



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

MAESTRÍA EN INGENIERÍA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN  
DE RECURSOS NATURALES  
PERFORACIÓN

**GEOMECÁNICA PARA FORMACIONES SILICICLÁSTICAS,  
MEDIANTE COMPRESIBILIDADES Y ANÁLISIS  
DE SISTEMAS PETROLEROS**

TESIS

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:  
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:

**DANIEL LÓPEZ AGUIRRE**

TUTORES:

**M. EN C. JOSÉ AURELIO ESPAÑA PINTO  
INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**

**DR. RUBÉN NICOLÁS LÓPEZ  
FACULTAD DE INGENIERÍA, UNAM**

CIUDAD UNIVERSITARIA, CIUDAD DE MÉXICO, NOVIEMBRE 2016



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



## **JURADO ASIGNADO**

Presidente: DR. RUBÉN NICOLÁS LÓPEZ  
Secretario: DR. ENRIQUE COCONI MORALES  
Vocal: M. EN C. JOSÉ AURELIO ESPAÑA PINTO  
Primer suplente: DR. ÓSCAR C. VALDIVIEZO MIJANGOS  
Segundo suplente: M. EN C. NOÉ SANTILLÁN PIÑA

Lugar donde se realizó la tesis:

POSGRADO DE INGENIERÍA,  
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO,  
CIUDAD DE MÉXICO, MÉXICO.

Tutor principal de la tesis:

**M. EN C. JOSÉ AURELIO ESPAÑA PINTO**

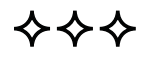
---

Firma





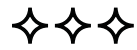
# *Dedicatoria*



*Para mi familia...*



# *Agradecimientos*



*A todas aquellas personas e instituciones que contribuyeron para lograr la realización de este trabajo de tesis. Solamente puedo manifestarles mi gratitud por su apoyo para llegar a este punto...*

*Gracias...*



# CONTENIDO



<b>RESUMEN</b> .....	15
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	17

## **CAPÍTULO 1** **CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA MEDIANTE EL USO** **DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO**

<b>Conceptos y definiciones</b> .....	23
EL ANÁLISIS PETROFÍSICO A PARTIR DE REGISTROS.....	23
POROSIDAD TOTAL ( $\phi$ ).....	23
POROSIDAD EFECTIVA ( $\phi_{ef}$ ).....	25
PERMEABILIDAD ( $k$ ).....	25
SATURACIÓN ( $S_w$ ).....	26
<b>Registros Geofísicos Utilizados en la Caracterización Petrofísica</b> .....	27
CALIPER Y BIT SIZE ( $CAL$ & $BS$ ).....	27
RAYOS GAMMA ( $GR$ ) .....	27
RESISTIVIDAD PROFUNDA Y SOMERA ( $R_T$ & $R_{XO}$ ).....	29
TIEMPO DE TRÁNSITO PRIMARIO ( $DTCO$ ) .....	30
DENSIDAD VOLUMÉTRICA ( $RHOB$ ).....	31
POROSIDAD NEUTRÓN (NPHI) .....	33
FACTOR FOTOELÉCTRICO ( $PEF$ ) .....	34
<b>Correlaciones para la obtención de registros sintéticos</b> .....	35
INTRODUCCIÓN.....	35
CORRELACIONES PARA OBTENER EL REGISTRO SINTÉTICO DE TIEMPO DE TRÁNSITO COMPRESIONAL ( $DTCO$ ), A PARTIR DEL REGISTRO DE RESISTIVIDAD PROFUNDA ( $R_T$ ). .....	35
CORRELACIONES PARA OBTENER EL REGISTRO DE DENSIDAD VOLUMÉTRICA ( $RHOB$ ) A PARTIR DEL REGISTRO DE TIEMPO DE TRÁNSITO PRIMARIO ( $DTCO$ ) .....	40
CORRELACIÓN PARA OBTENER EL REGISTRO DE POROSIDAD NEUTRÓN (NPHI) A PARTIR DEL REGISTRO DE CONTEOS DE NEUTRÓN ( $NEUT$ ) .....	43

<b>Obtención de propiedades petrofísicas mediante el uso de registros geofísicos para el pozo 1</b> .....	47
INFORMACIÓN DISPONIBLE, CONTROL DE CALIDAD. VISUALIZACIÓN DE CURVAS .....	47
CONSTRUCCIÓN DE LA COLUMNA GEOLÓGICA DEL ÁREA.....	50
CÁLCULO DE LA CURVA DE TEMPERATURA.....	52
OBTENCIÓN DEL VOLUMEN DE ARCILLA .....	52
DETERMINACIÓN DE POROSIDAD TOTAL Y EFECTIVA .....	56
DETERMINACIÓN DE LA MINERALOGÍA Y LITOLÓGÍA .....	61
<i>Obtención y análisis por fracciones minerales formadores de rocas sedimentarias por sistema de ecuaciones</i> .....	63
<i>Obtención mediante Cross Plots Neutrón-Densidad (N-D) y Neutrón-Sónico (N-S)</i> .....	66
<i>Obtención mediante la gráfica M-N</i> .....	68
CÁLCULO DE SATURACIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN .....	69
IDENTIFICACIÓN DE ZONAS DE INTERÉS PETROLERO .....	70

## CAPÍTULO 2

### RELACIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO CON EL CONTEXTO GEOLÓGICO-ESTRUCTURAL Y MÉTODOS CONVENCIONALES DE PREDICCIÓN DE GEOPRESIONES

<b>Introducción</b> .....	75
<b>Conceptos Clave</b> .....	75
ESFUERZO DE SOBRECARGA ( $OB$ ) .....	75
GRADIENTE DE SOBRECARGA ( $OBG$ ) .....	77
PRESIÓN NORMAL ( $P_n$ ) .....	77
VARIACIONES DE PRESIÓN DE PORO .....	78
PRESIÓN DE PORO ANORMAL Y SUBNORMAL ( $P_p$ ).....	79
GRADIENTE DE PRESIÓN DE PORO .....	80
TENDENCIA DE COMPACTACIÓN NORMAL.....	80
PRESIÓN DE FRACTURA ( $P_F$ ).....	82
GRADIENTE DE PRESIÓN DE FRACTURA ( $GP_F$ ).....	84
<b>Mecanismos que generan sobrepresión en el subsuelo</b> .....	84
DESEQUILIBRIO EN LA COMPACTACIÓN .....	84
COMPRESIÓN TECTÓNICA .....	86
DIFERENTES ALTURAS DE COLUMNAS DE HIDROCARBUROS.....	88
EFECTO CENTROIDE .....	88
SOBREPRESIÓN ACUATERMAL .....	89
DESHIDRATACIÓN DIAGENÉTICA DE ARCILLAS.....	89

MADURACIÓN TÉRMICA DEL KERÓGENO .....	90
<b>Discontinuidades litológicas que afectan la Presión de Poro.....</b>	<b>90</b>
TRAMPAS DE HIDROCARBUROS .....	90
CLASIFICACIÓN DE LAS TRAMPAS DE HIDROCARBUROS .....	91
<i>Trampas por Variación de Permeabilidad</i> .....	91
<i>Trampas Estructurales</i> .....	93
<i>Trampas Mixtas (Combinadas)</i> .....	93
INTERCALACIONES DE ESTRATOS DE ARENISCAS Y LUTITAS.....	93
PREDICCIÓN Y MEDICIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO EN SILICICLÁSTICOS.....	96
VARIACIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO EN TRAMPAS ESTRUCTURALES	
ASOCIADAS A LA SAL. ....	99
<b>Predicción de Geopresiones del pozo 1, con métodos clásicos.....</b>	<b>101</b>
INFORMACIÓN DISPONIBLE DEL POZO 1, PARA ANÁLISIS DE GEOPRESIONES.....	101
PREDICCIÓN DEL GRADIENTE DEL ESFUERZO DE SOBRECARGA ( <i>OBG</i> ).....	106
PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO ( $P_p$ ).....	107
<i>Método de Eaton</i> .....	107
<i>Método de Bowers</i> .....	107
PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN DE FRACTURA .....	111
<i>Método de Eaton</i> .....	111
<i>Método de Matthews &amp; Kelly</i> .....	111
CONCLUSIONES .....	113

### CAPÍTULO 3

#### USO DE MODELO DE COMPRESIBILIDADES, PARA LA OBTENCIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO ( $P_p$ )

<b>Introducción.....</b>	<b>117</b>
<b>Generación de Sobrepresión en Carbonatos.....</b>	<b>118</b>
<b>Compresibilidades Volumétrica, de Poro y Matriz.....</b>	<b>120</b>
COMPRESIBILIDAD ( $C$ ).....	120
COMPRESIBILIDAD DE VOLUMEN POROSO ( $C_p$ ).....	120
COMPRESIBILIDAD VOLUMÉTRICA ( $C_b$ ).....	121
COMPRESIBILIDAD VOLUMÉTRICA ESTÁTICA ( $C_{bs}$ ).....	121
CARGA UNIAXIAL ( $C_{bu}$ ) .....	122
COMPRESIBILIDAD DINÁMICA ( $C_{din}$ ) .....	122
COMPRESIBILIDAD VOLUMÉTRICA POR PRESIÓN DE CONFINAMIENTO ( $C_{bc}$ ) .....	123
COMPRESIBILIDAD VOLUMÉTRICA POR PRESIÓN DE PORO ( $C_{bp}$ ).....	123



COMPRESIBILIDAD DEL PORO POR PRESIÓN DE CONFINAMIENTO ( $C_{pc}$ ).....	124
COMPRESIBILIDAD DEL PORO POR PRESIÓN DE PORO ( $C_{pp}$ ) .....	125
<b>Mediciones de la Compresibilidad en Laboratorio .....</b>	<b>125</b>
EQUIPOS DE LABORATORIO UTILIZADOS EN LA MEDICIÓN DE COMPRESIBILIDAD .....	125
MEDICIONES DE LOS DISTINTOS TIPOS DE COMPRESIBILIDADES .....	126
<i>Medición de <math>C_{bc}</math>, en laboratorio.....</i>	<i>126</i>
<i>Medición de <math>C_{bp}</math>, en laboratorio.....</i>	<i>127</i>
<i>Medición de <math>C_{pc}</math>, en laboratorio.....</i>	<i>127</i>
<i>Medición de <math>C_{pp}</math>, en laboratorio.....</i>	<i>128</i>
<b>Predicción de la Presión de Poro con el método de las Compresibilidades .....</b>	<b>128</b>
PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO CON EL MÉTODO DE ATASHBARI .....	128
CORRELACIONES DE COMPRESIBILIDADES APLICABLES A LA METODOLOGÍA DE LAS COMPRESIBILIDADES .....	132
<i>Correlación de Hall.....</i>	<i>134</i>
<i>Correlación de Horne.....</i>	<i>134</i>
<i>Correlación de Horne modificada.....</i>	<i>135</i>
OBTENCIÓN DEL ESFUERZO EFECTIVO Y COMPRESIBILIDADES VOLUMÉTRICA Y PORO PARA EL POZO 1 .....	136
SIMPLIFICACIÓN DEL MÉTODO Y NUEVA PROPUESTA DE LA ECUACIÓN DE PRESIÓN DE PORO DE ATASHBARI .....	138
<b>Predicción de la Presión de Poro con el método simplificado para el pozo 1 .....</b>	<b>140</b>
APLICACIÓN DE LA ECUACIÓN PROPUESTA DE PRESIÓN DE PORO EN ROCAS CARBONATADAS DEL POZO 1 .....	140
APLICACIÓN DE LA ECUACIÓN PROPUESTA DE PRESIÓN DE PORO EN ROCAS SILICICLÁSTICAS DEL POZO 1 .....	142
DISCUSIÓN DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES DEL MÉTODO .....	146

## CAPÍTULO 4

### METODOLOGÍA DE OBTENCIÓN DE LA ( $V_s$ ), E IDENTIFICACIÓN DE MINERALES CON PLANTILLAS MAESTRAS ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ) y ( $E - \nu$ )

<b>Importancia del conocimiento de las fracciones minerales a través de parámetros elásticos .....</b>	<b>151</b>
<b>Obtención de la curva sintética de velocidad de corte (<math>V_s</math>) .....</b>	<b>151</b>

IMPORTANCIA DE LA VELOCIDAD DE CORTE ( $V_S$ ) .....	151
EL REGISTRO SÓNICO DIPOLAR ( $DSI$ ) .....	152
CORRELACIONES PARA LA OBTENCIÓN DE REGISTROS SINTÉTICOS DE VELOCIDAD	
DE CORTE ( $V_S$ ) .....	154
<i>Correlación Empírica Petrofísica</i> .....	154
<i>Correlación Empírica Picket (1963)</i> .....	155
<i>Correlación de Castagna et al. (1985)</i> .....	155
<i>Correlación de Han (1986)</i> .....	156
<i>Correlación de Eberhart-Phillips (1989)</i> .....	156
<i>Correlación de Krief et al. (1990)</i> .....	157
<i>Correlación de Williams (1990)</i> .....	157
<i>Correlación de Greenberg-Castagna (1992)</i> .....	158
<i>Correlación de Mavko (1998)</i> .....	159
<i>Correlación de Lee (2006)</i> .....	160
OBTENCIÓN DE LA CURVA DE $V_S$ , CON LOS MÉTODOS PROPUESTOS Y SU RELACIÓN	
CON DATOS MEDIDOS ( $DSI$ ). .....	160
METODOLOGÍA DE OBTENCIÓN DE LA VELOCIDAD DE CORTE, AJUSTADA A LA ZONA	
DE ESTUDIO DEL POZO 1 .....	164
<b>Cálculo de parámetros elásticos dinámicos utilizados en los plantillas maestras</b>	
<b>(<math>E, \nu, \mu, \lambda, K</math>)</b> .....	173
MÓDULO DE YOUNG ( $E$ ) .....	173
RELACIÓN DE POISSON ( $\nu$ ) .....	174
PARÁMETRO DE LAMÉ ( $\lambda$ ) .....	174
MÓDULO DE CORTE ( $\mu$ ) .....	175
MÓDULO VOLUMÉTRICO ( $K$ ) .....	175
<b>Método autoconsistente de obtención de <math>V_P</math> y <math>V_S</math></b> .....	176
<b>Plantillas maestras (<math>\mu\rho - \lambda\rho</math>), para diferentes tipos de fluidos</b> .....	179
DESCRIPCIÓN DE LAS PLANTILLAS ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ) .....	179
OBTENCIÓN DE MEZCLAS LITOLÓGICAS CON PLANTILLAS ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), PARA LAS	
FORMACIONES GEOLÓGICAS DEL POZO 1 .....	180
CALIBRACIÓN DE INFORMACIÓN EN PLANTILLAS MAESTRAS ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), CON MÉTODOS	
DE IDENTIFICACIÓN A PARTIR DE REGISTROS GEOFÍSICOS .....	183
VENTAJAS DE UTILIZAR PLANTILLAS ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ) .....	185
PLANTILLAS MAESTRAS ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), PARA FORMACIONES DE CARBONATOS .....	185
<b>Plantillas maestras (<math>E - \nu</math>), para diferentes tipos de fluidos</b> .....	186
DESCRIPCIÓN DE LAS PLANTILLAS ( $E - \nu$ ) .....	186
OBTENCIÓN DE MEZCLAS LITOLÓGICAS CON PLANTILLAS ( $E - \nu$ ), PARA LAS	
FORMACIONES GEOLÓGICAS DEL POZO 1 .....	186

CALIBRACIÓN DE INFORMACIÓN EN PLANTILLAS MAESTRAS ( $E - v$ ), CON MÉTODOS DE IDENTIFICACIÓN A PARTIR DE REGISTROS GEOFÍSICOS .....	189
VENTAJAS DE UTILIZAR PLANTILLAS ( $E - v$ ). .....	191

<b>Usos de los plantillas maestras en la selección de puntos de lutitas en uso de métodos de predicción de poro .....</b>	<b>191</b>
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------

## CAPÍTULO 5

### ANÁLISIS Y APLICACIÓN DEL MODELADO GEOLÓGICO DE SISTEMAS PETROLEROS EN LA PREDICCIÓN DE GEOPRESIONES

<b>Introducción .....</b>	<b>195</b>
<b>El Modelado de Sistemas Petroleros .....</b>	<b>195</b>
EL SISTEMA PETROLERO .....	195
MODELADO DE SISTEMAS PETROLEROS .....	198
TERMICIDAD .....	200
GEOQUÍMICA ORGÁNICA .....	204
GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS .....	204
MIGRACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS .....	205
<b>Predicción de la Presión de Poro mediante el Modelado de Sistemas Petroleros .....</b>	<b>206</b>
GENERACIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO Y FLUJO DE FLUIDOS .....	206
COMPACTACIÓN Y REDUCCIÓN DE POROSIDAD .....	207
<i>Leyes de Compactación .....</i>	<i>207</i>
<i>Ley de Athy en función del Esfuerzo Efectivo .....</i>	<i>207</i>
<i>Ley de Athy en función de la Profundidad Hidrostática Equivalente .....</i>	<i>208</i>
<i>Modelo de Schneider .....</i>	<i>208</i>
<i>Modelo de Compresibilidad .....</i>	<i>209</i>
<i>Modelo de Roca Arcillosa .....</i>	<i>210</i>
<i>Análisis y Comparación de los modelos de Compactación .....</i>	<i>211</i>
SOLUCIÓN DE PREDICCIÓN DE PRESIÓN POR MODELADO PARA 1D .....	213
<b>Predicción de Geopresiones del pozo 1, utilizando Modelado de Sistemas Petroleros .....</b>	<b>214</b>
GENERALIDADES DEL ÁREA DE ESTUDIO .....	214
<i>Ubicación del Área de Estudio .....</i>	<i>214</i>
<i>Estratigrafía .....</i>	<i>215</i>
<i>Geología Estructural .....</i>	<i>217</i>
<i>Evolución Histórica .....</i>	<i>218</i>

<i>Sistema Petrolero</i> .....	218
OBTENCIÓN DE LAS MEZCLAS LITOLÓGICAS PARA LAS FORMACIONES	
GEOLÓGICAS DE INTERÉS.....	219
CONDICIONES LÍMITE PARA REALIZAR EL MODELADO 1D .....	220
<i>Paleobatimetría (PWD)</i> .....	220
<i>Paleotemperatura (SWIT)</i> .....	221
<i>Paleoflujo de calor (HF)</i> .....	221
REALIZACIÓN DEL MODELADO MEDIANTE EL USO DE PAQUETERÍA .....	222
OBTENCIÓN DE GEOPRESIONES PARA EL POZO TIPO 1 .....	224
OBTENCIÓN DE LA HISTORIA GEOLÓGICA DE LA ZONA .....	227
<b>Análisis y discusión de resultados con otros métodos de predicción</b>	
<b>de geopresiones</b> .....	228
COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE PREDICCIÓN DE GEOPRESIONES MEDIANTE MODELADO	
DE SISTEMAS PETROLEROS, CON MÉTODOS PREVIAMENTE ANALIZADOS.....	228
CONCLUSIONES DEL MÉTODO DE PREDICCIÓN POR MODELADO DE SISTEMAS	
PETROLEROS .....	230

## CAPÍTULO 6

### CARACTERIZACIÓN GEOMECÁNICA INTEGRAL Y ANÁLISIS DE FRAGILIDAD

<b>Introducción</b> .....	233
<b>Metodologías de elaboración de modelos de geomecánica</b> .....	233
ELABORACIÓN DE MODELOS DE GEOMECÁNICA EN POZOS EXPLORATORIOS .....	234
PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO CON GEOMECÁNICA .....	236
CARACTERIZACIÓN GEOMECÁNICA 3D .....	237
<b>Aplicación del modelo de geomecánica integral al pozo 1</b> .....	239
OBTENCIÓN DE LAS VELOCIDADES COMPRESIONAL ( $V_p$ ) Y DE CORTE ( $V_s$ ). .....	239
OBTENCIÓN DE LOS PARÁMETROS ELÁSTICOS ( $E, \nu, K, \mu, \lambda$ ) .....	239
CÁLCULO DE LA RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN UNIAXIAL ( $UCS$ ) O ( $C_o$ ).....	241
CÁLCULO DEL ÁNGULO DE FRICCIÓN INTERNA ( $\Phi$ ).....	246
CÁLCULO DE LA COHESIÓN ( $S_o$ ) .....	248
COEFICIENTE DE FRICCIÓN INTERNA ( $\mu_i$ ) .....	249
RESISTENCIA A LA TENSIÓN ( $T_o$ ) .....	251
OBTENCIÓN DE LOS ESFUERZOS REGIONALES PRINCIPALES ( $\sigma_v$ ), ( $\sigma_H$ ) Y ( $\sigma_h$ ).....	252
<i>Esfuerzo vertical</i> ( $\sigma_v$ ) .....	252
<i>Esfuerzo horizontal mínimo</i> ( $\sigma_h$ ).....	253
<i>Esfuerzo horizontal máximo</i> ( $\sigma_H$ ).....	254

CÁLCULO DE LOS ESFUERZOS EN EL POZO ( $\sigma_r$ ), ( $\sigma_\theta$ ), ( $\sigma_v$ ), ( $\tau_{r\theta}$ ), ( $\tau_{rz}$ ) Y ( $\tau_{\theta z}$ ) .....	256
CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE COLAPSO ( $P_{Co}$ ) .....	262
DEFINICIÓN DE LA VENTANA OPERATIVA AFINADA CON GEOMECÁNICA .....	266
<b>Identificación de las zonas de fragilidad utilizando plantillas maestras</b> <b>(<math>\mu\rho - \lambda\rho</math>) y (<math>E - \nu</math>)</b> .....	266
DEFINICIÓN DE LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE FRAGILIDAD .....	266
APLICACIÓN DEL MÉTODO E IDENTIFICACIÓN DE ZONAS CON POSIBILIDAD DE SER FRACTURADAS EN LA FORMACIÓN CHICONTEPEC MEDIO DEL POZO 1 .....	272
APLICACIÓN DEL MÉTODO E IDENTIFICACIÓN DE ZONAS CON POSIBILIDAD DE SER FRACTURADAS EN LA FORMACIÓN PIMIENTA DEL POZO 1 .....	273
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....	275
<b>Conclusiones de la integración geomecánica y análisis de fragilidad en las formaciones geológicas del pozo 1</b> .....	276
<b>CONCLUSIONES</b> .....	279
<b>REFERENCIAS</b> .....	283

# ÍNDICE DE FIGURAS

## CAPÍTULO 1

FIGURA 1. TIPOS DE POROSIDAD.....	25
FIGURA 2. ESPECTROS DE EMISIÓN DE RAYOS GAMMA .....	28
FIGURA 3. CURVA DE <i>DTCO</i> SINTÉTICO PARA EL POZO VECINO A .....	37
FIGURA 4. CURVA DE <i>DTCO</i> SINTÉTICO PARA EL POZO VECINO B .....	38
FIGURA 5. CURVA COMPUESTA DE <i>DTCO</i> , PARA EL POZO 1 .....	39
FIGURA 6. CORRELACIONES PARA OBTENER <i>RHOB</i> SINTÉTICO .....	41
FIGURA 7. CORRELACIÓN DE GARDNER PARA FORMACIONES SOMERAS SILICICLÁSTICAS DEL POZO VECINO A.....	42
FIGURA 8. CORRELACIÓN DE GARDNER PARA FORMACIONES SOMERAS SILICICLÁSTICAS DEL POZO VECINO B .....	43
FIGURA 9. REGISTRO SINTÉTICO DE <i>RHOB</i> DEL POZO 1 .....	44
FIGURA 10. REGISTRO <i>NPHI</i> SINTÉTICO, PARA EL POZO 1 .....	46
FIGURA 11. REGISTROS BÁSICOS PARA EL MODELO PETROFÍSICO DEL POZO 1 .....	49
FIGURA 12. CÁLCULO DE LA TEMPERATURA PARA EL POZO 1 .....	53
FIGURA 13. VOLUMEN DE ARCILLA DEL POZO 1, CON TRES CORRELACIONES.....	57
FIGURA 14. POROSIDAD TOTAL Y EFECTIVA .....	60
FIGURA 15. OBTENCIÓN DE LA POROSIDAD TOTAL Y EFECTIVA PARA EL POZO 1 .....	62
FIGURA 16. FRACCIONES MINERALES OBTENIDAS PARA EL POZO 1 .....	65
FIGURA 17. GRÁFICA DE UN CROSS-PLOT N-D Y N-S .....	66
FIGURA 18. OBTENCIÓN DE LA LITOLOGÍA PARA EL POZO 1, CON CROSS PLOTS N-D.....	67
FIGURA 19. OBTENCIÓN DE LA LITOLOGÍA PARA EL POZO 1, CON CROSS PLOTS N-S .....	67
FIGURA 20. GRÁFICA DEL CROSS PLOT M-N.....	68
FIGURA 21. OBTENCIÓN DE LA LITOLOGÍA PARA EL POZO 1, CON CROSS PLOTS M-N .....	69
FIGURA 22. SATURACIÓN DE AGUA E HIDROCARBUROS DEL POZO 1 .....	71
FIGURA 23. ZONAS DE INTERÉS PETROLERO DEL POZO 1.....	72

## CAPÍTULO 2

FIGURA 1. PRESIÓN DE PORO NORMAL Y ANORMAL, EN REGÍMENES TECTÓNICOS.....	87
FIGURA 2. EFECTO CENTROIDE EN SECUENCIAS SILICICLÁSTICAS.....	88
FIGURA 3. CONTEXTO ESTRUCTURAL DE LOS YACIMIENTOS DEL GOLFO DE MÉXICO .....	95
FIGURA 4. $P_p$ Y $P_{PM}$ , EN INTERCALACIONES DE ARENISCAS-LUTITAS.....	97
FIGURA 5. $P_{PM}$ , EN PRESENCIA DE AGUA DE FORMACIÓN, ACEITE Y GAS.....	97
FIGURA 6. PERFIL DE PRESIÓN EN PRESENCIA DE UNA FALLA DE CRECIMIENTO.....	98

FIGURA 7. $P_{PM}$ , EN SECUENCIAS COMUNICADAS DE ARENISCAS Y LUTITAS.....	99
FIGURA 8. REGISTROS BÁSICOS EN EL ANÁLISIS DE GEOPRESIONES CONVENCIONAL.....	103
FIGURA 9. ESTADO MECÁNICO DEL POZO 1 .....	104
FIGURA 10. DENSIDAD DEL LODO EN [G/CC], DEL POZO 1.....	105
FIGURA 11. GRADIENTE DE SOBRECARGA PARA EL POZO 1 .....	106
FIGURA 12. PRESIÓN DE PORO PARA FORMACIONES DEL CENOZOICO DEL POZO 1 .....	109
FIGURA 13. PRESIÓN DE PORO CALBRADA PARA EL CENOZOICO DEL POZO 1 .....	110
FIGURA 14. PRESIÓN DE FRACTURA CALCULADA POR DOS MÉTODOS DEL POZO 1.....	112

### CAPÍTULO 3

FIGURA 1. DIAGRAMA DEL EQUIPO DE MEDICIÓN DE COMPRESIBILIDADES .....	126
FIGURA 2. OBTENCIÓN DEL ESFUERZO EFECTIVO Y COMPRESIBILIDADES DEL POZO 1.....	136
FIGURA 3. DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE PORO CON LA ECUACIÓN DE ATASHBARI .....	137
FIGURA 4. DIAGRAMA DE FLUJO SIMPLIFICADO PARA EL CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE PORO .....	139
FIGURA 5. PRESIÓN DE PORO PARA LA SECCIÓN CARBONATADA DEL POZO 1 .....	141
FIGURA 6. PRESIÓN DE PORO PARA LA SECCIÓN SILICICLÁSTICA DEL POZO 1 .....	143
FIGURA 7. PRESIÓN DE PORO CALBRADA PARA SILICICLÁSTICOS DEL POZO 1 .....	145
FIGURA 8. GEOPRESIONES PARA TODA LA COLUMNA GEOLÓGICA DEL POZO 1.....	147

### CAPÍTULO 4

FIGURA 1. HERRAMIENTA SÓNICA DIPOLAR.....	153
FIGURA 2. CURVA DE $V_p$ , A PARTIR DE $DTCO$ DEL POZO 1 .....	161
FIGURA 3. $V_s$ SINTÉTICA CON VARIAS CORRELACIONES Y REGISTRO $DSI$ .....	162
FIGURA 4. ECUACIONES DE G-CASTAGNA, EN UN POZO CERCANO AL POZO 1.....	165
FIGURA 5. GRÁFICA DE LOS PUNTOS MEDIDOS Y CALCULADOS DE $V_s$ , PARA UNA FORMACIÓN ARCILLOSA DEL POZO VECINO A.....	166
FIGURA 6. GRÁFICA DE LOS PUNTOS MEDIDOS Y CALCULADOS DE $V_s$ , PARA UNA FORMACIÓN LIMPIA DEL POZO VECINO A .....	167
FIGURA 7. CURVA DE $V_s$ , PARA FORMACIONES SILICICLÁSTICAS DEL POZO VECINO A.....	168
FIGURA 8. GRÁFICA DE LOS PUNTOS MEDIDOS Y CALCULADOS DE $V_s$ , DEL POZO VECINO A.....	169
FIGURA 9. CURVA SINTÉTICA DE $V_s$ , PARA UNA FORMACIÓN ARCILLOSA DEL POZO VECINO B .....	170

FIGURA 10. CURVA SINTÉTICA DE $V_S$ , PARA UNA FORMACIÓN ARCILLOSA DEL POZO VECINO C.....	171
FIGURA 11. CURVA SINTÉTICA DE $V_S$ , A PARTIR DE LA $V_P$ PARA EL POZO 1 .....	172
FIGURA 12. MÓDULOS ELÁSTICOS PARA UN MATERIAL HOMOGÉNEO E ISOTRÓPICO .....	176
FIGURA 13. PLANTILLA $V_P$ - $V_S$ , OBTENIDA CON EL MÉTODO AUTOCONSISTENTE.....	178
FIGURA 14. PLANTILLAS MAESTRAS ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), PARA DIFERENTES TIPOS DE FLUIDOS .....	180
FIGURA 15. PLANTILLAS MAESTRAS ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), PARA FORMACIONES DEL CENOZOICO DEL POZO 1.....	181
FIGURA 16. PLANTILLAS MAESTRAS ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), PARA FORMACIONES DEL CRETÁCICO DEL POZO 1 .....	182
FIGURA 17. PLANTILLAS MAESTRAS ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), PARA FORMACIONES DEL JURÁSICO DEL POZO 1 .....	182
FIGURA 18. PLANTILLAS DE MEZCLAS LITOLÓGICAS PARA LAS FORMACIONES TANTOYUCA Y CHICONTEPEC MEDIO.....	184
FIGURA 19. PLANTILLAS MAESTRAS ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), PARA CARBONATOS DEL POZO 1 .....	185
FIGURA 20. PLANTILLAS MAESTRAS ( $E - \nu$ ), PARA DIFERENTES TIPOS DE FLUIDOS .....	187
FIGURA 21. PLANTILLAS MAESTRAS ( $E - \nu$ ), PARA FORMACIONES DEL CENOZOICO DEL POZO 1.....	187
FIGURA 22. PLANTILLAS MAESTRAS ( $E - \nu$ ), PARA FORMACIONES DEL CRETÁCICO DEL POZO 1 .....	188
FIGURA 23. PLANTILLAS MAESTRAS ( $E - \nu$ ), PARA FORMACIONES DEL JURÁSICO DEL POZO 1 .....	188
FIGURA 24. PLANTILLAS DE MEZCLAS LITOLÓGICAS PARA LAS FORMACIONES AGUA NUEVA Y TAMAULIPAS SUPERIOR.....	190
FIGURA 25. PLANTILLAS DE MEZCLAS LITOLÓGICAS PARA LAS FORMACIONES PIMIENTA Y SANTIAGO .....	190
FIGURA 26. PLANTILLA ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), EN PROFUNDIDAD, CON PUNTOS DE ARCILLA .....	192

## CAPÍTULO 5

FIGURA 1. MODELO CONCEPTUAL DE UN SISTEMA PETROLERO.....	196
FIGURA 2. NIVELES DE CERTEZA EN LA EXPLORACIÓN PETROLERA .....	196
FIGURA 3. SISTEMA PETROLERO DE UN CAMPO DEL NORTE DE ALASKA .....	197
FIGURA 4. LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN QUE CONFORMAN EL MODELADO DE SISTEMAS PETROLEROS .....	198
FIGURA 5. TEMPERATURA DE LA INTERFACE AGUA-SEDIMENTO.....	201
FIGURA 6. VALORES DE REFERENCIA PARA EL FLUJO DE CALOR, EN TIPOS DE CUENCA.....	202
FIGURA 7. MAPA DE ISO-VALORES DEL FACTOR $\beta$ , ASOCIADOS A LA APERTURA DEL GOLFO DE MÉXICO .....	203



FIGURA 8. DIAGRAMA DE LA GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS .....	205
FIGURA 9. ECUACIONES DE ATHY, CON ESFUERZO EFECTIVO Y PROFUNDIDAD EQUIVALENTE .....	209
FIGURA 10. MÉTODOS DE LA OBTENCIÓN DE LA COMPACTACIÓN DE UNA ROCA ARCILLOSA .....	211
FIGURA 11. COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE UNA LIMOLITA Y UNA LUTITA .....	213
FIGURA 12. UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO DEL POZO 1 .....	215
FIGURA 13. FALLA BRINCO ESCOBAL EN LAS CERCANÍAS DEL POZO 1 .....	217
FIGURA 14. SISTEMA PETROLERO DEL ÁREA DEL POZO 1 .....	219
FIGURA 15. PERFIL DE PALEO-BATIMETRÍA DEL POZO 1 .....	221
FIGURA 16. PERFIL DE PALEO- TEMPERATURA DE LA INTERFACE SEDIMENTO AGUA, DEL POZO 1 .....	221
FIGURA 17. PERFIL DE FLUJO DE CALOR DEL POZO 1 .....	222
FIGURA 18. PERFIL DE POROSIDAD Y PRESIÓN DE PORO DEL POZO 1 .....	224
FIGURA 19. PERFIL DE POROSIDAD AJUSTADO A LA POROSIDAD TOTAL DEL POZO 1 .....	225
FIGURA 20. GEOPRESIONES OBTENIDAS CON MODELADO DEL POZO 1 .....	226
FIGURA 21. HISTORIA DE SEPULTAMIENTO DEL POZO 1 .....	227
FIGURA 22. INTEGRACIÓN DE GEOPRESIONES OBTENIDAS POR VARIOS MÉTODOS .....	229

## CAPÍTULO 6

FIGURA 1. METODOLOGÍA DE CARACTERIZACIÓN GEOMECÁNICA TRIDIMENSIONAL .....	238
FIGURA 2. $RHOB$ , $V_p$ Y $V_s$ , OBTENIDOS PARA EL POZO 1 .....	240
FIGURA 3. MÓDULOS ELÁSTICOS $E$ , $\nu$ , $K$ , $\mu$ Y $\lambda$ ; DEL POZO 1 .....	341
FIGURA 4. CORRELACIONES PARA UCS, A TRES TIPOS DE LITOLOGÍA DEL POZO 1 .....	244
FIGURA 5. UCS COMPUESTA, PARA EL POZO 1 .....	245
FIGURA 6. ÁNGULO DE FRICCIÓN INTERNA COMPUESTO PARA EL POZO 1 .....	247
FIGURA 7. RESISTENCIA A LA COHESIÓN DEL POZO 1 .....	249
FIGURA 8. COEFICIENTE DE FRICCIÓN DEL POZO 1 .....	250
FIGURA 9. ESFUERZO DE TENSIÓN DEL POZO 1 .....	251
FIGURA 10. PARÁMETROS DE GEOMECÁNICA DE ESTABILIDAD DE UN POZO .....	252
FIGURA 11. ESFUERZOS MÁXIMO Y MÍNIMO, Y GEOPRESIONES DEL POZO 1 .....	256
FIGURA 12. POZO DIRECCIONAL EN UN SISTEMA COORDENADO X, Y, Z .....	257
FIGURA 13. ESFUERZOS RADIAL, TANGENCIAL Y VERTICAL A 3000 [M], EN EL POZO 1 .....	261
FIGURA 14. PRESIÓN DE COLAPSO Y ESFUERZOS REGIONALES DEL POZO 1 .....	265
FIGURA 15. VENTANA OPERATIVA CON GEOMECÁNICA, PARA EL POZO 1 .....	267
FIGURA 16. PLANTILLA MAESTRA ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), CON ISOFRAGILIDAD ( $K$ ) .....	268
FIGURA 17. PLANTILLA MAESTRA ( $E - \nu$ ), CON ISOFRAGILIDAD ( $BA$ ) .....	270

FIGURA 18. PARÁMETROS DE FRAGILIDAD DEL POZO 1.....	271
FIGURA 19. ZONAS DE FRAGILIDAD DE LA FORMACIÓN CHICONTEPEC MEDIO, CON LA PLANTILLA MAESTRA ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ).....	272
FIGURA 20. ZONAS DE FRAGILIDAD DE LA FORMACIÓN CHICONTEPEC MEDIO, CON LA PLANTILLA MAESTRA ( $E - v$ ).....	273
FIGURA 21. ZONAS DE FRAGILIDAD DE LA FORMACIÓN PIMIENTA, CON LA PLANTILLA MAESTRA ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ).....	274
FIGURA 22. ZONAS DE FRAGILIDAD DE LA FORMACIÓN PIMIENTA, CON LA PLANTILLA MAESTRA ( $E - v$ ).....	274



# ÍNDICE DE TABLAS

## CAPÍTULO 1

CUADRO 1. VALORES DE REFERENCIA DE PRINCIPALES MINERALES Y FLUIDOS .....	32
CUADRO 2. PARÁMETROS AJUSTADOS DE LA CORRELACIÓN DE GARDNER .....	42
CUADRO 3. REGISTROS GEOFÍSICOS BÁSICOS PARA EL MODELADO PETROFÍSICO .....	47
CUADRO 4. PRESENTACIÓN DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS.....	48
CUADRO 5. COLUMNA GEOLÓGICA DEL POZO 1 .....	51
CUADRO 6. ECUACIONES PARA LA OBTENCIÓN DE LA POROSIDAD TOTAL.....	58

## CAPÍTULO 2

CUADRO 1. VALORES DE GRADIENTE DE PRESIÓN NORMAL .....	78
CUADRO 2. TRAMPAS POR VARIACIÓN DE PERMEABILIDAD .....	92
CUADRO 3. TRAMPAS ESTRUCTURALES .....	94
CUADRO 4. GEOPRESIONES EN SECUENCIAS SALINAS .....	100
CUADRO 5. ANÁLISIS DE GEOPRESIONES CON REGISTROS GEOFÍSICOS.....	102

## CAPÍTULO 3

CUADRO 1. SOBREPRESIÓN EN FORMACIONES DE CARBONATOS .....	119
-----------------------------------------------------------	-----

## CAPÍTULO 4

CUADRO 1. VALORES DE REFERENCIA PARA VELOCIDAD COMPRESIONAL Y CORTE, PARA ROCAS SEDIMENTARIAS .....	152
CUADRO 2. VALORES PARA LA CORRELACIÓN DE GREENBERG-CASTAGNA .....	158
CUADRO 3. ECUACIONES DE GREENBERG- CASTAGNA PARA FORMACIONES DEL ÁREA DEL POZO 1.....	168
CUADRO 4. METODOLOGÍAS EMPLEADAS PARA OBTENER $V_s$ , PARA EL POZO 1 .....	172
CUADRO 5. VALORES DE MÓDULOS ELÁSTICOS DE ROCAS SEDIMENTARIAS .....	174

## CAPÍTULO 5

CUADRO 1. PARÁMETROS DE LOS MODELOS DE COMPACTACIÓN.....	212
CUADRO 2. PARÁMETROS DE DOS MODELOS DE COMPACTACIÓN PARA LUTITAS Y ARENISCAS .....	212

CUADRO 3. DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LAS FORMACIONES GEOLÓGICAS DEL POZO 1 .....	216
CUADRO 4. MEZCLAS LITOLÓGICAS OBTENIDAS DE LAS FORMACIONES GEOLÓGICAS DEL POZO 1 .....	220
CUADRO 5. EDADES GEOLÓGICAS DE LAS FORMACIONES GEOLÓGICAS DEL POZO 1 .....	223

## **CAPÍTULO 6**

CUADRO 1. CORRELACIONES PARA OBTENER LA UCS.....	243
CUADRO 2. CORRELACIONES PARA OBTENER EL ÁNGULO DE FRICCIÓN INTERNA ( $\Phi$ ).....	246

# RESUMEN



Actualmente existen muchas técnicas disponibles para conocer lo que ocurre desde el punto de vista de la geomecánica en la interface pozo- formación; siendo la gran mayoría de ellas muy eficientes, y cumplen con el objetivo de brindar herramientas de análisis al usuario. Sin embargo, entre más sofisticada sea la técnica utilizada en los pozos, los costos implícitos son proporcionales. Es por lo anterior, que cobra importancia lograr obtener de manera sintética, información suficiente para generar un modelo de geomecánica de pozo, a partir de información incompleta, faltante y desactualizada. Eso es lo que se logró en esta tesis y se propone hacerlo extensivo a los proyectos de desarrollo de campos petroleros para optimizarlos, sin necesidad de realizar mayor inversión en toma de información costosa.

En este trabajo de tesis se proponen hacer uso de varias metodologías, que siendo efectuadas de forma adecuada y con un criterio coherente, nos pueden ofrecer resultados consistentes, de forma sistemática.

Para llevar a cabo esta investigación, se utilizó información de la perforación de un pozo petrolero antiguo de México. Dicha información es antigua y está incompleta, principalmente los registros geofísicos de pozo. Es a partir de esta información incompleta, que se realizó el modelo de geomecánica, utilizando para completar las secciones donde no se tiene información, correlaciones que están disponibles en la literatura para generar nuevos registros sintéticos útiles en el modelo.

Los suministros indispensables para la generación de un modelo de geomecánica que ayude a la mejor toma de decisiones, son la velocidad compresional, y la velocidad de corte. La velocidad compresional es el inverso del tiempo de tránsito, registro que usualmente es adquirido en la toma básica de registros. En tanto que la velocidad de corte, puede ser obtenida en el pozo mediante un registro sísmico dipolar, el cual, no siempre es adquirido por los costos que representa o la rapidez de las operaciones. Sin embargo, puede ser obtenido mediante el uso de correlaciones. En nuestro caso, las correlaciones

empleadas, fueron calibradas al área de estudio, reproduciéndolas en pozos cercanos recientes donde si se cuenta con información para analizar su comportamiento.

Además de lo anterior, fueron utilizadas varias técnicas de predicción de la presión de poro para toda la columna sedimentaria, tanto con técnicas convencionales, como con metodologías nuevas que han sido poco probadas, las cuales, fueron aplicadas de manera diferente a como la han aplicado otros autores. Estos métodos de obtención de la presión de poro, son el de las compresibilidades y mediante el uso del modelado de sistemas petroleros.

Como resultado de lo anterior, se obtuvo una metodología que puede ser utilizada en la perforación de pozos en yacimientos convencionales y no convencionales, en la provincia Tampico Misantla, que es donde se ubica el pozo de estudio.

**PALABRAS CLAVE:** Geopresiones, Geomecánica, Registros sintéticos, Velocidad compresional, Velocidad de corte, Modelado de cuencas y sistemas petroleros.

# INTRODUCCIÓN



En la actualidad los análisis de geopresiones para perforar un pozo, se consideran que están incompletos si no se incluyen parámetros de geomecánica en ellos. Lo anterior tiene justificación en el hecho que en la actualidad los yacimientos de hidrocarburos tienen cada vez mayores complicaciones para llegar a ellos. Entre las dificultades que se pueden presentar se tienen las siguientes: yacimientos profundos, yacimientos en aguas profundas, yacimientos no convencionales, campos maduros, etc. Con estos escenarios, los costos para lograr tener un pozo productor de hidrocarburos económicamente rentable, se han incrementado y es por ello que el margen de error es menor.

Efectuar un análisis de geomecánica para la perforación de cualquier tipo de pozo (no solo aquellos donde las condiciones son críticas), es altamente recomendable para administrar los riesgos inherentes en la ejecución de los trabajos.

Los análisis de geomecánica pueden efectuarse en los laboratorios, así como de manera dinámica con ecuaciones para toda una columna geológica cortada por un pozo. Aunque se presume que los análisis de geomecánica que se realizan en los laboratorios son más precisos, estos solo nos pueden brindar información de una porción muy pequeña de toda una columna sedimentaria; sin embargo, esos análisis son muy importantes para calibrar los resultados obtenidos con otros métodos. Pero para obtener el modelado de toda una columna sedimentaria, es conveniente utilizar modelos disponibles en la literatura y ajustarlos a la zona donde son aplicados.

Los suministros indispensables para la generación de un modelo de geomecánica dinámico previo a la perforación de un pozo, son por una parte las geopresiones y por otra, la densidad volumétrica ( $RHOB$ ), velocidad compresional ( $V_P$ ), y la velocidad de corte ( $V_S$ ), debido a que la mayoría de los cálculos asociados están relacionados con estos parámetros. La velocidad compresional es el inverso del tiempo de tránsito ( $DTCO$ ), registro que usualmente es adquirido en la toma básica de registros. En tanto que la velocidad de corte, puede ser obtenida en el pozo mediante un registro  $DSI$ , el cual, no siempre es adquirido



por los costos que representa. Sin embargo también puede ser obtenido mediante el uso de correlaciones ajustadas al área de estudio.

Los análisis relacionados con la geomecánica de pozo, son efectuados siguiendo el siguiente esquema de trabajo, el cual fue llevado a cabo en esta tesis.

**18**

En el capítulo uno, se identifican los registros geofísicos disponibles con los que se cuenta para el caso de estudio, son completados y corregidos los que no se tengan completos, así como son generadas las curvas sintéticas en aquellos registros con los que no se cuenta con la información. Posteriormente con todos los registros geofísicos completos, se lleva a cabo el análisis petrofísico del pozo, obteniendo como resultado, la litología para cada formación geológica y las zonas de saturación de aceite del pozo, que más adelante son de utilidad.

En el capítulo dos, es llevado a cabo un análisis de las condiciones que afectan la generación de la presión de poro en el subsuelo ( $P_p$ ), para posteriormente realizar el cálculo de las geopresiones del pozo de estudio, obteniendo valores de  $P_p$ , únicamente para las formaciones siliciclásticas del pozo (Cenozoico), que es en donde son aplicables las metodologías convencionales de predicción de este importante parámetro.

Como ya se mencionó, la predicción de la presión de poro, es de vital importancia para llevar a cabo el análisis de geomecánica de un pozo, y la obtenida en el capítulo dos, solo contempla valores para algunas formaciones geológicas. Por lo tanto, se debe recurrir a técnicas de obtención de la presión de poro para las secuencias carbonatadas del pozo de estudio. Esto se lleva a cabo en el capítulo tres, mediante el uso del modelo de las compresibilidades para la obtención de la presión de poro.

Una vez que se tiene resuelto la parte de las geopresiones para toda una columna sedimentaria, el otro insumo importante que se requiere para el análisis de geomecánica son las velocidades compresional y de corte; las cuales son abordadas en el capítulo cuatro, donde estas velocidades son obtenidas y calibradas mediante el uso de ecuaciones propuestas por el que suscribe, y posteriormente son utilizadas en la metodología de discretización de minerales de la columna sedimentaria del pozo, con lo que es posible validar el modelo de micromecánica, al comparar los resultados de esta metodología con el análisis de petrofísica anteriormente efectuado.

Con las fracciones minerales de la columna geológica del caso de estudio, obtenida con dos métodos, estas son utilizadas para efectuar la predicción de la presión de poro y geopresiones, mediante una metodología distinta que es el modelado de sistemas petroleros, la cual es una herramienta adicional con la que se cuenta para obtener o calibrar una curva de  $P_p$ . Esta metodología, presentada en el capítulo cinco, utiliza conceptos de la física de roca desde un punto de vista diferente, a los métodos analizados previamente en esta tesis.

Finalmente, con todos los insumos necesarios para efectuar un análisis de geomecánica aplicado a un pozo, este se lleva a cabo de una manera convencional, obteniendo los resultados básicos para ajustar la ventana operativa del pozo y realizar un análisis de estabilidad del pozo. Adicionalmente, es posible realizar un análisis de fragilidad de la roca, utilizando la metodología de los plantillas maestras descrita en esta tesis, con lo que se identifican zonas frágiles en formaciones de interés.

Incluir análisis de geomecánica en cálculo de geopresiones, así como en otras áreas de aplicación; se considera una herramienta altamente deseable para la resolución de problemas y toma de decisiones consistentes en el intenso trabajo diario en la industria petrolera.



# **CAPÍTULO 1**

---

Caracterización petrofísica  
mediante el uso de registros  
geofísicos de pozo



## Conceptos y definiciones

### EL ANÁLISIS PETROFÍSICO A PARTIR DE REGISTROS

El análisis petrofísico a partir de registros geofísicos de pozo, es una de las herramientas más importante para tener conocimiento de las secciones atravesadas durante la perforación de un pozo petrolero. La información recuperada de la toma de registros geofísicos, tiene una amplia gama de aplicaciones, tanto durante la perforación del pozo, como para las futuras intervenciones que se realizarán en el mismo; son el suministro más importante que se tiene para la mayoría de las cuantificaciones que se realizan con el fin último de optimizar la producción de hidrocarburos.

En esta tesis, es a partir de los registros geofísicos de un pozo tipo, que se efectuarán todos los análisis relacionados con la geomecánica del pozo; utilizando los registros con los que se cuenta (los cuales son antiguos), así como generando otros registros sintéticos que son indispensables para efectuar el cálculo de parámetros de geomecánica, como es el caso del cálculo de la velocidad de corte o de cizalla, que es básica para la obtención de parámetros elásticos dinámicos.

En este capítulo, primeramente se discuten algunas definiciones básicas y conceptos generales de los registros mínimos requeridos para efectuar un análisis petrofísico consistente. Posteriormente se generan registros sintéticos y/o complementan algunas secciones de los registros incompletos, con correlaciones ajustadas con pozos de correlación del área de estudio. Por último, al final del capítulo se genera el modelo petrofísico del pozo tipo 1, centrándose en la obtención de la litología de la columna geológica, información que nos será de utilidad junto con todos los registros generados en los capítulos subsecuentes; esta es la razón principal de desarrollar el capítulo de petrofísica al inicio de esta tesis.

### POROSIDAD TOTAL ( $\phi$ )

La porosidad total, se define como la fracción del volumen ocupado por espacios (poros), sin importar si están o no interconectados, respecto al volumen total.

Arroyo (1996), definió que la porosidad máxima que puede tener una roca, corresponde con un arreglo cúbico de granos perfectamente esféricos, y es de 0.476. Debido a que estas condiciones difícilmente se cumplirán para una roca en la naturaleza, difícilmente observaremos valores mayores a 0.4 para este parámetro.

La porosidad se representa por el símbolo ( $\emptyset$ ), y mediante la ecuación 1.1:

$$\emptyset = \frac{\text{Volumen de Poros}}{\text{Volumen Total}} \dots\dots(1.1)$$

En análisis de sistemas petroleros, la porosidad ( $\emptyset$ ), está en función de la profundidad y es inversamente proporcional a ella (Arellano, 2013). Esto quiere decir, a mayor profundidad menor porosidad ( $\emptyset$ ) (ecuación 1.2).

$$\emptyset = \emptyset_0(z)^{-1} \dots\dots(1.2)$$

Por su parte, Athy demostró que la porosidad no solo es determinada en función de la profundidad, sino también de la litología. En su análisis muestra que en secuencias jóvenes con ambiente de depósito ininterrumpido, la porosidad disminuye exponencialmente con la profundidad y el tipo de roca, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\emptyset = \emptyset_0 * \exp(-c * z) \dots\dots(1.3)$$

Donde:

$\emptyset$ , es la porosidad en el punto de interés

$\emptyset_0$ , es la porosidad inicial (al momento del depósito), o la actual de superficie

c, es una constante empírica que está en función del tipo de litología

z, es la profundidad

Las ecuaciones mencionadas líneas arriba, están referidas a la porosidad primaria, o la que se establece al momento en que el sedimento se deposita. Sin embargo existe también la porosidad secundaria, la cual se origina por procesos tectónicos y geoquímicos posteriores a la litificación de la roca (fracturas, disolución, etc).

Por otro lado, la porosidad también se clasifica de acuerdo a la disposición física del material de la matriz, así como de la distribución y forma de los poros. En la figura 1, se muestran los tipos de porosidad de acuerdo a su fábrica, tanto para rocas siliciclásticas como para rocas carbonatadas.

FIGURA 1. Tipos de Porosidad Según Choquette y Pray (1970).



**POROSIDAD EFECTIVA ( $\phi_{ef}$ )**

Se define como la cantidad de poros interconectados o comunicados, respecto al volumen total de roca (ecuación 1.4). La porosidad efectiva es parte de la porosidad total y su magnitud es siempre igual o menor a esta última. Este parámetro es importante tomarlo en cuenta para cuantificar de forma más acertada el volumen de hidrocarburos móviles que podrán ser explotados de un yacimiento.

$$\phi_e = \frac{\text{Volumen de Poros Comunicados}}{\text{Volumen Total}} \dots\dots(1.4)$$

**PERMEABILIDAD ( $k$ )**

La permeabilidad se define como la facilidad con que los líquidos se desplazan a través de los poros conectados o intercomunicados de una roca (porosidad efectiva). En una



determinada roca y con cualquier líquido homogéneo, la permeabilidad será constante siempre y cuando el líquido no interactúe con la roca. La permeabilidad se representa con la letra  $K$ , y se mide en Darcys ( $D$ ), o milidarcies ( $mD$ ).

Existe cierta relación entre la porosidad y la permeabilidad. Por lo general, una permeabilidad mayor se acompaña de una porosidad mayor, sin embargo, esto no es una regla absoluta.

Las lutitas y algunos tipos de areniscas tienen altas porosidades, sin embargo, sus poros son tan pequeños que el movimiento de los líquidos es escaso y tortuoso, con lo que sus permeabilidades son cercanas al cero. En cambio los carbonatos pueden presentar pequeñas fracturas o fisuras de una gran extensión que se traducen en altas permeabilidades (carbonatos naturalmente fracturados).

#### SATURACIÓN ( $S_w$ )

La saturación de una formación es la fracción de un volumen poroso que ocupa algún fluido; por lo tanto, la saturación de agua es la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación. Si solo existe agua en los poros, una formación tiene una saturación del 100%. La saturación se representa con una ( $S$ ); para indicar la saturación de un fluido en específico, se utilizan subíndices; así ( $S_w$ ), es la saturación de agua; ( $S_o$ ), es la saturación de aceite y ( $S_g$ ), es la saturación de gas.

$$S_w = \frac{\text{Volumen de Agua de Formación}}{\text{Volumen de Poros}} \dots\dots(1.5)$$

La saturación de aceite o gas es la fracción del volumen poroso que los contiene. De este modo, la suma de todas las saturaciones de una determinada roca debe ser igual al 100%.

$$S_o = \frac{\text{Volumen de Hidrocarburos}}{\text{Volumen de Poros}} = (1 - S_w) \dots\dots(1.6)$$

## Registros Geofísicos Utilizados en la Caracterización Petrofísica

### CALIPER Y BIT SIZE (*CAL & BS*)

El caliper es un registro utilizado para medir el diámetro del agujero construido de un pozo mediante el uso de herramientas que ocupan patines, los cuales se abren o cierran de acuerdo al diámetro del pozo en diferentes direcciones, este cambio en su apertura provoca cambios de resistencia en un dispositivo, que lo convierte en una variación específica del diámetro.

Esta medición es de mucha utilidad durante la perforación del pozo ya que brinda información de los esfuerzos y tipo del material arcilloso (arcillas hinchables), con el fin de garantizar el paso de las herramientas, así como para llevar un control adecuado del agujero que se va construyendo.

El Bit Size, es el diámetro de la barrena con la que se perfora el pozo y se considera como valor de referencia para observar las variaciones del agujero medidas con el caliper. Así pues, si el valor del caliper resulta mayor al bit size, el agujero del pozo en esa sección es de mayor tamaño de lo planeado lo que da idea de una roca deleznable o alguna caverna de disolución. En caso contrario, el agujero tiende a cerrarse, posiblemente por presencia de arcillas hidratables o actuación de los esfuerzos. La información que brinda el caliper combinado con el bit size, es de mucha importancia para realizar correcciones de otros registros que requieren hacer contacto con la pared de la formación, así como para planear las cementaciones de tuberías de revestimiento, cuando se determina el volumen de lechada de cemento excedente a considerar.

### RAYOS GAMMA (*GR*)

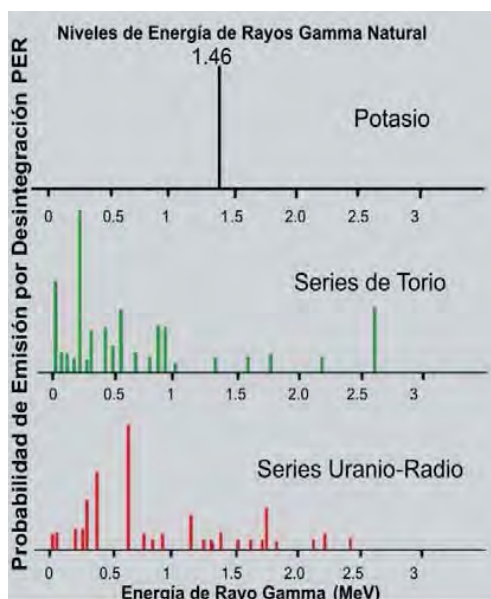
El registro de rayos gamma, se considera uno de las curvas esenciales para realizar una caracterización petrofísica con registros geofísicos. Es de mucha utilidad para determinar zonas con altos contenidos de arcilla, con lo que se complementa la determinación litológica del medio atravesado por el pozo, ya que refleja el contenido de elementos radiactivos que tienden a concentrarse en la arcilla, sin embargo, no todos los elementos

radiactivos se encuentran exclusivamente en las arcillas, caso del Uranio, que se encuentra presente en la materia orgánica. Es por lo anterior, que siempre que sea posible será conveniente contar con el registro de rayos gamma corregido por uranio.

El registro de *GR* puede ser tomado en pozos de agujero descubierto o entubados, lo que lo hace muy útil como una curva de correlación en operaciones de terminación o reparación de pozos. En la actualidad, este registro se utiliza en lugar de la curva potencial esponáneo (*SP*), en pozos perforados con lodos con alta salinidad, base aceite o en secuencias no clásticas.

Por otro lado, la herramienta de *NGT*, es una variante del *GR*, la cual detecta los siguientes elementos radiactivos: Potasio 40 (*K40*), Uranio 238 (*U238*) y Torio 232 (*Th232*); los cuales al desintegrarse lo hacen con un nivel de energía constante y diferente entre sí, lo que permite, determinar la concentración de cada uno de estos elementos en la roca (véase la figura 2).

FIGURA 2. Espectros de emisión de rayos gamma de minerales radiactivos *NGT* (Ramos, 2008).



En nuestro caso, la curva del registro de rayos gamma, es presentada de color verde oscuro en la pista 3, después de la profundidad (carril 1) y la columna geológica (carril 2),

en escala de 0 a 150 API, junto con las curvas de Potencial Espontáneo, Caliper y Bit Size. La curva de  $GR$ , indica zonas permeables cuando tiende al lado izquierdo de la pista (valores bajos), e indica lutitas o litologías con alto contenido de arcilla, cuando tiende hacia el lado derecho (valores altos) (Viro, 1997).

El registro de  $GR$  refleja la cantidad de arcilla, por lo que es utilizado como un indicador cuantitativo de la arcillosidad, mediante el cálculo de volumen de arcilla ( $V_{CL}$  o  $V_{SH}$ ), metodología que se revisará en el tema cuatro de este mismo capítulo. Este registro también se utiliza para correlación de formaciones previa a llevar a cabo disparos. Inclusive permite una correlación precisa de registros con los que se hicieron en otra corrida diferente (Ramos, 2008)

#### RESISTIVIDAD PROFUNDA Y SOMERA ( $R_T$ & $R_{XO}$ )

Los registros de resistividad fueron los primeros que se introdujeron en la industria petrolera y han evolucionado desde entonces; estos pueden ser de varios tipos, como pueden ser convencionales, de corriente enfocada, de inducción, de microresistividad, entre otros (Ramos, 2008).

Se requiere de al menos dos curvas de resistividad, para efectuar una adecuada caracterización petrofísica con registros. Estas curvas son la curva de resistividad profunda ( $R_T$ ), y la de resistividad somera ( $R_{XO}$ ). La primera realiza una medición de resistividad a 90 [in], dentro de la formación a partir de la pared del pozo; mientras que la de ( $R_{XO}$ ), mide la resistividad a una distancia de 10 a 20 [in], de la pared del pozo.

La relación que exista entre ambas curvas nos permitirá:

- a) Detección rápida de zonas con hidrocarburos
- b) Determinación de la saturación de agua
- c) Determinación del diámetro de invasión del filtrado de lodo
- d) Determinación de la resistividad del agua de formación
- e) Determinación del espesor de capas
- f) Correlación con otros registros de otros pozos

La relación entre un valor de conductividad (obtenido del registro inductivo), expresada en mili-Mohs ( $C$ ), y el valor de la resistividad ( $R$ ), correspondiente esta expresada en  $[\Omega\cdot m]$ :

$$R [\Omega m] = \frac{1000}{c [miliMohs]} \dots\dots\dots (1.7)$$

Los registros resistivos y/o de inducción, se presentan en el carril 4, en escala logarítmica. La escala para todas estas curvas es de 0.2 a 2000  $[\Omega\cdot m]$  (ohm-m). La curva de resistividad profunda  $R_T$ , se presenta en color rojo con línea continua, mientras que la resistividad somera o de la zona lavada  $R_{XO}$ , se representa con color negro u otro color oscuro con línea punteada.

#### TIEMPO DE TRÁNSITO COMPRESIONAL ( $DTCO$ )

El registro acústico, sónico o de tiempo de tránsito  $DT$  o  $DTCO$  (por tratarse del tiempo de tránsito compresional), es una de las tres curvas de porosidad, indispensables para poder realizar una discretización litológica con registros geofísicos. Además de la curva de  $DTCO$ , también existe la curva de tiempo de tránsito de corte o cizalla ( $DTSM$ ), de la cual, más adelante en el capítulo cuatro, se hablará de ella.

El principio de medición de los registros acústicos se basa en la teoría de que existen dos tipos principales de propagación de la energía acústica en un medio sólido (en realidad es un medio poroso), que pueden ser detectados por la herramienta de registro: unas son las ondas compresionales, también denominadas de ondas “P”, y las ondas de cizallamiento, transversales o de corte, también denominadas de ondas ‘S’ o “shear-waves” (Viro, 1997). El tiempo de tránsito se refiere al tiempo que tardan en transportarse dichas ondas por el medio poroso.

La curva de tiempo de tránsito compresional ( $DTCO$ ), se representa en una pista lineal, con una escala de 140 a 40  $[\mu s/ft]$ , con línea continua de color magenta. Puede presentarse en conjunto con las otras curvas de porosidad ( $NPFI$  y  $RHOB$ ), o también puede presentarse con la curva de  $DTSM$ , en caso de contar con ella.

Es importante contar con una curva completa de (*DTCO*), por las siguientes razones:

- a) Es indispensable para determinar las fracciones mineralógicas de la columna geológica atravesada por el pozo.
- b) Se requiere para utilizar algunos métodos de cálculo de presión de poro ( $P_p$ ), que se revisarán en el capítulo dos (Eaton, Bowers).
- c) A partir de este registro (*DTCO*), es posible obtener el registro sintético de densidad volumétrica (*RHOB*), en caso de no contar con él.
- d) Se requiere de una curva de *DTCO* completa, para obtener mediante el uso de correlaciones el tiempo de tránsito de corte (*DTSM*). Esto se revisará en el capítulo cuatro.

Por otro lado, la curva del tiempo de tránsito puede ser obtenido a partir de una curva de resistividad profunda  $R_T$ , mediante el uso de correlaciones; las cuales serán analizadas en el tema tres, donde se revisaran correlaciones para generar o completar curvas con registros sintéticos de tiempo de tránsito compresional.

#### DENSIDAD VOLUMÉTRICA (*RHOB*)

Es junto con el registro acústico o sónico, uno de los registro de mayor utilidad en petrofísica con registros geofísicos, así como en geomecánica, para conocer propiedades de las formaciones atravesadas por un pozo.

Este registro mide la densidad volumétrica de la formación a partir de emisión y detección de rayos gamma producidos por el efecto Compton.

Las mediciones que se realizan con este registro, se efectúan en  $[\text{gr}/\text{cm}^3]$  (gramos por centímetro cúbico), la curva generalmente es presentada en la pista 5, junto con los otros registros de porosidad (*DT* y *NPHI*), en escala de 1.95 a 2.95  $\text{gr}/\text{cm}^3$ , y se le asigna el nemónico *RHOB* o *RHOZ*, dependiendo de la resolución de la herramienta. Generalmente se representa la curva con una línea continua de color rojo.

La densidad volumétrica y valores de referencia para otros registros de las litologías típicas en las secuencias sedimentarias se mencionan en el cuadro 1.

CUADRO 1.

Valores de referencia de principales minerales y fluidos del subsuelo (Campos, 2012 y Ramos, 2008)

Mineral o Fluido	RHOB [gr/cm <sup>3</sup> ]	DTCO [us/ft]	NPHI [dec]	PEF [b/e]
Cuarzo	2.56	55.5	0.065	1.8
Calcita	2.71	47.5	0.1	5.08
Dolomita	2.87	43.5	0.18	3.14
Anhidrita	2.96	50	-0.02	5.05
Halita	2.16	66.7	-0.03	4.65
Carbón	1.4	72	0.5	0.16
Bitumen	1.5	102	0.5	0.18
Agua Dulce	1	189	1	0.36
Agua Salada (GOM)	1.07	187	1	0.81
Hidrocarburos (35 API)	0.85	230	1	0.12

El registro de densidad es el principal registro para la generación del detalle de la matriz litológica de la columna de rocas atravesadas por un pozo. Con este registro también es posible calcular el esfuerzo de sobrecarga ( $OB$ ), de la columna sedimentaria del pozo, utilizando varias metodologías (capítulo dos). También este registro es importante como complemento de los parámetros elásticos para la creación de plantillas maestras ( $\lambda\rho - \mu\rho$ ) y ( $E - \nu$ ).

Por otro lado, a partir de este registro se obtiene la curva de porosidad densidad ( $PHID$ ), que en nuestro caso, se utilizará para realizar cálculos en los que se involucre la porosidad de la formación, como se discutirá en el capítulo tres, en el que como parte de la contribución de este trabajo de tesis, se propondrá obtener la presión de poro ( $P_p$ ), por el método de las compresibilidades, en función de la porosidad de la formación. La curva  $PHID$ , comúnmente se representa en el carril 6, con línea punteada en color rojo o negro, en escala de 0 a 0.5 [p.u.].

## POROSIDAD NEUTRÓN (NPHI)

El registro de porosidad neutrón, responde principalmente a la cantidad de hidrógeno presente en la formación, el cual es cuantificado mediante el índice de hidrogeno, definido de la siguiente manera:

$$IH = \frac{\text{Concentración de H en el material}}{\text{Concentración de H en el agua pura a 75°F}} \dots\dots\dots (1.8)$$

La ecuación (1.8), expresa al índice de hidrógeno como el número de átomos de hidrógeno por unidad de volumen dividido por el número de átomos de hidrógeno por unidad de volumen de agua pura en condiciones de superficie. El índice de hidrógeno (*IH*) es, por lo tanto, la densidad del hidrógeno respecto de la del agua.

El registro NPHI, es expresado como  $\Phi N$  o porosidad neutrón, se lee en unidades de porosidad o pu (“porosity-units”), generalmente es presentado en la pista 5, con escala de 45 a -15 pu. Usualmente se utiliza el color azul para está curva y se traza de manera continua.

Sus principales usos se le dan para determinar la porosidad total del medio que atraviesa y para conocer saturaciones de fluidos. Sin embargo, también es utilizado junto con otros registros básicos, para determinar lo siguiente:

- a) Efecto de las arcillas e hidrocarburos.
- b) Identificación de la litología (combinado con otro registro de porosidad, en gráficas Cross plot)
- c) Detección de gas o hidrocarburos ligeros.
- d) Porosidad total en carbonatos
- e) Análisis del volumen de arcilla
- f) Evaluación de la densidad de los hidrocarburos
- g) Correlación entre pozos, etc.



En el tres se revisará una correlación para obtener un registro sintético actual de NPHI, a partir de un registro antiguo de Neutrón que mide cuentas de hidrógeno en unidades Neutrón (API), que fue la información a la que se tuvo acceso para el pozo 1.

Una vez ya convertido el registro de neutrón a NPHI en unidades p.u., este último será utilizado para complementar el análisis mineralógico de las formaciones geológicas estudiadas, como parte del modelo petrofísico.

En el capítulo cuatro de esta tesis, se retomarán las gráficas cross plots Neutrón-Densidad (N-D) y Neutrón-Sónico (N-S), para calibrar los plantillas maestras del modelo auto consistente de obtención de minerales a partir de parámetros elásticos, como parte de la contribución de esta tesis.

#### FACTOR FOTOELÉCTRICO (*PEF*)

El factor fotoeléctrico se expresa en función del número  $Z$  de protones (o número de electrones por átomo eléctricamente neutro) en la formación. Los valores típicos de *PEF* para las rocas-almacén más comunes son los siguientes: 1.8 en arenisca, 5.08 en caliza y 3.14 en dolomía (Viro, 1997).

Las principales aplicaciones del registro de factor fotoeléctrico (*PEF*), son las siguientes:

- a) Identificación rápida de litología (el mejor para determinar litología)
- b) Evaluación de lutitas y formaciones arcillosas
- c) Reconocer minerales pesados en la formación
- d) Facilitar la evaluación en presencia de gas
- e) Detección de fracturas inducidas en la formación con lodos pesados.
- f) Evaluación cuantitativa con la curva U (índice volumétrico de absorción fotoeléctrica).

## Correlaciones para la obtención de registros sintéticos

### INTRODUCCIÓN

Como ya se ha mencionado anteriormente, los elementos principales para realizar un modelo petrofísico consistente, son el conocimiento del campo y los registros geofísicos de uno o varios pozos, de acuerdo a la información que se tenga disponible. Es bien sabido que cuanto más información se tenga sobre un área o pozo, sumado a la experiencia del usuario; los resultados contarán con mayor validez.

Sin embargo, no siempre se tiene la información necesaria debido a muchos factores, entre ellos, podrían ser los elevados costos de adquisición, el cual, es un factor determinante para que se hayan o no tomado tales o cuales registros; que en un momento dado son requeridos para realizar un buen análisis petrofísico (sobre todo cuando existe alta incertidumbre o problemáticas); análisis que es la base determinante para que consecuentemente el modelo de geomecánica sea también consistente.

Para estas ocasiones existen correlaciones para obtener registros sintéticos, las cuales haciendo ciertas consideraciones ofrecen una respuesta aceptable, en los registros faltantes y necesarios para construir el modelo de petrofísica de uno o varios pozos de una zona de interés. En este apartado se revisarán correlaciones para completar o generar toda la curva de los siguientes registros indispensables para los cálculos que se realizan en esta tesis:

- $DTCO$  a partir de  $R_T$
- $RHOB$  a partir de  $DTCO$
- $NPHI$  a partir de Neutrón

CORRELACIONES PARA OBTENER EL REGISTRO SINTÉTICO DE TIEMPO DE TRÁNSITO COMPRESIONAL ( $DTCO$ ), A PARTIR DEL REGISTRO DE RESISTIVIDAD PROFUNDA ( $R_T$ ).

Durante la perforación de los pozos, por diversas cuestiones, en ocasiones se tiene incompleto el registro  $DTCO$ . Una causa puede ser que el agujero (sobre todo en la etapa superficial), no presente condiciones para la toma de registros eléctricos, o simplemente no

se tiene interés de tomarlo en dichas zonas. Este es el caso nuestro con el pozo 1, el cual, no presenta valores para esta curva para las formaciones siliciclásticas de casi todo el Cenozoico. Como se comentó en el tema dos de este capítulo, el no contar con la curva completa de  $DTCO$ , se convierte en un problema para efectuar varios cálculos; si sencillamente no contáramos con la curva de  $DTCO$  para la formaciones siliciclásticas superiores, sencillamente no podríamos utilizar los métodos convencionales de predicción de la  $P_p$ , como el método de Eaton; ya que están creados para funcionar a partir de esta curva como suministro.

Por todo lo anterior, en este trabajo se utilizan un par de correlaciones en función esencialmente de la resistividad profunda  $R_T$ ; las cuales nos han ayudado a completar el registro de  $DTCO$ , para la parte somera del pozo 1 de estudio. Dichas correlaciones se muestran a continuación:

a) Faust:

$$DTCO [\mu s/ft] = 513.3 * (Prof[ft] * R_T[\Omega * m])^{-0.1667} \dots\dots (1.9)$$

b) Smith:

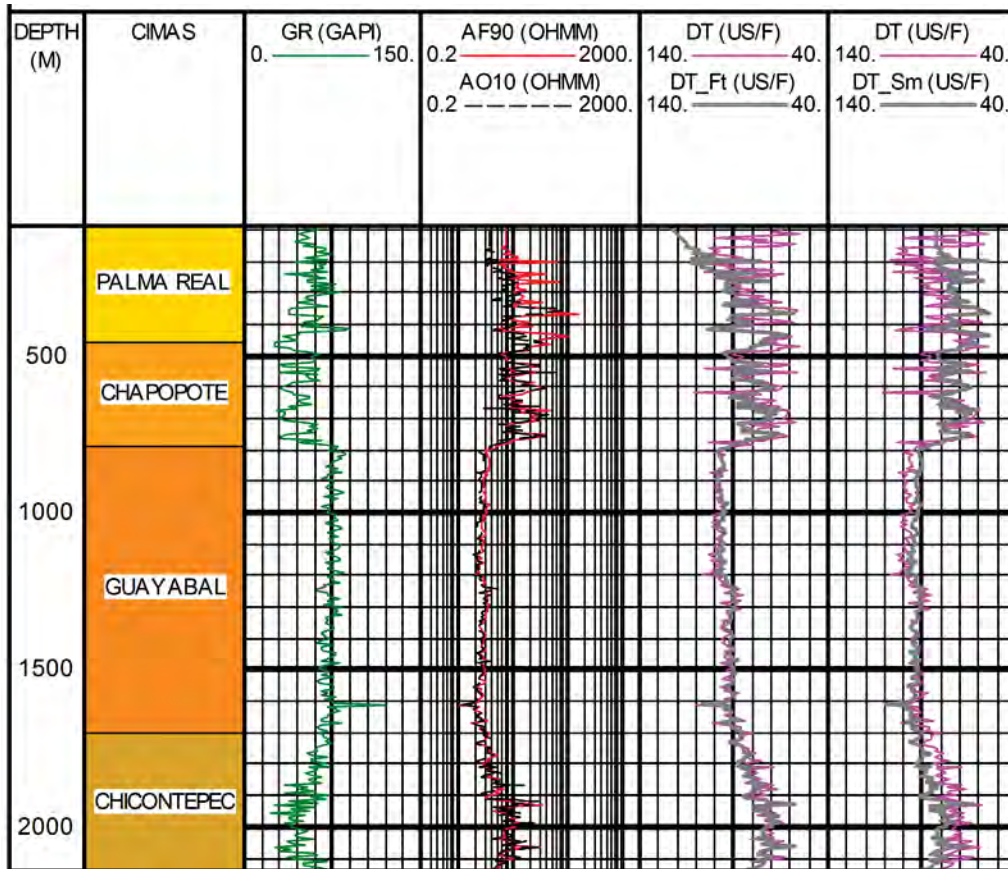
$$DTCO [\mu s/ft] = 94.2 * (R_T[\Omega * m])^{-0.15} \dots\dots\dots (1.10)$$

Estas dos correlaciones se han reproducido para valores de  $R_T$ , en la parte faltante del registro de  $DTCO$  del pozo 1. Debido a que las litologías para las que se requiere calibrar el registro son siliciclásticas, que presentan una respuesta diferente que para las que existe información (carbonatos), se ha optado por buscar pozos vecinos donde si se tiene información de la curva de  $DTCO$ , para las formaciones de interés; con lo que se reprodujeron las correlaciones de Faust y Smith: obteniendo finalmente las ecuaciones y las curvas calibradas que fueron empleadas en nuestro pozo de interés.

En el pozo vecino A, se probaron ambas correlaciones, utilizando la profundidad en [ft]; y como curva de resistividad profunda AF90 (véase la figura 3). Como resultados se obtuvo que en la parte somera (Formaciones Palma Real y Chapopote), ambas correlaciones ofrecen una respuesta aceptable. Sin embargo hacia la parte más profunda

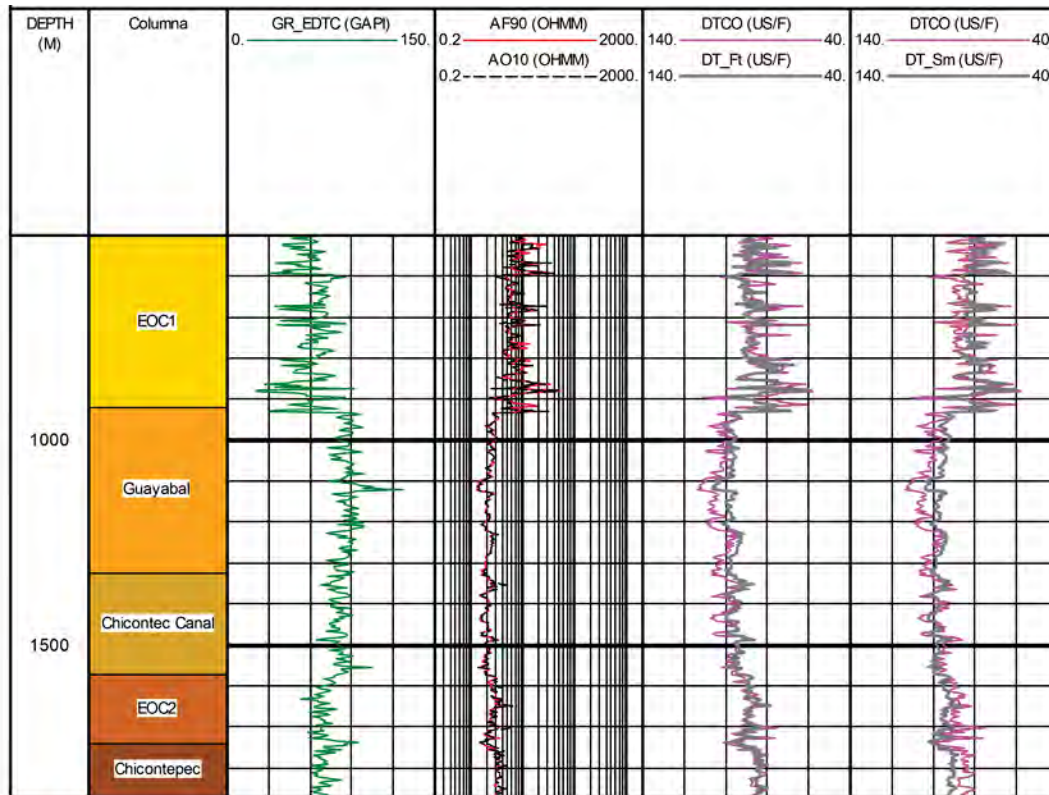
(Formaciones Guayabal y Chicontepec), la correlación de Faust, calibra mejor con la curva de tiempo de tránsito original (curva color magenta).

FIGURA 3. Obtención de la curva de *DTCO* sintético para el pozo vecino A, con las correlaciones de Faust (carril 5), y Smith (carril 6); calibración con datos reales de *DTCO*.



De la misma manera, en el pozo vecino B (véase la figura 4), se probaron también las correlaciones de Faust y Smith, observando esta vez que ambas correlaciones calibran de manera similar con el *DTCO*, a lo largo de todo el intervalo. La única sección en donde se observa variación entre las curvas de las correlaciones de Faust y Smith con el *DTCO*, es en las secciones más arcillosas de la Formación Guayabal, donde los tiempos de tránsito son mayores a 100 [μs/ft]. Sin embargo, para la mayoría de los autores y para efectos de este trabajo, una medición mayor a 80 [μs/ft], solo puede representar una litología de lutitas.

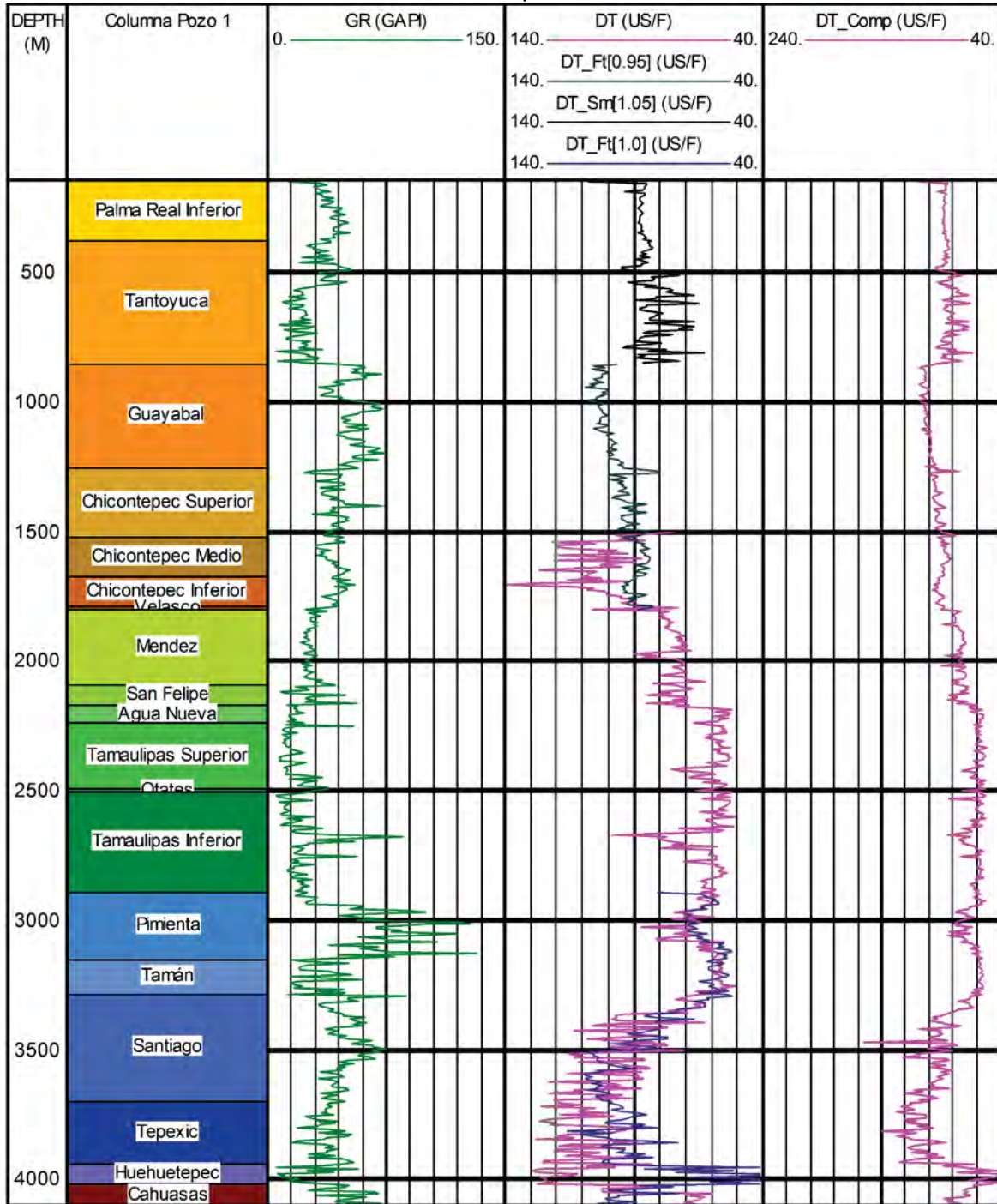
FIGURA 4. Obtención de la curva de *DTCO* sintético para el pozo vecino B, con las correlaciones de Faust (carril 5), y Smith (carril 6); calibración con datos reales de *DTCO*.



Con las corridas realizadas para los pozos vecinos al pozo 1, se ha podido determinar la tendencia en el comportamiento del tiempo de tránsito, a lo largo de las formaciones geológicas en donde requerimos completar nuestro registro *DTCO*. Se ha observado que ambas correlaciones presentan buenas aproximaciones a un *DTCO* medido, sin embargo, en nuestro análisis hemos observado una mejor calibración para la correlación de Faust a profundidades mayores a los 800 [m], así como una buena aproximación para la correlación de Smith en profundidades someras, por lo tanto, fue así como se utilizaron estas correlaciones para complementar el registro de tiempo de tránsito (véase la figura 5). En la interfase de la correlación de Faust y el *DT* medido, se decidió tomar los valores de la correlación ya que el registro Caliper presenta zonas de descalibre del agujero de varias pulgadas que vuelve a las lecturas de esas zonas poco confiables.



FIGURA 5. Obtención de la curva compuesta de tiempo de tránsito (*DTCO*), para toda la columna, obtenida a partir de integración de correlaciones con *DTCO* medido en parte del intervalo.



CORRELACIONES PARA OBTENER EL REGISTRO DE DENSIDAD VOLUMÉTRICA (*RHOB*) A PARTIR DEL REGISTRO DE TIEMPO DE TRÁNSITO PRIMARIO (*DTCO*)

40

De la misma manera que para la curva de tiempo de tránsito compresional, el registro de densidad volumétrica (*RHOB*), es de vital importancia para los cálculos que están involucrados en esta tesis y que han sido mencionados en la descripción de cada uno de los registros utilizados. En nuestro caso es indispensable construir una curva de densidad volumétrica, para todo el intervalo atravesado por el pozo 1, debido a que no se cuenta con ningún dato a ninguna profundidad para este importante parámetro.

Por lo anterior, ha sido requerido consultar la literatura, para encontrar correlaciones mediante las cuales pueda generarse la curva de *RHOB* sintética. En la búsqueda efectuada, han sido identificadas las siguientes correlaciones para *RHOB*:

a) Gardner:

$$\rho[\text{gr}/\text{cm}^3] = 0.23 * VP^{0.25}[\text{ft}/\text{s}] \dots\dots\dots (1.11)$$

Donde *VP*, es la velocidad de onda compresional, se obtiene con el inverso del *DTCO*

b) Bellotti AGIP para formaciones consolidadas:

$$\rho[\text{gr}/\text{cm}^3] = 3.28 - \left( \frac{DTCO [\mu\text{s}/\text{ft}]}{89} \right) \dots\dots\dots (1.12)$$

c) Bellotti AGIP para formaciones no consolidadas:

$$\rho[\text{gr}/\text{cm}^3] = 2.75 - 2.11 * \left( \frac{DTCO [\mu\text{s}/\text{ft}] - 47}{DTCO [\mu\text{s}/\text{ft}] + 200} \right) \dots\dots\dots (1.13)$$

d) Lindseth:

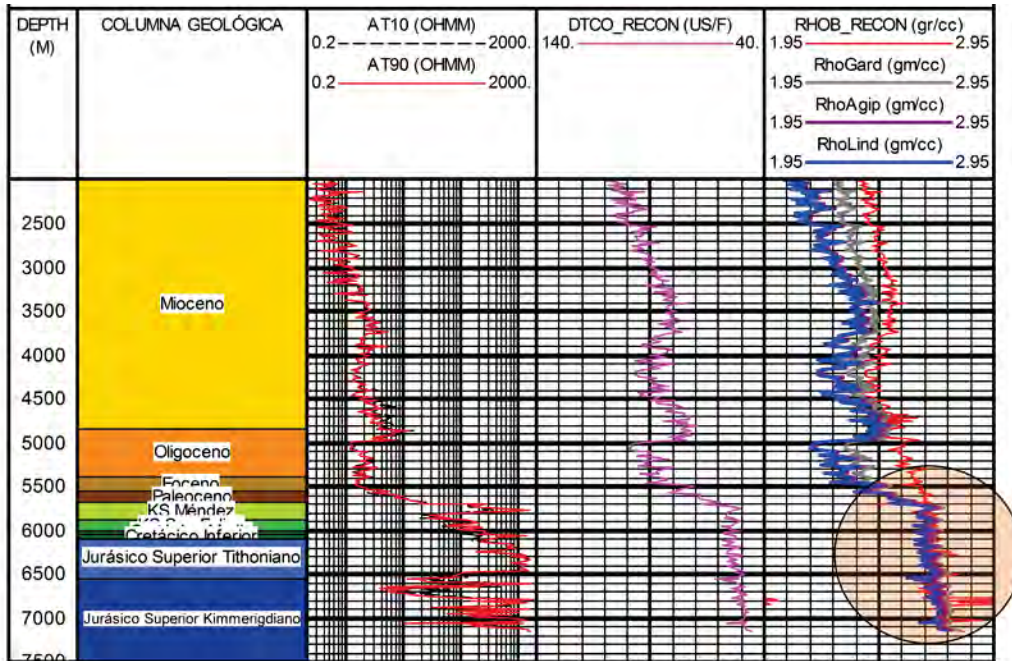
$$\rho[\text{gr}/\text{cm}^3] = \frac{VP[\text{ft}/\text{s}] - 3400}{0.308 * VP[\text{ft}/\text{s}]} \dots\dots\dots (1.14)$$

Donde *VP*, es la velocidad de onda compresional, se obtiene con el inverso del *DTCO*.

Con estas correlaciones encontradas para crear la curva sintética de *RHOB*, fueron reproducidas en pozos donde se tienen datos medidos de densidad volumétrica para determinar cuál de dichas correlaciones calibra mejor con las formaciones geológicas del pozo 1.

Del análisis realizado se determinó que, al utilizar las correlaciones de Gardner, AGIP para formaciones consolidadas y Lindseth, en un pozo profundo de correlación, se observa que las tres correlaciones ofrecen buena respuesta para litologías de carbonatos profundos (véase la figura 6).

FIGURA 6. Reproducción de tres correlaciones en un pozo profundo, para obtener el registro *RHOB* sintético; se observa buena correlación en las formaciones carbonatadas profundas.



Con lo anterior, se resuelve la curva de *RHOB* para este tipo de formaciones en la columna de nuestro pozo 1. Sin embargo, se requiere ajustar alguna de las correlaciones para la parte de los siliciclásticos. La curva sintética de Gardner es la que presenta un comportamiento más parecido al de *RHOB* medido. Es por esto, que se tomó esta correlación y se ajustó afectando sus coeficientes por 1.015 (véase el cuadro 2), para resolver el problema de calibración de *RHOB* en terrígenos.



CUADRO 2. Valores de los parámetros de la correlación de Gardner afectados por un factor de ajuste para su calibración en formaciones terrígenas.

CORRELACIÓN DE GARDNER						
Parámetros	0.995	1.000	1.005	1.010	1.015	1.020
A	0.22885	0.2300	0.23115	0.2323	0.23345	0.2346
B	0.24875	0.2500	0.25125	0.2525	0.25375	0.2550

Con lo anterior, la correlación de Gardner se ajusta de la siguiente manera:

$$\rho[gr/cm^3] = 0.23345 * VP^{0.25375}[ft/s]..... (1.15)$$

Este ajuste a la ecuación de Gardner, fue probada en dos pozos vecinos al pozo de interés obteniendo las siguientes gráficas calibradas para *RHOB* (véanse las figuras 7 y 8):

FIGURA 7. Calibración de la correlación de Gardner para formaciones someras siliciclásticas del pozo vecino A, observando buena calibración con *RHOB* medido.

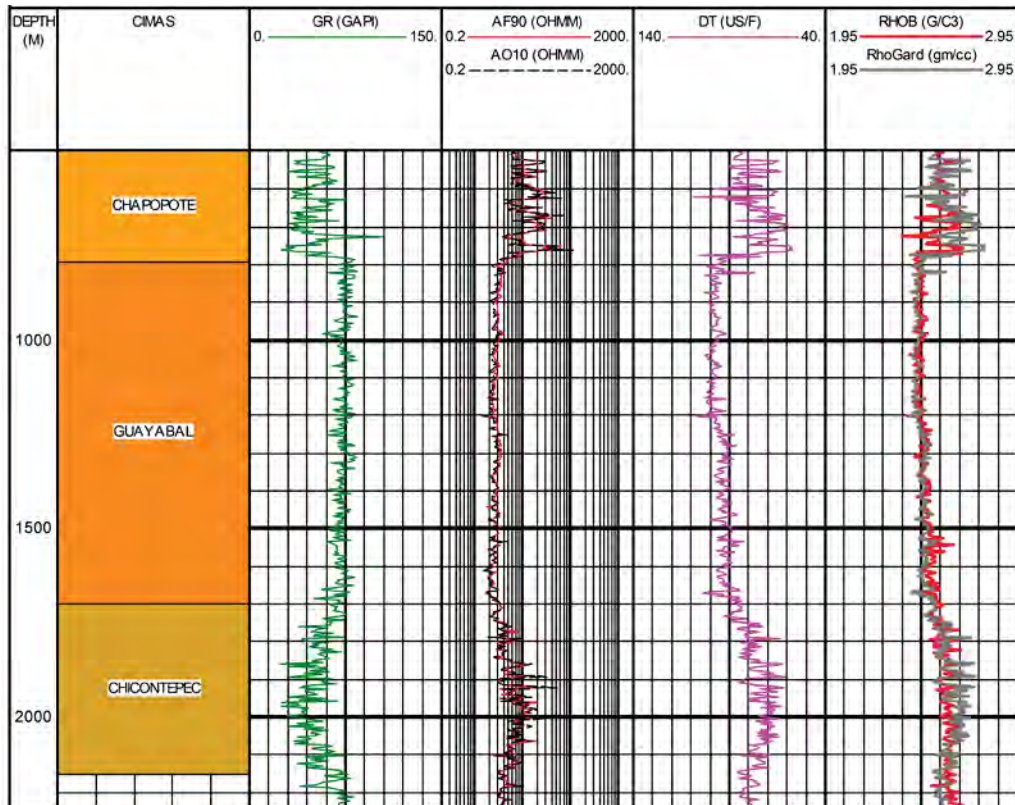
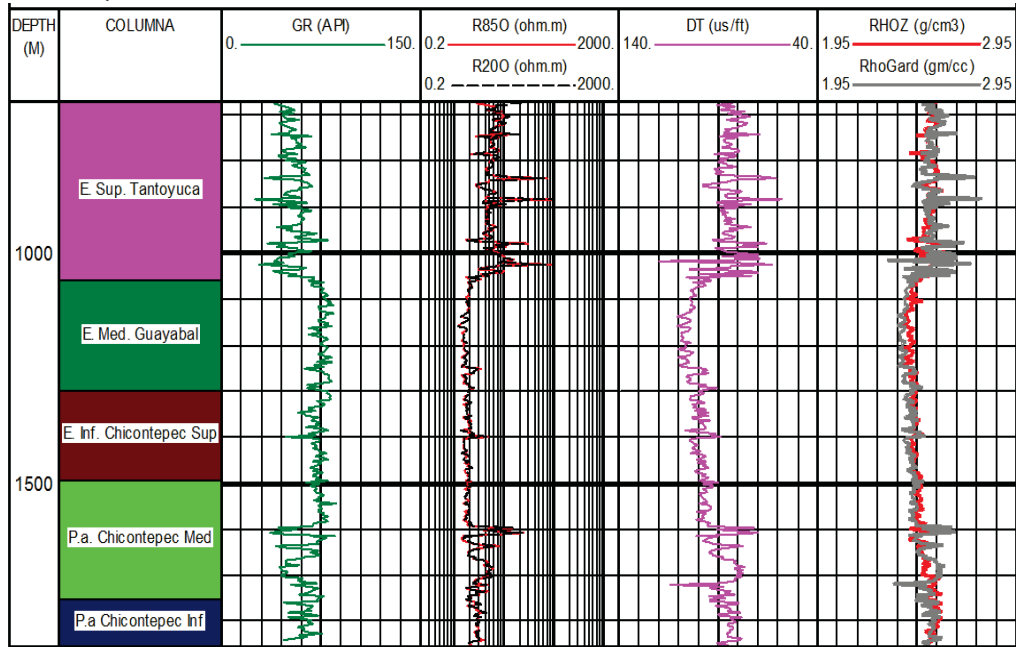


FIGURA 8. Calibración de la correlación de Gardner para formaciones someras siliciclásticas del pozo vecino B, observando buena calibración con *RHOB* medido.

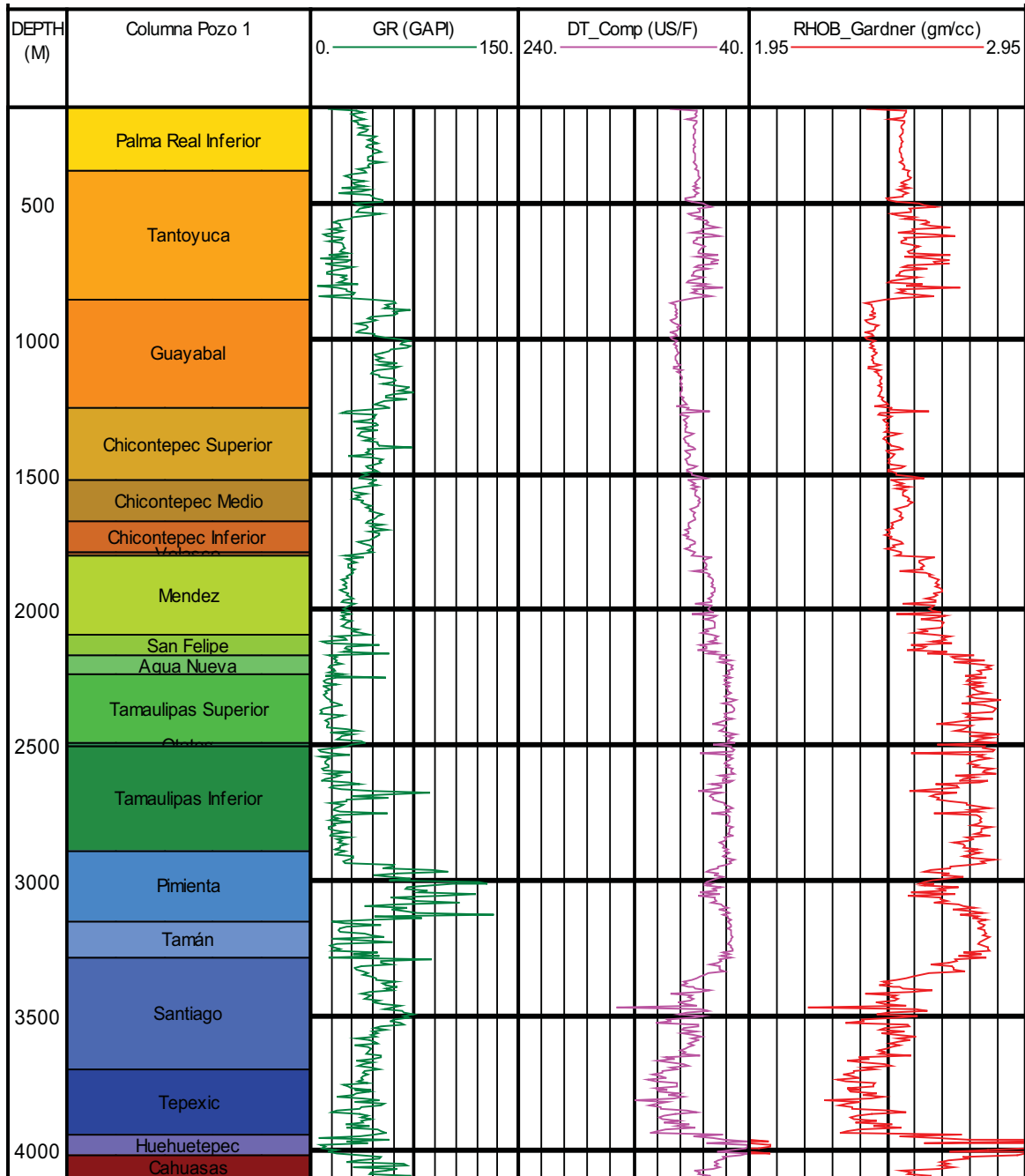


Con los resultados obtenidos en los dos pozos cercanos al pozo 1, se determina que la correlación de Gardner con sus parámetros sin modificar, aplica para las formaciones carbonatadas profundas, mientras que para las formaciones siliciclásticas someras, las constantes de la correlación deben ser modificadas por los valores sombreados de la tabla 1.2, los cuales son resultado de afectarlos por 1.015. La curva sintética de *RHOB* para el pozo de estudio, se puede ver en la figura 9.

CORRELACIÓN PARA OBTENER EL REGISTRO DE POROSIDAD NEUTRÓN (*NPFI*) A PARTIR DEL REGISTRO DE CONTEOS DE NEUTRÓN (*NEUT*)

Como se mencionó anteriormente en la descripción del registro *NPFI*, para nuestro pozo de interés se cuenta con un registro antiguo de Neutrón, en unidades NAPI. Lo anterior representó una problemática, ya que los modelos de discretización de minerales formadores de rocas sedimentarias, consideran el registro en *NPFI* en unidades p. u. Por lo anterior y debido a que los otros dos registros de porosidad (*DTCO* y *RHOB*), son dependientes por obtener uno a partir del otro; resultó indispensable conseguir una forma de lograr obtener el registro *NPFI* en [p.u.], a partir del registro antiguo de Neutrón en [cps].

FIGURA 9. Generación del Registro Sintético de *RHOB*, con la correlación de Gardner para la sección de carbonatos y Gardner modificado (1.015), para las formaciones siliciclásticas del pozo de estudio (pozo 1)



Autores como Coconi (2016), han abordado la problemática con el uso de algunas ecuaciones. Por su parte, Ramos (2008), en su apartado cuatro, discute varios métodos de obtener registro de *NPHI* a partir de registros antiguos de Neutrón, varios de ellos resuelven mediante métodos gráficos; en nuestro caso, construiremos el registro sintético *NPHI*, mediante el uso de las siguientes ecuaciones proporcionadas por el primer autor:

Slope

$$Slope = \left( \frac{\log(0.35/0.1)}{Neutrón(min) - Neutrón(max)} \right) \dots\dots\dots (1.16)$$

Intcpt

$$Intcpt = \left( \frac{0.35}{10^{(Slope * Neutrón(min))}} \right) \dots\dots\dots (1.17)$$

NPHI

$$NPHI(i) = Intcpt * \left( 10^{(Slope * Neutrón(i))} \right) \dots\dots\dots (1.18)$$

Utilizando las ecuaciones 1.16 a 1.18, es posible generar el registro *NPHI* sintético, para el pozo 1, realizando las siguientes sustituciones con valores del registro Neutrón:

Slope

$$Slope = \left( \frac{\log(0.35/0.1)}{229.5 - 4037.397} \right) = -0.0001429 \dots\dots\dots (1.19)$$

Intcpt

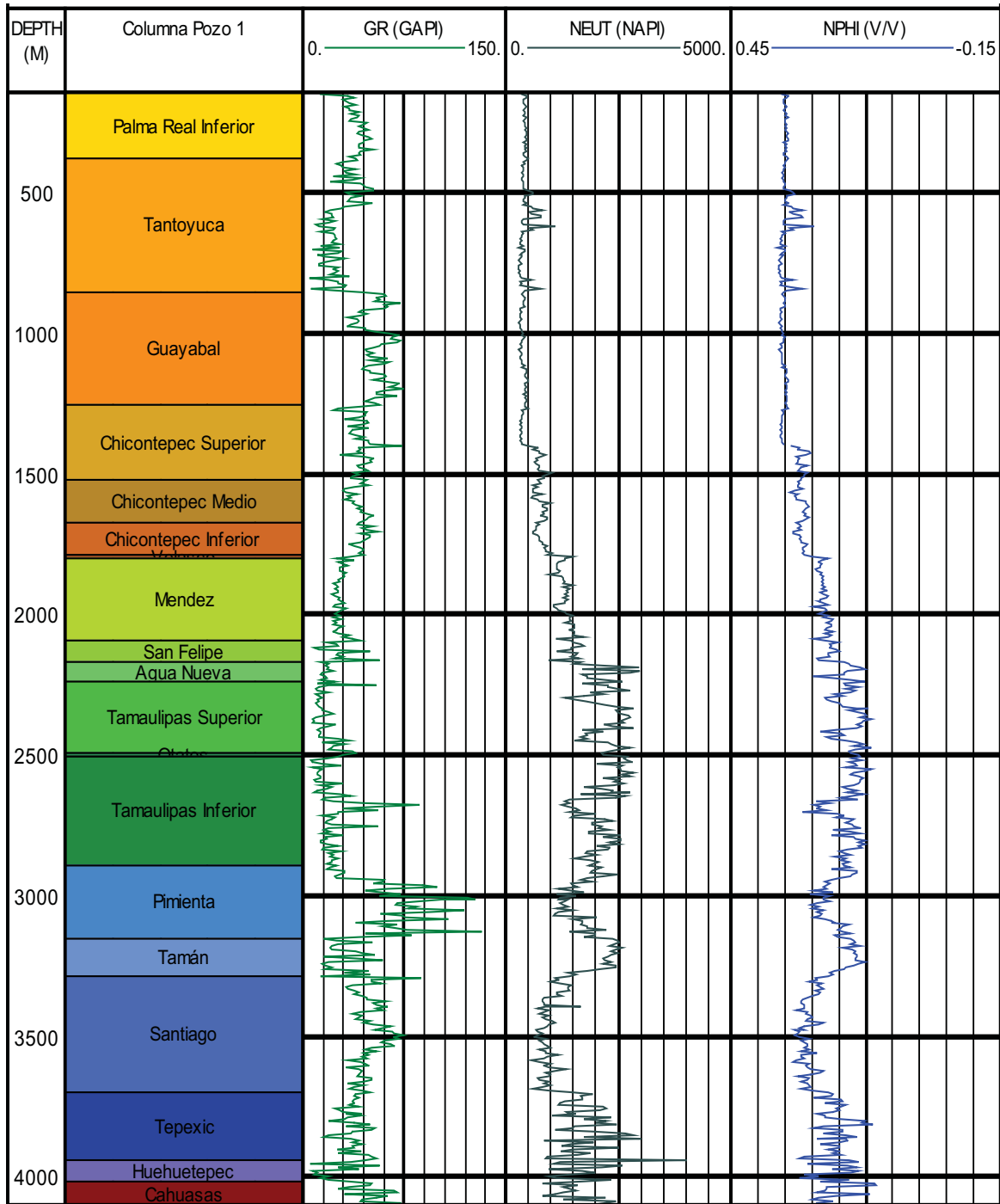
$$Intcpt = \left( \frac{0.35}{10^{(-0.0001429 * 229.5)}} \right) = 0.37745 \dots\dots\dots (1.20)$$

NPHI

$$NPHI(i) = 0.37745 * \left( 10^{(-0.0001429 * Neutrón(i))} \right) \dots\dots\dots (1.21)$$

Con la ecuación 1.20, es posible calcular un valor de *NPHI* para cada valor del registro antiguo de neutrón. Realizando este cálculo obtenemos la figura 10, carril 6, donde ya se obtuvo la curva requerida.

FIGURA 10. Generación del registro *NPHI* sintético, a partir del registro antiguo de Neutrón.



## Obtención de propiedades petrofísicas mediante el uso de registros geofísicos para el pozo 1

INFORMACIÓN DISPONIBLE, CONTROL DE CALIDAD. VISUALIZACIÓN DE CURVAS

Entre la información útil para darle certeza a un modelo petrofísico, podemos mencionar, la siguiente:

- a) Conocimiento geológico del área
- b) Descripción litológica de las formaciones de interés
- c) Caracterización sísmica de la zona
- d) Historial y eventos de perforación y reparaciones del o los pozos
- e) Historial de producción del o los pozos

En el cuadro 3 se mencionan los registros principales requeridos para obtener un buen modelo de petrofísica:

CUADRO 3. Descripción de los registros geofísicos básicos para efectuar un modelado petrofísico.

Nombre del Registro	Mejor Versión	Correlaciones Existentes	Disponibilidad en Pozo 1	Utilidad en el Modelado	Cálculos asociados
Rayos Gamma (GR)	Rayos Gamma Corregido		Se cuenta solo con GR para todo el intervalo	Identificador Litología	Índice de Arcilla, Volumen Arcilla
Resistividad Profunda (Rt)	Resistividad AF90"		Se cuenta con ILD para todo el intervalo	Fluidos, Saturación, Rw	Sw, Sxo, Rw
Resistividad Somera (Rxo)	Resistividad AO10"	Cuando no se tiene se utiliza Rt, admon el error	Se cuenta con SN para todo el intervalo	Fluidos, Saturación, Rmf	Sw, Sxo, Rmf
Acustico (Sónico) (DT)	DSI (DTCO, DTSM)	Faust, Smith	Se completó registro con sintético de 149-1800 m, con Faust y Smith	Porosidad primaria, zonas arcillosas, Compactación Normal	Pp, E, v, K, G, miu, lamda
Densidad Volumétrica (RHOB)	RHOB + Curva de Corrección	Gardner, AGIP, Lindseth	Se construyó registro RHOB sintético con correlación de Gardner para todo el intervalo	Porosidad Matriz, Identificación Minerales, Compactación, Propiedades Elásticas	OB, Propiedades Elásticas Asociado a DT
Neutrón (NPHI)	Neutrón compensado	Para convertir cuentas de neutrones (registros antiguos), a NPHI	Se obtuvo registro NPHI a partir de registro antiguo de Neutrón para todo el intervalo	Porosidad Total, Zonas de Gas, Identificación de Carbonatos	Cross Plots, Identificación Minerales, Volumen Arcilla
Factor Fotoeléctrico (PEF)	Escala 1-10		No se cuenta con este registro	Identificación Minerales de Roca (Matriz)	Para Determinar Litología

La carga y visualización de los registros geofísicos requeridos para efectuar un análisis petrofísico, es tan importante como la calidad de los datos que estos contengan. Lo anterior, se fundamenta en el hecho de que si existe buena organización de la información, es altamente probable que se eviten errores en los cálculos que se realizan a partir de la información de estos registros. Los cuales si bien son repetitivos y sencillos en muchos de los casos, son de carácter masivo, lo que fácilmente puede generar errores si se tiene una deficiente organización de la información. Es por ello que para este trabajo se seguirá el siguiente patrón de trabajo, que se apega a la forma de presentar la información, adoptada por los ingenieros que se desempeñan en petrofísica (véase el cuadro 4).

CUADRO 4. Presentación de los registros geofísicos que forman parte de un modelado petrofísico.

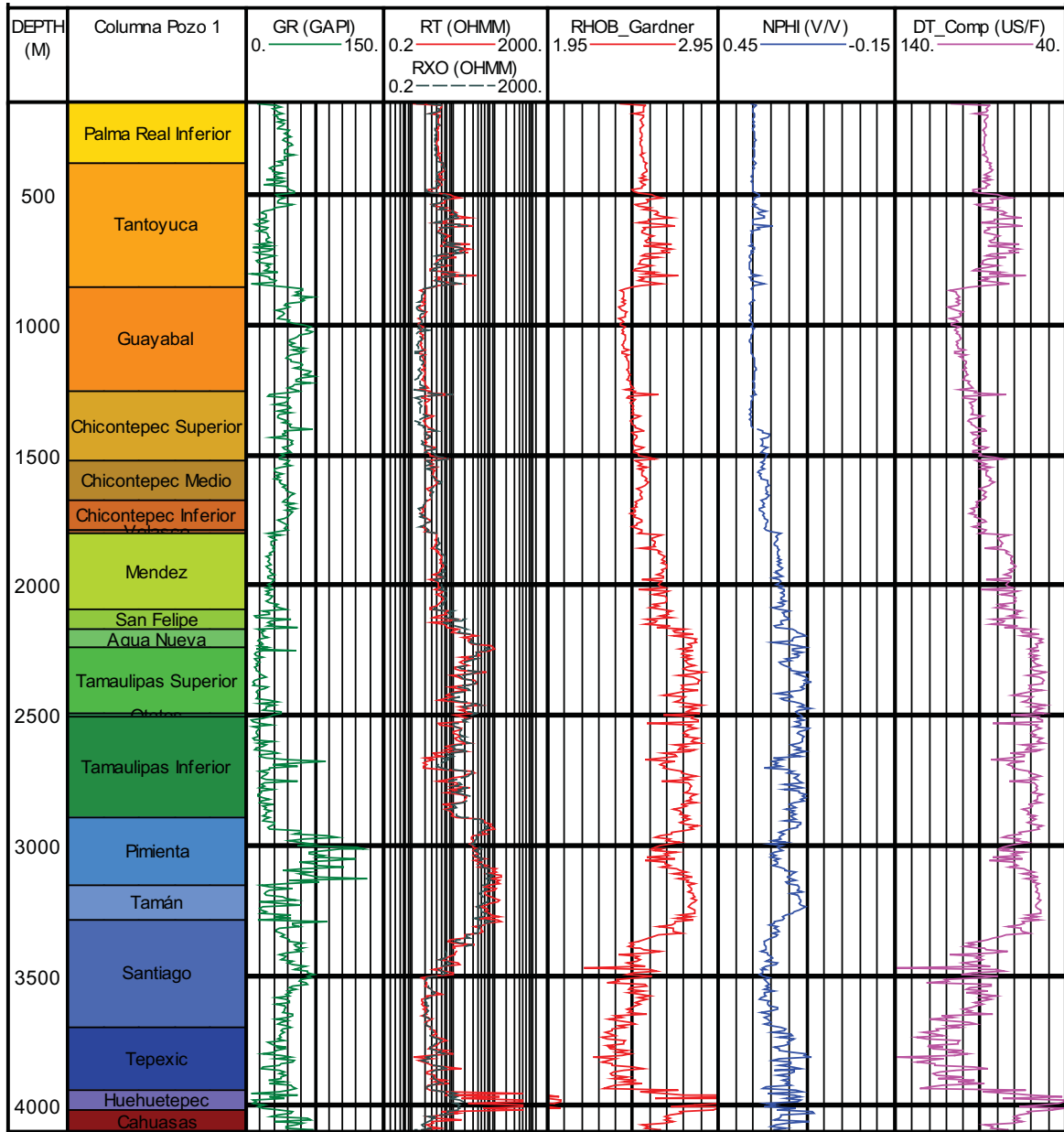
Carril	Registro	Color	Tipo de Línea	Escala
1	Profundidad (DEPTH)		No Aplica	Lineal [0-5000] m
2	Columna Geológica		No Aplica	No Aplica
3	Bit Size (BS)		Punteada	Lineal [6-16] pg
3	Caliper (CAL)		Continua	Lineal [6-16] pg
3	Rayos Gamma (GR)		Continua	Lineal [0-200] API
4	Resistividad Profunda (Rt o ILD)		Continua	Logaritmica [0.2-2000] ohm-m
4	Resistividad Media (Rm o ILM)		Continua	Logaritmica [0.2-2000] ohm-m
4	Resistividad Somera (Rxo o MSFL)		Punteada	Logaritmica [0.2-2000] ohm-m
5	Densidad (RHOB)		Continua	Lineal [1.95- 2.95] gr/cc
5	Tiempo de Tránsito (DT)		Continua	Lineal [40- 140] us/ft
5	Porosidad Neutrón (NPHI)		Continua	Lineal [-0.15- 0.45] v/v
6	Porosidad Densidad (PHID)		Punteada	Lineal [0-0.5] v/v
6	Porosidad Sónico (PHIS)		Punteada	Lineal [0-0.5] v/v
6	Porosidad Neutrón (NPHI)		Punteada	Lineal [0-0.5] v/v
7	Volumen de Arcilla (VSH)		Punteada	Lineal [0-1] v/v
8	Fracción Mineral de Cuarzo (Vsd)		Relleno con Textura de Arenisca	Lineal [0-1]. Acum.
8	Fracción Mineral de Calcita (Vlm)		Relleno con Textura de Caliza	Lineal [0-1]. Acum.
8	Fracción Mineral de Dolomita (Vdol)		Relleno con Textura de Dolomita	Lineal [0-1]. Acum.
8	Fracción Mineral de Arcilla (Vclay)		Relleno con Textura de Lutita	Lineal [0-1]. Acum.
8	Porosidad Efectiva (PHIE)		Continua	Lineal [0-1]. Acum.
9	Saturación de Agua (Sw)		Relleno con Textura de Agua	Lineal [0-1]. Acum.
9	Saturación de Hidrocarburos (So)		Relleno con Textura de Hidrocarburos	Lineal [0-1]. Acum.

Se debe verificar que las profundidades correspondan y las escalas sean correctas. De igual manera, las curvas de registros geofísicos básicos, en este trabajo serán presentadas de acuerdo al siguiente acomodo y distribución, que ya ha sido mencionado previamente para cada registro.

Bajo este esquema, es como se presenta el análisis petrofísico del pozo 1, lo cual funcionará como base para los cálculos que se efectuarán a lo largo de los otros capítulos de

este trabajo. En la figura 11, se presentan los registros básicos (algunos de ellos sintéticos), a partir de los cuales se trabajará, para conformar el modelo petrofísico.

FIGURA 11. Visualización de los registros básicos para el pozo 1, para generar el modelo petrofísico.





## CONSTRUCCIÓN DE LA COLUMNA GEOLÓGICA DEL ÁREA

La construcción de la columna geológica para el pozo de interés, es una actividad sencilla pero trascendental para el éxito de la evaluación petrofísica. Se ha comentado que es una actividad sencilla ya que no implica ningún cálculo y se trata de solo de generar una tabla con las cimas, bases y/o espesores de las formaciones geológicas que fueron atravesadas por el pozo analizado.

El punto fino de efectuar una columna geológica, está dado por la sensibilidad que tenga el usuario para acotar las formaciones de manera congruente con:

- a) La tendencia de los registros. Identificar saltos abruptos en la curva, que bien podrían ser originados por un contacto entre dos formaciones.
- b) Conocimiento previo de las formaciones. Saber el contexto geológico de la zona, ambiente de depósito, edades, relaciones estratigráficas, etc., de cada una de las formaciones estudiadas puede ayudar a tener mejor caracterizada la columna geológica.
- c) Identificación preliminar de las litologías a encontrar. Tener idea de qué tipo de rocas vamos a obtener mediante el análisis de registros geofísicos, es muy importante, ya que con ello podemos ajustar o calibrar la información en función de información dura o datos reales.

Una vez que se ha construido la columna geológica de un pozo, esta será de utilidad para varias aplicaciones en el modelado petrofísico que se pretende construir. Entre las que se mencionan las siguientes:

- Es importante como referencia de análisis del pozo de estudio y como parámetro de correlación con otros pozos. Con la información de columnas geológicas es posible construir una sección geológica tan completa como la obtenida mediante sísmica.
- Mediante la discretización del pozo por medio de la columna geológica, podemos efectuar el cálculo del contenido de arcilla, de acuerdo a la información que se tenga disponible y ajustar para cada formación geológica, de acuerdo a lo que la información indique, inclusive sensibilizarlo a lo que el usuario requiera que se vea reflejado.

- Otra aplicación de la construcción de la columna geológica es para seccionar el pozo o los registros de pozo, ya que, en este estatus, es factible aplicar modelos de manera selectiva a ciertas partes de la columna. Por ejemplo, la ecuación de presión de poro de Eaton, es aplicable a terrígenos (particularmente a puntos de 100 % arcilla); con lo que, de no tener diferenciado el pozo por medio de una columna geológica, cualquier calculo que queramos efectuar, aplicaría a todo el pozo, lo que nos haría caer en un error grave en los resultados obtenidos, en el caso de que la ecuación de presión de poro de Eaton, sea aplicada también a la parte de los carbonatos. Así pues, es altamente recomendable contar con una columna geológica consistente. En este trabajo se han presentado ya gráficas con la columna geológica, ya que como se ha comentado, es bastante útil para aplicar modelos selectivamente. Los valores de la columna geológica del pozo 1, se presenta a continuación (el perfil de la columna geológica, se presenta en todas las gráficas de registros presentadas como referencia) (véase el cuadro 5):

CUADRO 5. Columna Geológica del pozo 1, cimas y bases referenciadas al KB.

No.	Formación Geológica	Cima	Base
1	Palma Real Superior	0	92
2	Palma Real Inferior	92	380
3	Tantoyuca	380	853
4	Guayabal	853	1253
5	Chicontepec Superior	1253	1467
6	Chicontepec Medio	1467	1671
7	Chicontepec Inferior	1671	1785
8	Velasco	1785	1803
9	Mendez	1803	2091
10	San Felipe	2091	2168
11	Agua Nueva	2168	2237
12	Tamaulipas Superior	2237	2495
13	Otates	2495	2503
14	Tamaulipas Inferior	2503	2892
15	Pimienta	2892	3151
16	Tamán	3151	3287
17	Santiago	3287	3703
18	Tepexic	3703	3940
19	Huehuetepec	3940	4018
20	Cahuasas	4018	4100

## CÁLCULO DE LA CURVA DE TEMPERATURA

El cálculo del perfil de temperatura, en caso de que en los registros no se cuente con esta curva, se efectúa de manera muy sencilla mediante el uso del gradiente de temperatura estándar, el cual es de 0.03 [°C/m], utilizando la siguiente ecuación:

$$T_i = GT * D_i + T_s \dots \dots \dots (1.22)$$

Donde:

$T_s$ , es la temperatura en la superficie [°C]

$D_i$ , es la profundidad de interés en [m]

$T_i$ , es la temperatura de interés [°C]

$GT$ , es la gradiente de temperatura (0.03 [°C/m])

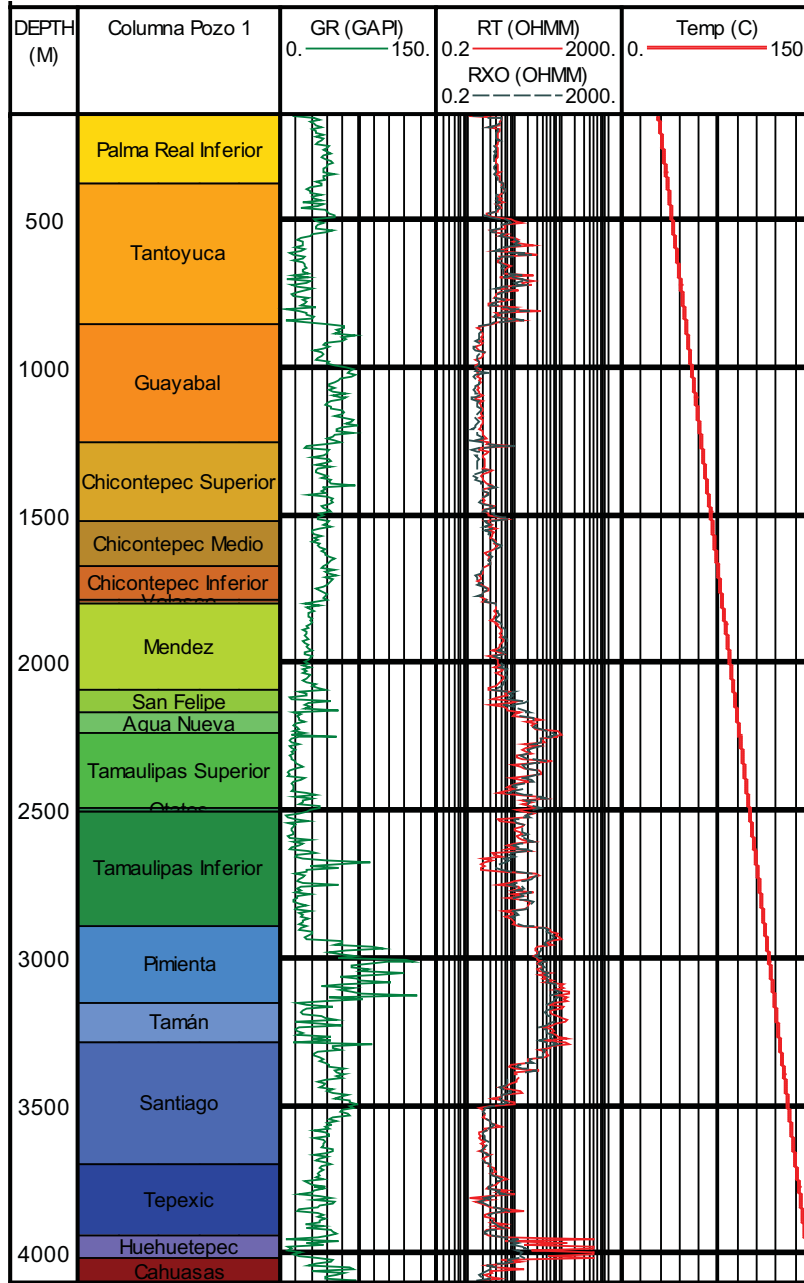
Otra forma de obtener la curva de temperatura, es conociendo la magnitud de esta, a una cierta profundidad del pozo, donde se haya leído. Esta información puede ser obtenida por medio de registros de presión de fondo, cerrado o fluyendo (*RPFC* o *RPFF*), que generalmente toman información del intervalo de interés.

La figura 12, presenta el perfil de temperatura en [°C], utilizando la ecuación 1.22, con una temperatura de superficie igual a 25 [°C], y un gradiente de temperatura igual a 0.03 [°C/m].

## OBTENCIÓN DEL VOLUMEN DE ARCILLA

El registro de GR es particularmente útil para definir las capas arcillosas (Ramos, 2008). Refleja la proporción de arcilla y, en muchas regiones, se puede utilizar cuantitativamente como un indicador de la arcillosidad. Ese cálculo cuantitativo es de gran utilidad tanto para definir capas arcillosas, como para aplicar los métodos de predicción de geopresiones, ya que como se discutirá en el siguiente capítulo (dos), muchas de las metodologías que se utilizan actualmente en la industria, y de forma indiscriminada, son basadas en litologías arcillosas (ver predicción de presión de poro, capítulo dos).

FIGURA 12. Cálculo de la Temperatura en [°C], para el pozo 1.



Mediante el siguiente proceso, puede ser obtenido el volumen de arcilla: primeramente debe obtenerse el índice de arcilla (que muchos autores lo han considerado directamente volumen de arcilla), mediante la siguiente ecuación:

$$I_{SH} = \frac{GR_i - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \dots \dots \dots (1.23)$$

Donde:

$I_{SH}$ , es el Índice de Arcillosidad

$GR_i$ , es cada una de las lecturas del registro de Rayos Gamma

$GR_{min}$ , es la lectura mínima del registro de Rayos Gamma  
(Intervalo de rocas limpias, 0% arcilla)

$GR_{max}$ , es la lectura máxima del registro de Rayos Gamma  
(Intervalo de rocas con 100% arcilla)

Es importante tener en cuenta que la obtención del índice de arcillosidad ( $I_{SH}$ ), es altamente recomendable realizarlo para cada formación geológica, inclusive, de ser necesario, realizarlo para cada cambio de facies que sea interpretado en la columna geológica atravesada. De igual manera y como se comentó anteriormente, siempre será preferible contar con el registro de Rayos Gamma Corregido, ya que el efecto del Uranio presente en la materia orgánica de los carbonatos, será diferenciado, lo que no nos generará una fracción adicional de arcilla en dichas formaciones.

En caso de no contar con el registro de Rayos Gamma Corregido (como es el caso nuestro con la información disponible de nuestro pozo tipo), basta con que el intérprete tenga en cuenta que se está considerando dicho efecto del Uranio y este sea considerado en las zonas de carbonatos para no elevar el volumen de arcilla; lo que puede generar desde el punto de vista petrofísico, que se condenen de inicio a formaciones con posibilidades; y desde el punto de vista geomecánico, que se consideren en los cálculos zonas con 100% de arcilla, donde no se tengan, errando los cálculos de presión de poro, base para la obtención de otros parámetros.

El Índice de Arcilla, además de poder ser obtenido mediante el registro de Rayos Gamma y Rayos Gamma Corregido, es posible obtenerlo también con otros registros, generando así la siguiente clasificación:

a) Indicadores de Arcillosidad Individuales

- Obtenido de Rayos Gamma
- Obtenido de Resistividad Profunda
- Obtenido de Potencial Espontáneo
- Obtenido de Porosidad Neutrón

b) Indicadores de Arcillosidad Dobles

- Obtenido de Densidad- Neutrón
- Obtenido de Sónico- Densidad
- Obtenido de Neutrón-Sónico

Como se comentó, muchos autores consideran equivalente el Índice de Arcillosidad con el Volumen de Arcilla, lo que ofrece una aproximación aceptable en muchos de los casos, incluso, muchos softwares han optado por solo obtener el Índice de Arcillosidad tanto independiente como combinado. Sin embargo, existen correlaciones empíricas que son más confiables. Estas fueron desarrolladas para diferentes eras geológicas y áreas. Dentro de las correlaciones más aceptadas, se tienen los trabajos de Larionov, Stieber y Clavier (Bassiouni, 1994):

a) Larionov

Para formaciones recientes:

$$V_{SH} = 0.083 * (2^{3.7 * I_{SH}} - 1) \dots \dots \dots (1.24)$$

Para formaciones antiguas:

$$V_{SH} = 0.330 * (2^{2 * I_{SH}} - 1) \dots \dots \dots (1.25)$$

b) Stieber

$$V_{SH} = \frac{I_{SH}}{3 - 2 * I_{SH}} \dots \dots \dots (1.26)$$

c) Clavier

$$V_{SH} = 1.7 - [3.38 - (I_{SH} + 0.7)^2]^{0.5} \dots \dots \dots (1.27)$$

Para el pozo de análisis, se probaron las diferentes correlaciones para el cálculo de volumen de arcilla a partir del Índice de arcilla mínimo obtenido con la ecuación 1.23, con los registros de GR y NPHI, obteniendo los siguientes resultados presentados en la figura 13.

La correlación de Larionov (ecuación 1.24) (línea punteada color rojo), para rocas recientes ofrece valores de  $V_{SH}$ , promedio con las otras correlaciones; en tanto que en rocas antiguas (ecuación 1.25) (línea punteada color negro), ofrece los valores más altos de volumen de arcilla de las tres correlaciones.

La correlación de Clavier (ecuación 1.26) (línea continua color verde), ofrece los valores más bajos de volumen de arcilla de las tres correlaciones probadas. Sin embargo, llega a presentar valores negativos en las zonas limpias del registro (carbonatos), lo que la limita para este tipo de litologías.

La correlación de Stieber (ecuación 1.27) (línea continua color azul), presenta valores altos muy parecidos al  $I_{SH}$ , para las formaciones jóvenes con reportes de altos contenidos de arcilla, mientras que para las formaciones antiguas, presenta valores menores que las otras correlaciones y los valores que ofrece van de acuerdo a lo que se ha reportado para dichas formaciones, además que no se aprecia que contenga valores negativos y se indetermina.

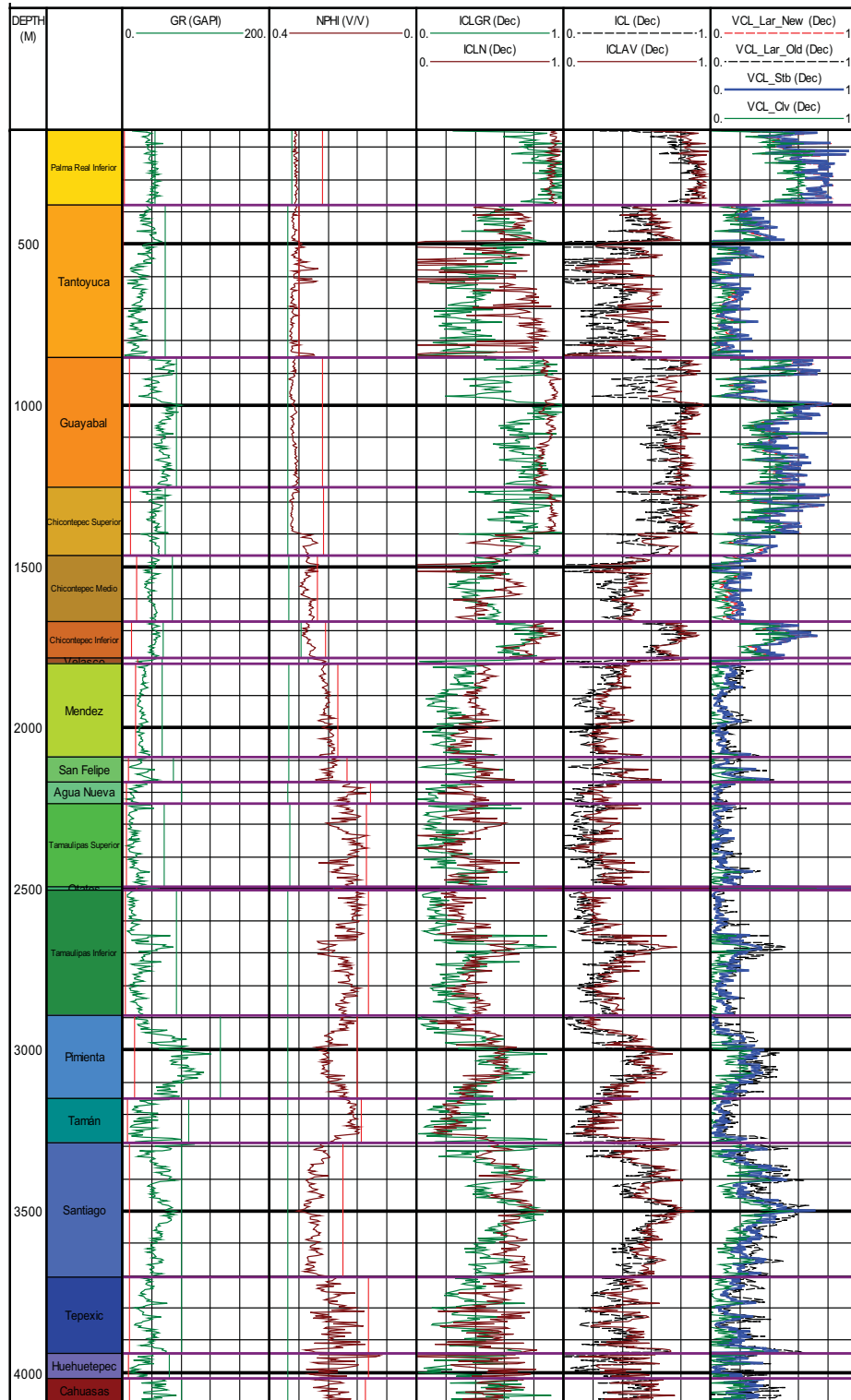
Es por estas razones que para este trabajo se ha decidido utilizar esta última correlación para determinar el volumen de arcilla ( $V_{SH}$ ).

En la figura 13, se presenta el análisis realizado para el volumen de arcilla del pozo 1:

#### DETERMINACIÓN DE POROSIDAD TOTAL Y EFECTIVA

Existen varias maneras de obtener la porosidad total y efectiva, una de ellas es mediante las ecuaciones 1.1 y 1.4 citadas al inicio de este capítulo; sin embargo, estas ecuaciones son aplicables para cálculos realizados con datos de laboratorio, que no siempre están disponibles. Como la información con la que se cuenta para este trabajo, es de los registros geofísicos de un pozo tipo, debemos considerar ecuaciones que se adapten a la información disponible.

FIGURA 13. Obtención del volumen de arcilla ( $V_{SH}$ ), utilizando tres distintas correlaciones. Se escogió la correlación de Stieber (línea azul), por la consistencia de los datos obtenidos.





En la literatura, existen métodos gráficos, así como varias ecuaciones para la obtención de la porosidad total y efectiva de un medio litológico. En el caso de la porosidad total, existen algunas ecuaciones que solo toman en cuenta la profundidad en [m], como las que se presentan en el cuadro 6.

58

CUADRO 6. Ecuaciones para la obtención de la porosidad total, basadas en la profundidad en [m].

ECUACIÓN	LITOLOGÍA	REFERENCIA
$0.49 * e^{(-2.7x10^{-4}*D)}$	Areniscas	Sclater y Christie (1985)
$0.728 - (2.72x10^{-4} * D) + (2.604x10^{-8} * D^2)$	Areniscas	Liu y Roaldset (1994)
$0.803 * e^{(-5.1x10^{-4}*D)}$	Lutitas	Sclater y Christie (1985)
$0.803 - (4.3x10^{-2} * \ln(D + 1)) - (5.4x10^{-3} * \ln(D + 1)^2)$	Lutitas	Baldwin y Bluter (1985)
$0.803 - (2.34x10^{-4} * D) + (2.604x10^{-8} * D^2)$	Lutitas	Liu y Roaldset (1994)

También existen otras ecuaciones que se obtiene a partir de registros de pozo, a partir de los registros:

- Densidad volumétrica (Porosidad Densidad)
- Porosidad Neutrón
- Tiempo de Tránsito Compresional (Porosidad Sónico)

De los cuales, se obtienen las siguientes ecuaciones:

- Porosidad Densidad

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \dots\dots\dots (1.28)$$

Donde:

$\phi$ , es la porosidad total del medio

$\rho_{ma}$ , es la densidad de la matriz de roca (arenisca, caliza o dolomía)

$\rho_b$ , es el valor leído del registro de Densidad volumétrica (*RHOB*)

$\rho_f$ , es la densidad del fluido presente en el medio poroso (1.03 [gr/cm<sup>3</sup>], para el agua de formación de la zona de estudio).

Obtener la porosidad por medio de esta ecuación ofrece una aproximación buena de este parámetro tanto para siliciclásticos como para carbonatos.

b) Porosidad Neutrón

$$\phi = \phi_{Nlog} \dots \dots \dots (1.29)$$

Donde:

$\phi_N$ , es el valor leído del registro de Porosidad Neutrón (NPHI)

$\phi_{Nma}$ , es el valor de porosidad de la matriz (0.1 [adim] para caliza, 0.35 [adim] para lutitas, 0.065 [adim] para areniscas)

$\phi_{Nf}$ , es el valor de porosidad de un fluido presente en el medio poroso (igual a 1)

El registro *NPHI*, nos da como resultado la porosidad total del medio, para cualquier tipo de litología en la que se desee calcular. En carbonatos se puede promediar con la porosidad densidad para obtener la porosidad total promedio de dos fuentes de información.

c) Porosidad Sónico

$$\phi = \frac{DT_i - DT_{ma}}{DT_f - DT_{ma}} \dots \dots \dots (1.30)$$

Donde:

$DT_i$ , es el tiempo de tránsito medido del registro (*DTCO*)

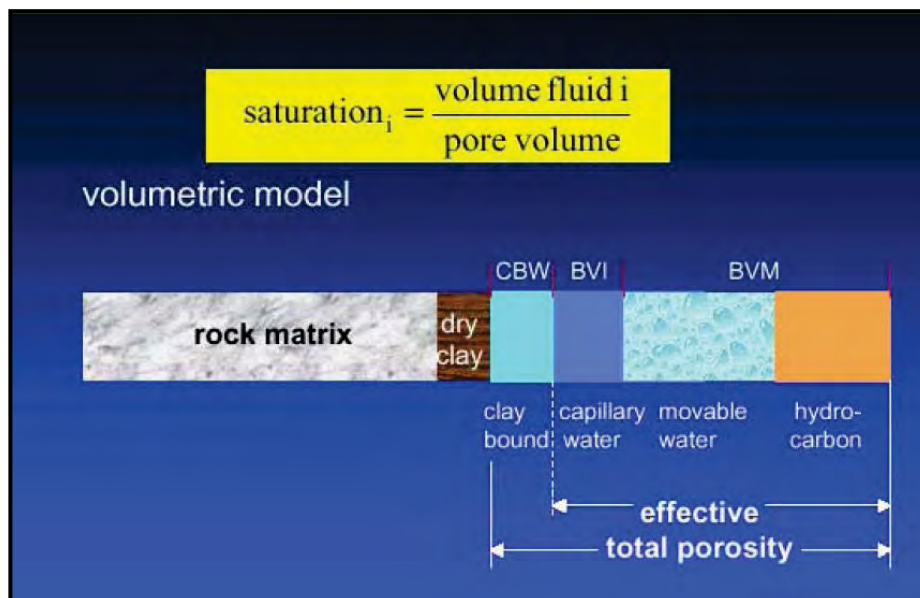
$DT_{ma}$ , es el tiempo de tránsito de la matriz de roca (55.5 [us/ft], para areniscas; 47.5 [us/ft], para calizas; 43.5 [us/ft], para dolomías; 2.35-2.65 [us/ft], para arcillas)

$DT_f$ , es el tiempo de tránsito del fluido de formación (187 para agua de formación de densidad 1.03 [gr/cm<sup>3</sup>])

La obtención de la porosidad utilizando el registro de tiempo de tránsito compresional, nos brinda información relacionada con la porosidad primaria, con lo cual se obtiene una buena aproximación en rocas siliciclásticas donde los efectos tectónicos son mínimos. En este tipo de litologías suelen combinarse los tres registros de porosidad (*RHOB*, *NPHI* y *DTCO*), para determinar la porosidad promedio de tres fuentes de información; no así para rocas carbonatadas donde la obtención de la porosidad con el registro *DTCO* no es confiable, por lo tanto, se descarta.

Por otro lado, la porosidad efectiva es equivalente a la porosidad total menos el efecto de agua congénita o intersticial contenida en el volumen de arcilla presente en una roca (figura 14). Dicho volumen de arcilla el caso del pozo 1, fue obtenida en el tema “Obtención del volumen de arcilla”, tomando la correlación de Stieber como la adecuada para ser utilizada en nuestros cálculos.

FIGURA 14. Relación entre la porosidad total y efectiva en una litología dada (Ramos, 2008)



En relación a lo anterior, las ecuaciones que se utilizarán para la obtención de la porosidad efectiva son las siguientes:

$$\phi_e = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} - V_{SH} \left( \frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_f} \right) \dots \dots \dots (1.31)$$

Donde:

$\rho_{sh}$ , es la densidad de las arcillas presentes en la formación (2.35 a 2.65 [gr/cm<sup>3</sup>])

$$\phi_e = \frac{DT_i - DT_{ma}}{DT_f - DT_{ma}} - V_{SH} * \left( \frac{DT_{sh} - DT_{ma}}{DT_f - DT_{ma}} \right) \dots \dots \dots (1.32)$$

Donde:

$DT_{sh}$ , es el tiempo de tránsito de las arcillas (> a 80 [us/ft])

De las ecuaciones 1.31 y 1.32, se obtuvieron valores de porosidad efectiva para el pozo 1 y fueron promediados para obtener la curva promedio.

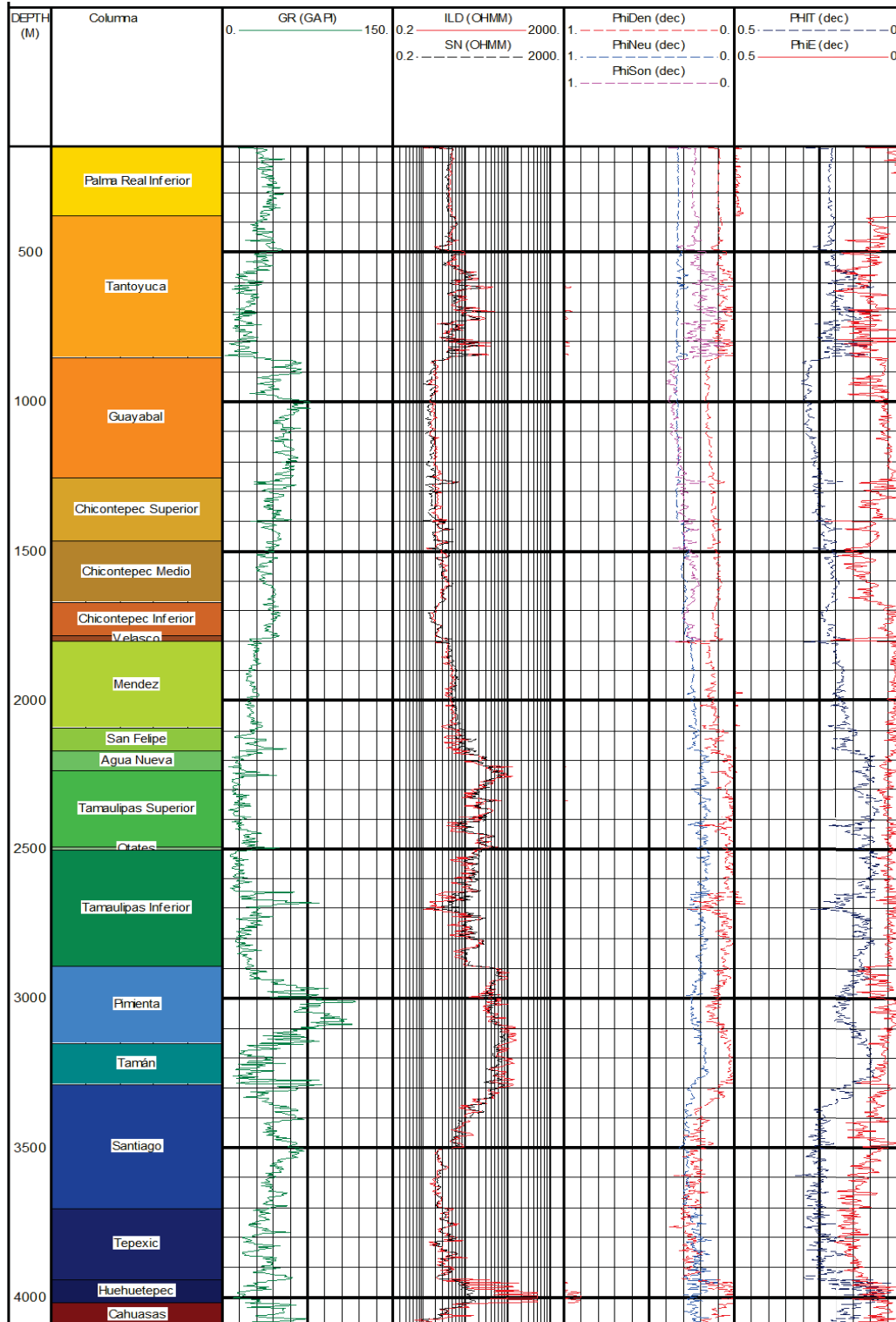
En la figura 15, se presentan las curvas de porosidad total y porosidad efectiva para las formaciones atravesadas por el pozo 1.

DETERMINACIÓN DE LA MINERALOGÍA Y LITOLOGÍA

En la actualidad existe una infinidad de métodos para determinar las fracciones minerales que componen a una roca de formación en un punto de interés atravesado por un pozo. Compañías como Schulumberger, han desarrollado metodologías y compendios de cartas con las que es posible discretizar la cantidad de cada mineral en rocas de interés. Herramientas como las anteriores, son de gran utilidad para realizar una caracterización geomecánica adecuada de un pozo o área de interés, ya que los materiales (minerales), ofrecen respuestas mecánicas diferentes que definen el comportamiento de algún paquete rocoso.

A continuación se definirán algunas formas de obtener dichas fracciones minerales por métodos petrofísicos, que además de ser útiles para determinar la litología, nos servirán posteriormente de apoyo para calibrar resultados con otras metodologías de obtención que serán revisadas a detalle en el capítulo tres (obtención de litologías por el uso de plantillas maestras).

FIGURA 15. Obtención de la porosidad total y porosidad efectiva para el pozo 1



*Obtención y análisis por fracciones minerales formadores de rocas sedimentarias por sistema de ecuaciones*

El método se basa en contar con un sistema de ecuaciones donde los variables desconocidas consistan en la porosidad y los “n” minerales formadores de roca que se considere se tienen en la litología de estudio. Es importante saber para este método que se requiere igual número de registros que tipos de litologías se consideren presentes en la roca. Por ejemplo, si se consideren las siguientes matrices de roca: sílice, calcita, dolomita y arcilla, será necesariamente requerido contar con registros que brinden información litológica, como pueden ser: porosidad neutrón (*NPHI*), densidad volumétrica (*RHOB*), tiempo de tránsito (*DTCO*) y factor fotoeléctrico (*PEF*); por decir algo. En caso de no contar con algún registro de los antes citados y se tengan mezclas litológicas similares a las citadas (como es nuestro caso en el pozo tipo 1, no se cuenta con el registro de factor fotoeléctrico), es posible considerar otros registros, en nuestro caso, discriminaremos con el registro de volumen de arcilla que se obtendrá de forma sintética con los procedimientos descritos líneas arriba.

Para el caso que se cita, el sistema de ecuaciones es el siguiente:

$$\phi_N = \phi\phi_{Nf} + V_1\phi_{N1} + V_2\phi_{N2} + V_3\phi_{N3} + V_4\phi_{N4} \dots\dots\dots (1.33)$$

$$\rho_b = \phi\rho_f + V_1\rho_1 + V_2\rho_2 + V_3\rho_3 + V_4\rho_4 \dots\dots\dots (1.34)$$

$$DT = \phi DT_f + V_1DT_1 + V_2DT_2 + V_3DT_3 + V_4DT_4 \dots\dots\dots (1.35)$$

$$V_{SH} = \phi V_{SHf} + V_1V_{SH1} + V_2V_{SH2} + V_3V_{SH3} + V_4V_{SH4} \dots\dots\dots (1.36)$$

$$1 = \phi + V_1 + V_2 + V_3 + V_4 \dots\dots\dots (1.37)$$

Donde:

$\phi_N$ , es el valor leído del registro de Porosidad Neutrón (*NPHI*)

$\rho_b$ , es el valor leído del registro de Densidad volumétrica (*RHOB*)

*DT*, es el valor leído del registro de Tiempo de Tránsito compresional o primario (*DTCO*)

$V_{SH}$ , es el valor leído del registro sintético de Volumen de Arcilla

$\phi$ , es la porosidad total del medio

$V_1$ , a  $V_4$ , son los minerales formadores de roca, presentes en la litología de análisis. Son las variables incógnitas del sistema.

Del sistema de ecuaciones anterior, es posible obtener la siguiente matriz:

$$\begin{bmatrix} \phi_N \\ \rho_b \\ DT \\ V_{SH} \\ 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \phi_{Nf} & \phi_{N1} & \phi_{N2} & \phi_{N3} & \phi_{N4} \\ \rho_f & \rho_1 & \rho_2 & \rho_3 & \rho_4 \\ DT_f & DT_1 & DT_2 & DT_3 & DT_4 \\ V_{SHf} & V_{SH1} & V_{SH2} & V_{SH3} & V_{SH4} \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \phi \\ V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} \dots\dots\dots (1.38)$$

Donde:

La matriz 5\*1, de la izquierda son las lecturas directas de los registros involucrados en el punto de interés.

La matriz 5\*5, son valores de respuesta a los registros geofísicos conocidos para el fluido como para cada uno de los minerales considerados en el análisis (ver tabla 1.1, datos de referencia para varios minerales)

La matriz 5\*1, de la derecha, son las incógnitas que se busca discretizar.

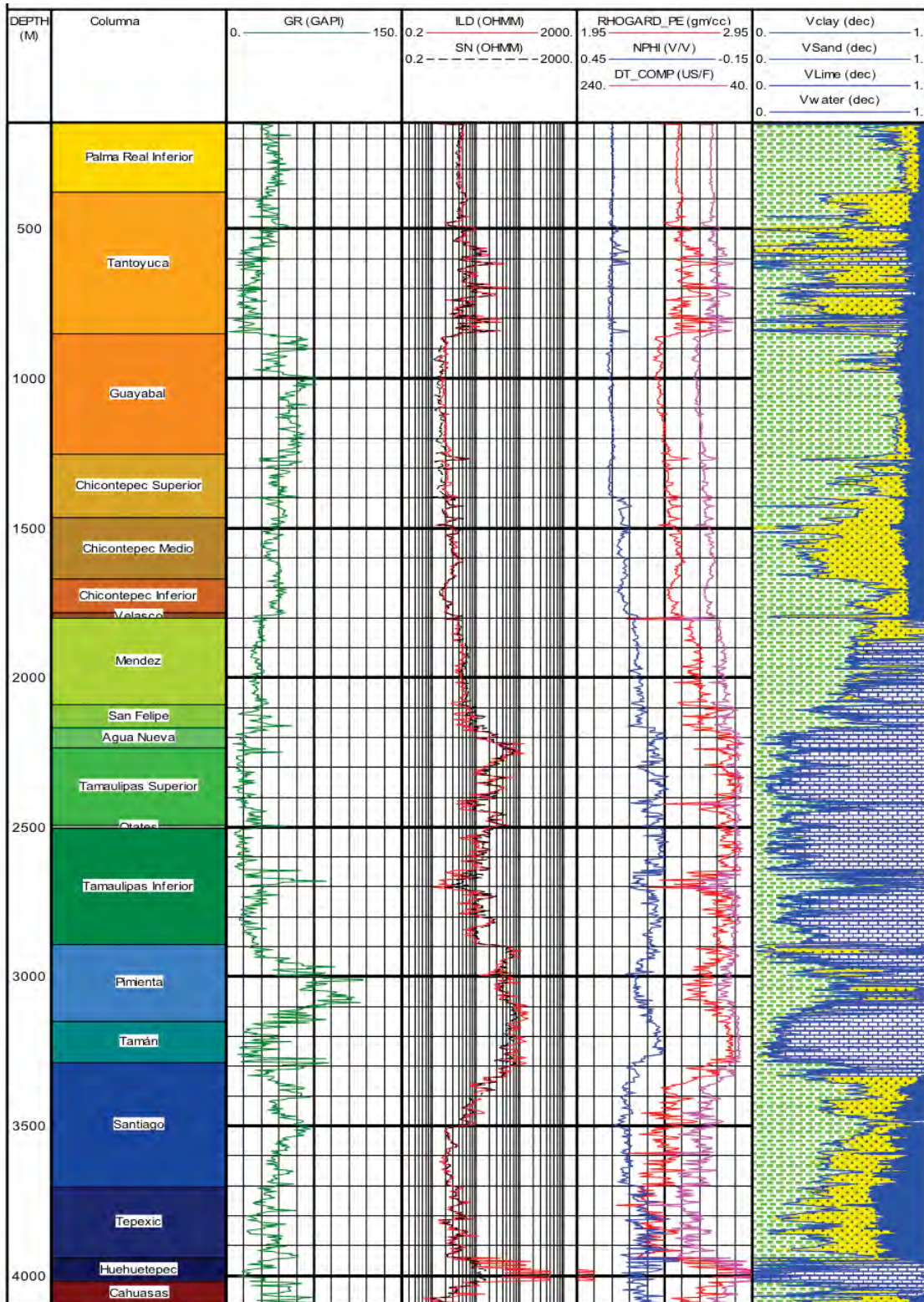
El sistema de ecuaciones tiene solución, ya que tenemos 5 incógnitas y 5 ecuaciones, que al tener los datos de referencia e invirtiendo la matriz de 5\*5, así como multiplicándola por la matriz 5\*1 de los valores leídos de los registros, es posible obtener las fracciones de los minerales y la porosidad del sistema de roca analizado.

Lo anterior es lo que los paquetes de software especializado realizan para “n”, minerales considerados. Es importante considerar que la paquetería especializada, puede realizar el cálculo sin tener igual número de ecuaciones e incógnitas, sin embargo, ofrece mejor calidad en los resultados contar un número mayor de registros en el análisis efectuado.

En la figura 16, se muestra las fracciones litológicas para las 20 formaciones geológicas atravesadas para el pozo 1. Donde la información obtenida con esta metodología calibra con las descripciones litológicas existentes en la literatura para dichas formaciones.



FIGURA 16. Fracciones minerales obtenidas con el método de la matriz para las 20 formaciones geológicas atravesadas por el pozo 1



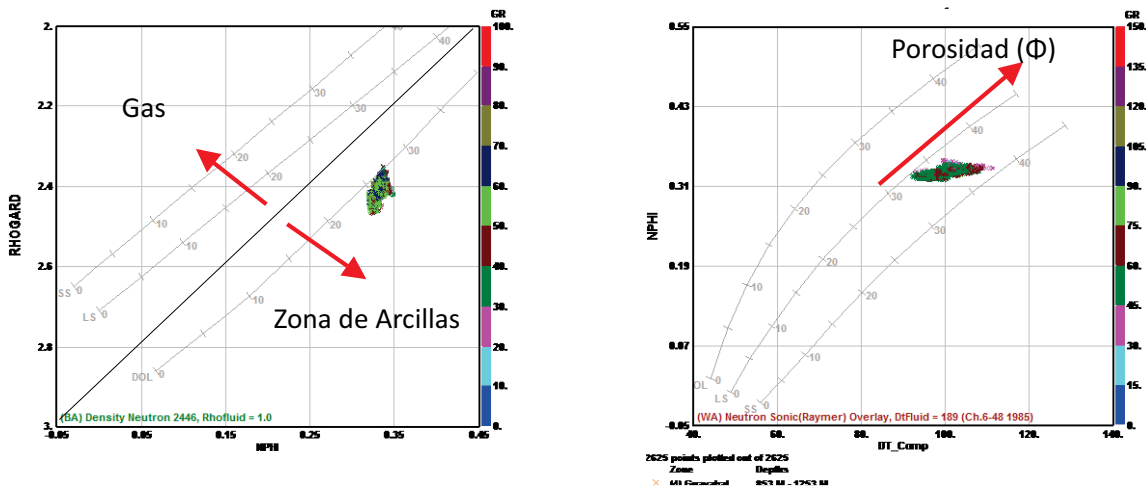


### Obtención mediante Cross Plots Neutrón-Densidad (N-D) y Neutrón-Sónico (N-S)

Este método de discretización de minerales es cualitativo y se consigue graficando los valores de los registros *NPHI- RHOB* y *NPHI- DTCO* (figura 17), en las que se tienen identificados los comportamientos de los principales minerales de roca, como son el cuarzo, calcita y dolomita. Es importante destacar que en este tipo de gráficas los efectos por gas, sal, arcilla, etc; modifican el patrón de comportamiento de una cierta litología, desplazando la nube de puntos de la línea litológica considerada para ese tipo de roca. Es por ello que la lectura de este tipo de gráficas requiere de un importante grado de conocimiento por parte del usuario para poder identificar dichos efectos sin cometer errores en la interpretación.

FIGURA 17. Representación gráfica de un cross-plot N-D (izquierda), y N-S (derecha), para una formación arcillosa.

## DIAGRAMAS CROSS PLOTS DE LITOLOGÍA N-D Y N-S



En las figuras 18 y 19 se muestran las gráficas cross-plots N-D y N-S, para el pozo 1, diferenciado por formación geológica.

FIGURA 18. Obtención de la Litología para varias formaciones geológicas del pozo 1, mediante el uso de cross plots N-D

**CROSS PLOTS N-D, POZO 1, VARIAS FORMACIONES**

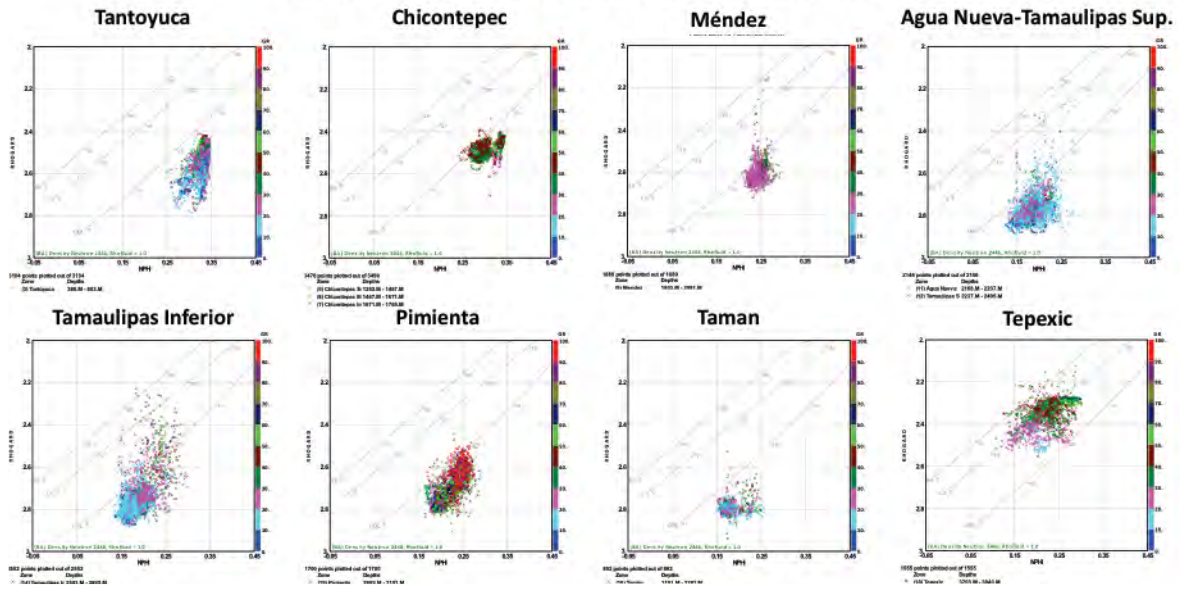
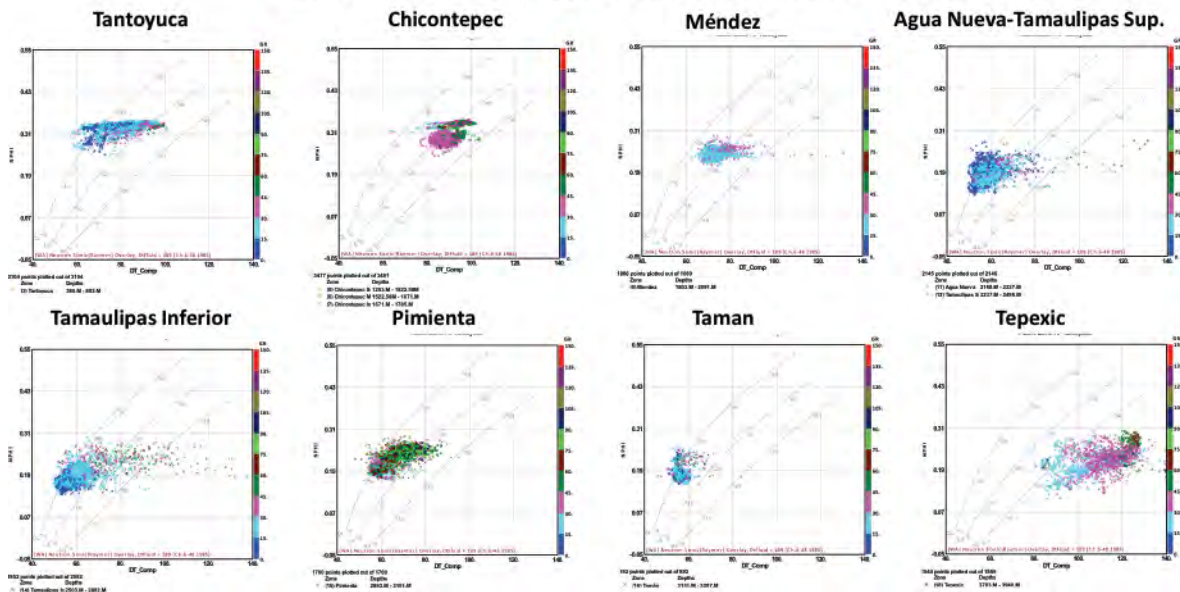


FIGURA 19. Obtención de la Litología para varias formaciones geológicas del pozo 1, mediante el uso de cross plots N-S

**CROSS PLOTS N-S, POZO 1, VARIAS FORMACIONES**



### Obtención mediante la gráfica M-N

La gráfica M-N, es también una posibilidad de determinar la litología de alguna columna geológica. En ella están involucradas las tres curvas de porosidad: RHOB, NPHI y DTCO, de la manera que a continuación se presenta:

M → Se forma a partir de RHOB y DTCO

N → Se forma a partir de RHOB y NPHI

Las ecuaciones que se utilizan para generar las curvas M y N son las siguientes:

$$M = 0.01 * \frac{DTCO_{H_2O} - DTCO_i}{\rho_i - \rho_{H_2O}} \dots \dots \dots (1.39)$$

$$N = \frac{NPHI_{H_2O} - NPHI_i}{\rho_i - \rho_{H_2O}} \dots \dots \dots (1.40)$$

La representación de la gráfica M-N, se observa en la figura 20, en donde se identifican áreas de diversas litologías y fluidos que permiten determinar de manera cualitativa las mezclas litológicas presentes en las formaciones geológicas. La figura 21, contiene la obtención de la litología para varias formaciones del pozo 1.

FIGURA 20. Representación gráfica del cross plot M-N (modificado de Ramos, 2008)

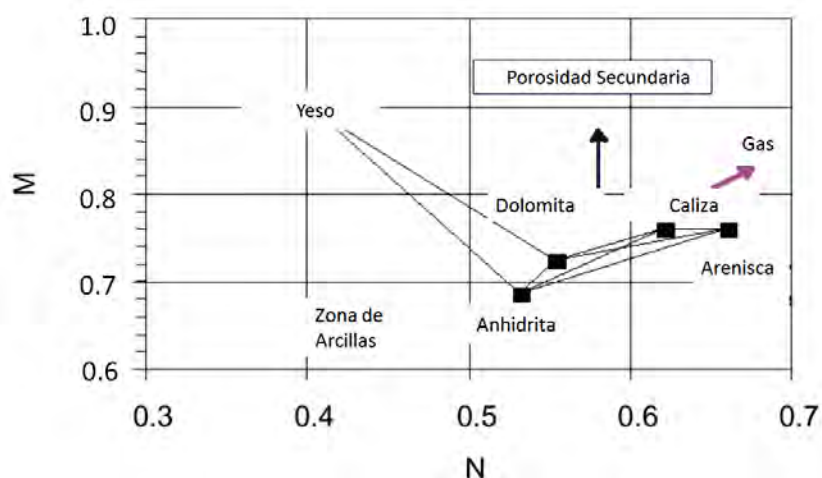
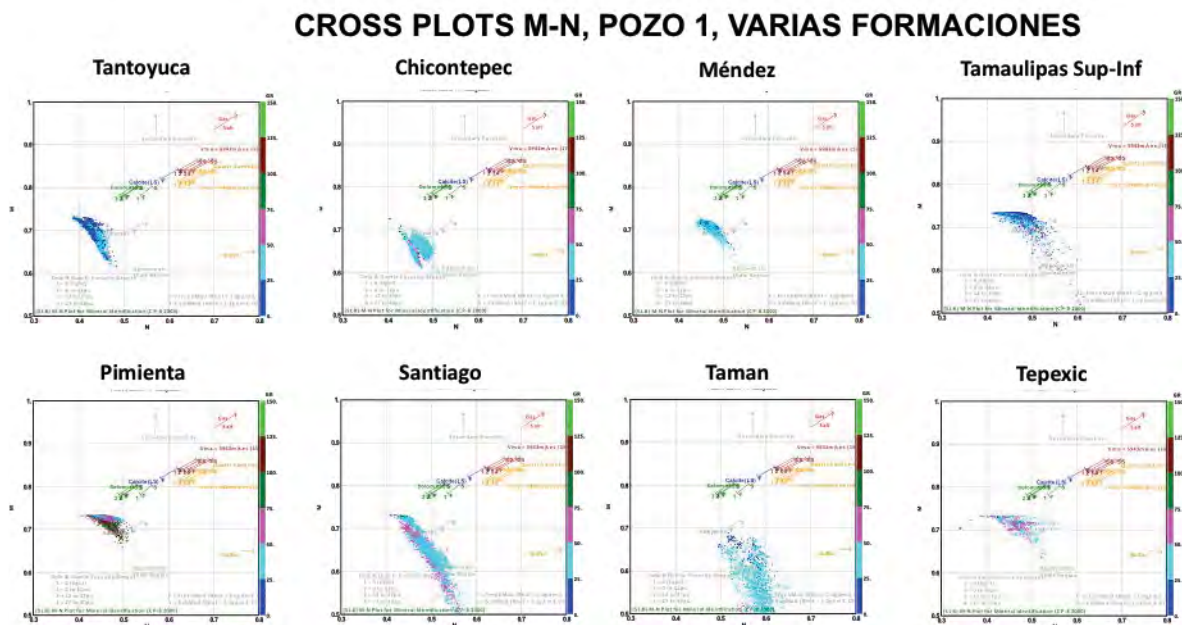


Figura 21.- Obtención de la Litología para varias formaciones geológicas del pozo 1, mediante el uso de cross plots M-N



### CÁLCULO DE SATURACIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN

La obtención de la saturación de agua de formación es uno de los parámetros más importantes para determinar las zonas con hidrocarburos, ya que la saturación de agua e hidrocarburos, se relaciona con la ecuación 1.6. Existen modelos con los que es posible determinar la saturación de agua a partir de registros de pozos, por mencionar algunos, podemos citar los siguientes:

- a) Modelo de Archie
- b) Modelo de Doble Agua
- c) Modelo de Indonesia
- d) Modelo de Juhasz W&S
- e) Modelo de Waxman Smt.

En el modelo que se realiza en este trabajo se ha determinado utilizar el modelo de doble agua, ya que es considerado uno de los modelos más consistentes en sus resultados, al igual que el modelo de Archie, sin embargo, el modelo de Archie no puede ser utilizado en mezclas litológicas. La figura 22, muestra los resultados del cálculo de saturación de agua e hidrocarburos del pozo 1, donde se aprecia claramente las formaciones del Jurásico Superior generadoras de hidrocarburos y algunas formaciones sobreyacentes posiblemente almacenadoras como Tamaulipas Superior del Cretácico, así como Chicontepec Medio y Tantoyuca del Cenozoico.

#### IDENTIFICACIÓN DE ZONAS DE INTERÉS PETROLERO

Determinar zonas de oportunidad tanto en la industria como en cualquier trabajo relacionado con la industria petrolera, es de gran importancia para continuar con la producción de hidrocarburos. La mayoría de los modelos de identificación de zonas de paga, están basados en su mayoría en el comportamiento de estos tres parámetros:

- a) Porosidad efectiva
- b) Saturación de agua
- c) Volumen de arcilla

De tal forma, que la variación de estos parámetros permita identificar dichas zonas. En el caso del pozo 1, son las que se muestran en la figura 23, donde se aprecian zonas de paga bruta (color verde) y neta (color rojo), para las veinte formaciones atravesadas por el pozo. Los valores de referencia para identificar las zonas de paga son: porosidad efectiva de 0.1, saturación de agua de 0.5 y volumen de arcilla de 0.5.

Las áreas de interés identificadas se reducen a solo algunas partes de las formaciones identificadas con saturación de hidrocarburos (véase la figura 22), como son algunas zonas de la Formación Chicontepec Medio, unos pequeños intervalos en formaciones del Cretácico y varias zonas de las formaciones generadoras del Jurásico Superior. Estas zonas de interés petrolero, serán retomadas posteriormente cuando se utilicen las plantillas maestras para la identificación de minerales.



FIGURA 22. Representación gráfica de la saturación de agua e hidrocarburos del pozo 1

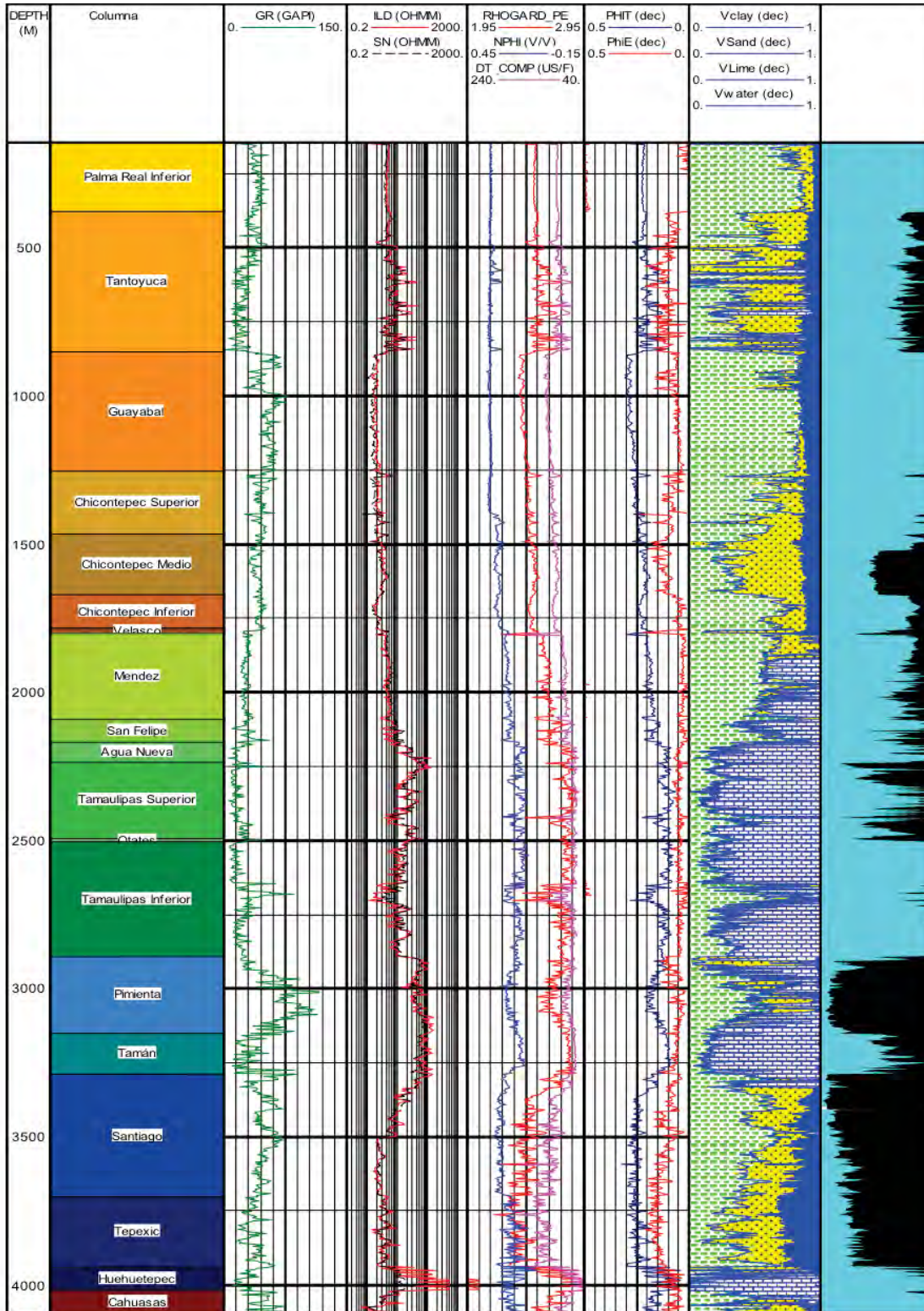
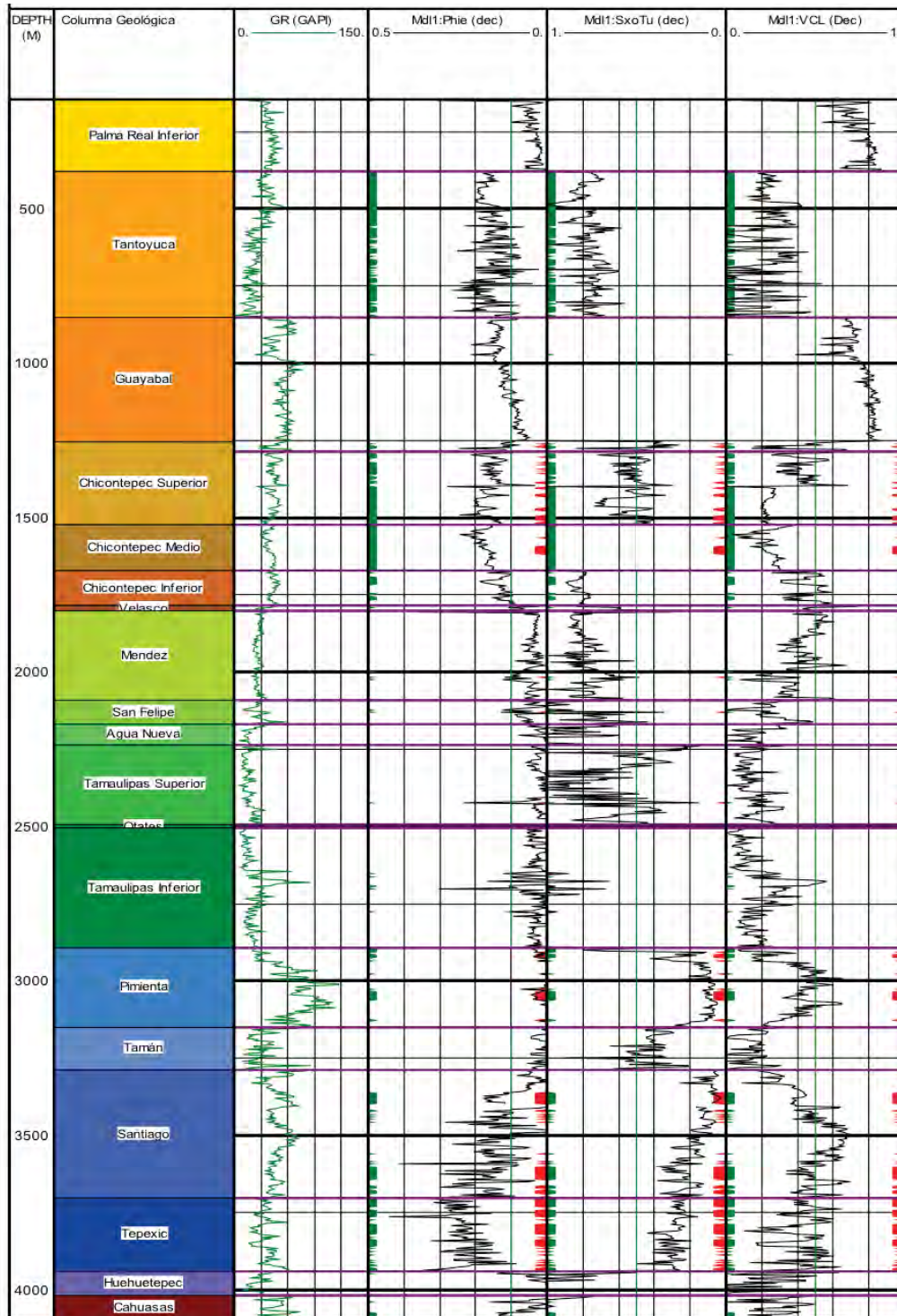


FIGURA 23. Identificación de zonas de interés petrolero del pozo 1 (zonas de color rojo), se utilizaron los siguientes valores de referencia: una porosidad efectiva de 0.1, saturación de agua de 0.5 y un volumen de arcilla de 0.5.

72



---

## **CAPÍTULO 2**

Relación de la presión de poro con  
el contexto geológico-estructural  
y métodos convencionales de  
predicción de geopresiones





## Introducción

La predicción de la presión de poro ( $P_p$ ), que es contenida en las formaciones geológicas del subsuelo, es el objetivo principal del estudio de geopresiones y por consecuencia de gran importancia en análisis de geomecánica. En este capítulo se revisan los principios fundamentales y las formas utilizadas en la industria de realizar cálculos relacionados con la presión de poro a lo largo de una columna litostática.

La variación de la porosidad conforme aumenta la profundidad, obtenida por medio de sísmica, es el principal parámetro a considerar para estimar la presión de poro previo a perforar un pozo. Cuando los pozos ya han sido perforados, se utilizan los registros geofísicos de pozo para obtener información (como en nuestro caso).

En la primera sección de este capítulo serán definidos conceptos relacionados al tema que son de relevancia; en la segunda, se discutirán los mecanismos que causan variaciones de la presión de poro; en la tercera, se expondrán las formas en que un yacimiento se puede subdividir en distintas unidades de presión y flujo (seccionamiento estructural), y como afecta esto en las geopresiones; y en la última, se obtendrán las magnitudes de las geopresiones utilizando métodos probados para la predicción de la presión de poro (Eaton y Bowers).

Predecir la  $P_p$  con métodos probados, serán de utilidad en el siguiente capítulo, para calibrar la presión de poro obtenida utilizando los métodos de compresibilidades y compresibilidades simplificado y en el capítulo cinco donde se obtiene la presión de poro mediante el uso del modelado de sistemas petroleros.

## Conceptos clave

### ESFUERZO DE SOBRECARGA ( $OB$ )

La sobrecarga ( $OB$ ), se define como el peso de la columna de roca y los fluidos contenidos en el espacio poroso que soporta una formación a una determinada profundidad. Otra forma de definirla es la presión ejercida sobre las formaciones subyacentes, generada por el peso

sumado de la matriz de roca y los fluidos contenidos en los espacios porosos, como pueden ser agua de formación, hidrocarburos, etc.

Lo anterior está representado por la siguiente ecuación:

$$OB = (1 - \phi) * \rho_r * D + \phi * \rho_f * D \dots \dots (2.1)$$

Una forma sencilla de calcularla es mediante la siguiente ecuación que nos dará valores en [Kg/cm<sup>2</sup>]:

$$OB = 0.1 * \sum_{n=1}^n [\rho_{bi} * (D_i - D_{i-1})] \dots \dots (2.2)$$

Donde:

$\rho_{bi}$  , es la densidad promedio de la formación en [gr/cm<sup>3</sup>], comprendidas entre las profundidades ( $D_i - D_{i-1}$ ).

Este valor puede obtenerse del registro de densidad del pozo, de pozos de correlación, o con el uso de alguna correlación empírica, como la correlación de Gardner, mediante la cual, se puede obtener un registro sintético de densidad volumétrica, a partir del registro de tiempo de tránsito, como fue realizado en el capítulo 1, para obtener la curva sintética de densidad volumétrica (*RHOB*), del pozo 1.

En libras por pulgada cuadrada (psi), la sobrecarga (*OB*), se obtendría de la siguiente manera:

$$OB = \sum_{n=1}^n 0.446 * \rho_{bi} * (D_i - D_{i-1}) \dots \dots (2.3)$$

Donde la densidad ( $\rho_{bi}$ ), está en las mismas unidades en las que se encuentra para el cálculo de *OB* con la ecuación 2.2. La constante 0.446, se refiere al gradiente de presión para un fluido de 1.03 [gr/cm<sup>3</sup>], y está en unidades de [psi/ft].

GRADIENTE DE SOBRECARGA (*OBG*)

Se expresa en unidades de [psi/ft] o [gr/cm<sup>3</sup>], el valor común de gradiente de sobrecarga es 1 [psi/ft], que corresponde a una densidad volumétrica de 2.31 [gr/cm<sup>3</sup>] (lutitas). Sin embargo, este importante parámetro varía de un lugar a otro y debe calcularse para cada zona, siempre que sea posible.

El cálculo del gradiente de Sobrecarga, está definido por la siguiente ecuación:

$$OBG = (1 - \phi) * \rho_r + \phi * \rho_f \dots \dots (2.4)$$

En nuestro caso, al final de este capítulo, obtendremos el esfuerzo y el gradiente de Sobrecarga (*OBG*), a partir de las ecuaciones 2.3 y 2.4, en [psi] y [gr/cm<sup>3</sup>], respectivamente.

PRESIÓN NORMAL (*P<sub>n</sub>*)

La presión de formación normal, se define como la presión hidrostática ejercida por una columna de agua de 80,000 ppm de [NaCl], cuya densidad es de 1.074 gr/cm<sup>3</sup>, desde la superficie hasta la profundidad de interés, en zonas costeras y 1.03 gr/cm<sup>3</sup>, en campos terrestres, dichos valores en gradiente equivalen a 0.465 y 0.446 [psi/ft], respectivamente. Debido a que gran parte de las cuencas productoras terrestres de México, tuvieron un origen marino y debido a la exhumación tectónica, al final del Cretácico y una posterior regresión resultante final durante el Cenozoico, estas cuencas han quedado ubicadas en la llanura costera del Golfo de México. Es por lo anterior, que para los cálculos utilizaremos el gradiente para la presión normal igual a 0.446 [psi/ft].

En el cuadro 1, se muestran los gradientes de presión de formación normal en diferentes partes del mundo entre las que se encuentra la Llanura Costera del Golfo de México (Modificado de Bourgoyne, 1984):

CUADRO 1. Valores de gradiente de presión normal en algunas zonas del mundo (modificado de Bourgoyne, 1984)

Zona de Estudio	Densidad Equivalente [grm/cc]	Gradiente Presión Normal [psi/ft]
<b>GOM Profundo</b>	<b>1.074</b>	<b>0.465</b>
<b>Llanura Costera GOM</b>	<b>1.03</b>	<b>0.446</b>
Oeste de Texas	1	0.433
Mar del Norte	1.044	0.452
Malasia	1.021	0.442
Delta Mackenzie	1.021	0.442
Oeste de Africa	1.021	0.442
Montañas Rocosas	1.007	0.436
California	1.014	0.439

#### VARIACIONES DE PRESIÓN DE PORO

La presión de poro hidrostática está relacionada con una porosidad abierta e interconectada, así como redes de fracturas, desde la superficie de la tierra a la profundidad de medición.

Sin embargo, por varias razones (como será revisado en el tema tres de este capítulo), la presión de poro puede exceder los valores de presión hidrostática en un volumen poroso confinado a una cierta profundidad. Conceptualmente se define que el límite superior de la presión de poro es el esfuerzo de sobrecarga  $OB$ ; lo que en ocasiones algunos autores optan por expresar la presión de poro en función de la Sobrecarga ( $\lambda p$ ), de la siguiente manera:

$$\lambda p = Pp/OB \dots \dots \dots (2.5)$$

Por otro lado, la presión de poro litostática está referido a que la presión en los poros de la roca es equivalente al peso del esfuerzo de sobrecarga. También por definición se sabe que la presión de poro será siempre menor que el esfuerzo principal mínimo ( $\sigma_3$ ).

En general, en análisis de presión de poro en geomecánica, se considera que la presión de poro se presenta en condiciones estáticas. Esto es, se considera despreciable el gradiente de presión que se asocia con flujo de fluidos. Con excepción de la diferencia entre la presión en el pozo y en el yacimiento, causada por el abatimiento del segundo, que afecta la estabilidad del pozo.

PRESIÓN DE PORO ANORMAL Y SUBNORMAL ( $P_p$ )

La presión de poro ( $P_p$ ), es la presión natural originada por los procesos geológicos de depositación y compactación, a la que se encuentran sometidos los fluidos contenidos en los espacios porosos (porosidad) de la formación. Cuando la presión de poro o de formación es mayor a la presión normal, se le llama presión de poro anormal; mientras que cuando la presión de poro es menor a la presión normal, entonces se define como presión de poro subnormal.

En la literatura y entre los más usados en la industria petrolera, hay más de 15 métodos de predicción de presión de poro. Para los cálculos a efectuar en este capítulo, se tomarán en cuenta las metodologías de Eaton (1975) (ecuación 2.6), y Bowers (1995), calculando la  $P_p$  al final de este capítulo. En el capítulo tres, se compararán con la metodología realizada por Atashbary (Modelos de Compresibilidades), así como con la metodología de obtención de la Presión de Poro por medio de análisis de cuencas y sistemas petroleros que se discutirá en el capítulo cinco.

$$P_p = OB - (OB - P_n) * \left[ \frac{DT_n}{DT_o} \right]^X \dots\dots\dots (2.6)$$

Donde:

$P_p$ , es la predicción de la presión de poro

$OB$ , es la sobrecarga

$P_n$ , es la presión normal

$DT_o$ , es el tiempo de tránsito medido con el registro  $DTCO$

$DT_n$ , es el tiempo de tránsito normal, obtenido de la línea de tendencia de compactación normal

$X$ , exponente de calibración, depende del campo de estudio (1 a 3)

En el capítulo tres, se obtendrá la  $P_p$  con el modelo de compresibilidades, en formaciones carbonatadas (para este tipo de formaciones fue creado); y se extenderá esta metodología a formaciones siliciclásticas, buscando obtener un solo método para toda una

columna geológica. Mientras que en el capítulo cinco, se obtendrá la Presión de Poro por medio de análisis de cuencas y sistemas petroleros, el cual, no requiere utilizar registros geofísicos como tal, se basa principalmente en el conocimiento de la litología de las formaciones; aunque en nuestro caso, utilizaremos los registros geofísicos, para obtener las mezclas litológicas de las rocas y con ello caracterizar apropiadamente la litología de cada formación.

#### GRADIENTE DE PRESIÓN DE PORO

Al igual que el gradiente de Sobrecarga, el gradiente de  $P_p$ , se expresa en unidades de [psi/ft] o [gr/cm<sup>3</sup>], el valor común de gradiente de poro normal es 0.433 [psi/ft], que corresponde a la densidad del agua dulce 1.00 [gr/cm<sup>3</sup>]; sin embargo, este valor varía de acuerdo a la salinidad del agua de formación. En nuestro caso utilizaremos para gradiente de presión normal el valor de 0.446 [psi/ft], equivalente a 1.03 [gr/cm<sup>3</sup>]; de tal forma, que para las zonas de presión de poro sobre presionadas, tendremos valores en [gr/cm<sup>3</sup>], mayores a los de presión de poro normal.

#### TENDENCIA DE COMPACTACIÓN NORMAL

La tendencia de compactación normal (*TCN*), es referida a un apoyo gráfico creado por varios autores, generada a partir del comportamiento físico que deberían presentar los sedimentos depositados en una cuenca sedimentaria, los cuales debieran tener una tendencia lineal en su compactación y litificación. Lo anterior implica que se tengan las siguientes condiciones:

- a) La cuenca aunque se considera que es pasiva, no debe presentar ningún tipo de alteración tectónica que pueda modificar sus condiciones iniciales.
- b) La tasa de sedimentación debe mantenerse constante.
- c) Las variaciones del nivel del mar, no deberán tener efecto sobre la depositación.
- d) Los sedimentos depositados deberían ser la mayoría de una composición constante que evite variaciones de densidad y por consiguiente de sobrecarga.

Como difícilmente alguna de estas condiciones se presentará en la naturaleza, podemos decir que la tendencia de compactación normal es un modelo idealizado del comportamiento geológico de los sedimentos al depositarse en una cuenca. Sin embargo, este modelo gráfico que es trazado sobre los intervalos de baja permeabilidad (lutitas), identificadas en los registros de tiempo de tránsito compresional ( $DTCO$ ) y/o en la resistividad profunda ( $R_T$ ), ha sido de bastante utilidad para definir las zonas de presión normal ( $P_n$ ), y diferenciarlas de las zonas de presión anormal ( $P_p$ ).

Autores como Shaker (2007), han destacado la importancia de trazar adecuadamente la línea de tendencia de compactación normal ( $TCN$ ), sobre los registros ( $DTCO$ ) y ( $R_T$ ), para definir de manera precisa las tres zonas en el perfil de presión de un área, que se mencionan a continuación:

- a) Zona de presión normal
- b) Zona de transición
- c) Zona de presión anormal

Shaker (2007), discute que si la línea de  $TCN$ , presenta una corta extensión y una pendiente grande, indica que se tendrá un gradiente de presión de poro alto. De la misma forma, si la longitud de la línea de  $TCN$ , presenta una longitud mayor y un pendiente pequeña, será indicativo de que se tiene un gradiente de  $P_p$  bajo.

Para determinar adecuadamente la línea de tendencia de compactación normal, es importante tomar en cuenta las siguientes recomendaciones:

- a) Tener siempre en contexto la configuración geológica de la zona (edades, ambiente de depósito, relaciones estratigráficas, ajustes estructurales, tectónica, presencia de sal, etc)
- b) Trazar solo una línea de compactación normal a partir de una cierta profundidad (por lo general a una profundidad mayor de 500 m)
- c) Determinar con precisión el cambio de pendiente que representará el inicio de la presión anormal.



Las malas prácticas asociadas a la determinación de *TCN*, son las que a continuación se mencionan:

- a) Intentar ajustar los datos geológicos y petrofísicos a la línea de *TCN*, con el fin de calibrar. Debe hacerse exactamente lo inverso.
- b) Interrumpir el trazado de la línea de compactación normal en caso de observar variaciones en los datos medidos de los registros *DTCO* y  $R_T$ . Debe continuarse el trazado hasta donde las variaciones en las mediciones estén asociadas a cambios en la compactación (se requiere un grado de conocimiento en el tema).
- c) Extrapolar una *TCN*, obtenida para un pozo, a toda un área de estudio. La geología de los campos no es constante ni de pozo a pozo.

En el tema 2.5, de este capítulo se realizará el trazado de la línea de tendencia de compactación normal, como parte de los cálculos asociados a la obtención de la  $P_p$ , del pozo 1, utilizando métodos convencionales.

#### PRESIÓN DE FRACTURA ( $P_F$ )

La presión de fractura se define como la fuerza necesaria aplicada a un área para fracturar la roca. Dicha resistencia depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que se someta. Las formaciones superiores solo presentan la resistencia originada por la cohesión de la roca. A medida que aumenta la profundidad, se añaden los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones. Debido a esto, se puede confirmar que las fracturas creadas en las formaciones someras son horizontales y la mayoría de las fracturas creadas en formaciones profundas son verticales (la roca generalmente falla a presiones inferiores de la presión de sobrecarga).

Para determinar esta presión se propone emplear el método de Eaton, quien relacionó el esfuerzo horizontal efectivo y el esfuerzo vertical efectivo a través de la relación de Poisson: para obtener finalmente la ecuación que se plantea a continuación:

$$P_F = P_p + \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right)(OB - P_p) \dots\dots (2.7)$$

Donde:

$P_F$ , es la presión de fractura, que estará en las mismas unidades que la presión de poro ( $P_P$ ),  
y la sobrecarga ( $OB$ ).

$\nu$ , es la relación de Poisson en unidades adimensionales.

La relación de Poisson, se define como una propiedad mecánica de la formación que relaciona la deformación lateral de la roca con respecto a su deformación axial, cuando está sometida a un esfuerzo (se abundará en el concepto en el capítulo 4, donde se obtendrán los parámetros elásticos). Existen algunas maneras de obtener este valor. Una es asignarle un valor constante (0.3- 0.4 [adim]). Otra forma es mediante mediciones directas de laboratorio a especímenes de núcleos cortados en el pozo (valor estático). Otra más es mediante la gráfica (nomograma), de Eaton, el cual puede ser expresado mediante la siguiente ecuación:

$$\nu = 0.0645 * \ln(D) - 0.0673 \dots \dots \dots (2.8)$$

Donde:

$D$ , es la profundidad en [m]

Otra manera más de obtener el valor de la relación de Poisson dinámico, es mediante la ecuación en función de los tiempos de tránsito primario y secundario.

$$\nu = \frac{0.5 * (DTSM/DTCO)^2}{(DTSM/DTCO)^2 - 1} \dots \dots \dots (2.9)$$

Donde:

$DTCO$ , es el tiempo de tránsito primario

$DTSM$ , es el tiempo de tránsito secundario. Este puede leerse directo de un registro dipolar ( $DSI$ ), o en caso de no contar con información de este registro; se pueden utilizar las correlaciones para obtener  $DTSM$  y  $VS$ , a partir de  $DTCO$ , Que se discutirán en el capítulo cuatro de esta tesis. Esta última ecuación es la que se utilizará para el cálculo de  $\nu$ .

### GRADIENTE DE PRESIÓN DE FRACTURA ( $GP_F$ )

Para la obtención del gradiente de presión de Fractura, utilizamos la ecuación de Eaton para la presión de fractura, haciendo el ajuste para obtener el gradiente de presión de fractura:

$$GP_F = GP_P + \left(\frac{v}{1-v}\right) * (OBG - GP_P) \dots \dots \dots (2.10)$$

Donde:

$GP_F$ , Es el gradiente de presión de fractura, preferentemente en [psi/ft], y si se quiere convertir el valor resultante a [gr/cm<sup>3</sup>], debemos afectarlo por el gradiente de presión normal igual a 0.433 [psi/ft], que es el valor de gradiente para densidad de 1.00 [gr/cm<sup>3</sup>]. En la literatura existen trabajos de autores (Berumen, 1993), donde toman valores típicos constantes de 0.65 a 0.7 [psi/ft] para el gradiente de presión de fractura.

### Mecanismos que generan sobrepresión en el subsuelo

En el tema dos de este capítulo, se ha hablado de la presión de poro, sus variaciones y algunos valores que presenta, sin embargo, no se han discutido las razones por las cuales puede desarrollarse presión normal o anormal en una formación geológica; en este tema son revisados los principales mecanismos que generan sobrepresión en una columna litostática.

Existe una importante variedad de mecanismos que generan sobrepresión en el subsuelo, como también existe una infinidad de mecanismos naturales que generan zonas de baja presión (menor a la hidrostática). Entre los que se mencionan para el primer caso, podemos discutir los siguientes:

#### DESEQUILIBRIO EN LA COMPACTACIÓN

También es conocido como baja-compactación, es considerado el mecanismo más importante generador de sobrepresión y es relativamente sencillo de comprender.

La sedimentación sobre capas recientes genera un incremento de la sobrecarga lo que a su vez genera compactación; este fenómeno conlleva una disminución constante de la porosidad en las capas que van quedando sepultadas. En este sistema comunicado hidráulicamente, las formaciones permeables hasta la superficie, la compactación y el sepultamiento generan un flujo de fluidos en los poros sin generar incremento en la presión de poro.

Sin embargo, en formaciones con poca permeabilidad como las lutitas interestratificadas con capas de areniscas generalmente a profundidades mayores de los 3000 [m], o en zonas que debido a la rápida sedimentación y compactación, la expulsión de fluido de los poros de la roca no se pudo llevar a cabo a la misma velocidad, que la pérdida de porosidad; ocurre un incremento en la presión de poro debido al exceso de volumen de fluidos en los poros de la roca. En condiciones donde ocurre esto, existe baja compactación, con lo que la porosidad puede llegar a ser mayor de lo que debería de ser a esa profundidad, y por consecuencia se genera sobrepresión.

El esfuerzo de sobrecarga ( $OB$ ), es soportado tanto por la presión de poro ( $P_p$ ), como por el esfuerzo matricial o efectivo de la roca ( $\sigma_{ef}$ ). Debido a que la presión de poro es mayor a la hidrostática cuando es anormal, el esfuerzo efectivo debe ser menor de lo que sería con presión normal, obteniendo al final un esfuerzo de sobrecarga constante; lo anterior se conoce como concepto de esfuerzo efectivo propuesto por Terzaghi (1923).

$$\sigma_{ef} = OB - P_p \dots \dots \dots (2.11)$$

En el Golfo de México, la sedimentación genera grandes acumulaciones del orden de kilómetros, en un tiempo geológico relativamente corto (últimos 10 millones de años). Esta sedimentación provoca presiones intersticiales de compactación que puede alcanzar valores altos cuando las capas impermeables (lutitas), se encuentran a gran profundidad, e impiden el flujo a través de los poros (Gordon, 1998).

La transición de presión hidrostática a sobrepresión es muy variable de un lugar a otro (depende mucho de condiciones locales), pero generalmente inicia a profundidades entre los 1500 y 3000 [m]. Existen áreas en el Golfo de México, donde la sobrepresión se

encuentra a profundidades menores de 1000 [m], lo que puede complicar la perforación de pozos en esas zonas.

Asociado exclusivamente a este mecanismo de generación de  $P_p$ , se ha desarrollado el concepto de la línea de tendencia de compactación normal (*TCN*), discutida anteriormente en este mismo capítulo, la cual delimita las zonas de presión normal y anormal en base a la respuesta de los registros de *DTCO* y  $R_T$ .

### COMPRESIÓN TECTÓNICA

La compresión tectónica es un mecanismo de generación de presión de poro que es análoga al desequilibrio en la compactación, si pensamos que los cambios de esfuerzos tectónicos se producen a gran escala sobre períodos geológicamente cortos.

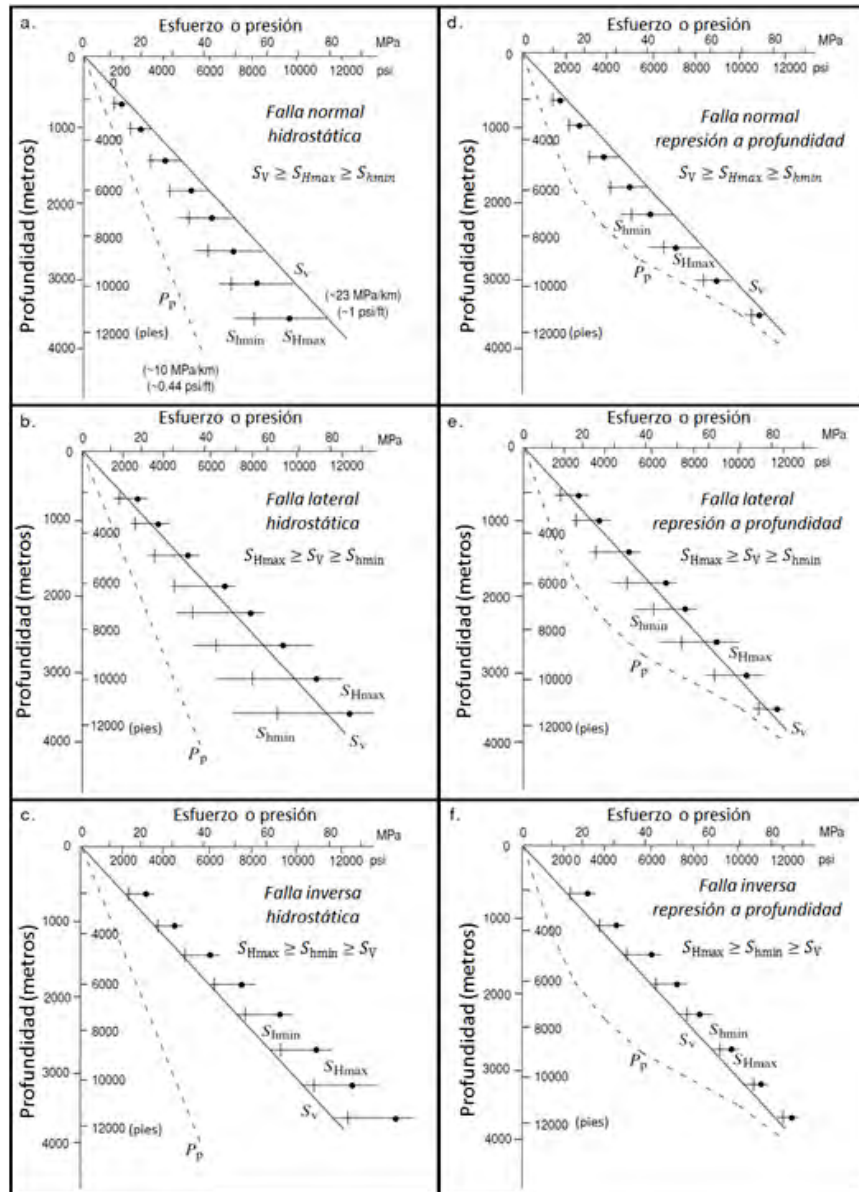
Los yacimientos ubicados en áreas sometidas a compresión tectónica, son lugares donde puede observarse este mecanismo, como los yacimientos de Cantarell al sureste del país, o en la cuenca de Burgos en el norte de México, donde a pesar de que los cambios de esfuerzo son en la margen pasiva (intraplaca), se han logrado generar cambios en la presión de poro. Internacionalmente, en el norte del Mar del Norte, y el mar de Noruega, Grollmund y Zoback (2001), se ha demostrado que esfuerzos de compresión asociados al basculamiento resultante de la desglaciación de los últimos 15.000 años, generan una variación anormal en la presión de poro.

En el margen noruego existen tres mecanismos de generación de exceso de presión de poro, dos de ellos relacionados con la desglaciación que genera cambios en el esfuerzo vertical debido a la rápida sedimentación reciente y los esfuerzos compresivos; y el tercer mecanismo asociado a la generación de hidrocarburos (discutido a continuación). Los dos mecanismos asociados con el deshielo han dado como resultado que la presión de poro cambie inclusive en los últimos miles de años (Zoback, 2007).

En los campos Ku-Maloob-Zaap, en el Golfo de México, ocurre algo similar, donde se han llegado a determinar 2 regímenes de esfuerzos, uno compresivo que es más antiguo y que generó deformación en la zona, y el régimen transcurrente que ha delimitado y seccionado esta zona en varios campos alineados a lo largo de estos límites estructurales.

En la figura 1, se muestra la forma en que afectan los diferentes regímenes tectónicos a la presión de poro normal y anormal (Zoback, 2007).

FIGURA 1. Comportamiento de la presión de poro normal y anormal, en diferentes regímenes tectónicos (Zoback, 2007)



## DIFERENTES ALTURAS DE COLUMNAS DE HIDROCARBUROS

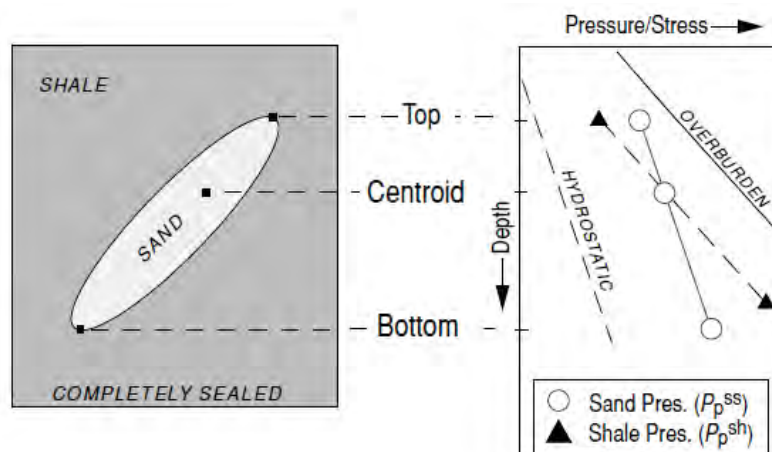
Una columna de hidrocarburos atrapada, puede dar lugar a exceso de presión en la parte superior del yacimiento, especialmente cuando dichos hidrocarburos contienen gas libre. Este fenómeno puede presentarse en cuerpos areno- arcillosos como los que se presentan en la cuenca de Burgos, donde la geometría de los yacimientos puede delimitar el tamaño de columnas de hidrocarburos contenidas en ellos.

## EFECTO CENTROIDE

El efecto Centroide, se refiere al hecho de que la presión de poro relativamente alta, se produce en la parte superior de un cuerpo de arenisca basculado que esta inter-estratificado con lutitas masivas.

En la figura 2 se observa la presión de poro en la parte superior del cuerpo de arena es más alta que en las lutitas adyacentes a la misma elevación. La profundidad a la que la presión de poro es la misma en los dos cuerpos que se conoce como el centroide (Shaker, 2005). La perforación en la parte superior de un cuerpo de arena con presión de poro mayor que las capas adyacentes es un riesgo potencial en la perforación.

FIGURA 2. Representación gráfica del efecto centroide en secuencias siliciclásticas interestratificadas (Zoback, 2007)



### SOBREPRESIÓN ACUATERMAL

Es un mecanismo de generación de sobrepresión derivada por el hecho de que a medida que los sedimentos son sepultados, se calientan.

Los aumentos de temperatura con la profundidad en la tierra son debido al calor producido por la desintegración radiactiva de rocas del basamento cristalino y flujo de calor hacia arriba a través de la litosfera.

Debido al incremento de calor se provoca la expansión de líquido en los poros de rocas que se encuentran a mayores profundidades; en una matriz de roca confinada y prácticamente incompresible, la expansión del fluido en los poros generará un aumento de presión.

Algunos autores consideran que las causas del aumento de la presión acuatermal no es un mecanismo viable de la generación de sobrepresión, ya que el tiempo considerado de calentamiento es mucho mayor que el tiempo en el que se desarrollaron las sobrepresiones en las cuencas sedimentarias, de tal manera que sería necesario un sello perfecto para largos períodos de tiempo geológico (Zoback, 2007)

### DESHIDRATACIÓN DIAGENÉTICA DE ARCILLAS

Las reacciones de deshidratación diagenética de las arcillas y minerales se ha considerado otro mecanismo que podría generar sobrepresión en cuencas sedimentarias asociadas al petróleo.

La deshidratación de la esmectita es un proceso complejo pero puede conducir a aumentos de volumen, tanto de la matriz de la roca y del sistema de agua de poro según Hall (1993).

La transición de la montmorillonita a illita, implica expulsión de agua de la red cristalina de la montmorillonita, a temperaturas mayores de 100 °C; a esas mismas profundidades se desarrolla sobrepresión en varias cuencas petroleras (Bruce 1984).

La transición de la anhidrita al yeso es otra reacción de deshidratación que puede conducir al desarrollo de sobrepresión, aunque la temperatura a la que se produce esta deshidratación es sólo la mitad la de la transición de esmectita-illita, por lo tanto esta reacción se da a profundidades más someras donde no necesariamente existe presión anormal.



La forma en la que las reacciones de deshidratación pueden generar sobrepresión es un proceso complejo. Por ejemplo, en el caso de la transición esmectita-illita, el cambio de volumen total asociado con la transición ha sido poco estudiado y el cambio de fase puede darse en conjunto con el desequilibrio de compactación, con lo que resulta difícil distinguir ambos eventos.

Ramos (2016), ha determinado formas para adicionar a la curva de  $P_p$ , los efectos de presión que puede atribuirse a la actividad mineral de las arcillas (presión osmótica).

#### MADURACIÓN TÉRMICA DEL KERÓGENO

La generación de hidrocarburos a partir de la maduración térmica del kerógeno en rocas generadoras de hidrocarburos se asocia con un notable incremento en el volumen de fluido de los poros y por lo tanto también puede conducir a la generación de sobrepresión. Este es el caso de la generación tanto de aceite y gas a partir del kerógeno. Zoback (2007), indica que este mecanismo se genera en cuencas sedimentarias donde existe una correlación aparente entre la sobrepresión y la maduración de kerógeno.

En la provincia Tampico Misantla, las formaciones arcillosas del Kimmerigiano están suficientemente sepultadas para la generación de petróleo o de gas y están además sobre presionadas. Sin embargo, algunas formaciones más jóvenes (a profundidades por encima de las temperaturas de maduración) presentan también sobrepresión, por lo que se concluye que la generación de hidrocarburos si puede generar presión anormal, junto con otros mecanismos de presión de poro que operen en esta área (en nuestro caso el área donde se ubica el pozo 1).

### **Discontinuidades litológicas que afectan la Presión de Poro**

#### TRAMPAS DE HIDROCARBUROS

Las trampas de hidrocarburos, son una característica geológica que permite que el aceite y/o gas se acumule y conserve de manera natural durante un cierto periodo de tiempo.

Son receptáculos cerrados en la corteza terrestre que cuentan con rocas almacenadoras y rocas sello en posición tal que permiten se acumulen los hidrocarburos. Las trampas

petroleras tienen una determinada forma, tamaño geometría, cierre y área de drenaje, columna total y neta de hidrocarburos. Los últimos conceptos se definen como sigue:

- a) Cierre: es la longitud vertical máxima, desde el punto más alto, en la que los hidrocarburos pueden acumularse en la trampa.
- b) Área de drenaje: es la máxima abertura (área) de la trampa, echado abajo, se mide en la parte inferior de la trampa.
- c) Columna Total de Hidrocarburos: conocida como *Gross Pay Zone*, es la distancia desde la cima de la acumulación de aceite hasta el punto inferior del contacto agua-aceite.
- d) Columna Neta de Hidrocarburos: conocida como *Net Pay Zone*, es la parte comercialmente productiva del intervalo anterior.

Las trampas de hidrocarburos se dividen en:

- a) Por Variación de Permeabilidad
- b) Estructurales
- c) Mixtas

#### CLASIFICACIÓN DE LAS TRAMPAS DE HIDROCARBUROS

##### *Trampas por variación de permeabilidad*

Se refiere a todas las trampas que permiten que los hidrocarburos, se acumulen en el subsuelo sin deformación estructural. Son resultado de la presencia local de un cierto volumen de roca-almacén aislada por formaciones impermeables tanto vertical como lateralmente, se deben a anomalías en la repartición de los sedimentos o a la naturaleza litológica de las formaciones.

Las trampas por variación de permeabilidad más comunes e importantes son las trampas estratigráficas, las cuales se dividen en:







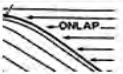
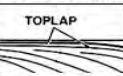






- a) Trampas estratigráficas primarias. Están condicionadas por la presencia de un cuerpo rocoso, poroso, permeable, de tamaño limitado; existen debido al hecho de que un

sedimento capaz de originar un almacén, tiene buena porosidad y permeabilidad y se encuentra rodeado de rocas impermeables.

- b) Trampas estratigráficas secundarias. Se crean por fenómenos posteriores a la sedimentación y a veces se forman durante la diagénesis, las que resultan de una discordancia angular o una discordancia basal. Las trampas estratigráficas secundarias son la transición a las trampas mixtas.

Los tipos de trampas por variación de permeabilidad, son las que se muestran en la cuadro 2:

CUADRO 2. Diferentes tipos de trampas por variación de permeabilidad (Modificado de Fugro, 2005)

Trampas por Variación de Permeabilidad	Deposicionales	Crecimientos Arrecifales	
		Acuñamientos	
		Canales	
		Montículos	
		Abanicos	
	Disconformidades	Truncamientos	
		On Lap	
		Top Lap	
		Down Lap	
		Paleorelieve	
	Origen Diagenético	Composición Mineral	
		Horizontes de Asfálteno	
		Hidratos de Metano	
		Permafrost	

### *Trampas estructurales*

Las trampas estructurales implican alguna forma de deformación de la roca, comúnmente expresadas por domos, anticlinales y fallas. Las trampas estructurales son fácilmente localizables por estudios geológicos superficiales y subsuperficiales, así como por estudios geofísicos; son las más numerosas entre las trampas y reciben mucha más atención que los otros tipos de trampas en la búsqueda de aceite y/o gas ya que en este tipo de acumulaciones se han encontrado grandes reservas de hidrocarburos.

Como se mencionó, existe una variada gama de trampas estructurales que en este trabajo serán divididas, según se muestra en la siguiente página en el cuadro 3.



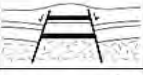













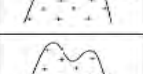



### *Trampas mixtas (combinadas)*

Las trampas mixtas o combinadas presentan variaciones de porosidad y deformaciones estructurales en las cuales, la roca almacén cubre solo una parte de la estructura; tanto la estructura como los cambios estratigráficos son esenciales en la formación de este tipo de trampa. Las trampas de esta naturaleza son dependientes de los cambios estratigráficos que limitan la permeabilidad y la estructura para crear el cierre y completar la trampa; las discordancias y estructuras producto de la deformación son igualmente importantes en la formación de estas trampas, por lo que el fallamiento es un factor de control en muchas de estas trampas.

### INTERCALACIONES DE ESTRATOS DE ARENISCAS Y LUTITAS

Los yacimientos y demás formaciones, pueden ser subdivididos y aislados hidráulicamente de estructuras adyacentes, lo cual es importante, ya que producir de distintas secciones tiene un mayor impacto en los programas de desarrollo que buscan obtener más hidrocarburos del yacimiento.

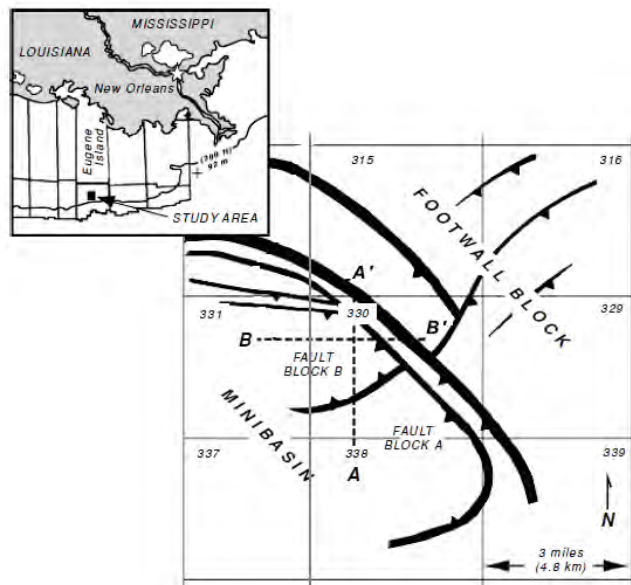
CUADRO 3. Diferentes tipos de trampas estructurales  
(Modificado de Fugro, 2005)

Trampas Estructurales	Tectónica Extensional (Esfuerzos de Tensión)	Entrampamiento en Bloque de Piso	
		Bloque de Techo Desplazado con Arraste	
		Horts	
		Rollover	
		Extensiones por Gravedad	
	Tectónica Compresional	Anticlinal simétrico	
		Anticlinales truncados/Cabalgamientos	
		Anticlinal por cambio en estado de esfuerzos	
		Entrampamiento en bloque de piso de falla Inversa	
		Entrampamiento en ambos bloques de falla Inversa	
		Fracturas represionadas	
	Tectónica Transformante (Lateral)	Entrampamiento dentro de Estructura de Flor Positiva	
		Entrampamiento fuera de Estructura de Flor Positiva	
		Entrampamiento dentro de Estructura de Flor Negativa	
	Tectónica Sálina (Diapirismo)	Entrampamiento en secuencias sobreyacentes a la Estructura de Sal	
		Entrampamiento en los flancos de la Estructura	
		Entrampamiento en la cima de la Estructura	
		Entrampamiento Intra- Estructura	
		Entrampamiento en Secuencias Plegadas por el Crecimiento de la Estructura	
	Compactación	Entrampamiento en Secuencias Superiores a Compactación Diferencial	

La forma más sencilla de pensar en secciones aisladas en el yacimiento es teniendo capas de arenas permeables separadas de capas de lutitas impermeables, asumiendo que la extensión lateral de cada intervalo está delimitada. La presión dentro de cada intervalo incrementa la presión de poro debido a los poros interconectados dentro de dicho estrato.

La presión de poro en los yacimientos del golfo de México, son un buen ejemplo del seccionamiento de la presión de poro. Los yacimientos de areniscas de edad Plio-Pleistoceno, de menos de 4 millones de años, son encontrados en pequeñas cuencas salinas separadas, limitadas por fallas normales que buzcan al SW (Zoback, 2007), y que constituyen las rutas de migración de hidrocarburos a dichos yacimientos (veáse la figura 3).

FIGURA 3. Representación estructural de los yacimientos de un área del Golfo de México. Migración de hidrocarburos a través de fallas (Zoback, 2007).



En México, el ejemplo más claro de yacimientos seccionados por secuencias de areniscas y lutitas, lo tenemos en la cuenca de Chicontepec, donde se presentan cuerpos lenticulares de areniscas sucias, inmersos en lutitas que predominan en la cuenca. Este tipo de depósitos tienen un origen asociado a las corrientes de turbidez que se dieron en la zona por aporte de terrígenos continentales. La posible ruta de migración fue originada por la

misma erosión de los cañones submarinos que llegaron en algunas zonas hasta formaciones del Jurásico Superior (López, 2008).

## PREDICCIÓN Y MEDICIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO EN SILICICLÁSTICOS

96

Debido a que puede existir la errónea percepción entre la presión de poro que se puede medirse con herramientas dentro del pozo y la que solo se calcula (la baja permeabilidad de la roca, no permiten obtener la magnitud de presión); en estas líneas se establece la diferencia entre ambas. La presión de poro medida, está asociada a rocas con características permeables como las de yacimiento (areniscas), en las cuales se puede registrar un valor de presión; mientras que la presión de poro calculada se efectúa en formaciones relativamente impermeables (lutitas o rocas con alto contenido de arcilla). El error de asumir que existe continuidad en la presión en secuencias interestratificadas de areniscas y lutitas, puede generar problemas en perforación. Para comprender dicha variación es necesario entender el entorno geológico y su relación con la presencia de hidrocarburos. La anticipación de variaciones de presión en los contactos de capas areno-arcillosas puede representar un beneficio en la perforación exitosa de pozos petroleros.

Para la predicción de la presión de poro  $P_p$ , en formaciones clásticas son ampliamente utilizados métodos basados en la porosidad medida del registro sísmico (*DTCO*), en lutitas y rocas con altos contenidos de arcillas. Los analistas pioneros de las geopresiones como Eaton, 1975; y Matthews y Kelly, 1967; utilizaron el esfuerzo efectivo en relación con el cambio de propiedades petrofísicas estableciendo varios métodos empíricos de cálculo de la presión de poro en las costas del Golfo de México.

En cambio en rocas porosas y permeables (arenisca, oolitos, etc), la presión de poro (presión de poro real), es medida usando herramientas de línea de acero y manómetros durante la perforación. La presión de poro medida ( $P_{PM}$ ), en areniscas saturadas, por lo general sigue el gradiente hidrostático principal de la zona, siempre y cuando la densidad de agua de formación se mantiene igual (véase la figura 4). La  $P_{PM}$ , en zonas productoras sigue la pendiente de los hidrocarburos que, a su vez, depende de la densidad de la columna de petróleo o gas como se esquematiza en la figura 5.



FIGURA 4. Diferencia entre la  $P_p$  y  $P_{PM}$ , en intercalaciones de areniscas-lutitas (Shaker, 2002).

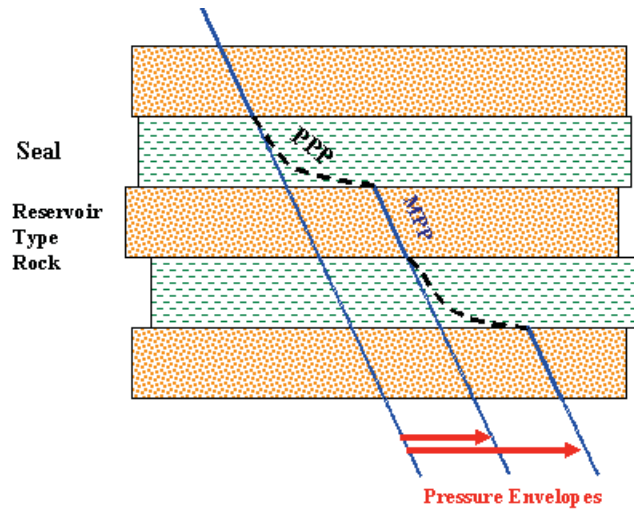
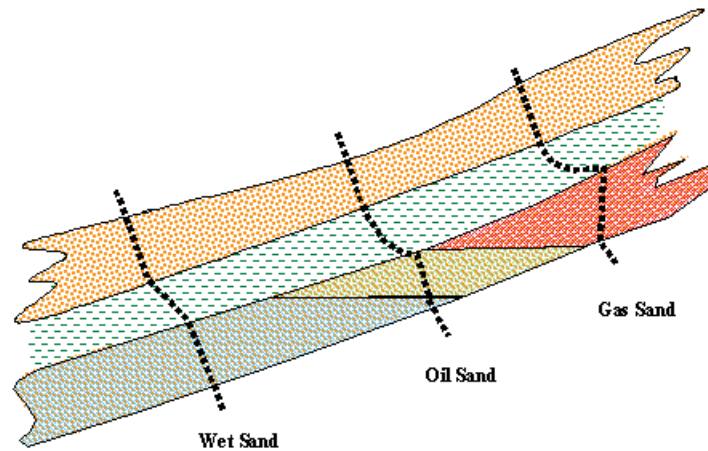


FIGURA 5. Tendencia de la  $P_{PM}$ , en una formación saturada con agua de formación, aceite y gas (Shaker, 2002).



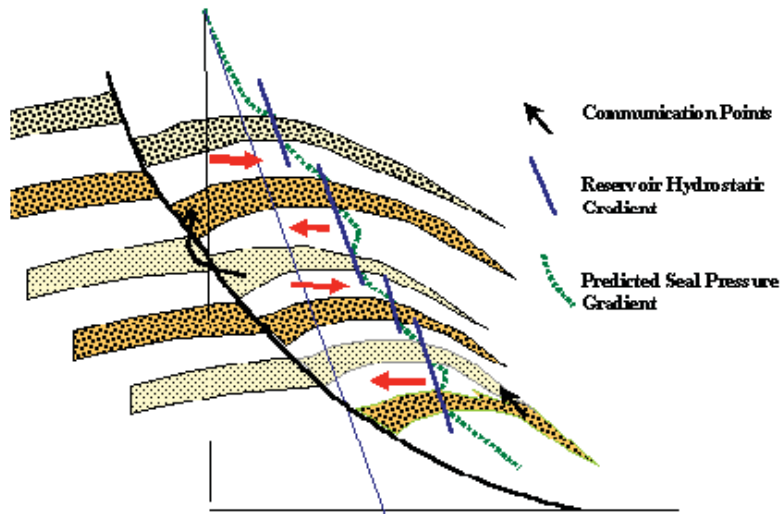
El cambio en el desarrollo del gradiente de presión ( $GP_p$ ) entre dos secuencias distintas, por lo general, ocurre en los cuellos lutíticos. La mayor parte de los problemas como colapsos, ocurren donde  $GP_p$ , cambia de forma exponencial su pendiente en los intervalos de arcilla, especialmente cerca de la base del sello. A lo largo de la zona de



contacto entre la formación sello y la subyacente productora, pueden ocurrir problemas como reventones, pérdidas parciales y total de circulación, etc.

La configuración estructural de un yacimiento y sobre posición litológica de un plano de falla, pueden generar distribución diferencial de la presión en areniscas que está en frente de las lutitas, como se puede observar en la figura 6. En las cimas la  $P_{PM}$ , es mayor que la  $P_P$ , pero en la base de los cuerpos la relación se invierte (Shaker, 2002).

FIGURA 6. Comportamiento del perfil de presión en presencia de una falla de crecimiento que pone en contacto secuencias de areniscas y lutitas (Shaker, 2002).

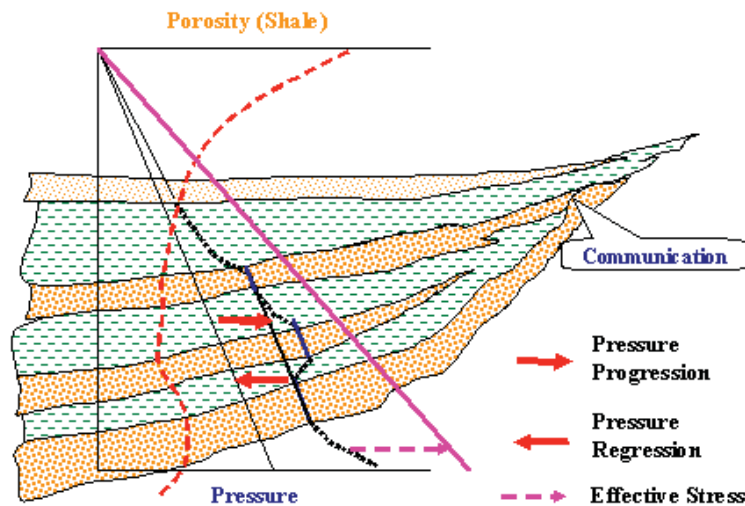


Es importante identificar las diferencias entre la  $P_P$  y  $P_{PM}$ , y con ello rectificar la curva de presión de poro, en los contactos entre capas dado el ambiente geológico, donde existan ajustes estructurales y cuando haya presencia de hidrocarburos; para optimizar los programas y ejecución de la perforación de pozos.

La diferencia que existe entre la presión de poro en la lutitas ( $P_P$ ) y las areniscas ( $P_{PM}$ ), es una consecuencia de la compactación y el atrapamiento de los fluidos de la formación en la sección de presión anormal.  $P_{PM}$ , generalmente presenta el gradiente hidrostático de fluido de formación (0,446 [psi/ft] en la llanura costera del Golfo de México), y progresa en forma de cascada con la profundidad.

El gradiente de presión en las lutitas tiende a seguir un mayor gradiente en los sistemas de sellos. Por otro lado, existen tendencias regresivas de presión, que ocurren cuando secuencias de areniscas están comunicadas con formaciones suprayacentes (véase la figura 7).

FIGURA 7. Comportamiento de la  $P_{PM}$ , en secuencias comunicadas de areniscas interestratificadas con lutitas (Shaker, 2002).



Son varios los factores geológicos, como la geometría de los depósitos, cambios de facies laterales y fallas, etc., que originan las variaciones de presión de poro en secuencias siliciclásticas profundas y que deben tenerse en consideración cuando se calibra una curva de  $P_p$ .

#### VARIACIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO EN TRAMPAS ESTRUCTURALES ASOCIADAS A LA SAL

La naturaleza dúctil de la sal, puede generar una variedad de estilos estructurales que afectan la orientación de los esfuerzos, Su baja densidad, causa una variación en el gradiente de sobrecarga, además de que debido a su casi nula permeabilidad, constituyen un sello perfecto.

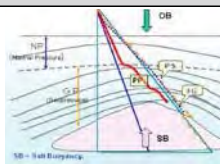
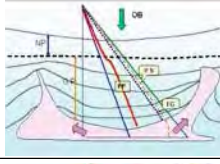
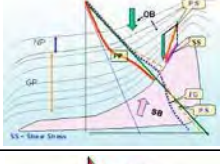


En varios pozos sub-salinos en aguas profundas del Golfo de México, se observa un cambio marcado de la presión de poro y de la tendencia de compactación normal, a través de los cuerpos de sal. Encima del cuerpo de sal, se presentan altos gradientes, mientras que debajo del cuerpo salino el gradiente es bajo.

El conocimiento del modelo de depositación en relación con la tectónica salina es muy útil en el establecimiento del perfil de predicción de la presión de poro y evaluar la posibilidad de que exista entrapamiento de hidrocarburos.

En las cuencas salinas, la magnitud y dirección de los esfuerzos, están controladas por la tectónica salina. Por lo tanto, el esfuerzo principal ( $\sigma_v$ ), no necesariamente está representado por la carga vertical de la columna sedimentaria ( $OB$ ). La fuerza de flotabilidad de la sal ( $SB$ ), usualmente actúa hacia arriba y tiene la tendencia de incrementar el esfuerzo principal, por encima de la sal y disminuirlo debajo de la intrusión (Shaker, 2002).

Los escenarios más comunes en los que interviene la intrusión de la sal y cómo afecta al comportamiento de las geopresiones en los diferentes casos de estudio, se enlistan a continuación y se presentan las principales características en el cuadro 4.

CUADRO 4. Comportamiento de las Geopresiones en secuencias salinas (modificado de Shaker, 2002)

	Descripción	Comportamiento de $S_v$	Comportamiento de $P_p$	Comportamiento de $P_f$	Imagen
<b>Comportamiento de las Geopresiones en Presencia de Sal</b>	<b>Diapiros, domos y altos estructurales asociados con la fluencia de la sal</b>	Llega a ser superior a $OB$ , en las cercanías de la Sal	Incrementa exponencialmente cerca del cuerpo de Sal (Ley Terzaghi)	Llega a ser mayor a $OB$ y menor que $S_v$	
	<b>Sinclinales generados en cuencas salinas</b>	Se mantiene menor a $OB$ , en toda la sección y disminuye en el cuerpo de Sal	Entrando a la zona de presión anormal, el gradiente de presión incrementa de manera constante	Incrementa constantemente muy cercano a $S_v$ , pero siempre menor a $OB$	
	<b>Flancos de sal y generación de secuencias de rampa</b>	Cuando se entra a la zona de sobrepresión incrementa la $OB$ , posterior disminuye para volverse asintótica con $OB$	Incrementa de forma exponencial conforme se aproxima al cuerpo de Sal, hasta alcanzar $OB$ en la interface	Se mantiene con la $OB$ , hasta que entra a la zona de presión anormal donde tiene incremento abrupto que supera $OB$ , dentro del cuerpo disminuye.	
	<b>Mantos, canopies y emplazamientos interestratificados de sal</b>	Incrementa de forma constante sobre $OB$ , hasta llegar al cuerpo de sal donde la relación se invierte	Incrementa con pendiente constante en la zona anormal hasta el cuerpo de sal. Debajo de la Sal disminuye drásticamente y se mantiene constante	Va muy cercano a $OB$ , hasta alcanzarla en la interfase con la Sal, pasando el cuerpo salino disminuye constantemente	
	<b>Bloques sobrepuestos a la estructura y laminaciones subyacentes</b>	Va ligeramente superior a $OB$ , en la zona de presión anormal, atravesando el cuerpo de Sal, $S_v$ incrementa aún más	En las estructuras sobrepuestas al cuerpo de Sal, presenta un escalonamiento que incrementa sustancialmente $P_p$ . Debajo viene de un salto y disminuye	Se mantiene constante en la sección normal y anormal hasta el cuerpo salino, donde se interrumpe y retoma debajo de él, incrementando hasta alcanzar $OB$	

- a) Diapiros, domos y altos estructurales asociados con la fluencia de la sal
- b) Sinclinales en cuencas salinas
- c) Flancos de sal y secuencias de rampa
- d) Mantos, canopies y emplazamientos interestratificados de sal
- e) Bloques sobrepuestos a la estructura y laminaciones subyacentes

Los intervalos productores en secuencias subsalinas, representan dificultades en la perforación en plays exploratorios.

En nuestro caso, el área donde se ubica el pozo 1, no se considera una cuenca asociada a la fluencia de la sal en el subsuelo; sin embargo, en la columna geológica se tiene identificada la Formación Huehuetepic, la cual se describe litológicamente como secuencias de sal, anhidrita y yeso, generan variación en el comportamiento de los registros geofísicos del pozo.

### **Predicción de geopresiones del pozo 1, con métodos clásicos**

#### INFORMACIÓN DISPONIBLE DEL POZO 1, PARA ANÁLISIS DE GEOPRESIONES

La información disponible del pozo 1, para realizar el análisis de geopresiones, consta de:

- a) Registros Geofísicos Básicos del Pozo (Analizados ampliamente en el capítulo 1)
- b) Expediente de Perforación del Pozo, que contiene la siguiente información de interés:
  - Fechas de inicio y término de perforación
  - Información de la densidad del lodo
  - Información litológica de los recortes de perforación
  - Consecutivo de actividades
  - Asentamiento de las tuberías de revestimiento (TR's)

En relación a los Registros del pozo 1, en el análisis de geopresiones, se adopta en metodología distinta a la utilizada en el análisis petrofísico, la cual se muestra en la cuadro 5.

CUADRO 5. Metodología de análisis de Geopresiones con Registros Geofísicos

Carril	Registro	Color	Tipo de Línea	Escala
1	Profundidad (DEPTH)		No Aplica	Lineal [0-5000] m
2	Columna Geológica		No Aplica	No Aplica
3	Rayos Gamma (GR)		Continua	Lineal [0-150] API
3	Línea Base de Lutitas		Intermitente	Lineal [0-150] API
4	Tiempo de Tránsito (DT)		Continua	Lineal [240- 40] us/ft
4	Puntos Lutitas en DT		Marcador	Lineal [240- 40] us/ft
4	Línea Filtrada DT 39		Continua	Lineal [240- 40] us/ft
4	Tendencia de Compactación DT		Continua	Lineal [240- 40] us/ft
5	Resistividad Profunda RT		Continua	Logarítmica [0.2-2000] ohm-m
5	Puntos Lutitas en RT		Marcador	Logarítmica [0.2-2000] ohm-m
5	Línea Filtrada RT 39		Continua	Logarítmica [0.2-2000] ohm-m
5	Tendencia de Compactación RT		Continua	Logarítmica [0.2-2000] ohm-m
6	Densidad de Bulto (RHOB)		Continua	Lineal [1- 3] gr/cc
6	Gradiente de Sobrecarga (OB)		Continua	Lineal [1- 3] gr/cc
7	Gradiente de Sobrecarga (OB)		Continua	Lineal [1- 3] gr/cc
7	Presión de Poro Eaton DT3		Continua	Lineal [1- 3] gr/cc
7	Presión de Poro Eaton RT1.2		Continua	Lineal [1- 3] gr/cc
7	Presión de Poro Bowers		Continua	Lineal [1- 3] gr/cc
7	Presión de Fractura Eaton		Continua	Lineal [1- 3] gr/cc
7	Presión de Fractura M & K		Continua	Lineal [1- 3] gr/cc
7	Densidad del Lodo (MW)		Continua	Lineal [1- 3] gr/cc
7	Asentamiento de TR's		Marcador	Lineal [1- 3] gr/cc

Los registros básicos para el análisis de geopresiones del pozo 1, se muestran en la figura 8, que corresponden únicamente con el intervalo de 0 a 1803 [m], correspondiente a las formaciones geológicas del Cenozoico, en las que son aplicables las metodologías de predicción de poro convencionales.

El expediente del pozo 1, indica que este fue perforado entre el 26 de noviembre y el 30 de junio, con una profundidad total desarrollada y vertical de 4100 [m], atravesando 20 formaciones geológicas de las cuales ocho son del Cenozoico y el resto del Mesozoico. El estado mecánico, se muestra en la figura 9; el cual fue construido con la información del resumen de actividades realizadas durante la perforación del pozo, contenida en el anexo A. Mientras que en la figura 10, se muestra la curva de densidad del lodo con la que se perforó el pozo 1; la información con la que se construyó esta curva se encuentra en el mismo Anexo.

FIGURA 8.-Registros Básicos de las formaciones del Cenozoico, utilizados en el análisis de gopresiones convencional

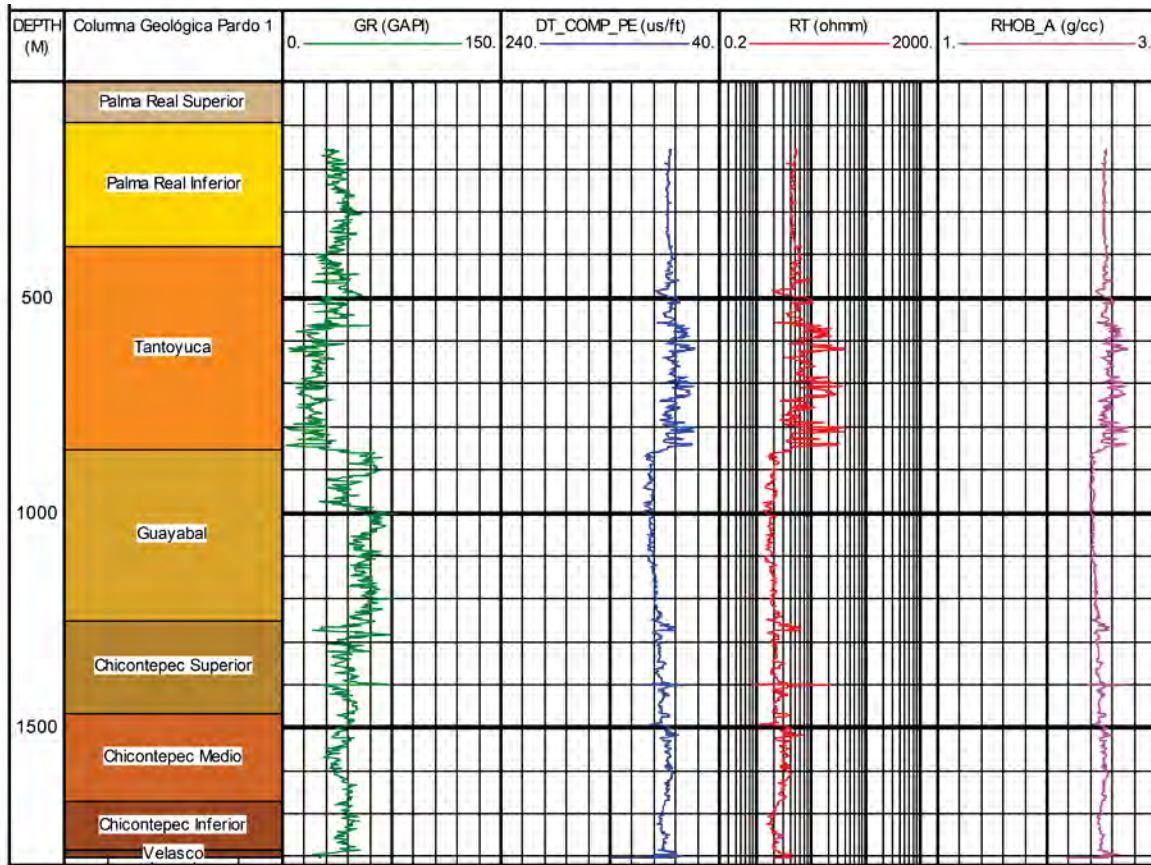
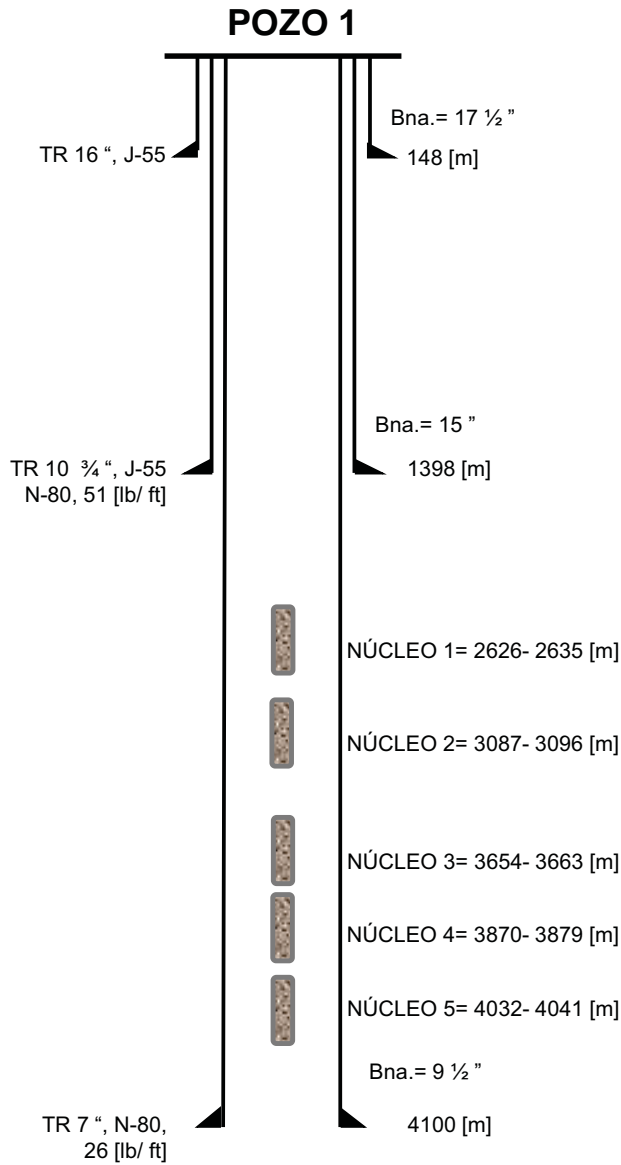


FIGURA 9. Estado Mecánico de la perforación del pozo 1

104

## ESTADO MECÁNICO



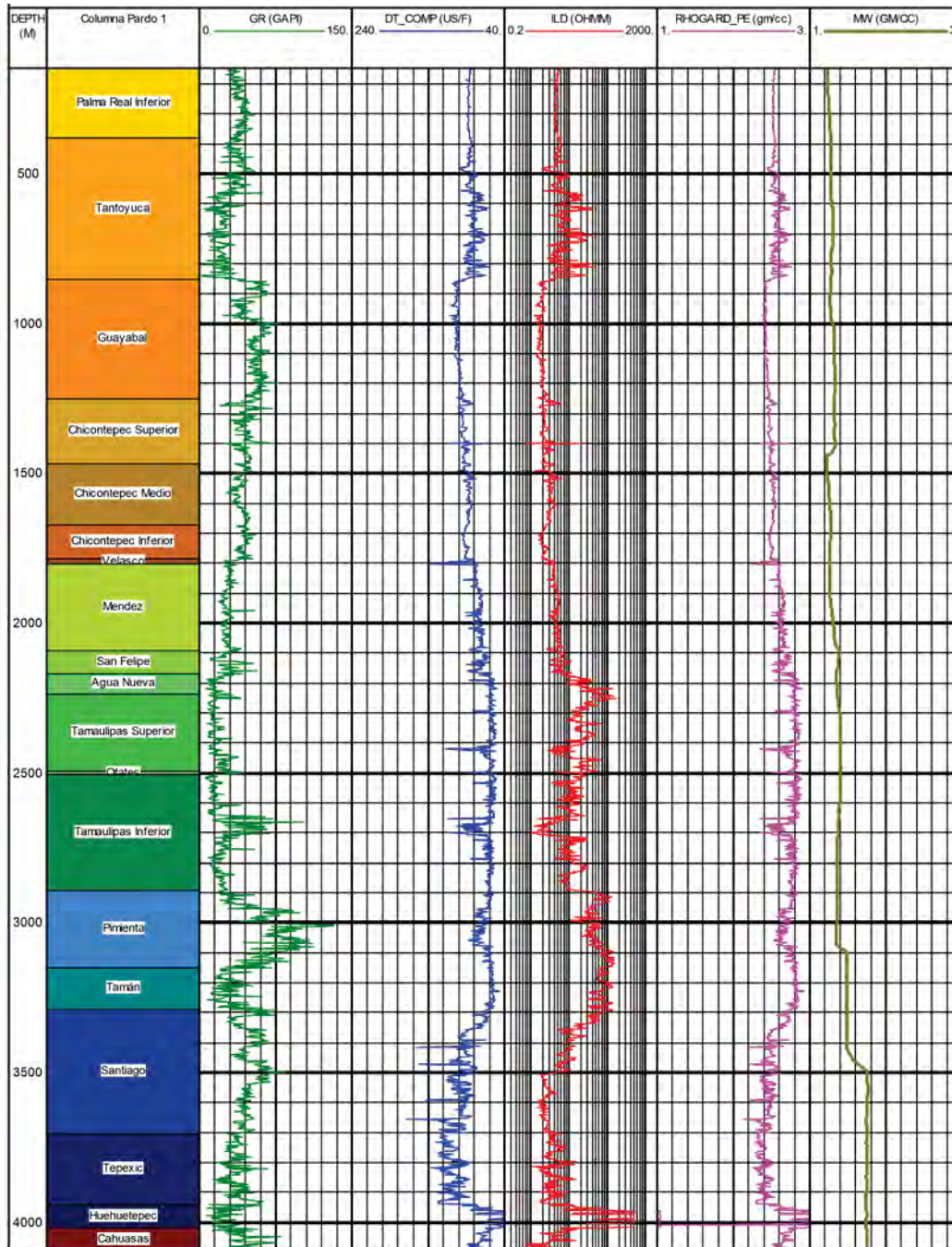
PERFORACIÓN: **20 DE NOVIEMBRE  
AL 30 DE JUNIO**  
 ALTURA AL NMM: **88 [M]**  
 ALTURA KB: **5 [M]**

### Columna Geológica

Formación Geológica	Cima	Base
Palma Real Superior	0	92
Palma Real Inferior	92	380
Tantoyuca	380	853
Guayabal	853	1253
Chicontepec Superior	1253	1467
Chicontepec Medio	1467	1671
Chicontepec Inferior	1671	1785
Velasco	1785	1803
Mendez	1803	2091
San Felipe	2091	2168
Agua Nueva	2168	2237
Tamaulipas Superior	2237	2495
Otates	2495	2503
Tamaulipas Inferior	2503	2892
Pimienta	2892	3151
Tamán	3151	3287
Santiago	3287	3703
Tepexic	3703	3940
Huehuetepec	3940	4018
Cahuasas	4018	4100



FIGURA 10. Curva de Densidad del Lodo en [g/cc] (carril 7, curva verde opaco), con la perforó el pozo 1



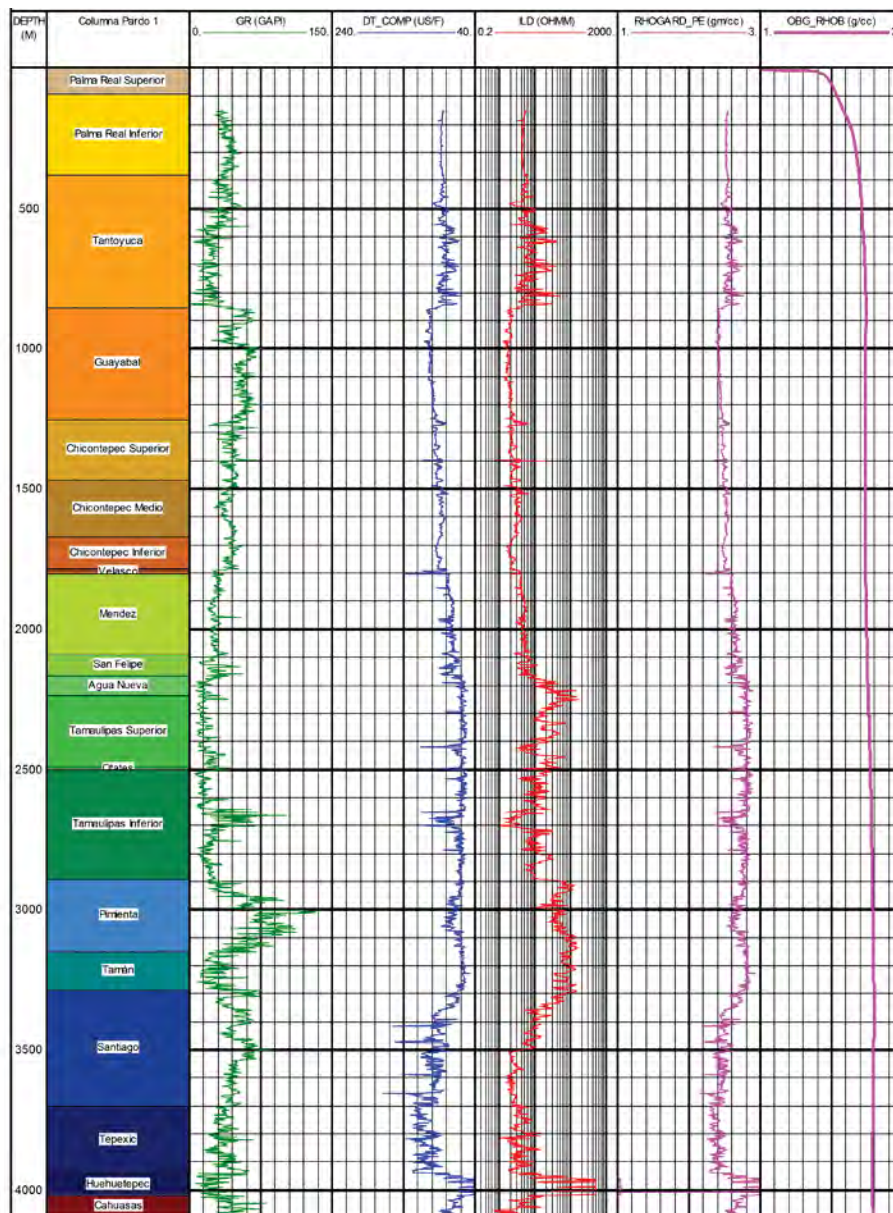


### PREDICCIÓN DEL GRADIENTE DEL ESFUERZO DE SOBRECARGA (*OBG*)

A partir de la ecuación 2.3, y los datos de la curva de *RHOB*, se obtuvo la curva de esfuerzo de sobrecarga (*OB*) y gradiente de sobrecarga (*OBG*), para toda la columna geológica del pozo 1. En la figura 11 se presentan los resultados para *OBG*.

106

FIGURA 11. Curva de Gradiente de Sobrecarga, obtenida con datos de registro *RHOB* del pozo 1



PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO ( $P_p$ )*Método de Eaton*

Ben Eaton (1975), realizó estudios acerca de la presión de poro en el subsuelo y asoció su comportamiento al mecanismo de compactación de los sedimentos siliciclásticos de formaciones recientes, como la principal causante de generación sobrepresión. Para poder utilizar esta metodología hay que generar sobre las curvas de los registros  $DTCO$  o  $R_T$ , la línea de tendencia de compactación, cuyo concepto se discutió anteriormente en este mismo capítulo. Una vez definida la línea de tendencia de compactación, se utiliza alguna de las dos ecuaciones que derivan de los análisis de Eaton, para determinar la  $P_p$  de las formaciones del Cenozoico del pozo 1; las cuales se muestran a continuación en forma de gradiente:

$$GP_p = \frac{OB}{D} - \left( \frac{OB}{D} - \frac{P_n}{D} \right) * \left[ \frac{R_{T_o}}{R_{T_N}} \right]^{1.2} \dots\dots\dots (2.12)$$

$$GP_p = \frac{OB}{D} - \left( \frac{OB}{D} - \frac{P_n}{D} \right) * \left[ \frac{DTCO_N}{DTCO_o} \right]^3 \dots\dots\dots (2.13)$$

En la figura 12, a partir de las ecuaciones 2.12 y 2.13 y del trazado de la línea de tendencia de compactación normal en los registros de tiempo de tránsito y resistividad respectivamente (línea roja carril 4 y línea verde carril 5); se obtuvieron las curvas de presión de poro utilizando la resistividad con exponente de 1.2 (curva verde) y utilizando el tiempo de tránsito con exponente de 3 (curva roja). Dichas curvas de presión de poro, se generaron a partir de la Formación Guayabal hasta la Formación Velasco, debido a que, para el trazado de la línea de  $TCN$ , se ignoró la parte somera del pozo, de acuerdo a la metodología de trazado de Shaker, 2007, discutida al inicio de este capítulo.

*Método de Bowers*

Este método fue desarrollado por Glenn Bowers (1995); se basa en la velocidad sónica de la formación (inverso del tiempo de tránsito), tomando en cuenta que la presión de poro

anormal es generada por un desequilibrio en la compactación y por los mecanismos de expansión del fluido. El método contempla efectuar una aproximación del esfuerzo vertical efectivo ( $\sigma_{ef}$ ), que se calcula por medio de la velocidad; posteriormente con la ecuación de Terzaghi (ecuación 2.11), se le resta al esfuerzo de sobrecarga ( $OB$ ), para obtener un valor de presión de poro ( $P_p$ ). Las ecuaciones 2.14 y 2.15, son las que se utilizaron para calcular la presión de poro en las formaciones siliciclásticas del Cenozoico del pozo 1, con los siguientes valores para los parámetros A y B.

$$A = 18$$

$$B = 0.73$$

$$V = 5000 + A * \sigma^B \dots\dots\dots (2.14) \text{ (zona virgen)}$$

$$V = 5000 + A * \left[ \sigma_{max} * \left( \frac{\sigma_{ef}}{\sigma_{normal}} \right)^{1/U} \right]^B \dots\dots\dots (2.15) \text{ (zona de descarga)}$$

Donde:

$V$ , es la velocidad en [ft/s]

$\sigma_{ef}$ , es el esfuerzo efectivo en [psi]

$\sigma_{max}$ , es el esfuerzo máximo, obtenido de la ecuación 2.14, para la velocidad máxima

$U$ , índice de plasticidad (oscila entre 1 y  $\infty$ )

En la figura 12, se graficaron las curvas de predicción de presión de poro con los métodos mencionados junto con datos de gasificaciones obtenidos del informe del pozo 1. Con estos puntos graficados se observa que la curva que calibra de mejor manera es la predicción de la presión de poro por el método de Eaton sónico con exponente de 3. Por lo anterior, se seleccionó dicha curva y se completó hasta la superficie obteniendo con ello, la predicción de presión de poro para todas las formaciones del Cenozoico. En la figura 13, se muestra la curva de presión de poro integrada con los puntos de calibración y sobre la que se trabajará para obtener la presión de fractura en el siguiente punto.

FIGURA 12. Obtención de la presión de poro para formaciones del Cenozoico del pozo 1, con el método de Eaton, sónico exponente 3 (curva roja), resistivo exponente 1.2 (curva verde); y con el método de Bowers sónico (curva azul).

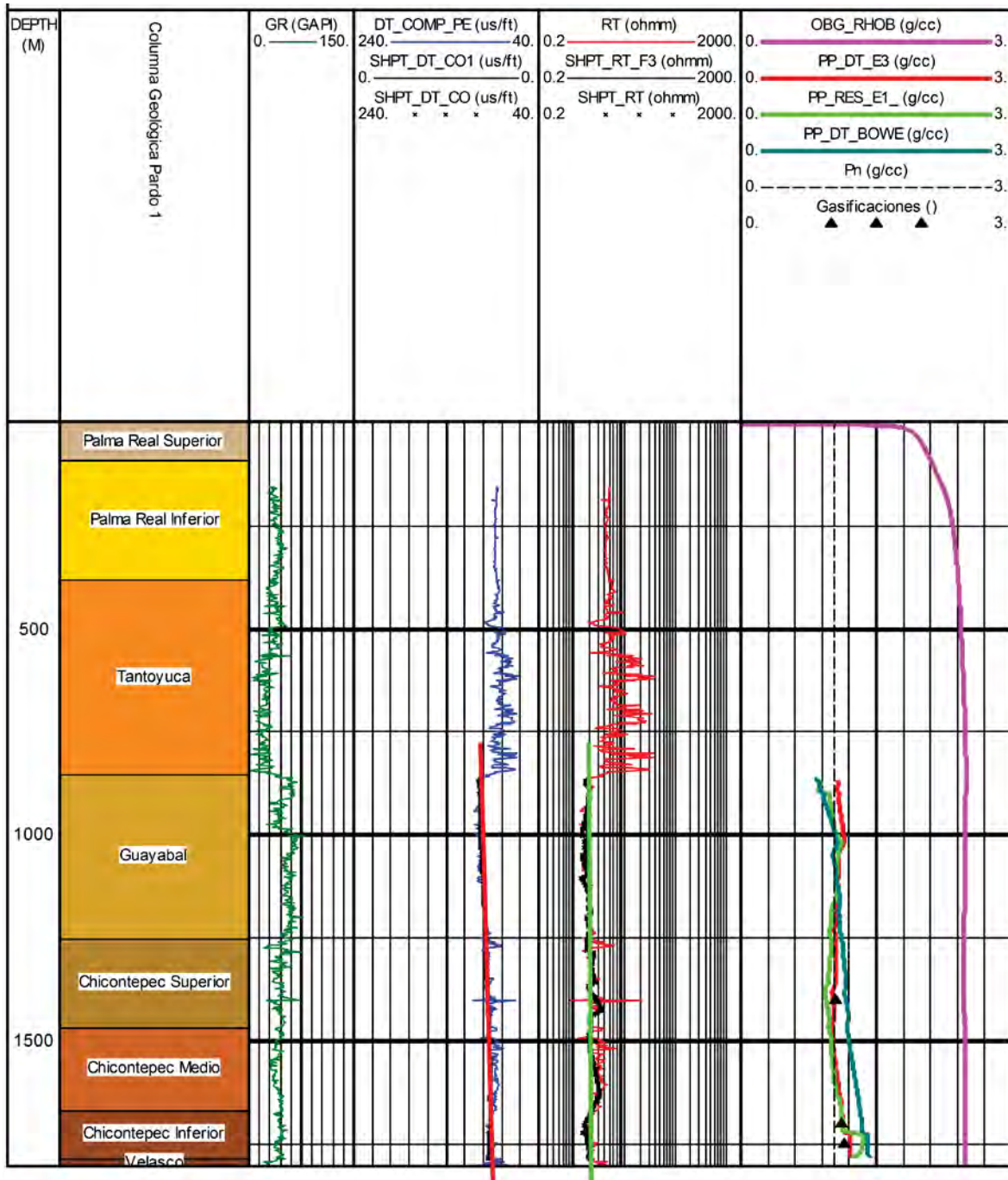
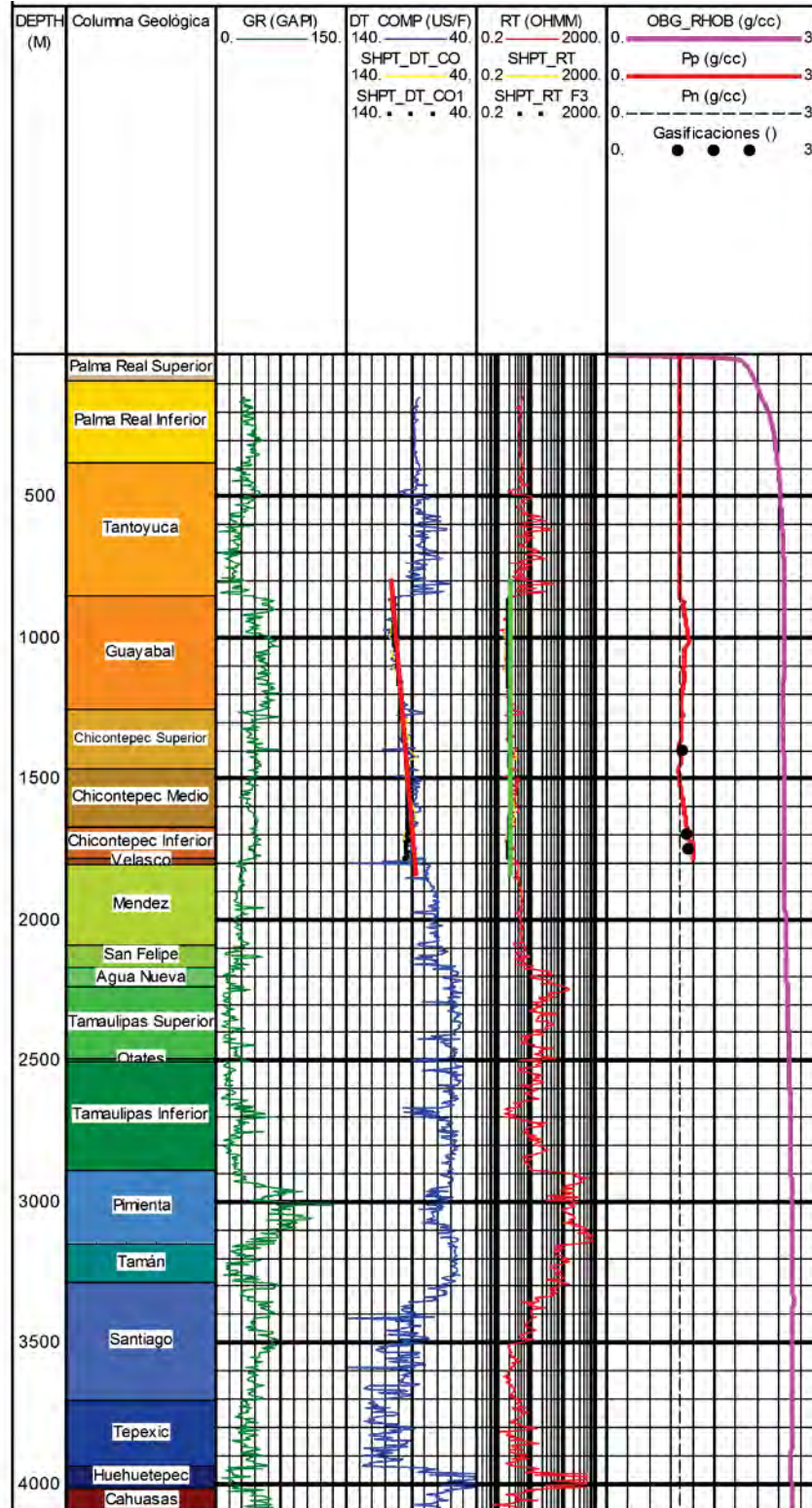




FIGURA 13. Obtención de la curva de presión de poro calibrada para las formaciones del Cenozoico del pozo 1 (carril 6, curva color rojo)



## PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN DE FRACTURA

*Método de Eaton*

Esta metodología toma en cuenta las propiedades elásticas de la roca, por medio de la relación de Poisson ( $\nu$ ), relacionando los esfuerzos verticales y horizontales por medio de la siguiente ecuación:

$$\sigma_h = \left( \frac{\nu}{1-\nu} \right) * \sigma_v \dots\dots\dots (2.16)$$

A partir de la ecuación que relaciona esfuerzos efectivos; Eaton determinó la ecuación para determinar la presión de fractura, la cual se presenta a continuación:

$$GP_F = GP_P + \left( \frac{\nu}{1-\nu} \right) * (OBG - GP_P) \dots\dots\dots (2.17)$$

*Método de Matthews & Kelly*

Matthews and Kelly, también introdujeron su metodología de predicción de presión de fractura, basándose en que existe una relación constante entre los esfuerzos vertical efectivo y horizontal efectivo, con lo que define un coeficiente llamado  $K_i$ , constante.

$$GP_F = GP_P + K_i * (OBG - GP_P) \dots\dots\dots (2.18)$$

En el análisis de geopresiones del pozo 1, se obtuvo la presión de fractura utilizando los métodos descritos, obteniendo un resultado muy similar en ambos casos. Debido a que se tiene control en la relación de Poisson ( $\nu$ ), mediante los tiempos de tránsito compresional (*DTCO*) y de corte (*DTSM* sintético), además de que, a pesar de no tener datos de pruebas de goteo realizadas en el pozo 1, se obtuvieron datos de un fracturamiento hidráulico realizada en el pozo vecino A, efectuado en la Formación Chicontepec Medio a 1702 [mv], se ha logrado calibrar la curva de presión de fractura del pozo de estudio con este dato (4100 [psi]). Por lo anterior, se optó por utilizar el método de Eaton para el cálculo de la presión de fractura en el pozo 1. En la figura 14 se presenta el cálculo de la presión de fractura por ambos métodos y el punto de calibración para el  $GP_F$ ; además de los demás parámetros que se consideran en la presentación de un análisis de geopresiones, como son la curva de peso de lodo (*MW*) (curva verde opaco punteada), y profundidades de asentamiento de tuberías de revestimiento (*TR's*) (marcadores triangulares color negro).



## CONCLUSIONES

En el análisis de geopresiones por métodos convencionales realizado en este capítulo, es evidente que las metodologías convencionales, si bien, ya han sido suficientemente probadas y en nuestro caso ofrecieron respuestas aceptables; estas quedan cortas en su alcance cuando se requiere conocer el perfil de predicción de presión de poro para toda la columna atravesada a que atravesará un pozo. Esto sin considerar que conocer la presión de poro es también indispensable para efectuar el análisis de geomecánica a partir de registros geofísicos, ya que esta es un suministro necesario en los cálculos, como por ejemplo, se requiere para calcular la presión de fractura de la columna o para determinar la magnitud de los esfuerzos regionales en el área de estudio (como se discutirá en el capítulo 6).

Por lo anterior, autores como Athasbary (2012), han desarrollado otras técnicas para completar la curva de presión de poro a la parte faltante de la columna; y con ello, contar con una curva de predicción de presión de poro completa y necesaria para cálculos subsecuentes. Esta metodología se revisará ampliamente en el capítulo tres.





---

## **CAPÍTULO 3**

Uso de Modelo de  
Compresibilidades,  
para la obtención de la  
Presión de Poro ( $P_P$ )



## Introducción

Existen condiciones propias de las rocas carbonatadas, como la precipitación de carbonato de calcio en los poros reduciendo la porosidad que a su vez, generan exceso de presión; es por esto que los modelos de obtención de geopresiones descritos en el capítulo dos, no pueden utilizarse en este tipo de situaciones. Si no se tuviera la posibilidad de obtener la predicción de las geopresiones a través de otros métodos para el pozo 1, el cual contiene una columna geológica que va más allá de las formaciones siliciclásticas a las que aplica el método de predicción de Eaton, sencillamente nuestro análisis estaría limitado.

Este capítulo está encaminado a utilizar y adaptar el método de predicción de presión de poro de Atashbari al pozo 1, de acuerdo al siguiente orden: Primeramente se discutirá la generación de presión en carbonatos y su relación con los conceptos en los que se basan los métodos tradicionales de predicción. Posteriormente, se discutirán los principales conceptos relacionados con la compresibilidad, en los que está basada la metodología del método de las compresibilidades, así como la descripción de las principales pruebas de laboratorio con las que se pueden obtener magnitudes de compresibilidades estáticas y su relación entre ellas. En tercer lugar, se describirá la metodología de predicción de presión de poro por el método de las compresibilidades propuesto por Atashbari. En este mismo tema se revisarán algunas correlaciones útiles que permiten hacer la simplificación de la metodología original, quedando en términos manejables para el usuario común. Por último, se probará la metodología simplificada de la predicción de la presión de poro por medio de las compresibilidades, a una columna litológica de un pozo tipo, el cual se compone de formaciones de rocas carbonatadas en la parte inferior (Mesozoico), para las que el método de Atashbari fue diseñado y ya ha sido estudiado (Morales, 2014), sin embargo, también será aplicada a formaciones siliciclásticas de la parte superior del pozo 1 (Cenozoico), en donde esta metodología no ha sido implementada nunca. Este último tema junto con la ecuación simplificada del método, son parte de la contribución de este trabajo de tesis en este capítulo.

## Generación de Sobrepresión en Carbonatos

Como se discutió en el capítulo dos, la presión de poro presenta variaciones de un campo a otro, inclusive dos campos adyacentes en la misma cuenca pueden presentarse diferentes condiciones hidrodinámicas. Es posible categorizar los principales parámetros que la causan, como son los mecanismos de generación de presión de poro. Donde el desequilibrio de compactación es el más importante en la generación de sobre presión ya que causa la mayoría de las sobrepresiones observadas en formaciones subyacentes.

Por lo anterior, el comportamiento de la presión de poro se puede obtener concentrándose en el desequilibrio de compactación mientras que los otros procesos podrían ser ignorados. Aunque esta afirmación puede aplicar para muchos casos, se debe tomar en cuenta otras condiciones que generan incremento de presión de poro.

Autores como Bowers, determinaron que la expansión del fluido es causante de sobrepresión en las formaciones más profundas, donde las rocas son más rígidas. Sin descartar la compactación como mecanismo de generación de sobrepresión, puso en contexto la expansión de fluidos. Otro ejemplo es cuando el kerógeno se convierte en hidrocarburos en la formación generadora, fenómeno considerado como el principal mecanismo de sobrepresión algunos campos del mundo, aunque otras investigaciones se inclinan por la tectónica, como el principal mecanismo que causa sobrepresión (Atashbari, 2012).

Con lo anterior, se afirma que el esfuerzo vertical y (presión de sobrecarga) no pueden ser la única causa de un exceso de presión, aunque en las zonas donde el mecanismo de baja compactación someras con alto porcentaje de arcilla es dominante.

La compactación de las calizas profundas, es un tema del que se tienen pocos estudios y evidencias, únicamente se sabe que la porosidad inicial de los sedimentos líticos calcáreos en rocas terrígenas, es mayor que en las arenas de cuarzo (Atashbari, 2012). Otros autores han demostrado que en los sedimentos carbonatados podría obtenerse una compactación muy grande en función de la cantidad inversamente proporcional de fósiles que puedan contener.

En estudios basados en la porosidad, los datos experimentales y geoquímicos, muestran que la pérdida de porosidad por el sepultamiento, es resultado de la compactación

tanto física como química (post-diagénesis), como por ejemplo la cementación. Con lo que debe tenerse en cuenta además de la compactación física otras razones de pérdida de porosidad.

Debido a lo anterior, los métodos de predicción de presión de poro convencionales que utilizan la tendencia de compactación normal serían ineficaces para los carbonatos. Atashbari menciona que el exceso de presión generada por baja compactación depende de la relación compresibilidad de la matriz de la roca y el fluido de los poros, lo que generará sobrepresión a profundidades someras, donde las formaciones no están bien consolidadas. Aunque la cantidad de la presión contenida en formaciones profundas con mayor módulo volumétrico ( $K$ ), menor compresibilidad ( $C$ ), es menor que en las formaciones superficiales, si el sello es eficiente, la presión de poro puede aumentar en cantidades significativas. Por otra parte, todos los procesos que generan compactación deben ser estudiados en relación con el tiempo de depositación de los sedimentos y a las condiciones a las que se encuentra la profundidad de inicio de presión anormal, donde se comienza a generar presión. Por lo tanto, debe ser utilizado un modelo acoplado preciso para el modelado (Atashbari, 2012).

Algunos ejemplos de observación de sobrepresión en carbonatos se muestran en el cuadro 1:

CUADRO 1. Reportes de sobrepresión en formaciones de carbonatos

Campo	Localización	Formación	Mecanismo de Sobrepresión	Presión de Fluidos [psi]	Sobrepresión [psi]	Fuente
Alborz	Centro de Iran	Caliza QUM	Transformación del Kerógeno, Tectónica Lateral	8000	4000	Gretener (1982), Hillier (2007), Tabari [2010], Morley et al. (2008)
KenkiyaK	Kazakhstan	Caliza Carbonifero	Generación Hidrocarburos, Bajocompactación, Acreción del Basamento	11,603	7679	Yefei et al. (2006)
Campo B, Iran	SW Iran	Carbonatos Gachsaran	Desequilibrio en la Compactación	7350	4230	Field Owner (2006)
Campo C	Mar de Norte	Carbonatos	Desequilibrio en la Compactación	7200	2900	Jaspen (1998)

## Compresibilidades Volumétrica, de Poro y Matriz

### COMPRESIBILIDAD ( $C$ )

**120**

Zimmerman (1991), define a la compresibilidad como el parámetro que cuantifica la relación entre la presión ejercida en un cuerpo y el cambio de volumen resultante. Un material sólido (no poroso), tiene una compresibilidad definida por:

$$C = - \left( \frac{1}{V} \right) \left( \frac{\partial V}{\partial P} \right) \dots \dots \dots (3.1)$$

Donde:

$V$ , es el volumen del cuerpo sólido

$P$ , es la presión ejercida sobre su exterior

### COMPRESIBILIDAD DE VOLUMEN POROSO ( $C_p$ )

La compresibilidad del volumen poroso es necesaria para evaluar la compactación, para saber el comportamiento del yacimiento, estimar reservas, mantenimiento de la presión del yacimiento, análisis de colapso de tuberías de revestimiento y escenarios de producción. Cuando disminuye la presión de los fluidos del yacimiento, el esfuerzo efectivo, aumenta; este incremento causa cambios en la forma de los granos, así como de los poros y el volumen total de las rocas. Ese cambio de volumen en las rocas, tiende a reducir el espacio poroso y consecuentemente, la porosidad de la roca. La compresibilidad del volumen poroso, de un yacimiento o formación, no es constante, varía de acuerdo a la presión de compactación, porosidad y temperatura; además del tipo de roca, y configuración de la porosidad.

La compresibilidad se define matemáticamente de la siguiente manera:

$$C_p = \left( \frac{1}{V_p} \right) \left( \frac{\partial V_p}{\partial P_p} \right) \dots \dots \dots (3.2)$$

Donde:

$V_p$ , es el volumen poroso

$P_p$ , es la presión de poro

#### COMPRESIBILIDAD VOLUMÉTRICA ( $C_b$ )

La compresibilidad volumétrica ( $C_b$ ), se define como el cambio en volumen total (roca y fluidos), por unidad de volumen en tanto la presión de confinamiento incrementa. En algunos casos se incluye un signo negativo que indica que el volumen decrece, cuando la presión de confinamiento incrementa. En nuestro caso, la representaremos de forma positiva:

$$C_b = \left( \frac{1}{V_b} \right) \left( \frac{\partial V_b}{\partial P_c} \right) \dots \dots \dots (3.3)$$

Donde:

$V_b$ , es el volumen total

$P_c$ , es la presión de confinamiento

#### COMPRESIBILIDAD VOLUMÉTRICA ESTÁTICA ( $C_{bs}$ )

La compresibilidad volumétrica estática, puede ser obtenida en el laboratorio por mediciones de tensión en muestras de rocas como una función de presión aplicada. La compresibilidad volumétrica, está relacionada con la compresibilidad de volumen poroso por la siguiente expresión:

$$C_b = \emptyset C_p + (1-\emptyset) C_m \dots \dots \dots (3.4)$$

Donde:

$C_m$ , es la compresibilidad del grano

$\emptyset$ , es la porosidad



CARGA UNIAXIAL ( $C_{bu}$ )

Para predecir el comportamiento de compactación de yacimientos, debido a la reducción de la presión de los fluidos contenidos en los poros y para realizar cálculos de ingeniería de yacimientos, la compresibilidad de carga uniaxial es la que mejor representa las condiciones del yacimiento. La compresibilidad de carga uniaxial, puede ser medida en laboratorio en una celda triaxial, con deformación lateral nula.

$$C_{bu} = \left(\frac{1}{3}\right)\left(\frac{1+v}{1-v}\right)\alpha C_b \dots \dots \dots (3.5)$$

y

$$\alpha = 1 - (C_T - C_b) \dots \dots \dots (3.6)$$

Donde:

$v$ , es la relación de Poisson

$\alpha$ , es la constante poroelasticidad (Biot)

COMPRESIBILIDAD DINÁMICA ( $C_{din}$ )

Este tipo de compresibilidad puede ser obtenido de las velocidades compresional y de corte, así como de la densidad volumétrica con la siguiente expresión:

$$C_{din} = \left(\frac{1}{\rho_b(V_p^2 - \frac{4}{3}V_s^2)}\right) \dots \dots \dots (3.7)$$

Donde:

$C_{din}$ , es la compresibilidad dinámica

$\rho_b$ , es la densidad volumétrica

$V_p$ , es la velocidad compresional

$V_s$ , es la velocidad de corte

COMPRESIBILIDAD VOLUMÉTRICA POR PRESIÓN DE CONFINAMIENTO ( $C_{bc}$ )

Zimmerman (1991), determinó que a partir de las compresibilidades de poro y volumétrica, pueden definirse cuatro tipos de compresibilidades con dos volúmenes (total y de poro), así como las dos presiones (de confinamiento y de poro) independientes todos entre sí. De estas cuatro formas de compresibilidad, dos son volumétricas y dos de poro, siendo las primera de ellas la compresibilidad volumétrica por presión de confinamiento y por presión de poro ( $C_{bc}$ ) y ( $C_{bp}$ ), que comprenden cambios en el volumen total de la roca.

La compresibilidad volumétrica  $C_{bc}$ , es análoga a la compresibilidad de un material no poroso definido en la ecuación 3.1. Esta compresibilidad es usada en estimaciones tectónicas a gran escala, así como en problemas de propagación de ondas. En la medida en que una muestra saturada de fluido, sea de material homogéneo,  $C_{bc}$  será la compresibilidad volumétrica efectiva. Se define por la siguiente ecuación:

$$C_{bc} = \left( \frac{1}{V_{bi}} \right) \left( \frac{\partial V_b}{\partial P_c} \right)_{P_p} \dots \dots \dots (3.8)$$

Donde:

$V_b$ , es el volumen total

$V_{bi}$ , es el volumen total inicial (antes de ejercer la presión de confinamiento)

$P_c$ , es la presión de confinamiento ejercida sobre el sistema

$P_p$ , es la presión de poro constante

COMPRESIBILIDAD VOLUMÉTRICA POR PRESIÓN DE PORO ( $C_{bp}$ )

La otra compresibilidad volumétrica  $C_{bp}$ , la cual fue llamada pseudo-compresibilidad volumétrica por algunos autores, refleja la influencia de la presión de poro sobre el volumen total. Esta compresibilidad es utilizada en cálculos de subsidencia como lo determinó Geertsma (1973). Debido a que los fluidos son extraídos del yacimiento, la

presión de poro disminuye y el volumen total ocupado por el yacimiento disminuye. Ejemplos de subsidencia en campos petroleros incluyen el campo Ekofisk en el mar del norte y campo San Andrés en México. La compresibilidad volumétrica por presión de poro se obtiene mediante la siguiente ecuación:

**124**

$$C_{bp} = \left( \frac{1}{V_{bi}} \right) \left( \frac{\partial V_b}{\partial P_p} \right)_{P_c} \dots \dots \dots (3.9)$$

Donde:

$V_b$ , es el volumen total

$V_{bi}$ , es el volumen inicial (antes de ejercer la presión de poro)

$P_p$ , es la presión de poro ejercida sobre el sistema

$P_c$ , es la presión de confinamiento constante

#### COMPRESIBILIDAD DEL PORO POR PRESIÓN DE CONFINAMIENTO ( $C_{pc}$ )

Las otras dos compresibilidades  $C_{pc}$  y  $C_{pp}$ , son compresibilidades de poro y expresan el efecto de las variaciones de presión en el volumen de espacio no ocupado por la roca. La  $C_{pc}$ , ha sido referida por algunos autores como coeficiente de la formación; tiene relevancia para determinaciones de laboratorio del volumen de poro in situ de una roca del yacimiento. La  $C_{pc}$ , que relaciona el cambio de volumen de poro con la presión de confinamiento, se representa con la siguiente ecuación:

$$C_{pc} = \left( \frac{1}{V_{pi}} \right) \left( \frac{\partial V_p}{\partial P_c} \right)_{P_p} \dots \dots \dots (3.10)$$

Donde:

$V_p$ , es el volumen de poro

$V_{pi}$ , es el volumen de poro inicial (antes de ejercer la presión de confinamiento)

$P_c$ , es la presión de confinamiento ejercida sobre el sistema

$P_p$ , es la presión de poro constante

### COMPRESIBILIDAD DEL PORO POR PRESIÓN DE PORO ( $C_{pp}$ )

La compresibilidad de poro, debido a la presión de poro ( $C_{pp}$ ), es conocida también como la compresibilidad de poro efectiva. Es utilizada en análisis de yacimientos; refleja en su volumen de exceso de fluidos en poros que puede ser almacenado en el espacio poroso debido a un incremento en la presión de poro. Esta compresibilidad es sumada a la compresibilidad del o los fluidos del yacimiento ( $C_f$ ), y en conjunto representan la compresibilidad total del yacimiento ( $C_T$ ), término que es utilizado en la ecuación básica de análisis de yacimientos (Darcy). La  $C_{pp}$ , se calcula de la siguiente manera:

$$C_{pp} = \left( \frac{1}{V_{pi}} \right) \left( \frac{\partial V_p}{\partial P_p} \right)_{P_c} \dots\dots\dots (3.11)$$

Donde:

$V_p$ , es el volumen de poro

$V_{pi}$ , es el volumen de poro inicial (antes de ejercer la presión de poro)

$P_p$ , es la presión de poro ejercida sobre el sistema

$P_c$ , es la presión de confinamiento constante

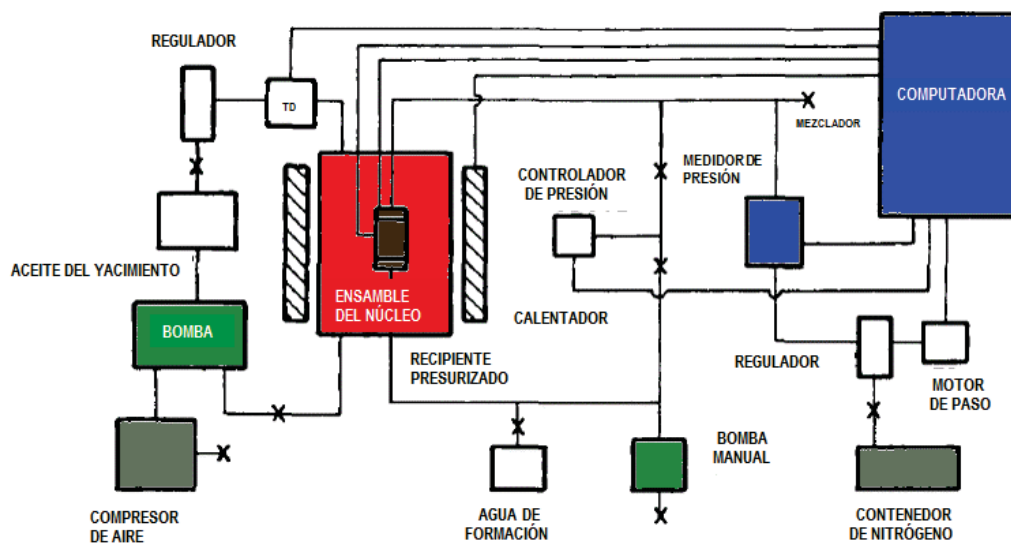
### Mediciones de la Compresibilidad en Laboratorio

#### EQUIPOS DE LABORATORIO UTILIZADOS EN LA MEDICIÓN DE COMPRESIBILIDAD

Para medir las diferentes compresibilidades de las rocas en un laboratorio, es necesario tener disponible un espécimen de roca, equipos para controlar los niveles de presión de confinamiento y poro, y dispositivos para medir los resultados de cambios de volumen total y poro. Un sistema típico para obtener esas mediciones es el diseñado y utilizado por los precursores en las mediciones de compresibilidad (Greenwald, 1980 y Zimmerman 1991). Este sistema está ilustrado esquemáticamente en la figura 1. Hablando a grandes rasgos consiste de tres subsistemas:

- a) Un cilindro presurizado
- b) Un espécimen cilíndrico (muestra)
- c) Un sistema de presión de confinamiento (lado izquierdo)
- d) Un sistema de presión de poro (lado derecho)
- e) Equipo registrador de presión

FIGURA 1. Diagrama del equipo básico de medición de compresibilidades (modificado de Zimmerman, 1991)



## MEDICIONES DE LOS DISTINTOS TIPOS DE COMPRESIBILIDADES

### *Medición de $C_{bc}$ , en laboratorio*

Las dos compresibilidades volumétricas  $C_{bc}$  y  $C_{bp}$ , requiere que las muestras puedan equiparse con medidores de deformación. Debido a que la superficie de las muestras es generalmente rugosa e irregular como para unir directamente los medidores de deformación, se aplica en su superficie una resina epóxica a alta temperatura en una pequeña región de la muestra. El epóxico es secado en un horno a 66 [°C], después de lo cual se lija hasta estar alineado con el núcleo. El epoxico se utiliza con el propósito de

llenar los poros de la superficie, con el fin de tener una superficie lisa para la colocación del medidor de deformación, también previene que los fluidos alcancen el medidor de deformación y causen un corto circuito.

#### *Medición de $C_{bp}$ , en laboratorio*

Zimmerman realizó mediciones de  $C_{bp}$  en un espécimen de roca utilizando un método análogo al utilizado para medir  $C_{pc}$ , con un aparato equipado con una bomba tipo tornillo controlada manualmente. Como la presión de poro aumenta, el volumen total en el núcleo incrementará.

El fluido confinado tendrá menos espacio para ocupar y la presión de confinamiento tenderá a aumentar. La bomba tipo tornillo, es detenida hasta que la presión de confinamiento regresa a su valor inicial. Debido a que la  $C_{bp}$ , es medida a presión de confinamiento constante, el volumen de fluido confinante es constante y como el volumen total del espécimen cambia y es medido directamente por una regla tipo vernier ubicada en la bomba. Esas mediciones demuestran ser muy sensibles a cambios de temperatura en el sistema debido principalmente a la relación del volumen de fluido confinante con el volumen de roca. Este problema ha sido controlado mediante el uso de un fluido confinante menos compresible como la glicerina. Un sistema óptimo tendría una relación de volumen de fluido confinante respecto al volumen de muestra de roca tan pequeño como sea posible (Zimmerman, 1991).

#### *Medición de $C_{pc}$ , en laboratorio*

De las diferentes compresibilidades de rocas porosas, el más fácil de medir es  $C_{pc}$ , el cual es derivado de la deformación de los poros respecto a la presión de confinamiento, con la presión de poro manteniéndose constante. Zimmerman (1991), midió  $C_{pc}$ , por un método semiautomatizado, con el dispositivo mostrado en la figura 1. El proceso de medición inicia en una computadora instruyendo al motor de paso para modificar los cambios del regulador a fin de proporcionar un nivel específico de presión de nitrógeno. Esto a su vez genera una

presión de fluido de poro determinada por medio del pistón. La presión de confinamiento incrementa por inyección de más aceite de sílice en el recipiente de presión. Los incrementos de presión de confinamiento también podrían ser automatizados mediante el uso de un motor de paso y una bomba de pistón tipo tornillo (Zimmerman, 1991).

#### *Medición de $C_{pp}$ , en laboratorio*

Para medir la  $C_{pp}$ , debe considerarse el hecho de que conforme cambie la presión de fluidos de poro, el volumen de estos fluidos también cambiará. Por ejemplo, si la presión de poro incrementa, la medición del cambio de volumen por el dispositivo presión poro/volumen de poro, sería reflejado parcialmente en el fluido inyectado en el espacio poroso de la muestra de roca, pero sería también reflejada la disminución del volumen de fluidos de poro debido a la compresibilidad del fluido ya que la compresibilidad del fluido de los poros es frecuentemente del mismo orden del  $C_{pp}$ , esta corrección debe tomarse en cuenta.

Otro factor que afecta la medición, es que a medida que la presión de poro incrementa, el volumen disponible incrementara también. Para corregir esos efectos se utiliza un núcleo de acero en el recipiente y se varía la presión de poro mientras mantiene la presión de confinamiento constante. Debido a que el núcleo de acero es menos compresible que la arenisca por unos pocos órdenes de magnitud, podría ser considerado incompresible. El dispositivo pistón mediría la relación presión-volumen del sistema de aparatos experimentales de sí mismo. Si la misma prueba es después llevada a cabo con un núcleo de roca, la diferencia en las mediciones del volumen de fluido de poro puede ser relacionada exclusivamente a cambios en el volumen en los poros del núcleo (Zimmerman, 1991).

### **Predicción de la Presión de Poro con el método de las Compresibilidades**

#### PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO CON EL MÉTODO DE ATASHBARI

Actualmente existen varios modelos para predecir el comportamiento de la presión de poro, sin embargo, ninguno de ellos son aplicables a las secciones de rocas carbonatadas. Es por

ello que autores como Atashbari (2012), han propuesto, para casos en que se tengan perforadas columnas litológicas en este tipo de roca, un modelo de compresibilidades volumétrica, de poro y matriz para obtener valores confiables de presión de poro y con ello definir para estos intervalos, modelos de geomecánica consistentes.

Es importante tener en cuenta que los yacimientos carbonatados de México se encuentran en regímenes de esfuerzos y mecanismos de generación de sobrepresión distintos a los campos en donde la metodología de las compresibilidades fue planteada (campos de Irán). Es por ello, que la tecnología de presión de poro en formaciones de carbonatos debe considerarse un traje a la medida para cada uno de los diferentes yacimientos carbonatados del país, hasta que el método pueda generalizarse.

Como ya se ha mencionado, la predicción de presión de poro para carbonatos es de vital importancia para la industria. Conseguirlo a través del método de compresibilidades es factible y con las adecuaciones al método, que el que suscribe propone, estará al alcance de la ingeniería de diseño cotidiana. Esta herramienta podría considerarse también para la predicción de presión de poro en pozos exploratorios en donde el tema es crítico.

El modelo introducido por Atashbari, ha sido reproducido por varios autores como son Morales (2014) y Lizcano (2015). Esta metodología será presentada de acuerdo a como fue planteada por su autor y posteriormente se plantearán los ajustes al modelo que son la contribución de esta tesis en este capítulo.

El modelo de Atashbari, surge a partir de las ecuaciones de compresibilidad de Zimmerman (1991), para cuatro tipos de compresibilidades de dos volúmenes y dos presiones independientes todos entre sí. Estas cuatro formas de compresibilidad, fueron discutidas junto con sus ecuaciones previamente en este mismo capítulo (ecuaciones 3.8 a 3.11).

- a) Compresibilidad volumétrica por Presión de Confinamiento
- b) Compresibilidad volumétrica por Presión de Poro
- c) Compresibilidad del Poro por Presión de Confinamiento
- d) Compresibilidad del Poro por Presión de Poro



De las ecuaciones 3.8 y 3.9, se despeja de ambas la variable de cambio de volumen total ( $\partial V_p$ ), e igualaremos las ecuaciones para obtener:

$$\partial P_p = \frac{C_{bc}}{C_{bp}} \partial P_c \dots\dots\dots (3.12)$$

Haciendo diferencial la ecuación anterior, tenemos que:

$$dP_p = \frac{C_{bc}}{C_{bp}} dP_c \dots\dots\dots (3.13)$$

Por otro lado, el mismo Zimmerman, ha definido que una relación entre las compresibilidades volumétrica por presión de confinamiento y poro respectivamente, mediante la siguiente ecuación:

$$C_{bp} = C_{bc} - C_m \dots\dots\dots (3.14)$$

Donde:

$C_m$ , es la compresibilidad de la matriz

La compresibilidad de la matriz, fue definida por ValGolf-Ragth, como sigue:

$$C_m = \frac{\phi}{1-\phi} C_{pc} \dots\dots\dots (3.15)$$

Donde:

$\phi$ , es la porosidad densidad

Sustituyendo esta última ecuación en la número 3.14. Obtenemos lo siguiente:

$$C_{bp} = C_{bc} - \frac{\phi}{1-\phi} C_{pc} \dots\dots\dots (3.16)$$

Ahora sustituimos esta ecuación en la número 3.13, en el término de  $C_{bp}$ :

$$dP_p = \frac{C_{bc}}{C_{bc} - \frac{\phi}{1-\phi} C_{pc}} dP_c \dots\dots\dots (3.17)$$

Factorizando el término  $1 - \phi$ , en el denominador, obtenemos:

$$dP_p = \frac{C_{bc}}{\frac{(1-\phi)C_{bc} - \phi C_{pc}}{1-\phi}} dP_c \dots\dots\dots (3.18)$$

Acomodando términos, obtenemos una ecuación en función de la porosidad y las compresibilidades volumétrica y de poro; además de la presión por confinamiento que Atashbari, la define como equivalente al esfuerzo efectivo vertical, el cual en capítulo dos, fue discutido:

$$dP_p = \frac{(1-\phi)C_{bc}(dP_c)}{(1-\phi)C_{bc} - \phi C_{pc}} \dots\dots\dots (3.19)$$

Al final, Atashbari, propone la siguiente ecuación para predecir la presión de poro en función de las compresibilidades volumétrica y poro, como se muestra a continuación:

$$P_p = \left( \frac{(1-\phi)C_b}{(1-\phi)C_b - \phi C_p} \sigma_{ef} \right)^\gamma \dots\dots\dots (3.20)$$

Donde:

$\sigma_{ef}$ , es el esfuerzo efectivo vertical en [psi]

$\gamma$ , es un exponente de calibración para la aplicación del método en varios campos.

Los resultados del método de compresibilidades, solo se han probado en algunos intervalos de profundidades específicas (carbonatos), sin embargo en este trabajo se obtendrá la  $P_p$  por este método para toda la columna geológica del pozo 1. El método de compresibilidades es susceptible de integrarse a otros métodos de predicción, como se verá más adelante.

## CORRELACIONES DE COMPRESIBILIDADES APLICABLES A LA METODOLOGÍA DE LAS COMPRESIBILIDADES

132

La metodología de las compresibilidades, si bien, ofrece la oportunidad de predecir la presión de poro en formaciones de carbonatos, situación que no se consigue con los métodos tradicionales, ya que solo son aplicables a siliciclásticos someros; presenta también algunos nuevos problemas ya que la ecuación de Atashbari, se encuentra en función de varios términos. Se requiere conocer las compresibilidades volumétrica y de poro, así como el esfuerzo efectivo vertical, para el que se consultaron en la literatura varias correlaciones, de las cuales ocuparemos la más sencilla que es la ley de Terzaghi (ecuación 2.11), en donde el esfuerzo efectivo vertical se obtiene de la diferencia del esfuerzo de sobrecarga ( $OB$ ), y la presión de poro, en este caso considerada como normal ( $P_n$ ).

Las compresibilidades volumétrica y de poro, pueden ser determinadas con exactitud en laboratorio, como se ha mencionado anteriormente en este capítulo, sin embargo, para el objetivo buscado no es práctico realizar un gran número de pruebas para determinar el valor de compresibilidad volumétrica y de poro para cada profundidad, además de que sería costoso. Por lo anterior, debemos buscar la forma de determinar valores dinámicos de compresibilidad, lo cual se propone calcular con el uso de algunas correlaciones.

Primeramente utilizaremos las relaciones entre compresibilidades propuestas por Van Golf (1982), citadas por Atashbari, en escenarios donde se contempla únicamente compactación por el peso de los sedimentos ( $OB$ ):

$$C_m = \left( \frac{1}{(1-\phi)} \right) * C_b \dots\dots\dots (3.21)$$

$$C_p = \left( \frac{0.5}{\phi} \right) * C_b \dots\dots\dots (3.22)$$

De la ecuación 3.21, despejamos  $C_b$ , para obtener la ecuación 3.23. Posteriormente, sustituimos esta, en la 3.22, para obtener también una nueva ecuación para  $C_p$ . Estas dos nuevas ecuaciones que están en función de la porosidad y la compresibilidad de la matriz ( $C_m$ ), son las siguientes:

$$C_b = (1 - \phi) * C_m \dots \dots \dots (3.23)$$

$$C_p = 0.5 * \left(\frac{1-\phi}{\phi}\right) * C_m \dots \dots \dots (3.24)$$

Con esto se han obtenido dos ecuaciones en función de una variable común entre ellas, sin embargo la  $C_m$ , no es fácil de determinar fuera del laboratorio. Algunos autores han optado por asignarle un valor de  $C_m$ , para todos sus cálculos o toman valores de referencia para diferentes tipos de litologías, sin embargo, existen grandes diferencias entre lo que dicen diferentes autores, lo que genera incertidumbre en los cálculos subsecuentes

En relación a lo anterior, en nuestro caso, optamos por utilizar una relación que se menciona en el desarrollo de la metodología de Atashbari, donde la compresibilidad de la matriz es igual a la relación de porosidad con el volumen de matriz por la compresibilidad de poro debida a la presión de confinamiento (ecuación 3.15). Sustituyendo esta ecuación en las ecuaciones 3.23 y 3.24, y simplificando términos, obtenemos las siguientes expresiones:

$$C_b = \phi * C_{pc} \dots \dots \dots (3.25)$$

$$C_p = 0.5 * C_{pc} \dots \dots \dots (3.26)$$

Con lo que ahora tenemos ecuaciones para obtener las compresibilidades volumétrica y de poro que se requieren para calcular la presión de poro, en función de un término común que es  $C_{pc}$ , el cual, puede ser obtenido mediante alguna de las correlaciones que a continuación se presentan.

Como se ha mencionado previamente el coeficiente de la formación o  $C_{pc}$ , relaciona el cambio de volumen de poro con la presión de confinamiento manteniendo la presión de poro constante.

Varios autores han desarrollado correlaciones para obtener valores confiables de este tipo de compresibilidad, como las que a continuación se presentan:

*Correlación de Hall*

Hall (1953), desarrollo sus trabajos basándose en resultados de pruebas de laboratorio, con lo que encontró una relación directa entre la compresibilidad de volumen de poro ( $C_{pc}$ ), y porosidad. Este autor propuso la siguiente ecuación para cualquier tipo de roca:

$$C_{pc} = \frac{1.78 \cdot 10^{-5}}{\phi^{0.4358}} \left[ 1/psi \right] \dots \dots \dots (3.27)$$

Durante muchos años, la ecuación de Hall ha sido el método principal para el cálculo de la compresibilidad de la roca. Inclusive en muchos *softwares* comerciales de interpretación para pruebas de pozo y simulación numérica de yacimientos calculan la compresibilidad con este método. La desventaja principal de este método, es que da el mismo valor de la compresibilidad con diferentes litologías que tengan la misma porosidad, independientemente de la diferencia de rigidez que estas puedan tener.

*Correlación de Horne*

Horne (1990), obtuvo también tendencias que relacionan la compresibilidad del volumen de poro ( $C_{pc}$ ), contra porosidad, para calizas, areniscas consolidadas y areniscas no consolidadas. Las tres ecuaciones estimadas para los diferentes tipos de litología se presentan a continuación:

Para calizas consolidadas:

$$C_{pc} = \exp(4.026 - 23.07 * \phi + 44.28 * \phi^2) * 10^{-6} \left[ 1/psi \right] \dots \dots \dots (3.28)$$

Para areniscas consolidadas:

$$C_{pc} = \exp(5.118 - 36.26 * \phi + 63.98 * \phi^2) * 10^{-6} \left[ 1/psi \right] \dots \dots \dots (3.29)$$

Para areniscas deleznales:

$$C_{pc} = \exp(534.01 * (\phi - 0.2)) * 10^{-6} \left[ \frac{1}{\text{psi}} \right] \dots \dots \dots (3.30)$$

### *Correlación de Horne modificada*

Este método fue presentado por Ahmed (2006), derivado de observar que existen marcadas diferencias entre los métodos de Hall y Horne, al variar uno o varios parámetros en los cálculos. Así mismo ninguna de las dos metodologías se aproxima a valores medidos en laboratorio. Por ejemplo, en una roca de arenisca consolidada con 10% de porosidad, el método de Hall da como resultado una compresibilidad de  $4.85 \times 10^{-5}$  [1/psi], mientras que Horne da  $0.85 \times 10^{-6}$  [1/psi].

Ahmed (2006), realizó la búsqueda de datos publicados de un periodo de tiempo de 30 años de  $C_{pc}$ , medidos en laboratorio y les aplicó un análisis estadístico de regresión lineal, con lo cual redujo al mínimo la desviación estándar; obteniendo finalmente nuevas ecuaciones a partir de la correlación de Horne, la cual llamó correlación modificada de Horne.

Las ecuaciones empíricas de la correlación de Horne modificada son las que se presentan a continuación:

Para calizas consolidadas:

$$C_{pc-mod} = \exp(3.9952 - 33.933 * \phi + 98.040 * \phi^2) * 10^{-6} \left[ \frac{1}{\text{psi}} \right] \dots \dots \dots (3.31)$$

Para areniscas consolidadas:

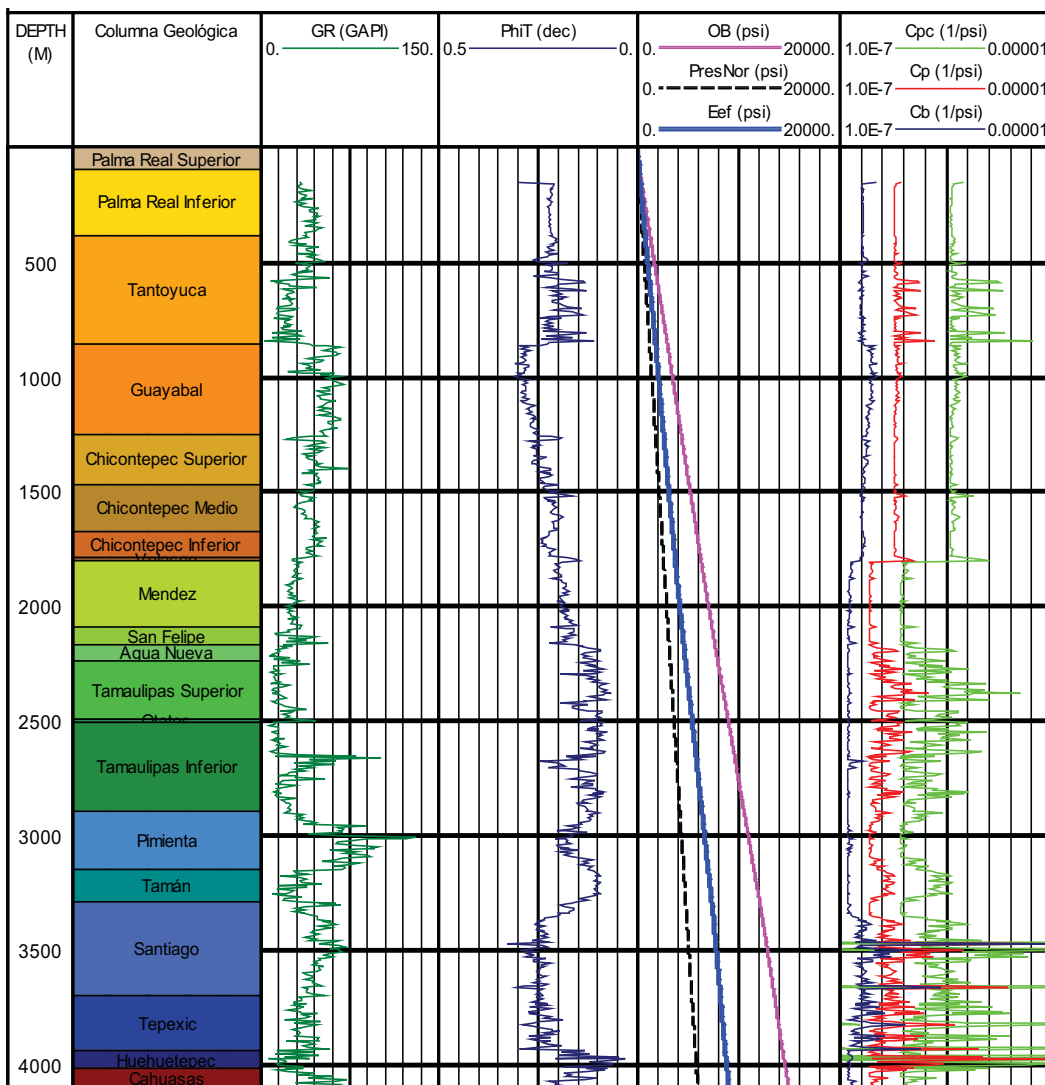
$$C_{pc-mod} = \exp(3.4895 - 15.249 * \phi + 31.599 * \phi^2) * 10^{-6} \left[ \frac{1}{\text{psi}} \right] \dots \dots \dots (3.32)$$

Debido a que estas últimas ecuaciones son las que según los análisis realizados por sus autores, mejor calibran con datos medidos de laboratorio; serán las que serán utilizadas para la obtención de la  $C_{pc}$ , utilizando la curva de porosidad obtenida en el capítulo 1, en el análisis petrofísico del pozo 1.

OBTENCIÓN DEL ESFUERZO EFECTIVO Y COMPRESIBILIDADES VOLUMÉTRICA Y DE PORO PARA EL POZO 1

Las variables necesarias para resolver la ecuación de presión de poro de Atashbari, se graficaron en la figura 2. Estas variables son el esfuerzo efectivo (curva azul, carril 5), compresibilidad de poro debido a la presión de confinamiento (curva verde, carril 6), compresibilidad de poro (curva roja, carril 6) y compresibilidad volumétrica (curva azul marino, carril 6).

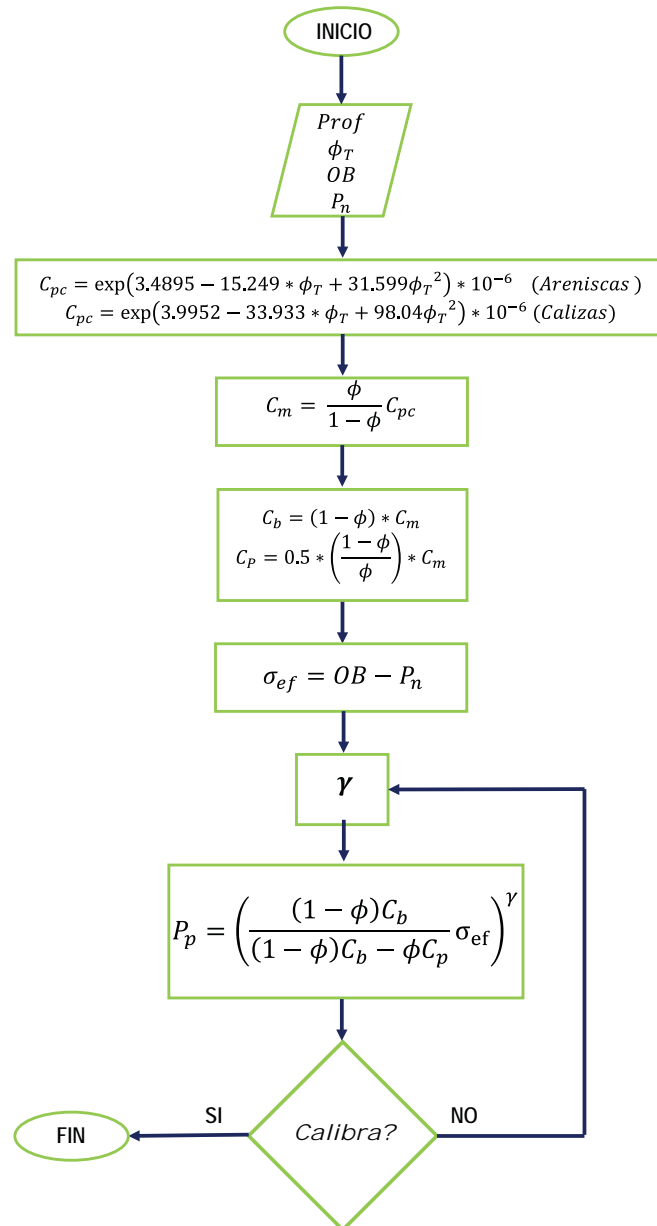
FIGURA 2. Obtención del Esfuerzo Efectivo (carril 5) y Compresibilidades de la ecuación de Atashbari (carril 6).



El cálculo de las compresibilidades se realizó utilizando las correlaciones de Horne modificada de areniscas consolidadas para las formaciones del Cenozoico y de calizas consolidadas para las formaciones del Mesozoico, además de la curva de porosidad total, obtenida en el capítulo 1 (curva azul marino, carril 4).

El diagrama de flujo para el cálculo de presión de poro por el método de Atashbari, es el que se menciona en la figura 3.

FIGURA 3. Diagrama de flujo para la obtención de la presión de poro en carbonatos con la ecuación de Atashbari





SIMPLIFICACIÓN DEL MÉTODO Y NUEVA PROPUESTA DE LA ECUACIÓN DE PRESIÓN DE PORO DE ATASHBARI

138

Si bien es importante contar con la ecuación de Atashbari para resolver la presión de poro en los intervalos de rocas carbonatadas, esta metodología resultará compleja para el usuario que día a día piense en utilizarla, ya que se deben efectuar varios cálculos antes de poder resolver la ecuación de cálculo de presión de poro (ecuación 3.20). En otras palabras, existen varios nodos en los cuales, la posibilidad de que exista algún error en este flujo del cálculo, se incrementa.

Es por lo anterior, que en el análisis realizado para este tema, como parte de la contribución de esta tesis, se propone realizar la simplificación de la ecuación de Atashbari, hasta tenerla en términos de fácil manejo para el usuario común, como a continuación se presenta.

La simplificación de la ecuación, se obtiene sustituyendo las ecuaciones con las que se calculan las compresibilidades  $C_b$  y  $C_p$ , en función de  $C_{pc}$ , (ecuaciones 3.25 y 326); en la ecuación de presión de poro (ecuación 3.20). Con lo que se obtiene lo siguiente:

$$P_p = \left( \frac{(1-\phi)*\phi*C_{pc}}{(1-\phi)*\phi*C_{pc} - 0.5*\phi*C_{pc}} \sigma_{ef} \right)^\gamma \dots\dots\dots (3.33)$$

Desarrollando términos de la ecuación 3.33, tenemos:

$$P_p = \left( \frac{\phi*C_{pc} - \phi^2*C_{pc}}{\phi*C_{pc} - \phi^2*C_{pc} - 0.5*\phi*C_{pc}} \sigma_{ef} \right)^\gamma \dots\dots\dots (3.34)$$

Después se factoriza el término  $\phi * C_{pc}$ , común en todos los términos, tenemos:

$$P_p = \left( \frac{\phi*C_{pc}*(1-\phi)}{\phi*C_{pc}*(1-\phi-0.5)} \sigma_{ef} \right)^\gamma \dots\dots\dots (3.35)$$

Simplificando la ecuación, finalmente obtenemos nuestro nuevo modelo de cálculo de la presión de poro ( $P_p$ ), en función únicamente del esfuerzo efectivo y de la porosidad,

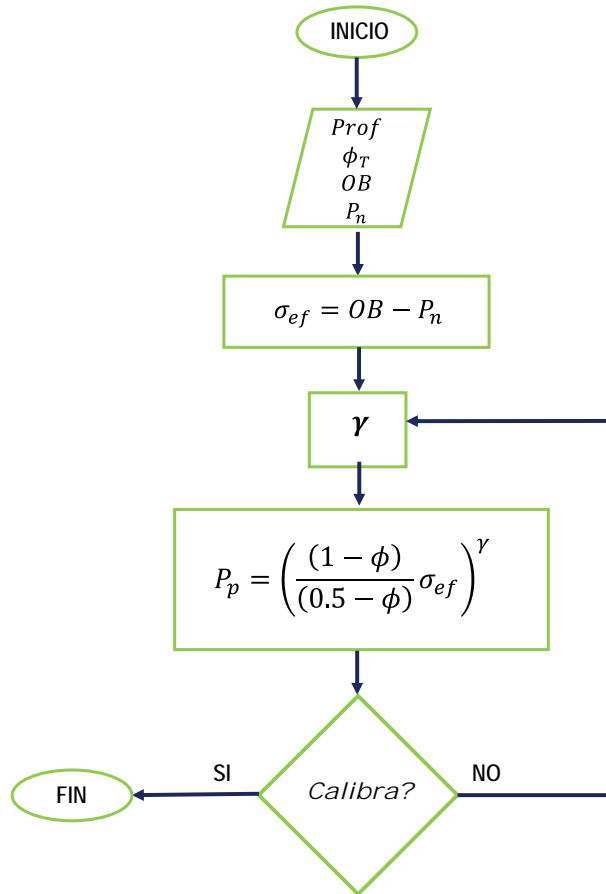
que son parámetros a los que se puede tener acceso de una forma relativamente sencilla por métodos ya descritos (ecuación 3.36)

$$P_p = \left( \left( \frac{1-\phi}{0.5-\phi} \right) \sigma_{ef} \right)^\gamma \dots\dots\dots (3.36)$$

El diagrama de flujo para el cálculo de presión de poro por el método de compresibilidades simplificado, es el que se menciona en la figura 4. Como puede notarse, la cantidad de consideraciones se reduce significativamente utilizando esta metodología.

FIGURA 4. Diagrama de flujo para la obtención de la presión de poro en carbonatos con la ecuación de Compresibilidades modificada

**Presión Poro Compresibilidades Simplificado**



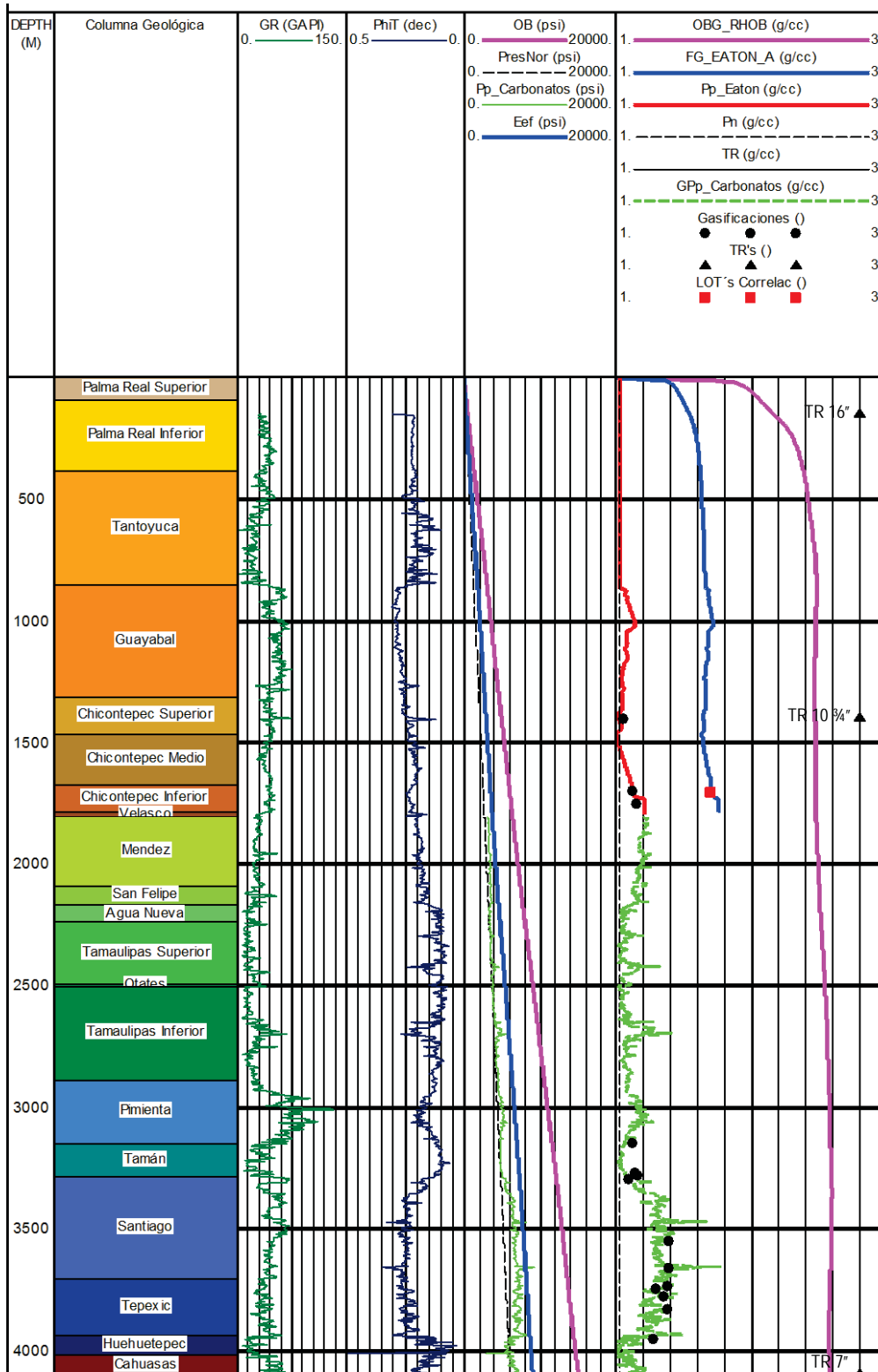
Tanto el método original como la ecuación simplificada de predicción de presión de poro por compresibilidades fueron programadas en lenguaje Matlab.

### **Predicción de la Presión de Poro con el método simplificado para el pozo 1**

#### APLICACIÓN DE LA ECUACIÓN PROPUESTA DE PRESIÓN DE PORO EN ROCAS CARBONATADAS DEL POZO 1

En la sección de carbonatos del pozo 1 (de 1803 a 4100 [m]), que incluye seis formaciones del Cretácico y seis del Jurásico, no se contaba con la curva de predicción de presión de poro en estas formaciones debido a que no es factible utilizar las ecuaciones de Eaton y Bowers, para dichas formaciones. Es por lo anterior, que se ha programado el método de compresibilidades modificada para dicho intervalo. En la figura 5, se presentan las curvas requeridas para utilizar la ecuación de compresibilidades como son, la porosidad total, obtenida en el capítulo 1; el esfuerzo efectivo mediante el uso de la ecuación 2.11 (curva color azul, carril 5); y la curva de presión de poro, obtenida con la ecuación 3.36, de compresibilidades modificada (curva color verde punteada, carril 6). La curva de presión de poro obtenida fue calibrada con puntos de gasificaciones obtenidos del informe de perforación del pozo 1. El exponente ( $\gamma$ ), que ajusta la curva de  $P_p$ , y los puntos de gasificación fue 0.875, el cual se encuentra dentro del rango utilizado por otros autores que ha utilizado esta metodología.

FIGURA 5. Obtención de la presión de poro para la sección carbonatada del pozo 1, por medio del método de las compresibilidades simplificado.



## APLICACIÓN DE LA ECUACIÓN PROPUESTA DE PRESIÓN DE PORO EN ROCAS SILICICLÁSTICAS DEL POZO 1

**142**

Aplicar la ecuación de compresibilidades a las formaciones siliciclásticas, se realiza con la finalidad de obtener un solo método de predicción para los diferentes tipos de formaciones geológicas, que se perforan en búsqueda de hidrocarburos

La aplicación de la ecuación de compresibilidades tradicional o simplificada a las formaciones carbonatadas, se efectuó de forma directa y sin representar mayor complicación. Sin embargo, la aplicación directa de la metodología a las formaciones siliciclásticas del Cenozoico del pozo 1, no ofrece buena respuesta, ya que no calibra con la curva de presión de poro obtenida con la metodología de Eaton (curva color rojo, carril 6). Se ajustó el exponente ( $\gamma$ ), buscando calibrar la curva de compresibilidades, con los siguientes valores:

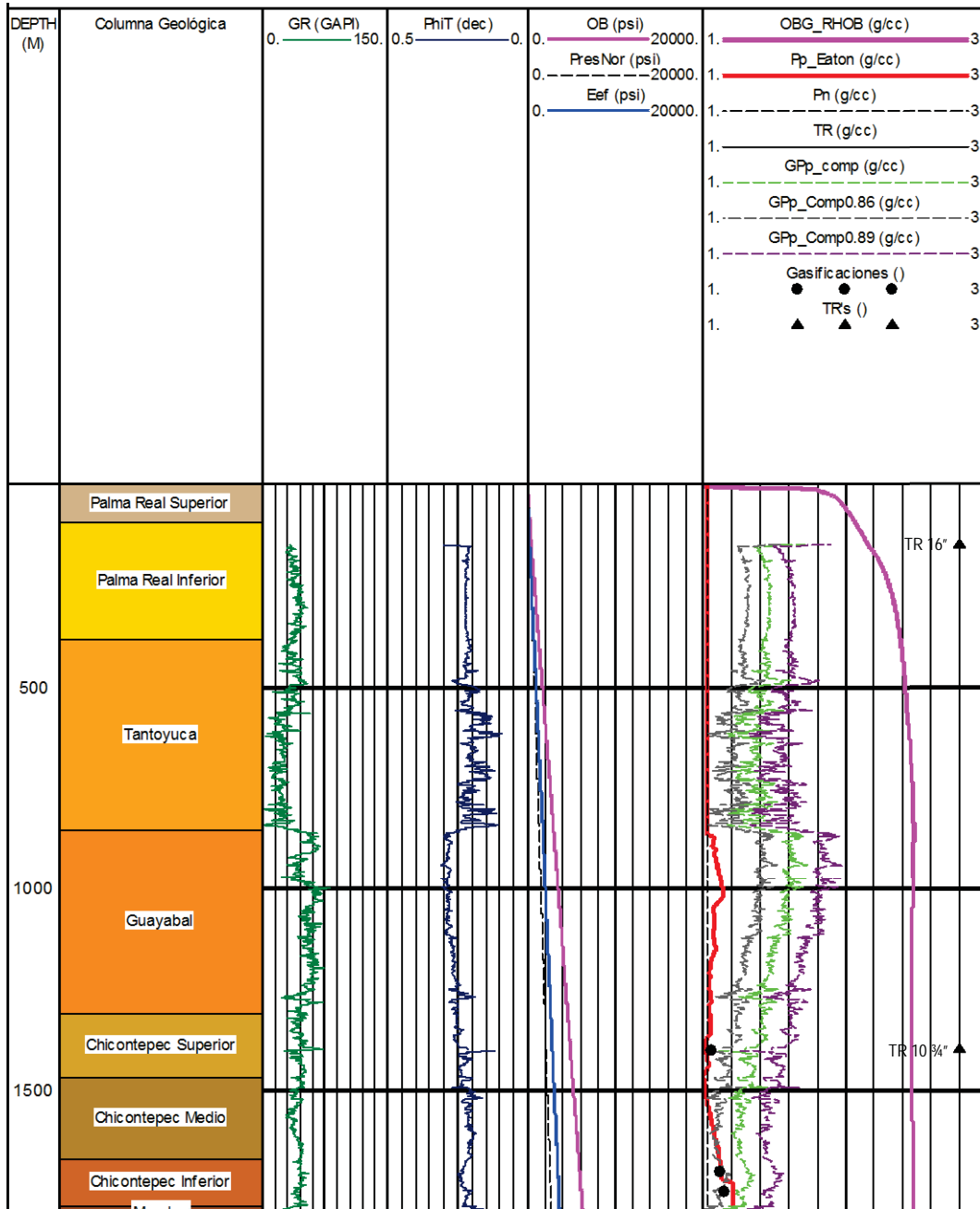
$$\gamma = 0.875 \text{ (curva color verde, carril 6)}$$

$$\gamma = 0.89 \text{ (curva color purpura, carril 6)}$$

$$\gamma = 0.86 \text{ (curva color gris, carril 6)}$$

Sin obtener resultados positivos, en ninguno de los casos (véase la figura 6).

FIGURA 6. Curvas de presión de poro con compresibilidades, aplicada a formaciones siliciclásticas del Cenozoico, variando el exponente de calibración ( $\gamma$ ), con resultados negativos



En relación a lo anterior, para lograr que la curva de compresibilidades, presente un comportamiento aceptable; se retomó el concepto de la línea de tendencia de compactación normal (*TCN*), trazada en el registro de tiempo de tránsito compresional (*DTCO*), de la figura 3.7; con el objeto de definir las zonas de presión normal y anormal, de la misma forma que se hace para el método de Eaton (línea color rojo, en el carril 4). De la diferencia que existe entre las curvas *DTCO* y *TCN*, se definen las zonas de presión normal y anormal, definiendo un valor de referencia, que en nuestro caso las zonas de presión normal son aquellas que se encuentran dentro del intervalo de la curva de diferencia de  $\pm 3$  [us/ft]; y consecuentemente las zonas donde las diferencias estén fuera del intervalo determinado, son consideradas como de presión anormal.

Una vez determinadas las zonas de presión normal y anormal, con apoyo de la línea de *TCN*; las zonas de presión anormal se determinaron directamente con la ecuación de  $P_p$  con compresibilidades simplificada (ecuación 3.36); mientras que en las zonas de presión normal, se obtienen igualando la misma ecuación al valor que tendría la presión a esa profundidad con un gradiente de agua de formación normal ( $\rho = 1.03$  [g/cc]). De esta forma, es posible obtener el rango de valores que debe tener el exponente  $\gamma$ , para obtener una curva colineal o paralela a la curva de presión normal ( $P_n$ ). La ecuación para obtener los valores de  $\gamma$ , en la zona de presión normal es la siguiente:

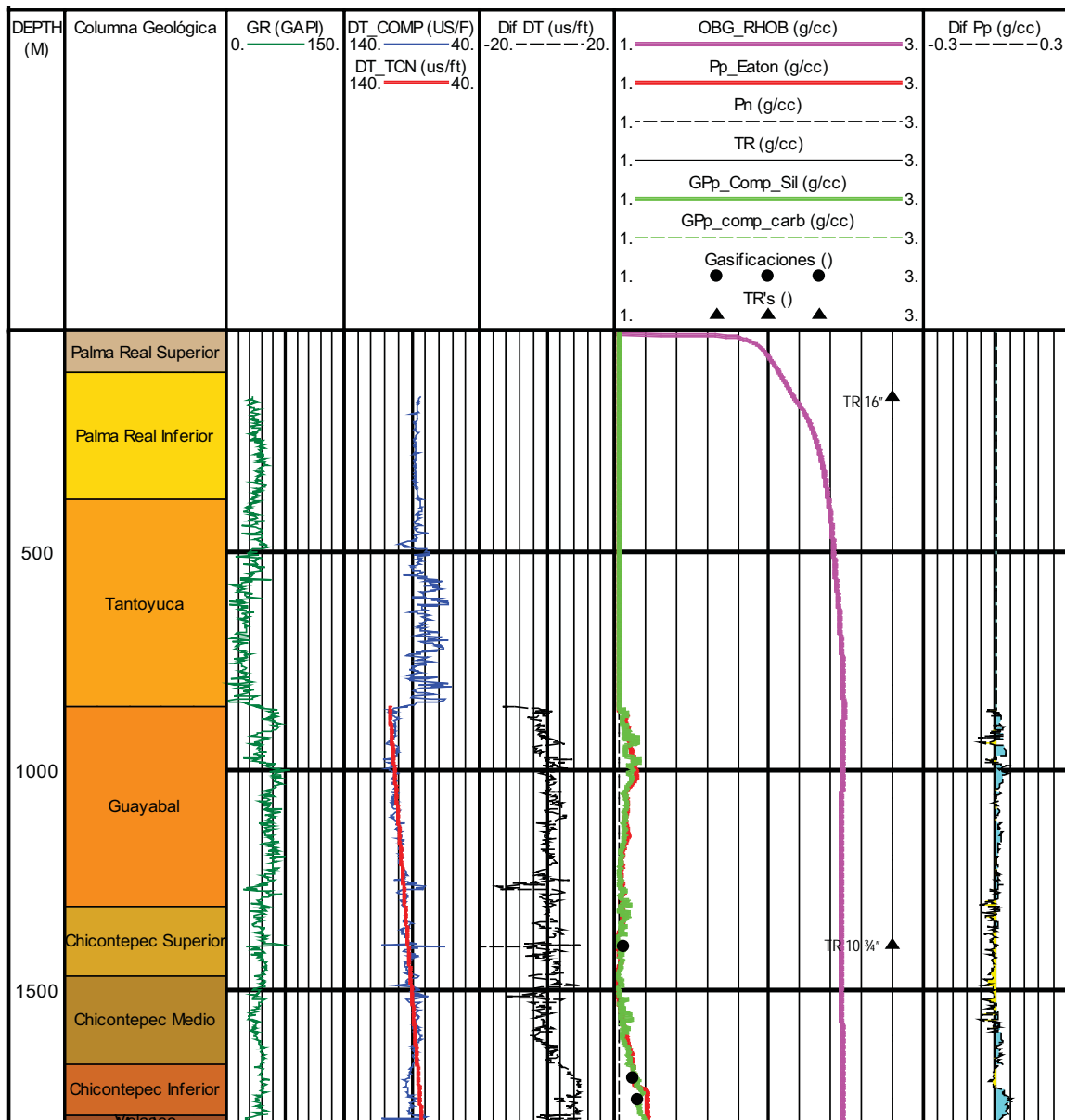
$$\gamma = \left\{ \frac{\ln[P_n]}{\ln\left[\left(\frac{1-\phi}{0.5-\phi}\right)^* \sigma_{ef}\right]} \right\} \dots\dots\dots (3.37)$$

Los resultados del cálculo de la presión de poro con compresibilidades para las formaciones siliciclásticas descrito, se muestran en la figura 7, en el carril 6, es la curva de color verde, la cual se ajusta tanto a la curva de predicción de poro con el método de Eaton (curva color rojo, carril 6), como con los puntos de calibración de gasificaciones, obtenidas del informe de perforación del pozo 1.

En el carril 7, se graficó la curva de diferencia entre los métodos de predicción de presión de poro antes descritas, en la cual fueron sombreadas las zonas donde la  $P_p$  con Eaton es mayor a la  $P_p$  con compresibilidades con color azul claro, así como las zonas

donde la  $P_p$  con Eaton es menor a la  $P_p$  con compresibilidades, se sombrearon con color amarillo. La diferencia máxima observada entre ambos métodos es de 0.05 [g/cc], en la base de la Formación Chicontepec Inferior.

FIGURA 7. Curva de presión de poro obtenida con compresibilidades (color verde) y la curva de  $P_p$  de Eaton (color rojo), aplicada a las formaciones siliciclásticas del pozo 1, obtenida utilizando el concepto de TCN (línea color rojo).





## DISCUSIÓN DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES DEL MÉTODO

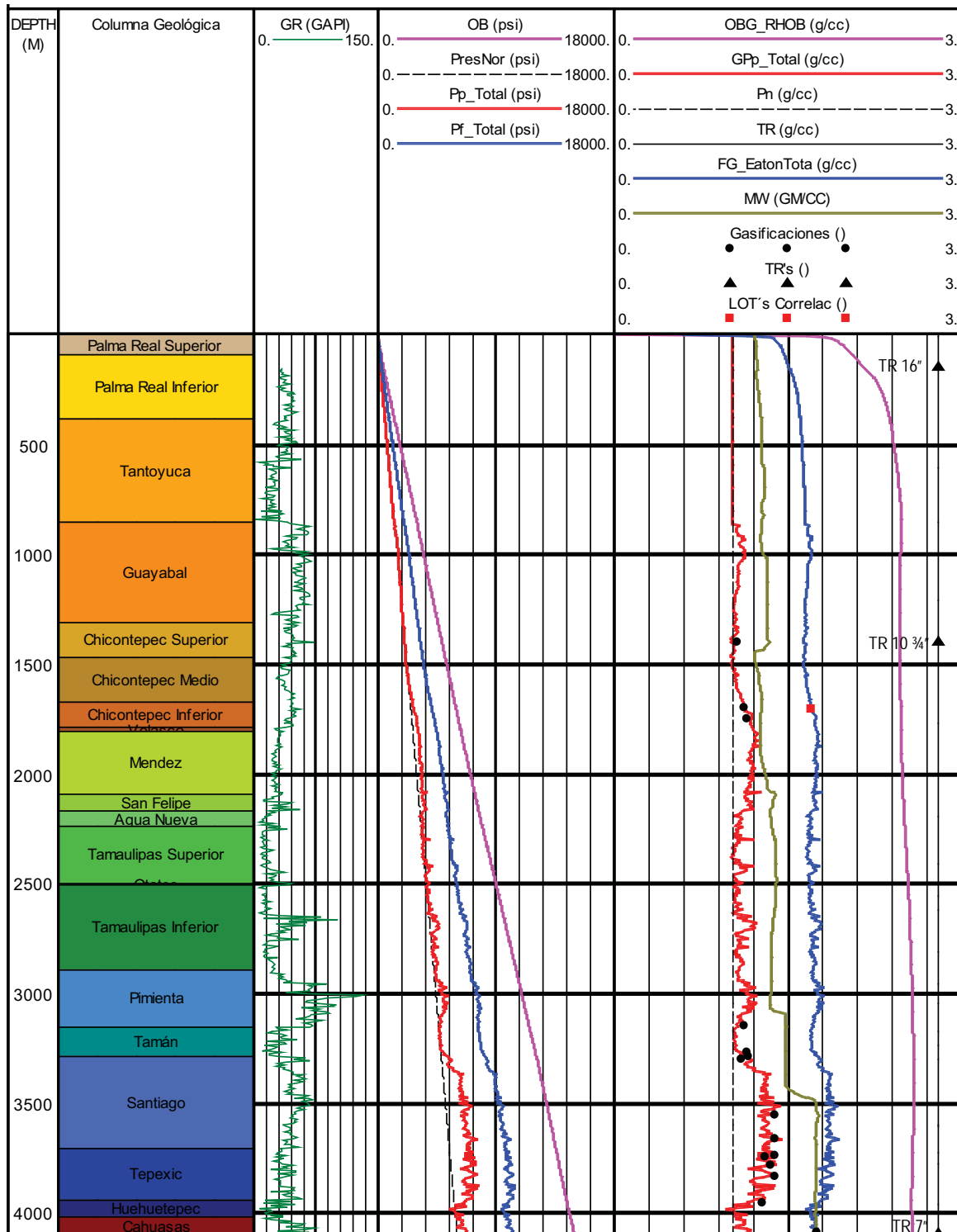
Los resultados obtenidos utilizando la metodología de Atashbari, para rocas carbonatadas y siliciclásticas, son en ambos casos satisfactorios para el pozo 1. Ya que los métodos utilizados para la obtención de la presión son consistentes y como buenas señales se menciona que las curvas generadas ajustan adecuadamente con los puntos de calibración, adicionalmente las curvas convergen en un punto común en la interface Cretácico-Paleógeno (K-T).

La curva final de predicción de poro, se configuró se la siguiente manera:

- a) Para la parte de las formaciones de carbonatos, se tomó la curva de presión de poro con compresibilidades simplificada, con un exponente  $\gamma$  igual a 0.875, a esta curva se le aplicó un filtro para suavizar los picos abruptos.
- b) En la parte de las formaciones siliciclásticas se realizó un promedio de las curvas de presión de poro con el método de Eaton, con exponente igual a 3; y la curva de presión de poro con compresibilidades simplificada obtenida con la *TCN*, con exponente  $\gamma$  en el rango de [0.82-0.85].

La curva integrada de presión de poro se muestra en la figura 8 (curva color rojo, carril 4), mientras que el gradiente del mismo parámetro se muestra con el mismo color en el siguiente carril. Con las curvas mencionadas de presión de poro, se obtuvo la presión de fractura por los métodos de Eaton (ecuación 2.17) y Matthews & Kelly (ecuación 2.18), para toda la columna geológica. Para el método de Eaton se empleó la ecuación 2.8, para calcular la relación de Poisson ( $\nu$ ). En tanto que para la ecuación de Matthews & Kelly, se empleó una relación de esfuerzo efectivo ( $K$ ) constante igual a 0.4. Ambas curvas calibran con el punto de referencia que es una prueba de goteo (*LOT*), efectuada en un pozo de correlación. Se escogió la curva de presión de fractura obtenida con la ecuación de Eaton, la cual se graficó en color azul en los carriles 4 y 5 de la misma figura.

FIGURA 8. Obtención de las geopresiones para toda la columna geológica del pozo 1.





## CAPÍTULO 4

Metodología de Obtención  
de la ( $V_S$ ), e Identificación de  
Minerales con Plantillas  
Maestras ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ) y ( $E - v$ )



## **Importancia del conocimiento de las fracciones minerales a través de parámetros elásticos**

El uso de las propiedades elásticas de rocas del subsuelo, para determinar litologías, es un tema que ha sido recientemente implementado por algunos autores, en búsqueda de nuevas soluciones para mejorar la interpretación del subsuelo. Valdiviezo-Mijangos y Nicolás-López (2014), han generado nuevos modelos matemáticos, con los que es posible determinar las propiedades efectivas dinámico-elásticas, obtenidas a partir de la dispersión y atenuación de las ondas  $P$  y  $S$ ; y que permiten no solo caracterizar la mineralogía de la matriz, sino de forma simultánea, la materia orgánica que pueda presentarse y fluidos presentes en formaciones geológicas de interés.

Esta caracterización se efectúa a partir de las gráficas cruzadas de las velocidades compresional y de corte ( $V_P$  y  $V_S$ ); y la densidad volumétrica ( $RHOB$ ), con lo que se obtienen parámetros elásticos; que se sobreponen a plantillas maestras construidas a partir de los citados modelos matemáticos.

En este capítulo, primeramente se analizarán las velocidades compresional y de corte, esenciales para la obtención de parámetros elásticos; se presenta la metodología propuesta para la obtención de la velocidad de corte o cizalla para los pozos del área donde se encuentra el pozo 1, como parte de la contribución de esta tesis. Posteriormente se efectuará un análisis de los parámetros elásticos utilizados en la metodología de las plantillas maestras; estos últimos serán discutidos en la parte final de este capítulo junto con la caracterización mineralógica y litológica de las formaciones atravesadas por el pozo 1, utilizando esta metodología.

### **Obtención de la curva sintética de velocidad de corte ( $V_S$ )**

#### IMPORTANCIA DE LA VELOCIDAD SECUNDARIA ( $V_S$ )

Los registros de velocidad de las ondas de corte ( $DSI$ ), son útiles para diversas aplicaciones de interpretación sísmica, en muchas ocasiones no están disponibles por la rapidez con la

que se realizan las operaciones de perforación o simplemente porque representan un costo mayor respecto a los registros convencionales.

Como la curva de velocidad de cizalla es un suministro importante para la evaluación geomecánica de un pozo o área, es indispensable contar con esta, aunque no siempre se tengan disponibles datos medidos directamente del pozo (los cuales sin duda siempre será mejor contar con ellos). Es por lo anterior que existen algunas correlaciones en la literatura que ofrecen una curva de velocidad de corte o en su defecto tiempo de tránsito de corte, que nos ofrecen una buena respuesta ante la escases o indisponibilidad de datos medidos.

El cuadro 1, muestra los valores de referencia para  $V_p$  y  $V_s$ , definidos para varios minerales y fluidos comunes en las rocas sedimentarias.

CUADRO 1. Valores de referencia para velocidad compresional y corte, para diferentes materiales presentes en las rocas sedimentarias (modificado Agileoscience, 2011)

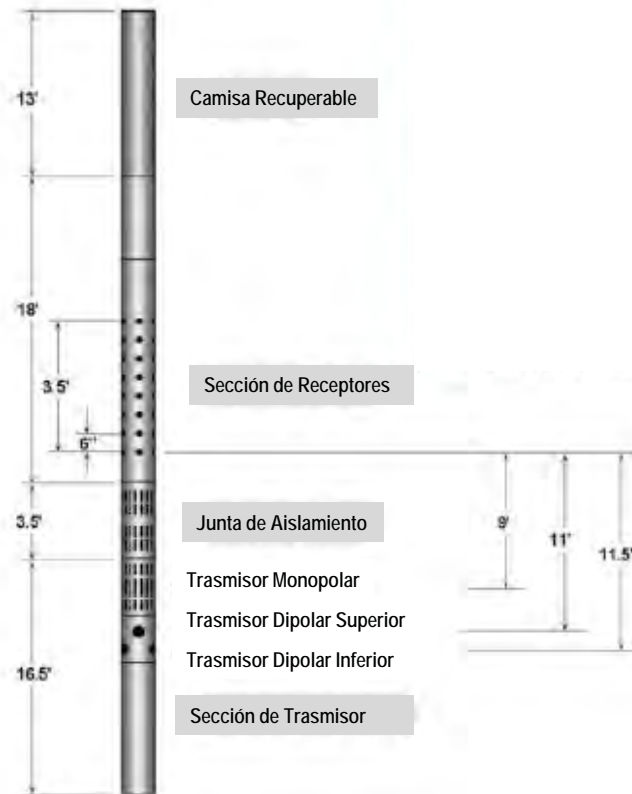
Mineral o Fluido	$V_p$ Velocidad Compresional [m/s]	$V_s$ Velocidad de Corte [m/s]	$\Gamma = (V_p/V_s)$ Relación de Velocidades [Adim]
Cuarzo	6008	4075	1.47
Feldespatos	4685	2393	1.96
Plagioclasas	6487	3144	2.06
Calcita	6645	3436	1.93
Dolomita	7349	3960	1.86
Anhidrita	5299	3120	1.7
Siderita	6963	3589	1.94
Pirita	8094	5174	1.56
Arenisca	2500-4500	1725-3103	1.5
Caliza	3800-6500	1900-3250	2
Lutita	1800-5000	1000-2777	1.8
Agua de Formación	1507	0	-
Hidrocarburos (40 API)	1226	0	-

#### EL REGISTRO SÓNICO DIPOLAR (*DSI*)

La herramienta *DSI* (Dipole Shear Sonic Imager), fue desarrollada a principios de los años 90 con la capacidad de combinar mediciones monopolares y dipolares. En la figura 1, se muestra la configuración de la herramienta. Esta herramienta contiene una sección de transmisores que contiene un transmisor monopolar piezoeléctrico y dos transmisores

dipolares electro-dinámicos orientados en direcciones perpendiculares entre sí. Además contiene una sección de receptores, dividida de la primera por una junta de aislamiento que impiden que las ondas se propaguen por la herramienta. Finalmente contiene en la parte superior la camisa en cuyo interior se tiene el dispositivo extraíble de almacenamiento de datos.

FIGURA 1. Descripción de la herramienta sónica dipolar (modificado de Ramos, 2008)



Las aplicaciones principales para las mediciones del *DSI*, aparte de los usos tradicionales de los datos compresionales (*DTCO*), son las siguientes (Ramos, 2008):

- Análisis de Propiedades Mecánicas: análisis de estabilidad de pozo, análisis de estabilidad de disparos y arenamiento, y diseño de fracturamiento hidráulico.



- b) Evaluación de formaciones: detección de gas, detección y evaluación de fracturas naturales e indicación cualitativa de permeabilidad.
- c) Interpretación geofísica: sismogramas sintéticos de onda  $P$  y onda  $S$ , diseño de  $VSP$  (vertical seismic profiling) y calibración de modelos para análisis  $AVO$  (amplitude variation with offset).
- d) Análisis de anisotropía de onda  $S$ : combinando la información de anisotropía con otros datos petrofísicos, geológicos y de ingeniería de yacimientos, es posible desarrollar una infinidad de aplicaciones que incluyen: diseño de disparos orientados, optimización de la distribución de pozos en un campo, detección de zonas fracturadas en hueco abierto o a través de tubería, determinación de la trayectoria más estable de perforación en pozos horizontales o de alto ángulo.

#### CORRELACIONES PARA LA OBTENCIÓN DE REGISTROS SINTÉTICOS DE VELOCIDAD DE CORTE ( $V_S$ )

En ocasiones no es posible tener la información de un registro sísmico dipolar ( $DSI$ ), para tener acceso a la curva de velocidad de corte. Debido a la importancia de esta curva por la gran variedad de análisis que se pueden efectuar, es posible recurrir a técnicas descritas en la literatura, útiles para obtener la curva de velocidad de corte o de tiempo de tránsito de corte o cizalla.

Dado que en el análisis que realizamos del pozo 1, no se cuenta con un registro sísmico dipolar, es necesario generar una curva sintética de velocidad de corte, la cual se obtendrá mediante el uso de correlaciones existentes en la literatura, que casi en su totalidad son dependientes de la velocidad compresional. A continuación se describen brevemente varias de estas correlaciones:

##### *Correlación Empírica Petrofísica*

Algunos autores encuentran que una aproximación para la curva de velocidad secundaria es simplemente aplicar la siguiente relación:

$$V_P = \sqrt{3} * V_S \quad [Km/s] \dots\dots\dots(4.1)$$

De donde despejamos  $V_S$ , y obtenemos

$$V_S = 0.5774 * V_P \quad [Km/s] \dots\dots\dots(4.2)$$

La razón utilizar  $\sqrt{3}$ , para relacionar la velocidad compresional con la de corte, es que autores han encontrado un valor común para varios tipos de rocas de  $\nu = 0.25$  (Relación de Poisson), que es cuando se cumple  $V_P/V_S = \sqrt{3}$ .

Esta ecuación en ocasiones es utilizada en petrofísica donde no es exactamente indispensable tener tanta precisión con la curva de velocidad de corte. Por lo tanto, si bien se obtiene una curva de velocidad de onda de corte, es mediante una relación lineal que no siempre es recomendable ocupar, sobre todo si intuimos que en la realidad se cuenta con una variedad de minerales de matriz y fluidos en la porosidad, que difícilmente van a reflejar un comportamiento lineal en las mediciones que se le realicen.

#### *Correlación Empírica Picket (1963)*

Picket (1963), propuso esta correlación para formaciones saturadas de agua, para dos tipos de litología carbonatadas:

a) Calizas:

$$V_S = 0.5263 * V_p \quad [Km/s] \dots\dots\dots(4.3)$$

b) Dolomías:

$$V_S = 0.5556 * V_p \quad [Km/s] \dots\dots\dots(4.4)$$

#### *Correlación de Castagna et al. (1985)*

Castagna et al. (1985), desarrolló un método general para predecir la velocidad de las ondas de corte en las rocas porosas. Si se dispone de datos de velocidad de onda compresional, la

litología, porosidad y saturación de agua, confiables; la precisión y la exactitud de la predicción de velocidad de la onda de cizalla, son el 9% y 3%, respectivamente.

El autor verificó las mediciones en el laboratorio y con registros sínicos de onda completa. Las velocidades de ondas de corte estimados por el método de Castagna, han sido probadas con éxito con los datos medidos de varias ubicaciones.

La ecuación de este método se presenta a continuación:

$$V_s = 0.862 * V_p - 1.172 \quad [Km/s] \dots\dots\dots(4.5)$$

Esta correlación es en algunos textos conocida como método ARCO (mudrock line), por la compañía que patrocinó al autor en los estudios efectuados.

#### *Correlación de Han (1986)*

Para realizar esta correlación, el autor utilizó una extensa base de datos experimentales de areniscas con grandes rangos de porosidad y variaciones en el contenido de arcilla ( $V_{SH}$ ), para obtener la siguiente ecuación:

$$V_s = 0.794 * V_p - 0.787 \quad [Km/s] \dots\dots\dots(4.6)$$

Las mediciones realizadas, se llevaron a cabo en areniscas saturadas en frecuencia ultrasónica.

#### *Correlación de Eberhart-Phillips (1989)*

La correlación de Ebert-Phillips (1989), deriva de los estudios realizados por Han (1986), previamente descrita. Esta es la única correlación localizada con la que es posible obtener la velocidad de corte, sin tener dependencia de la velocidad compresional, inclusive el autor propone también una correlación para obtener la  $V_p$ , mediante la ecuación 4.7. A continuación se presenta las ecuaciones definidas por Eberhart-Phillips para obtener  $V_p$  y  $V_s$ .

$$V_p = 5.77 - 6.94 * \phi - 1.73 * (V_{SH})^{0.5} + 0.446 * (\sigma_{ef} - 1 * e^{-16.7 * \sigma_{ef}}) \dots\dots\dots(4.7)$$

$$V_s = 3.7 - 4.94 * \phi - 1.57 * (V_{SH})^{0.5} + 0.361 * (\sigma_{ef} - 1 * e^{-16.7 * \sigma_{ef}}) \dots\dots\dots(4.8)$$

Donde:

$V_s$ , es la velocidad de corte o cizalla en  $[Km/s]$

$\Phi$ , es la porosidad densidad [adim]

$V_{SH}$ , es el volumen de arcilla [adim]

$\sigma_{ef}$ , es el esfuerzo efectivo vertical  $[10^3 bar]$

*Correlación de Krief et al. (1990)*

Los estudios de Krief et al., fueron basados en el trabajo de Picket (1963); obteniendo como resultado la siguiente ecuación en la cual ya no sigue un patrón lineal entre  $V_p$  y  $V_s$ , como en las correlaciones anteriores:

$$V_s = \sqrt[2]{\frac{V_p^2 - b}{a}} \dots\dots\dots(4.9)$$

Donde  $a$  y  $b$ , son coeficientes que son diferentes para cada litología.

*Correlación de Williams (1990)*

En esta correlación, el autor utilizó datos de registros geofísicos de pozo, para obtener ecuaciones para dos tipos de litología:

a) Areniscas saturadas:

$$V_s = 0.846 * V_p - 1.088 \quad [Km/s] \dots\dots\dots(4.10)$$

b) Lutitas:

$$V_s = 0.784 * V_p - 0.893 \quad [Km/s] \dots\dots\dots(4.11)$$

### *Correlación de Greenberg-Castagna (1992)*

Greenberg y Castagna (1992), combinaron relaciones y realizaron estudios, para proporcionar una correlación única para rocas que estén saturadas con agua de formación y presenten alguno o varios de los siguientes minerales formadores de roca: Cuarzo, Calcita, Dolomita y/o Arcillas. Su correlación también puede ser utilizada para rocas con cualquier fluido intersticial (agua, aceite y/o gas), si se asume el principio de que el módulo de cizallamiento no se ve influenciado por el fluido de poro y se aplica la sustitución de fluido de Gassmann, para el módulo volumétrico.

De tal manera que a continuación se presenta la ecuación general de la correlación Greenberg-Castagna (1992):

$$V_s = a * V_p^2 + b * V_p + c \quad [Km/s] \dots\dots\dots(4.12)$$

Donde los valores de los coeficientes son diferentes para cada litología y se observa a continuación en el cuadro 2.

CUADRO 2. Valores de coeficientes para diferentes litologías de la correlación de Greenberg-Castagna (1992)

Mineral	Coeficientes		
	a	b	c
Cuarzo (SiO <sub>2</sub> )	0	0.80416	-0.85588
Calcita (CaCO <sub>3</sub> )	-0.05508	1.01677	-1.03049
Dolomita (CaMg(CO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> )	0	0.58321	-0.07775
Arcillas	0	0.76969	-0.86735

Con lo que las ecuaciones particulares para cada litología, será de la siguiente manera:

a) Areniscas

$$V_s = 0.80416 * V_p - 0.85588 \quad [Km/s] \dots\dots\dots(4.13)$$

b) Calizas

$$V_s = -0.05508 * V_p^2 + 1.01677 * V_p - 1.03049 \quad [Km/s] \dots\dots\dots(4.14)$$

c) Dolomías

$$V_s = 0.58321 * V_p - 0.07775 \quad [Km/s] \dots\dots\dots(4.15)$$

d) Lutitas

$$V_s = 0.76969 * V_p - 0.86735 \quad [Km/s] \dots\dots\dots(4.16)$$

Dada la amplitud de aplicación a varias litologías y su buena respuesta, esta correlación es una de las más utilizadas para la obtención de la  $V_s$ , llegando a ser utilizada hasta en paquetería de petrofísica y geomecánica.

*Correlación de Mavko (1998)*

Este autor realizó un análisis más detallado de los datos trabajados por Han (1986), incluyendo datos de areniscas poco consolidadas con alta porosidad, obteniendo las siguientes ecuaciones:

a) Para rocas con contenido de arcilla ( $V_{SH}$ ) menor al 25%:

$$V_s = 0.754 * V_p - 0.657 \quad [Km/s] \dots\dots\dots(4.17)$$

b) y para rocas con contenido de arcilla ( $V_{SH}$ ) mayor al 25%:

$$V_s = 0.842 * V_p - 1.099 \quad [Km/s] \dots\dots\dots(4.18)$$

De igual manera, este autor reporto dos ecuaciones más para las siguientes condiciones:

a) Para rocas con porosidad ( $\phi$ ) menor al 15%:

$$V_s = 0.853 * V_p - 1.137 \quad [Km/s] \dots\dots\dots(4.19)$$

b) y para rocas con porosidad ( $\phi$ ) mayor al 15%:

$$V_s = 0.756 * V_p - 0.662 \quad [Km/s] \dots\dots\dots(4.20)$$

*Correlación de Lee (2006)*

Lee (2006), generó una correlación para calcular  $V_P$  y  $V_S$ , a partir de los módulos de corte ( $\mu$ ) y volumétrico ( $K$ ), utilizando la ecuación de Gassmann, tomando en cuenta el efecto del gas y la compactación de los sedimentos. Las ecuaciones de Lee para  $V_P$  y  $V_S$ , son las que se mencionan a continuación:

$$V_P = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \dots\dots\dots(4.21)$$

$$V_S = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \dots\dots\dots(4.22)$$

Las ecuaciones de Lee, aunque son relativamente sencillas de utilizar, estas no nos son útiles ya que están en función de los parámetros elásticos que buscamos obtener a partir de las velocidades compresional y de corte.

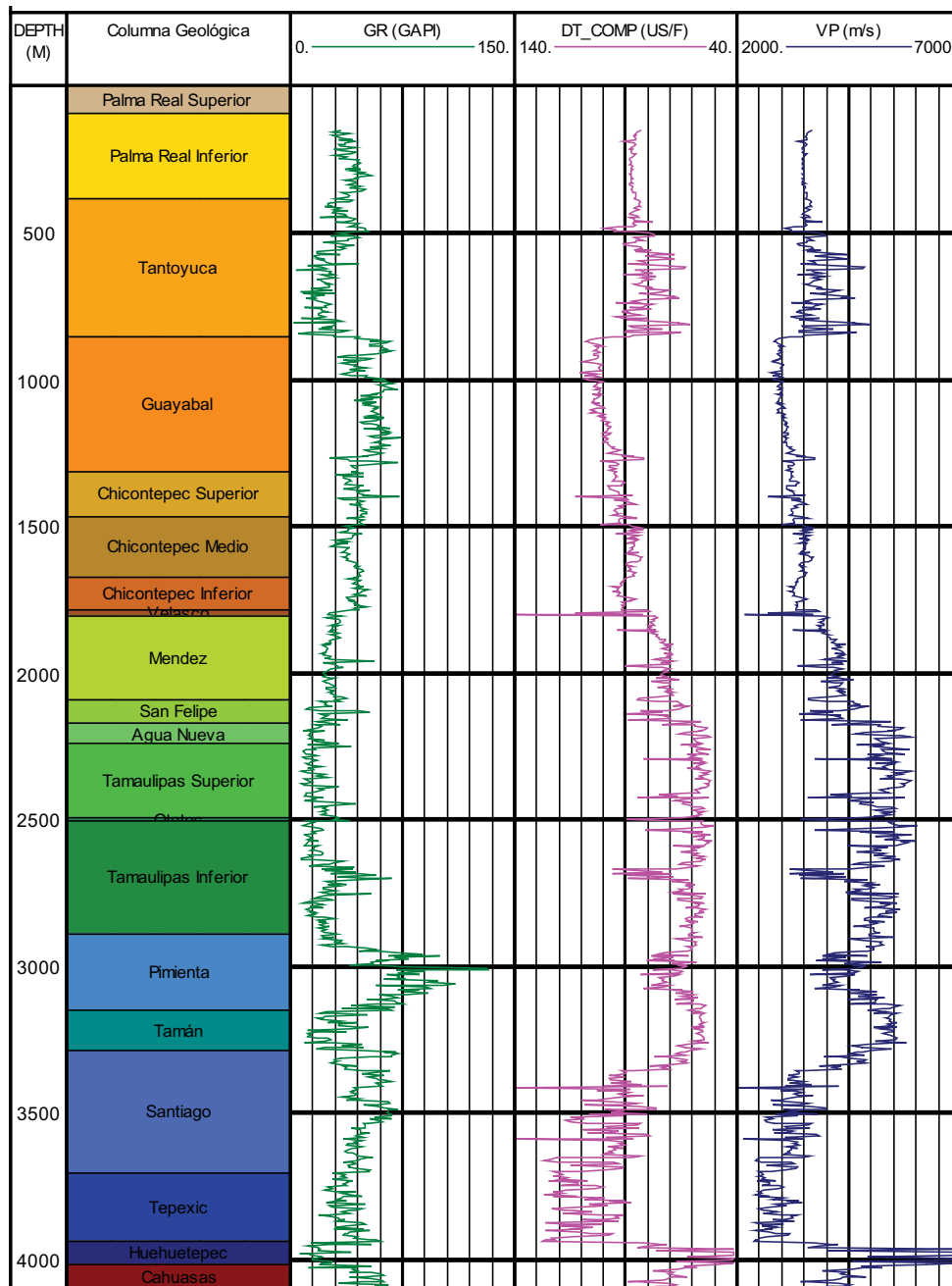
OBTENCIÓN DE LA CURVA DE  $V_S$ , CON LOS MÉTODOS PROPUESTOS Y SU RELACIÓN CON DATOS MEDIDOS (*DSI*).

Para poder determinar la metodología de obtención de la curva de velocidad de corte adecuada para el pozo 1, es necesario determinar cuál correlación ajusta mejor con datos medidos (registro *DSI*), de pozos vecinos. Con lo anterior, se obtendrá la mejor metodología para obtener la curva sintética de  $V_S$ , en el pozo 1.

Como se mencionó en la descripción de las correlaciones, la mayoría de ellas están en función de la  $V_P$ , y a su vez, la  $V_P$  es el inverso de tiempo de tránsito (*DTCO*), curva que fue completada a superficie, con el uso de correlaciones en el capítulo 1. Como las unidades del *DTCO* y la  $V_P$ , son diferentes, se debe utilizar el factor de conversión que permite pasar de [us/ft] a [m/s], igual a 304800, o en su defecto de [us/ft] a [Km/s], igual a 304.8. En nuestro caso, como más adelante será requerido contar con las velocidades en el sistema internacional, utilizaremos el factor de 304800.

En la figura 2, se puede ver el cálculo de la  $V_P$ , en unidades [m/s] (curva azul marino, carril 5), obtenida a partir de datos del registro de *DTCO*, del pozo 1.

FIGURA 2. Obtención de la curva  $V_p$ , a partir de  $DTCO$  del pozo 1.



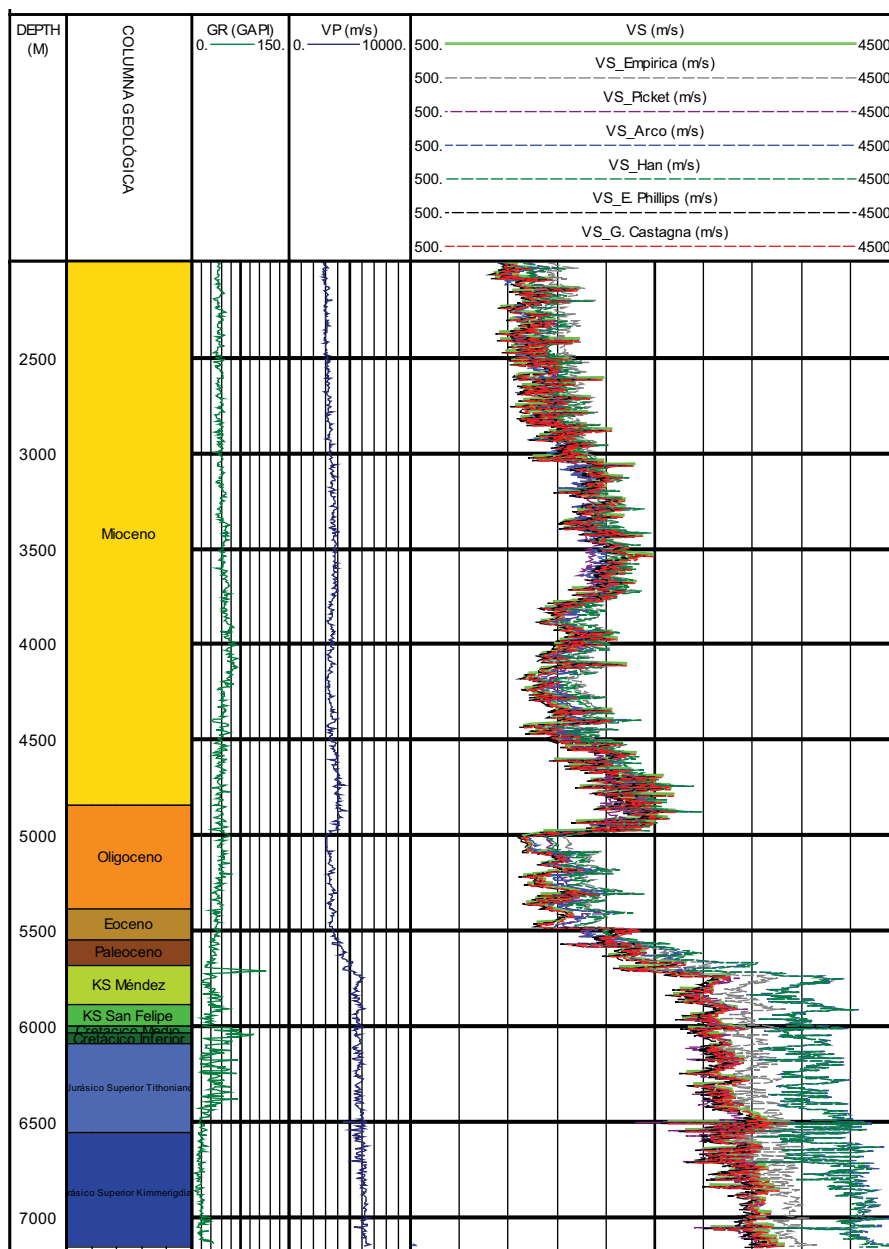
Una vez obtenida la curva de velocidad secundaria, lo más sencillo de realizar sería aplicar cualquiera de las correlaciones existentes; sin embargo, como la curva de  $V_s$ , es tan importante como la  $V_p$ , para determinar los parámetros elásticos, podría generarse un error que se llevaría arrastrando en todos los cálculos subsiguientes. Es por lo anterior que serán



probadas varias de las correlaciones citadas para la obtención de  $V_S$ , en pozos cercanos que tienen datos medidos ( $DSI$ ).

Primeramente aplicaremos las distintas correlaciones en un pozo profundo similar al pozo 1, para determinar en qué litologías la discrepancia entre  $DSI$  y  $V_S$  sintética ajusta, y en cuales hay que calibrar las ecuaciones (véase la figura 3).

FIGURA 3. Calculo de la  $V_S$  sintética con varias correlaciones y comparación con datos medidos del registro  $DSI$ , para un pozo profundo de correlación



Para el pozo profundo de condiciones similares al pozo 1, se calcularon las siguientes correlaciones y se compararon con datos medidos del registro *DSI*:

- a. Correlación empírica
- b. Correlación de Picket
- c. Correlación de ARCO
- d. Correlación de Han
- e. Correlación de E. Phillips
- f. Correlación de G. Castagna

De las seis correlaciones comparadas con datos reales (figura 3), se efectuó una revisión rápida en las gráficas y se tuvo que las correlaciones: Empírica, ARCO, y Han, muestran diferencias notorias con respecto a la curva medida (curva verde claro), en todas las formaciones, principalmente en la parte profunda, con lo cual quedan descartadas. La correlación de Picket, muestra una mediana relación con la curva de datos medidos, sin embargo, esta correlación no considera el tipo de litología, ya que utiliza una sola ecuación para cualquier clase de roca, lo que eventualmente puede generar algunos errores. Por otro lado, las correlaciones de Greenberg-Castagna y Eberhart-Phillips, muestran buena correlación en toda la sección, sobre todo en la sección profunda de carbonatos donde los valores obtenidos son prácticamente idénticos a los medidos. En la parte somera de siliciclásticos la correlación de Eberhart-Phillips, presenta algunas diferencias de hasta el 15%, en las zonas con contenido de arcilla menor al 50%, lo que puede estar asociadas a la determinación del volumen de arcilla, ( $V_{SH}$ ), que puede ser distinto para un usuario y otro. Mientras que la correlación de Greenberg-Castagna, presenta una diferencia de hasta el 10% en las mismas áreas.

Derivado de los resultados obtenidos, podemos obtener la curva de velocidad de corte ( $V_S$ ), mediante el uso de la correlación de Greenberg-Castagna o la de Eberhart-Phillips. Dado que tuvo un menor error y de que solo se encuentra en función de una sola variable, además de que discretiza las ecuaciones en función de la litología, se utilizará la correlación de Greenberg-Castagna, haciendo las siguientes consideraciones:

- En la parte de los carbonatos, se utilizará la ecuación de la correlación sin modificar, ya que ofrece una buena respuesta.
- En la parte de los siliciclásticos somera, se buscará ajustar las ecuaciones con respecto a las zonas limpias y sucias del registro de rayos gamma (*GR*), mediante la reproducción de la correlación en pozos vecinos al pozo 1, que cuenten con datos del *DSI*, en formaciones siliciclásticas; metodología que se presentará en el siguiente tema.

#### METODOLOGÍA DE OBTENCIÓN DE LA VELOCIDAD DE CORTE, AJUSTADA A LA ZONA DE ESTUDIO DEL POZO 1

Para calibrar la correlación de Greenberg-Castagna, en las formaciones siliciclásticas, fueron probadas las ecuaciones para lutitas y areniscas (ecuaciones 4.13 y 4.16), en el pozo vecino A, el cual cuenta con información del *DSI*. Se observó que ninguna de las dos ecuaciones ajusta con la curva medida (véase en la página siguiente la figura 4, específicamente, carril 5, 6 y 7), observándose que para la ecuación para lutitas, existe una sobre estimación en promedio menor al 10%, mientras que para la ecuación para areniscas el error es entre el 10% y el 15%. Lo anterior resulta lógico si pensamos que las formaciones del pozo vecino A, son en su mayoría arcillosas, por lo tanto ajusta un poco mejor la curva para arcillas, pero tal vez no tan arcillosas como lo requiere la ecuación de G. Castagna para arcillas, para calibrar con una mayor precisión.

En relación a lo anterior se analizó el registro de rayos gamma y se observaron que en las partes más sucias se ubican en la parte superior de la Formación C, donde se tienen valores de arcilla que no superan los 80 API. Este valor en el registro de rayos gamma, no es demasiado elevado, ya que en algunos casos pudieran ser inclusive mayores a 100 API, para las zonas más sucias. En este mismo intervalo, se llega a observar menor discrepancia entre los valores de  $V_S$  y  $V_{S\_SH}$ , por lo que se revisó el comportamiento de los valores medidos y los de la ecuación para lutitas en una gráfica x-y, para la Formación C, en la cual el comportamiento del registro de GR, presenta valores que oscilan entre los 60 y 80 API.

FIGURA.4. Reproducción de las ecuaciones de G-Castagna, para lutitas y areniscas en un pozo vecino al pozo 1

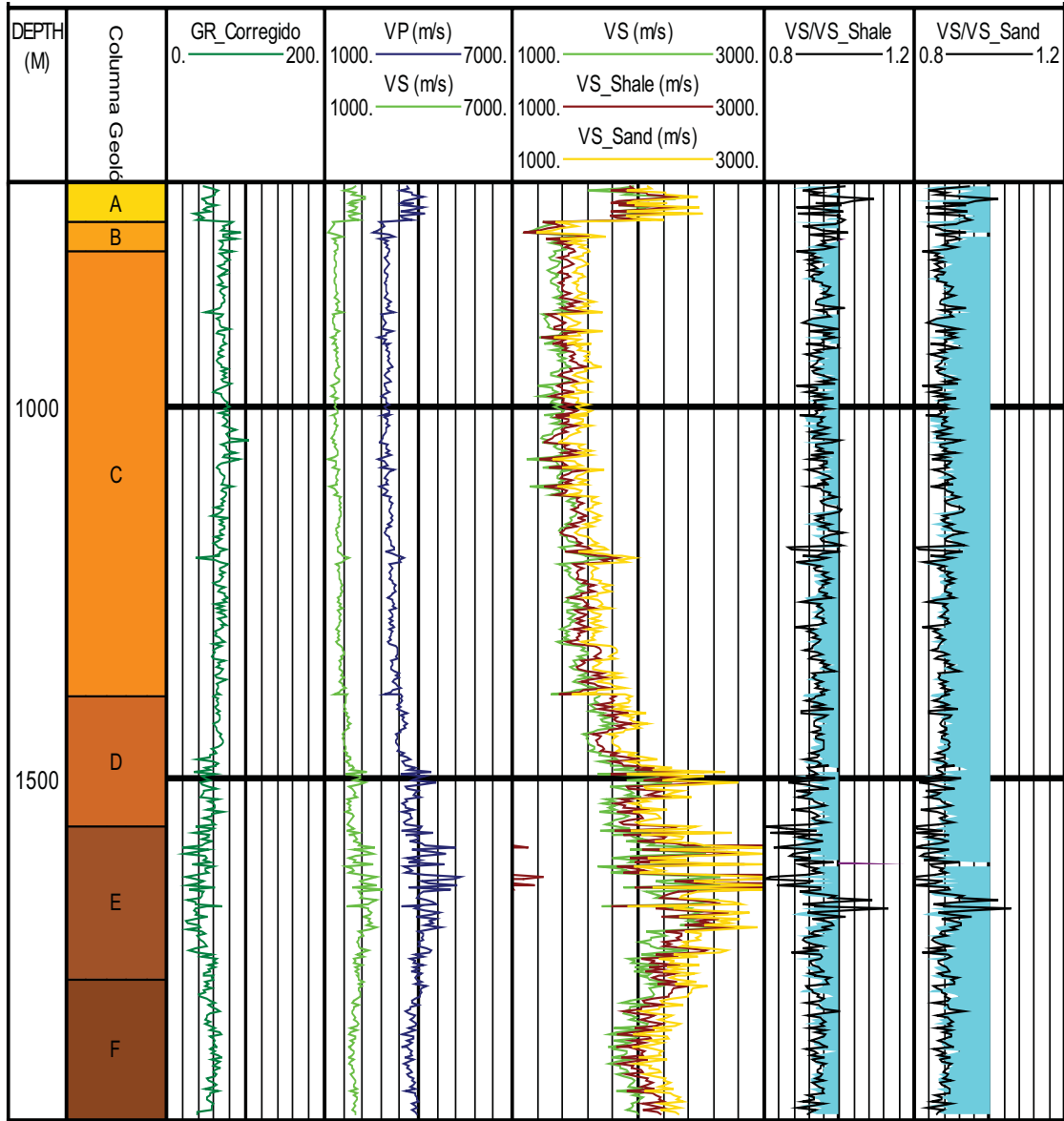
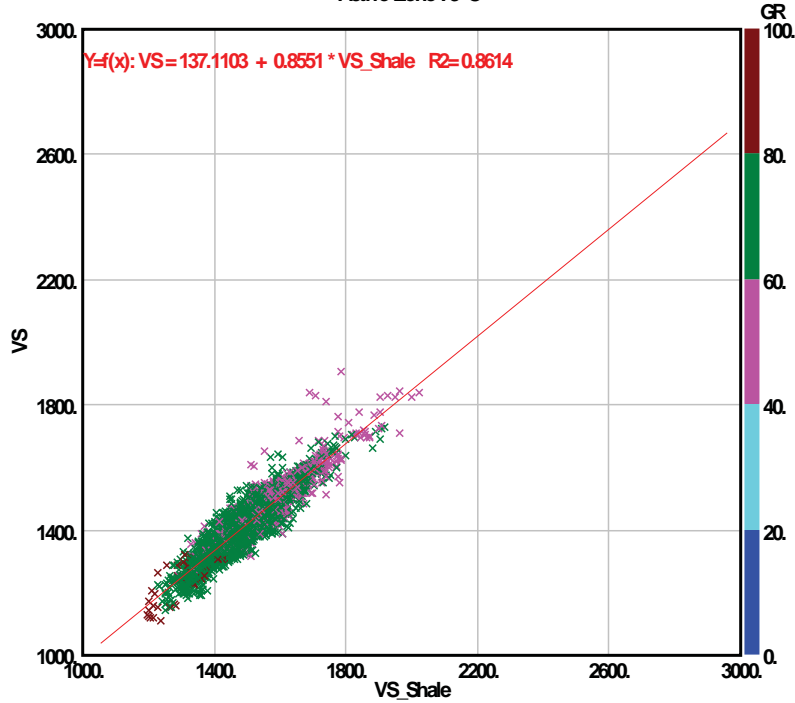


FIGURA 5. Gráfica de los puntos medidos y calculados de  $V_S$ , para una formación arcillosa del pozo vecino A. Se obtuvo línea de tendencia y ecuación lineal



De la figura 5, se obtuvo la ecuación lineal de la línea de tendencia que relaciona los valores de  $V_S$  y  $V_{S\_SH}$ , en la Formación C, del pozo vecino A (ecuación 4.23).

$$V_S = 0.8551 * V_{S\_SH} - 137.1103 \quad [m/s] \dots\dots\dots (4.23)$$

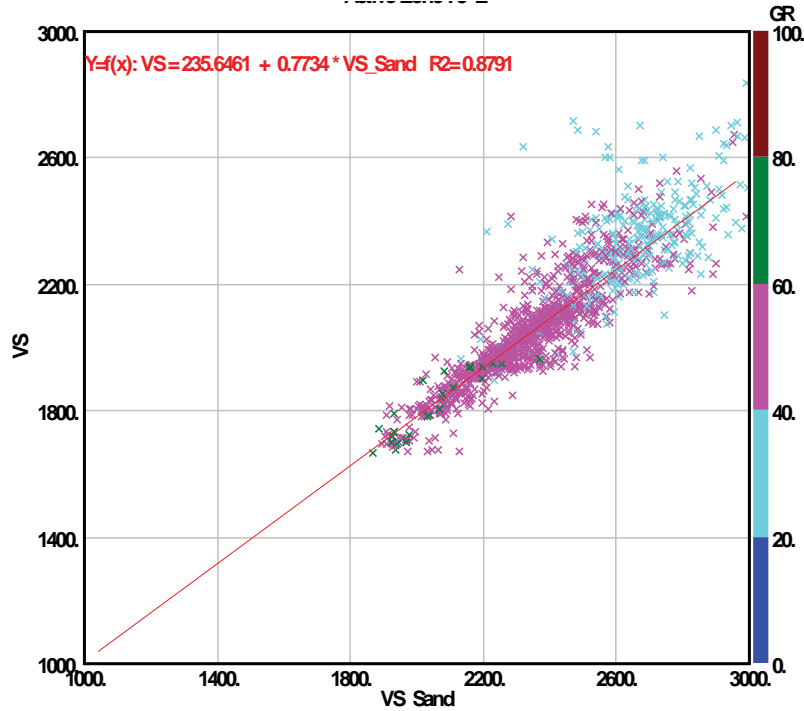
Esta ecuación se igualó a la ecuación para lutitas de la correlación de G. Castagna (ecuación 4.16), para obtener una nueva ecuación que ajuste los valores de  $V_S$  medidos y los obtenidos de manera sintética para valores de  $V_P$ , que estén asociados al rango del rayos gamma de 60 a 80 [API].

$$V_S = 0.80364 * V_P - 1048.7806 \quad [m/s] \dots\dots\dots (4.24)$$

Este mismo proceso se efectuó para la Formación E, del mismo pozo (véase la figura 6). En la cual se observó un rango de valores para el  $GR$ , que oscila entre los 40 y 60 [API]. En este caso, la ecuación que se obtuvo de la línea de tendencia trazada es la que se muestra a continuación:

$$V_S = 0.7734 * V_{SH} - 235.6461 \quad [m/s] \dots\dots\dots (4.25)$$

FIGURA 6. Gráfica de los puntos medidos y calculados de  $V_S$ , para una formación limpia del pozo vecino A. Se obtuvo línea de tendencia y ecuación lineal



De manera análoga, se igualó la ecuación de la línea de tendencia con la ecuación de la correlación de G. Castagna para areniscas (ecuación 4.13), para obtener una nueva ecuación que ajuste los valores de  $V_S$  medidos y los obtenidos de manera sintética para valores de  $V_p$ , que estén asociados al rango del rayos gamma de 40 a 60 [API].

Como resultado se obtiene la siguiente ecuación para las litologías que se encuentren dentro del rango de  $GR$  mencionado:

$$V_S = 0.78597 * V_p - 1066.842 \quad [m/s] \dots\dots\dots (4.26)$$

Con las ecuaciones obtenidas y las originales de la metodología de Greenberg-Castagna, las cuales se muestran en el cuadro 3, se obtuvo una nueva curva de  $V_S$  sintética en el pozo vecino A, que se muestra en la figura 7 (curva punteada color negro, carril 5). Esta nueva curva de velocidad de corte presenta un mejor ajuste respecto a la curva de datos medidos, obteniéndose una incertidumbre menor al 5% (véase la figura 8)

CUADRO 3. Ecuaciones de Greenberg- Castagna acopladas a las formaciones geológicas siliciclásticas del área del pozo 1.

Litología	Ecuación	Referencia
$GR \geq 80$	$V_S = 0.76969 * V_P - 867.35 \left[ \frac{m}{s} \right]$	Greenberg-Castagna Lutitas
$60 < GR < 80$	$V_S = 0.80364 * V_P - 1048.78 \left[ \frac{m}{s} \right]$	Ecuación Acoplada*
$40 < GR < 60$	$V_S = 0.78597 * V_P - 1066.84 \left[ \frac{m}{s} \right]$	Ecuación Acoplada*
$GR \leq 40$	$V_S = 0.80416 * V_P - 855.88 \left[ \frac{m}{s} \right]$	Greenberg-Castagna Areniscas

FIGURA 7. Obtención de una curva de  $V_S$ , para formaciones siliciclásticas del pozo vecino A. Se observa reducción de la incertidumbre a menos del 5%.

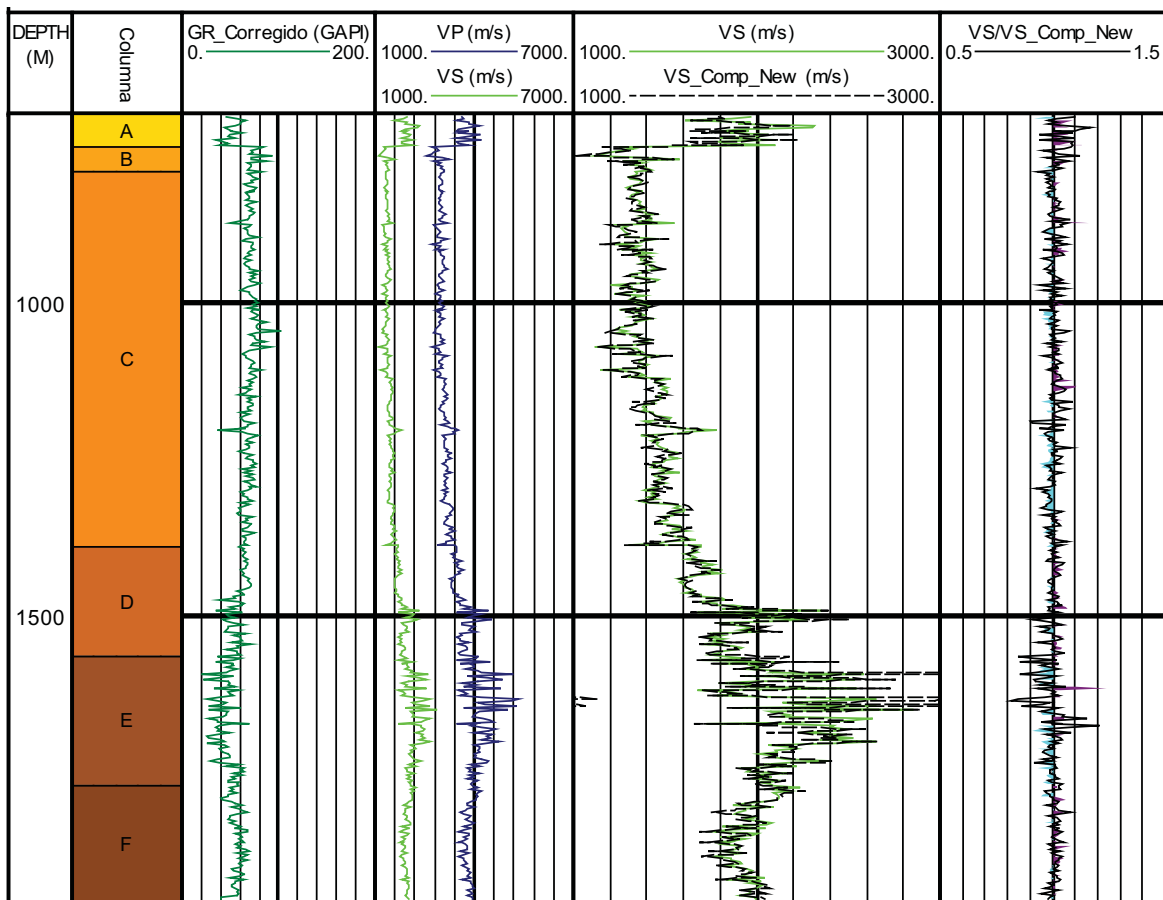
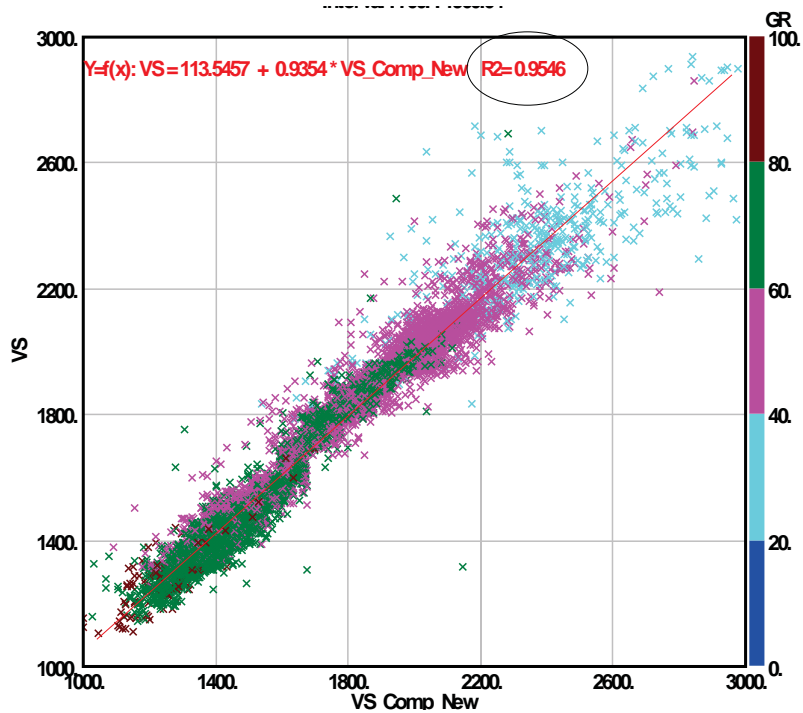


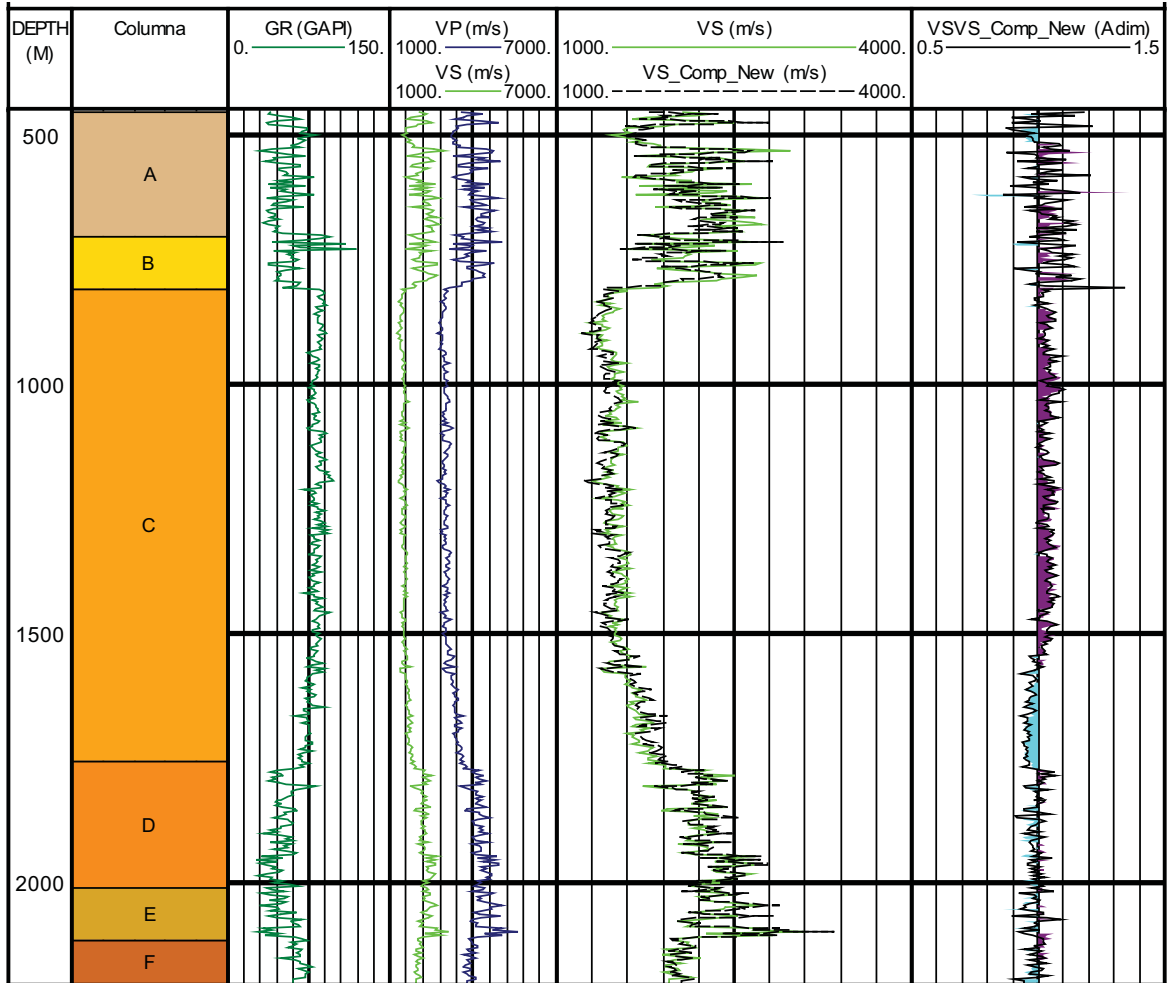
FIGURA 8. Gráfica de los puntos medidos y calculados de  $V_S$ , del pozo vecino A. Se obtuvo una reducción del error a menos del 5%



Posteriormente se reprodujo esta metodología para generar la curva sintética de  $V_S$ , en un par de pozos más cercanos al pozo 1, ubicados en la cuenca Tampico Misantla (figuras 9 y 10). Los resultados en todos los casos fueron positivos, por lo que esta metodología se considera consistente para obtener la curva sintética de  $V_S$ , en el pozo de estudio.



FIGURA 9. Obtención de la curva sintética de  $V_S$ , para una formación arcillosa del pozo vecino B, utilizando la metodología propuesta.

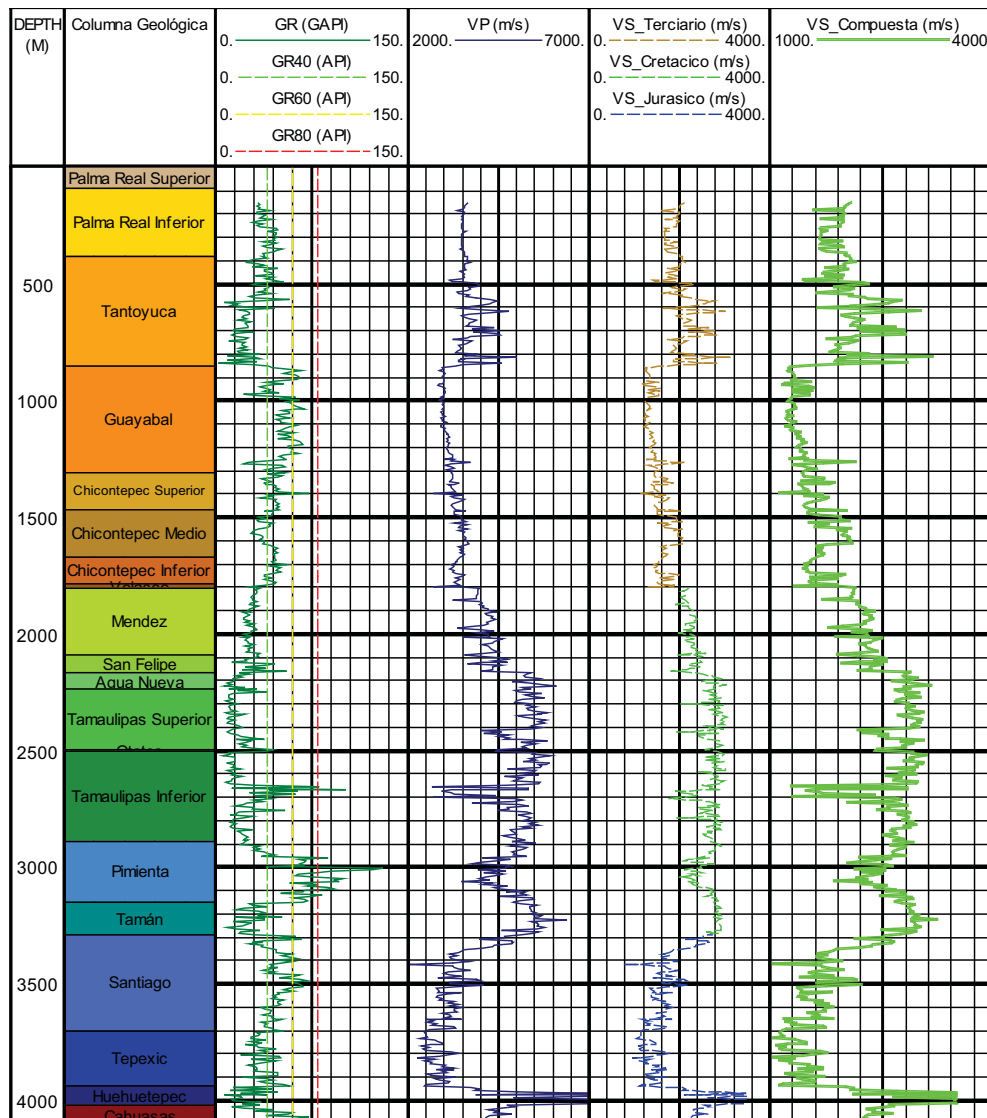




CUADRO 4. Metodologías empleadas para obtener la curva de  $V_S$ , para el pozo 1

Formaciones	Metodología Empleada	Comentarios
Cenozoico (Siliciclásticos)	Ecuaciones Acopladas G.- C. (Tabla 4.3)	Discretizados con el Registro GR
Mesozoico (Carbonatos)	Ecuaciones Originales G-Castagna	Discretizadas por Fracciones Minerales (Capítulo 1)
Jurásico (Generadoras Sobrepresionadas)	Ecuaciones de E-Phillips (Esfuerzo Efectivo)	Utilizando Porosidad Total y Volumen de Arcilla (Capítulo 1)

FIGURA 11. Obtención de la curva sintética de  $V_S$ , a partir de la  $V_P$  para el pozo 1, utilizando la metodología mencionada en el cuadro 4.



## Cálculo de parámetros elásticos dinámicos utilizados en las plantillas maestras ( $E, \nu, \mu, \lambda, K$ )

### MÓDULO DE YOUNG ( $E$ )

El Módulo de Young, es una medida de elasticidad y consecuentemente de la rigidez de un material. Es ampliamente utilizado en la interpretación sísmica cuantitativa, petrofísica y mecánica de rocas. Se define como la relación entre el esfuerzo uniaxial a la deformación unitaria cuando se aplica elasticidad lineal. Es análogo a la constante de proporcionalidad en la ley de Hooke:

$$\sigma = E * \varepsilon \dots\dots\dots(4.27)$$

Donde:

$\sigma$ , es un esfuerzo en cualquier dirección

$E$ , es la resistencia de un material homogéneo e isotrópico

$\varepsilon$ , es la deformación en la dirección en que fue aplicado el esfuerzo  $\sigma$ .

El valor del módulo de Young ( $E$ ), para la mayoría de las rocas depende de la composición mineralógica, de su porosidad, del tipo de formación y la magnitud del esfuerzo de Sobrecarga ( $OB$ ).

A partir de las velocidades compresional y de corte es posible obtener la magnitud del  $E$  dinámico, utilizando la siguiente ecuación:

$$E = \frac{\rho V_S^2 (3V_P^2 - 4V_S^2)}{V_P^2 - V_S^2} \dots\dots\dots(4.28)$$

En el cuadro 5 se muestran los valores de referencia del módulo de Young y de los principales parámetros elásticos para los materiales encontrados en las rocas sedimentarias.

CUADRO 5. Valores de módulos elásticos de referencia para diferentes materiales presentes en las rocas sedimentarias (Agilegeoscience, 2011)

Mineral o Fluido	$\rho$ Densidad Matriz [g/cc]	$E$ Modulo Young [Gpa]	$\nu$ Poisson [Adim]	$K$ Modulo de Bulto [GPa]	$\mu$ Modulo de Corte [GPa]	$\lambda$ Parámetro de Lamé [GPa]
Cuarzo	2.65	95	0.07	37	44	8
Feldespatos	2.62	40	0.32	37.5	15	28
Plagioclasas	2.63	70	0.35	76	26	59
Calcita	2.71	84	0.32	77	32	56
Dolomita	2.87	117	0.3	95	45	65
Anhidrita	2.98	72	0.23	45	29	26
Siderita	3.96	135	0.32	124	51	90
Pirita	4.93	305	0.15	147	132	59
Arenisca	2.6	32-105	0.05	15-18	7 a 24	1 a 3
Caliza	2.72	97-280	0.33	37-71	9 a 26	18-53
Lutita	2.3-2.6	20-160	0.27	16-36	2 a 19	3 a 24
Agua de Formación	1.03	0	0.5	2.3	0	2.3
Hidrocarburos (40 API)	0.83	0	0.5	1.6	0	1.6

174

#### RELACIÓN DE POISSON ( $\nu$ )

Es un parámetro elástico que relaciona la deformación de acortamiento transversal con la deformación de alargamiento longitudinal (ecuación 4.29). En otras palabras, es una medida del grado en el que un material se expande en un eje cuando se comprime en otro.

$$\frac{\epsilon_{transversal}}{\epsilon_{longitudinal}} \dots\dots\dots(4.29)$$

La ecuación para obtener la magnitud de la relación de Poisson, en función de las velocidades compresional y de corte, es la siguiente:

$$\nu = \frac{V_P^2 - 2V_S^2}{2(V_P^2 - V_S^2)} \dots\dots\dots(4.30)$$

#### PARÁMETRO DE LAMÉ ( $\lambda$ )

El primer parámetro de Lamé, generalmente es conocido como lambda, ( $\lambda$ ); es un módulo de elasticidad, utilizado ampliamente en la interpretación sísmica cuantitativa y

geomecánica. Fue descrita por primera vez por el matemático francés, Gabriel Lamé. A menudo se dice que  $\lambda$  no tiene ninguna interpretación física, pues resulta difícil de visualizar.

A continuación se presenta la ecuación 4.31, con la cual es posible calcular el parámetro de Lamé, en función de las velocidades compresional y de corte:

$$\lambda = \rho(V_P^2 - 2V_S^2) \dots\dots\dots(4.31)$$

#### MÓDULO DE CORTE ( $\mu$ )

El módulo de corte, es también conocido como módulo de rigidez, o el segundo parámetro de Lamé. Simbolizado como  $\mu$ . Algunos autores lo representan con la letra  $G$ . La ecuación para obtener el módulo de corte es la siguiente:

$$\mu = \rho V_S^2 \dots\dots\dots(4.32)$$

#### MÓDULO VOLUMÉTRICO ( $K$ )

El módulo volumétrico de un material (a veces llamado módulo volumétrico o de compresibilidad), mide su resistencia a la compresión uniforme y, por tanto, indica el aumento de presión requerido para causar una disminución unitaria de volumen dada. La ecuación para obtener  $K$ , a partir de velocidades es la mostrada a continuación:

$$K = \rho(V_P^2 - 2V_S^2) \dots\dots\dots(4.33)$$

El módulo volumétrico, se define también como el inverso de la compresibilidad ( $C$ ), concepto discutido ampliamente en el capítulo tres (ecuación 4.34)

$$C = \frac{1}{K} \dots\dots\dots(4.34)$$

En la figura 12, se presentan las ecuaciones que relacionan los parámetros elásticos definidos en este apartado. En nuestro caso utilizaremos preferentemente las ecuaciones descritas en función de las velocidades compresional y de corte (ecuaciones 4.28 a 4.33).

176

FIGURA 12. Relación entre diferentes módulos elásticos para un material homogéneo e isotrópico (Zoback, 2007)

$K$	$E$	$\lambda$	$\nu$	$G$	$M$
$\lambda + \frac{2G}{3}$	$G \frac{3\lambda + 2G}{\lambda + G}$	-	$\frac{\lambda}{2(\lambda + G)}$	-	$\lambda + 2G$
-	$9K \frac{K - \lambda}{3K - \lambda}$	-	$\frac{\lambda}{3K - \lambda}$	$3 \frac{K - \lambda}{2}$	$3K - 2\lambda$
-	$\frac{9K - G}{3K - G}$	$K - \frac{2G}{3}$	$\frac{3K - 2G}{2(3K + G)}$	-	$K + 4 \frac{G}{3}$
$\frac{\varepsilon G}{3(3G - E)}$	-	$G \frac{E - 2G}{3G - E}$	$\frac{E}{2G} - 1$	-	$G \frac{4G - E}{3G - E}$
-	-	$3K \frac{3K - E}{9K - E}$	$\frac{3K - E}{6K}$	$\frac{3KE}{9K - E}$	$3K \frac{3K + E}{9K - E}$
$\lambda \frac{1 + \nu}{3\nu}$	$\lambda \frac{(1 + \nu)(1 - \nu)}{\nu}$	-	-	$\lambda \frac{1 - 2\nu}{2\nu}$	$\lambda \frac{1 - \nu}{\nu}$
$G \frac{2(1 + \nu)}{3(1 - 2\nu)}$	$2G(1 + \nu)$	$G \frac{2\nu}{1 - 2\nu}$	-	-	$G \frac{2 - 2\nu}{1 - 2\nu}$
-	$3K(1 - 2\nu)$	$3K \frac{\nu}{1 + \nu}$	-	$3K \frac{1 - 2\nu}{2 + 2\nu}$	$3K \frac{1 - \nu}{1 + \nu}$
$\frac{E}{3(1 - 2\nu)}$	-	$\frac{E\nu}{(1 + \nu)(1 - 2\nu)}$	-	$\frac{E}{2 + 2\nu}$	$\frac{E(1 - \nu)}{(1 + \nu)(1 - 2\nu)}$

### Método autoconsistente de obtención de $V_P$ y $V_S$

Esta metodología fue generada por Valdiviezo-Mijangos y Nicolás-López (2014); el método tiene la particularidad de poder obtener propiedades efectivas considerando un medio heterogéneo de  $n$  inclusiones ya sea minerales, fluidos o materia orgánica en forma simultánea (Hernández, 2016)

Las ecuaciones del método autoconsistente son no lineales, por lo cual, los autores de la metodología las han resuelto con el método del punto fijo. Al obtener la solución de las ecuaciones se está asumiendo que las propiedades de la roca  $\mu$ ,  $\kappa$  y  $\rho$ , de un sistema homogéneo, se convierten en propiedades de un sistema heterogéneo, que son llamadas

propiedades efectivas ( $\mu_0$ ,  $\kappa_0$  y  $\rho_0$ ). Estas ecuaciones son las que a continuación se mencionan:

$$k_0 = k_{n+1} + \sum_{r=1}^n \frac{\alpha_r(k_r - k_{n+1})}{1 + 3(k_r - k_0)/(3k_0 + 4\mu_0)} \dots\dots\dots(4.35)$$

Donde:

$k_0$ , es el módulo volumétrico efectivo

$k_{n+1}$ , es el módulo volumétrico de la matriz

$k_r$ , es el módulo volumétrico de una inclusión

$\alpha_r$ , es la fracción volumétrica de la inclusión

$$\mu_0 = \mu_{n+1} + \sum_{r=1}^n \frac{\alpha_r(\mu_r - \mu_{n+1})}{1 + 2(\mu_r - \mu_0)[2\mu_0 + (3k_0 + 4\mu_0)]/[5\mu_0(3k_0 + 4\mu_0)]} \dots\dots\dots(4.36)$$

Donde:

$\mu_0$ , es el módulo de corte efectivo

$\mu_{n+1}$ , es el módulo de corte de la matriz

$\mu_r$ , es el módulo de corte de la inclusión

$$\rho_0 = \rho_{n+1} + \sum_{r=1}^n \alpha_r(\rho_r - \rho_{n+1}) \dots\dots\dots(4.37)$$

Donde:

$\rho_0$ , es la densidad volumétrica efectiva

$\rho_{n+1}$ , es la densidad de la matriz

$\rho_r$ , es la densidad de la inclusión

Una vez obtenidas las propiedades efectivas  $\mu_0$ ,  $\kappa_0$  y  $\rho_0$ , del método autoconsistente es posible calcular las velocidades de las ondas  $P$  y  $S$ , con las siguientes ecuaciones que son análogas a las revisadas en el método de Lee (2006):

$$V_p = \left( \frac{k_0 + 4\mu_0/3}{\rho_0} \right)^{1/2} \dots\dots\dots(4.38)$$



Donde:

$V_p$ , es la velocidad compresional

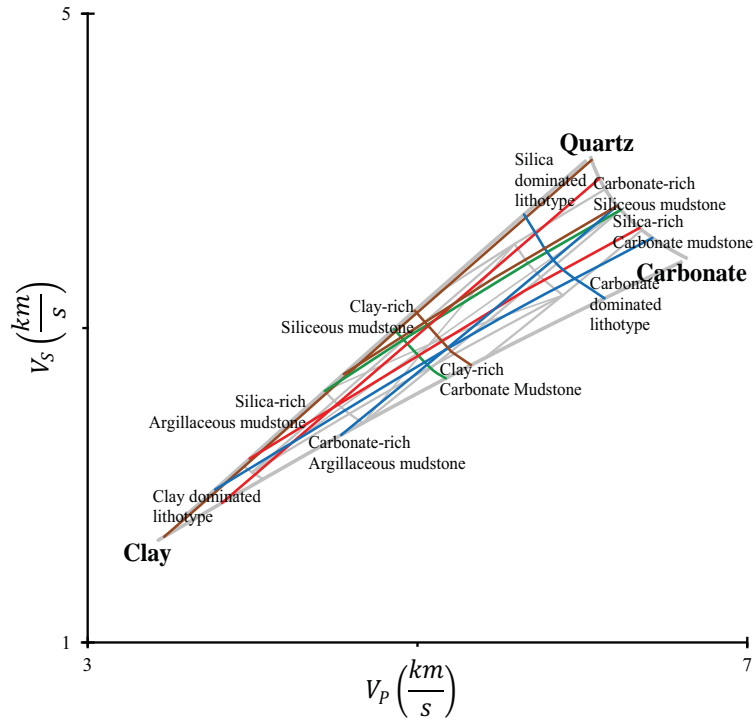
$$V_s = \left(\frac{\mu_o}{\rho_o}\right)^{1/2} \dots\dots\dots(4.39)$$

Donde:

$V_s =$  Velocidad de las ondas S

Con valores de  $V_p$  y  $V_s$ , obtenidos mediante el uso de esta metodología, Nicolás-López y Valdiviezo-Mijangos (2015), construyeron las plantillas maestras  $V_p - V_s$ , las cuales presentan buena respuesta para identificar arcillas, no así, para diferenciar rocas con minerales de cuarzo y calcita (figura 13)

FIGURA 13. Representación general de la plantilla  $V_p - V_s$ , obtenida mediante el método autoconsistente (Nicolás y Valdiviezo, 2015)



Además de lo anterior, a partir de  $V_p$  y  $V_s$ , también es posible obtener una variedad de parámetros elásticos de la roca como los mencionados anteriormente, entre los cuales, tenemos los requeridos para la construcción de las plantillas maestras ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ) y  $(E - \nu)$ .

### **Plantillas maestras ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), para diferentes tipos de fluidos**

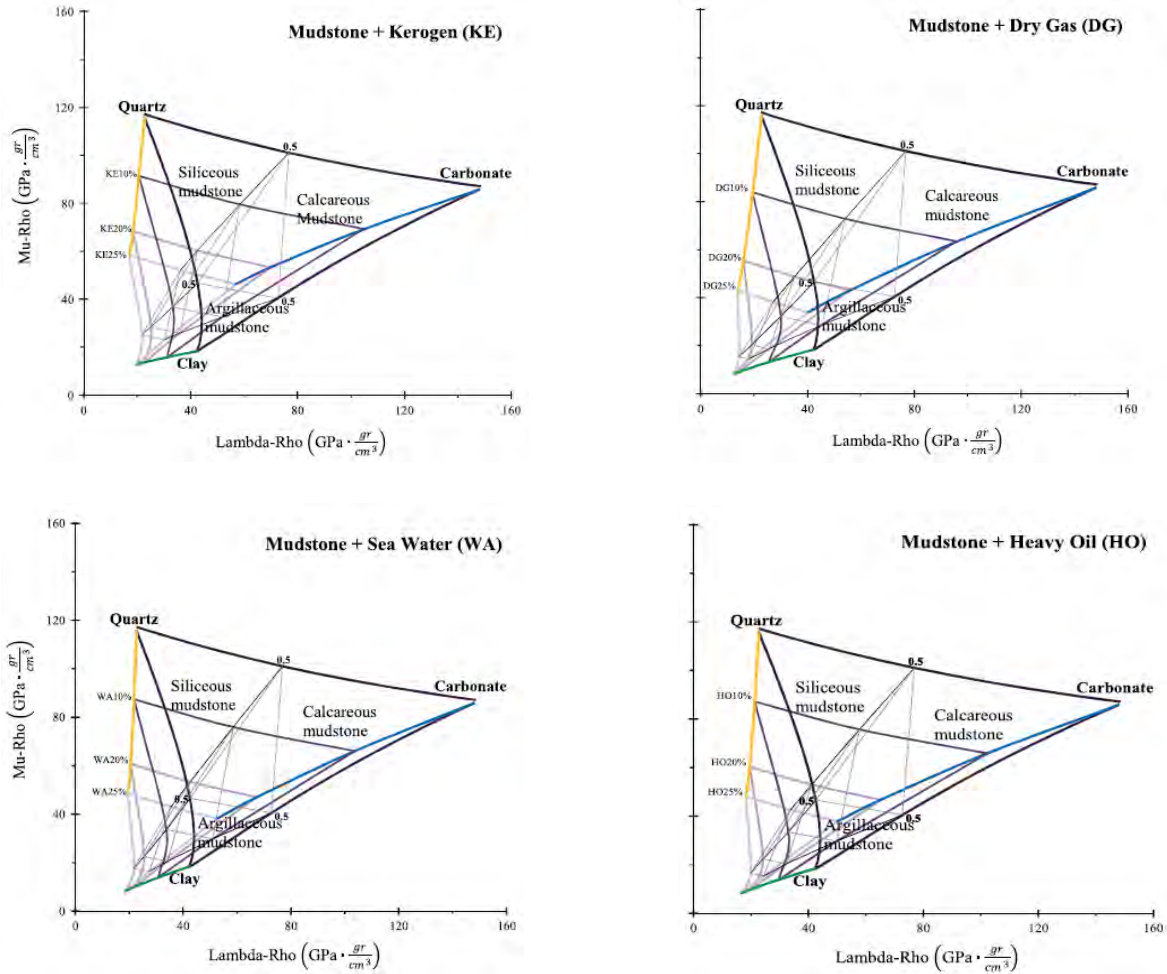
#### DESCRIPCIÓN DE LAS PLANTILLAS ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ).

Las plantillas maestras de propiedades mecánicas ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), propuestas por Nicolás-López y Valdiviezo-Mijangos (2015), son una herramienta en donde se pueden identificar propiedades mecánicas de la roca, porcentajes de diferentes minerales de componentes de las rocas sedimentarias, como son arcilla, calcita y cuarzo, así como el contenido de fluidos como pueden ser agua de formación, aceite, kerógeno o gas.

Si bien las plantillas maestras generadas a partir de  $V_p$ -  $V_s$ , definen zonas características de ciertos minerales y ofrecen buena respuesta para identificar minerales arcillosos, la interpretación en litologías que contienen cuarzo o carbonatos se vuelve compleja, dada la cercanía de las aristas para estos minerales en el triángulo. Si tomamos en cuenta que en la realidad será difícil observar algunas de estas litologías de forma pura; las impurezas y mezcla de fluidos presentes en una litología pueden cargar la respuesta hacia alguna de las dos aristas (cuarzo o calcita), dando una lectura que, aunque no es errónea, puede generar confusión si pensamos que se trata del otro mineral.

Los autores de la metodología, reducen esta problemática, generando otras plantillas en donde las respuestas para los minerales típicos en las rocas se presentan más distantes unos de otros. Este es el caso de la plantilla ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), la cual distingue varios porcentajes de los fluidos que podemos encontrar en el medio poroso de las formaciones del subsuelo como son agua de formación, aceite, kerógeno o gas (véase la figura 14).

FIGURA 14. Plantillas maestras ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), para diferentes tipos de fluidos presentes en las rocas sedimentarias (Nicolás y Valdiviezo, 2015)



OBTENCIÓN DE MEZCLAS LITOLÓGICAS CON PLANTILLAS ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), PARA LAS FORMACIONES GEOLÓGICAS DEL POZO 1

En el caso del pozo 1, mediante el uso de los registro geofísico de  $RHOB$ , obtenido de forma sintética en el capítulo 1 y los registros de velocidad compresional y de corte ( $V_p$  y  $V_s$ ), obtenidos previamente en este capítulo; se logró determinar las fracciones minerales que componen las rocas mediante el uso de las plantillas ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), para las 20 formaciones geológicas que atraviesa el pozo de estudio. La escala en la que se encuentran las propiedades elásticas son [GPa\* (g/cc)], por lo que tuvo que realizarse el siguiente análisis dimensional.

Considerando que los [GPa], son unidades del sistema internacional, debido a que las velocidades  $V_P$  y  $V_S$ , pueden tenerse en [km/s], debemos convertir estas a [m/s], multiplicando por 1000, en nuestro caso, como fueron utilizadas las ecuaciones de G-Castagna acopladas de la tabla 4.3, ya tenemos los valores de las velocidades  $V_P$  y  $V_S$ , en [m/s]. Por otro lado, la densidad ( $RHOB$ ), que se tiene en [g/cc], debemos convertirla a [kg/m<sup>3</sup>].

Una vez que se obtienen las variables en unidades en SI, aplicamos las ecuaciones 4.31 y 4.32, para obtener los parámetros elásticos  $\mu$  y  $\lambda$ . Las unidades resultantes son los [GPa], los cuales debemos multiplicar nuevamente por la densidad en [g/cc], para obtener los valores que se muestran en alguna zona de las gráficas mostradas en las figuras 15 para formaciones del Cenozoico, 16 para formaciones del Cretácico y 17 para formaciones del Jurásico.

FIGURA 15. Plantillas maestras ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), para siete formaciones del Cenozoico atravesadas por el pozo 1

**DIAGRAMAS TERNARIOS ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), FORMACIONES DEL CENOZOICO**

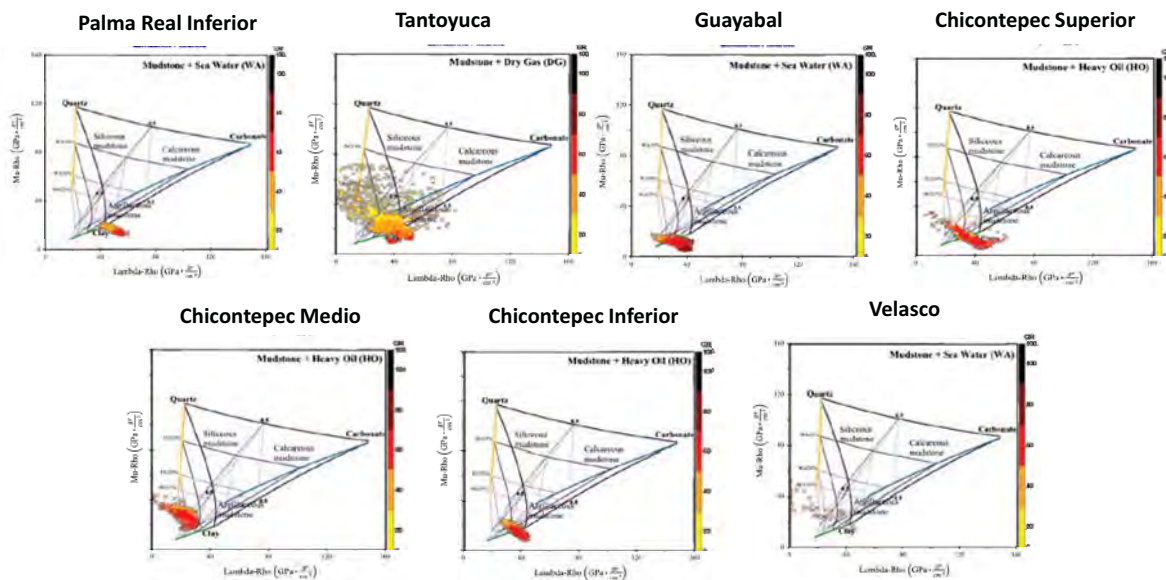


FIGURA 16. Plantillas maestras ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), para seis formaciones del Cretácico atravesadas por el pozo 1  
**DIAGRAMAS TERNARIOS ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), FORMACIONES DEL CRETÁCICO**

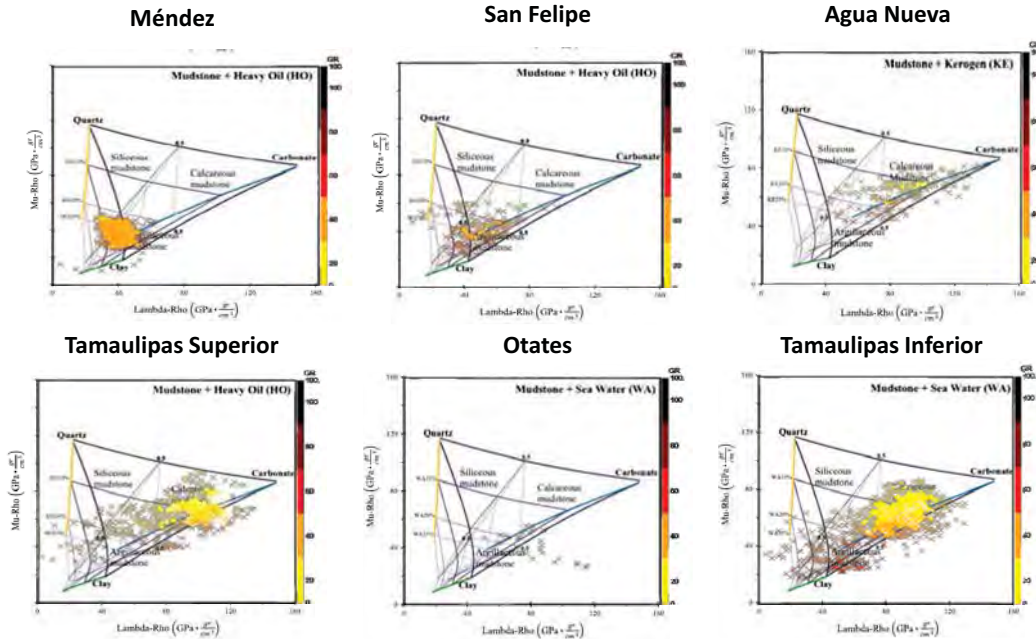
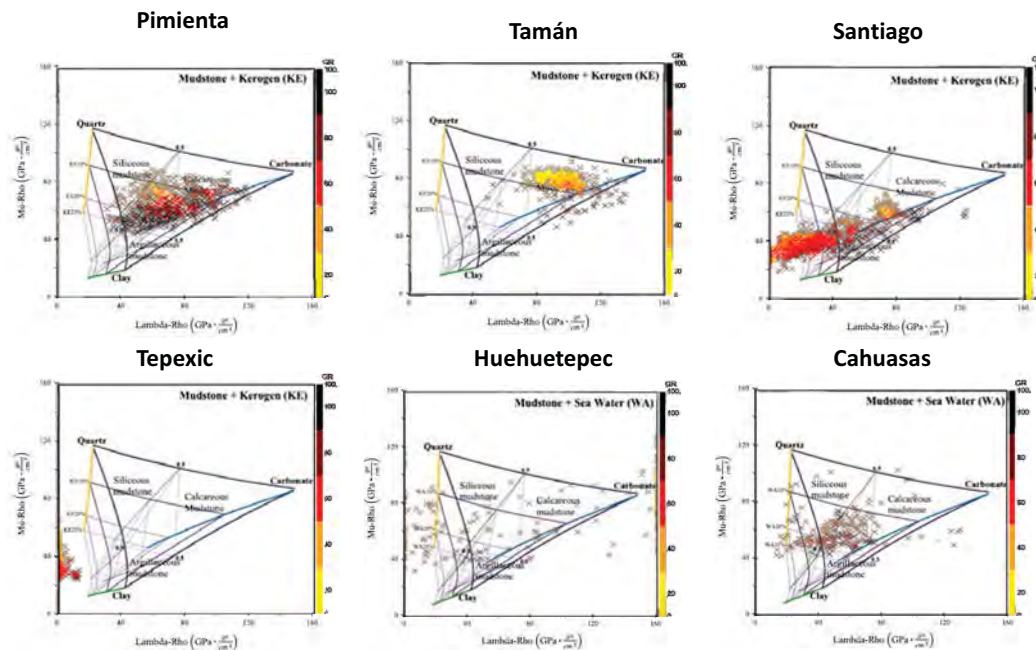


FIGURA 17.- Plantillas maestras ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), para seis formaciones del Jurásico atravesadas por el pozo 1

**DIAGRAMAS TERNARIOS ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), FORMACIONES DEL JURÁSICO**



CALIBRACIÓN DE INFORMACIÓN EN PLANTILLAS MAESTRAS ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), CON MÉTODOS DE IDENTIFICACIÓN A PARTIR DE REGISTROS GEOFÍSICOS

De los resultados obtenidos para las formaciones geológicas donde ha sido probada la metodología de plantillas maestras ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), se puede comentar lo siguiente:

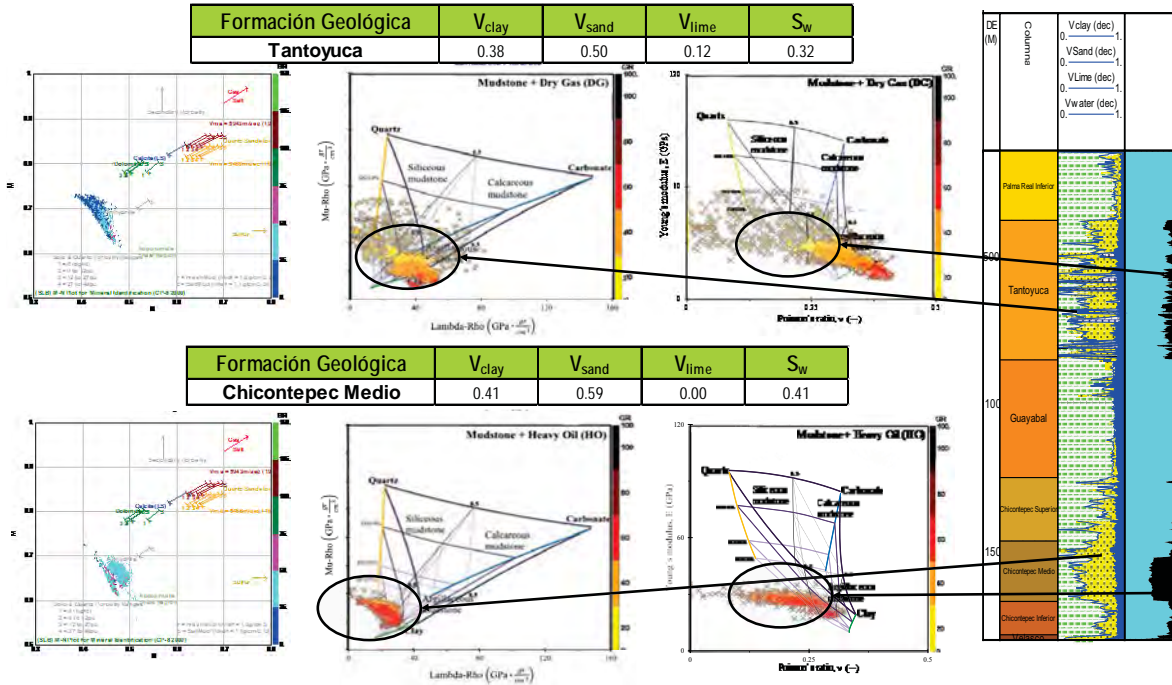
Para las siete formaciones del Cenozoico se observa en todos los casos un comportamiento que tiende a lo arcilloso, con excepción de algunas zonas de las formaciones Tantoyuca y Chicontepec Medio, en las que se observan zonas con menor contenido de arcilla al del resto de las plantillas, que son discretizadas también con la gama de colores del registro GR, que fue incluido en todas las gráficas presentadas (figura 4).

En el caso de la Formación Chicontepec Medio, además de evidenciar las zonas con menor contenido de arcilla por el cambio de coloración de GR y la migración de los puntos hacia la zona de cuarzo; se aprecia una deflexión de los puntos hacia la zona de mayor contenido de hidrocarburos, que fue identificada en la interpretación petrofísica realizada en el capítulo 1.

En la figura 18, se presenta el análisis efectuado para las dos formaciones comentadas y de interés petrolero del Cenozoico.



FIGURA 18. Plantillas de mezclas litológicas relacionadas con metodologías previamente revisadas; para las formaciones Tantoyuca y Chicontepec Medio.



Por otro lado, en las formaciones del Mesozoico, se observa una clara migración de los puntos graficados hacia la zona de carbonatos, a partir de la Formación Méndez, la cual presenta un comportamiento muy arcilloso e incluso con algún porcentaje de arenisca; hasta las formaciones Tamaulipas Superior e Inferior, en donde los puntos graficados se presentan francamente en la zona de los carbonatos.

Por su parte, la sección de las formaciones del Jurásico, presenta comportamientos diversos en sus litologías. En las formaciones Pimienta y Taman, se observa un comportamiento similar al de los carbonatos de capas superiores con algunas zonas que tienen hacia lo arcilloso (puntos color rosa), mientras que las formaciones Santiago y Tepexic, presentan una marcada migración hacia lo arcilloso que se confirma bien con la coloración rosa que presentan los puntos. Por último, la Formación Huehuetepec presenta un comportamiento diferente dado que esta formación contiene espesores importantes de anhidrita, lo que implicaría hacer uso de otra plantilla que incluyera dicho mineral, mientras que la Formación Cahuasas presenta un comportamiento areno-arcilloso, característico de esta formación.

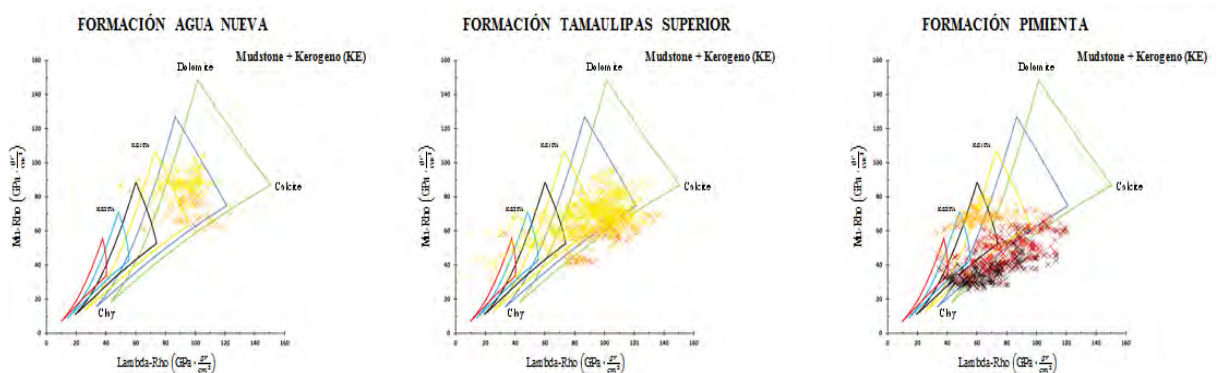
VENTAJAS DE UTILIZAR PLANTILLAS ( $\mu\rho - \lambda\rho$ )

Como ha sido previamente comentado y evidenciado en la práctica, el uso de esta herramienta, permite confirmar el análisis litológico realizado por petrofísica o en su defecto realizar el análisis litológico sin recurrir al análisis petrofísico convencional (España, 2016), y sensibilizar en la identificación de zonas de hidrocarburos, de forma más apropiada que con los diagramas cross plot previamente revisados (gráficas N- D, N- S, M- N). Además de que obtienen mezclas litológicas mediante plantillas maestras, nos permitirá determinar zonas de fragilidad como será visto más adelante.

PLANTILLAS MAESTRAS ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), PARA FORMACIONES DE CARBONATOS

Los autores de la metodología de plantillas maestras (Nicolás-López y Valdiviezo-Mijangos, 2015), han visualizado la necesidad de hacer extensiva esta metodología a formaciones de rocas con contenido de minerales carbonatados como son la calcita y/o dolomita con la intención de conocer las propiedades mecánicas específicas de dichas litologías. El tener identificados los minerales formadores de rocas carbonatadas tiene varias aplicaciones durante la perforación y mantenimiento de pozos que atraviesen este tipo de mezclas litológicas. A continuación se muestra la respuesta de tres formaciones carbonatadas del pozo 1 en este tipo de plantillas que aún se encuentran en desarrollo.

FIGURA 19.- Plantillas maestras ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), para carbonatos en tres formaciones del pozo 1





### Plantillas maestras ( $E - \nu$ ), para diferentes tipos de fluidos

#### DESCRIPCIÓN DE LAS PLATILLAS ( $E - \nu$ ).

**186**

Las plantillas de las propiedades elásticas  $E - \nu$ , surgen de la necesidad de continuar observando el comportamiento del medio subsuperficial, analizado desde otra perspectiva, respecto a las plantillas  $\mu\rho - \lambda\rho$ , previamente descritas. En este tipo de plantillas disminuye la perspectiva para identificar la zona mineral muestreada, sin embargo, la virtud de esta plantilla se concentra en diferenciar mejor que en las plantillas  $\mu\rho - \lambda\rho$ , las zonas con mayor contenido de fluidos, como ocurre en las zonas que se tiene previamente identificadas como posibles productoras, o incluso en las formaciones generadoras donde es factible identificar las mejores zonas dentro de la formación a fracturar. Las unidades en las que se presenta las plantillas son [GPa] para el módulo de Young, con lo que se debe seguir el mismo análisis dimensional que se empleó para obtener los parámetros  $\mu$  y  $\lambda$ ; en lo que respecta a la relación de Poisson, esta se presenta en escala adimensional [adim]. La figura 20, muestra las plantillas ( $E - \nu$ ), para los fluidos: agua de formación, aceite, kerógeno o gas.

#### OBTENCIÓN DE MEZCLAS LITOLÓGICAS CON PLANTILLAS ( $E - \nu$ ), PARA LAS FORMACIONES GEOLÓGICAS DEL POZO 1

Al igual que las plantillas anteriormente descritos, también se obtuvieron las plantillas maestras ( $E - \nu$ ), utilizando las ecuaciones 4.28 y 4.30, que están en función de las velocidades compresional y de corte, así como de la densidad volumétrica ( $RHOB$ ); para las 20 formaciones geológicas que atraviesa el pozo 1, haciendo énfasis en las zonas productoras y generadoras de hidrocarburos. En la figuras 21, se muestran los resultados para las formaciones del Cenozoico, en la figura 22 para las formaciones del Cretácico, y en la figura 23, se muestra lo obtenido para las formaciones del Jurásico.

FIGURA 20. Plantillas maestras ( $E - \nu$ ), para diferentes tipos de fluidos presentes en las rocas sedimentarias (Nicolás y Valdiviezo, 2015)

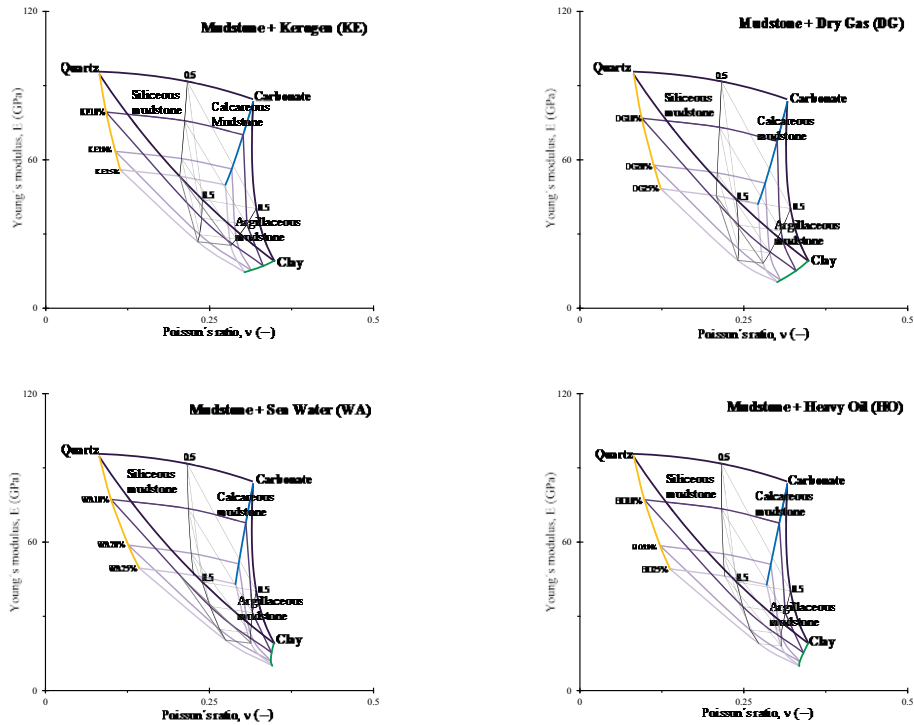


FIGURA 21. Plantillas maestras ( $E - \nu$ ), para siete formaciones del Cenozoico, atravesadas por el pozo 1

DIAGRAMAS TERNARIOS ( $E - \nu$ ), FORMACIONES DEL CENOZOICO

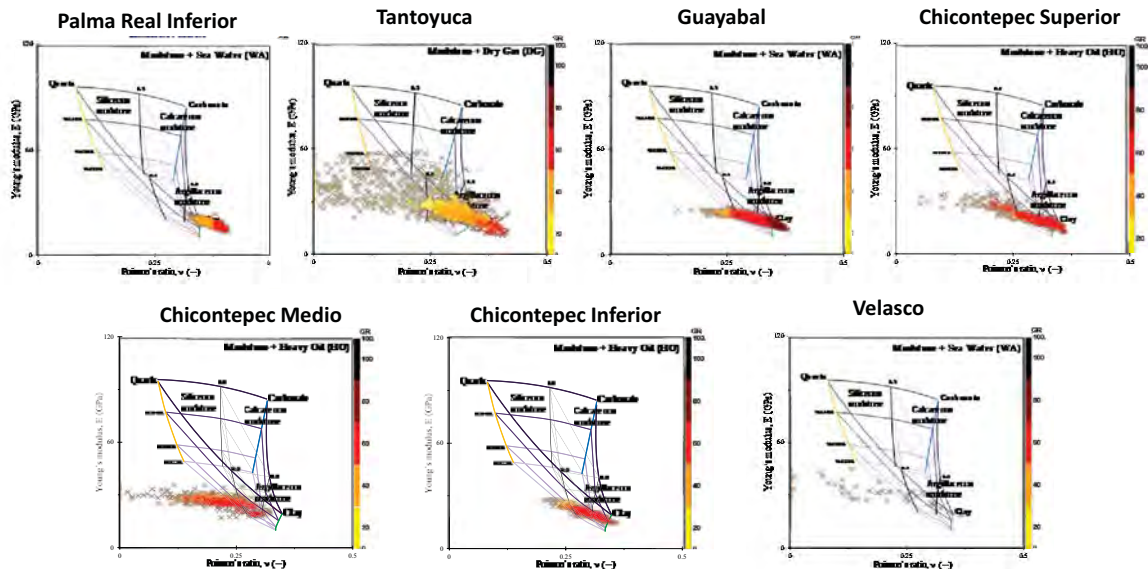


FIGURA 22. Plantillas maestras ( $E - v$ ), para seis formaciones del Cretácico, atravesadas por el pozo 1

**DIAGRAMAS TERNARIOS ( $E-v$ ), FORMACIONES DEL CRETÁCICO**

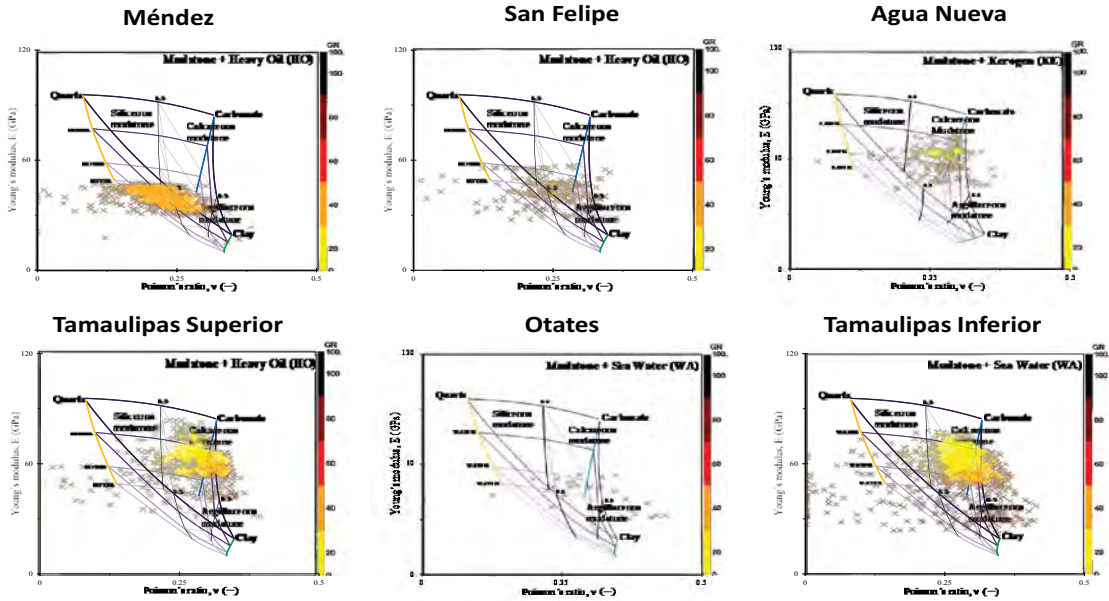
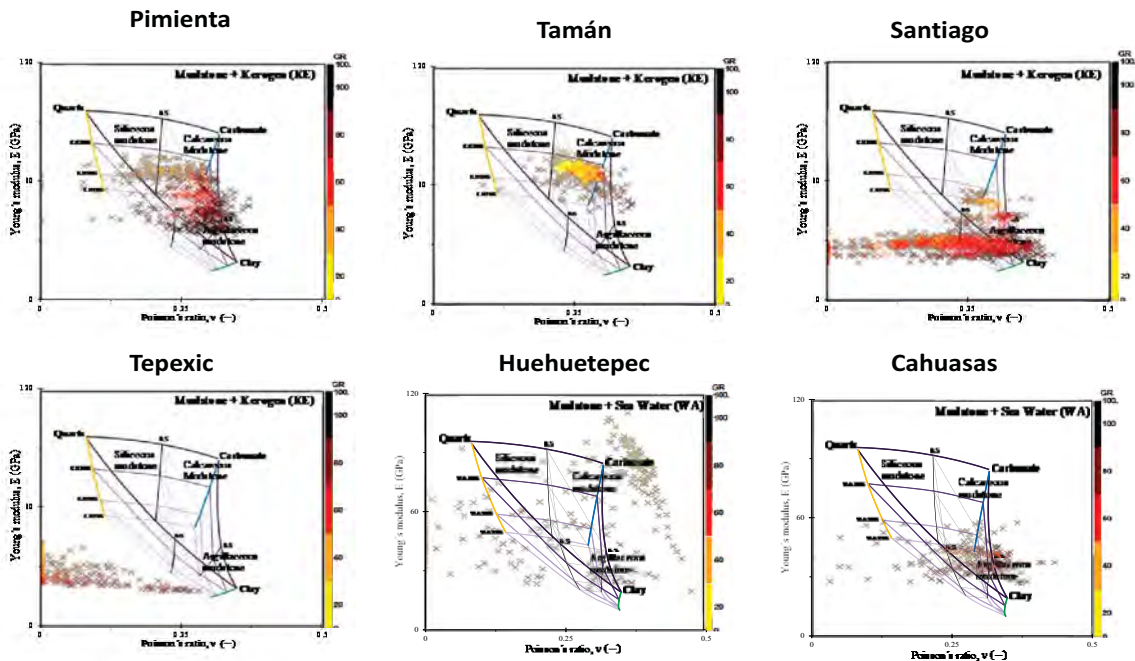


FIGURA 23. Plantillas maestras ( $E - v$ ), para seis formaciones del Jurásico, atravesadas por el pozo 1

**DIAGRAMAS TERNARIOS ( $E-v$ ), FORMACIONES DEL JURÁSICO**



CALIBRACIÓN DE INFORMACIÓN EN PLANTILLAS MAESTRAS ( $E - v$ ), CON MÉTODOS DE IDENTIFICACIÓN A PARTIR DE REGISTROS GEOFÍSICOS

Los resultados obtenidos en las plantillas maestras ( $E - v$ ), corroboran lo ya anticipado con las plantillas ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), sin embargo en este caso se pueden apreciar algunas particularidades que no son tan evidentes en las plantillas maestras anteriores y es que en la zona de arcillas y areniscas se aprecia con mayor precisión la saturación de fluidos que contienen las rocas de las formaciones muestreadas. Tal es el caso de la Formación Chicontepec Medio, en donde se confirma que la zona con menor contenido de arcilla se encuentra en la zona de saturación de hidrocarburos mayor al 20 %. Lo mismo ocurre con la zona más limpia de la Formación Tantoyuca, la cual se aprecia en la zona de 15% de gas.

Por otra parte, en las formaciones del Mesozoico se aprecia la tendencia de los puntos hacia los carbonatos, de igual manera que ocurrió con los plantillas ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ); aunque en este caso se observan algunas formaciones con puntos dentro de las zonas de saturación de hidrocarburos, como ocurre con la Formación Agua Nueva, que en la literatura ha sido reportada como roca generadora inmadura; y la Formación Tamaulipas Superior, que es análoga a otras formaciones productoras de hidrocarburos del Albiano-Cenomaniano de la zona. El análisis de estas formaciones se muestra en la figura 24.

En cuanto a las formaciones del Jurásico, igual que en el caso de la Formación Agua Nueva, se observan algunas zonas dentro de las zonas de saturación de kerógeno, lo que se confirma con la petrofísica y los reportes de las formaciones Pimienta y Taman. El análisis de estas dos formaciones con técnicas anteriores, se muestra en la figura 25.

FIGURA 24. Plantillas de mezclas litológicas relacionadas con metodologías previamente revisadas; para las formaciones Agua Nueva y Tamaulipas Superior.

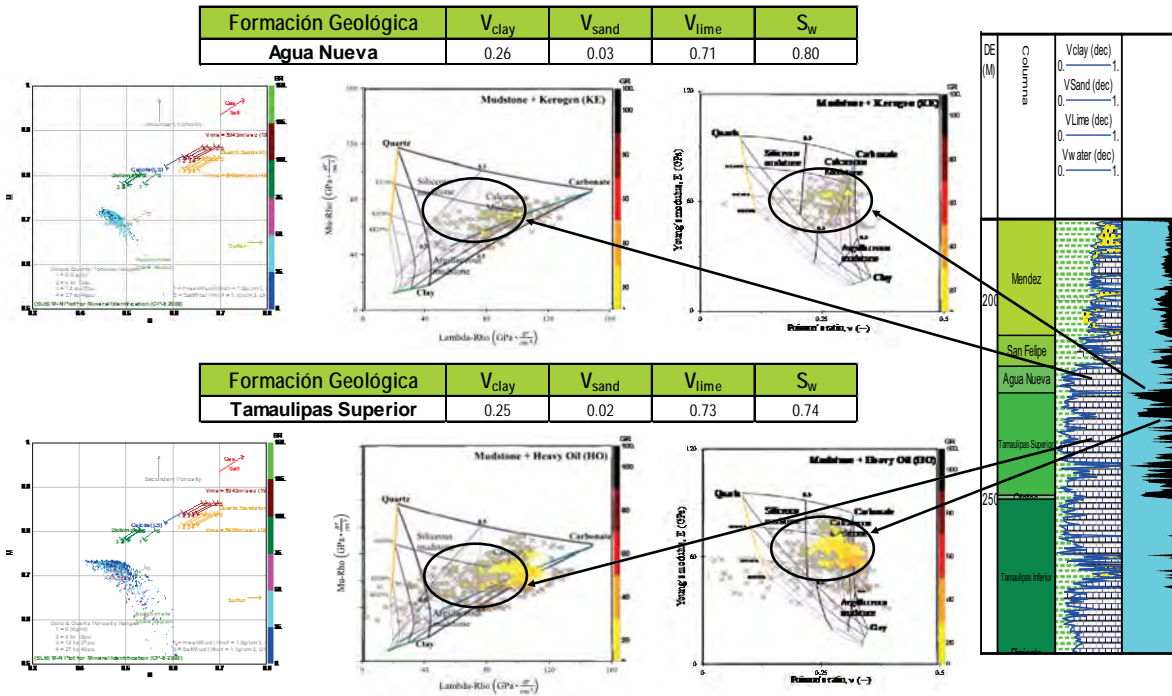
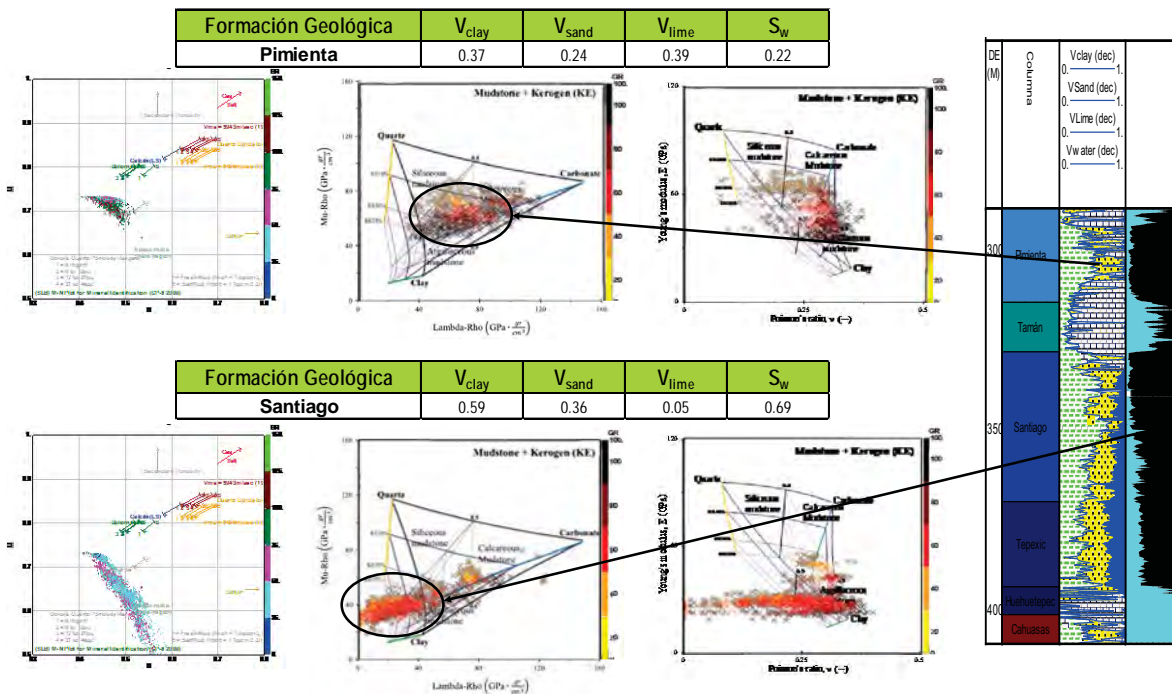


FIGURA 25. Plantillas de mezclas litológicas relacionadas con metodologías previamente revisadas; para las formaciones Pimienta y Santiago. Se observa buena correlación.





### VENTAJAS DE UTILIZAR PLANTILLAS ( $E - v$ ).

En general las plantillas maestras ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ) y ( $E - v$ ), se utilizan como complemento uno de otro, para discretizar la mineralogía y composición litológica de las formaciones geológicas, así como para identificar intervalos de interés petrolero. Lo anterior resulta relevante en varios temas de la industria petrolera como es, para determinar las zonas de fragilidad, como ya fue previamente comentado y se llevará a cabo en el tema 6. Así como en el modelado geológico de sistemas petroleros, donde es indispensable asignar los porcentajes minerales de las rocas que componen las formaciones, para que nuestro análisis sea consistente. En el capítulo 5 será explicado con mayor detalle.

El uso de las plantillas maestras  $E - v$ , son visualmente de mayor utilidad en las zonas donde previamente se interpretó que existe potencial de hidrocarburos. Los resultados del análisis de las 20 formaciones geológicas del pozo 1, en cuanto a porcentajes litológicos y fluidos, obtenidos con estas metodologías son presentados en el siguiente capítulo, en el cual, serán utilizados.

### **Usos de las plantillas maestras en la selección de puntos de lutitas en uso de métodos de predicción de poro**

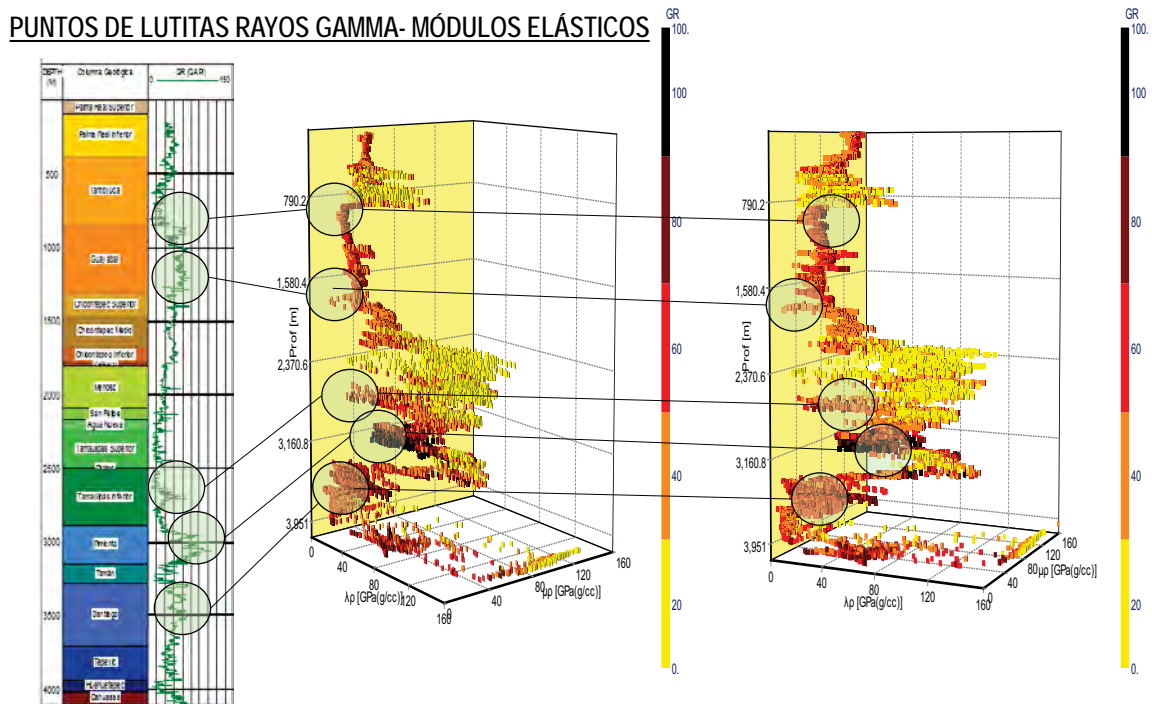
Así como se ha discutido ampliamente como las plantillas maestras nos han sido de utilidad para determinar zonas litológicas arcillosas, calcáreas o con contenido de cuarzo, así como zonas con potencial de hidrocarburos; también nos pueden ser de utilidad para conocer las zonas con alto contenido de arcilla, ya que conociendo estas zonas es posible discretizar en que partes de la columna litológica es factible utilizar métodos que son aplicables a este tipos de litología, inclusive sin ser necesario utilizar la curva de rayos gamma ( $GR$ ). Tal es el caso del método de predicción de poro de Eaton, el cual ha sido diseñado para lutitas, el cual fue utilizado para calcular la presión de poro en la sección de siliciclásticos del capítulo 2.

Una importante contribución sería discretizar las zonas arcillosas mediante las plantillas maestras y utilizar los métodos de Eaton en las zonas con contenido de arcilla

mayor al 90%, y el método de compresibilidades en las zonas donde se tengan zonas limpias. Con ello es posible obtener un modelo robusto generalizado para el cálculo de la presión de poro. Este tema es abordado por Rodriguez (2016), en su tesis de licenciatura.

En la figura 26 se muestra la relación entre la curva de ( $GR$ ), y las zonas arcillosas identificadas en la plantilla en profundidad ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ).

FIGURA 26. Plantillas ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), en profundidad, identificando los puntos de arcilla, para su utilización en análisis de geopresiones. Los puntos identificados calibran con las zonas arcillosas del registro  $GR$ , del pozo 1.



---

## **CAPÍTULO 5**

Análisis y Aplicación del  
Modelado Geológico  
de Sistemas Petroleros en la  
Predicción de Geopresiones





## Introducción

El método de predicción de presión de poro mediante el modelado de sistemas petroleros es una herramienta adicional con la que se cuenta para obtener o calibrar una curva de  $P_p$ , utilizando conceptos de la física de roca desde un punto de vista diferente, a los métodos convencionales analizados previamente en esta tesis (como los métodos de Eaton y compresibilidades).

La metodología de predicción de poro con modelado de sistemas petroleros, fue establecida por Alberty (1997) y Traugott (1999). Quienes hacen tres consideraciones siguientes referentes al tema:

- a) Los métodos de predicción de presión de poro derivados de la sísmica y modelado de cuencas deben ser integrados como un proceso común.
- b) Los métodos sísmicos funcionan mejor cuando un modelo de compactación de cuenca se utiliza para generar la línea de tendencia normal, y
- c) Los métodos del modelado de cuenca funcionan mejor cuando los supuestos de permeabilidad se acoplan a los parámetros petrofísicos.

En este capítulo, primeramente se revisarán los conceptos involucrados en el modelado de sistemas petroleros, posteriormente se discutirán los modelos en los que se sustenta la predicción de la presión de poro por medio del modelado de sistemas petroleros, posteriormente será realizado el modelado de cuenca 1D para el pozo 1 (Tampico-Misantla), siguiendo con el análisis de resultados con este método y su relación con los métodos de predicción anteriormente revisados.

## El Modelado de Sistemas Petroleros

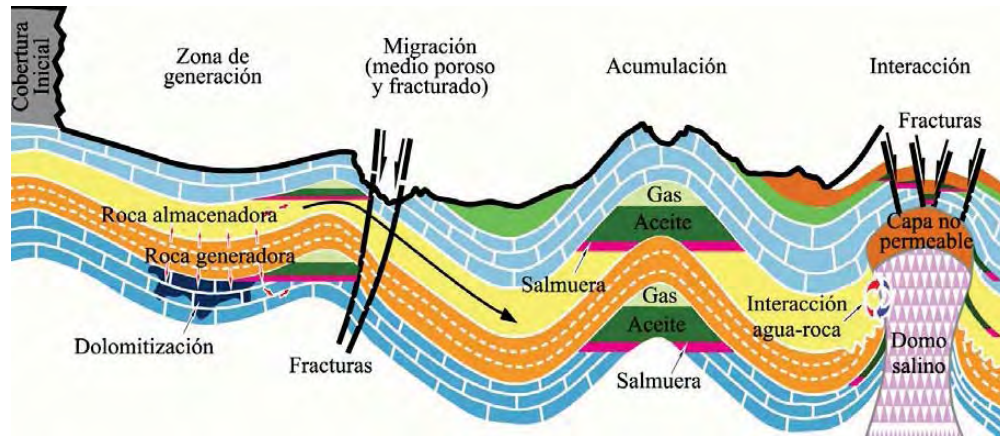
### EL SISTEMA PETROLERO

El sistema petrolero es un sistema natural, que incluye todos los elementos y procesos geológicos esenciales para que un yacimiento de aceite y/o gas exista en la naturaleza. Magoon (1994), lo ha definido como un sistema geológico que comprende a las rocas

generadoras y todo lo relacionado con el petróleo y el gas, que incluye los elementos y procesos geológicos necesarios para que una acumulación de hidrocarburos exista (Hantschel, 2009) (véase la figura 1).

196

FIGURA 1. Modelo conceptual de un sistema petrolero (Méndez, 2007)



España (2013), comenta que el estudio del sistema petrolero es parte del proceso exploratorio con el nivel de certeza económica, que se tiene en la exploración petrolera, el cual se muestra en la figura 2.

El sistema petrolero se debe estudiar como un modelo dinámico, donde intervienen varias entradas a la cuenca sedimentaria (sedimentos, materia orgánica), ocurre su transformación (diagénesis, catagénesis), y se genera el aceite y/o gas, que finalmente puede acumularse en una trampa petrolera.

FIGURA 2. Niveles de certeza en la exploración petrolera (Magoon, 1994 en España, 2013)

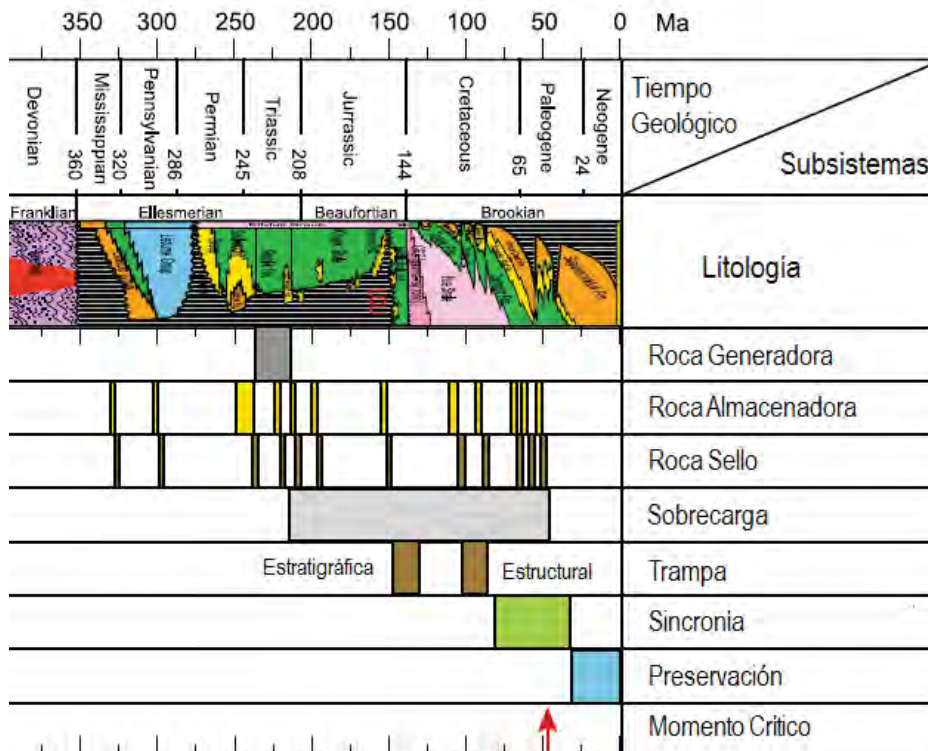


Por otro lado, el sistema petrolero se compone de varios subsistemas, los cuales deben estar concatenados en tiempo y espacio para que se forme una acumulación natural de petróleo en la corteza terrestre, susceptible de explotarse con rendimiento económico (figura 3). Los subsistemas del sistema petrolero son los siguientes:

- a) Roca generadora
- b) Migración
- c) Roca almacenadora
- d) Roca sello
- e) Trampa
- f) Sincronía

Para evaluar de manera integral todos los componentes, requiere de diversas disciplinas con especialistas que trabajen en equipo, para alcanzar con éxito los objetivos.

FIGURA 3. Representación del sistema petrolero de un campo del norte de Alaska (Modificado de Hantschel, 2009)

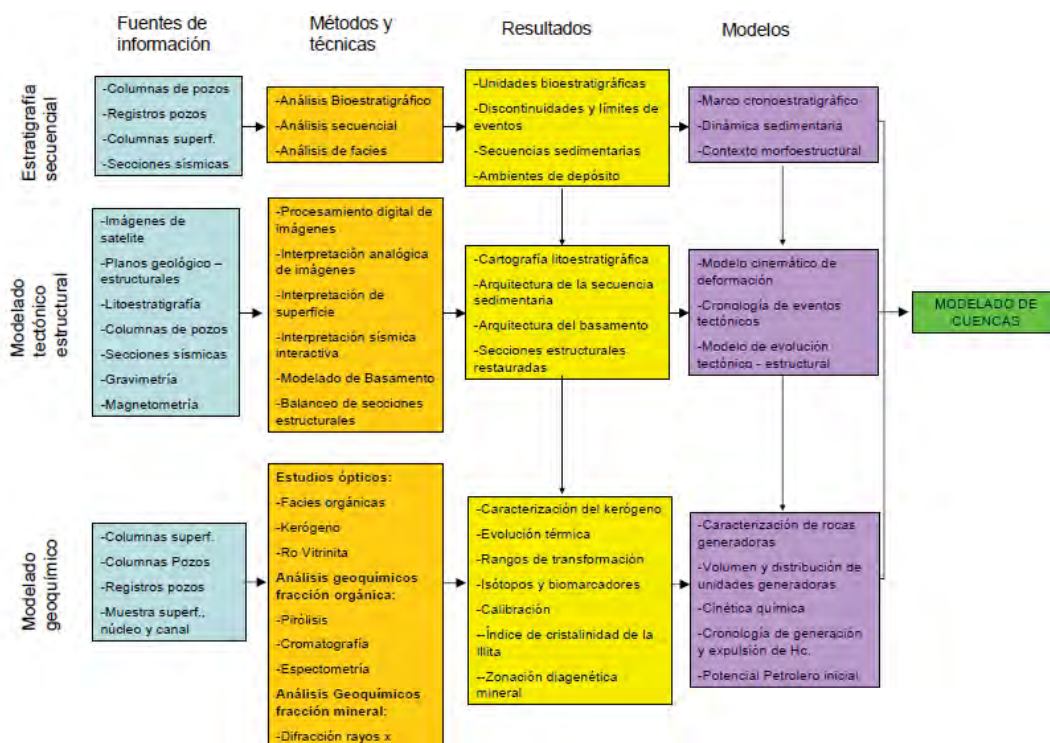


## MODELADO DE SISTEMAS PETROLEROS

Traugott (1999), define al modelado de sistemas petroleros como programas de simulación numérica que evalúan la presión de poro, la porosidad, la sobrecarga y otros parámetros relacionados con los subsistemas que conforman el sistema petrolero.

Ortuño (1993), considera tres líneas esenciales de investigación petrolera para llevar a cabo el modelado de sistemas petroleros: estratigrafía secuencial, modelado geoquímico y modelado tectónico-estructural (figura 4).

FIGURA 4. Diagrama de flujo de las líneas de investigación que conforman el modelado de sistemas petroleros (Ortuño, 1993 en España 2013).



Por su parte, España (2013), resume las diferencias que existen entre el modelado de cuencas y de sistemas petroleros, las cuales se enuncian a continuación:

- a) Los límites de una cuenca sedimentaria están definidos por la depresión y/o por las unidades de roca que comprende, mientras que el sistema petrolero está definido por la extensión que ocupan, la roca generadora y trampas formadas en una zona específica.
- b) Las aplicaciones del modelado en la exploración petrolera se concentran principalmente en la generación, migración acumulación y preservación de hidrocarburos que son parte de los sistemas petroleros. Mientras que aspectos como litofacies, fallas, estructuras, flujo de agua, etc.; no son examinados a detalle como en el modelado de cuencas
- c) Una cuenca sedimentaria puede contener varios sistemas petroleros, cada uno de los cuales puede estar localizado en ciertas áreas o confinado a ciertos estratos. Aunque es posible modelar todos los sistemas simultáneamente, es recomendable analizar cada sistema individualmente.

El mismo autor menciona que el principal objetivo del modelado de sistemas petroleros es describir el sepultamiento de las rocas generadoras, la generación y expulsión de los hidrocarburos en esas rocas, la migración, el entrampamiento y la preservación de los hidrocarburos.

En este trabajo, el principal objetivo de la aplicación del modelado de cuencas y sistemas petroleros, será el cálculo de la presión de poro, la cual se determina en función de la velocidad de sedimentación, el contenido de arcilla ( $V_{SH}$ ), y la permeabilidad ( $k$ ), de cada formación que compone el sistema petrolero. Mientras que los modelos convencionales de predicción están basados en la velocidad de las ondas acústicas, el esfuerzo efectivo y la compactación.

En la literatura existen varios paquetes computacionales que ejecutan la simulación numérica del modelado del sistema petrolero, entre ellos los que a continuación se mencionan:

- a) TemisFlow (IFP)
- b) Genex (IFP)
- c) BasinMod (PlateeRiver Associates)
- d) PetroMod (SLB)

En el caso nuestro, la paquetería utilizada para realizar el modelado de sistemas petroleros y obtener con ello la curva de predicción de poro y demás geopresiones es una versión académica de Petromod. Los suministros requeridos para realizar el modelado con esta paquetería son, las edades de depósito y composiciones litológicas de las formaciones atravesadas por el pozo, así como las siguientes condiciones de frontera, que serán descritas más adelante:

- a) Paleobatimetría (*PWD*)
- b) Paleotemperatura (*SWIT*)
- c) Paleoflujos de calor (*HF*)

#### TERMICIDAD

En un modelado de sistemas petroleros la temperatura a la que se depositan los sedimentos en el fondo marino (*SWIT*) y el flujo de calor irradiado desde el basamento (*HF*), juegan un papel importante en el comportamiento físico- químico de las formaciones geológicas consideradas como parte de un sistema petrolero, ya que existe relación directa de estas, con los procesos geológicos tanto exógenos como endógenos. En particular el calor conducido a través de la corteza terrestre es el propulsor en las reacciones químicas que transforman la materia orgánica contenida en las rocas sedimentarias (España, 2013).

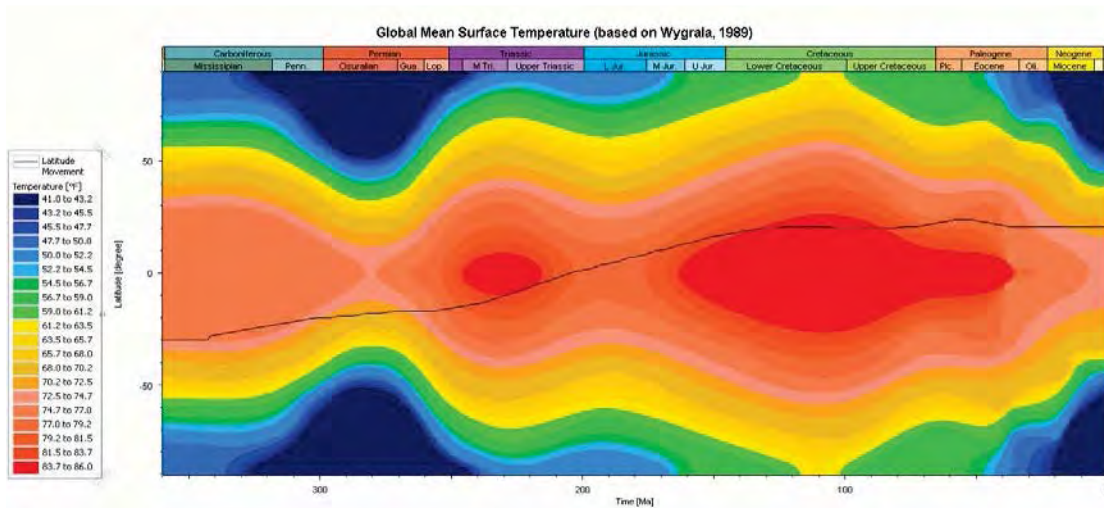
La importancia de estos dos parámetros (*SWIT* y *HF*), esta dada en que conociéndolos podemos saber la transferencia de calor existente en la base (*HF*) y en la cima (*SWIT*), del paquete sedimentario que conforma la columna de un área.

El *SWIT*, determina la temperatura de la interfase agua- sedimento, y esta es afectada por varios factores como son, la batimetría, posición geográfica del área de estudio y las corrientes oceánicas globales. En nuestro caso será utilizado un simulador de *SWIT* contenido en Petromod, basado en los trabajos de Wygrala (1989) (figura 5), el cual fue desarrollado con mapas paleogeográficos, mapas de paleotemperaturas, datos actuales de temperaturas de la interface agua-sedimento y los valores de paleobatimetría de las formaciones al momento de su depósito las cuales son específicas para cada área.



El producto que se obtiene mediante el uso de este modelo es una curva de temperatura del lecho marino para varios puntos del tiempo geológico.

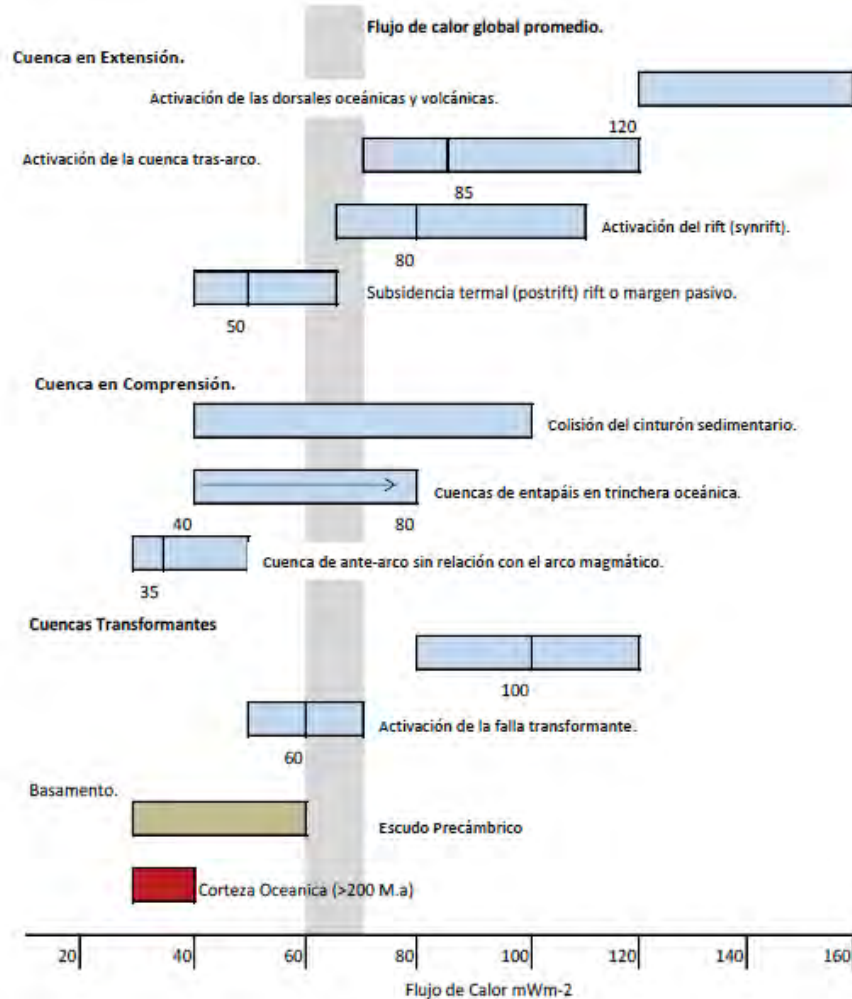
Figura 5. Obtención de la temperatura de la interface agua-sedimento para el paralelo 21 (área de estudio), basado en el modelo de Wygrala (1989).



Por otro lado, el  $HF$ , está determinado en función del tipo de cuenca de la que se trate. Esto es, los valores de flujo de calor para una cuenca extensional y una de tipo transcurrente, serán distintos (figura 6). Además, como ya debe ser anticipado, si nos encontramos dentro de una cuenca por extensión, se tendrán también valores de flujo de calor distintos si el área de estudio está en las cercanías de la zona de apertura (Riff), que si se encuentra alejada de la misma. Por lo tanto, existen varios factores que influyen en la magnitud que puede tener el flujo de calor en una cuenca en la que se modele un sistema petrolero.



FIGURA 6. Valores de referencia para el flujo de calor ( $HF$ ), para diferentes tipos de cuenca (De la Cruz, 2014)

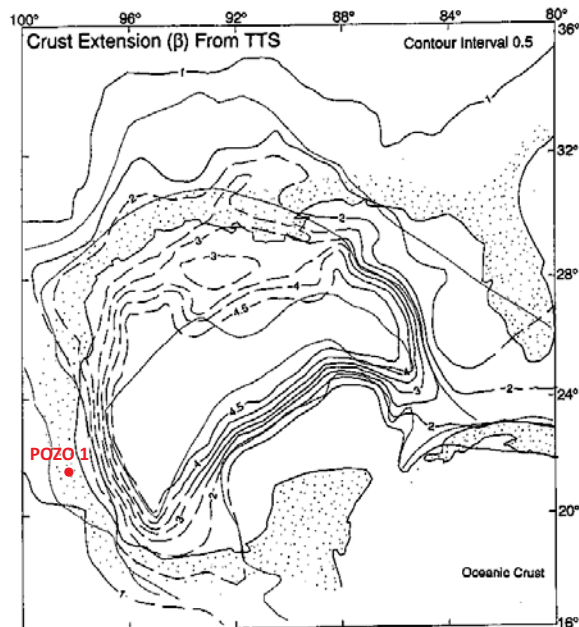


Otra manera de calcular el flujo de calor, es mediante el uso del modelo de McKenzie, el cual está en función de un factor de estiramiento cortical ( $\beta$ ), el cual aplica para cuencas formadas por extensión de la corteza y define la relación entre cambios de longitud vertical y horizontal iniciales y finales respectivamente. El factor  $\beta$ , tiene un rango de 1 a 4.5; así pues, si por ejemplo  $\beta=2$ , entonces el estiramiento cortical ha sido del doble del original.

Para determinar el valor del factor  $\beta$ , en la literatura existen varios modelos basados en el inicio y término de la apertura del Rift que dio origen al Golfo de México, con mapas de iso-valores de factor beta para el tiempo actual (figura 7). Utilizando dicho mapa,

únicamente debe ubicarse la zona de estudio para determinar el valor de  $\beta$ , que aplica al área de interés. En ocasiones el valor de  $\beta$ , es necesario interpolarlo debido a que queda entre dos curvas.

FIGURA 7. Mapa de iso-valores del factor  $\beta$ , asociados a la apertura del Golfo de México, en donde se ubica el pozo 1 (Modificado de Sawyer, 1991).



Para el caso de obtención de la curva de predicción de presión de poro para el pozo 1, mediante el modelado de sistemas petroleros, la temperatura, aunque no es un parámetro que influye directamente en los resultados de presión, salvo en los casos donde el mecanismo de generación de presión sea acuatermal; es importante determinar las condiciones límites termales, para que el paquete de modelado genere la curva de presión de poro.

## GEOQUÍMICA ORGÁNICA

Otro parámetro que es un suministro que enriquece el modelado de sistemas petroleros, sobre todo en la evaluación de subsistema generador, son los relacionados con química orgánica, como pueden ser los siguientes:

- a) Carbono orgánico total (*COT*)
- b) Tipos de kerógeno
- c) Reflectancia de la vitrinita ( $R_o$ )
- d) Ventana de generación de hidrocarburos
- e) Índice de alteración térmica (*IAT*)
- f) Pirólisis

De estos términos no se abundará más, ya que no es el objetivo principal de este trabajo de tesis, sin embargo, tenerlos en cuenta es importante y en el caso del pozo 1, estos rubros serán alimentados de valores de referencia obtenidos de la literatura disponible.

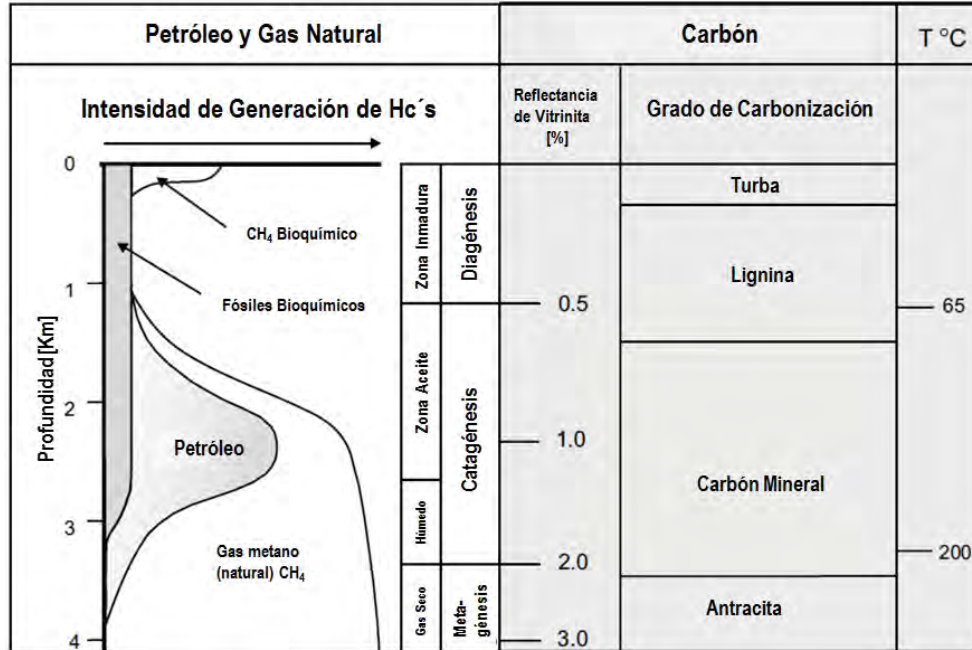
## GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS

El modelado de sistemas petroleros, considera simular la generación de hidrocarburos en la roca generadora, así como los parámetros de maduración como son:

- a) Reflectancia de la vitrinita
- b) Biomarcadores moleculares
- c) Diagénesis mineral

Los procesos de generación de petróleo, consideran condiciones de profundidad, temperatura y presión específicas, que generan procesos tales como la diagénesis, catagénesis y metagénesis, en los cuales se van creando los productos petroleros de acuerdo al tipo de materia orgánica presente en la roca generadora. Dichos productos, procesos y parámetros se muestran de forma general en la figura 8.

FIGURA 8. Diagrama esquemático de la generación de hidrocarburos y carbón en una cuenca sedimentaria (Modificado de Hantschel, 2009)



Para el caso del modelado en 1D con la versión del software utilizada, la generación de hidrocarburos no es considerada para los cálculos de generación de presión.

#### MIGRACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS

Los procesos de migración primaria y secundaria de hidrocarburos son parte de un tema que no ha sido completamente desarrollado y entendido, los modelos que han estudiado este fenómeno, están la gran mayoría de ellos basados en la ecuación de Darcy, acoplándolos al flujo que existe como si se tratará de un yacimiento petrolero. La transferencia de la metodología de yacimientos a la migración de hidrocarburos dentro de la roca generadora, y de ésta hasta las rocas almacenadoras, encuentra diferencias principalmente en el tiempo en que ocurren los procesos. En el primer caso, se trata de años, mientras que para la migración del segundo caso tarda millones de años. Lo anterior genera que las ecuaciones diferenciales para modelar el fenómeno sean complejas y

difíciles de resolver, por lo que son utilizados conceptos de fenómenos de transporte, y métodos numéricos para discretizarlas.

En nuestro caso, en el modelado de sistemas petroleros, solo se consideran modelos cinéticos dentro de la roca generadora relacionados con la transformación y el flujo de los fluidos.

## **Predicción de la Presión de Poro mediante el Modelado de Sistemas Petroleros**

### GENERACIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO Y FLUJO DE FLUIDOS

Como ya se ha comentado, existen varios mecanismos causantes de sobrepresión en las formaciones geológicas. En una formación con presión anormal si esta encuentra una zona de descarga (pozo), eventualmente causará el movimiento de los fluidos contenidos por el medio poroso de acuerdo con la ley de Darcy. Al disminuir la presión en la formación, también se reducirá su porosidad, ejerciéndose la compactación de la roca.

En un fenómeno de compactación ideal, la presión se reducirá solo hasta alcanzar la presión hidrostática, debido a que al alcanzar esta, se generará un equilibrio y ya no se presentará movimiento de los fluidos dentro de la formación. Autores como Hantschel (2009), definen una relación directa entre la generación de sobrepresión y la compactación de la roca. Esto se ve muy sencillo si pensamos que la causa de presión anormal es causada por falta de compactación de la roca como lo ha expuesto Eaton. Sin embargo, Hantschel (2009), se centra en la compactación y la define como la reorganización de granos, siendo estos rotados, triturados y deformados, formando paquetes más densos con un reducido espacio poroso, lo que implica una disminución de la garganta de poro. A este tipo de compactación el autor le nombra compactación mecánica y es generada por el esfuerzo de sobrecarga.

Otro tipo de compactación es la compactación química, generada por la precipitación y cementación de granos de sílice y calcita. Este fenómeno ocurre a mayores profundidades que la compactación mecánica por efecto de altas temperaturas. Este tipo de compactación la define Hantschel (2009), como la responsable de generar presión anormal en lo poros donde son desplazados los fluidos al precipitar los nuevos minerales.

## COMPACTACIÓN Y REDUCCIÓN DE POROSIDAD

*Leyes de compactación*

En el modelo de sistemas petroleros básico, para la predicción de la presión de poro, se considera una relación simple entre la compactación mecánica y la reducción de la porosidad; en el que el cambio de porosidad es equivalente a la deformación volumétrica de la roca, y es función del esfuerzo efectivo de acuerdo a la ley de Terzaghi (ecuación 5.1).

$$\emptyset = k_1 * e^{-k_2 * \sigma_{ef}} \dots\dots\dots (5.1)$$

Donde:

$\emptyset$ , es la porosidad

$k_1$ , constante 1

$k_2$ , constante 2

$\sigma_{ef}$ , es el esfuerzo efectivo

Existen varios modelos similares a la ecuación 5.1, que relacionan la porosidad y el esfuerzo efectivo, los cuales describiremos brevemente a continuación.

*Ley de Athy en función del esfuerzo efectivo*

Athy (1930), propuso un expresión mediante la cual se obtiene el decremento exponencial de la porosidad en función de la porosidad inicial (en superficie), de una constante de compactación ( $k$ ), y a partir de la profundidad. Posteriormente Smith (1971), propuso en función de la Ley de Athy, una ecuación que relaciona la porosidad y el esfuerzo efectivo (ecuación 5.2)

$$\emptyset = \emptyset_0 * e^{-k * \sigma_{ef}} \dots\dots\dots (5.2)$$

Donde:

$\emptyset$ , es la porosidad

$\emptyset_0$ , porosidad inicial

$k$ , constante de compactación

$\sigma_{ef}$ , es el esfuerzo efectivo

#### *Ley de Athy en función de la profundidad hidrostática equivalente*

Esta ley incluye una nueva variable que es la profundidad hidrostática equivalente en lugar de la profundidad de la ley original de Athy. La ventaja de esta ecuación es que el parámetro de compactación  $k$ , puede determinarse fácilmente cuando se mide la porosidad con datos de profundidad equivalente. La ecuación de la Ley de Athy con profundidad equivalente es la que se muestra a continuación:

$$\phi = \phi_0 * e^{-k*Prof_{eq}} \dots\dots\dots (5.3)$$

Donde:

$Prof_{eq}$ , es la profundidad equivalente a la que ocurre un cambio de porosidad

#### *Modelo de Schneider*

La ecuación de porosidad propuesta por Scheneider (1996), fue realizada a partir de la ley de Athy del esfuerzo efectivo. Esta correlación considera dos parámetros  $k_a$  y  $k_b$ , siendo constantes de compactación para las zonas de menor y mayor rango de porosidad respectivamente. Adicionalmente Scheneider, considera a la porosidad inicial como la suma de tres porosidades ( $\phi_1 + \phi_a + \phi_b$ ), donde  $\phi_a$  y  $\phi_b$ , son consideradas como la mitad de la porosidad inicial total  $\phi_0$ .

$$\phi = \phi_1 + \phi_a * e^{-k_a*\sigma_{ef}} + \phi_b * e^{-k_b*\sigma_{ef}} \dots\dots\dots (5.4)$$

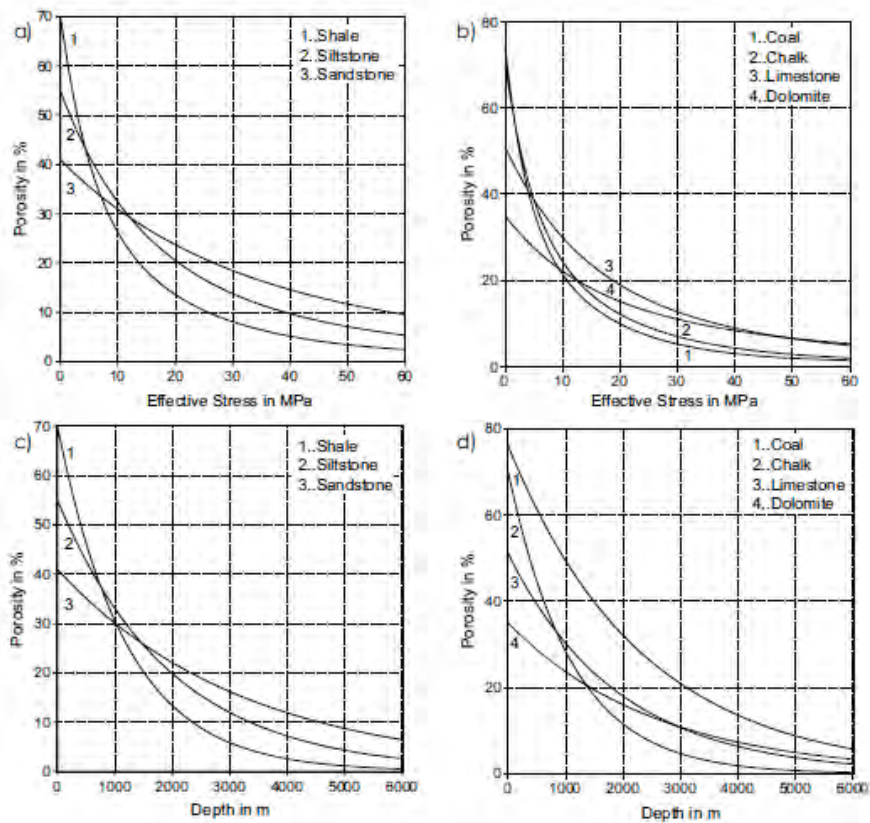
Donde:

$\phi_1$ , es la porosidad en la superficie

### Modelo de compresibilidad

Este modelo surgió de las ecuaciones de Athy de esfuerzo efectivo y profundidad equivalente, las cuales fueron reproducidas en muestras de rocas siliciclásticas y carbonatadas por separado. De este experimento se obtuvieron las gráficas de la figura 9, de cuyas curvas se obtuvo la pendiente y con ello valores de porosidad inicial ( $\phi_0$ ), y de la constante de compactación ( $k$ ).

FIGURA 9. Curvas de varias litologías las ecuaciones de Athy, con esfuerzo efectivo (gráficas a y b); y profundidad equivalente (gráficas c y d). (Hantschel, 2009)



El modelo de compresibilidades considera que la compresibilidad máxima ocurre en superficie y la compresibilidad mínima ocurre a la profundidad total y es equivalente a la



compresibilidad de la matriz de roca. Con los valores de compresibilidad es posible obtener valores de porosidad en función del esfuerzo efectivo, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\phi(\sigma_{ef}) = -\frac{1}{\beta} * \ln[(\alpha * \beta * \sigma_{ef}) + e^{-\beta * \phi_0}] \dots\dots\dots (5.5)$$

Donde:

$\beta$ , en este caso es la constante de compactación definido por la expresión,

$$\beta = \frac{\ln(C_0) - \ln(C_m)}{\phi_0 - \phi_m} \dots\dots\dots (5.6)$$

$\alpha$ , es una función adicional de ajuste a la porosidad inicial ( $\phi_0$ ), definida por la siguiente expresión

$$\alpha = \frac{\phi_0 * \ln(C_m) - \phi_m * \ln(C_0)}{\phi_0 - \phi_m} \dots\dots\dots (5.7)$$

Esta correlación se considera más completa ya que abarca una gama de litologías a las que es aplicable. Incluso el modelo tiene la bondad de poder determinar la compresibilidad de la matriz ( $C_m$ ), la cual fue utilizada en la capítulo tres, como parte de los cálculo de presión de poro mediante el método de Athasbary.

#### *Modelo de roca arcillosa*

Esta correlación fue diseñada especialmente para rocas clásticas e incluye un nuevo parámetro en función de esfuerzos efectivos ( $e$ ). La ecuación de la correlación en función del esfuerzo efectivo vertical es la siguiente:

$$\phi(\sigma_{ef}) = \frac{\sigma_{ef} - \beta * \log(\sigma_{ef}/0.1[MPa])}{1+e} \dots\dots\dots (5.8)$$

Donde:

$e$ , es la relación de la porosidad a una cierta profundidad. La expresión para calcular  $e$ , es la siguiente:

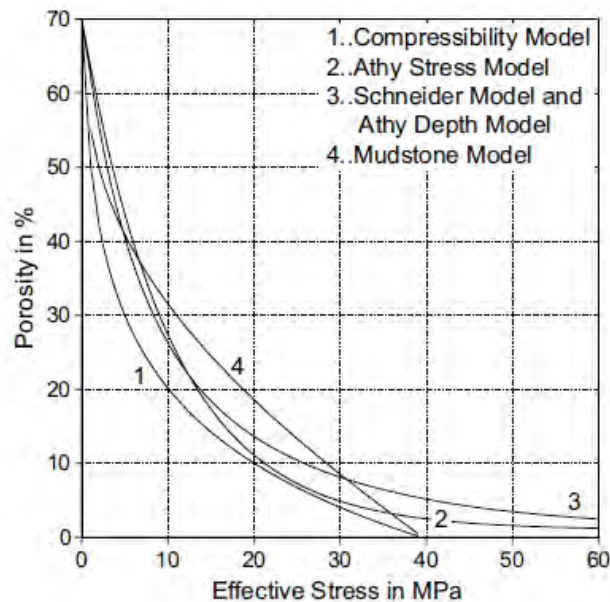
$$e = \frac{\phi}{1-\phi} = e_{100} - \beta * \log(\sigma_{ef}/0.1[MPa]) \dots\dots\dots (5.9)$$

Y  $e_{100}$ , es la relación de porosidad inicial (en superficie)

### *Análisis y comparación de los modelos de compactación*

Según estudios publicados por Hantschel (2009), de donde se obtuvieron referencias de estas correlaciones; aunque los diversos modelos de compactación son diferentes unos de otros, los parámetros obtenidos para la mayoría de litologías, son relativamente similares lo que se evidencia con las curvas de compactación (figura 10), salvo en el caso del modelo de la roca arcillosa (mudstone), que no presenta una tendencia aceptable, por lo que este modelo queda descartado para nuestro análisis.

FIGURA 10. Comportamiento mostrado por los diferentes métodos para la obtención de la compactación de una roca arcillosa (Hantschel, 2009).



Los parámetros obtenidos del análisis publicado en Hantschel (2009), se muestran en el cuadro 1.

212

CUADRO 1. Valores de referencia obtenidos para los parámetros de los modelos de compactación (Hantschel, 2009)

MODELO	PARÁMETRO	MAGNITUD	UNIDADES
Compresibilidad	$C_0 =$	403	[GPa <sup>-1</sup> ]
	$C_m =$	4.03	[GPa <sup>-1</sup> ]
Athy Esfuerzo Efectivo	$\Phi_0 =$	0.7	[Adim]
	$k =$	0.096	[MPa <sup>-1</sup> ]
Schneider	$\Phi_0 =$	0.7	[Adim]
	$\Phi_a =$	0.35	[Adim]
	$k_a =$	0.1916	[MPa <sup>-1</sup> ]
	$k_b =$	0.0527	[MPa <sup>-1</sup> ]
Athy Profundidad Hidrostática	$k =$	0.83	[Km <sup>-1</sup> ]
Roca Arcillosa	$e_{100} =$	1.2889	[Adim]
	$\beta =$	0.458	[Adim]

De los resultados obtenidos se determinó que los métodos que mejor predicen el comportamiento de compactación son los de Schneider y Athy con profundidad hidrostática equivalente, de los cuales se obtuvieron valores de parámetros tanto para una lutita como para una arenisca, que se presentan en el cuadro 2, y que serán utilizados para calibrar la curva de presión de poro obtenida con modelado para el pozo 1.

CUADRO 2. Valores de referencia obtenidos de los parámetros de dos modelos para lutitas y areniscas (Hantschel, 2009)

MODELO	LUTITAS			ARENISCAS		
	PARÁMETRO	MAGNITUD	UNIDADES	PARÁMETRO	MAGNITUD	UNIDADES
Schneider	$\Phi_0 =$	0.7	[Adim]	$\Phi_0 =$	0.42	[Adim]
	$\Phi_a =$	0.35	[Adim]	$\Phi_a =$	0.205	[Adim]
	$k_a =$	0.1916	[MPa <sup>-1</sup> ]	$k_a =$	0.0416	[MPa <sup>-1</sup> ]
	$k_b =$	0.0527	[MPa <sup>-1</sup> ]	$k_b =$	0.0178	[MPa <sup>-1</sup> ]
Athy Profundidad H. Equivalente	$\Phi_0 =$	0.7	[Adim]	$\Phi_0 =$	0.41	[Adim]
	$k =$	0.83	[Km <sup>-1</sup> ]	$k =$	0.31	[Km <sup>-1</sup> ]

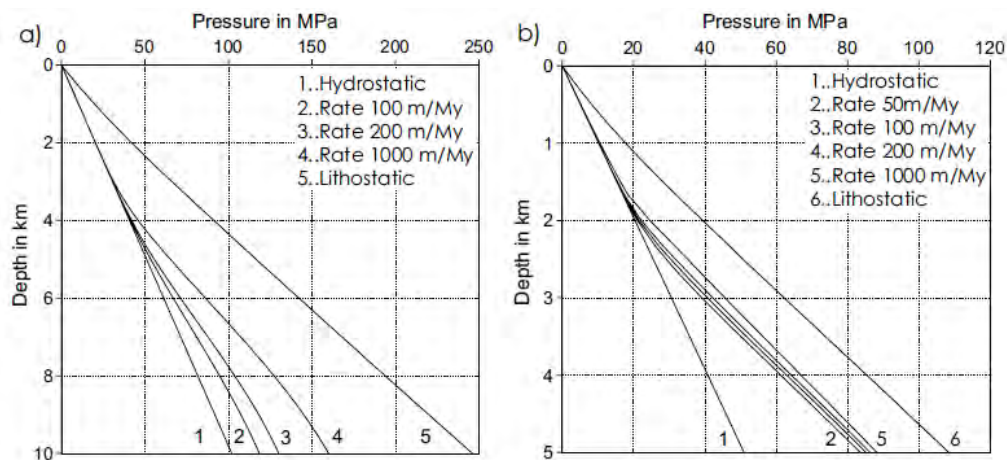
## SOLUCIÓN DE PREDICCIÓN DE PRESIÓN POR MODELADO PARA 1D

Las soluciones 1D, se consideran poco prácticas, ya que la mayoría de las distribuciones de sobrepresión están fuertemente influenciadas por el flujo de fluidos en forma horizontal en capas de alta permeabilidad. En el modelado de la presión con sistemas petroleros solamente se considera la compactación mecánica como mecanismo que afecta la sobrecarga, debido a la sedimentación, la formación de sobrepresión y la compactación (Hantschel, 2009). La ecuación general para obtener la magnitud de la presión de poro, es la siguiente:

$$C * \frac{\delta p}{\delta t} - \frac{k}{v} * \frac{\delta p}{\delta z} = C * \frac{\delta p_l}{\delta t} \dots\dots\dots (5.10)$$

La ecuación 5.10, es una derivación de la ecuación de Darcy, mediante la cual se obtiene la variación de la presión que existe en un yacimiento en función del tiempo, que para nuestro caso es el tiempo de sedimentación ininterrumpida que ocurre en una cuenca. Hantschel (2009), ha estudiado este fenómeno y ha presentado un par de gráficas que predicen el comportamiento de la presión de poro para dos litologías siliciclásticas distintas (figura 11).

FIGURA 11. Comportamiento de la presión de poro para una limolita (gráfica a), y para una lutita (gráfica b); variando la tasa de sedimentación (Hantschel, 2009)



Con los resultados obtenidos sobre el comportamiento de la presión de poro variando la tasa de sedimentación para dos litologías distintas, se puede interpretar que el cálculo de la presión de poro obtenida mediante el modelado de sistemas petroleros, es controlada por variables como el espesor de las formaciones geológicas, la profundidad a la que se encuentren, la porosidad y el tipo de roca de las que se componga la columna litostática.

Por lo anterior, para predecir la presión de poro a través del modelado, se requiere únicamente el contexto geológico consistente del área, sin la necesidad total de contar con registros de pozo como ocurre con los otros métodos revisados en esta tesis.

Sin embargo, en nuestro caso, para realizar un modelado preciso, utilizaremos las fracciones minerales obtenidas en el capítulo cuatro para las formaciones que atraviesa el pozo 1, las cuales fueron obtenidas con propiedades elásticas calculadas con registros. Esta información será presentada en el siguiente tema, como parte de la estratigrafía que se utilizará para modelar.

### **Predicción de Geopresiones del pozo 1, utilizando Modelado de Sistemas Petroleros**

#### GENERALIDADES DEL ÁREA DE ESTUDIO

##### *Ubicación del área de estudio*

La zona de estudio en donde se ubica el pozo 1, se encuentra sobre la planicie costera del Golfo de México, comprendida en el estado de Veracruz. La cuenca a la que pertenece el pozo, se localiza entre el occidente de la plataforma de Tuxpan (Faja de Oro), y las estribaciones del frente oriental de la Sierra Madre Oriental; pertenece a la provincia geológica Tampico-Misantla (López, 2008). La zona de estudio se encuentra entre los paralelos 20- 22° de Latitud Norte; y en las cercanías del meridiano 98° de Longitud Oeste (figura 12).

FIGURA 12. Ubicación del área de estudio en donde se encuentra el pozo 1 (López, 2008)



### *Estratigrafía*

La estratigrafía de la zona de estudio, se compone de 20 formaciones sedimentarias de las cuales ocho son del Cenozoico, seis son del Cretácico y seis más son del Jurásico. En el cuadro 3, se presenta una síntesis de la litología que compone cada una de las formaciones sedimentarias del pozo 1. La información de referencia se obtuvo de dos fuentes: un estudio geológico de la cuenca de Chicontepec (López, 2008) y fue completado con información obtenida de fichas técnicas del Servicio Geológico Mexicano (SGM, 2007).

CUADRO 3. Síntesis realizada de la litología de las formaciones geológicas del pozo 1.

Formación Geológica	Litología de Referencia
Palma Real Superior	Lutitas con intercalaciones de areniscas en capas delgadas de grano fino.
Palma Real Inferior	Lutitas calcáreas de color amarillo café, muy intemperizadas y quebradizas, laminares y nodulares con intercalaciones de areniscas en capas delgadas de grano fino.
Tantoyuca	Secuencia arenoso-conglomerática, areniscas y conglomerados arenosos de grano grueso que varía a fino, con cementante calcáreo y algunas intercalaciones de lutita arenosa de color gris a gris oscuro; presenta también conglomerados y brechas con fragmentos de calizas cretácicas de diferentes colores, así como fragmentos de pedernal negro y areniscas, provenientes de la erosión del Grupo Chicontepec
Guayabal	Lutitas de color gris azul; con intercalaciones de areniscas de grano fino, a veces calcáreas; localmente contiene nódulos de siderita
Chicontepec Superior	Consiste de areniscas calcáreas o ligeramente calcáreas de color gris claro a gris oscuro, de grano fino a medio con ligera impregnación de aceite residual en varias localidades. Presenta estructuras primarias como: laminación cruzada, canales de corte y relleno, rizaduras de corrientes, huellas de carga y restos de carbon diseminado
Chicontepec Medio	Se compone de una secuencia de lutitas gris verdoso, gris y café con contenidos de bentonita, en varias localidades presenta impregnaciones de aceite. En algunas localidades se caracteriza por la presencia de guijarros de caliza formando areniscas conglomeráticas, alternadas con areniscas oscuras de grano fino a medio, compactas y con restos de plantas; el sur de la Cuenca de Chicontepec se compone de lutitas compactas, masivas, color gris, sin estratificación visible y con láminas de areniscas calcáreas.
Chicontepec Inferior	Consiste principalmente de lutitas suaves, grises, ligeramente arenosas con tonos verdosos y pardos, con contenidos moderados de bentonita blanca y verde, intercaladas con areniscas arcillosas grises de grano fino. Presenta impregnaciones de aceite residual
Velasco	Se compone de lutitas de color gris, verde, algunas capas son calcáreas y otras se componen de bentonita verde, con interestratificaciones de areniscas calcáreas en capas delgadas. Al sur de la Cuenca de Chicontepec, la Formación Velasco consiste de margas de color gris, gris-verde, con capas muy delgadas de bentonita, cenizas y arenas. Presentan en ocasiones horizontes de anhidritas, huellas de oleaje y anélidos; al este de la Faja de Oro la Formación Velasco está representada por lutitas de color verde.
Mendez	Se compone de una secuencia de lutitas y margas de color gris y gris verdoso, que llegan a alternar con capas de bentonita blanca; incluyen calizas arcillosas de color gris, lutitas en parte bentoníticas en capas delgadas.
San Felipe	Su litología dominante es mudstone y wackestone bentoníticos, con escasos nódulos de pedernal; alterna con capas de lutitas color gris claro a gris verdoso, con material glauconítico. En la mayor parte de los sitios en la que se ha estudiado se compone de wackestone gris verdoso que intemperiza a café, en estratos de 10 a 40 centímetros de espesor, con intercalaciones de lutitas bentoníticas gris verdoso, así como capas laminares de bentonita de 5 a 10 cm de espesor
Agua Nueva	Consiste de una alternancia de mudstone, wackestone con nódulos y bandas de pedernal; contiene intercalaciones de lutitas carbonosas y cuerpos de margas bentoníticas. Los estratos son delgados y medios en la base y laminares en la parte media y superior. Incluyen mudstone y calizas arcillosas, biógenas y bandeadas, wackestone gris claro con nódulos y bandas de pedernal negro. En algunas localidades presenta intercalaciones de lutitas calcáreas laminares, mudstone wackestone gris, ligeramente arcilloso con abundantes nódulos de pedernal negro con interestratificaciones de lutitas gris verdoso de aspecto laminar
Tamaulipas Superior	Consiste de calizas mudstone a wackestone gris claro y café oscuro, con líneas estilolíticas, contiene bandas y lentes de pedernal y nódulos de hematita. Presenta intercalaciones de lutitas, margas y delgados horizontes de tobas, además abundante disolución. Hacia la base contiene intercalaciones de estratos delgados de bentonita de color claro, verde y gris.
Otates	Caliza con intercalaciones de lutita laminar
Tamaulipas Inferior	La litología está compuesta de calizas wackestone y mudstone de color gris y gris oscuro, con microfósiles planctónicos; incluye lentes y bandas de pedernal gris oscuro a negro, además presenta intercalaciones de lutitas negras laminares. Contiene en su parte basal grainstone calcarenítico con oolitas, bioclásticos y peletoides, seguidos por un wackestone con horizontes bentoníticos, después se compone de wackestone grueso con oolitas, de color gris y diseminaciones de hematita.
Pimienta	Se compone de una secuencia de calizas de color gris oscuro en capas delgadas con bandas de pedernal. Se reportan, también, calizas mudstone-wackestone y calizas arcillosas de color negro a gris oscuro, intercaladas con capas delgadas de lutitas calcáreas y lutitas laminares negras, con abundante materia orgánica; contiene lentes de pedernal negro. Los estratos de carbonatos se distinguen por contener gran cantidad de foraminíferos, además, también se tiene un horizonte de 50 cm de espesor de coquinas con abundantes amonitas dentro de las calizas arcillosas de color negro, que afloran cerca de Tepatlán, Puebla
Tamán	Se define como una secuencia de calizas bien estratificadas, de color negro, de grano fino y microcristalinas, con intercalaciones de lutita negra. Incluyen una alternancia de lutitas calcáreas color negro, carbonosas, con caliza arcillosa de color gris oscuro, en espesores de 40 a 50 cm; las lutitas tienen espesores de 10 a 15 cm, con tonos rojizos por intemperismo
Santiago	Constituida por un paquete de limolita negra calcárea; ocasionalmente hay capas de caliza negra. En la parte superior hay abundantes concreciones negras, calcáreas.
Tepexic	Calizas impuras de color gris a gris oscuro, de grano grueso, con presencia de cuarzo. Presenta calcarenita de color gris oscuro hasta casi gris negrusco
Huehuetepec	Arenisca, grainstone, wackestone y mudstone de pellets, oolitas, bioclastos y algas de color café claro a gris verdoso, que alternan con lutitas y limolitas rojas y culminan en cuerpos de anhidrita y sal.
Cahuasas	Está constituida por brechas y conglomerados masivos, limolita y arenisca masiva de color rojo y verde.



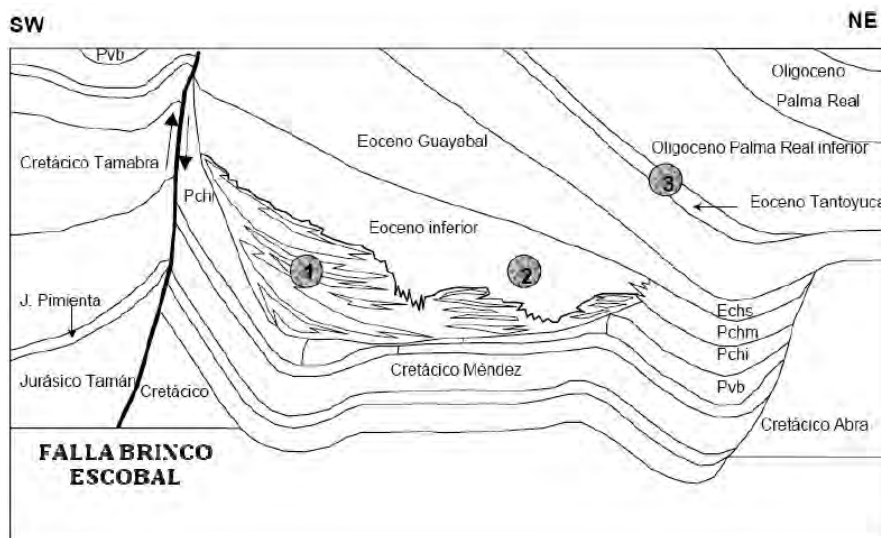
Aunque en un análisis estratigráfico completo, se consideran más aspectos que la descripción litológica de las formaciones, en este caso, para el objetivo de modelar el sistema petrolero en torno al pozo 1 para obtener la gráfica de predicción de geopresiones, se considera únicamente la información recabada en dicha tabla para calibrar las fracciones minerales que se obtuvieron en el capítulo cuatro y que se mostrarán más adelante, por lo tanto, el análisis se considera solo a ello.

### *Geología estructural*

Las características estructurales de las formaciones del área de estudio, están asociadas en forma directa con el medio ambiente de depósito (sintectónico). Estas secuencias presentan un nivel bajo de deformación caracterizándose por pliegues anticlinales y sinclinales suaves mejor desarrollados en las rocas del Paleoceno (López, 2008).

En las cercanías del área de estudio, se localiza la falla Brinco-Escobal (figura 13), con una orientación NW-SE y con echado al NE, tiene una longitud de 80 km, aproximadamente, la cual ha sido determinada por geología superficial y de subsuelo como una falla inversa de ángulo alto limitada por el frente de la Sierra Madre Oriental (López, 2008). Sin embargo, esta estructura no tiene inferencia en el comportamiento de la presión en el pozo 1.

FIGURA 13. Representación gráfica de la falla Brinco Escobal, ubicada en las cercanías del pozo 1 (López, 2008).





### *Evolución histórica*

Las características litológicas y estructurales de las rocas que afloran en la Planicie Costera del Golfo de México, indican que hubo diferentes eventos tectónicos, que asociados al relleno de cuencas oceánicas y al vulcanismo dieron el carácter estratigráfico-estructural a esta parte del país, además de ser una de las zonas donde se puede apreciar mejor el complejo desarrollo geológico del territorio nacional; por ejemplo, en la Sierra Madre Oriental afloran las rocas más antiguas de México (Precámbrico) y junto con éstas, una serie completa de unidades estratigráficas que abarca el Paleozoico Superior (Pérmico), todo el Mesozoico y el Cenozoico, unidades que por los agentes exógenos rellenaron las cuencas Paleógenas del oriente de México, incluyendo a la Cuenca de Chicontepec, área en donde se ubica la zona de estudio del pozo 1.

En cuanto a la ubicación tectonoestratigráfica de la Cuenca de Chicontepec, en 1983 Campa y Coney describen que la zona de estudio se encuentra en un Terreno Tectonoestratigráfico desconocido, limitado al Sur por el Terreno Maya (M) y Terreno Eje Volcánico Transversal (TMV), al Este por el Terreno Sierra Madre (SM) y al Norte por el Terreno Coahuila (COA).

Sin embargo, Centeno et al (2007), define al área de estudio dentro de los Terrenos Maya y Sierra Madre. Así mismo, al Terreno Sierra Madre lo considera como parte del paleocontinente Oaxaquia.

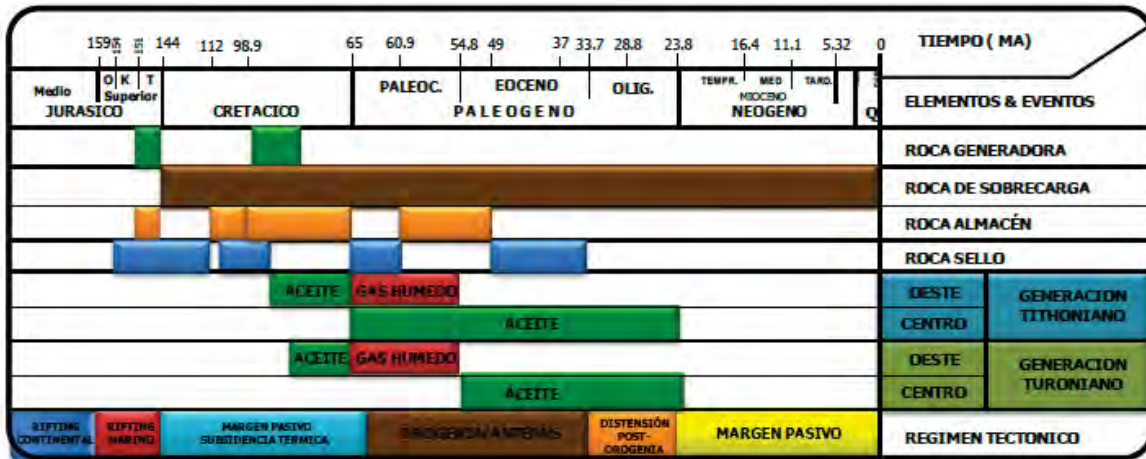
A su vez, la Cuenca de Chicontepec se encuentra dentro de la Margen Pasiva del Golfo de México, esta margen es de tipo volcánica, asociada fundamentalmente al magmatismo ocasionado por la apertura del rift del Océano Atlántico; se caracteriza por su gran espesor de sedimentos acumulados, y su fallamiento por gravedad de tipo lístrico, además de estar asociadas a múltiples cambios eustáticos del mar, de los cuales los registros evidentes se aprecian en las formaciones del Cenozoico (López, 2008).

### *Sistema petrolero*

El sistema petrolero del área en la que se encuentra el pozo 1, corresponde con el que se presenta en la figura 14, que fue planteado para la cuenca de Chicontepec. Las formaciones

generadoras están representadas por Tepexic, Santiago, Taman y Pimienta, todas ellas pertenecientes al Jurásico Superior. Las secuencias almacenadoras constan de algunos intervalos de las formaciones carbonatadas Tamaulipas Superior y Agua Nueva, con sellos locales además de las formaciones San Felipe y Méndez con altos contenido de arcilla. En el Paleógeno se observan intervalos con importantes contenidos de hidrocarburos en la Formación Chicontepec Medio, con sellos locales y el sello regional representado por la Formación Guayabal.

FIGURA.14. Representación gráfica del sistema petrolero del área del pozo 1 (Hernández, 2014)



OBTENCIÓN DE LAS MEZCLAS LITOLÓGICAS PARA LAS FORMACIONES GEOLÓGICAS DE INTERÉS

Las mezclas litológicas de las 20 formaciones, que fueron obtenidas en el capítulo cuatro, se normalizaron a 1, para su rápida utilización en el llenado de la cédula de información requerida por el paquete de modelado. La tabla completa con los datos de volúmenes de lutitas, areniscas y carbonatos, además de la saturación de agua de formación, se muestra en el cuadro 4.

CUADRO 4. Mezclas litológicas obtenidas con parámetros elásticos de las formaciones geológicas del pozo 1.

Formación Geológica	$V_{clay}$	$V_{sand}$	$V_{lime}$	$S_w$
Palma Real Superior	0.00	0.00	0.00	0.00
Palma Real Inferior	0.86	0.14	0.00	0.97
Tantoyuca	0.38	0.50	0.12	0.32
Guayabal	0.93	0.07	0.00	0.92
Chicontepec Superior	0.70	0.29	0.01	0.78
Chicontepec Medio	0.41	0.59	0.00	0.41
Chicontepec Inferior	0.75	0.25	0.00	0.70
Velasco	0.39	0.55	0.05	0.60
Mendez	0.60	0.18	0.22	0.76
San Felipe	0.55	0.11	0.34	0.64
Agua Nueva	0.26	0.03	0.71	0.80
Tamaulipas Superior	0.25	0.02	0.73	0.74
Otates	0.42	0.16	0.42	0.77
Tamaulipas Inferior	0.30	0.04	0.65	0.97
Pimienta	0.37	0.24	0.39	0.22
Tamán	0.16	0.07	0.78	0.82
Santiago	0.59	0.36	0.05	0.69
Tepexic	0.48	0.52	0.00	0.26
Huehuetepec	0.14	0.22	0.64	0.88
Cahuasas	0.42	0.31	0.27	0.79

#### CONDICIONES LÍMITE PARA REALIZAR EL MODELADO 1D

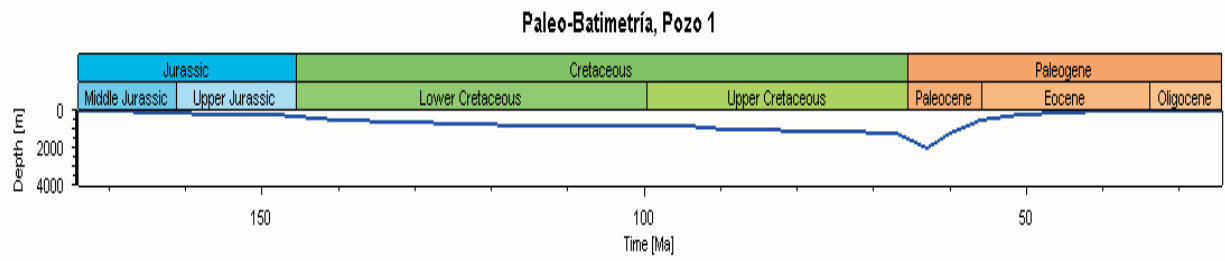
Las condiciones límite o de frontera, consideradas para realizar el modelado, son básicamente tres, las cuales han sido mencionadas anteriormente y en este apartado serán determinados sus valores:

##### *Paleobatimetría (PWD)*

Para obtener los valores de paleo- batimetría de las formaciones geológicas a modelar, se consultaron los ambientes de depósito para cada una de ellas. De los diferentes ambientes de depósito se asignó una profundidad de depósito y también se revisaron algunos fósiles de facies.

De la información recopilada se construyó la siguiente gráfica en donde se incluyen los valores de paleo-batimetría. El perfil obtenido de paleo-batimetría para la zona de estudio del pozo 1, es la que se muestra en la figura 15.

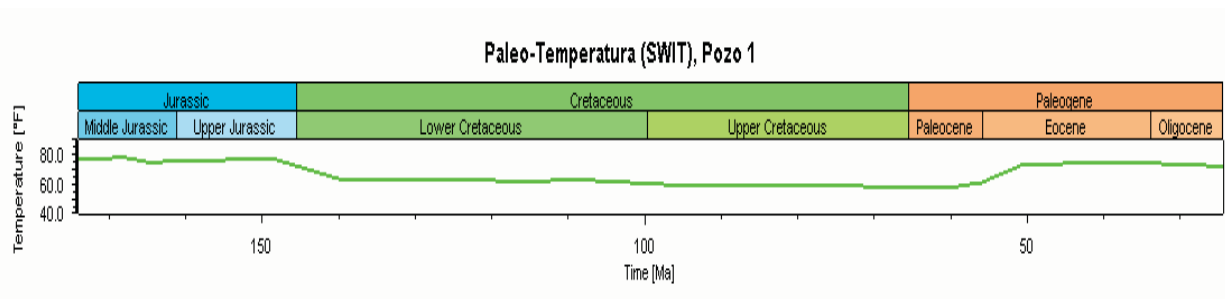
FIGURA 15. Perfil de paleo-batimetría obtenido de la zona de estudio del pozo 1



#### *Paleotemperatura (SWIT)*

Para determinar la paleo- temperatura, se utilizó el simulador contenido en el paquete basado los trabajos de Wygrala (1989), en el que se ajustó la curva para el paralelo 21° norte, que es en las cercanías de este, en donde se encuentra el área de estudio (figura 5). El perfil de paleo-temperatura del área de estudio del pozo 1, es el que se muestra a continuación en la figura 16.

FIGURA 16. Perfil de paleo- temperatura de la interface sedimento agua, obtenido de la zona de estudio del pozo 1

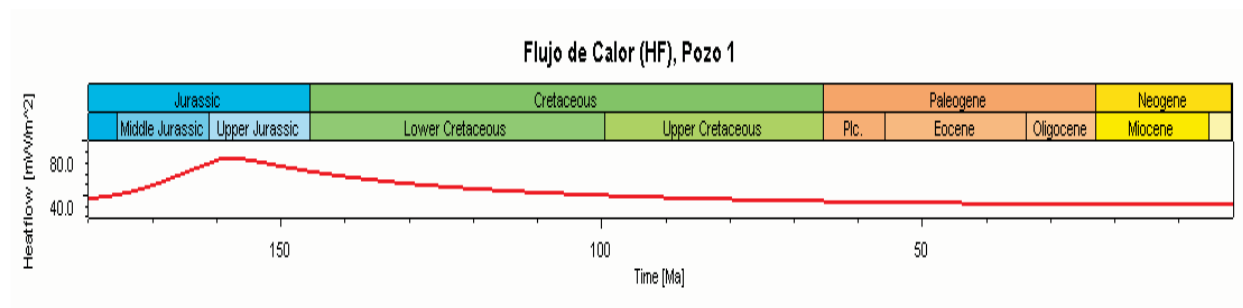


#### *Paleoflujos de calor (HF)*

Para obtener las condiciones límite de flujo de calor en la cuenca de la zona de estudio, se utilizó un simulador de corteza basado en el modelo de McKenzie, con un valor de

estiramiento cortical ( $\beta$ ) de 1.5, mientras que para el factor beta del manto, se utilizó el valor de fault igual a 4. En cuanto a la edad de inicio y término del rift, se empleó el modelo de Amoos, que considera el inicio a 180 [ma] y el término a 159 [ma]. De los resultados obtenidos para el flujo de calor, se presenta el siguiente perfil (véase la figura 17), para el pozo 1.

FIGURA 17. Perfil de flujo de calor obtenido de la zona de estudio del pozo 1



#### REALIZACIÓN DEL MODELADO MEDIANTE EL USO DE PAQUETERÍA

La cédula de llenado en el paquete de modelado considera incluir datos de cima y base de las formaciones geológicas obtenidas de la columna cortada del pozo; la litología obtenida de las mezclas minerales mencionadas en la tabla 5.4; parámetros de química orgánica, que serán obtenidos de datos publicados en la literatura (TOC, HI, etc); así como las edades de inicio y término del depósito de las formaciones involucradas, que fueron obtenidas de las edades de depósito y una tabla cronoestratigráfica. La información recopilada para las edades se muestra en el cuadro 5.

CUADRO 5. Edades geológicas de inicio y término de las formaciones geológicas del pozo 1.

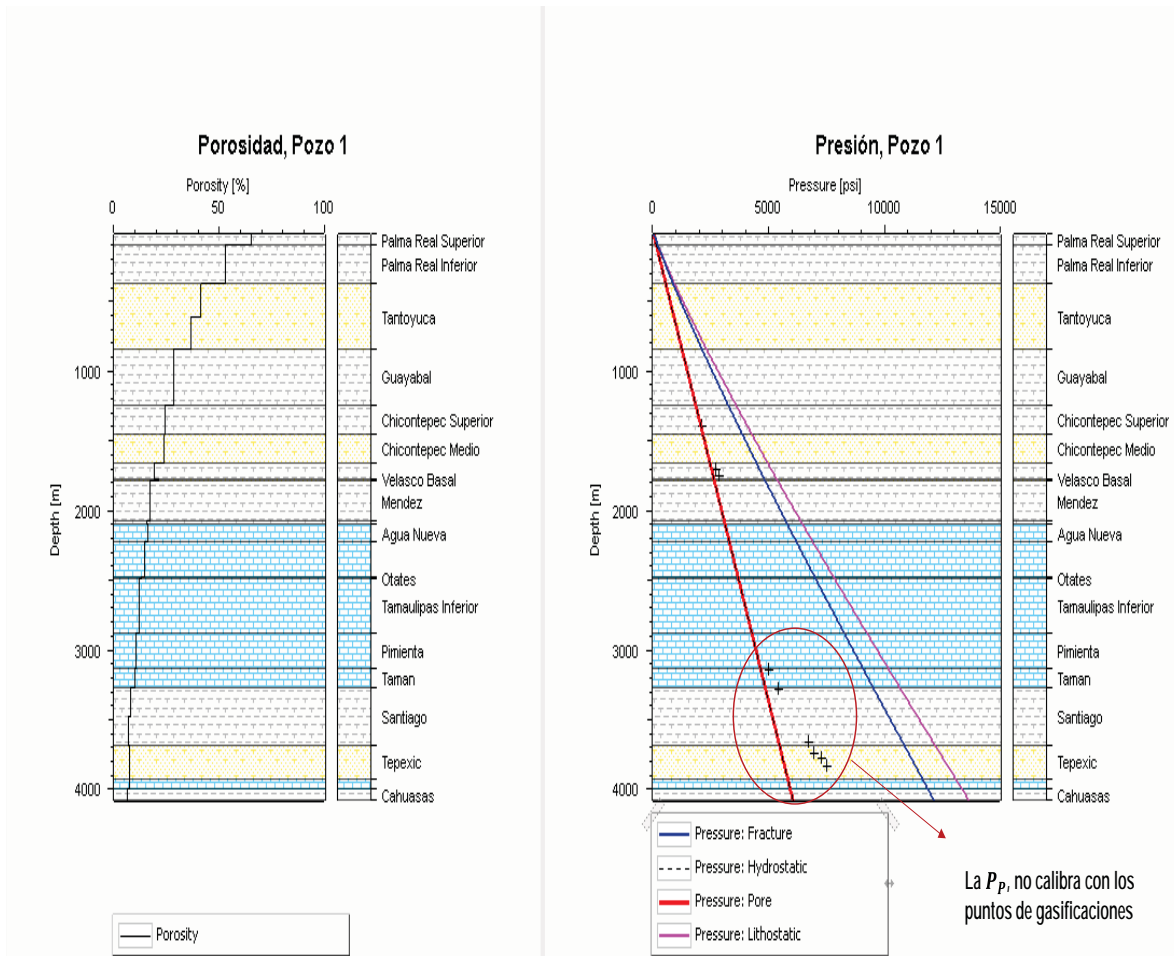
Formación Geológica	Edad Geológica	Inicio [ma]	Fin [ma]
Palma Real Superior	Oligoceno Superior	24.4	20
Palma Real Inferior	Oligoceno Inferior, Rupeliano	33	24.4
Tantoyuca	Eoceno Medio-Superior, Lutetiano Sup.- Bartoniano-Priasoniano	40	33
Guayabal	Eoceno Medio (Lutetiano)	50	40
Chicontepec Superior	Eoceno Inferior (Ypresiano)	56	50
Chicontepec Medio	Paleoceno Superior	60	56
Chicontepec Inferior	Paleoceno Superior	65	60
Velasco	Paleoceno Inferior	67	65
Mendez	Cretácico Superior, Campaniano Superior-Maastrichtiano	75	67
San Felipe	Cretácico Superior, Coniaciano-Santoniano- Campaniano Inferior	90	75
Agua Nueva	Cretácico Medio a Superior, Cenomaniano Superior-Turoniano,	94	90
Tamaulipas Superior	Cretácico Medio, Albiano Cenomaniano	108	94
Otates	Cretácico Inferior, Aptiano	115	108
Tamaulipas Inferior	Cretácico Inf, Berriasiano, Valanginiano, Huateriviano, Barremiano	140	115
Pimienta	Jurásico Superior, Kimmeridgiano-Tithoniano	145	140
Tamán	Jurásico Superior, Kimmeridgiano	155	145
Santiago	Jurásico Superior, Caloviano-Oxfordiano Superior	161	155
Tepexic	Jurásico Medio Bathoniano Calloviano	165	161
Huehuetepc	Jurásico Medio (Bathoniano-Calloviano)	168	165
Cahuasas	Jurásico Medio (Aaleniano-Bathoniano)	174	168

## OBTENCIÓN DE GEOPRESIONES PARA EL POZO TIPO 1

Con la información necesaria para realizar el modelado. Se obtuvieron las gráficas de porosidad y presión de poro que se muestran en la figura.18.

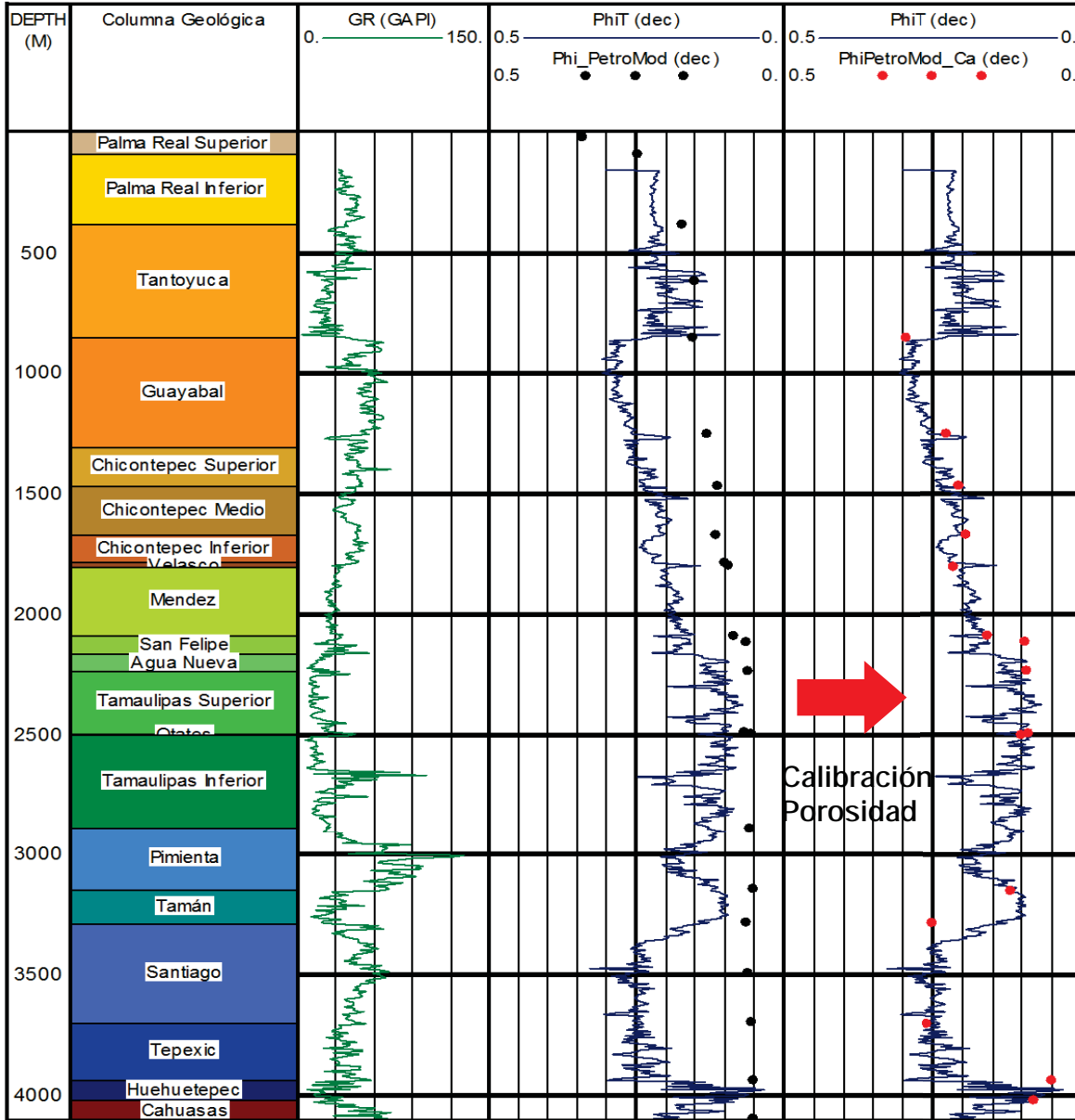
224

FIGURA 18. Perfil de porosidad y presión de poro obtenido de la zona de estudio del pozo 1



La calibración de la curva de presión de poro, se ha realizado a través del ajuste de curva de porosidad obtenida del modelado (figura 18), con la curva de porosidad total, obtenida en el capítulo 1, mediante el uso de registros geofísicos. El ajuste realizado con las curvas de porosidad se muestra en figura 19, carril 5, donde la curva de porosidad total obtenida mediante registros se muestra en color azul marino, y los puntos calibrados extraídos del paquete de modelado, se muestran con puntos color rojo.

FIGURA 19. Ajuste del perfil de porosidad ajustado a la porosidad total obtenida con registros geofísicos, de la zona de estudio del pozo 1



Adicionalmente a la calibración de las curvas de porosidad obtenidas por distintos métodos, se ajustaron los modelos de compactación mecánica de la siguiente manera:

- A las formaciones siliciclásticas areno- arcillosas del Cenozoico, se les aplicó el modelo de Scheneider, con los parámetros ajustados de acuerdo al cuadro 2.

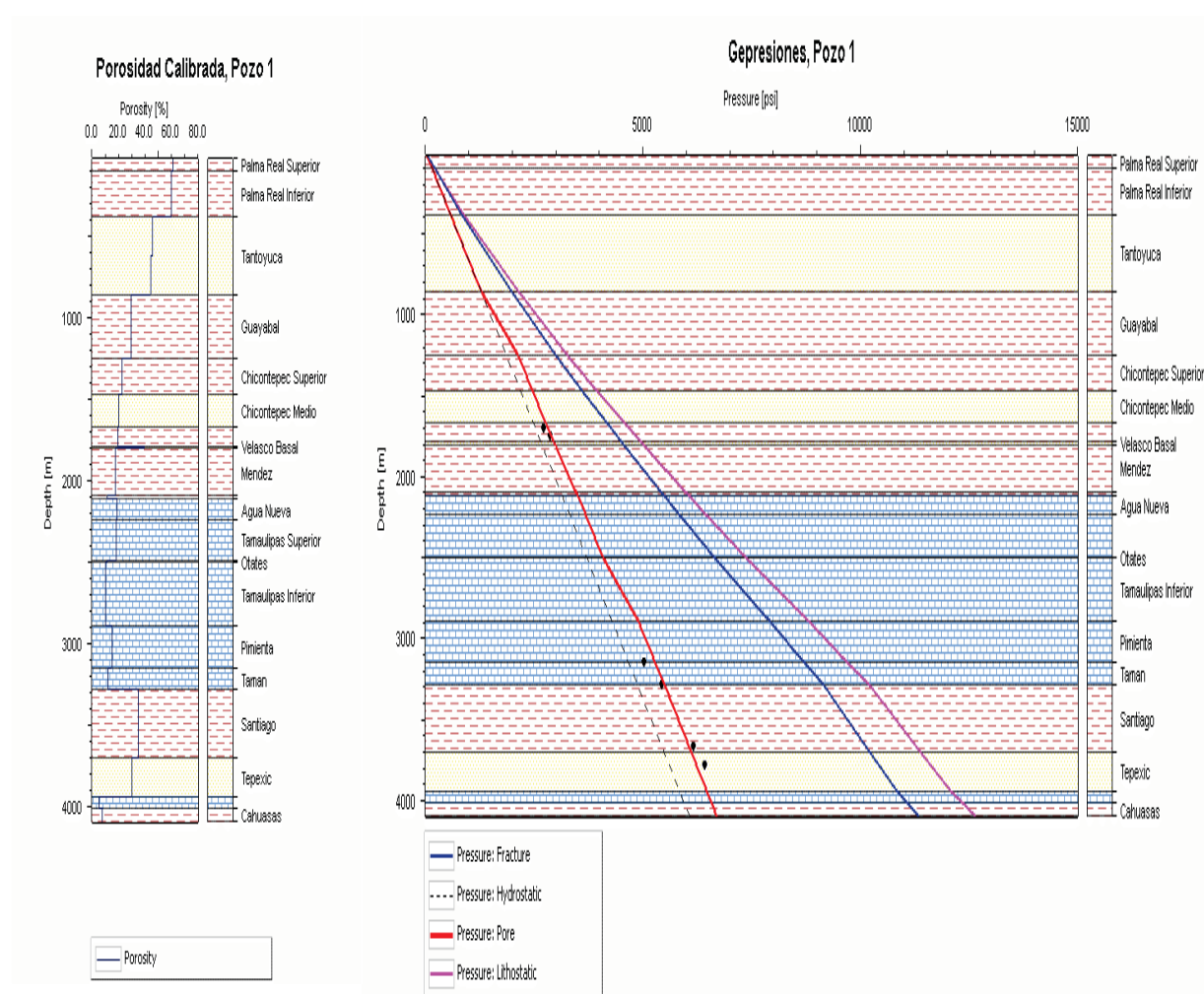


b) A las formaciones carbonatadas del Mesozoico, se aplicó el modelo de compresibilidades a las formaciones con contenido de arcilla menor al 40%; mientras que para las formaciones con contenidos de arcilla mayores al 40%, se utilizó el modelo de Athy con profundidad equivalente.

Todo lo anterior derivado de los resultados obtenidos por los autores que han probado las metodologías mencionadas.

Los resultados calibrados de presión normal, presión de poro, presión de fractura y esfuerzo de sobrecarga, se muestran en la figura 20.

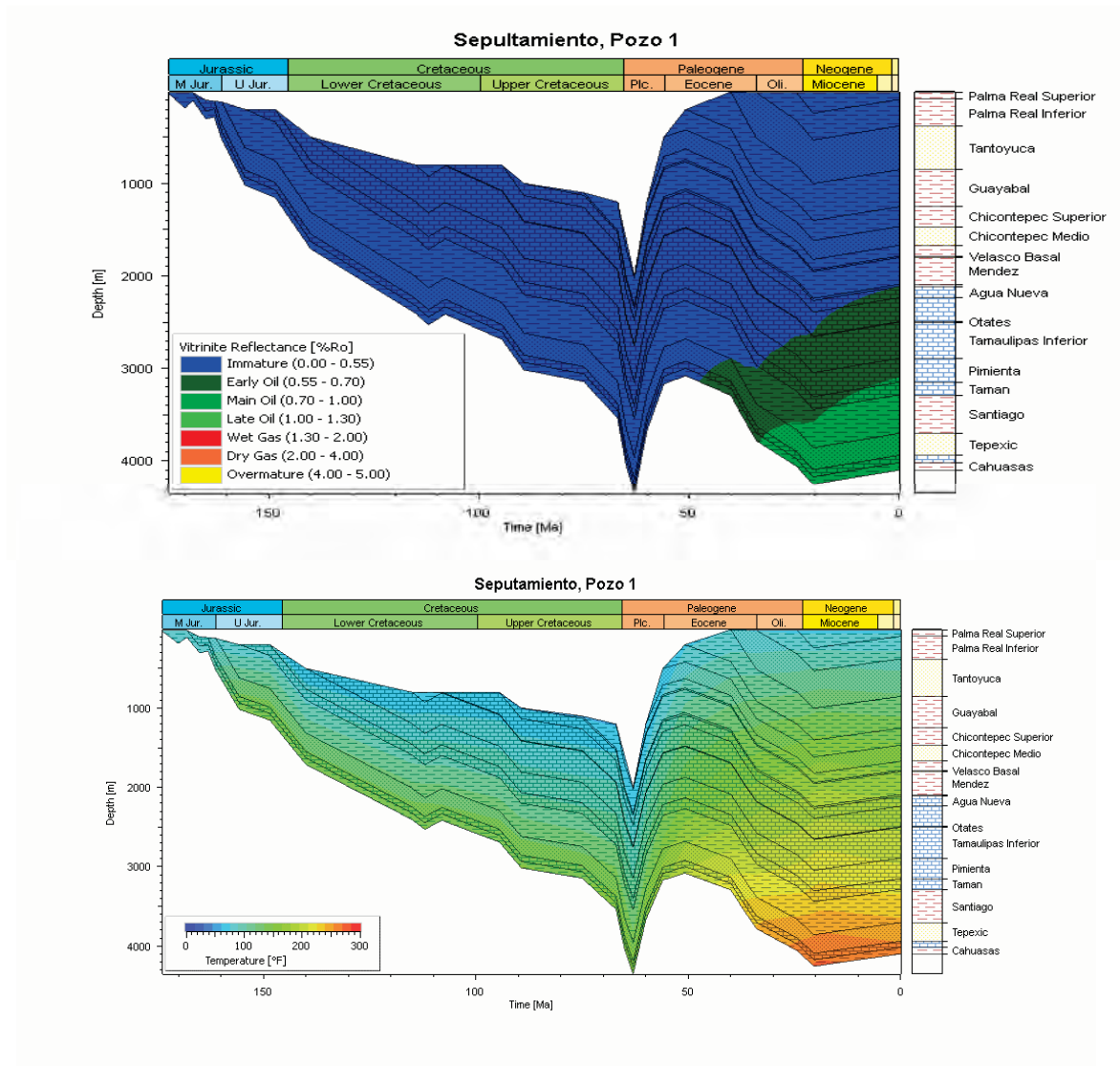
FIGURA 20. Perfil de geopresiones obtenidas con modelado de la zona de estudio del pozo 1



OBTENCIÓN DE LA HISTORIA GEOLÓGICA DE LA ZONA

Se obtuvo la historia de sepultamiento de la zona de estudio del pozo 1 (figura 21), en la que se identifican en la imagen superior las zonas de generación de hidrocarburos; así mismo, se muestra el comportamiento de la temperatura (en la imagen inferior), con lo que se puede determinar que las formaciones de Jurásico con alto contenido de materia orgánica (COT), se encuentran en la ventana de madurez y temperatura requeridas para la formación de hidrocarburos líquidos.

FIGURA 21. Historia de sepultamiento obtenida de la zona de estudio del pozo 1



## **Análisis y discusión de resultados con otros métodos de predicción de geopresiones**

COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE PREDICCIÓN DE GEOPRESIONES MEDIANTE MODELADO DE SISTEMAS PETROLEROS, CON MÉTODOS PREVIAMENTE ANALIZADOS

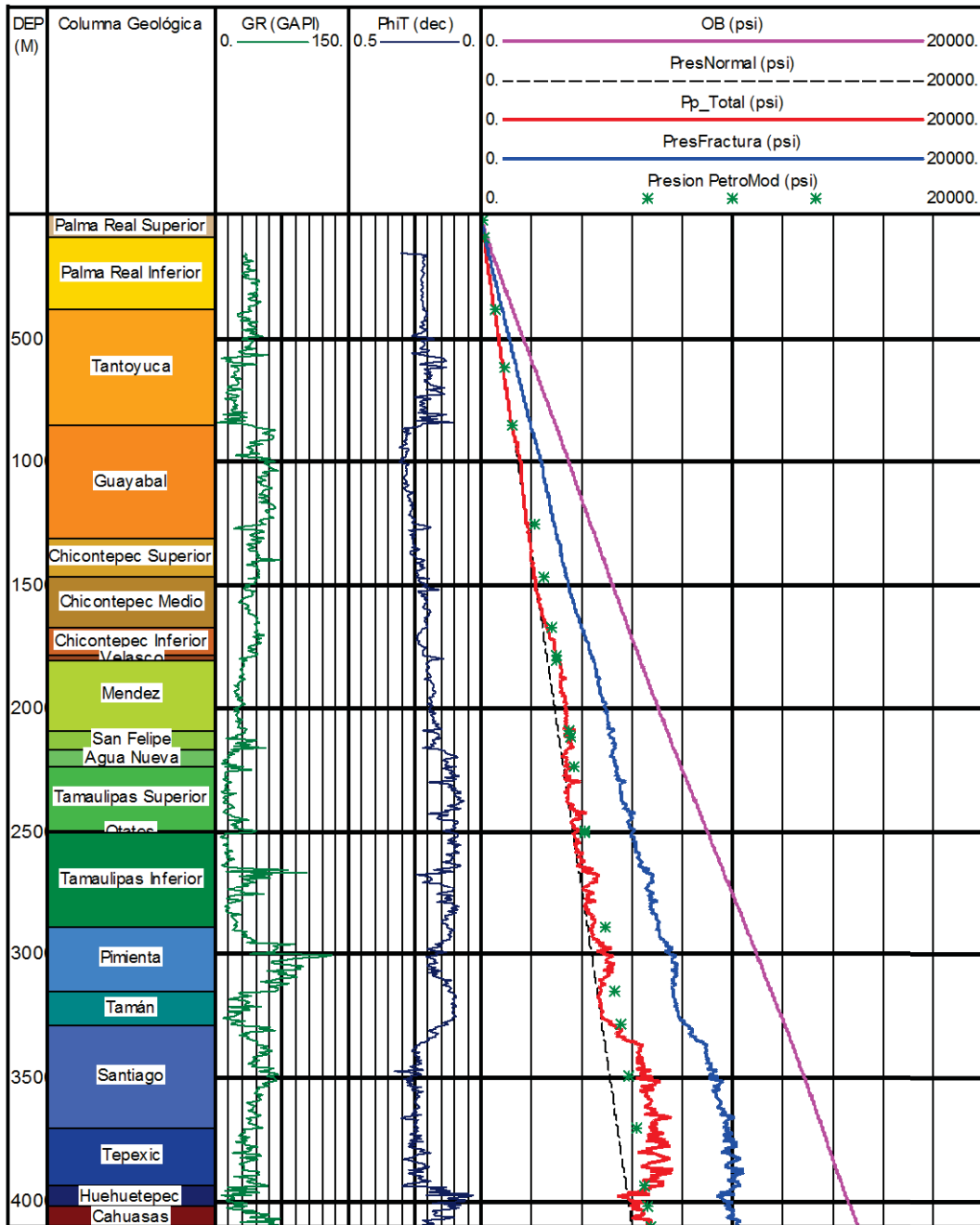
**228**

Para lograr comparar los resultados de la curva de predicción de poro obtenida con el modelado de sistemas petroleros, con la curva de presión de poro previamente calculada y que fue resultado de integrar los métodos de Eaton en siliciclásticos y compresibilidades modificado en los carbonatos, fue necesario sobreponer una a la otra curva, lo que fue logrado en la figura 22, donde se muestran en el carril 5, las geopresiones obtenidas, con la curva de presión de poro total (color rojo); y la curva de presión de poro del modelado (puntos color verde).

Se observa en ambas curvas calculadas una buena correlación, lo que ya se venía interpretando, debido a que por separado ambas curvas calibraron con los puntos de gasificaciones obtenidos de la información disponible del pozo.

La cantidad de puntos que describen la curva de presión de poro con modelado, corresponde con la cantidad de formaciones geológicas que atraviesan el pozo 1. Lo anterior hace que la curva de ( $P_p$ ), describa un comportamiento lineal, lo que puede considerarse un desventaja del método, ya que no sensibiliza intervalos pequeños que pudieran contener presión anormal; sin embargo, esta desventaja puede corregirse realizando subdivisiones de la formación con litologías diferentes. La tendencia de presión se ajusta de buena forma con la curva de presión calculada con los métodos anteriormente vistos en este trabajo (véase la figura 22).

Figura 22. Integración de geopresiones con curvas de presión de poro, obtenidas por varios métodos.



## CONCLUSIONES DEL MÉTODO DE PREDICCIÓN POR MODELADO DE SISTEMAS PETROLEROS

230

El modelado de sistemas petroleros es una herramienta útil para analizar el sistema petrolero de algún área de estudio; sin embargo, pueden ser obtenidos de él, otros parámetros de interés en la exploración y el desarrollo de campos de petróleo. Es el caso de la presión de poro, que es considerada como el parámetro más importante durante el cálculo de las geopresiones.

Si bien, existen una multitud de métodos probados para obtener la predicción de la  $P_p$ , todos ellos utilizan para ser llevados a cabo el registro sísmico (*DTCO*); excepto el método de compresibilidades, el cual en su forma simplificada propuesta en esta tesis, utiliza una curva de porosidad total (*PHIT*), que igualmente surge a partir de los registros geofísicos.

En cambio el método presentado en este capítulo, no requiere tener como suministro directo los registros de pozo, aunque en nuestro caso si los utilizamos para obtener las mezclas litológicas y para calibrar la tendencia de porosidad y obtener una predicción de la presión de poro aceptable. Si el usuario tiene un buen conocimiento de las formaciones geológicas del área de estudio, puede eventualmente obtener una curva de tendencia de presión de poro, incluso calibrarla con datos de otros pozos o datos disponibles de laboratorio.

En relación al método, se puede decir que una desventaja que salta a la vista, de utilizar este método para obtener la  $P_p$ ; es que la tendencia es lineal, lo cual no representa la realidad. Esta problemática puede ser resuelta si se consideran diferentes unidades dentro de una formación geológica, tomando en cuenta los cambios de facies verticales, efectuando subdivisiones y asignando una mezcla litológica diferenciada por unidad litológica. En general, la tendencia de la curva obtenida, corresponde con las curvas calculadas con otros métodos, con lo que, esta metodología es susceptible de utilizarse, adaptarse y mejorarse conjuntándolo con los demás métodos de predicción y hacerse extensiva a zonas donde no se tengan datos.

---

## **CAPÍTULO 6**

Caracterización  
Geomecánica Integral y  
Análisis de Fragilidad



## Introducción

La inclusión de la geomecánica en los análisis, no solo de geopresiones, sino también en análisis para la terminación, mantenimiento y etapas productivas de los pozos, se ha convertido actualmente en una herramienta indispensable para la resolución de problemas y toma de decisiones consistentes en el intenso trabajo diario de la industria petrolera. Los estudios relacionados con geomecánica aplicados a estudios de geopresiones, constan de al menos estos tres productos que deben conseguirse, que son:

- a) Parámetros elásticos
- b) Esfuerzos regionales y en el pozo
- c) Presión de colapso

En nuestro caso, incluimos un cuarto producto para nuestro análisis de geomecánica que es el análisis de fragilidad, con lo que se puede determinar zonas específicas para fracturar, disparos, geonavegar, zonas dúctiles y frágiles, contenido de arcilla, etc.

En este capítulo primeramente se analizan algunas metodologías de uso actual en la industria para la obtención del modelo geomecánico. Posteriormente se lleva a cabo en modelo de geomecánica aplicado al pozo 1, obteniendo los tres productos principales mencionados anteriormente; algunas características de dichos productos, fueron obtenidas en los capítulos previos como es el caso de los módulos elásticos. En tercer lugar, se aplica la metodología de obtención de la fragilidad mediante el uso de las plantillas maestras  $(\mu\rho - \lambda\rho)$  y  $(E - \nu)$ . Al final de capítulo se emiten las conclusiones obtenidas del capítulo seis.

## Metodologías de elaboración de modelos de geomecánica

A continuación se presentan brevemente algunas metodologías planteadas por profesionales de la industria en México. Primeramente se presenta la metodología que utiliza personal de Pemex, en pozos de la Región Sur. Posteriormente se describen de forma superficialmente dos metodologías propuestas por personal del IMP, de las cuales, en la primera se utiliza la



geomecánica para mejorar la predicción de la presión de poro, de forma similar a como se ha hecho en este trabajo en el capítulo tres. En tanto que la segunda aborda métodos para escalar las propiedades geomecánicas en la sísmica, lo cual favorece de manera importante la exploración de hidrocarburos. A continuación se describen las tres metodologías.

#### ELABORACIÓN DE MODELOS DE GEOMECAÁNICA EN POZOS EXPLORATORIOS

Esta metodología toma en cuenta información, experiencia de perforación y lecciones aprendidas (operativas y de diseño) de los pozos de correlación; para entender el comportamiento físico de las presiones y que permita modelar matemáticamente estos eventos para obtener correlaciones del comportamiento del subsuelo, las rocas y las presiones para predecir con menor incertidumbre los eventos a los que estará expuesto el pozo exploratorio durante su perforación.

La calibración de la ventana operativa con esta metodología, permite programar densidades de lodo que estén ligeramente por encima de la presión de colapso de la formación, con lo cual se reduce la diferencial de presión durante la perforación, optimizando la velocidad de penetración (*ROP*) y en consecuencia los tiempos de operación que a la larga se verán reflejados en la disminución de costos de equipos y servicios, lo que permite incorporar reservas de hidrocarburos en los tiempos programados (Cruz, 2015).

Esta metodología contempla la ejecución de las siguientes actividades:

a) Recopilación de la información

Se refiere a conjuntar y analizar toda la información disponible de los pozos vecinos al pozo a perforar, con lo que se permite determinar con mayor precisión la ventana operativa.

b) Modelo de estratigrafía mecánica

Derivado del análisis de la información de los pozos vecinos, los autores de la metodología generan un modelo de estratigrafía mecánica, para las formaciones geológicas que se tienen identificadas se atravesarán en el pozo a perforar. Dicho

modelo tiene similitudes con el propuesto en este trabajo basado en las plantillas ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ) y ( $E - \nu$ ). Sin embargo, se diferencia en que el modelo propuesto por los autores de esta metodología, realizan su análisis a partir de la relación en una gráfica de ( $V_p$ ) y ( $V_s$ ), donde dependiendo la tendencia que presenten, se discretizan las fracciones arcillosas de las formaciones de la columna geológica.

En la revisión de método, se observa que la metodología de estratigrafía mecánica propuesta por Cruz (2015), aunque puede ser utilizada para discretizar minerales, carece de precisión, además de que está limitada para realizar otros análisis como es el de fragilidad; bondad que si ofrece la metodología creada a partir de parámetros elásticos, como se verá más adelante en este capítulo.

a) Caracterización mecánica de rocas

Se obtienen mediante el uso de  $V_p$  y  $V_s$ , la magnitud de valores como son: el ángulo de fricción interna, la resistencia a la compresión uniaxial, el módulo de Young y la relación de Poisson.

b) Obtención de geopresiones

Se obtiene la predicción de las geopresiones, con los métodos convencionales que en este trabajo fueron vistos en el capítulo dos. Para la predicción de las geopresiones utiliza el método de Bowers, el cual ajusta con datos de los eventos de perforación de los pozos vecinos. En cuanto a la presión de fractura, aquí se utilizan los gradientes de LOT's, de pozos vecinos, con los cuales, uniéndolos construye la curva de presión de fractura.

c) Dirección y magnitud de esfuerzos

Para la determinación del azimut del máximo esfuerzo, esta metodología utiliza la información de los registros caliper de los pozos de correlación, determinando que la dirección en la que se tiene el menor diámetro del agujero corresponde con la dirección del máximo esfuerzo. Lo anterior, es discutible si tomamos en cuenta que existen litologías que generan incrementos de volumen diferenciales, como las arcillas reactivas que al afectar el diámetro del pozo y confundirse con la dirección de los esfuerzos. Para

poder indicar si la diferencia en las mediciones del registro caliper coinciden con la dirección de los esfuerzos regionales, se requiere tomar en cuenta lo comentado anteriormente, sumado a la experiencia en el área que tenga el ingeniero geólogo.

En cuanto a la magnitud de los esfuerzos, la metodología propone que se determinen a partir de las propiedades elásticas de la roca utilizando la teoría poro-elástica, de manera similar a como lo realizaremos.

d) Presión de colapso y modelo de estabilidad

La metodología de Cruz (2015), considera obtener la presión de colapso utilizando los criterios de fallas: Mohr Coulomb y Lade Modificado. También se analizan los eventos de perforación de pozos vecinos para determinar las zonas que pudieran tener problemas de estabilidad mecánica durante la perforación, con lo que se programa la densidad de lodo adecuada.

e) Seguimiento y evaluación

Durante la ejecución de la perforación se va calibrando el modelo de geomecánica generado, mediante el monitoreo constantemente las propiedades reológicas de lodo con el objetivo de detectar oportunamente un aporte de la formación. También se verifica la hidráulica de perforación para evitar incrementos en la densidad equivalente de circulación.

En conclusión esta metodología generada por personal de Pemex para pozos exploratorios, tiene varias similitudes con el modelo de geomecánica que en este capítulo se lleva a cabo. Sin embargo, existen también algunas diferencias en varios puntos como la obtención de la fragilidad o como en el método de obtención de poro, que en nuestro caso se emplearon además del método de Eaton, los métodos de compresibilidades y el modelado de sistemas petroleros.

#### PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO CON GEOMECÁNICA

Esta metodología ha sido desarrollada por investigadores del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), en la cual se involucra el análisis de geomecánica en la predicción de la presión de poro tridimensional, con la finalidad de apoyar el diseño de la perforación del

pozo; determinando y evaluando los riesgos de ocurrencia de posibles zonas con presión anormal, así como las relaciones entre los esfuerzos in situ, regionales y las propiedades mecánicas de la roca (Nicolás, 2015).

Esta metodología es aplicada sobre secciones sísmicas y sigue la siguiente secuencia de pasos a ejecutar:

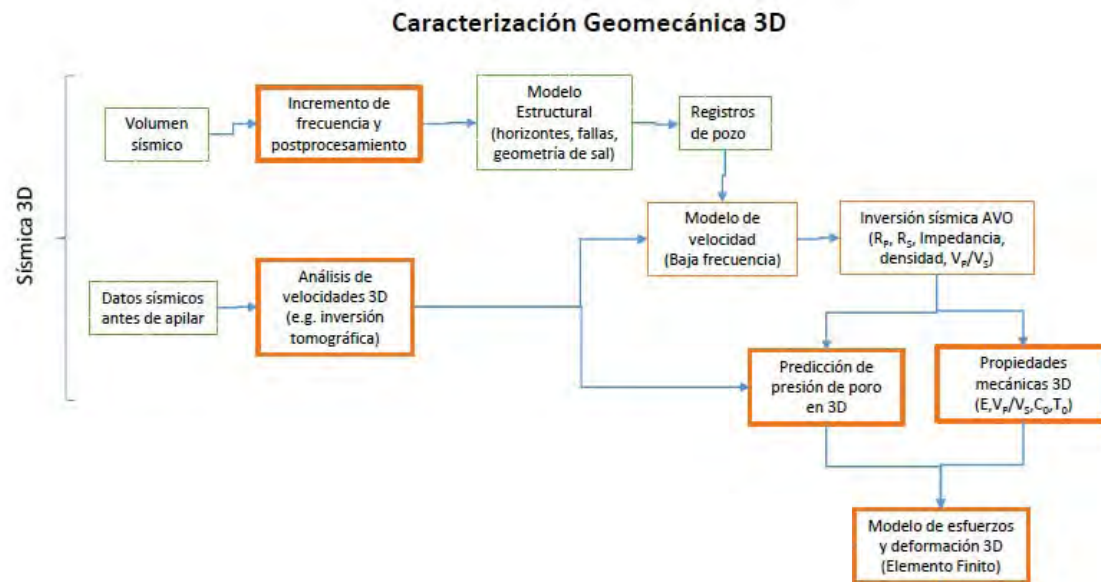
- a) Modelo de velocidad sísmica de picado denso
- b) Cálculo de factor de corrección de la velocidad sísmica con registros de pozos
- c) Extensión del factor de calibración a todo el bloque
- d) Comparación de la velocidad sísmica original versus velocidad sísmica calibrada
- e) Modelo final de velocidades
- f) Análisis de eventos de pozos de correlación
- g) Predicción de las geopresiones para un pozo
- h) Obtención de parámetros de geomecánica para un pozo
- i) Extensión del modelo de geomecánica al área de estudio

Adicionalmente a esta secuencia de actividades, los autores de esta metodología proponen otras actividades que enriquecen el modelo como son: pruebas de laboratorio, análisis de micromecánica y predicción de presión de poro en carbonatos; de los cuales los últimos dos, han sido discutidos y reproducidos para el pozo 1, en esta tesis.

### CARACTERIZACIÓN GEOMECÁNICA 3D

Esta metodología ha sido creada también por investigadores del Instituto Mexicano del Petróleo y consiste en generar modelos geomecánicos tridimensionales de forma muy similar a la metodología descrita anteriormente; sin embargo, mediante este método es posible determinar los cambios que generan en la magnitud y dirección de los esfuerzos, la presencia de estructuras como fallas, fracturas cuerpos de sal, etc. Los pasos y la secuencia a seguir para realizar esta caracterización geomecánica, es la que se muestra en la figura 1.

FIGURA 1. Diagrama de flujo de la metodología de caracterización geomecánica tridimensional (Nicolás, 2015)



Entre las posibles aplicaciones que pueden efectuarse con este modelado de geomecánica 3D, están las que a continuación se mencionan:

- Localización y orientación de fracturas
- Reorientación de esfuerzos por presencia de fallas
- Reorientación de esfuerzos alrededor de cuerpos salinos
- Concentración y rotación de esfuerzos alrededor del pozo

En este capítulo se realiza la caracterización geomecánica utilizando algunas partes de las metodologías descritas en este apartado, las cuales son concatenadas con la metodología de Pemex, para generar un método propio, en el que se obtienen los productos básicos que implica realizar un análisis de este tipo, el cual es presentado a continuación.

## Aplicación del modelo de geomecánica integral al pozo 1

### OBTENCIÓN DE LAS VELOCIDADES COMPRESIONAL ( $V_P$ ) Y DE CORTE ( $V_S$ )

La obtención de las velocidades compresional y de corte, son consideradas en la realización del modelado como los suministros básicos para llevar a cabo los cálculos subsecuentes, ya que a partir de ellos se encuentra formulada la obtención de la mayoría de los parámetros elásticos requeridos.

En nuestro caso, para el modelado que se realiza del pozo 1, ya se cuenta con la magnitud de  $V_P$  y  $V_S$ , las cuales fueron obtenidas en el capítulo cuatro, donde la velocidad compresional fue obtenida directamente del registro de tiempo de tránsito sintético (*DTCO*), mientras que la velocidad de corte se obtuvo de forma compuesta después de analizar varias correlaciones para obtenerla y definir cuáles de ellas calibran mejor con las formaciones del pozo 1. Las curvas de  $V_P$  y  $V_S$ , así como la de densidad compuesta (*RHOB*), pueden ser visualizadas en la figura 2, en la página siguiente.

### OBTENCIÓN DE LOS PARÁMETROS ELÁSTICOS ( $E, \nu, K, \mu, \lambda$ )

Los parámetros elásticos dinámicos del pozo 1, fueron obtenidos con las velocidades compresional y de corte, en el capítulo cuatro, a partir de las ecuaciones 4.28 a la 4.33, descritas también en ese mismo capítulo.

En la figura 3, se presentan los siguientes parámetros elásticos: módulo de Young (carril 4, curva color azul), relación de Poisson (carril 5, curva color negro), módulo volumétrico (carril 6, curva color rojo), módulo de corte (carril 7, curva color magenta) y parámetro de Lamé (carril, 8, curva color verde). De los cuales, varios de ellos ya han sido utilizados en capítulos pasados, para definir la litología de toda la columna sedimentaria de pozo 1. En este capítulo son retomados, ya que representan un producto para realizar el análisis de geomecánica y porque son de importancia para los cálculos de esfuerzos regionales y otros parámetros que se presentan en este capítulo.

FIGURA 2. Curvas de  $RHOB$ ,  $V_P$  y  $V_S$ , obtenidas para el pozo 1

240

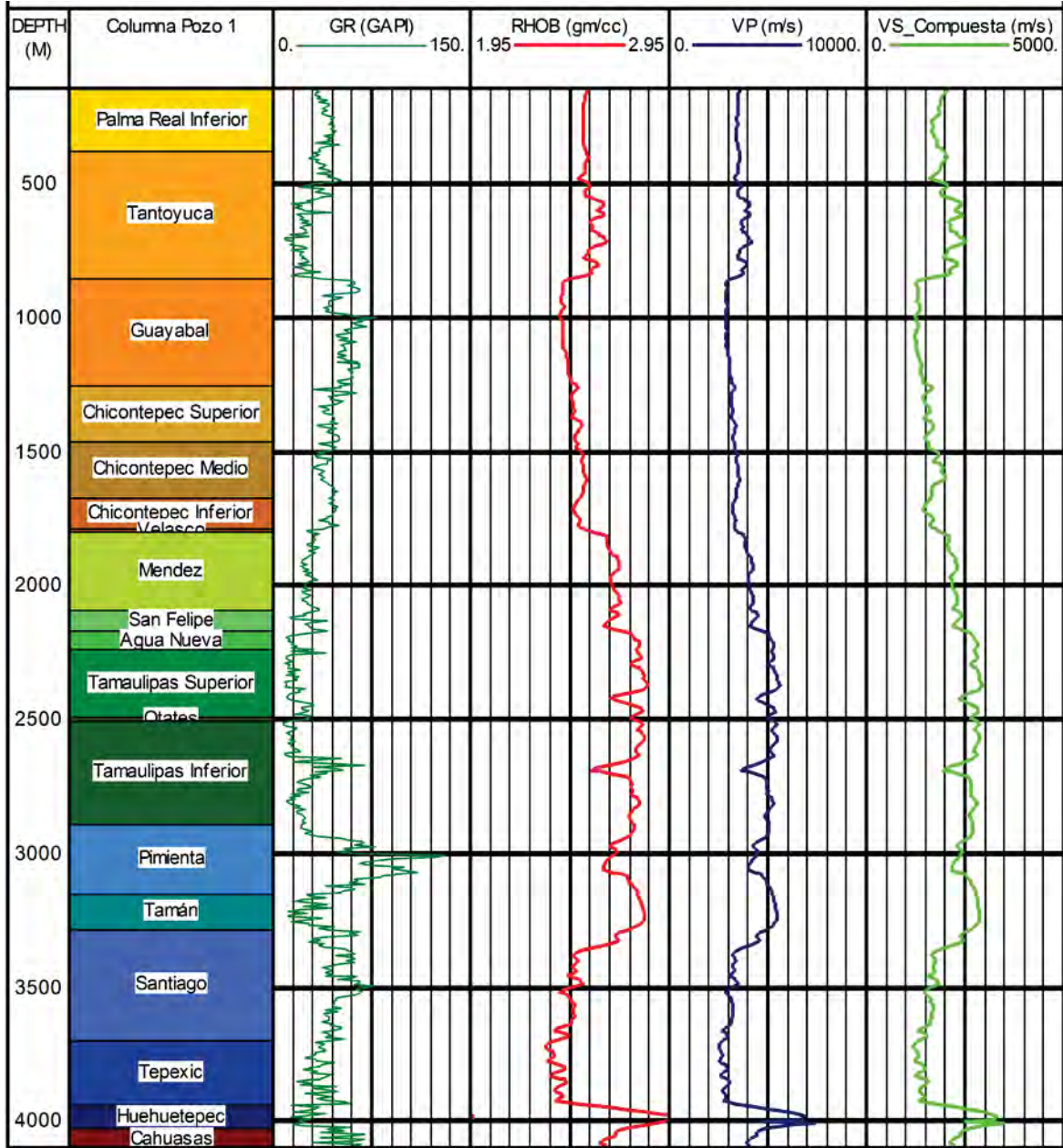
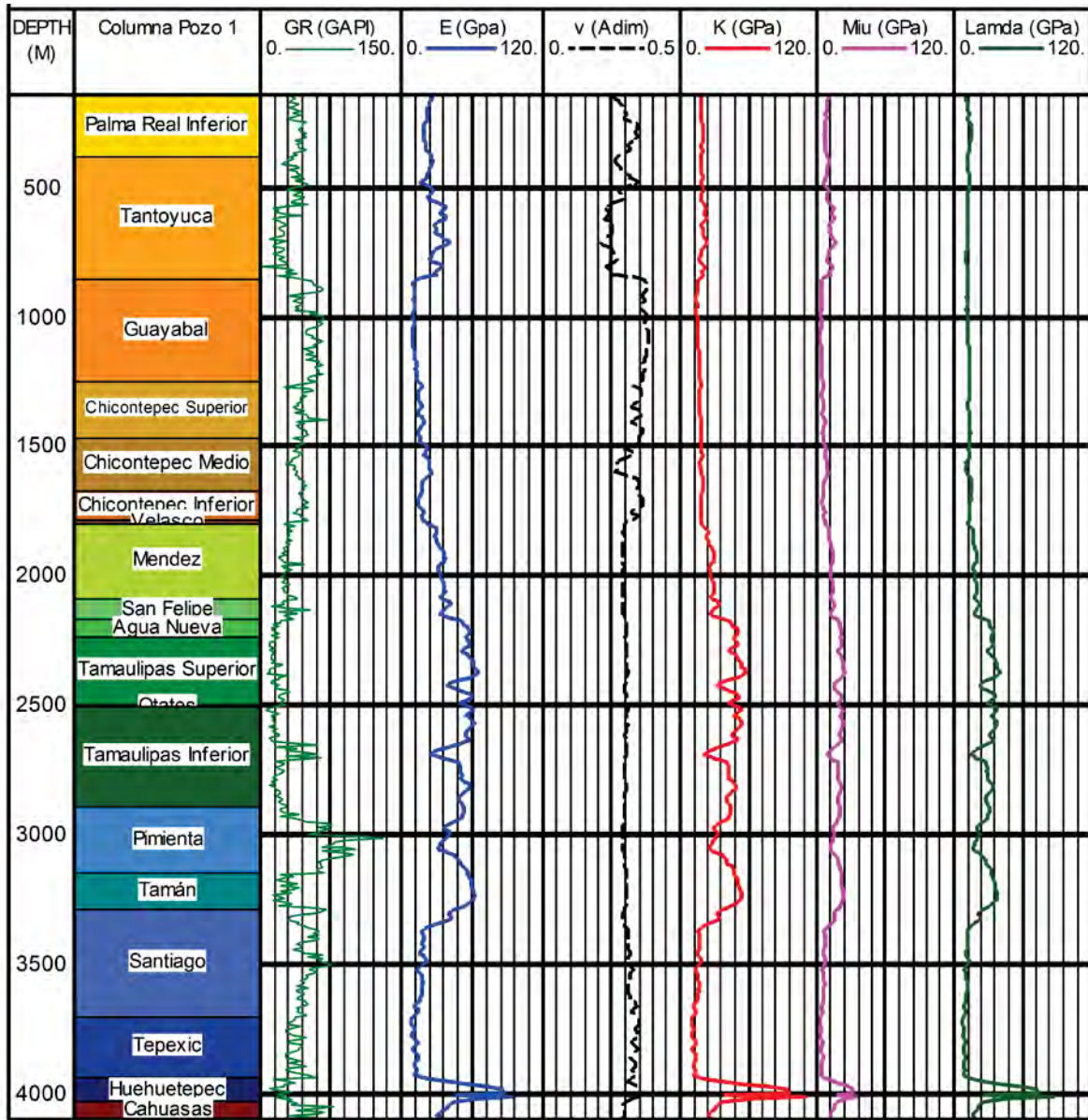




FIGURA 3. Módulos elásticos  $E$ ,  $\nu$ ,  $K$ ,  $\mu$  y  $\lambda$ ; obtenidos para el pozo 1



CÁLCULO DE LA RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN UNIAxIAL ( $UCS$ ) o ( $C_o$ )

El cálculo de la resistencia a la compresión uniaxial, definido como ( $UCS$ ) o ( $C_o$ ), por su nombre en inglés que está referido a la resistencia de la roca sin que exista presión de confinamiento, se obtiene de manera estática en laboratorio con compresión simple de una



muestra de roca hasta fallar, este fenómeno se representa con la siguiente relación de esfuerzos

$$\sigma_1 > 0 \dots\dots\dots (6.1)$$

$$\sigma_2 = \sigma_3 = 0 \dots\dots\dots (6.2)$$

Donde

$\sigma_1$ , es el esfuerzo de mayor magnitud

$\sigma_2$ , es el segundo esfuerzo de mayor magnitud

$\sigma_3$ , es el esfuerzo de menor magnitud

La obtención de la *UCS*, se realiza junto con otros parámetros que se efectuarán a continuación para analizar la estabilidad que puede tener el pozo y determinar zonas de posible riesgo, donde deban tomarse medidas preventivas en la ejecución de la perforación.

Debido a que en la realización de esta tesis, no se cuenta con información de pruebas de laboratorio, se debe recurrir a correlaciones que estiman el valor de la *UCS*, las cuales en la búsqueda literaria se presentan como una amplia gama de ecuaciones aplicables a diferentes tipos de rocas y condiciones. En la página que sigue, en el cuadro 1, se presenta una compilación de las mismas de las cuales se seleccionarán algunas que ya han sido ampliamente probadas.

Para seleccionar las correlaciones a utilizar para cada tipo de roca que componen las formaciones geológicas del pozo 1, se probaron las diferentes ecuaciones de cada tipo de litología y se compararon los resultados con valores de referencia. Para el caso de las correlaciones para lutitas, fueron probadas las correlaciones en la Formación Guayabal, para las areniscas, se probaron en la Formación Tantoyuca y para los carbonatos se probaron las correlaciones en la Formación Tamaulipas Superior e Inferior (véase más adelante la figura 4).

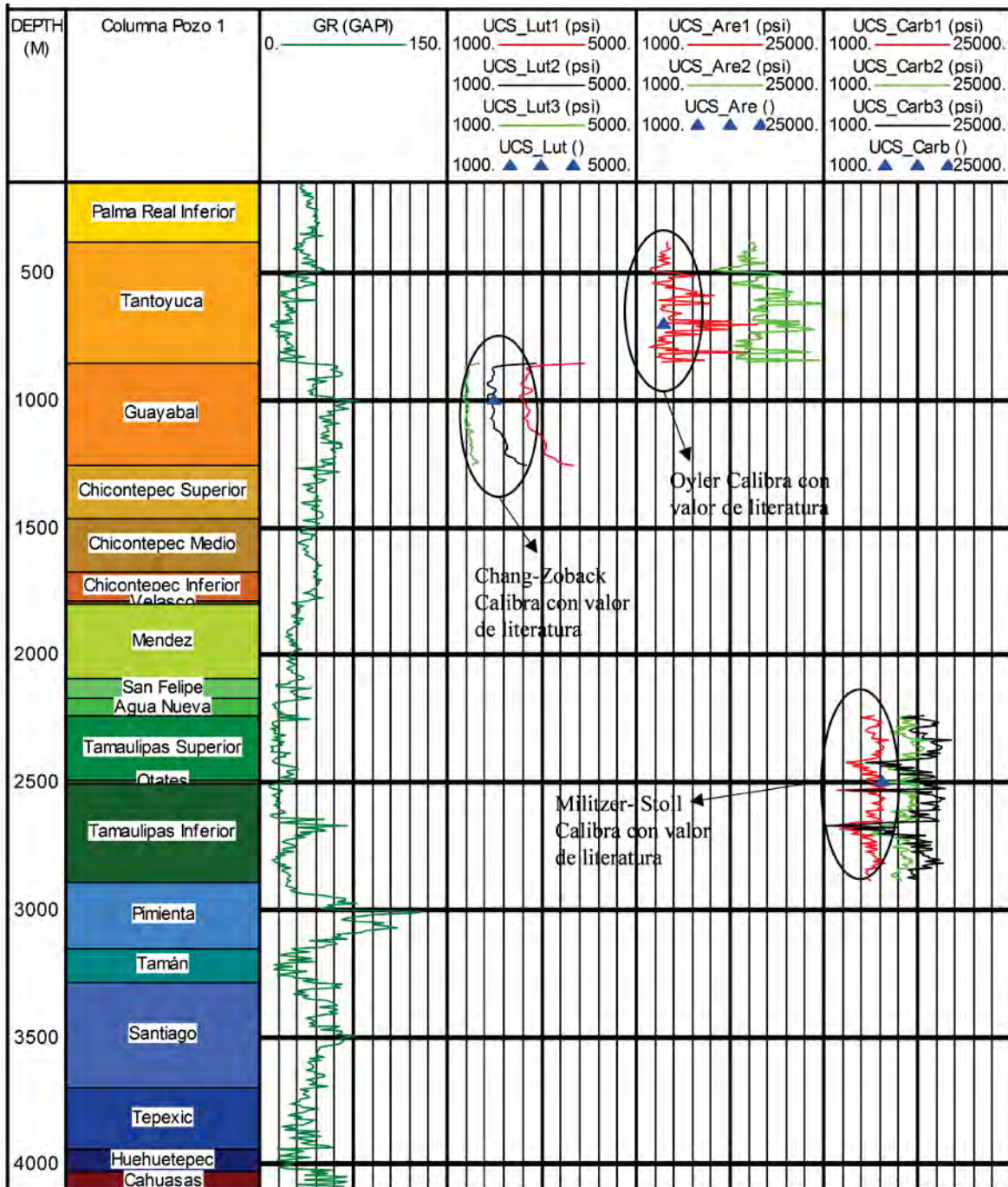
CUADRO 1. Recopilación de correlaciones considerando distintas litologías para obtener la UCS

Litología	Referencia	Correlación	Descripción	Observaciones
Lutitas	Horsrud (2001)	$111.68 * \left(\frac{V_p}{1000}\right)^{2.93}$	Para Lutitas del Cenozoico de alta porosidad	Probado en el Mar del Norte. UCS en [psi], Vp en [m/s]
	Chang-Zoback (2004)	$75.52 * \left(\frac{V_p}{1000}\right)^3$	Lutitas del Cenozoico del Golfo de México	Probado en el Golfo de México. UCS en [psi], Vp en [m/s]
	Horsrud (2001)	$423.8 * \phi^{-0.96}$	Para Lutitas del Cenozoico de alta porosidad	Probado en el Mar del Norte. UCS en [psi], Vp en [m/s]
Areniscas	Oyler (2009)	$468,000 * e^{-0.054DTCO}$	Para Areniscas de baja porosidad	Probado en el oeste de Virginia EUA. UCS en [psi], DTCO en [us/ft]
	Vernik (1993)	$36,830 * (1 - 2.7\phi)^2$	Para areniscas consolidadas	Presenta un limite de porosidad no mayor a 30%. UCS en [psi], Porosidad adimensional
Carbonatos	Militzer-Stoll (1973)	$\left(\frac{7682}{DTCO}\right)^{1.82}$	Calizas compactas y masivas	UCS en [psi], DTCO en [us/ft]
	Chang-Zoback (2004)	$19,757.14 * e^{-4.8\phi}$	Calizas de baja porosidad	Presenta un limite de porosidad no mayor a 30%. UCS en [psi], Porosidad adimensional
	Amani (2013)	$82,789 * e^{-0.031DTCO}$	Calizas compactas y masivas	Probado en campo Ahwaz, Iran. UCS en [psi], DTCO en [us/ft]

Para calibrar y seleccionar las curvas a utilizar de las metodologías mostradas en la cuadro 1, se buscaron valores de referencia de UCS para las litologías que se presentan en el pozo 1. Dichos valores de referencia son los siguientes: 2100 [psi], para lutitas; 4500 [psi], para areniscas; 7000 [psi], para carbonatos. Los cuales fueron valores obtenidos de pruebas de núcleos interpretadas de Khaksar (2009).

Con lo anterior, fue posible seleccionar las tres correlaciones aplicables a las formaciones del pozo 1. La correlación de Chang- Zoback (2004), es la que mejor calibra para las lutitas. La correlación de Oyler (2009), es por su parte, la mejor para areniscas. Mientras que la correlación de Militzer-Stoll (1973), es la que se utilizará para las columnas de carbonatos.

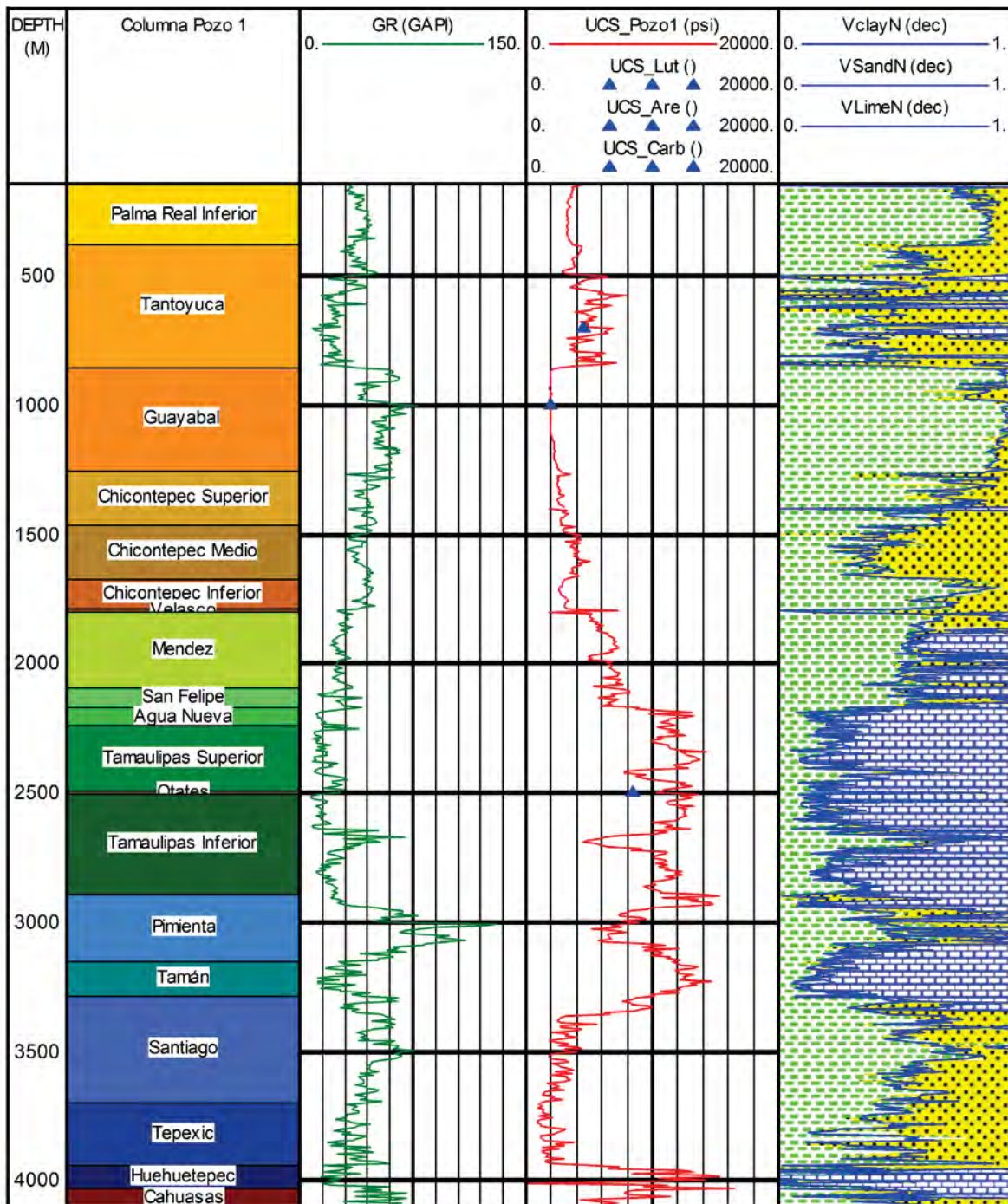
FIGURA 4. Correlaciones para obtener la UCS, aplicadas a tres tipos de litología distintas del pozo 1



Una vez determinadas las tres correlaciones óptimas para calcular la UCS en el pozo 1, estas fueron multiplicadas por las fracciones minerales de la columna geológica del pozo 1, obtenidas en el capítulo uno.

La curva obtenida de UCS para el pozo 1, se muestra en la figura 5.

FIGURA 5. Obtención de la UCS compuesta, para la columna sedimentaria del pozo 1





### CÁLCULO DEL ÁNGULO DE FRICCIÓN INTERNA ( $\Phi$ )

El ángulo de fricción interna determina el incremento de la resistencia que presenta un paquete rocoso bajo condiciones de presión de confinamiento y se define como el ángulo cuya tangente relaciona la fuerza que resiste una roca a ser deslizada y la fuerza normal, ambos actuando sobre un plano. Este parámetro es una propiedad de la roca indispensable para modelar el comportamiento de su resistencia a profundidad.

Al igual que la resistencia a la compresión uniaxial, el ángulo de fricción es posible determinarlo tanto de manera estática en laboratorio, como de forma dinámica con correlaciones que aproximen su valor. Dichas correlaciones también se encuentran en la literatura en función el tipo de roca; de tal forma que para la realización de esta tesis han sido seleccionadas para obtener este parámetro (véase el cuadro 2)

CUADRO 2. Correlaciones considerando distintas litologías para obtener el ángulo de fricción interna ( $\Phi$ )

Litología	Referencia	Correlación	Descripción	Observaciones
Lutitas	Fang Lal (1999)	$\text{sen}^{-1}\left(\frac{V_p - 1000}{V_p + 1000}\right)$	Para Lutitas del Cenozoico de alta porosidad	$\Phi$ , en [grados], $V_p$ en [m/s]
Areniscas	Fang Vsh2 (1995)	$20.5 + 15 * (1 - V_{SH})$	Para Areniscas consolidadas	$\Phi$ , en [grados], $V_{sh}$ en [adim]
Carbonatos	Bemer (2004)	$-89.3 * (\Phi) + 49$	Calizas compactas y masivas	$\Phi$ , en [grados], $Por$ [adim]

Existen formas alternativas de obtener el ángulo de fricción ( $\Phi$ ), además de estas correlaciones. Entre las alternativas que se tienen para obtener este valor, se muestra la que presenta Lizcano (2015), mediante el uso de la siguiente ecuación:

$$\Phi = 2[\tan^{-1}(k^{-0.5} - 0.25\pi)] \dots\dots\dots (6.3)$$

Donde:

$k$ , es un parámetro adimensional conocido como relación de esfuerzos efectivos, y se obtiene con la siguiente ecuación:

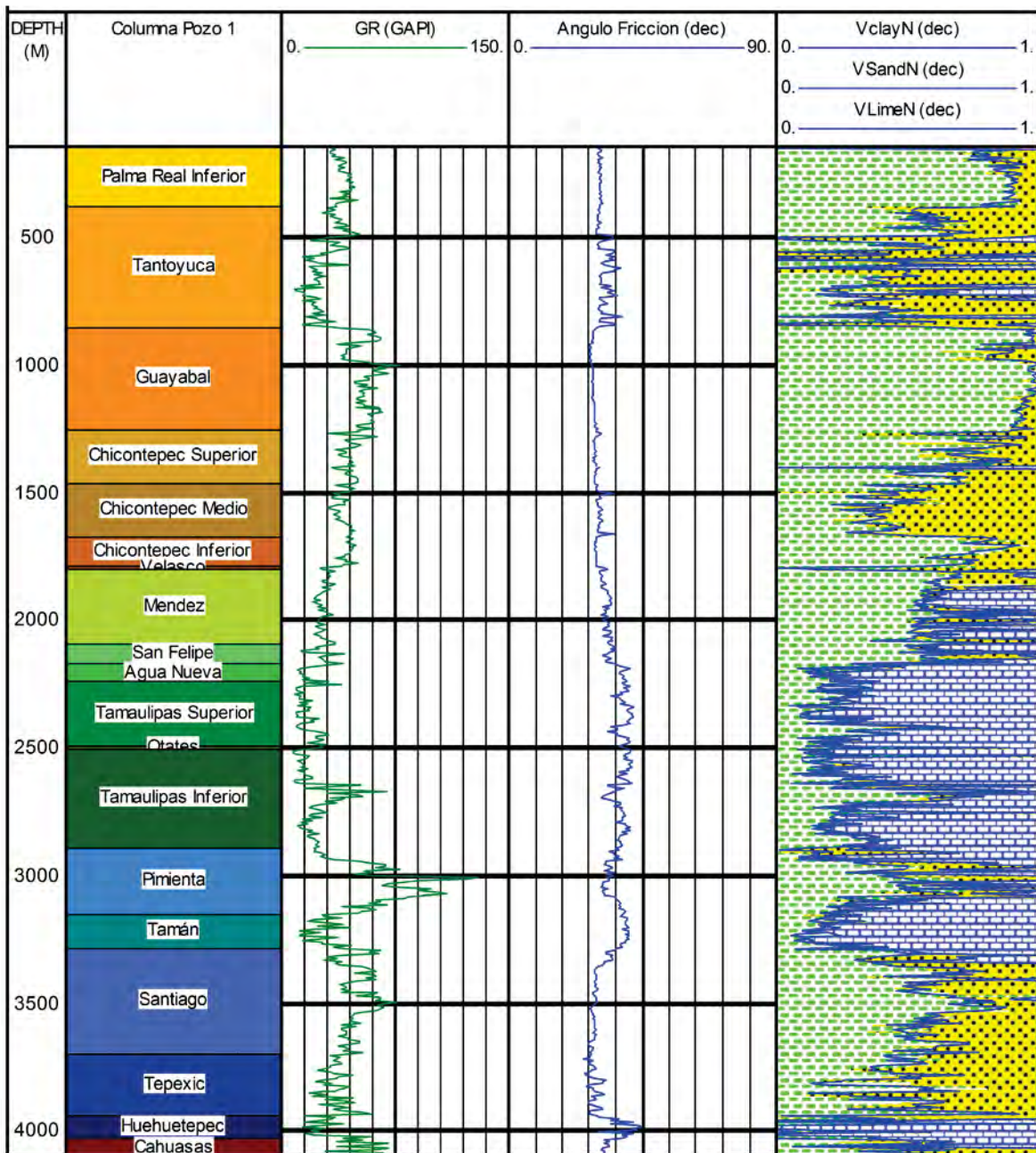
$$k = \frac{v}{1-v} \dots\dots\dots (6.4)$$

Donde:

$v$ , es la relación de Poisson

Para determinar el ángulo de fricción interna de las formaciones del pozo 1, de forma similar que se hizo para la resistencia a la compresión uniaxial, se utilizaron las correlaciones para las tres litologías del cuadro 2, se multiplicaron por la fracción del mineral correspondiente y efectuando la sumatoria se obtiene la magnitud de este parámetro. Los resultados para el ángulo de fricción compuesta por litología, se muestran en la figura 6.

FIGURA 6. Obtención del ángulo de fricción interna compuesto por tipo de litología para el pozo 1



### CALCULO DE LA COHESIÓN ( $S_o$ )

Otro parámetro importante es la cohesión, que se define como la fuerza de atracción que existe entre las partículas de una roca, y hace que estos se mantengan unidos entre sí. Las rocas dependiendo de su composición, profundidad y ambiente de depósito, así como los fluidos que contengan y la carga litostática que tengan sobre ellas, van a tener un valor de cohesión dado. La cohesión también definida como la ordenada al origen de la curva de tangente a los círculos de Mohr variando la presión de confinamiento (figura 6.10). Este valor junto con el ángulo de fricción interna, es de importancia para realizar el análisis de estabilidad del pozo, mediante el criterio de falla de Mohr- Coulomb, que se revisará más adelante.

Para obtener la magnitud de la cohesión en [psi], haremos uso de la siguiente ecuación en función de la velocidad compresional.

$$S_o = \frac{725*(V_P-1)}{\sqrt{V_P}} \dots\dots\dots (6.5)$$

Donde:

$V_P$ , se encuentra en [km/s]

Otra manera de obtener la cohesión de la roca, es mediante, la siguiente ecuación que está en función de la resistencia a la compresión uniaxial ( $UCS$ ) y el ángulo de fricción interna ( $\Phi$ ), previamente calculados.

$$S_o = \frac{UCS*(1-\sin \Phi)}{2*\cos \Phi} \dots\dots\dots (6.6)$$

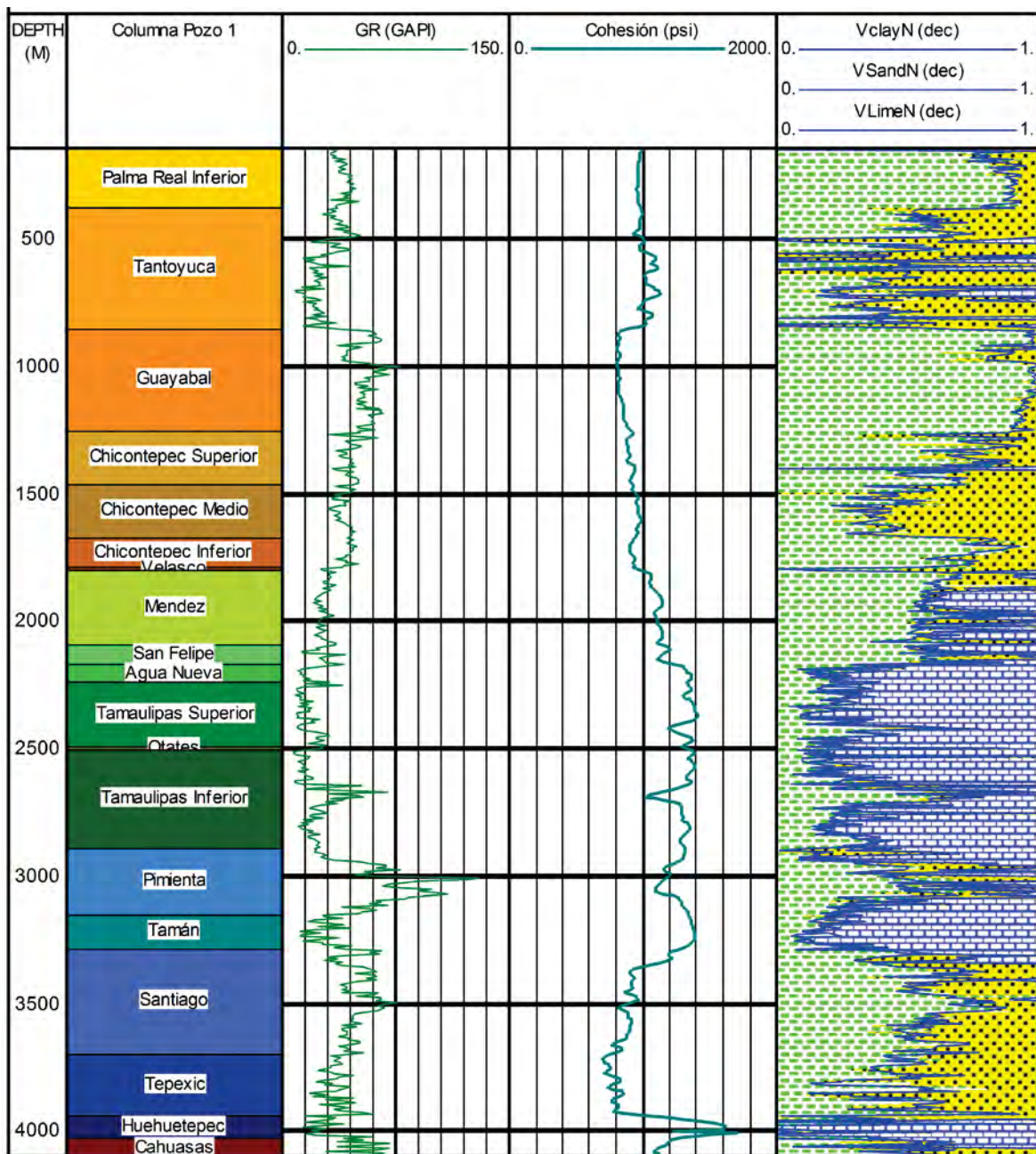
Donde:

$UCS$ , se encuentra en [psi]

En el caso del pozo 1, el cálculo de la Cohesión se realizó con la ecuación 6.5. Los resultados para este parámetro se pueden observar en la figura 7.



FIGURA 7. Obtención de la resistencia a la cohesión de la columna geológica del pozo 1



COEFICIENTE DE FRICCIÓN INTERNA ( $\mu_i$ )

Este parámetro se define como la pendiente que la tendencia lineal que delimita la zona segura de la de falla, en la gráfica de esfuerzos normales contra esfuerzos cortantes, y que

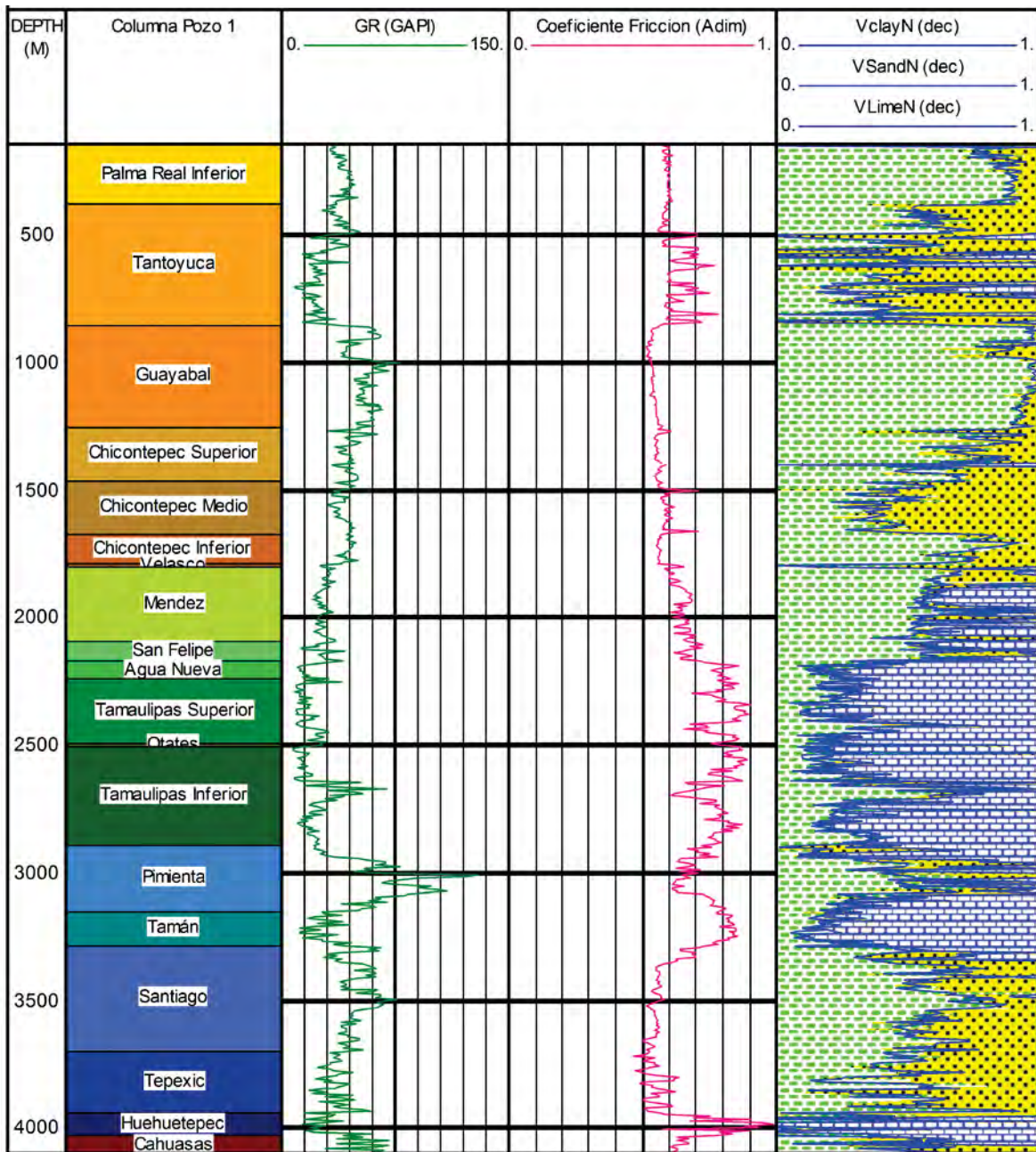


es tangente a los círculos de Mohr, al variar la presión de confinamiento (figura 6.10). La ecuación para resolver el valor del coeficiente de fricción interna es la siguiente.

$$\mu = \tan \Phi \dots\dots\dots (6.7)$$

Los resultados del coeficiente de fricción obtenido para el pozo 1, se muestran en la figura 8.

FIGURA 8.- Obtención del coeficiente de fricción de la columna geológica del pozo 1



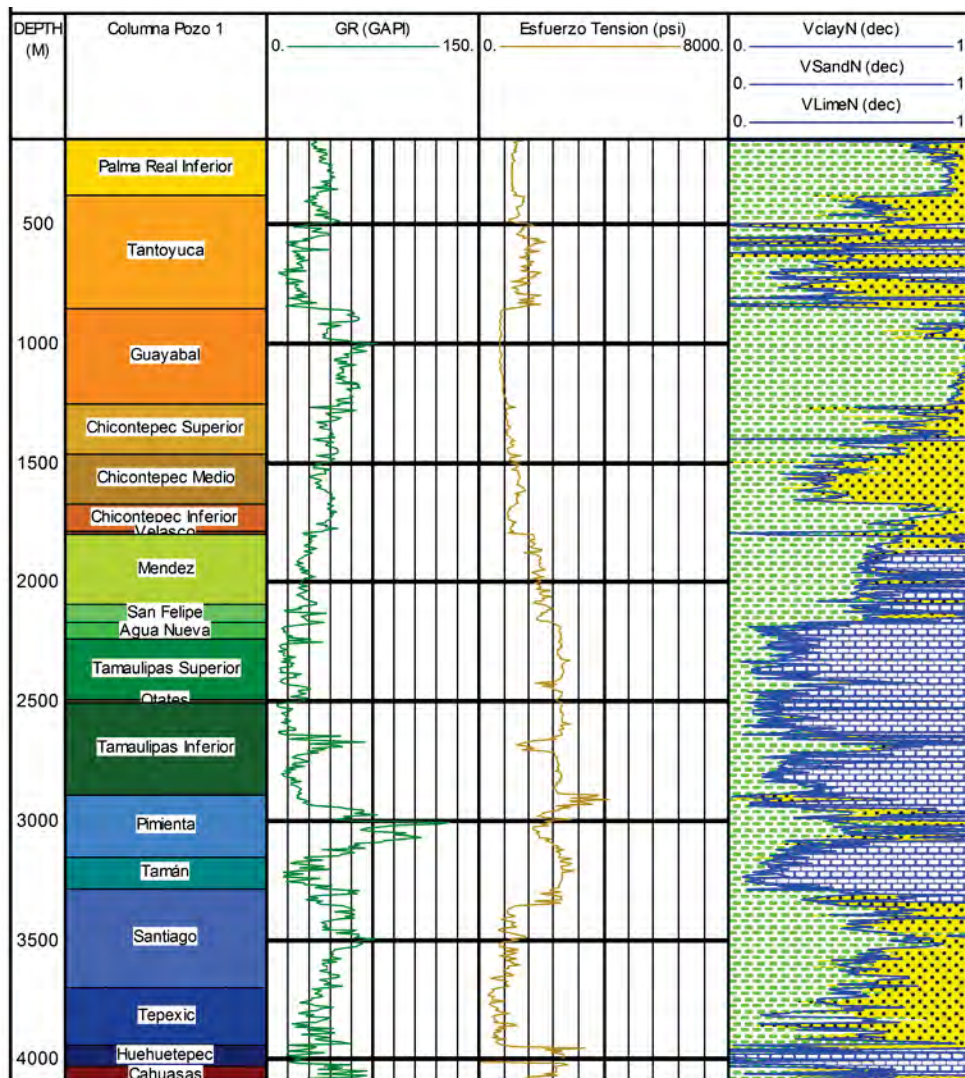
RESISTENCIA A LA TENSIÓN ( $T_o$ )

Es el valor de los esfuerzos de tensión que puede presentar la roca, bajo condiciones de no confinamiento, se expresa con valor negativo y es igual al valor del esfuerzo principal mínimo ( $\sigma_3$ ). La expresión para determinar la magnitud de este parámetro es el siguiente.

$$T_o = \frac{UCS*(1-\sin \Phi)}{(1 + \sin \Phi)} \dots\dots\dots (6.8)$$

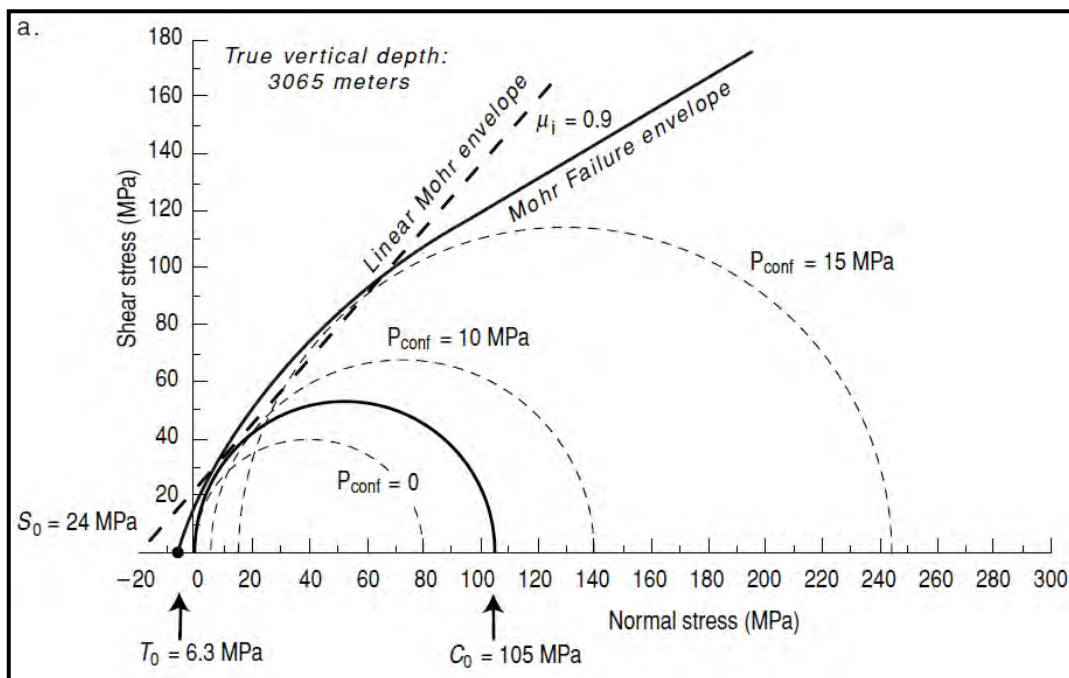
La obtención del esfuerzo de tensión para las formaciones geológicas del pozo 1, se muestran en la figura 9.

FIGURA 9. Obtención del esfuerzo de tensión de la columna geológica del pozo 1



En la figura 10, se muestra un caso de campo en el que se construyó el Círculo de Mohr, variando la presión de confinamiento, lo que causa que se generen círculos de radio mayor, lo cual indica que el valor de los esfuerzos principales incrementó. Al trazar una línea con tendencia lineal tangente a los círculos de Mohr generados se aprecian los valores de los parámetros que hasta ahora hemos descrito.

FIGURA 10. Representación gráfica de los parámetros de geomecánica calculados para la estabilidad de un pozo (Zoback, 2007)



OBTENCIÓN DE LOS ESFUERZOS REGIONALES PRINCIPALES ( $\sigma_v$ ), ( $\sigma_h$ ) Y ( $\sigma_H$ )

### *Esfuerzo vertical ( $\sigma_v$ )*

De los tres esfuerzos regionales, el más sencillo de obtener es el esfuerzo vertical ( $\sigma_v$ ), ya que en la mayoría de los casos y considerado por muchos autores, este esfuerzo es equivalente al esfuerzo de sobrecarga ( $OB$ ), que en nuestro caso, fue obtenido en el capítulo dos, como parte del perfil de geopresiones calculadas para el pozo 1. Sin embargo, como también fue mencionado en ese mismo capítulo, el esfuerzo vertical, no siempre es igual a



la sobrecarga, sobre todo cuando hay presencia de estructuras que alteran la secuencia común de las capas subyacentes. Tal es el caso de los cuerpos salinos que se emplazan interestratificados o cortando estratos afectando no solo el desarrollo de la presión, sino también la presión de fractura y el esfuerzo vertical, desfasando este último de la curva de sobrecarga, haciéndola mayor o menor que ella.

En el caso del pozo 1, la obtención del esfuerzo vertical se dará igual que para la sobrecarga con la ecuación tres del capítulo dos; debido a que el área de estudio se encuentra dentro de un margen tectónicamente pasivo, además de tratarse de un pozo vertical.

*Esfuerzo horizontal mínimo ( $\sigma_h$ )*

Para el cálculo del esfuerzo horizontal mínimo, la literatura expresa varias ecuaciones, e inclusive hay autores que para determinar este parámetro, lo igualan con la presión de fractura por su facilidad para obtenerla. En el sentido estricto el considerar a la presión de fractura igual que el esfuerzo mínimo, se incurriría en un error de sobre estimación, ya que en un diagrama esfuerzo-deformación, resultado de un experimento en el laboratorio, la presión de fractura representa en punto en que se inicia la fracturar la roca, en tanto que el esfuerzo mínimo tiene lugar en el punto de la gráfica donde ocurre el ISIP o presión de cierre instantáneo, al cesar la presión de confinamiento ejercida, el cual generalmente es un valor menor al primeramente descrito.

Una forma mediante ecuaciones de calcular el esfuerzo mínimo, es mediante la ecuación dieciséis del capítulo dos, de esfuerzos efectivos, de donde deriva la ecuación para la obtención de la presión de fractura de Eaton.

$$\sigma_{h'} = \left(\frac{v}{1-v}\right) \sigma_{v'} \dots\dots\dots 16$$

Una variante de esta ecuación (dieciséis del capítulo dos), es la que presenta Bernt (2011), en la cual se involucran los esfuerzos previamente obtenidos y el coeficiente de Biot.

$$\sigma_h = \left(\frac{v}{1-v}\right) (\sigma_v - \beta P_p) + \beta P_p \dots\dots\dots (6.9)$$

Donde:

$\sigma_h$ , es el esfuerzo horizontal mínimo en [psi]

$\nu$ , es la relación de Poisson [Adim]

$\sigma_v$ , es el esfuerzo vertical en [psi]

$P_p$ , es la presión de poro en [psi]

$\beta$ , es el coeficiente de Biot [Adim]

El coeficiente de Biot, puede ser obtenido mediante la siguiente ecuación:

$$\beta = 1 - \frac{K_{dry}}{K_b} \dots\dots\dots (6.10)$$

Teniendo en cuenta que  $K_{dry}$  y  $K_b$ , son inversos de  $C_m$  y  $C_b$ , de acuerdo con la ecuación 4.34.

Los resultados para el coeficiente de Biot, del pozo 1, se muestran en la figura 11 (carril 4, línea color negro). Así como, la curva de esfuerzo horizontal mínimo, se observa en la misma figura (carril 5, línea color verde), junto con el esfuerzo vertical y el esfuerzo horizontal máximo, que a continuación será discutido.

#### *Esfuerzo horizontal máximo ( $\sigma_H$ )*

El cálculo del esfuerzo horizontal máximo, de los tres esfuerzos regionales, es el que representa mayor complejidad para ser obtenido, ya que involucra mayor número de variables para ser determinado, las cuales deben ser consistentes en cuanto a unidades. Algunos autores expresan que este parámetro no es factible determinarlo en laboratorio ya que, en las pruebas de falla que se realicen primero será alcanzado el esfuerzo horizontal mínimo o la presión de fractura, cambiando las condiciones del espécimen de roca para continuar ejerciendo presión de confinamiento. Es por lo anterior que en cuencas pasivas donde los esfuerzos mínimo y máximo son parecidos en magnitud, los dos esfuerzos horizontales son igualados para realizar los cálculos subsecuentes.

En nuestro caso, el esfuerzo horizontal máximo, es determinado con la siguiente ecuación que considera las deformaciones horizontales, las cuales fueron determinadas de valores de la literatura (Bernt, 2010).

$$\sigma_H = \left(\frac{v}{1-v}\right)\sigma_v + \left(\frac{1-2v}{1-v}\right)P_p + \left(\frac{E}{1-v^2}\right)(\epsilon_H + v\epsilon_h) \dots\dots\dots (6.11)$$

Donde:

- $\sigma_H$ , es el esfuerzo horizontal máximo en [psi]
- $v$ , es la relación de Poisson [Adim]
- $\sigma_v$ , es el esfuerzo vertical en [psi]
- $P_p$ , es la presión de poro en [psi]
- $E$ , es el módulo de Young en [psi]
- $\epsilon_H$ , es la deformación horizontal máxima [Adim] (se considera igual a 0.0001)
- $\epsilon_h$ , es la deformación horizontal mínimo [Adim] (se considera igual a 0.00001)

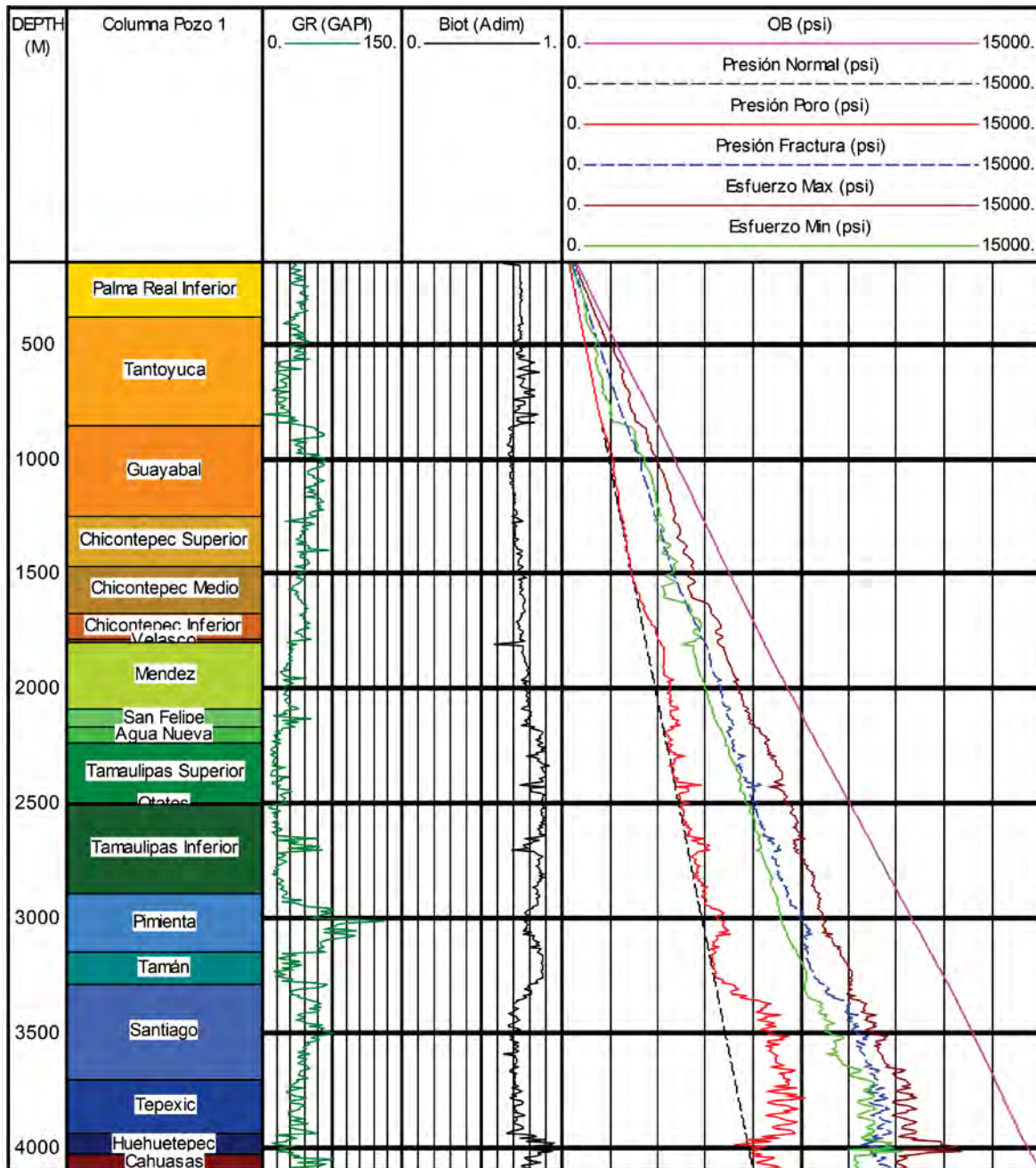
Los resultados para el esfuerzo horizontal máximo, se muestran en la figura 11, junto con los otros esfuerzos regionales principales y las geopresiones previamente obtenidas.

De los resultados obtenidos para los esfuerzos regionales principales ( $\sigma_v$ ), ( $\sigma_H$ ) y ( $\sigma_h$ ); se observa por una parte, que el esfuerzo horizontal mínimo es ligeramente menor a la presión de fractura calculada con la ecuación de Eaton, en el capítulo dos. La explicación física de lo anterior, ya ha sido descrita durante el desarrollo del cálculo del esfuerzo mínimo.

Por otro lado, la curva de esfuerzo horizontal máximo se encuentra entre las curvas de sobrecarga y de esfuerzo horizontal mínimo, con lo que se cumple la siguiente relación de esfuerzos, que corresponde con un régimen de esfuerzos normal, para el área de estudio donde se encuentra el pozo 1.

$$\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h \rightarrow \text{Régimen Normal}$$

FIGURA 11. Obtención de esfuerzos máximo y mínimo, en correlación con las geopresiones previamente calculados para el pozo 1



CÁLCULO DE LOS ESFUERZOS EN EL POZO ( $\sigma_r$ ), ( $\sigma_\theta$ ), ( $\sigma_v$ ), ( $\tau_{r\theta}$ ), ( $\tau_{rz}$ ) y ( $\tau_{\theta z}$ )

Los esfuerzos regionales calculados en las cercanías del pozo, son constantes hasta que están lo suficientemente cerca del agujero perforado del pozo, que es donde cambian y se

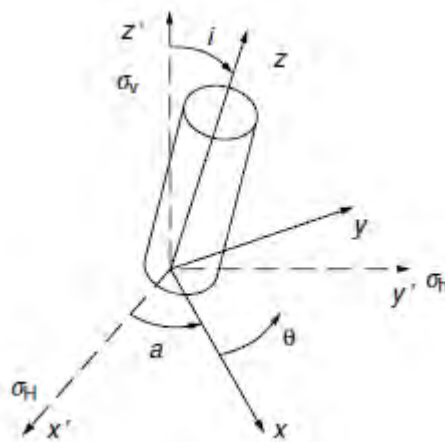
generan otros esfuerzos nuevos; el conjunto de todos estos esfuerzos que actúan en la pared del pozo, son los que ahora serán determinados.

Los esfuerzos en la pared del pozo, constan de tres esfuerzos normales y tres esfuerzos cortantes. Los esfuerzos normales son: el esfuerzo radial ( $\sigma_r$ ), que representa la presión que ejerce el pozo hacia la formación, cuando esta ha sido perforada; el esfuerzo tangencial ( $\sigma_\theta$ ), que representa la fuerza que se ejerce en la circunferencia del pozo, cuando esta ha sido perforada y es máxima en la pared del pozo ya que ha sido retirada un volumen de roca que desestabiliza los esfuerzos regionales.

En cuanto a los esfuerzos cortantes ( $\tau_{r\theta}$ ), ( $\tau_{rz}$ ) y ( $\tau_{\theta z}$ ), estos actúan perpendiculares a los esfuerzos normales y actúan fuertemente en pozos direccionales, donde constantemente se debe ajustar el plano de referencia a cada punto de análisis, conforme van variando el azimuth del pozo respecto a la dirección del esfuerzo horizontal máximo ( $a$ ) y el ángulo de inclinación del pozo respecto a la dirección del esfuerzo vertical ( $i$ ). En el caso del pozo 1, en la pared del pozo, dado que se trata de un pozo vertical, los esfuerzos cortantes son iguales a cero.

En la figura 12, se muestra la configuración general, donde se observa el plano de los esfuerzos regionales y la rotación del plano de referencia a cada punto de análisis mediante la variación de los ángulos  $i$  y  $a$ .

FIGURA 12. Representación gráfica de la posición de un pozo direccional en un sistema coordenado  $x, y, z$ , respecto a los esfuerzos regionales.





Para obtener la magnitud de los esfuerzos en el pozo, son utilizadas las siguientes ecuaciones generales

$$\sigma_r = \left(\frac{\sigma_x^0 + \sigma_y^0}{2}\right) \left(1 - \frac{R^2}{r^2}\right) + \left(\frac{\sigma_x^0 - \sigma_y^0}{2}\right) \left(1 + 3\frac{R^4}{r^4} - 4\frac{R^2}{r^2}\right) \cos 2\theta \\ + \tau_{xy}^0 \left(1 + 3\frac{R^4}{r^4} - 4\frac{R^2}{r^2}\right) \sin 2\theta + p_w \left(\frac{R^2}{r^2}\right) \dots\dots\dots (6.12)$$

$$\sigma_\theta = \left(\frac{\sigma_x^0 + \sigma_y^0}{2}\right) \left(1 + \frac{R^2}{r^2}\right) - \left(\frac{\sigma_x^0 - \sigma_y^0}{2}\right) \left(1 + 3\frac{R^4}{r^4}\right) \cos 2\theta \\ - \tau_{xy}^0 \left(1 + 3\frac{R^4}{r^4}\right) \sin 2\theta - p_w \left(\frac{R^2}{r^2}\right) \dots\dots\dots (6.13)$$

$$\sigma_z = \sigma_z^0 - \nu \left[ 2 \left(\sigma_x^0 - \sigma_y^0\right) \frac{R^2}{r^2} \cos 2\theta + 4\tau_{xy}^0 \frac{R^2}{r^2} \sin 2\theta \right] \dots\dots\dots (6.14)$$

$$\tau_{r\theta} = \left(\frac{\sigma_x^0 - \sigma_y^0}{2}\right) \left(1 - 3\frac{R^4}{r^4} + 2\frac{R^2}{r^2}\right) \sin 2\theta \\ + \tau_{xy}^0 \left(1 - 3\frac{R^4}{r^4} + 2\frac{R^2}{r^2}\right) \cos 2\theta \dots\dots\dots (6.15)$$

$$\tau_{\theta z} = \left(-\tau_{xz}^0 \sin \theta + \tau_{yz}^0 \cos \theta\right) \left(1 + \frac{R^2}{r^2}\right) \dots\dots\dots (6.16)$$

$$\tau_{rz} = \left(\tau_{xz}^0 \cos \theta + \tau_{yz}^0 \sin \theta\right) \left(1 - \frac{R^2}{r^2}\right) \dots\dots\dots (6.17)$$

Donde:

$\sigma_r$ ,  $\sigma_\theta$  y  $\sigma_z$ , son los esfuerzos radial, tangencial y vertical en [psi]

$\tau_{r\theta}$ ,  $\tau_{\theta z}$  y  $\tau_{rz}$ , son los esfuerzos cortantes en [psi]

$R$ , es el radio del pozo en [in]

$r$ , es el radio de interés en [in]

$\theta$ , es el ángulo respecto al esfuerzo horizontal máximo ajustado

$\sigma_x^0$ ,  $\sigma_y^0$  y  $\sigma_z^0$ , son las magnitudes de los esfuerzos ajustados

$\tau_{xy}^0$ ,  $\tau_{yz}^0$  y  $\tau_{xz}^0$ , son los esfuerzos cortantes ajustados

$p_w$ , es la presión en la pared del pozo

Para obtener las magnitudes de los esfuerzos normales y cortantes rotados a la dirección del pozo, son utilizadas las siguientes ecuaciones:

$$\sigma_x^0 = I_{xx}^2 \sigma_H + I_{xy}^2 \sigma_h + I_{xz}^2 \sigma_v \dots\dots\dots (6.18)$$

$$\sigma_y^0 = I_{yx}^2 \sigma_H + I_{yy}^2 \sigma_h + I_{yz}^2 \sigma_v \dots\dots\dots (6.19)$$

$$\sigma_z^0 = I_{zx}^2 \sigma_H + I_{zy}^2 \sigma_h + I_{zz}^2 \sigma_v \dots\dots\dots (6.20)$$

$$\tau_{xy}^0 = I_{xx} I_{yx} \sigma_H + I_{xy} I_{yy} \sigma_h + I_{xz} I_{yz} \sigma_v \dots\dots\dots (6.21)$$

$$\tau_{yz}^0 = I_{yx} I_{zx} \sigma_H + I_{yy} I_{zy} \sigma_h + I_{yz} I_{zz} \sigma_v \dots\dots\dots (6.22)$$

$$\tau_{xz}^0 = I_{xx} I_{zx} \sigma_H + I_{xy} I_{zy} \sigma_h + I_{xz} I_{zz} \sigma_v \dots\dots\dots (6.23)$$

Las ecuaciones 6.18 a la 6.23, están en función de los cosenos directores, de los ángulos  $x$ ,  $y$  &  $z$ , respecto a las direcciones de los esfuerzos regionales  $\sigma_H, \sigma_h$  y  $\sigma_v$ , respectivamente.

Dichos cosenos directores son obtenidos mediante las siguientes expresiones, en función de los ángulos  $i$  y  $a$ , previamente definidos.

$$I_{xx'} = \cos a \cos i \dots\dots\dots (6.24)$$

$$I_{yx'} = -\sin a \dots\dots\dots (6.25)$$

$$I_{zx'} = \cos a \sin i \dots\dots\dots (6.26)$$

$$I_{xy'} = \sin a \cos i \dots\dots\dots (6.27)$$

$$I_{yy'} = \cos a \dots\dots\dots (6.28)$$

$$I_{zy'} = \sin a \sin i \dots\dots\dots (6.29)$$

$$I_{xz'} = -\sin i \dots\dots\dots (6.30)$$

$$I_{yz'} = 0 \dots\dots\dots (6.31)$$

$$I_{zz'} = \cos i \dots\dots\dots (6.32)$$

Para efectuar el cálculo de los esfuerzos radia, tangencial y vertical; para el pozo 1, primeramente se deben sustituir en las ecuaciones de los cosenos directores con los ángulos  $i$  y  $a$ , igual a cero, ya que se trata de un pozo vertical, obteniendo lo siguiente:

$$I_{xx'} = 1; \quad I_{yx'} = 0; \quad I_{zx'} = 0; \quad I_{xy'} = 0; \quad I_{yy'} = 1; \quad I_{zy'} = 0; \quad I_{xz'} = 0; \\ I_{yz'} = 0; \quad I_{zz'} = 1 \dots\dots\dots (6.33)$$

Por lo tanto, el sistema coordenado regional, no se modifica y los esfuerzos  $\sigma_x^0$ ,  $\sigma_y^0$  y  $\sigma_z^0$ , serán iguales a los esfuerzos regionales  $\sigma_H$ ,  $\sigma_h$  y  $\sigma_v$ , respectivamente. Mientras que los esfuerzos cortantes  $\tau_{xy}^0$ ,  $\tau_{yz}^0$  y  $\tau_{xz}^0$ , serán igual a cero, como se muestra a continuación.

$$\sigma_x^0 = I_{xx}^2 \sigma_H = \sigma_H \dots\dots\dots (6.34)$$

$$\sigma_y^0 = I_{yy}^2 \sigma_h = \sigma_h \dots\dots\dots (6.35)$$

$$\sigma_z^0 = I_{zz}^2 \sigma_v = \sigma_v \dots\dots\dots (6.36)$$

$$\tau_{xy}^0 = 0 \dots\dots\dots (6.37)$$

$$\tau_{yz}^0 = 0 \dots\dots\dots (6.38)$$

$$\tau_{xz}^0 = 0 \dots\dots\dots (6.39)$$

Sustituyendo los esfuerzos  $\sigma_x^0$ ,  $\sigma_y^0$  y  $\sigma_z^0$  por  $\sigma_H$ ,  $\sigma_h$  y  $\sigma_v$ , en las ecuaciones 6.12 a la 6.17; y se toma en cuenta que el ángulo  $\theta$ , que forma el punto de análisis en la circunferencia del pozo respecto al esfuerzo horizontal máximo (si se analiza colapso  $\theta = 90^\circ$ , si se analiza fractura  $\theta = 0^\circ$ ). Para obtener los esfuerzos en el pozo ( $\sigma_r$ ), ( $\sigma_\theta$ ), ( $\sigma_v$ ), ( $\tau_{r\theta}$ ), ( $\tau_{rz}$ ) y ( $\tau_{\theta z}$ ), las ecuaciones se reducen a lo siguiente:

$$\begin{aligned} \sigma_r = & \left( \frac{\sigma_H + \sigma_h}{2} \right) \left( 1 - \frac{R^2}{r^2} \right) + \left( \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \right) \left( 1 + 3 \frac{R^4}{r^4} - 4 \frac{R^2}{r^2} \right) \cos 2\theta \\ & + p_w \left( \frac{R^2}{r^2} \right) \dots\dots\dots (6.40) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sigma_\theta = & \left( \frac{\sigma_H + \sigma_h}{2} \right) \left( 1 + \frac{R^2}{r^2} \right) - \left( \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \right) \left( 1 + 3 \frac{R^4}{r^4} \right) \cos 2\theta \\ & - p_w \left( \frac{R^2}{r^2} \right) \dots\dots\dots (6.41) \end{aligned}$$

$$\sigma_z = \sigma_v - \nu \left[ 2 (\sigma_H - \sigma_h) \frac{R^2}{r^2} \cos 2\theta \right] \dots\dots\dots (6.42)$$

$$\tau_{r\theta} = \left( \frac{\sigma_H + \sigma_h}{2} \right) \left( 1 - 3 \frac{R^4}{r^4} + 2 \frac{R^2}{r^2} \right) \sin 2\theta \dots\dots\dots (6.43)$$

$$\tau_{\theta z} = 0 \dots\dots\dots (6.44)$$

$$\tau_{rz} = 0 \dots\dots\dots (6.45)$$



Con las ecuaciones 6.46 a la 6.49; es posible conocer la magnitud de los esfuerzos en el pozo; y si incluimos un criterio de falla (Mohr-Coulomb en este caso), también es posible determinar la presión de colapso para todo el pozo, como a continuación se presenta.

#### CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE COLAPSO ( $P_{Co}$ )

La presión de colapso es uno de los parámetros principales en un análisis de geomecánica y el objetivo de calcularlo es para saber cuál es la densidad del lodo mínima requerida por el pozo para que éste no colapse. La magnitud de la presión de colapso, es del orden de la presión de poro, a veces un poco mayor, y en otras ocasiones es menor, por lo que la ventana operativa suele ajustarse a este parámetro obtenido.

Con las ecuaciones 6.46 a la 6.49, obtenidas para el esfuerzo radial, tangencial y vertical, es posible determinar la presión de colapso en la pared del pozo, utilizando el criterio de falla de Mohr-Coulomb, que es uno de los criterios más utilizados en la industria.

Para utilizar este criterio, se requiere conocer la magnitud de los esfuerzos regionales principales ( $\sigma_v$ ), ( $\sigma_H$ ) y ( $\sigma_h$ ), que para este caso ya fueron calculados previamente en este mismo capítulo. La metodología es la que a continuación se presenta. El criterio de Mohr- Coulomb, establece que la siguiente relación se debe de cumplir.

$$\sigma'_1 = \sigma'_3 \tan^2 \beta + UCS \dots\dots\dots (6.50)$$

Donde:

$\sigma'_1$ , es el esfuerzo efectivo principal mayor

$\sigma'_3$ , es el esfuerzo efectivo principal menor

$UCS$ , es la compresión uniaxial a la compresión

$\beta$ , es el ángulo de falla de un espécimen sometido a presión en el laboratorio

Para determinar  $\beta$ , dado que no se cuenta con datos de laboratorio, además que estos solo brindarían información de un punto en la columna, se utiliza la siguiente expresión:

$$\beta = 45 + 0.5 * \Phi \dots\dots\dots (6.51)$$

Donde:

$\Phi$ , es el ángulo de fricción interna

Ya que  $\Phi$ , en su mayoría un valor del orden de los  $30^\circ$ , a veces un poco mayor, entonces el ángulo  $\beta$ , será igual o mayor a los  $60^\circ$ .

Para obtener la presión de colapso, es necesario evaluar con el ángulo  $\theta$  igual a  $90^\circ$ , en las ecuaciones 6.46 a la 6.49. Esto porque es en ese punto dentro de la sección transversal del pozo, donde puede ocurrir ovalización.

Con lo anterior, las ecuaciones simplificadas de los esfuerzos en la pared del pozo toman esta forma:

$$\sigma_r = p_w \dots\dots\dots (6.52)$$

$$\sigma_\theta = \sigma_H + \sigma_h + 2\sigma_H - 2\sigma_h - p_w = 3\sigma_H - \sigma_h - p_w \dots\dots\dots (6.53)$$

$$\sigma_z = \sigma_v + 2\nu(\sigma_H - \sigma_h) \dots\dots\dots (6.54)$$

De la figura 6.13, se deduce que para un punto en la pared del pozo, el esfuerzo tangencial es máximo, incluso mayor al esfuerzo vertical. De tal forma que se puede decir lo siguiente, aplicando también el concepto de Terzaghi.

$$\sigma_\theta = \sigma_1 = \sigma'_1 + \alpha P_P \dots\dots\dots (6.55)$$

De la misma manera, podemos decir también que el esfuerzo radial es mínimo, por lo que tenemos lo siguiente.

$$\sigma_r = \sigma_3 = \sigma'_3 + \alpha P_P \dots\dots\dots (6.56)$$

Utilizando el criterio de Mohr- Coulomb, mencionado líneas arriba (ecuación 6.0), sustituyendo las ecuaciones 6.52 y 6.53; y despejando los esfuerzos matriciales, tenemos la siguiente ecuación:

$$(3\sigma_H - \sigma_h - p_w) - \alpha P_P = (p_w - \alpha P_P) \tan^2 \beta + UCS \dots\dots\dots (6.57)$$

De esta última ecuación es posible despejar  $p_w$ , para obtener la presión de colapso para el pozo 1, como se muestra a continuación.

$$p_w = P_{Co} = \frac{3\sigma_H - \sigma_h + \alpha P_p (\tan^2 \beta - 1) + UCS}{\tan^2 \beta + 1} \dots\dots\dots (6.58)$$

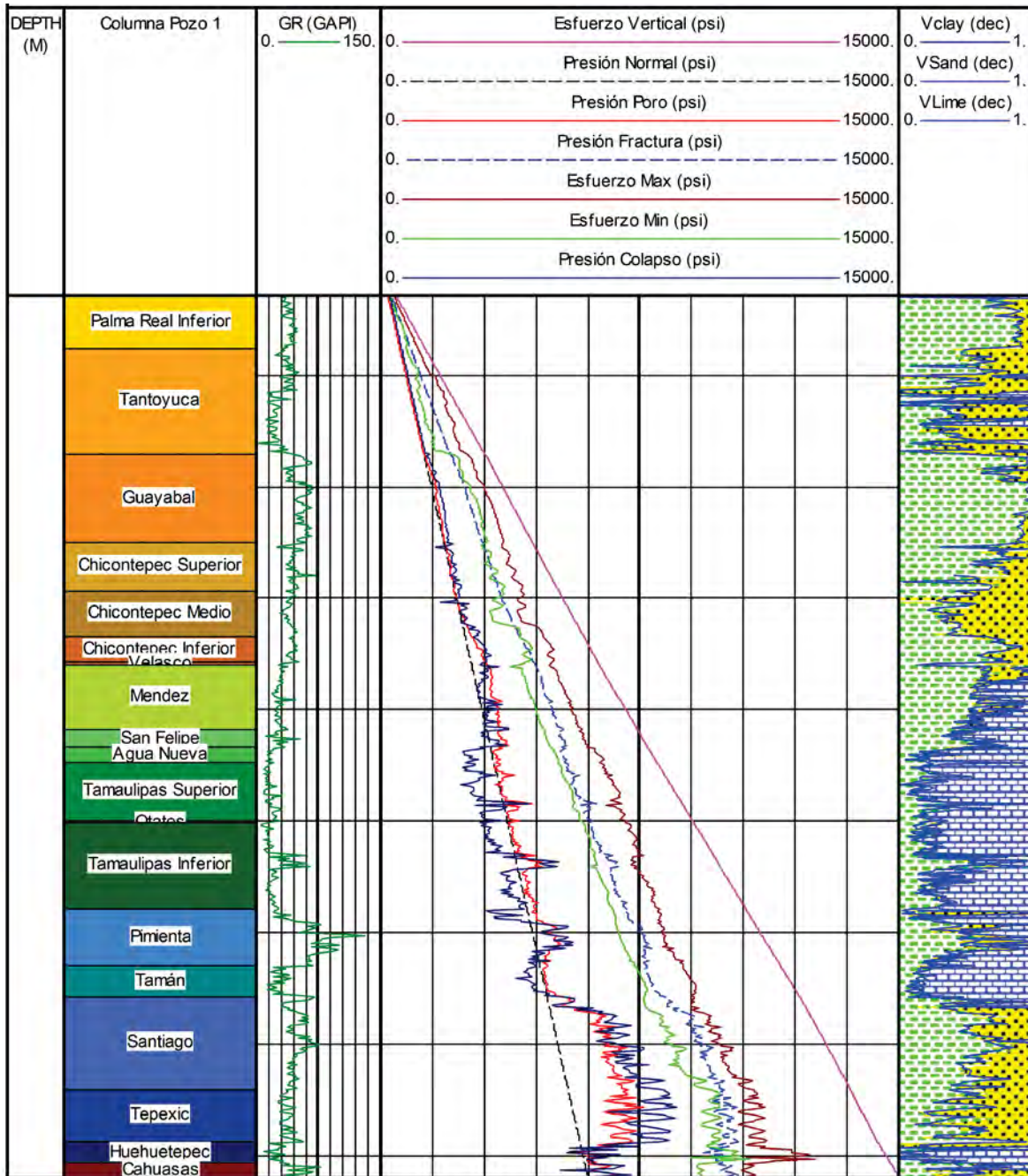
La anterior es la ecuación para determinar la presión de colapso, cuando el esfuerzo tangencial es mayor al esfuerzo vertical, en la pared del pozo. Mediante dicha ecuación es obtenida la presión de colapso para el pozo 1, la cual se muestra en la figura 14.

De la curva obtenida de presión de colapso de la figura 14, se observa una es ligeramente mayor que la presión de poro, para las formaciones del Cenozoico. Para las formaciones del Cretácico, la presión de colapso, se observa menor a la presión de poro, inclusive menor a la presión normal. La explicación de este fenómeno es que analizando que las rocas de las formaciones del Cretácico, son en su mayoría carbonatos masivos, compactos y de mayor dureza, el criterio de falla de Mohr-Coulomb, indica que en este intervalo, puede utilizarse una densidad de fluido tan baja como el agua salobre (1.03 [gr/cc]), sin que el pozo tenga riesgo de colapsar. Lo anterior es la razón de porque se seleccionen intervalos productores en rocas con estas características de bajo colapso y se terminen en agujero descubierto, como ocurre en formaciones carbonatadas del Albiano-Cenomaniano de los yacimientos de México.

En cuanto a las formaciones del Jurásico, se observa un incremento en la presión de colapso, respecto a la presión de poro que es anormal. Esto se explica con el hecho de que estas formaciones constan de un alto contenido de arcilla, que generan alta porosidad con contenido de fluidos intersticiales, que al ser perforadas, son susceptibles de generar fricciones, resistencias e inclusive atrapamientos de la sarta de perforación.

La presión de colapso puede ser calibrada con eventos de perforación como lo que se mencionan. En nuestro caso, para afinar la presión de colapso, será tomada la que sea mayor de esta y la presión de poro, para efectos de generar la curva que represente el escenario más crítico, y reconfigurar la ventana operativa del pozo, que será discutida a continuación.

FIGURA 14. Obtención de la presión de colapso, en correlación con los esfuerzos regionales, así como las geopresiones del pozo 1





#### DEFINICIÓN DE LA VENTANA OPERATIVA AFINADA CON GEOMECÁNICA

De acuerdo con los resultados obtenidos, la ventana operativa para el pozo 1, se ajusta tomando en cuenta los parámetros de geomecánica obtenidos, de los cuales, los que limitan la nueva zona de operación son, la presión de colapso en lugar de la presión de poro, y el esfuerzo horizontal mínimo en lugar de la presión de fractura. A este ajuste en la ventana operativa es como se le conoce al diseño de pozos con geomecánica; metodología que es extensiva al diseño de intervenciones como terminaciones y reparaciones mayores y menores de pozos.

La ventana operativa ajustada con una propuesta de asentamiento de tuberías de revestimiento puede observarse en la siguiente página en la figura 15.

#### **Identificación de las zonas de fragilidad utilizando plantillas maestras ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ) y ( $E - \nu$ )**

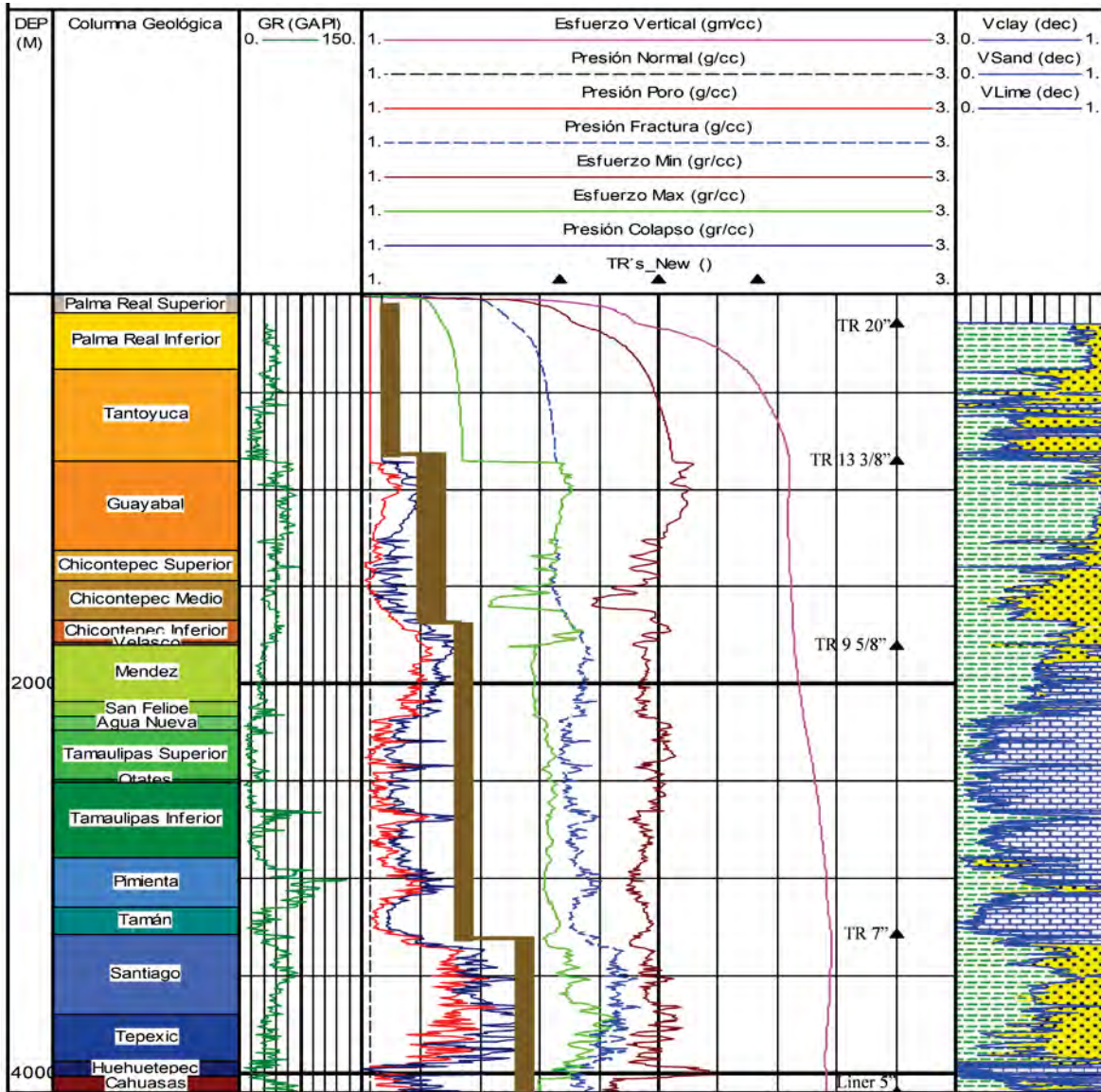
#### DEFINICIÓN DE LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE FRAGILIDAD

El análisis de fragilidad de los paquetes de roca que componen la columna sedimentaria de un pozo es un tema actualmente relevante debido a la complejidad que representa la extracción de hidrocarburos en yacimientos que tienden a ser no convencionales. Estos tipos de yacimientos requieren de la selección precisa de cuerpos con posibilidades de producción en la formación de interés; debido a que son solo algunas zonas las que después de un análisis de ingeniería pueden ofrecer resultados positivos para producir hidrocarburos.

El análisis de fragilidad es de utilidad para que los siguientes temas de interés se diseñen de mejor manera:

- a) Colocación óptima de pozos
- b) Selección de intervalos para fracturar ácida y/o hidráulicamente
- c) Selección de zonas competentes para geonavegar
- d) Identificación de intervalos para efectuar disparos de alta penetración a la formación

FIGURA 15. Ventana operativa afinada con parámetros de geomecánica, para el pozo 1, con propuesta de asentamiento de TR's, para el pozo 1



- e) Escalamiento de la metodología de fragilidad en la sísmica
- f) Determinación de intervalos ideales para realizar cementaciones de abandono

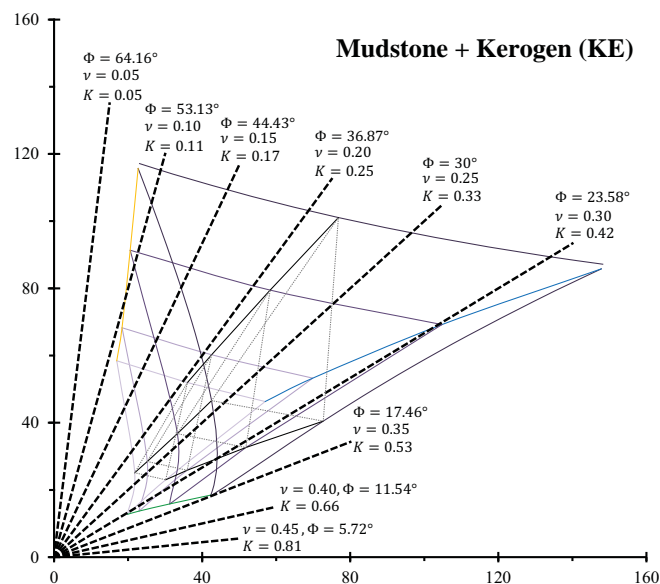
Es por eso, que en la literatura se han destinado esfuerzos para discretizar los cuerpos frágiles de los dúctiles, como en el caso propuesto por Nicolás (2016), en donde mediante el cálculo de algunos parámetros de geomecánica, propone diferenciar dichos intervalos de roca.

La metodología de fragilidad de Nicolás (2016), considera el uso de las plantillas maestras de micromecánica, discutidas en el capítulo cuatro para definir las fracciones minerales de la columna sedimentaria del pozo 1. Además del uso de las plantillas, el autor utiliza algunos parámetros que definen la fragilidad sobreponiéndolos en las plantillas maestras, los cuales son los siguientes:

- a) Relación de esfuerzos efectivos ( $K$ )

Este parámetro es utilizado en las plantillas ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), generando líneas de fragilidad radiales donde la línea de mayor pendiente contiene en menor valor de  $K$ , y es cercano a cero; mientras que la línea de menor pendiente equivale al mayor valor de  $K$ , que tiende a uno, como se muestra en la figura 16.

FIGURA 16. Plantillas maestras ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), con líneas de isofragilidad generadas a partir de la relación de esfuerzos efectivos ( $K$ )



Para obtener el parámetro  $K$ , existen varios métodos entre los cuales se mencionan los siguientes:

Obtenida con la relación de Poisson ( $\nu$ )

$$K = \frac{\nu}{1-\nu} \dots\dots\dots (6.59)$$

Obtenida con  $(\mu\rho - \lambda\rho)$ , utiliza con frecuencia en geociencias

$$K = \frac{\lambda\rho}{\lambda\rho+2\mu\rho} \dots\dots\dots (6.60)$$

Obtenida con el ángulo de falla ( $\beta$ ), utilizada frecuentemente en geomecánica.

$$K = \frac{1}{\tan^2(\beta)} \dots\dots\dots (6.61)$$

En este caso, será utilizada la ecuación 6.61, ya que es la que relaciona parámetros de geomecánica, vistos en este mismo capítulo.

a) Índice de fragilidad en base al módulo de Young ( $BI_E$ )

Normaliza el módulo de Young, utilizando el valor máximo y mínimo de una columna sedimentaria, con lo que definen nuevos valores entre 0 y 1. Este parámetro genera líneas horizontales sobrepuestas en la plantilla maestra ( $E - \nu$ ). Se obtiene con la siguiente ecuación.

$$BI_E = \frac{E - E_{min}}{E_{max} - E_{min}} \dots\dots\dots (6.62)$$

b) Índice de fragilidad en base a la relación de Poisson ( $BI_\nu$ )

Normaliza la relación de Poisson, utilizando el valor máximo y mínimo de una columna sedimentaria, con lo que se definen nuevos valores entre 0 y 1. Este parámetro genera líneas verticales sobrepuestas en la plantilla ( $E - \nu$ ). Se obtiene con la siguiente ecuación.

$$BI_v = \frac{v - v_{min}}{v_{max} - v_{min}} \dots\dots\dots (6.63)$$

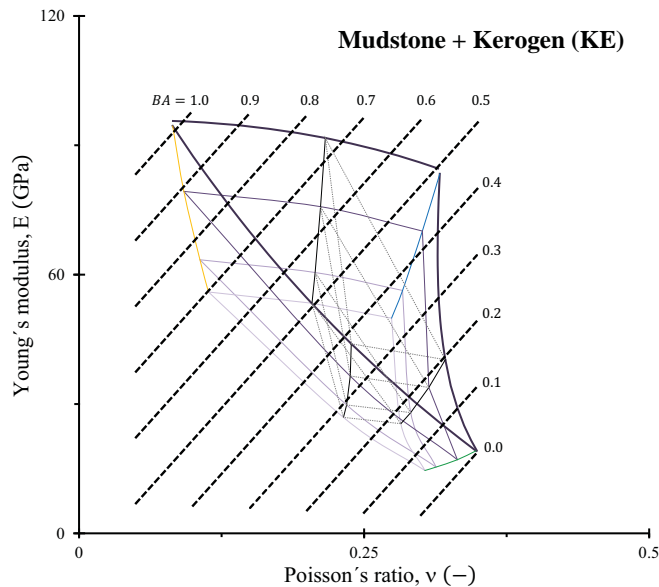
c) Índice de fragilidad promedio (*BA*)

Es el promedio simple entre los valores de  $BI_E$  y  $BI_v$ . Este parámetro genera líneas oblicuas, que son sobrepuestas en la plantilla maestra ( $E - \nu$ ), y con las que se realiza en análisis de fragilidad. El promedio de fragilidad, se obtiene con la siguiente expresión.

$$BA = \frac{BI_v + BI_E}{2} \dots\dots\dots (6.64)$$

Para definir la fragilidad con las plantillas maestras ( $E - \nu$ ), se consideran los cálculos obtenidos para  $BA$ , que van de 0 en las lutitas a 1.0 en las areniscas, pasando por el valor de 0.5 para los carbonatos. En la figura 17 se muestran las líneas de isofragilidad  $BA$ , sobrepuestas en la plantilla maestra ( $E - \nu$ ).

FIGURA 17. Plantilla maestra ( $E - \nu$ ), con líneas de isofragilidad generadas a partir del índice de fragilidad promedio ( $BA$ )

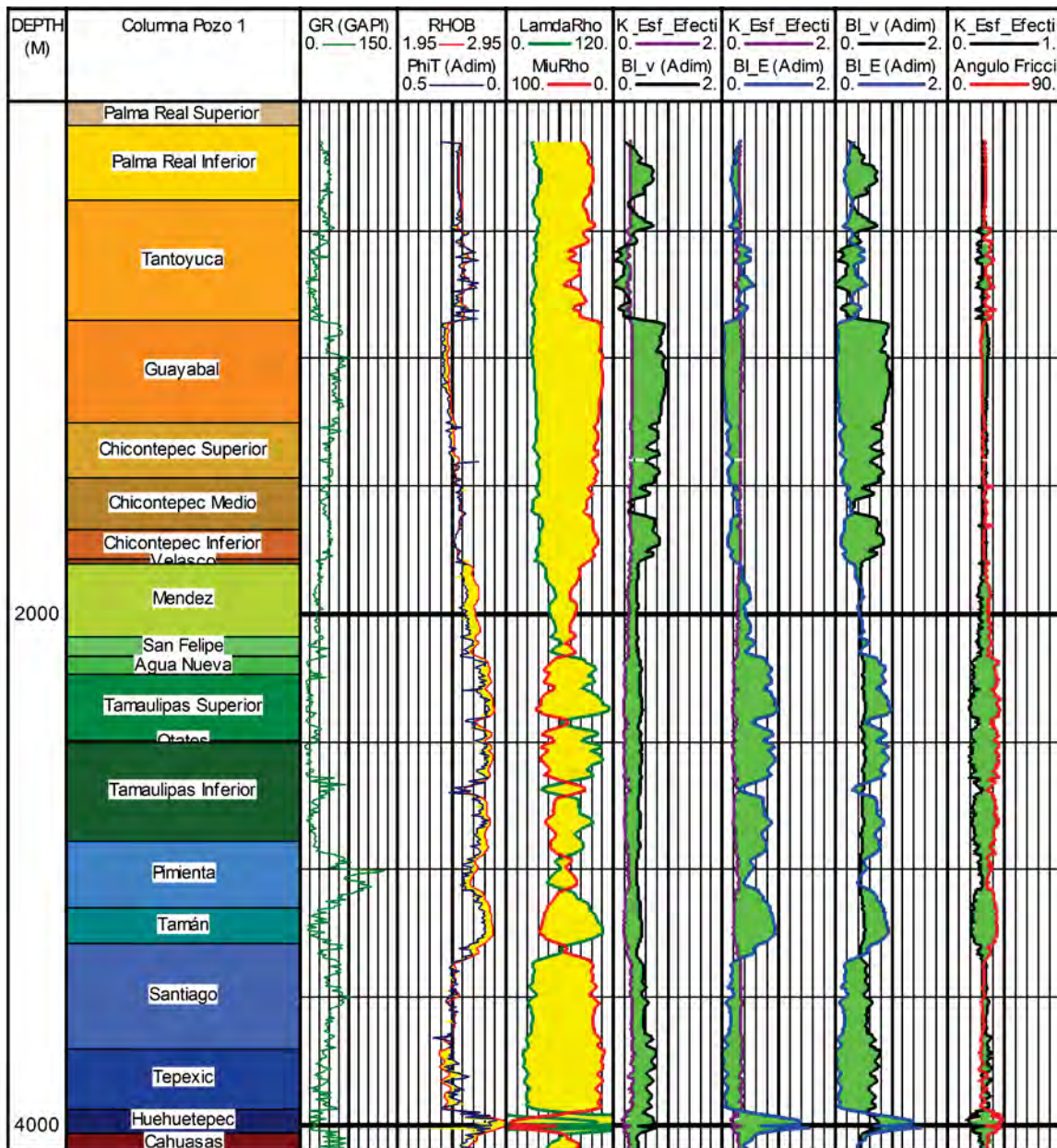


En la figura 18, se presentan en el formato planteado por los autores para efectuar el análisis cualitativo de fragilidad; los resultados para los parámetros de isofragilidad



involucrados, para las 20 formaciones geológicas que componen la columna geológica del pozo 1. A partir de los valores obtenidos se pueden discretizar zonas frágiles y dúctiles en la columna, e inclusive afinar estos parámetros por formación geológica o cambios de facies, como se presenta más adelante para las Formaciones Chicontepec Medio y Pimienta, ambas de interés petrolero.

FIGURA 18. Obtención de parámetros de fragilidad para la columna geológica del pozo 1



APLICACIÓN DEL MÉTODO E IDENTIFICACIÓN DE ZONAS CON POSIBILIDAD  
DE SER FRACTURADAS EN LA FORMACIÓN CHICONTEPEC MEDIO DEL POZO 1

272

La discretización de zonas frágiles y dúctiles además de realizarse para toda la columna geológica del pozo 1, se efectuó un análisis más fino, para las Formaciones Chicontepec Medio y Pimienta. Los resultados para la primera de ellas son presentados en las figuras 19 y 20, en donde se analizó con la relación de esfuerzos efectivos ( $K$ ) y ( $BA$ ), con las plantillas ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ) y ( $E - \nu$ ), respectivamente. Fueron incluidas las zonas de fragilidad identificadas y la correlación del método con los resultados petrofísicos obtenidos en el capítulo 1.

FIGURA 19. Identificación de zonas frágiles de la Formación Chicontepec Medio, con la plantilla maestra ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), relación con petrofísica del pozo 1

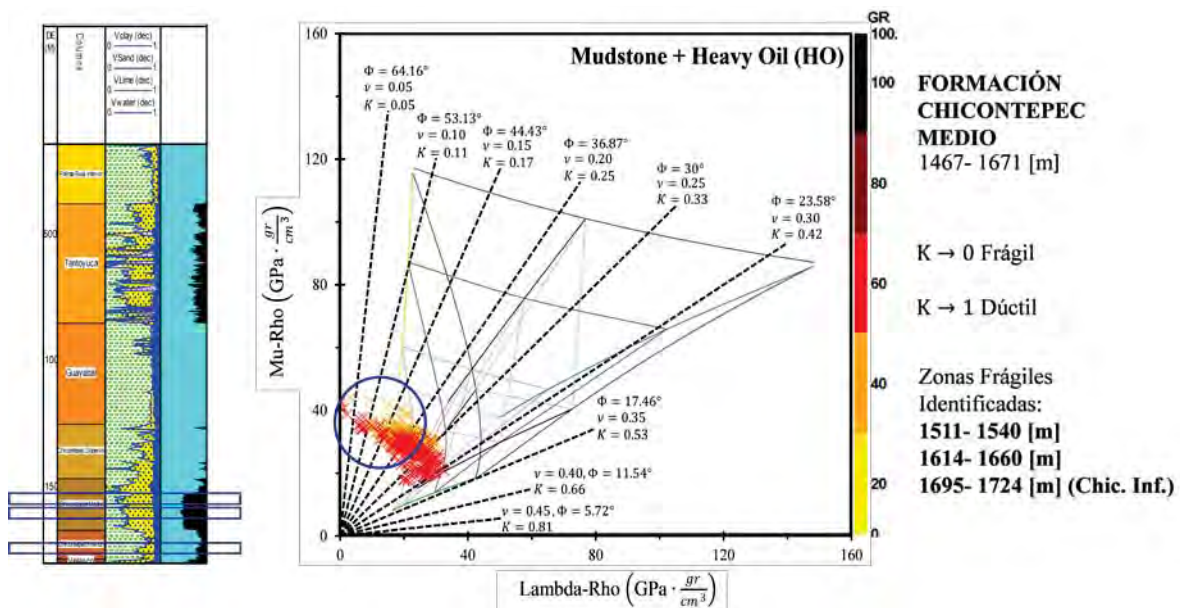
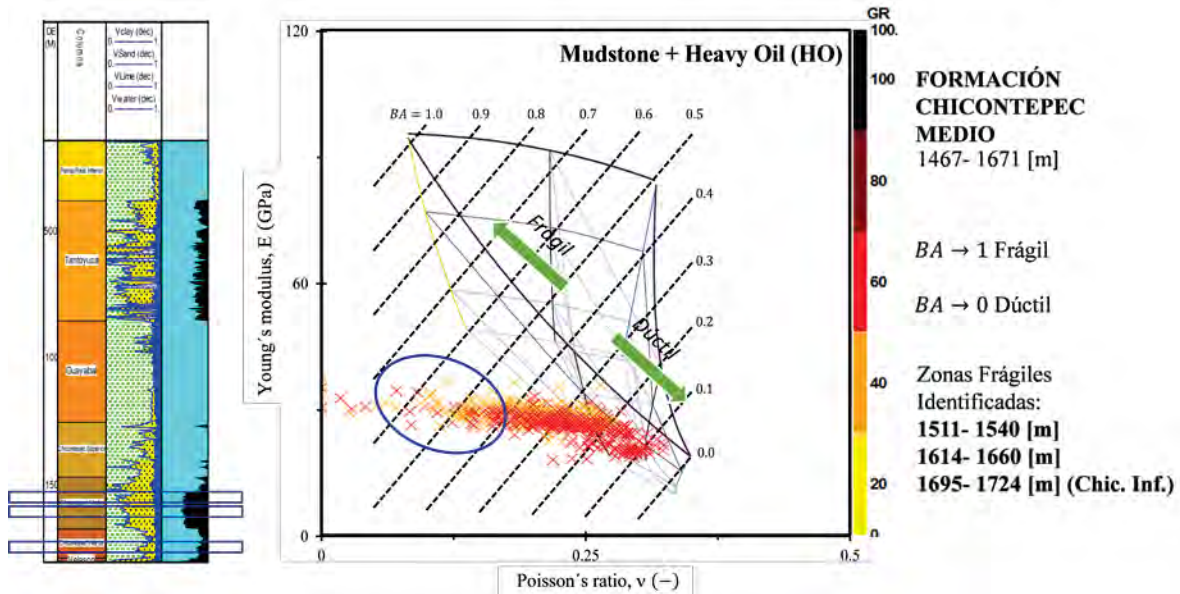


FIGURA 20. Identificación de zonas frágiles de la Formación Chicontepec Medio, con la platilla maestra ( $E - \nu$ ), relación con petrofísica del pozo 1



APLICACIÓN DEL MÉTODO E IDENTIFICACIÓN DE ZONAS CON POSIBILIDAD DE SER FRACTURADAS EN LA FORMACIÓN PIMIENTA DEL POZO 1

El mismo análisis efectuado para la Formación Chicontepec, fue realizado para la Formación Pimienta, debido al alto contenido de hidrocarburos que en los resultados petrofísicos se obtuvo. Se detectaron las zonas frágiles para cuando  $K$  es menor que 0.33, valor que calibra con los rangos planteados para la zona frágil en la plantilla maestra ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ). Por su parte, el índice de fragilidad  $BA$ , en la plantilla maestra ( $E - \nu$ ), indica las zonas frágiles hacia el centro de la plantilla, donde los valores de  $BA$ , son mayores de 0.4. Este análisis realizado se sustenta también porque las zonas identificadas como frágiles, son las que presentan menor contenido de arcilla de acuerdo a la escala de colores montada del registro rayos gamma. En la Formación Pimienta, también fueron identificados varios cuerpos frágiles los cuales eventualmente pueden ser fracturados para producción de hidrocarburos (véanse las figuras 21 y 22).



FIGURA 21. Identificación de zonas frágiles de la Formación Pimienta, con la plantilla maestra ( $\mu\rho - \lambda\rho$ ), relación con petrofísica del pozo 1

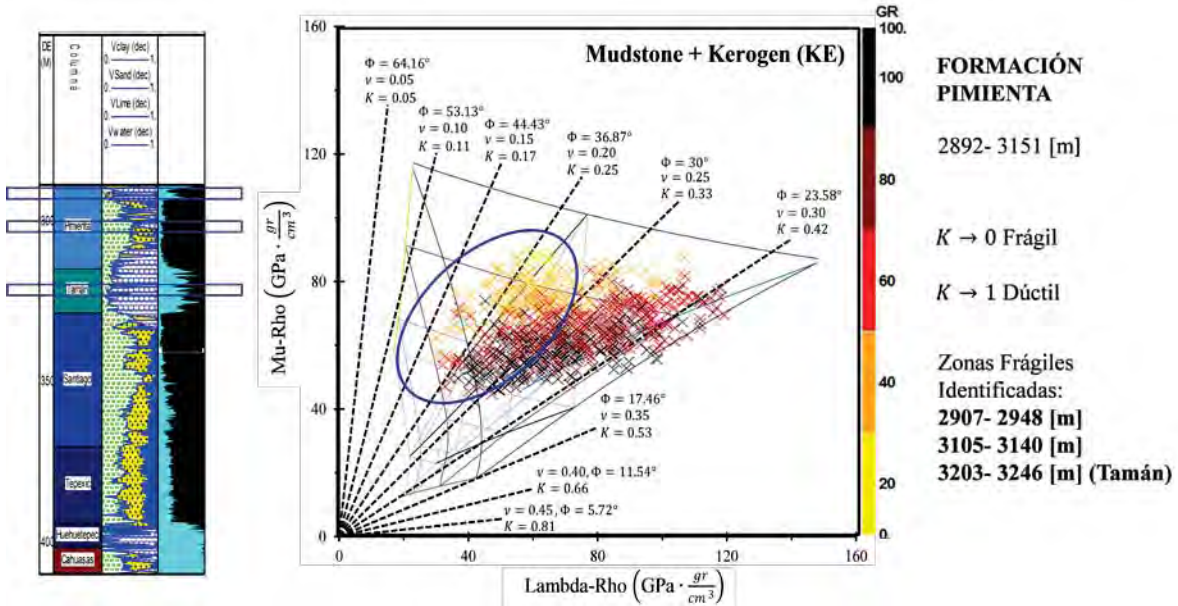
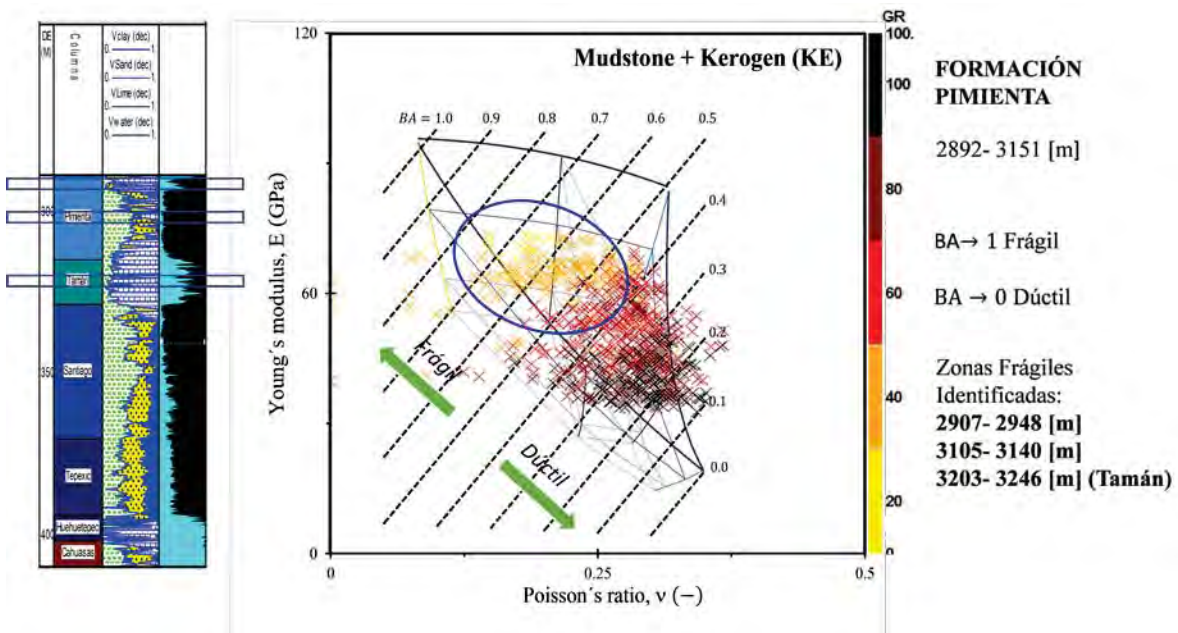


FIGURA 22. Identificación de zonas frágiles de la Formación Pimienta, con la plantilla maestra ( $E - \nu$ ), relación con petrofísica del pozo 1



## ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Los resultados obtenidos con la metodología de fragilidad presentada, son satisfactorios, ya que encajan muy bien con los análisis previos realizados al pozo 1. En la Formación Chicontepec, se observa un patrón característico de intercalaciones areno- arcillosas, que se confirma muy bien con los rangos de valores que presenta el registros *GR*, los cuales oscilan entre 40 y 80 [API]. Con este análisis y la baja porosidad que presenta la formación, es posible considerar este yacimiento como no convencional. Pese a lo anterior, se identificaron, intervalos con mejor calidad que el resto de la formación. Específicamente son 3 zonas con contenidos de hidrocarburos, las cuales de acuerdo a sus características, son susceptibles de ser fracturadas.

En los que respecta a la Formación Pimienta, se aprecia una composición litológica distinta a lo que se puede ver en Chicontepec. En este caso los puntos están cargados la mayoría hacia el lado de las arcillas y carbonatos y son precisamente los puntos que se cargan hacia el centro de las plantillas, los que se identificaron como zonas frágiles. El hecho que dichos puntos se encuentren en el centro de la plantilla, no quiere decir necesariamente que contengan minerales de cuarzo, más bien la interpretación está dada en el sentido de que los puntos van hacia las plantillas inferiores con contenido de hidrocarburos y materia orgánica mayor sin precisar la valor exacto de estas acumulaciones de hidrocarburos. Esto se complementa muy bien si analizamos que dichos puntos tienen una lectura de *GR*, muy alta, inclusive superior a 100 [API], lo que no necesariamente indica presencia de arcilla (ya que están alejados del vértice de arcilla), sino que más bien indica la presencia de materia orgánica. Con lo anterior se reafirma la sensibilidad del método, no solo para identificar minerales o zonas frágiles, sino también para a identificación de materia orgánica e hidrocarburos, relacionando los análisis realizados con petrofísica y los datos disponibles en la literatura para esta formación geológica.

## Conclusiones de la integración geomecánica y análisis de fragilidad en las formaciones geológicas del pozo 1

276

Para la parte de la integración geomecánica, se emiten las siguientes conclusiones:

- Los parámetros de geomecánica obtenidos mediante el uso de las curvas de  $V_p$  y  $V_s$ , se encuentran en los rangos definidos en la literatura, lo que nos indica que el cálculo de la  $V_s$ , obtenida de manera sintética con los métodos propuestos, es consistente con la información que nos podría proporcionar un registro *DSI*.
- Los parámetros de estabilidad mecánica calculados, aunque estos fueron obtenidos utilizando varias metodologías disponibles en la literatura, se encuentran dentro de los rangos establecidos de pozos del área. Tal es el caso de la *UCS*, o el ángulo de fricción interna, los cuales fueron obtenidos utilizando esta metodología.
- La obtención de los esfuerzos horizontales máximo y mínimo, fueron obtenidos mediante metodologías distintas, sin embargo, estos calibran de forma adecuada con las geopresiones previamente calculadas. El mejor indicador de ello es que el  $\sigma_h$ , es del orden de la presión de fractura obtenida previamente con el método de Eaton, siendo menor a ella lo que corrige la máxima densidad del lodo a utilizar en la ventana operativa.
- La presión de colapso obtenida, mediante el uso de las ecuaciones de esfuerzos en el pozo y el criterio de Mohr-Coulomb, es consistente con el análisis realizado, ya que en las formaciones competentes como los carbonatos del Cretácico, esta disminuye incluso más que la presión hidrostática, con lo que se dice que existe bajo riesgo de colapso en esas formaciones. Por otro lado, en las formaciones con alto contenido de arcilla y con incrementos de porosidad y presión anormal, la curva de presión de colapso incremento, lo que nos indica que esas zonas son susceptibles de colapsarse como se esperaba que así resultará.
- Con los resultados obtenidos para la presión de colapso y esfuerzo mínimo, fue posible ajustar la ventana operativa del pozo 1, reduciendo los rangos de lodo que puede ser utilizado en cada etapa, así como también se efectuó un ejercicio de asentamiento de *TR's*, con base en los límites de la ventana operativa y la experiencia en el área.

- Se propuso perforar el pozo con cinco *TR's*, en lugar de tres para este tipo de pozos, con lo que se evitarían las problemáticas que se presentaron en el pozo 1. El incremento en los costos del acero, no son tan altos como los costos de los retrasos por pegaduras que se tuvieron en el pozo y comprometieron el éxito del mismo.
- Si a los análisis óptimos de geomecánica para la perforación de este tipo de pozos que pretendan llegar a objetivos en formaciones del Jurásico, además de tener control adecuado sobre de ventana operativa del pozo, se considera realizar análisis de micromecánica y fragilidad a las secuencias atravesadas a partir de los registros geofísicos tomados; no solo se podría tener mayor certidumbre de que el pozo llegará al objetivo, sino también podrán identificarse cuerpos con posibilidades de ser fracturados, inclusive geonavegar en ellos, incrementando con ello la probabilidad de éxito en las áreas de desarrollo de esta zona del país.
- El pozo 1, se encuentra en la provincia geológica Tampico-Misantla, en donde se tienen contempladas en el corto plazo, una diversidad de áreas de desarrollo, tanto convencionales con objetivos terciarios en Chicontepec y cretácicos en las formaciones Abra y Tamabra; como no convencionales con objetivos del Jurásico en formaciones como Pimienta, Tamán, Santiago y Tepexic, que representan la mayor reserva del país en este rubro. A todos ellos, les es aplicable todas las metodologías que en esta tesis se han llevado a cabo, para mejorar los índices de éxito en la perforación y producción de los pozos que se realicen.



# CONCLUSIONES



Como conclusión general y teniendo en contexto el principal objetivo de esta tesis, que fue generar un modelo de geomecánica de un pozo que contaba con poca información para llevarlo a cabo, se ha cumplido satisfactoriamente.

A pesar de que varios insumos para llegar al análisis de geomecánica realizado, fueron generados con ecuaciones adaptadas para las formaciones geológicas del área de estudio, se obtuvieron excelentes resultados. Con lo que dichas ecuaciones se vuelven aplicables a otros casos de estudio e inclusive pueden generalizarse.

En relación al capítulo uno, se concluye que el modelo petrofísico obtenido de la conjunción de registros geofísicos de pozos, es una importante herramienta para discretizar los paquetes litológicos y la identificación de zonas con potencial de hidrocarburos. Lo anterior, es de gran utilidad para el desarrollo subsecuente de este trabajo de tesis, ya que a partir de los resultados obtenidos en el modelo petrofísico, fue posible revisar y determinar la funcionalidad de otros métodos de obtención de dichos parámetros de discretización de minerales, por ejemplo.

Para poder construir el modelo petrofísico del que hablamos, fue necesario completar algunas curvas de registros como es el caso de la curva de tiempo de tránsito compresional, convertir otras como la actualización del registro de neutrón a datos de porosidad neutrón, así como generar otras más como la creación de la curva sintética de densidad volumétrica a partir del registro de tiempo de tránsito. Es importante destacar que la generación de las nuevas curvas se efectuó tomando en cuenta valores de referencia de pozos del área que cortan las mismas formaciones geológicas que el pozo de estudio. Con lo anterior se concluye que el modelo petrofísico, si bien, es realizado a partir de datos que no fueron obtenidos en el pozo, se realizó a partir de datos calculados que fueron calibrados y los resultados obtenidos fueron consistentes.

En cuanto al capítulo dos, uno de los resultados obtenidos fue la creación del estado mecánico del pozo vertical 1, el cual se generó con base en los archivos recuperados de la

perforación del pozo, en el cual desde una vista general se apreció que para el asentamiento de la tubería de revestimiento de producción, se perforó un agujero descubierto de poco más de 2500 [m], que si bien se trata de formaciones en carbonatos, estas contienen un porcentaje variable de arcilla, lo cual genera una componente de riesgo de afectar la estabilidad del pozo. En cuanto a la obtención de las geopresiones, para su obtención fueron utilizados métodos convencionales para el cálculo de la presión de poro, y solo pudo ser calculada para las formaciones geológicas del Cenozoico que representan aproximadamente la tercera parte de la columna geológica total. Con lo anterior, se concluye que los métodos convencionales para la predicción de la presión de poro, aunque son métodos que han sido ampliamente probados, tienen un rango de aplicación muy reducido por lo cual, para el caso como el que se presenta en esta tesis, se debe recurrir a la experimentación con otros métodos.

En el capítulo tres fue desarrollado el método de las compresibilidades para la obtención de la presión de poro en las formaciones de carbonatos del pozo de estudio, donde no se contaba con este cálculo. Para la utilización de este método se efectuó el análisis de los mecanismos que generan sobrepresión en este tipo de litologías, métodos de obtención de los diferentes tipos de compresibilidades en el laboratorio, así como la relación que guardan entre ellas en función de la porosidad.

Con lo anterior fue posible simplificar y proponer una ecuación alterna para la obtención de la presión de poro con el método de las compresibilidades, la cual fue probado en formaciones de carbonatos y se hizo extensivo a las secuencias siliciclásticas donde se hicieron algunas consideraciones para calibrarla con los métodos de predicción anteriores. Con lo anterior se concluye que el método simplificado de obtención de la presión de poro propuesto en esta tesis puede ser utilizado en todo tipo de formaciones geológicas tomando en cuenta algunas consideraciones específicas descritas en esta tesis. Se recomienda continuar reproduciendo esta metodología a más casos de estudio, que de resultar exitosos, esta metodología puede ser automatizada como se ha hecho con otros.

En el capítulo cuatro, como parte de los insumos requeridos para efectuar el cálculo de los parámetros de resistencia de la roca, se contempla utilizar las velocidades compresional y de corte, de las cuales la velocidad compresional se obtuvo de manera directa. Sin embargo, para obtener la velocidad de corte fueron revisadas varias

metodologías disponibles en la literatura. Las cuales fueron reproducidas y comparadas con datos obtenidos en pozos similares al de estudio. Se determinó cuáles fueron las que tienen una mejor correlación con los datos reales, y estas fueron las que se utilizaron en el pozo de análisis para la obtención de una curva sintética de velocidad de corte. Dado que durante el análisis realizado se generaron nuevas ecuaciones que al compararse con los datos medidos se obtiene una desviación menor al 5%, estas nuevas ecuaciones son presentadas como una propuesta para calcular los valores de velocidad de corte en pozos vecinos de esta zona de estudio, que no cuenten con datos medidos en campo. Con lo que se concluye que la metodología propuesta para determinar la velocidad de corte en formaciones similares a la del caso de estudio, abre la posibilidad de poder realizarle análisis de geomecánica a pozos o secciones sísmicas, que no se cuente con información de velocidad de corte; lo que, de ser confirmado con otros estudios, puede redundar en la optimización de tiempos y costos en la ejecución de las intervenciones.

Con los valores de velocidad compresional y de corte calibradas para el pozo de estudio, fue posible desarrollar la metodología de obtención de fracciones minerales con micromecánica, mediante el uso de las plantillas maestras delimitadas con parámetros elásticos que están en función de dichas velocidades. Resultado de este modelado, se obtuvo que las mezclas litológicas obtenidas con esta metodología presentan una excelente correlación con los resultados obtenidos con petrofísica, para la totalidad de las formaciones geológicas analizadas, con lo que se concluye que la metodología es consistente y de llegar a automatizarse, puede ser empleada en lugar del análisis petrofísico convencional; además de que con base en ella, puede mejorarse la interpretación en otras aristas de la ingeniería petrolera, como puede ser, la identificación de cuerpos de lutitas de forma sistemática, o los análisis de fragilidad de la roca que han sido recientemente abordados por varios autores.

En el capítulo cinco, fue abordada una metodología distinta para la obtención de la presión de poro, dicha metodología ha sido diseñada para efectuar el modelado de sistemas petroleros y obtiene el cálculo de la presión de poro de forma colateral, utilizando ecuaciones alternativas a las utilizadas en las metodologías previas, sin embargo, en función de parámetros comunes, como es la porosidad. La obtención de la presión de poro, mediante el modelado de sistemas petroleros, está basado en las leyes de compactación y



además considera otros mecanismos de generación de sobrepresión como en el caso de las formaciones del Jurásico, donde en el caso de estudio se obtuvo generación de sobrepresión asociada a la expansión de fluidos y al proceso mismo de generación de hidrocarburos. Para calibrar la curva de presión de poro, se utilizaron los resultados obtenidos de la discretización de mezclas litológicas obtenidas con petrofísica y micromecánica para cada formación, además de que se ajustó la curva de porosidad obtenida con esta metodología, con la curva de porosidad total obtenida con petrofísica, con lo anterior se observó buena correlación entre los métodos. De lo anterior se concluye que la metodología de obtención de presión de poro con el modelado de sistemas petroleros, es un método consistente, realizando algunas consideraciones para su calibración. Este método es extensivo otros pozos y otras zonas del área de estudio, incluso prescindiendo de información de registros, si se tiene conocimiento suficiente de la litología de las formaciones geológicas que son analizadas.

En relación al capítulo seis, con base a los cálculos efectuados de parámetros de geomecánica como son: la resistencia a la compresión uniaxial, ángulo de fricción interna, esfuerzo de tensión, etc. Así como los esfuerzos regionales y la presión de colapso del pozo de estudio; fue posible proponer una nueva configuración de la ventana operativa y del estado mecánico incluyendo dos tuberías de revestimiento adicionales.

Todos los cálculos realizados, fueron obtenidos a partir de la información generada en este trabajo de tesis y se encuentran en el orden de la expectativa en cuanto a su magnitud, además de que se obtienen valores similares en pozos vecinos recientes que si cuentan con información suficiente para realizar análisis de geomecánica. Esto es un indicador evidente de que el modelo geomecánico construido a partir de información que no fue tomada en el pozo, es consistente y válido. Este resultado fue obtenido debido a que cada parámetro calculado, fue analizando con información de referencia, con datos obtenidos para otros pozos, con la experiencia de campo en la zona de estudio y tomando en cuenta el contexto geológico del área.

Con base en esta metodología, pueden realizarse modelos de geomecánica para cualquier pozo de condiciones similares al pozo estudiado. No importando la escasa o desactualizada información que se tenga disponible para trabajar, siempre es posible realizar algo más.

## REFERENCIAS



- ADAMS, N.J., CHARRIER, T. (1985), Drilling engineering a complete well planning approach". Pennwell publishing company. Tulsa, Oklahoma, USA, 1985.
- AGILEGEOSICENCE, BIANCO, E. (2011), Rock physics cheatsheet. Rock Physics Agilegeosicence. Mahone Bay NS B0J 2E0, Canada. Recuperado de <http://www.agilegeoscience.com/blog/2011/3/7/rock-physics-cheatsheet.html>.
- AHMED, A.J. (2006), Compressibility of porous rocks: Part II. New relationships. Petroleum Engineering Department, Miskolc University, Miskolc, Hungría. Acta Geophysica, Vol. 54, No. 4, 399-412 pp.
- AKHOUNDZADEH, H., MOGHADASI, J. & HABIBNIA, B. (2012). Correlation of Pore Volume Compressibility with Porosity in One of the Iranian Southern Carbonate Reservoirs. Petroleum University of Technology, Abadan, Iran, 3, p132.
- AMOS, S. (1991), The Gulf of Mexico Basin. Department of Geological Sciences, University of Austin, Texas, USA. The Geological Society of America, 1991.
- ARROYO, F.A. (1996), Bases teóricas e interpretación de registros geofísicos de pozos, Ciudad de México, Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería, Primera Edición, 527 pp.
- ATASHBARI, V., TINGAY, M. (2012). Pore pressure prediction in a carbonate reservoir. Society of Petroleum Engineers, SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, 28-30 March, Mumbai, India, SPE-150836.

- ÁVALOS, H. (2013), Petrofísica en yacimientos compactos, porción central del Paleocanal de Chicontepec, centro-oriente de México. Tesis de Maestría, Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, 2013.
- BASSIOUNI, Z. (1994), Theory, Measurement and Interpretation of Well Logs Tulsa, Oklahoma, USA. SPE Textbook Series 4.
- BENÍTEZ, M.B. (2010), Modelado numérico y caracterización de la roca generadora en una cuenca del Golfo de México. Tesis de Licenciatura, Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México, 2015.
- BERNT, S.A., REZA, L. (2010), Petroleum rock mechanics: drilling operations and well design. First edition 2011, Elsevier Inc. Oxford, USA, 2010.
- BOURGOYNE, A.T., MILLHEIM, K.K., CHENEVERT, M.E., YOUNG, F.S. (1984). Applied Drilling Engineering. Society of Petroleum Engineers Textbooks Series, Vol. 2. Richardson, Texas, USA. Segunda Edición, 1991.
- BOWERS, G.L. (1995), Pore pressure estimation from velocity data: accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction. SPE 27488, 1995.
- BRADLEY, W.B. (1979), Failure of Inclined Boreholes. Energy Technology Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA, 1979. Paper No. 78-Pet-44. Vol. 101, 232- 239 pp.
- BUSQUET, J.M., (2014), Diseño de pozos aplicando el modelo geomecánico integral. Tesis de Licenciatura, Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México, 2014.
- CABALLERO, J.M., GONZÁLEZ, J.L. (2004), Geomecánica e Ingeniería de Perforación. Subgerencia de Ingeniería División Marina, Pemex, 2004.

CAMPOS, K., HERNÁNDEZ, M.M., (2012), Reevaluación petrofísica del campo petrolero Stirrup usando registros geofísicos de pozo y geología. Tesis de Licenciatura. Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México, 2012.

CASTAGNA, J.P., BATZLE, M.L. and EASTWOOD, R.L. (1985), Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks: *Geophysics*, 50, 571-581.

CAVERO, C. (2010), Análisis de métodos para la predicción de la presión de poro, aplicado a la estabilidad de pozos de perforación petrolera. Tesis de Licenciatura, Universidad Ricardo Palma, Lima, Perú, 2010.

CHOQUETTE, P.W., PRAY L.C. (1970), Geological nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, Vol. 54, No. 2, 207-250 pp.

COCONI, E. (2016), Procedimiento para convertir datos de registro de neutrones antiguo a registro de porosidad neutrón. Comunicación personal.

CRUZ, J.M., MORENO, C.E., BUSQUET, J.M. (2015), Aplicación de la Metodología para la elaboración de Modelos Geomecánicos en Pozos Exploratorios: Caso Tson 301. Grupo Multidisciplinario de Diseño e Intervenciones a Pozos Exploratorios, Pemex PEP, Cd. del Carmen, Campeche.

DE LA CRUZ, E.J. (2014), Modelado geológico 2D NW-SE, del sistema petrolero de la región norte del Golfo de México. Tesis de Licenciatura, Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México, 2014.

DVORKIN, J. (2007), Yet another Vs equation. Stanford University and Rock Solid Images, SEG/San Antonio 2007 Annual Meeting, 1570- 1574 pp.

- EATON, B.A. (1975), The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs, SPE 5544, octubre, 1975.
- ESPAÑA, J.A., NICOLÁS, R., VALDIVIEZO, O.C., LABRADA, A.K., HERNÁNDEZ, J.J. (2016), Application of Elastic Parameters in the Basin Modeling of Unconventional Reservoirs. AAPG/SEG International Conference & Exhibition, Cancún, México, Septiembre, 2016. Ref. 41935.
- ESPAÑA, J.A., NICOLÁS, R., VALDIVIEZO, O.C., AGUILAR, M.G., LABRADA, A.K., CARBAJAL, D., HERNÁNDEZ, J.J., LÓPEZ, D. (2016), Aplicación de parámetros elásticos en el modelado de sistemas petroleros para determinar la ventana de operación en perforación de pozos. Congreso Mexicano del Petróleo 2016, Monterrey, Nuevo León. Referencia: CMP16-667.
- ESPAÑA, J.A. (2013), Modelado de Cuencas y Sistemas Petroleros: Un ejemplo de aplicación en la Región Norte del Golfo de California, México. Tesis de Maestría, Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México, 2013.
- FABRE, D. & GUSTKIEWICZ, J. (1997). Poroelastic Properties of Limestones and Sandstones under Hydrostatic Conditions. International Journal Rock Mechanics Min. Science & Geomechanics, Vol. 34, pp 127-134.
- FARQUHAR, R.A. (1994). Porosity as a Geomechanical Indicator: An application of Core and Log data and Rock Mechanics. Society of Petroleum Engineers, European Petroleum Conference, 25-27 October, London, United Kingdom, SPE 28853-MS.
- FERNÁNDEZ, G.C. (2013). Aplicación de la geomecánica en un pozo marino de la Región Norte del Golfo de México. Tesis de maestría. Universidad Nacional Autónoma de México, México: UNAM.

FINKBEINER, T., ZOBACK, M.D. (1996). In-situ stress and pore pressure in the south Eugene Island field, Gulf of México. Society of Petroleum Engineers, SPE 8-10 Julio, Eurock, Tmndheim, Noway. SPE 047212.

FUGRO (2005), Specialized technical assistance in preparation of technical personnel in the study and development of play fairways and their analysis: Fugro Robertson Petroleum Training Centre, PEP, Villahermosa, Mexico.

GASSMANN, F. (1951), Uber Die elastizitat poroser medien: Vier, der Natur Gesellschaft, Vol. 96, 1–23 pp.

GOODMAN, R. E. (1980). Initial stresses in rocks and their measurement. In Rock Mechanics: Wiley, Capítulo 4.

GREENBERG, M.L., Castagna J.P. (1992), Shear-wave velocity estimation in porous rocks: Theoretical formulation, preliminary verification and application: Geophysical Prospecting, Vol. 40, 195–209, DOI: 10.1111/j.1365 2478.1992.tb00371.x.

HALL, H.N. (1953), Compressibility of reservoir rocks, Trans. AIME 198, 309-311.

HAN D.H., BATZLE M.L. (2004), Estimate shear velocity based on dry P-wave and shear modulus relationship: SEG, Expanded Abstracts, Vol. 23, 1658–1661 pp.

HAN, D.H. (1986), Effects of porosity and clay content on acoustic properties of sandstones and unconsolidated sediments: Ph.D. thesis, Stanford University.

HANSOM, J., LEE, M.K. (2005), Effects of hydrocarbon generation, basal heat flow and sediment compaction on overpressure development: a numerical study. Department of Geology and Geography, Auburn University, Auburn, Alabama 36849, USA. Vol. 11 2005, 353- 360 pp.

- HANTSCHER, T., KAUEAUF, A.I. (2009), Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. Springer-Verlag, Heidelberg, Berlín, Alemania, 2009.
- HERNÁNDEZ, J., VALDIVIEZO, O.C., NICOLÁS, R., LÓPEZ, D. (2016), Determinación del número y colocación de etapas para el fracturamiento hidráulico en pozos horizontales productores de aceite-gas de lutita. Congreso Mexicano del Petróleo 2016, Monterrey, Nuevo León. Referencia: CMP16-730.
- HERNÁNDEZ, S. (2014), Modelado geológico-geoquímico del sistema petrolero Tampico-Misantla. Informe de trabajo profesional, Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, 2014.
- HOLT, R., WESTWOOD, B. (2016), Predicting mineralogy from elastic rock properties for low porosity unconventional plays. Shell Canada. CSEG Recorder, 2016, 22- 26 pp.
- HORNE, R.N. (1990), Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach, Petroway Inc., Palo Alto, California, USA.
- KHAKSAR, A., TAYLOR, P.G., FANG, Z., KAYES, T., SALAZAR, A., RAHMAN, K. (2009), Rock strength from core and logs: where we stand and ways to go. Society of Petroleum Engineers, Amsterdam, Holanda, 2009. SPE 121972.
- KRIEF, M., GARAT, J., STELLINGWERFF, J. AND VENTRE, J. (1990), A petrophysical interpretation using the velocities of P and S waves (full-waveform sonic): The Log Analyst, 355-369.
- LEE, M.W. (2006), A simple method of predicting S-wave velocity: Geophysics, Vol. 71, No. 6, 161- 164 pp.

- LIZCANO, E.G. (2015), Geonavegación en pozos no convencionales gas/aceite de lutita. Tesis de Maestría, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, 2015.
- LÓPEZ, D., FLORES, H., ARBONA, L., GUZMAN, E. (2013), Procedimiento Operativo para efectuar el acondicionamiento de conexiones superficiales de pozos no convencionales del Área Cerro Azul-Naranjos del APPRA. Congreso Mexicano del Petróleo 2013, Cancún, Quintana Roo.
- LÓPEZ, D., ARBONA, L. (2013), Alcances de las Intervenciones con Equipos Especiales del Área Cerro Azul – Naranjos del APPRA”. Congreso Mexicano del Petróleo 2013, Cancún, Quintana Roo.
- LÓPEZ, D. (2008), Origen, evolución e importancia económica petrolera de la cuenca de Chicontepec. Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, 2008.
- LUCIA, F.J. (2006), Integración de la información petrofísica y geológica: una tarea de los petrofísicos. Universidad de Texas, Austin, Texas, USA. Oilfield Review No. 225, Schulumberger.
- MAGOON, L. B., DOW, W. G. (1994), The Petroleum system – from source to trap: AAPG Memoir 60.
- MARTÍNEZ, M. (2015), Estudio de la formación Pimienta para evaluar su potencial como un yacimiento no convencional del tipo shale gas/oil; implicaciones y aportaciones. Tesis de Maestría, Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México, 2015.
- MAVKO, G., MUKERJI, T., DVORKIN, J. (2003), The rock physics handbook. Second edition. Cambridge University Press, The Edinburgh Building Cambridge, UK, 2003.



- MAVKO, G., MUKERJI, T. and J. DVORKIN (1998), *The rock physics handbook: Tools for seismic analysis in porous media*. First edition. Cambridge University Press.
- MAYOL, M.A. (2005), *Caracterización geoquímica de los aceites de la Cuenca de Chicontepec*. Tesis de Maestría, Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México, 2005.
- MEANS, W. D. (1979), *Stress and Strain. Basic concepts of continuum mechanics for geologist* Springer-Verlag. New York Heidelberg Berting, 339 p.
- MÉNDEZ, B.A. (2007), *Geoquímica e isotopía de aguas de Formación (salmueras petroleras), de campos Mesozoicos de la cuenca del sureste de México: implicación en su origen, evolución e interacción agua- roca en yacimientos petroleros*. Tesis de Doctorado, Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, 2007.
- MOOSAND D. and ZOBACK M.D. (1990). Utilization of Observations of Well Bore Failure to Constrain the Orientation and Magnitude of Crustal Stresses: Application to Continental. Deep Sea Drilling Project, and Ocean Drilling Program Boreholes, *Journal of Geophysical research*, 10 June, Stanford California, Vol. 95, pp 9305-9325.
- MORALES, J.P. (2014), *Geomecánica aplicada a la perforación de pozos en Formaciones de lutitas y carbonatos, utilizando datos sísmicos y sismicos*. Tesis de Maestría, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, 2014.
- MORALES R.H. (1993). *Fracturing of High Permeability Formations: Mechanical propertiees correlations*. Society of Petroleum Engineers, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 3-6 October, Houston, Texas, SPE-26561-MS.

MOUCHET J.P., MITCHELL A. (1989), Abnormal Pressures While Drilling Elf Aquitaine Manuals Techniques. Primera Edición.

NICOLÁS, R., LIZCANO, E.G., ESPAÑA, A., VALDIVIEZO, O.C., LÓPEZ, D. (2016), Estrategias para la colocación óptima de pozos con base en resultados de micromecánica. Congreso Mexicano del Petróleo 2016, Monterrey, Nuevo León. Referencia: CMP Poster 337.

NICOLÁS, R. (2016), Modelado de la fragilidad de las lutitas considerando su mineralogía, fluidos en los poros y materia orgánica utilizando un esquema auto-consistente. Instituto Mexicano del Petróleo, Ciudad de México, 2016.

NICOLÁS, R. (2016), Colocación óptima de pozos con base en la integración de información sísmica, geológica, geomecánica y de yacimientos. Jornadas técnicas, cincuenta aniversario del Instituto Mexicano del Petróleo, 2016.

NICOLÁS, R., VALDIVIEZO, O.C. (2015), Rock physics templates for integrated analysis of shales considering their mineralogy, organic matter and pore fluids. Instituto Mexicano del Petróleo. Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 137, 33- 41 pp.

NICOLÁS, R. (2015), Predicción de presión de poro y estabilidad de pozo a partir de información sísmica, petrofísica y perforación. Instituto Mexicano del Petróleo, 2015.

ORTUÑO, A. F., AGUILERA H. E., ORTUÑO, A. S. (1993), El análisis de cuencas, enfoque multidisciplinario para la exploración económica de cuencas sedimentarias y la caracterización de sistemas petroleros: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, vol. XLIII, No. 1, p. 34-41.

OYLER, D.C., MARK, C., MOLINDA, G.M. (2009), Correlation of Sonic Travel Time to the Uniaxial Compressive Strength of U.S. Coal Measure Rocks. NIOSH-Pittsburgh Research Laboratory Pittsburgh, USA, 2009.

PAYNE, S.S., WILD, P., LUBBE, R. (2010), An integrated solution to rock physics modelling in fractured carbonate reservoirs. Ikon Science Ltd. Paper 167.

Pemex, PEP (2013), Provincia Petrolera Tampico-Misantla. Subdirección de Exploración. Pemex Exploración y Producción, México, 2013.

PÉREZ, R., MARFURT, K. (2014), Mineralogy-based brittleness prediction from surface seismic data: Application to the Barnett Shale. School of Geology and Geophysics, Norman, Oklahoma, USA. Published on Interpretation, Vol. 2, No. 4, 255- 271 pp.

PEZA, E., KVALE, E., HAND, R., HARPER, W. (2015), How fracture interference impacts Woodford shale gas production. World oil, published march, 2015, 10- 14 pp.

PICKETT, G.R. (1963), Acoustic character logs and their applications in formation evaluation: Journal of Petroleum Technologies, Vol. 15, 650–667 pp.

RAMOS, D. (2016), Metodología para la definición de la presión osmótica como complemento a la presión de poro. Tesis de Maestría, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, 2016.

RAMOS, H., ZINAT, D., RAMIREZ, T. (2008), Registros geofísicos en México. Schlumberger Offshore Services, Villahermosa, Tabasco, México. Primera Edición. 316 pp.

RODRÍGUEZ J.R. (2013). Evaluación Geomecánica para el diseño de Pozos. Tesis de maestría. Universidad Nacional Autónoma de México, México: UNAM.

- ROYLE A., BEZDAN S. (2001), Shear-wave velocity estimation techniques: a comparison. Geo-X Systems Ltd. CSEG Convention 2001.
- SANTILLÁN, N., AGUAYO, J.E. (2011), Facies sedimentarias turbidíticas del Terciario Inferior en la Cuenca de Chicontepec, Centro-Oriente de México. Ingeniería Investigación y Tecnología. Vol. XII, Núm. 3, 2011, 337-352.
- SAWYER, D.S. (1991), The crust under the Gulf of Mexico basin. Chapter 4, The Gulf of Mexico Basin. Department of Geological Sciences, University of Austin, Texas, USA. The Geological Society of America, 1991.
- SGM (2007), Léxico Estratigráfico de México, Descripción de Formaciones Geológicas, Ciudad de México, 2007.
- SHAKER, S.S. (2008). Loss of Circulation: Causes and Consequences in Geopressed Systems. American Association of Drilling Engineers, Fluids Conference and Exhibition, AADE April 8-9, Houston, Texas, AADE-08-DFHO-22.
- SHAKER, S.S. (2007). The precision of normal compaction trend delineation is the keystone of predicting pore pressure. American Association of Drilling Engineers, National Technical Conference and Exhibition held, AADE April 10-12, Houston, Texas, AADE-07-NTCE-51.
- SHAKER, S.S. (2005). Geopressure centroid: perception and pitfalls, Geopressure Analysis Services, Annual Meeting, Houston, Texas, USA, 2005.
- SHAKER, S.S. (2002). Pore pressure prediction in the challenging supra/ subsalt exploration plays in deep water, Gulf of Mexico, Geopressure Analysis Services, AAPG Annual convention. Houston, Texas.

SUKUMAR, P. (2011), Petroleum Generation Kinetics and its Outcome in Basin Modeling of Upper Assam Shelf, India. GEO-India, Greater Noida, New Delhi, India, 2011. Article #10314.

TAKAHASHI, S. (2006), Integrated reservoir modeling for evaluating field development options in Agua Fria, Coapechaca and Tajin Fields of Chicontepec Basin. Society of Petroleum Engineering, 2006. SPE 103974.

TÉLLEZ, C.P., BENTOSA, E., MOÑOZ, D., CORTES, C. (2012). Geomechanics Characterization of the Clastics and Carbonates Formation of Southern Fields of Mexico (2005-09). Society of Petroleum Engineers, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 16-18 April, México City, México, SPE-153430.

TERZAGUI, K., PECK R.B. (1923), Soil Mechanics in Engineering Practice, John Wiley Sons, New York, USA.

TORRES, C. (2002), Estimation of mineral composition. The University of Texas at Austin. PGE385M, Spring 2002 Semester Lecture Presentation.

TRAUGOTT, M., HEPPARD. P., DODD, T. (1999), Pressure Prediction for Shallow Water Evaluation. International Forum on Shallow Water Flows. League City, Texas, USA, Octubre, 1999.

VALDIVIEZO, O.C., NICOLÁS, R. (2014), Dynamic characterization of shale systems by dispersion and attenuation of P- and S-waves considering their mineral composition and rock maturity. Instituto Mexicano del Petróleo. Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 122, 420- 427 pp.

- VALGOLF-RAGTH (1982), Fundamentals of fractured reservoir Engineering. Development in Petroleum Science. Elsevier Science Publishers, Amsterdam, Holanda, 1982.
- VIRO, C.L. (1997), Interpretación de registros a agujero descubierto. Rio de Janeiro, Brasil. Quinta Edición, Curso de Interpretación de Registros, noviembre 1997.
- WARPINSKI, N.R. and TEUFEL, L.W. (1993). Laboratory Measurements of the Effective-Stress Law for Carbonate Rocks under Deformation. International Journal Rock Mechanics Min. Science & Geomechanics, Vol. 30, pp.1169-1172.
- WILLIAMS, D.M. (1990), The acoustic log hydrocarbon indicator: Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, 31st Logging Symposium, Paper W.
- WU, Q., LINER C. (2011), Case study: Comparison on shear wave velocity estimation in Dickman field, Ness County, Kansas. Department of Earth and Atmospheric Sciences, University of Houston, Houston, Texas, USA. SEG San Antonio 2011 Annual Meeting, 4066- 4070 pp.
- XU, S., WHITE, R.E. (1995), A new velocity model for clay-sand mixtures: Geophysical Prospecting, 43, 91-118.
- YALE, D.P. (1994). Static and Dynamic Rock Mechanical properties in the Hugoton and Panoma Fields, Kansas. Society of Petroleum Engineers, SPE Mid-Continent Gas Symposium, 22-24 May, Amarillo, Texas, SPE-27939-MS.
- YUREWICZ, D.A., CHUCHLA, R.J., POTTORF, R.J., GRAY, G.G., RICHARDSON, M., KOSAR, M.G., FITCHEN, W.M. (1996), Hydrocarbon generation and migration in the Tampico segment of the Sierra Madre Oriental fold thrust belt: evidence from an exhumed oil field in the sierra del Abra. Exxon Exploration Company, 1996.

ZHENG, Z., MCLENNAN, J. and JONES, A. (1993). Pore Volume Compressibilities under Different Stress Conditions. SCA Conference. American Rock Mechanics Association, The 34th U.S. Symposium on Rock Mechanics (USRMS), 28-30 June, Madison, Wisconsin, ARMA-93-0577.

ZIMMERMAN, R.W. (1991), Compressibility of sandstones. Development in Petroleum Science, Vol. 29. Elsevier Science Publishers B.V. Amsterdam, Holanda, 1991.

ZOBACK, M.D. (2007), Reservoir Geomechanics, Department of Geophysics, Stanford University. Cambridge University Press. The Edinburgh Building, Cambridge CB2 8RU, UK.