valores bastante aproximados. Cabe destacar, que la porosidad total (PHIT) no está acotada puesto que se derivó de Redes neuronales a partir de los registros de imágenes.



Figura 82. Distribución de la porosidad primaria y secundaria para el Cretácico Inferior (KI) en el pozo Gaucho-35.

En Quanti fue necesario acotar la porosidad total (PIGT) a 12% debido a que existen muchos intervalos de derrumbes en donde el registro densidad está muy afectado. Aun cuando en estos intervalos se le dio un peso bastante bajo (o una incertidumbre alta) al RHOB para que Quanti le diera preferencia al Neutrón (NPHI) y al Sónico (DT), fue necesario acotar el valor máximo de porosidad a 12%. De tal forma que en los resultados aparecen dos porosidades totales. Una proveniente de Quanti que se encuentra acotada a 12% como valor máximo y una proveniente de Redes Neuronales entrenadas con la porosidad total de los registros de imágenes. En las figuras 83 y 84 se muestran los valores promedio obtenidos para la porosidad total (PIGT) y el Neutrón (PHIT).



Figura 83. Distribución de la porosidad total calculada por Quanti en el Campo Gaucho.



Figura 84. Distribución de la porosidad total calculada mediante Redes Neuronales entrenada a partir de los registros de imágenes.

En todos los pozos se muestra la curva del Neutrón (PHIT) y porosidad total (PIGT) en el mismo carril del gráfico compuesto para comparar los dos resultados. En la mayoría de los casos PHIT alcanza valores similares o iguales a PIGT. Sin embargo, en las zonas de fracturas donde aumenta la porosidad secundaria (PHISEC), el Neutrón (PHIT) siempre es mayor que porosidad total (PIGT). Este resultado es muy valioso debido a que fácilmente se puede obtener la porosidad total en las fracturas por otro método independiente de la m variable de Rasmus. La figura 85 muestra la forma como el procesamiento Quanti descompone la porosidad total (PHIT) de acuerdo a los volúmenes de roca, arcilla, agua e hidrocarburo.





carbonatos, vesículas en rocas volcánicas, etc.)

Finalmente la porosidad efectiva calculada mediante el procesamiento Quanti, se comparó con los intervalos fracturados para ver si los resultados eran consistentes. Para ello se empleó el gráfico del registro Sónico (DT) vs. Porosidad total (PIGT), como se observa en la figura 86. Esta técnica es muy precisa para verificar las zonas de fracturamiento.

Sobre la línea recta se ubicarán los puntos compactos que solo poseen porosidad primaria, la cual como se dijo anteriormente, en el Campo Gaucho no almacena ni aporta fluidos. A la derecha de la recta se ubican los puntos arcillosos y a la izquierda alejándose de la recta aparecen los puntos donde se encuentran las fracturas.

Con esta técnica, teniendo bien calibrada la porosidad efectiva de Quanti, se puede fácilmente hallar las zonas con mayor probabilidad de fracturas.

Este gráfico es mucho más efectivo que la densidad-neutrón o el sónico-densidad para conseguir las zonas de fracturas siempre que la porosidad efectiva se ajuste a los valores de los núcleos.



Figura 86. Técnica para detectar intervalos fracturados a partir de la porosidad efectiva determinada por Quanti y el Registro Sónico (DT).

10.6 determinación de la permeabilidad.

Aunque una roca sea de alta porosidad, el agua no puede moverse libremente a través de la masa rocosa (especialmente en los carbonatos), a no ser que los espacios vacíos estén interconectados y tengan un diámetro suficiente como para permitir la fluidez (denominadas garganta de poro) como se observa en la figura 87. La permeabilidad es la facilidad relativa con la cual se desplazará el fluido a través de la roca bajo una presión no equilibrada. La permeabilidad tiene gran importancia para determinar el grado de movimiento de los hidrocarburos y el agua que puede obtenerse en superficie. Igualmente, es de gran importancia a la hora de obtener el gasto de fluido que debe ser bombeado para realizar un fracturamiento en el pozo. La expresión que relaciona a la permeabilidad con los otros parámetros del yacimiento es la ley de Darcy:

$$\mathbf{q} = C\left(\frac{\Delta \mathbf{p}}{\Delta \mathbf{r}}\right)\frac{Kh}{\mu}$$



Figura 87. La porosidad en ambos casos a y b no está conectada y aunque la muestra posee gran cantidad de poros llenos de fluido, el mismo no pude ser drenado debido a que no hay permeabilidad.

Como ya se mencionó, la permeabilidad es una función de la porosidad. En la medida en que los poros estén interconectados y llenos de fluido, su grado de correlación aumenta. Sin embargo, existen otros factores que afectan esta función y normalmente cuando se grafican estas dos propiedades en forma semilogaritmica, no se obtiene un alto coeficiente de correlación.

Se dice que cuando obtenemos por mínimos cuadrados un coeficiente de dispersión r ≥ 0.5 tenemos una buena tendencia entre K y ϕ . Por lo cual no podemos pretender excelentes correlaciones de permeabilidad cuando existen dos tipos de porosidades como en el caso de los carbonatos del Campo Gaucho. En los carbonatos la permeabilidad depende fuertemente del tipo de roca a la que esté asociada, debido al efecto que tiene la porosidad secundaria sobre esta propiedad. Las figuras 88 y 89 muestran claramente la interdependencia entre la permeabilidad y el tamaño del grano, compactación/tipo de cemento, las fracturas y la lixiviación de la roca.



Figura 88. Tendencia general de la disminución de la permeabilidad a medida que disminuye el tamaño de grano.



Figura 89. Los Mudstone y Wackestone presentan porosidad inferior a 10% y en general, permeabilidad inferior a 0.1 mD.

La forma más fiel de tener una ecuación que represente lo que realmente sucede a nivel de yacimiento entre la permeabilidad y la porosidad es hacer una Correlación Núcleo – Registro con los datos de ambas propiedades provenientes de análisis de laboratorio que muestran dichas correlaciones para el Campo Gaucho.

Sin embargo, las permeabilidades determinadas en los núcleos pertenecen a la matriz debido a que al intentar obtener tapones de núcleo en zonas fracturadas, estos se rompen totalmente perdiéndose la unión entre los granos, por lo que no se puede realizar ningún ensayo de laboratorio.

La correlación entre la porosidad y la permeabilidad de núcleos fue bastante buena con un coeficiente de dispersión de r > 0.5 para permeabilidad de matriz. En el modelo de Quanti se incluyó el cálculo de la permeabilidad de matriz (AIRK), la cual ajustó muy bien con la permeabilidad de núcleo.

La figura 90 muestra la correlación entre la permeabilidad de matriz (AIRK) y la permeabilidad del núcleo (CKHL).



Figura 90. Correlación entre la permeabilidad de núcleo y la permeabilidad al aire calculada del Quanti.

Existen varias técnicas para derivar la permeabilidad a partir de los registros:

Permeabilidad derivada de registros de porosidad:

Correlaciones Porosidad-Permeabilidad calibradas con núcleos, entre las que se encuentran: Tixier, Timur, Kozeny-Carman, Coates-Denoo, Geochemical (Quanti/Herron-Herron).

Permeabilidad derivada de registros sónicos (Stoneley mode)

Las zonas permeables afectan las ondas Stoneley reduciendo su amplitud y aumentando el tiempo de transito (slowness), respecto a rocas no permeables.

Permeabilidad de registro de Resonancia Magnética (NMR).

Ecuaciones de permeabilidad derivadas de los registros de Resonancia Magnética (NMR) incluyen información sobre textura de la roca y brindan estimaciones más robustas. La limitación es que las distribuciones T2 de herramientas NMR son sensibles a la distribución de tamaños porales, mientras que la permeabilidad (K) es controlada por la distribución de gargantas de poro.

Permeabilidad a partir de los registros de imágenes.

A partir de Redes Neuronales entrenadas con datos de núcleos, sónicos o registros de imágenes. Especialmente aplicadas en carbonatos fracturados.

Todos los métodos anteriores requieren datos representativos de núcleos para calibración.

Existen tres tipos de permeabilidad:

- 1.- Absoluta o específica: es la conductividad de una roca o material poroso cuando está saturada completamente por un solo fluido (Figura 91).
- 2.- Efectiva: es la conductividad de un material poroso a una fase, cuando dos o más fases están fluyendo simultáneamente, como por ejemplo en el proceso de desplazamiento donde la permeabilidad efectiva a una fase dada siempre es menor que la permeabilidad absoluta y es función de la saturación de dicha fase.
- 3.- Relativa: es el cociente entre la permeabilidad efectiva y una permeabilidad de referencia. La permeabilidad relativa a la fase no mojante alcanza el máximo a saturaciones menores de 100%, lo cual indica que una porción del espacio poroso disponible interconectado, contribuye poco a la capacidad conductiva del medio poroso.

La permeabilidad matricial absoluta siempre está referida a la garganta de poro (R35), que según Winland no es más que el radio de gargantas de poros correspondiente a un 35% de la curva de saturación de mercurio acumulada, en pruebas de presión capilar (sistema aire-mercurio).

Más claramente, es el radio de gargantas de poros obtenido de la curva de Presión Capilar (Pc), cuando la muestra de núcleo ha sido llenada con un 35% de mercurio. Este radio de garganta de poro tiene mucho que ver con el tamaño del grano y el tipo de roca, especialmente en los carbonatos, como se observa en la figura 92.

Realizando el análisis de regresión múltiple entre porosidad, permeabilidad y garganta de poro, Winland determinó que R35 es el tamaño de garganta de poro que mejor define un sistema poroso interconectado en una roca con porosidad intergranular y que controla el flujo a través de la misma definido como:



Log(R35) = 0.732 + 0.588 * Log(perm absoluta) - 0.864 * Log(porosidad)

Figura 91. Correlación entre la porosidad efectiva y la permeabilidad absoluta para 3 pozos con núcleo en el Campo Gaucho. Pozo 21 N-2; Pozo 23 N-1; Pozo-35 N-3.



Figura 92. Relación entre el tipo de roca y la permeabilidad de acuerdo a los Análisis de Winland.

La figura 93 muestra la correlación existente entre la permeabilidad del núcleo y el radio de garganta de poro derivado de la ecuación de Winland para el Campo Gaucho.

Estos resultados fueron utilizados en la determinación de las unidades de flujo. Aun cuando no se tienen datos de laboratorio para calibrar cual ecuación representa mejor el radio de garganta de poro, se hizo una correlación visual entre el R35 obtenido a partir de registros y el de núcleo, lográndose un ajuste excelente como se observa en la figura 94.



Figura 93. Gráfica de Winland para R35 en el Campo Gaucho a partir de los valores de permeabilidad de núcleo y registros, mostrando la comparación con tipo de roca, porosidad efectiva, garganta de poro e índice de fluido libre.



Figura 94. Ajuste entre el R35 calculado a partir de los datos de núcleo y R35 calculado mediante algoritmo usando los datos provenientes de Quanti.

Para convertir a profundidad los valores de R35, fue necesario crear un algoritmo que a partir de los cálculos obtenidos de Quanti pudiera reproducir los valores obtenidos a partir de los núcleos. Este algoritmo aparece en la figura 95.

/*EDITADO POR INC.: JOSE TARAZONA*/	
/*Zonificacion Unidades de Flujo:	
Amaefuele, 1988 , Gardner, 1995 y Lorenz, 2003*/	
/*ROI ES EL INDICE DE CALIDAD DE VACIMIENTO	
PHIZ ES LA RELACION ENTRE EL VOLUMEN DE GRANO Y DE PORO	
FZI ES EL INDICADOR DE ZONA DE FLUJO*/	
PIGN1=PIGN	
PERM1=PERM	
Y=-2.0376+0.4462*log10(PERM1)	
Z=pos(10,Y)	
K_MATRIZ#Z	
X=(0,732+0,588*]og10(K_MATRI2)=0,864*]og10(PIGN1))	
8351=pow(10,x)	
R0I1=0.0314*pow((PERMI/PIGN).0.5)	
PHIZ1=(PICN1/(1-PICN1))	
FZI1=R0I1/PHI21	
/*NANOPOROSO*/	
A=IF(R351<0.5 ,1,100)	
/*MICROPOBOSO*/	
B=IF(R351)=,5 AND R351(3,2,A)	
/*MESOPOROSO*/	
C=IF(R351>=3 AND R351 < 6.3.R)	
/*MACROPOROSO*/	
D=IF(R351>=6 AND R351< 11.4.C)	
/*WEGAPOROSO*/	
E=IF(R351>=11 AND R351 < 21,5,0)	
/*GIGAPOROSO*/	
F=IF(R351>=21 AND R351< 61.6.E)	
C=IF(R351>=61 ,7,F)	
UF_SEN1=C	
output(R35,R351)	
output(RQI,RQI1)	
output(PHIZ,PHIZ1)	
output(F2I,F2I1)	
output(UF_SEN,UF_SEN1)	

Figura 95. Algoritmo para el cálculo del radio de garganta de poro R35.

Para el Campo Gaucho, fue muy complicado encontrar una correlación que pudiera describir con bastante fidelidad las zonas fracturadas productoras. Sin embargo, se logró crear un algoritmo que funciona bastante bien al compararlo con la permeabilidad obtenida a través de redes neuronales. En la figura 96 aparece dicho algoritmo y en la figura 97 se muestra el alto grado de correlación logrado con la permeabilidad derivada de los registros e imágenes con los cuales se entrenó la red neuronal.

Figura 96. Algoritmo para el cálculo de la permeabilidad de fractura.



Figura 97. Comparación entre la permeabilidad de fractura calculada a partir del algoritmo (rojo), obtenida a partir de la red neuronal (azul) entrenada con los datos provenientes de registros de imágenes.

Como puede observarse en la figura 98 la permeabilidad de fractura muy raramente alcanza valores superiores a 100 mD. En muy pocas oportunidades debido a las cavernas alcanza valores superiores a 500 mD, pero que no son representativos del sistema roca-fluido del Campo Gaucho, sino que por el contrario son valores puntuales, anómalos o erráticos.



Figura 98. Rango de valores obtenidos para la permeabilidad de fracturas a partir de la red neuronal en el Campo Gaucho.
Un resultado muy interesante se puede observar en la figura 99 en donde aparecen 2 tendencias de permeabilidad. La primera y con mayor cantidad de puntos en la nube es la permeabilidad de matriz que se encuentra casi siempre por debajo de 1 mD y la segunda perteneciente a la permeabilidad de las zonas fracturadas en mucho menor cantidad de puntos en la nube. La permeabilidad de fractura según la gráfica comienza a partir de 0.35 mD (micro fracturas), llegando a valores superiores a los 100 mD.

En cambio, la permeabilidad en la matriz comienza a aumentar a partir de 0.03 mD. Con lo cual se puede establecer un comparativo de permeabilidad como veremos más adelante en el capítulo de determinación de parámetros de corte.



Figura 99. Comparación entre la permeabilidad de fractura y la de matriz (< 1 mD).

10.7. Determinación de la saturación de agua.

El método preferido para el cálculo de Porosidad (PHI), es a partir del registro de densidad. Esta aproximación va desmejorando si existen minerales en la formación que tengan cantidades variables. Cuando se trata de yacimientos que tienen caliza, dolomía, anhidrita, pirita e incluso pedernal, no es posible hacer el cálculo de Porosidad (PHI) a partir de un modelo determinado, La situación empeora si los volúmenes de arcilla son variables cuando existen dos o más tipos de arcilla. En tal situación, la mejor aproximación es un modelo multi-mineral/estocástico.

Para que el modelo funcione, técnicamente deben seguirse los siguientes principios:

Los minerales y fluidos a ser incluidos en el modelo deben ser determinados y conocidos. No se pueden colocar minerales que solo se encuentren en trazas o partículas debido a que el algoritmo intentará colocarlo a lo largo de todo el pozo.

La respuesta de cada uno de estos minerales y fluidos para una gran variedad de parámetros medidos por los registros debe ser especificada para cada mineral de acuerdo a cada intervalo en el yacimiento.

El modelo estocástico encontrará la mejor combinación de las fracciones volumétricas para cada mineral y fluido que se ajusten mejor a la respuesta de los registros en base a una variedad de criterios y restricciones tales como:

Importancia relativa (peso o certidumbre) de cada registro.

Medida de error de cada herramienta (incertidumbre).

Porosidad y saturación de agua irreducible (Swirr), mínimo y máximo en cada intervalo.

Saturación de la zona invadida teniendo en cuenta el tipo de lodo (base agua o aceite)

Cantidad relativa de uno o varios minerales respecto a la curva de Densidad (RHOB).

Respuesta satisfactoria de la resistividad relativa a la saturación de agua, usando los modelos de Archie, Doble Agua, Waxman-Smiths, etc.

Cabe destacar, que no es posible tener un número mayor de minerales y fluidos que las respuestas de los registros. De hecho, aunque el número de registros sea igual al número de minerales y fluidos requeridos, en el cálculo siempre hay una ecuación adicional que expresa que la suma de las fracciones volumétricas debe ser igual a 1.

Todos estos argumentos suenan muy rigurosos y podrían ser la base para preferir los modelos Estocásticos a los Determinados. Sin embargo, existen razones por lo cual se debe tener cuidado al trabajar modelos multiminerales por los siguientes motivos:

El hecho de que el programa sea capaz de calcular hacia atrás las respuestas de los registros con un grado de incertidumbre muy pequeño, no significa necesariamente que sean correctos. Se puede encontrar una solución completamente errónea si los minerales y los fluidos seleccionados no existen o están en cantidades insignificantes. Por lo cual se estaría forzando al programa hacia una solución irreal.

El programa no tiene ningún razonamiento dependiente de la profundidad. Por lo tanto se puede encontrar gas debajo de aceite y aceite debajo de agua. Esto casi siempre es consecuencia de la calidad del agujero o de las variables mal ajustadas en la tabla de parámetros tal como la resistividad de la arcilla.

Muchas de las respuestas de las herramientas para minerales en la formación son desconocidas y solo se tiene el recurso de los valores estándar a nivel mundial en la tabla de parámetros para minerales típicos.

En este caso hay que recurrir al ensayo y error para ajustar los Dtmat, Rtsh, NPHIcal, RHOBanhi, etc. Lo cual toma una enorme cantidad de tiempo y esfuerzo. Estos ajustes pueden tener un efecto drástico en el resultado de cada fracción volumétrica.

Las porosidades derivadas normalmente vienen de la combinación de los tres registros Densidad (RHOB), Neutrón (NPHI), y Sónico (DT), hechas sobre las saturaciones relativas en la zona invadida opuesta a la zona virgen. Si bien es cierto que en la gran mayoría de los casos, esto es correcto y mucho mejor que el cálculo a partir de solo Densidad (RHOB) o la combinación con el Neutrón (NPHI), también es necesario calibrar con los núcleos el Sónico (DT), para obtener la porosidad de la matriz.

Mucha gente llama "caja negra" a estos programas porque no tienen claros los conceptos avanzados de petrofísica y tienen el temor de enfrentarse al proceso tan largo y complicado que requiere el conocimiento firme de todos los parámetros petrofísicos involucrados en cada etapa.

Estos programas estocásticos son muy sensibles a la calidad de los registros y al ruido de los mismos. Es muy difícil "engañar" al programa en zonas donde los registros son erróneos. Los resultados son totalmente irreales si uno no se toma el tiempo suficiente para editar y filtrar las curvas previamente.

Como se puede observar, en todos los casos donde es necesario tener un poco de cuidado, son perfectamente solucionables los requerimientos del programa, si invertimos un poco de tiempo al seleccionar las entradas más realistas posibles.

Los modelos de saturación de agua provenientes de programas estocásticos tienen la gran ventaja sobre los algoritmos Convencionales que se ajustan a los minerales presentes en la roca mediante una matriz variable (RHGA) calculada. Cuando se tiene a disposición una herramienta ECS (Espectroscopía de Captura de Elementos) se puede comparar el cálculo contra los datos reales del Espectroscopía de Captura de Elementos de Elementos (ECS) y obtener un ajuste muy bueno con la información de núcleos o el registro continuo de hidrocarburos.

Por otra parte, el cálculo de saturación de agua (Sw) tiene una ventaja adicional al poder someter varios modelos independientes para el mismo pozo en el mismo modelo general. Cada sub-modelo entra en un módulo que permite la sumatoria en profundidad de cada intervalo.

Así, si por ejemplo el modelo de Simandoux funciona mejor en el Mioceno, el de Waxman-Smiths en el Eoceno/Paleoceno y Doble Agua en el cretácico, no existe ningún problema al hacer el cálculo de Sw ya que el programa colocará en profundidad cada curva de (Sw), respetando el modelo asignado a cada yacimiento. Esto no es posible hacerlo en un modelo Convencional.

Como se mencionó anteriormente, se muestra como se definieron los parámetros para seleccionar cual era el modelo más adecuado para estos yacimientos. Hay que comprender que absolutamente todos los modelos de Saturación de Agua provienen de la ecuación original de Archie y por lo tanto todos los modelos existentes son un "Archie Modificado".

El reto es, encontrar la modificación idónea para que la ecuación funcione y sea lo más próximo a la realidad vista en la producción en superficie para cada pozo. Por lo cual, es necesario ensayar diferentes modelos de saturación de agua (Sw) para ver cual ajusta mejor.

En el Campo Gaucho, según estudios anteriores ya se habían probado los modelos de Archie (Eq. 1) y Simandoux (Eq. 2) sin éxito, salvo en los intervalos más limpios. Por lo cual, en este estudio se ensayó con el modelo de Doble Agua (Eq. 3) y se comparó los resultados anteriores, mediante gráficos cruzados, para verificar cual se comportaba de forma más consistente respecto a los datos de laboratorio. A continuación se escriben los tres modelos que han sido usados para el Campo Gaucho:

$$C_T = \frac{C_w}{F} S_w^2 \tag{1}$$

$$C_T = \frac{C_w}{F} S_w^n + V_{sh} C_{sh} \tag{2}$$

$$C_{T} = \frac{S_{wT}^{n}}{F_{T}} \left[C_{w} + \frac{v_{Q}Q_{v}}{S_{wT}} (C_{cw} - C_{w}) \right]$$
(3)

Donde:

$$C_T = 1/Rt.$$

 $C_w = 1/R_w.$

S_w= Saturación de agua.

 $F = 1/\Phi^m$ = Factor de formación.

V_{sh}= Volumen de arcilla.

 Q_v = Capacidad de intercambio de cationes de las arcillas.

 v_{Q} = Volumen de agua ligada a la arcilla a 22 °C .

 C_{cw} = Conductividad del agua ligada a la arcilla.

Otro reto es el sistema de fluidos que se tiene en los yacimientos el cual es un sistema trifásico agua/aceite/gas. Los modelos de Saturación de Agua que se existen fueron desarrollados para sistemas agua/aceite, en areniscas y no toman en cuenta la presencia de gas, el cual por "convención" es igual a cero.

No existe un modelo matemático ni empírico diseñado para carbonatos. Mucho menos, para carbonatos arcillosos como es el caso del Cretácico Superior del Campo Gaucho.

Ante la complejidad de las Formaciones del Cretácico Superior y Medio en estudio, en donde tenemos "carbonatos fracturados, muy compactos, arcillosos, de baja permeabilidad, con presencia de anhidrita, pirita, pedernal y sales radioactivas"; la única forma de definir un modelo de Saturación de Agua que represente tanto las características de la roca como la producción en superficie es utilizar varios sub-modelos dentro de Quanti.

Dicha técnica se utiliza cuando tenemos varios modelos que pueden ser utilizados para la caracterización petrofísica pero debemos seleccionar un único modelo que respete la correlación núcleo-registro proveniente de los pozos clave.

Se trata simplemente de dividir el problema en varios módulos que describan el comportamiento de cada formación. Así se tiene entonces un sistema combinado en el cual hacemos la sumatoria de los modelos de: Cretácico Superior (KS), Cretácico Medio (KM), Cretácico Inferior (KI), Jurásico Superior Tithoniano (JST), Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK). Finalmente se ajusta una función que integra los resultados y proporciona las salidas de porosidad, permeabilidad, volumen de arcilla y saturación de agua.

Para discriminar entre los diferentes modelos de Saturación de Agua (Sw), podemos utilizar la técnica de Pseudo-presión Capilar junto con los gráficos de permeabilidad relativa para estimar la resistividad mínima con la cual hay producción comercial. Esta técnica de Pseudo-presión Capilar supone que debemos reproducir cómo el agua llenó los poros hasta desarrollar la presión capilar que medimos en el laboratorio.

Para lograrlo, graficamos Saturación de Agua (Sw) derivada de alguno de los modelos existentes en el eje de las X y la resistividad profunda o Rt en el eje Y, el cual sería el equivalente de la Presión Capilar (Pc) en el subsuelo ya que la misma es función de la porosidad y de la presión capilar que ejercen los fluidos dentro de la roca.

A mayor porosidad menor Rt y a mayor (Pc) mayor Rt debido a que la formación será más compacta. Desafortunadamente, en el Campo Gaucho no existen buenos ensayos de laboratorio con los cuales comparar la Saturación de Agua irreducible (Swirr).

Cabe destacar que la resistividad es la resultante de muchos elementos dentro del Sistema Roca-Fluido. En realidad (Rt) es función del tipo de fluido, porosidad, presión capilar, permeabilidad, etc., las cuales a su vez son función de otras variables dentro de dicho sistema roca-fluido.

La nube de puntos obtenida debe formar una curva muy similar a la de presión capilar medida en el laboratorio. Se deben escoger varios tapones de núcleo del yacimiento estudiado (en el caso de que hubiera más de uno) y sobreponerlos en la nube de puntos para ver si las asíntotas coinciden (Swirr y Pc mínima).

La parte curva de la función capilar nos indicará los puntos que se encuentran en la zona de transición (interfase), mientras que la asíntota del eje Y, nos indicará el rango de Saturación de Agua irreducible que se puede tener en la petrofísica de Quanti.

La misma deducción puede ser realizada usando la porosidad efectiva en vez de la Rt. Como ya se mencionó, Rt es función de porosidad.

Para el Campo Gaucho se tomó los datos de laboratorio de porosidad y saturación de agua (CPOR y SSWC) para realizar el gráfico cruzado, existe una relación bien marcada entre los datos medidos en el laboratorio. Así mismo, el gráfico cruzado entre Rt y Sw del núcleo. En este gráfico también se aprecia la relación entre la resistividad medida por los registros y la saturación de agua del núcleo. Nótese que la saturación de agua irreducible (Swirr) (asíntota de la curva en el eje Y) es casi siempre superior a 30%.

Este resultado que la naturaleza representa, se debe tratar de reproducir con la ecuación de saturación de agua en la medida de lo posible. Por lo tanto, no cualquier modelo de saturación de agua (Sw) va a reflejar una tendencia hiperbólica con respecto a Rt.

La figura 100 muestra como la saturación de agua (Sw) del modelo de Archie no tiene ninguna tendencia en cualquiera de los pozos representados excepto en Gaucho-35. Mientras que la saturación de agua (Sw) proveniente del modelo de Doble Agua sí tiene una tendencia hiperbólica en todos los pozos (Figura 101).



Figura 100. Modelo de saturación de agua de Archie (Sw en el eje X) vs. Resistividad de la formación (Rt en el eje Y). Se observa que no existe ninguna tendencia para el Campo Gaucho.



Figura 101. Modelo de doble agua postulado para el Campo Gaucho. Nótese la forma hiperbólica en que se distribuyen los puntos.

10.8. Resistividad de la Arcilla.

La figura 102 muestra que la resistividad de la arcilla (Rsh) (puntos inferiores de la gráfica), es Rsh≈ 1.5 Ω -m en el Cretácico Superior, mientras que en el Cretácico Medio/Inferior es Rsh≈ 4.8 Ω -m, Figura 103, indicando además que la densidad de la arcilla debe ser ρ sh≈ 2,52 gr/cc.



Figura 102. Correlación Volumen de Arcilla (Vcl) vs. resistividad total (Rt) para determinar Rt de la Lutita.

Figura 103. La Rt de la Lutita en KM/KI es mayor que en KS, debido a la compactación.

La figura 104 muestra esquemáticamente como se distribuyen las arcillas dentro de la roca y como afecta esto al espacio poroso y a la resistividad en las zonas comercialmente explotables al igual que lo hacen los nódulos de pirita. La razón por la cual el modelo de Archie no funciona bien en el Campo Gaucho, especialmente en el Cretácico superior es porque el contenido de arcilla es muy superior al 3%.

Adicionalmente, tampoco funciona bien el modelo de Simandoux debido a que es muy difícil encontrar un valor más o menos constante de resistividad de la arcilla (Rsh) a lo largo de un intervalo completo, por lo que habría que subdividir cada yacimiento en muchos intervalos cortos. Esto aumentaría enormemente el tiempo de evaluación y lo hace no práctico. Por otra parte, si tomamos un solo dato de resistividad de la arcilla (Rsh) constante, los resultados que aparecen en algunos casos no tienen sentido físico (por ejemplo aceite debajo de agua).



Figura 104. Esquema de la distribución de la arcilla en el espacio poroso..

El modelo de Doble Agua supera este inconveniente al asumir que la arcilla y el agua ligada a ella ocupan un espacio poroso que no forma parte de la porosidad efectiva y que está en función de la conductividad de las zonas arcillosas de acuerdo a una tabla interna de valores (en el programa), de capacidad de intercambio de cationes para cada tipo de arcilla (Illita, Smectita, Clorita, Caolinita, etc).

De acuerdo a ello se calcula la saturación de agua (Sw), como una fracción de la porosidad total incluyendo el agua ligada a las arcillas. Por lo tanto la dependencia del modelo de Doble Agua respecto a resistividad de la arcilla (Rsh), es mínima y solo se hace evidente cuando el contraste entre Rt, Rsh y Rw es muy pequeño.

Por esta razón, se puede colocar en la tabla de parámetros de Quanti, un valor de Rsh constante a lo largo de grandes intervalos de roca en donde haya suficiente contraste entre las tres resistividades.

La figura 105 muestra como se ve influenciada la resistividad debido a los diferentes eventos geológicos ya sea por alteraciones arcillosas, intrusiones salinas, fracturas, o forma de construcción (Rock Fabric).

El modo como se depositó o se formó la roca es determinante en las características petrofísicas medidas por las herramientas de registros. La porosidad, permeabilidad, volumen de arcilla y saturación de agua están determinadas por la forma de construcción (Rock Fabric) de la roca.

Como se puede observar en la figura 106. A medida que la saturación de agua (Sw) aumenta, la resistividad total (Rt) disminuye. Pero Rt, también disminuye cuando el filtrado de lodo llena la fractura, o cuando el volumen de arcilla aumenta. También disminuye si hay presencia de pirita o si hay disolución de sales. De tal forma que la dependencia entre Sw y Rt no es tan directa como se podría pensar.

ELECTRICAL RESISTIVITY OF ROCKS: MAIN TENDENCIES



Figura 105. Influencia de los eventos geológicos sobre la resistividad de la roca.



RESISTIVITY: Influence of Water Saturation

Figura 106. Influencia de la saturación de agua sobre la resistividad medida en la roca.

La figura 107 muestra esta dependencia para el Campo Gaucho utilizando los datos de núcleo. Como ya se mencionó anteriormente, si existe una correlación ésta debería ser teóricamente de tipo hiperbólica. Se observa que para todos los pozos con núcleo se puede trazar una curva de ese tipo sobre los datos graficados.



Figura 107. Influencia de la saturación de agua sobre la resistividad en el Campo Gaucho para los pozos con núcleo. Pozos. Gaucho-2, 23, 3, 35.

Igualmente, como se observa en la figura 108 existe una correlación entre la porosidad de los núcleos y la saturación de agua. Esta correlación será bien importante en la determinación de los criterios de corte (Cutoff) para los sumarios petrofísicos de isopropiedades.

Este mismo tipo de gráfico (llamado también de Pickett modificado), pero ahora con datos calculados del proceso Quanti se muestra en la figura 109 Aquí se muestra cada una de las regiones en que se puede dividir el gráfico con la finalidad de conseguir los parámetros de corte para porosidad y saturación de agua.



Figura 108. Correlación porosidad vs. Saturación de agua (Sw) en el Campo Gaucho. Se observa la presencia hiperbólica que forman ambos. Pozos. Gaucho-2, 23, 3, 35.

Los dos gráficos tanto Sw-Rt como Sw-PIGN se confirman el uno al otro y permiten tener cierto grado de certidumbre sobre los cálculos realizados para el Campo Gaucho.

Esto al final tiene un peso específico suficiente para ligar las propiedades petrofísicas calculadas junto con las curvas de densidad de fracturas y poder separar de una forma lógica las unidades de flujo propuestas para el Campo Gaucho. Si esta tarea de determinar las unidades de flujo se intentara hacer solo con los registros de campo sin usar las correlaciones arriba mencionadas, sería casi imposible subdividir cada formación en varias unidades.



Figura 109. Gráfico de Pickett modificado, indicando cada una de las zonas de fluidos y los cutoff en el Cretácico Superior Agua Nueva del Campo Gaucho.

Los pozos que presentan fracturas o fallas severas a menudo sufren una considerable pérdida de fluidos de perforación. Si se espera encontrar una falla conductora y fracturas asociadas con la misma durante la perforación, (figura 110) conviene evitar los consiguientes problemas de producción de agua y barrido deficiente que tienen este tipo de yacimientos, en particular las formaciones que tienen poca permeabilidad.

En este tipo de formaciones con baja permeabilidad la invasión por filtrado de lodo es muy profunda debido a que el filtrado avanza de forma errática por entre las fracturas de la formación.

Al hacer el cálculo de (Sw) en Quanti hay que tener cuidado en estos intervalos donde el avance del filtrado es profundo y tratar de que el programa no intente colocar un volumen de arcilla inexistente.

Para ello hay que darle una incertidumbre muy baja al canal de Vcl proveniente de Petroview Plus, que es nuestra mejor aproximación ya que el modelo fue previamente calibrado contra la difracción de rayos X del núcleo.



Figura 110. Esquema de los problemas asociados con la producción de agua en los yacimientos fracturados.

En los yacimientos de carbonatos, las fracturas suelen ser casi verticales y tienden a ocurrir en grupos separados por grandes distancias, en especial en zonas dolomíticas cerradas, por lo cual es poco probable que estas fracturas intercepten un hueco vertical. En estos casos la resistividad total (Rt) se hace muy alta incluso hasta llegar a saturar la herramienta de inducción o el doble laterolog. Como resultado, se obtiene una saturación de agua muy baja cuando la porosidad total supera el 2%.

Cualquier modelo de saturación de agua utilizando resistividades tan altas siempre tiende a calcular valores muy bajos de Sw; sin embargo, nótese como en la figura 111, estos puntos con Rt mayores de 100 Ω -m se ubican muy cerca de la zona de saturación de agua irreducible (Swirr). Para efectos prácticos estas zonas serán tomadas como agua irreducible y su permeabilidad resultará insignificante con lo cual al aplicar los parámetros de corte no serán tomados en cuenta como yacimiento comercialmente explotable. Por lo regular estos intervalos con muy baja permeabilidad, aunque la curva de Sw indique que existe saturación de hidrocarburos (según los cálculos), son descartados debido a la ausencia de porosidad secundaria.



Figura 111. Correlación entre Rt y Sw. Los puntos con Rt mayor que 100 Ω -m se ubican en la zona de saturación de agua irreducible (rectas verticales rojas y negras).

En los yacimientos fracturados de tipo 2 (según la clasificación de Nelson) las fracturas y micro-fracturas almacenan y aportan a la producción. Por lo cual, para que exista acumulación es indispensable que exista porosidad secundaria. Desafortunadamente esta porosidad secundaria no se puede discriminar entre vúgulos conectados o separados (según la clasificación de J. Lucia) debido a que las herramientas de RMN no funcionan muy bien por debajo de 10% de porosidad. De todas formas se observa en la figura 112. Que la porosidad secundaria más alta presenta valores de Sw por debajo de 40%. Lo cual confirmaría la hipótesis de que el yacimiento es de tipo 2 por lo que vúgulos y fracturas o microfracturas no solo estarían aportando sino también almacenando. Igualmente, la figura 113 muestra un comportamiento similar a la gráfica anterior, indicando que la mayor densidad de fracturas se agrupa por debajo de 20% de saturación de agua.



Figura 112. Correlación entre Porosidad secundaria y saturación de agua.



Figura 113. Correlación entre densidad de fracturas y saturación de agua. El pozo Gaucho-35 muestra una distribución irregular.

Tiab-Donaldson coinciden con la clasificación hecha por Nelson pero colocan al yacimiento fracturado tipo 2 como tipo 3. En realidad lo que hay es un cambio de nombre porque la definición es la misma. Para Tiab-Donaldson, los yacimientos naturalmente fracturados cuya matriz tiene una permeabilidad insignificante pero contiene si no todas, la mayoría de las reservas de hidrocarburo. Las microfracturas proveen el volumen para almacenamiento y a su vez aportan el flujo necesario a las fracturas quienes son las que proveen la permeabilidad al yacimiento. En este tipo de yacimientos donde la heterogeneidad estructural y los cambios de textura son comunes y solamente un pequeño número de pozos tiene núcleos, la práctica de usar las relaciones estáticas de núcleo para caracterizar las unidades de flujo no es recomendado.

En las figuras 114, 115 y 116 el núcleo N° 5.- (2845 – 2852 m.) se compone de Packstone de bioclastos y litoclastos, presenta fracturas, la gran mayoría se encuentran rellenas de calcita. Además se observan estilolitas por presión-solución y tectónicas. En este núcleo si se logró realizar la medición de microfracturas, debido a que la apertura de estas fracturas, es muy pequeña, se recomienda observar estas características en lámina delgada.



Figura 114. Con fracturas en la parte Superior Media e inferior.



Figura 115. Fragmento que presenta fracturamiento cerrado y abierto.



Figura 116. Se muestra el Núcleo-5, Del Pozo Gaucho-35 Completo,

Es de importancia mencionar, que aún cuando en el análisis de fracturas en los registros de imágenes, (FMI) y sónico (DSI), los indicadores de fracturamiento evidencian que la presencia de fracturas es reducida, en el análisis megascópicos de los núcleos. se encontraron fragmentos que presentan fracturas; en el Núcleo-1 presenta fracturamiento parcialmente abierto en las porciones inferior y media, mientras que en Núcleo-2 se observaron igualmente fracturas parcialmente abiertas en la parte inferior, mientras que en los Núcleos 3 y 4 se encontraron fracturas parcialmente abiertas en las porciones medias de ambos Núcleos, solo en el Núcleo - 5 se logró medir las fracturas presentes en el núcleo, sin embargo, éste se ubica fuera del yacimiento y corresponde a una edad de Cretácico Medio.



REGISTRO DE IMAGEN (FMI), NÚCLEO No.5 DIRECCIÓN DE FRACTURAS.

El Registro de Imágenes FMI, Tomado en el Pozo Gaucho-35, Núcleo-5 Muestra Abundantes Fracturas, se muestra también su relación con los Registros Geofísicos.



Se muestra el indicador de fallas y fracturas en el campo Gaucho. Así como la dirección del Fracturamiento del pozo Gaucho-35 con dirección al Gaucho-301.

10.9. Definición de las unidades de flujo.

Una unidad de flujo es un intervalo estratigráfico de similares características petrofísicas que mantiene el marco geológico y es consistente con el proceso de depositación de las rocas.

El término unidades de flujo ha sido usado originalmente para describir la correlación de unidades geológicas en un yacimiento. Luego se introdujo el concepto de unidades hidráulicas para agrupar los tapones de núcleo con propiedades petrofísicas similares.

Más recientemente se han utilizado los gráficos de Lorenz para identificar unidades de flujo en el sentido de los intervalos fluyentes determinados con los registros de

producción de una forma más fácil y visual. El término unidades de flujo significa cosas diferentes para diferentes personas en la industria petrolera.

La forma más común y sencilla de cuantificar un perfil de producción a lo largo de una sección perforada en un pozo, es tomar un registro de producción y verificar las características dinámicas para la optimización de la producción. Desafortunadamente, sería antieconómico tomar PLT o MDT en todos los pozos, con la finalidad de determinar las unidades de flujo.

Se hace necesario entonces desarrollar una técnica que nos permita cuantificar las propiedades petrofísicas de las unidades productoras en los pozos sin núcleo y sin registro PLT ni MDT, a fin de determinar las propiedades dinámicas posteriormente.

El uso del gráfico de Lorenz tiene la necesidad de ser validado con los datos de PLT y MDT. El solo hecho de obtener una capacidad de almacenamiento (Φ^*h) y una transmisibilidad (K*h) por medio de los datos petrofísicos no es garantía de que las unidades de flujo estén bien definidas.

Las cuatro herramientas gráficas usadas para determinar las unidades de flujo son: la gráfica cruzada de porosidad-permeabilidad de Winland, el Perfil Estratigráfico de Flujo (SFP por sus siglas en inglés), la Gráfica Estratigráfica Modificada de Lorenz (SMLP por su abreviatura en inglés) y la Gráfica Modificada de Lorenz (MLP por sus siglas en inglés).

Este método comienza con la determinación de los tipos de roca dentro de un marco geológico. El marco geológico permite que las unidades de flujo se interpreten dentro de un modelo estratigráfico de secuencias que a su vez determina las estrategias para hacer las correlaciones pozo-a-pozo. Las características clave de las unidades de flujo que se deben identificar son barreras (sello al flujo, R35 muy bajos), zonas rápidas (conductos) y deflectores (zonas que estrangulan o desaceleran el movimiento del fluido).

Este método integrado, basado en la petrofísica, para determinar unidades de flujo ha sido empleado exitosamente en una amplia gama de yacimientos. Se ha utilizado en sedimentos jóvenes no consolidados; carbonatos estructuralmente complejos, naturalmente fracturados/ Vugulares; arenas con gas de baja permeabilidad y "compactas"; carbonatos diagenéticamente alterados y litologías mixtas complejas.

Litofacies.

Tener un marco de las litofacies o electrofacies aunque sea de forma genérica es el primer paso para comenzar a agrupar las zonas que tengan propiedades petrofísicas similares. Sin embargo, en yacimientos tan complicados como los del Campo Gaucho, hay que recurrir también a la curva de densidad de fracturas y adicionalmente al radio de garganta de poro y el tipo de roca (Rock Type o Rock Fabric) para definir las unidades de flujo.

Los tipos de roca son representativos de las unidades de yacimiento que poseen una correlación individual de porosidad y permeabilidad y un único modelo de saturación de agua por arriba del nivel de agua libre.

Para tener un modelo de litofacies o electrofacies lo más cercano a la realidad observada en los Registros de Hidrocarburos y núcleos del Campo Gaucho, se recurrió al módulo de Litho-ToolKit de Techlog para agrupar en intervalos de propiedades petrofísicas similares.

Para ello se usaron los registros de resistividad, rayos gamma, torio, uranio, potasio, porosidad, y los volúmenes tanto de caliza, dolomía y arcilla provenientes de Quanti. No se usaron los volúmenes de anhidrita, limolitas y halita para no saturar el algoritmo. Tampoco se usaron los volúmenes de fluidos porque no tienen que ver con la litología sino con la porosidad.

El algoritmo de redes neuronales para la determinación de litofacies trabaja de una forma bastante diferente a las redes neuronales que intentan reconstruir o derivar un registro a partir de otros existentes en el campo.

Aun cuando las ecuaciones matemáticas en esencia son del mismo tipo en los dos procesos, en la determinación de litofacies hay algoritmos de reconocimiento de patrones y de agrupamiento de propiedades similares en conjuntos de elementos. Esta característica implica dos diferencias importantes.

La primera diferencia es que necesariamente debe ser multipozos para que la técnica de agrupamiento funcione. Luego, es necesario proporcionarle la información de los tipos de facies inequívocos que tengamos. Para ello seleccionamos intervalos en diferentes pozos en donde sea muy sencilla y evidente la determinación de las facies seleccionadas.

Así lo hacemos con cada facie a determinar. Todos aquellos puntos que le suministramos al algoritmo como datos de entrada deben caer en la posición correcta en el gráfico densidad-neutrón; la herramienta provee la posibilidad de confirmar la información a través de todas las combinaciones disponibles de registros en gráficos X-Y.

La segunda diferencia es que la red neuronal para litofacies trabaja por agrupamiento de patrones y no por profundidad, lo cual podemos aprovechar para guiar el entrenamiento a cualquier profundidad en cualquier pozo.

Dicho de otra forma, podemos seleccionar los patrones de entrenamiento de cualquier facies sin tener en cuenta la profundidad que ésta misma facies tenía en otro pozo vecino.

Como se observa en las figuras 117 y 118 los puntos se distribuyen de forma muy coherente sobre las plantillas de litología y tipo de arcilla. Los colores indican de forma

clara y sencilla los tipos de litología representados por cada grupo de puntos que hemos seleccionado en cada pozo clave.



Figuras 117 y 118. Distribución de los puntos en el gráfico densidad-neutrón, para entrenamiento de la red neuronal (izquierda). A la derecha se observa la misma distribución pero sobre la plantilla de tipos de arcilla a partir de los registros Torio y Potasio.

Antes de iniciar el proceso de cálculo definitivo, sería conveniente (aunque no indispensable), correr la red neuronal con un modelo no supervisado solo con los datos de entrada y permitir que el programa agrupe todos los conjuntos posibles que tengan algún grado de correlación. E

ste paso se hace sin darle ningún dato al programa. La idea es que él por si solo determine cuanto es el máximo de grupos o facies que se pueden definir a lo largo del yacimiento. Entonces el número de facies que nosotros podemos obtener en procesamiento definitivo debe ser siempre inferior al máximo que el programa determinó solo con los datos de entrada.

Una vez que le hemos suministrado toda la información confiable se ejecuta la red neuronal supervisada. La misma calcula cada facies predominante en cada intervalo y otra curva que pertenece a la litología que se encontró como segunda respuesta posible dentro de la agrupación.

Los resultados de la clasificación se muestran junto a los intervalos que le hemos suministrado como dato de entrada. La figuras 119 y 120 muestran los resultados obtenidos usando tanto las curvas litológicas como los volúmenes provenientes del procesamiento Quanti.

Una vez que ya tenemos cierto grado de certidumbre de las litofacies que hay en cada pozo, es necesario hacer el cotejo visual contra los resultados de la volumetría de Quanti para verificar inconsistencias.

Como se puede observar en la figura 120 para el pozo Gaucho-35, las litofacies muestran claramente donde comienza el Cretácico Medio. A un cuando las curvas Densidad (RHOB), Neutrón (NPHI) y Sónico (DT), no muestran mayor diferencia entre la formación Agua Nueva y el Cretácico Medio, la red neuronal fue lo suficientemente hábil para colocar justo allí el cambio gradual de litología.



Figura 119. Resultados de la red neuronal entrenada para la obtención de las facies a partir de núcleos y el registro continúo de hidrocarburos.



Figura 120. Aun cuando las curvas densidad (rojo), neutrón (azul) y sónico (verde) en el carril 6 se sobreponen y no muestran aparentemente ningún cambio, la facies si notan el cambio de litología que se produce justo a la entrada de Cretácico Medio, pasando de Mudstone a wackestone Gaucho-1.

La volumetría de Quanti tampoco detecta ningún cambio entre estas dos formaciones. La figura 120 para el pozo Gaucho-35 también muestra los cambios de litología, que sirvieron de apoyo a la hora de definir donde comienza y donde termina una unidad de flujo. Nótese en la misma figura 120 como el radio de garganta de poro (R35) cambia justo al cambiar las litofacies derivadas de la red neuronal. Igualmente, puede observarse el cambio entre cada litofacies en el espectro de densidad variable de colores, para el comportamiento de la porosidad secundaria (naranja), (PHISEC), el efecto fotoeléctrico (gris), (PEF), el tiempo de tránsito (azul/amarillo), (DT) y la resistividad (marrón), (RT). Esto es una ayuda visual muy valiosa cuando se tiene duda donde colocar el marcador de la siguiente unidad de flujo.

Toda esta información previa será de gran utilidad cuando finalmente se haga uso del radio de garganta de poro (R35), el índice de calidad de roca (RQI) y los gráficos de Lorenz para en conjunto definir la cima y la base de cada unidad de flujo.

Unidades hidraúlicas.

El concepto básico de una unidad hidráulica a partir de la ecuación de Kozeny-Carman representa el espacio poroso de la roca como un tubo capilar. El parámetro clave en la técnica de clasificación es el Índice de Calidad del Yacimiento (RQI) el cual es una aproximación del radio hidráulico en una roca. La aproximación general para RQI se puede escribir de la siguiente forma:

$$Log(FZI) = Log(\Phi_z) + Log(RQI)$$
$$\Phi_z = \left[\frac{\Phi_e}{1 - \Phi_e}\right]$$
$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{K}{\Phi_e}}$$

Donde FZI es el indicador de zona de flujo. Tipos de roca con características similares se agruparán en unidades de flujo bien determinadas. Por lo tanto, sobre un gráfico Log-Log de RQI vs. Φz se agrupador la misma pendiente los puntos pertenecientes a una misma unidad de flujo. La intercepción sobre el eje Y cuando Φz es igual a 1, será el valor de FZI.

Este concepto aplicado sobre los análisis de laboratorio es muy consistente siempre que se tengan suficientes tapones de núcleo. Para los pozos sin núcleo, en donde dependemos solo de los registros geofísicos es necesario haber hecho una excelente correlación núcleo-registro tanto para porosidad efectiva como para la permeabilidad. También es necesario disponer de un modelo de litofacies o electrofacies, para poder agrupar más fácilmente los datos.

La figura 121 muestra para el Campo Gaucho el gráfico Log-Log de RQI vs. Фz donde se resalta claramente como se distribuyen las diferentes zonas dentro del pozo Gaucho-35.

En base a esta discriminación por macro-zonas, se procedió discretizar aun más las unidades de flujo para cada formación a partir de las preexistentes de los estudios precedentes del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP=. El reto que se propuso fue el de aumentar como mínimo 2 unidades más a las ya establecidas y verificar las propuestas por los estudios anteriores para evitar cruces entre unidades de flujo o con las cimas establecidas por paleontología. Para ello fue necesario el cálculo del radio de garganta de poro.



Figura 121. Discriminación en macro zonas a partir del índice de calidad de roca, RQI, facies y radio de garganta de poro R35.

Radio de garganta de poro.

La capacidad de una roca de almacenar y dejar pasar los fluidos es dependiente del volumen poroso, la geometría del poro y su conectividad. Una de las medidas más comprensivas que están comúnmente disponibles para obtener estas características de la formación viene del experimento de presión capilar. Una variación de este experimento aplicado comúnmente en carbonatos es el experimento de la inyección de mercurio, donde es forzado el mercurio en tapones de núcleo en pasos conocidos de presión con un cambio incremental en el volumen del mercurio medido en cada aumento de la presión.

El método proporciona comúnmente una medida del volumen conectado total de poros de una muestra junto con una aproximación del tamaño de las conexiones presentes dentro de la muestra. Sin embargo, el R35 también puede no ser el mejor indicador que agrupa los datos capilares de un pozo.

Algunos intervalos basados en el R35, pueden estar traslapados substancialmente y crear confusión entre los grupos evidentes al usar este criterio solamente. Por ejemplo, es muy difícil definir una unidad de flujo en muchos pozos en

Cretácico Superior San Felipe (KSSF), debido a que el R35 no tiene ninguna deflexión (está totalmente plano) y entonces hay que recurrir a otros registros o a otras técnicas como los gráficos de Lorenz.

Los tipos de Roca derivados del radio de garganta de poro son unidades de roca depositadas en condiciones similares que experimentaron procesos diagenéticos similares, dando como resultado una relación única de porosidad permeabilidad, un perfil de presión capilar y una saturación de agua para una altura dada por arriba del nivel de agua libre en un yacimiento.

La gráfica de Winland es una gráfica cruzada semilogaritmica de permeabilidad (mD) contra porosidad (%), con líneas de gargantas de isoporos. Las líneas sobre la gráfica corresponden a los radios calculados de la garganta de poro (micrones) a una saturación de mercurio de 35% de una prueba de presión capilar con inyección de mercurio.

Se puede calcular directamente con la ecuación de Winland o mediante otras ecuaciones basadas en permeabilidad y porosidad como las de Pittman. En la ecuación de Winland mostrada abajo la permeabilidad esta en milidarcis y la porosidad en porcentaje.

Log R35 = 0.732 + 0.588 * log (K) - 0.864 * log (PHI)

Una vez que se tienen los puntos sobre la gráfica de Winland se procede a agruparlos por la zona en que se encuentran, en tipos de rocas que pueden ser nano, micro, meso, macro y gigaporosos.

Usando estas subdivisiones podemos establecer un algoritmo como el de la figura 122 y obtener una curva continua tanto de garganta de poro como del tipo de roca. Esto nos permite visualizar en profundidad los intervalos con características similares y colocar las cimas y bases tentativas de las unidades de flujo, teniendo en cuenta los intervalos fracturados y los que pudieran ser sellos.

La permeabilidad utilizada en el algoritmo, para poder extrapolar los resultados de la figura 123 a los pozos que no tienen núcleo es la correlación K-Ø que se obtiene de la propia gráfica.



Figura 122. Algoritmo para el cálculo de RQI y el radio de garganta de poro.

Valor Atípico: 2730.2m, con φ =3.6 pu y K= 139mD



Figura 123. Correlación K-Φ a partir de la gráfica de Winland. Esta correlación se usa para extrapolar los pozos que no tienen núcleos.

Gráfico De Lorenz.

Como se mencionó al comienzo de este capítulo para identificar los diferentes canales de flujo que permiten el movimiento de los fluidos en el yacimiento y determinar el mínimo número de Unidades de Flujo a introducir dentro del modelo de simulación dinámico, se deben aplicar una serie de técnicas gráficas, de tal manera que se honre los datos "pie a pie" de cada pozo, incluyendo para tal fin información estratigráfica, petrofísica, y de producción/yacimiento.

Para el caso en estudio, las Unidades de Flujo (U.F) se determinaron en primer lugar para los pozos clave (con núcleo) ya que estos poseen la mayor y más confiable información del yacimiento, posteriormente éstas son extrapoladas a los pozos control.

Gráfico Estratigráfico de Lorenz Modificado (Stratigraphic Modified Lorenz Plot SMLP).

Este gráfico ofrece una guía sobre el número de unidades de flujo en cada pozo necesarias para honrar el marco geológico del yacimiento, además de permitir realizar una selección preliminar de los intervalos (Tope y Base).

Cada nueva pendiente de la curva es la base para una nueva unidad de flujo. Mientras la pendiente sea más inclinada se dice que la transmisibilidad (T) es mayor y por lo tanto será teóricamente una zona "rápida" para producción. Al contrario si la pendiente de la curva tiende a hacerse horizontal se dice que teóricamente la zona es más "lenta" para el aporte de producción. Finalmente si la pendiente es horizontal, no habrá aporte de dicha zona.

Para la construcción del Gráfico Estratigráfico de Lorenz (SMLP), se grafica el porcentaje de capacidad de flujo acumulado (T) contra el porcentaje de capacidad de almacenamiento acumulado (S), ordenado en secuencia estratigráfica y utilizando los datos "pie a pie" del pozo, basándose en los puntos de inflexión resultantes para la selección de los intervalos como unidad de flujo. (Figura 124).



Figura 124. Gráfico Estratigráfico de Lorenz Modificado.

La forma de la gráfica indica el comportamiento de flujo del pozo y del yacimiento. Los segmentos que presentan pendientes pronunciadas tienen un mayor porcentaje de la capacidad de flujo del yacimiento con respecto a la capacidad de almacenamiento. Los segmentos con pendientes planas, tienen una mayor capacidad de almacenamiento, pero poca capacidad de flujo y, por lo tanto, pueden generar barreras en el yacimiento si se extienden lateralmente.

En forma similar los segmentos que no presentan capacidad de flujo ni de almacenamiento constituyen los sellos del yacimiento si se extienden en sentido lateral. Las unidades de flujo individuales (eje vertical derecho) se pueden identificar a partir de los puntos de inflexión. Estas gráficas permiten definir el número mínimo de unidades de flujo que conviene utilizar en la simulación de yacimientos.

Los algoritmos utilizados para poder realizar el gráfico modificado de Lorenz en Techlog se tuvieron que diseñar en tres partes debido a que implican hacer una integral a lo largo de la profundidad de cada pozo y el software necesita tener almacenadas en la base de datos las curvas intermedias del proceso. La figura 125 presenta los algoritmos creados para obtener el número mínimo de unidades de flujo en cada formación.



Figura 125. Muestra los algoritmos necesarios para construir el Gráfico Estratigráfico de Lorenz Modificado.

Perfil de Flujo Estratigráfico (Stratigraphic Flow Profile).

El Perfil de Flujo Estratigráfico (SFP) es usado para verificar e interpretar las unidades de flujo previamente seleccionadas del SMLP, y debe constar de una curva de correlación (Rayos Gama o Volumen de Arcilla), porosidad, permeabilidad, radio de garganta de poro, relación K/ ϕ , porcentaje de capacidad de almacenamiento y porcentaje de capacidad de flujo.

Es a través de este gráfico donde se puede apreciar los intervalos con mejores propiedades petrofísicas, además se podía incluir resultados de registros de producción, intervalos disparados, descripción litológica que permitan integrar y validar las Unidades de Flujo con la información de yacimiento. (Figura 126).



Figura 126. Perfil de Flujo Estratigráfico contra la profundidad en la que fue determinada la capacidad de almacenamiento.

Gráfico de Lorenz Modificado (Modified Lorenz Plot).

El Gráfico de Lorenz Modificado (MLP) permite jerarquizar las unidades de flujo seleccionadas de acuerdo a sus relaciones K/ϕ , permitiendo comparar aquellas con similares propiedades visualmente.

Para su elaboración se grafica el porcentaje de capacidad de flujo acumulado contra el porcentaje de capacidad de almacenamiento acumulado para cada unidad de flujo, luego de ser ordenadas éstas en orden descendente de K/ϕ .

Es decir, que las de mayor pendiente (zonas rápidas) se grafican primero y luego las de menor pendiente (zonas lentas). Finalmente por debajo del punto de inflexión nos indica cuales unidades fluyen más rápido y cuanto (%) de hidrocarburo son capaces de almacenar (Figura 127).



Figura 127. Gráfico Modificado de Lorenz.

Las figura 128 muestran como quedaron finalmente los gráficos de Lorenz para cada una de las formaciones del Campo Gaucho. En las mismas se observa cómo fueron agrupadas las unidades de acuerdo a la variación de las pendientes.



Figura 128. Gráficos de Lorenz para las formaciones Cretácico Superior San Felipe (KSSF) y Cretácico Superior Agua Nueva (KSAN), del Campo Gaucho, mostrando el número mínimo de unidades de flujo en que se debería subdividir estas formaciones.

Luego de la determinación de las unidades de flujo en cada pozo, a través del procedimiento descrito previamente, se debe verificar la conectividad y continuidad lateral de las mismas, para esto se deben realizar diagramas panel que incluyan los

topes de las unidades estratigráficas, así como análisis en los valores de presión llevados al plano de referencia del yacimiento y los intervalos abiertos de producción.

Finalmente, se transcribe parte de las conclusiones de la descripción de las unidades de flujo en el estudio precedente. Esta descripción confirma los resultados arriba expresados y sirve para darle apoyo al estudio realizado y a la ampliación del número de unidades de flujo para el Campo Gaucho. (Figuras 129, 130, 131 y 132).







Figura 130. Sección A-A'



Figura 131. Sección B-B'



Figura 132. Sección C-C'

CONCLUSIONES.

Se demuestra que es posible obtener una mejor predicción de las propiedades petrofísicas a partir de Redes Neuronales Multipozos aún en situaciones tan complejas como la densidad de fracturas. Estas redes pueden Generarse mediante pasos, curvas guías, rangos de escala e información de núcleos. Con esta información se completaron los registros sónicos que eran indispensables en la interpretación sísmica y en la evaluación la porosidad de matriz.

La confiabilidad en la extrapolación de los resultados a los pozos vecinos es muy alta (>88%), con lo cual se puede incrementar la certidumbre en la evaluación petrofísica para los pozos con información incompleta, prescindiendo definitivamente de las correlaciones X-Y.

Mediante la integración de registros en agujero descubierto, basados en principios acústicos (sónicos dipolares), micro eléctricos (imágenes eléctricas) y ultrasónicos (imágenes sónicas), fue posible establecer criterios de interpretación para la discriminación de fracturas abiertas y cerradas.

Basado en el comportamiento del medio matriz-fractura, con porosidades efectivas de matriz asociadas a microfracturamiento y porosidad secundaria asociada a meso y macro fracturas abiertas, se estima que el área de estudio en el Campo Gaucho funcionaría como un yacimiento fracturado de Tipo II, de acuerdo a la clasificación de Nelson.

Esta observación estando basada solo en mediciones estáticas, por lo que se requiere incorporar mediciones con probadores dinámicos para completar el espectro de evaluaciones estático-dinámico del yacimiento y arribar a un completo panorama del comportamiento de producción del campo.

Las fracturas cerradas observadas en imágenes de pared de pozo, pueden ser tanto conductivas como resistivas o de alta y baja amplitud ultrasónica. Esta ambigüedad inherente a las características del yacimiento, solo puede resolverse con el establecimiento de criterios de interpretación integrando toda la información disponible, ya que evaluaciones convencionales pueden llevar a estimaciones erróneas del grado de fracturamiento.

De acuerdo a la orientación espacial del fracturamiento abierto y la determinación de las mejores zonas en términos de calidad de fracturas, se ha podido establecer un modelo predictivo para aplicarse en el diseño de perforación y terminación de pozos en el Campo Gaucho.

La correlación núcleo perfil permitió obtener una mejor volumetría del Campo Gaucho y ajustar la saturación de agua a lo observado durante la producción de los pozos. Lo cual era uno de los puntos más importares y necesarios de este estudio para el poblamiento de propiedades a lo largo del Campo.

El cálculo de la porosidad y permeabilidad de fractura junto con el radio de garganta de poro fueron claves para la determinación de las unidades de flujo en cada formación del Campo Gaucho.

BIBLIOGRAFÍA.

Gómez León Luís G., Simulación Petrofísica de Registros de Porosidad y Litología en Campos Maduros, UCV, Caracas, 2001.

Tarazona José R., Hilario Serrano M., Aplicación de Redes Neuronales Multipozos para Obtener Registros Sintéticos de Litología e Indicadores de Fracturas en el Campo SEN, V Simposio de Registros Geofísicos, IMP-SPWLA Mexican Chapter, 2006.

FREEMAN, James, Redes Neuronales, algoritmos, aplicaciones y técnicas de programación: Addison-Wesley / Díaz de Santos, Madrid, XVIII – (1993)

BANCHS, Rafael & MICHELENA, Reinaldo, Petrophysical Estimation from Seismic Attributes by Using Artificial Neural Networks:, X Congreso Venezolano de Geofísica, Caracas, (2000)

Techlog 4.04, User Guide, Schlumberger, 2

Julieta Hernández R., Hilario Serrano M., Rafael Pérez H., Fernando Miguel, Ulises Bustos, Caracterización del Medio Fracturado en el Campo SEN, 2006 (Inedito)

IMP, 2003. Análisis de la deformación frágil y dúctil en rocas mesozoica y su relación con los yacimientos fracturados en el frente de cabalgamiento, áreas Reforma-Juliva. Proyecto F.53810.

Hornby, B.E., Luthi, S. M., Pluma, R. A., 1992. Comparison of Fracture Apertures Computed from Electrical Borehole Scans and Reflected Stoneley Waves: An Integrated Interpretation. The Log Analyst, vol. 33,

Luthi S. M. y Souhaité P., 1990. Fracture apertures from Electrical Borehole Scans; Geophysics, Vol. 55, No. 7, P. 821-833.

Newberry, B. M., Grace, L. M. y Stief, D. D. 1996, Analysis of Carbonate Dual Porosity Systems from Borehole Electrical Images. SPE 35158 presentado en "Permian Basin Oil & Gas Recovery Conference", Midland Texas, Marzo 1996.

R.A.Nelson. An Approach to evaluating fractured reservoirs, Spe 10331, 1982.

Djebbar Tiab, Erle C. Donaldson, PETROPHYSICS, Theory and Practice of Measuirng Reservoir and Fluid Transport Properties, Gulf Professional Publishing, UK,2004.

John T. Dewan, Modern Open-Hole Log Interpretation, Penn Well Publishing Company, Tulsa Okahoma, 1983.

F. Jerry Lucia, Carbonate Reservoir Characterization, Springer – Verlag Berlin Heidelberg, Germany, 1999.

OILFIELD REVIEW, Evaluación Avanzada de Yacimientos Carbonatados, Wetmore Printing Company, Primavera 2004.

OILFIELD REVIEW, Evaluación de Yacimientos Carbonatados, Wetmore Printing Company, Primavera 2001.

OILFIELD REVIEW, Yacimientos Carbonatados, Wetmore Printing Company, Verano 2005.

"Análisis de la deformación frágil y dúctil en rocas Mesozoicas y su relación con los Yacimientos Fracturados en el frente del cabalgamiento área Reforma-Julivá, etapa de caracterización de los sistemas de fracturas en el campo Sen. IMP, Informe técnico 53810 México 2003.

E. Aguayo C. *et al* 1979. Evolución Tectónica -Sedimentaria y Diagénesis en el Cretácico, área Reforma Villahermosa.

M. Varela S. 1995. Prospecto Estratigráfico Sedimentológico Agave-Gaucho. Zona Sureste de México.

J. M. Spaw 2003. Estudio Sedimentológico-Estratigráfico del Proyecto Simojovel 2002.

"Ingeniería de Yacimientos". M. en I. Maximino Meza Meza. (Balance de materiales 2007).

Hanzlikova, E., (*Transl. by H. Zarubova*), 1972. Carpathian Upper Cretaceous Foraminifera of Moravia (Turonian-Maastrichtian). Prague, Czech., pp.1-160.

Archie, G.E. 1950. Introduction to Petrophysics of Reservoir Rocks. Bol. AAPG, Vol. 34, p. 943-961.

Benavides, G. R. 1956. Notas Sobre la Geología Petrolera de México. Symposium Sobre Yacimientos de Petróleo y Gas. Tomo III, XX Congreso Geológico Internacional.

González, J. F. 2003. Evolución Geológica Durante el Cenozoico en el Área Chiapas-Tabasco, Cenca del Sureste, México. Tesis de Maestría, UNAM. DEPFI, México D. F., p. 32-42.

López-Ramos, E. 1979. Geología de México. Tomo IIII, p. 187-206.

Dunham, R.J. 1962 Classification of carbonate rocks according to depositional texture. AAPG, Memor 1, p. 108-121.

Sánchez S.E. 1980 Nuevos descubrimientos en el área Mesozoica Chiapas Tabasco. XVIII convención de la Asociasión de Ingenieros Petroleros de México A.C. (Informe inédito).