

**ESTUDIO DE ESFUERZOS IN-SITU EN FORMACIONES COLOMBIANAS
USANDO DATOS DE REGISTRO SONICO**

JHON JAIRO CASTRILLON BELLO

YORGUIN DANIEL PEÑA LUGO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2008

**ESTUDIO DE ESFUERZOS IN-SITU EN FORMACIONES COLOMBIANAS
USANDO DATOS DE REGISTRO SONICO**

**JHON JAIRO CASTRILLON BELLO
YORGUIN DANIEL PEÑA LUGO**

**Trabajo de Grado como requisito parcial para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

ING. ZULY CALDERON CARRILLO

Codirector

ING. CARLOS JULIO MONSALVE

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2008

DEDICATORIA

Este trabajo es dedicado a todos nuestros familiares y amigos.

AGRADECIMIENTOS

A mi **Dios** que medió la vida y que siempre esta a mi lado dándome fortaleza, ayudándome siempre en mis problemas.

A mi familia principalmente a mi tía **CULLY**, por brindarme su apoyo, comprensión y cariño incondicional en todo momento. A mi abuela Eulalia por ayudarme económicamente.

A Luz Carime Valera, por darme la idea de este trabajo.

A mis amigos de infancia, La polla, Gustavo, William, entre muchos.

A mis amigos de la universidad, Michael, Rafael, Yurany, el Mono Mauricio, Mauro y el resto de la oficina de metalurgia. A mis amigos de petróleos, **Ricardo García, Jaime Lizarazo, Jhon Serrano, Pilin, Chayis, Roberto, Wilson, Marlon** entre muchos más.

A la Universidad Industrial de Santander, y en especial a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por el acogerme durante toda la carrera.

A los profesores que estuvieron durante mi formación.

A mi compañero de tesis Yorguin, por estar conmigo durante el desarrollo de este proyecto.

A Kelly Karina, por estar y creer en mí durante los seis años de mi carrera.

Y finalmente a mi hija **LIZZETH CAMILA** que la **AMO MUCHO** y que le dedico todos mis triunfos.

Jhon Jairo Castellón Bello

AGRADECIMIENTOS

Primero a Dios, por darme la vida llenándola de oportunidades y bendiciones; a Nuestra Señora del Rosario de Chiquinquirá por interceder para que las oportunidades que a diario me brinda la vida, se desarrollen de la mejor manera.

A mis padres Eduardo y Carmen, por brindarme su apoyo, comprensión y cariño incondicional en todo momento. A mis hermanos Idinael, Maribel, Miryam, Wilman y Johanna porque han estado ahí cuando los he necesitado y se que siempre será igual. A mis cuñados, sobrinos y demás familiares que a pesar de la distancia siempre están presentes.

A mis amigos de cada momento, Fernando, Yarmarleny, Juan David, Sandra, Derly y Sammy por todos los momentos compartidos, la confianza y lealtad que a través de los años me han brindado.

A mis amigos de la universidad, Gustavo, Carlos Jerez, Jorge Torres, Jonatan, Oscar, Pedro, Christian, Maoly, Marlhin y Jinna por los momentos compartidos durante la lucha por nuestro sueño, ser **“Ingenieros de Petróleos”**.

A la Universidad Industrial de Santander, y en especial a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por el acogerme durante toda la carrera. A los docentes y a nuestra directora de proyecto Ing. Zuly Calderón por el apoyo brindado.

Y finalmente a mi compañero de tesis Jhon Jairo, por la confianza brindada durante el desarrollo de este proyecto.

Yerguin Daniel Peña Lugo

TABLA DE CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCION

1. CONCEPTOS BASICOS DE LA MECANICA DE ROCA.....	19
1.1 DEFINICION DE LA GEOMECANICA.....	19
1.2 ESFUERZO (STRESS).....	19
1.2.1 Esfuerzos Principales.....	20
1.3 DEFORMACION (STRAIN).....	23
1.4 RESISTENCIA DE LA ROCA (STRENGTH).....	24
1.5 PROPIEDADES ELASTICAS DE LA ROCA.....	25
1.5.1 Teoría de la Elasticidad Lineal.....	25
1.5.2 Teoría de la Elasticidad no Lineal.....	26
1.5.3 Módulos Elásticos.....	26
1.6 PRUEBAS DE LABORATORIO PARA DETERMINAR LAS PROPIEDADES MECANICAS DE LAS ROCAS.....	30
1.6.1 Generalidades.....	30
1.6.2 Ensayo de Resistencia Mecánica.....	31
1.6.3 Ensayo para el coeficiente de Biot.....	33
1.6.4 Ensayo dureza de fractura.....	34
1.6.5 Ensayos de compresibilidad.....	36
1.7 POROELASTICIDAD.....	37
1.7.1 Teoría Poroelasticidad de Biot.....	37
1.7.2 Constante Poroelasticidad de Biot.....	38
1.7.3 Presión de Poro.....	38
1.7.4 Esfuerzo Efectivo.....	43
1.7.5 Tensor de Esfuerzo Efectivo.....	44
1.8 ESFUERZOS IN-SITU.....	44
1.8.1 Esfuerzo Vertical.....	45
1.8.2 Esfuerzos Horizontales.....	46
1.8.3 Sistema de Clasificación de Fallas de Anderson.....	49
1.9 CRITERIOS DE FALLA.....	49
1.9.1 Círculo de esfuerzos de Mohr.....	49
1.9.2 Criterio de Mohr – Coulomb.....	51
2. REGISTROS DE POZOS.....	54

2.1	PERFIL SONICO.....	54
2.1.1	Principio Físico.....	54
2.1.2	Descripción de la Herramienta.....	56
2.1.3	Presentación Del Perfil.....	58
2.1.4	Características de Investigación de la Curva Δt	59
2.1.5	Velocidad el Sónico en Algunas Formaciones.....	60
2.1.6	Interpretación.....	60
2.1.7	Presiones Anormales de Formación.....	65
2.2	PERFIL DE RAYOS GAMMA.....	66
2.2.1	Detectores de Rayos Gamma.....	67
2.2.2	Presentación del Perfil de Rayos Gamma.....	69
2.2.3	Efecto de la Densidad de Formación.....	69
2.2.4	Usos del Perfil de Rayos Gamma.....	69
2.3	PERFILES CONVENCINALES DE RESISTIVIDAD.....	71
2.3.1	Introducción.....	71
2.3.2	Principio de Medida.....	71
2.3.3	Dispositivo Lateral.....	72
2.3.4	Dispositivo Normal.....	75
2.3.5	Radio de Investigación.....	76
2.3.6	Equipo.....	77
2.3.7	Correcciones.....	78
2.4	PERFIL DE DENSIDAD DE LA FORMACION.....	79
2.4.1	Herramienta de Densidad.....	79
2.4.2	Presentación de Perfil de Densidad.....	81
2.5	PERFILES NEUTRONICOS.....	81
2.5.1.	Descripción de la Herramienta.....	81
2.5.2.	Presentación del Perfil Neutrónico.....	83
3.	TECNICAS PARA DETERMINAR LOS ESFUERZOS IN-SITU.....	84
3.1	TECNICAS DE CAMPO.....	84
3.1.1	Técnica de Microfracturamiento Hidráulico.....	84
3.1.2	Técnica de Breakout.....	87
3.1.3	Técnica de Diagramas de Esfuerzo de Campo.....	89
3.1.4	Técnica de la Prueba Leak-Off (LOT).....	92
3.1.5	Técnica de la Prueba Extendida de Leak-Off (ELOT).....	95
3.2	TECNICAS DE LABORATORIO.....	98
3.2.1	Método ASR (Anelastic Strain Recovery).....	98
3.2.2	Método DSCA (Differential Strain Curve Analysis).....	104

3.2.3 Método VELAN - The Acoustic Velocity Anisotropy.....	112
3.2.4 Método de Tomografía Acústica.....	113
4. METODOLOGIAS PARA DETERMINAR LOS ESFUERZOS IN-SITU.....	118
4.1 ENVOLVENTE DE LA FALLA DE MOHR NORMALIZADA PARA DIFERENTES LITOLOGIAS.....	118
4.2 MODELO DE LA ENVOLVENTE DE FALLA NORMALIZADA COMO UNA FUNCION DEL TAMAÑO PROMEDIA DE GRANO DE LA ROCA.....	120
4.3 EVALUACION DE LOS ESFUERZOS USANDO REGISTROS SONICOS.....	121
4.4 EVALUACION DEL ESFUERZO IN-SITU EN LABORATORIO DE ROCAS SEDIMENTARIAS EN DIFERENTES PROFUNDIDADES.....	122
5. GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO.....	125
5.1 LOCALIZACION DEL CAMPO.....	125
5.2 RESEÑA HISTORICA.....	126
5.3 ESTRATIGRAFIA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	127
5.4 ESTRUCTURA DEL CAMPO COLORADO.....	129
5.5 UNIDADES PERFORADAS.....	130
6. METODOLOGIA PARA DETERMINAR LOS ESFUERZOS IN-SITU APARTIR DE DATOS DE REGISTRO SONICO.....	132
6.1 DETERMINACION DEL ESFUERZO VERTICAL.....	133
6.1.1 Evaluación de la Densidad de Bulk.....	133
6.1.2 Determinación de la densidad de Bulk usando la porosidad sónica.....	135
6.1.3 Evaluación del Esfuerzo Vertical.....	136
6.2 DETERMINACION DEL ESFUERZO HORIZONTAL MININO.....	137
6.2.1 Calculo del Coeficiente Estático de la Tierra.....	137
6.2.2 Calculo de la Presión de Poro.....	138
6.2.3 Evaluación del Esfuerzo Horizontal Minino.....	140
6.3 CALCULO DEL ESFUERZO HORIZONTAL MAXIMO.....	140
6.4 EVALUACION DE LOS PARAMETROS ELASTICOS.....	140
6.5 ESQUEMA DE LA METODOLOGIA.....	141
7. METODOLOGIA APLICADA AL CAMPO COLORADO.....	147
7.1 ANALISIS DE RESULTADOS DEL POZO COL 38.....	148
7.1.1 Calculo de Esfuerzo Vertical.....	148
7.1.2 Calculo del Esfuerzo Minimo Horizontal.....	151
7.1.3 Calculo del Esfuerzo Máximo Horizontal.....	155
7.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL POZO COL. 70.....	156

7.2.1	Calculo de Esfuerzo Vertical.....	156
7.2.2	Calculo del Esfuerzo Minimo horizontal.....	158
7.2.3	Calculo del Esfuerzo Máximo Horizontal.....	161
7.3	ANALISIS DE RESULTADOS DEL POZO COL 72.....	163
7.3.1	Calculo de Esfuerzo Vertical.....	163
7.3.2	Calculo del Esfuerzo Minimo Horizontal.....	164
7.3.3	Calculo del Esfuerzo Máximo Horizontal.....	167
7.4	ANALISIS DE RESULTADOS DEL POZO COL 75.....	169
7.4.1	Calculo de Esfuerzo Vertical.....	169
7.4.2	Calculo del Esfuerzo Minimo Horizontal.....	171
7.4.3	Calculo del Esfuerzo Máximo Horizontal.....	174
7.5	DISCUSION DE RESULTADOS.....	176
	CONCLUSIONES.....	181
	RECOMENDACIONES.....	182
	NOMENCLATURA.....	183
	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	188

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1. Componentes de un esfuerzo.	20
Figura 1.2. Esfuerzos Principales en dos Dimensiones.	21
Figura 1.3. Deformación de Cizalladura (γ).	24
Figura 1.4. Equipo de compresión triaxial.	32
Figura 1.5. Clasificación de Presión de Poro.	39
Figura 1.6. Criterio de Mohr - Coulomb.	50
Figura 2.1. Herramienta del Perfil Sónico.	57
Figura 2.3. Presentación del Perfil Sónico.	59
Figura 2.4. Esquema Dispositivo Lateral.	73
Figura 2.4. Esquema Dispositivo Normal.	75
Figura 2.5. Herramienta de Densidad Compensada.	80
Figura 3.1. Grafica de la prueba estándar LOT, presión vs volumen.	93
Figura 3.2. Grafica ideal de una prueba de presión.	96
Figura 3.3. Medidas de las orientaciones de las deformaciones en el ASR.	99
Figura 3.4. Equipo ASR.	102
Figura 3.5. Grafica de deformación del núcleo vs. tiempo.	103
Figura 3.6. Curva de esfuerzo-deformación de la prueba de laboratorio DSA.	105
Figura 3.7. Posición de los medidores en la muestra.	111
Figura 3.8. (a) Esfuerzos In-Situ antes de la extracción del núcleo. (b) Microfracturas internas después de la extracción del núcleo.	112
Figura 3.9. Equipo de medición de VELAN.	113
Figura 3.10. Trazado de rayos en color azul y esquema de discretización en color negro usado para la simulación la tomografía ultrasónica.	115
Figura 3.11. Visión general del equipo de Tomografía Ultrasónica.	116
Figura 5.1. Localización Campo Colorado.	126
Figura 5.2. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	128
Figura 5.3. Mapa Estructural al tope de la Formación Mugrosa (Zona B).	130
Figura 6.1. Línea Normal en la Pista del Registro Sónico.	139
Figura 7.1. Grafica Registro Sónico vs. Registro Resistivo.	149
Figura 7.2. Grafica Registro Sónico Sintético Col 38.	150
Figura 7.3. Grafica Porosidad Col 38.	150
Figura 7.4. Grafica Densidad de Bulk Col 38.	150
Figura 7.5. Grafica Esfuerzo Vertical Col 38.	150
Figura 7.6. Grafica Gradiente de Esfuerzo Vertical Col 38.	151
Figura 7.7. Grafica Línea de Tiempo Normal Col 38.	151
Figura 7.8. Grafica Gradiente de Presión de Poro Col 38.	152
Figura 7.9. Grafica Presión de Poro Col 38.	152

Figura 7.10.	Grafica Velocidad de Onda S Col 38.	153
Figura 7.11.	Grafica Relacion de Poisson Col 38.	153
Figura 7.12.	Grafica Coeficiente Estatico de la Tierra Col 38.	154
Figura 7.13.	Grafica Esfuerzo Horizontal Minino Col 38.	154
Figura 7.14.	Grafica Gradiente Esfuerzo Minimo Horizontal Col 38.	154
Figura 7.15.	Grafica Esfuerzo Máximo Horizontal Col 38.	154
Figura 7.16.	Grafica Gradiente de Esfuerzo Máximo Horizontal Col 38.	155
Figura 7.17.	Grafica Módulo de Corte Col 38.	155
Figura 7.18.	Grafica Módulo de Bulk Col 38.	156
Figura 7.19.	Grafica Módulo de Young Col 38.	156
Figura 7.20	Grafica Registro Sónico Corregido Col 70.	157
Figura 7.21.	Grafica Porosidad Corregida Col 70.	157
Figura 7.22.	Grafica Densidad de Bulk Col 70.	157
Figura 7.23.	Grafica Esfuerzo Vertical Col 70.	157
Figura 7.24.	Grafica Gradiente de Esfuerzo vertical Col 70.	158
Figura 7.25.	Grafica Línea de Tiempo Normal Col 70.	158
Figura 7.26.	Grafica Gradiente de Presión de Poro Col 70.	159
Figura 7.27.	Grafica Presión de Poro Col 70.	159
Figura 7.28.	Grafica Velocidad de Onda S Col 70.	160
Figura 7.29.	Grafica Relacion de Poisson Col 70.	160
Figura 7.30.	Grafica Coeficiente Estatico de la Tierra Col 70.	160
Figura 7.31.	Grafica Esfuerzo Horizontal Minino Col 70.	160
Figura 7.32.	Grafica Gradiente Esfuerzo Minimo Horizontal Col 70.	161
Figura 7.33.	Grafica Esfuerzo Máximo Horizontal Col 70.	161
Figura 7.34.	Grafica Gradiente de Esfuerzo Máximo Horizontal Col 70.	162
Figura 7.35.	Grafica Módulo de Corte Col 70.	162
Figura 7.36.	Grafica Módulo de Bulk Col 70.	162
Figura 7.37.	Grafica Módulo de Young Col 70.	162
Figura 7.38.	Grafica Registro Sónico Corregido Col 72.	163
Figura 7.39.	Grafica Porosidad Corregida Col 72.	163
Figura 7.40.	Grafica Densidad de Bulk Col 72.	164
Figura 7.41.	Grafica Esfuerzo Vertical Col 72.	164
Figura 7.42.	Grafica Gradiente de Esfuerzo vertical Col 72.	165
Figura 7.43.	Grafica Línea de Tiempo Normal Col 72.	165
Figura 7.44.	Grafica Gradiente de Presión de Poro Col 72.	165
Figura 7.45.	Grafica Presión de Poro Col 72.	165
Figura 7.46.	Grafica Velocidad de Onda S Col 72.	166
Figura 7.47.	Grafica Relacion de Poisson Col 72.	166
Figura 7.48.	Grafica Coeficiente Estatico de la Tierra Col 72.	167
Figura 7.49.	Grafica Esfuerzo Horizontal Minino Col 72.	167
Figura 7.50.	Grafica Gradiente Esfuerzo Minimo Horizontal Col 72.	168
Figura 7.51.	Grafica Esfuerzo Máximo Horizontal Col 72.	168
Figura 7.52.	Grafica Gradiente de Esfuerzo Máximo Horizontal Col 72.	168

Figura 7.53.	Grafica Módulo de Corte Col 72.	168
Figura 7.54.	Grafica Módulo de Bulk Col 72.	169
Figura 7.55.	Grafica Módulo de Young Col 72.	169
Figura 7.56.	Grafica Registro Sónico Corregido Col 75.	170
Figura 7.57.	Grafica Porosidad Corregida Col 75.	170
Figura 7.58.	Grafica Densidad de Bulk Col 75.	170
Figura 7.59.	Grafica Esfuerzo Vertical Col 75.	170
Figura 7.60.	Grafica Gradiente de Esfuerzo vertical Col 75.	171
Figura 7.61.	Grafica Línea de Tiempo Normal Col 75.	171
Figura 7.62.	Grafica Gradiente de Presión de Poro Col 75.	172
Figura 7.63.	Grafica Presión de Poro Col 75.	172
Figura 7.64.	Grafica Velocidad de Onda S Col 75.	173
Figura 7.65.	Grafica Relacion de Poisson Col 75.	173
Figura 7.66.	Grafica Coeficiente Estatico de la Tierra Col 75.	173
Figura 7.67.	Grafica Esfuerzo Horizontal Minino Col 75.	173
Figura 7.68.	Grafica Gradiente Esfuerzo Minimo Horizontal Col 75.	174
Figura 7.69.	Grafica Esfuerzo Máximo Horizontal Col 75.	174
Figura 7.70.	Grafica Gradiente de Esfuerzo Máximo Horizontal Col 75.	175
Figura 7.71.	Grafica Módulo de Corte Col 75.	175
Figura 7.72.	Grafica Módulo de Bulk Col 75.	175
Figura 7.73.	Grafica Módulo de Young Col 75.	175

LISTA DE TABLAS

	Pág.	
Tabla 1.1.	Relación entre los diferentes módulos elásticos.	29
Tabla 2.1.	Velocidad del Sónico y Tiempo de Transito para las Rocas más Comunes.	60
Tabla 6.1.	Valores de Densidad de Rocas más comunes.	136
Tabla 7.1	Datos Obtenidos del Pozo Col 38.	177
Tabla 7.2.	Datos Obtenidos del Pozo Col 70.	178
Tabla 7.3.	Datos Obtenidos del Pozo Col 72.	179
Tabla 7.4.	Datos Obtenidos del Pozo Col 75.	180

TITULO: ESTUDIO DE ESFUERZOS IN-SITU EN FORMACIONES COLOMBIANAS USANDO DATOS DE REGISTRO SONICO*

AUTORES: JHON JAIRO CASTRILLÓN BELLO
YORGUIN DANIEL PEÑA LUGO**

PALABRAS CLAVES: Esfuerzo, Módulo de Bulk, Módulo de Young, Módulo de Poisson, Módulo de Corte, Registro Sónico, Tiempo de Transito, Distribución de Esfuerzos.

RESUMEN

Durante la perforación de un pozo se remueve roca frecuentemente, lo que causa una perturbación en el estado inicial de los esfuerzos in situ, produciendo una redistribución de esfuerzos cerca o en la cara del pozo; lo cual puede conllevar a problemas de estabilidad de pozo como lo es el fracturamiento, colapso y/o cierre de pozo, si la redistribución excede la resistencia tensil o compresiva de la roca.

Cuando la selección de las condiciones de perforación no son las adecuadas, tales como la densidad del lodo, ángulo de ataque, rata de penetración, trayectoria de perforación, entre otros; ocurren problemas de inestabilidad mecánica de la formación, lo que ocasiona pérdida de dinero y tiempo a nivel mundial.

Con el desarrollo de este estudio que se basa en una evaluación de los Esfuerzos in-situ, se propone una metodología que nos permita la determinación del Gradiente de Fractura de las formaciones rocosas y de algunos parámetros elásticos, mediante el uso de datos de Registro Sónico; y en este proyecto se validara la metodología con datos del Campo Escuela Colorado.

Cuando hacemos una interpretación de registros, uno de los primeros pasos es la determinación de la litología de la formación; puesto que al interpretar un Perfil Sónico hay que tener en cuenta que su medición además de depender de la porosidad, dependerá de dicha litología como de los fluidos que contiene la roca y en ocasiones de la geometría de la estructura porosa.

* Proyecto de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Zuly Calderón Carrillo.
Codirector Carlos Júlio Monsalve.

TITLE: ESTUDY OF IN-SITU STRESSES IN COLOMBIAN FORMATIONS USING SONIC LOG DATA*

AUTORES: JHON JAIRO CASTRILLÓN BELLO
YORGUIN DANIEL PEÑA LUGO**

KEYWORDS: Stress, Module of Bulk, Module of Young, Module of Poisson, Module of shear, Sonic Log, Transit Time, Stresses Distribution.

ABSTRACT

During the perforation of a well, rock is frequently removed. This causes an interference in the initial state of the in-situ stresses, producing a redistribution of stresses close or in the wellbore; which can lead to problems of well stability like fracturing, collapse and/or well closing if the redistribution exceeds the tensile resistance or compressive of the rock.

When the selection of the perforation conditions is not the appropriate one, such as the mud density, attack angle, penetration rate, perforation trajectory, among others; formation mechanical instability problems may happen causing loss of money and time at world level.

With the development of this study based on an evaluation of the in-situ stresses, a methodology is proposed allowing us to determine the Gradient of Fracture of the formations and of some elastic parameters by means of the use of Sonic Log data; and in this project the methodology was validated with data of the Colorado Escuela Field.

When we make an interpretation of Logs, one of the first steps is the determination of the formation lithology; because when interpreting a Sonic Profile, it is necessary to keep in mind that its mensuration besides depending on the porosity, will depend on this lithology like of the fluids that rock contains and in occasions of the geometry of the porous structure.

* Graduation of Project.

** Faculty of Physic-Chemical Engineering, Petroleum Engineering School. Director Zuly Calderón Carrillo. Codirector Carlos Julio Monsalve.

INTRODUCCION

En el subsuelo encontramos formaciones rocosas que están siendo sometidas bajo la acción de esfuerzos compresivos, tensiles o una combinación de ellos. Estos esfuerzos se denominan esfuerzos in-situ y generalmente pueden ser descompuestos en tres componentes que son: esfuerzo vertical, esfuerzo horizontal máximo y esfuerzo horizontal mínimo.

La Geomecánica es una de las herramientas que juega un papel muy importante en diversas áreas de la industria del Petróleo, particularmente en la Estabilidad de Pozo, Fracturamiento Hidráulico, Compactación y Subsistencia. En dichas áreas, los esfuerzos in-situ, las deformaciones de roca y el flujo de fluidos son parámetros claves en el análisis del peso de lodo y fallamiento en pozos, un buen estudio de estos nos lleva a evitar pérdida de tiempo en las operaciones de perforación, perdidas de dinero y en muchos casos, la pérdida del pozo.

Cuando se realizan operaciones de perforación o producción, estas causan distorsiones en el estado de los esfuerzos in-situ en la cara del pozo causando problemas de inestabilidad del pozo, la cual es función primaria de cómo la roca reacciona a la concentración de esfuerzos inducidos alrededor del pozo durante la perforación. Así, un pozo permanecerá estable si la roca tiene la capacidad de soportar los esfuerzos inducidos, pero si la redistribución de esfuerzos excede la resistencia de la formación rocosa, puede ocurrir fallamiento. Generalmente, un pozo falla si se excede la resistencia a la tensión de la formación o si se excede la resistencia a la compresión. Los problemas de inestabilidad de pozo no sólo se presentan en pozos horizontales y/o altamente inclinados sino también en pozos verticales.

Este proyecto propone una metodología que permite evaluar los Esfuerzos In-situ así como la determinación del Gradiente de Fractura de la roca y algunos parámetros elásticos (Módulo de Young, Módulo de Poisson, Módulo de Corte y Módulo Volumétrico) en una formación. Dicha metodología es validada con datos de Registro Sónico del Campo Colorado.

Los registros eléctricos de pozo son las herramientas más importantes para la evaluación de formaciones (podemos caracterizar, calcular e identificar las reservas) y en la definición puntual de las zonas productoras de hidrocarburos. Siempre que se lleve a cabo una interpretación de los perfiles eléctricos, el ingeniero debe asegurarse primero que los registros sean de buena calidad, es así, que inicialmente se aconseja hacer un amarre a profundidad de los diferentes registros para saber que tan desfasados están unos de otros tomando como punto de partida los registros de resistividad, pues generalmente estos son los que presentan mayor calidad en la lectura.

La calidad del Registro Sónico en el Campo Colorado se analizó tomando como punto de partida el registro CALIPER, y con este se corrigió por diámetro de hueco (DCAL).

1. CONCEPTOS BASICOS DE LA MECANICA DE ROCA

1.1 DEFINICION DE LA GEOMECANICA³¹

La geomecánica se define como la ciencia teórica y aplicada que estudia el comportamiento mecánico de las rocas influenciado por campos de esfuerzos en sus ambientes físicos.

En la industria del petróleo, los geomecánicos se ocupan de las deformaciones y fallas de las rocas sedimentarias durante el ciclo de perforación y producción de hidrocarburos. Por ejemplo, la inestabilidad del hueco, la generación de fracturas inducidas como el fracturamiento hidráulico, la producción de arena y el hundimiento de la superficie. Lo cual es una aplicación directa en el desarrollo de la metodología planteada en este trabajo.

1.2 ESFUERZO (STRESS)³²

El esfuerzo (σ) es definido como una fuerza que actúa sobre un área, Figura 1.1. En geomecánica, por convención, los esfuerzos compresivos son tomados positivos debido a que las fuerzas que prevalecen en la naturaleza son usualmente de esa forma y se expresa de esta manera:

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad (1.1)$$

Hay dos tipos de esfuerzos que pueden actuar a través de una superficie y la magnitud de cada uno depende de la orientación de la superficie.

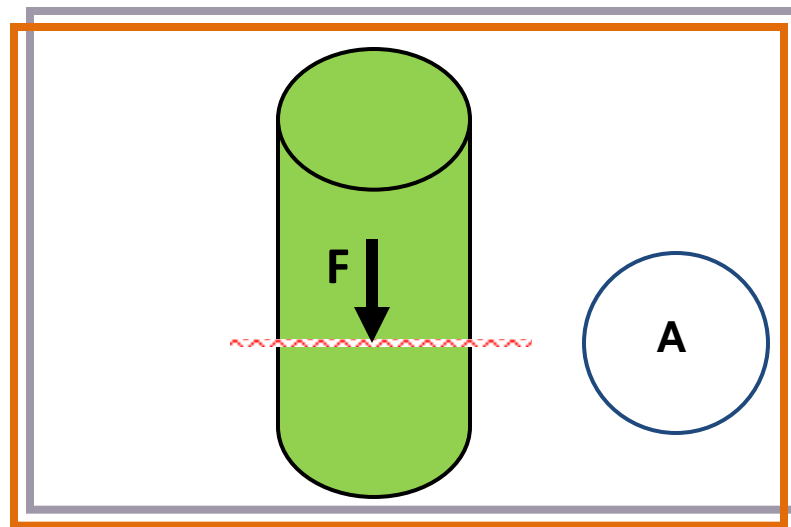


Figura 1.1. Componentes de un esfuerzo. Tomada de Fjaer, Petroleum Related Rock Mechanics.1996.

Esfuerzo Normal: Los esfuerzos con dirección normal a la sección, se denotan como σ_N (sigma) y representa un esfuerzo de tracción o tensión cuando apunta hacia afuera de la sección, tratando de estirar al elemento analizado. Por otro lado, representa un esfuerzo de compresión cuando apunta hacia la sección, tratando de aplastar al elemento analizado.

Los esfuerzos normales tienden a cambiar el volumen del material (por ejemplo la presión hidrostática), y son soportados por el módulo de bulk el cual a su vez depende del módulo de Young y la relación de Poisson.

Esfuerzo de Corte: Ocurren cuando las fuerzas externas están en paralelo y en dirección opuesta, pero en diferentes planos. Su aplicación tiende a desplazar algunas partes del material con respecto a otras.

1.2.1 Esfuerzos Principales

Se define como los esfuerzos que al orientarse de tal forma en las direcciones normales a la superficie sus esfuerzos de corte son cero.

En la mayoría de los problemas de interés de geomecánica se analizan los esfuerzos principales en dos dimensiones y se muestra en la Figura 1.2.

La siguiente ecuación se plantea para el esfuerzo normal.

$$\sigma_N = \sigma_x \cos^2 \theta + \sigma_y \sin^2 \theta + 2\tau_{xy} \sin \theta \cos \theta \quad (1.2)$$

Y para el esfuerzo cortante es la siguiente:

$$\tau_s = \frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_y) \sin 2\theta - \tau_{yx} \cos 2\theta \quad (1.3)$$

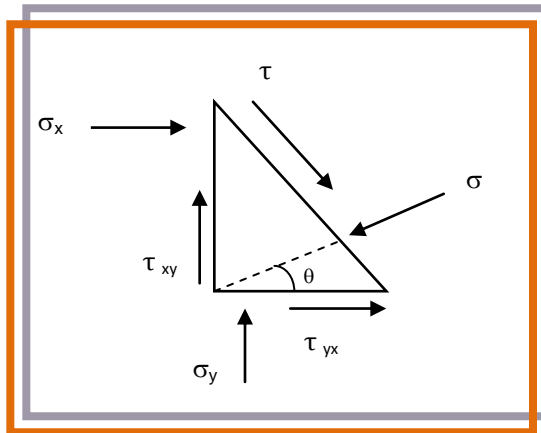


Figura 1.2. Esfuerzos Principales en dos Dimensiones. Tomada de Fjaer, Petroleum Related Rock Mechanics. 1996.

Donde hay un valor dado para θ en el cual los esfuerzos de corte se desprecian o haciendo $\tau_s = 0$ en las ecuaciones 1.2 y 1.3, y reordenando se tiene la siguiente expresión:

$$\tan 2\theta = \frac{2\tau_{yx}}{\sigma_x - \sigma_y} \quad (1.4)$$

La ecuación 1.4 tiene dos soluciones, para θ_1 y θ_3 .

$$\text{Sen } 2\theta = \pm \frac{2\tau_{XY}}{\sqrt{4\tau_{XY}^2 + (\sigma_X - \sigma_Y)^2}} \quad (1.5)$$

$$\text{Cos } 2\theta = \pm \frac{(\sigma_X - \sigma_Y)}{\sqrt{4\tau_{XY}^2 + (\sigma_X - \sigma_Y)^2}} \quad (1.6)$$

Las ecuaciones 1.5 y 1.6, son dichas soluciones, las ecuaciones positivas son para θ_1 y las negativas para θ_3 . Los valores de θ_1 y θ_3 son las direcciones, o los ejes de los esfuerzos principales. El componente del σ_N en estas direcciones particularmente es máximo o mínimo, de tal forma que los dos esfuerzos principales serán denotado como σ_1 y σ_3 :

$$\sigma_1 = \frac{1}{2}(\sigma_X + \sigma_Y) + \sqrt{\tau_{YX}^2 + (\sigma_X - \sigma_Y)^2} \quad (1.7)$$

En la dirección θ_1 , el cual se identifica un eje principal, el esfuerzo normal es σ_1 y el esfuerzo de corte es cero.

$$\sigma_3 = \frac{1}{2}(\sigma_X + \sigma_Y) - \sqrt{\tau_{YX}^2 + (\sigma_X - \sigma_Y)^2} \quad (1.8)$$

En la dirección θ_3 , el cual se identifica otro eje principal, el esfuerzo normal es σ_3 y el esfuerzo de corte es cero. Los ejes principales son ortogonales.

Los correspondientes esfuerzos normales σ_1 y σ_3 son llamados esfuerzos principales, donde σ_1 es el esfuerzo máximo y σ_3 es el esfuerzo mínimo y se reemplazan los ángulos θ_1 y θ_3 en la ecuación 1.2 y 1.3.

$$\sigma_N = \sigma_1 \text{Cos}^2\theta + \sigma_3 \text{Sen}^2\theta \quad (1.9)$$

Donde σ_N también se puede expresar de la siguiente manera:

$$\sigma_N = \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} + \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \cos 2\theta \quad (1.10)$$

$$\tau_s = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \sin 2\theta \quad (1.11)$$

Las ecuaciones son los esfuerzos normales y de corte expresados en términos de los esfuerzos principales donde $\tau_{yx} = 0$.

1.3 DEFORMACION (STRAIN)²⁸

Se define como el cambio de forma (reacción) de un cuerpo al ser sometido a un campo de esfuerzos.

- **Deformación Longitudinal (Elongación):** Se define como el límite de la elongación cuando la longitud L tiende a cero.

$$\varepsilon = \lim_{l \rightarrow 0} \frac{\Delta l}{l} \quad (1.12)$$

- La deformación es (+) cuando es el resultado de una fuerza compresiva. (La deformación es (+) cuando la longitud disminuye.)
- La deformación es (-) cuando es el resultado de una fuerza de tensión. (La deformación es (-) cuando la longitud aumenta.)

- **Deformación de Cizalladura (Cambio Angular):** Es expresada por el cambio (Ψ) del ángulo entre dos direcciones inicialmente ortogonales como se muestra en la Figura 1.3.

$$\gamma = \frac{1}{2} \tan \Psi \quad (1.13)$$

- La cizalladura es (+) cuando es el resultado de una fuerza compresiva. (La cizalladura es (+) cuando el ángulo ψ aumenta.)
- La cizalladura es (-) cuando es el resultado de una fuerza de tensión. (La cizalladura es (-) cuando el ángulo ψ disminuye.)

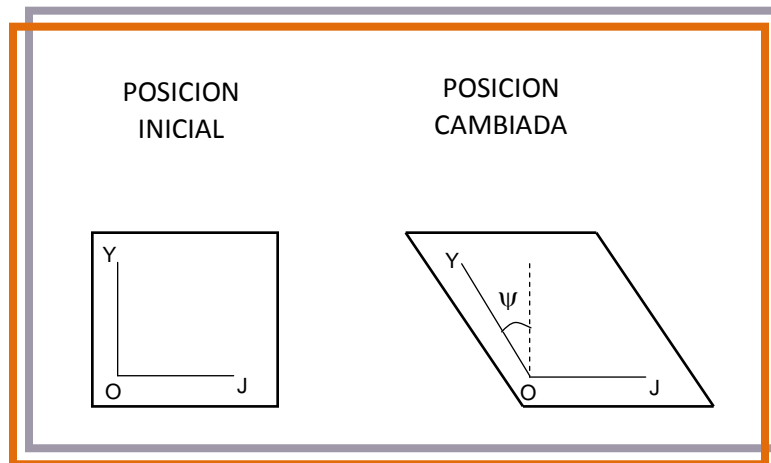


Figura 1.3. Deformación de Cizalladura (γ). Tomada de Fjaer, Petroleum Related Rock Mechanics. 1996.

1.4 RESISTENCIA DE LA ROCA (STRENGTH)⁴⁴

La resistencia es la habilidad de la roca para resistir los esfuerzos y esta dominada por la mineralogía de la roca y el carácter de las partículas en contacto; la resistencia de la roca refleja su historia geológica.

Comúnmente la resistencia de la roca se mide en laboratorio mediante pruebas de compresión uniaxial y triaxial y pruebas de carga puntual.

1.5 PROPIEDADES ELASTICAS DE LA ROCA⁴⁵

1.5.1 Teoría de la elasticidad lineal

Un caso particular de sólido elástico se presenta cuando los esfuerzos y las deformaciones están relacionadas linealmente, mediante la siguiente ecuación:

$$\sigma_{ij} = \sum_{k,l} C_{ijkl} \varepsilon_{kl} \quad (1.14)$$

Cuando eso sucede decimos que tenemos un sólido elástico lineal. La teoría de la elasticidad lineal es el estudio de sólidos elásticos lineales sometidos a pequeñas deformaciones de tal manera que además los desplazamientos y deformaciones sean "lineales" (es decir, que las componentes del campo de desplazamientos sean aproximadamente una combinación lineal de las componentes del tensor deformación del sólido). En general un sólido elástico lineal sometido a grandes desplazamientos no cumplirá esta condición. Por tanto la teoría de la elasticidad lineal sólo es aplicable a:

- Sólidos elásticos lineales, en los que los esfuerzos y deformaciones estén relacionadas linealmente (linealidad del material).
- Deformaciones pequeñas, en ese caso pueden deformarse y los desplazamientos estén relacionados linealmente y se puede usar el tensor de la deformación lineal de Green-LaGrange para representar el estado de deformación de un sólido (linealidad geométrica).

Debido a los pequeños desplazamientos y deformaciones a los que son sometidos los cuerpos, se usan las siguientes simplificaciones y aproximaciones para sistemas estables:

- Los esfuerzos se relacionan con las superficies no deformadas.
- Las condiciones de equilibrio se presentan para el sistema no deformado.
- Para determinar la estabilidad de un sistema hay que presentar las condiciones de equilibrio para el sistema deformado.

1.5.2 Teoría de la elasticidad no lineal

En principio, el abandono del supuesto de pequeñas deformaciones obliga a usar un tensor deformación no-lineal y no-infinitesimal, como en la teoría lineal de la elasticidad donde se usaba el tensor deformación lineal infinitesimal de Green-LaGrange. Eso complica mucho las ecuaciones de compatibilidad. Además matemáticamente el problema se complica, porque las ecuaciones resultantes de la anulación de ese supuesto incluyen fenómenos de no-linealidad geométrica (pandeo, abolladura, snap-through,...).

Si además de eso el sólido bajo estudio no es un sólido elástico lineal nos vemos obligados a substituir las ecuaciones de Lamé-Hooke por otro tipo de ecuaciones constitutivas capaces de dar cuenta de la no-linealidad material.

1.5.3 Módulos Elásticos

La existencia de relaciones lineales entre los esfuerzos aplicados a una roca y las deformaciones resultantes es tratada en la teoría lineal elástica, aunque la mayoría de las rocas no presentan este comportamiento, es posible aproximarlos mediante incrementos infinitesimales del esfuerzo aplicado.

Módulo de Young (E)

Uno de los principales módulos elásticos utilizados es el de Young, el cual mide la rigidez del material, y esta definido como la relación de esfuerzo a deformación bajo un estado de carga uniaxial.

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} = \frac{G(3\lambda + 2G)}{\lambda + G} \quad (1.15)$$

El módulo de Young puede ser calculado de diversas maneras, y las más comunes son:

- **Módulo Tangente de Young (E_T):** es la inclinación de la curva esfuerzo-axial / deformación-axial en algún porcentaje fijo, generalmente **50%** del pico de la resistencia en una prueba de compresión uniaxial.
- **Módulo de Young Promedio (E_P):** es el promedio de inclinación de la porción aproximadamente lineal de la curva esfuerzo-axial / deformación-axial.
- **Módulo de Young Secante (E_S):** inclinación de la línea que une el origen de la curva esfuerzo-axial / deformación-axial al punto en la curva de algún porcentaje fijo de la resistencia pico, generalmente el **50%**.

Módulo de Poisson (ν)

Es la relación de la deformación lateral ocasionada por una carga perpendicular aplicada y es la medida de la expansión lateral relativa a la contracción longitudinal. La relación esta definida de la siguiente manera:

$$\nu = -\frac{\varepsilon_{\text{lateral}}}{\varepsilon_{\text{axial}}} = \frac{\lambda}{2(\lambda+G)} \quad (1.16)$$

Módulo de Corte (G)

Representa la medida de la resistencia de un cuerpo al cambio de forma, y es expresado como:

$$G = \frac{\tau}{\gamma} \quad (1.17)$$

Considere una trayectoria de carga tal que $\sigma_x = -\sigma_y = \sigma$ y σ_z , lo que se conoce como cizalladura pura, luego el Modulo de corte, G esta dado por la siguiente ecuación:

$$G = \frac{E}{2(1 + \nu)} \quad (1.18)$$

Módulo Volumétrico (K)

Este mide la respuesta del material ante un estado de carga hidrostática, lo que quiere decir que los tres esfuerzos normales tienen la misma magnitud, el módulo volumétrico viene dado por la siguiente ecuación:

$$K = \frac{d\sigma}{d\varepsilon} \quad (1.19)$$

- En términos del módulo elástico y la relación de Poisson.

$$K = \frac{E}{3(1 - 2\nu)} \quad (1.20)$$

- El también módulo de Bulk (volumétrico) es el recíproco de la compresibilidad de la matriz de la roca.

ESTUDIO DE ESFUERZOS IN-SITU EN FORMACIONES COLOMBIANAS
USANDO DATOS DE REGISTRO SONICO

Específicamente en la teoría elástica lineal, con solo conocer dos de los módulos elásticos de la roca ya se pueden calcular los demás, la relación entre los diferentes módulos elásticos esta dada en la Tabla 1.1.

	E, v	G, v	K, v
E	—	$2G(1 + v)$	$3K(1 - 2v)$
G	$\frac{E}{2(1 + v)}$	—	$K \frac{3(1 - 2v)}{2(1 + v)}$
K	$\frac{E}{3(1 - 2v)}$	$G \frac{2(1 + v)}{3(1 - 2v)}$	—
λ	$\frac{Ev}{(1 + v)(1 - 2v)}$	$\frac{2Gv}{1 - 2v}$	$\frac{3Kv}{1 + v}$
v	—	—	—
	λ, v	E, G	E, K
E	$\lambda \frac{(1 + v)(1 - 2v)}{v}$	—	—
G	$\lambda \frac{1 - 2v}{2v}$	—	$\frac{3KE}{9K - E}$
K	$\lambda \frac{1 + v}{3v}$	$\frac{GE}{3(3G - E)}$	—
λ	—	$\frac{G(E - 2G)}{3G - E}$	$\frac{3K(3K - E)}{9K - E}$
v	—	$\frac{E}{2G} - 1$	$\frac{1}{2} - \frac{E}{6K}$
	G, K	G, λ	K, λ
E	$\frac{9GK}{G + 3K}$	$\frac{G(3\lambda + 2G)}{\lambda + G}$	$\frac{9K(K - \lambda)}{3K - \lambda}$
G	—	—	$\frac{3}{2}(K - \lambda)$
K	—	$\lambda + \frac{2}{3}G$	—
λ	$K - \frac{2}{3}G$	—	—
v	$\frac{3K - 2G}{2(3K + G)}$	$\frac{\lambda}{2(\lambda + G)}$	$\frac{\lambda}{3K - \lambda}$

Tabla 1.1. Relación entre los diferentes módulos elásticos. Tomada de Fjaer, Petroleum Related Rock Mechanics. 1996.

1.6 PRUEBAS DE LABORATORIO PARA DETERMINAR LAS PROPIEDADES MECANICAS DE LAS ROCAS²⁹

1.6.1 Generalidades

El conocimiento de las propiedades mecánicas de las rocas de formación constituye el primer paso en un análisis geomecánico. Aunque se pueden hacer algunas pruebas de campo para determinar ciertos parámetros geomecánicos, la mayoría de los resultados requieren de la utilización de núcleos y ensayos especializados de laboratorio. Los ensayos geomecánicos de laboratorio requieren de personal, equipos y técnicas especializadas que pocos laboratorios en el mundo pueden ofrecer.

Las formaciones geológicas donde se encuentran los yacimientos están formadas por rocas compuestas por granos minerales y poros llenos de fluidos. Debido a la naturaleza porosa de las rocas, estas reaccionan no solo con los esfuerzos totales, sino también con la presión de los fluidos de los poros. El esfuerzo intergranular conocido como esfuerzo efectivo, es el que controla el comportamiento de los minerales porosos (rocas y suelos) y viene dado por la diferencia entre el esfuerzo total y la presión de poro $\sigma^* = \sigma - \alpha\mu$.

En ingeniería de petróleos, los esfuerzos totales se deben a la profundidad (overburden) y a los esfuerzos tectónicos, mientras que la presión de poro es producto de la presión del fluido en el yacimiento. La resistencia al corte de la formación se puede calcular por medio del criterio de Mohr-Coulomb y es la siguiente ecuación:

$$\tau = c + (\sigma - \mu) \tan \beta \quad (1.21)$$

Donde:

c = Resistencia cohesiva.

σ = Esfuerzo total.

μ = Presión de poro.

α = Constante poroelástica de Biot.

β = Ángulo de fricción interna.

En la Ecuación 1.21, se observa que la resistencia viene dada por un componente constante (cohesión) y un componente ficcional proporcional al esfuerzo efectivo. Esto quiere decir, que la resistencia no es constante, sino que cambiará al cambiar la presión del fluido y los esfuerzos totales. Durante la vida del pozo, los esfuerzos totales y la presión de poro van cambiando y por lo tanto la resistencia de la deformación también esta cambiando continuamente. Para poder utilizar esta ecuación y calcular la resistencia al corte de la formación resulta necesario determinar experimentalmente en el laboratorio los parámetros c , α y β .

Adicionalmente a la resistencia, resulta necesario calcular la deformación que sufre la roca cuando es sometida a los esfuerzos, aun cuando no se haya excedido la resistencia mecánica de la roca y ocurrido la falla. Existen varios tipos de ensayos para calcular estos parámetros de resistencia y tomar medidas que relacionen valores de esfuerzos y deformaciones de la roca.

1.6.2 Ensayo de Resistencia Mecánica

Compresión no confinada

En este ensayo se comprime un cilindro de roca sin confinamiento hasta alcanzar su resistencia máxima. Tradicionalmente se mide la resistencia máxima, modulo de Young y la relación de Poisson. Es muy usado como ensayo para propiedades índices.

Ensayo de compresión triaxial

En este ensayo se comprime un cilindro de roca, bajo una presión de confinamiento constante, hasta llegar a su resistencia máxima. Tradicionalmente se mide para una presión de confinamiento dada: la resistencia máxima, el módulo de Young, la relación de Poisson, el comportamiento de esfuerzo-deformación y la resistencia mecánica. Es utilizado con otros ensayos triaxiales adicionalmente a diferentes presiones de confinamiento para generar la envolvente de falla. Con equipos especializados es posible realizar mediciones acústicas para calcular módulos dinámicos. Este tipo de ensayo se realiza en una celda triaxial Figura 1.4. que permite someter la muestra a diferentes condiciones de presión y temperatura para simular las condiciones de yacimiento.



Figura 1.4. Equipo de compresión triaxial.

Fuente http://icc.ucv.cl/geotecnia/11_nuestro_laboratorio/laboratorio/triaxial/triaxial.htm.

Ensayo de cilindro brasileño

Este ensayo constituye un efectivo y simple método para medir resistencia a la tensión de un material frágil. Un ensayo estándar usa una sección diametral con el radio de la muestra aproximadamente igual a su espesor. Una carga lineal es aplicada a la muestra a través de este diámetro. La distribución del esfuerzo normal a lo largo del diámetro paralelo al eje de carga (eje y) es uniforme y viene dada por la siguiente ecuación:

$$T_o = \frac{2P}{\pi dt} \quad (1.22)$$

Donde:

T_o = Resistencia a la tensión (psi).

P = Es la carga de compresión (en línea) a la falla (lb-f).

d = Diámetro del espécimen (pulgadas).

t = Espesor de la muestra.

1.6.3 Ensayo para el coeficiente de Biot

Este ensayo se realiza en una celda triaxial midiendo el coeficiente de Biot que describe la eficiencia de las presiones al fluido, en contrarrestar los esfuerzos totales aplicados. Este importante parámetro, que oscila entre 0 y 1, sirve para calcular los esfuerzos necesarios para iniciar y propagar la fractura y también para elaborar correlaciones núcleo-perfil. Este ensayo se realiza aumentando la presión de confinamiento y la presión de poro simultáneamente a una tasa constante, hasta que la presión de poro alcance el valor de la presión de yacimiento. Esta primera parte determina la compresibilidad de grano C_s .

Para la segunda parte, la presión de poro se mantiene constante mientras la presión de confinamiento aumenta hasta alcanzar al esfuerzo horizontal. Esta segunda parte del ensayo determina la compresibilidad total C_b del material bajo cargas hidrostáticas. El coeficiente de Biot α puede ser calculado con la siguiente ecuación:

$$\alpha = 1 - \frac{C_s}{C_b} \quad (1.23)$$

1.6.4 Ensayo dureza de fractura

La dureza de fractura también conocido en la literatura como factor de intensidad de esfuerzos, es una propiedad del material que mide la resistencia a la propagación de la fractura. Esta propiedad juega un papel importante en el diseño de fracturas hidráulicas como medio de estimulación o como medio de control de arenas. En este ensayo se comprime un cilindro de roca que contiene un orificio con muescas laterales. Al ser sometidos a compresión, estas muescas van a generar fracturas que crecerán en función de las características de la roca y de la magnitud de los esfuerzos. Este ensayo mide la resistencia a la propagación de la fractura en la roca.

Para la medición de la fractura en roca, solo se utiliza un par de métodos adecuados a la fragilidad de la roca. Los métodos son los ensayos tipo short rod y burst, que son comúnmente usados para medir la resistencia a la fractura en el diseño de fracturamiento hidráulico. El ensayo preferido es el de tipo burst que se puede realizar bajo presiones de confinamiento y sin confinamiento.

Para realizar este ensayo es necesario preparar una muestra de roca como un cilindro hueco de pared gruesa al cual se le abren unas muescas, diametralmente opuestas en el diámetro interno. Este cilindro es presurizado proporcionalmente (internamente y externamente) hasta que ocurra la ruptura.

Una muestra de cuatro pulgadas de diámetro por cuatro pulgadas de longitud es generalmente preparada utilizando el núcleo proporcionado. En el centro un orificio de 0,4 pulgadas de diámetro es concéntricamente perforado a través de la longitud entera del espécimen y luego dos muescas diametralmente opuestas con aproximadamente dos pulgadas de profundidad, son cortadas radialmente en la pared interior. Los extremos de la muestra son rebajadas para que estén paralelos con tolerancias de $\pm 0,001$ pulgadas.

La muestra de ensayo son ubicados entre dos cabezales con una camisa impermeable ubicadas en el interior del agujero del cilindro para prevenir la invasión del fluido presurizado dentro del espacio poroso de la muestra y la extensión de la fractura. Una envoltura externa es usada para sellar la muestra del fluido de confinamiento. El ensayo puede también ser realizado a presiones de confinamiento y la cámara es entonces inundada con el fluido confinante. Finalmente una carga axial aplicada a la muestra.

Para determinar la dureza de la fractura a condiciones de esfuerzos ambientales, la presión interna (P_i) es entonces incrementada hasta que se rompe la muestra. Si las determinaciones son hechas bajo condiciones de esfuerzo de confinamiento, la presión interna (P_i) y la presión externa (P_o) son incrementadas proporcionalmente.

La resistencia a la fracturas es reportada como el factor de intensidad de esfuerzo critico para grietas tipo modo 1, donde ocurre la extensión de la grieta. El factor del esfuerzo esta dado por la siguiente ecuación:

$$K_1 = K_1^{*c}(l, w) * P_i * \sqrt{\pi * a} \quad (1.24)$$

Donde

P_i = Presión interna.

a = Radio interior.

l = Longitud de grieta adimensional.

La existencia de una banda ancha de valores de K_1^{*c} para diferentes longitudes de muescas, permite la evaluación del factor de intensidad de esfuerzo crítico K_1^{*c} , sin necesidad de medir la longitud de la grieta. Los valores de K_1^{*c} están dados por la siguiente ecuación:

$$K_{1c} = K_1^{*c} * P_r * \sqrt{\pi * a} \quad (1.25)$$

Donde:

K_1^{*c} = Mínimo local de $K_1^{*c}(l, w)$.

P_r = Valor de la presión interna al rompimiento.

1.6.5 Ensayos de compresibilidad

Compresibilidad uniaxial

En este ensayo se comprime un cilindro de roca en una celda triaxial y a medida que aumenta la presión axial se aumenta la presión de confinamiento, de manera que la deformación solamente ocurre axialmente. Tradicionalmente se mide el módulo de compresibilidad uniaxial, comportamiento esfuerzo deformación, cambios de permeabilidad por porosidad y las relaciones entre porosidad y el esfuerzo efectivo. Esto simula la compresibilidad de un yacimiento a medida que disminuye la presión de poro.

Compresibilidad uniaxial con agotamiento

Este ensayo se realiza de la misma forma anterior descrita, disminuyendo la presión de poro en una tasa constante hasta que se alcanza la presión de

agotamiento del yacimiento o la presión para proyectos de mantenimiento de presiones.

Compresibilidad RTCM

Los ensayos de compresibilidad por tasa son utilizadas para generar parámetros para los modelos tipo RTCM (Rate Type Compaction Model). El ensayo de compresibilidad RTCM se realiza en la misma forma anteriormente descrita, pero con tasa controladas de deformación en el orden de 10^{-6} y 10^{-7} deformaciones por segundo. Estas tasas son cambiadas a valores establecidos y se obtienen los valores de fluido que vota la muestra.

1.7 POROELASTICIDAD^[3,28]

1.7.1 Teoría poroelástica de Biot²⁸

Se considera un medio isotrópico, poroso y permeable que consiste de dos componentes: parte sólida y fluida; donde el tensor de esfuerzos representa los esfuerzos externos totales en un elemento de volumen adjunto al armazón sólido. El elemento de volumen balancea este esfuerzo parcialmente por los esfuerzos en el armazón sólido y parcialmente por la presión hidrostática en el fluido (presión de poro, P_p). Para un elemento de volumen adjunto al sólido, las deformaciones están dadas como las derivadas de los componentes de \vec{u}_s :

$$\varepsilon_v = \vec{\nabla} * \vec{u}_s \quad (1.26)$$

Y para la deformación volumétrica de la parte fluida sería:

$$\zeta = \phi * \vec{\nabla}(\vec{u}_s - \vec{u}_f) \quad (1.27)$$

(Biot 1962) mostró como las relaciones lineales esfuerzo – deformación para este sistema de dos fases puede ser expresado en términos de los parámetros de deformación ε_v y ζ , que son los elementos del tensor de esfuerzos y la presión de poro:

$$\sigma_x = \lambda \varepsilon_v + 2G \varepsilon_x - C \zeta \quad (1.28)$$

$$\sigma_y = \lambda \varepsilon_v + 2G \varepsilon_y - C \zeta \quad (1.29)$$

1.7.2 Constante Poroelástica de Biot²⁸

Esta constante está dada en términos de C y M los cuales son los módulos elásticos requeridos para describir un medio de dos fases; donde C juega el rol de tener en cuenta la deformación del sólido y del fluido, mientras M caracteriza las propiedades elásticas del fluido de poro.

Además, se puede dar en términos de C_{ma} que es la compresibilidad de la matriz en la roca o módulo total del esqueleto sólido y C_{bc} que es la compresibilidad total de la roca o módulo total del sólido.

Siempre se va a cumplir que $C_{ma} < C_{bc}$, donde teóricamente el límite superior para C_{ma} es: $(1 - \phi) * C_{bc}$ y el límite inferior es "0". Por otro lado α está restringido a la región $1 \geq \alpha > \beta$ y en rocas inconsolidadas o débiles α es cercano a 1.

1.7.3 Presión de Poro³

La presión de poro se define como la presión a la cual se encuentran sometidos los fluidos dentro de los poros de una roca enterrada a cierta profundidad de la superficie y sometida a fuerzas externas e internas. La forma más común de calcular la presión de poro es la siguiente:

$$P_p = 0,052 \rho D + P_o \quad (1.30)$$

La presión de poro la podemos clasificar de la siguiente manera:

- Presión de poro normal o hidrostática
- Presión de poro anormal
- Presión de poro subnormal

Presión de poro normal o hidrostática: Se define como la presión de los fluidos dentro de la roca causada por una columna de fluido (agua) que va desde la superficie hasta la profundidad a la cual está la roca en la formación, se muestra en la figura 1.5.

Presión de poro anormal: La presión de poro anormal o sobrepresión se presenta cuando la presión de poro es mucho mayor que la presión hidrostática y se halla limitada por la presión de sobrecarga, se muestra en la figura 1.5.

Presión de poro subnormal: La presión subnormal o presión negativa anómala la podemos definir como la presión de poro cuando su valor es inferior a la presión hidrostática, se muestra en la figura 1.5.

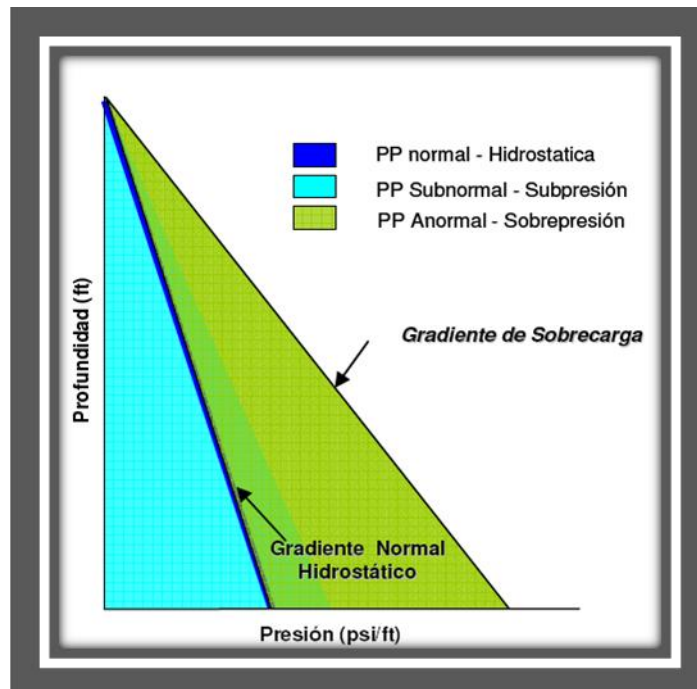


Figura 1.5. Clasificación de Presión de Poro. Tomada de MOUCHET & MITCHELL (1989).

Mecanismos Generadores de Sobrepresión

Esfuerzo mecánico

Este mecanismo es considerado la causa principal de las presiones anormales en la mayoría de los yacimientos de gas y petróleo del mundo entero, donde el peso del overburden favorece la formación de estas presiones anómalas; en este mecanismo generador de sobre presiones tenemos diferentes efectos que contribuyen de forma significativa a la formación de las altas presiones.

Tectonismo

Este mecanismo incide en el aumento de la presión de formación puesto que la influencia tectónica podría conllevar a una acumulación progresiva de estratos y la presión de poro será más alta que el valor normal hidrostático, que acompañado con una rápida depositación se vuelve generador de sobre presión.

Las zonas tectónicas que aumentan la presión de poro son las que actúan en cizalla, tensión y compresión.

Otros mecanismos de generación de presión son los siguientes:

- Esfuerzo térmico: este es un mecanismo que es causado por los siguientes efectos, la formación de gas y de petróleo contribuyen a la formación de sobre presiones puesto que los cambios de keroseno a petróleo y de petróleo a gas ocurren a temperaturas elevadas que sobrepasan los 100°C y pueden llegar hasta los 180°C, el otro efecto es el hidrotermal o expansión volumétrica del agua de formación.
- Esfuerzo químico: este genera presiones de poro anormales; este tipo de esfuerzo se relaciona directamente con el efecto de la diagénesis (Este

efecto se halla relacionado con la generación de agua dentro del espacio poral de la roca).

- Osmosis: esto se presenta cuando se tienen dos soluciones en diferente concentración, las cuales están separadas por algún tipo de membrana semipermeable, por medio de la cual se desplaza la solución de mayor concentración a la de menor concentración generando un flujo osmótico.
- Transferencia dinámica: este es un proceso generador de sobre presiones que actúa bajo profundidades mayores a los 8500 pies.

Estimación de la Presión de Poro

Todos los métodos de estimación de la presión de poro son basados en la premisa que se relaciona directamente con las propiedades de las lutitas asociadas a la compactación, como porosidad, densidad, velocidad sónica y resistividad.

Los métodos Horizontales son los más utilizados para la estimación de la presión de poro. Estos métodos se basan en la ecuación de Terzaghi (1943) que define a la presión de poro como la diferencia entre el esfuerzo vertical o de sobrecarga menos el esfuerzo efectivo, se muestra en la siguiente ecuación:

$$\sigma_v = \sigma_v^* + P_p \quad (1.31)$$

El esfuerzo efectivo se define como la reacción vertical de la matriz al peso de los sedimentos, se muestra en la siguiente ecuación:

$$\sigma^* = \sigma - P_p \quad (1.32)$$

Método de Ben A. Eaton

Éste método es un perfeccionamiento del método de Hottman & Johnson (1965). Eaton se basa en el mismo principio, que cuando valores resistivos o acústicos de shales limpios se leen directamente de registros de pozo y se grafican como función de la profundidad en un papel semilogaritmico, existe una línea de tendencia normal a través de una sección que está normalmente presurizada. Una desviación de los valores del registro de ésta línea de tendencia normal indica una presión de poro anormal. Eaton usa una base de datos muy amplia para desarrollar una serie de ecuaciones, las cuales relacionan directamente la presión de poro con la relación de desviaciones entre los valores del registro observados y los valores obtenidos de la línea de tendencia normal.

La simplicidad de la ecuación de Eaton permitió que éste Método sea usado en la mayoría de las aplicaciones alrededor del mundo y por supuesto en los campos de petróleo colombianos, además que Eaton si tuvo en cuenta el efecto de la variación del gradiente de overburden. La compactación causada por el esfuerzo de overburden se describió clásicamente en el libro de mecánicas de suelos por Terzaghi & Peck en 1948. Ilustrando la matriz y un fluido, ellos simulan la compactación de arcillas que son contenidas en agua.

Formulación de la ecuación de Ben A. Eaton

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \left(\frac{P}{D} \right)_n \right] \left(\frac{R_o}{R_n} \right)^{1.5} \quad (1.33)$$

$\frac{P}{D}$, es el gradiente de presión de poro $\left(\frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right)$.

$\frac{S}{D}$, es el gradiente de presión de sobrecarga $\left(\frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right)$.

$\left(\frac{p}{D}\right)_n$, es el gradiente normal de presión de poro $\left(\frac{\text{psi}}{\text{pie}}\right)$.

$\left(\frac{R_o}{R_n}\right)^{1.5}$, es un parámetro de ajuste que en este caso está expresado en función de datos de registros resistivos, pero este parámetro tiene otras formas dependiendo del tipo de registro que se use en la ecuación, así:

$\left[\frac{C_N}{C_o}\right]^{1.2}$, para registros de conductividad.

$\left[\frac{T_N}{T_o}\right]^{3.0}$, para registros Acústicos o Sónicos.

1.7.4 Esfuerzo efectivo²⁸

Se considera de nuevo la prueba ilustrada para introducir el concepto del coeficiente de Skempton. Una muestra de roca bajo condiciones de esfuerzos pero no se permite el drenaje del fluido.

La muestra, incluyendo su espacio poroso sufre una compactación a causa de la compresión ejercida por la presión de confinamiento, lo cual traerá consigo un incremento de la presión del fluido que ocupa los poros.

Terzaghi (1923) bajo estas condiciones introduce el concepto de esfuerzo efectivo para mecánica de suelos a partir de bases empíricas, con el siguiente argumento (Fjaer 1992): un Incremento de la presión de confinamiento (o hidrostática externa) produce el mismo cambio de volumen en el material, que la reducción de la presión de poro en la misma cantidad.

La resistencia de corte depende solamente de la diferencia entre el esfuerzo normal y la presión de poro.

La ecuación para el esfuerzo efectivo σ^* actualmente se define como:

$$\sigma^* = \sigma - \alpha P_o \quad (1.34)$$

La ecuación 1.34 fue planteada por Terzaghi donde asumió un $\alpha = 1$. Sin embargo, para suelos está es una suposición razonable, pero su desviación de uno ($\alpha = 1$) debe ser considerado para rocas.

La connotación física de la ley de esfuerzos efectivos, expresa que “el esqueleto sólido del material soporta sólo una parte del esfuerzo total externo σ , mientras la presión del fluido aporta αP_o , para contrarrestar la parte restante del esfuerzo total. La otra parte de la presión de poro $(1 - \alpha)P_o$, se disipa en esfuerzos internos en el sólido.

1.7.5 Tensor de Esfuerzo Efectivo²⁸

El esfuerzo total no gobierna el comportamiento mecánico de la roca, si no el esfuerzo efectivo ecuación 1.34, que en forma de tensor de esfuerzos se expresa de la siguiente manera:

$$\begin{pmatrix} \sigma'_x & \tau'_{xy} & \tau'_{xz} \\ \tau'_{yx} & \sigma'_y & \tau'_{yz} \\ \tau'_{zx} & \tau'_{zy} & \sigma'_z \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{pmatrix} - \alpha \begin{pmatrix} P_o & 0 & 0 \\ 0 & P_o & 0 \\ 0 & 0 & P_o \end{pmatrix} \quad (1.35)$$

Como P_o es un escalar igual en todas las direcciones, solo estará afectando al esfuerzo total.

1.8 ESFUERZOS IN-SITU^[30,33]

Se llaman esfuerzos in-situ a los esfuerzos que actúan en la roca durante mucho tiempo y en el mismo lugar.

1.8.1 Esfuerzo Vertical

Es uno de los esfuerzos que actúan cuando la roca es sometida a condiciones de deformaciones uniaxiales. Para estimar el estado de esfuerzo se asume que la roca es extensa, isótropa que esta sujeta a la carga gravitacional y no a las deformaciones horizontales.

El esfuerzo vertical es un esfuerzo gravitacional y aumenta con la profundidad debido al peso de overburden, este esfuerzo constituye uno de los tres esfuerzos principales, excepto en situaciones donde los procesos tectónicos están predominando. Se puede calcular directamente multiplicando la unidad de peso por la profundidad o se puede utilizar la siguiente ecuación que expresa la magnitud en una profundidad específica H.

$$\sigma_v = \int_0^H \rho(H)gdH \quad (1.36)$$

Donde ρ es la densidad de la roca que expresa la masa por la unidad de volumen y sus unidades son libras masa por pie cúbico y la g es la aceleración de la gravedad y sus unidades son pies por segundo al cuadrado.

Una buena aproximación del esfuerzo vertical es obtenido multiplicando la profundidad por el gradiente de overburden que tiene valores cercanos de 0.8 psi/ft en formaciones poco profundas y de 1.25 psi/ft para formaciones más profundas. También en tablas de rocas sedimentarias el esfuerzo vertical es obtenido sumando los pesos de las capas individuales de overburden o se puede calcular para un número de capas separadas con la siguiente ecuación.

$$\sigma_v = g \sum_i^n \rho_i Z_i \quad (1.37)$$

Donde Z_i y ρ_i es el espesor y la densidad de cada capa respectivamente.

1.8.2 Esfuerzos Horizontales

Asumiendo deformaciones horizontales los otros dos esfuerzos principales se encuentran en el mismo plano y son perpendiculares al esfuerzo vertical. La predicción de estos esfuerzos se basa en dos premisas completamente diferentes, pero en áreas tectónicamente activas predicen aproximadamente la misma relación de $\frac{1}{3}$ entre el esfuerzo efectivo horizontal y el esfuerzo vertical.

- Primera premisa (Hubbert y Willis 1953), es aquella donde la roca esta en un estado incipiente de falla, comenzando con el componente de esfuerzo efectivo de overburden y se expresa de la siguiente manera.

$$\sigma_z^* = \sigma_z - P_p \quad (1.38)$$

Donde σ_z^* es el esfuerzo efectivo y P_p es la presión de poro del yacimiento.

Recordando el criterio de falla de Mohr-Coulomb y asociándolo con el esfuerzo efectivo horizontal tendremos las siguientes magnitudes, asumiendo que $\beta = 30^\circ$.

$$\sigma_h^* = \frac{1}{3}(\sigma_z - P_p) \quad (1.39)$$

$$\sigma_H^* = 3(\sigma_z - P_p) \quad (1.40)$$

Con estas suposiciones el estado de esfuerzo es definido por la envolvente de falla y es independiente de las propiedades elásticas de la roca.

- La segunda premisa asume que los esfuerzos horizontales depende únicamente del comportamiento elástico de la roca y es independiente de la envolvente de falla. Debido al efecto de Poisson, la presión de overburden resulta asociada con los componentes de los esfuerzos horizontales, cuya magnitud depende de las condiciones laterales de frontera.

En cuencas no sometidas a deformaciones tectónicas, los componentes de los esfuerzos horizontales pueden tener la misma magnitud en cada dirección, porque la sección adyacente de una formación de capas se dirige para inhibir el movimiento lateral de la roca, donde las deformaciones ε_2 y ε_3 pueden ser cero y esto conduce las siguientes ecuaciones.

$$\varepsilon_i = \frac{1}{E} [\sigma_v - \nu(\sigma_2 + \sigma_3)] \quad (1.41)$$

$$\sigma_2 = \nu(\sigma_v + \sigma_3) \quad (1.42)$$

$$\sigma_3 = \nu(\sigma_v + \sigma_2) \quad (1.43)$$

Se supone que las ecuaciones 1.42 y 1.43 son iguales y forma la siguiente ecuación.

$$\sigma_2 = \sigma_3 = \frac{\nu}{1 - \nu} \sigma_v = K_0 \sigma_v \quad (1.44)$$

Donde K_0 es el coeficiente de la presión de la tierra en forma estática y se expresa de la siguiente manera.

$$K_0 = \frac{\nu}{1 - \nu} \quad (1.45)$$

Magnitudes de los Esfuerzos Horizontales

- Para determinar el esfuerzo mínimo horizontal se puede utilizar la ley de Hooke y el principio de superposición de la siguiente manera.

$$\sigma_{xx} = \left(\frac{\nu}{1 - \nu}\right) \sigma_{zz} + \left(\frac{E}{1 - \nu^2}\right) \varepsilon_{xx} + \left(\frac{E\nu}{1 - \nu^2}\right) \varepsilon_{yy} \quad (1.46)$$

$$\sigma_{yy} = \left(\frac{\nu}{1 - \nu}\right) \sigma_{zz} + \left(\frac{E}{1 - \nu^2}\right) \varepsilon_{yy} + \left(\frac{E\nu}{1 - \nu^2}\right) \varepsilon_{xx} \quad (1.47)$$

Para determinar la magnitud del esfuerzo mínimo horizontal incluyendo deformación plana y esfuerzos tectónicos se puede utilizar la siguiente ecuación.

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1 - \nu} (\sigma_v - P_0) + P_0 + \text{Tectonismo} \quad (1.48)$$

$$P_b = 3\sigma_h - \sigma_H - P_0 + T_0 \quad (1.49)$$

Esta última ecuación es la relación de los esfuerzos horizontales.

- Para determinar el esfuerzo máximo horizontal se pueden utilizar las siguientes ecuaciones, donde la ecuación 1.50 se asume comportamiento elástico y la ecuación 1.51 se asume el comportamiento poroelástico.

$$\sigma_{HMax} = 3\sigma_{hmin} - P_0 + T_0 + P_b \quad (1.50)$$

$$\sigma_{HMax} = 3\sigma_{hmin} - 2\eta + T_0 + 2P_b(1 - \eta) \quad (1.51)$$

1.8.3 Sistema de Clasificación de Fallas de Anderson³³

Este sistema se refiere a tres formas de fallamiento relativos a la orientación de los esfuerzos máximos, intermedio y mínimo. Anderson define relaciones de esfuerzos principales así: $nh = \frac{\sigma_h}{\sigma_v}$ y $nH = \frac{\sigma_H}{\sigma_V}$; y las denomina como relaciones efectivas de esfuerzos principales, las cuales se refieren únicamente a la definición del régimen de esfuerzos tectónicos. De lo anterior se deduce que $nh < nH < 1$ indica un régimen de esfuerzo tradicional, mientras $nh < 1 < nH$ que indica un régimen de esfuerzo con rumbo deslizante y $1 < nh < nH$ indica un régimen de esfuerzos compresional.

1.9 CRITERIOS DE FALLA^[25,28,32]

1.9.1 Circulo de esfuerzos de Mohr²⁸

Este método fue diseñado para representar las relaciones entre σ_N , τ_S y θ gráficamente. Los círculos de Mohr constituyen un medio gráfico de predicción de los esfuerzos normal y de corte en el momento de la falla, además de determinación de la orientación del plano de falla y como herramienta de análisis para el cálculo de las condiciones de falla de la roca.

En un análisis en dos dimensiones, los esfuerzos en un punto pueden ser representados por un elemento infinitamente pequeño sometido a los esfuerzos σ_X , σ_Y , y τ_{XY} . Si estos esfuerzos se dibujan en unas coordenadas $\tau - \sigma$, se puede trazar el círculo de Esfuerzos de Mohr. En este círculo se definen los valores de

σ_{Maximo} y σ_{Minimo} , estos son conocidos como Esfuerzos Principales. En la Figura 1.6 se muestra el esfuerzo máximo horizontal σ_1 y esfuerzo mínimo horizontal σ_3 , el esfuerzo máximo vertical es σ_2 es perpendicular al plano. Para interpretar correctamente el fenómeno de falla al corte en una roca se debe tener en cuenta las direcciones de los esfuerzos principales en cada sitio de la superficie de falla.

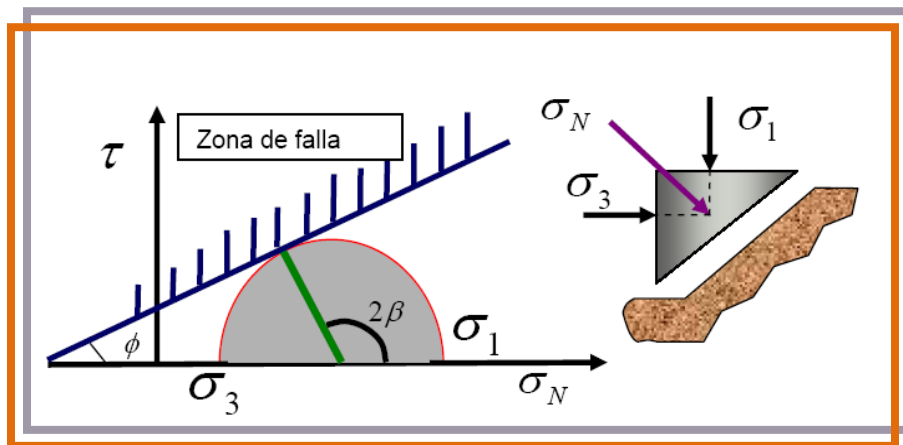


Figura 1.6. Criterio de Mohr - Coulomb. Tomada de Cabrera, 2003.

En una grafica de esfuerzo de corte contra el esfuerzo normal, el círculo centrado en $\frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3)$, pasa por σ_1 y σ_3 representa los diferentes esfuerzos actuando en cada plano inclinado en un punto.

Características del círculo de Mohr

- Cualquier coordenada en el círculo representa un plano a través del cual se esta interesado conocer el estado de esfuerzos.
- Los esfuerzos principales σ_1 y σ_3 y el esfuerzo máximo de corte (τ_{max}) son obtenidos inmediatamente después de dibujar el círculo.
- El máximo esfuerzo de corte esta dado a un ángulo θ de 45° .

- El ángulo θ se mide en sentido contrario al de las manecillas del reloj en una compresión tomándose como positivo mientras en una tensión el ángulo se mide en el sentido de las manecillas y se toma como negativo.
- El esfuerzo que falla la roca es una medida de su resistencia, por consiguiente el diámetro del círculo de Mohr representa el esfuerzo diferencia ($\sigma_1 - \sigma_3$) y en la grafica se ve que a mayor diámetro mayor resistencia del material.

Envolvente de Mohr

Es también llamado “curva de ruptura experimental” y se define como aquella curva en la cual se mide la máxima resistencia τ de un material bajo diferentes presiones de confinamiento. Representa los máximos esfuerzos de corte que pueden ser soportados por el material en el momento de la ruptura.

Falla de corte

Esta ocurre cuando los esfuerzos de corte a lo largo de algún plano en la muestra son muy grandes.

1.9.2 Criterio de Mohr-Coulomb³²

Es la unión de dos teorías, la de Coulomb y la de Mohr. Este criterio fue introducido por Coulomb en 1773 y retomado por Mohr en 1900 y se basa que la cedencia y/o falla debe ocurrir cuando el esfuerzo de corte exceda la suma de la resistencia cohesiva del material y la resistencia friccional de los planos de deslizamiento. Esta ecuación se expresa de la siguiente manera:

$$\tau = S_0 + \mu\sigma_n \tag{1.52}$$

El criterio de Mohr en el plano de una roca es el esfuerzo de corte que supera la resistencia de la roca que opone a la ruptura, debido a la cohesión entre las partículas que la componen y que es capaz de vencer la fuerza de rozamiento que se opone al deslizamiento de los dos bloques de roca a ambos lados de dicho plano, la roca se romperá por el.

El criterio de Coulomb o la hipótesis de Mohr es una línea recta en el plano $\tau - \sigma$ cuyo intercepto es S_0 y la pendiente es la tangente de β . La línea o envolvente divide el plano en dos regiones una estable por debajo de esta y una región de falla por encima de ella misma.

$$\tau = S_0 + \sigma \text{Tan } \beta \quad (1.53)$$

El ángulo de fricción interna β puede tomar valores en el rango de 0° a 90° pero en la práctica el rango se centra aproximadamente en 30° , por otro lado el ángulo β varía entre 45° y 90° . Este ángulo representa la inclinación del plano de falla y esta dado únicamente por el ángulo de fricción interna β , de tal manera que la orientación del plano de falla es independiente del esfuerzo máximo. El ángulo β se mide entre la orientación del esfuerzo máximo principal.

El criterio queda especificado en la siguiente ecuación:

$$\sigma_1 \geq C_0 + \sigma_3 \text{Tan} \beta^2 \quad (1.54)$$

Donde C_0 se expresa:

$$C_0 = S_0 \text{tan} \beta \quad (1.55)$$

Donde la falla ocurrirá cuando se cumpla la expresión anterior, es decir que el esfuerzo principal máximo σ_1 sea mayor que la suma de la resistencia a la compresión uniaxial y el producto del esfuerzo principal mínimo σ con la tangente del ángulo de falla al cuadrado.

Características del Criterio de Mohr-Coulomb

- Este criterio muestra como la resistencia al corte de una roca aumenta a medida que el esfuerzo efectivo de compresión aumenta. Adicionalmente, el criterio muestra como un incremento en las presiones de poro puede causar que la roca falle.
- Este criterio tiene unas limitantes y es que desprecia el efecto del esfuerzo intermedio.
- Si las condiciones de esfuerzos son tales que el valor del criterio cae por debajo de la línea de falla, la roca puede soportar los esfuerzos aplicados en ese punto y la falla no ocurrirá.

2. REGISTROS DE POZO³⁴

Casi toda la producción de aceite y gas actualmente viene de acumulación en los espacios porosos (**porosidad**) de las rocas del yacimiento. Para valuar la productividad del yacimiento, es útil conocer como el fluido fluye a través del sistema poroso. Esta propiedad de la formación, depende de la manera de cómo los poros estén interconectados, y se denomina **permeabilidad**; estos parámetros pueden ser derivados o tomados de registros eléctricos, radiactivos y acústicos.

Esto solo explica el porque los registros son una herramienta útil para obtener información valiosa como lo es la permeabilidad, la litología, y la productividad de un yacimiento.

2.1 PERFIL SÓNICO

2.1.1 Principio Físico

Las ondas acústicas se propagan en cualquier medio solido. En el ejemplo simple de una varilla o barra en donde golpeamos un extremo, podemos detectar un tiempo después, una onda acústica en el otro extremo. Nótese que necesitamos una fuente de energía acústica y un detector. Si conocemos el tiempo que toma la onda de sonido para viajar de un extremo a otro, y la longitud de la varilla, podemos calcular la velocidad de la onda de sonido y usar esta velocidad como una característica del material de la varilla.

Propagación de Ondas en un Medio Infinito

Se propagan dos tipos de ondas sonoras: compresionales o de presión y de cizallamiento o distorsionales.

Ondas Compresionales

Las ondas compresionales, algunas veces llamadas ONDAS DE PRESION son un tipo particular de ondas longitudinales. La onda se propaga en el modo compresional, esto es, la dirección de propagación es paralela a la dirección de desplazamiento de las partículas.

Los gases, líquidos y sólidos tienden a oponerse a la compresión, en consecuencia, las ondas compresionales pueden propagarse a través de ellos.

Ondas de Cizallamiento (Shear)

Las ondas de cizallamiento, algunas veces llamadas ONDAS DISTORCIONALES son un tipo particular de onda transversal y su dirección de propagación es perpendicular a la dirección del desplazamiento de las partículas.

A causa de su rigidez, los sólidos tienden a oponerse al esfuerzo cortante o cizallamiento, esto es, las fuerzas tienden a causar que dos partes continuas de un cuerpo se deslicen una relativa a la otra. En consecuencia las ondas de cizallamiento pueden propagarse a través de sólidos y no a través de líquidos y gases puesto que estos últimos no tienen rigidez, si la viscosidad es despreciable. En los principales tipos de formaciones, la velocidad de las ondas de cizallamiento (v_s), es 1.6 a 2.4 veces menor que la velocidad de las ondas de presión (v_p). La medición de la velocidad de cizallamiento puede mejorar la evaluación de la propiedad mecánica de las rocas.

Propagación de Ondas en un Medio Finito

Otros dos tipos de ondas se propagan en un medio finito: las ondas Rayleing y las Stoneley.

Onda Rayleing

Ocurre en la interface lodo-formación y su velocidad es bastante cercana a la de las ondas de cizallamiento:

$$v_R \approx 0.9v_s \quad (2.1)$$

La onda es una combinación de dos desplazamientos, uno paralelo y el otro perpendicular a la superficie y que se atenúa rápidamente con la distancia.

Onda Stoneley

Ocurre en el lodo por interacción entre el lodo y la formación; es muy sensible a la rigidez de la pared. La energía se propaga en una frecuencia baja con poca atenuación y su velocidad es menor que la velocidad en el lodo.

2.1.2. Descripción de la Herramienta

El propósito es medir el tiempo de propagación de la onda sónica a través de la formación sobre una distancia fija. Básicamente necesitamos un receptor y un transmisor separados cierta distancia en la sonda.

Sin embargo, este sencillo arreglo presentado en la Figura 2.1, tienen la indeseable influencia de la velocidad de la señal en el lodo que en ciertas condiciones, como pozos con cambios notables en su diámetro por derrumbes o inclinaciones de la sonda, distorsionan la señal sónica, haciendo que la herramienta lea un valor de tiempo de tránsito principalmente derivado del lodo. También podemos notar que colocando un segundo receptor a una distancia conocida por debajo del primero y midiendo el tiempo que toma la señal para viajar a lo largo de la formación una distancia S conocida, logramos eliminar el tiempo de tránsito a través del lodo.

Sin embargo, para eliminar completamente el efecto de la señal en el lodo, estos recorridos, para los dos receptores, deben ser iguales. Este no es exactamente el caso cuando la sonda está inclinada debido a falta de centralización, excentralización, o cuando encuentra zonas lavadas o cambios considerables en el diámetro del pozo.

Para eliminar tales efectos, se usa efectivamente un sistema invertido doble, con dos transmisores y cuatro receptores; de aquí el nombre de la herramienta: **BHC**, **Bore Hole Compensated**, marca Schlumberger.

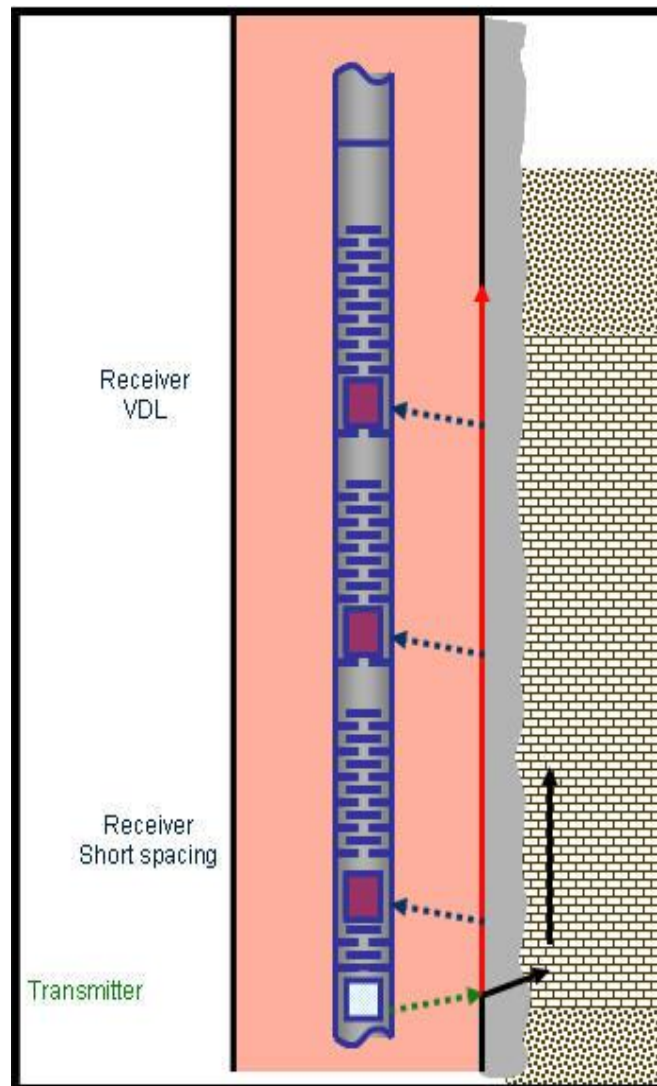


Figura 2.1. Herramienta del Perfil Sónico. Tomada de www.schlumberger.org.

La herramienta BHC incluye dos sistemas de medida independientes: uno constituido por el transmisor superior y los receptores R4 y R2 y el otro por el transmisor inferior y los receptores R1 y R3.

Los valores de Δt para los dos sistemas se miden secuencialmente y se promedian con ayuda del computador, para producir el Δt compensado:

$$\Delta T_{BHC} = \frac{\Delta T_s + \Delta T_i}{2 * SPAN} \quad (2.2)$$

Donde:

$\Delta T_s =$ tiempo de transito transmisor superior.

$\Delta T_i =$ tiempo de transito transmisor inferior.

$SPAN =$ espaciamiento entre receptores.

2.1.3 Presentación del Perfil

La velocidad del sonido en las litologías comunes de las formaciones varia entre 6000 y 23000 pies/seg.. Se registra el valor recíproco de la velocidad en microsegundos/pie ($\mu\text{seg}/\text{pie}$), para evitar el uso de fracciones decimales pequeñas. La gama de registro varía desde 44 $\mu\text{seg}/\text{pie}$ para dolomitas densas de porosidad cero hasta unos 190 $\mu\text{seg}/\text{pie}$ para agua.

El tiempo de transito, ΔT , es registrado en forma lineal en las pistas 2 y 3 del perfil, Figura 2.3.

El tiempo de transito integrado se presenta por una serie de marcas (pips) registradas en el margen izquierdo de la pista 2. Cada marca pequeña indica un aumento en un milisegundo del tiempo de transito total; una marca grande es registrada cada 10 milisegundos. El tiempo de tránsito entre dos profundidades se mide contando simplemente las marcas registradas. El tiempo de tránsito

integrado es útil para definir la función de velocidad sísmica adecuada para el área en evaluación.

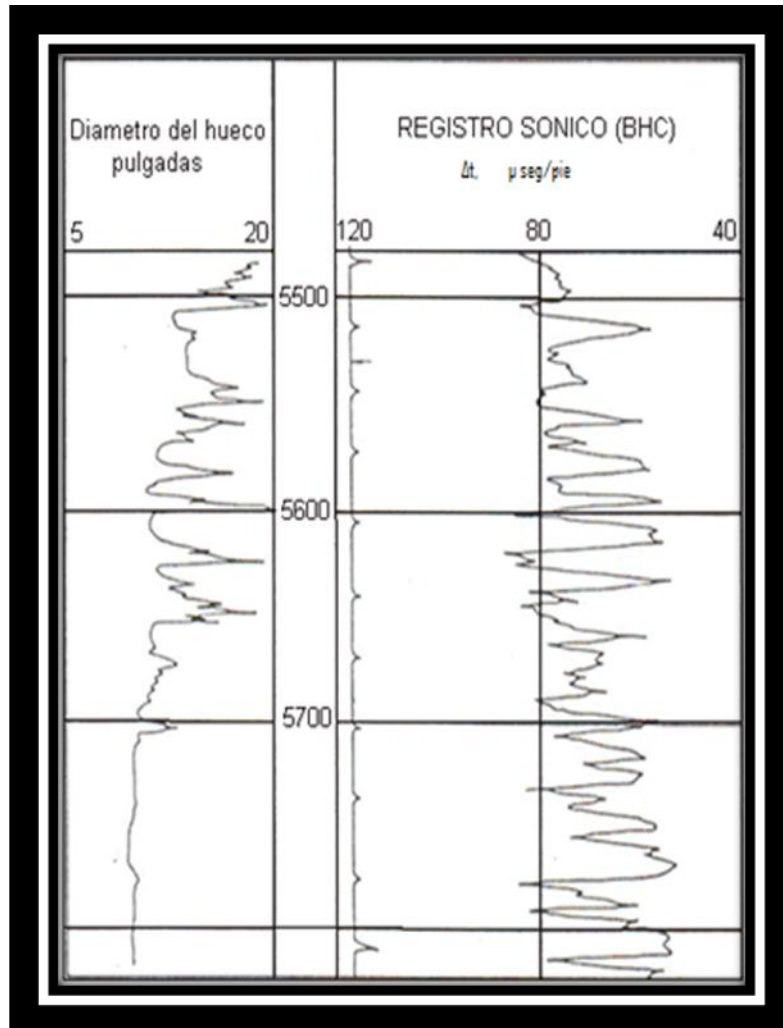


Figura 2.3. Presentación del Perfil Sónico. Tomada de Bendeck, J. Perfiles Eléctricos, Una Herramienta Para la Evaluación de Yacimientos.1992.

2.1.4 Características de Investigación de la Curva Δt

La formación recorrida por el primer arribo se encuentra apenas a unas 4 pulgadas mas allá de la pared del pozo. Por lo tanto, el diámetro de investigación del Perfil Sónico con la herramienta convencional no es muy grande.

2.1.5. Velocidad del Sónico en Algunas Formaciones

En las formaciones sedimentarias la velocidad del sonido depende de muchos factores, principalmente del tipo de litología que la constituya (arenisca, caliza, dolomita) y de la porosidad. Las gamas de valores de la velocidad del sonido y tiempo de transito para las rocas mas comunes, Δt_M , y revestimiento están presentadas en la Tabla 2.1. También están indicados los valores que comúnmente se usan para Δt .

	v_{ma} (pie/seg)	Δt_M (μ seg/pie)	Δt_M (μ seg/pie) “de uso común”
Areniscas	18000-19500	55.50-51.00	55.50 ó 51.00
Calizas	21000-23000	47.60-43.50	47.50
Dolomitas	23.00	43.50	43.50
Anhidritas	20.00	50.00	50.00
Sal	15.00	66.70	67.00
Tubería de hierro	17.50	57.00	57.00

Tabla 2.1. Velocidad del Sónico y Tiempo de Transito para las Rocas mas Comunes. Tomada de Bendeck, J. Perfiles Eléctricos, Una Herramienta Para la Evaluación de Yacimientos.1992.

Los valores de la Tabla 2.1 se dan para sustancias no porosas. La adición de porosidad a las matrices de las rocas de la formación disminuye la velocidad del sonido a través de ellas y por consiguiente, aumenta el valor de Δt .

2.1.6 Interpretación

La Ecuación de Wyllie

M.R.J. Wyllie propuso, luego de numerosos experimentos de laboratorio, una relación lineal entre el tiempo de transito y la porosidad.

La forma general es:

$$\Delta t_{log} = \Delta t_{fluido} * \phi + \Delta t_{ma} * (1 - \phi - V_{sh}) + \Delta t_{sh} * V_{sh} \quad (2.3)$$

Donde:

Δt_{log} = lectura del perfil de sónico (μ seg/pie)

Δt_{ma} = tiempo de transito en la roca matriz

Δt_{fluido} = alrededor de 189 μ seg/pie, que corresponde a la velocidad del sonido en el fluido, V_f , de más o menos 5300 pies/seg.

Φ = porosidad

Δt_{sh} = tiempo de transito en las lutitas

V_{sh} = contenido de lutitas

Esta ecuación suministra valores aceptables de porosidad, aun cuando existen algunas restricciones para su aplicación.

Arenas Consolidadas y Compactas

En formaciones limpias y consolidadas con pequeños poros distribuidos uniformemente, la ecuación 2.3 se reduce a:

$$\Delta t_{log} = \Delta t_{fluido} * \phi + \Delta t_{ma} * (1 - \Phi) \quad (2.4)$$

La cual puede ser escrita como:

$$\Phi_s = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fluido} - \Delta t_{ma}} \quad (2.5)$$

Generalmente las areniscas consolidadas y compactas tienen porosidad en la "Gamma Ray" del 18 % al 25 %. En estas formaciones la lectura del Perfil Sónico parece ser independiente del contenido de los poros: agua, petróleo, gas o lutita diseminada. Sin embargo, en algunas regiones las porosidades pueden alcanzar de un 30 % a 35 %. En yacimientos que tienen muy baja saturación de agua, alta saturación de hidrocarburos residuales y poca invasión abra valores de Δt algo mayores que aquellos que existen frente a las mismas formaciones cuando están saturadas por el agua.

Si en las areniscas existen láminas de lutita, la porosidad aparente del Perfil Sónico se vera aumentada por una cantidad proporcional a la fracción del volumen total ocupada por estas láminas. Los valores de Δt aumentaran debido a que Δt de la lutita generalmente es mayor que Δt de la arenisca o matriz.

Carbonatos

En carbonatos que tienen porosidad intergranular, la formula de Wyllie sigue siendo correcta. Pero algunas veces la estructura y distribución de los poros es diferente de lo que es arenisca. Con frecuencia existe porosidad secundaria, debido a cavernas y/o fracturas de dimensiones mucho mayores que los poros encontrados en la porosidad primaria.

Wyllie concluye que en formaciones que contienen cavernas la velocidad del sonido depende principalmente de a porosidad primaria. Por lo tanto, los valores

obtenidos del Sónico tienden a ser demasiado bajos por una cantidad equivalente a la porosidad secundaria.

No obstante, la experiencia en el campo nos indica que muchas veces al siguiente formula del tiempo promedio $\Delta t = A + B (1 - \Phi)$ es útil en carbonatos para demostrar la relación entre Δt y Φ . Sin embargo, los coeficientes A y B no corresponden a parámetros físicos bien definidos como en el caso de la formula de Wyllie, ecuación 2.3. Estos tienen que ser determinados empíricamente para cada caso particular, esto es, para cada formación o intervalo del yacimiento en estudio.

Arenas no Compactadas

El uso directo de la formula de Wyllie da valores de porosidad demasiado altos en arenas no consolidadas e insuficientemente compactadas. Estas arenas no compactadas se presentan más comúnmente en formaciones geológicamente más recientes y especialmente a poca profundidad. Sin embargo, aun en formaciones profundas, estas arenas recientes no están compactadas en los casos en que la diferencia entre la presión de las capas superpuestas y la del fluido en la formación es menor de 4000 a 5000 psi. Esta falta de compactación puede quedar indicada en lutitas adyacentes cuando estas muestran valores de Δt mayores de 100 $\mu\text{seg/pe}$.

Cuando las formaciones no son lo suficientemente compactadas, los valores observados de Δt serán mayores de los que corresponderían a su porosidad de acuerdo a la formula de Wyllie. Sin embargo, la relación entre Φ y Δt se mantendrá aproximadamente lineal. Estos hechos llevaron a la introducción del factor de corrección por falta de compactación, la porosidad se calcula usando la ecuación:

$$\Phi_a = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fluido} - \Delta t_{ma}} \quad (2.6)$$

Luego, este valor se corrige aplicando el factor de compactación:

$$\Phi_c = \frac{\Phi_a}{f_c} \quad (2.7)$$

Donde Φ_a es la porosidad aparente dada directamente por la ecuación de Wyllie, f_c es el factor de compactación y Φ_c es la porosidad corregida.

f_c es siempre mayor que la unidad. Los valores mas comunes van desde 1 a 1.3 observando se ocasionalmente valores de 1.8. Para estimar f_c se usa una variedad de métodos. El mas simple es usar el tiempo de transito del sónico observado cerca de las lutitas dividido por 100 ($f_c = \Delta t_{sh} / 100$). Una técnica mas precisa es comparar el tiempo de transito del sónico con un registro de porosidad conocido. En la practica del análisis de registros esto usualmente significa ir, obviamente, a una arena acuífera limpia. Conociendo la resistividad del agua de formación R_w , del SP o de otra fuente, el factor de formación F puede computarse a partir del valor de resistividad verdadera registrada del Inducción o del Latero log. El factor de formación se convierte luego a porosidad usando la relación apropiada. La comparación de esta porosidad con el tiempo de transito del sónico, Δt_{log} , define la corrección por falta de compactación para obtener el valor de porosidad correcto. Este procedimiento se ha llamado Método de Ro.

Generalmente, la ecuación de Wyllie suministra valores de porosidad aceptables y su simplicidad ciertamente contribuye a su continua aceptación en la evaluación de formaciones. Sin embargo, como puede notarse, existen algunas deficiencias

en ella. En particular, en los extremos del rango de porosidad; 0 % y 100 %, el tiempo de transito parece que varia menos de lo predicho.

Además para arenas no compactas, la Φ transformada debe modificarse usando el llamado factor de compactación – factor complicado e inconveniente. Otro problema asociado con al transformación de tiempo de transito o velocidad acústica en porosidad, involucra la selección del valor de velocidad de matriz apropiado. Mientras que, las medidas de densidad pueden usualmente transformarse en valores de porosidad usando un valor característico único de densidad del grano, por ejemplo 2.65 g/cc para areniscas, 2.71 g/cc para calizas y 2.87 g/cc para dolomitas, no parece existir valores característicos de velocidad de matriz. La velocidad en la roca matriz puede variar desde menos de 18000 pies/seg. A mas de 19500 pies/seg. para arenas, desde menos de 21000 pies/seg. a mas de 23000 pies/seg. para calizas y desde 23000 pies/seg. a mas de 26000 pies/seg. para dolomitas.

Las mezclas existentes en la roca podrían explicar estas aparentes variaciones en su valor de velocidad, notándose en todos los casos que las velocidades de roca matriz parecen ser considerablemente más variables que sus contrapartes en densidad de grano. El analista que utiliza los datos de tiempo de transito para la determinación de la porosidad casi se coloca en la posición de tener que conocer la porosidad para seleccionar la velocidad de matriz apropiada para el calculo de la porosidad.

2.1.7. Presiones Anormales de Formación

Frecuentemente hasta 1000 pies en muchos casos, encima de formaciones que tienen presiones de fluido demasiado altas existen lutitas sobrepresionadas con exceso de agua en su espacio poral. En estas lutitas la velocidad sónica es mayor que en las lutitas con compactación normal. Es así como se puede utilizar los

Perfiles Sónicos para predecir la posibilidad de que existen areniscas con sobrepresión antes de que siquiera hayan sido atravesadas por la broca.

2.2 PERFIL DE RAYOS GAMMA³⁴

El perfil de Rayos Gamma mide la actividad natural de Rayos Gamma en las formaciones. Fue introducido al mercado en 1939 por la compañía Well Surveys Inc. Es importante en la detección y evaluación de minerales radioactivos como Potasio y Uranio.

En formaciones sedimentarias el Perfil de Rayos Gamma generalmente refleja el contenido de lutita de las formaciones. Esto es porque los elementos radiactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. Las formaciones limpias tienen normalmente un nivel bajo de radiactividad, a, menos que estén contaminadas de cenizas volcánicas, rodeadas de granitos radiactivos o que las aguas de formación contenga sales de Potasio disueltas.

El Perfil de Rayos Gamma puede ser registrado en pozos entubados lo que lo hace muy útil en operaciones de determinación y reacondicionamiento de pozos. Es frecuentemente usado para complementar el registro de Potencial Espontáneo y como sustituto de la curva SP en pozos perforados con lodos salados, vacíos o con lodos base aceite. En cada caso es útil en la ubicación de capas arcillosas y no arcillosas y para correlaciones en general.

Desde el punto de vista de ingeniería de perfiles nucleares, solo tres clases de detectores de Rayos Gamma son de interés. Estos son los siguientes: la cámara de ionización, el contador Geiger-Müller y el centelleómetro (scintillation detector), el último de los cuales es el más empleado, tanto en los perfiles de Rayos Gamma como en los perfiles de densidad.

2.2.1 Detectores de Rayos Gamma

La Cámara de Ionización

La cámara de ionización, en forma de contador proporcional, fue el primer instrumento introducido en la técnica de registro de perfiles nucleares, fue construida por Well Surveys Inc. En 1940. La cámara de ionización empleada en la medición de perfiles consiste en un cilindro de 3 pies de largo, 3 5/8 pulgada de diámetro y contiene gas argón, a una presión de 600 a 1200 lpc. Una varilla aislada de metal forma el eje de la cámara y una tensión de 180 voltios se establece entre la varilla central y el cilindro. Cuando la radiación de Rayos Gamma choca con la cámara se puede producir un electrón bien sea proveniente del gas o del propio cilindro. Este electrón en su trayectoria hacia la varilla central, cargada positivamente, puede chocar con varios átomos de gas, liberando electrones adicionales, donde origen a una ionización. Estos electrones son atraídos hacia la varilla central, produciéndose una pequeña descarga eléctrica en la cámara de gas. Por medio de circuitos electrónicos los impulsos eléctricos producidos en la forma descrita, de reducida magnitud, son amplificados en el fondo del pozo antes de ser enviados por el medio del cable conductor hasta la superficie donde son registrados.

El efecto producido por un rayo gamma es muy pequeño par ser registrado; en cambio, por medio de condensadores se registra la descarga producida por varios rayos gamma. Una característica favorable de la cámara de ionización es que es relativamente simple de construir y emplea tensiones bajas. Tiene la desventaja, sin embargo, de que es bastante deficiente.

El Contador de Geiger-Müller

Este instrumento es similar en diseño y construcción a la cámara de ionización, solo que en el contador Geiger-Müller el gas se mantiene a una presión menor que

la presión atmosférica, mientras la diferencia de potencial entre la varilla central y el cilindro es de 900 a 1200 voltios. De nuevo, cuando un rayo gamma choca contra la cámara se puede producir un electrón del cilindro o del gas. Como en el caso anterior, en su trayectoria hacia la varilla, dicho electrón puede liberar otros electrones cuando choca contra los átomos del gas. Debido a la diferencia de potencial, estos electrones secundarios adquieren energía y pueden a su vez chocar con otros átomos del gas, liberando más electrones, produciendo una ionización por colisión. Este proceso, como es de esperar tiende a repetirse indefinidamente, pero puede discontinuarse dentro de la cámara de gas por medio de un vapor poliatómico de extinción como, éter, alcohol o acetona, o exteriormente por medio de resistores. El vapor poliatómico se mezcla con el gas en una proporción aproximada de 10 %.

El Centelleómetro

El funcionamiento del centelleómetro, conocido también como contador de escintilación, está basado en la luminiscencia inducida en ciertas sustancias cuando son bombardeadas con sustancias radiactivas. Este fenómeno fue empleado por uno de los primeros científicos en el ramo de radiactividad, Lord Rutherford, quien describió que la pechblenda hacía destellar los cristales de esfalterita. Sin embargo, este principio se usó solo cuando la intensidad de luz producida en esta forma se pudo amplificar, y se encontraron fósforos más eficientes para construir instrumentos prácticos con el fin de medir la intensidad de radiación empleando este principio. Solo en 1947 se fabricaron tubos fotomultiplicadores eficientes que reemplazaron el método de contar los destellos de luz por medio de observación visual. Los fósforos de centelleo pueden ser sólidos o líquidos, pero los empleados en los instrumentos de perfiles nucleares son sólidos. Estos deben ser extremadamente claros para permitir la transmisión de la luz a través de la apertura del tubo multiplicador.

2.2.2 Presentación del Perfil de Rayos Gamma

Los perfiles de Rayos Gamma se calibran en unidades API. La referencia de calibración primaria API se encuentra en Houston. En el campo se utiliza una referencia secundaria para normalizar cada herramienta al estándar API. Las radiactividades en formaciones sedimentarias generalmente varían en unas pocas unidades API en anhidrita o sal o cerca de 200 unidades API en lutitas.

El perfil de Rayos Gamma se presenta normalmente en la pista N° 1, el carril de la izquierda, con escala de 0 a 150 o 200 unidades API según se requiera.

2.2.3 Efecto de la Densidad de Formación

En su paso por las formaciones los Rayos Gamma son gradualmente absorbidos y su energía degradada. El grado de absorción varía con la densidad de la formación. De dos formaciones con la misma cantidad de material radiactivo por unidad de volumen pero diferente densidad, la menos densa se mostrara como más radiactiva en el perfil de Rayos Gamma.

La respuesta del perfil de Rayos Gamma después de la corrección por efecto del pozo, tubería de revestimiento, etc., es proporcional a la concentración en peso del material radiactivo en la formación. Se supone que la potencia del material radiactivo expresada en el flujo de rayos gamma por gramo, es constante. También se supone que la variación de densidad es debida a cambios en la porosidad o cambios litológicos ordinarios y no a la presencia de elementos de número atómico elevado que podrían cambiar las características de absorción.

2.2.4. Usos del Perfil de Rayos Gamma

- El perfil de Rayos Gamma es particularmente útil para la definición de estratos de lutita cuando la curva del potencial espontáneo, (SP), se presenta redondeada como frente a formaciones resistivas o aplanada

cuando $R_{mf} \approx R_w$, o cuando no se puede registrar la curva del SP con lodos no conductivos, pozos entubados y pozos vacíos.

- El perfil de Rayos Gamma refleja la proporción de la lutita y, en algunas regiones, puede ser usado cuantitativamente como un indicador del contenido de lutita.
- Se usa el perfil de Rayos Gamma para la detección y evaluación de minerales radiactivos, tales como el Potasio y el Uranio, la lectura de la radiactividad corregida por efecto del pozo, es prácticamente proporcional al contenido de K_2O , aproximadamente 15 unidades API por 1 % de K_2O . Esta proporcionalidad se debe al hecho de que el Potasio 40 emite rayos gamma monoenergéticos de 1.46 Mev. Los rayos gamma también se pueden utilizar para detectar y evaluar depósitos de Uranio pero en este caso no hay una simple proporcionalidad entre las desviaciones de rayos gamma y la **riqueza** de los depósitos minerales.
- El perfil de Rayos Gamma puede ser usado para la delineación de minerales no radiactivos incluyendo estratos de carbón.
- También es usado para correlaciones en pozos entubados. El registro simultáneo de los rayos gamma y del detector de cuplas, cuellos, coples, en un pozo entubado, hace posible la ubicación precisa de los cañones perforados. Las desviaciones de los rayos gamma en un pozo entubado comparadas con las correspondientes en el pozo abierto, son atenuadas debido a la absorción de los rayos gamma en el cemento y la tubería de revestimiento.
- Algunas veces el perfil de Rayos Gamma es usado en conexión con operaciones en que se usan trazadores radiactivos.
- Se hace posible, a veces, otra aplicación especializada debido a un fenómeno relacionado con pozos viejos que han estado produciendo desde hace mucho tiempo. Se ha observado que el nivel de radiación de zonas

que se cree han estado sujetas al paso de grandes cantidades de agua de formación, aumenta en forma significativa, permitiendo la obtención de información para trabajos de reacondicionamiento.

2.3 PERFILES CONVENCIONALES DE RESISTIVIDAD³⁴

2.3.1 Introducción

Durante el primer cuarto siglo de la existencia de perfiles de pozos, los únicos perfiles eléctricos disponibles fueron los convencionales de resistividad, mas el SP. Miles de ellos fueron corridos cada año en pozos perforados en todo el mundo. Desde entonces, se han desarrollado nuevos métodos de perfilaje para medir la resistividad de la formación invadida (Rxo), o de la zona virgen (Rt), que son los parámetros de interés. Sin embargo, el ES convencional, perfil eléctrico que consiste del SP Normal de 16 pulgadas (0,40 m), Normal de 64 pulgadas (1,60 m) y Lateral de 18 pies con 8 pulgadas (5,70 m) es usado todavía en algunas partes del mundo. Aunque las nuevas herramientas emplean tecnologías más sofisticadas, los principios siguen siendo los mismos.

2.3.2 Principio de Medida

A partir de la ley de Ohm, y en función de la proporcionalidad que existe entre la resistencia r y la resistividad R de una muestra, podemos escribir:

$$R = K \frac{V}{I} \quad (2.8)$$

Para entender el principio de la medida de resistividad de una roca de formación, es necesario considerar primero, el caso de una formación homogénea, isotrópica

y de extensión infinita, donde las superficies equipotenciales que circundan un electrodo emisor de corriente A son esferas.

Considere la caída de potencial dV entre dos esferas equipotenciales concéntricas con centro en A y de radios r y dr , con un electrodo de corriente localizado en un medio infinito. Por la Ley de Ohm se tiene:

$$dV = -\frac{RI}{4\pi r^2} \quad (2.9)$$

El signo negativo se incluye, ya que a medida que aumentan los valores de $dr > 0$, disminuye el potencial, V .

Integrando, se obtiene

$$R = 4\pi a \frac{V}{I} \quad (2.10)$$

Donde a es la distancia entre el centro de las esferas y un punto fuera de ellas, y R es la resistividad del medio.

Con base en el resultado anterior, es claro que un dispositivo con una geometría fija, que puede medir V e I , puede usarse para determinar la resistividad. En la realidad, los dispositivos que miden la resistividad de la formación, utilizan corriente continua conmutada, pulsatoria, o una corriente alterna con el fin de evitar la polarización de los electrodos.

2.3.3. Dispositivo Lateral

En la Figura 2.4 presenta un montaje común de electrodos empleados en la medición de perfiles eléctricos. Este sistema se denomina sistema lateral, en

donde una corriente constante I , emitida por el electrodo A situado dentro del pozo, pasa a través de las formaciones y regresa por el electrodo B ubicado en la superficie de la tierra. La diferencia de potencial, dV , se mide entre los electrodos M y N situados por encima del electrodo de energía, A. Aplicando un potencial, y ya que el potencial de varias fuentes es aditivo en un punto, se tiene:

$$V_m = \frac{RI}{4\pi} \left(\frac{1}{AM} - \frac{1}{BM} \right) = \frac{RI}{4\pi a} = \frac{RI}{4\pi} \left(\frac{1}{a} \right) \quad (2.11)$$

Debido a que la distancia BM se puede considerar infinita con respecto a aquella de AM = a.

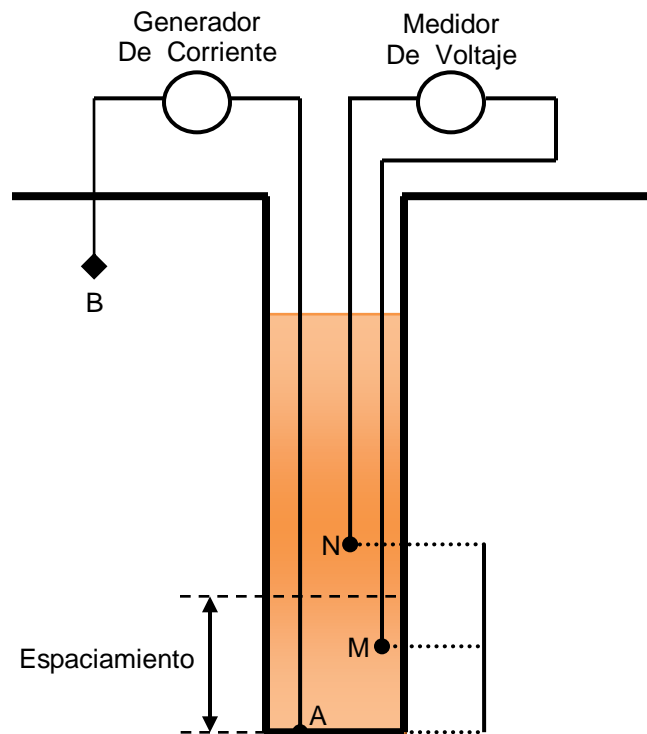


Figura 2.4. Esquema Dispositivo Lateral. Tomada de Bendeck, J. Perfiles Eléctricos, Una Herramienta Para la Evaluación de Yacimientos. 1992.

En forma similar,

$$V_n = \frac{RI}{4\pi} \left(\frac{1}{AN} - \frac{1}{BN} \right) = \frac{RI}{4\pi} \left(\frac{1}{a+b} \right) \quad (2.12)$$

Por lo tanto:

$$V = V_m - V_n = \frac{RI}{4\pi} \left(\frac{1}{a} - \frac{1}{(a+b)} \right) = \frac{RI}{4\pi} \frac{b}{a(a+b)} \quad (2.13)$$

De estas ultima ecuaciones se puede calcular la resistividad verdadera, R_t , para el caso de formaciones completamente homogéneas y cuando la resistividad del lodo a la de las formaciones. Sin embargo, estas condiciones nunca se cumplen en la práctica y la ecuación (6) solamente expresa una resistividad aparente, R_a , dada por:

$$R_a = 4\pi \frac{V}{I} \frac{a(a+b)}{b} \quad (2.14)$$

La ecuación 2.14 es esencialmente la ecuación de calibración para el dispositivo lateral. El valor V generalmente se obtiene con un galvanómetro de alta sensibilidad; $4\pi (a(a+b))/b$ es una constante del instrumento que depende de la geometría del montaje de los electrodos y denominada coeficiente K del dispositivo de medida.

2.3.4. Dispositivo Normal

Otro montaje común de electrodos se presenta en la Figura 2.5, y se denomina sistema normal. En este montaje, la corriente se aplica entre los electrodos A y B; la diferencia de potencia se mide entre un electrodo en la superficie (N), y un electrodo en el pozo (M). En una formación homogénea se tiene:

$$V_{AM} = \frac{RI}{4 \pi a} \quad (2.15)$$

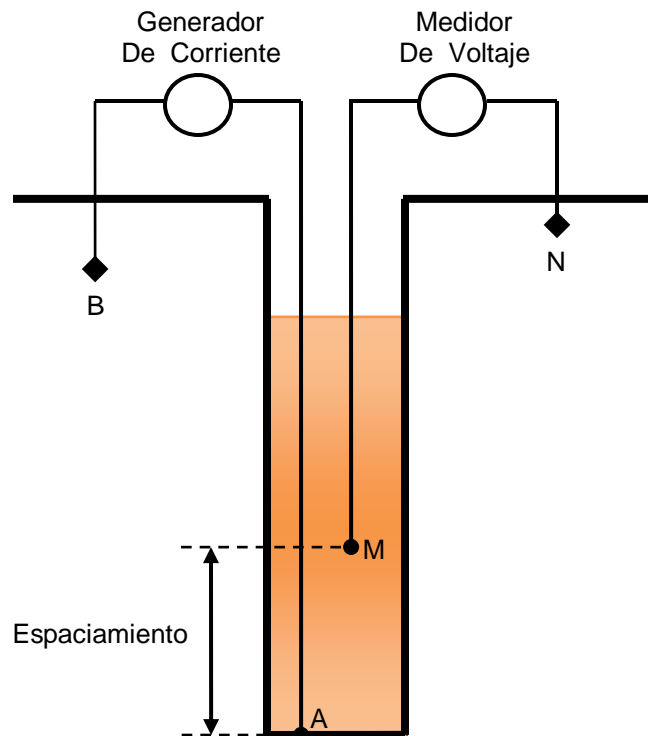


Figura 2.4. Esquema Dispositivo Normal. Tomada de Bendeck, J. Perfiles Eléctricos, Una Herramienta Para la Evaluación de Yacimientos.1992.

El potencial en el electrodo situado en la superficie, N, causado por A y B, lo mismo que el efecto de B sobre M, se puede ignorar debido a la larga distancia de los electrodos de corriente en la comparación con la distancia AM. Por consiguiente, la resistividad aparente se obtiene por la ecuación,

$$R_a = 4 \pi a \frac{V_{MN}}{I} \quad (2.16)$$

2.3.5. Radio de Investigación

El termino **radio de investigación** o **distancia de penetración** tal como se aplica a los dispositivos empleados para tomar perfiles, conduce a menudo a falsas interpretaciones debido a que no exige una distancia determinada después de la cual no se registra señal alguna. Teóricamente, todos los volúmenes de formación que están sometidos al flujo de corriente tienen un efecto sobre el electrodo detector. El radio de investigación de un dispositivo de perfilaje se ha definido por conveniencia, para una formación homogénea, como el radio de una esfera que delinea un volumen de la formación, cuyo efecto sobre el electrodo de potencial es igual que el volumen de la formación fuera de la esfera y que se extiende indefinidamente.

Para un formación homogénea, tal como se postulo, en que se considera el efecto del hayo, el radio de investigación del sistema normal es aproximadamente dos veces el espaciamiento ($RI = 2,0 AM$) y el radio de investigación del sistema lateral es aproximadamente igual a un espaciamiento de los electrodos ($RI = 1,0 AO$). En el dispositivo normal, el radio de investigación es dos veces el del dispositivo lateral con un mismo espaciamiento nominal.

En una formación no homogénea, las líneas de flujo de corriente pierden su forma esférica. Más específicamente, en terrenos perforados con un lodo conductivo, las líneas de flujo de corriente tienden a formar una elipse cuyo eje principal es paralelo al pozo y el radio de investigación, por consiguiente, se reduce considerablemente. Tal es el caso en formaciones de calizas, las que generalmente son altamente resistivas. Debido a la considerable deformación de las líneas de flujo de la corriente producidas por estas formaciones resultan serios problemas en las interpretaciones que aun no han sido completamente aclarados. Este problema se ha resuelto con el empleo de nuevos dispositivos para tomar perfiles donde la dirección del flujo de corriente se controla, como en el caso de **latero log** (Schlumberger) y del **guardlog** (Welex).

2.3.6. Equipo

En los perfiles convencionales de resistividad, se envían corrientes a la formación a través de unos electrodos y se miden los potenciales eléctricos entre otros. La medición de estos potenciales permite determinar las resistividades. Par que haya una circulación de corriente entre electrodos y formación, la sonda debe ser corrida en pozos que contengan lodo o agua, conductores de electricidad.

En una formación homogénea, isotrópica y de extensión infinita, las superficies que circundan un electrodo emisor de corriente (A) son esferas. El potencial medido entre un electrodo (M) situado en una serie de estas esferas, y otro ubicado en el infinito, es proporcional a la resistividad de la formación homogénea; la desviación del sensor correspondiente a tal potencial puede ser calibrada en unidades de resistividad.

- a. En el Dispositivo Normal, una corriente de intensidad constante circula entre los electrodos A y B. Se mide la diferencia de potencial resultante entre los electrodos M y N. Los electrodos A y M están en la sonda; B y N están teóricamente situados a una distancia infinita. En realidad B es la armadura

del cable y N es un electrodo en la manga o brida, la parte inferior del cable cubierta con material aislante, colocado lejos de A y M. la distancia AM es llamada **espaciamiento**, 16 pulgadas para la Normal Media y el punto de registro para la medición esta en O, a la mitad entre A y M.

- b. En el Dispositivo Lateral Básico, una corriente constante es circulada entre los electrodos A y B y se mide la diferencia de potencial entre los electrodos M y N, situados sobre dos superficies equipotenciales esféricas concéntricas con centro en A. La tensión medida así es proporcional al gradiente de potencia entre M y N. El punto de registro es O, situado en el punto medio entre M y N. El espaciamiento AO es de 18 pies con 8 pulgadas. También todos los electrodos están dentro del pozo, con N situada a 50 pies y 10 pulgadas encima de M.

Hablando de forma general, a mayor longitud de espaciamiento corresponde una investigación más profunda de la formación. Así, entre los Perfiles ES de Resistividad, la curva lateral de 18 pies y 8 pulgadas tienen la mayor profundidad de investigación y la Normal de 16 pulgadas tiene la menor profundidad de investigación.

En la práctica, sin embargo, la resistividad aparente, R_a , registrada por cada dispositivo será afectada por las resistividades y las dimensiones geométricas de todos los medios que rodean al dispositivo; pozo, zona invadida y no contaminada y zonas adyacentes.

2.3.7 Correcciones

- Correcciones por el efecto del pozo

Cualquier trabajo cuantitativo referente a la Normal de 16 pulgadas requiere correcciones por los efectos del pozo y del espesor de la capa.

- Correcciones por el espesor de capa

Las correcciones para las lecturas de la Normal de 16 pulgadas en capas delgadas no invadidas están dadas en gráficos; también existen para zonas invadidas. Estos gráficos son para un pozo de 8 pulgadas de diámetro. Para otros diámetros de lectura puede ser normalizados a un pozo de 8 pulgadas por medio del uso del grafico Rcor-8, según las necesidades.

2.4 PERFIL DE DENSIDAD DE LA FORMACION³⁴

2.4.1 Herramienta de Densidad

Una fuente colimada o enfocada de 1.5 Curies de Cesio 137, que emite rayos gamma con una energía inicial de 662 Kev, colocada dentro de un patín, se aplica contra la pared del pozo. Los rayos gamma interactúan con la formación bajo el efecto Compton dispersándose, para luego alcanzar los detectores localizados en el patín a una distancia fija de la fuente. Con ayuda del equipo de superficie, dichos rayos gamma detectados se cuentan y mediante un algoritmo predeterminado se obtiene de allí la densidad de la formación.

Para minimizar la influencia de la columna de lodo, los detectores y la fuente montada en el patín, están blindados. Las aperturas o ventanas de los blindajes se aplican contra la pared del pozo por medio de un brazo excentralizador.

La fuerza ejercida por el brazo es mayor que en el caso de las microsondas y el patín tiene una forma tal que la permite cortar el revoque cuando es blando, caso común en pequeñas y medianas profundidades. En zonas de revoques más consistentes, algo del mismo lodo puede quedar interpuesto entre el patín y la

formación. En este caso el revoque es visto por el aparato como si fuera formación y por lo tanto, su influencia debe ser tomada en cuenta.

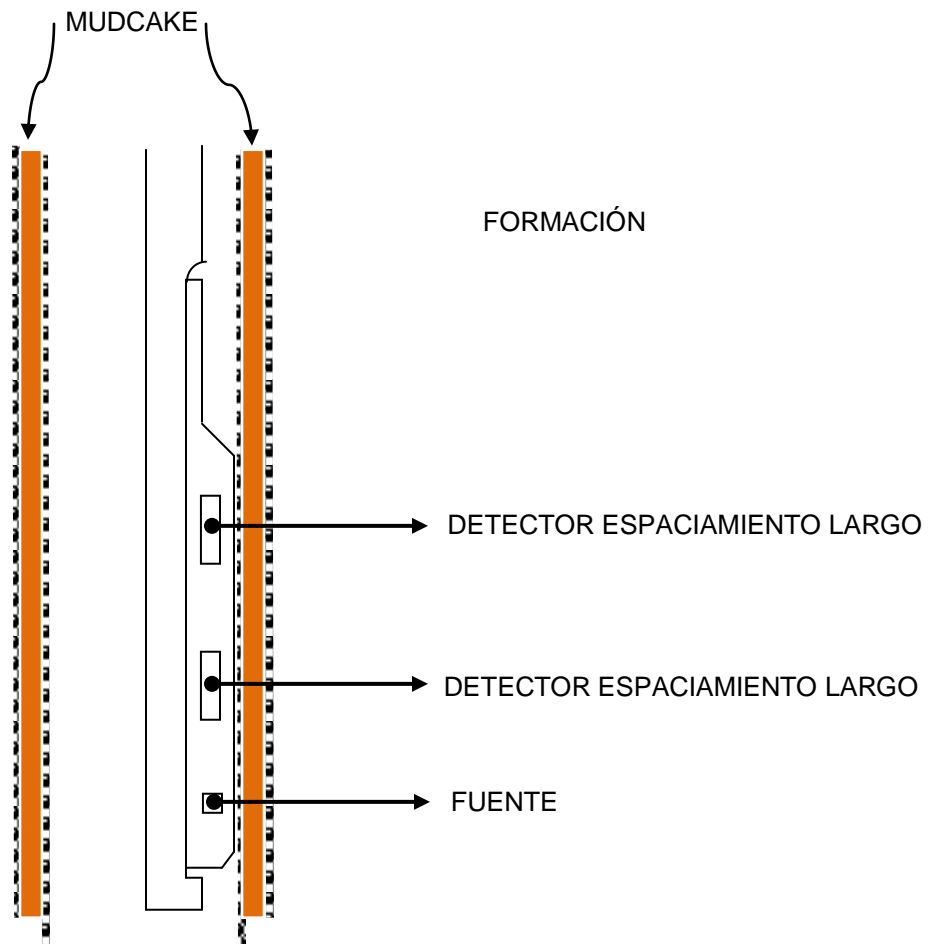


Figura 2.5. Herramienta de Densidad Compensada. Tomada de Bendeck, J. Perfiles Eléctricos, Una Herramienta Para la Evaluación de Yacimientos. 1992.

Debido a lo anterior, cuando el contacto entre el patín y la formación no es perfecto por revoque interpuesto o rugosidad de la pared, se debe aplicar una corrección a las lecturas, que pueden llegar a ser bastante grande. En el caso de tener un solo detector, la corrección es difícil puesto que depende tanto del espesor y densidad como de la composición del revoque o lodo interpuesto.

2.4.2 Presentación del Perfil de Densidad

La curva de Densidad de Formación, compensada, queda registrada en las pistas 2 y 3 en una escala lineal de densidad en gr/cm^3 . En las pistas 2 y 3 se pueden registrar opcionalmente una curva de porosidad. La curva de ΔP , que muestra cuando se corrige la curva de densidad por efecto del revoque y la rugosidad del pozo, está registrada en la pista 3. La curva de calibre queda registrada en la pista 1.

También se puede registrar simultáneamente a lo anterior, en la pista 1, una curva de rayos gamma. Si se corre un Perfil Neutrónico Compensado en combinación con el FDC (Herramienta de Densidad Compensada). Figura 2.5.

2.5 PERFILES NEUTRONICOS³⁴

Los perfiles Neutrónicos se usan principalmente para ubicar formaciones porosas y determinar su porosidad. Ellos responden, en primer lugar, a la cantidad de hidrocarburo presente en la formación. Así, en formaciones limpias cuyos poros están llenos de agua o petróleo, el Perfil Neutrónico nos va el valor real del espacio poral lleno de fluidos.

Las zonas gasíferas pueden frecuentemente identificarse comparando el perfil Neutrónico con otro de Porosidad o con valores de porosidad obtenidos de testigos o núcleos. Una combinación del Perfil Neutrónico con uno o dos perfiles de Porosidad, da valores aun mas exactos de esta y la identificación litológica, ayudando además a la evaluación del contenido de lutita.

2.5.1. Descripción de la Herramienta

Las herramientas neutrónicas Schlumberger incluyen la serie de GNT (ya en desuso), el SNP - Sidewall neutron Porosity tool- (de uso muy limitado) y la serie

de herramientas CNL (que incluye el perfil **Dual Porosity** o de Doble Porosidad que utiliza la nueva herramienta CNT-G). Las diferentes compañías de perfilaje emplean el nombre de registro de Neutron compensado, casi siempre combinado con el de Densidad.

El GNT es un aparato de medición no-direccional que emplea un detector que es sensible a los rayos gamma de captura de alta energía y a los neutrones de velocidad termal. Puede utilizarse en pozo abierto o entubado. Aunque el GNT responde primeramente a la porosidad, sus lecturas estaban enormemente influenciadas por la salinidad del fluido, temperatura, presión, diámetro del pozo, separación con la pared del pozo, revoque, peso del lodo, y en pozos entubados, por el revestimiento y el cemento.

En el sistema SNP, la fuente y detector de neutrones estaban colocados en una almohadilla (patín) en contacto con la pared del pozo. El detector es un contador proporcional, blindado de tal manera que solamente se detectan los neutrones con energía por encima de 0.4 electrón-voltios (epitérmicos).

El SNP tiene varias ventajas sobre el GNT:

- Como el detector está colocado en una almohadilla en contacto con la pared del pozo, los efectos de este disminuyen grandemente.
- Como se miden neutrones epitérmicos, disminuye el efecto perturbador de elementos altamente absorbentes de neutrones termal como el cloro y boro que se encuentran en las aguas de formación y matriz.
- Porque la mayor parte de las correcciones necesarias son efectuadas automáticamente en los instrumentos de superficie.
- Produce una medida buena en pozos vacíos.

2.5.2. Presentación del Perfil Neutrónico

El computador de superficie automáticamente hace las correcciones necesarias por peso de lodo, salinidad, temperatura y variaciones en el diámetro del pozo. En pozos llenos de gas solamente se requiere la corrección del diámetro de pozo la cual se hace manualmente usando un nomograma. Los valores de porosidad se presentan en las pistas 2 y 3 en escala lineal.

Los registros CNI y **Dual-Porosity** se presentan también en escala lineal en unidades de porosidad para una litología de matriz partículas. Cuando el CNL se corre en combinación con otra herramienta de porosidad, todas las curvas pueden presentarse en la misma escala de porosidad, facilitando la interpretación cualitativa visual de porosidad y litología o la presencia de gas.

3. TECNICAS PARA DETERMINAR LOS ESFUERZOS IN-SITU^[9,10,12,13,17]

3.1 TECNICAS DE CAMPO^[8,23,30,31]

Para determinar los esfuerzos in-situ en el campo se usan las siguientes técnicas.

3.1.1 Técnica Microfractura Hidráulica⁸

La técnica de fracturamiento hidráulico es la más usada y confiable para determinar el esfuerzo mínimo horizontal. Esta técnica usa la respuesta de la presión obtenida en la prueba durante la iniciación, propagación y cierre de la fractura inducida hidráulicamente y determina exactamente el estado de esfuerzo.

La fractura debe ser larga comparada con el radio del wellbore para poder medir el esfuerzo mínimo horizontal lejos del pozo, la longitud de la fractura debe tener un rango entre 5 y 15 pies para que tenga un buen abarque en la medición. Para una escala pequeña de fractura hidráulica se necesita información de registros y pruebas de corazón para tener una buena estimación.

Los análisis de los registros de Gamma Ray y Sónico se hacen para predecir la ubicación más apropiada de la litología para la prueba, es recomendado seleccionar las ubicaciones de los tramos de litologías con diferentes valores de Poisson y modulo de Young si el objetivo de esta medición es para establecer un perfil de esfuerzos.

Para esta prueba se realiza en un pozo recién perforado y sin revestimiento, el intervalo donde se realiza la prueba se selecciona y se aísla con empaques, se inyecta fluido de perforación en el intervalo a una tasa constante, durante la inyección la cara del pozo se presuriza y se inicia la fractura.

Usualmente se reconoce la iniciación de la fractura por la presión máxima o breakdown en un registro de presión contra tiempo. En la práctica el breakdown no se obtiene siempre. La iniciación de la fractura puede ocurrir antes del breakdown, después de iniciar el breakdown la inyección continuará hasta la estabilización de la presión.

El fluido de fracturamiento es usualmente un fluido de baja viscosidad para zonas de baja permeabilidad, para zonas de alta permeabilidad se utiliza lodo de perforación.

Dentro de la formación se inyecta volúmenes de fluido menor de 100 galones con una tasa de flujo entre 0,25 a 25 galones por minuto. La cantidad de fluido y la tasa de inyección usada durante la prueba son seleccionadas para realizar el tamaño de la fractura.

Procedimiento

Si se incrementa la presión dentro del intervalo aislado en donde se realiza la determinación de los esfuerzos, una fractura radial se inicia tan pronto como el esfuerzo perimetral sobrepasa la resistencia de la roca y las concentraciones de los esfuerzos in-situ.

La siguiente expresión puede representar la presión máxima observada durante el ensayo de microfractura, en un pozo de paredes lisas y no revestido.

$$P_b = 3\sigma_h - \sigma_H - P_o + T_o \quad (3.1)$$

Esta ecuación es válida únicamente en el caso de que no haya penetración del fluido, suministrando de esta manera un límite superior para la magnitud de la presión máxima. También se asume que las direcciones de iniciación y propagación son idénticas. Sin embargo, si ocurre infiltración antes de alcanzar el

valor de la presión máxima, la expresión llegará a ser más compleja, denotando un límite inferior para la presión y se expresará de la siguiente manera.

$$P_{b\text{ inferior}} = \frac{3\sigma_h - \sigma_H - 2\eta P_0 + T_0}{2(1 - \eta)} \quad (3.2)$$

En donde η es el parámetro poroelástico definido por la siguiente ecuación.

$$\eta = \frac{\alpha(1 - 2\nu)}{2(1 - \nu)} \quad (3.3)$$

Donde η es una propiedad únicamente de la roca porosa y su rango físico es de 0,05 pero en rocas de yacimiento es de 0,25.

Después de que la fractura se ha propagado por un instante, el bombeo cesa y una presión instantánea es gravada y se identifica a partir de un cambio de pendiente en el registro de valores de presión. Por lo que la fractura se propaga perpendicular al esfuerzo mínimo principal, ese esfuerzo es el único que reacciona contra la presión interna de la fractura. Esta presión instantánea P_{isisp} deberá estar ligeramente sobre el valor de la magnitud del esfuerzo mínimo principal, asumiendo que la influencia del wellbore es despreciable. Una segunda ecuación se expresa de la siguiente manera.

$$P_{isisp} \approx \sigma_h \quad (3.4)$$

La resistencia a la tensión T_0 , se puede obtener a partir de un segundo ciclo de presurización utilizando el mismo fluido de perforación y la misma tasa de bombeo como en el primer ciclo. La resistencia a la tensión de la roca del yacimiento

desaparece con la presencia de la fractura y los límites de la presión de reapertura, P_r se puede expresar de la siguiente manera:

$$P_{r \text{ superior}} = 3\sigma_h - \sigma_H - 2\eta P_0 \quad (3.5)$$

$$P_{r \text{ inferior}} = \frac{3\sigma_h - \sigma_H - 2\eta P_0}{2(1 - \eta)} \quad (3.6)$$

El sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas permite la determinación de los esfuerzos in-situ y la resistencia a la tensión T_0 , asumiendo que la presión de poro en el yacimiento es conocida. En un yacimiento virgen, se asume $P_0 = 0.43$ psi/ft. Como una primera aproximación razonable, en el caso de aguas ligeramente saladas se asume que $P_0 = 0.46$ psi/ft.

3.1.2 Técnica de Breakout³¹

Los mecanismos que forman los breakout inducidos en el pozo han sido discutidos por Gough y Bell en 1982, Zabach en 1985, Haimson y Harrick en 1989, Barton en 1988, Moos y Zabach en 1990 entre otros.

Esta técnica se planteó para un pozo ancho, cilíndrico, homogéneo, isotrópico, elástico y que esté sujeto a una placa con dos esfuerzos ortogonales.

La solución de Kirsch fue planteada en 1898 y en 1961 fue modificado por Jaeger, donde propuso una buena herramienta para estimar el estado de los esfuerzos alrededor del pozo, toma en cuenta el diferenciar de presión entre la presión del fluido de perforación y la formación.

El breakout se desarrolla en el wellbore y es perpendicular a la dirección de la fractura hidráulica inducida en el pozo, depende de los esfuerzos in-situ y la resistencia de la roca. El derrumbe en la cara del pozo ocurre en un azimut

simétrico en la circunferencia de esfuerzos σ_{θ} que esta excedida por la compresión de la resistencia de la roca.

La solución fue planteada por Kirsch y modificada por Jaeger y Cook (1979), donde plantearon las siguientes ecuaciones.

Para el Esfuerzo Radial se expresa de la siguiente manera:

$$\sigma_r = \frac{1}{2}(\sigma_H + \sigma_h) \left(1 - \frac{a^2}{r^2}\right) + \frac{1}{2}(\sigma_H - \sigma_h) \left(1 - 4\frac{a^2}{r^2} + 3\frac{a^4}{r^4}\right) \cos 2\theta + \frac{\Delta P a^2}{r^2} \quad (3.7)$$

Para el Esfuerzo Tangencial se expresa de la siguiente manera:

$$\sigma_{\theta} = \frac{1}{2}(\sigma_H + \sigma_h) \left(1 + \frac{a^2}{r^2}\right) - \frac{1}{2}(\sigma_H - \sigma_h) \left(1 - 3\frac{a^4}{r^4}\right) \cos 2\theta + \frac{\Delta P a^2}{r^2} \quad (3.8)$$

Para el Esfuerzo de Cizalla se expresa de la siguiente manera.

$$\tau_{r\theta} = -\frac{1}{2}(\sigma_H + \sigma_h) \left(1 + 4\frac{a^2}{r^2} - 3\frac{a^4}{r^4}\right) \text{Sen} 2\theta \quad (3.9)$$

La magnitud del esfuerzo máximo horizontal toma en cuenta el ancho del breakout cuando la resistencia compresiva de la roca es conocida, está fundamentalmente discutida por Borton en 1988, él consideró el verdadero estado del esfuerzo poliaxial, usando C_{eff} , la resistencia efectiva de la roca en el sitio, el ángulo

máximo de iniciación de breakout ϕ_b y el esfuerzo tangencial σ_θ , donde se expresa de la siguiente manera.

$$\sigma_{H \text{ Max}} = \frac{C_{eff} + P_f}{[1 - 2\cos(\pi - 2\phi_b)]} - \sigma_{h \text{ min}} \frac{[1 + 2\cos(\pi - 2\phi_b)]}{[1 - 2\cos(\pi - 2\phi_b)]} \quad (3.10)$$

3.1.3 Técnica de Diagramas de Esfuerzo de Campo²³

Los diagramas de esfuerzos de campo incorporan relaciones para la ocurrencia de de falla y fracturamiento. Cada método tiene en cuenta el fallamiento Andersoniano que se asume en regiones de fallamiento normal donde los esfuerzos $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$ y en regiones de fallamiento inverso que los esfuerzos son $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$.

Las ecuaciones 3.11 a la 3.16, indican que tales restricciones no pueden ser validas una vez la falla se ha formado; los sistemas de fallas Andersonianos pueden ser únicamente aplicables durante la formación de las fallas.

$$\sigma_h = \sigma_v \left(\frac{1 - \text{sen } \beta}{1 + \text{sen } \beta} \right) + P_p \left(\frac{2 \text{ sen } \beta}{1 + \text{sen } \beta} \right) - \frac{2C \cos \beta}{1 + \text{sen } \beta} \quad (3.11)$$

$$\frac{\sigma_H}{\sigma_v} = \frac{1}{1 + \text{sen } \beta} \left[2v - \frac{P_p}{\sigma_v} (2v - 1 - \text{sen } \beta) \right] - \frac{v * UCS}{1 + K_p \sigma_v} \quad (3.12)$$

$$\frac{\sigma_H}{\sigma_v} = \frac{1}{1 - \text{sen } \beta} \left[2v - \frac{P_p}{\sigma_v} (2v - 1 + \text{sen } \beta) \right] - \frac{v * UCS}{\sigma_h} \quad (3.13)$$

$$\frac{\sigma_H}{\sigma_h} = \frac{2v}{1 - \text{sen } \beta} \left(1 - \frac{P_p}{\sigma_h} \right) + \frac{P_p}{\sigma_h} \quad (3.14)$$

$$\frac{\sigma_h}{\sigma_v} = v(K_p + 1) + \frac{P_p}{\sigma} [1 - v(K_p + 1)] + \frac{v * UCS}{\sigma_v} \quad (3.15)$$

$$\frac{\sigma_H}{\sigma_h} = \frac{1}{v(K_p + 1)} \left\{ K_p - \frac{P_p}{\sigma_h} [K_p - (1 - v) - v] \right\} \quad (3.16)$$

En cuencas productoras de hidrocarburos se deben tener una comparación de predicciones de los esfuerzos existentes en profundidad con datos de campo y se requieren para evaluar si las predicciones son representativas de esfuerzos observados en campo.

Las predicciones a partir de las ecuaciones enunciadas antes son evaluadas utilizando la siguiente información.

- La respuesta del esfuerzo mínimo a la variación en la presión de poro para el agotamiento del yacimiento y datos medidos en la cuenca.
- Las variaciones de magnitudes del esfuerzo mínimo como un resultado de variación de litología.

Esfuerzo Mínimo-Datos de presión de poro durante el agotamiento

La respuesta de la cuenca pasiva es siempre utilizada para calcular el crecimiento en el esfuerzo mínimo como resultado de la caída de presión de poro. La exposición racional es que durante la caída, los esfuerzos geológicos responsables por el fallamiento no son afectados y el campo corresponde a la reducción de presión de poro de una manera pasiva. La variación de presión de poro natural en un yacimiento puede resultar en una respuesta similar al esfuerzo mínimo.

Los cambios de esfuerzos asociados con agotamiento son complicados en yacimientos compactos. Los cambios teóricos en las magnitudes de los esfuerzos horizontales actuando en el centro de un yacimiento compacto elástico resultan a

partir del agotamiento y han sido descritos por una relación la cual cuenta para la diferencia entre la rigidez del yacimiento y de la región adyacente.

La respuesta esfuerzo-agotamiento observado en varios campos, como también la relación esfuerzo mínimo-presión de poro en una medida de cuenca, se puede utilizar para evaluar la precisión de la relación para cuenca pasiva y se expresa de la siguiente manera.

$$\delta \sigma_3 = \delta P_p \left(\frac{1 - 2\nu}{1 - \nu} \right) \quad (3.17)$$

El cambio en los esfuerzos, debido a agotamiento o variación de presión de poro, será diferente en campos en donde ocurre fallamiento normal o inverso. La respuesta esfuerzo mínimo-agotamiento en una región de fallamiento normal se puede expresar de la siguiente manera:

$$\delta \sigma_3 = \delta P_p \left(\frac{2 \text{ Sen } \beta}{1 + \text{ Sen } \beta} \right) \quad (3.18)$$

En donde ν se deberá expresa de la siguiente manera:

$$\nu > \frac{(1 - \text{ Sen } \beta)}{2} \quad (3.19)$$

Cuando el esfuerzo mínimo actúa en el plano de falla ν se expresa de la siguiente manera:

$$\nu < \frac{(1 - \text{ Sen } \beta)}{2} \quad (3.20)$$

El esfuerzo mínimo actúa paralelo a la falla y la relación esfuerzo mínimo-agotamiento se describe por la ecuación siguiente:

$$\delta \sigma_3 = \delta P_p \left(\frac{\text{ Sen } \beta + 1 - 2\nu}{1 + \text{ Sen } \beta} \right) \quad (3.21)$$

En áreas de fallamiento inverso activo la siguiente relación resulta apropiada.

$$\delta\sigma_3 = \delta P_p [1 - \nu(K_p + 1)] \quad (3.22)$$

En donde $\nu < \left(1 + \frac{1}{K_p}\right)$ y un sistema de desplazamiento de rumbo se predice.

Cuando la relación de Poisson excede este valor, el esfuerzo mínimo es constante e igual al esfuerzo generado por la capa suprayacente.

3.1.4 Técnica de la Prueba Leak-off (LOT)¹⁰

El propósito principal de esta prueba es generar información sobre la integridad de la formación/casing. La prueba estándar LOT también es llamada la prueba de integridad de formación (FIT) y no es considerada como una técnica de medición de esfuerzos, debido a que la prueba se realiza bajo el zapato del casing para probar la integridad de cemento. Sin embargo, la prueba LOT se ha usado para la estimación del esfuerzo, debido a que la presión Leak-off indica que una fractura se está formando y esto dará una aproximación del esfuerzo mínimo $\sigma_{h \min}$. La presión Leak-off P_{lo} se interpreta como la primera desviación de la línea de una grafica de presión-volumen como se muestra en la figura 3.1.

En el ensayo estándar de propagación, LOT se asume para medir el gradiente de fractura, es decir, el peso del lodo máximo que puede sostener el zapato del casing (o shoe casing). Sin embargo, si se repiten ensayos de propagación dentro de una sección del pozo, se pueden obtener diferentes presiones del pozo en diferentes profundidades. Esto indica que el gradiente de fractura, cuando es medido en una prueba estándar de LOT, no es absoluto y puede aumentar o decrecer con el tiempo.

Los ensayos estándar de propagación son interpretados inconscientemente para la estimación de los esfuerzos dentro de la industria petrolera, debido a que este ensayo se utiliza para probar la integridad del cemento. La caída de presión (breakdown) en las paredes del pozo no se constituye el objetivo de un ensayo LOT, sino el objetivo es la adherencia del cemento con la formación/casing y el peso del lodo optimo durante la perforación; de acuerdo con esto, el valor obtenido en el ensayo debe ser equivalente a una presión de iniciación de fractura la cual es dependiente en la magnitud de los esfuerzos y de la anisotropía en el pozo. La ausencia de caída de presión del pozo y la propagación de la fractura más allá de la región próxima del pozo en un LOT, evita la medición directa del esfuerzo horizontal mínimo. Consecuentemente, las magnitudes de esfuerzos, no pueden ser inferidos sin una asunción acerca de la anisotropía de esfuerzos horizontales y la resistencia a la tensión de la roca.

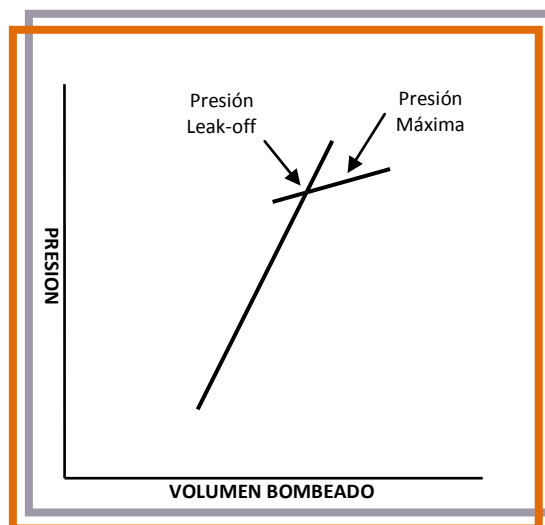


Figura 3.1. Gráfica de la prueba estándar LOT, presión vs volumen.
Tomada de SPE, Paper 47325.

Algunos autores establecen que los ensayos de propagación LOT, exceden marginalmente la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo. La diferencia es atribuida a la concentración de esfuerzos actuando alrededor del pozo.

El uso de la técnica LOT para la determinación del esfuerzo horizontal mínimo

Se han usado las pruebas de LOT para la estimación del esfuerzo debido a la similitud con la prueba de fracturamiento hidráulico. Sin embargo, en la prueba LOT son menos los equipos usados y los datos recolectados que en la prueba ideal de fracturamiento hidráulico.

El esfuerzo mínimo es normalmente estimado desde los datos de la prueba LOT, mientras el esfuerzo horizontal máximo es raramente calculado. El valor del esfuerzo es calculado desde la prueba LOT a partir de las siguientes dos aproximaciones:

- El análisis individual de la prueba LOT, desde el análisis directo de datos y a través del uso de un “esfuerzo limite” y un “tipo de análisis”, el tipo de análisis es igualar la presión Leak-off, asumir la relación entre σ_h y σ_H , asumir la P_{1o} igual al esfuerzo horizontal mínimo y usar “la presión instantánea de cierre” como una indicación del esfuerzo mínimo.
- Las correlaciones empíricas de números grandes de datos P_{1o} para una cuenca o campo.

El esfuerzo mínimo estimado desde la prueba Individual LOT

Ambos métodos de estimación de esfuerzos empleados en los datos individuales LOT, asumen que las P_{1o} corresponden a la iniciación de una fractura en la pared del wellbore y que la presión puede ser igual a una “presión de iniciación de fractura”, desde la teoría elástica para las distribuciones de esfuerzos alrededor de un pozo cilíndrico. Generalmente la estimación del esfuerzo desde la prueba LOT es confiable en pruebas realizadas en pozos verticales, como la iniciación de la

fractura es únicamente debido a los esfuerzos horizontales en el tensor de esfuerzos. Para la estimación del esfuerzo In-Situ desde los datos de la prueba LOT, utiliza el siguiente procedimiento:

- Igualar la presión Leak-off como se muestra en la figura 3.1, el gradiente de la iniciación de fractura es representado por la siguiente ecuación:

$$P_{lo} = 3\sigma_h - \sigma_H + T_o - P_o \quad (3.23)$$

- Se asume una relación entre σ_h y σ_H , se resuelve la anterior ecuación para P_{lo} .
- Se asume que el P_{lo} sea igual al esfuerzo horizontal mínimo.

Se usa “la presión instantánea de cierre” cuando las bombas son cerradas en una prueba LOT, como una indicación del esfuerzo mínimo.

3.1.5 Técnica de la Prueba Extendida de Leak-off (ELOT)¹⁰

Las pruebas Extendidas de Leak-off (ELOT) son realizadas de una manera similar a las pruebas estándar LOT, pero toma prestada la metodología de la técnica de fracturamiento hidráulico (la magnitud de σ_h se determina con la presión de cierre, la orientación de σ_H se estima con la orientación de la fractura y la magnitud de σ_H se estima utilizando la ecuación 3.24 ó 3.25), repitiendo los ciclos de presurización, los resultados de esta prueba para la determinación de los esfuerzos son mejores. Las características del diagnóstico registrado y los métodos usados para interpretar los datos requeridos para el análisis son resumidos en la Figura 3.2.

En una prueba ELOT, la presión se aumenta hasta que se logra el Leak-off. Las bombas son entonces cerradas y se supervisa la caída de la presión. La interrupción de la presión en la prueba se muestra como una caída en la grafica de la Figura 3.2 y esto nos indica un cierre. Esto nos da una primera estimación de la magnitud del esfuerzo mínimo. Dos ciclos más se llevan a cabo para superar la fuerza tensil de la formación y las concentraciones de los esfuerzos alrededor del pozo perforado. En el segundo y tercer ciclo, una presión constante máxima se registra, que es la presión de propagación de la fractura. En el segundo y tercer cierre la presión normalmente da una mejor estimación de la magnitud del esfuerzo mínimo.

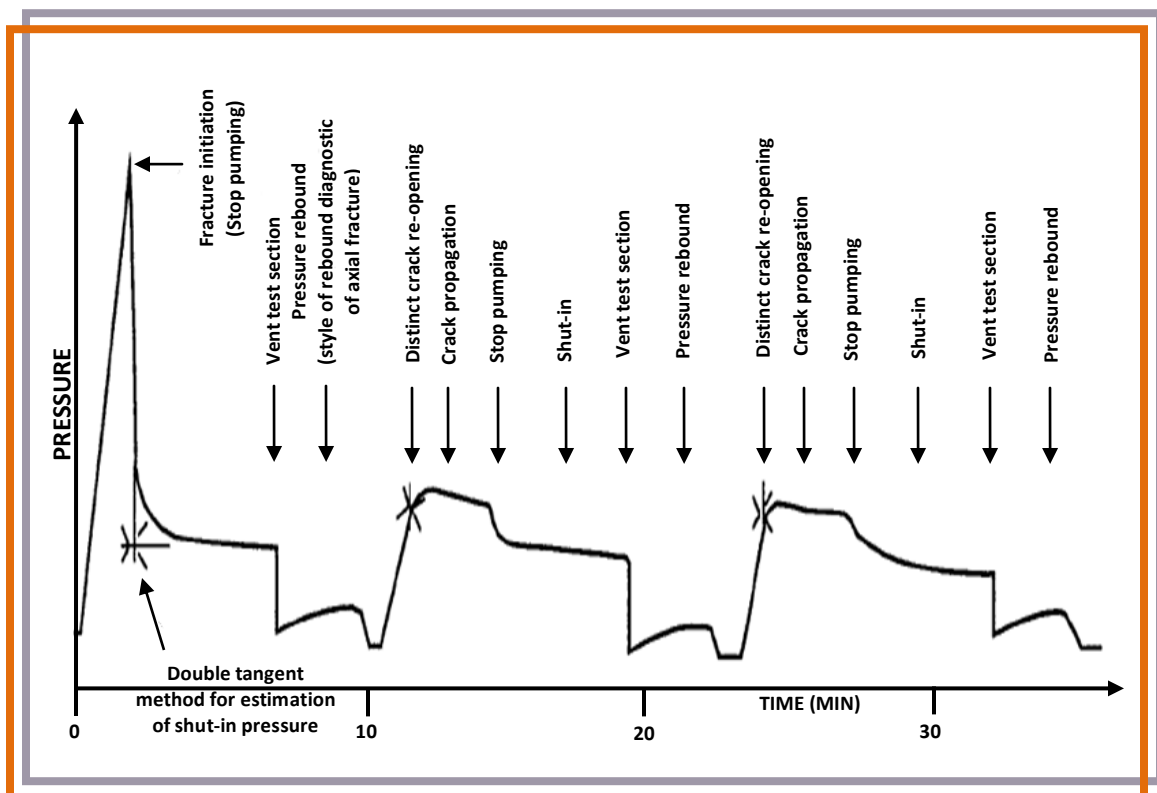


Figura 3.2. Grafica ideal de una prueba de presión.

Tomada de SPE, Paper 47325.

La prueba ELOT se ha usado por la industria durante los últimos 8 años superando muchas de las limitaciones del procedimiento de la prueba estándar LOT sin tardar más tiempo, toma aproximadamente 1 hora para realizar una prueba de ELOT.

La estructura teórica para la determinación del esfuerzo mínimo desde las Pruebas de Fracturamiento Hidráulico y ELOT.

La medición de los esfuerzos en la prueba ELOT y la prueba de fracturamiento hidráulico comparten una estructura teórica común. En un tipo ideal de roca poroelástica, cuando una fractura es producida y orientada coaxialmente con el hueco, la magnitud y orientación del campo de esfuerzos en el plano normal del eje del hueco puede ser determinado. Esto quiere decir:

- La magnitud de σ_h se estima directamente de la presión del cierre.
- La orientación de σ_H se estima directamente desde la orientación de la fractura.
- La magnitud de σ_H se estima utilizando cualquiera de las siguientes expresiones:

$$\sigma_H = 3\sigma_h - kP_l + T_0 - (2 - k)P_0 \quad (3.24)$$

$$\sigma_H = 3\sigma_h - kP_l - (2 - k)P_0 \quad (3.25)$$

La ecuación 3.24 se utiliza para la iniciación de la fractura y la ecuación 3.25 se utiliza para la reapertura de la fractura y ambas ecuaciones son generalizaciones de la ecuación 3.23 para las rocas poroelásticas, para la iniciación de la fractura en el primer ciclo de presurización y durante la prueba para la reapertura de la fractura.

En la prueba de fracturamiento hidráulico la orientación de la fractura inducida en la pared del wellbore es un paso esencial en el procedimiento del análisis. Sin embargo, esto no es determinado en ELOT. Similarmente, las fuerzas de la fractura tensil son comúnmente evaluadas por el fracturamiento hidráulico, pero no por las pruebas de ELOT.

3.2 TECNICAS DE LABORATORIO^[1,2,9,12,13,17]

Para determinar los esfuerzos in-situ en laboratorio se usan las siguientes técnicas.

3.2.1 Método ASR (Anelastic Strain Recovery)⁹

El método consiste básicamente en la medición de las deformaciones en una muestra de roca cilíndrica que es cortada desde el corazón. Cuando el barril de corazonamiento alcanza la superficie, el proceso de recuperación es monitoreada por varias horas en un equipo especial que controla la temperatura y la humedad, hasta desaparecer la deformación plástica, es decir alcanza la relajación total.

La idea principal de este método es que durante y después de la extracción de la muestra de roca, esta se relaja de la deformación obtenida durante la depositación y compactación de los sedimentos. La relajación de la deformación total consiste en dos partes, la primera parte es una recuperación de deformación elástica y la segunda parte la recuperación plástica depende del tiempo. La primera recuperación puede ser observada durante la extracción del núcleo y la medida de la recuperación de deformación puede ser relacionada a los componentes totales de esfuerzos.

La prueba ASR mide la deformación de la roca en seis direcciones que son las orientaciones principales ($\epsilon_{xx}, \epsilon_{yy}, \epsilon_{aa}, \epsilon_{zz}, \epsilon_{bb}, \epsilon_{cc}$), se muestra en la Figura 3.3. La orientación de deformación es generalmente asociada al pozo a través de la extracción del núcleo, dos muestras son cortadas de 20 y 30 cm de largo, el diámetro varía de 3 hasta 5 ½ pulgada y son probadas simultáneamente, las orientaciones principales son dadas por los vectores desde la ecuación 3.26, que es la matriz para determinar las direcciones de las deformaciones.

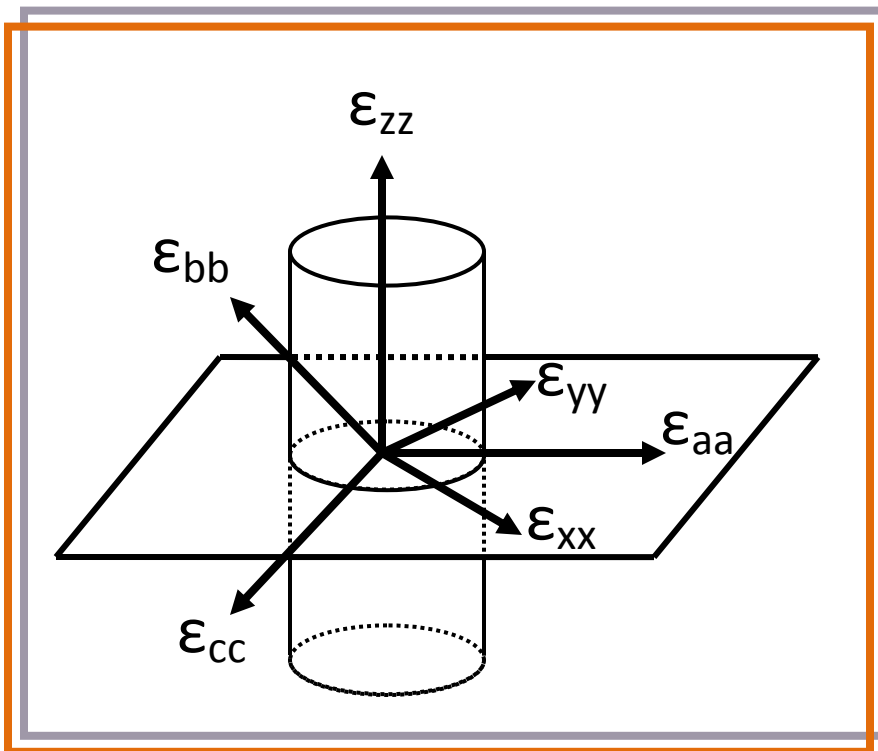


Figura 3.3. Medidas de las orientaciones de las deformaciones en el ASR.
Tomada de SPE, Paper 94919.

$$\left(\begin{array}{ccc} \varepsilon_{xx}^i & \frac{\varepsilon_{xx}^i - 2\varepsilon_{aa}^i + \varepsilon_{yy}^i}{2} & \frac{\varepsilon_{zz}^i - 2\varepsilon_{bb}^i + \varepsilon_{xx}^i}{2} \\ \frac{\varepsilon_{xx}^i - 2\varepsilon_{aa}^i + \varepsilon_{yy}^i}{2} & \varepsilon_{yy}^i & \frac{\varepsilon_{yy}^i - 2\varepsilon_{cc}^i + \varepsilon_{zz}^i}{2} \\ \frac{\varepsilon_{zz}^i - 2\varepsilon_{bb}^i + \varepsilon_{xx}^i}{2} & \frac{\varepsilon_{yy}^i - 2\varepsilon_{cc}^i + \varepsilon_{zz}^i}{2} & \varepsilon_{zz}^i \end{array} \right) \quad (3.26)$$

Sin embargo algunos autores hacen alusión a la deformación parcial como Voight (1968) quien primero sugirió que la suposición de recuperación parcial de la deformación es proporcional a la recuperación de la deformación total y que una estimación del estado de esfuerzo In-Situ en profundidad puede ser orientado del núcleo inmediatamente en su retiro desde el hueco perforado, él notó que había una justificación empírica para considerar que la recuperación de la deformación plástica es proporcional a la recuperación total y relacionó el estado del esfuerzo in-situ. Si la roca es isotrópica o transversalmente isotrópica, homogénea en profundidad, la recuperación del comportamiento es linealmente viscoelástico, la deformación de alivio a lo largo de la dirección de la deformación principal será uniforme con el tiempo y la dirección de la deformación principal de alivio determinada sobre un intervalo de tiempo dado corresponderá a las condiciones iniciales de la deformación in-situ.

Otro autor como Blanton ha considerado dos casos para la determinación de los esfuerzos In-Situ y son las siguientes:

1. La recuperación del núcleo es isotropa.
2. La recuperación del núcleo es transversalmente isotropa.

Para el primer caso las siguientes suposiciones fueron realizadas:

- La viscosidad de la roca puede ser caracterizada por un parámetro de viscoelasticidad (el creep compliance o el modulo de relajación).
- La muestra de roca es homogénea y linealmente viscoelástica.
- La relación de Poisson es independiente del tiempo.
- Los esfuerzos In-situ son instantáneamente removidos.

Si las suposiciones anteriores son validas, las magnitudes de los esfuerzos principales pueden ser calculados si se conocen los siguientes parámetros:

- La recuperación de las 3 principales deformaciones.
- La relación de Poisson.
- El esfuerzo de overburden.

El segundo caso es proyectado para representar una roca cuyas propiedades mecánicas son perpendiculares a la estratos y son diferentes, en este caso el parámetro de viscoelásticidad es menor y suma para los requerimientos del primer caso, el de isotropa, y necesario para calcular la magnitud de los esfuerzos In-situ. Blauton y Teufel incluyeron el efecto de presión de poro en el modelo de recuperación de viscoelasticidad.

Procedimiento del método ASR

- Después de la extracción del núcleo, seis traductores de desplazamiento horizontal y uno vertical son puestos alrededor del núcleo. Para evitar los efectos de la evaporación de los fluidos y para estabilizar la temperatura de la muestra; el equipo, el núcleo y todos los traductores son puestos en un

baño de aceite, el equipo es puesto también en horno automático y se muestra en la figura 3.4.

- Todos los datos dados por los traductores y los sensores termale son registrados y digitalizados. En la Figura 3.5 se muestra una grafica de deformación de la muestra contra tiempo, los puntos A y B muestran la deformación elástica instantánea cuando el núcleo es cortado (t_0), B y C es la relajación durante la recuperación ($t_0 - t_1$), $t_1 - t_2$ es el periodo de obtención del ASR.
- La orientación de los esfuerzos principales son determinados directamente desde la orientación de la deformación principal registrada.

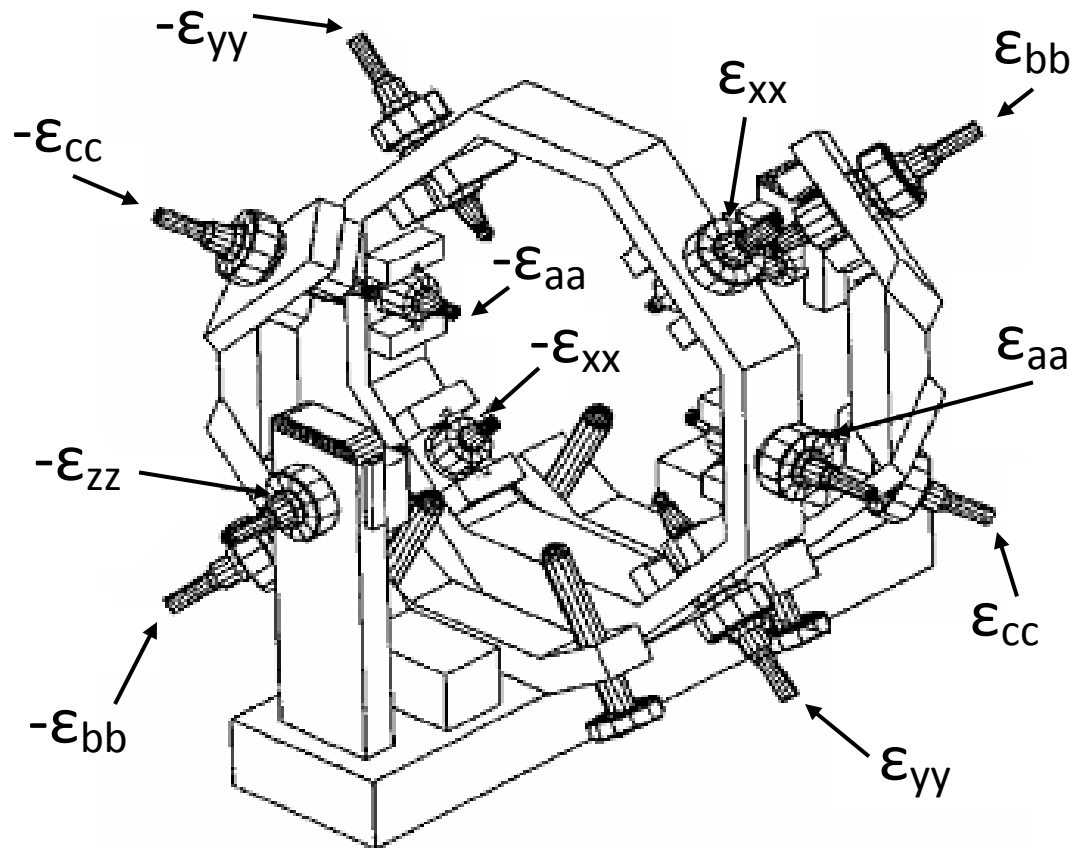


Figura 3.4. Equipo ASR. Tomada de SPE, Paper 94919.

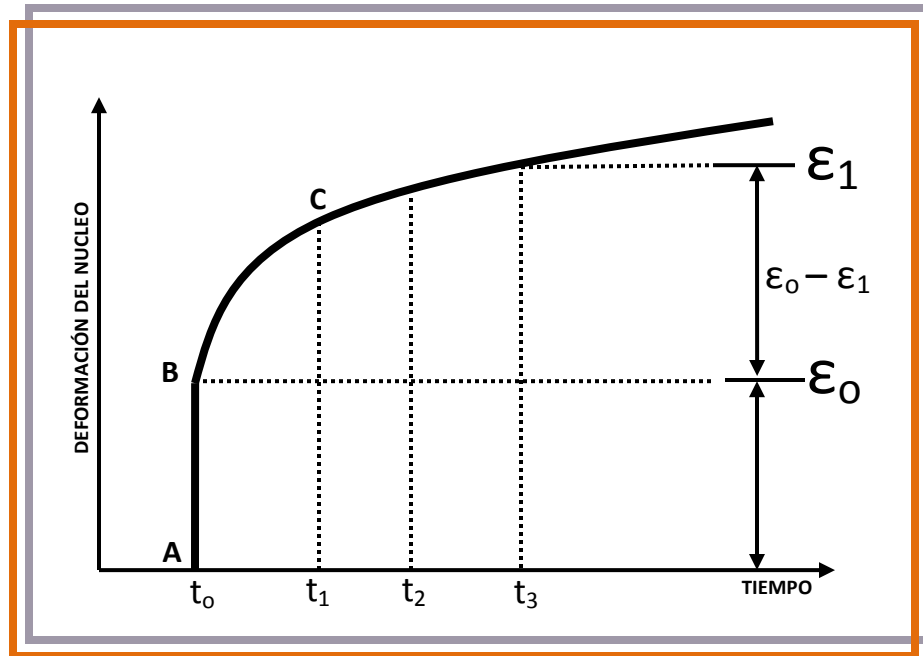


Figura 3.5. Grafica de deformación del núcleo vs. tiempo.
Tomada de SPE, Paper 39075.

Determinación de los esfuerzos horizontales

Para calcular las magnitudes de los esfuerzos horizontales principales se requieren los datos de las recuperaciones de las deformaciones de la muestra, las propiedades mecánicas de la roca como el módulo elástico y la relación de Poisson de cada núcleo en función de la orientación y presión de confinamiento. Las propiedades elásticas son determinadas en la prueba de compresión triaxial inconfiada a 10 MPa de presión de confinamiento debido a que esta presión es aproximadamente a la de la roca In-Situ.

También se utiliza el modelo de viscoelasticidad que fue desarrollado por Blanton y Teufel, y es el modelo transversalmente isotrópico que usa las ecuaciones 3.27 y 3.28 para determinar los esfuerzos horizontales.

$$\sigma_{Hmax} = a \sigma_V^* \frac{(1 - a v_2^2) \Delta \varepsilon_{Hmax} + (v_1 + a v_2^2) \Delta \varepsilon_{hmin} + v_2 (1 + v_1) \Delta \varepsilon_V}{(1 + v_1) [(1 - v_1) \Delta \varepsilon_V + a v_2^2 (\Delta \varepsilon_{Hmax} + \Delta \varepsilon_{hmin})]} + \alpha P_p \quad (3.27)$$

$$\sigma_{hmin} = a \sigma_V^* \frac{(1 - a v_2^2) \Delta \varepsilon_{hmin} + (v_1 + a v_2^2) \Delta \varepsilon_{Hmax} + v_2 (1 + v_1) \Delta \varepsilon_V}{(1 + v_1) [(1 - v_1) \Delta \varepsilon_V + a v_2^2 (\Delta \varepsilon_{Hmax} + \Delta \varepsilon_{hmin})]} + \alpha P_p \quad (3.28)$$

Donde en las Ecuaciones 3.27 y 3.28, $\Delta \varepsilon_{Hmax}$, $\Delta \varepsilon_{hmin}$, $\Delta \varepsilon_V$, son los diferenciales de las magnitudes principales de recuperación de deformación, σ_V^* es el esfuerzo vertical efectivo, αP_p es la presión de poro efectiva, α es la relación de creep compliance en la dirección horizontal y vertical, v_1 y v_2 son relaciones de Poisson en la dirección vertical y horizontal, respectivamente. Usando estas ecuaciones se asume que las propiedades del material son simétricas en el eje de la dirección vertical y el eje es paralelo a uno de los esfuerzos principales, el overburden y este esfuerzo se puede calcular de la carga gravitatoria. Esta suposición se hace aunque el pozo este inclinado. El esfuerzo efectivo vertical se puede calcular de la siguiente ecuación:

$$\sigma_V^* = \sigma_V - \alpha P_o \quad (3.29)$$

Donde σ_V es el esfuerzo vertical total y se calcula multiplicando el gradiente de overburden por la profundidad, P_o se determina de las pruebas de pozo, α se asume igual a 1, α es la relación creep compliance y se determina desde la relación del modulo elástico en la dirección horizontal E_2 y el modulo elástico en la dirección vertical E_1 en la rata de la prueba de deformación y $a = E_2 / E_1$.

3.2.2 Método DSCA (Differential Strain Curve Analysis)¹⁷

Este método fue hallado en el trabajo por Simmons et al 1974 y dice que para muchas rocas bajo la compresión de las deformaciones vs la curva de presión consiste en segmentos lineales separadas por diferentes inclinaciones

discontinuas y la medida representada en una dirección que tomada la forma generalmente de la Figura 3.6 donde estas son dos segmentos lineales distintos separadas por una zona donde la inclinación cambia continuamente.

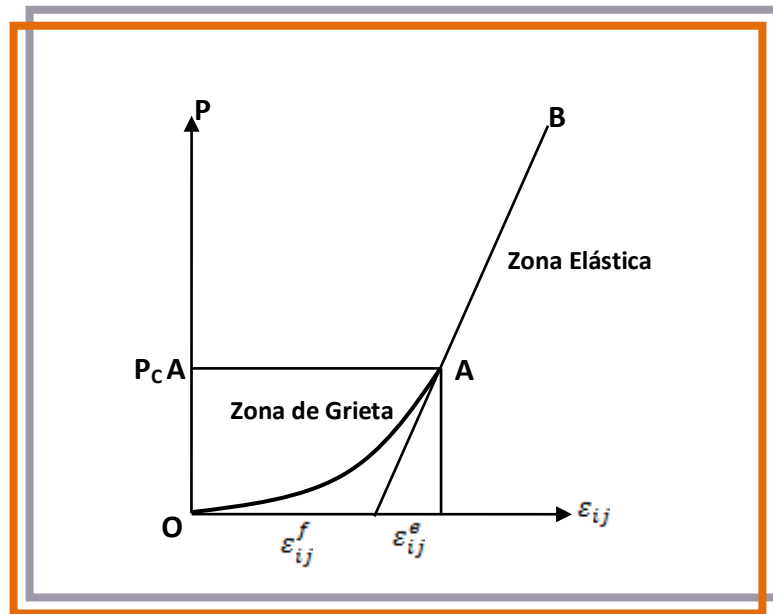


Figura 3.6. Curva de esfuerzo-deformación de la prueba de laboratorio DSA.
Tomada de SPE, Paper 17960.

La posición de la zona de transición de la curva de deformación entre la parte lineal se relaciona para las presiones In-Situ. La agudeza con que esa transición tomada en ese lugar es aparentemente como una función de la mineralogía de la roca, por ejemplo la roca cristalina generalmente producirá un punto de ruptura notable, considerando que las rocas sedimentarias usadas en este estudio fueron producidas en zonas transitoriamente largas, probablemente debido a la buena litificación de los sedimentos. En este caso la deformación el en punto de ruptura puede ser usado para determinar directamente los esfuerzos In-Situ, que vale la pena el cambio de transición de la posición de las curvas que representan las diferentes direcciones en la misma roca. Este cambio será esperado con la curva

que entra en la transición más temprana donde representan los esfuerzos in-situ más pequeños.

La primera parte de la línea tiene una pendiente inclinada porque las fracturas únicamente son parcialmente cerradas. La última parte lineal representa la compresibilidad intrínseca de los constituyentes minerales en la matriz de la roca después de todas las fracturas y más el espacio del poro son cerrado. Eso puede ser expresado como la relación de $\Delta\varepsilon$ para ΔP o como la inclinación (β) de la parte lineal de la curva. Los puntos X y Y son falsos en la primera parte de la curva de deformación y son representadas por los valores de (P_X, ε_X) y (P_Y, ε_Y) . Los valores de ε'_X y ε'_Y son los interceptos de la presión de cero obtenidos por la proyección lineal paralelo a la inclinación de la compresibilidad a través del punto X y Y. La cantidad $(\varepsilon'_Y - \varepsilon'_X)$ es el cambio de la deformación que ocurre sobre el rango de presión $(P_Y - P_X)$ causado por el cierre parcial o total de las falsas fracturas que donde abre en $P < P_X$.

También realizó una investigación el autor el Strickland en 1979 en la generación de cantidades de fracturas causa por daños en el proceso de recuperación del núcleo. La prueba fue usada en el estudio porque puede determinar los siguientes parámetros:

- La compresibilidad lineal y volumétrica como una función de la presión.
- La deformación asociada con las fracturas de una particular presión de cierre.
- La orientación de las fracturas con la particular presión de cierre.

Durante el estudio temprano él llegó a que la prueba puede ser una fuerte y directa correlación de las fracturas generadas en la matriz de la roca y el campo de esfuerzos original In-Situ. El ordenó y modificó el DSA para predecir los

esfuerzos in-situ y dijo que cuatro suposiciones se necesitan para hacer las pruebas. Las suposiciones son las siguientes:

- Las microfracturas son inducidas en la matriz del núcleo cuando la roca se expande en respuesta a la relajación de los esfuerzos in-situ.
- Las fracturas son alineadas primeramente por la dirección de los esfuerzos originales obligados.
- Las fracturas son proporcionales volumétricamente a las magnitudes de los esfuerzos In-Situ, modificados por la matriz de la roca.
- Por invertir la expansión de la muestra sujeta por presión hidrostática, la reducción de la roca en cualquier dirección será análoga para la deformación original en esa dirección.

En este método la reducción es lineal o diametral y se expresa en términos de la deformación, el cambio en longitud por unidad de longitud es entonces la reducción volumétrica medida. Desde que la presión del poro es cero, DSA intenta cerrar las microfracturas aplicando externamente la presión del fluido mientras es recargada hidráulicamente más allá que los esfuerzos in-situ presentes. Esta conducta se atribuye al cierre de las microfracturas creada por el alivio del esfuerzo. Diferenciando entre la deformación elástica, deducido desde la elasticidad intrínseca en una presión hidrostática alta y la deformación total, la distribución direccional de microfracturas puede ser determinadas. En particular la deformación principal máxima ϵ_1 ocurre en una dirección perpendicular al plano que contiene la población más grande de microfracturas. Si la roca es intrínsecamente isotrópica, habrá una correspondencia uno a uno entre la deformación principal y las direcciones de los esfuerzos principales. Como con cualquier teoría se deben usar varias suposiciones importantes para idealizar las relaciones de los esfuerzos-deformaciones y la obtención de los esfuerzos y deformaciones principales. Las suposiciones son las siguientes:

- Todas las microfracturas se generan debido a la descarga de los esfuerzos In-Situ.
- La cantidad suficiente de microfracturas se generan al azar en todas las interpretaciones de las direcciones de las deformaciones principales.
- Para un material isotrópico, las relaciones de deformación principales son similares a las relaciones de los esfuerzos in-situ efectivos, las magnitudes de los esfuerzos puede ser deducido desde el suministro de la deformación que uno de los esfuerzos principales es disponible.

Para una muestra ideal isotrópica, la relación de presión-deformación, o compresibilidad, es la misma en cualquier dirección. Sin embargo, la muestra del núcleo del yacimiento, cuyos esfuerzos In-Situ no son hidrostáticos, pueden exhibir compresibilidad anisotrópica. La reducción máxima ocurre a lo largo de la dirección del esfuerzo mínimo horizontal, probablemente como el resultado preferencialmente en la orientación de las microfracturas.

Determinación teórica

Este método de laboratorio puede ser usado para obtener la intensidad y dirección del estado completo del esfuerzo de una muestra cúbica cortada de un núcleo orientado. El concepto se basa en que el núcleo contiene microfracturas que se han generado al liberarse al estado del esfuerzo y es posible medir la deformación debido al cierre de las microfracturas y por consiguiente para obtener los esfuerzos que los han generado. Este método enumera algunas observaciones que llevan las siguientes suposiciones:

- Si la porosidad es alta entonces la intensidad de las microfracturas son altas en el núcleo.
- Si el modulo de Young es alto entonces la intensidad de las microfracturas son bajas en el núcleo.

- Si la energía de superficie es alta entonces la intensidad de las microfracturas son bajas en el núcleo.

Las primeras dos observaciones indican que la intensidad de este fenómeno es más alta para rocas que contienen las fallas y que no es demasiado estable (la porosidad alta, el módulo Young no es demasiado alto). Afortunadamente, éste es el caso para yacimiento de rocas como las areniscas y los carbonatos fracturados.

También puede notarse que la deformación debido al esfuerzo no es generalmente isotrópico considerando que la distribución de fallas se supone inicialmente al azar y la relajación del núcleo confirma esa anisotropía. Las siguientes suposiciones están justificadas:

- La orientación e intensidad de las microfracturas son controladas por las direcciones principales y los valores principales del tensor de esfuerzo efectivo.
- La primera aproximación de una ley lineal puede asumirse entre la deformación debido a las microfracturas y el tensor de esfuerzo efectivo definidos de la siguiente manera:

$$\sigma^* = \sigma - \alpha P_p \quad (3.30)$$

En este método el núcleo se recarga hidrostáticamente que habilita la deformación debido al cierre de las microfracturas para ser medido como se ilustra en la Figura 3.6. En esta curva de deformación de presión teórica, una parte no-lineal puede verse (OA) al principio. Esto corresponde al cierre gradual de las microfracturas hasta que la presión (P_A) es alcanzada. A este punto todos las microfracturas están cerrados y un comportamiento elástico es observado (AB).

En cualquier punto de la curva, la deformación puede ser dividida en una parte debido al cierre de microfracturas (ε^f) y una parte debido al comportamiento elástico (ε^e). Según las suposiciones, el tensor de la deformación ε^f se relaciona con el tensor de esfuerzo efectivo σ^* y se muestra la siguiente ecuación:

$$\sigma^* = \lambda \varepsilon^f \quad (3.31)$$

Para calcular la constante λ , otra suposición es necesaria, es decir que el de esfuerzo vertical es igual al peso de las capas de la sobrecarga (ningún componente tectónico vertical), según esta suposición se tiene la siguiente ecuación:

$$\sigma_{zz}^* = \rho_m g z - \alpha P_p = \lambda \varepsilon_{zz}^f \quad (3.32)$$

Conociendo la constante λ podemos determinar los esfuerzos horizontales con las siguientes ecuaciones:

$$\sigma_{xx}^* = \lambda \varepsilon_{xx}^f \quad (3.33)$$

$$\sigma_{yy}^* = \lambda \varepsilon_{yy}^f \quad (3.34)$$

Procedimiento

La preparación de la muestra ha sido estandarizada después de investigar las configuraciones de diferentes medidores de deformación. Primero el cubo es cortado cuidadosamente para evitar la generación de fracturas extensas y es aproximadamente 1-1/2" de cada lado. Se debe tener cuidado en conservar las referencias de las orientaciones. Es importante que todas las caras estén en los ángulos rectos para simplificar el análisis de los datos. Entonces en cada uno de tres caras que rodean una esquina común, una lamina del medidor de deformación de rosette que incluye 3 medidores a 45 grados de distancia y un

medidor montado como se muestra en la Figura 3.7. El medidor solo es montado perpendicularmente en el medio del medidor de rosette. La configuración de cuatros medidores que permiten la selección de 2 o más rosette que se despliegan para calcular el campo de esfuerzos en ese plano, esto aumenta la exactitud y proporciona un apoyo en caso de que uno de los medidores falle. Los rosettes se alinean paralelo a los bordes del cubo. Para conseguir la deformación en el punto, los rosettes son montados cerca al punto 0, pero ninguno más cerca que 1/8" al borde del cubo para evitar los efectos del borde. Después de alambrar, la muestra es secada y es introducida en una vasija limpia donde la chaqueta es flexible e impermeable para impedir la entrada de la presión en medio de las fracturas de la muestra. La muestra se seca 120⁰F con una calefacción lenta y una tasa refrescante. El cubo junto con una de sílice fundida estándar, entonces se carga en el vaso de presión y se sujeta a una presión hidrostática total de 100 a 140 Mpa, dependiendo de la profundidad del núcleo. La presión hidrostática total se logra iniciando incrementos pequeños de 1 - 3 Mpa y incrementos más grandes de 5-10 Mpa. Las curvas de esfuerzo-deformación son registradas, comparadas con la muestra de sílice fundida y cualquier desviación es eliminada. Finalmente, las curvas son trazadas y enumeradas.

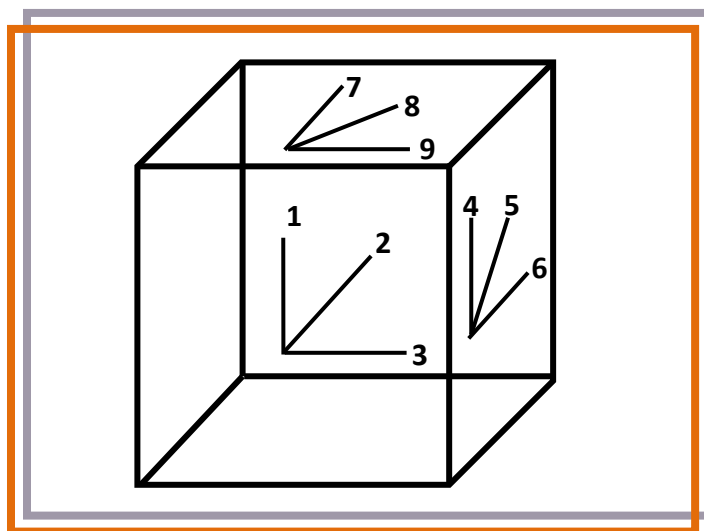


Figura 3.7. Posición de los medidores en la muestra. Tomada de SPE, Paper 17960.

3.2.3 Método VELAN - The Acoustic Velocity Anisotropy¹³

Este método utiliza la deformación anisotrópica que es causada por el alivio de los esfuerzos en el campo, la muestra de la roca es considerada isotrópica y homogénea. Debido a la relajación de los esfuerzos, las microfrazuras interiores se abren perpendicularmente a la dirección del esfuerzo máximo, la fractura más grande se abre en esta dirección y retarda la velocidad de onda compresional V_p , esta onda se observa con la ayuda de un osciloscopio. En la Figura 3.8, se muestra un diagrama que asocia la orientación de las microfrazuras de la roca con el campo de esfuerzos y en este método se utilizan 18 diferentes orientaciones a lo largo del perímetro de la muestra de roca.

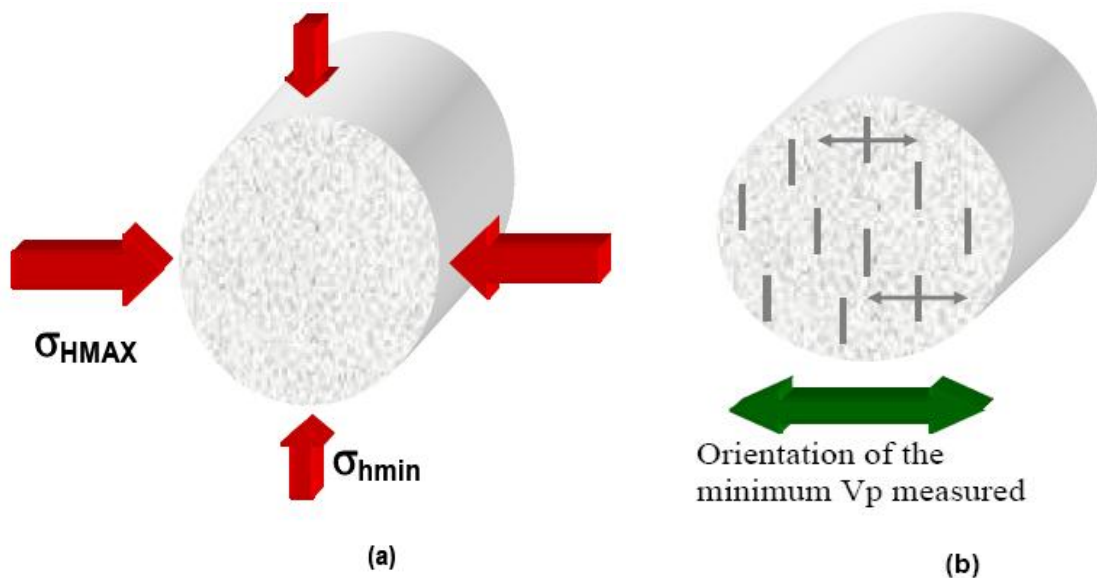


Figura 3.8. (a) Esfuerzos In-Situ antes de la extracción del núcleo. (b) Microfracturas internas después de la extracción del núcleo. Tomada de SPE, Paper 94919.

Se aplica una presión constante en cada punto donde se va a medir con un sistema de compresión eléctrico, se utiliza un anillo de aluminio de esfuerzo, que es para asegurar el acoplamiento mecánico entre la roca y los transductores

piezoeléctricos, este equipo se ilustra en la Figura 3.9. El tiempo de tránsito por el diámetro de la roca es calculado restando el retraso de tiempo intrínseco con el sistema del intervalo de tiempo durante la medición. La velocidad de la onda se calcula para cada orientación específica.

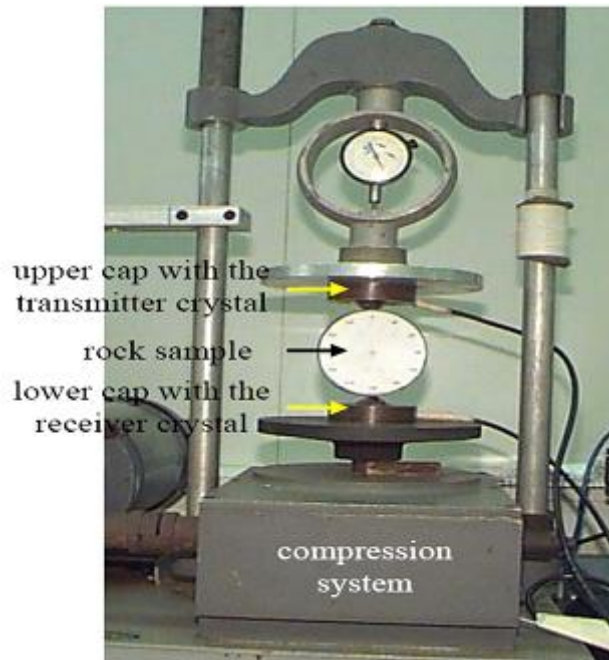


Figura 3.9. Equipo de medición de VELAN. Tomada de SPE, Paper 94919.

3.2.4 Método de Tomografía Acústica¹³

En este método asigna una distribución de esfuerzos en el interior de las muestras, a través de las medidas de velocidad ultrasónicas. La técnica de tomografía ultrasónica proporciona información completa sobre la variación interior de las velocidades y los efectos reflejados en un campo anisotrópico de esfuerzos. La tomografía de transmisión cuenta con una distribución de transductores alrededor de la sección del núcleo y cada uno actúa como fuente y receptor.

Después de obtener los datos de la forma de la onda de la fuente-receptor que fueron registradas, primero se comienza escogiendo los datos de la forma de la onda y las variaciones de velocidad sísmicas que fueron presentadas por el núcleo, se necesitan varios rayos que pasen por la sección del núcleo para evaluar la distribución de la velocidad, para así utilizar la técnica de la inversión matemática. Antes de la aplicación de cualquier procedimiento de inversión, el esquema de la distribución de los transductores debe ser definido, así como la reja que se describe por medio de un set de celdas discretas en la sección del núcleo completo.

La simulación de los cambios relacionados con los esfuerzos en el tomogramas

El primer paso en la técnica de la tomografía es la discretización de la sección del núcleo, seguido por el cálculo de la matriz de Jacobian para el arreglo de los transductores. Cada elemento de la matriz de Jacobian representa la longitud de un segmento del rayo dentro de una celda, las filas de la matriz corresponden a los números de los rayos y las columnas indican los números de celdas. El esquema de la discretización usada se ilustra en la Figura 3.10. El segundo paso de la simulación de la tomografía es el cálculo del tiempo de la propagación total para cada camino del rayo, este procedimiento se usa como un modelo que se da con la velocidad y genera un vector de tiempo de viaje cuya dimensión es el número de rayos. Los rayos rectos son supuestos en ambos pasos. Finalmente, el algoritmo de la inversión invierte la matriz de Jacobian y los vectores de tiempo de viaje, generando el tomograma para representar la distribución de velocidades a través de la sección del núcleo.

La Técnica de Reconstrucción Algebraica-ART es un algoritmo que se usa para la inversión de los datos.

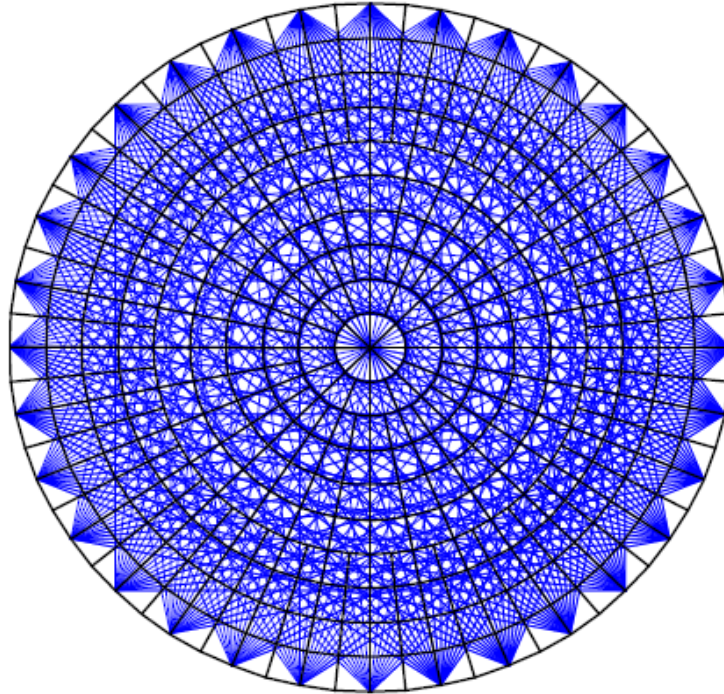


Figura 3.10. Trazado de rayos en color azul y esquema de discretización en color negro Usado para la simulación de la tomografía ultrasónica.
Tomada de SPE, Paper 94919.

La Figura 3.10 ilustra los rayos trazados y la rejilla de las celdas adoptadas para un esquema de transductores piezoeléctrico alrededor de la sección del núcleo, produciendo 544 rayos que atraviesan 408 celdas, cada una se inserta en un pistón neumático. El fin de cada pistón es aplicar 200 psi en el perímetro del núcleo, esta es una presión mínima experimentalmente determinada para proporcionar el acoplamiento acústico sin el daño del núcleo. La frecuencia central de los transductores es de 500 Khz, concediendo una resolución general cerca de 5 mm que también depende de las velocidades sísmicas. El sistema de adquisición que controla la computadora con un pulso-receptor trabaja junto con un digitalizador de alta resolución de un interruptor periférico y de transmisión. El

esquema definido por el equipo de tomografía ultrasónica se ilustra en la Figura 3.11. Este sistema ultrasónico mencionado anteriormente se instala con los transductores fijos.

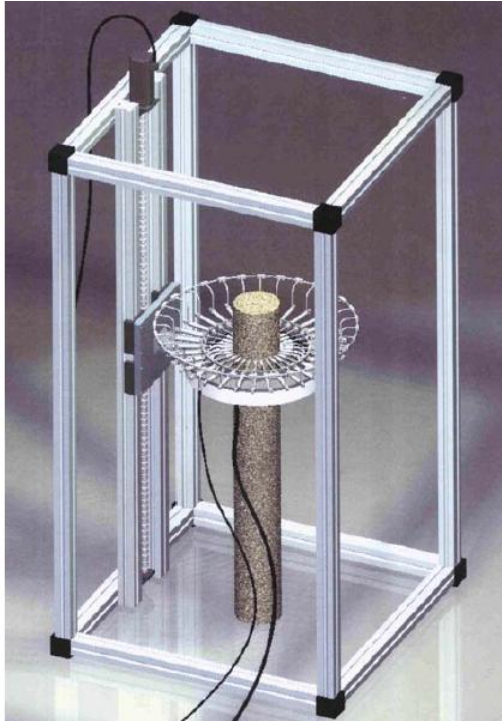


Figura 3.11. Visión general del equipo de Tomografía Ultrasónica.
Tomada de SPE, Paper 94919.

La velocidad de la onda y el estado del esfuerzo

La variación de las velocidades en la onda P y S es una función de la presión de confinamiento aplicada y el esfuerzo uniaxial, siguiendo un modelo que considera una relación de esfuerzo-deformación de segundo orden en lugar de la ley lineal de Hooke. Para un material originalmente isotrópico, además las constantes λ y μ , y las tres constantes adicionales l , m y n , son requeridas para describir el comportamiento del material anisotrópico bajo el esfuerzo. Estos últimos parámetros se llaman las constantes de Murnaghan o las constantes elásticas de tercer orden. Fijando el esfuerzo en la parte dependiente de las ecuaciones para la

compresión axial en la pura carga hidrostática, las últimas ecuaciones para P y S de las velocidades de la onda se ilustran en las ecuaciones 3.35 y 3.36.

$$\rho_o V_p^2 = (\lambda + 2\mu) - \frac{P}{3K}(10\mu + 7\lambda + 6l + 4m) \pm \frac{\sigma}{3K} \left[\frac{\mu + \lambda}{\mu}(10\mu + 4\lambda + m) + \lambda + 2l \right] \quad (3.35)$$

$$\rho_o V_s^2 = \mu - \frac{P}{3K} \left[3(\lambda + 2\mu) + 3m - \frac{n}{2} \right] \pm \frac{\sigma}{3K} \left[4(\mu + \lambda) + \frac{\lambda}{4\mu}n + m \right] \quad (3.35)$$

Donde V_p y V_s son las velocidades de onda P y S, K es el módulo de Bulk y ρ_o indica la densidad de la roca. Manejando las ecuaciones 3.35 y 3.36, se pueden obtener las relaciones lineales para l , m y n , describiendo completamente la influencia del campo del esfuerzo con la velocidad acústica.

4. METODOLOGIAS PARA DETERMINAR LOS ESFUERZOS IN-SITU^[7,18,24]

4.1 ENVOLVENTE DE LA FALLA DE MOHR NORMALIZADA PARA DIFERENTES LITOLOGIAS

La envolvente de falla de Mohr normalizada puede ser obtenida desde la siguiente ecuación para diferentes litologías:

$$\sigma = \sigma_0(1 + a_s P_e^{bs}) \quad (4.1)$$

Donde σ es la fuerza compresiva de la roca, primero se obtiene esta fuerza invirtiendo el modelo de la rata de penetración en la perforación y los datos de la prueba triaxial. La correlación normalizada fue obtenida en el trabajo de Staged Field Experiment (SFE) #1. Los valores de la fuerza compresiva de la roca fue obtenida de los reportes de las pruebas triaxiales de los pozos SFE y Multiwell Experiment (MWX).

Una aproximación del esfuerzo mínimo principal In-situ para diferentes litologías usa la teoría de la envolvente de la falla de Mohr y se relaciona por la siguiente ecuación:

$$\sigma_h = K_0(\sigma_v - P_0) + P_0 \quad (4.2)$$

En el Este de Texas el set de datos estudiados en cada prueba de esfuerzo en intervalos de profundidad, el valor de la presión de poro y el esfuerzo de overburden es disponible desde los datos publicados.

La relación para determinar K_o en la fractura de la roca, se obtiene experimentalmente por la siguiente ecuación:

$$K_o = 1 - \text{sen } \beta \quad (4.3)$$

La anterior ecuación se utiliza para las formaciones de arenisca.

$$K_o = 0.9(1 - \text{sen } \beta) \quad (4.4)$$

La anterior ecuación se utiliza para las formaciones de shales.

La ecuación 4.2 se utiliza para determinar el esfuerzo mínimo principal In-situ y se requiere el valor de K_o que esta en función de β , para obtener el ángulo de fricción interna se utiliza la siguiente ecuación:

$$\beta = \arcsen\left(\frac{\sigma_2 - \sigma_1}{\sigma_2 - \sigma_1 + 4\Delta}\right) \quad (4.5)$$

$$\sigma_1 = \sigma_0(1 + a_S P_{e-\Delta}^{bs}) \quad (4.6)$$

$$\sigma_2 = \sigma_0(1 + a_S P_{e+\Delta}^{bs}) \quad (4.7)$$

4.2 MODELO DE LA ENVOLVENTE DE FALLA NORMALIZADA COMO UNA FUNCION DEL TAMAÑO PROMEDIA DE GRANO DE LA ROCA⁷

La envolvente de falla normalizada esta en función del promedio del tamaño de grano de roca, esta se muestra en la siguiente ecuación:

$$\sigma = \sigma_o + a(1 - e^{-bP}) \quad (4.8)$$

El coeficiente a se obtiene como una función de la medida del tamaño de grano de la roca y se muestra en la siguiente ecuación:

$$a = 10^{(1.948 + 4.009*\mu)} \quad (4.9)$$

El coeficiente b es una función del coeficiente a y se muestra en la siguiente ecuación:

$$b = 10^{(1.982 - 1.4 \log a)} \quad (4.10)$$

Esfuerzo mínimo principal In-Situ, ángulo de fricción interna y el coeficiente estático de la tierra.

Los valores de la fuerza compresiva de la roca σ se obtienen a partir de las pruebas triaxiales. Para determinar el coeficiente de la tierra en reposo K_0 ; se utiliza la ecuación 4.3, para formaciones de areniscas y la ecuación 4.4, para formaciones de Shales.

Para obtener el ángulo de fricción interna β se utiliza la siguiente ecuación:

$$\beta = \arcsin \left(\frac{\sigma_2 - \sigma_1}{\sigma_2 - \sigma_1 + 4\Delta} \right) \quad (4.11)$$

Donde

$$\sigma_1 = \sigma_0 + (1 - e^{-bP_\varepsilon - \Delta}) \quad (4.12)$$

$$\sigma_2 = \sigma_0 + (1 - e^{-bP_\varepsilon + \Delta}) \quad (4.13)$$

4.3 EVALUACION DE LOS ESFUERZOS USANDO REGISTROS SONICOS¹⁸

En las consideraciones para el comportamiento elástico, el Coeficiente Estático de la Tierra esta dado por la ecuación 1.45.

La Relación de Poisson es determinada del registro sínico usando la siguiente ecuación:

$$\nu = \frac{\left(\frac{V_P}{V_S}\right)^2 - 2}{2\left(\frac{V_P}{V_S}\right)^2 - 2} \quad (4.14)$$

Donde

V_P = velocidad de la onda P.

V_S = velocidad de la onda S.

Las cuales son obtenidas de los registros sínicos.

Para la evaluación del Esfuerzo Horizontal Minimo se utiliza la siguiente ecuación:

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1 - \nu} * (\sigma_v - P_o) + P_o \quad (4.15)$$

4.4 EVALUACION DEL ESFUERZO IN-SITU EN LABORATORIOS DE ROCAS SEDIMENTARIAS EN DIFERENTES PROFUNDIDADES²⁴

La disponibilidad de los datos de campo son pruebas del esfuerzo mínimo horizontal in-situ que varia entre las formaciones del yacimiento y las capas adyacentes. Por ejemplo, las mediciones directas del esfuerzo mínimo horizontal en shales y areniscas en serie dentro de un hueco, indican la diferencia del esfuerzo existente de unos 1100 psi. En la ausencia directa, los datos medidos en el campo del esfuerzo In-Situ en la formación pay y barrier, ciertas pruebas de laboratorio pueden ser realizadas para suministrar la base del análisis de las fracturas contenidas.

Varios intentos han estado hechos para correlacionar el estado del esfuerzo de una capa de la roca y sus propiedades mecánicas (modulo de Young y relación de Poisson). En años anteriores, la técnica para la determinación independiente de las ondas P y S durante los registros de pozos de los servicios industriales. Tales avances establecen el valor más confiable de las propiedades elásticas de la roca como el modulo de Young y la relación de Poisson. Altos valores de las relaciones de Poisson han sido propuestos como un indicador de altos valores del esfuerzo mínimo horizontal.

Aunque tales aproximaciones pueden suministrar la estimación del gradiente del esfuerzo horizontal, ellos son insuficientes para determinar las dos formaciones adyacentes con altos valores de esfuerzo horizontal, especialmente en yacimientos compactos donde el contenido de arcilla es muy alto. La temperatura, el deslizamiento y las deformaciones plásticas como el cambio de las propiedades y la deformación durante la depositación de los sedimentos han influenciado durante el estado del esfuerzo.

La correlación de la medición del esfuerzo In-situ directamente en laboratorio con el comportamiento de la roca puede ser posible. Considerablemente la información es disponible desde las pruebas de laboratorio en rocas sedimentarias e ígneas. Los datos ilustrados en una fuerte relación entre el grado del esfuerzo anisotrópico y el comportamiento plástico durante la restricción de la deformación. Usualmente las rocas blandas tienen alta ductilidad y muestran altos valores en la relación transversal de la deformación, la deformación axial durante el flujo plástico. Además, los materiales débiles no son capaces de mantener largas desviaciones de los esfuerzos en presiones de confinamiento moderadas. Ambos fenómenos son representados durante la etapa de la deformación plástica en la prueba de deformación en una dimensión. En tal prueba la muestra se deforma axialmente y es prevenida por la presión de confinamiento desde el experimento de cualquier deformación transversal. La roca más fuerte tiene baja ductilidad y requiere menor presión de confinamiento para prevenir la expansión lateral. Por lo tanto, los materiales que muestran altas relaciones de presión de confinamiento para el esfuerzo axial durante la deformación plástica uniaxial tienen altos valores de esfuerzo horizontal mínimo.

Las diferencias en el esfuerzo horizontal pueden desarrollarse en límites diferentes, sino en formaciones adyacentes a pesar de sus corrientes de depositaciones de los sedimentos. Prats en 1982 introdujo un modelo de deformación para calcular el desarrollo del esfuerzo horizontal dentro de una cierta capa, el modelo de deformación es altamente idealizado, tratando únicamente de la deformación elástica en el plano horizontal que resulta desde la carga vertical y el gradiente de temperatura, asume también el valor constante de las deformaciones horizontales dentro de cada formación.

Los primeros trabajos de Abou-Sayed, et al. 1981 y Voegele, et al.1981 mostraron la correlación entre el camino sostenido del esfuerzo durante la prueba de

deformación uniaxial de las rocas y el valor medido In-Situ de la desviación del esfuerzo y la relación del esfuerzo en profundidad. Basado en esas observaciones, el modelo Pratt es modificado para calcular las deformaciones plásticas de la roca. El nuevo modelo relaciona el esfuerzo horizontal uniforme con el esfuerzo de overburden por medio de la introducción del coeficiente C del gradiente de esfuerzo. La prueba de la deformación uniaxial es usada para determinar el C . Por lo tanto los esfuerzos y las deformaciones de la formación porosa isotrópica deben ser uniforme (no direccional) en cualquier profundidad D y son relacionados en la siguiente ecuación:

$$\sigma_H(D) = C_p \int \rho(x) g dx + a_v e(D) \frac{E(D)}{[1 - \nu(D)]} D \quad (4.16)$$

En general, las mediciones del laboratorio puede ser usado para determinar los valores de las siguientes constantes:

- Densidad de la roca.
- Modulo de Young.
- Relación de Poisson.

Estas propiedades pueden ser determinadas desde los registros, sin embargo, C_p no.

5. GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO³⁶

El petróleo del Campo Colorado se extrae principalmente de la Formación Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno – Mioceno inferior, depositada en un sistema fluvial meándrico. La trampa está conformada por un anticlinal elongado en dirección norte-sur limitado por una falla inversa al oeste en sentido N-S y que buza hacia el este y dividido en siete bloques por fallas satélite SW-NE.

Las areniscas de la Formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo Colorado con una porosidad promedio de 12.9 % para la Zona B1, 13.5% para B2, 15.7% para C1 y 19.6% para C2, con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 112.2 pies.

Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad de 36 a 42 °API. Se tiene reportada una presión inicial de 506 psi en la Zona B y 2208 psi en la Zona C. La máxima producción fue de 1765 BOPD @ noviembre de 1961 hasta llegar a un valor de 430 BOPD @ junio de 1966. El mecanismo de producción predominante es empuje por gas en solución.

5.1 LOCALIZACION DEL CAMPO

El Campo Colorado está localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, al sureste del municipio de Barrancabermeja-Santander y del sur del Campo La Cira–Infantas, Figura 5.1.

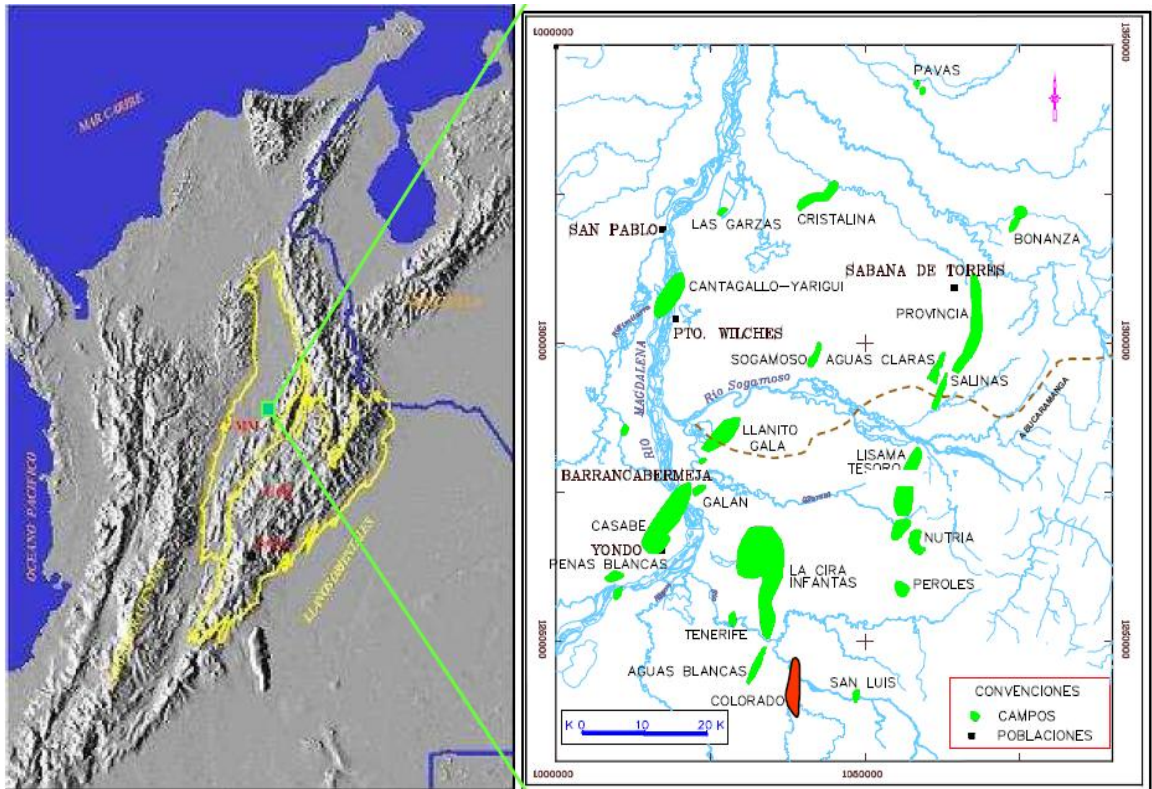


Figura 5.1. Localización Campo Colorado. Tomada del Informe geológico campo escuela, 2003.

La Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, está ubicada al norte del Valle del Magdalena donde los plegamientos se formaron debido al deslizamiento del sistema de fallas de la Salina bajo el piedemonte de la cordillera (Gómez, 2001). De acuerdo al mapa geológico del ICP (2001), las formaciones Colorado, Mugrosa, Esmeraldas y La Paz corresponde a la nomenclatura existente para la Provincia Central del Valle Medio del Magdalena.

5.2 RESEÑA HISTORICA

La primera fase de exploración del Campo Colorado se realizó entre los años de 1923 a 1932 cuando se perforaron 7 pozos, los cuales fueron abandonados por

problemas mecánicos, excepto el N° 7. En Febrero 11 de 1932 y con el abandono del pozo C-6 se finalizó esta fase exploratoria.

Posteriormente se realizaron estudios superficiales; se hicieron levantamientos gravimétricos, y el 3 de Septiembre de 1945 se empezó a perforar el pozo C-9 al cual se le realizaron pruebas adecuadas que al presentar resultados satisfactorios, alentaron a la Troco a programar perforaciones para los años comprendidos entre 1945 y 1946 perforando un total de 8 pozos. Entre los años de 1953 a 1964 Ecopetrol desarrolló completamente el campo, mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados en la estructura.

En el año 1961 alcanzó la máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en Marzo de 1966, caracterizándose este periodo por la perdida de pozos productores debido a diferentes problemas mecánico como el taponamiento de las líneas por parafinas. En máximo número de pozos activos se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos. A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en Junio de 1976 a 47 en Junio de 1989.

Se han realizado campañas de "Workover" recuperando la producción del área, pero la declinación es igualmente fuerte perdiéndose rápidamente los resultados de los trabajos realizados.

5.3 ESTRATIGRAFIA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

La secuencia estratigráfica del Valle Medio del Magdalena, fue inicialmente descrita por Morales y colaboradores (1958) y modificada por Etayo y

colaboradores (1958). Abarca edades desde el Jurásico tardío hasta el Reciente.
Figura 5.2.

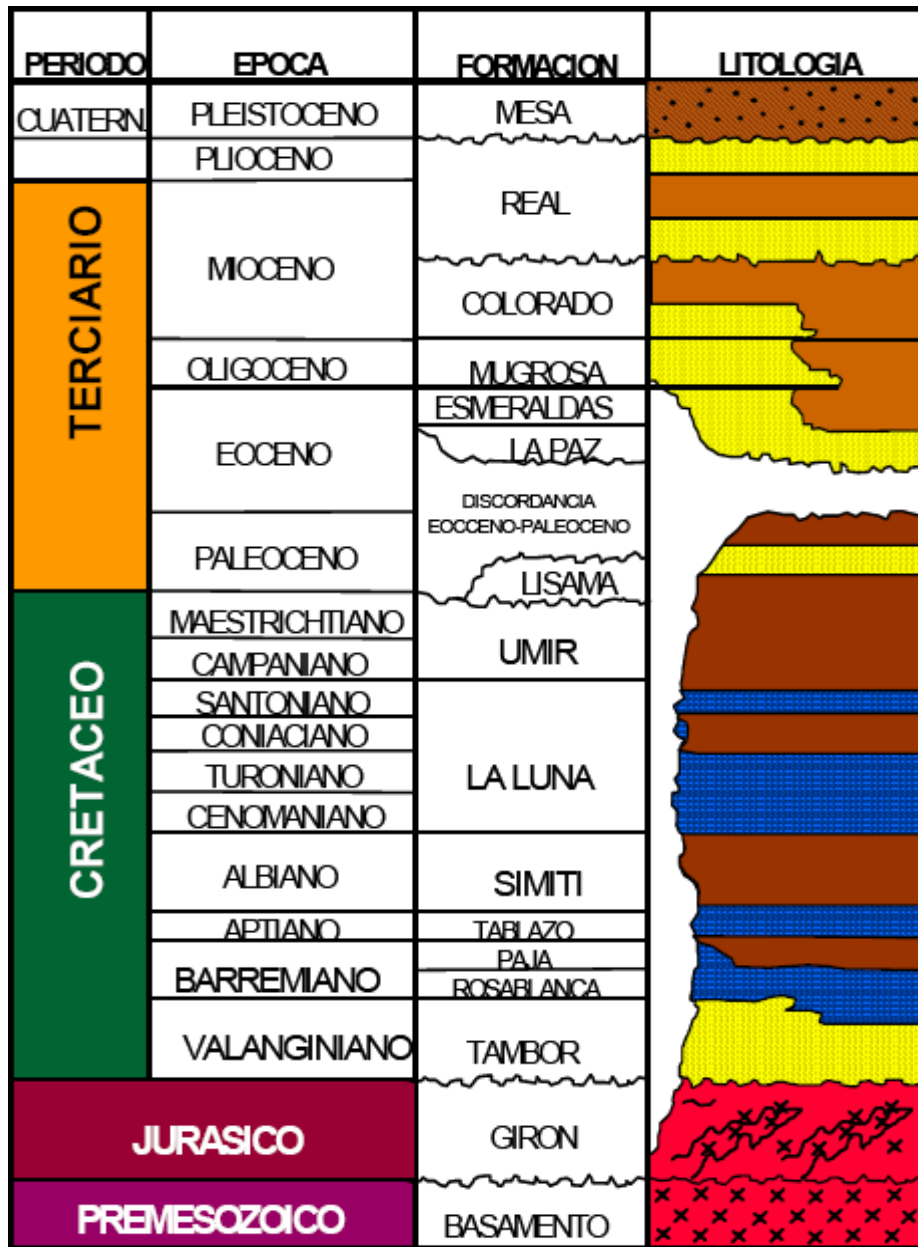


Figura 5.2. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.
Tomada del Informe geológico campo escuela, 2003.

5.4 ESTRUCTURA DEL CAMPO COLORADO

La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico, cuyo flanco mas extenso buza al oriente y el mas corto hacia el occidente con inclinaciones entre 25° a 45°, con eje N-S y cabeceo hacia el norte, ubicado en el bloque colgante de una falla inversa homotética en sentido N-S y buzamiento al Este, denominada como la Falla de Colorado.

El Anticlinal de Colorado está limitada regionalmente por rasgos estructurales en sentido N-S y SSW-NNE tales como: la Falla de Infantas al NNW, el Anticlinal de San Luis al ENE, el Sinclinal de Peña de Oro al N, la Falla de La Salina y el Sinclinal de Nuevo Mundo al NE.

Esta estructura fue definida principalmente a partir de la correlación de registros de pozo, identificándose un sistema de fallas satélite SW-NE en el bloque colgante de la Falla de Colorado; 6 fallas de tipo inverso y una normal que evidencia relajación del sistema de esfuerzos compresivos dominante, hacia el norte de la estructura. De la sísmica disponible en áreas cercanas al campo se infiere una geometría anticlinal que corresponde a interpretaciones anteriores al presente estudio (Valencia y Castro, 1979).

El Anticlinal de Colorado está dividido en siete bloques por fallas locales en sentido W-E y SW-NE. De sur a norte están denominados los Bloques IB, I, II, III y IV están limitados por fallas inversas con buzamiento hacia el sur, cabalgándose unos a otros hacia el norte, de tal forma que el Bloque IB está mas alto y el Bloque IV más bajo.

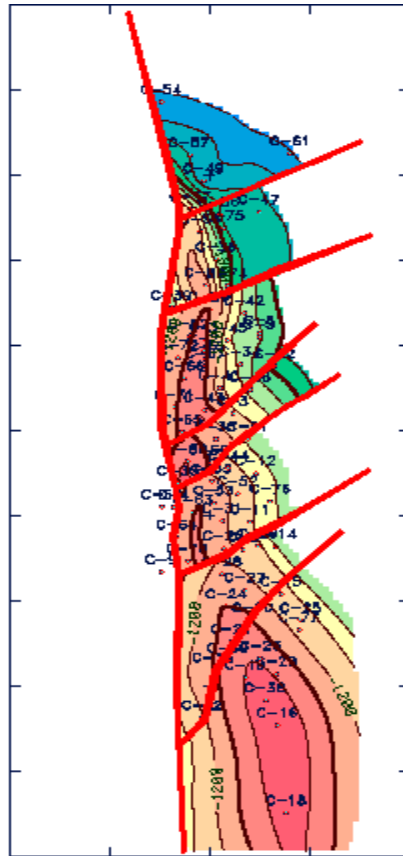


Figura 5.3. Mapa Estructural al tope de la Formación Mugrosa (Zona B).
Tomada del Informe geológico campo escuela, 2003.

Este último está limitado al norte por una falla inversa que buza hacia el norte y que lo separa del Bloque V, el cual a su vez está limitado por una falla normal que buza hacia el norte y que lo separa del Bloque VI en la parte norte del campo. Figura 5.3.

5.5 UNIDADES PERFORADAS

Los pozos perforados en el Campo Colorado atraviesan unidades de interés económico pertenecientes a la secuencia terciaria del Valle Medio del Magdalena que descansa sobre la Discordancia del Eoceno medio. De base a tope se tienen

reportadas las formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado. De manera general, estas formaciones están caracterizadas por intercalaciones de depósitos de areniscas y lodolitas continentales que varían lateralmente en un sistema fluvial meándrico a trenzado. Estos depósitos se desarrollaron posteriormente a los eventos tectónicos relacionados con la subsidencia de la Cordillera Central al occidente y el levantamiento de la Cordillera Oriental al oriente, los cuales están ampliamente relacionados en la literatura existente (ICP, 1998; Gómez, 2001; Pardo y colaboradores, 2003).

En el Campo Colorado no se tiene certeza acerca de las unidades estratigráficas presentes a la base de la secuencia terciaria por debajo de la Discordancia del Eoceno medio. La regresión marina ocurrida a finales del Cretáceo está marcada en el área del norte del Valle Medio del Magdalena por el contacto entre las formaciones Umir y Lisama, aunque también aparecen otras unidades al tope de la secuencia cretácea como es el caso de la Formación La Luna en el pozo. La relación de angularidad entre la Discordancia del Eoceno y la secuencia del Terciario sería la explicación de tener reportadas diferentes formaciones cretáceas (Umir, Tablazo, Girón, La Luna, Tambor, Rosablanca) en los pozos del Campo Colorado a la base de la Formación La Paz.

En cuanto a la secuencia Terciaria no se tiene reportada la presencia de la Formación Lisama, aunque es la unidad productora en el Campo San Luis (Morales y colaboradores, 1994) al Este, y se presenta en varios campos hacia el norte. Aunque se tiene reportada la presencia de la Formación “Toro Shale” en pozos del Campo Colorado, término que se ha utilizado ampliamente en el norte del Valle Medio del Magdalena para designar unas lodolitas presentes a la base de la Formación La Paz; no se tiene certeza de su posición estratigráfica (Gómez, 2001).

6. METODOLOGIA PARA DETERMINAR LOS ESFUERZOS IN-SITU APARTIR DE DATOS DE REGISTRO SONICO

En esta tesis se propone una metodología que permite evaluar los Esfuerzos In-situ así como la determinación de algunos parámetros elásticos (Módulo Volumétrico, Módulo de Corte, Módulo de Young y Relación de Poisson) en una formación. En 1968, Fairhurst calculó los esfuerzos basado en la ecuación lineal elástica; más adelante Harikrishnan y Hareland (1995), comparan la predicción del esfuerzo horizontal mínimo por cuatro modelos, entre los que se encuentra el uso de los datos de Registro Sónico; pero no se tiene en cuenta la determinación de otros parámetros para la evaluación del esfuerzo horizontal mínimo como la presión de poro y la densidad, este trabajo incluye la determinación de estos parámetros usando datos de registro sónico.

Siempre que se realice una interpretación de los perfiles eléctricos, el ingeniero debe asegurarse primero que los registros sean de buena calidad, es así, que inicialmente se aconseja hacer un amarre a profundidad de los diferentes registros para saber que tan desfasados están unos de otros tomando como punto de partida los registros de resistividad, pues generalmente estos son los que presentan mayor calidad en la lectura⁴⁶.

Además, es necesario considerar el DCAL o corrección por diámetro de hueco, el cual refleja la calidad con la cual fueron tomados los registros. El procedimiento para clasificar los registros buenos se basa principalmente de dos pasos, el primero es hacer la diferencia entre el diámetro de la broca y el CALIPER, y el segundo paso es tomar una condición que solo tome los valores para los cuales la diferencia es menor a una pulgada, puesto que con este valor se descartan problemas tanto de hinchamiento como de derrumbes y se garantiza que las lecturas en estas zonas son acertadas⁴⁶.

Uno aspecto muy importante en la interpretación de los registros, es la determinación de la litología, puesto que a la hora de hacer una interpretación de los perfiles Sónico, Densidad y Neutrón; hay que tener en cuenta que su medición no solo dependerá de la porosidad sino también de otras variables tales como la litología de la formación, los fluidos que contiene la roca y en ocasiones de la geometría de la estructura porosa⁴⁶.

Cuando se conocen los parámetros de la matriz que se está evaluando tales como la densidad (ρ_{ma}); apropiadamente corregidos por efectos ambientales en formaciones limpias. Si esto sucede puede usarse tan solo un registro para determinar la porosidad⁴⁶.

En el caso en que la litología de la matriz sea desconocida y/o consista de dos ó más minerales es más difícil la evaluación de la porosidad de la formación⁴⁶.

6.1. DETERMINACION DEL ESFUERZO VERTICAL

6.1.1 Evaluación de la Densidad de Bulk

Si se tiene el registro de densidad se procede a determinar de una vez el esfuerzo vertical usando la ecuación 6.6 (ρ_b es igual a la densidad observada en el registro).

Determinación de la Porosidad por medio del Registro Sónico

Dentro de la interpretación del registro Sónico M.R. Wyllie propuso una relación lineal entre el tiempo de transito y la porosidad que esta dada de forma general por la ecuación 2.3.

En arenas consolidadas y compactas cuando las formaciones son limpias y con pequeños poros distribuidos uniformemente, la ecuación propuesta inicialmente por Wyllie se reduce a la ecuación 2.4.

Normalmente en este tipo de arenas se alcanzan porosidades del orden del 18% al 25%; en estas formaciones la lectura del perfil Sónico parece ser independiente del contenido de los poros, sea cual sea este.

Cuando se calcula la porosidad por la ecuación de Wyllie en arenas no compactas los valores obtenidos son demasiado altos y se alejan del valor real. Esto ocurre principalmente en arenas geológicamente más reciente y a poca profundidad. Nuevamente la ecuación de Wyllie se reduce en forma general a la ecuación 2.6.

Corrección de la porosidad por compactación⁴⁷

Como se mencionó en el cálculo de porosidad por medio de la interpretación del perfil Sónico, los valores calculados por la ecuación de Wyllie serán mayores a los reales en arenas poco consolidadas. Por esta razón se hace necesario realizar una corrección por compactación en este tipo de arenas, por lo que se introduce un término conocido como el factor de compactación.

$$f_c = \frac{\Delta_{Tsh}}{100} \quad (6.1)$$

Δ_{Tsh} = Tiempo de transito observado cerca de las lutitas

Los pasos para hacer la corrección por compactación en arenas poco consolidadas se muestran a continuación:

- Primero se calcula la porosidad normalmente.
- Luego este valor se corrige aplicando la siguiente ecuación:

$$\phi_c = \frac{\phi_{S,a}}{f_c} \quad (6.2)$$

$\phi_{S,a}$ = Es un valor sónico aparente de porosidad, debido a que no se ha hecho la respectiva corrección por compactación.

Una técnica más precisa es la descrita por Bendeck, en la cual se compara el tiempo de tránsito del sónico con un registro de porosidad conocido; para una mayor descripción dirigirse a la sección 2.1.6.

6.1.2 Determinación de la densidad de Bulk usando la porosidad sónica⁴⁷

Para calcular la densidad de Bulk se utiliza la siguiente ecuación:

$$\rho_b = \phi * \rho_f + (1 - \phi) * \rho_{ma} \quad (6.3)$$

Donde:

ρ_f = Densidad del fluido.

ρ_b = Densidad leída del registro.

ρ_{ma} = Densidad de la matriz.

La densidad de la matriz se evalúa utilizando la siguiente ecuación (sugerencia personal Ing. Aristóbulo Bejarano):

$$\rho_{ma} = \frac{x_{sh} * (\rho_{sh} - \rho_a)}{(1 - \phi_e)} + \rho_a \quad (6.4)$$

Donde:

x_{sh} = Fracción de arcilla.

ϕ_e = Porosidad efectiva.

ρ_a = Densidad de la arenisca.

ρ_{sh} = Densidad de la arcilla.

Para determinar la porosidad efectiva se utiliza la siguiente ecuación ^[34,47]:

$$\phi_e = \phi_T * (1 - x_{sh}) \quad (6.5)$$

Donde:

ϕ_T = Porosidad total o Sónica.

La porosidad total es la evaluada con el registro sónico utilizando la ecuación de Wyllie. Los valores comunes de las densidades de las rocas se muestran en la tabla 6.1.

ROCAS	$\rho, \left(\frac{gr}{cc}\right)$
Arenisca	2,65
Arcilla	2,68
Calizas	2,71
Dolomitas	2,87

Tabla 6.1. Valores de Densidad de Rocas más comunes. Tomada de www.simetric.co.uk/si_materials.htm

6.1.3 Evaluación del Esfuerzo Vertical

Para determinar el esfuerzo vertical se debe conocer la densidad de Bulk evaluada por el registro de densidad; en caso de no tener este registro, se puede determinar por medio de la porosidad sónica.

La ecuación utilizada para determinar este esfuerzo es la siguiente²⁶:

$$\sigma_V = 0,433 * \rho_b * D \quad (6.6)$$

6.2 DETERMINACION DEL ESFUERZO HORIZONTAL MINIMO

Si se conoce la presión de poro, el coeficiente estático de la tierra y el esfuerzo vertical, se puede evaluar el esfuerzo horizontal mínimo utilizando la ecuación 6.14.

6.2.1 Calculo del Coeficiente Estático de la Tierra

Conociendo la relación de Poisson se podrá evaluar el coeficiente estático de la tierra utilizando la ecuación 1.45 [23,48].

Calculo de la Relación de Poisson

Para determinar la relación de Poisson se debe medir la velocidad de corte V_s ⁷.

La velocidad de la onda S para las arcillas se determina utilizando la ecuación de Mudrock y es la siguiente⁴⁹:

$$V_s = 0,8621 * V_p - 1.1724 \quad (6.7)$$

La velocidad de la onda S para las areniscas se determina utilizando la ecuación de Castagna (199)3 y es la siguiente⁴⁹:

$$V_s = 0,8042 * V_p - 0,8559 \quad (6.8)$$

Para las ecuaciones 6.7 y 6.8, la velocidad de la onda S y la velocidad de la onda P sus unidades se encuentran en [$\frac{Km}{s}$].

La velocidad de la onda P se determina utilizando la siguiente ecuación⁴⁷:

$$V_p = \frac{1}{DT} \quad (6.9)$$

La velocidad de la onda S total se determina utilizando la siguiente ecuación:

$$V_{Stotal} = V_{\%Ssh} + V_{\%Sa} \quad (6.10)$$

Donde:

$$V_{\%Ssh} = V_{Ssh} * x_{sh} \quad \text{y} \quad V_{\%Sa} = V_{Sa} * (1 - x_{sh})$$

Evaluados la velocidad de la onda P y la velocidad de la onda S se procede a determinar la Relación de Poisson utilizando la ecuación 4.14.

Para evaluar el coeficiente estático de la tierra se utiliza la ecuación 4.15.

6.2.2 Cálculo de la Presión de Poro ^[3,4]

Si no se conoce el gradiente de presión de poro, se evalúa utilizando la ecuación 6.11, y de esta misma ecuación se calcula la presión de poro.

$$G_{PO} = \frac{P_o}{D} = G_{\sigma v} + (G_{\sigma v} - 0,433) * \left(\frac{DT_n}{DT}\right)^3 \quad (6.11)$$

Procedimiento para determinar la presión de poro utilizando el método de Ben A. Eaton.

1. Como se utilizó el registro sísmico para determinar varios parámetros también se utilizará para determinar la siguiente relación.

$$R = \left(\frac{DT_n}{DT}\right)^3 \quad (6.12)$$

DT = Tiempo de transito observado en el registro sísmico.

DT_n = Es el tiempo de transito normal y se determina de la siguiente forma.

- Se grafica el Registro Sónico.
- Se traza una línea normal en la pista del registro sónico que se muestra en la Figura 6.1 como una línea roja.

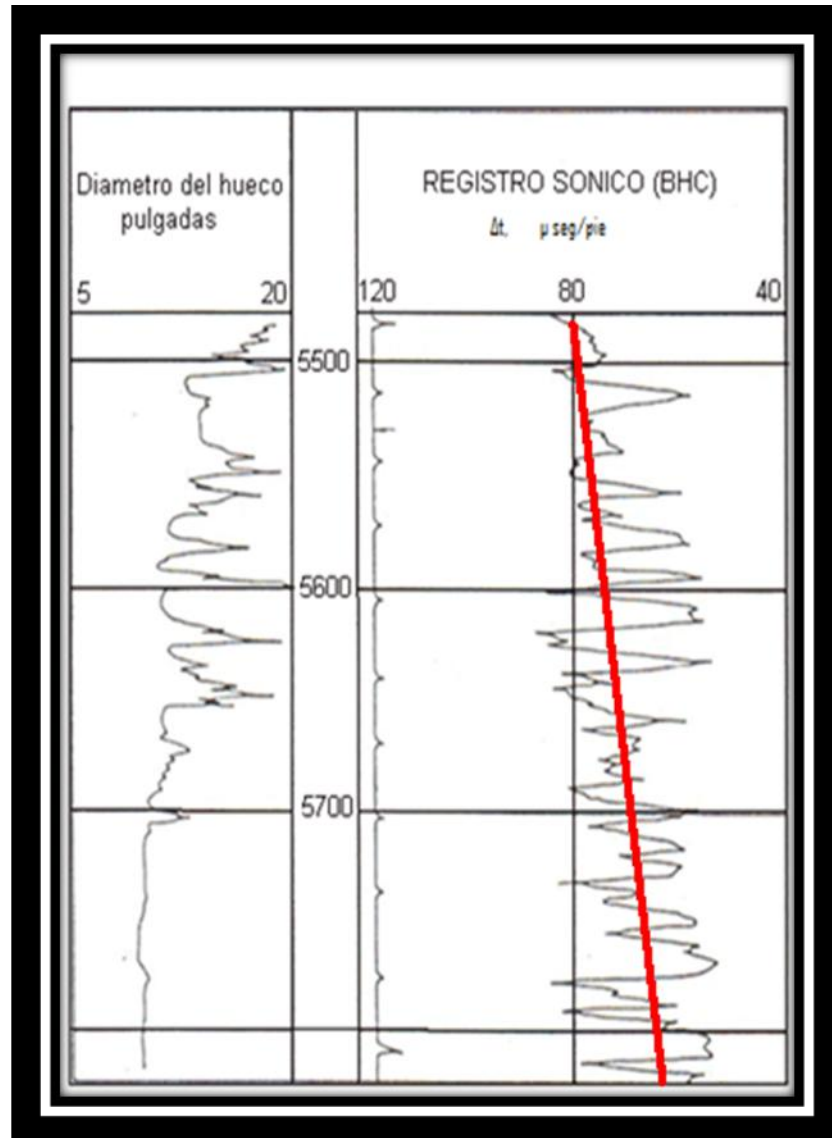


Figura 6.1. Línea Normal en la Pista del Registro Sónico.
Modificada de Bendeck, J. Perfiles Eléctricos,
Una Herramienta Para la Evaluación de Yacimientos.

2. Se determina el gradiente de esfuerzo vertical utilizando la siguiente ecuación:

$$G_{\sigma_v} = \frac{\sigma_v}{D} \quad (6.13)$$

6.2.3 Evaluación del Esfuerzo Horizontal Minimo^[23,48]

Para evaluar el esfuerzo minimo horizontal se utiliza la siguiente ecuación:

$$\sigma_h = k_o * (\sigma_v - P_o) + P_o \quad (6.14)$$

6.3 CALCULO DEL ESFUERZO HORIZONTAL MAXIMO^[23,48]

Para determinar este esfuerzo con la ecuación 6.15 se necesita conocer P_b y T_o ; si no se conocen estos parámetros se puede evaluar con la ecuación 6.16.

$$\sigma_H = 3\sigma_h + T_o - P_b - P_o \quad (6.15)$$

$$\sigma_H \approx 1.2\sigma_h \quad (6.16)$$

6.4 EVALUACIÓN DE LOS PARAMETROS ELASTICOS⁴⁵

1. Se determina la relación de Poisson con la ecuación 4.14.

2. Se determina el modulo de corte utilizando la siguiente ecuación:

$$G_b = V_s^2 * \rho_b \quad (6.17)$$

3. Se determina el modulo de bulk utilizando la siguiente ecuación:

$$K = G * \frac{2 * (1 + \nu)}{3 * (1 - 2\nu)} \quad (6.18)$$

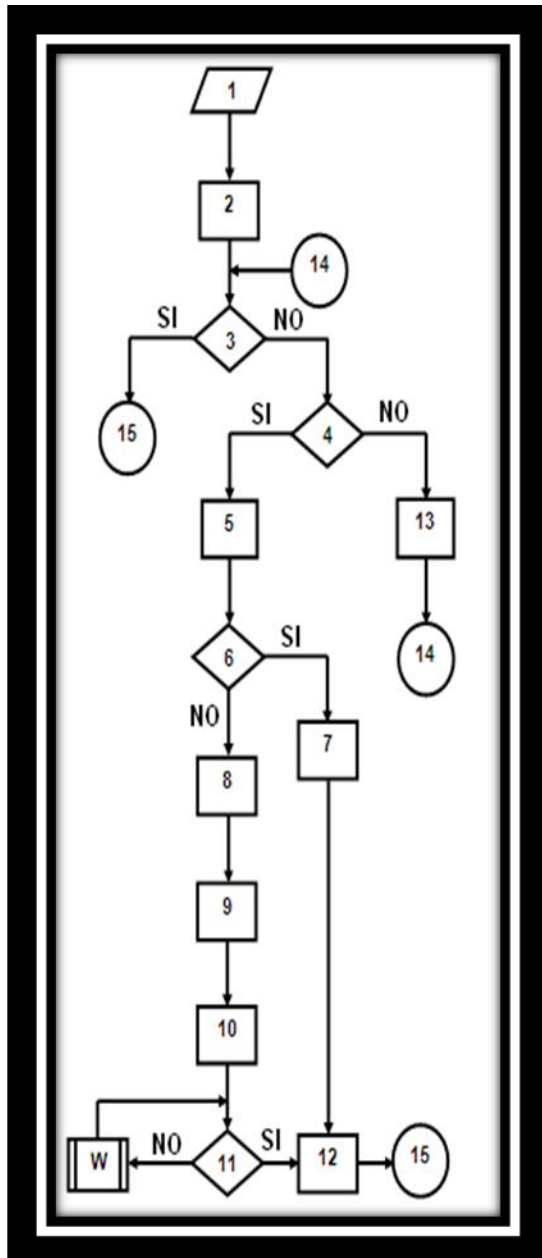
4. Se determina el modulo de Young utilizando la siguiente ecuación:

$$E = 2 * G * (1 + \nu) \quad (6.19)$$

6.5 ESQUEMA DE LA METODOLOGIA

Con el siguiente diagrama de flujo que se presenta, se observa el procedimiento que debe seguirse cuando se desea evaluar los Esfuerzo In-situ y los Módulos Elásticos, de un pozo o campo cuando se tienen los datos del Registro Sónico de dicho pozo o ya sea de varios pozos de un campo.

Para este proceso, se necesita que los datos del Registro Sónico estén en un archivo de Excel lo cual facilita los cálculos que se describen en dicho diagrama de flujo. Aun no existe un macro que realice todo el proceso que indica el diagrama de flujo, pero puede ser realizado por una persona que tenga los conocimientos en este tipo de programación.



1. Cargar los registros de los pozos a analizar.

2. Hacer las correcciones necesarias en los registros, tales como corrección por hueco y ajuste a profundidad.

3. ¿Cuenta con registro de densidad?

4. ¿Cuenta con Registro Sónico?

5.
$$\phi_s = \frac{DT - 55,5}{189,5 - 55,5}$$

6. ¿Es consolidada la arena?

7.
$$\phi_s = \phi_{Total}$$

8.
$$\phi_a = \frac{\Delta T - \Delta T_{ma}}{\Delta T_{fluido} - \Delta T_{ma}}$$

9.
$$f_c = \frac{\Delta T_{sh}}{100}$$

10.
$$\phi_c = \frac{\phi_a}{f_c}$$

11. ¿Cuento con densidad de la matriz?

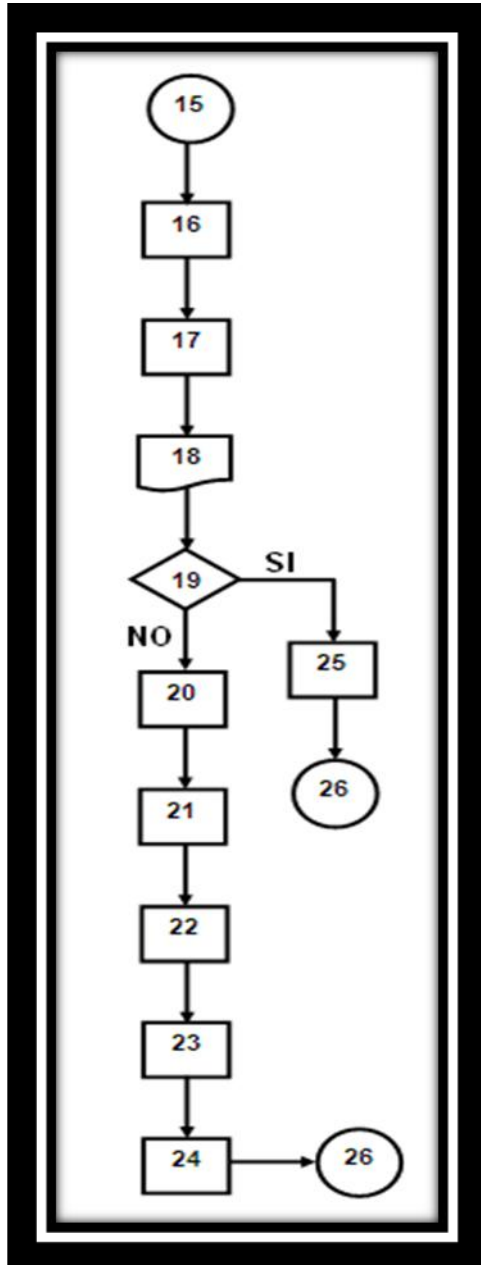
W. Subproceso.

12.
$$\rho_b = (1 - \phi) * \rho_{ma} + \phi * \rho_f$$

13. Registro sónico sintético.

14. Conector.

15. Conector.



16. $\sigma_v = 0,433 * \rho_b * D$

17. $G_{\sigma v} = \frac{\sigma_v}{D}$

18. Imprimir los valores de esfuerzo y gradiente vertical.

19. ¿Cuento con datos de presión de poro?

20. Graficar el registro sísmico corregido

21. Dibujar la línea de DTn.

22. Determinar la relación $\left(\frac{DT_n}{DT}\right)^3$

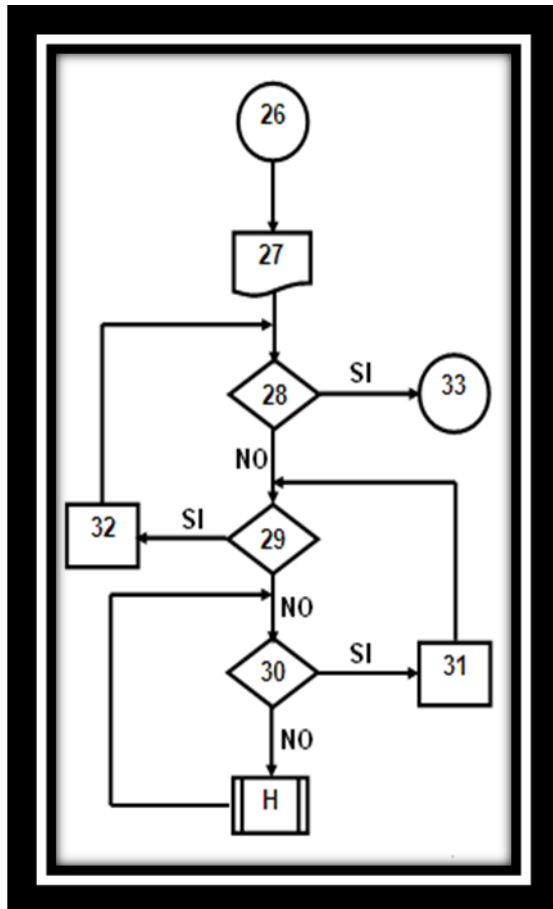
23.

$$G_{PO} = \frac{P_O}{D} = G_{\sigma v} + (G_{\sigma v} - 0,433) * \left(\frac{DT_n}{DT}\right)^3$$

24. $P_O = G_{PO} * D$

25. $G_{PO} = \frac{P_O}{D}$

2.6 Conector.



27. Imprimir el valor del gradiente y presión de poro.

28. ¿Cuento con el coeficiente estático de la tierra?

29. ¿Cuento con la relación de Poisson?

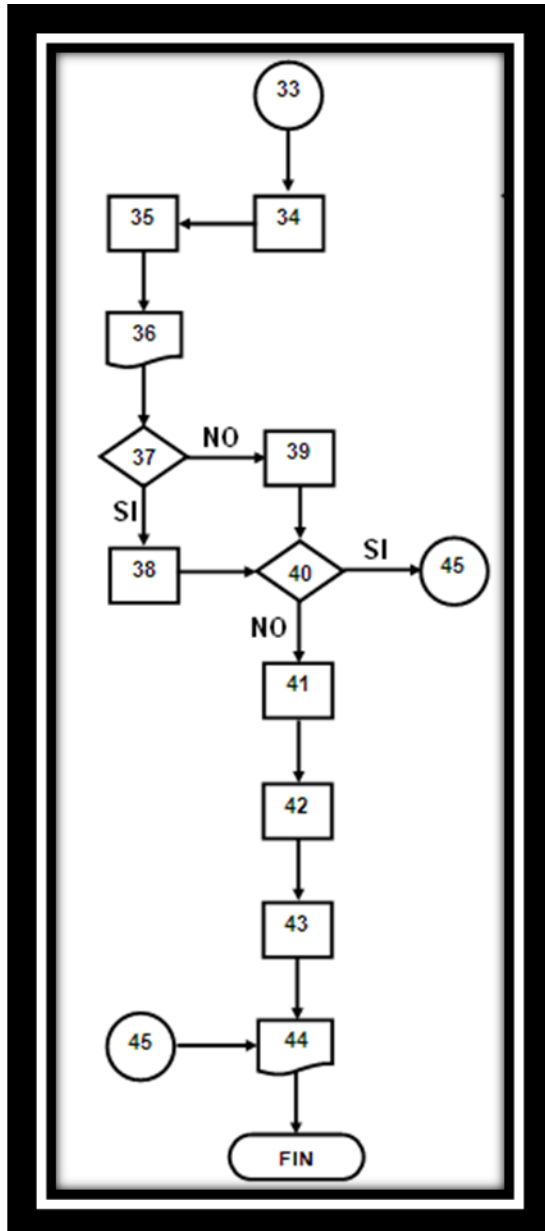
30. ¿Cuento con la Velocidad de la onda S?

H. Subproceso

31.
$$v = \frac{\left(\frac{V_P}{V_S}\right)^2 - 1}{2 \times \left(\frac{V_P}{V_S}\right)^2 - 2}$$

32.
$$k_o = \frac{v}{1-v}$$

33. Conectar.



34. $\sigma_h = k_o * (\sigma_v - P_o) + P_o$

35. $G_{\sigma h} = \frac{\sigma_h}{D}$

36. Imprimir el gradiente y el esfuerzo minimo horizontal.

37. ¿Cuento con T_o y P_b ?

38. $\sigma_H = 3\sigma_h + T_o - P_b - P_o$

39. $\sigma_H \approx 1.2\sigma_h$

40. ¿Cuento con propiedades elásticas de la roca?

41. $G = (V_s)^2 * \rho_b$

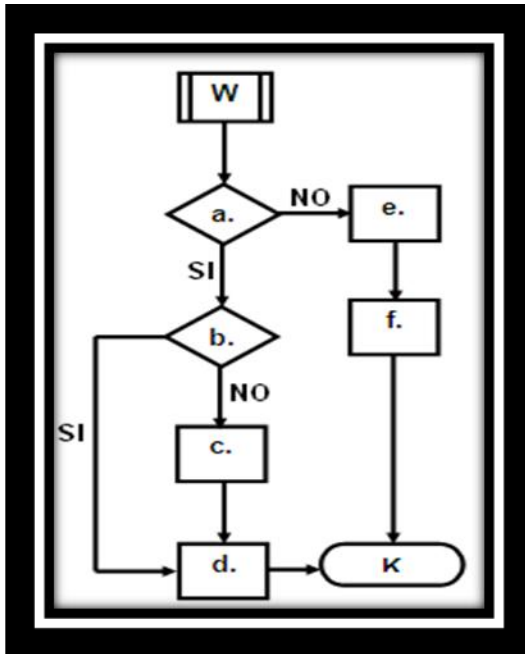
42. $K = G * \frac{2*(1+\nu)}{3*(1-2\nu)}$

43. $E = 2 * (1 + \nu) * G$

44. Imprimir los esfuerzos In-Situ y los módulos elásticos.

45. Conector.

46. Final



W. SUBPROCESO

a. ¿Cuento con fracción de arcilla?

b. ¿Cuento con porosidad efectiva?

c.
$$\phi_s = \phi_{Total} * (1 - x_{sh})$$

d.
$$\rho_{ma} = \left(\frac{x_{sh} * (\rho_{sh} - \rho_a)}{1 - \phi_s} \right) + \rho_a$$

e.
$$x_{sh} = 0$$

f.
$$\rho_{ma} = \rho_a$$

H. SUBPROCESO

A.
$$V_p = \frac{1}{DT}$$

B. ¿Cuento con datos de fracción de arcilla?

C.
$$x_{sh} = 0$$

D.
$$V_{Sa} = 0,8042 * V_p - 0,8559$$

E.
$$V_{Stotal} = V_{Sa}$$

F.
$$V_{Sa} = 0,8042 * V_p - 0,8559$$

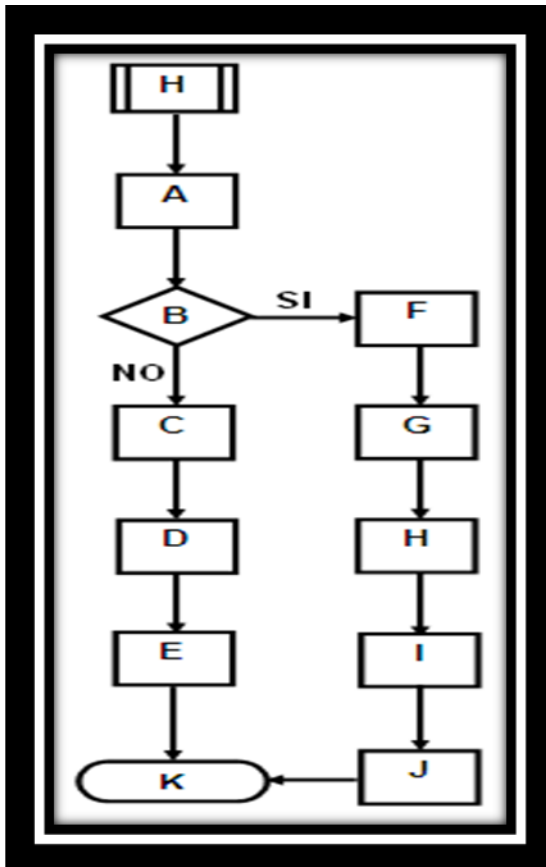
G.
$$V_{S\%a} = V_{Sa} * (1 - x_{sh})$$

H.
$$V_{Ssh} = 0,8621 * V_p - 1,1724$$

I.
$$V_{\%Ssh} = V_{Ssh} * x_{sh}$$

J.
$$V_{Stotal} = V_{S\%sh} + V_{S\%a}$$

K. Es el final de los subprocesos



7. METODOLOGIA APLICADA AL CAMPO COLORADO

Para aplicar la metodología desarrollada en el Campo Escuela Colorado, se utilizaron los datos del Registro Sónico de los pozos: COL 38, COL 70, COL 72 y COL 75, debido a que solo se cuenta con los datos de dicho registro para estos cuatro pozos.

Los datos del Registro Sónico del pozo COL 38, no son de buena calidad por lo cual es necesario hacer un Registro Sintético para este pozo; mientras los datos de los otros tres pozos son de buena calidad y se puede desarrollar la metodología de forma directa.

Los datos del campo utilizados para determinar los Esfuerzos In-Situ y los Parámetros Elásticos son los siguientes:

1. Registro DCAL.
2. Registro Sónico.
3. Registro Resistivo.
4. Datos de muestra de zanja (arcilla y arenisca).

Datos que fueron supuestos en este trabajo:

1. El agua de toda la formación, es dulce.
2. Densidad del agua es $1 \left(\frac{gr}{cc} \right)$.
3. El gradiente de presión normal es $0,433 \left(\frac{psi}{ft} \right)$.
4. La densidad de la arcilla es $2,68 \left(\frac{gr}{cc} \right)$.
5. La densidad de la arenisca es $2,65 \left(\frac{gr}{cc} \right)$.
6. La constante poroelástica es 1.

7.1 ANALISIS DE RESULTADOS DEL POZO COL 38

Debido a que los datos del Registro Sónico del pozo Col 38 están desfasados, se procedió a realizar un registro sintético utilizando el Registro Resistivo (sugerencia personal Ing. Aristóbulo Bejarano).

Procedimiento para realizar el Registro Sintético COL 38

1. Se graficaron los datos DT en función de los datos RT de los cuatro pozos, COL 38, COL 70, COL 72 y COL 75, como se observa en la Figura 7.1.
2. Se graficó la línea de tendencia a cada pozo en forma potencial.
3. Se tomó la ecuación de la línea de tendencia del pozo COL 75 debido a que presenta mejores datos en la evaluación de la porosidad.
4. La correlación es la siguiente:

$$DT = 145,99RT^{-0,2339} \quad (7.1)$$

7.1.1 Calculo de Esfuerzo Vertical

Los cálculos realizados para determinar el esfuerzo vertical en el pozo Col 38 se describen a continuación:

- El primer cálculo fue determinar la porosidad utilizando el Registro Sónico Sintético; este registro se realizó ya que los datos no eran buenos, y se observan en la Figura 7.2. La porosidad se muestra en la Figura 7.3 y su promedia es aproximadamente 20,03%.
- El segundo paso es determinar la densidad Bulk y los valores calculados se muestran en la Figura 7.4, esta densidad es función de la porosidad; la densidad promedio de este pozo es 2,33 (gr/cc).

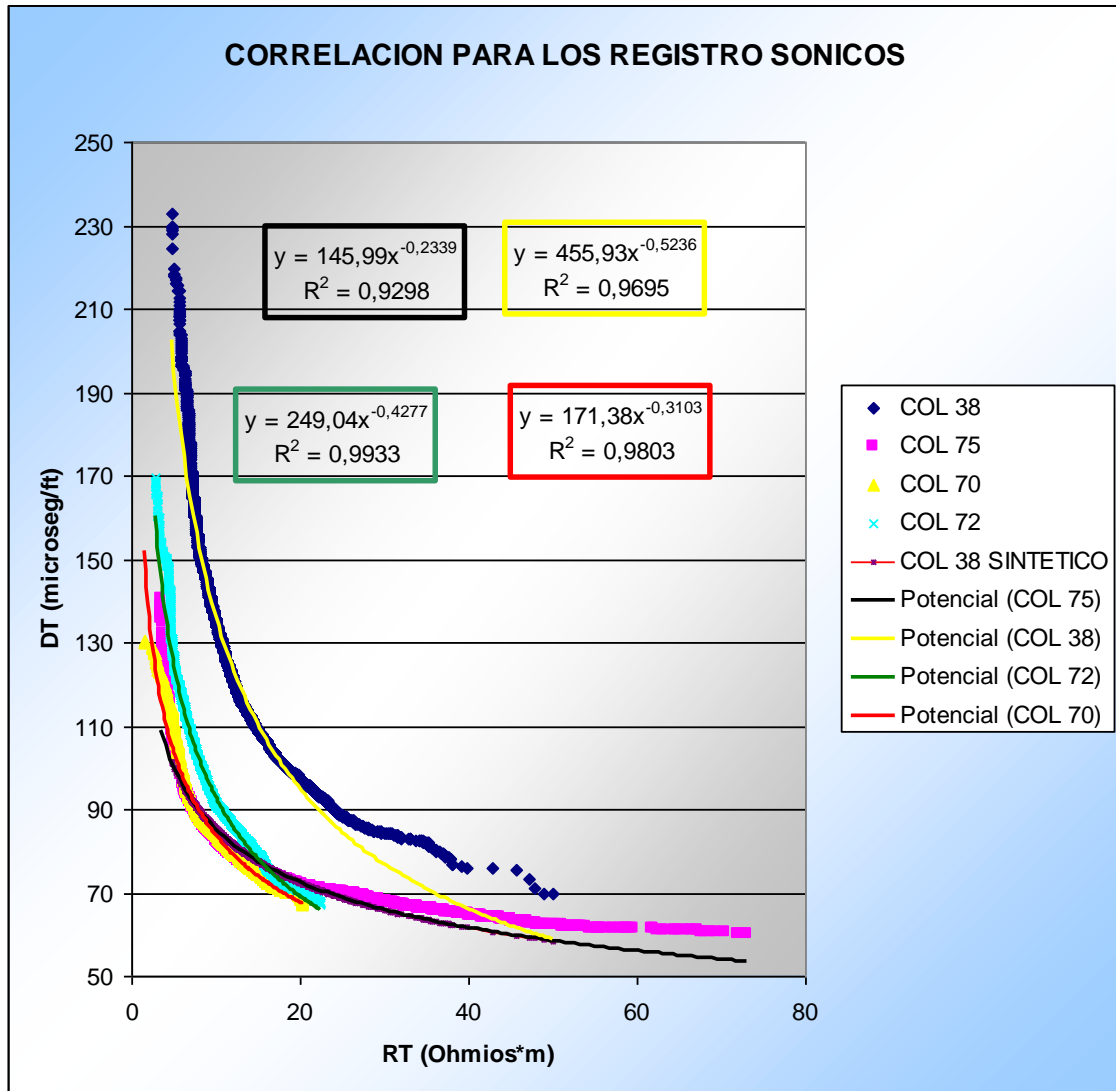


Figura 7.1. Grafica Registro Sónico vs. Registro Resistivo.

- Finalmente se evaluó el esfuerzo vertical y sus valores se muestran en la Figura 7.5, el cual se determinó por la ecuación 6.6. Después de obtenerse el esfuerzo se calcula el gradiente y su resultado promedio es de 1,01 (psi/ft), el gradiente de esfuerzo para todo el pozo se observa en la Figura 7.6.

ESTUDIO DE ESFUERZOS IN-SITU EN FORMACIONES COLOMBIANAS
USANDO DATOS DE REGISTRO SONICO

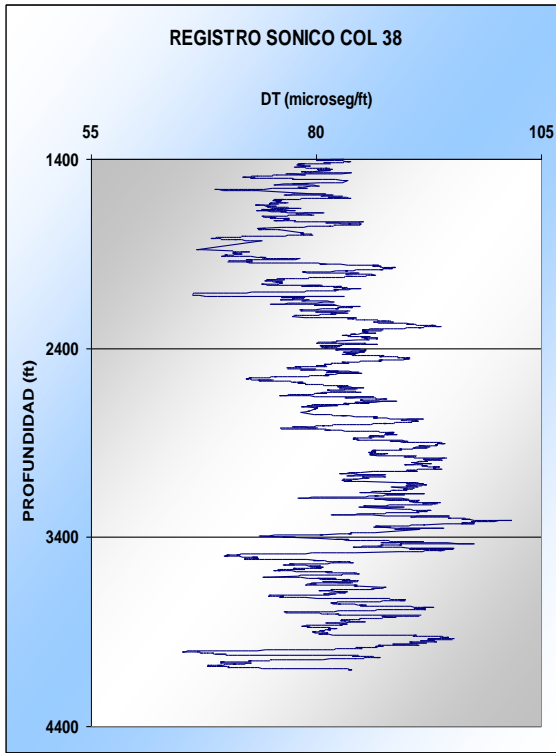


Figura 7.2. Grafica Registro Sónico Sintético.

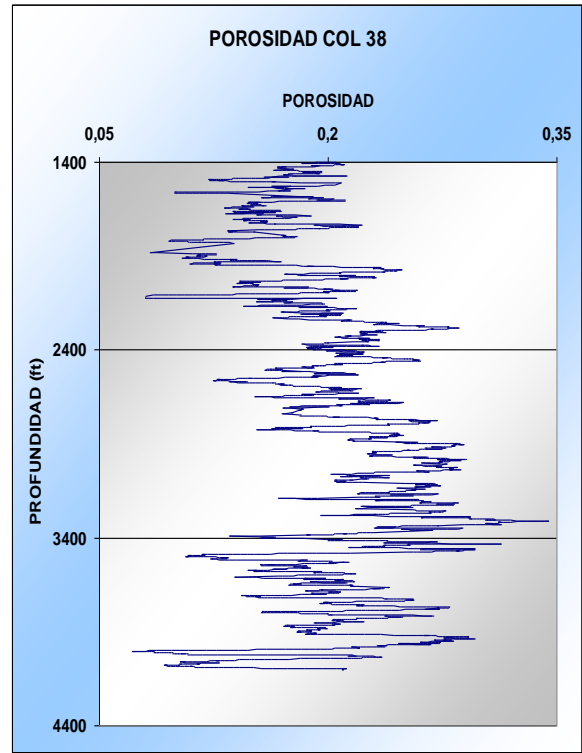


Figura 7.3. Grafica Porosidad.

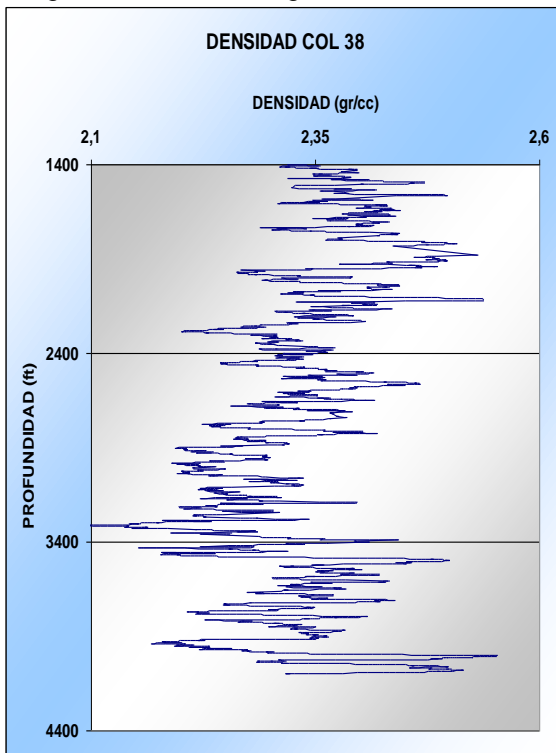


Figura 7.4. Grafica Densidad de Bulk.

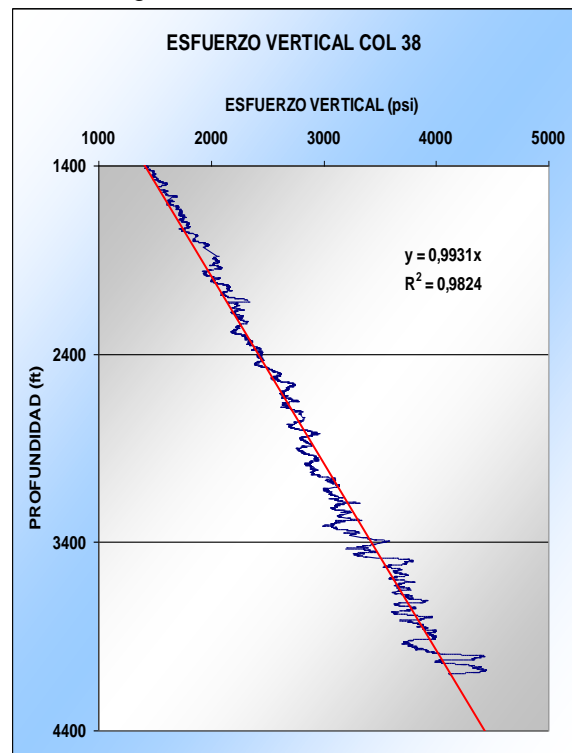


Figura 7.5. Grafica Esfuerzo Vertical.

7.1.2 Calculo del Esfuerzo Minimo Horizontal

Para la evaluación de este esfuerzo se utiliza el siguiente procedimiento:

1. Evaluación de la presión de poro:

- Se calcula la presión de poro por medio del método de Ben A. Eaton, este método utiliza la evaluación de la relación $\left(\frac{DT_n}{DT}\right)^3$ y se determina por medio del Registro Sónico Sintético en el cual se grafica la línea de tiempo de transito normal contra la profundidad y esta línea se muestra en la Figura 7.7.
- El gradiente de presión normal se asume $0,433 \left[\frac{psi}{ft}\right]$, este valor significa que la densidad del agua dulce y es $1 \left[\frac{gr}{cc}\right]$.

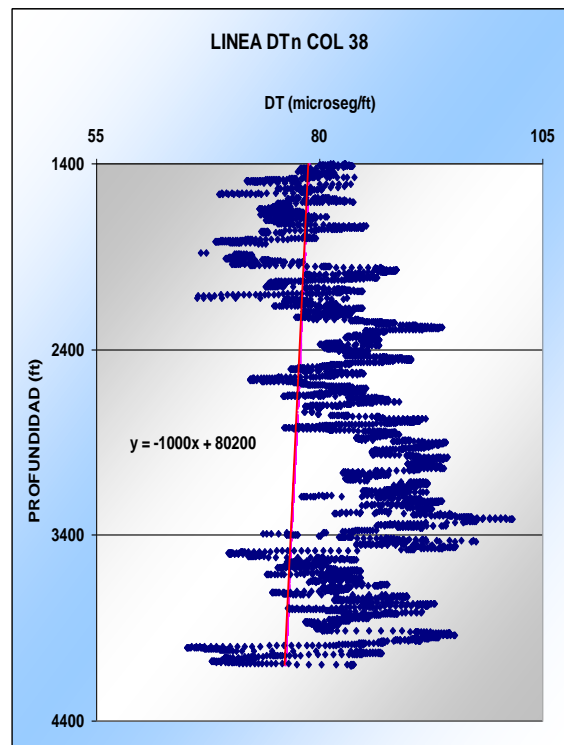
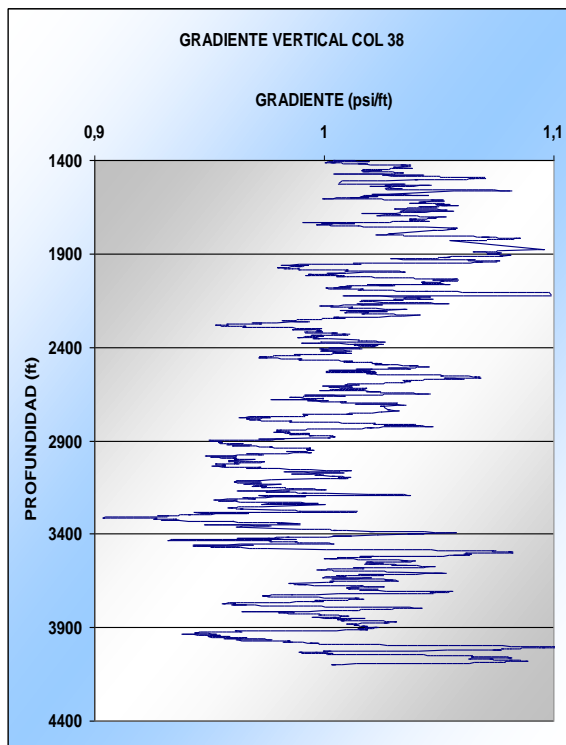


Figura 7.6. Grafica Gradiente de Esfuerzo Vertical. Figura 7.7. Grafica Línea de Tiempo Normal.

- Obtenidos los dos valores (gradiente de esfuerzo vertical y la relación $\left(\frac{DT_v}{DT}\right)^3$) y con la suposición de que el agua es dulce, la presión de poro se evalúa utilizando la ecuación 6.11, los valores obtenidos para el gradiente de la presión de poro se muestran en la Figura 7.8 y su valor promedio es aproximadamente 0,5107 (psi/ft); los valores de la presión de poro se observan en la Figura 7.9 y su valor promedio aproximado es 1470 psi.

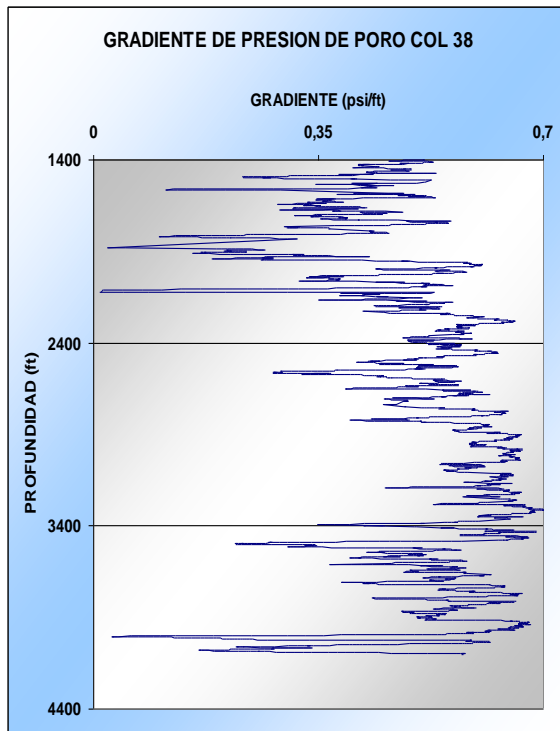


Figura 7.8. Grafica Gradiente de Presión de Poro.

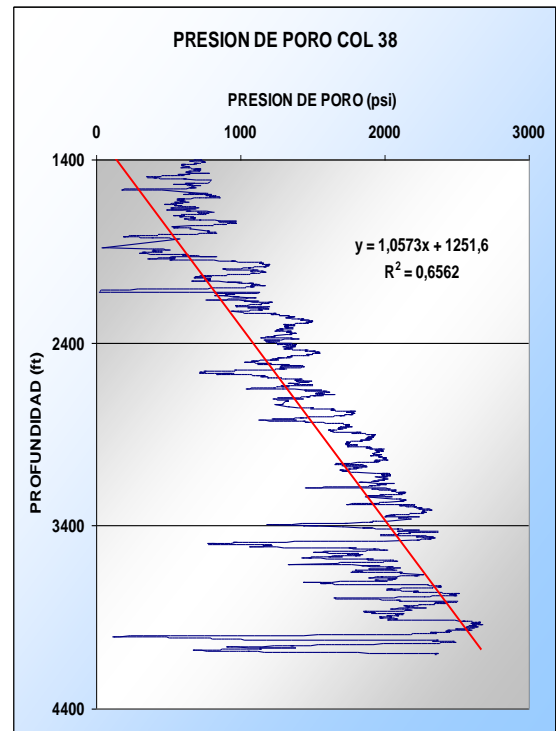


Figura 7.9. Grafica Presión de Poro.

- El otro factor que se calcula es el coeficiente estático de la tierra, el cual no se tenía y se procedió a calcular utilizando la relación de Poisson, para la evaluación de esta relación se procede a calcular la velocidad de la onda S utilizando la ecuación 6.10, la grafica de la onda S se muestra en la figura 7.10, la relación entre la velocidad de la onda

P y la onda S es aproximadamente 1,816. Ya calculadas las velocidades de las ondas P y S, se procede a evaluar la relación de Poisson utilizando la ecuación 1.44 y después se evalúa el coeficiente estático de la tierra utilizando la ecuación 1.45. Las graficas de la relación de Poisson y el coeficiente estático de la tierra se muestran en las figuras 7.11 y 7.12. respectivamente.

- Evaluados los parámetro de la presión de poro, el coeficiente estático de la tierra y el gradiente de esfuerzo vertical se procede a calcular el esfuerzo horizontal minimo usando la ecuación 6.14, los resultados de este esfuerzo se muestran en la Figura 7.13 y su gradiente se muestra en la Figura 7.14.

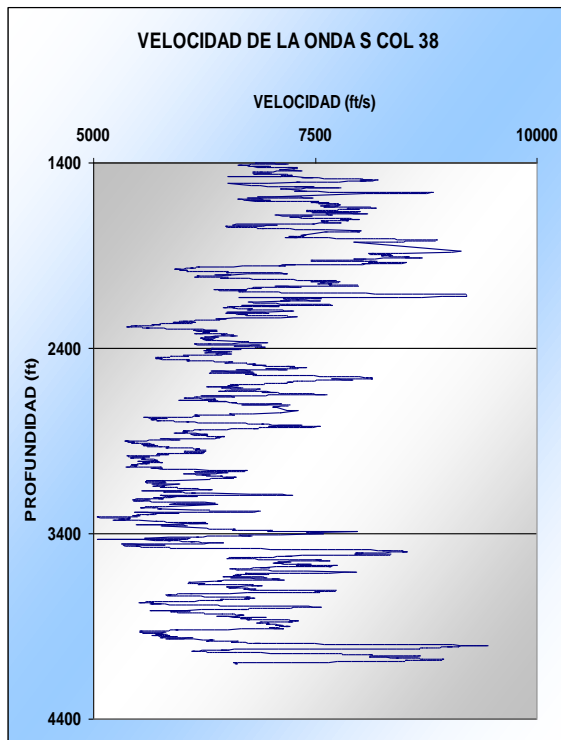


Figura 7.10. Grafica Velocidad de Onda S.

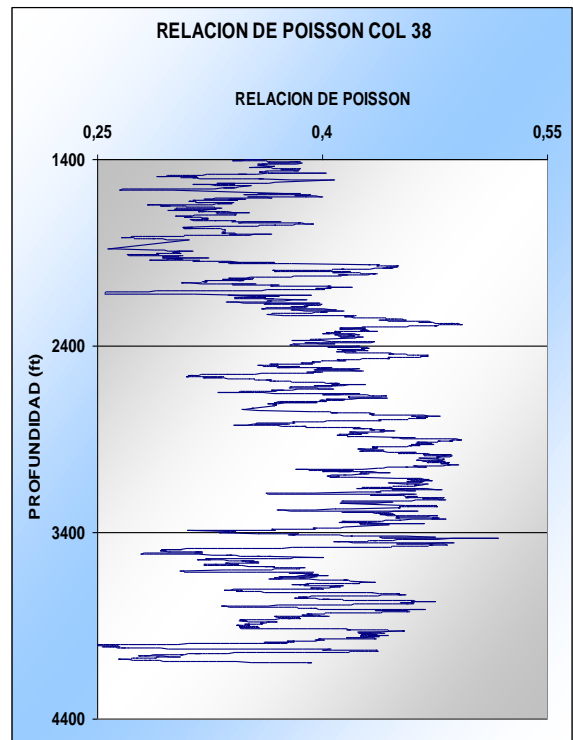


Figura 7.11. Grafica Relacion de Poisson.

ESTUDIO DE ESFUERZOS IN-SITU EN FORMACIONES COLOMBIANAS
USANDO DATOS DE REGISTRO SONICO

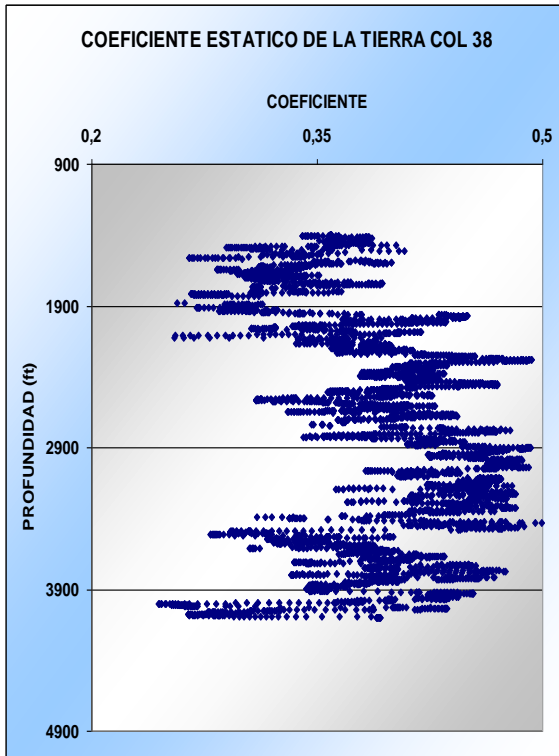


Figura 7.12. Gráfica Coef. Estático de la Tierra.

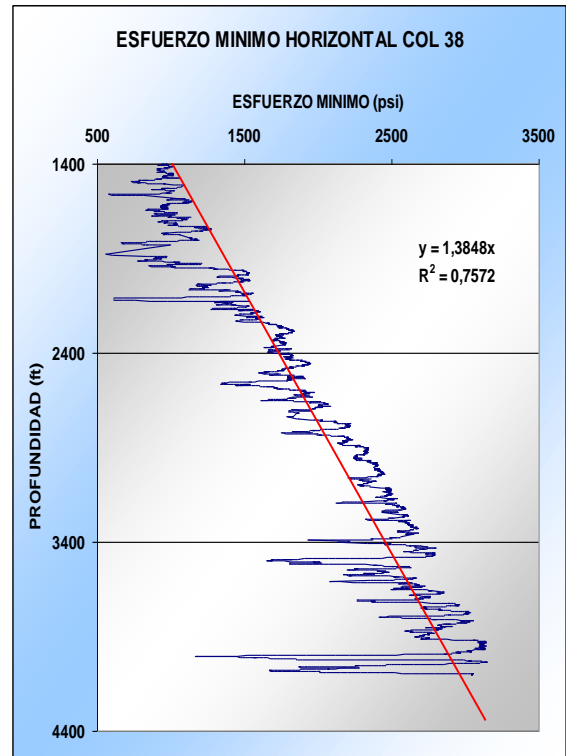


Figura 7.13. Gráfica Esfuerzo Horizontal Mínimo.

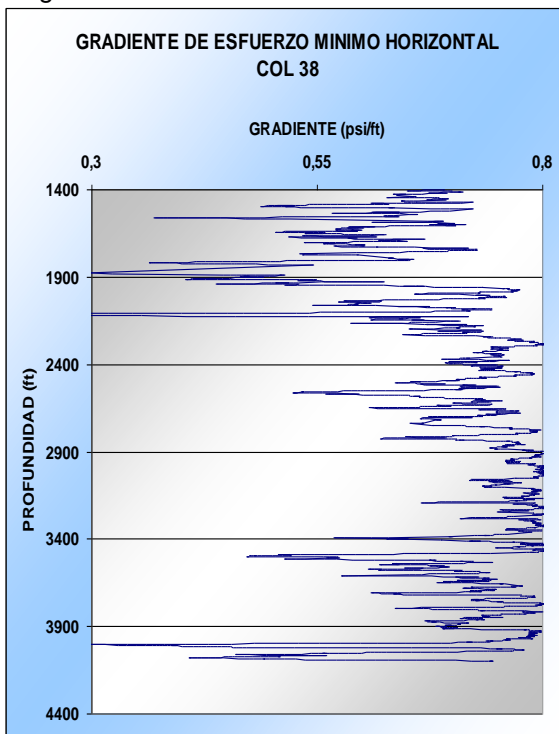


Figura 7.14. Gráfica Gradiente Esfuerzo Min. H.

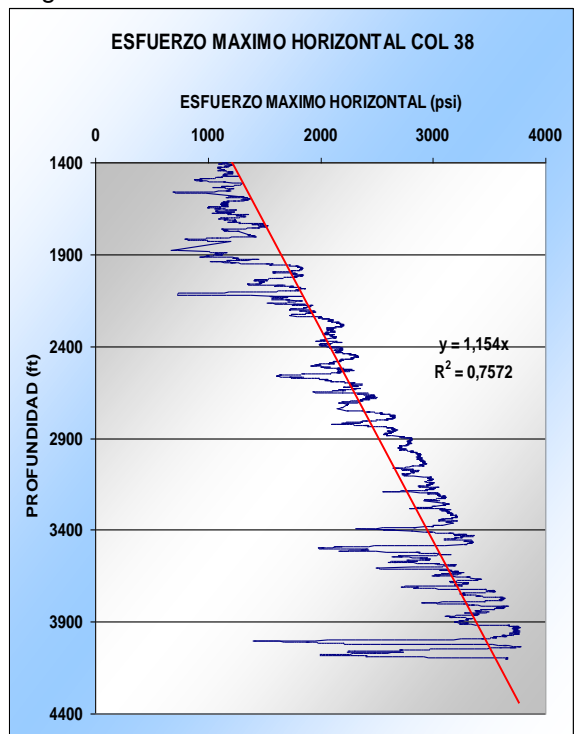


Figura 7.15. Gráfica Esfuerzo Máximo Horizontal.

7.1.3 Calculo del Esfuerzo Máximo Horizontal

Para calcular el esfuerzo máximo horizontal se deben tener los valores de la presión de fractura y la resistencia a la tracción, en este pozo no se tiene ninguno de estos parámetros entonces utilizamos la ecuación 6.16, esta ecuación da un valor aproximado para determinar este esfuerzo, los valores del esfuerzo y del gradiente se muestran en la Figuras 7.15. y 7.16 respectivamente.

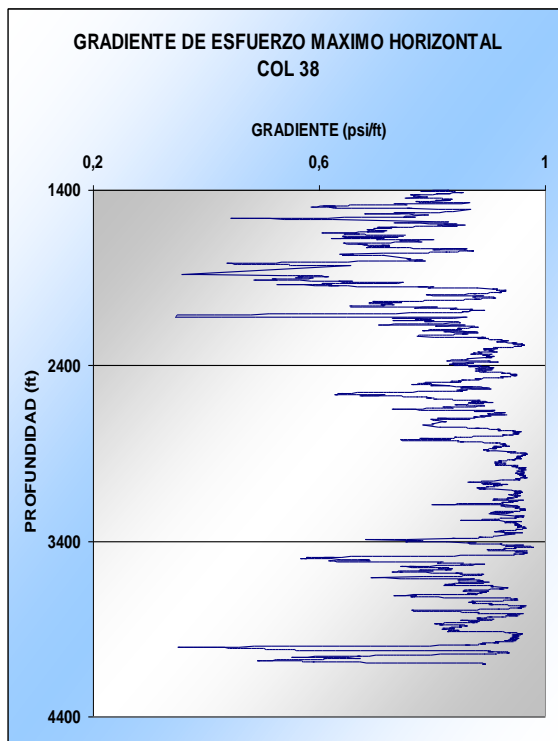


Figura 7.16. Grafica Gradiente de Esf. Máx. Hor.

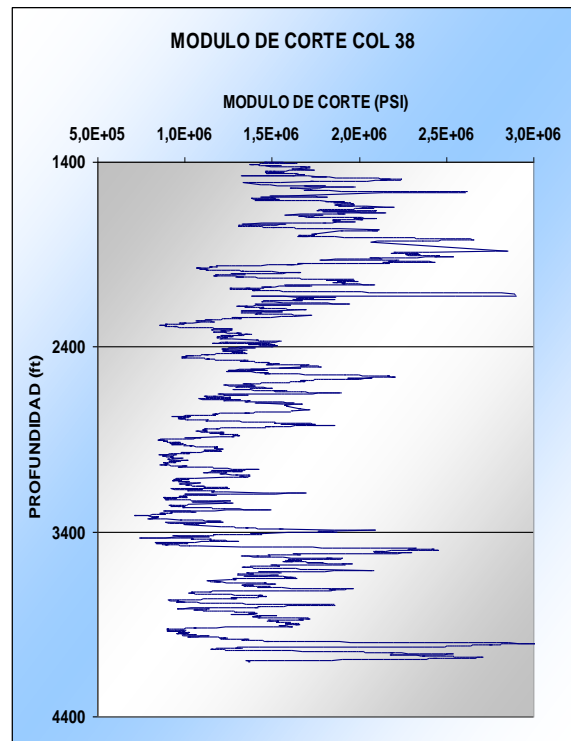


Figura 7.17. Grafica Módulo de Corte.

Calculo de las Parámetros Elásticos

Para la evaluación del Módulo de Corte, el Módulo de Bulk (Volumétrico) y el Módulo de Young se utilizaron las ecuaciones 6.17, 6.18 y 6.19; sus graficas se muestran en las Figuras 7.17, 7.18 y 7.19, respectivamente.

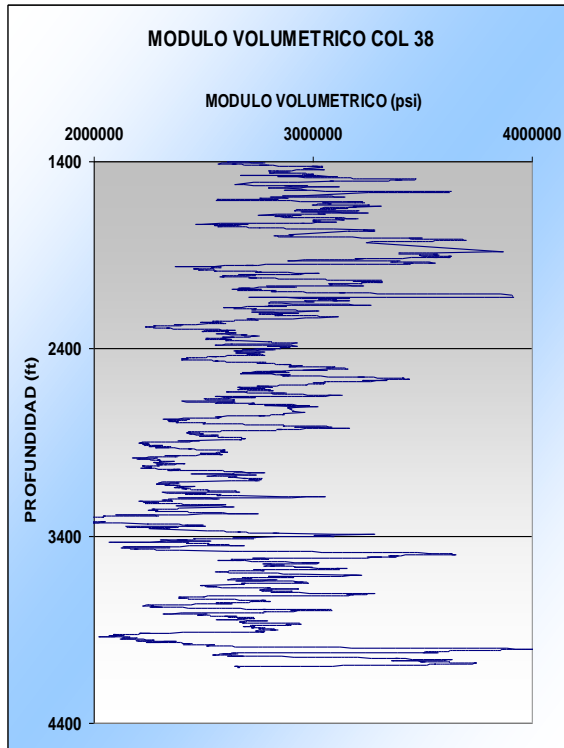


Figura 7.18. Grafica Módulo de Bulk.

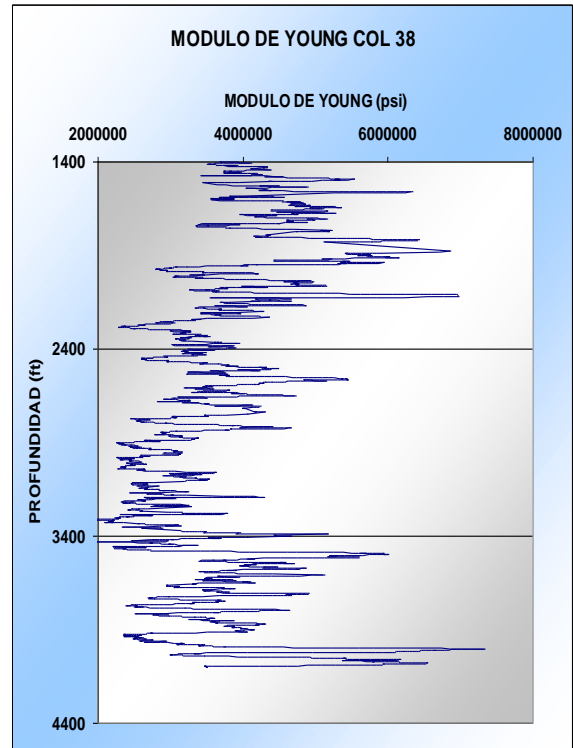


Figura 7.19. Grafica Módulo de Young.

7.2 ANALISIS DE RESULTADOS DEL POZO COL 70

7.2.1 Calculo de Esfuerzo Vertical

Para la evaluación del esfuerzo vertical en el pozo Col 70, en primer lugar el Registro Sónico fue corregido por medio del DCAL y se muestra en la Figura 7.20; luego se determinó la porosidad corregida y se observa en la Figura 7.21, esta porosidad se evaluó usando el factor de compactación. La porosidad promedio del overburden es aproximadamente 16%.

El segundo paso es determinar la densidad Bulk y los valores calculados se muestran en la Figura 7.22, esta densidad está en función de la porosidad y su valor promedio en este pozo es 2,404 (gr/cc). El esfuerzo vertical se muestra en la Figura 7.23, el cual se determinó por la ecuación 6.6. Después de obtenerse el

ESTUDIO DE ESFUERZOS IN-SITU EN FORMACIONES COLOMBIANAS
USANDO DATOS DE REGISTRO SONICO

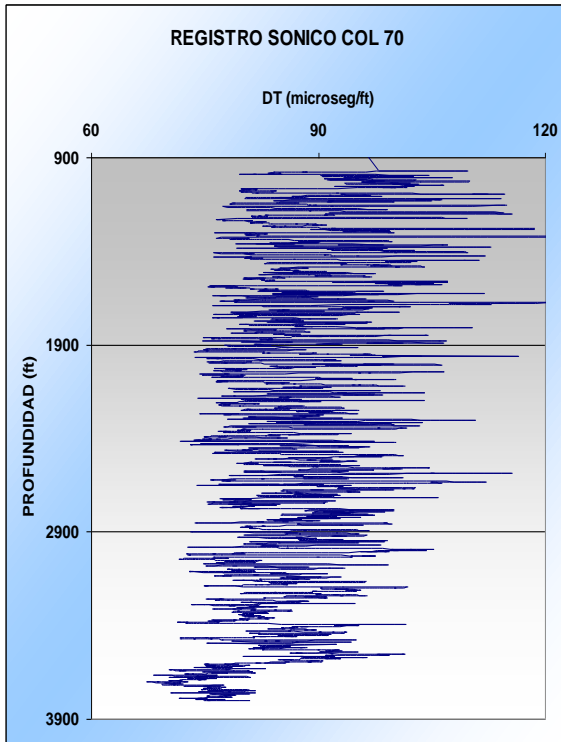


Figura 7.20. Grafica Registro Sónico Corregido.

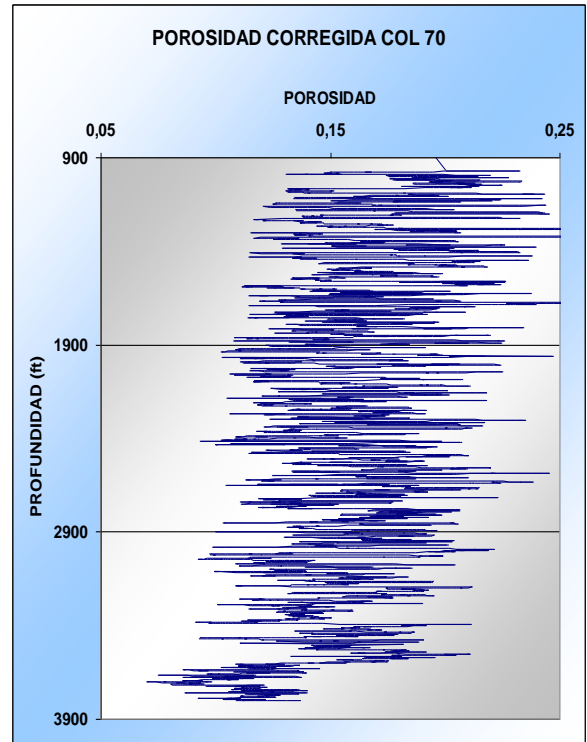


Figura 7.21. Grafica Porosidad Corregida.

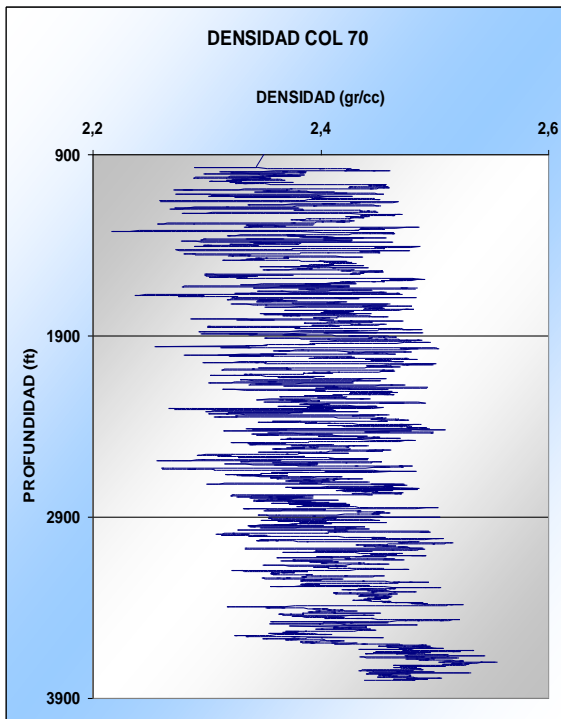


Figura 7.22. Grafica Densidad de Bulk.

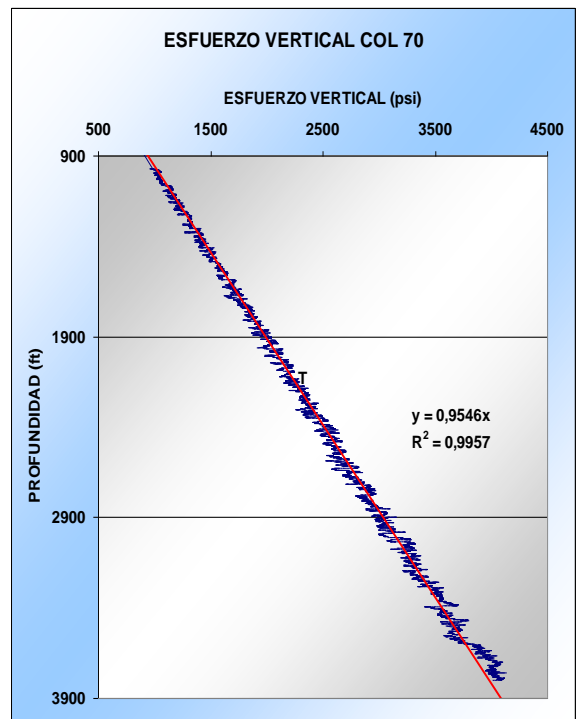


Figura 7.23. Grafica Esfuerzo Vertical.

esfuerzo se calcula el gradiente y su resultado promedio es de 1,01 (psi/ft), el gradiente de esfuerzo para todo el pozo se observa en la Figura 7.24.

7.2.2 Calculo del Esfuerzo Minimo horizontal

Para la evaluación de este esfuerzo se necesito calcular la presión de poro por medio del método de Ben A. Eaton, este método utiliza la evaluación de la relación $\left(\frac{DT_n}{DT}\right)^3$ por medio del Registro Sónico corregido en el cual se graficó la línea de tiempo de transito normal y se observa en la Figura 7.25.

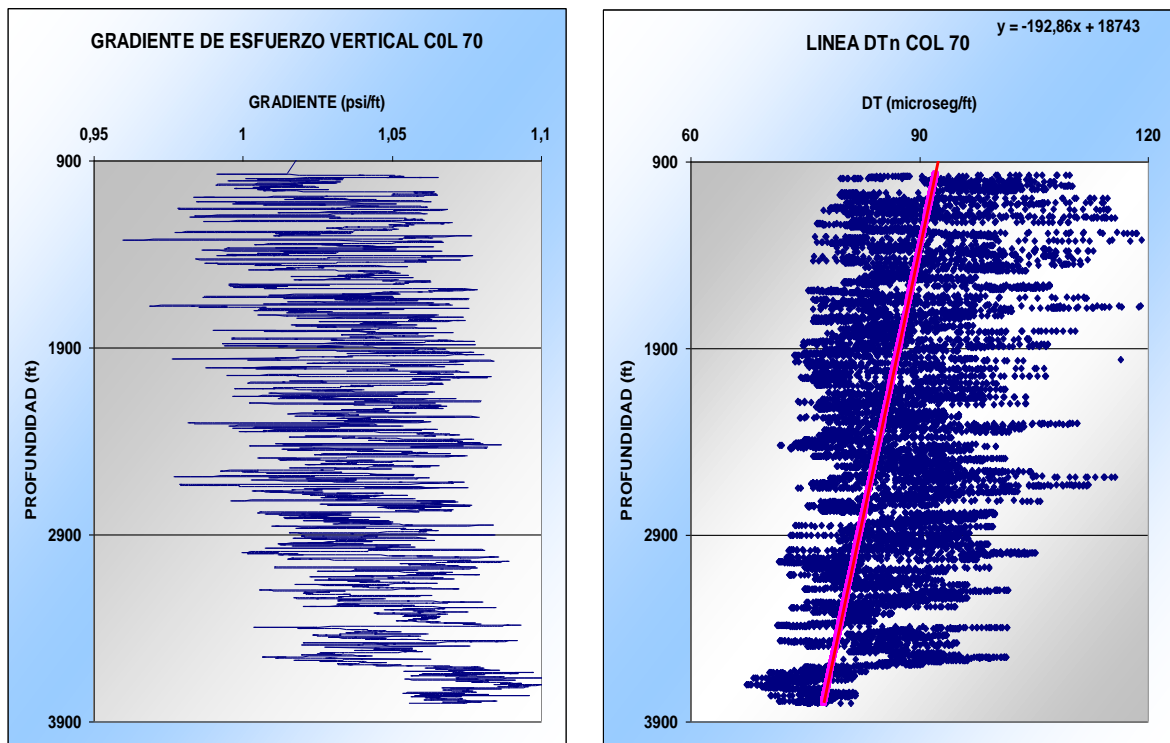


Figura 7.24. Grafica Gradiente de Esfuerzo Vertical. Figura 7.25. Grafica Línea de Tiempo Normal.

En la evaluación del esfuerzo vertical también se determinó el gradiente de este esfuerzo, teniendo evaluado este parámetro se determina el gradiente de presión de poro utilizando la ecuación 6.11. Los valores obtenidos para el gradiente de la presión de poro se muestran en la Figura 7.26 y su valor promedio es aproximadamente 0,446 (psi/ft); los valores de la presión de poro se observan en

la Figura 7.27 y su valor promedio aproximado es 1069,77 psi.

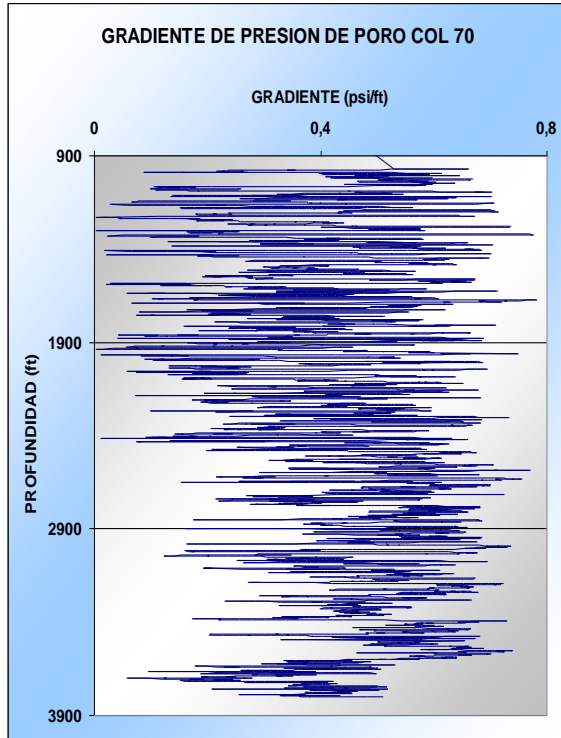


Figura 7.26. Grafica Gradiente de Presión de Poro.

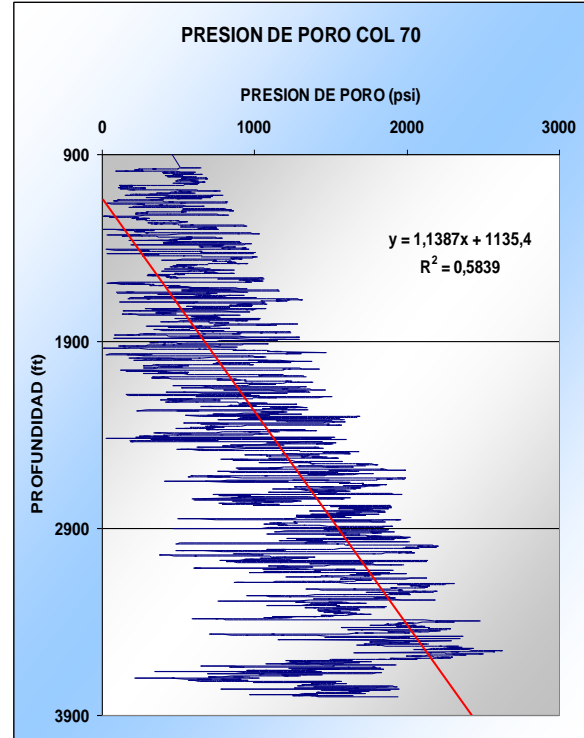


Figura 7.27. Grafica Presión de Poro.

El otro factor que se calcula es el coeficiente estático de la tierra, el cual no se tenía y se procedió a calcular utilizando la relación de Poisson. Para la evaluación de esta relación se procede a calcular la velocidad de la onda S utilizando la ecuación 6.10, la grafica de la onda S se muestra en la figura 7.28, la relación entre la velocidad de la onda P y la onda S es aproximadamente 1,71. Ya calculadas las velocidades de las ondas P y S, se procede a evaluar la relación de Poisson utilizando la ecuación 1.44 y después se evalúa el coeficiente estático de la tierra utilizando la ecuación 1.45. Las graficas de la relación de Poisson y el coeficiente estático de la tierra se muestran en las figuras 7.29 y 7.30. respectivamente. Evaluados los parámetro de la presión de poro, el coeficiente estático de la tierra y el gradiente de esfuerzo vertical se procede a calcular el esfuerzo horizontal minino usando la ecuación 6.14, los resultados de este

ESTUDIO DE ESFUERZOS IN-SITU EN FORMACIONES COLOMBIANAS
USANDO DATOS DE REGISTRO SONICO

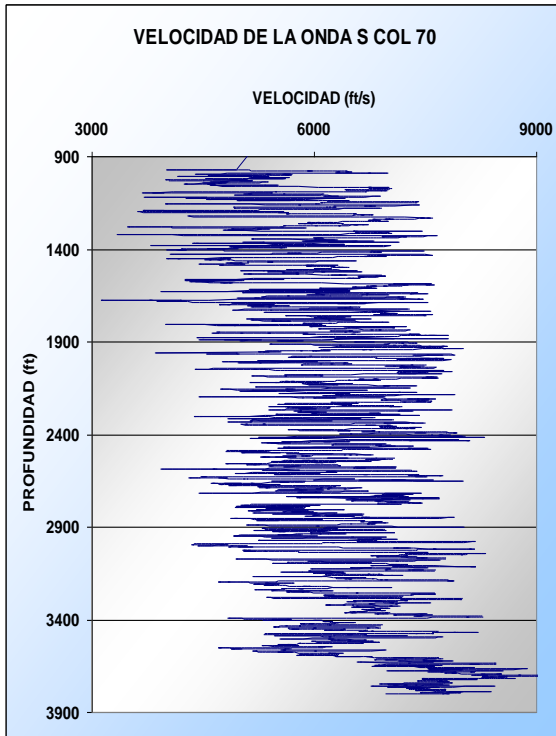


Figura 7.28. Grafica Velocidad de Onda S.

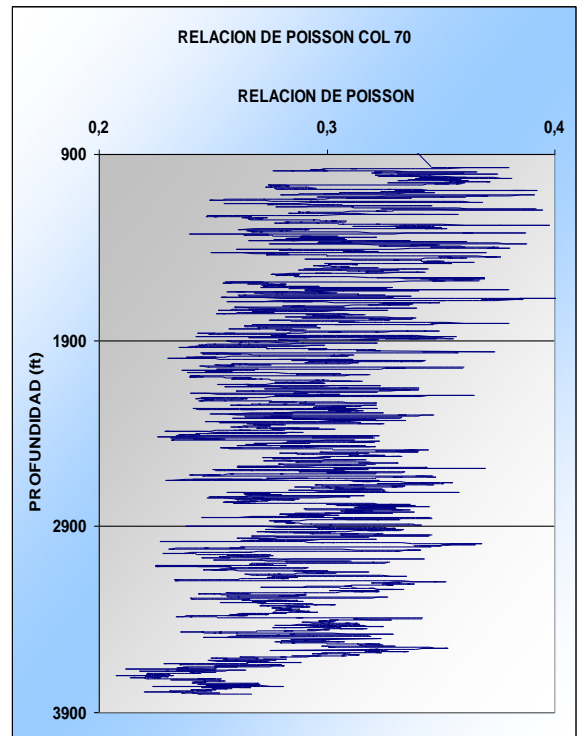


Figura 7.29. Grafica Relacion de Poisson.

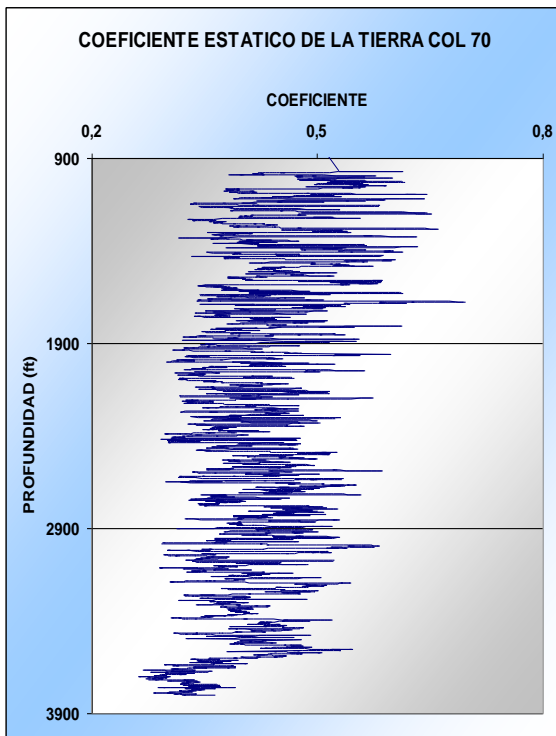


Figura 7.30. Grafica Coef. Estatico de la Tierra.

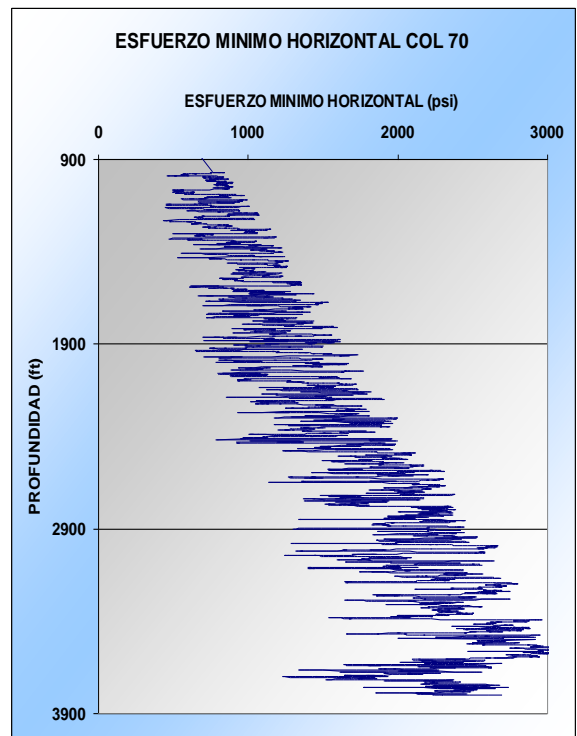


Figura 7.31. Grafica Esfuerzo Horizontal Minimo.

esfuerzo se muestran en la Figura 7.31 y su gradiente en la Figura 7.32.

7.2.3 Calculo del Esfuerzo Máximo Horizontal

Para calcular el esfuerzo máximo horizontal se deben tener los valores de la presión de fractura y la resistencia a la tracción, en este pozo no se tiene ninguno de estos parámetros entonces utilizamos la ecuación 6.16, esta ecuación da un valor aproximación para determinar este esfuerzo, los valores del esfuerzo y del gradiente se muestran en la Figuras 7.33. y 7.34 respectivamente, sus valores aproximados son 1943,44 psi y 0,8247 (psi/ft).

Cálculo de las Parámetros Elásticos

Para la evaluación del Módulo de Corte, el Módulo de Bulk (Volumétrico) y el Módulo de Young se utilizaron las ecuaciones 6.17, 6.18 y 6.19, sus graficas se muestran en las Figuras 7.35, 7.36 y 7.37; respectivamente.

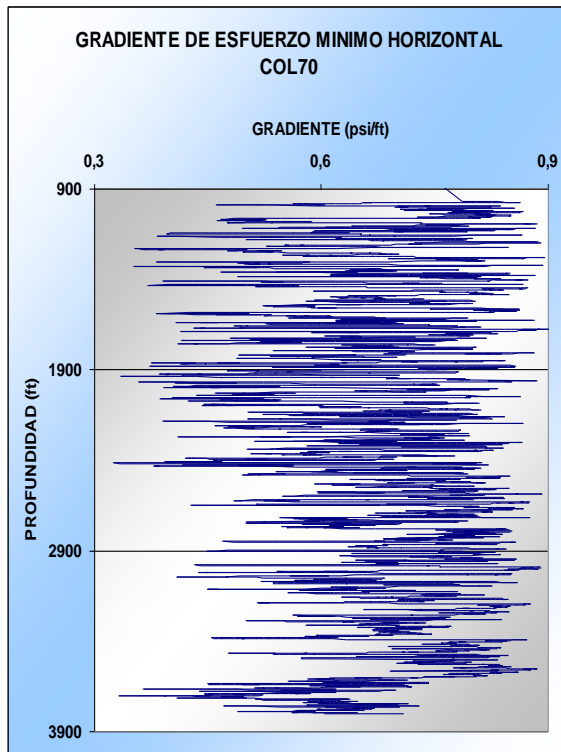


Figura 7.32. Grafica Gradiente Esfuerzo Min. H.

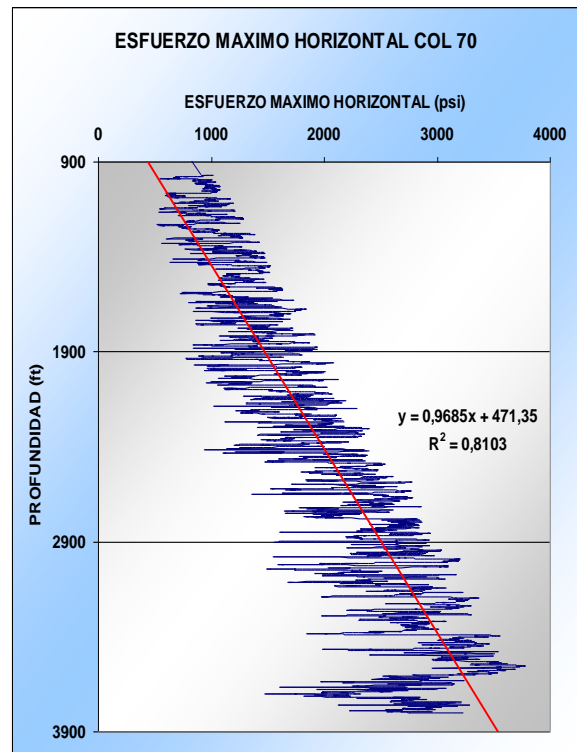


Figura 7.33. Grafica Esfuerzo Máximo Horizontal.

ESTUDIO DE ESFUERZOS IN-SITU EN FORMACIONES COLOMBIANAS
USANDO DATOS DE REGISTRO SONICO

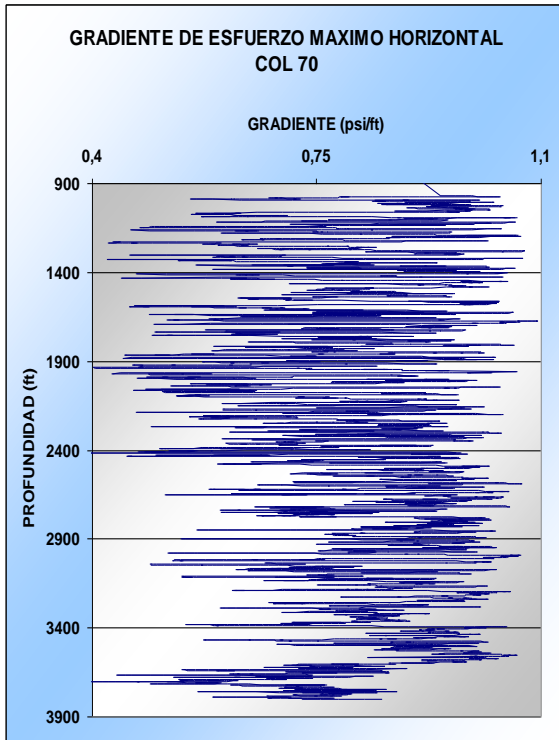


Figura 7.34. Grafica Gradiente de Esf. Máx. Hor.

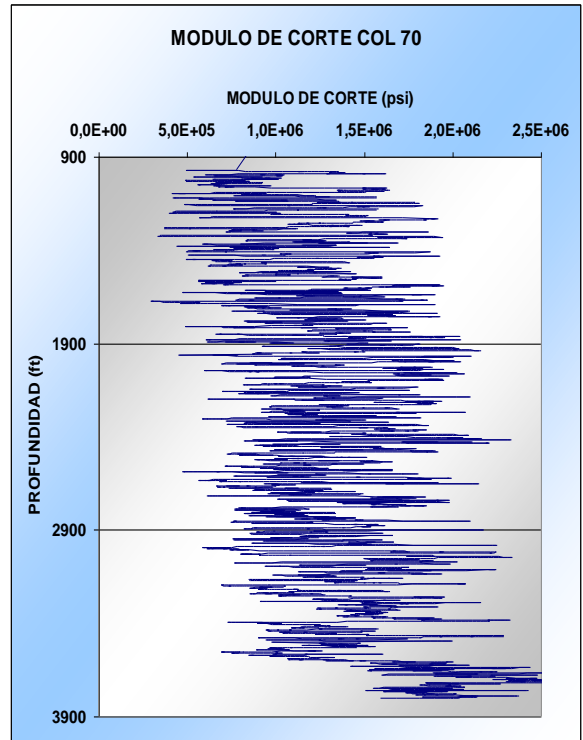


Figura 7.35. Grafica Módulo de Corte.

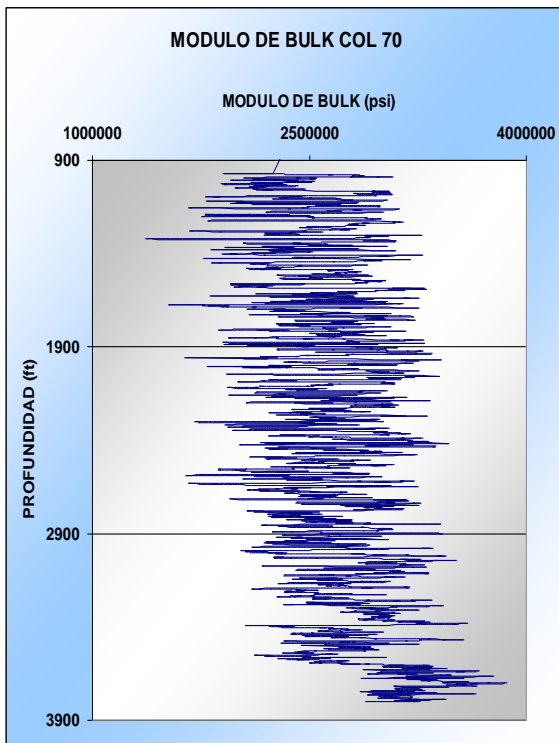


Figura 7.36. Grafica Módulo de Bulk.

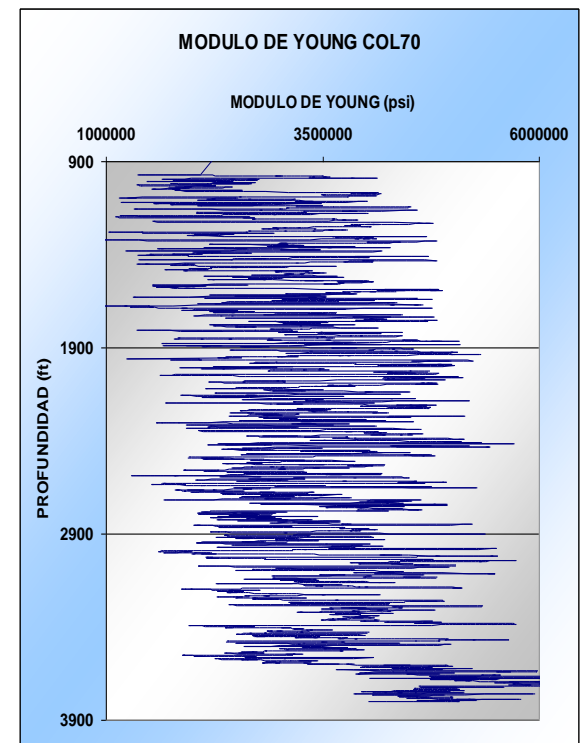


Figura 7.37. Grafica Módulo de Young.

7.3 ANALISIS DE RESULTADOS DEL POZO COL 72

7.3.1 Calculo de Esfuerzo Vertical

Para la evaluación del esfuerzo vertical en el pozo Col 72, en primer lugar el Registro Sónico fue corregido por medio del DCAL y se muestra en la Figura 7.38; luego se determino la porosidad corregida que se muestra en la Figura 7.39, esta porosidad se avaluó usando el factor de compactación. La porosidad promedio del overburden es aproximadamente 16,91%.

El segundo paso es determinar la densidad Bulk y los valores calculados se muestran en la Figura 7.40, esta densidad esta en función de la porosidad y su valor promedio en este pozo es 2,388 (gr/cc). El esfuerzo vertical se muestra en la Figura 7.41, el cual se determinó por la ecuación 6.6. Después de obtenerse el

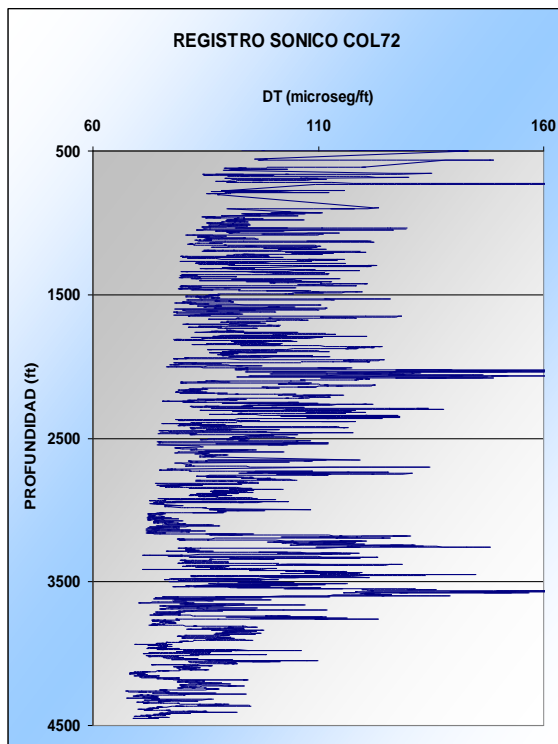


Figura 7.38. Grafica Registro Sónico Corregido.

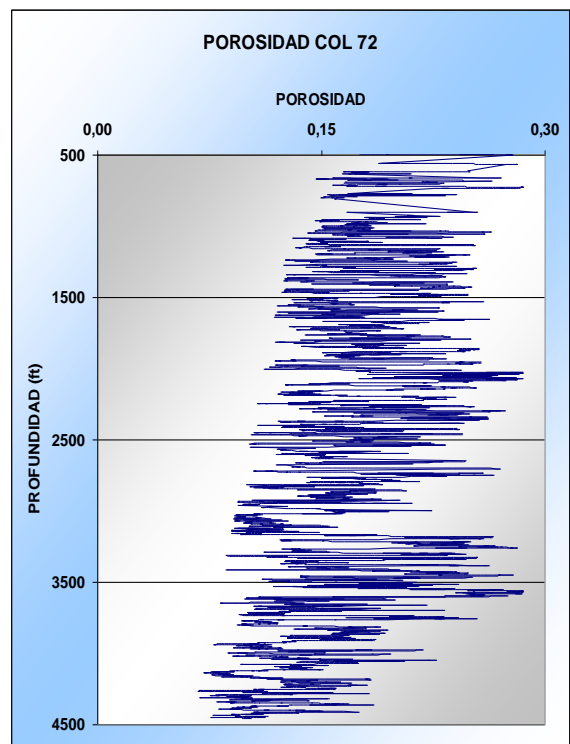


Figura 7.39. Grafica Porosidad Corregida.

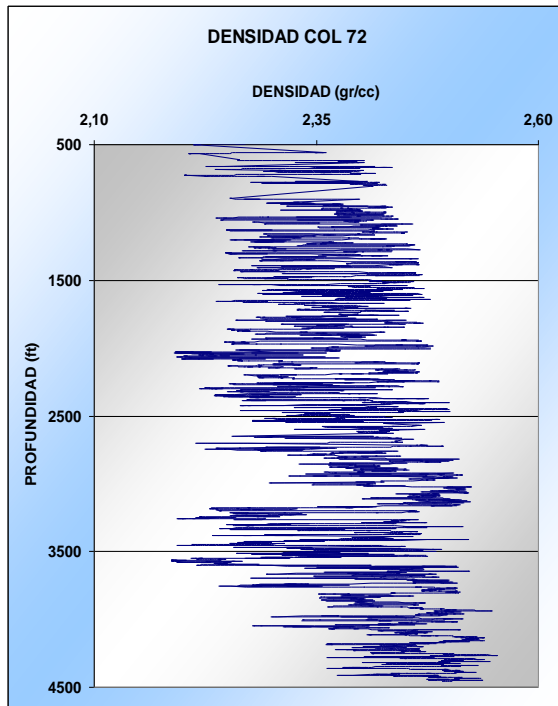


Figura 7.40. Grafica Densidad de Bulk.

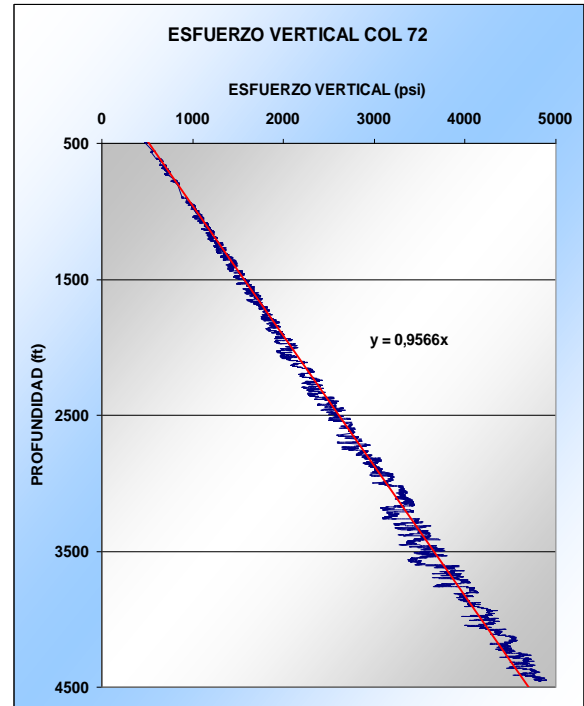


Figura 7.41. Grafica Esfuerzo Vertical.

esfuerzo se calcula el gradiente y su resultado promedio es de 1,0342 (psi/ft), el gradiente de esfuerzo para todo el pozo se observa en la Figura 7.42.

7.3.2 Calculo del Esfuerzo Minimo horizontal

Para la evaluación de este esfuerzo se necesito calcular la presión de poro por medio del método de Ben A. Eaton, este método utiliza la evaluación de la relación $\left(\frac{DT_n}{DT}\right)^3$ por medio del Registro Sónico corregido en el cual se grafico la línea de tiempo de transito normal y se observa en la Figura 7.43.

En la evaluación del esfuerzo vertical también se determinó el gradiente de este esfuerzo, teniendo evaluado este parámetro se determina el gradiente de presión de poro utilizando la ecuación 6.11. Los valores obtenidos para el gradiente de la presión de poro se muestran en la Figura 7.44 y su valor promedio es aproximadamente 0,4523 (psi/ft); los valores de la presión de poro se observan en la Figura 7.45 y su valor promedio aproximado es 1181,53 psi.

ESTUDIO DE ESFUERZOS IN-SITU EN FORMACIONES COLOMBIANAS
USANDO DATOS DE REGISTRO SONICO

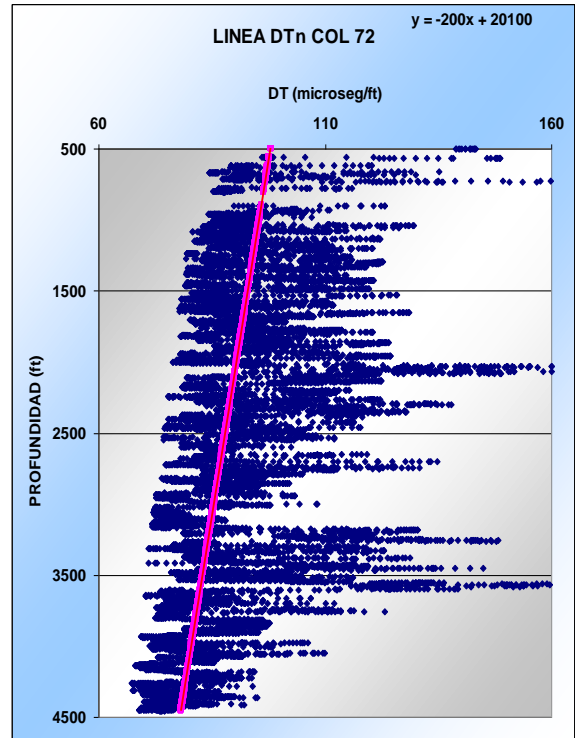
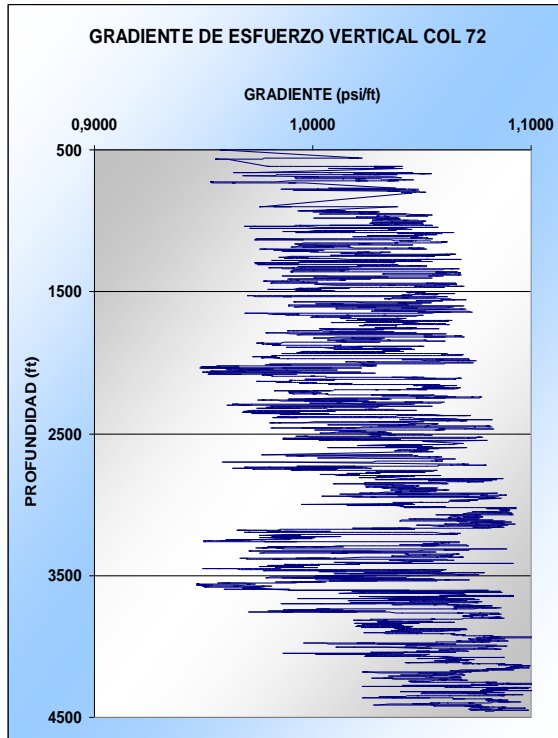


Figura 7.42. Grafica Gradiente de Esfuerzo Vertical. Figura 7.43. Grafica Línea de Tiempo Normal.

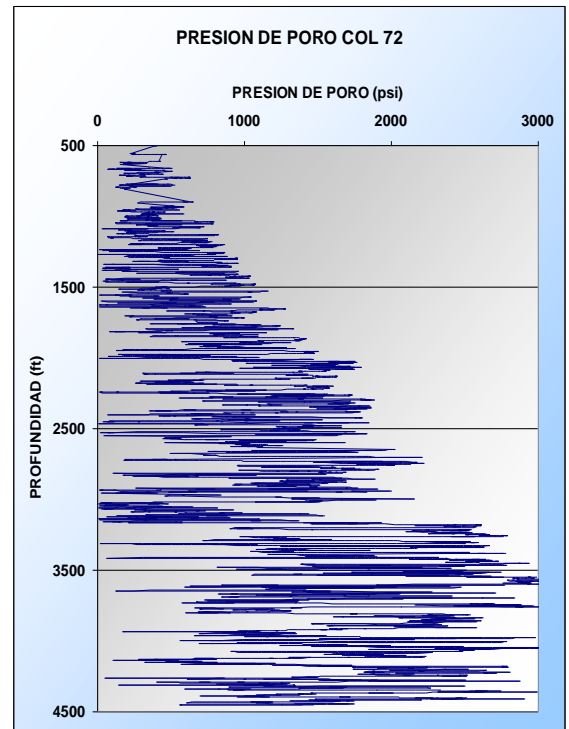
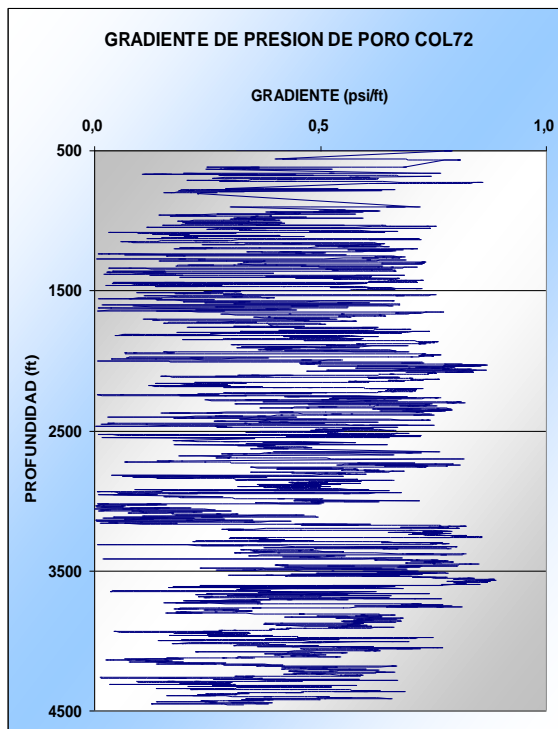


Figura 7.44. Grafica Gradiente de Presión de Poro.

Figura 7.45. Grafica Presión de Poro.

El otro factor que se calcula es el coeficiente estático de la tierra, el cual no se tenía y se procedió a calcular utilizando la relación de Poisson. Para la evaluación de esta relación se procede a calcular la velocidad de la onda S utilizando la ecuación 6.10, la grafica de la onda S se muestra en la figura 7.46, la relación entre la velocidad de la onda P y la onda S es aproximadamente 1,96. Ya calculadas las velocidades de las ondas P y S, se procede a evaluar la relación de Poisson utilizando la ecuación 1.44 y después se evalúa el coeficiente estático de la tierra utilizando la ecuación 1.45. Las graficas de la relación de Poisson y el coeficiente estático de la tierra se muestran en las figuras 7.47 y 7.48. respectivamente. Evaluados los parámetro de la presión de poro, el coeficiente estático de la tierra y el gradiente de esfuerzo vertical se procede a calcular el esfuerzo horizontal minino usando la ecuación 6.14, los resultados de este

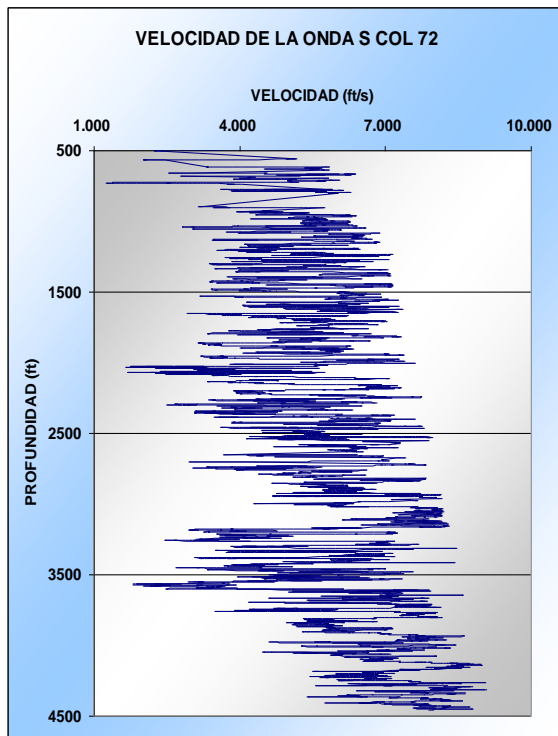


Figura 7.46. Grafica Velocidad de Onda S.

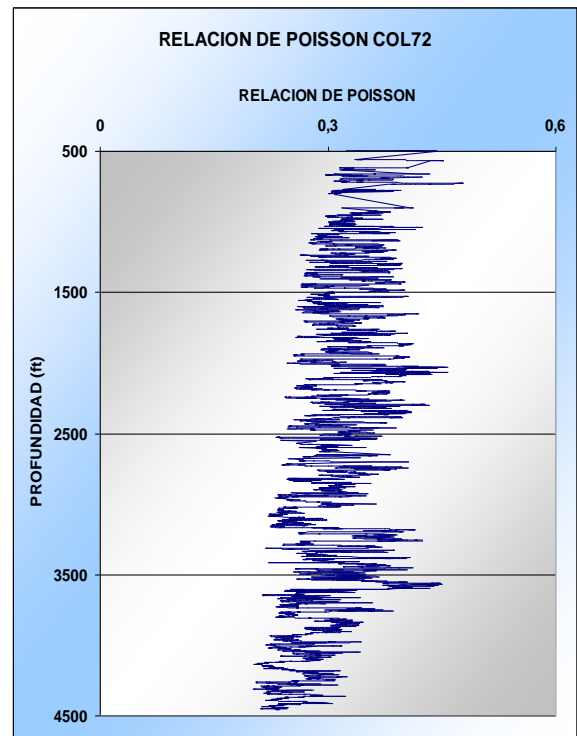


Figura 7.47. Grafica Relacion de Poisson.

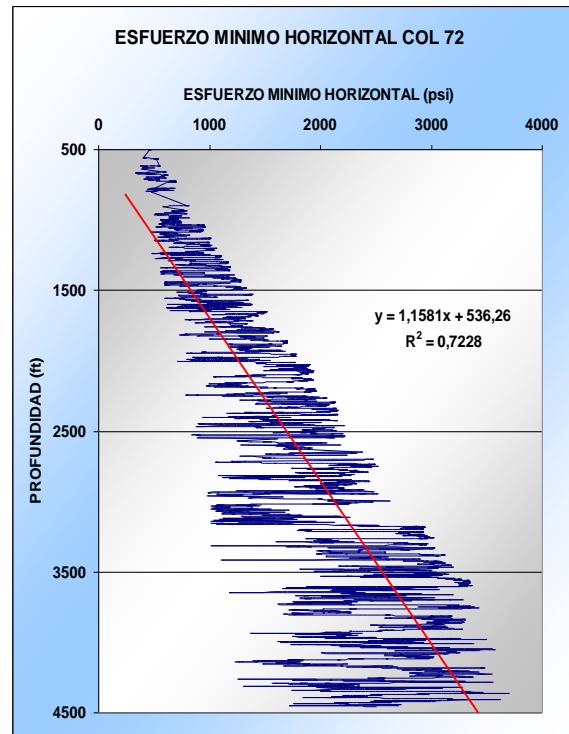
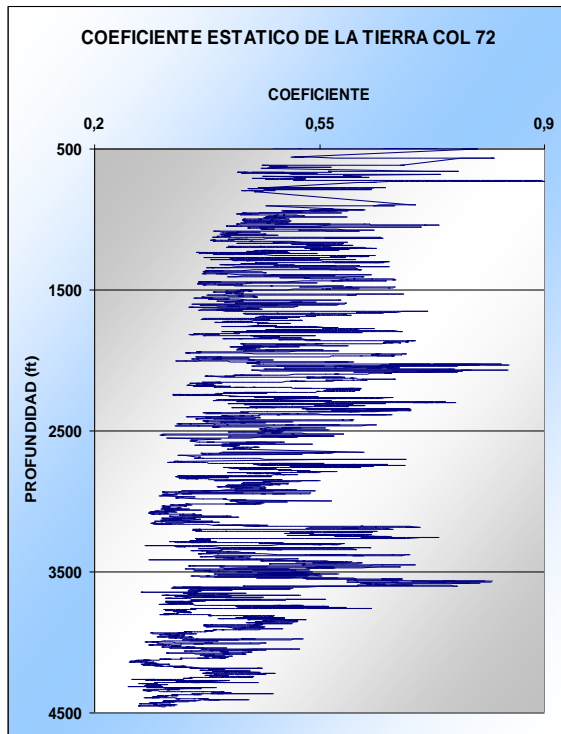


Figura 7.48. Grafica Coef. Estatico de la Tierra. Figura 7.49. Grafica Esfuerzo Horizontal Minimo.

esfuerzo se muestran en la Figura 7.49 y su gradiente en la Figura 7.50.

7.3.3 Calculo del Esfuerzo Máximo Horizontal

Para calcular el esfuerzo máximo horizontal se deben tener los valores de la presión de fractura y la resistencia a la tracción, en este pozo no se tiene ninguno de estos parámetros entonces utilizamos la ecuación 6.16, esta ecuación da un valor aproximación para determinar este esfuerzo, los valores del esfuerzo y del gradiente se muestran en la Figuras 7.51. y 7.52 respectivamente.

Cálculo de las Parámetros Elásticos

Para la evaluación del Módulo de Corte, el Módulo de Bulk (Volumétrico) y el Módulo de Young se utilizaron las ecuaciones 6.17, 6.18 y 6.19, sus graficas se muestran en las Figuras 7.53, 7.54 y 7.55; respectivamente.

ESTUDIO DE ESFUERZOS IN-SITU EN FORMACIONES COLOMBIANAS
USANDO DATOS DE REGISTRO SONICO

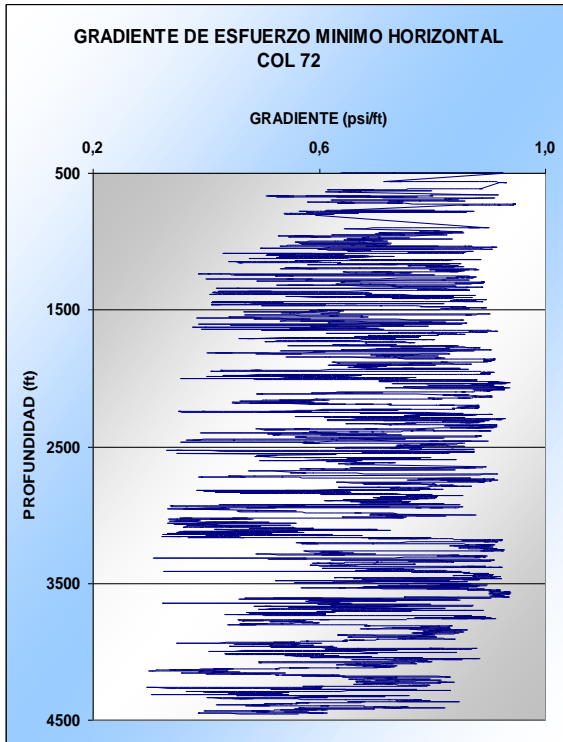


Figura 7.50. Grafica Gradiente Esfuerzo Min. H.

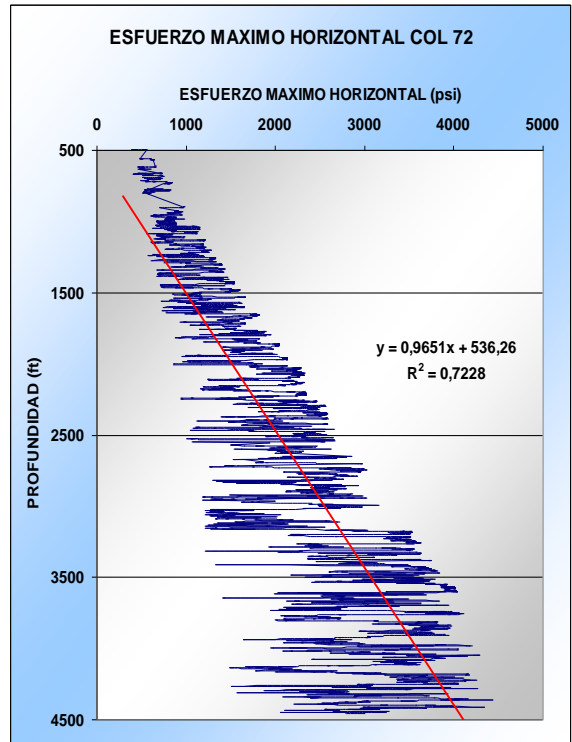


Figura 7.51. Grafica Esfuerzo Máximo Horizontal.

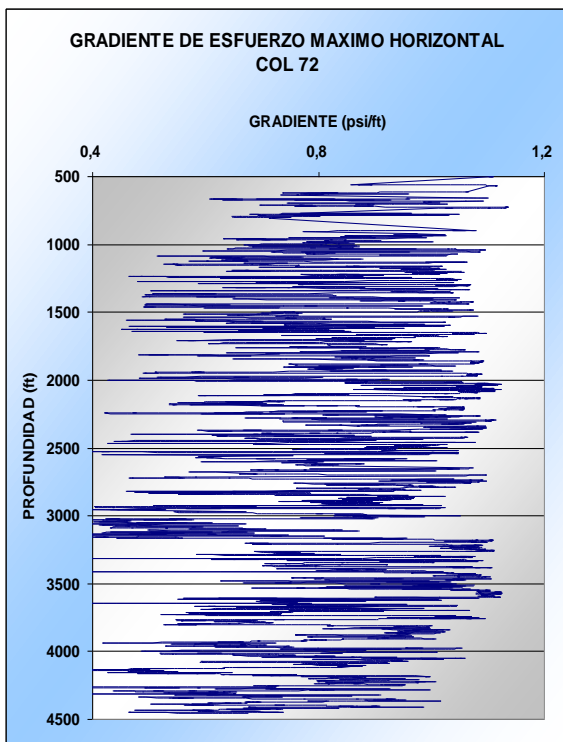


Figura 7.52. Grafica Gradiente de Esf. Máx. Hor.

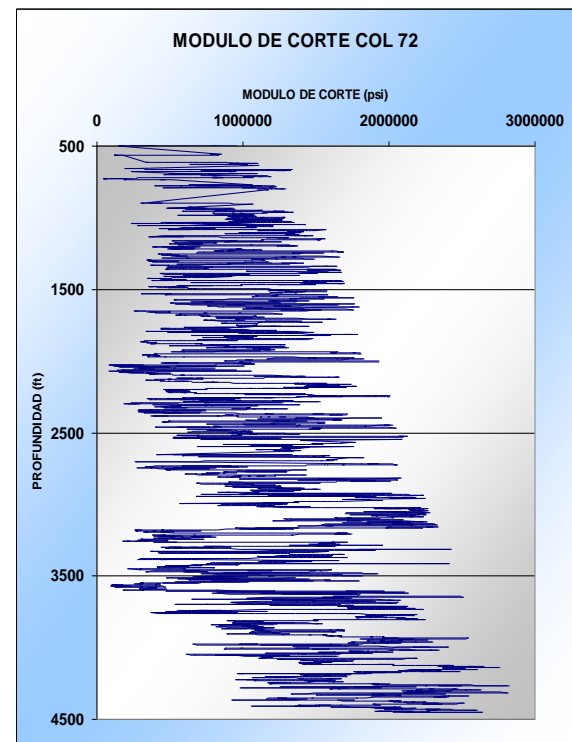


Figura 7.53. Grafica Módulo de Corte.

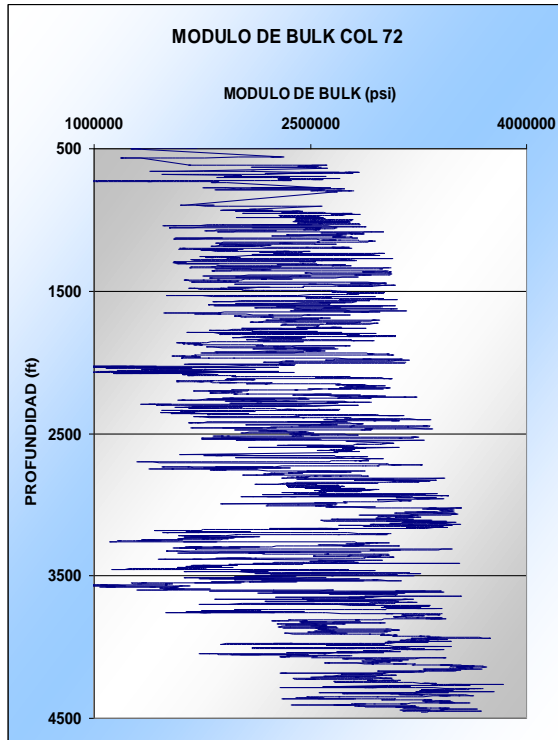


Figura 7.54. Grafica Módulo de Bulk.

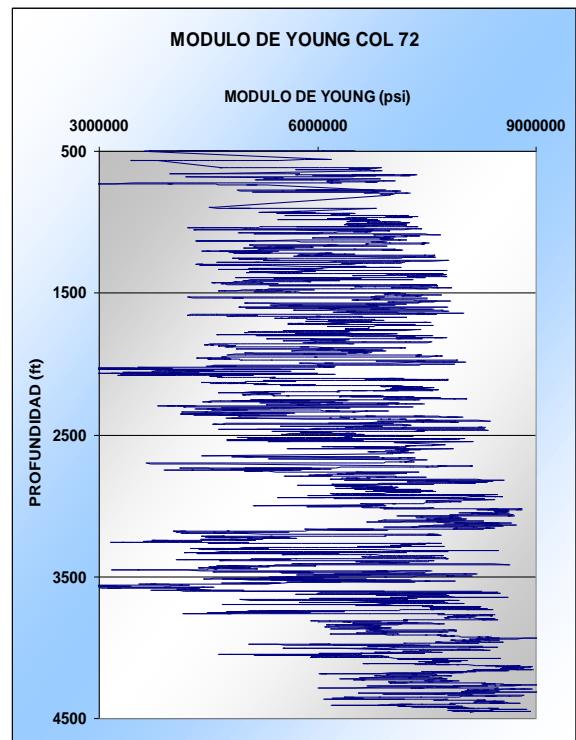


Figura 7.55. Grafica Módulo de Young.

7.4 ANALISIS DE RESULTADOS DEL POZO COL 75

7.4.1 Calculo de Esfuerzo Vertical

Para la evaluación del esfuerzo vertical en el pozo Col 75, en primer lugar el Registro Sónico fue corregido por medio del DCAL y se muestra en la Figura 7.56; luego se determinó la porosidad corregida que se muestra en la Figura 7.57, esta porosidad se evaluó usando el factor de compactación. La porosidad promedio del overburden es aproximadamente 17,46%.

El segundo paso es determinar la densidad Bulk y los valores calculados se muestran en la Figura 7.58, esta densidad esta en función de la porosidad y su valor promedio en este pozo es 2,379 (gr/cc). El esfuerzo vertical se muestra en la Figura 7.59, el cual se determinó por la ecuación 6.6. Después de obtenerse el

ESTUDIO DE ESFUERZOS IN-SITU EN FORMACIONES COLOMBIANAS
USANDO DATOS DE REGISTRO SONICO

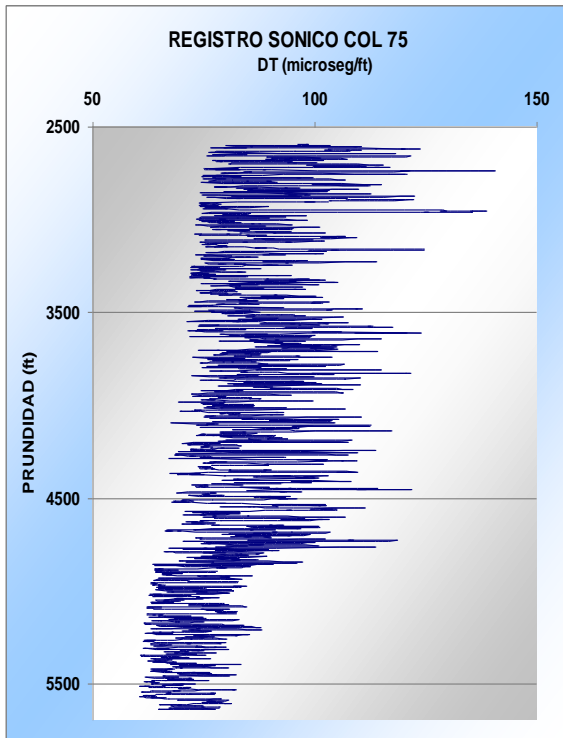


Figura 7.56. Grafica Registro Sónico Corregido.

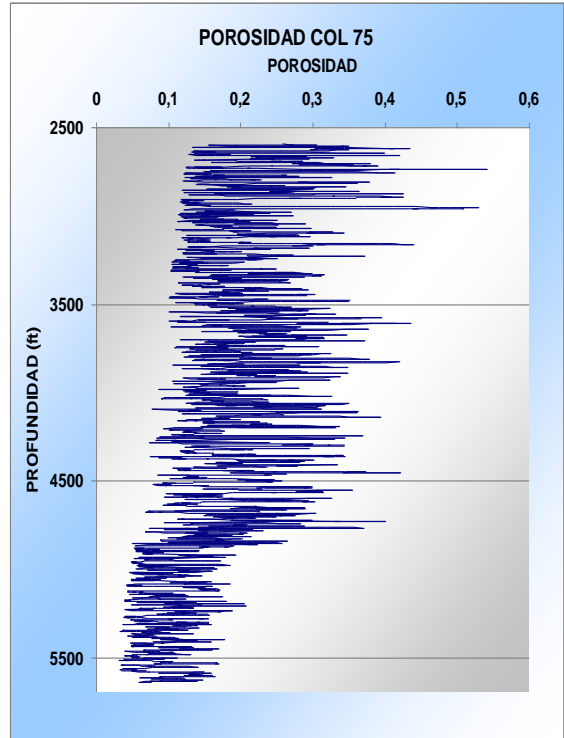


Figura 7.57. Grafica Porosidad Corregida.

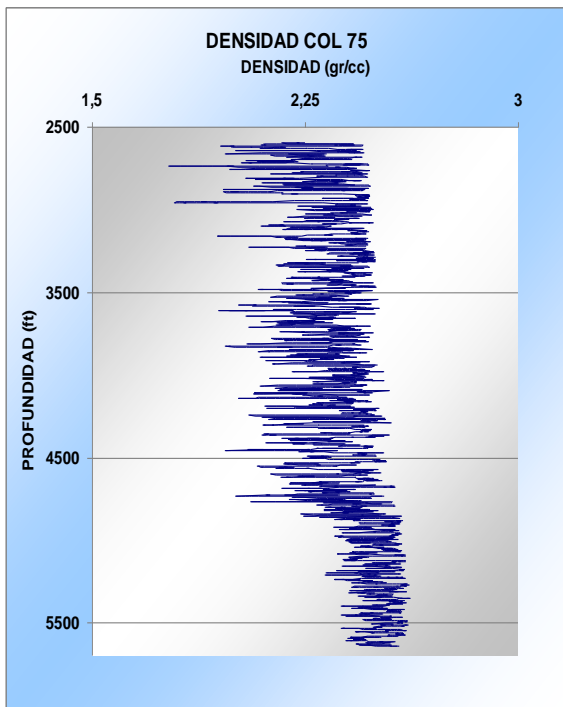


Figura 7.58. Grafica Densidad de Bulk.

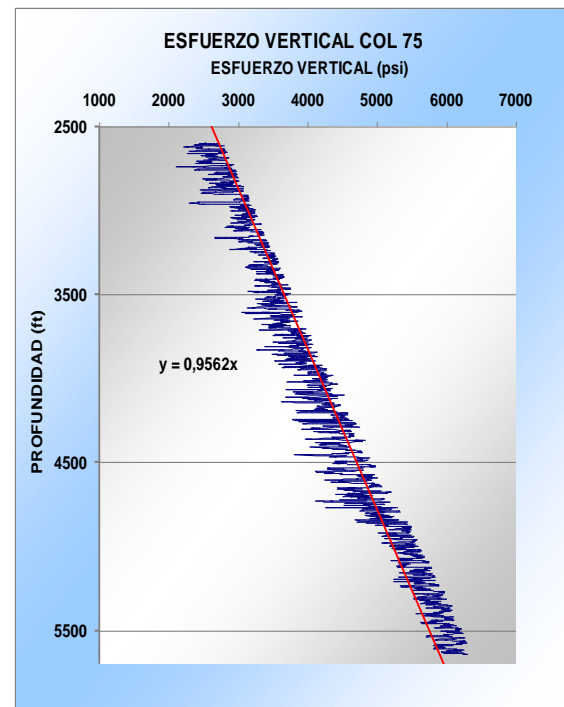


Figura 7.59. Grafica Esfuerzo Vertical.

esfuerzo se calcula el gradiente y su resultado promedio es de 1,03 (psi/ft), el gradiente de esfuerzo para todo el pozo se observa en la Figura 7.60.

7.4.2 Calculo del Esfuerzo Minimo horizontal

Para la evaluación de este esfuerzo se necesito calcular la presión de poro por medio del método de Ben A. Eaton, este método utiliza la evaluación de la relación $\left(\frac{DT_n}{DT}\right)^3$ por medio del Registro Sónico corregido en el cual se grafico la línea de tiempo de transito normal y se observa en la Figura 7.61.

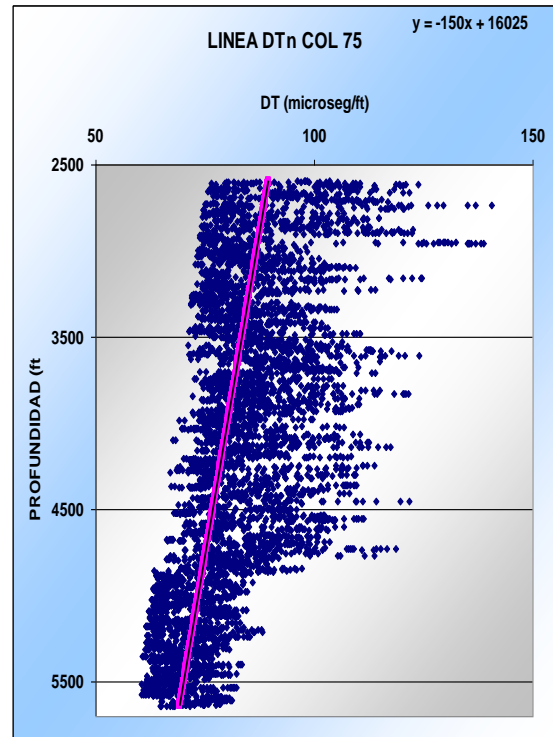
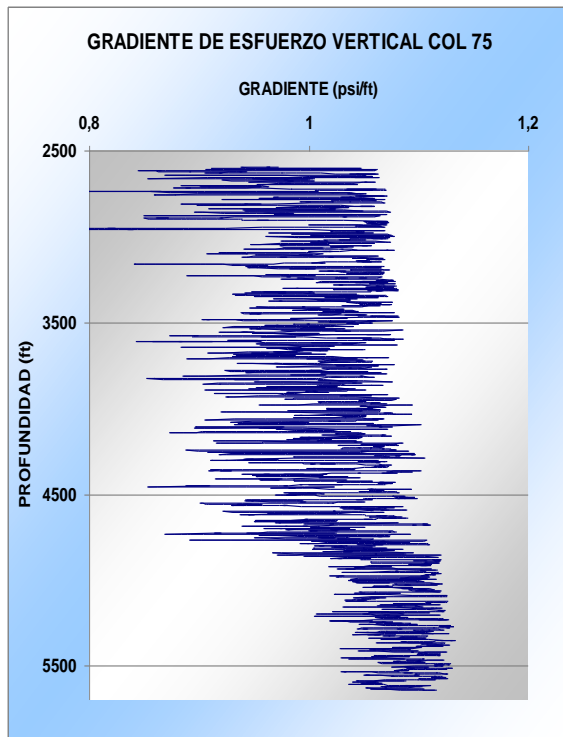


Figura 7.60. Grafica Gradiente de Esfuerzo Vertical. Figura 7.61. Grafica Línea de Tiempo Normal.

En la evaluación del esfuerzo vertical también se determinó el gradiente de este esfuerzo, teniendo evaluado este parámetro se determina el gradiente de presión de poro utilizando la ecuación 6.11. Los valores obtenidos para el gradiente de la presión de poro se muestran en la Figura 7.62 y su valor promedio es aproximadamente 0,4462 (psi/ft); los valores de la presión de poro se observan en

la Figura 7.63 y su valor promedio aproximado es 1837,56 psi.

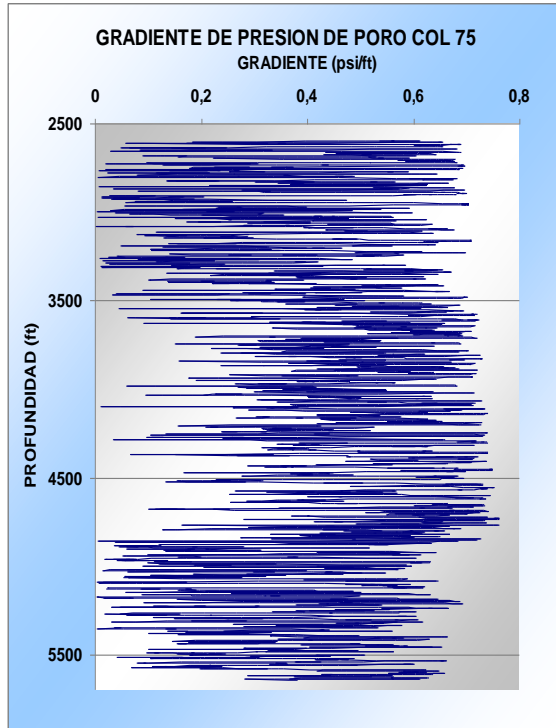


Figura 7.62. Grafica Gradiente de Presión de Poro.

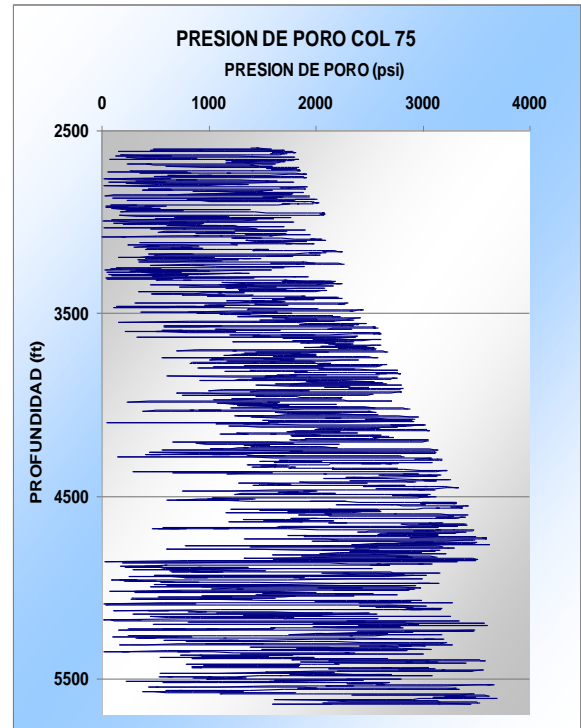


Figura 7.63. Grafica Presión de Poro.

El otro factor que se calcula es el coeficiente estático de la tierra, el cual no se tenía y se procedió a calcular utilizando la relación de Poisson. Para la evaluación de esta relación se procede a calcular la velocidad de la onda S utilizando la ecuación 6.10, la grafica de la onda S se muestra en la figura 7.64, la relación entre la velocidad de la onda P y la onda S es aproximadamente 1,826. Ya calculadas las velocidades de las ondas P y S, se procede a evaluar la relación de Poisson utilizando la ecuación 1.44 y después se evalúa el coeficiente estático de la tierra utilizando la ecuación 1.45. Las graficas de la relación de Poisson y el coeficiente estático de la tierra se muestran en las figuras 7.65 y 7.66. respectivamente. Evaluados los parámetro de la presión de poro, el coeficiente estático de la tierra y el gradiente de esfuerzo vertical se procede a calcular el esfuerzo horizontal minino usando la ecuación 6.14, los resultados de este

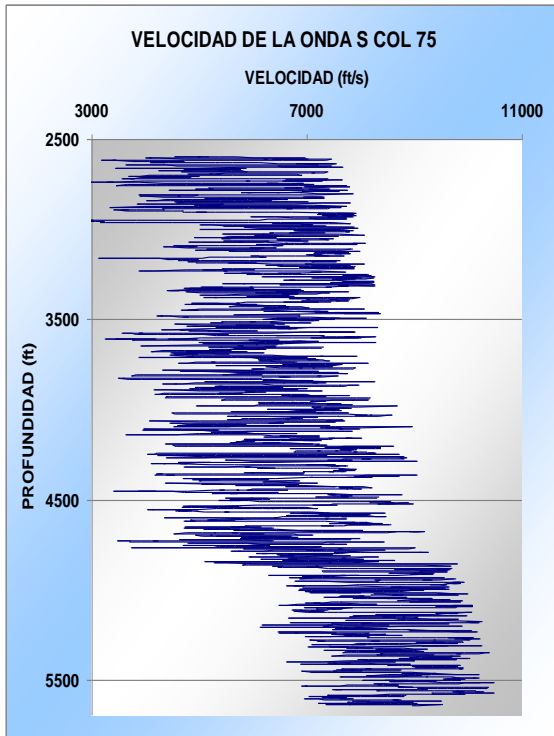


Figura 7.64. Grafica Velocidad de Onda S.

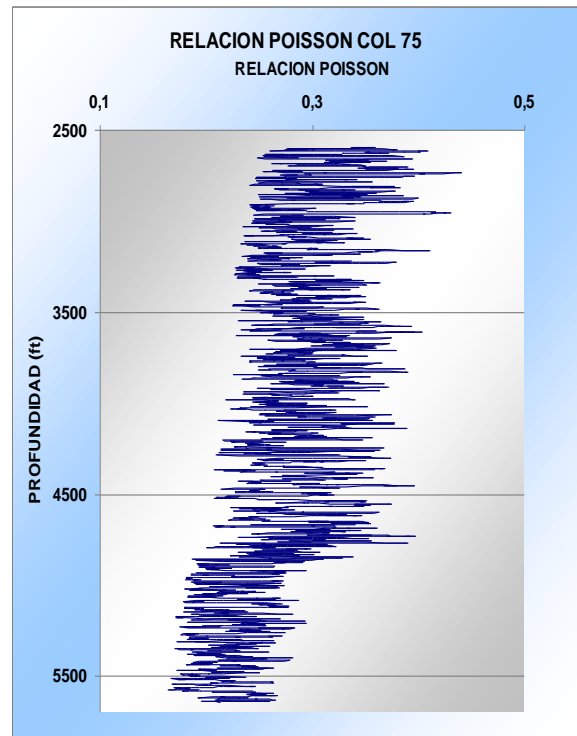


Figura 7.65. Grafica Relacion de Poisson.

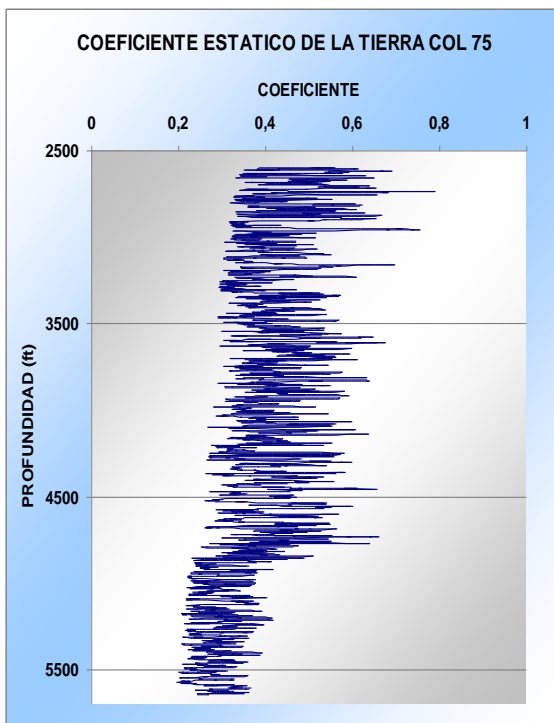


Figura 7.66. Grafica Coef. Estatico de la Tierra.

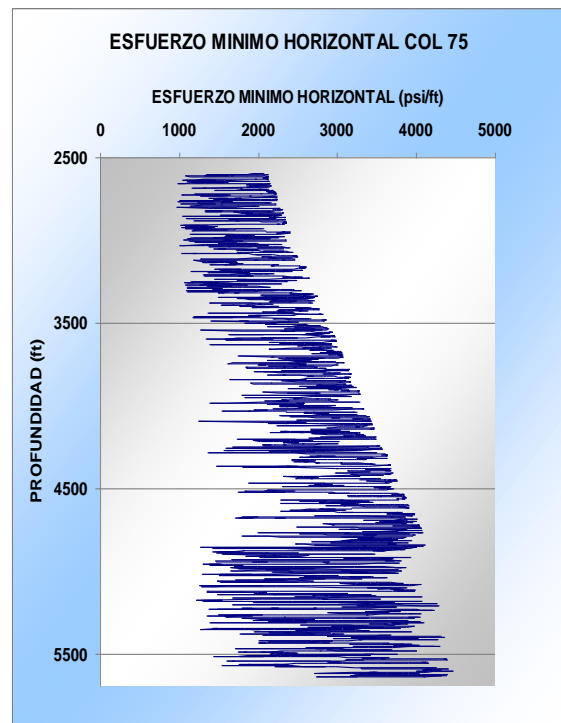


Figura 7.67. Grafica Esfuerzo Horizontal Minino.

esfuerzo se muestran en la Figura 7.67 y su gradiente en la Figura 7.68.

7.4.3 Calculo del Esfuerzo Máximo Horizontal

Para calcular el esfuerzo máximo horizontal se deben tener los valores de la presión de fractura y la resistencia a la tracción, en este pozo no se tiene ninguno de estos parámetros entonces utilizamos la ecuación 6.16, esta ecuación da un valor aproximación para determinar este esfuerzo, los valores del esfuerzo y del gradiente se muestran en la Figuras 7.69 y 7.70 respectivamente.

Cálculo de las Parámetros Elásticos

Para la evaluación del Módulo de Corte, el Módulo de Bulk (Volumétrico) y el Módulo de Young se utilizaron las ecuaciones 6.17, 6.18 y 6.19, sus graficas se muestran en las Figuras 7.71, 7.72 y 7.73; respectivamente.

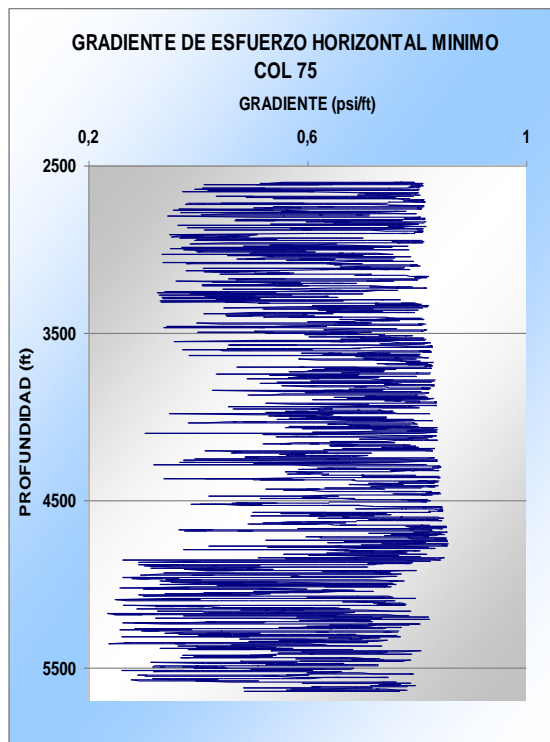


Figura 7.68. Grafica Gradiente Esfuerzo Min. H.

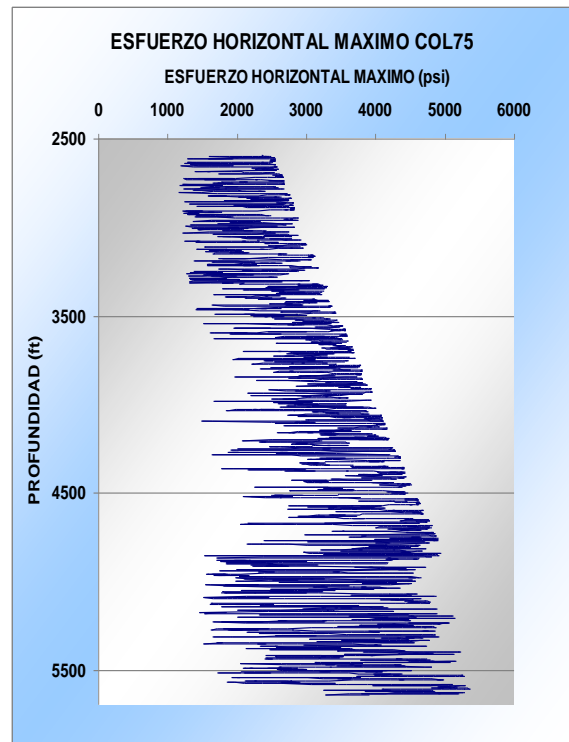


Figura 7.60. Grafica Esfuerzo Máximo Horizontal.

ESTUDIO DE ESFUERZOS IN-SITU EN FORMACIONES COLOMBIANAS
USANDO DATOS DE REGISTRO SONICO

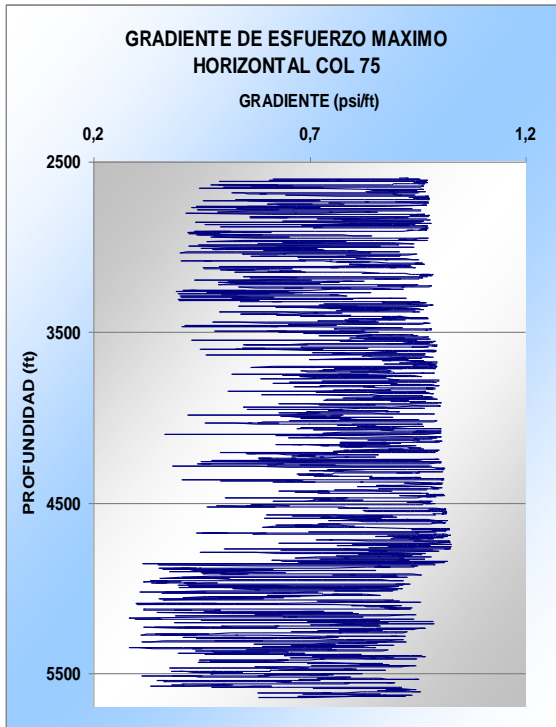


Figura 7.70. Grafica Gradiente de Esf. Máx. Hor.

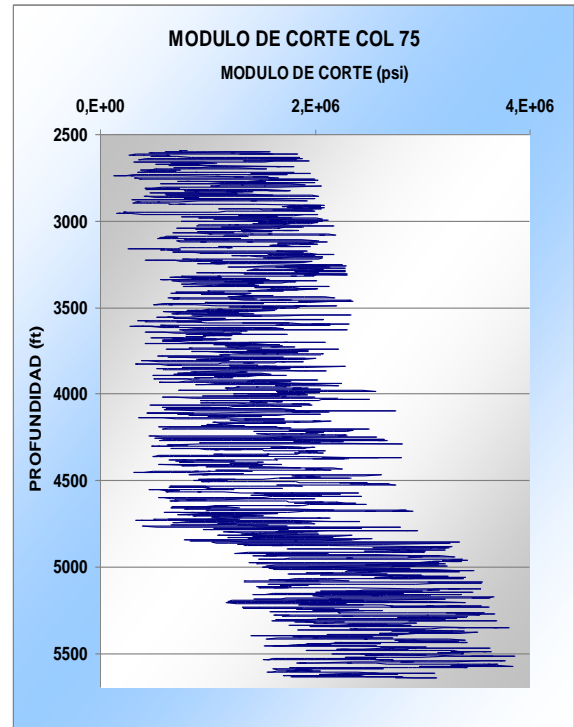


Figura 7.71. Grafica Módulo de Corte.

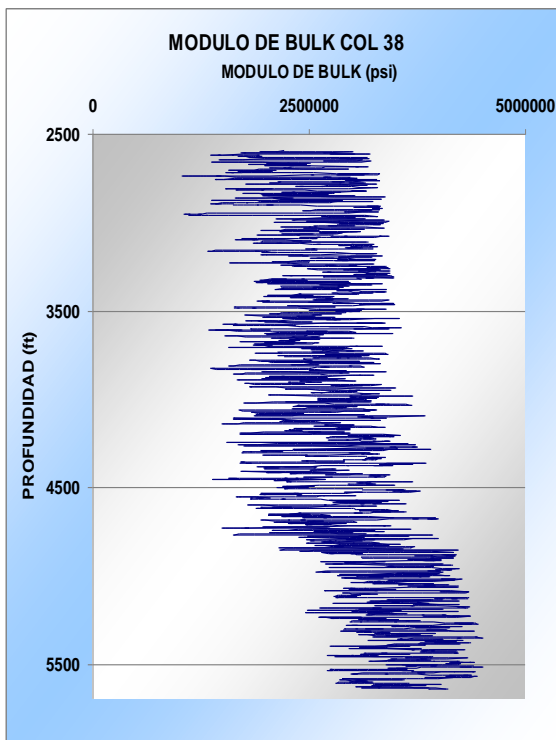


Figura 7.72. Grafica Módulo de Bulk.

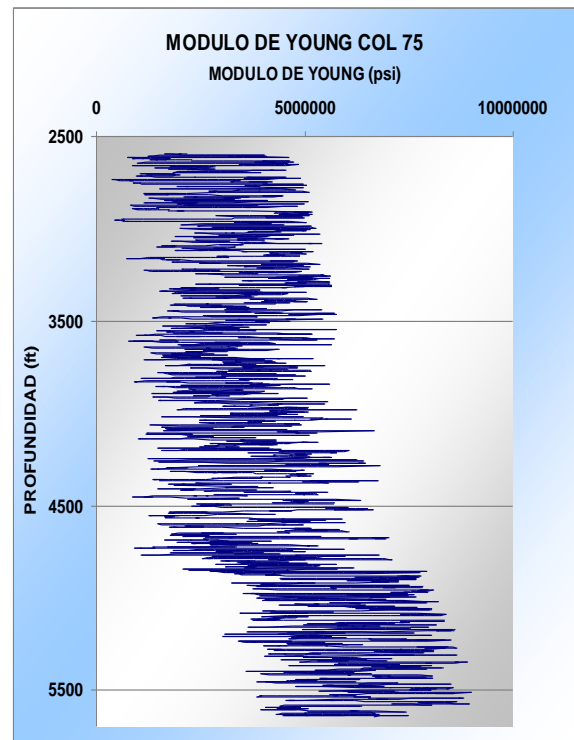


Figura 7.73. Grafica Módulo de Young.

7.5 DISCUSION DE RESULTADOS

La calidad del registro sónico se analizó tomando como punto de partida el registro CALIPER, y con este se corrigió por diámetro de hueco (DCAL), este valor se calculó tomando el valor absoluto de la diferencia entre el diámetro de la broca y el valor del CALIPER. Como criterio se tomó que el registro era de buena calidad si esta diferencia era menor a 1 pulgada, debido a que valores superiores a esta diferencia no garantiza una buena calidad de los registros (Bejarano, A. notas personales interpretación de registros de pozo).

POZO COLORADO 38

En este pozo las zonas de interés se encuentran entre 1240 y 3380 pies (zona B), 3380 y 4218 pies (zona C). Los resultados obtenidos en el pozo Col 38 se muestran en la tabla 7.1 e indican que este pozo se encuentra en régimen normal para todo el overburden, la zona B y la zona C. El registro sísmico sintético elaborado para este pozo muestra que los datos obtenidos son aceptable, observando la relación de Poisson para este pozo nos indica que en la zona B es más arcilloso que en la zona C, pero tiene mayor porosidad; debido a estos factores los módulos elásticos son mayores en la zona B que en la zona C.

	Unidades	ZONA B	ZONA C	OVERBURDEN
PROFUNDIDAD	Ft	1240-3380	3380-4218	1400-4218
DT	Microseg/ft	82,99	82,04	82,51
POROSIDAD	Fracción	0,205	0,198	0,203
DENSIDAD	Gr/cc	2,33	2,34	2,33
E. VERTICAL	Psi	2418,46	3802,78	2819,59
G. VERTICAL	Psi/ft	1,008	1,013	1,01
G. PRESION P.	Psi/ft	0,509	0,515	0,511
PRESION P	Psi	1273,72	1930,26	1463,96
V. ONDA S	Ft/s	6682,72	6862,65	6734,86
V. ONDA P	Ft/s	12119,86	12274,81	12164,76
RELACION P Y S		1,8234	1,7985	1,8161
R. POISSON		0,2819	0,2732	0,2794
C. E. TIERRA		0,395	0,378	0,39
E. H MININO	Psi	1717,72	2604,56	1974,69728
G. E. H MINIMO	Psi/ft	0,698	0,695	0,697
E. H MAXIMO	Psi	2061,53	3125,47	2369,64
G. E. E MAXIMO	Psi/ft	0,8378	0,8339	0,8367
M. CORTE	Psi	1,434E+06	1,523E+06	1,46E+06
M. BULK	Psi	2750222,47	2781403,45	2759257,83
M YOUNG	Psi	3653956,07	3851162,75	3711100,95

Tabla 7.1. Datos Obtenidos del Pozo Col 38.

POZO COLORADO 70

En este pozo la zona de interés se encuentra entre 503 y 3800 pies (zona B). Los resultados obtenidos en el pozo Col 70 se muestran en la tabla 7.2 e indica que este pozo se encuentra en régimen normal para todo el overburden.

	Unidades	ZONA B
PROFUNDIDAD	Ft	503-3800
DT	Microseg/ft	87,2
POROSIDAD	Fracción	0,16
DENSIDAD	Gr/cc	2,404
E. VERTICAL	Psi	2457,98
G. VERTICAL	Psi/ft	1,0411
G. PRESION P.	Psi/ft	0,446
PRESION P	Psi	1069,77
V. ONDA S	Ft/s	6241,96
V. ONDA P	Ft/s	11576,52
RELACION P Y S		1,71
R. POISSON		0,296
C. E. TIERRA		0,4232
E. H MINIMO	Psi	1619,53
G. E. H MINIMO	Psi/ft	0,6873
E. H MAXIMO	Psi	1943,44
G. E. E MAXIMO	Psi/ft	0,8247
M. CORTE	Psi	1,3E+06
M. BULK	Psi	2666336,06
M YOUNG	Psi	3345693,83

Tabla 7.2. Datos Obtenidos del Pozo Col 70.

POZO COLORADO 72

En este pozo la zona de interés se encuentra entre 477,5 y 4453,5 pies (zona B). Los resultados obtenidos en el pozo Col 72 se muestran en la tabla 7.3 e indica que este pozo se encuentra en régimen normal para todo el overburden.

Sin embargo, se observa que este pozo tiene mayor porosidad que el pozo 30; pero se evidencia por la Relación de Poisson que este es un poco más arcilloso.

	Unidades	ZONA B
PROFUNDIDAD	Ft	477,5- 4453,5
DT	Microseg/ft	92,52
POROSIDAD	Fracción	0,1691
DENSIDAD	Gr/cc	2,388
E. VERTICAL	Psi	2710,85
G. VERTICAL	Psi/ft	1,0342
G. PRESION P.	Psi/ft	0,4523
PRESION P	Psi	1181,53
V. ONDA S	Ft/s	5.838,61
V. ONDA P	Ft/s	11.087,03
RELACION P Y S		1,96
R. POISSON		0,31
C. E. TIERRA		0,4563
E. H MINIMO	Psi	1788,44
G. E. H MINIMO	Psi/ft	0,6954
E. H MAXIMO	Psi	2146,13
G. E. E MAXIMO	Psi/ft	0,8344
M. CORTE	Psi	1,18E+06
M. BULK	Psi	2512049,13
M YOUNG	Psi	6525031,85

Tabla 7.3. Datos Obtenidos del Pozo Col 72.

ESTUDIO DE ESFUERZOS IN-SITU EN FORMACIONES COLOMBIANAS
USANDO DATOS DE REGISTRO SONICO

POZO COLORADO 75

En este pozo las zonas de interés se encuentran entre 4724 y 5550 pies (zona C), 5550 pies en adelante (zona D). Los resultados obtenidos en el pozo Col 38 se muestran en la tabla 7.4 e indican que este pozo se encuentra en régimen normal para todo el overburden, la zona C y la zona D. Si se observa la relación de Poisson para este pozo nos indica que en la zona C es más arcilloso comparada con la zona C, y se evidencia con su menor porosidad.

	Unidades	ZONA C	ZONA D	OVERBURDEN
PROFUNDIDAD	Ft	4724-5550	5550- NR	2595-5640,5
DT	Microseg/ft	72,93	71,097	82,97
POROSIDAD	Fracción	0,111	0,0991	0,1746
DENSIDAD	Gr/cc	2,484	2,4975	2,379
E. VERTICAL	Psi	5531,86	6050,11	4278,45
G. VERTICAL	Psi/ft	1,076	1,0814	1,0301
G. PRESION P.	Psi/ft	0,394	0,44423	0,4462
PRESION P	Psi	2016,89	2486,98	1837,56
V. ONDA S	Ft/s	13871,68	14156,62	6875,93
V. ONDA P	Ft/s	8196,06	8486,15	12316,67
RELACION P Y S		1,7067	1,6742	1,826
R. POISSON		0,2329	0,2203	0,2753
C. E. TIERRA		0,3072	0,2842	0,3868
E. H MINIMO	Psi	3021,21	3453,92	2672,59
G. E. H MINIMO	Psi/ft	0,59	0,6171	0,6523
E. H MAXIMO	Psi	3625,45	4144,704	3207,113
G. E. E MAXIMO	Psi/ft	0,7076	0,7405	0,7827
M. CORTE	Psi	2,32E+06	2,47E+06	1,62E+06
M. BULK	Psi	3459437,5	3524151,25	2872788,77
M YOUNG	Psi	5666569,09	5986843,22	4067165,01

Tabla 7.4. Datos Obtenidos del Pozo Col 75.

CONCLUSIONES

1. Según los resultados obtenidos, se observa que la metodología aplicada conlleva a tener una aproximación en la evaluación de los Esfuerzo In-Situ y las propiedades elásticas de la roca, utilizando los datos de Registro Sónico; lo cual muestra una primera caracterización geomecánica del Campo Escuela Colorado.
2. A partir de los resultados obtenidos se infiere un comportamiento de falla normal en los pozos tratados.
3. El estado de esfuerzos In-Situ al cual está sometida una estructura rocosa al momento de la perforación juega un rol muy importante en la estabilidad mecánica de un pozo, pues éste acompañado de la presión de poro determinan la capacidad de la formación para soportar la perturbación causada durante la perforación.
4. La evaluación de las propiedades mecánicas de las rocas, son un factor primordial en la determinación del potencial de generación de las fallas.
5. Cuando se cuenta con buenos datos de los Registros, la aplicación de esta metodología es más directa ya que no es necesario hacer un Registro Sónico Sintético.
6. La correlación del col 75 se puede utilizar para hacer los registros sintéticos de los demás pozos, si ellos tienen el registro resistivo.
7. La metodología aplicada es económicamente viable comparada con las técnicas de campo y de laboratorio, debido a que en esta utilizamos el Registro Sónico y en la mayoría de los pozos se toma un set de registros, lo que indica que contamos con dicho registro.

RECOMENDACIONES

1. Siempre que se realice una interpretación de perfiles sónicos, se debe estar seguro inicialmente que los registros sean de buena calidad; caso contrario se recomienda hacer la corrección con el DCAL, debido a que pueden existir diferentes diámetros de hueco por hinchamiento de arcillas o derrumbes.
2. Se recomienda la búsqueda de datos de registros en los cuales se utilizo para la toma de estos una Herramienta Sónica Dipolar, la cual nos registra datos de las Ondas S; lo que facilitaría la evaluación del Esfuerzo Horizontal Mínimo y evitaría pérdida de tiempo en los cálculos.
3. Profundizar estos conceptos para generar un modelo consistente, a partir de estos estudios.

NOMENCLATURA

F	: Fuerza.
A	: Área.
σ	: Esfuerzo total.
σ_N	: Esfuerzo normal.
τ_S	: Esfuerzo de corte.
θ	: Dirección de esfuerzos.
ε	: Deformación longitudinal.
γ	: Deformación de cizalladura.
Ψ	: Angulo entre dos direcciones inicialmente ortogonales.
E	: Módulo de Young.
E_T	: Módulo Tangente de Young.
E_p	: Módulo de Young promedio.
E_S	: Módulo de Young secante.
ν	: Módulo de Poisson.
G, G_b	: Módulo de corte.
K, K_b	: Módulo Volumétrico (Bulk).
σ^*	: Esfuerzo efectivo.
P_p	: Presión de poro.
β	: Angulo de fricción interna.
α	: Constante poroelástica de Biot.
c	: Resistencia cohesiva.
T_o	: Resistencia a la tensión.
P	: Carga de compresión a la falla.

- d : Diámetro del espécimen.
- t : Espesor de la muestra.
- C_s : Compresibilidad de grano.
- C_b : Compresibilidad total.
- P_i : Presión interna.
- P_o : Presión externa.
- a : Radio interior.
- l : Longitud de grieta adimensional.
- K_1^{*c} : Factor de intensidad de esfuerzo crítico.
- P_r : Presión interna al rompimiento.
- ζ : Deformación volumétrica.
- C : Módulo elástico del sólido y del fluido.
- M : Módulo elástico del fluido de poro.
- C_{ma} : Compresibilidad de la matriz en la roca o módulo total del esqueleto sólido.
- C_{bc} : Compresibilidad total de la roca o módulo total del sólido.
- σ_v : Esfuerzo vertical.
- $\frac{p}{D}$: Gradiente de presión de poro.
- $\frac{s}{D}$: Gradiente de presión de sobrecarga.
- $\left(\frac{p}{D}\right)_n$: Gradiente normal de presión de poro.
- $\left(\frac{R_o}{R_n}\right)^{1,5}$: Parámetro de ajuste para registros resistivos.
- $\left[\frac{C_N}{C_o}\right]^{1,2}$: Parámetro de ajuste para registros de conductividad.
- $\left[\frac{T_N}{T_o}\right]^{3,0}$: Parámetro de ajuste para registros Acústicos o Sónicos.
- σ_v : Esfuerzo vertical.

- H : Profundidad.
- g : Aceleración de la gravedad.
- ρ : Densidad de la roca.
- Z : Espesor de la capa.
- σ_H : Esfuerzo horizontal máximo.
- σ_h : Esfuerzo horizontal mínimo.
- K_0 : Coeficiente de la presión de la tierra en forma estática.
- v_s : Velocidad de las ondas de cizallamiento.
- v_p : Velocidad de las ondas de presión.
- v_R : Velocidad onda rayleing.
- Δt : Tiempo de transito.
- ΔT_{BHC} : Tiempo de transito compensado.
- ΔT_S : Tiempo de transito transmisor superior.
- ΔT_i : Tiempo de transito transmisor inferior.
- SPAN* : Espaciamiento entre receptores.
- Δt_{log} : Tiempo de transito leído del perfil sónico.
- v_{ma} : Velocidad del sonido en la roca matriz.
- Δt_{ma} : Tiempo de transito en la roca matriz.
- Δt_{fluido} : Tiempo de transito en el fluido.
- Δt_{sh} : Tiempo de transito en las lutitas.
- V_{sh} : Contenido de lutitas.
- Φ : Porosidad.
- Φ_S : Porosidad en areniscas.
- Φ_a : Porosidad aparente.
- Φ_C : Porosidad corregida.

- f_c : Factor de compactación.
- P_b : Presión máxima.
- η : Parámetro poroelástico.
- $P_{isis P}$: Presión instantánea.
- P_r : Presión de reapertura.
- σ_r : Esfuerzo radial.
- σ_θ : Esfuerzo tangencial.
- σ_H : Esfuerzo horizontal máximo.
- σ_h : Esfuerzo horizontal mínimo.
- Φ_b : Angulo máximo de iniciación de breakout.
- C_{eff} : Resistencia del esfuerzo efectivo de la roca.
- K_p : Coeficiente de presión pasiva.
- $\delta\sigma_3$: Diferencia de esfuerzo mínimo.
- δP_p : Diferencia de presión de poro.
- P_{lo} : Presión de Leak-off.
- P_l : Presión de iniciación de la fractura.
- k : Constante de poroelasticidad.
- σ_v^* : Esfuerzo vertical efectivo.
- $\Delta\varepsilon_{Hmax}$: Diferencial de la deformación horizontal máximo.
- $\Delta\varepsilon_{hmin}$: Diferencial de la deformación horizontal máximo.
- $\Delta\varepsilon_v$: Diferencial de la deformación vertical.
- t : Tiempo de la prueba.
- ν_1 : Relación de Poisson vertical.
- ν_2 : Relación de Poisson horizontal.

- E_1 : Modulo elástico en la dirección vertical.
- E_2 : Modulo elástico en la dirección horizontal.
- α : Relación del arrastre de la complacencia.
- αP_p : Presión de poro efectiva.
- z : Altura.
- λ y μ : Constantes isotrópicas de la roca.
- l, m y n : Constantes elásticas de la roca de tercer orden.
- P_g : Presión de confinamiento.
- a_s y b_s : Coeficientes de la resistencia de la roca.
- σ_0 : Resistencia de compresión inconfinaada.
- C_p : Medida de la inclinación de la curva del esfuerzo.
- E : Coeficiente de expansión térmica.
- a_v : Gradiente térmico vertical.
- D : Profundidad.
- $\phi_{s,a}$: Valor sónico aparente de porosidad.
- ρ_f : Densidad del fluido.
- ρ_b : Densidad leída del registro.
- ρ_{ma} : Densidad de la matriz.
- V_s : Velocidad de corte.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. B. J. Pestman, R. M. Holt, C. J. Kenter y J. G. van Munster. "Estimation of In-Situ Stress Magnitudes from Measurements On Cores". SPE 47239.
2. B. J. Pestman, R. M. Holt, C. J. Kenter y J. G. van Munster. "Field Application of a Novel Core-Based In-Situ Stress Estimation Technique". SPE 78158.
3. Combs, George D. "Prediction of Pore Pressure from Penetration Rate". Society of Petroleum Engineers of AIME, SPE 2162.
4. Eaton, Ben A. "The equation for geopressure prediction from well logs". SPE 5544. 1975.
5. Frank G. Strickland y Nae-Kan Ren. "Predicting the In-Situ Stress for Deep Wells Using Differential Strain Curve Analysis". SPE 8954.
6. G.G. Ramos y J.J Rathmell. "Effects of Mechanical Anisotropy on Core Strain Measurements for In-Situ Stress Determination" SPE 19593.
7. G. Hareland y R. Harikrishnan. "Comparison and Verificcation of Two Models which Predict Minimum Principal In-Situ Stress from Triaxial Data". SPE 26955.
8. Kuhlman R. D, Heemstra T. R, Ray T. G, Lin Peng y Charles P. A. "Field Tests of Downhole Extensometer Used To Obtain Formation In-Situ Stress Data". Artículo SPE 25905.
9. L.W. Teufel, Sandia Natl. "In-Situ Stress State in the Mounds Test Well As Determined by the Anelastic Strain Recovery Method". SPE 13896.
- 10.M. A. Addis, T, H, Hanssen, N. Yassir, D.R. Willoughby, and J. Enever. "A Comparison of Leak-Off Test and Extended Leak-Off Test Data For Stress Estimation". Artículo SPE 47325.
- 11.M. A. Addis, N.C. Last y N.A. Yassir. "Estimation of Horizontal Stresses at Depth in Faulted Regions and Their Relationship to Pore Pressure Variations". SPE 28140.

- 12.M. Bloch, C. A. M Siquiera, F. H. Ferreira y J. C. J. Conceicao. "Techniques for Determining In-Situ Stress Direction and Magnitudes". SPE 39075.
- 13.M. Bloch, S.M.S. Freitas y M. Socorro. "In-Situ Stress Determination Based Upon Borehole Imaging and Rock-Sample Analyses: A Comparison Among Anelastic Recovery (ASR), Acoustic Velocity, and Acoustic Tomography". SPE 94919.
- 14.M. Raaen, SPE and M Brudy¹, SPE, Statoil ASA. "Pump-in/Flowback Tests Reduce the Estimate of Horizontal in-Situ Stress Significantly". Artículo de SPE 71367.
- 15.N.R. Warpinski. Sandia Nalt. "In-Situ Stress and Moduli: "Comparison of Values Derived from Multiple Techniques". SPE 49190.
- 16.O. Anaisi, J. Locane y A. Razimbaud. "Stress Related Wellbore Instability Problems in Deep Well in ABK Field". SPE 87279.
- 17.P.J. Perreau, O. Heugas y F.J. Santarelli. "Test of ASR, DSCA, and Core Discing Analyses to Evaluate In-Situ Stress". SPE 17960.
- 18.R. Harikrishnan and G. Hareland. "Prediction of Minimum Principal In-Situ Stress by Comparison and Verification of Four Methods". SPE 29258.
- 19.S. Aboun-Sayed. "Laboratory Evaluation of In-Situ Stress contrast in Deeply Buried Sediments". SPE 11069.
- 20.Torres M. E. y Gonzáles A. J. "In-Situ Stress State Eastern Cordillera (Colombia)". Artículo SPE 81074.
- 21.R. A. Anderson, D. S. Ingram y A. M. Zanier. "Determining Fracture Pressure Gradients from Well Logs". SPE 4135.
- 22.Hottman, C. E. and Jhonson, R. K. "Estimation of Formation Pressures from Log- Derived Shale Properties," J. Pet. Tech. (June, 1965) 717-722.
- 23.M. C. Thiercelin, slb and J-C. Roegiers. "Formation Characterization: Rock Mechanics". Oklahoma.
- 24.ROEGIER, Jean C. "Rock mechanics for engineers and geologists. Oklahoma". Sep 1995.

25. OSORIO G. José G. "Aspectos geomecánicos de estabilidad de pozos".
26. CARVAJAL J. Jenny, VALERA L. Luz, RUEDA Alexander, y SAAVEDRA Néstor. "Modelamiento Geomecánico de Estabilidad de Pozos Exploratorios Durante la Perforación-Una Experiencia en la Cuenca del Valle Medio del Rio Magdalena". ICP.
27. MERCIER Jacques, VERGELE Pierre. "Tectónica". Paris 2001.
28. CORZO R. Reinel. Y RINCÓN P. Claudio O. "Medición y evaluación de la magnitud y dirección de los esfuerzos in-situ en campo". Tesis de grado 2004.
29. CORREA A. Alvaro. "Caracterización de rocas". Ensayo de laboratorio. Santa Fé de Bogotá. 2003.
30. CRUZ M. Héctor. "Aplicaciones de la mecánica de rocas en algunas operaciones de ingeniería de petróleos". Universidad nacional de Medellín. 1998.
31. GARCÍA F. María A. "Determinación de la orientación del esfuerzo máximo horizontal a partir del modelamiento de breakouts en la zona del piedemonte llanero colombiano". Tesis de grado 2006.
32. MORA G. Lenin A. Y VILLADIEGO A. Darwin O. "Desarrollo de una herramienta para realizar la inestabilidad de pozo, mediante el uso de las teorías elástica y poroelástica: aplicación al piedemonte colombiano". Tesis de grado 2005.
33. PUERTAS O, Maribel, LÓPEZ P, Erwin. "Relación de esfuerzos, propiedades geomecánicas y fracturas naturales en yacimientos sensitivos a esfuerzos y deformaciones". Julio 2005.
34. BENDECK, Jorge. Perfiles Eléctricos, Una Herramienta Para La Evaluación de Yacimientos. Santa Fe de Bogotá, Octubre de 1992.
35. VASQUEZ H. Andrés R. Introducción a la geomecánica petrolera. Huila-Neiva. Marzo 21 1997.

36. Duque A. Carlos A. Informe Geológico Final Campo Colorado. El centro, Barrancabermeja. Diciembre de 2003.
37. Rotary Drilling Rig, "Presión de poro de las Formaciones", www.uamerica.edu.co/perforacion/library.
38. carreras.frba.utn.edu.ar/civil/geotecnia/Resistencia_al_Corte.pdf.
39. w3.mecanica.upm.es/~smuelas/elasticidad/node21.html - 29k
40. Fluidos.eia.edu.co/fluidos/tensión/tension.html - 35k.
41. www.fing.edu.uy/iet/areas/geotecnica/cursos/mec_suelos/teorico/estabilidad_de_taludes.ppt.
42. www.geocities.com/geotecniaysuelos/cap13.pdf.
43. www.simetric.co.uk/si_materials.htm
44. PABON G. Eduard y OBEID M. Yussed. "Análisis de la Geomecánica Aplicada a la Estabilidad de Pozos de los Campos Cusiana y Cupiagua Mediante Analogías con Yacimientos Sensibles a Esfuerzos". Tesis de grado 2004.
45. FJAER Erling, HOLT Rune, HORSRUD Per y RAAEN I. Arne. "Petroleum Related Rock Mechanics". Trondheim, Norway. 1996.
46. TELLEZ Wilson y VILLARREAL Roberto. "Determinación de Potenciales de Producción a Partir de Registros de Pozo. Aplicación Campo Colorado". Tesis de grado 2008.
47. BASSIOUNI Zaki "Theory, Measurement, and interpretation of well logs". 1994.
48. [www.slb.com/RockMechanics/self learning course](http://www.slb.com/RockMechanics/selflearningcourse).
49. MAUKO Gary, MUKERJI Tapan y DVORKIN Jack. "The Rock Physics" 1998.