

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO BOLÍVAR
ESCUELA DE CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPARTAMENTO DE GEOLOGÍA
DEPARTAMENTO DE GEOTECNIA**



**EVALUACIÓN GEOMECÁNICA DE LAS ARCILLAS
PRESENTES EN EL YACIMIENTO S7-8, PERTENECIENTE AL
BLOQUE JUNIN, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO EN LA
CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.**

**TRABAJO FINAL DE GRADO
PRESENTADO POR LOS
BACHILLERES ROGER
HERNANDEZ Y BETGRIN
DRAKIC, PARA OPTAR AL
TÍTULO DE GEÓLOGO E
INGENIERO GEÓLOGO
RESPECTIVAMENTE**

CIUDAD BOLÍVAR, ABRIL DE 2011

HOJA DE APROBACIÓN

Este trabajo de grado, intitulado “**Evaluación geomecánica de las arcillas presentes en el Yacimiento S7-8, perteneciente al Bloque Junin, Faja Petrolífera del Orinoco en la Cuenca Oriental de Venezuela**”, presentado por el bachiller **Roger Hernández y Betgrin Drakic.**, ha sido aprobado de acuerdo a los reglamentos de la Universidad de Oriente, por el jurado integrado por los profesores:

Nombre:

Firma:

Profesora Berenice Sandoval

(Asesor)

(Jurado)

(Jurado)

Profesora Rosario Rivadulla
Jefe Departamento de Geología

Profesor Enrique Acosta
Jefe Departamento de Geotecnia

Ciudad Bolívar _____ de _____ 2011.

DEDICATORIA

En primer lugar a Dios Todopoderoso Jehová por ser nuestro guía espiritual y fortaleza en todo momento.

A nuestros padres Alcides Peraza, Betty Romero, Roger Hernández y Mirian Hernández por brindarnos la vida y un apoyo incondicional lleno de concejo en todo momento, y estuvieron con nosotros durante nuestra formación logrando darnos esa gran herencia, una profesión, con gran amor le dedicamos este triunfo que gracias a sus apoyo y entrega es hoy una realidad.

A todas nuestras familias por sus palabras de aliento y entusiasmo en el transcurso de nuestras carreras mil gracias de verdad

Roger Hernández y Betgrin Drakic

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad de Oriente por habernos permitido sus estructuras tanto física como humana para desarrollarnos y capacitarnos académicamente. A todos nuestros profesores que dieron y compartieron cada uno de sus conocimientos y nos encaminaron para cada día forjarnos como mejores profesionales.

A la empresa JURASSIC CONSULTANT ENTERPRICES.A por habernos abierto sus puertas para desarrollar este trabajo; a nuestro tutor industrial el Ingeniero Renato Cassiatore, por su valiosa orientación y asesoría en este trabajo; a las personas con las cuales tuve la oportunidad de trabajar y nos impartieron sus experiencias, así como sus orientaciones en realizar este trabajo.

Así como también a nuestra tutora académica, profesora Berenice Sandoval, por su valiosa orientación y colaboración para el desarrollo de esta investigación.

Roger Hernández y Betgrin Drakic

RESUMEN

Este trabajo se fundamenta en estimar, mediante registros de pozo, las propiedades mecánicas estáticas de los cuerpos arcillosos, de un pozo ubicado en el área Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco (F.P.O.). En la cuenca se parte de una evaluación petrofísica obtenida a partir de registros básicos (rayos gamma, densidad, porosidad y resistividad); el procesamiento del registro acústico y su correlación con el registro de imagen micro-resistiva; y la obtención de las propiedades propiamente dichas. El resultado es luego comparado con los cuatro principales minerales de arcilla presentes en la formación, obtenidos a partir al procesamiento del registro mineralógico basado en espectroscopía elemental, para así diferenciar los valores de, el módulo de Young, la relación de Poisson y las resistencias de compresión y tensión, dependiendo del mineral y su contenido porcentual. Finalmente, se realiza un estudio de estabilidad de hoyo a partir de las mismas propiedades mecánicas estimadas inicialmente, tomando en cuenta pozos horizontales en la dirección del esfuerzo horizontal máximo y mínimo respectivamente, aplicando el proceso térmico de Drenaje Asistido por Vapor y Gravedad (SAGD, por sus siglas en inglés) y estudiando el impacto que tienen la presión y temperatura de inyección en el estado de esfuerzos del hoyo con el fin de determinar las condiciones óptimas para aplicar el proceso. Como resultado se tiene: existen tres zonas prospectivas a lo largo de la profundidad del pozo con saturaciones de petróleo por encima del 29 % entre los intervalos 1582 pies a 1830 pies. Además se obtuvieron que a partir del térmico propuesto SAGD, la extracción del petróleo es viable en el pozo en dirección del esfuerzo horizontal máximo y cuando la presión de inyección sea por lo menos 100 psi.

CONTENIDO

	Página
HOJA DE APROBACIÓN	II
DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTOS	IV
RESUMEN.....	v
CONTENIDO	VI
LISTA DE FIGURAS	XI
LISTA DE TABLAS	XV
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
SITUACIÓN A INVESTIGAR	3
1.1 SITUACIÓN OBJETO DE ESTUDIO	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
1.2.1 Objetivo general	4
1.2.2 Objetivos específicos	5
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	6
1.4 ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN.....	6
1.5 LIMITACIONES DE LA INVESTIGACIÓN	6
CAPÍTULO II	7
GENERALIDADES	7
2.1 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	7
2.2 CAMPO CONTENEDOR DEL POZO	8
2.3 ACCESO AL ÁREA	8
2.4 EVOLUCIÓN GEODINÁMICA DE LA CUENCA	9
2.5 CARACTERÍSTICAS DEL ÁREA TRADICIONAL DE CRUDOS PESADOS.....	11
2.6 ESTRATIGRAFÍA GENERAL DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA	11
2.7 ESTRATIGRAFÍA REGIONAL DEL ÁREA (SUB CUENCA DE GUÁRICO).....	13
2.8 MODELO SEDIMENTOLÓGICO DEL ÁREA	14
2.9 TECTÓNICA LOCAL DEL ÁREA	14
2.10 VALORES E HISTORIA DE LA COMPAÑÍA.....	15
2.11 ESTRUCTURA ORGANIZATIVA DE LA EMPRESA JURASSIC ENTERPRISE	16
2.11.1 Departamento de Geociencias.....	16

CAPÍTULO III.....	18
MARCO TEÓRICO.....	18
3.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	18
3.2 BASES TEÓRICAS.....	20
3.2.1 Propiedades mecánicas de las rocas.....	20
3.2.1.1 Deformación.....	21
3.2.1.2 Esfuerzos.....	24
3.2.1.3 Curva Esfuerzo-Deformación.....	25
3.2.1.4 Módulos elásticos.....	26
3.2.1.5 Presión de confinamiento.....	27
3.2.1.6 Modos de falla de las rocas.....	28
3.2.1.7 Criterio de Falla Mohr-Coulomb.....	29
3.2.2 Geomecánica petrolera.....	31
3.2.2.1 Condiciones de la formación.....	31
3.2.2.2 Condiciones de esfuerzo in situ.....	32
3.2.2.3 Estado de esfuerzo en las cercanías del hoyo.....	35
3.2.2.4 Estabilidad de hoyo.....	39
3.2.3 Geología petrolera.....	45
3.2.3.1 Migración.....	45
3.2.3.2 Roca reservorio.....	45
3.2.3.3 Trampas.....	46
3.2.3.4 Sellos.....	47
3.2.4 Rocas y minerales.....	48
3.2.4.1 Clasificación de las rocas.....	48
3.2.5 Propiedades de las rocas y minerales.....	54
3.2.5.1 Porosidad.....	54
3.2.5.2 Permeabilidad.....	55
3.2.5.3 Densidad.....	57
3.2.5.4 Absorción agua absorbida.....	57
3.2.5.5 Saturación de fluido.....	57
3.2.6 Registros petrofísicos.....	58
3.2.6.1 Caliper.....	58
3.2.6.2 Rayos Gamma.....	58
3.2.6.3 Resistividad.....	59
3.2.6.4 Neutrónico.....	60
3.2.6.5 Densidad y factor fotoeléctrico.....	61
3.2.6.6 Acústico.....	61
3.2.6.7 Registro de Imagen.....	63
3.2.6.8 Registro mineralógico de espectroscopia elemental.....	64
3.2.7 Métodos de extracción en yacimientos extrapesados.....	66
3.2.7.1 Procesos térmicos.....	66

CAPÍTULO IV	70
METODOLOGÍA DE TRABAJO	70
4.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	70
4.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	71
4.3 POBLACIÓN Y MUESTRA	71
4.4 TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	71
4.5 DESCRIPCIÓN DEL FLUJOGRAMA DE LA METODOLOGÍA DE TRABAJO	72
4.5.1 Evaluación petrofísica básica	72
4.5.1.1 Cargar datos del pozo	74
4.5.1.2 Definir intervalos	74
4.5.1.3 Registros de entrada	75
4.5.1.4 Método para estimar el Vsh	76
4.5.1.5 Opciones de porosidad	77
4.5.1.6 Volumen de minerales	77
4.5.1.7 Saturación y permeabilidad	77
4.5.1.8 Parámetros generales y restricciones	78
4.5.1.9 Curvas de salida	80
4.5.2 Procesamiento del registro acústico	81
4.5.2.1 Seleccionar curvas de Entrada/Salida	83
4.5.2.2 Seleccionar herramienta e información de adquisición	84
4.5.2.3 Parámetros y zonas	84
4.5.2.4 Verificar resultados	86
4.5.2.5 Editar resultados	86
4.5.2.6 Re-crear curva de tiempo de tránsito	86
4.5.3 Procesamiento acústico de capas delgadas	87
4.5.3.1 Seleccionar curvas de Entrada/Salida	88
4.5.3.2 Seleccionar herramienta e información de adquisición	90
4.5.3.3 Parámetros y zonas	90
4.5.3.4 Verificar resultados	92
4.5.3.5 Correlación con registro de imagen	92
4.5.3.6 Re-crear curva de tiempo de tránsito	94
4.5.4 Estimación de las propiedades mecánicas	94
4.5.4.1 Calcular relación de Poisson dinámico	96
4.5.4.2 Calcular gradiente de presión de poro	97
4.5.4.3 Preparar curvas de entrada	98
4.5.4.4 Ejecutar el programa LMP	100
4.5.4.5 Convertir unidades	102
4.5.5 Estimación del gradiente de fractura	103
4.5.5.1 Importar datos	103
4.5.5.2 Seleccionar intervalos de lutita	106
4.5.5.3 Transferir intervalos de lutita	107
4.5.5.4 Refinar datos indicadores de porosidad	108

4.5.5.5 Estimación del gradiente de sobrecarga.....	109
4.5.5.6 Obtener tendencia de compactación normal.....	111
4.5.5.7 Analizar gradiente de presión de poro.....	113
4.5.5.8 Estimación del gradiente de fractura.....	114
4.5.5.9 Calibración del gradiente de fractura.....	115
4.5.6 Obtención de resultados.....	117
4.5.6.1 Propiedades mecánicas de los minerales de arcillas.....	117
4.5.6.2 Estudio de estabilidad de hoyo.....	118
4.5.6.3 Cálculo de los esfuerzos de la formación.....	118
4.5.6.4 Rotación de esfuerzos según la dirección e inclinación del pozo.....	119
4.5.6.5 Componente de esfuerzos debido a la presión y temperatura.....	121
4.5.6.6 Verificación de estabilidad.....	121
CAPÍTULO V.....	123
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS.....	123
5.1 ANÁLISIS PETROFÍSICO.....	123
5.2 CONTENIDO DE MINERALES DE ARCILLA EN LA FORMACIÓN.....	127
5.2.1 Contenido de Ilita.....	127
5.2.2 Contenido de Clorita.....	128
5.2.3 Contenido de Esmectita.....	129
5.2.4 Contenido de Caolinita.....	130
5.2.5 Contenido de Lutita.....	131
5.3 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LOS MINERALES DE ARCILLA.....	132
5.3.1 Propiedades mecánicas de la Ilita.....	132
5.3.1.1 Módulo de Young – Ilita.....	132
5.3.1.2 Relación de Poisson – Ilita.....	134
5.3.1.3 Resistencia a la compresión y tensión – Ilita.....	134
5.3.2 Propiedades mecánicas de la Clorita.....	136
5.3.2.1 Módulo de Young – Clorita.....	136
5.3.2.2 Relación de Poisson – Clorita.....	136
5.3.2.3 Resistencia a la compresión y tensión – Clorita.....	137
5.3.3 Propiedades mecánicas de la Esmectita.....	138
5.3.3.1 Módulo de Young – Esmectita.....	138
5.3.3.2 Relación de Poisson – Esmectita.....	136
5.3.3.3 Resistencia a la compresión y tensión – Esmectita.....	138
5.3.4 Propiedades mecánicas de la Caolinita.....	136
5.3.4.1 Módulo de Young – Caolinita.....	138
5.3.4.2 Relación de Poisson – Caolinita.....	136
5.3.4.3 Resistencia a la compresión y tensión – Caolinita.....	138
5.3.5 Propiedades mecánicas– Lutita.....	136
5.3.5.1 Módulo de Young – Lutita.....	138
5.3.5.2 Relación de Poisson – Lutita.....	136

5.3.5.3 Resistencia a la compresión y tensión – Lutita.	138
5.3.6 Comparacion de Resultados	136
5.3.6.1 Módulo de Young.	138
5.3.6.2 Relación de Poisson	136
5.3.6.3 Resistencia a la compresión y tensión	138
5.4 ANALISIS DE ESTABILIDAD DEL POZO.....	132
5.4.1 Condiciones de Presion y Temperatura.....	132
5.4.2 Condiciones de Esfuerzo.....	132
5.4.3 Criterios de Estabilidad	132
5.4.3.1 Presión de Inyección. 100 psi.	134
5.4.3.2 Presión de Inyección. 200 psi.	155
5.4.3.3 Presión de Inyección. 300 psi	156
5.4.3.4 Presión de Inyección. 400 psi.	158
5.4.3.5 Presión de Inyección. 500 psi.	160
5.4.3.6 Presión de Inyección. 600 psi.	164
 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	 166
CONCLUSIONES	166
RECOMENDACIONES.....	167
 REFERENCIAS	 169

LISTA DE FIGURAS

	Página
2.1 Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela. (Modificado de Arnstein, R. y otros, 1985).....	9
2.2 Horizon slide interpretado del área Bare (PDVSA, 2006).	10
2.3 Columna estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela (PDVSA-Intevep, 1997).	12
2.4 Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela (Schlumberger, 1997).....	13
2.5 Estructura organizativa de la compañía jurassic entreprise.....	17
3.1 Deformación uniaxial de una barra. (Modificado de Vásquez, A. 2000).....	22
3.2 Curva esfuerzo-deformación. región 1 (ab), comportamiento elástico. región 2 (bc), deformaciones irreversibles. los puntos (c) y (d) son: la resistencia a la compresión sin confinar (<i>ucs</i>) y la resistencia última de la roca respectivamente (Modificado de Vásquez, A. 2000).....	26
3.3 Efectos de la presión de confinamiento en el comportamiento de la curva esfuerzo deformación y los modos de falla generados por dicha presión. (Modificado de Goodman, R. 1989).....	28
3.4 Representación gráfica del criterio de falla de mohr-coulomb utilizando tres estados de esfuerzo mediante ensayo triaxial (modificado de amoco, 1996).....	30
3.5 Representación del esfuerzo efectivo litostático (Modificado de Amoco, P. 1996).....	33
3.6 Sistema de coordenadas referenciado a la geometría e inclinación del pozo (Modificado de Zhang <i>et al.</i> , 2006 y Amoco, P. 1996).....	35
3.7 Corte transversal de un pozo vertical y su comportamiento de esfuerzo dependiendo de las condiciones in situ. a) esfuerzos horizontales de igual magnitud y b) esfuerzos horizontales de magnitud diferente. (Modificado de Amoco, P. 1996).	38
3.8 Trampas estructurales: a) falla, b) anticlinal. (SEED, 2009).....	46
3.9 Tipos de fallas comunes. a) normal, b) inversa, c) transcurrente. fuente: (Schlumberger, 2008).	47
3.10 Porosidad efectiva vs porosidad aislada. (Modificado de Baker Hughes Inc., 2002).....	55
3.11 Determinación de la permeabilidad utilizando una muestra de núcleo geológico. (Modificado de Baker Hughes Inc., 2002).....	56
3.12 Representación de un tren de ondas obtenido mediante un registro acústico (Schlumberger, 2008).	62
3.13 Presentación típica del registro de imagen (schlumberger, 2008).....	64
3.14 Diagrama ternario (Modificado de Pemper, R. 2006).	65

3.15	Principio de funcionamiento del proceso de extracción de crudo extrapesado sagd (Modificado de Deutsch, C. y McLennan, J. 2005).	67
4.1	Descripción de la metodología aplicada.	72
4.2	Metodología para elaborar la evaluación petrofísica.	73
4.3	Interfaz de usuario del programa cra (complex reservoir analysis).	74
4.4	Metodología para el procesamiento del registro acústico.	82
4.5	Interfaz de usuario del programa waveavan (<i>wave automatic velocity analysis</i>).	83
4.6	Edición de la lentitud obtenida del procesamiento acústico.	86
4.7	Interfaz de usuario del programa wavetban (<i>wave thin bed analysis</i>).	88
4.8	Metodología para el procesamiento acústico de capas delgadas.	89
4.9	Sub-arreglo de receptores (Modificado de Baker Atlas, 2000).	90
4.10	Correlación entre el registro de imagen y las curvas de lentitud obtenidas del procesamiento de capas delgadas del registro acústico.	93
4.11	Representación de una mala correlación entre las lentitudes compresional y de corte y el registro de imagen micro-resistiva (ver desfase entre las laminaciones).	94
4.12	Estimación de las propiedades mecánicas estáticas y curva esfuerzo deformación que resulta de la simulación del ensayo triaxial (Modificado de Baker Atlas, 1999).	95
4.13	Metodología para la estimación de las propiedades mecánicas estáticas.	96
4.14	Interfaz de usuario del programa predict.	103
4.15	Metodología para la estimación del gradiente de fractura.	104
4.16	Plantilla <i>wl imput data</i> del programa predict.	105
4.17	Representación de la línea base de lutitas (líneas horizontales, primera pista).	106
4.18	Representación de los intervalos de lutita representados sobre la lentitud compresional (cuarta pista).	107
4.19	Representación de la refinación de los datos indicadores de porosidad sobre la curva acústica.	108
4.20	Representación de la curva de densidad compuesta.	110
4.21	Plantilla <i>wl acoustic ppgf</i> del programa predict.	111
4.22	Representación de la línea de tendencia de compactación normal (segunda pista).	112
4.23	Gradiente de presión de poros obtenido empíricamente y su correlación con los valores obtenidos del rci (tercera pista).	113
4.24	Representación del gradiente de fractura obtenido con el programa predict.	115
4.25	Representación esquemática de la herramienta de ensayo micro-frac y su respectivo resultado de donde se obtienen tres presiones características: la presión de cierre, propagación y fractura (modificado de Vásquez, 2000).	116
5.1	Comportamiento petrofísico del intervalo 2.	125
5.2	Comportamiento petrofísico de los intervalos 3 y 4.	126
5.3	Histograma del contenido de ilita presenta en toda la profundidad.	127

5.4	Histograma del contenido de clorita presente en toda la profundidad.....	128
5.5	Histograma del contenido de clorita presente en toda la profundidad (escala reducida)	129
5.6	Histograma del contenido de esmectita presente en toda la profundidad.....	130
5.7	Histograma del contenido de caolinita presente en toda la profundidad.	131
5.8	Histograma del contenido de lutita presente en toda la profundidad.....	132
5.9	Módulo de young en función del contenido de ilita.	133
5.10	Relación de poisson en función del contenido de ilita.	134
5.11	Resistencia en función del contenido de ilita.	135
5.12	Módulo de young en función del contenido de clorita.	136
5.13	Relación de poisson en función del contenido de clorita.	137
5.14	Resistencia en función del contenido de clorita.	138
5.15	Relación de poisson en función del contenido de esmectita.....	137
5.16	Relación de poisson en función del contenido de esmectita.....	137
5.17	Resistencia en función del contenido de esmectita.....	138
5.18	Módulo de young en función del contenido de caolinita.....	133
5.19	Relación de poisson en función del contenido de caolinita.....	134
5.20	Resistencia en función del contenido de caolinita.	135
5.21	Módulo de young en función del contenido de la lutita.	133
5.22	Relación de poisson en función del contenido de la lutita.....	134
5.23	Resistencia en función del contenido de la lutita.....	135
5.24	Resultado del Modulo de Young para los dististos minerales de arcillas segun su contenido.....	135
5.25	Resultado de la Relacion de Poisson para los dististos minerales de arcillas segun su contenido.....	135
5.26	Resultado de la Resistencia a la Compresion para los dististos minerales de arcillas segun su contenido.	135
5.27	Representacion de las condiciones de Esfuerzo In-situ en el intervalo de estudio de estabilidad.....	135
5.28	Criterio de estabilidad para una presión de inyección de 100 psi y temperatura de saturación de 327 °f donde se muestra el esfuerzo tangencial máximo y la resistencia a la compresión sin confinar. pozo horizontal en la dirección de: a) esfuerzo horizontal máximo (σ_h); b) esfuerzo horizontal mínimo (σ_h).	157
5.29	Integración entre la evaluación petrofísica básica, el resultado de estabilidad y el registro de imagen para un pozo ubicado en la dirección del esfuerzo horizontal máximo e inyectando vapor a una presión y temperatura de 100 psi y 327 °f respectivamente.	157
5.30	Criterio de estabilidad para una presión de inyección de 200 psi y temperatura de saturación de 381 °f donde se muestra el esfuerzo tangencial máximo y la resistencia a la compresión sin confinar. pozo horizontal en la dirección de: a) esfuerzo horizontal máximo (σ_h); b) esfuerzo horizontal mínimo (σ_h).	157

5.31	Criterio de estabilidad para una presión de inyección de 300 psi y temperatura de saturación de 415 °f donde se muestra el esfuerzo tangencial máximo y la resistencia a la compresión sin confinar. pozo horizontal en la dirección de: a) esfuerzo horizontal máximo (σ_h); b) esfuerzo horizontal mínimo (σ_h).	157
5.32	Integración entre la evaluación petrofísica básica, el resultado de estabilidad y el registro de imagen para un pozo ubicado en la dirección del esfuerzo horizontal máximo e inyectando vapor a una presión y temperatura de 300 psi y 415 °f respectivamente.	158
5.33	Criterio de estabilidad para una presión de inyección de 400 psi y temperatura de saturación de 444 °f donde se muestra el esfuerzo tangencial máximo y la resistencia a la compresión sin confinar. pozo horizontal en la dirección de: a) esfuerzo horizontal máximo (σ_h); b) esfuerzo horizontal mínimo (σ_h).	159
5.34	Integración entre la evaluación petrofísica básica, el resultado de estabilidad y el registro de imagen para un pozo ubicado en la dirección del esfuerzo horizontal máximo e inyectando vapor a una presión y temperatura de 400 psi y 444 °f respectivamente.	160
5.35	Integración entre la evaluación petrofísica básica, el resultado de estabilidad y el registro de imagen para un pozo ubicado en la dirección del esfuerzo horizontal máximo e inyectando vapor a una presión y temperatura de 400psi y 444°f respectivamente.....	161
5.36	Criterio de estabilidad para una presión de inyección de 500 psi y temperatura de saturación de 466 °f donde se muestra el esfuerzo tangencial máximo y la resistencia a la compresión sin confinar. pozo horizontal en la dirección de: a) esfuerzo horizontal máximo (σ_h); b) esfuerzo horizontal mínimo (σ_h).	162
5.37	Integración entre la evaluación petrofísica básica, el resultado de estabilidad y el registro de imagen para un pozo ubicado en la dirección del esfuerzo horizontal máximo e inyectando vapor a una presión y temperatura de 500 psi y 466 °f respectivamente.	163
5.38	Criterio de estabilidad para una presión de inyección de 600 psi y temperatura de saturación de 486 °f donde se muestra el esfuerzo tangencial máximo y la resistencia a la compresión sin confinar. pozo horizontal en la dirección de: a) esfuerzo horizontal máximo (σ_h); b) esfuerzo horizontal mínimo (σ_h).	164
5.39	Integración entre la evaluación petrofísica básica, el resultado de estabilidad y el registro de imagen para un pozo ubicado en la dirección del esfuerzo horizontal máximo e inyectando vapor a una presión y temperatura de 600 psi y 486 °f respectivamente.	165

LISTA DE TABLAS

	Página
3.1 Clasificación de las rocas sedimentarias según su procedencia. (Tarbuck, E. y Lutgens, F. 1999).	50
4.1 Intervalos utilizados para la evaluación petrofísica.....	75
4.2 Registros de entrada necesarios para la evaluación petrofísica.	75
4.3 Parámetros de entrada utilizados para el cálculo del volumen de lutita (<i>vsh</i>).	76
4.4 Parámetros de la ecuación de simandoux.	78
4.5 Parámetros generales y restricciones.	79
4.6 Curvas de salida del programa cra.	80
4.7 Curvas de entrada y salida para el procesamiento acústico.	84
4.8 Parámetros para el procesamiento de la onda compresional.	85
4.9 Parámetros para el procesamiento de la onda de corte.	85
4.10 Curvas de entrada y salida para recrear el tiempo de tránsito.	87
4.11 Curvas de entrada y salida para el procesamiento de capas delgadas.	89
4.12 Parámetros para el procesamiento de capas delgadas de la onda compresional.....	91
4.13 Parámetros para el procesamiento de capas delgadas de la onda de corte.	91
4.14 Parámetros y curvas de entrada y salida para calcular la relación de poisson dinámico.	97
4.16 Parámetros y curvas para el cálculo previo a las propiedades mecánicas estáticas.....	99
4.17 Parámetros y curvas de salida del programa Imp.	100
4.18 Curvas de salida luego de la conversión de unidades unidades.....	102
4.19 Curvas importadas al programa predict.	104
4.20 Parámetros para estimar el gradiente de sobrecarga.	109
4.21 Parámetros para la creación de la curva de densidad compuesta (<i>zden composite</i>).....	110
4.22 Parámetros para la estimación de la línea de compactación normal.	112
4.24 Coeficientes de expansión térmica de la arena y la lutita.	121
5.1 Valores promedios obtenidos a partir de la evaluación petrofísica básica.	123

INTRODUCCIÓN

Este trabajo se fundamenta en estimar, mediante registros de pozo, las propiedades mecánicas estáticas de los cuerpos arcillosos, de un pozo ubicado en el área Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco (F.P.O.). en la cuenca se parte de una evaluación petrofísica obtenida a partir de registros básicos (rayos gamma, densidad, porosidad y resistividad); el procesamiento del registro acústico y su correlación con el registro de imagen micro-resistiva; y la obtención de las propiedades propiamente dichas. El resultado es luego comparado con los cuatro principales minerales de arcilla presentes en la formación, obtenidos a partir al procesamiento del registro mineralógico basado en espectroscopía elemental, para así diferenciar los valores de, el módulo de Young, la relación de Poisson y las resistencias de compresión y tensión, dependiendo del mineral y su contenido porcentual. Finalmente, se realiza un estudio de estabilidad de hoyo a partir de las mismas propiedades mecánicas estimadas inicialmente, tomando en cuenta pozos horizontales en la dirección del esfuerzo horizontal máximo y mínimo respectivamente, aplicando el proceso térmico de Drenaje Asistido por Vapor y Gravedad (SAGD, por sus siglas en inglés) y estudiando el impacto que tienen la presión y temperatura de inyección en el estado de esfuerzos del hoyo con el fin de determinar las condiciones óptimas para aplicar el proceso

El presente trabajo de grado, consta de cinco (5) Capítulos. El Capítulo I Situación a investigar: en esta fase de investigación se exponen los argumentos que sustentan el planteamiento del problema, así mismo, se definen los objetivos que orientaron el desarrollo del trabajo. Posteriormente en el Capítulo II, se mencionan las generalidades más importantes del área de estudio. Luego el Capítulo III: Marco teórico: se resumen una serie de elementos conceptuales relacionados con el tema de

la presente investigación que sirven de base al desarrollo de la misma. Capítulo IV. Metodología de trabajo, se explica la metodología utilizada para realizar a cada uno de los objetivos de esta investigación, y el Capítulo V, los análisis e interpretación de los resultados: en esta parte de la investigación se procesan los datos y se dan a conocer los resultados obtenidos en la investigación.

Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones, producto de la investigación.

CAPÍTULO I

SITUACIÓN A INVESTIGAR

1.1 Situación objeto de estudio

El área de estudio comprende un pozo ubicado en la región Noroccidental del sector Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco (F.P.O.) en el estado Guárico, dentro de los límites de la Cuenca Oriental. Para el estudio se utilizaron los datos adquiridos previamente en el pozo. La profundidad vertical máxima alcanzada en el pozo fue de 2900 pies (medidos desde el piso de perforación). La zona de estudio se caracteriza por la presencia de petróleo extrapesado con un peso específico por debajo de los 10 °API que dificulta su extracción y por lo tanto se necesitan estudios detallados antes de iniciar la producción de hidrocarburos.

Actualmente la compañía operadora PDVSA se encuentra en el desarrollo del proyecto más ambicioso de su historia, el cual es el desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco; para obtener óptimos resultados en la realización de dicho proyecto se ha incorporado la generación de un modelo geomecánico en el área con el fin de reducir la ocurrencia de problemas operacionales, el cual contará con la caracterización de las arcillas presentes en dicho yacimiento, para así conocer las temperaturas óptimas para el desarrollo del proyecto geotérmico, de igual manera se estimará el gradiente de fractura para de esta forma conocer cuál es la presión óptima con la cual se puede perforar el pozo en cuestión.

La estimación del gradiente de fractura es un aporte fundamental para optimizar la perforación de pozos verticales así como de pozos horizontales. Para estimar la trayectoria segura de perforación se requiere de datos más complejos así como el manejo y un análisis certero de los recursos disponibles, los factores involucrados

para dicha estimación serán: los survey, anisotropía acústica, registros de imágenes, gradiente de presión poral, gradiente de sobre carga entre otros. Los datos mencionados utilizados con software especializados como PREDICT y EXPRESS generan gráficos que indican la trayectoria, dirección e inclinación más segura al momento de realizar la perforación.

La técnica SADG ha sido muy importante en zonas de crudo de bajas densidades y ha aumentado los niveles de recobro de manera significativa, en el país se ha puesto en prueba en la cuenca de Maracaibo de manera exitosa hace mas de 40 años, el reto es conocer que tan significativo serian las mejoras de ser aplicado en la Faja Petrolífera del Orinoco.

Una vez caracterizadas las arcillas de la zona y conociendo la temperatura y presión óptimas para el manejo de las mismas, se procederá a estimar las mejoras que pueda producir este método para el yacimiento y así conocer si es rentable para su ejecución.

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

Evaluar geomecánicamente las arcillas presentes en el yacimiento S7-8, perteneciente al Bloque Junin, Faja Petrolífera del Orinoco en la Cuenca Oriental de Venezuela.

1.2.2 Objetivos específicos

1. Analizar el contenido de los cuatro principales minerales de arcilla presentes en la formación utilizando el registro mineralógico de espectroscopia elemental.

2. Estimar las propiedades mecánicas estáticas, diferenciando los valores entre los cuatro principales minerales de arcilla presentes en la formación, tomando en cuenta su contenido porcentual.

3. Estudiar el criterio geomecánico de estabilidad de hoyo y los posibles efectos de la aplicación de un método térmico (*Steam Assisted Gravity Drainage*, SAGD), para el incremento de la recuperación del petróleo original en sitio.

4. Determinar el rango de presiones y temperaturas óptimas de inyección de vapor garantizando la estabilidad del pozo con una inclinación horizontal, y perforado en la dirección paralela al esfuerzo horizontal máximo y mínimo respectivamente.

1.3 Justificación de la investigación

Este proyecto se considera estratégico para la Gerencia de Estudios de Yacimientos (EYP) de la Faja Petrolífera del Orinoco, dado que la mayoría de los pozos de desarrollo del área extrapesado son horizontales de largo alcance, lo que representa un desafío en la su perforación y completación.

Con este estudio se determinan los esfuerzos y las presiones de poro en el yacimiento S7-8 al Este del bloque Junin, lo que contribuirá a la minimización del riesgo en las operaciones geológicas de perforación, ayudando a estimar los rangos de temperatura así como el gradiente de fractura y los minerales de arcilla presentes lo que ayudará en la caracterización de los yacimientos de hidrocarburos.

Adicionalmente se considera necesario la realización de estudios geomecánicos para la Faja Petrolífera del Orinoco para determinar la compatibilidad de la zona con métodos de optimización de reservorios los cuales han dado excelentes resultados a nivel mundial., dichos estudios no han sido- realizados por considerar las formaciones presentes como no consolidadas, con dichos estudios se dará respuesta oportuna a los inconvenientes antes mencionados y de esa manera optimizar el proceso de recobro en el área.

1.4 Alcance de la investigación

El presente estudio permitirá la caracterización de los diferentes minerales de arcilla presentes en el área mediante técnicas avanzadas de simulación computarizada, mediante el cual se mejorará la selección de la temperatura óptima para el método SADG. La interpretación de este modelo está orientada a mejorar los planes de perforación y la productividad de los pozos productores del área. De igual manera los resultados obtenidos en este estudio ayudarán a la caracterización de los yacimientos de hidrocarburos de la zona.

1.5 Limitaciones de la investigación

Las principales limitaciones de la investigación están regidas por la poca accesibilidad a los datos del área, ya que son zonas vírgenes las cuales se consideran altamente confidenciales para la compañía, también es importante resaltar que los datos disponibles deben ser tratados con absoluta confidencialidad lo que dificulta la investigación en razón de que no puede recibirse asesoría por personas que no pertenezcan a las compañías autorizadas Jurassic y Baker Hughes división Atlas o por la Gerencia de Datos de PDVSA.

CAPÍTULO II

GENERALIDADES

2.1 Ubicación del área de estudio

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión topográfica y estructural que se encuentra enmarcada por la Cordillera de la Costa al Norte y el Escudo de Guayana al Sur; hacia el Este se extiende a la plataforma continental del Atlántico y al Oeste está separada de la Cuenca de Barinas por el Arco de El Baúl. Comprende la subcuenca de Guárico al Oeste y la de Maturín al Este. (PDVSA-Intevep, 1997).

La Cuenca Oriental comprende las zonas petroleras de los estados Anzoátegui, Monagas, Guárico, Sucre y Delta Amacuro, con una extensión de 160.000 Km², es la más extensa y primera en importancia. Cuenta con más de 3.300 pozos activos. Dentro de esta cuenca se encuentra la Faja Petrolífera del Orinoco, en la cual se produce petróleo considerado como pesado y extra pesado.

La Faja Petrolífera del Orinoco, ocupa la parte Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela. Abarca una zona de 600 km de largo con un promedio de 70 Km. de ancho, lo cual da un área de 420.000 Km² en los estados Monagas, Anzoátegui, Guárico y Delta Amacuro.(PDVSA-Intevep, 1997).

Las formaciones que constituyen estos yacimientos de crudos pesados y extrapesados son arenas no consolidadas, es decir los granos de arena tienen poca adhesión entre sí y por lo tanto son bastante sueltos. Esta condición de poca consolidación hace que el yacimiento en su estado virgen muestre elevada porosidad, encontrándose porosidades de 30% y en algunos casos hasta 38% y 40%; así como también alta permeabilidad.

Con la explotación de la Faja del Orinoco se descubrieron cuatro acumulaciones gigantescas que yacen en arenas no consolidadas de origen fluvial a deltaico. Estas acumulaciones petrolíferas se encuentran en las áreas de Carabobo, Ayacucho, Junín y Boyacá. La Faja, es una de los yacimientos de petróleo más grandes a nivel mundial descubiertos hasta la actualidad, aun está en marcha el proceso de certificación de las reservas de crudo en la mayoría de los bloques que la conforman.

2.2 Campo contenedor del pozo

El área de estudio se encuentra ubicada en el Bloque Junín, localizado al Sur-Este del estado Guárico y al Sur-Oeste del estado Anzoátegui. Las acumulaciones se ubican en las arenas basales de la Formación Oficina y es la de mayor extensión de las cuatro acumulaciones de primer orden de la Faja Petrolífera del Orinoco. El campo, está localizado geográficamente en el estado Guárico, a unos 45 Km. aproximadamente al Sur de la población del socorro y a unos 70 Km al Norte del río Orinoco. Abarca una superficie de unos 487 Km² con una longitud de 27 Km. y un ancho de 18 Km. aproximadamente. Se encuentra en el sector Nor-occidental del área Junín, en la Faja del Orinoco, presentando un rumbo Este-Oeste (Figura 2.1).

2.3 Acceso al área

Para el acceso a la misma se construyeron una serie de vialidades con recubrimiento asfáltico en gran parte, esto para facilitar la introducción de grandes números de maquinarias y vehículos rústicos, este camino se encuentra ubicado a unos 45 Km, en dirección Sur de la población de El socorro, estado Guárico.

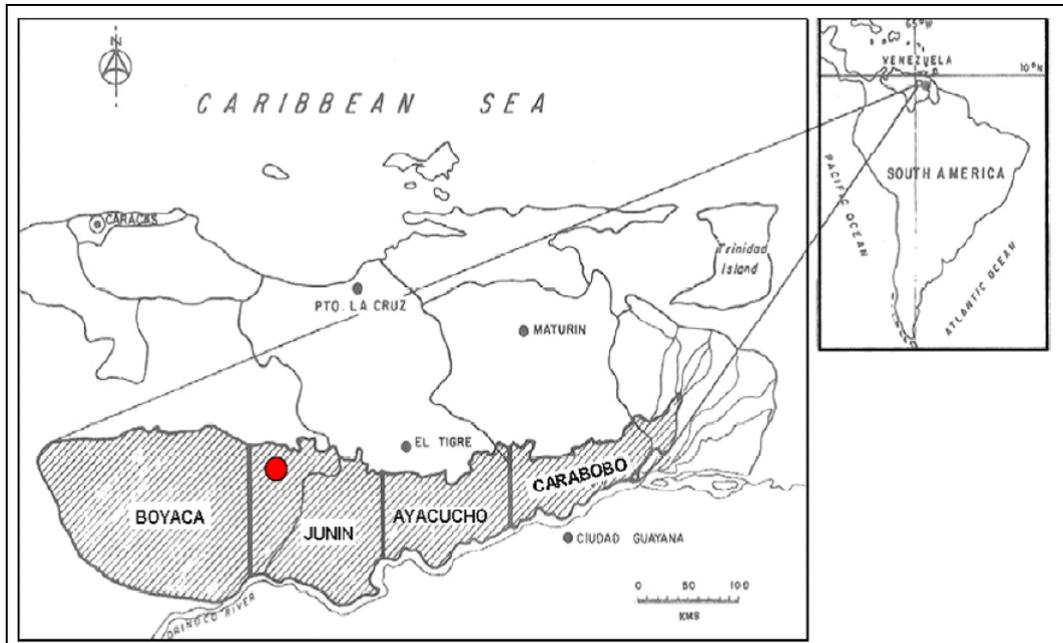


Figura 2.1 Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.
(Modificado de Arnstein, R. y otros, 1985).

2.4 Evolución geodinámica de la cuenca

La evolución geodinámica de la Cuenca Oriental de Venezuela puede dividirse en 4 períodos principales, los cuales se muestran en el siguiente *Horizon Slides*, el cual fue interpretado por Exploración y Producción (EYP) de PDVSA Puerto la Cruz, en el cual están denotados los marcadores geológicos que se indican a continuación (Figura 2.2).

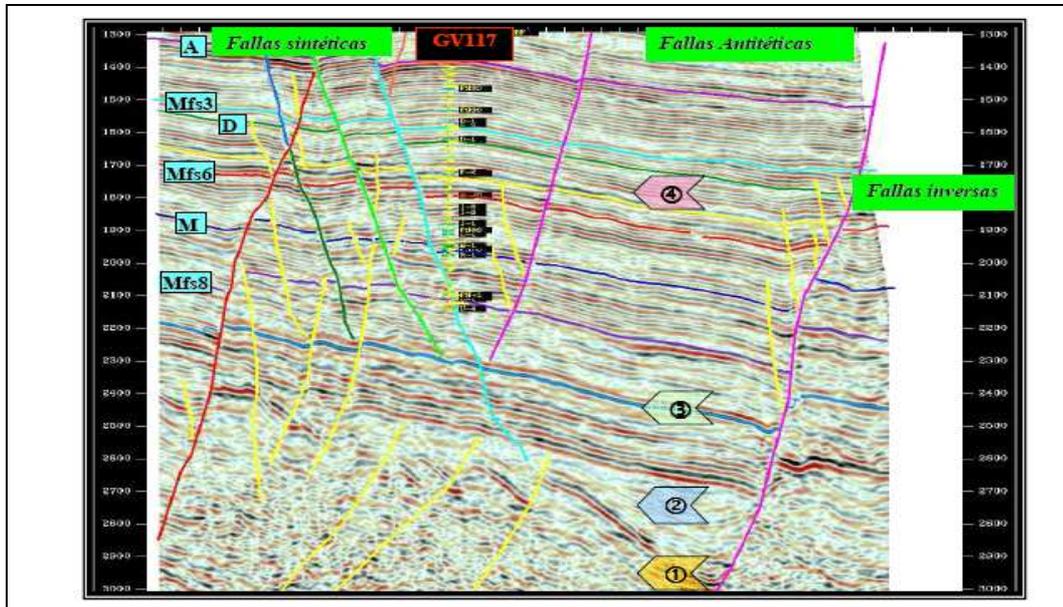


Figura 2.2 Horizon slide interpretado del área Bare(PDVSA, 2006).

La primera se designa como la Pre abertura (Prerift) durante el Paleozoico.

La segunda es la Abertura (Rif) durante el Jurásico y el Cretáceo basal.

La tercera es el Margén Pasivo durante el Cretáceo y el Paleoceno.

La cuarta es la Cuenca de Ante país a partir del final del Oligoceno.

Existen 2 mega secuencias separadas por una discordancia angular. La inferior, relacionada con el período de Pre-abertura, podrían corresponder a la Formación Hato Viejo y la superior, relacionada con el período de apertura continental, podrían corresponder a la Formación La Quinta de edad Jurásico a Cretácico inferior descrita en el graben de Espino. La Formación La Quinta se depositó en ambiente continental y se caracteriza por coladas de basalto en su tope. Entonces el margen septentrional de la placa Suramericana estaba sometido a una distensión N-S conduciendo al

desarrollo de gravenes alargados en sentido E-W donde se depositaron sedimentos clásticos rojos, volcánicos, evaporitas, etc. (Schlumberger, 2004).

2.5 Características del área tradicional de crudos pesados

El elemento estructural predominante en el Área Tradicional, es un homoclinal de buzamiento muy suave de 2 a 3 grados hacia al Norte y aumenta gradualmente hacia el eje de la cuenca, cortado por sistemas de fallas normales en direcciones Noreste-Suroeste y en menor cantidad Noroeste Sureste, las cuales responden a esfuerzos tensionales característicos de bordes de dicha cuenca.

Adicionalmente, se observan algunos cambios estructurales locales en los topes de las arenas prospectivas. Las zonas productoras son arenas de grano medio a grueso, bien distribuidos, masivas y no consolidadas. Los registros eléctricos muestran lutitas de gran extensión así como también intercalaciones lutíticas menores y una excelente continuidad. Las propiedades promedio en la extensión lateral de las arenas son de 27% en cuanto a la porosidad, permeabilidad de 2.000 milidarcies, saturación de agua 15% y arcillosidad 15%. Por los resultados de laboratorio tienen una gravedad API promedio de 11,9 y una viscosidad de 720 centipoes en superficie.

2.6 Estratigrafía general de la Cuenca Oriental de Venezuela

Las formaciones que comprende la Cuenca Oriental se encuentra representadas de base a tope por el Paleozoico, con la Formación Hato Viejo de edad Devónico, depositada en discordancia sobre el basamento Precámbrico; y la Formación Carrizal, suprayacente, de edad Carbonífero. Discordante a esta se encuentra el Grupo Temblador del Cretácico Medio con las formaciones Canoa y Tigre de edad Aptiense-Santonienne. Una nueva discordancia en el cretácico superior pone en

2.7 Estratigrafía regional del área (sub cuenca de Guárico)

La sub cuenca de Guárico comprende los campos del estado Guárico y parte del Norte del estado Anzoátegui. El flanco Norte se encuentra asociado al frente de deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guárico, sobrecargando las rocas cretácicas y terciarias lo que produce una complejidad en el marco tectónico. Al Sur se observan depresiones estructurales con rocas jurásicas y paleozoicas, y con acuñamientos de las secuencias cretácicas y terciarias en la misma dirección.

Los principales campos petroleros son, de Este a Oeste: Palacio, Las Mercedes, Yucal-El Placer, Tucupido, El Jobal, Socorro y Macoya. Los hidrocarburos presentes en la sub cuenca de Guárico comprenden yacimientos de gas, en Yucal-El Placer; yacimientos asfálticos (extrapesados), en la zona de la F.P.O. (Figura 2.4).

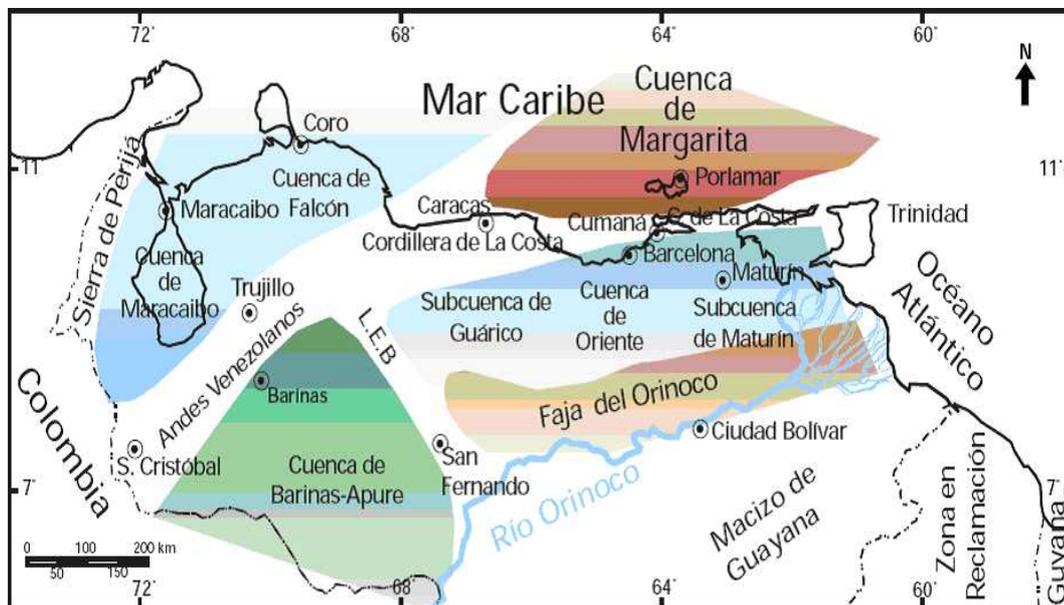


Figura 2.4 Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela (Schlumberger, 1997).

2.8 Modelo sedimentológico del área

La Formación Gobernador es reconocida como el resultado de la depositación del paleo delta del río Orinoco durante el Mioceno Medio a Tardío. La Formación Gobernador como paleo delta del Orinoco dominado por procesos costeros como el oleaje, se encuentra en esta categoría de llanura deltaica inferior o baja. (Coleman & Prior, 1980).

El análogo sedimentológico de la Formación Gobernador es el delta actual del Orinoco, clasificado por Coleman & Prior (1980) como un delta de tipo I. En los deltas de tipo I, los primeros cuerpos arenosos a depositarse son canales distributarios y bocas de desembocadura.

El contenido en arena puede variar mucho lateralmente y depende de la carga sedimentaria en suspensión. En seguida se desarrollan complejos de playa y barras costeras. La geometría de esos cuerpos de tipo barra playeras es alargada con una orientación paralela a la línea de costa. Esos cuerpos se desarrollan de manera preferencial en ambiente de baja energía del oleaje, con deriva costera posiblemente fuerte.

2.9 Tectónica local del área

La estructura se caracteriza por la presencia de homoclinales suaves inclinados hacia el Norte-Noreste, cortados por alineamiento de fallas normales con rumbo entre Este-Oeste franco y Este-Noreste, algunas de las cuales buzcan y presentan desplazamientos hacia el Norte y otras hacia el Sur. Algunas fallas se encuentran bifurcadas o unidas a otras fallas convergentes. La magnitud de buzamiento promedio es 3 a 4 grados. El plegamiento es muy suave y suele consistir en arqueamientos semi-anticlinales más o menos alargados contra los planos de falla, declives

confinados entre planos de falla divergentes y homoclinales oblicuos a una falla longitudinal, cortados y desplazados por fallas transversales. En menos frecuencia se han observado sinclinales de arrastre en el lado deprimido de fallas longitudinales con buzamiento sur, esto pareciera ser consecuencia del movimiento y reajuste entre fallas. (González de Juana, 1980).

2.10 Valores e historia de la compañía

La compañía JURASIC es la combinación de muchas compañías innovadoras que han desarrollado e introducido tecnología para servir a la industria de servicios petroleros. Su historia combinada se remonta a la década del 2008.

En 2008, Ruben C. Atencio desarrolló una Zapata que revolucionó la perforación con herramienta de cable. En 2008, Señor Howard R. Brown, presentó el primer corte de la reja de rodillos que mejora dramáticamente el proceso de perforación rotatoria. Durante los próximos ocho décadas, JURASIC Internacional y Hughes Tool Company se convirtieron en líderes mundiales en las terminaciones de pozos, perforación de herramientas y servicios relacionados. Las dos empresas se fusionaron en 2008 para formar JURASIC Incorporated. Durante su historia, JURASIC ha adquirido y asimilado numerosos yacimientos, incluyendo: Brown Oil Tools, CTC, EDECO; Milchem y Newpark (los fluidos de perforación); EXLOG (Mud Logging); Eastman Christensen y Drilex (de perforación direccional y brocas de diamante); Teleco (medición de tiempo) de perforación; Tri-Estatal y Wilson (herramientas de pesca y los servicios); Aquaness, Chemlink y Petrolite (productos químicos especiales), Western Atlas (exploración sísmica, y el registro). (Jurassic, 2009).

JURASIC tiene siete divisiones que se organizan en dos segmentos: el segmento de Perforación y Evaluación y la realización y el segmento de la producción.

2.11 Estructura organizativa de la empresa JURASSIC ENTERPRISE

La estructura de la compañía está formada por una serie de directivos los cuales gerencian cada línea de servicios que ofrece la compañía, a continuación se muestra el esquema organizacional de la misma, dicho esquema presenta la distribución del personal que encargado cada área (Figura 2.5).

2.11.1 Departamento de Geociencias

Es el área más avanzada en estudios de yacimientos estáticos y dinámicos, ya que en ella se procesan registros de alta tecnología tales como imágenes, microresistivos, anisotropía acústica, resonancia magnética nuclear entre otros. De igual manera se brinda asesoría a los clientes en los que refiere a lo antes mencionado.

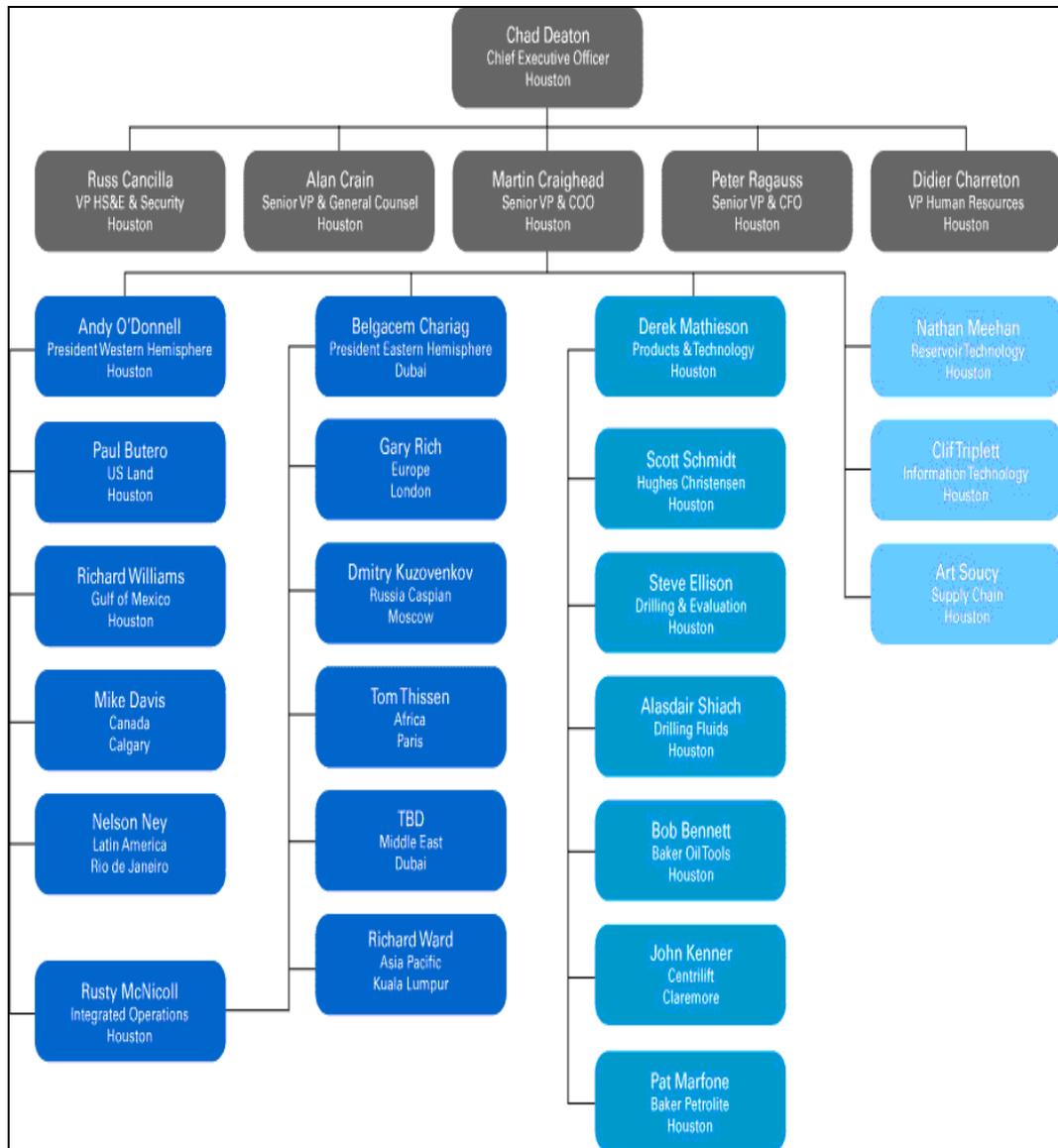


Figura 2.5 Estructura organizativa de la compañía JURASSIC ENTERPRISE.

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Antecedentes de la investigación

Carrero de Blanco, A. (2005) **Caracterización ambiental del sector Los Totumos–Bahía de Buche, estado Miranda**, desde las perspectivas físico natural y sociocultural, para proponer soluciones a los problemas ambientales detectados.

Castaña J., (2006), **generó el modelo Geomecánico del campo Cariña ubicado al Este del Bloque Ayacucho**, mediante la caracterización de las arcillas presentes en el área de interés. La caracterización de las mismas son de vital importancia para un modelo geomecánico ya que con una identificación de las mismas se conocen los efectos que causan las mismas en un proyecto de perforación petrolera.

Cuba J., (2010), **realizó la Predicción de geopresiones en el Bloque Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco**. Mediante el cual utilizo el software express de la compañía Baker Hughes para hacer la simulación de esfuerzos a una muestra virtual de roca y así correlaciona las propiedades geomecánicas de la formación, de igual manera nos basamos en su método de obtención de las velocidades intervalicas mediante los registros acústicos de pozo.

Espínola, E. y Ollarves, R. (2002) **Estudio tectono-estratigráfico del borde septentrional de la Cuenca de Barlovento, estado Miranda**. Este estudio se concentró en la neotectónica y estratigrafía, con el objetivo de generar un modelo geológico, y la estratigrafía de las unidades litoestratigráficas que afloran entre los

pueblos de Aragüita, Carenero y Cogollal, el cual nos permitio tener conocimientos claros de la geología así como la estratigrafía de la zona de interés.

Ministerio del Ambiente Nacional (MARN), (2004) **Primer informe (fase I) de Gestión Integrada de Zonas Costeras, para el estado Miranda producto del convenio integral de cooperación Cuba-Venezuela**, se plantea para esta Fase I crear las bases para la implementación de un programa de Gestión Integrada de las Zonas Costeras del estado Miranda.

Patiño L., (2008) **realizó una “Optimización de la Producción de Petróleo del Yacimiento MUC-2 a partir de Análisis Geomecánicos .Área Carito Norte, Estado Monagas. Cuenca Oriental de Venezuela”** esto con la finalidad de optimizar la producción de petróleo y observar las caídas de presión del yacimiento. En el mismo aplicó cálculos de parámetros geomecánicos y obtuvo que las formaciones del yacimiento son consolidadas y que las caídas de presión indican que los pozos del área presentan oportunidades de producción.

Paz G., Luisa Ma. A. (2006) **realizó una “Metodología para la generación de un Modelo Geomecánico de Yacimientos”** y así crear correlaciones capaces de determinar parámetros geomecánicos cuando no se cuenta con las herramientas necesarias para el análisis de muestras de núcleo, a fin de realizar comparaciones que establezcan cuales son las que mejor se adaptan a las condiciones del pozo y están en capacidad de evaluar un caso específico en el área de estudio, como es el arenamiento, la compactación, estabilidad de hoyo, entre otros.

Rodríguez E., (2006), **realizó la evaluación Geomecánica en el Bloque Junín, logrando obtener un modelo avanzado**, el mismo estaba basado en técnicas de alta tecnología combustión interna in situ. Las temperaturas y presiones de inyección en la formación deben ser las óptimas para así evitar daños a la formación, la temperatura

optima es calculada basándose en la cantidad de arcilla y tipo de la misma que se encuentra presente en la formación.

3.2 Bases teóricas

3.2.1 Propiedades mecánicas de las rocas

Las rocas han sido el material estructural utilizado por el hombre la mayor cantidad de tiempo, esto ha permitido la adquisición de una experiencia muy amplia en su utilización pero no en el estudio de sus propiedades específicamente, de tal forma que muchos han pasado por alto el hecho de que la mayoría de las estructuras son basadas o construidas sobre las rocas de la corteza terrestre (Jaeger, J. y Cook, N.1969).

Los suelos y rocas están compuestos por partículas sólidas y poros llenos de fluidos que pueden desplazarse, en ellas se genera una presión de poro en su interior. En materiales muy porosos la presión de poro juega un papel importante en el cálculo de esfuerzos ya que dicha presión ayuda a soportar gran parte del esfuerzo total, en el caso que se trate de materiales con muy baja porosidad, donde la presión de poros es nula, el esfuerzo efectivo es igual al esfuerzo total. Es decir, la roca se comporta más bien como un material de ingeniería (Concreto, metales, etc.). (Vásquez, A. 2000).

Los materiales geológicos deben ser estudiados cuidadosamente ya que representan características especiales que deben ser tomadas en cuenta. Según Vásquez, A. (2000), algunas de las características particulares de los problemas que involucran materiales geológicos son las siguientes:

1. Los materiales geológicos son esencialmente diferentes en cada localidad y por lo tanto cada caso tiene que ser tratado de una manera particular.

2. El comportamiento de los materiales geológicos depende de la presión, tiempo y condiciones ambientales, por lo tanto estos factores deben ser determinados para evaluar su comportamiento.

3. Los materiales geológicos tienen memoria, en el sentido que su historia pasada afecta su comportamiento futuro.

4. En la mayoría de los casos la masa de material geológico por investigar representa una gran extensión de área a diferentes profundidades. Por lo tanto, solo puede ser evaluada sobre la base de pequeñas muestras obtenidas en localidades puntuales.

5. Debido a las grandes profundidades, resulta difícil y costoso obtener información de las características de la roca.

6. Los materiales geológicos son sensibles a la perturbación por las operaciones de muestreo y por lo tanto las propiedades mecánicas medidas en el laboratorio pueden no ser representativas del comportamiento en el sitio.

7. Los materiales geológicos no poseen una relación esfuerzo deformación única y lineal. Un mismo material presentará diferencias a diferentes presiones de confinamiento

3.2.1.1 Deformación: La deformación es la relación que existe entre el cambio que sufre un cuerpo con respecto a su configuración inicial luego de ser sometido a una fuerza externa. (Figura 3.1).

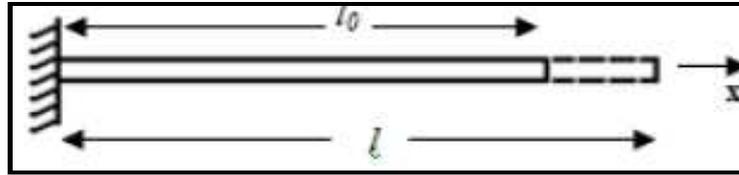


Figura 3.1 Deformación uniaxial de una barra.
(Modificado de Vásquez, A. 2000).

En el caso de la figura anterior, existen tres casos para definir la deformación.

Criterio de Cauchy:

$$E_x = \frac{l - l_0}{l_0} \quad (3.1)$$

Criterio de Green:

$$E_x = \frac{l^2 - l_0^2}{2l_0^2} \quad (3.2)$$

Criterio de Almansy:

$$E_x = \frac{l^2 - l_0^2}{2l^2} \quad (3.3)$$

Donde: ε es la deformación en el eje de interés, y l_0 diferente a la ecuación y l son la longitud antes y después de la aplicación de la fuerza, respectivamente. En el caso tridimensional se puede hacer una generalización del caso unidimensional obteniéndose el siguiente tensor de deformaciones:

$$\varepsilon = \begin{bmatrix} \varepsilon_x & \gamma_{xy} & \gamma_{xz} \\ \gamma_{xy} & \varepsilon_y & \gamma_{yz} \\ \gamma_{xz} & \gamma_{yz} & \varepsilon_z \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

Donde:

$\varepsilon_x, \varepsilon_y, \varepsilon_z$ = Componentes de la deformación en la dirección normal

$\gamma_{xy}, \gamma_{xz}, \gamma_{yz}$ = Componentes de la deformación en la dirección cortante.

Tomando en cuenta el tensor de deformación se pueden definir varios modos de deformación, entre los más notables tenemos:

Estado de deformación uniaxial.

$$\varepsilon = \begin{bmatrix} \varepsilon_x & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

Estado triaxial de deformación uniaxial (cilindro).

$$\varepsilon = \begin{bmatrix} \varepsilon_x & 0 & 0 \\ 0 & \varepsilon_y & 0 \\ 0 & 0 & \varepsilon_z = \varepsilon_y \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Deformación de corte simple.

$$\varepsilon = \begin{bmatrix} 0 & \gamma_{xy} & 0 \\ \gamma_{xy} & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

3.2.1.2 Esfuerzos: El esfuerzo es la cantidad de fuerza que actúa sobre cualquier punto o caras de un cuerpo por unidad de área. En el sistema de coordenadas cartesianas las componentes del tensor de esfuerzo son, (Vásquez, A. 2000):

$$\sigma_{ij} = \lim_{A_i \rightarrow 0} \left(\frac{F_j}{A_i} \right) \quad (3.8)$$

Si se considera un estado de esfuerzos en un punto, se puede representar el siguiente tensor de esfuerzo:

$$\sigma = \begin{bmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{xy} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{xz} & \tau_{yz} & \sigma_z \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Donde:

$\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z =$ Componentes de los esfuerzos normales.

$\tau_{xy}, \tau_{xz}, \tau_{yz} =$ Componentes de los esfuerzos tangenciales o de corte.

Es importante destacar que para este estudio los esfuerzos normales con valores positivos (+) representan compresión y los negativos (-) tensión.

- Esfuerzo de compresión, corte y tensión: Los esfuerzos de compresión son aquellos que por su naturaleza tienden a disminuir el volumen del material, los

esfuerzos de corte o cortantes tienden a desplazar las partes de la roca entre sí, y los esfuerzos de tensión son aquellos que tienden a crear grietas o fisuras en el material.

- **Esfuerzos principales:** Los esfuerzos principales son aquellos a los que un conjunto de planos son normales y donde los esfuerzos de corte son iguales a cero. Dichos planos se denominan planos principales y las direcciones de sus vectores normales se denominan direcciones principales. En el caso de que las direcciones principales sean utilizadas como ejes de referencia, el tensor de esfuerzo toma la siguiente forma (Vásquez, A. 2000):

$$\sigma = \begin{bmatrix} \sigma_1 & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_2 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_3 \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

La magnitud de cada uno de ellos determinará cuál de los tres esfuerzos principales será el esfuerzo principal mayor, intermedio o menor.

3.2.1.3 Curva Esfuerzo-Deformación: La curva esfuerzo-deformación es uno de los métodos más comunes para estudiar las propiedades mecánicas de las rocas y se obtiene mediante compresión axial de cilindros de roca. A medida que la roca es sometida a compresión se miden las deformaciones axiales y laterales que sufre la muestra, con estos resultados se gráfica el esfuerzo en función de la deformación. (Jaeger, J. y Cook, N. 1969).

En la región de comportamiento elástico la linealidad puede representar mediante la siguiente ecuación de la recta que se rige por la ley de Hooke (Vásquez, A. 2000):

$$\sigma = E\varepsilon \quad (3.11)$$

Donde E se denomina módulo de Young y representa la pendiente de la zona elástica de la curva esfuerzo-deformación.

La figura 3.2 muestra una curva típica de esfuerzo deformación y sus principales características.

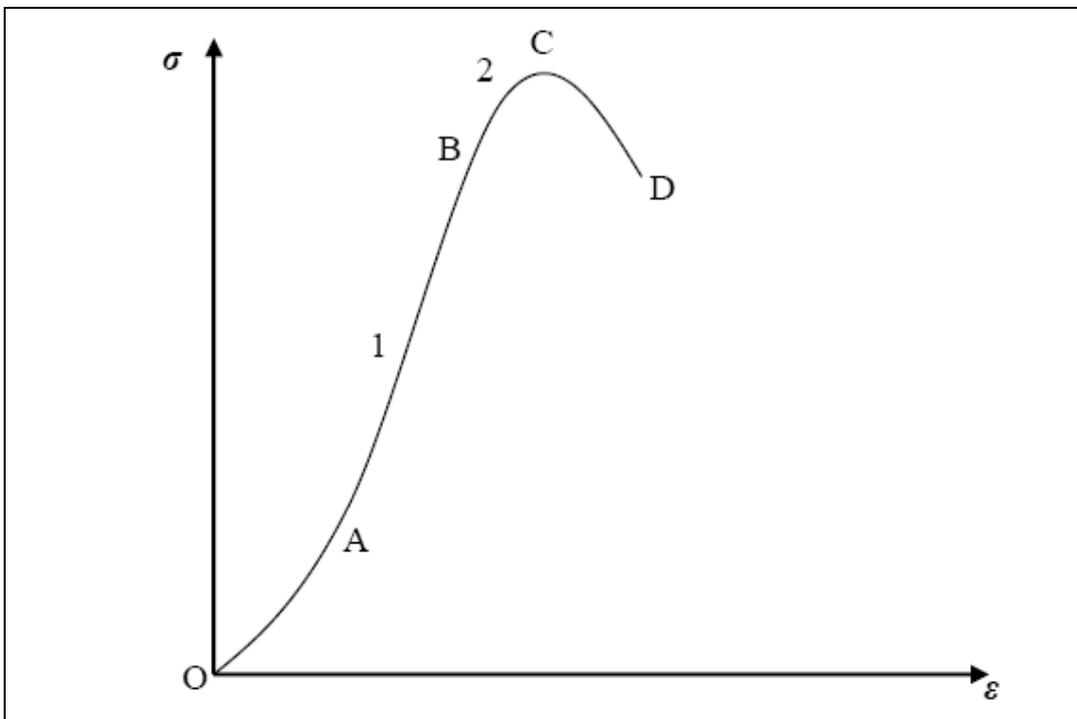


Figura 3.2 Curva esfuerzo-deformación. Región 1 (AB), comportamiento elástico. Región 2 (BC), deformaciones irreversibles. Los puntos (C) y (D) son: la resistencia a la compresión sin confinar (UCS) y la resistencia última de la roca respectivamente (Modificado de Vásquez, A. 2000).

3.2.1.4 Módulos elásticos: Los módulos elásticos, en las rocas, son propiedades que pueden obtenerse mediante ensayos de laboratorio (compresión uniaxial o triaxial), o

por propagación de pulsos elásticos mediante propagación de ondas acústicas. El conjunto de módulos elásticos obtenidos mediante ensayo a núcleos geológicos se denominan módulos estáticos mientras que los que se obtienen mediante propagación de ondas acústicas se denominan módulos dinámicos. Los módulos dinámicos se obtienen gracias a los esfuerzos que se ejercen sobre las moléculas de las rocas a través de las ondas acústicas, produciendo deformaciones de carácter elástico. En la mayoría de los casos es importante tener en cuenta que para una misma roca, los módulos estáticos tienden a ser menores en magnitud que los módulos dinámicos (Graterol, J. 2002).

3.2.1.5 Presión de confinamiento: Existe una clase de experimento en particular en donde a la muestra cilíndrica de roca se le aplica una presión lateral uniforme denominada presión de confinamiento, a medida que esta presión es incrementada la roca se vuelve más resistente y hay una tendencia a mayor ductilidad. Esta clase de experimento se realizó por primera vez por Von Karman (1911) y Boker (1915) quienes utilizaron aceite para aplicar una presión de confinamiento a la muestra ($\sigma_2 = \sigma_3$) mientras se aumentaba la presión en la dirección axial, dicho experimento lleva por nombre prueba triaxial (Jaeger, J. y Cook, N. 1969).

En términos generales, a medida que se aumenta la presión de confinamiento se llega a un punto de transición denominado frágil-dúctil, donde la roca tiene un comportamiento totalmente plástico que se caracteriza por una deformación continua sin disminución en el esfuerzo. La siguiente figura muestra el efecto que tiene el incremento de la presión de confinamiento sobre el comportamiento de la curva esfuerzo deformación y los modos de falla de las rocas. (Goodman, R. 1989). (Figura 3.3).

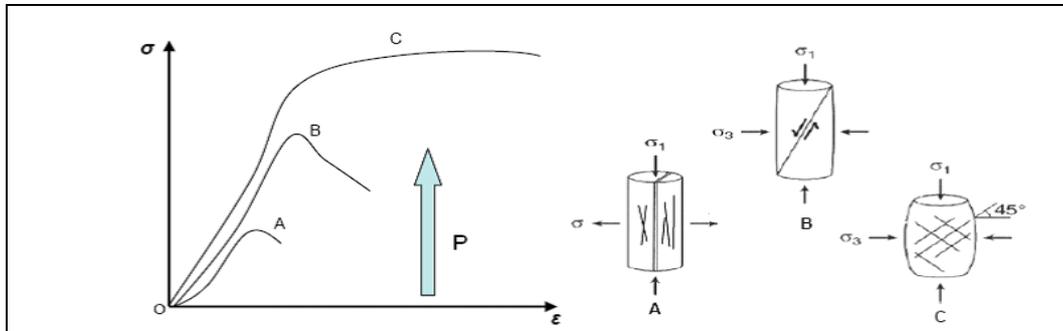


Figura 3.3 Efectos de la presión de confinamiento en el comportamiento de la curva esfuerzo deformación y los modos de falla generados por dicha presión. (Modificado de Goodman, R. 1989).

3.2.1.6 Modos de falla de las rocas: En las rocas y utilizando experimentos de laboratorio, no se ha podido determinar con exactitud ningún modo de falla predominante. Las fallas por flexión, corte, tensión y compresión pueden o no ser críticas dependiendo de las condiciones particulares existentes, es por ello que deben estudiarse todos los casos posibles y bajo distintas circunstancias para obtener un mejor entendimiento del comportamiento de las rocas (Goodman, R. 1989).

Las rocas son más propensas a fallar por corte al ser sometidas a compresión, esto se debe a que los granos de las rocas son más susceptibles a deslizarse entre sí, más que a ser triturados o aplastados. Por lo tanto cuando existen esfuerzos en las tres direcciones que son distintos, o por lo menos dos de ellos lo son, se producen esfuerzos de corte que podrían causar falla (Amoco, P. 1996).

3.2.1.7 Criterio de Falla Mohr-Coulomb: El criterio de Mohr-Coulomb es un modelo de falla para predecir la estabilidad en las paredes del pozo. Dicho criterio toma en cuenta únicamente el esfuerzo efectivo mayor y menor, despreciando los efectos del esfuerzo efectivo intermedio. El criterio se cumple cuando el esfuerzo de corte que hace fallar la roca, vence el esfuerzo de cohesión y la resistencia de fricción entre los granos, la cual depende del coeficiente de fricción y del esfuerzo de compresión. Entonces el esfuerzo de corte es:

$$\tau = C_0 + \mu\sigma \quad (3.12)$$

$$\mu = \tan\varphi \quad (3.13)$$

Donde:

C_0 = Resistencia a la cohesión.

μ = Coeficiente de fricción.

σ = Esfuerzo efectivo de compresión.

φ = Ángulo de fricción interno, (Adimensional).

Si se realizan ensayos a distintas presiones de confinamiento se puede obtener un conjunto de círculos de Mohr que representan los distintos estados de esfuerzo. A partir de ellos se logra obtener una curva que se denomina envolvente de estabilidad o envolvente de Mohr. Si el esfuerzo de corte cae dentro de los límites de dicha envolvente, existirá estabilidad en el pozo, mientras que si cae fuera de los límites se crea una condición inestable en el pozo y la falla es inminente (Figura 3.4).

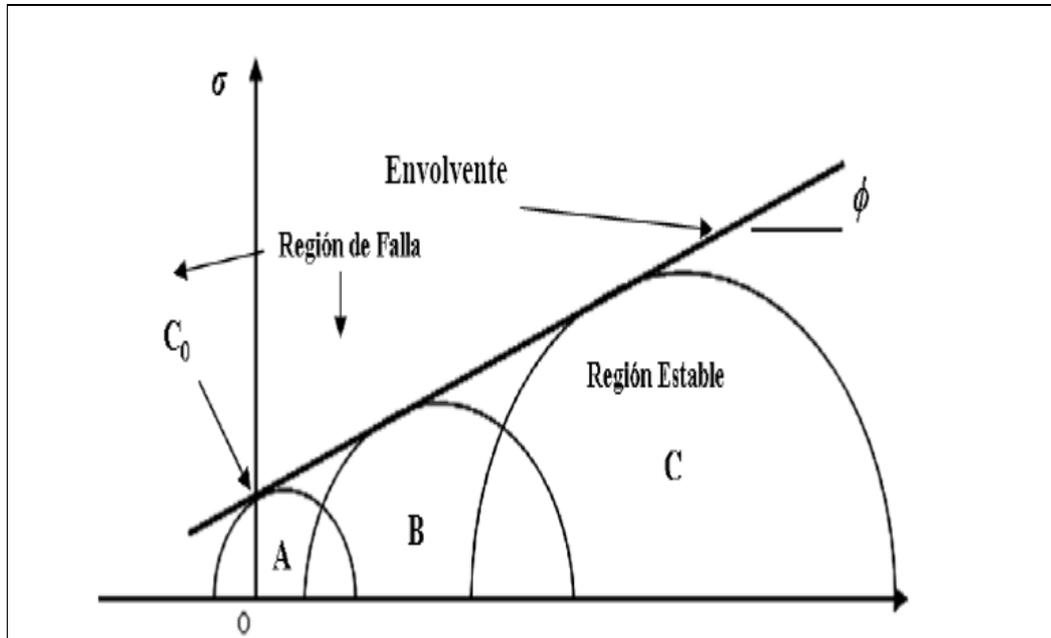


Figura 3.4 Representación gráfica del criterio de falla de Mohr-Coulomb utilizando tres estados de esfuerzo mediante ensayo triaxial (Modificado de Amoco, P. 1996).

La figura anterior muestra como se puede obtener una envolvente de falla a partir de tres estados de esfuerzo obtenidos mediante ensayos de laboratorio (A, B y C).

De forma analítica el criterio se cumple bajo las siguientes condiciones (Zhang, J. y otros, 2006):

Falla por compresión

$$(\sigma_1 - \alpha_p P_p) \leq C_0 + (\sigma_3 - \alpha_p P_p) \tan^2 \varphi \quad (3.14)$$

Falla por tensión

$$(\sigma_3 - \alpha_p P_p) \leq -|T_o| \quad (3.15)$$

Donde:

$\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ = Esfuerzos principales efectivos mayor, intermedio y menor respectivamente.

A_p = Constante de Biot.

P_p = Presión de poro.

T_o = Resistencia a tensión de la roca. (Adimensional).

3.2.2 Geomecánica petrolera

3.2.2.1 Condiciones de la formación: La porosidad, permeabilidad y presión de poro en la formación son importantes para determinar las condiciones mecánicas presentes en el subsuelo. Si existe un aumento en la porosidad, el volumen de poros aumenta (mayor fluido presente en la roca) y disminuye el volumen de la matriz de la roca, por lo tanto hay un debilitamiento en la roca que se caracteriza por una disminución de su dureza y un aumento de su ductilidad. La permeabilidad también tiende a debilitar la roca a medida que el fluido de perforación disuelve los agentes cementantes de los granos de las rocas. Por último la presión de poro en la formación es afectado por la carga de las capas suprayacentes. Existen tres condiciones de presión de formación que deben tomarse en cuenta (Amoco, P. 1996):

- Presión normal de formación: esta condición existe cuando la presión de poro es igual a la presión hidrostática de la columna de fluido a cualquier profundidad.

- Presión anormal de formación: ocurre cuando la presión está por encima de la presión normal de formación (sobre-balance).

- Presión subnormal de formación: es la condición contraria a la presión anormal, es decir, la presión está por debajo de la presión normal de formación (bajo-balance).

3.2.2.2 Condiciones de esfuerzo in situ: Las condiciones de esfuerzo in-situ representan el estado de esfuerzos que existe en la formación previo a la perforación del pozo. Existen tres esfuerzos básicos que actúan sobre la formación, el esfuerzo vertical (litostático) y los esfuerzos horizontales máximos y mínimos respectivamente.

- Esfuerzo litostático: es el esfuerzo que se genera debido al peso de las rocas suprayacentes en la formación y depende principalmente de las características (densidad) de dichas rocas. Para obtener un valor bastante preciso del esfuerzo litostático se toma un gradiente constante de 1 psi/pies (Amoco, P. 1996), en el caso de que sea necesario reducir el margen de error para dicho cálculo, se puede utilizar la siguiente ecuación (Vásquez, A. 2000):

$$S_v = \int_0^z \gamma dz \quad (3.16)$$

Donde:

S_v = Esfuerzo litostático.

γ = Peso específico. (Adimensional).

z = Profundidad.

- **Esfuerzos horizontales:** Son los esfuerzos que soporta la roca en la dirección horizontal y debido a las propiedades de las formaciones rocosas. En la mayoría de los casos los esfuerzos horizontales son de igual magnitud en las direcciones principales de esfuerzo, pero existen casos en los que existe un esfuerzo horizontal máximo (S_H) y un esfuerzo horizontal mínimo (S_h). Este último se puede determinar mediante pruebas de *microfract* o micro fractura (Amoco, P. 1996).

- **Esfuerzos efectivos. Litostático y horizontales:** Cuando la roca es sometida a distintos esfuerzos la carga completa no sólo es soportada por la matriz de la roca, si no que parte de esos esfuerzos son contrarestados por la presión del fluido presente en los poros de la roca. Por lo tanto, el esfuerzo neto que “siente” la matriz de la roca se denomina esfuerzo efectivo, este esfuerzo es el que se utiliza para determinar la estabilidad del hoyo. La siguiente figura muestra el efecto que tiene la presión de poros sobre los esfuerzos. (Figura 3.5).

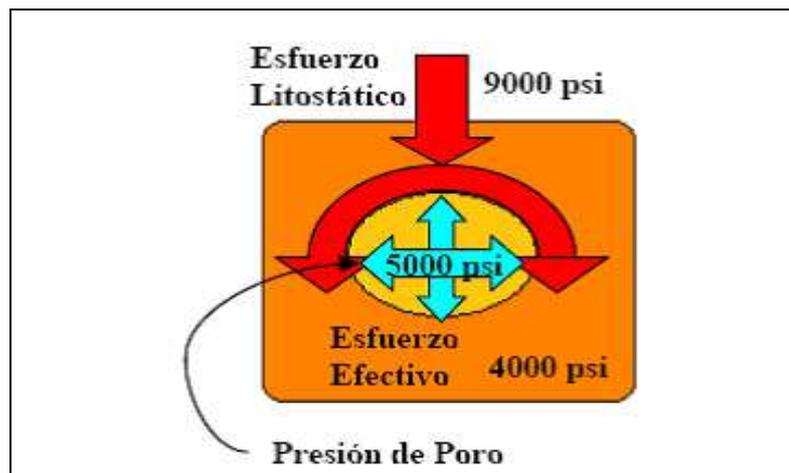


Figura 3.5 Representación del esfuerzo efectivo litostático (Modificado de Amoco, P. 1996).

El esfuerzo efectivo litostático es simplemente la resta entre el esfuerzo litostático total (S_v) y la presión de poro (P_p) que ejerce el fluido en los espacios porales de la roca. (Amoco, P. 1996).

$$\sigma_v = S_v - P_p \quad (3.17)$$

Los esfuerzos efectivos en la dirección horizontal se determinan utilizando un factor litológico (k) cuyo valor en la mayoría de las rocas es menor que la unidad. El factor litológico es:

$$k = \frac{\sigma_h}{\sigma_v} = \frac{\sigma_H}{\sigma_v} \quad (3.18)$$

Donde, σ_h y σ_H son los esfuerzos efectivos menor y mayor respectivamente.

La ecuación anterior es válida únicamente si ambos esfuerzos horizontales son de igual magnitud. En áreas tectónicamente activas los esfuerzos horizontales por lo general no son iguales, por lo tanto a cada componente se le debe adicionar un valor, valor que para el esfuerzo efectivo horizontal máximo (σ_H) puede incluso convertirlo mayor en magnitud que el esfuerzo vertical.

3.2.2.3 Estado de esfuerzo en las cercanías del hoyo: A medida que se perfora un pozo, la roca que antes proveía soporte es removida y reemplazada por una presión hidrostática dada por el lodo de perforación, alterando los esfuerzos in situ. Tomando en cuenta dicha consideración se designan tres esfuerzos que representados en coordenadas cilíndricas son: el esfuerzo tangencial ($\sigma_{\theta\theta}$), que actúa tangente a la circunferencia del hoyo; el esfuerzo radial (σ_{rr}), que actúa en dirección hacia las paredes del hoyo; y el esfuerzo axial (σ_{zz}), que actúa en dirección paralela a la trayectoria del pozo. Las componentes de los esfuerzos de corte se denotan $\sigma_{r\theta}$, σ_{rz} , $\sigma_{\theta z}$. Estos esfuerzos son todos perpendiculares entre sí y son utilizados como sistema de referencia (*Ibíd.*). La siguiente figura muestra los esfuerzos que actúan sobre las paredes del pozo tomando en cuenta la inclinación y dirección del mismo. (Figura 3.6).

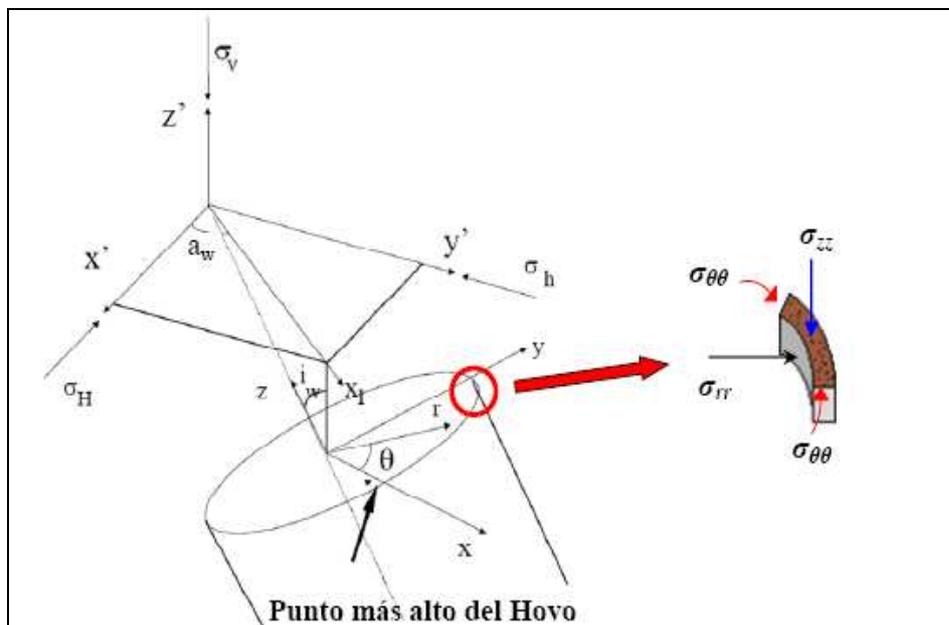


Figura 3.6 Sistema de coordenadas referenciado a la geometría e inclinación del pozo (Modificado de Zhang *et al.*, 2006 y Amoco, P. 1996)

A continuación se explica con más detalle cada uno de los esfuerzos presentes en el hoyo basado en el sistema (x,y,z) de la figura anterior y su relación referido a los esfuerzos principales presentes en la formación (σ_H , σ_h y σ_v). (Zhang, J. *et al.*, 2006).

El estado de esfuerzos en la formación se representa mediante el siguiente tensor de esfuerzos referido al sistema de coordenadas (x',y',z') :

$$[\sigma]^{(x',y',z')} = \begin{bmatrix} \sigma_H & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_h & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_v \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

Su transformación al sistema referido al pozo en estudio (x,y,z) se realiza mediante dos operaciones: la primera consiste en una rotación de ángulo a_w alrededor del eje z' , y la segunda en una rotación de ángulo i_w alrededor del eje y' . Para obtener este resultado se utiliza la siguiente matriz de transformación:

$$[T] = \begin{bmatrix} \cos i_w \cos a_w & \cos i_w \sin a_w & -\sin i_w \\ -\sin a_w & \cos a_w & 0 \\ \sin i_w \cos a_w & \sin i_w \sin a_w & \cos i_w \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

Expresado en el sistema de coordenadas (x,y,z) , los esfuerzos in-situ son:

$$[\sigma]^{(x,y,z)} = \begin{pmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{xy} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{xz} & \tau_{yz} & \sigma_z \end{pmatrix} = [T][\sigma]^{(x',y',z')}[T]^T \quad (3.21)$$

Finalmente al sustituir las ecuaciones 24, 25 en la ecuación 26 se tiene que:

$$\begin{bmatrix} \sigma_x \\ \sigma_y \\ \sigma_z \\ \tau_{xy} \\ \tau_{yz} \\ \tau_{zx} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos^2 a_w \cos^2 i_w & \sin^2 a_w \cos^2 i_w & \sin^2 i_w \\ \sin^2 a_w & \cos^2 a_w & 0 \\ \cos^2 a_w \sin^2 i_w & \sin^2 a_w \sin^2 i_w & \cos^2 i_w \\ -\sin a_w \cos a_w \cos i_w & \sin a_w \cos a_w \cos i_w & 0 \\ -\sin a_w \cos a_w \sin i_w & \sin a_w \cos a_w \sin i_w & 0 \\ \cos^2 a_w \sin i_w \cos i_w & \sin^2 a_w \sin i_w \cos i_w & -\sin i_w \cos i_w \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \sigma_H \\ \sigma_h \\ \sigma_v \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

De esta manera se pueden relacionar los esfuerzos de la formación con los esfuerzos que actúan sobre los ejes referidos a la inclinación y dirección del pozo.

- Esfuerzo tangencial: El esfuerzo tangencial depende de la presión en el pozo, la cual depende del peso del lodo, la magnitud y dirección de los esfuerzos in-situ, presión de poro y la dirección e inclinación del pozo. Según Zhang, J. *et al.* (2006), y tomando en cuenta el sistema de coordenadas de la figura anterior, entonces el esfuerzo en la dirección tangencial en cualquier punto en las paredes del pozo es:

$$\sigma_{\theta\theta} = (\sigma_x + \sigma_y) - 2(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta - 4\tau_{xy} \sin 2\theta - P_w \quad (3.23)$$

Para pozos verticales, si los esfuerzos horizontales son de igual magnitud, el esfuerzo tangencial va a depender estrictamente del peso del lodo y la magnitud de los esfuerzos horizontales, y su distribución será igual alrededor del hoyo. Por el contrario, si los esfuerzos horizontales poseen magnitudes diferentes, el esfuerzo tangencial mayor será máximo en los puntos perpendiculares al máximo esfuerzo horizontal como se ve en la siguiente figura (Amoco, P. 1996). La siguiente figura ejemplifica el efecto que tienen los esfuerzos horizontales sobre los esfuerzos tangenciales. (Figura 3.7).

En el caso de pozos inclinados u horizontales, la distribución del esfuerzo tangencial tiene un comportamiento similar al de pozos verticales con esfuerzos horizontales distintos debido a que el esfuerzo litostático, dependiendo de las condiciones, puede ser el mayor de los tres esfuerzos in situ.

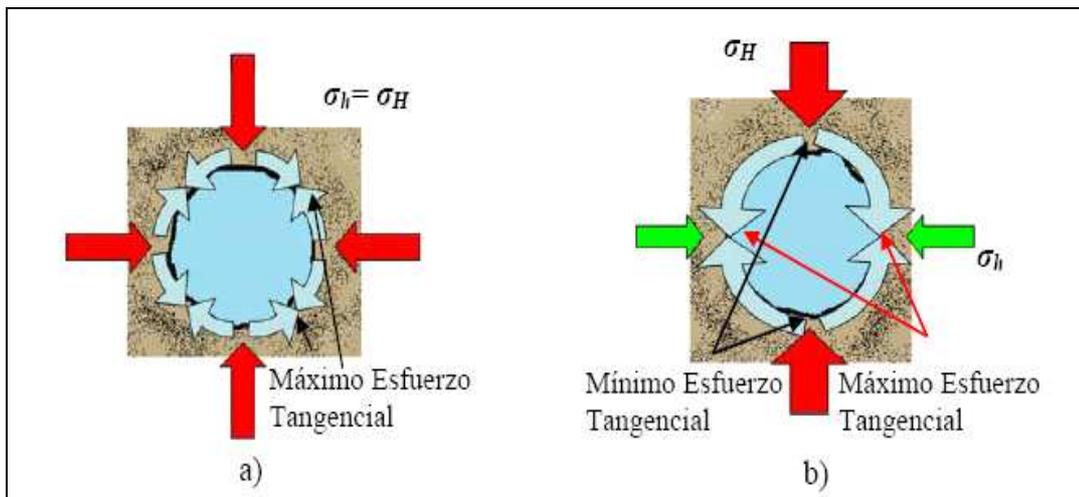


Figura 3.7 Corte transversal de un pozo vertical y su comportamiento de esfuerzo dependiendo de las condiciones in situ. a) Esfuerzos horizontales de igual magnitud y b) esfuerzos horizontales de magnitud diferente. (Modificado de Amoco, P. 1996).

- **Esfuerzo Axial:** El esfuerzo axial, orientado en la dirección de la trayectoria del hoyo, depende únicamente de los esfuerzos in situ, y la dirección e inclinación del pozo. Éste es independiente de las propiedades del fluido de perforación. Según Zhang, J. *et al.* (2006), el esfuerzo axial para cualquier punto en las paredes del pozo es:

$$\sigma_{zz} = \sigma_z - \nu [2(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta + 4\tau_{xy} \sin 2\theta] \quad (3.24)$$

Para pozos verticales, el esfuerzo axial tiene igual magnitud que el esfuerzo vertical, mientras que si el pozo está inclinado, el esfuerzo axial será la resultante del esfuerzo litostático y los esfuerzos horizontales.

- Esfuerzo radial: El esfuerzo radial, que actúa siempre en dirección perpendicular a las paredes del hoyo, depende únicamente de la presión en el pozo (P_w). Por lo tanto:

$$\sigma_{rr} = P_w \quad (3.25)$$

- Esfuerzos de Corte: Los esfuerzos de corte en las paredes del pozo son (Zhang, J. *et al.*, 2006):

$$\tau_{r\theta} = \tau_{rz} = 0 \quad (3.26)$$

$$\tau_{\theta z} = 2(\tau_{yz} \cos \theta - \tau_{xz} \sin \theta) \quad (3.27)$$

3.2.2.4 Estabilidad de hoyo: La estabilidad de hoyo se refiere a la prevención de falla por fractura o deformación plástica de la roca que se encuentra en los alrededores del pozo como resultado de los esfuerzos mecánicos o desbalance químico.

Los suelos y rocas en estado natural son sometidos a esfuerzos menores que la resistencia de la roca, por lo tanto existe un balance mecánico y químico que mantienen la formación en estado estable. A medida que la roca es perforada dicha estabilidad es alterada afectando los esfuerzos de compresión, tensión y corte, de la

misma manera se altera la química interna del pozo debido a la invasión de los fluidos de perforación. Bajo estas condiciones la roca puede tornarse inestable generando deformaciones en el pozo que son perjudiciales a corto y largo plazo.

- **Estabilidad mecánica:** La estabilidad mecánica se logra cuando los esfuerzos que actúan sobre el hoyo del pozo poseen valores muy similares. Teniendo el estado de esfuerzos del hoyo (tangencial, radial y axial), se puede utilizar el criterio de falla de Mohr-Coulomb para predecir el tipo de falla que podría ocurrir, utilizando la envolvente de estabilidad. Si el estado de esfuerzos cae por encima de la envolvente de estabilidad, la falla ocurrirá por corte. Si, por el contrario, este cae del lado izquierdo del eje de los esfuerzos cortantes y excede la resistencia a la tensión de la roca, la falla ocurrirá por tensión.

Peso del lodo: El peso de lodo es una de los principales parámetros de control de la estabilidad mecánica del hoyo. Éste afecta directamente la magnitud de los esfuerzos radial y tangencial. Incrementar el peso del lodo disminuye el esfuerzo tangencial y aumenta el esfuerzo radial, en cambio, si se disminuye el peso del lodo ocurrirá lo contrario en ambos esfuerzos. Existe un rango donde puede variarse el peso del lodo sin afectar la estabilidad mecánica, este rango se le denomina ventana de lodo. Dicha ventana de lodo posee un límite inferior y un límite superior, la cual garantiza estabilidad mecánica siempre y cuando el peso del lodo se mantenga entre ambos límites. En el caso que el peso del lodo caiga por debajo o por encima de los límites establecidas ocurrirá falla por compresión y tensión respectivamente (Zhang, J. et al. 2006).

En pozos muy inclinados, incluso cuando el pozo es perforado en la dirección del máximo esfuerzo horizontal, puede ocurrir que la presión máxima del lodo sea

incluso menor que la presión mínima requerida. En este caso no existe un peso de lodo que prevenga la falla por compresión o por tensión.

Permeabilidad y filtrado de lodo: El revoque, que es una acumulación de sólidos en las paredes del pozo, se considera un fenómeno estabilizador en formaciones permeables. La mejor condición para que ocurra este fenómeno es que el filtrado de lodo tenga la capacidad de aislar los fluidos presentes en el pozo de los fluidos en los poros adyacentes a la pared del hoyo. Sin la presencia del revoque, la presión de poro en las cercanías del hoyo aumenta hasta la presión hidrostática, por lo que el esfuerzo efectivo radial se vuelve nulo. A su vez el esfuerzo tangencial disminuye contribuyendo a que el estado de esfuerzos se desplaza hacia la izquierda en la envolvente de Mohr, disminuyendo la estabilidad de la formación.

Inclinación y dirección: La inclinación y dirección del pozo tiene un alto impacto en la estabilidad mecánica del hoyo ya que genera desigualdad en el esfuerzo tangencial y axial. Cuando los esfuerzos σ_H horizontales son iguales, en un pozo vertical hay una distribución uniforme del esfuerzo tangencial. Mientras se incrementa la inclinación del pozo, los esfuerzos tangenciales en la parte superior e inferior de las paredes del pozo disminuyen, mientras que en los puntos perpendiculares a estos, aumentan. Esta condición genera un cambio en el estado de esfuerzos.

Bajo condiciones de esfuerzo normal ($\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$) la estabilidad del hoyo es mayor si este es perforado verticalmente, por el contrario si los esfuerzos en la formación son transcurrentes ($\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$), los pozos verticales u horizontales serán más estables (Zhang, J. *et al.*, 2006).

Temperatura: Una diferencia de temperatura entre la formación y el fluido de perforación, al igual que ocurre en la mayoría de los materiales, produce una

expansión/encogimiento térmico en la roca. En un pozo perforado, la geometría del hoyo provee restricción para la expansión térmica en las direcciones de esfuerzo tangencial y axial (Fjaer, E. *et al.*, 2002).

Por lo tanto, la temperatura es un factor que debe ser tomado en cuenta al analizar estabilidad mecánica en el hoyo, debido a que una diferencia entre la temperatura de la formación y la temperatura del fluido de perforación puede alterar el estado de esfuerzos. La siguiente ecuación muestra cómo cambian el esfuerzo tangencial y axial debido al cambio de temperatura (Zhang, J. *et al.*, 2006):

$$\Delta\sigma_{\theta\theta} = \Delta\sigma_{zz} = \frac{E}{3(1-\nu)}\alpha_t(T_w - T_i) \quad (3.28)$$

Donde:

E = Módulo de Young.

ν = Relación de Poisson.

α_t = Coeficiente de expansión térmica.

T_w = Temperatura aplicada en las paredes del pozo. (°F)

T_i = Temperatura inicial de la formación.

Se puede observar de la ecuación anterior que si la temperatura del fluido de perforación es mayor que la temperatura de la formación, entonces habrá un aumento de igual magnitud en el esfuerzo axial y tangencial respectivamente. Si por el contrario la temperatura del fluido de perforación es menor que la temperatura de la formación, habrá entonces una disminución del esfuerzo axial y tangencial. La inclinación del pozo es un aspecto que también debe tomarse en cuenta, debido a que en pozos perforados verticalmente la influencia del cambio de esfuerzos debido a la

temperatura es más representativo que en pozos inclinados, ya que para pozos verticales el campo de esfuerzos inicial es mucho menor que en pozos inclinados (Yu, M. *et al.*, 2001).

Presión: La presión juega un papel importante en el cambio de los esfuerzos en las paredes del pozo, al igual que la temperatura existe una ecuación que relaciona las propiedades mecánicas de la formación y el cambio de presión con los esfuerzos presentes en él. La siguiente ecuación muestra cómo cambian el esfuerzo tangencial y axial debido a cambios de presión (Zhang, J. *et al.*, 2006):

$$\Delta\sigma_{\theta\theta} = \Delta\sigma_{zz} = \frac{\alpha_p(1-2\nu)}{1-\nu}(P_w - P_i) \quad (3.29)$$

Donde:

α_p = Constante de Biot.

P_w = Presión aplicada a las paredes del pozo.

P_i = Presión inicial de la formación (presión de poro). (Pa)

- Estabilidad química: La estabilidad química es el control que debe tenerse debido a la interacción que existe entre el fluido de perforación y la roca. Las lutitas representan uno de los principales problemas en cuanto a estabilidad química se refiere debido a su interacción al ser invadidas por el fluido de perforación, más específicamente debido a su sensibilidad al agua contenida en ellos. Una de la particularidad acerca de la estabilidad química es que, a diferencia de la estabilidad mecánica, es dependiente del tiempo por lo que cambia constantemente (Zhang, J. *et al.*, 2006).

Ósmosis: La ósmosis es causada por el desbalance de la concentración de sal que existe entre el agua presente en el fluido de perforación y el agua de la formación. Éste proceso ocurre debido a que las lutitas actúan como una membrana semi-permeable que permite únicamente el transporte de agua. El agua se traslada desde un medio de baja salinidad hacia uno de alta salinidad hasta que existe un balance en las salinidades. En la mayoría de los casos se recomienda utilizar fluidos de perforación con alto contenido iónico (base-sal) para prevenir que el agua ingrese a la formación y produzca cambios en la estructura interna de la misma, alterando sus propiedades mecánicas. (Zhang, J. *et al.*, 2006).

Difusión de presión: La difusión de presión es el cambio que ocurre en la presión de poro a medida que el tiempo transcurre luego de que el pozo es perforado, el tiempo de difusión dependerá de la permeabilidad en la lutita, y la diferencia de presión entre la presión de poro y la presión que ejerce el fluido de perforación sobre las paredes del hoyo. Este fenómeno ocurre cuando la presión de sobrecarga y osmótica conducen un frente de presión a través de los poros, incrementando la presión de poro del fluido hacia la formación. Esta presión que entra genera una condición de inestabilidad en los alrededores del hoyo, que reduce la resistencia al corte de la roca. (Amoco, P. 1996).

Hidratación e hinchamiento: Las lutitas en estado natural, luego de haber sido depositadas millones de años atrás, se encuentran deshidratadas debido al esfuerzo litostático que actúa sobre ellas, condición que permite que los minerales restantes se cementen y unan su estructura laminar. Cuando una formación de lutitas es perforada, el agua contenida en el fluido de perforación penetra en la formación destruyendo así el cemento natural. Luego de un tiempo la lutita absorbe grandes cantidades de agua y su volumen aumenta. El aumento en el volumen de poros produce aumentos en el esfuerzo tangencial y axial en las paredes del pozo.

3.2.3 Geología petrolera

3.2.3.1 Migración: La migración es un fenómeno que se define como la expulsión del hidrocarburo de la roca madre hacia una trampa donde éste es alojado posteriormente. La migración se divide en migración primaria (expulsión desde la roca madre) y migración secundaria (recorrido hacia la roca reservorio) (Schlumberger, 2004).

- **Migración primaria:** en la geología petrolera, es aún un tema del cual hay poco conocimiento. Esto se debe a las limitantes de los pozos y la poca permeabilidad de las formaciones lutíticas que crean sellos que dificultan la expulsión de hidrocarburos. La compactación por su parte puede causar un aumento significativo en la presión de poro lo que induce fracturas en la roca facilitando la formación de canales de expulsión de hidrocarburos.

- **Migración secundaria:** es el desplazamiento del petróleo a través de zonas porosas y permeables gracias al principio de flotación, la diferencia entre densidades de los fluidos (agua y petróleo), la presión capilar y las leyes de hidrodinámica.

3.2.3.2 Roca reservorio: Las rocas que contienen yacimientos petroleros tienen una característica fundamental que, en la mayoría de los casos, es indispensable para poder alojar hidrocarburos. Dicha característica es que la roca debe ser porosa y permeable como es el caso de las areniscas cuya permeabilidad y porosidad total se encuentra entre los 50-600 milidarcys y 10-20% respectivamente.

3.2.3.3 Trampas: Las trampas son acumulaciones de hidrocarburos, que se forman gracias a la presencia de rocas ricas en material orgánico, que poseen mecanismos de sellado que evitan la migración de hidrocarburos hacia otras localidades. Las trampas geológicas pueden ser: estructurales, estratigráficas, o una combinación de ambas (Baker Hughes Inc., 2002).

- **Trampas estructurales:** Las trampas estructurales son las más comunes y resultan de cambios en la estructura o arquitectura de los estratos como resultado de la tectónica de placas y de los factores que originan la acumulación. Entre las principales trampas estructurales se encuentran (Schlumberger, 2004). (Figura 3.8).

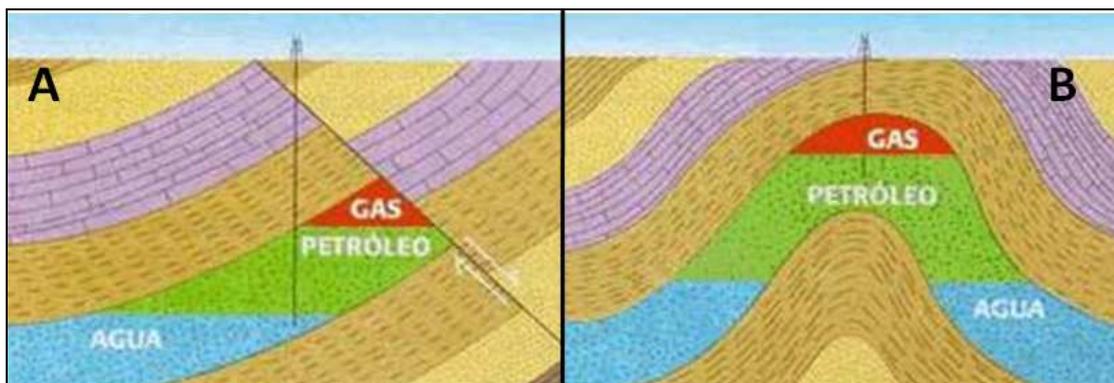


Figura 3.8 Trampas estructurales: A) Falla, B) Anticlinal. (Baker Hughes Inc., 2002).

Anticlinal: se forman por el efecto de compresión en los márgenes continentales, salvo algunas excepciones. Existen muchos tipos de plegamientos, pero frecuentemente se forman por fallas inversas. Los anticlinales pueden medir desde cientos de metros hasta algunos kilómetros.

Falla: son estructuras muy características en las acumulaciones de hidrocarburos ya que tienden a sellar los yacimientos. Existen tres tipos de fallas: las

normales, inversas y transcurrentes. La figura siguiente muestra los tres tipos de fallas. (Figura 3.9).

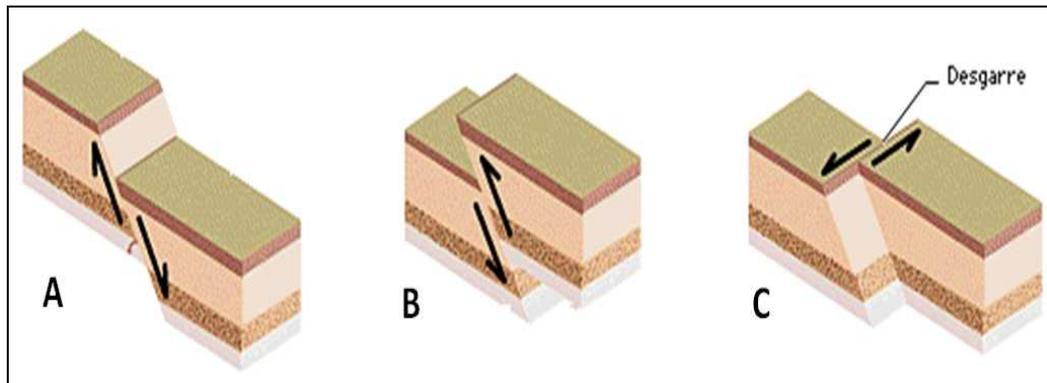


Figura 3.9 Tipos de fallas comunes. A) Normal, B) Inversa, C) Transcurrente. Schlumberger, (2004).

- Trampas estratigráficas: Las trampas estratigráficas se forman cuando hay cambios laterales notables en las características de la roca y también cambios verticales en la litología. Estas trampas generalmente son muy difíciles de identificar debido a su proceso de origen.

3.2.3.4 Sellos: La roca del yacimiento debe poseer mecanismos de sellado de manera tal que evite la migración del hidrocarburo hacia otras localidades fuera de los límites del yacimiento, estos mecanismos generalmente son rocas o formaciones impermeables. Algunas rocas, por su condición de baja permeabilidad, son materiales que cumplen con las condiciones óptimas para sellar un yacimiento como es el caso de las lutitas, evaporitas y los carbonos cristalinos no fracturados. En el caso de que existan anticlinales, el sellado debe ser de carácter vertical, mientras en las fallas y trampas estratigráficas la roca sello debe ser tanto vertical como lateral.

3.2.4 Rocas y minerales

Las rocas son materiales geológicos conformados por masa de material natural, cuya principal característica es la existencia de una fuerza molecular entre dichos materiales capaces de mantener una estructura definida. Los suelos, en cambio, son aglomerados relativamente sueltos compuestos por minerales, materia orgánica y sedimentos. En la industria del petróleo, debido a la frecuencia de trabajar con rocas, a los suelos se les conoce como rocas no consolidadas (Vásquez, A. 2000).

Los minerales son más bien sólidos inorgánicos con un arreglo interno de átomos o iones y una composición química específica. Algunos de ellos son elementos puros como el oro, azufre o diamante, mientras que otros son compuestos simples (Cloruro de Sodio) o más complejos con una estructura geométrica cristalina (Coch, N. y Ludman, A. 1991).

3.2.4.1 Clasificación de las rocas: Las rocas se clasifican en tres grandes grupos dependiendo de sus propiedades. Dichas propiedades dependen de las siguientes características: estructura primaria y composición mineral, grado y naturaleza de las alteraciones, características estructurales de fortaleza y debilidad, efecto debilitador de la meteorización, procesos persistentes causantes de otros cambios y características superficiales. De tal manera las rocas se clasifican en: rocas ígneas, sedimentarias y metamórficas. En este estudio se trabajará con las rocas sedimentarias en su mayoría, por tal razón serán explicadas con mayor detalle.

- Rocas sedimentarias: Las rocas sedimentarias son el resultado de la meteorización mecánica y química de rocas preexistentes. La meteorización es un proceso en el cual la roca es desintegrada y descompuesta mediante la acción de agentes atmosféricos (Tarbuck, E. y Lutgens, F. 1999).

Estas rocas son transportada por la acción de los ríos, glaciares, corrientes oceánicas y el viento hacia nuevas localidades donde son depositadas en forma de sedimentos, que luego con el transcurso del tiempo son endurecidos gracias a agentes cementantes (minerales) transportados por las aguas en el subsuelo que unen los granos individuales. Los sedimentos muy finos, que tienden a acumularse en las zonas profundas, son transformados en roca por el peso de los depósitos suprayacentes que compactan los granos (Leet, L. y Judson, S. 1977).

La característica más peculiar de las rocas sedimentarias, a diferencia de las rocas ígneas, es que éstas se depositan en capas individuales superpuestas denominadas estratos, esta estratificación es el aspecto más predominante de las rocas sedimentarias.

Tipos de rocas sedimentarias: Los sedimentos presentes en las rocas sedimentarias tienen dos orígenes principales. Si los sedimentos provienen de la acumulación de material transportado debido a la meteorización mecánica y química, entonces se forman las denominadas rocas sedimentarias detríticas. Por el contrario si la meteorización es puramente química y los sedimentos disueltos precipitan mediante procesos orgánicos o inorgánicos se forman entonces rocas sedimentarias químicas (Tarbuck, E. y Lutgens, F. 1999).

- Clasificación de las rocas sedimentarias: La siguiente tabla muestra la clasificación de las rocas sedimentarias, las rocas detríticas se clasifican según el tamaño del clasto, mientras que las rocas químicas según su procedencia, (Tabla 3.1).

Tabla 3.1 Clasificación de las rocas sedimentarias según su procedencia.
(Tarbuck, E. y Lutgens, F. 1999).

ROCAS DETRÍTICAS			
Textura	Nombre del sedimento/Tamaño del clasto	Característica	Nombre de la roca
Clástica	Grava / > 2mm	Fragmentos redondeados Fragmentos angulosos	Conglomerado Brecha
	Arena / 3/14 – 2mm	Predomina el cuarzo Cuarzo con abundante feldespato Color oscuro; Cuarzo con abundante feldespato, arcilla y fragmentos de roca	Cuarzoarenita Arcosa Grauvaca
	Arcilla / < 2/14mm	Se separa en finas capas Se rompe en bloques o trozos	Lutita (fisil) Lutita (shale)
ROCAS QUÍMICAS			
Grupo	Textura	Composición	Nombre de la roca
Inorgánico	Clástica o no clástica	Calcita CaCO_3	Calcita
	No clástica	Dolomita	Dolomita
	No clástica	Cuarzo microcristalino	Silex
	No clástica	$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$	
Bioquímico	Clástica o no clástica	Halita NaCl	Sal de roca
	No clástica	Yeso $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	Yeso
	No clástica	Calcita CaCO_3	Calcita
	No clástica	Cuarzo microcristalino SiO_2	Silex
		Restos vegetales alterados	Carbón

Rocas sedimentarias detríticas: Las rocas sedimentarias detríticas están conformadas principalmente por minerales de arcilla (provenientes de la meteorización química de los silicatos) y cuarzo (provenientes de la meteorización del granito). Otros minerales presentes en este tipo de rocas son las micas y los feldespatos.

1. Areniscas: La arenisca está conformada por la consolidación de granos individuales del tamaño de la arena y ésta puede ser de grano fino, medio o grueso. Dependiendo de su composición existen tres tipos de areniscas predominantes: la cuarzo arenita, compuesta principalmente de cuarzo; la arcosa, que está compuesta

por cuarzo con abundante feldespatos; y la grauvaca que es una mezcla de cuarzo, feldespato, fragmentos de roca y arcilla (Leet, L. y Judson, S. 1977).

La arenisca es la roca sedimentaria más abundante después de la lutita y constituye aproximadamente el 20% de todo el grupo (Tarbuck, E. y Lutgens, F. 1999).

La forma de los granos de la arenisca define mucho sobre su historia. Este hecho depende en gran parte de cómo dichos granos fueron transportados y la presencia o no de otros clastos durante su transporte que ayudaron a redondear sus bordes. La redondez es un buen indicativo para reconocer ciertas características de las areniscas, si los granos fueron transportados por agua o aire, éstos serán más redondeados dependiendo de la distancia de dicho transporte. En el caso de granos muy angulosos es probable que estos hayan sido transportados cortas distancias y por medios distintos al agua o al aire (glaciares). También mientras mayor sea la distancia recorrida, los minerales más débiles e inestables tenderán a desaparecer de la estructura original (Leet, L. y Judson, S. 1977).

2. Lutitas: Es una roca sedimentaria compuesta por partículas del tamaño de la arcilla y del limo, las partículas son tan pequeñas que las lutitas están entre las rocas sedimentarias más difíciles de estudiar. Estas rocas son el producto de la sedimentación gradual de corrientes no turbulentas (lagos, llanuras de inundación de ríos, lagunas y cuencas oceánicas profundas), que mantienen suspendidas las partículas de tamaño arcilloso hasta que éstas se depositan para formar agregados mayores (Tarbuck, E. y Lutgens, F. 1999).

La composición química en una lutita es información adicional que debe tomarse en cuenta, su color es un indicativo de dicha composición. En el caso de que el color sea: amarillo marrón la lutita posee bajo nivel de hierro y materia orgánica;

rojo-verde implica alto contenido de hierro y bajo contenido de materia orgánica; y gris-negro hay gran contenido de materia orgánica (Carbono) (Baker Hughes Inc., 2002).

Las lutitas con alto contenido de materia orgánica indican que dicha sedimentación se produjo en ambientes pobres en oxígeno que evitaron la oxidación y descomposición de dicha materia orgánica. La porosidad efectiva de los sedimentos lutíticos es nula y su permeabilidad es muy baja, en la mayoría de los casos nula. A pesar de ello las zonas frágiles pueden fracturarse, y cuando esto ocurre en los sedimentos ricos en materia orgánica algunas veces se puede producir hidrocarburos. La incapacidad del agua para penetrar en los espacios porosos diminutos de la lutita explica la formación de barreras por debajo de la superficie que evita el movimiento de fluidos como agua o petróleo (formación de sellos). Las formaciones de lutita bloquean el descenso de las aguas subterráneas y el ascenso de los depósitos de hidrocarburo (Tarbuck, E. y Lutgens, F. 1999).

Rocas sedimentarias químicas: Contrario a las rocas sedimentarias detríticas, los sedimentos químicos, son el resultado de material que es trasladado como solución hacia los lagos y mares. Dichos sedimentos precipitan con el transcurso del tiempo y se convierten en rocas. La cristalización de las rocas sedimentarias químicas es el resultado de dos procesos predominantes, el inorgánico y el bioquímico. El proceso inorgánico resulta de procesos evaporativos (sal resultante de la evaporación de aguas marinas) o químicos (formaciones de estalactitas y estalagmitas en cavernas), mientras que el proceso bioquímico resulta de la transformación de minerales por organismos acuáticos en conchas u otros elementos duros que se depositan en el fondo en forma de sedimentos.

- Descripción de los minerales de arcilla: Los minerales de las arcillas son, “silicatos hídricos de alúmina, y, ocasionalmente, silicatos hídricos de magnesio o de hierro. Son cristalinos salvo raras excepciones”. La estructura enrejada de los minerales de las arcillas constituyen la base esencial de su clasificación en tres grupos principales, que son: las caolinitas, las montmorillonitas, y las ilitas. Además se dará una breve explicación de la esmectita y la clorita debido a su interés en este estudio.

Caolinita: Están formadas por una lámina de sílice tetraédrica y una lámina de alúmina octaédrica. Son arcillas muy estables debido a que evitan la entrada de agua gracias a su estructura, lo que evita su hinchamiento producto de la saturación. Las caolinitas poseen un comportamiento moderadamente plástico cuando están húmedas y un coeficiente de fricción bastante alto si se compara con cualquier otro mineral arcilloso.

Montmorillonita: Las montmorillonitas están compuestas por una lámina de alúmina octaédrica entre dos láminas tetraédricas de sílice. Son arcillas inestables en presencia de agua, la cual provoca su hinchamiento y expansión al ser saturadas y agrietamiento y encogimiento al secarse. Las montmorillonitas poseen alta plasticidad y un bajo coeficiente de fricción interna. Una clase de Montmorillonita muy conocida es la bentonita que se forma, en la mayoría de los casos, a partir de ceniza volcánica y posee gran capacidad de dilatación que le hace ideal para impedir fugas en depósitos y canales.

Iilita: Las ilitas poseen una estructura análoga a la de la montmorillonita a excepción de algunos cambios en su composición química, sus partículas generalmente forman agregados. Este tipo de arcillas posee una capacidad de hidratación más limitada y por lo tanto son menos susceptibles a la expansión y el

hinchamiento, por otro lado poseen un coeficiente de fricción interno menor que el de las montmorillonitas.

Esmectita: La esmectita es uno de los minerales de arcilla con mayor capacidad de intercambio catiónico. Su capacidad de absorción de agua u otras moléculas en su espacio inter-laminar es una de sus principales características, lo cual las hace muy susceptibles a la hidratación y deshidratación, especialmente cuando el catión interlaminar es el sodio donde puede producirse la completa disociación de sus cristales individuales.

Clorita: La clorita es un mineral compuesto de un silicato y un aluminato (aluminosilicatos), conforma al grupo de los filosilicatos, cuya elemento predominante es el hierro y algunas veces otros metales como el magnesio. Su dureza es relativamente baja, al igual que su peso específico y son capaces de incluir cationes hidratados, agua y distintos líquidos polares en su espacio interlaminar, dando lugar al fenómeno de hinchamiento. Las cloritas se caracterizan por su coloración verde.

3.2.5 Propiedades de las rocas y minerales

3.2.5.1 Porosidad: La porosidad total de una roca es la relación que existe entre el volumen de poros en el interior de la matriz y el volumen total de la roca. Ésta depende principalmente del arreglo y la forma de los granos de la roca. En la práctica, y en la mayoría de los casos es importante obtener una porosidad efectiva que a diferencia de la porosidad total toma en cuenta únicamente los poros interconectados y no los poros aislados. Por lo tanto, la porosidad total (ϕ) y la porosidad efectiva (e) se expresan en términos porcentuales (Baker Hughes Inc., 2002). (Figura 3.10).

$$\phi = \frac{Vol.Poros}{Vol.Total} \times 100 \quad (3.30)$$

$$\phi = \frac{Vol.PorosInt}{Vol.Total} \times 100 \quad (3.31)$$

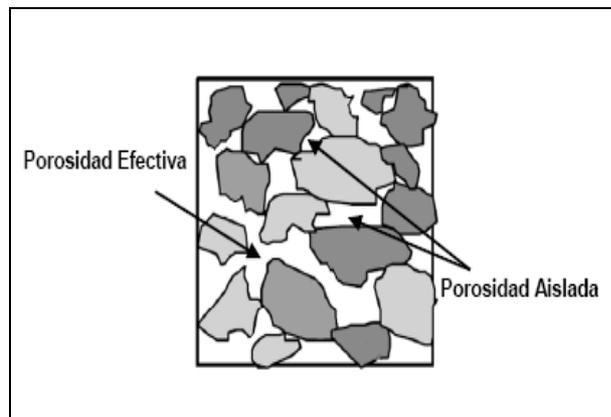


Figura 3.10 Porosidad efectiva vs porosidad aislada. (Modificado de Baker Hughes Inc., 2002).

3.2.5.2 Permeabilidad: La permeabilidad es la facilidad con la que un fluido atraviesa los poros interconectados de la roca, esto es de gran importancia ya que permite estimar la producción de fluidos en el yacimiento. La permeabilidad depende principalmente del tamaño de los poros, grado y tamaño de la conexión entre poros y grado y tipo de material cementante entre los granos de la roca. La permeabilidad puede obtenerse experimentalmente gracias a la siguiente ecuación deducida por Henri d'Arcy en 1856:

$$k = \frac{Q\mu \Delta P}{A L} \quad (3.32)$$

Donde:

k = Permeabilidad (Darcy).

Q = Flujo por unidad de tiempo (cm/s).

μ = Viscosidad del fluido (cp).

A = Área de la sección transversal de la roca (cm²).

L = Longitud de la roca (cm).

ΔP = Caída de presión (cm).

En el caso de un núcleo geológico la permeabilidad se determina fácilmente ya que las dimensiones son conocidas, la viscosidad del fluido se determina mediante otros ensayos y los parámetros de flujo y caída de presión son fáciles de medir. La siguiente figura muestra los parámetros mencionados en la ecuación anterior, aplicado a un núcleo de muestra. (Figura 3.11).

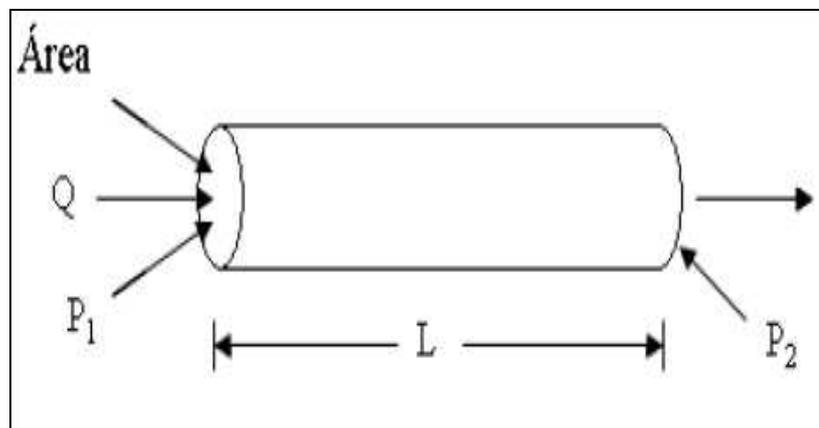


Figura 3.11 Determinación de la permeabilidad utilizando una muestra de núcleo geológico. (Modificado de Baker Hughes Inc., 2002).

3.2.5.3 Densidad: La densidad es la relación que existe entre la masa de una roca y el volumen que ocupa dicha masa. La densidad de una roca depende de sus elementos constituyentes, su porosidad y la cantidad de agua presente en sus poros, rocas con contenidos metálicos poseen densidades elevadas (rocas ígneas y metamórficas) mientras que las rocas sedimentarias poseen densidades inferiores.

3.2.5.4 Absorción agua absorbida: El agua de absorción representa toda el agua atraída por la roca cuando es sumergida en dicho fluido. La absorción puede estar influenciada por la cantidad de aire en el interior de la roca que al encontrarse atrapado dentro de sus poros no permite que estos se llenen en su totalidad de agua. Otro aspecto importante que debe tomarse cuenta es que la presencia de arcilla al entrar en contacto con el agua se dilata taponando los poros y restringiendo la entrada de agua.

3.2.5.5 Saturación de fluido: La saturación de fluido es la relación que existe entre el volumen de fluido y el volumen de los poros en los que reside dicho fluido. En yacimientos con hidrocarburos hay presencia de petróleo, gas (incluyendo aire) o una mezcla de ambos. Si tomamos en cuenta la saturación de los fluidos presentes en los poros de una roca se cumple lo siguiente (Baker Hughes Inc., 2002):

$$S_o, S_g, S_w = 100\% \quad (3.33)$$

Donde: S_o , S_g , S_w , son las saturaciones de petróleo, gas y agua, respectivamente en términos porcentuales.

3.2.6 Registros petrofísicos

Los registros petrofísicos de pozo se obtienen mediante herramientas diseñadas específicamente para medir distintos datos en el interior del pozo perforado previamente. Las herramientas utilizadas están en contacto con la superficie mediante una guaya conectada a un equipo de medición en tierra y cuyos datos son almacenados para su posterior procesamiento. A partir de dichos registros, y conjuntamente con la utilización de núcleos geológicos, se puede definir porosidad, volumen de sólidos, litología, presencia de agua, petróleo o gas, y estimar permeabilidad, sobre-presión, entre otros parámetros (Baker Hughes Inc., 2002).

Estos análisis generalmente se realizan en un pozo a la vez, pero si este se hace a un conjunto de pozos en una zona geográfica determinada, estos registros resultan muy útiles como herramienta geológica para determinar: estructura local, estratigrafía y geometría del yacimiento.

3.2.6.1 Caliper: El registro Caliper da una medida del tamaño del hoyo (diámetro) por medio de una herramienta que permite definir la forma y cambios que ocurren en el pozo luego de haber sido perforado y determinar condiciones cuantitativas del hoyo (identificar revoque, cavidades e imperfecciones en las paredes del pozo). Gracias a la identificación de dichas características, los ingenieros pueden calcular el volumen necesario para cementar el pozo. La unidad de medición del registro de Caliper es la pulgada (pulg.).

3.2.6.2 Rayos Gamma: Los materiales geológicos emiten radiaciones naturales de elementos inestables (rayos alfa, beta y gamma). Bajo las condiciones de un pozo, los únicos elementos que pueden detectarse son los rayos gamma, y en formaciones geológicas, los núcleos más abundantes y de interés son los de la forma: (1) uranio-radio, (2) torio, y (3) radio-potasio (Western Atlas International, 1974). Gracias a su

principio de funcionamiento, el registro de Rayos Gamma (GR) da una medida de la radioactividad innata que poseen todas las rocas, gracias a los elementos de Potasio, Uranio y/o Torio contenidos en ellas, en el caso de las rocas sedimentarias generalmente se asocia una alta radiactividad a formaciones con contenidos arcillosos (lutitas) mientras que una baja radioactividad a capas de arenas limpias sin contenidos de arcilla (Baker Hughes Inc., 2002).

El registro de GR es útil para determinar el porcentaje de volumen de arcilla presente en la formación. Por lo general las formaciones lutíticas son asociados a medidas de Rayos Gamma que oscilan entre 100 y 140 API, mientras que las formaciones de arenas limpias entre 5 y 30 API. Es importante destacar que esta suposición no siempre es válida debido a que en algunos casos existen agentes radioactivos que pueden alterar la precisión de los datos sin implicar necesariamente la presencia de minerales de arcillas.

Una particularidad de la medición de rayos gamma es la posibilidad de obtener la radiación de cada elemento de potasio, uranio y torio mediante espectrometría de rayos gamma. El registro de GR tiene la ventaja de que puede tomar mediciones incluso en pozos con recubrimiento sin afectar la medición, a excepción de cuando se utiliza recubrimientos de acero, en donde los valores registrados se reducen en un 30%. El equipo de GR posee una resolución vertical de aproximadamente 1 pie (30 cm.) y la unidad de medición se denomina “unidad API de rayos gamma” y es denota como API. Estos registros se presentan en una escala lineal. (Baker Hughes Inc., 2002).

3.2.6.3 Resistividad: El registro de resistividad mide, mediante conductividad eléctrica, cuan resistiva es la roca para permitir el flujo de corriente a través de ella. La resistividad es directamente proporcional a la resistencia eléctrica del material (roca) y a un factor geométrico que depende de la longitud y el área. La unidad de

medida de la resistividad es ohmio-metro y se presenta en la mayoría de los casos bajo una escala logarítmica. La medición de la resistividad es de gran utilidad debido a tres aspectos fundamentales existentes en el subsuelo: (1) las rocas son materiales aislantes (alta resistividad), (2) los fluidos son materiales conductivos (baja resistividad), y (3) los hidrocarburos son fluidos aislantes (alta resistividad), lo que permite así detectar fácilmente zonas con presencia de hidrocarburos.

3.2.6.4 Neutrónico: El registro Neutrónico responde al comportamiento de la formación al ser bombardeada por neutrones. Una fuente química de neutrones emite un flujo continuo de éstos en el interior del pozo, en donde la energía absorbida por la formación es luego registrada por un detector de radiación que percibe los neutrones de baja energía y las radiaciones gamma. El detector da una medición de la cantidad de hidrógeno en la formación lo cual es proporcional a la porosidad de la misma, ya que los fluidos contenidos en los espacios porosos en la formación están compuestos principalmente de hidrógeno (agua residual, hidrocarburo). Debido a que el registro neutrónico mide la pérdida de energía de los neutrones, una caída en la medición neutrónica es un indicativo de presencia de zonas con gran porosidad. (Western Atlas International, 1974).

El registro Neutrónico es una herramienta cuya principal función es identificar rocas porosas obteniéndose valores muy precisos de la porosidad, sobre todo si la formación presenta bajo contenido de lutitas. Si por otro lado existe presencia de gas en los poros o de formaciones arcillosas, y no se conoce la litología, se deben tomar en cuenta ciertas consideraciones para evitar estimaciones erróneas que pueden dar valores poco precisos para el cálculo de la porosidad (Baker Hughes Inc., 2002). La unidad de medición del registro neutrónico es la “Unidad Neutrónica API” (Western Atlas International, 1974), pero en los registros se muestra como el porcentaje de porosidad de la formación, tomando como base una litología de referencia que en la

mayoría de los casos es la caliza. Estos valores de porosidad pueden ser convertidos a la litología dominante en la región por medio del uso de relaciones empíricas o tablas.

3.2.6.5 Densidad y factor fotoeléctrico: El registro de Densidad es uno de las mediciones más sensibles a la porosidad de la formación y de éste se puede obtener la densidad aparente de la roca, la cual es la densidad total de la roca incluyendo la matriz sólida, los espacios vacíos entre granos y el fluido encapsulado en los poros de la misma. Por lo tanto el registro de densidad es usado para calcular la porosidad indirectamente y puede ser utilizado para identificar ciertos minerales.

El principio de funcionamiento de la herramienta consiste en bombardear la formación con rayos gamma enfocados energía media-baja midiendo así la atenuación entre la fuente de la herramienta y los detectores. Dicha atenuación es función de la cantidad de electrones presentes en la formación (densidad de electrones) los cuales están estrechamente relacionados con la densidad de la formación. La unidad registrada en el registro de densidad es gramos por centímetro cúbico (g/cm^3) y los registros se presentan en una escala que va de 1,65 a 2,65 g/cm^3 , dependiendo de la litología. El registro del factor foto-eléctrico muestra el coeficiente de absorción foto-eléctrico el cual depende del número atómico promedio y la constitución de la formación. Es usado principalmente para indicar el tipo de litología. La unidad de medición es el barn por electrón (b/e) en donde $1 \text{ barn} = 10^{-24} \text{ cm}^2$ y el rango de presentación va entre 0 y 20 b/e.

3.2.6.6 Acústico: El registro acústico ofrece una medición del tiempo de tránsito en la formación, valor que representa la capacidad que posee la formación de transmitir ondas sínicas. La herramienta funciona emitiendo ondas sínicas desde uno o dos transmisores las cuales son registradas posteriormente por uno o más receptores cuyas distancias son conocidas. La onda emitida atraviesa el fluido y se refracta en la pared del pozo y luego se refleja de nuevo hacia los receptores. Si se conoce la litología y el

tipo de fluido, se puede estimar la porosidad empíricamente. Las unidades típicas del tiempo de tránsito en un registro acústico es el microsegundo (μseg). (Baker Hughes Inc., 2002).

Generalmente los resultados luego del procesamiento de un registro acústico se presentan como el inverso de la velocidad y se denomina lentitud de onda acústica cuya unidad es el microsegundo por pie ($\mu\text{seg}/\text{pie}$). Existen tres tipos de ondas que pueden obtenerse a través de un registro acústico, las ondas P, S y las *Stoneley* (ver figura siguiente), pero sólo las dos primeras serán de utilidad durante este estudio. Las ondas P y S también se conocen como onda compresional y de corte respectivamente. Las ondas compresionales son ondas elásticas o sónicas cuyas partículas oscilan en la dirección de propagación de la onda, mientras que las ondas de corte son ondas elásticas cuyas partículas oscilan perpendiculares a la dirección de propagación de la onda (Schlumberger, 2004). (Figura 3.12).

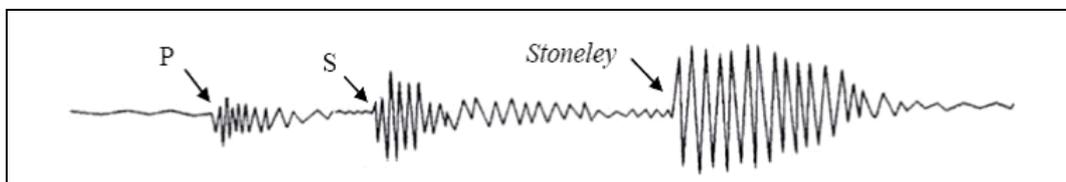


Figura 3.12 Representación de un tren de ondas obtenido mediante un registro acústico (Schlumberger, 2008).

Las ondas P y S obtenidas a través de registros acústicos son una herramienta fundamental en la evaluación geomecánica de la formación ya que permiten estimar las propiedades mecánicas dinámicas de la roca (módulos dinámicos). Las propiedades que se pueden obtener son: el modulo de corte, la relación de Poisson, las constante de Lamé, los módulos de Young y compresibilidad (Vásquez, A. 2000).

3.2.6.7 Registro de Imagen: El registro de imagen es una herramienta muy versátil que en vez de tomar una única medida en el pozo, es capaz de tomar varias de ellas para luego por medio de procesamiento computarizado crear una imagen de las paredes del mismo. Una de las particularidades del registro de imagen es su resolución vertical que, a diferencia de los demás registros, está en el orden de las décimas de pulgadas lográndose en algunos casos tomar hasta 60.000 datos por cada metro recorrido en el pozo. Existen dos tipos de registros de imagen, las creadas a partir de reflexión acústica y por medio de resistividad eléctrica.

Las herramientas de imagen acústica envían y registran pulsos ultrasónicos hacia y desde la pared del hoyo respectivamente, creando así una imagen que cubre toda la circunferencia y pueden ser utilizadas en pozos con cualquier tipo de fluido de perforación. Por otro lado la herramienta de imagen eléctrica resulta de la respuesta eléctrica proveniente de la formación, ésta funciona con una serie de patines que se colocan en contacto con las paredes del hoyo contando cada uno de ellos con un arreglo de varios electrodos.

La herramienta de imagen eléctrica posee una excelente resolución vertical a pesar de que presenta ciertas desventajas, una de ellas es que el espacio entre los patines deja una brecha donde no existe medición (obteniéndose imágenes únicamente de un porcentaje de la totalidad del hoyo) y sólo pueden funcionar en lodos de perforación a base de agua. La presentación estándar del registro de imagen viene en formato de hoyo desenrollado (*unwrapped borehole*) como se muestra en la figura #15, y se orienta desde un azimut de cero grados hasta completar la circunferencia (Figura 3.13).

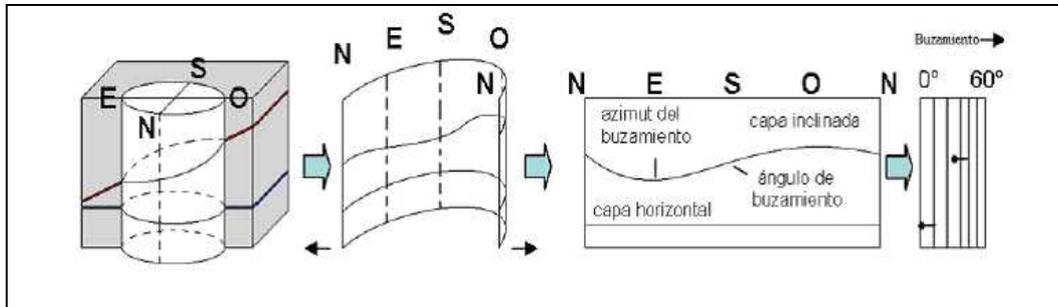


Figura 3.13 Presentación típica del registro de imagen (Schlumberger, 2004).

Es importante tomar en cuenta, tal como se ve en la figura anterior, que debido a la proyección geométrica existen distorsiones entre lo que se observa en el registro y lo que se vería realmente en el subsuelo, en el caso de rasgos horizontales o verticales no habrá diferencia alguna, mientras que si existen superficies inclinadas éstas se verán como una línea sinusoidal de donde se puede obtener el ángulo y dirección del buzamiento de las capas.

3.2.6.8 Registro mineralógico de espectroscopia elemental: El registro mineralógico de espectroscopia elemental es una herramienta relativamente nueva que fue introducida en el mercado de perfilaje de pozos en el año 2006. Ésta permite determinar características químicas de la formación estimando la proporción en peso de los siguientes elementos: Al, C, Ca, Fe, Gd, K, Mg, Mn, S, Si, Th, Ti y U. De esta manera es posible estimar la composición mineralógica (Dugarte, J. 2008).

La herramienta funciona bombardeando la formación con neutrones de alta energía mediante una fuente electrónica, dicha energía, al esparcirse por los alrededores es absorbida por los átomos de los distintos elementos presentes, emitiendo así rayos gamma con energías características. Estas energías características son medidas con un detector electrónico que capturan el espectro de energía de los rayos gamma. El espectro se analiza aplicando un algoritmo de ajuste de inversión de matriz espectral, permitiendo así separar la respuesta total en componentes de

elementos individuales. Basado en la composición química de la formación, cada intervalo de profundidad, es clasificado según cinco categorías: Arenas, lutitas, carbones, carbonatos y evaporitas mediante diagramas ternarios. Esta clasificación a su vez se divide en categorías más específicas. (Pemper, R. 2006). (Figura 3.14).

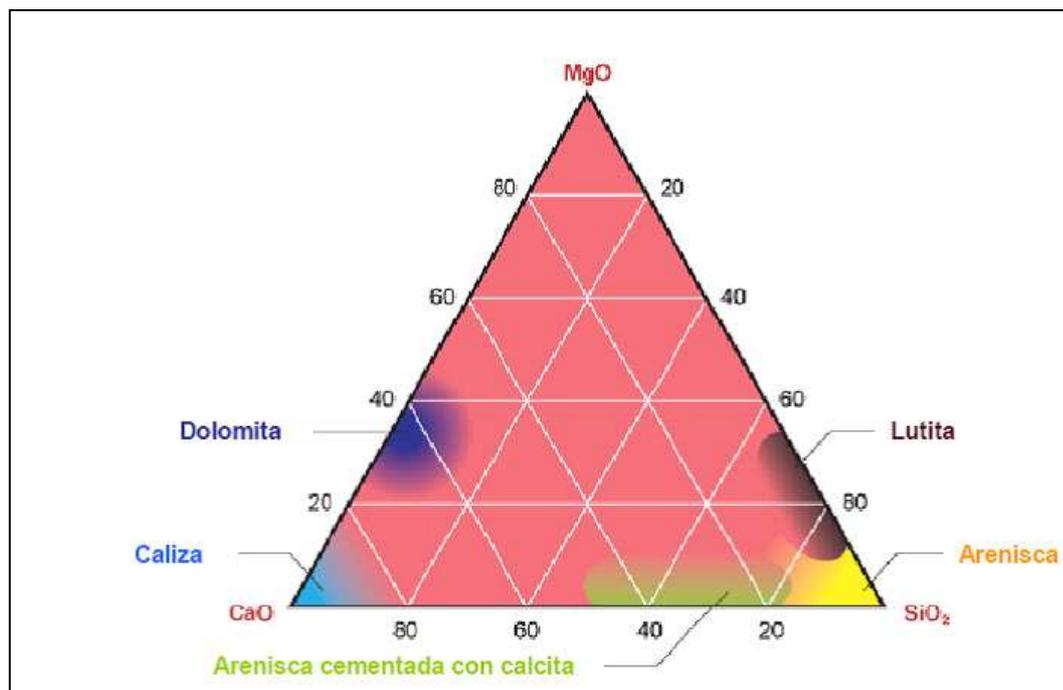


Figura 3.14 Diagrama ternario (Modificado de Pemper, R. 2006).

Finalmente, otros diagramas ternarios y relaciones elementales, son utilizados para desarrollar la mineralogía a partir de resultados de núcleos existentes en la literatura y muestras de núcleos estudiadas. De esta manera se puede estimar el porcentaje en peso de los distintos minerales presentes en la formación.

3.2.7 Métodos de extracción en yacimientos extrapesados

La región de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) está conformada en su mayoría por yacimientos suaves de arenas no consolidadas de la edad del mioceno. Las primeras campañas de exploración se llevaron a cabo en el año 1979, en donde se perforaron 662 pozos en un área de 54.000 Km² y se descubrieron yacimientos petroleros de manera satisfactoria (Uzcátegui, E. 2001).

A principios de la década de los noventa se utilizó por primera vez pozos perforados horizontalmente de manera exitosa, dando apertura a los proyectos de la época y a futuro. Los primeros pozos poseían una longitud horizontal entre 500 y 1000 m aproximadamente y su utilización radica en la presencia de topografías irregulares, disminuir los efectos ambientales y reducir los costos. Debido a la naturaleza de la viscosidad del petróleo existente en el área de la FPO los métodos de extracción tradicionales son inadecuados, es por ello que deben aplicarse métodos térmicos o químicos.

3.2.7.1 Procesos térmicos

- Drenaje asistido por vapor y gravedad: El proceso conocido como drenaje por gravedad asistido por vapor o SAGD, por sus siglas en inglés, es uno de los métodos térmicos más promisorios de recuperación de crudo extrapesado, éste método consiste en la perforación de pares de pozos horizontales paralelos con una longitud de aproximada de 1 Km. y separados por una distancia vertical de 5 metros o 16,4 pies (Deutsch, C. y McLennan, J. 2005).

El pozo superior se conoce como pozo de inyección, mientras que el inferior como pozo de producción, el proceso comienza con la inyección de vapor en ambos

pozos de tal manera que el petróleo presente en las cercanías se caliente lo suficiente como para fluir hacia las inmediaciones del pozo de producción. A medida que el vapor llena los espacios porosos de la roca adyacente se forma una cámara de vapor que permite el drenaje del petróleo bituminoso, en ese punto se detiene la inyección de vapor en el pozo productor (inferior) pero no en el de inyección, mientras más se calienta la superficie bituminosa, la viscosidad del petróleo disminuye y fluye hacia abajo a través de la cámara de vapor hacia el pozo productor gracias a la acción de la gravedad. Éste es un proceso donde se mantiene la inyección y producción en flujo continuo. La figura que se muestra a continuación esquematiza el principio de funcionamiento del proceso SAGD. (Figura 3.15).

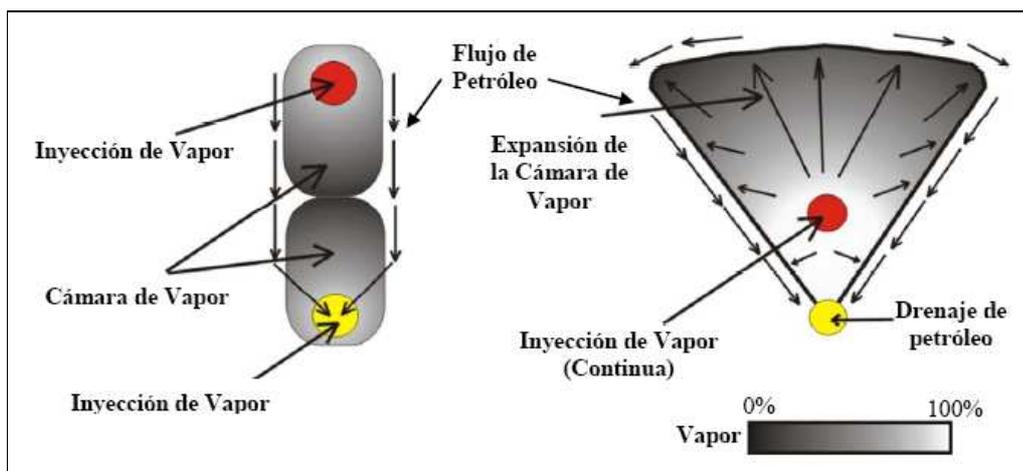


Figura 3.15 Principio de funcionamiento del proceso de extracción de crudo extrapesado SAGD (Modificado de Deutsch, C. y McLennan, J. 2005).

La inyección de vapor siempre debe ser inferior a la presión de fractura de la masa de roca y debe mantenerse una temperatura de producción de bitumen por debajo del vapor saturado para prevenir que el vapor ingrese en el pozo y diluya la producción de petróleo. El proceso SAGD tiene un sinnúmero de ventajas en comparación con las técnicas de extracción minera y otros procesos de recuperación

térmica debido a que incrementa la tasa de producción por pozo, favorece la recuperación de yacimientos, disminuye el costo de tratamiento de agua y reduce la fracción vapor-petróleo, SOR por sus siglas en inglés.

- Inyección cíclica de vapor: El método de inyección cíclica de vapor (*cyclic steam injection*, por sus siglas en inglés) tiene un principio de funcionamiento similar al del SAGD, con la única diferencia que la inyección de vapor se hace de forma intermitente. El proceso está dividido en tres fases, la de inyección, absorción y producción. La fase de inyección es aquella en la cual se inyecta vapor hacia el yacimiento por un período de tiempo determinado a una temperatura lo suficientemente alta como para disminuir la viscosidad del petróleo permitiendo que éste fluya. En la fase de absorción (*soak*) el pozo se cierra por varios días de manera tal que el calor introducido por medio del vapor se distribuya uniformemente en el yacimiento y logre diluir la mayor cantidad de petróleo. Finalmente la fase de producción consiste en la extracción del petróleo del yacimiento utilizando el mismo pozo, inicialmente mediante flujo natural (gracias al incremento de la presión del yacimiento) y luego mediante levantamiento artificial a medida que desciende la temperatura en el yacimiento. Una vez que el yacimiento vuelve a las condiciones iniciales se repite el proceso nuevamente (Schlumberger, 2004).

- Combustión in situ: La combustión in situ es un proceso mediante el cual parte del petróleo en el yacimiento es quemado para generar calor, éste proceso se lleva a cabo gracias a varios pozos de inyección que suministran aire u oxígeno conjuntamente con agua para generar vapor. Existen dos clasificaciones de los procesos de combustión, la primera es la combustión adelantada y la segunda es la de reversa. (Goodlett, G. *et al.*, 1986).

En la combustión adelantada se inicia la combustión en las cercanías del pozo de inyección y el frente de combustión viaja hacia el pozo de producción, es decir en dirección del flujo de fluido en el yacimiento. Por el contrario en la combustión de reversa, se inicia el proceso de combustión en los alrededores del pozo de producción y el frente de combustión viaja en dirección opuesta al flujo de fluido. El calor generado debido a la combustión de hidrocarburos pesados produce el agrietamiento del mismo, vaporización de los hidrocarburos livianos y agua, adicionalmente se depositan los hidrocarburos más pesados conocidos como coque. En términos generales a medida que el fuego se difunde hay un desplazamiento de una mezcla de gases de combustión, vapor y agua caliente que reducen la viscosidad del petróleo permitiendo que éste se desplace hacia el o los pozos de producción (Schlumberger, 2004).

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA DE TRABAJO

Para llevar a cabo esta investigación se estableció un marco metodológico que permitiera orientar los objetivos propuestos, organizar los datos y establecer las conclusiones.

4.1 Tipo de investigación

El tipo de investigación está determinada por las etapas de estudios, es decir, va a presentar diferentes niveles de investigación:

De acuerdo al nivel de conocimiento la investigación es proyectiva, analítica y de tipo descriptiva; señala Hernández Sampieri, (1998) “la investigación descriptiva es dar un panorama lo más preciso posible del fenómeno al que se hace referencia”. “Analítica porque analizamos la coincidencia del factor de calentamiento con las reservas y las labores de desarrollo”. Descriptiva esta consiste en analizar los aspectos físicos de las muestras de acuerdo al grupo litológico en estudio presentes en el yacimiento, fijando así una caracterización litológica de los yacimientos”. “Exploratorio por que se identifican áreas donde se toma una variedad de muestras en los diferentes grupos litológicos a estudiar en las formaciones atravesadas por el pozo en cuestión”. “Confirmatorio Mediante la manipulación de variables y técnicas de recolección y análisis de resultados, se determinaran los valores geomecánicos de las muestras tomadas”. Y por último evaluativo; que es la integración y conclusión en base a los objetivo. Basado en lo antes expuesto se realizó una descripción de los parámetros geomecánicos de la formación para conocer su resistencia y otras características necesarias para proponer estrategias de mejora para la producción de hidrocarburos en el área.

La presente investigación corresponde a un estudio aplicado y se orienta a resolver problemas específicos que se presentan en el área través de análisis geomecánicos.

El nivel de investigación tiene que ver con la profundidad con que se bordea un tema, pudiendo ser de tipo descriptivo, exploratorio o explicativo. (Hurtado de Barrera, 2000).

4.2 Diseño de la investigación

El diseño de la investigación puede ser de tres tipos: a) documental, b) de campo y c) experimental, (Balestrini, M. 1998). Esta investigación corresponde a una investigación de tipo documental, ya que los objetivos planeados se alcanzaran mediante la consulta y análisis de textos. En nuestro proyecto usamos los tres diseños, ya que tenemos datos de campo, usamos investigación de documentación anteriores y experimental porque son técnicas nuevas que se utilizan en la Faja Petrolífera del Orinoco.

4.3 Población y muestra

La Población está contenida en 1 (uno) pozo estructural en el yacimiento S7-8 del campo Bare del Bloque Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco, estado Anzoátegui.

4.4 Técnicas de recolección de datos

La metodología planteada para la realización de este proyecto se describe en el flujograma, el cual presenta los pasos a seguir para obtener el modelo integrado del yacimiento en estudio. (Figura 4.1).

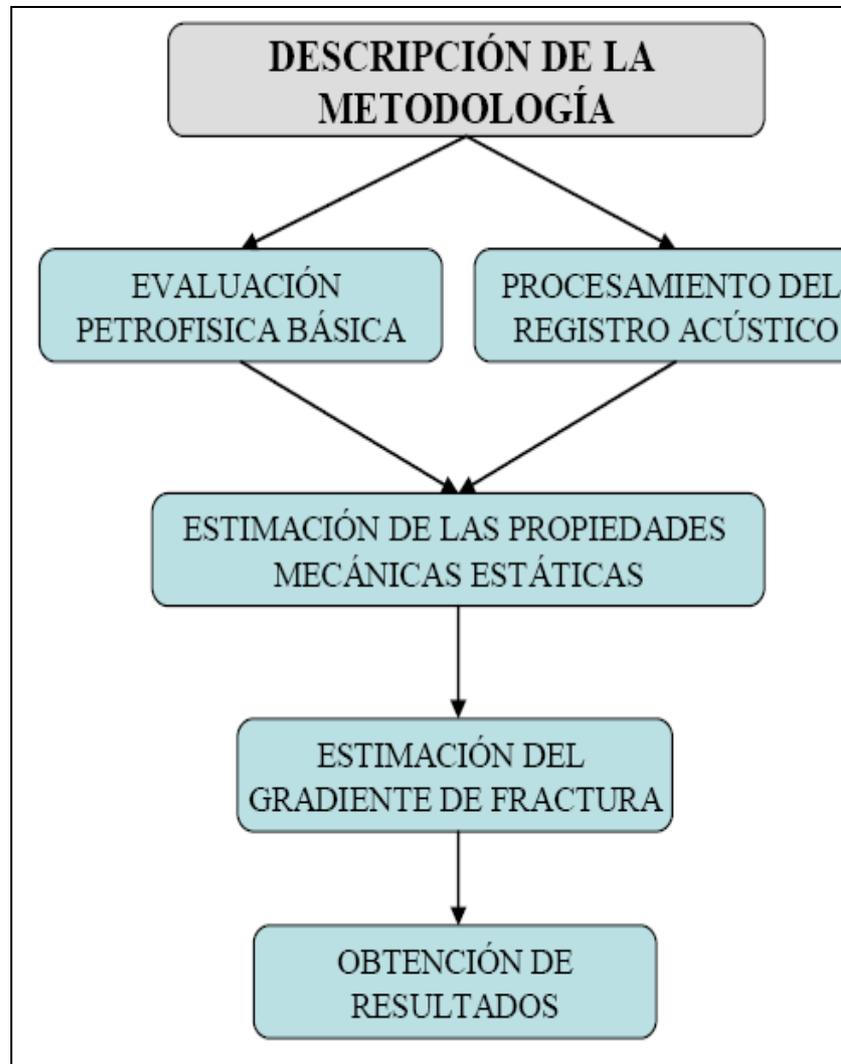


Figura 4.1 Descripción de la metodología aplicada.

4.5 Descripción del flujograma de la metodología de trabajo

4.5.1 Evaluación petrofísica básica

El análisis petrofísico se realizó utilizando el programa CRA (*Complex Reservoir Analysis* por sus siglas en inglés) perteneciente al software Express®, el

cual es utilizado por la empresa Baker Atlas para el procesamiento de registros de pozo y cuyo sistema operativo se basa en plataformas UNIX. (Figura 4.2).

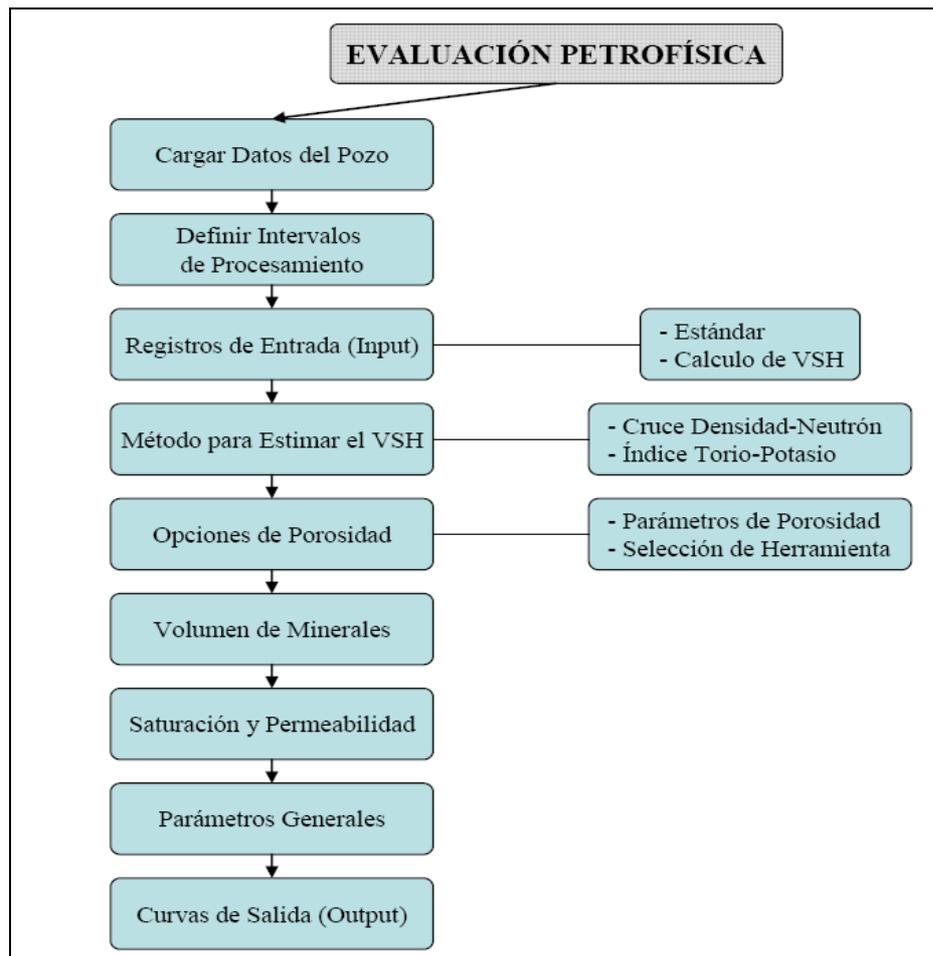


Figura 4.2 Metodología para elaborar la evaluación petrofísica.

El procesamiento con el programa CRA permite obtener distintos parámetros referentes a la litología, saturaciones de agua e hidrocarburos, y porosidad utilizando distintos registros de entrada y parámetros que serán explicados a continuación. Los resultados obtenidos a través de dicho procesamiento serán la base fundamental para el estudio geomecánico.

El primer paso para la evaluación petrofísica es cargar el programa CRA el cuál se encuentra en el menú *Analysis* ⇒ *Petrophysical* ⇒ *CRA*, de donde se despliega la interfaz de usuario, que permite cargar los datos a utilizar así como los parámetros de entrada y salida. (Figura 4.3).

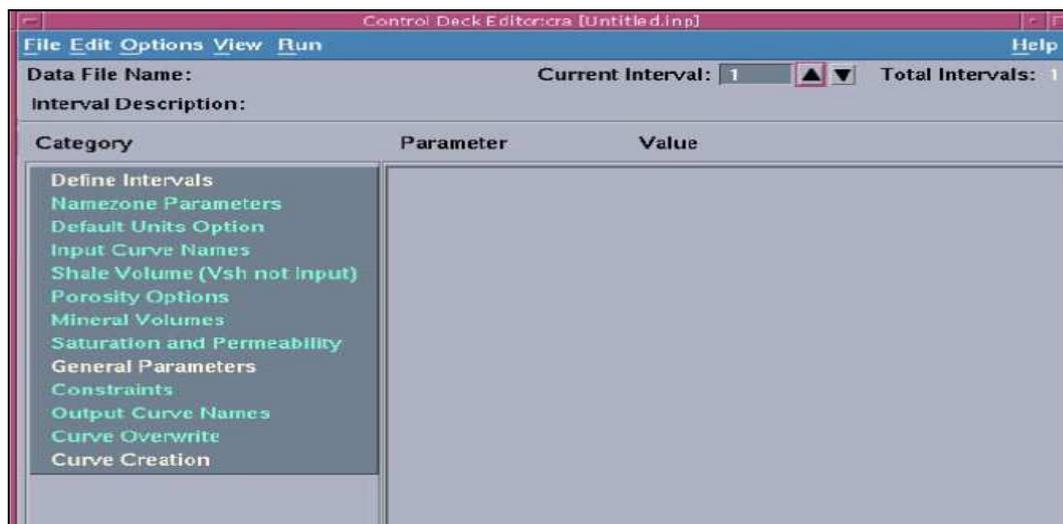


Figura 4.3 Interfaz de usuario del programa CRA (Schlumberger, 2004).

4.5.1.1 Cargar datos del pozo: La carga de datos del pozo se hace en el programa **CRA** donde se debe acceder al menú *File* ⇒ *Open Well Data File* de donde se abre una ventana y se selecciona el archivo de datos que posee los registros petrofísicos corridos en el pozo, que contienen las curvas necesarias para la evaluación.

4.5.1.2 Definir intervalos: El procesamiento en el programa puede ser zonificado, permitiendo cargar distintos parámetros para distintos intervalos de profundidades con el fin de obtener resultados más precisos. En este caso se utilizaron dos intervalos que se muestran en la siguiente tabla. (Tabla 4.1).

Tabla 4.1 Intervalos utilizados para la evaluación petrofísica.

Intervalo*	Profundidad (pies)
1	1000-1550
2	1550-2900
* Se seleccionan estos intervalos tomando en cuenta el comportamiento de los registros de densidad y neutrón	

4.5.1.3 Registros de entrada: La tabla que se muestra a continuación contiene las curvas de los registros de entrada para el programa, en este caso el volumen de arcilla fue calculado por medio de dos métodos distintos dándole a cada resultado un porcentaje que determinará el volumen de arcilla final. Este procedimiento será explicado más adelante. (Tabla 4.2).

Tabla 4.2 Registros de entrada necesarios para la evaluación petrofísica.

Tipo de Registro	Nombre del Registro	Abreviación
Estándar	Caliper [pulg.]	CAL
	Porosidad Neutrón Compensada [%]	CNCF
	Densidad[g/cm ³]	ZDEN
	Factor Fotoeléctrico [b/e]	PE
	Resistividad Profunda [ohm-m]	RD
Calculo de V _{SH}	Índice Torio-Potasio [API]	KTH

4.5.1.4 Método para estimar el Vsh: El volumen de arcilla es la relación porcentual que existe entre la cantidad de arcilla y el volumen total de la roca. Para el cálculo de dicho volumen se utilizó un criterio especial que corresponde a la región de estudio. El criterio consiste en calcular el volumen de lutita por dos métodos distintos, el primer método es mediante gráficos cruzado Densidad-Neutrón (D-N) y el segundo por la relación Torio-Potasio (KTH). Finalmente se toma un porcentaje definido de cada uno de los resultados para obtener el volumen de lutita final. Por lo tanto el volumen de lutita final es, según la siguiente ecuación:

$$V_{SH}^{FIN} = 0,3 \cdot V_{SH}^{D-N} + 0,7 \cdot V_{SH}^{KTH} \quad (4.1)$$

Donde:

V_{SH}^{FIN} = Volumen de lutita final.

V_{SH}^{D-N} = Volumen de lutita obtenido mediante el primer método.

V_{SH}^{KTH} = Volumen de lutita obtenido mediante el segundo método.

Cada método posee parámetros distintos que el programa utiliza como entrada para el procesamiento, la tabla 4.3 muestra cada uno de ellos

Tabla 4.3 Parámetros de entrada utilizados para el cálculo del volumen de lutita (*Vsh*).

Método	Profundidad	1000-1550	1550-2900
D-N	Densidad de la lutita [g/cm ³]	2,25	2,25
	Porosidad neutrón d la lutita [%]	50	50
KTH	Índice Torio-Potasio de la zona limpia [API]	5	-10
	Índice Torio-Potasio de la lutita [API]	70	85

Todos estos parámetros deben leerse de las curvas correspondientes a la zona de interés.

4.5.1.5 Opciones de porosidad: Las opciones de porosidad son las que utiliza el programa para el cálculo de porosidad. En este caso la porosidad se calcula a través del gráfico cruzado de Densidad-Neutrón utilizando los parámetros del primer método mostrados en la tabla anterior. Además de esto debe seleccionarse la herramienta utilizada.

4.5.1.6 Volumen de minerales: En el campo de volumen de minerales se selecciona la opción de determinar la litología a través del gráfico cruzado de Densidad-Neutrón.

4.5.1.7 Saturación y permeabilidad: La saturación de agua puede obtenerse mediante distintas ecuaciones predeterminadas que se encuentran en el programa, en este caso se utilizó la ecuación de Simandoux debido a que ésta toma en cuenta el efecto de las zonas de arenas con concentraciones de arcilla. La ecuación es la siguiente:

$$S_w^n \left(\frac{\phi^m}{aR_w} \right) + S_w \left(\frac{V_{SH}}{R_{SH}} \right) = \frac{1}{R_t} \quad (4.2)$$

Donde:

S_w = Saturación de agua,

n = Exponente de saturación,

ϕ = Porosidad,

m = Exponente de cementación,

a = Constante del factor de formación,

R_w = Resistividad del agua,

VSH = Volumen de lutita,

RSH = Resistividad de la zona de lutita

R_t = Resistividad de la formación (Resistividad profunda de la tabla 4.4).

Algunos de los parámetros de la ecuación anterior son constantes y poseen los siguientes valores:

Tabla 4.4 Parámetros de la ecuación de Simandoux.

Parámetros	Profundidad [<i>pies</i>]	
	1000-1500	1550-2900
a*	1	1
m*	1,84	1,84
n*	2	2
R_w*	0,5	1,5
R_{SH}**	3	4,5
* El valor de ellos fue suministrado por la empresa operadora.		
** Se debe leer de la curva de resistividad profunda (RD) en una zona con presencia de lutitas.		

4.5.1.8 Parámetros generales y restricciones: La siguiente tabla muestra los valores del resto de los parámetros necesarios para poder realizar la evaluación petrofísica, adicionalmente se activa la opción de reducir la porosidad calculada cuando el volumen de lutita exceda cierto valor. Tabla 4.5.

Tabla 4.5 Parámetros generales y restricciones.

Parámetros	Profundidad [pies]	
	1000-1500	1550-2900
Diámetro de la mecha [pulg.]	8,5	8,5
Gradiente de temperatura* [$^{\circ}F/100$ pies]	2,32	2,32
Temperatura máxima en el pozo [$^{\circ}F$]	132	132
Profundidad máxima del pozo [pies]	2967	2967
Valor V_{SH} para reducir la porosidad**[%]	30	75

El gradiente de temperatura (*), en este caso, se considera constante en toda la profundidad del pozo y la forma de calcularlo es mediante la siguiente ecuación:

$$GRADT = \frac{\Delta T}{\Delta P / 100} \quad (4.3)$$

Donde:

$GRADT$ = Gradiente de temperatura,

ΔT = Diferencia de la temperatura medida a la profundidad máxima del pozo y la temperatura de la superficie,

ΔP = Diferencia entre la profundidad máxima y la elevación de la superficie (Baker Atlas, 2005).

Valor V_{SH} para reducir la porosidad (**). Este parámetro se utiliza con el fin de producir un factor de reducción de la porosidad en zonas donde el volumen de lutita sobrepase el valor seleccionado (30 y 75% en este caso). La fracción de reducción de la porosidad es entonces (Baker Atlas, 2005):

$$T = \frac{\cos\left((V_{SH} - SHCUT) \times \frac{\pi}{0.8 - SHCUT}\right) + 1}{2} \quad (4.4)$$

Donde:

T = Fracción de reducción de la porosidad.

V_{SH} = Volumen de lutita.

$SHCUT$ = Valor de restricción (parámetro). Éstos últimos vienen expresados en porcentaje.

4.5.1.9 Curvas de salida: Se deben seleccionar las curvas de salida que generará el programa tomando en cuenta los registros de entrada y los parámetros cargados en el mismo. A continuación se muestra la tabla 4.5, con las curvas que se generan como resultado de la evaluación petrofísica.

Tabla 4.6 Curvas de salida del programa CRA.

Curvas de Salida	Abreviación
Volumen de lutita (D-N) [%]	VSHD
Volumen de lutita (KTH) [%]	VSH
Volumen de lutita final [%]	VSHFIN
Volumen de Arenisca [%]	VSND
Volumen de Caliza [%]	VLIM
Volumen de Dolomita [%]	VDOL
Volumen de Anhidrita [%]	VANH
Porosidad Efectiva [%]	POR
Porosidad Total [%]	PORT
Saturación de Agua [%]	SW

4.5.2 Procesamiento del registro acústico

El procesamiento del registro acústico se realizó utilizando el programa WAVEAVAN (*Wave Automatic Velocity Analysis* por sus siglas en inglés) perteneciente al software Express®. Con este procesamiento se logra obtener, a partir del tren de ondas del registro acústico, el tiempo de tránsito (tiempo que tarda la onda en atravesar la formación) y la lentitud (inverso de la velocidad con que la onda atraviesa la formación) de las ondas compresional y de corte. El procesamiento obtenido a través del programa permite, en términos generales, filtrar la onda cruda en un cierto rango de frecuencias con el fin de eliminar perturbaciones (ruido) que se encuentran fuera de dicho rango. Las lentitudes obtenidas son de gran utilidad para la evaluación geomecánica ya que son el preámbulo para el cálculo de las propiedades mecánicas dinámicas y los módulos elásticos.

La metodología para el procesamiento acústico es similar tanto para la onda compresional como para la de corte, sólo algunos parámetros deben modificarse para cada caso. El siguiente esquema muestra los pasos necesarios para el procesamiento: (Figura4.4).

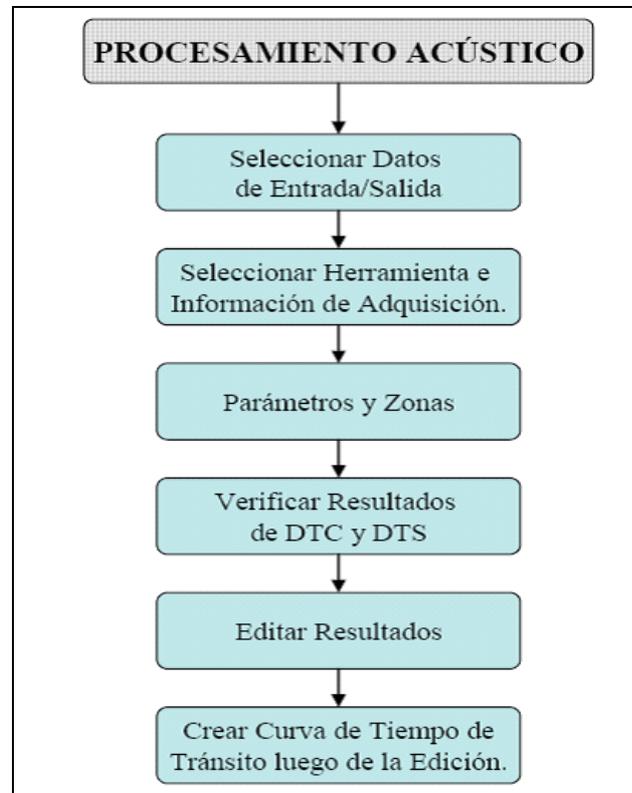


Figura 4.4 Metodología para el procesamiento del registro acústico.

El primer paso para el procesamiento acústico es cargar el programa WAVEAVAN el cual se encuentra en el menú *PreAnalysis* ⇒ *Acoustic-Slowness Determination* ⇒ *WAVEAVAN* de donde se despliega la interfaz de usuario que se muestra en la siguiente (Figura 4.5).

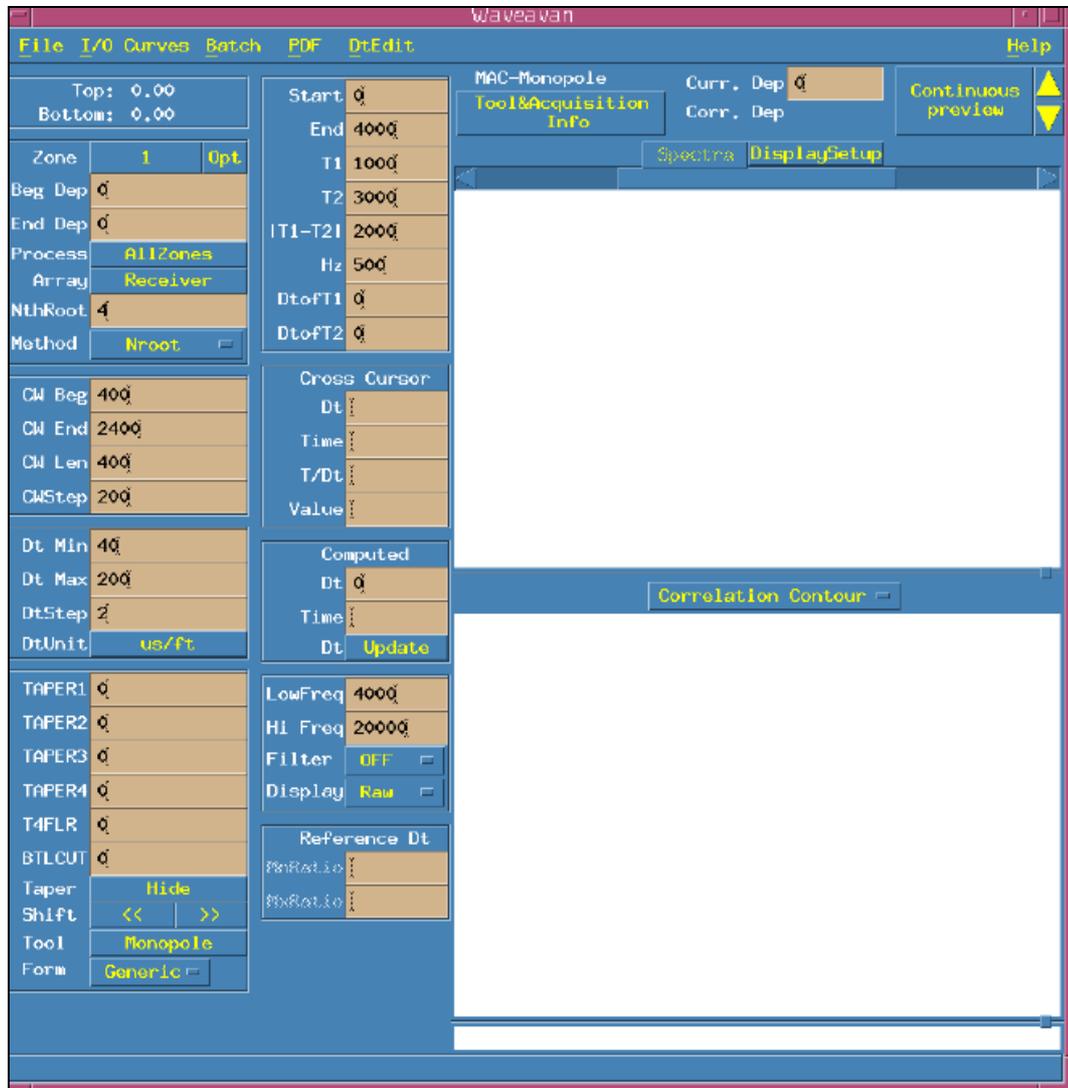


Figura 4.5 Interfaz de usuario del programa WAVEAVAN (Schlumberger, 2004).

4.5.2.1 Seleccionar curvas de Entrada/Salida: Inicialmente se deben seleccionar las curvas de entrada (tren de ondas) y las curvas de salida, para ello se debe seleccionar el menú *I/O Curves* de donde se despliega una ventana que permite cargarlas. La tabla 4.7 muestra las curvas de entrada y salida, tanto para el procesamiento de la onda compresional como para la de corte.

Tabla 4.7 Curvas de entrada y salida para el procesamiento acústico.

Curvas de Entrada	Compresión	Corte
Tren de ondas	TFWV01	TYYWV01
Tiempo de inicio	TFST01	TYYST01
Factor de ganancia	TFGN01	TYYGN01
Caliper [<i>pulg.</i>]	CAL	CAL
Curvas de Salida		
Lentitud [<i>μs/pies</i>]	DTC	DTS
Tiempo de transito [<i>μs</i>]	TTC	TTS
Correlograma	CMBC	CMBS
Tren de ondas filtrado	MONOFIL	DIPOFIL

4.5.2.2 Seleccionar herramienta e información de adquisición: La selección de la herramienta se hace en el menú *Tool&Acquisition Info* de donde se despliega una ventana con los parámetros de la herramienta. Gracias a que las herramientas utilizadas se encuentran predeterminadas en el programa, y automáticamente se modifican los parámetros, simplemente se necesita seleccionar de una lista la herramienta, la cual se utilizó durante el perfilaje.

4.5.2.3 Parámetros y zonas: La onda proveniente de los datos de campo posee muchas perturbaciones, en su mayoría debido al ruido producido durante el perfilaje, es por ello que ésta debe filtrarse para eliminarlas y afinar los resultados que se desean obtener. El filtro utilizado en este procesamiento es del tipo *Respuesta Finita al Impulso* (*FIR* por sus siglas en inglés).

El rango de frecuencias y los parámetros utilizados para el procesamiento acústico para las distintas profundidades del pozo. (Tablas 4.8 y 4.9).

Tabla 4.8 Parámetros para el procesamiento de la onda compresional.

	Profundidad
Parámetro	1000-2900
Tiempo de inicio de la ventana de correlación (CW Beg) [μs]	1400
Tiempo final de la ventana de correlación (CW End) [μs]	2000
Ancho de la ventana de correlación (CW Len) [μs]	400
Tiempo de saltos entre ventana de correlación (CWStep) [μs]	200
Valor mínimo de lentitud (Dt Min) [$\mu s/pies$]	40
Valor máximo de lentitud (Dt Max) [$\mu s/pies$]	240
Frecuencia mínima [Hz]	5000
Frecuencia máxima [Hz]	12000

Tabla 4.9 Parámetros para el procesamiento de la onda de corte.

	Profundidad	
Parámetro	1000-2233	2233-2900
Tiempo de inicio de la ventana de correlación [μs]	1000	2000
Tiempo final de la ventana de correlación [μs]	12000	6000
Ancho de la ventana de correlación [μs]	3000	1200
Tiempo de saltos entre ventana de correlación [μs]	500	200
Valor mínimo de lentitud [$\mu s/pies$]	40	40
Valor máximo de lentitud [$\mu s/pies$]	1040	1040
Frecuencia mínima [Hz]	700	700
Frecuencia máxima [Hz]	3000	3600

4.5.2.4 Verificar resultados: Luego de calcular ambas curvas de lentitudes (compresional y de corte) debe verificarse lo siguiente: que ambas curvas se comporten de manera similar a lo largo de todo el pozo, y que no existan cambios bruscos en ninguna de ellas (especialmente en la transición entre intervalos de procesamiento). En caso tal de que ocurra cualquiera de estas dos condiciones, entonces debe modificarse cualquiera de las dos o incluso ambas.

4.5.2.5 Editar resultados: En la mayoría de los casos es necesario modificar el resultado de cualquiera de las curvas obtenidas a partir del procesamiento acústico, para ello se utilizó el programa WAVEDTED ubicado en el menú *Pre-Analysis* ⇒ *Acoustic-Slowness Determination* ⇒ *WAVEDTED* de Express®. Básicamente el programa permite editar la curva de onda compresional o de corte dibujando sobre ella y sobrescribiendo el resultado. Para ello se deben seleccionar como datos de entrada: la curva a corregir (compresional o de corte) y su respectivo correlograma. La figura 4.6 muestra un ejemplo del proceso de edición.

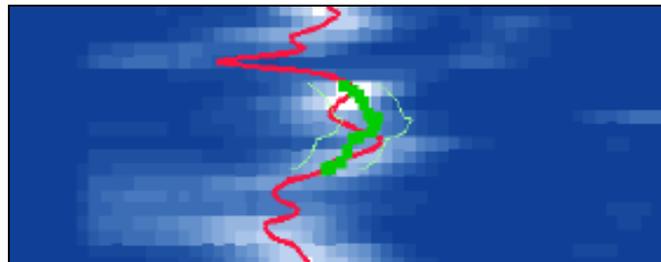


Figura 4.6 Edición de la lentitud obtenida del procesamiento acústico.

4.5.2.6 Re-crear curva de tiempo de tránsito: Las curvas de tiempo de tránsito deben ser recalculadas luego de la edición de las curvas de lentitudes, en este caso se utilizó el programa WAVEPOSN ubicado en el menú *Pre-Analysis* ⇒ *Acoustic-Slowness Determination* ⇒ *WAVEPOSN* de Express®. En este programa se deben cargar las curvas obtenidas a partir de la edición, así como también los parámetros de

la herramienta utilizada. La tabla 4.9, muestra las curvas y parámetros utilizados para obtener el tiempo total compresional y el tiempo total de corte respectivamente.

Tabla 4.10 Curvas de entrada y salida para recrear el tiempo de tránsito.

Curvas de Entrada	Compresional	Corte
Tren de ondas filtrada	MONOFIL	DIPOFIL
Lentitud [$\mu s/pies$]	DTC	DTS
Calíper [$pulg.$]	CAL	CAL
Parámetros		
Diámetro del cristal (Transmisores) [$pulg.$]	2,75	2,45
Diámetro del cristal (Receptores) [$pulg.$]	2,66	2,66
Profundidad de referencia [$pies$]	6	5,125
Espaciamiento Trans-Recep [$pies$]	-12	-10,25
Espaciamiento entre receptores [$pies$]	0,5	0,5
Curva de Salida		
Tiempo de Transito [μs]	TTC	TTS

4.5.3 Procesamiento acústico de capas delgadas

El procesamiento de capas delgadas se realiza con el programa WAVETBAN (*Wave Thin Bed Analysis* por sus siglas en inglés), dicho procesamiento es similar al procesamiento acústico explicado en los puntos anteriores, con la única diferencia de que este procesamiento permite obtener una resolución vertical que va desde los 3,5 pies (original) hasta 0,5 pies. Este incremento en la resolución vertical permite obtener las curvas de lentitudes a partir del tren de ondas compresional y de corte con una precisión mucho mayor que en el procesamiento acústico convencional.

El programa se encuentra en el menú *Analysis* \Rightarrow *Acoustics* \Rightarrow *WAVETBAN* de Express® de donde se despliega la interfaz de usuario. (Figura 4.7).

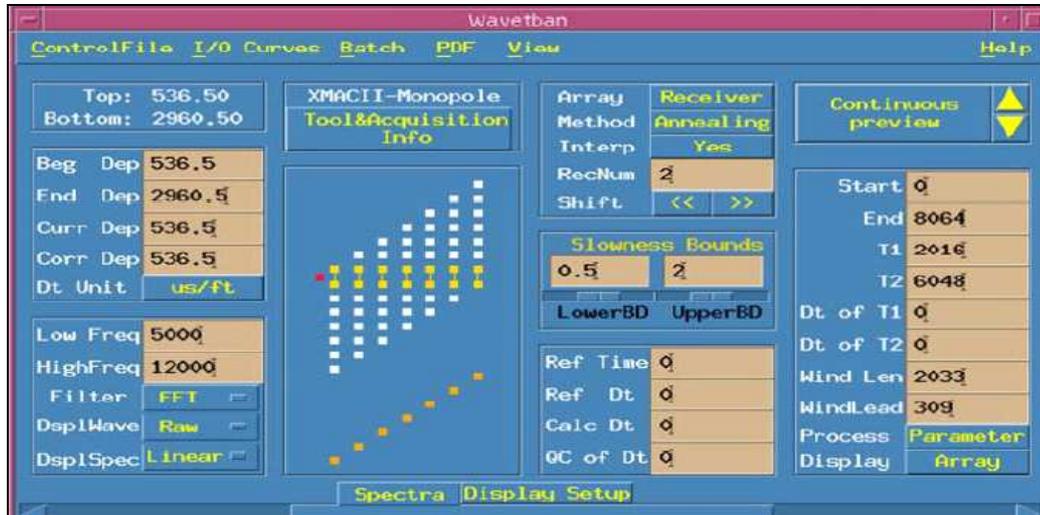


Figura 4.7 Interfaz de usuario del programa WAVETBAN (Wave Thin Bed Analysis).

La metodología del procesamiento de capas delgadas, al igual que con el procesamiento acústico convencional, se hace tanto para la onda compresional como para la de corte. El siguiente esquema muestra los pasos necesarios para el procesamiento de capas delgadas. (Figura 4.8).

4.5.3.1 Seleccionar curvas de entrada/salida: La tabla 4.11 muestra las curvas de entrada y salida para el procesamiento de capas delgadas de la onda compresional y de corte respectivamente. Datos que deben cargarse a través del menú *I/O Curves*.

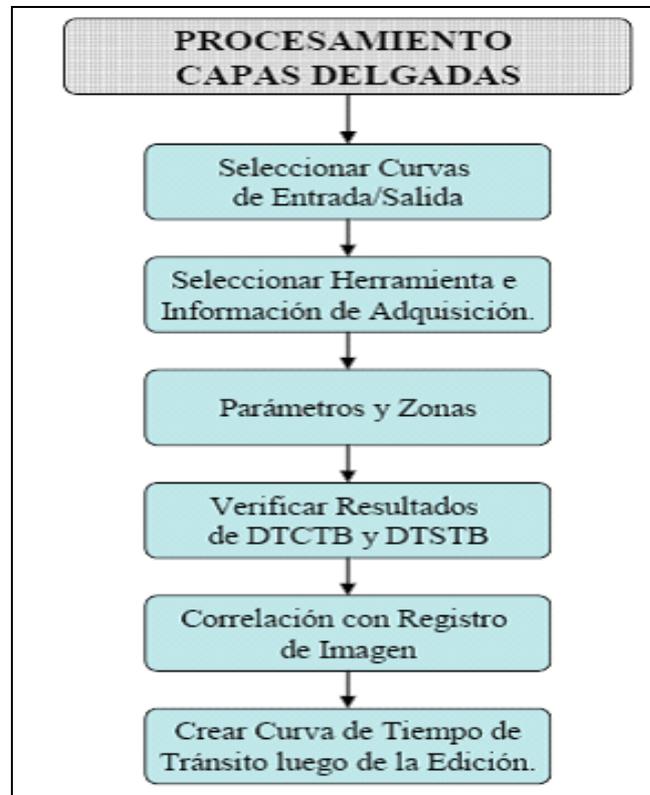


Figura 4.8 Metodología para el procesamiento acústico de capas delgadas.

Tabla 4.11 Curvas de entrada y salida para el procesamiento de capas delgadas.

Curvas de Entrada	Compresional	Corte
Tren de ondas filtrada	MONOFIL	DIPOFIL
Tiempo de inicio [μs]	TFST01	TYYST01
Factor de ganancia	TFGN01	TYYGN01
Tiempo de transito de referencia [μs]	TTC	TTS
Lentitud de referencia [$\mu s/pies$]	DTC	DTS
Caliper [<i>pulg.</i>]	CAL	CAL
Curva de Salida		
Lentitud de capa delgada [$\mu s/pies$]	DTCTB	DTSTB
Tiempo de transito de capa delgada [μs]	TTCTB	TTSTB

4.5.3.2 Seleccionar herramienta e información de adquisición: La selección de la herramienta se hizo en el menú *Tool&Acquisition Info*. En este caso se selecciona la misma herramienta que se utilizó para el procesamiento del registro acústico convencional.

4.5.3.3 Parámetros y zonas: El filtro utilizado en este procesamiento es del tipo *Respuesta Rápida de Fourier (FFT)* por sus siglas en inglés). El rango de frecuencias y los parámetros utilizados para el procesamiento de capas delgadas para las distintas profundidades del pozo en las tablas 4.12 y 4.13.

Además de los parámetros mostrados en las tablas se utilizan tres sub-arreglo de receptores (RecNum) distintos para obtener tres curvas de lentitudes y tiempo de tránsito que corresponden a las resoluciones de 0,5; 1; y 1,5 pies. La figura 4.9 muestra como el programa crea dicho arreglo para cambiar la resolución requerida.

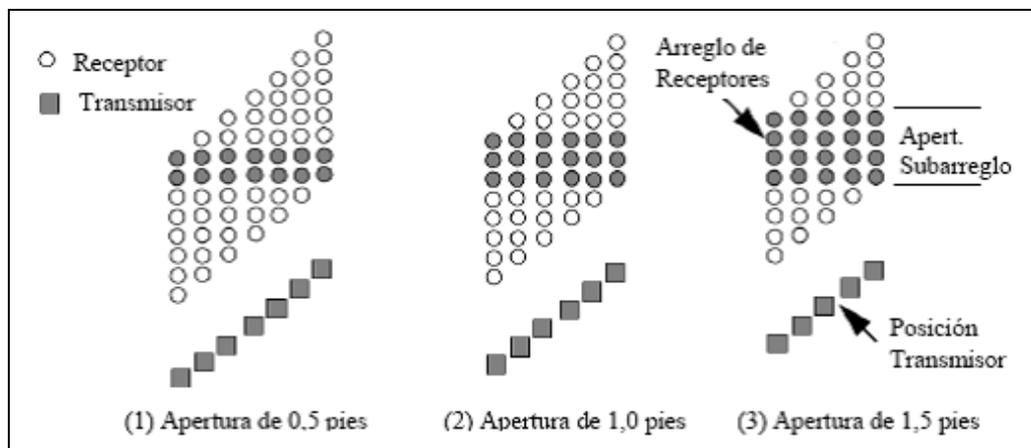


Figura 4.9 Sub-arreglo de receptores (Modificado de Baker Atlas, 2000).

Tabla 4.12 Parámetros para el procesamiento de capas delgadas de la onda compresional.

Parámetro	Profundidad [pies]						
	1000-1100	1100-1190	1190-1220	1220-1266	1266-1439	1439-1443	1443-2900
Frecuencia mínima [Hz]	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000
Frecuencia máxima [Hz]	12000	12000	9000	12000	12000	20000	12000
Tiempo de inicio de ventana [μs]	253	637	157	637	253	0	253
Longitud de ventana [μs]	1000	1104	393	1104	1000	583	1000

Tabla 4.13 Parámetros para el procesamiento de capas delgadas de la onda de corte.

Parámetro	Profundidad [pies]						
	1000-1100	1100-1190	1190-1220	1220-1266	1266-1439	1439-1443	1443-2900
Frecuencia mínima [Hz]	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000
Frecuencia máxima [Hz]	12000	12000	9000	12000	12000	20000	12000
Tiempo de inicio de ventana [μs]	253	637	157	637	253	0	253
Longitud de ventana [μs]	1000	1104	393	1104	1000	583	1000
Parámetro	1690-1709	1709-1735	1735-2900				
Frecuencia mínima [Hz]	800	1100	800				
Frecuencia máxima [Hz]	1500	1900	3500				
Tiempo de inicio de ventana [μs]	0	431	0				
Longitud de ventana [μs]	2000	2090	1715				

4.5.3.4 Verificar resultados: Luego de calcular ambas curvas de lentitudes (compresional y de corte) debe verificarse: que las curvas obtenidas a través del procesamiento de capas delgadas tenga el mismo comportamiento que aquellas obtenidas a través del procesamiento acústico convencional y que no existan cambios bruscos en las zonas de transición entre intervalos. En caso tal de que ocurra cualquiera de estas dos condiciones, entonces debe modificarse la curva que presente estos aspectos.

4.5.3.5 Correlación con registro de imagen: Gracias a la alta resolución vertical del registro de imagen se puede obtener una buena correlación de éste con las curvas de lentitudes compresional y de corte obtenidos a partir del procesamiento de capas delgadas del registro acústico.

La metodología utilizada para este procedimiento consistió en superponer las curvas de lentitudes obtenidas a las distintas resoluciones de la onda compresional y de corte para observar cuál de ellas se corresponde mejor con los eventos que se observan en la imagen micro-resistiva.

La figura 4.10 muestra como se observa la superposición de las curvas obtenidas del procesamiento de capas delgadas (resolución de 0,5 pies) sobre el registro de imagen.

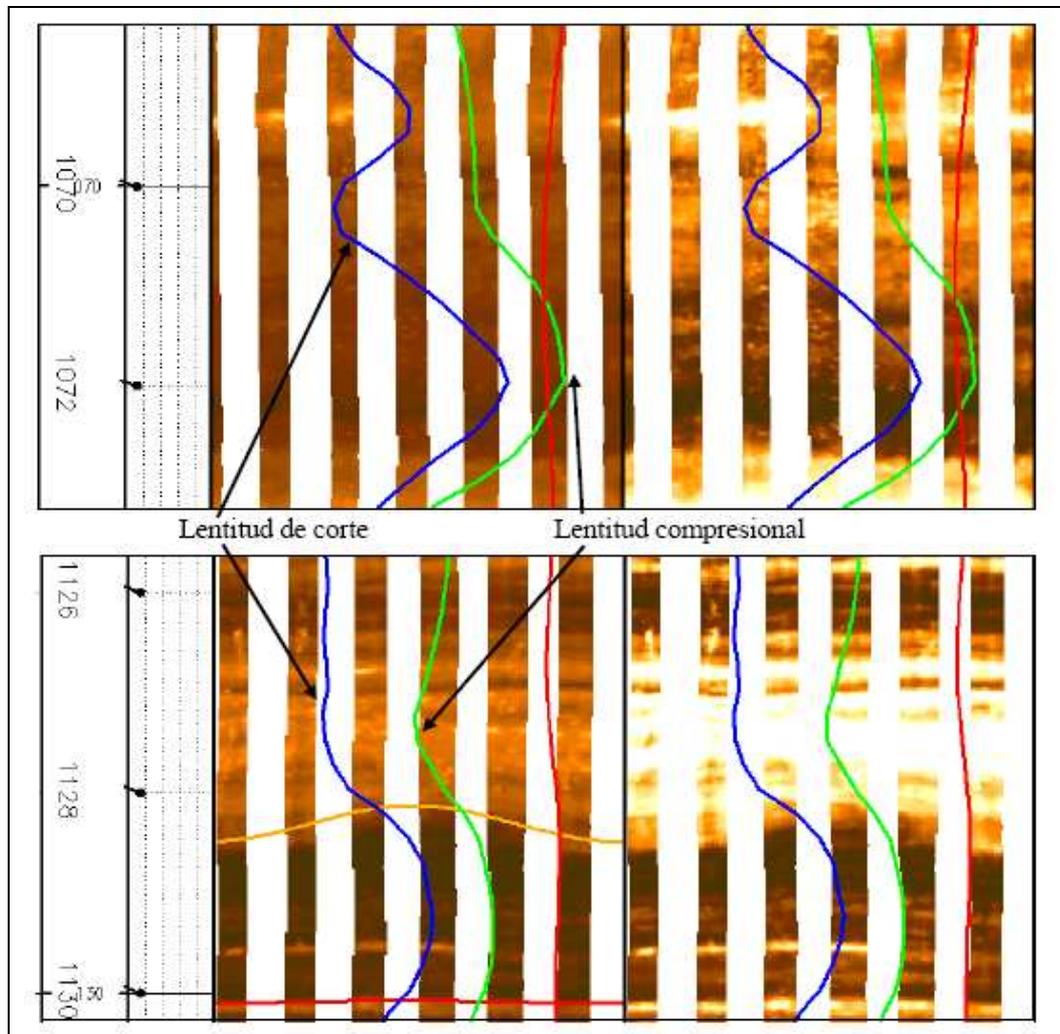


Figura 4.10 Correlación entre el registro de imagen y las curvas de lentitud obtenidas del procesamiento de capas delgadas del registro acústico.

En algunos casos, debido a eventos durante el perfilaje, existen puntos donde la correlación no se corresponde del todo (desfasaje), es por ello que estos puntos deben corregirse. (Figura 4.11).

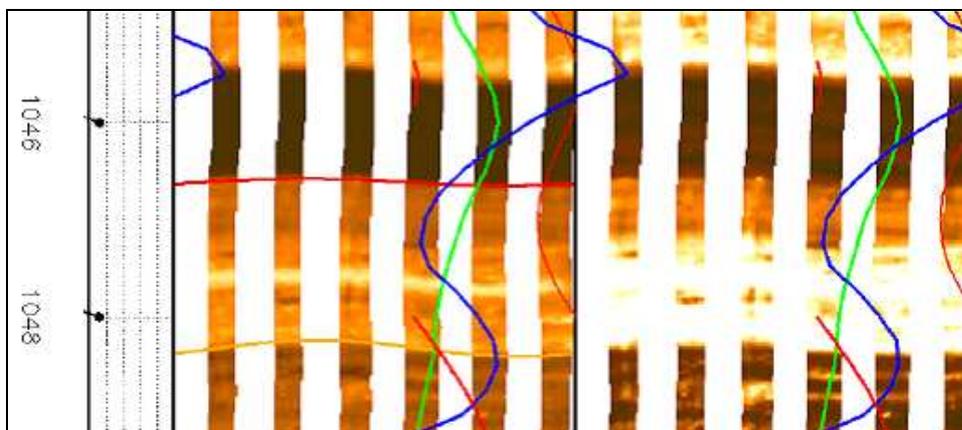


Figura 4.11 Representación de una mala correlación entre las lentitudes compresional y de corte y el registro de imagen micro-resistiva (Ver desfase entre las laminaciones).

4.5.3.6 Re-crear curva de tiempo de tránsito: Las curvas de tiempo de tránsito deben ser recalculadas luego de la edición de las curvas de lentitudes, la lentitud compresional y de cortes utilizadas en el programa WAVEPOSN son DTCTB y DTSTB respectivamente, que en este caso corresponden a las obtenidas con una resolución vertical de 0,5 pies.

4.5.4 Estimación de las propiedades mecánicas

La estimación de las propiedades mecánicas se realiza utilizando el programa LMP (*Logging Mechanical Properties* por sus siglas en inglés). El programa utiliza registros de pozo para predecir la resistencia compresiva y los módulos elásticos de la formación, con la particularidad de que determina las propiedades estáticas de la roca y no las dinámicas. Este resultado se logra mediante la simulación de un ensayo triaxial aplicado a una muestra de roca ficticia (dependiente de la litología, lentitud de ondas acústicas y la densidad) para cada punto de profundidad, produciendo como resultado una curva esfuerzo deformación similar a la obtenida mediante un ensayo típico de laboratorio (Baker Atlas, 1999).

El programa LMP se corre directamente desde la línea de comandos de UNIX utilizando un archivo de entrada de extensión tipo *.inp al cual se le pueden modificar los parámetros con el comando *cee nombre_archivo.inp*. (Figura 4.12).

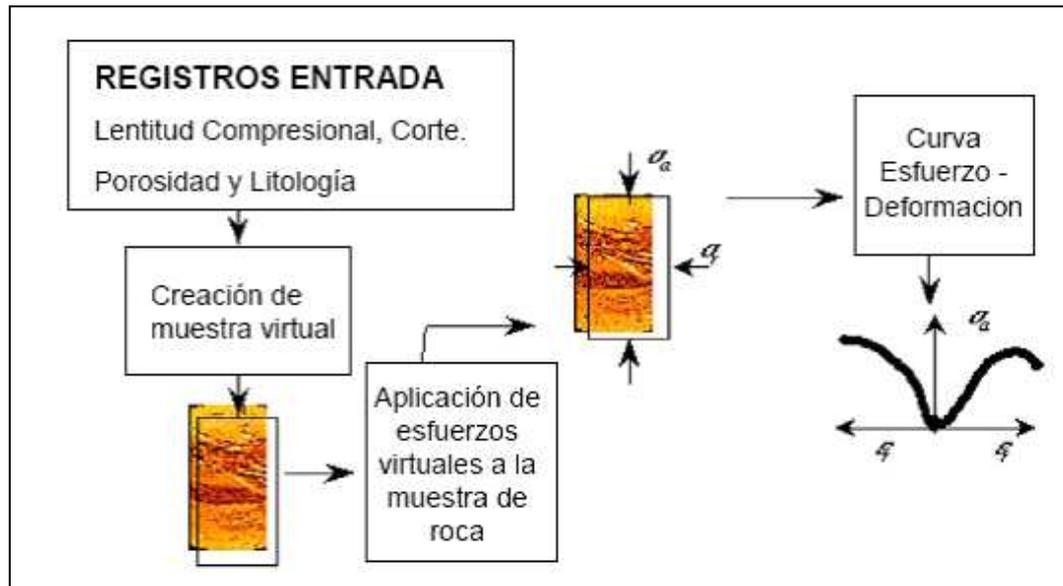


Figura 4.12 Estimación de las propiedades mecánicas estáticas y curva esfuerzo deformación que resulta de la simulación del ensayo triaxial (Modificado de Baker Atlas, 1999).

La línea de comandos de UNIX se encuentra ubicada en el menú *Utilities* \Rightarrow *Unix* \Rightarrow *DTTERM* de Express®. La metodología para estimar las propiedades mecánicas estáticas se muestra en la figura 4.13.

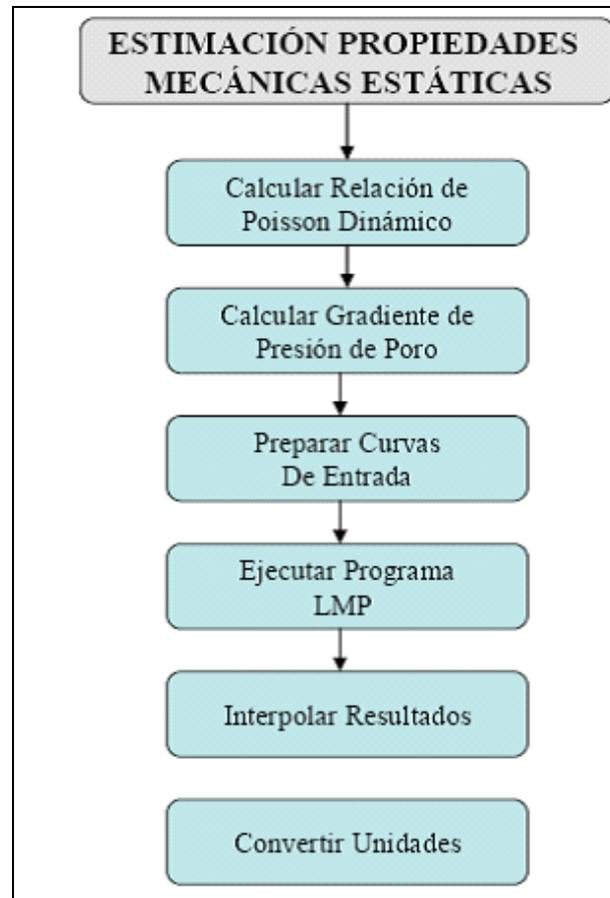


Figura 4.13 Metodología para la estimación de las propiedades mecánicas estáticas.

4.5.4.1 Calcular relación de Poisson dinámico: La relación de Poisson dinámico es necesaria para estimar el esfuerzo horizontal. Éste se calcula utilizando únicamente las lentitudes de la propagación compresional (P) y de corte (S). En este caso se utiliza el programa mechprop el cual realiza el cálculo de la relación de Poisson dinámico a partir de la siguiente ecuación.

$$v_D = \frac{\frac{1}{2} \left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_p} \right)^2 - 1}{\left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_p} \right)^2 - 1} \quad (4.5)$$

Donde Δt_p y Δt_s son las lentitudes compresional y de corte respectivamente obtenidas del procesamiento acústico de capas delgadas. La siguiente tabla muestra las curvas de entrada y salida para el cálculo de la relación de Poisson dinámico así como los parámetros necesarios. (Tabla 4.13).

Tabla 4.14 Parámetros y curvas de entrada y salida para calcular la relación de Poisson dinámico.

Curvas de Entrada	Abreviación
Lentitud compresional [$\mu s/pies$]	DTCTB
Lentitud de corte [$\mu s/pies$]	DTSTB
Parámetros	Parámetros
Lentitud de fluido [$\mu s/pies$]	189
Densidad de fluido [g/cm^3 .]	1
Curva de Salida	Abreviación
Relación de Poisson dinámico [$adim$]	POISDIN

4.5.4.2 Calcular gradiente de presión de poro: El gradiente de presión de poro (PPGRCV) se calcula utilizando el programa ppor2 a partir del archivo de entrada ppor2.inp en donde deben ingresarse los siguientes parámetros: (Tabla 4.14).

Tabla 4.15 Parámetros para el cálculo de la curva de gradiente de presión de poro.

Parámetros*	Valor
Gradiente de presión de poro de la arena limpia [psi/pies]	0,38
Gradiente de presión de poro de la lutita [psi/pies]	0,41
Porcentaje de lutita limite [%]	80

(*) El gradiente de presión de poro de la arena se obtiene a partir de las mediciones del Instrumento de Caracterización de Yacimientos (*RCI* por sus siglas en inglés), el cual mide la presión de poros de la formación a distintas profundidades. En el caso del gradiente de presión de poro de la lutita se utiliza un valor de 0,41 psi/pies inicialmente, y luego se corrige este valor a partir del tiempo de transito compresional de donde se obtiene un gradiente de presión normal.

Debido a ésta condición, se utiliza entonces un valor constante para el gradiente de presión de la lutita de 0,44 psi/pies. Para correr el programa se escribe sobre la línea de comandos *dox ppor2*.

4.5.4.3 Preparar curvas de entrada: Las curvas de entrada a utilizar en el programa LMP deben ser preparadas antes de cargarse en el programa debido a que: las unidades de las curvas de entrada deben venir en unidades métricas; las curvas en porcentaje deben entrar en forma de fracción; y debe calcularse el esfuerzo vertical a partir de la relación de Poisson dinámico. Para cumplir con los requerimientos mencionados se utiliza un programa denominado *prelmp*.

La tabla 4.16 muestra las curvas de entrada y salida así como los parámetros necesarios para convertir las unidades de las curvas. Estos se modifican a partir del archivo de entrada *prelmp.inp*.

Tabla 4.16 Parámetros y curvas para el cálculo previo a las propiedades mecánicas estáticas.

Curvas de Entrada	Abreviación
Volumen de lutita [<i>psi/pies</i>]	VSHFIN
Porosidad total [<i>psi/pies</i>]	PORT
Saturación de agua [%]	SW
Densidad de la formación [<i>g/cm³</i>]	ZDEN
Modulo de Poisson dinámico [<i>adim</i>]	POISDIN
Gradiente de presión de poro [<i>psi/pies</i>]	PPGRCV
Parámetros*	Valor
Modulo volumétrico del petróleo [<i>GPa</i>]	1,5
Densidad del crudo [<i>g/cm³</i>]	0,97
Valor promedio de la sobrecarga [<i>g/cm³</i>]	2,3
Peso del lodo de perforación [<i>lb/gal</i>]	9,6
Constante de Biot [<i>adim</i>]	1
Curvas de Salida	
Volumen de arena [<i>fracción</i>]	VSNDF
Volumen de lutita [<i>fracción</i>]	VSHF
Porosidad total [<i>fracción</i>]	PORTF
Volumen de agua [<i>fracción</i>]	VW
Volumen de hidrocarburo [<i>fracción</i>]	VHC
Modulo volumétrico de hidrocarburo [<i>GPa</i>]	KHC
Densidad de hidrocarburo [<i>g/cm³</i>]	DENHC
Esfuerzo vertical [<i>Mpa</i>]	SVN
Esfuerzo horizontal [<i>Mpa</i>]	SHORM
Presión de poros [<i>Mpa</i>]	PPORM
* El valor de estos parámetros son propios del área de estudio y fueron suministrados por la empresa operadora. Para correr el programa se escribe sobre la línea de comandos <i>dox preimp</i> .	

4.5.4.4 Ejecutar el programa LMP: Las propiedades mecánicas estáticas se calculan utilizando como entrada las curvas de salida del punto anterior conjuntamente con las lentitudes acústicas DTCTB y DTSTB. Al igual que en los puntos anteriores deben suministrarse una serie de parámetros para correr el programa. En este estudio se estimaron las propiedades mecánicas estáticas bajo cuatro presiones de confinamiento distintas para simular las condiciones en la formación.

La tabla 4.17 muestra los parámetros utilizados en la estimación de las propiedades mecánicas y las curvas de salida que se obtienen tomando en cuenta: ensayo triaxial sin confinar (0), y a distintas presiones de confinamiento (1), (2), (3).

Tabla 4.17 Parámetros y curvas de salida del programa LMP.

Parámetros	0	1	2	3
Presión de confinamiento* [<i>Mpa</i>]	0	0,8	1,5	3
Constante C1/C2 [<i>fracción</i>]	0,2 / 0,65	0,2 / 0,65	0,2 / 0,65	0,2 / 0,65
Curvas de Salida	0	1	2	3
Angulo de fricción interno [<i>grados</i>]	-----	BFRC	CFRC	DFRC
Modulo de Young estático [<i>Gpa.</i>]	AEM	BEM	CEM	DEM
Cohesión [<i>Mpa</i>]	COH	-----	-----	-----
Resistencia compresiva [<i>Mpa</i>]	AST	BST	CST	DTS
Modulo volumétrico total [<i>Mpa</i>]	AKT	BKT	CKT	DKT
Modulo volumétrico hidrostático [<i>Mpa</i>]	AKH	BKH	CKH	DKH
Modulo de corte [<i>Mpa</i>]	ASMOD	BSMOD	CSMOD	DSMOD
Relación de Poisson estática [<i>adim.</i>]	APOIS	BPOIS	CPOIS	DPOIS
Constante de Biot [<i>adim.</i>]	-----	BBIO	CBIOT	DBIOT

(*) Las presiones de confinamiento se obtienen a partir del gradiente de presión de poros obtenido del instrumento de caracterización de yacimientos utilizando las siguientes ecuaciones suministradas por la empresa Baker Hughes.

$$P_C^0 = 0 \quad (4.6)$$

$$P_C^1 = \frac{(P_{todo} - P_{pGRS})}{2.145} \times PPRM \quad (4.7)$$

$$P_C^2 = \frac{(P_{todo} - P_{pGRS})}{145} \times PPRM \quad (4.8)$$

$$P_C^3 = \frac{(P_{todo} - P_{pGRS})}{145} \times 2 \times PPRM \quad (4.9)$$

Donde:

$P_c 0$, $P_c 1$, $P_c 2$, y $P_c 3$ = Presiones de confinamiento (0), (1), (2) y (3) respectivamente.

P_{lodo} = Peso del lodo y es igual a 9,6 lb/gal o 0,5 psi/pies.

P_{pGRS} = Gradiente de presión de poro de la zona de arena, igual a 0,38 psi/pies.

$PPROM$ = Profundidad promedio y es igual a 1800 pies.

Para correr el programa se escribe sobre la línea de comandos *doximp*.

4.5.4.5 Convertir unidades: Luego de correr el programa LMP el resultado debe expresarse en unidades inglesas. Para ello se utiliza el programa *postlmp*, que además realiza el cálculo de la resistencia a la tensión. Las curvas de entrada son las mismas que las mostradas en la tabla anterior luego de la interpolación (a excepción del ángulo de fricción interno, la relación de Poisson estática y la constante de Biot que ya se encuentran en las unidades deseadas). (Tabla 4.18).

Tabla 4.18 Curvas de salida luego de la conversión de unidades unidades.

Curvas de Salida	0	1	2	3
Modulo de Young estático [<i>Mpsi</i>]	AYM	BYM	CYM	DYM
Cohesión [<i>psi</i>]	COHES	----	----	----
Resistencia compresiva sin confinar [<i>psi</i>]	UCS	----	-----	-----
Resistencia compresiva confinada [<i>psi</i>]	----	BSP	CSP	DSP
Resistencia a la tensión* [<i>psi</i>]	To	----	----	----
Modulo volumétrico total [<i>psi</i>]	AKTP	BKTP	CKTP	DKTP
Modulo volumétrico hidrostático [<i>psi</i>]	AKHP	BKHP	CKHP	DKHP
Modulo de corte [<i>psi</i>]	ASMODP	BSMODP	CSMODP	DSMODP

(*) La resistencia a la tensión se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$T_o = -\frac{UCS}{12} \quad (4.10)$$

Debido a que los valores de resistencia a compresión obtenida aumentan acorde se aumenta la presión de confinamiento, se utilizarán entonces todas las propiedades

mecánicas obtenidas bajo una simulación de presión de confinamiento igual a cero, ya que representa el caso más crítico para que ocurra falla en el pozo.

4.5.5 Estimación del gradiente de fractura

El gradiente de fractura es el valor del gradiente de presión máximo que se debe aplicar a las paredes del pozo para inducir una fractura. Para estimar este valor se utilizó el programa *Predict* del software *Drillworks*®. (Figura 4.14).

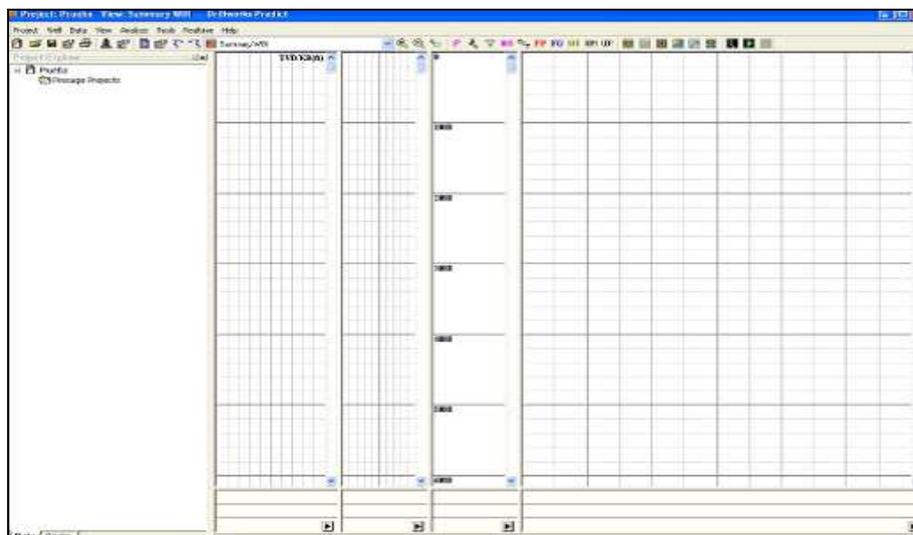


Figura 4.14 Interfaz de usuario del programa Predict.

La figura 4.15 muestra la metodología para estimar el gradiente de fractura:

4.5.5.1 Importar datos: El primer paso consiste en traer las curvas calculadas previamente en los pasos anteriores para utilizarlas como base en el cálculo del gradiente de fractura. Las curvas a importar deben traerse en un archivo ASCII seleccionando la opción *Import* del menú *Data*. (Tabla 4.19).

Tabla 4.19 Curvas importadas al programa Predict.

Curvas	Abreviación
Lentitud compresional [$\mu s/pies$]	DTCTB
Rayos gamma [API]	GR
Resistividad profunda [$ohm-m$]	RD
Densidad de la formación [g/cm^3]	ZDEN
Modulo de Young estático [Mpsi]	AYM
Relación de Poisson estática [adim.]	APOIS
Resistividad compresiva sin confinar [psi]	UCS



Figura 4.15 Metodología para la estimación del gradiente de fractura.

A medida que se carga cada una de las curvas se debe seleccionar en el programa la unidad correspondiente utilizada en cada una de ellas, para que el programa realice la conversión de unidades automáticamente, siempre que sea necesario.

Finalmente, para visualizar las curvas importadas al programa se seleccionó la plantilla *WL Input Data* ubicada en la barra de herramientas del programa, y éstas se arrastraron desde el *Project Explorer* hasta su respectiva posición. (Figura 4.16).

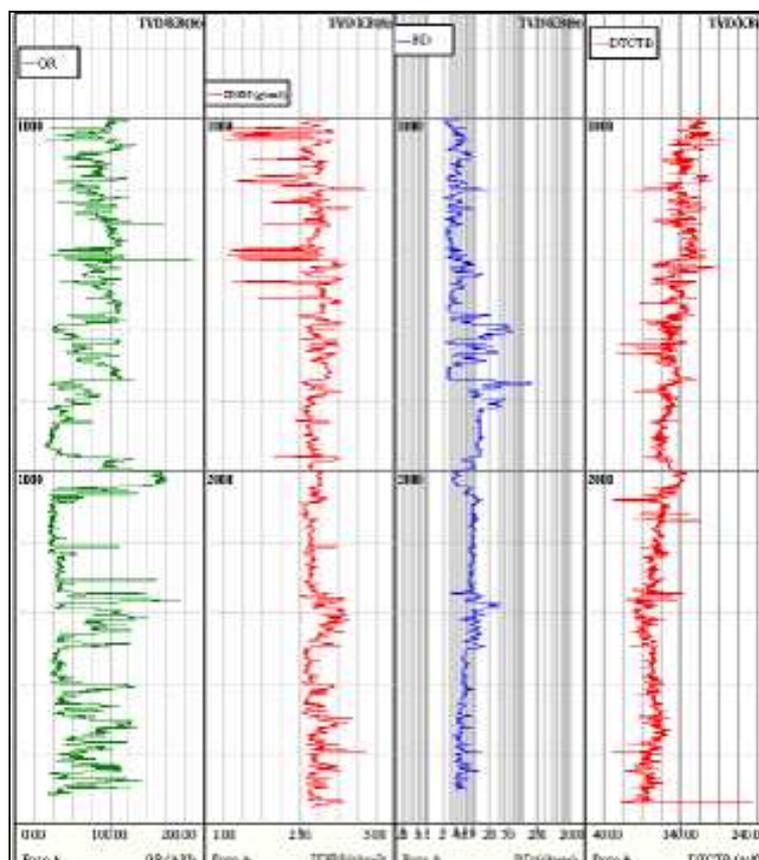


Figura 4.16 Plantilla *WL Input Data* del programa Predict.

4.5.5.2 Seleccionar intervalos de lutita: Los intervalos de lutita son aquellos donde la curva de rayos gamma adquiere los valores de mayor magnitud, para seleccionar esas zonas se necesita crear una línea base de lutitas que corte la curva de rayos gamma. Para crear la línea se hace clic derecho sobre la escala vertical donde se encuentra la curva GR y en la opción *Line Group* se selecciona *Create*. El programa automáticamente va a asociar la línea que dibujemos a la curva de rayos gamma. (Figura 4.17).

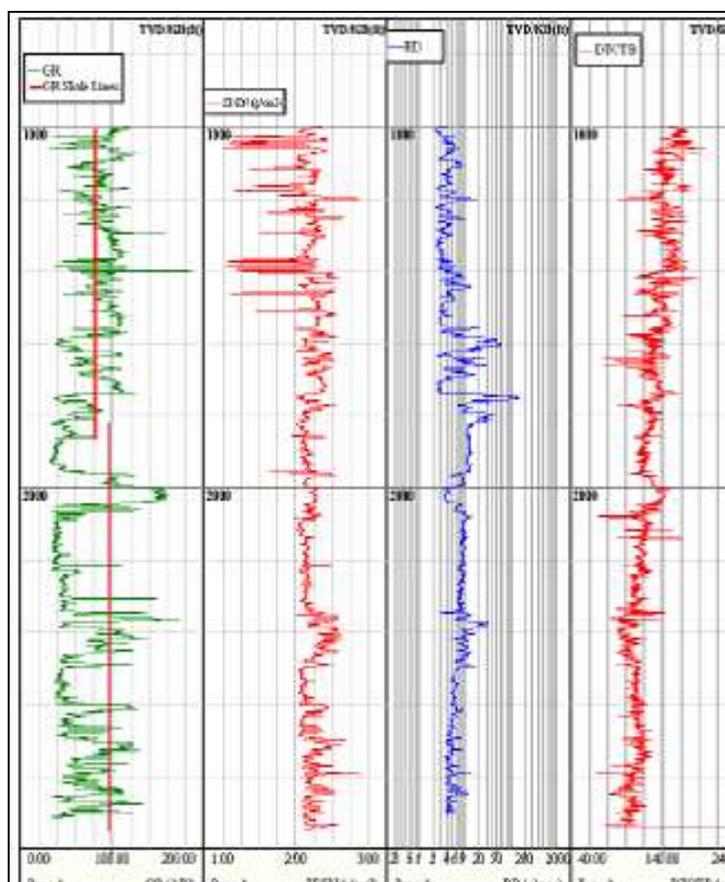


Figura 4.17 Representación de la línea base de lutitas (líneas horizontales, primera pista).

4.5.5.3 Transferir intervalos de lutita: En este punto se deben transferir los intervalos lutíticos a cualquiera de las curvas que responden a los cambios de porosidad, que son la resistividad profunda (RD) o la lentitud compresional (DTCTB). En este caso se realizó el procedimiento utilizando la lentitud compresional únicamente.

En el programa se utilizó la opción *Shale Point* del menú *Analyze* y en la ventana que se despliega se siguen los pasos para transferir los intervalos lutíticos. Deben seleccionarse la curva de rayos gamma con su respectiva línea base de lutitas y la curva de lentitud compresional. Luego de transferir los intervalos, estos se cargan en la misma pista donde se encuentra la lentitud compresional. Obteniéndose un arreglo de puntos que responden a las zonas de lutita, la siguiente figura muestra el resultado. (Figura 4.18).

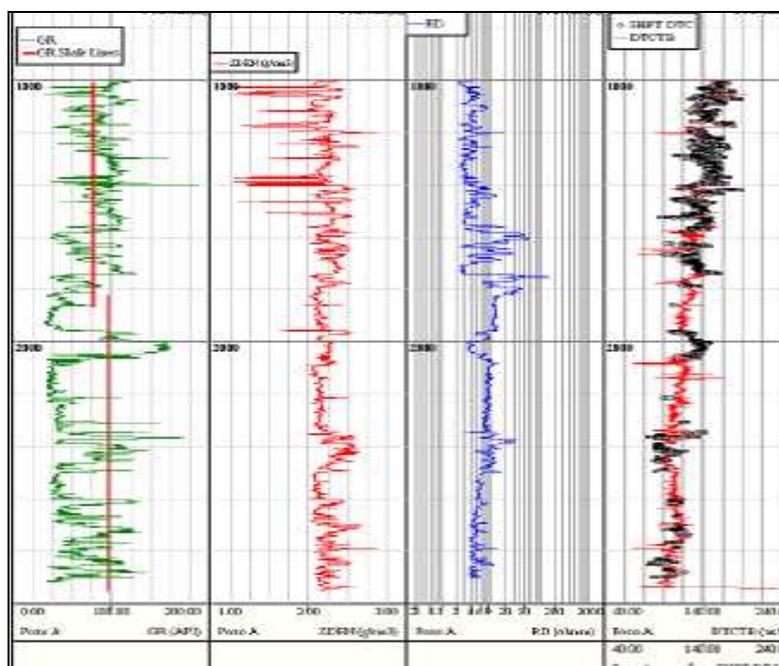


Figura 4.18 Representación de los intervalos de lutita representados sobre la lentitud compresional (cuarta pista).

4.5.5.4 Refinar datos indicadores de porosidad: La refinación de los datos indicadores de porosidad consistió en filtrar el arreglo de puntos obtenidos en el paso anterior para generar una curva continua a lo largo de toda la profundidad del pozo. Para ello se utilizó la opción *MWA Filter* del menú *Data*. En este caso se utilizó el método *Shrink boxcar* y se aplica al arreglo de puntos SHPT DTC con un número de puntos de filtrado igual a 51 y una ventana de filtrado de 150. Finalmente se carga esta curva en él la última pista. La curva que se obtiene lleva por nombre SHPT_DTC_f51. (Figura 4.19).

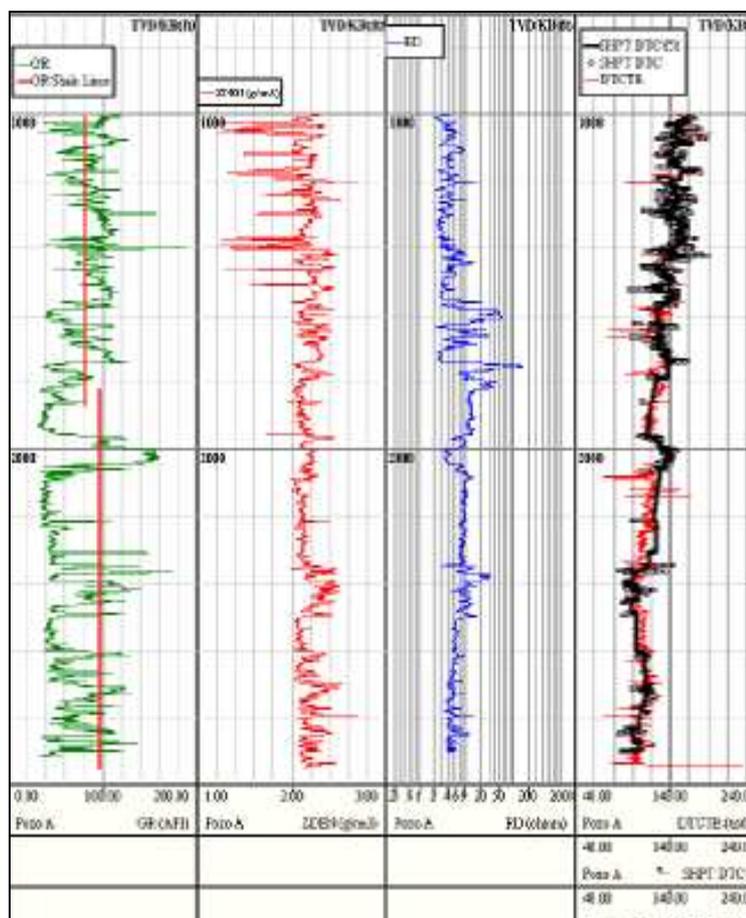


Figura 4.19 Representación de la refinación de los datos indicadores de porosidad sobre la curva acústica.

4.5.5.5 Estimación del gradiente de sobrecarga: A pesar de contar con una curva de densidad bastante confiable, se necesita estimar los valores de densidad en la zona somera del pozo, para ello se utiliza el método de Miller. Este resultado posteriormente se combina con la curva de densidad petrofísica (ZDEN) y se integra para obtener el gradiente de sobrecarga para toda la profundidad del pozo.

Para estimar la densidad de la zona somera se selecciona la opción *Density* del menú *Analyze*. El método a utilizar como se mencionó anteriormente es el Miller y los parámetros para la estimación se muestran tabla 4.20. La curva resultante se llama ZDEN_Miller.

Tabla 4.20 Parámetros para estimar el gradiente de sobrecarga.

Parámetros	Valor
Profundidad por debajo de la línea de lodo [<i>pies</i>]	1000
Densidad del agua [g/cm^3]	1,03
Densidad de la formación [g/cm^3]	2,65

Finalmente se combinan las curvas de densidad en la zona somera con la curva de densidad petrofísica ZDEN seleccionando la opción *Composite* del menú *Data* de donde se despliega la ventana que permite colocar las curvas a combinar, que en este caso son ZDEN_Miller y ZDEN, con los siguientes intervalos de profundidad. (Tabla 4.21).

Tabla 4.21 Parámetros para la creación de la curva de densidad compuesta (ZDEN Composite).

Curvas	Intervalo
ZDEN Miller [g/cm ³]	0-1000
ZDEN [g/cm ³]	1000-2900

La curva que se obtiene se denomina ZDEN_Composite. (Figura 4.20).

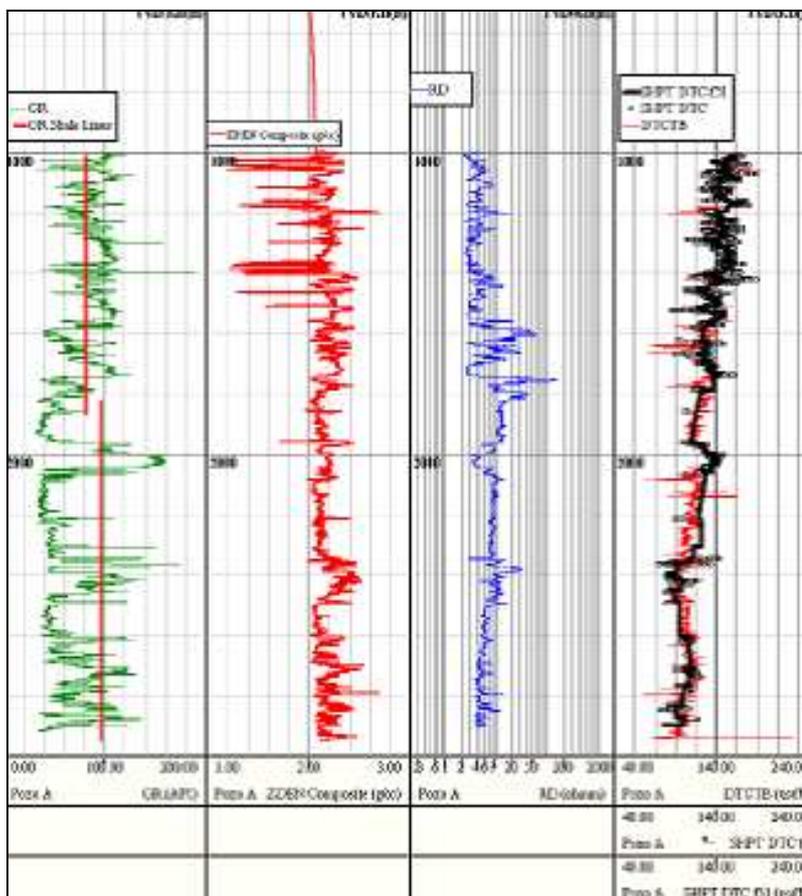


Figura 4.20 Representación de la curva de densidad compuesta.

A partir de ahora se utiliza esta curva para estimar el gradiente de sobrecarga en la opción *OBG* del menú *Analyze*. Se seleccionó el método de densidad de la matriz y se utilizó como curva de referencia la densidad compuesta obtenida previamente. Esta nueva curva se denomina *OBG_zden* y sus unidades se representan en libras por galón. El programa obtiene el gradiente de sobrecarga mediante la integración del registro de densidad.

4.5.5.6 Obtener tendencia de compactación normal: Primeramente es necesario utilizar la plantilla denominada *WL Acoustic PPF* disponible en la barra de herramientas y cargar algunas curvas sobre los *carriles* predeterminados. (Figura 4.21).

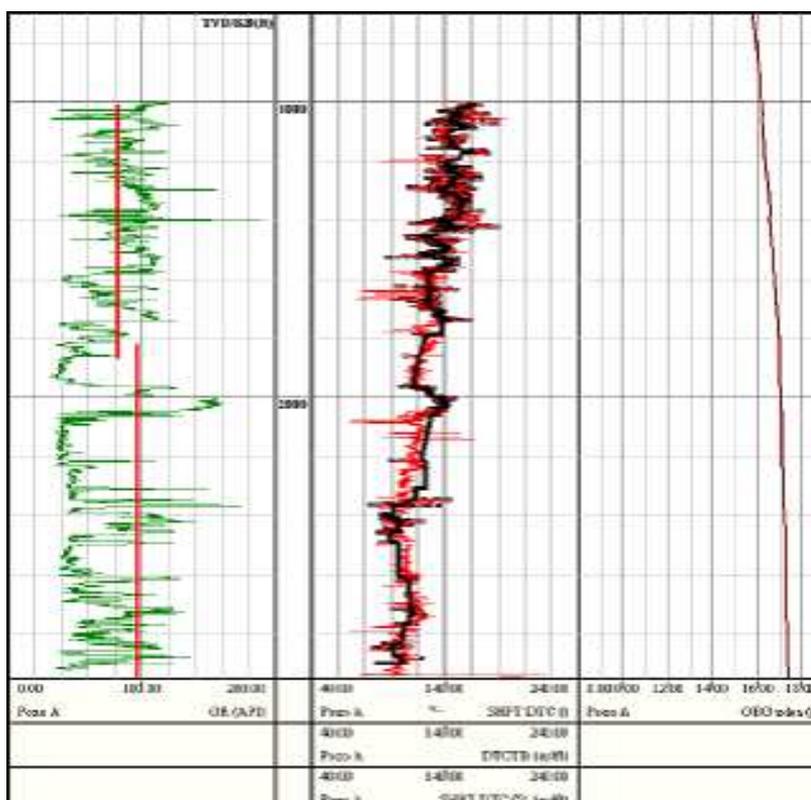


Figura 4.21 Plantilla *WL Acoustic PPF* del programa Predict.

Para obtener la línea de tendencia de compactación normal se utiliza la opción *Normal Compaction Trend* del menú *Analyze*. Se seleccionó el método *Bowers Sonic* y la curva de gradiente de sobrecarga obtenida en el paso anterior. La curva que se obtiene lleva por nombre *DT_trend_Bowers*. (Tabla 4.22) (Figura 4.22).

Tabla 4.22 Parámetros para la estimación de la línea de compactación normal.

Parámetros	Valor
Profundidad inicial [<i>pies</i>]	0
Lentitud línea de lodo [μ / <i>pies</i>]	220
Gradiente de presión de poro normal del agua [<i>lg/galon</i>]	7,7
Parámetro A [<i>adim.</i>]	11
Parámetro B [<i>adim.</i>]	0,85

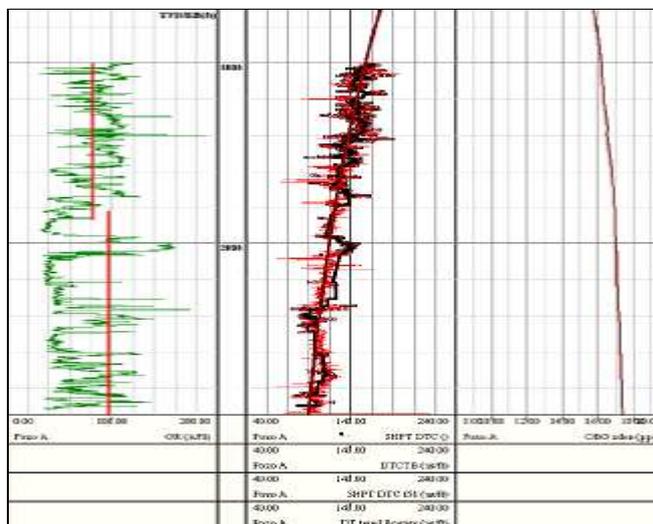


Figura 4.22 Representación de la línea de tendencia de compactación normal (segunda pista).

4.5.5.7 Analizar gradiente de presión de poro: Se debe verificar que el gradiente de presión de poro corresponda con las mediciones del RCI. Para ello se utilizó la opción *Pore Pressure Gradient* del menú *Analyze* donde se utiliza como entrada la línea de compactación normal, DT_trend_Bowers conjuntamente con la curva refinada de porosidad SHPT_DTC_f51. La curva obtenida lleva por nombre PP_dt_Bowers.

Finalmente se cargan los valores del gradiente de presión de poros obtenido con el RCI y se grafican en la última pista conjuntamente con la curva de presión de poros PP_dt_Bowers. (Figura 4.23).

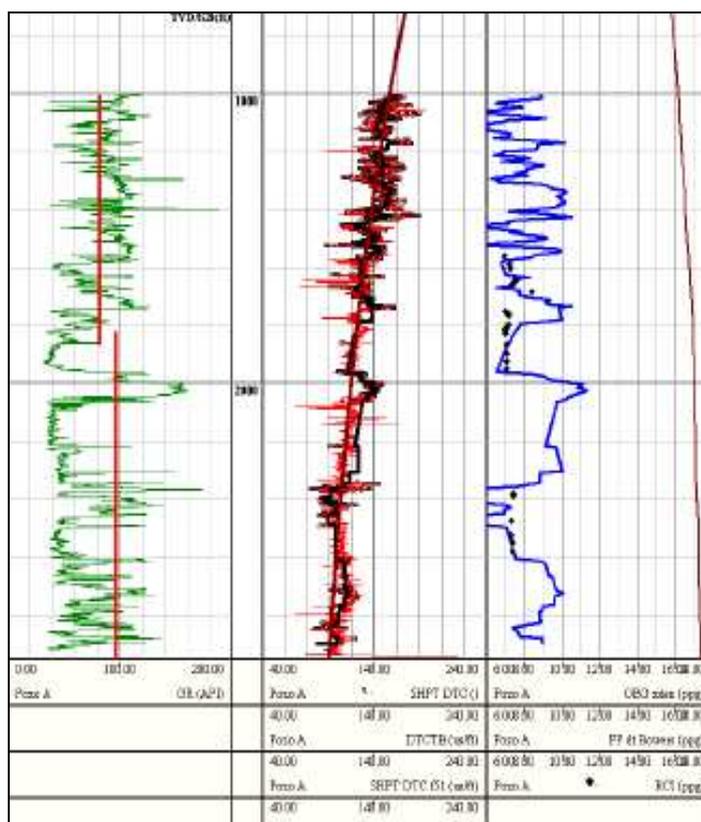


Figura 4.23 Gradiente de presión de poros obtenido empíricamente y su correlación con los valores obtenidos del RCI (tercera pista).

En la figura anterior se ve claramente que el gradiente de presión de poros obtenido con el programa corresponde muy bien con los gradientes medidos en los distintos puntos con el RCI, además no se observan puntos de sobre-presión. Tomando como premisa lo mencionado anteriormente, se puede utilizar un gradiente de presión de poros con valores de 7,3 y 8,5 lb/galón para las zonas de arena y lutita respectivamente.

4.5.5.8 Estimación del gradiente de fractura: El gradiente de fractura se obtuvo a partir de: el gradiente de sobrecarga (OBG_zden); el gradiente de presión de poros (PPGR), el cual debe calcularse con un gradiente para las lutitas de 0,44 psi/pies (8,5 lb/galón); y la relación de Poisson estática sin confinar (APOIS). Ambas últimas deben importarse como se explicó en el primer punto de esta sección.

La estimación del gradiente de fractura se hace seleccionando la opción *Fracture Gradient* del menú *Analyze*. Se utilizó el método Eaton y se seleccionaron las tres curvas nombradas en el párrafo anterior. La curva que resulta lleva por nombre FG_Eaton y sus unidades están en libras por galón. La siguiente ecuación muestra como se obtiene el gradiente de fractura formulado por Eaton.

$$FG = PPGR + (OBG - PPGR) \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) \quad (4.11)$$

Donde:

FG = Gradiente de fractura.

OBG = Gradiente de sobrecarga.

PPGR = Gradiente de presión de poros.

ν = Relación de Poisson estática.

La visualización del gradiente de fractura se hace en la plantilla *WL PPFG Summary* que se encuentra en la barra de herramientas. (Figura 4.24).

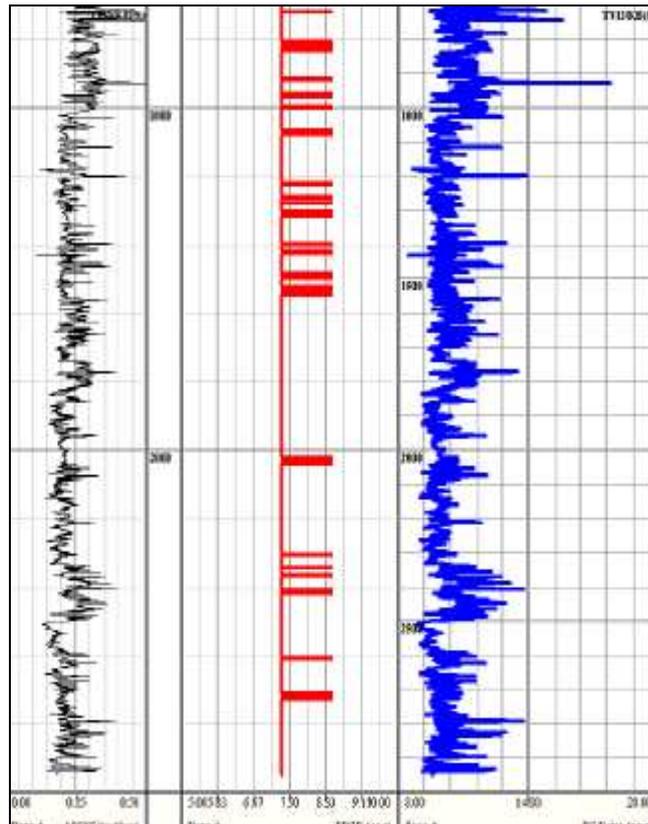


Figura 4.24 Representación del gradiente de fractura obtenido con el programa Predict.

4.5.5.9 Calibración del gradiente de fractura: La calibración del gradiente de fractura consiste en ajustar dicha curva con un ensayo de micro fractura, la cual mide la presión de fractura y el esfuerzo mínimo de la formación. En este caso se contó con una prueba realizada en un pozo vecino ubicado a unos cincuenta kilómetros de distancia, de donde por medio de una correlación de rayos gamma se ajustó para el

pozo en estudio. La figura 4.25 muestra un esquema de la herramienta utilizada para realizar el ensayo de micro fractura, y el resultado que se obtiene del mismo.

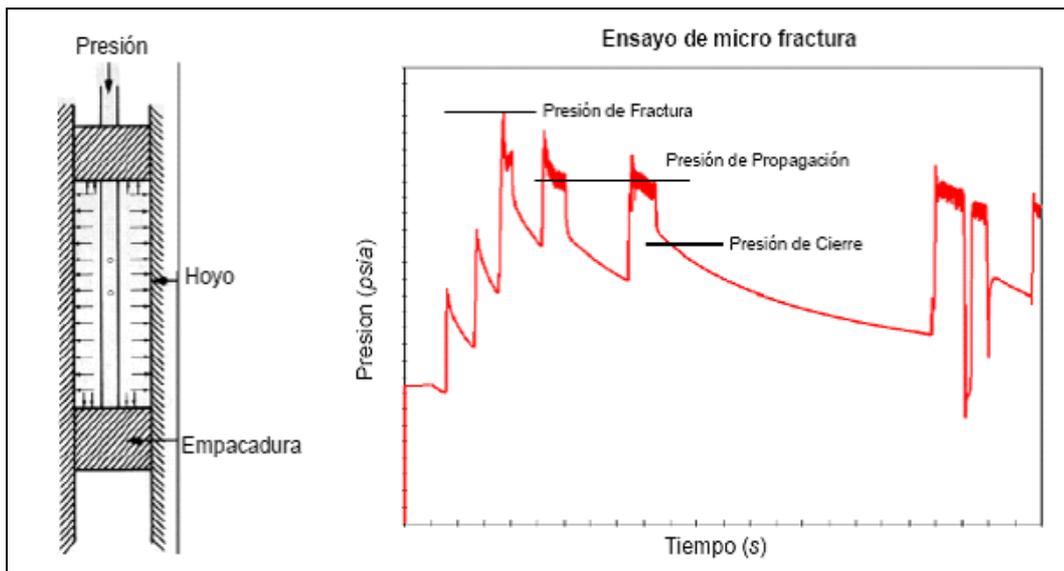


Figura 4.25 Representación esquemática de la herramienta de ensayo micro-frac y su respectivo resultado de donde se obtienen tres presiones características: la presión de cierre, propagación y fractura (Modificado de Vásquez, 2000).

Los datos utilizados en esta prueba (pozo original) y su respectiva correlación con el pozo en estudio no pueden ser suministrados debido a tratados de confidencialidad con la empresa que adquirió dicho servicio.

Finalmente, el ajuste consiste en desplazar toda la curva del gradiente de fractura para que pase justo por encima del punto de presión de fractura (valor del gradiente de presión de fractura mostrado en la figura anterior). Para el esfuerzo horizontal mínimo se procede de manera similar, sólo que ahora la curva debe desplazarse para que pase por encima del punto de esfuerzo horizontal mínimo (gradiente de presión de cierre). Como resultado se obtienen dos gradientes, el

gradiente de presión de fractura (PbG) y el gradiente de esfuerzo horizontal mínimo (σhG).

4.5.6 Obtención de resultados

4.5.6.1 Propiedades mecánicas de los minerales de arcillas: La metodología para obtener las propiedades mecánicas de los distintos minerales de arcilla consiste en combinar los resultados del registro mineralógico basado en espectroscopía elemental, el cual permite discriminar los cuatro principales minerales de arcilla presentes en la formación (Ilita, Clorita, Esmectita y Caolinita), y el resultado obtenido de las propiedades mecánicas estáticas sin confinamiento, específicamente la resistencia a la compresión, a la tensión, la relación de Poisson y el módulo de Young. Además, se evalúan también dichas propiedades para el volumen de lutita (obtenido de la petrofísica) para ser utilizado como referencia. Lo que se desea obtener es el comportamiento de las propiedades mecánicas de los minerales de arcilla dependiendo de su contenido porcentual. Para ello se procede de la siguiente manera:

- Se cargan los datos de los volúmenes porcentuales de los minerales de arcilla, incluyendo el volumen de lutita, conjuntamente con las propiedades mecánicas mencionadas en el párrafo anterior, en una hoja de trabajo de Excel®. Debido a que los datos están organizados desde la profundidad mínima hasta la profundidad máxima se procede entonces a organizarlos desde el menor porcentaje hasta el mayor porcentaje para la ilita, clorita, esmectita, caolinita y lutita respectivamente.

- A continuación se aproximan los porcentajes para que sólo queden números enteros (esto debe realizarse para cada mineral de arcilla por separado incluyendo la lutita).
- Finalmente para cada porcentaje de mineral de arcilla se calcula el promedio de las propiedades mecánicas.

4.5.6.2 Estudio de estabilidad de hoyo: El estudio de estabilidad se elabora en una hoja de trabajo de Excel® en donde se deben cargar las siguientes curvas que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4.23 Curvas utilizadas para realizar los cálculos para el análisis de estabilidad de hoyo.

Curvas	Abreviación
profundidad [<i>pies</i>]	DEPTH
Gradiente de presión fractura [<i>psi/pies</i>]	P _b G
Gradiente de esfuerzo horizontal mínimo [<i>psi/pies</i>]	σ _b G
Gradiente de sobrecarga [<i>psi/pies</i>]	OBG_zden
Relación de Poisson sin confinar [<i>adim.</i>]	APOIS
Modulo de Young sin confinar [<i>psi</i>]	AYM
Constante de Biot [<i>adim.</i>]	BBIOT
Gradiente de presión de poros [<i>psi/pies</i>]	PPGR
Resistencia a la compresión sin confinar [<i>psi</i>]	UCS
Resistencia a la tensión [<i>psi</i>]	To

4.5.6.3 Cálculo de los esfuerzos de la formación: A continuación se muestran las ecuaciones utilizadas para el cálculo de una serie de valores necesarios para realizar el estudio de estabilidad de hoyo.

• Esfuerzo horizontal mínimo (σ_h): El esfuerzo horizontal mínimo se obtiene multiplicando el gradiente del esfuerzo horizontal mínimo ($\sigma_h G$) por la profundidad, es decir:

$$\sigma_h = \sigma_h G \times DEPTH \quad (4.12)$$

• Esfuerzo horizontal máximo (σ_H): El esfuerzo horizontal máximo se obtiene aplicando la siguiente ecuación:

$$\sigma_H = 3\sigma_h - P_b - \alpha_p P_p + T_o \quad (4.13)$$

Donde:

$$P_b = P_p G \times DEPTH \quad (4.14)$$

$$\alpha_p = BBIOT \quad (4.15)$$

$$P_p = PPGR \times DEPTH \quad (4.16)$$

• Esfuerzo vertical (σ_v): El esfuerzo vertical se obtiene multiplicando el gradiente de sobrecarga por la profundidad. Entonces:

$$OBG \text{ DEPTH } \nu \sigma = \cdot \quad (4.17)$$

4.5.6.4 Rotación de esfuerzos según la dirección e inclinación del pozo: En este trabajo se elabora un estudio de estabilidad del pozo tomando como premisa un pozo perforado con una inclinación de 90 grados con respecto a la vertical y en dos

direcciones de perforación, la primera, en la dirección del esfuerzo horizontal máximo y la segunda, en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo. De ahí se obtienen los esfuerzos de la formación que actúan sobre el pozo tomando como eje de referencia el mostrado en la figura #12 del capítulo 2 para luego aplicar el efecto que tiene sobre los esfuerzos el aumento de la presión y temperatura del proceso SAGD.

- Pozo horizontal en la dirección del esfuerzo horizontal máximo (σ): En este caso se utiliza la operación de matrices tomando como ángulos, $i\omega = 90$ grados y $a\omega = 0$ grados. Y se obtiene como resultado que los esfuerzos que actúan sobre los ejes rotados son:

$$[\sigma]^{(x,y,z)} = \begin{bmatrix} \sigma_v & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_h & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_H \end{bmatrix} \quad (4.18)$$

Los esfuerzos que actúan sobre las paredes del pozo se obtienen aplicando las ecuaciones 28, 29 y 30 del capítulo 2 evaluando para $\theta = 0$ y $\theta = 90$ grados ya que son los puntos más críticos de concentración esfuerzos. De esta manera se obtiene el esfuerzo tangencial, axial y radial respectivamente como resultado de los esfuerzos in-situ.

- Pozo horizontal en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo (\square): Al igual que en el caso anterior se aplica la operación de matrices tomando como ángulos, $i\omega = 90$ grados y $a\omega = 90$ grados. Y se obtiene como resultado que los esfuerzos que actúan sobre los ejes rotados son:

$$[\sigma]^{(x,y,z)} = \begin{bmatrix} \sigma_v & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_H & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_h \end{bmatrix} \quad (4.19)$$

Finalmente los esfuerzos que actúan sobre las paredes del pozo se obtienen de la misma manera que en el punto anterior.

4.5.6.5 Componente de esfuerzos debido a la presión y temperatura: El cambio en el estado de esfuerzos debido a cambios en la presión y temperatura se obtiene utilizando las ecuaciones 33 y 34 del Capítulo 3, donde el módulo de Young y la relación de Poisson son las curvas AYM y APOIS respectivamente. Los valores para los coeficientes de expansión térmica utilizados se obtuvieron de Blanton y Olson (1997). (Tabla 4.24).

Tabla 4.24 Coeficientes de expansión térmica de la arena y la lutita.

Coeficiente de Expansión Térmica	Valor [$1^{\circ}F$]
Arenas	5,56E-6
Lutitas	5,00E-6

4.5.6.6 Verificación de estabilidad: Debido a que se estimaron las resistencias de compresión y tensión, se verifica que los esfuerzos tangenciales máximos y mínimos para cada punto de estudio cumplan con lo siguiente, dependiendo de la condición de esfuerzos.

- Condición #1: Si el esfuerzo tangencial mínimo es negativo ($\sigma_{\theta\theta}^{\min} < 0$), es decir, que se encuentra a tensión, entonces deben cumplirse la siguientes relaciones para que exista estabilidad:

$$|\sigma_{\theta\theta}^{\min}| < |T_0| \quad (4.20)$$

$$|\sigma_{\theta\theta}^{max}| < UCS \quad (4.21)$$

- Condición #2: Si el esfuerzo tangencial mínimo es positivo ($\sigma_{\theta\theta}^{min} > 0$) es decir, que se encuentra a compresión, entonces debe cumplirse el siguiente criterio para que existe estabilidad:

$$|\sigma_{\theta\theta}^{max}| < UCS \quad (4.22)$$

La presentación de resultados consiste en mostrar para cada punto y las distintas presiones y temperaturas de inyección, el cumplimiento del criterio mediante figuras.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

5.1 Análisis petrofísico

La evaluación petrofísica básica, tal como se menciona en el capítulo anterior, permite definir características petrofísica aproximadas sobre el pozo en estudio. Entre las características más importantes tenemos: porosidad, volumen de litología, saturación de agua. A lo largo de toda la profundidad del pozo podemos delimitar nueve zonas, de las cuales una de ellas es de carácter de interés para el estudio de estabilidad de hoyo, tomando en cuenta el proceso de inyección de vapor SAGD. El resto de ellas, incluyendo la anterior, se usarán para la estimación de las propiedades mecánicas de los diferentes tipos de arcillas. La siguiente tabla muestra los valores promedios delimitados por intervalos de profundidad.

Tabla 5.1 Valores promedios obtenidos a partir de la evaluación petrofísica básica.

Intervalo	Profundidad [pies]	Porosidad Total [%]	Volumen de Lutita [%]	Saturación de agua [%]	Saturación de Petróleo [%]
1	1000-1582	12,6	54,4	95,3	4,7
2	1582-1610	30,5	18,1	52,3	47,7
3	1610-1740	19,1	47,6	93,8	6,2
4	1740-1830	28,9	21,7	63,0	37,0
5	1830-1960	30,9	12,2	95,6	4,4
6	1960-2050	14,3	62,5	97,7	2,3
7	2050-2340	29,4	11,8	99,9	0,1
8	2340-2450	14,9	42,8	88,4	11,6
9	2450-2900	25,0	26,7	99,5	0,5

La saturación de petróleo se obtiene utilizando la ecuación (3.33) del capítulo 3 tomando como premisa que no hay presencia de gas en el yacimiento.

En el primer intervalo, que va desde los 1000 hasta los 1582 pies, se observa que la porosidad total de la formación está limitada por un porcentaje medio de lutita. Los poros en la roca están llenos de agua casi en su totalidad y baja saturación de petróleo.

El segundo intervalo (1582 a 1610 pies) se caracteriza por poseer una alta porosidad, bajo contenido de lutita y alta saturación de petróleo. En la industria del petróleo estas condiciones son muy importantes y a este tipo de zonas se les considera prospectivas, es decir que las posibilidades de extracción de hidrocarburos en ellas son mayores que en el resto del pozo, razón por la cual fue seleccionada para el estudio de estabilidad de hoyo. (Figura 5.1).

La porción sombreada en color rojo (1582 a 1624 pies) indica la presencia de petróleo y es ahí donde se realizará el estudio de estabilidad de hoyo aplicando inyección de vapor para este intervalo del pozo y tomando en cuenta los sellos de lutitas adyacentes (región de color verde).

El tercer intervalo (1610 a 1740 pies) presenta características muy similares al primer intervalo, es decir: baja porosidad, contenido medio de lutita, alta saturación de agua y baja saturación de petróleo.

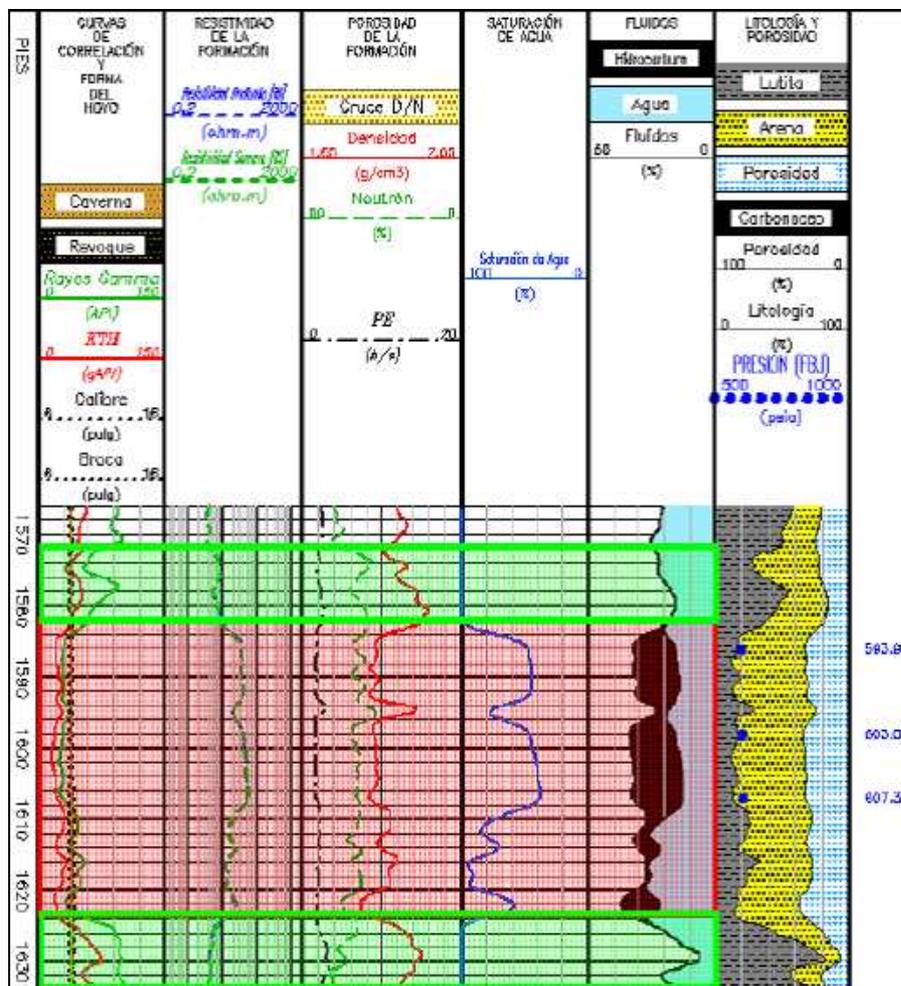


Figura 5.1 Comportamiento petrofísico del intervalo 2.

El cuarto intervalo (1740 a 1850 pies) representa la segunda zona prospectiva (dos zonas) del pozo con condiciones similares a las del segundo intervalo, sólo que presenta mayor porcentaje de porosidad, menor saturación de agua y menor volumen de lutita. La siguiente figura muestra el comportamiento petrofísico de este intervalo del pozo.

Los últimos cinco intervalos que comprenden desde los 1830 pies hasta la profundidad máxima del pozo (2900 pies) presentan valores variables de porosidad y

contenido de lutita, y poseen saturaciones de agua por encima del 87% y saturaciones de petróleo por debajo del 12%.

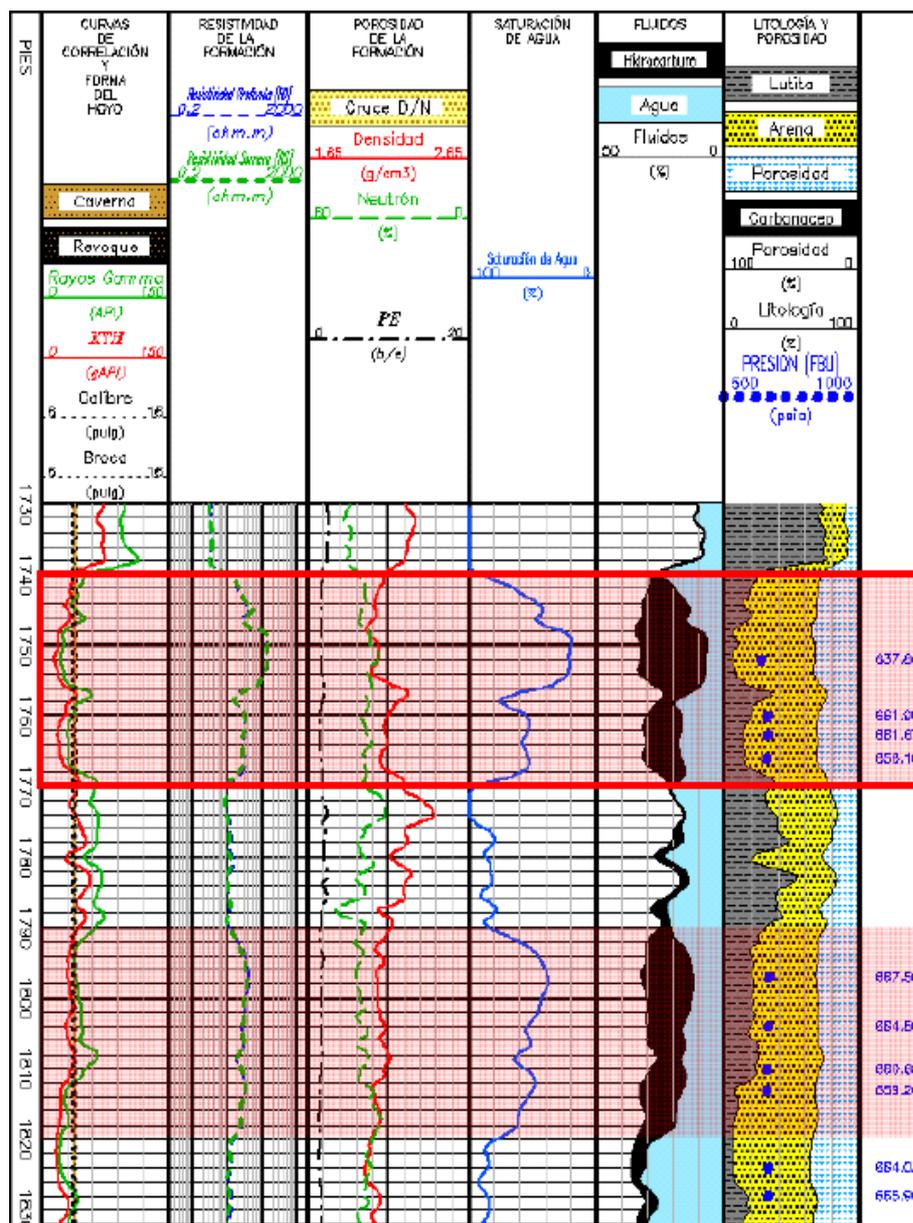


Figura 5.2 Comportamiento petrofísico de los intervalos 3 y 4.

Estas zonas sólo se utilizarán para relacionar las propiedades mecánicas con los distintos tipos de arcilla mas no para el estudio de estabilidad debido a la baja presencia de saturación de petróleo.

5.2 Contenido de minerales de arcilla en la formación

A continuación se presenta una evaluación del porcentaje de los distintos minerales de arcilla presentes en la formación gracias a las mediciones del registros mineralógico basado en espectroscopía elemental a lo largo de todo el pozo, también se incluye el volumen de lutita obtenido de la evaluación petrofísica.

5.2.1 Contenido de Iilita

La figura 5.3 muestra un histograma del contenido de ilita presente en las formaciones de todo el intervalo evaluado.



Figura 5.3 Histograma del contenido de ilita presenta en toda la profundidad.

Se observa claramente que el contenido de illita en la formación está presente a distintos porcentajes muy variables, obteniéndose mayor frecuencia en los contenidos de illita de 3 a 6% con una frecuencia de datos que va desde 9 hasta 16%, esta última representa la frecuencia máxima y corresponde para un contenido de illita de 4%. El máximo contenido de illita registrado en todo el pozo es de 23% con una frecuencia de datos por debajo del 1%.

5.2.2 Contenido de Clorita

Se observa que la presencia de clorita en todo el intervalo del pozo es muy poca, donde aproximadamente el 98% de la frecuencia de valores corresponde a un contenido de clorita de 0%. Se presenta el rango de frecuencias en una escala más pequeña para poder observar en detalle el comportamiento de la frecuencia del contenido de clorita. (Figuras 5.4 y 5.5).



Figura 5.4 Histograma del contenido de clorita presente en toda la profundidad.

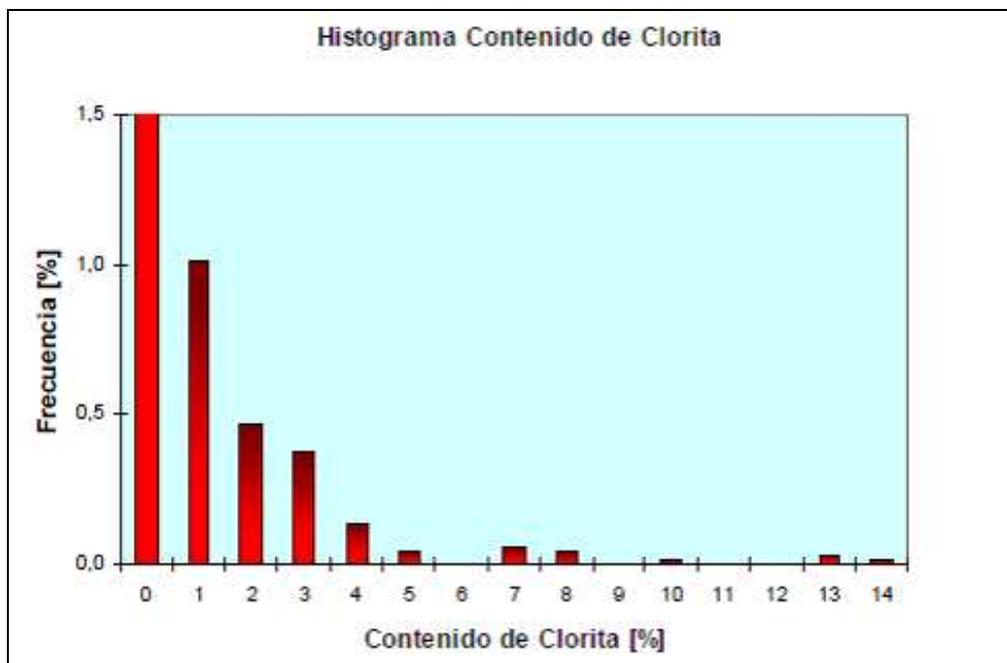


Figura 5.5 Histograma del contenido de clorita presente en toda la profundidad (escala reducida)

Se observa que para contenidos de clorita superiores al 1% la frecuencia de valores está por debajo del 1%. El máximo de clorita registrado en todo el pozo es de 14% con una frecuencia de datos por debajo del 0,5%.

5.2.3 Contenido de Esmectita

Se observa que la máxima frecuencia de datos, aproximadamente el 27% de ellos corresponden para un contenido de esmectita del 1% dicha frecuencia de datos disminuye notablemente para contenidos de esmectita superiores al 1% y se hace casi nula para contenidos por encima de 23%. El máximo contenido de esmectita registrado en todo el pozo es de 30% con una frecuencia de datos por debajo del 1%. (Figura 5.6).

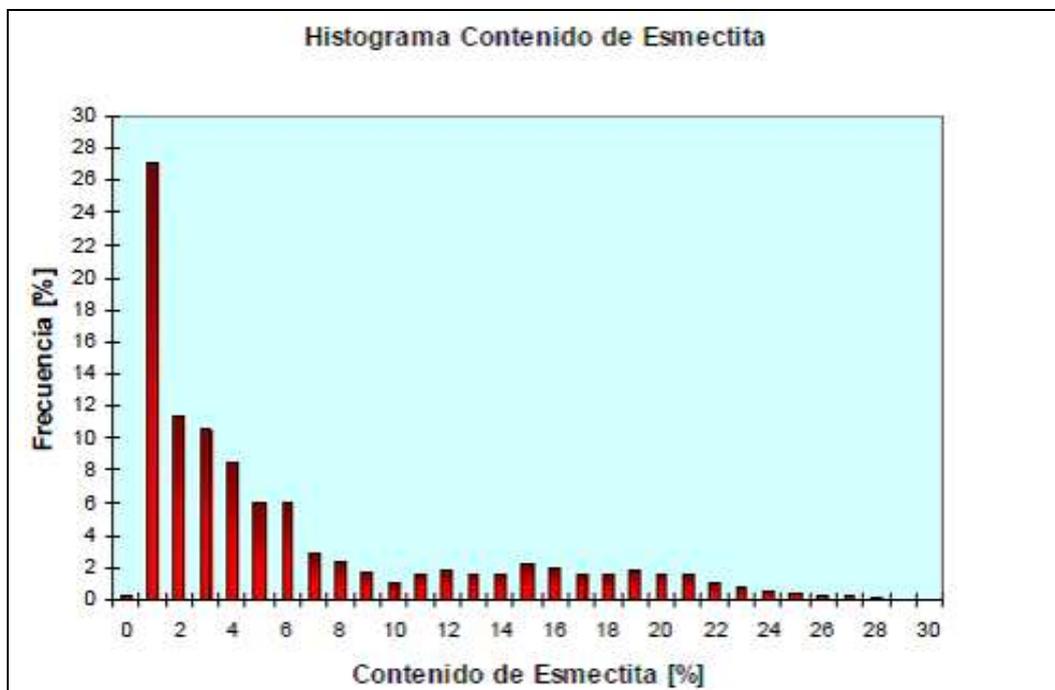


Figura 5.6 Histograma del contenido de esmectita presente en toda la profundidad.

5.2.4 Contenido de Caolinita

La máxima frecuencia de datos, que representa aproximadamente el 35% de los datos corresponde para un contenido de caolinita de 5%, y a partir de ese valor la frecuencia de datos disminuye drásticamente para estabilizarse en un valor promedio aproximado de 5% hasta un contenido de caolinita de 70%. Por encima de contenidos de 70% la frecuencia de datos disminuye por debajo del 1%. El máximo contenido de caolinita registrado en todo el pozo es de 90% con una frecuencia de datos por debajo del 1%. (Figura 5.7).

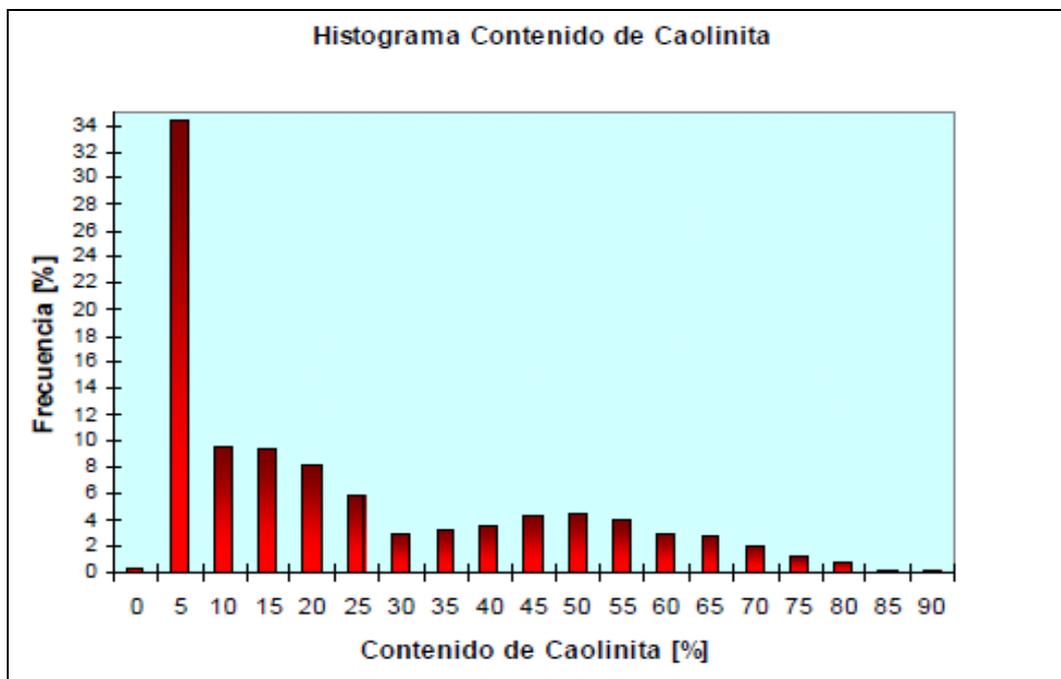


Figura 5.7 Histograma del contenido de caolinita presente en toda la profundidad.

5.2.5 Contenido de Lutita

La frecuencia de datos para el contenido de lutita disminuye casi de manera constante desde un contenido de lutita de 10% hasta aproximadamente 95%, con un único pico máximo que difiere de la tendencia para un contenido de lutita de 15% donde la frecuencia de datos es muy superior y alcanza el 23%. Para contenidos de lutita por debajo del 10% la frecuencia de datos se aproxima a 0%. El máximo contenido de lutita calculado es de 100% con una frecuencia de datos de 2% aproximadamente. (Figura 5.8).



Figura 5.8 Histograma del contenido de lutita presente en toda la profundidad.

5.3 Propiedades mecánicas de los minerales de arcilla

La estimación de las propiedades mecánicas de los distintos tipos de arcilla se obtiene aplicando la metodología de obtención de resultados del capítulo anterior. A partir de dichos resultados se elaboran una serie de gráficos que se muestran a continuación.

5.3.1 Propiedades mecánicas de la Ilita

5.3.1.1 Módulo de Young – Ilita: La siguiente figura muestra el promedio obtenido del módulo de Young para los distintos contenidos de ilita en todo el intervalo evaluado del pozo.

En la figura 5.9 se observa que el módulo de Young posee una tendencia decreciente a medida que aumenta el contenido de ilita, con una pendiente alta para contenidos entre cero y 2% y una pendiente mucho menor para contenidos entre 3 y

22% de ilita. El módulo de Young mínimo y máximo de la ilita es de aproximadamente 0,11 y 0,28 Mpsi respectivamente.

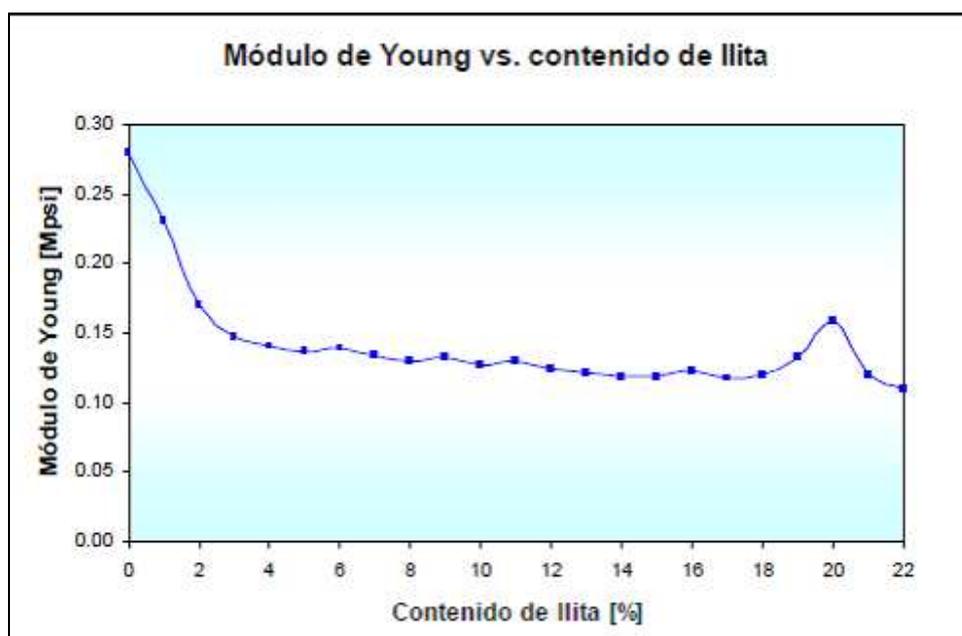


Figura 5.9 Módulo de Young en función del contenido de ilita.

Se puede observar también que existe un pico pronunciado justo cuando el contenido de ilita alcanza el 20%, éste se debe principalmente a dispersión en los datos utilizados para estimar los promedios de las propiedades tal como se puede observar en la figura 5.4 donde hay poca frecuencia de datos para contenidos de ilita por encima del 18%. Ésta dispersión también puede ser la responsable de la existencia de una pendiente alta para contenidos bajos de ilita, es por ello que si se toman únicamente contenidos de ilita entre 3 y 22% (despreciando el pico pronunciado) se tiene que el módulo de Young mínimo y máximo para la ilita es de aproximadamente 0,11 y 0,15 Mpsi respectivamente

5.3.1.2 Relación de Poisson – Iilita: El promedio obtenido de la relación de Poisson para los distintos contenidos ilita en todo el intervalo evaluado del pozo.

La relación de Poisson posee una tendencia decreciente (pendiente baja) a medida que aumenta el contenido de ilita. La relación de Poisson mínima y máxima es aproximadamente 0,2 y 0,25 respectivamente. (Figura 5.10).

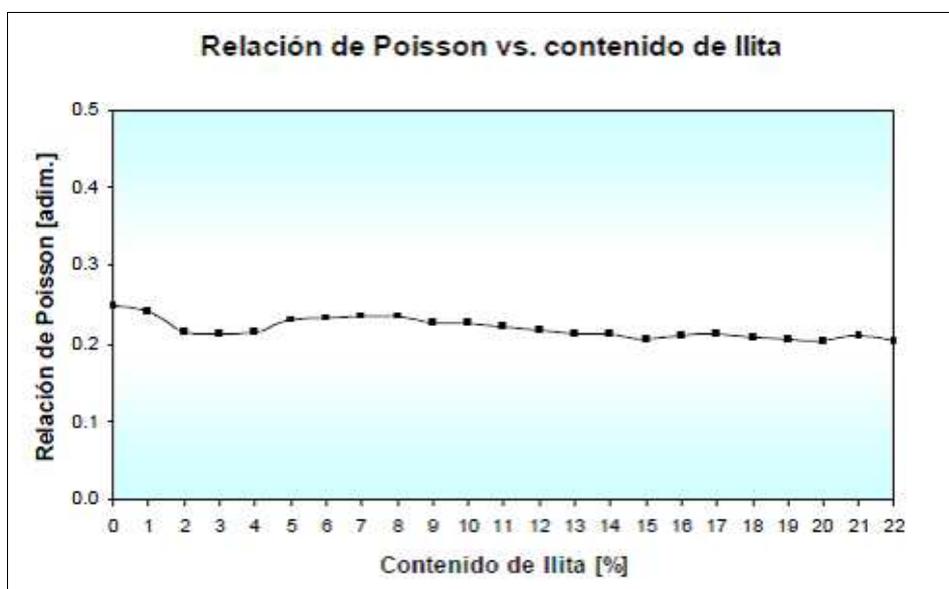


Figura 5.10 Relación de Poisson en función del contenido de ilita.

5.3.1.3 Resistencia a la compresión y tensión – Iilita: Es importante mencionar que la resistencia a la tensión es directamente proporcional a la resistencia a la compresión, razón por la cual sólo se analizará el comportamiento de la resistencia a la compresión.

Además se mostrará en las figuras de resistencia para los distintos minerales de arcilla, la magnitud (valor absoluto) de la resistencia a la tensión, tomando en cuenta de que ésta representa una presión como resultado de los esfuerzos de tracción, y por lo tanto posee valores negativos.

La figura 5.11 muestra el promedio obtenido para la resistencia a la compresión y tensión para los distintos contenidos de ilita.



Figura 5.11 Resistencia en función del contenido de ilita.

La resistencia a la compresión posee una tendencia decreciente para contenidos de ilita entre cero y 3% y una tendencia creciente para contenidos de ilita de 3 a 22%, con un pico pronunciado de la resistencia para un contenido de 20%. Tal como se explicó para la figura #45 este comportamiento puede ser debido a dispersión en los datos utilizados. Finalmente si se toma en cuenta la tendencia desde contenidos de 3% hasta contenidos de 18% se tiene que la resistencia a la compresión mínima y máxima es aproximadamente 1400 y 1500 psi respectivamente, mientras que la resistencia a la tensión mínima y máxima es aproximadamente 115 y 125 psi respectivamente.

5.3.2 Propiedades mecánicas de la Clorita

5.3.2.1 Módulo de Young – Clorita: El promedio obtenido del módulo de Young para los distintos contenidos de clorita en toda la profundidad del pozo. (Figura 5.12).

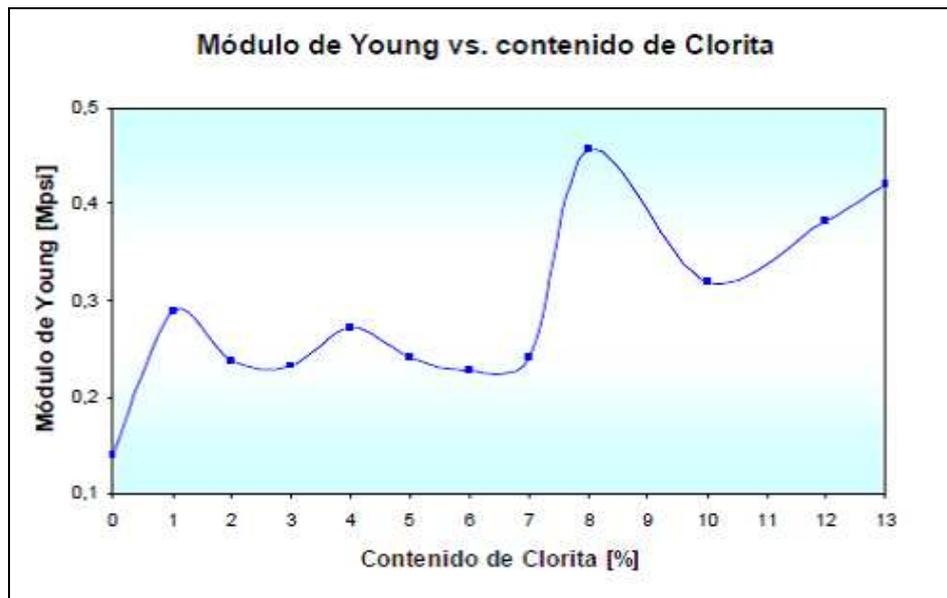


Figura 5.12 Módulo de Young en función del contenido de clorita.

El módulo de Young para la clorita aumenta drásticamente conforme se incrementa el contenido de clorita. Este resultado tan variante, tal y como se mencionó en la sección 4.2.2 se debe principalmente a los bajos contenidos de clorita presentes a lo largo de todo el pozo. El valor mínimo y máximo del módulo de Young para la clorita es de 0,14 y 0,41 Mpsi respectivamente.

5.3.2.2 Relación de Poisson – Clorita: El promedio obtenido de la relación de Poisson para los distintos contenidos de clorita en toda la profundidad del pozo. (Figura 5.13).

La relación de Poisson permanece casi constante para contenidos de clorita por debajo del 6% y un comportamiento similar para contenidos por encima del 7%. Se pueden observar dos tendencias de pendiente nula. La relación de Poisson mínima y máxima para la clorita es de 0,21 y 0,32 respectivamente.

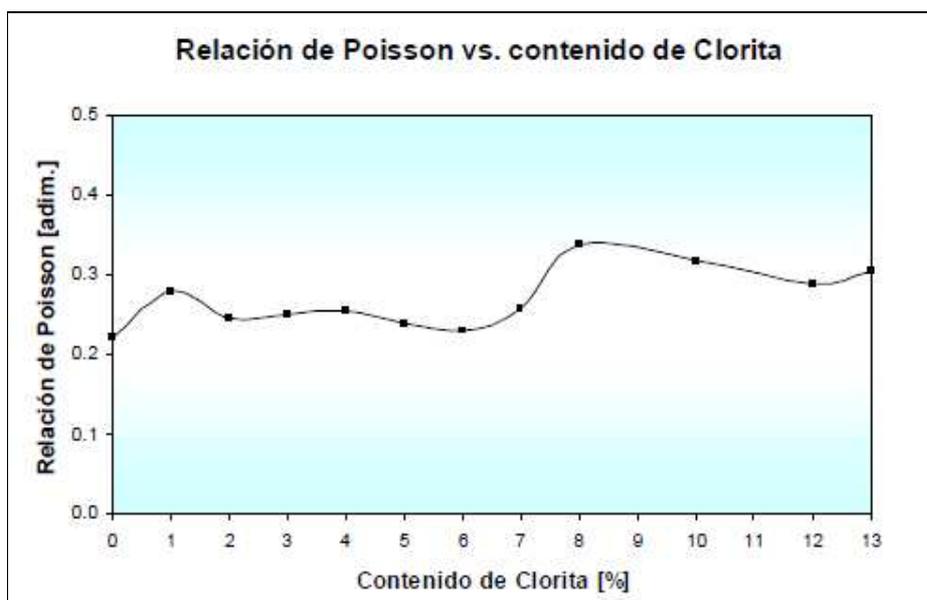


Figura 5.13 Relación de Poisson en función del contenido de clorita.

5.3.2.3 Resistencia a la compresión y tensión – Clorita: El promedio obtenido para la resistencia a la compresión y tensión para los distintos contenidos de clorita. Sólo se analizará el comportamiento de la resistencia a la compresión debido a los criterios mencionados anteriormente.

La resistencia a la compresión posee una tendencia creciente conforme aumenta el contenido de clorita, alcanzándose valores elevados para la resistencia a la compresión. El valor mínimo y máximo de la resistencia a la compresión es de aproximadamente 1500 y 3000 psi respectivamente, mientras que para la resistencia a la tensión es de 125 y 300 psi respectivamente. (Figura 5.14).

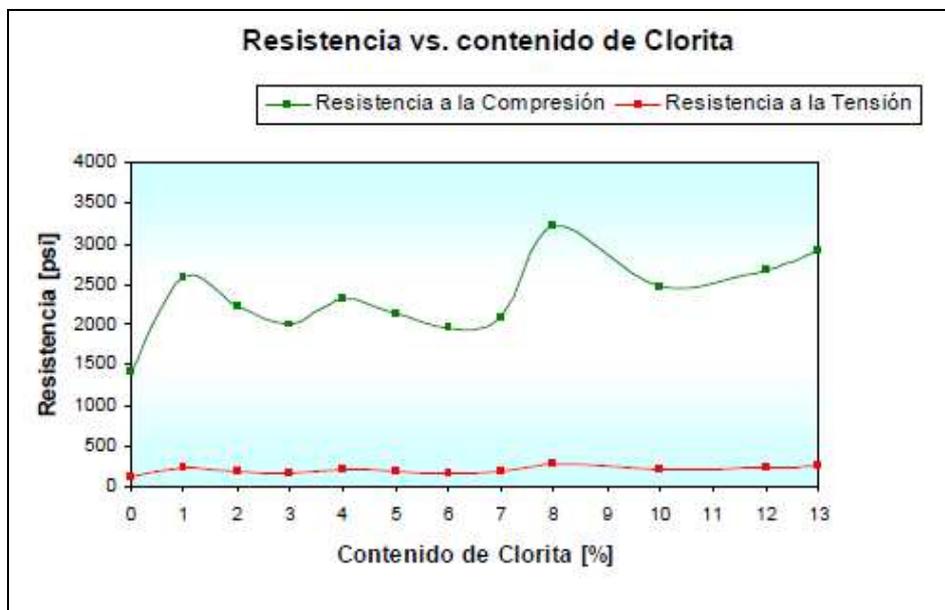


Figura 5.14 Resistencia en función del contenido de clorita.

5.3.3 Propiedades mecánicas de la Esmectita

5.3.3.1 Módulo de Young – Esmectita: el promedio obtenido del módulo de Young para los distintos contenidos de esmectita en toda la profundidad del pozo. En la figura anterior se observa que el módulo de Young posee una tendencia decreciente a medida que aumenta el contenido de esmectita, con la presencia de algunos puntos que no se rigen por la tendencia, sobre todo para contenidos por debajo del 8%. Tomando en cuenta la tendencia y despreciando los valores por debajo de 8% se tiene que el módulo de Young mínimo y máximo es aproximadamente 0,11 y 0,15 Mpsi respectivamente.

Es importante destacar que a pesar de que se observa una tendencia clara en el módulo de Young, la dispersión de datos puede conllevar a errores en los valores aproximados

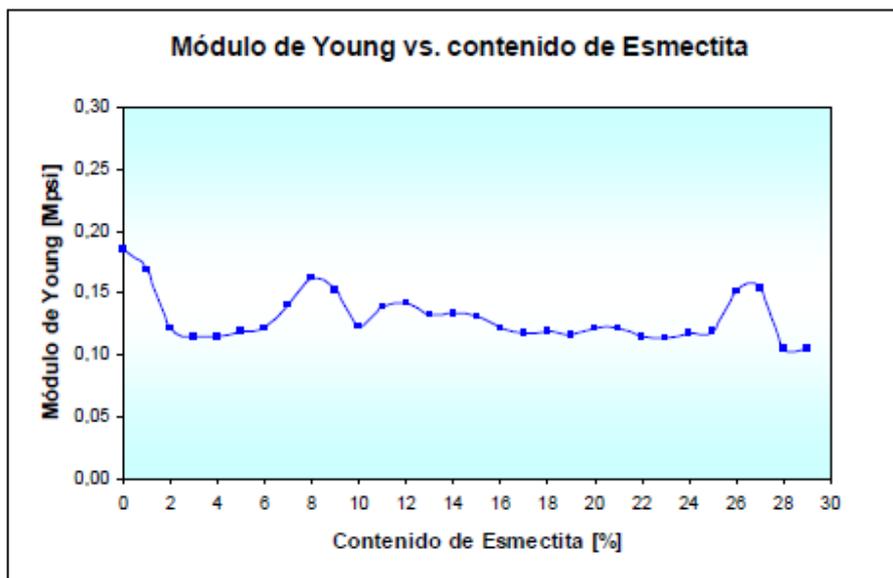


Figura 5.15 Módulo de Young en función del contenido esmectita.

5.3.3.2. Relación de Poisson.- Esmectita La siguiente figura muestra el promedio obtenido de la relación de Poisson para los distintos contenidos de esmectita para toda la profundidad del pozo.

En la siguiente figura se observa que la relación de Poisson posee una tendencia con una pendiente muy cercana a cero, por lo que ésta propiedad mecánica casi no varía a medida que aumenta el contenido de esmectita, salvo algunas excepciones (contenidos entre 6 y 12%). La relación de Poisson mínima y máxima es aproximadamente de 0,20 y 0,25 respectivamente.

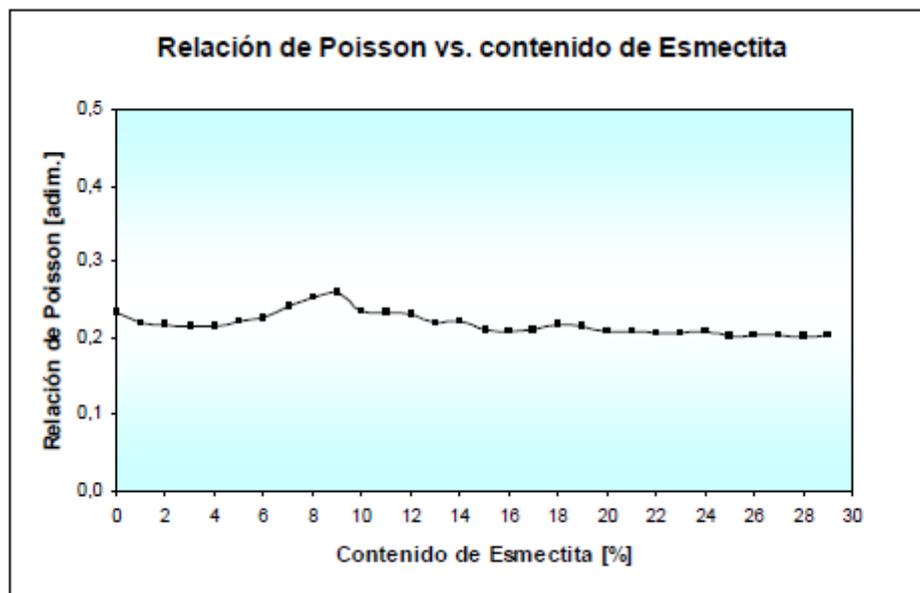


Figura 5.16 Relación de Poisson en función del contenido de esmeclita.

5.3.3.3. Resistencia a la Compresión y Tensión: Esmeclita La siguiente figura muestra el promedio obtenido para la resistencia a la compresión y tensión para los distintos contenidos de esmeclita. Sólo se analizará el comportamiento de la resistencia a la compresión debido a los criterios mencionados anteriormente.

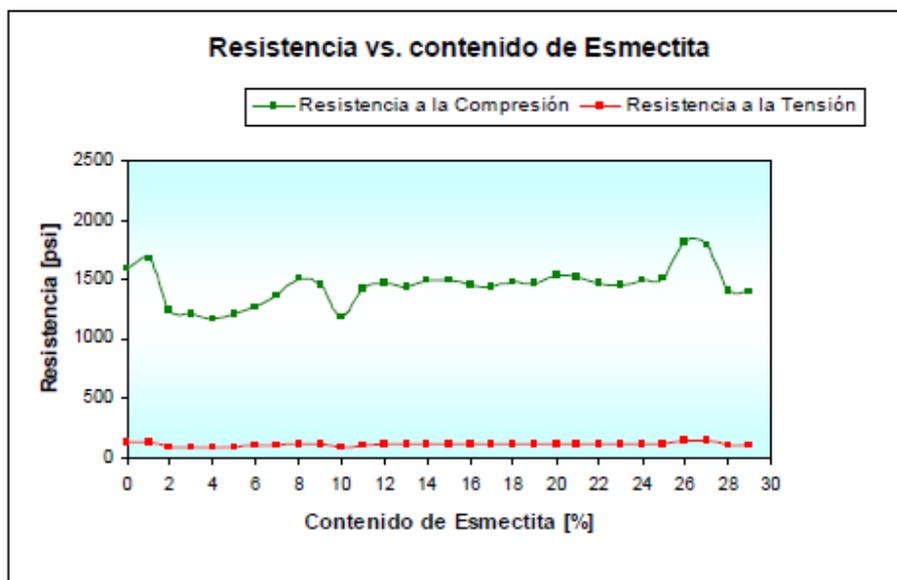


Figura 5.17 Resistencia en función del contenido de esmeclita.

Se observa que la tendencia de la resistencia es con carácter creciente a medida que aumenta el contenido de esmectita. A excepción de los cambios bruscos en la curva, el comportamiento de la resistencia a la compresión mantiene un valor casi constante que está entre 1400 y 1500 psi. En cuanto a la resistencia a la tensión el valor mínimo y máximo de aproximadamente 115 y 125 psi respectivamente.

5.3.4. Propiedades Mecánicas de la Caolinita

5.3.4.1. Módulo de Young. Caolinita La siguiente figura muestra el promedio obtenido del módulo de Young para los distintos contenidos de caolinita.

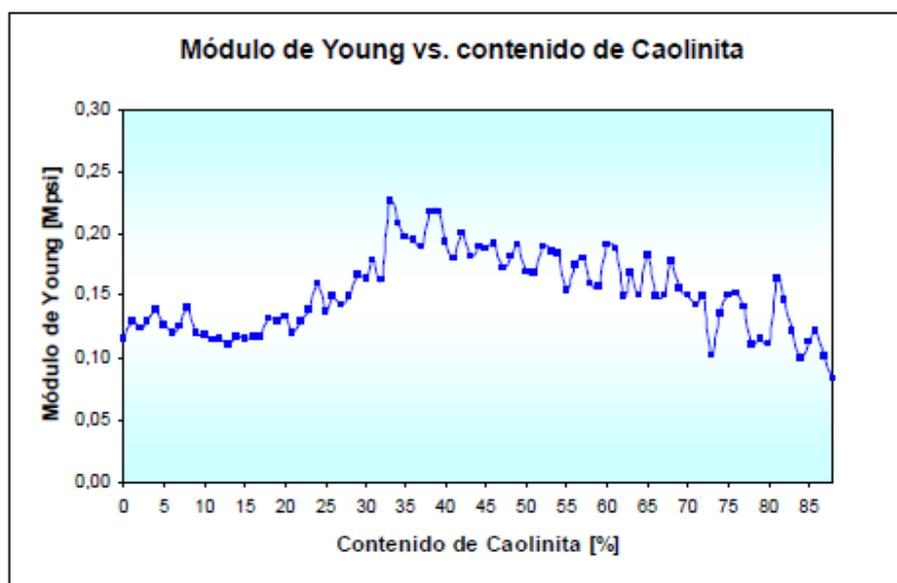


Figura 5.18 Módulo de Young en función del contenido de caolinita.

En la figura anterior se observa que el módulo de Young posee la siguiente tendencia: decreciente con una pendiente baja para contenidos de 0 a 15% con valores del módulo de Young entre 0,11 y 0,12 Mpsi; creciente con una pendiente mayor para contenidos de 15 a 35% con valores del módulo de Young entre 0,11 y 0,20 Mpsi; y decreciente con una pendiente media para contenidos superiores al 35% con valores

del módulo de Young entre 0,10 y 0,20 Mpsi. Finalmente se tiene que el módulo de Young mínimo es aproximadamente de 0,10 Mpsi para contenidos de caolinita por debajo del 20% y por encima del 75%, mientras que el módulo de Young máximo es aproximadamente de 0,22 Mpsi cuando el contenido de caolinita está entre 35 y 45%.

5.3.4.2. Relación de Poisson. Caolinita La siguiente figura muestra el promedio obtenido de la relación de Poisson para los distintos contenidos de caolinita.

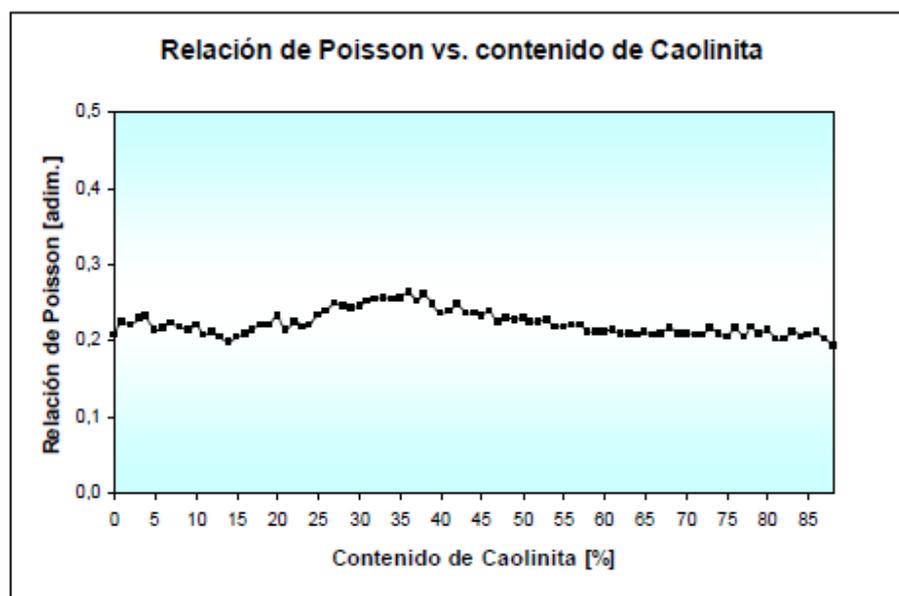


Figura 5.19 Relación de Poisson en función del contenido de clorita..

En la figura anterior se observa que la relación de Poisson varía muy poco con respecto al contenido de caolinita presente. Se observa una tendencia decreciente de muy baja pendiente para contenidos de 0 a 15%, una tendencia creciente para contenidos de 15 a 35% y finalmente una tendencia decreciente para contenidos por encima de 35%. La relación de Poisson mínima y máxima es de aproximadamente 0,20 y 0,25 respectivamente para contenidos de caolinita de 6 y 35%.

5.3.4.3. Resistencia a la Compresión y Tensión: Caolinita La siguiente figura muestra el promedio obtenido para la resistencia a la compresión y tensión para los distintos contenidos de caolinita. Sólo se analizará el comportamiento de la resistencia a la compresión debido a los criterios mencionados con anteriormente.

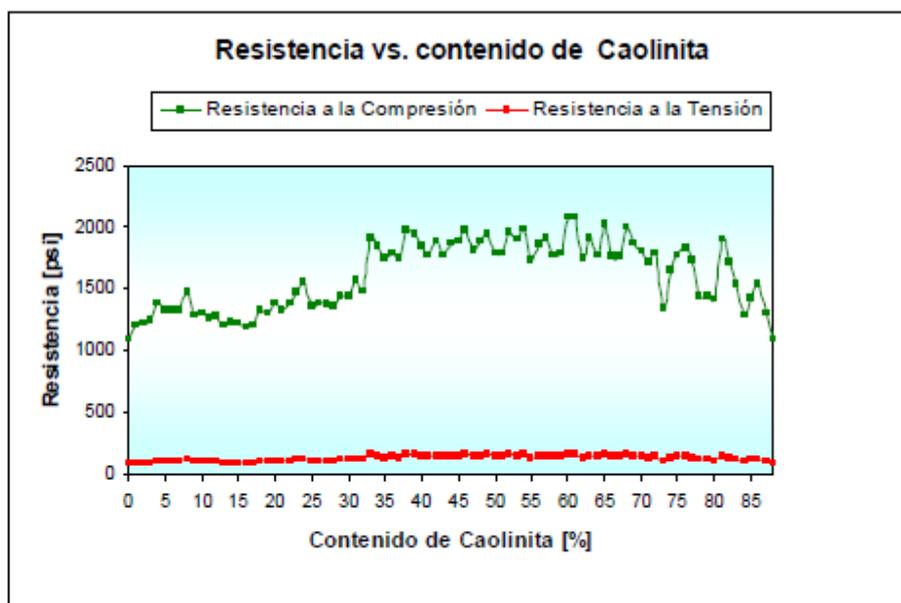


Figura 5.20 Resistencia en función del contenido de caolinita.

En la figura anterior se observa que la resistencia a la compresión posee una tendencia constante caracterizada por una pendiente muy baja para contenidos de caolinita entre cero y 15%, una tendencia creciente para contenidos de 15 a 40%, una tendencia creciente de baja pendiente para contenidos de 40 a 50%, y una tendencia decreciente para contenidos de 50 a 90%. La resistencia a la compresión mínima es aproximadamente de 1200 psi para contenidos de caolinita por debajo del 25% y la máxima es de aproximadamente 2000 psi para contenidos de caolinita por encima del 40%. En cuanto a la resistencia a la tensión el valor mínimo y máximo es de 100 y 165 psi respectivamente.

5.3.5. Propiedades Mecánicas de la Lutita

5.3.5.1. Módulo de Young. Lutita La siguiente figura muestra el promedio obtenido del módulo de Young para los distintos contenidos de lutita.

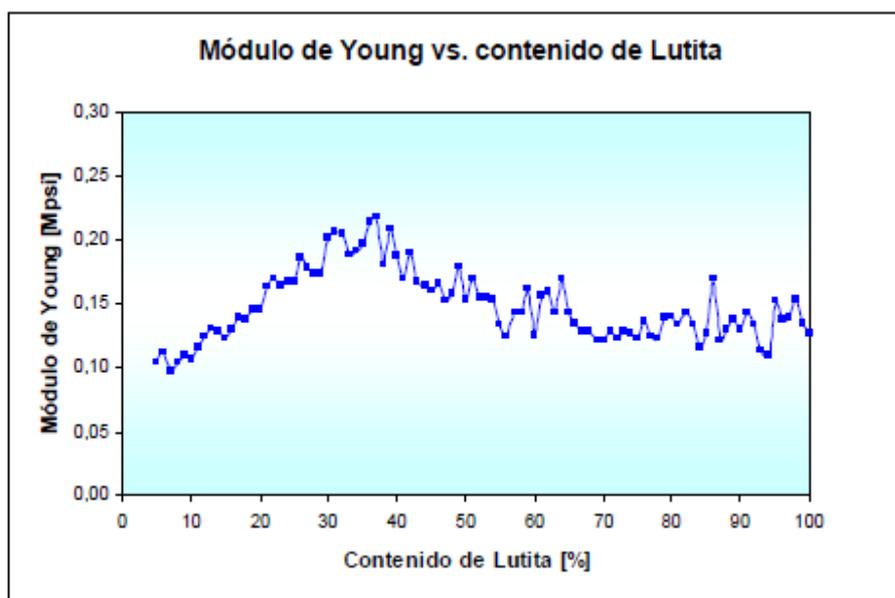


Figura 5.21 Módulo de Young en función del contenido de lutita.

Se observa que el módulo de Young para la lutita presenta: una tendencia creciente para contenidos entre 5 y 35% con valores del módulo de Young entre 0,10 y 0,20 Mpsi; decreciente para contenidos de 35 a 70% con valores del módulo de Young entre 0,13 y 0,20 Mpsi; y una tendencia creciente de pendiente muy baja para contenidos por encima de 70% con valores del módulo de Young entre 0,13 y 0,14 Mpsi. El módulo de Young mínimo es de 0,10 Mpsi y corresponde para contenidos de lutita por debajo de 10%, mientras que el módulo de Young máximo es de 0,20 Mpsi para contenidos de lutita entre 30 a 45%.

5.3.5.2. Relación de Poisson. Lutita La siguiente figura muestra el promedio obtenido de la relación de Poisson para los distintos contenidos de lutita.

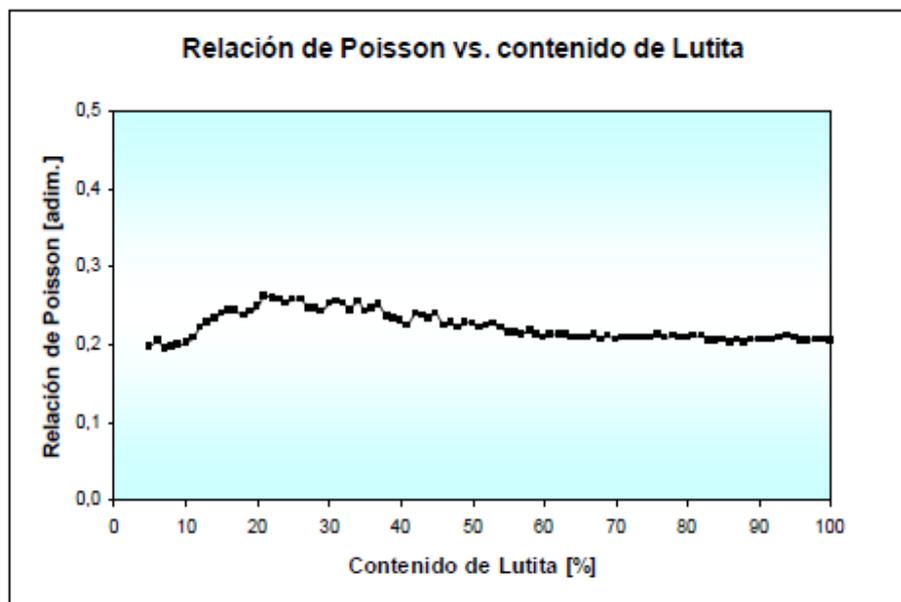


Figura 5.22 Relación de Poisson en función del contenido de lutita..

Se observa que la relación de Poisson posee una tendencia creciente a medida que se incrementa el contenido de lutita hasta el 22%, con una relación de Poisson que va desde 0,2 hasta 0,25. Por encima de contenidos de lutita de 22% la relación de Poisson disminuye notablemente hasta 0,2 para luego estabilizarse en dicho valor para contenidos de lutita por encima del 75%. El valor mínimo y máximo de la relación de Poisson en la lutita es de 0,2 y 0,25 respectivamente.

5.3.5.3. Resistencia a la Compresión y Tensión. Lutita La siguiente figura muestra los promedios obtenidos para la resistencia a la compresión y la tensión para los distintos contenidos de lutita.



Figura 5.23 Resistencia en función del contenido de lutita.

Se observa que para la lutita la resistencia a la compresión tiene un comportamiento creciente a medida que aumenta el contenido de lutita hasta 40%, partir de ese punto la resistencia a la compresión se mantiene prácticamente constante independiente del contenido de lutita, cuya magnitud es de 1700 psi aproximadamente, por su parte la resistencia a la tensión se mantiene en 140 psi, estos últimos valores representan la resistencia máxima de la lutita. La resistencia mínima de la lutita se obtiene cuando el contenido de lutita está por debajo del 10% con una magnitud de 1000 psi en compresión y 85 psi. en tensión.

5.3.6. Comparación de Resultados

5.3.6.1. Módulo de Young

La siguiente figura muestra el módulo de Young obtenido para los cuatro minerales de arcilla estudiadas.

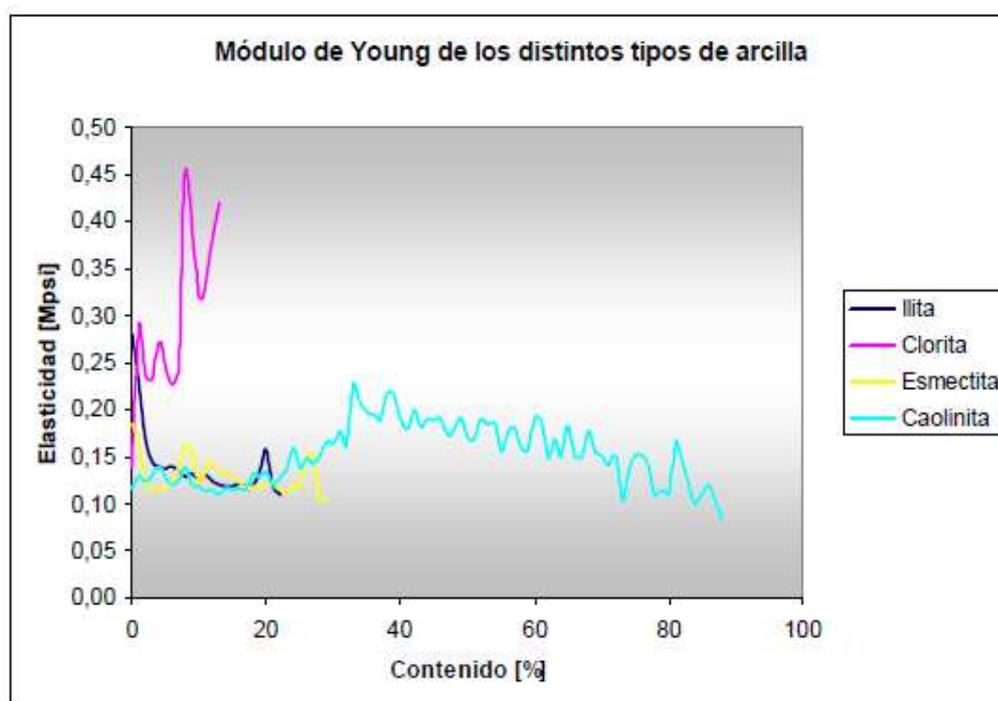


Figura 5.24 Resultados del módulo de Young para los distintos minerales de arcilla según su contenido.

Se observa que el módulo de Young es muy similar para los minerales de illita, esmectita y caolinita, mientras que para la clorita se obtuvieron valores muy elevados. Si se observa la tendencia de la elasticidad para cada uno de los minerales con contenidos por debajo del 25%, la clorita posee la mayor elasticidad, seguida por la esmectita, la illita y la caolinita. Por encima del 25% no puede realizarse esta comparación debido a que sólo se tienen valores para la caolinita.

5.3.6.2. Relación de Poisson

La siguiente figura muestra la relación de Poisson obtenida para los cuatro minerales de arcilla estudiados.

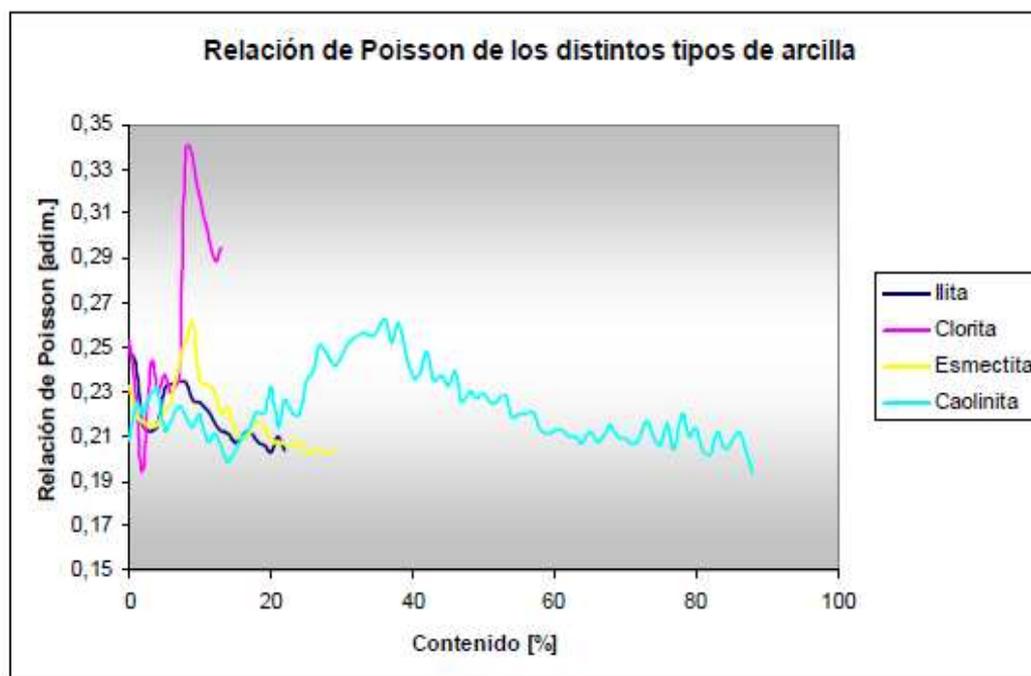


Figura 5.25 Resultados de la relación de Poisson para los distintos minerales de arcilla según su contenido.

Se observa que la relación de Poisson, al igual que el módulo de Young, se comporta de manera similar para los distintos minerales de arcilla con contenidos inferiores al 25%. Si se observa la tendencia, la clorita posee valores elevados y muy variables con respecto a los demás minerales, mientras que para la ilita, esmectita y caolinita se observa una tendencia más estable. Por debajo de contenidos del 18% aproximadamente, la esmectita posee mayor relación de Poisson, seguida por la ilita y la caolinita. Por encima del 18% la relación de Poisson de la caolinita aumenta notablemente con respecto a los demás minerales hasta llegar a un pico máximo

cuando se alcanza el contenido de caolinita de 37%. Al igual que para el módulo de Young, por encima de contenidos del 25% sólo se tienen valores para la caolinita por lo tanto no puede realizarse una comparación.

5.3.6.3. Resistencia a la Compresión

La siguiente figura muestra la resistencia a la compresión obtenida para los cuatro minerales de arcilla estudiados.

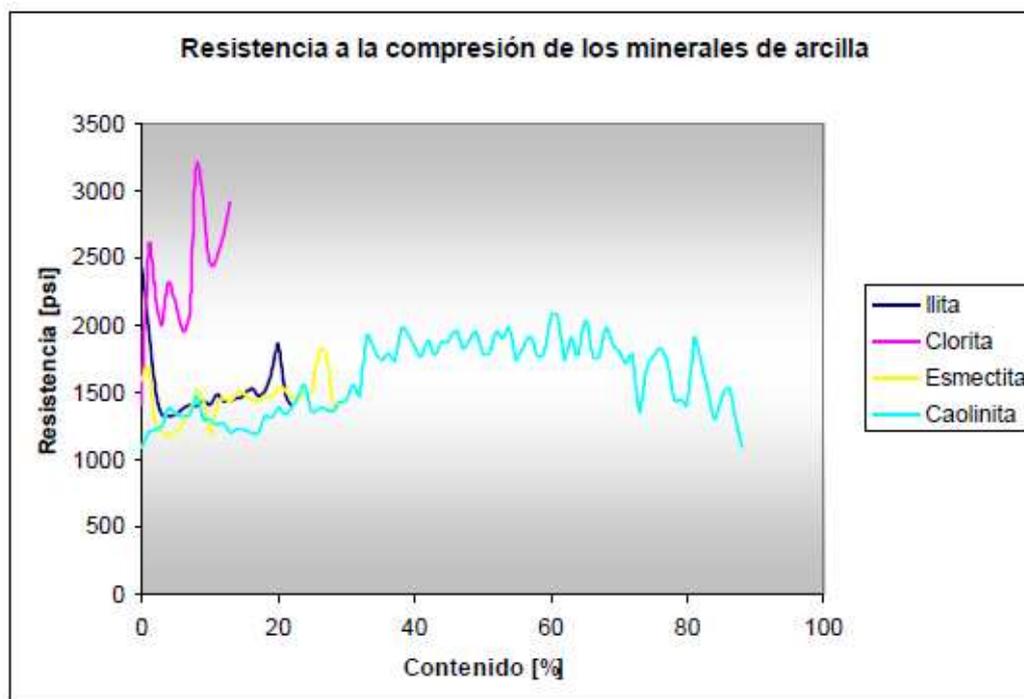


Figura 5.26 Resultados de la resistencia a la compresión para los distintos minerales de arcilla según su contenido.

Se observa que la resistencia a la compresión para los cuatro minerales de arcilla estudiados, poseen una tendencia similar concorde aumante su contenido. En el caso de la clorita, tal y como se observó en los casos anteriores, los valores de la

resistencia a la compresión son elevados con respecto a los demás minerales. Para contenidos por debajo del 25% la clorita posee la mayor resistencia a la compresión, seguida por la illita, esmectita y por último la caolinita. Es importante destacar también que en el caso de la esmectita y la illita los valores de resistencia a la compresión son casi los mismos salvo algunas excepciones.

5.4. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DEL POZO

El análisis de estabilidad de pozo se realiza asumiendo un pozo horizontal perforado en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo y máximo respectivamente. Se estudiará el efecto que tiene las distintas presiones y temperaturas de inyección sobre los esfuerzos en las paredes del pozo comprobando cuál de las condiciones de perforación es la más favorable para garantizar la estabilidad mecánica del pozo.

5.4.1. Condiciones de Presión y Temperatura

Las condiciones de presión que se utilizarán son características del proceso SAGD con presiones que oscilan entre los 700 y 3500 KPa, es decir 100 y 550 psi aproximadamente (Collins, 2004). Por lo tanto se utilizará una presión mínima de 100 psi y una máxima de 500 psi con incrementos de 100 psi para estudiar el comportamiento geomecánico de los pozos horizontales en las dos direcciones de los esfuerzos principales.

En el caso de la temperatura se asumirá que se inyecta vapor saturado (calidad de 100%) en el pozo, por lo tanto los valores de temperatura corresponden a la temperatura de saturación para las distintas presiones de inyección. Éstas temperaturas se obtienen de las tablas de vapor de agua tabuladas por Harvey, 1998.

La siguiente tabla muestra las diferentes presiones de inyección y su respectiva temperatura de saturación en las unidades requeridas para entrar en las tablas de vapor (Mpa y °C) y las utilizadas para realizar los cálculos de estabilidad de hoyo (psi y °F).

Presión [psi]	Presión [MPa]	Temperatura [°C]	Temperatura [°F]
100	0,69	164	327
200	1,38	194	381
300	2,07	213	415
400	2,76	229	444
500	3,45	241	466
600	4,14	252	486

Tabla 5.2 Condiciones de presión y temperatura para el análisis de estabilidad.

5.4.2. Condiciones de Esfuerzo

La siguiente figura muestra el comportamiento de los esfuerzos horizontales (mínimo y máximo) y el esfuerzo vertical con respecto a la profundidad para el intervalo de estudio de estabilidad. También se observa que existen dos condiciones de esfuerzos, la primera de ellas, predominante en casi todo el intervalo, se caracteriza por una condición de esfuerzos inverso ($H_{hv} \gg$), mientras que la segunda, por una condición de esfuerzos transcurrentes ($H_{vh} \gg$).

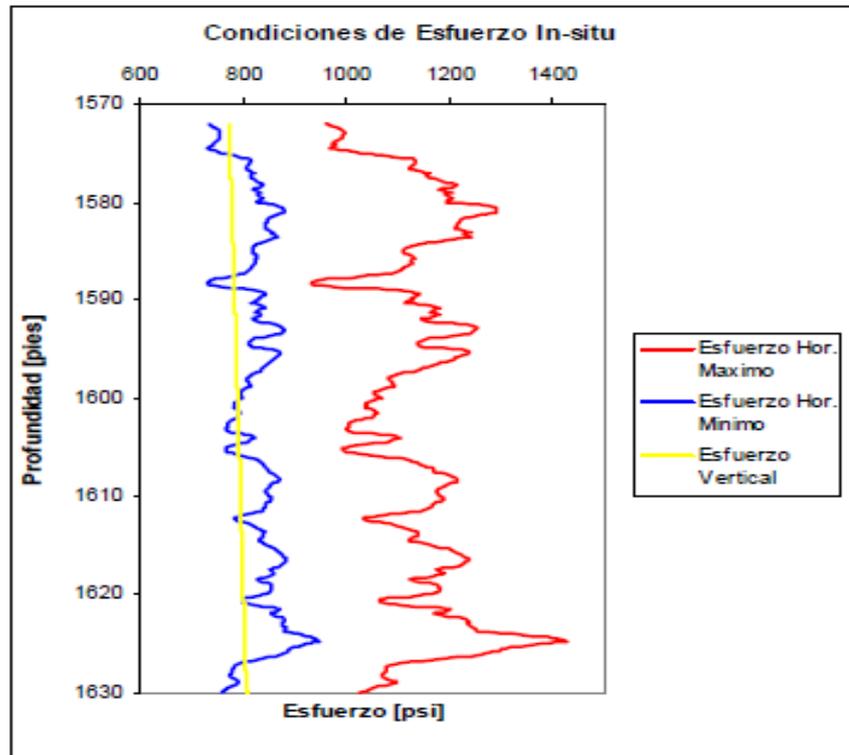


Figura 5.27 Representación de las condiciones de esfuerzo in-situ en el intervalo de estudio de estabilidad.

5.4.3. Criterio de Estabilidad

5.4.3.1. Presión de Inyección. 100 psi

La siguiente figura muestra los resultados obtenidos del criterio de estabilidad estudiado para un pozo horizontal en la dirección del esfuerzo horizontal máximo y mínimo respectivamente, utilizando una presión y temperatura de inyección de 100 psi y 327 °F.

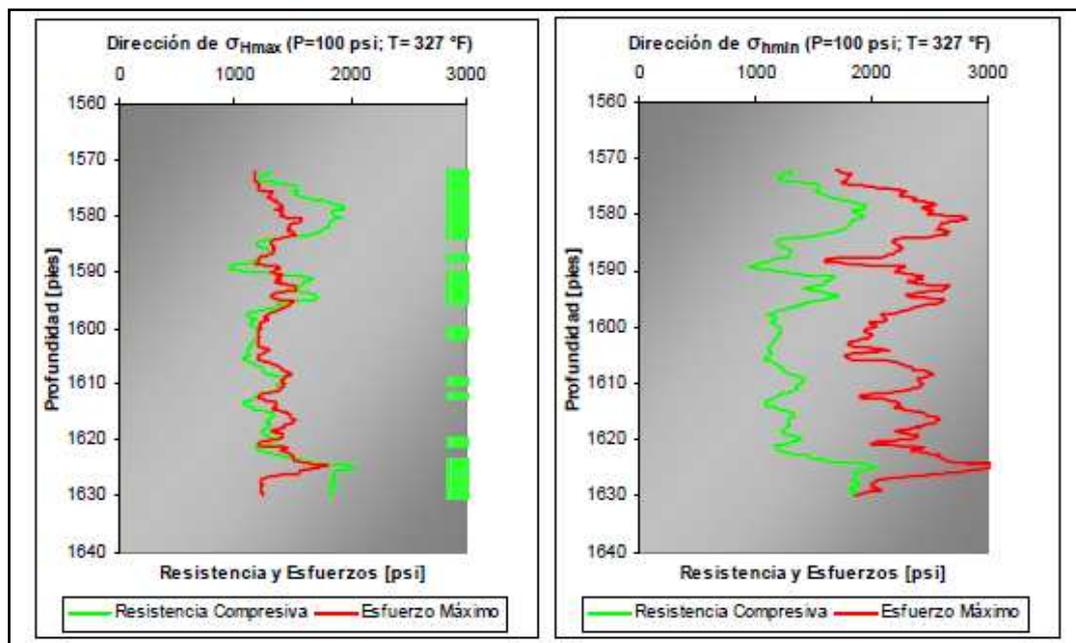


Figura 5.28 Criterio de estabilidad para una presión de inyección de 100 psi y temperatura de saturación de 327 °F donde se muestra el esfuerzo tangencial máximo y la resistencia a la compresión sin confinar. Pozo horizontal en la dirección de: a) Esfuerzo horizontal máximo (lado izquierdo) (σ_H); b) Esfuerzo horizontal mínimo (lado derecho) (σ_h).

En la figura anterior se observa que para el pozo en la dirección del esfuerzo horizontal máximo existen nueve intervalos de profundidad en donde el pozo es estable (región verde en el extremo derecho de la figura), del total de puntos estudiados el 45,5% de ellos son estables. Por el contrario si se ubica el pozo en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo no se alcanza la estabilidad en ninguno de los puntos.

Existen dos intervalos estables que podrían ser utilizados para aplicar el proceso SAGD (dirección del esfuerzo horizontal máximo) mostrados en la siguiente figura por las tuberías de color rojo para el pozo inyector, y amarillo para el productor.

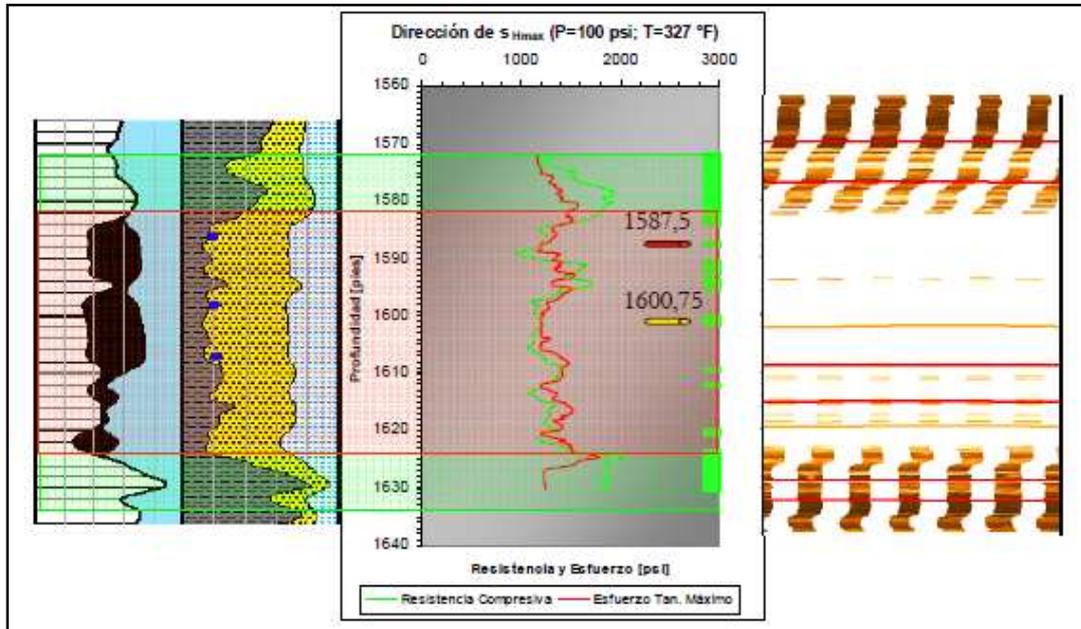


Figura 5.29 Integración entre la evaluación petrofísica básica, el resultado de estabilidad y el registro de imagen para un pozo ubicado en la dirección del esfuerzo horizontal máximo e inyectando vapor a una presión y temperatura de 100 psi y 327 °F respectivamente.

La figura anterior muestra la integración de la evaluación petrofísica básica con el resultado obtenido de estabilidad (pozo en la dirección del esfuerzo horizontal máximo) y el registro de imagen, a partir de ella se propone ubicar el pozo inyector y productor a una profundidad 1587,5 y 1600,75 pies respectivamente con una separación vertical de 13,25 pies. El intervalo de menor espesor mide 9 pulgadas, garantizando así perforación de pozos de 8,5 pulgadas sin poner en riesgo la estabilidad mecánica de los mismos. Además de ellos se observa que la resistencia compresiva de los cuerpos arcillosos (sello suprayacente y subyacente) es muy superior que la del cuerpo arenoso donde se encuentra alojado el hidrocarburo. En el registro de imagen también se aprecia una capa muy delgada entre la ubicación de los pozos seleccionada que podría ser una capa de arcilla (ver también la magnitud de la resistencia compresiva) la cual podría generar inconvenientes para el transporte del

petróleo hacia el pozo productor debido a su limitada porosidad y permeabilidad. (Figura 5.30).

5.4.3.2 Presión de Inyección. 200 psi: los resultados obtenidos del criterio de estabilidad estudiado para un pozo horizontal en la dirección del esfuerzo horizontal máximo y mínimo respectivamente, utilizando una presión y temperatura de inyección de 200 psi y de 381 °F.

En la figura anterior se observa que al igual que en el caso anterior la estabilidad del pozo se alcanza sólo cuando éste está en la dirección del esfuerzo horizontal máximo, donde se pueden delimitar ocho intervalos de estabilidad. Del total de puntos en profundidad estudiados el 49,4% de ellos cumplen el criterio de estabilidad, lo que implica un incremento de estabilidad del 3,9% con respecto a la presión de inyección de 100 psi. En el caso del pozo en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo no se alcanza la estabilidad en ninguno de los puntos estudiados.

Al igual que para la presión de 100 psi, la figura 5.16 muestra la ubicación del pozo inyector y productor para aplicar el proceso SAGD.

En el caso del pozo en la dirección del esfuerzo horizontal máximo existen dos posibles aplicaciones del proceso SAGD, ubicando el pozo inyector a una profundidad de 1587 pies y el pozo productor a una profundidad de 1600,75 pies o 1609,25 pies, en cada caso la distancia entre el pozo inyector y productor es de 13,75 y 22,5 pies respectivamente.

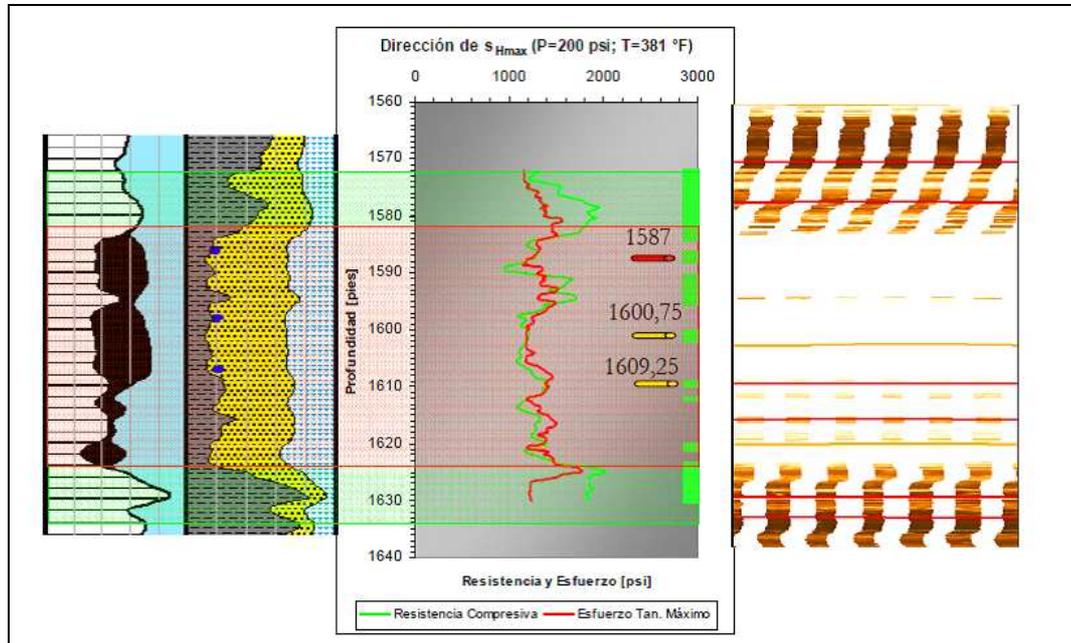


Figura 5.30 Integración entre la evaluación petrofísica básica, el resultado de estabilidad y el registro de imagen para un pozo ubicado en la dirección del esfuerzo horizontal máximo e inyectando vapor a una presión y temperatura de 200 psi y 381 °F respectivamente.

5.4.3.3 Presión de Inyección. 300 psi: La siguiente figura muestra los resultados obtenidos del criterio de estabilidad estudiado, utilizando una presión y temperatura de inyección de 300 psi y de 415 °F. (Figura 5.31).

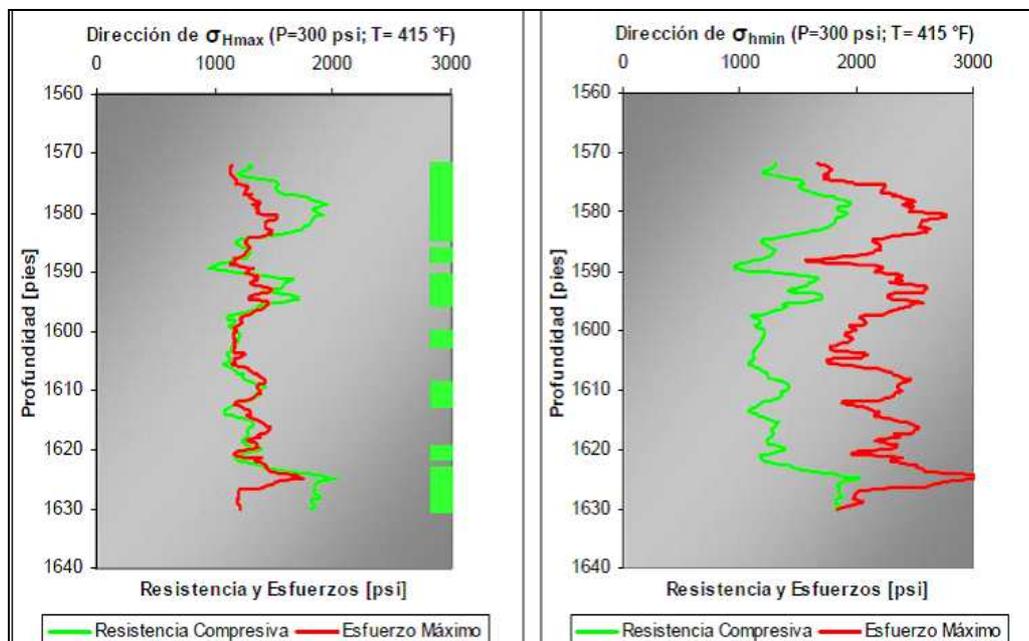


Figura 5.31 Criterio de estabilidad para una presión de inyección de 300 psi y temperatura de saturación de 415 °F donde se muestra el esfuerzo tangencial máximo y la resistencia a la compresión sin confinar. Pozo horizontal en la dirección de: a) Esfuerzo horizontal máximo (σ_H); b) Esfuerzo horizontal mínimo (σ_h).

En la figura anterior se observa que la estabilidad en el pozo sólo se alcanza cuando éste se ubica en la dirección del esfuerzo horizontal máximo, donde se observan siete intervalos de estabilidad, del total de puntos estudiados el 56,2% de ellos cumple con el criterio de estabilidad, obteniéndose un incremento porcentual de estabilidad de 6,8% con respecto a la presión de inyección de 200 psi y de 10,7% con respecto a la presión de inyección de 100 psi. En el caso del pozo en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo sigue existiendo inestabilidad a lo largo de todo el intervalo estudiado. La siguiente figura muestra la ubicación del pozo inyector y productor para aplicar el proceso SAGD. (Figura 5.32).

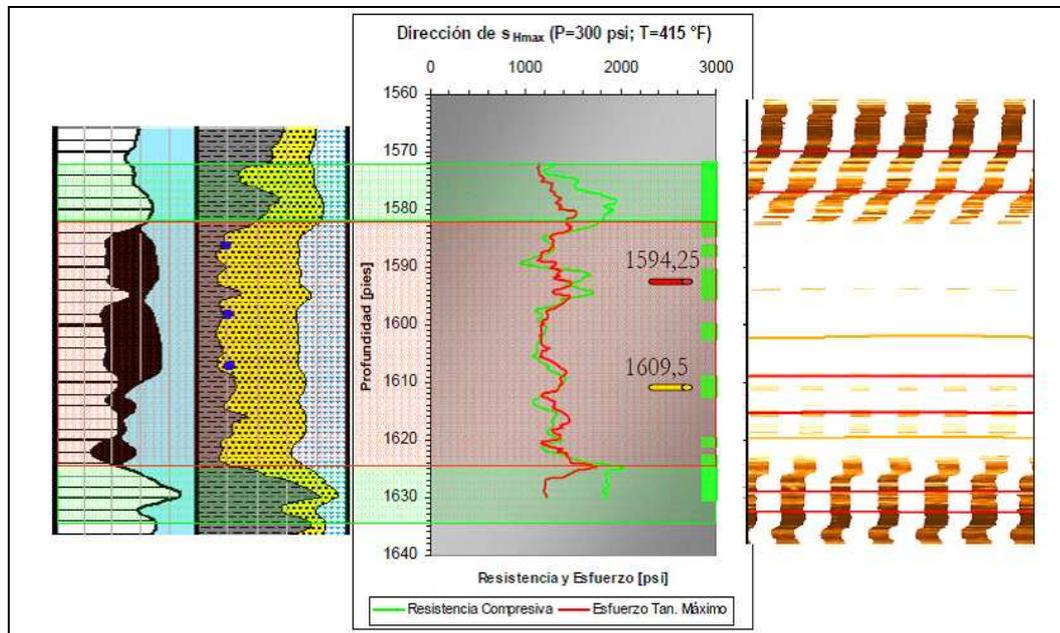


Figura 5.32 Integración entre la evaluación petrofísica básica, el resultado de estabilidad y el registro de imagen para un pozo ubicado en la dirección del esfuerzo horizontal máximo e inyectando vapor a una presión y temperatura de 300 psi y 415 °F respectivamente.

En el caso del pozo en la dirección del esfuerzo horizontal máximo, como se ve en la figura anterior, se puede aplicar el proceso SAGD perforando el pozo inyector y productor a una profundidad de 1594,25 y 1609,5 pies respectivamente. Estos intervalos tienen una separación vertical de 15,25 pies, lo cuál sería ideal ya que, en el mejor de los casos, el proceso se aplica en pozos separados 16,4 pies.

5.4.3.4 Presión de Inyección. 400 psi: La siguiente figura muestra los resultados obtenidos del criterio de estabilidad estudiado para un pozo horizontal en la dirección del esfuerzo horizontal máximo y mínimo respectivamente, utilizando una presión y temperatura de inyección de 400 psi y de 444 °F. (Figura 5.33).

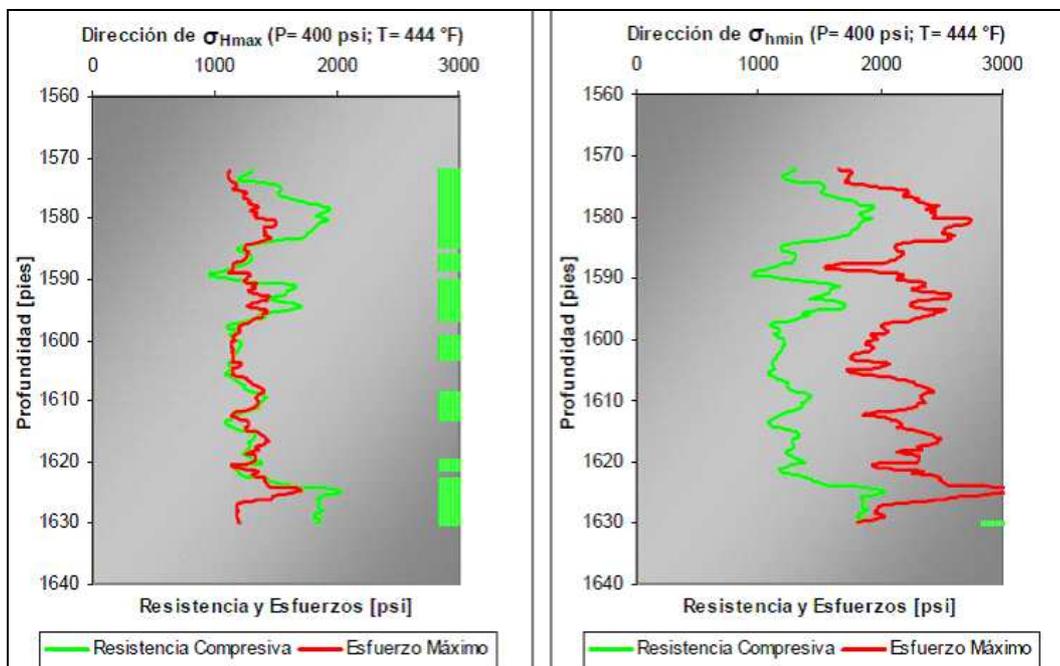


Figura 5.33 Criterio de estabilidad para una presión de inyección de 400 psi y temperatura de saturación de 444 °F donde se muestra el esfuerzo tangencial máximo y la resistencia a la compresión sin confinar. Pozo horizontal en la dirección de: a) Esfuerzo horizontal máximo (σ_H); b) Esfuerzo horizontal mínimo (σ_h).

Se observa que para el pozo en la dirección del esfuerzo horizontal máximo se logra la estabilidad en siete intervalos, y sigue incrementándose el porcentaje de puntos estables, que en este caso es de 63,1%, valor que sobrepasa por 6,9% el porcentaje de estabilidad alcanzado para una presión de inyección de 300 psi. En el caso del pozo en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo se observa que se alcanza la estabilidad en un intervalo muy pequeño en la parte inferior que representa sólo el 0,4% de todos los puntos estudiados.

La figura 5.34, muestra la ubicación del pozo inyector y productor para aplicar el proceso SAGD.

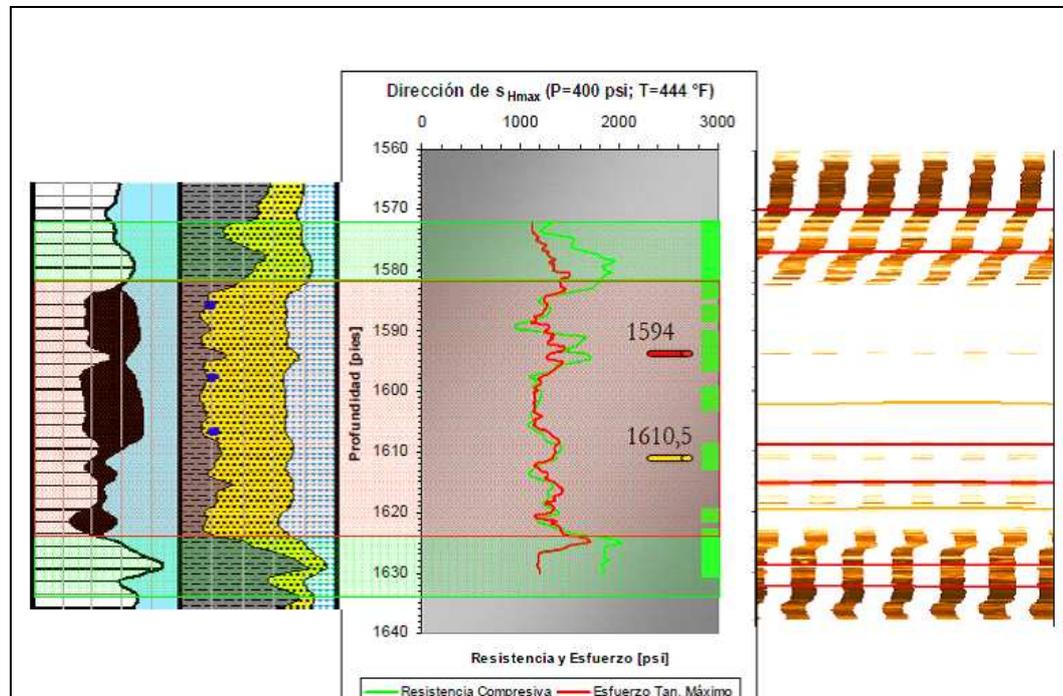


Figura 5.34 Integración entre la evaluación petrofísica básica, el resultado de estabilidad y el registro de imagen para un pozo ubicado en la dirección del esfuerzo horizontal máximo e inyectando vapor a una presión y temperatura de 400 psi y 444 °F respectivamente.

Las profundidades ideales para aplicar el proceso SAGD (dirección de esfuerzo horizontal máximo) son de 1594 pies para el pozo inyector y 1610,5 pies para el pozo productor, garantizando una separación entre pozos de 16,5 pies.

5.4.3.5 Presión de Inyección. 500 psi: La siguiente figura muestra los resultados obtenidos del criterio de estabilidad estudiado para un pozo horizontal en la dirección del esfuerzo horizontal máximo y mínimo respectivamente, utilizando una presión y temperatura de inyección de 500 psi y de 466 °F.(Figuras 5.35 y 5.36).

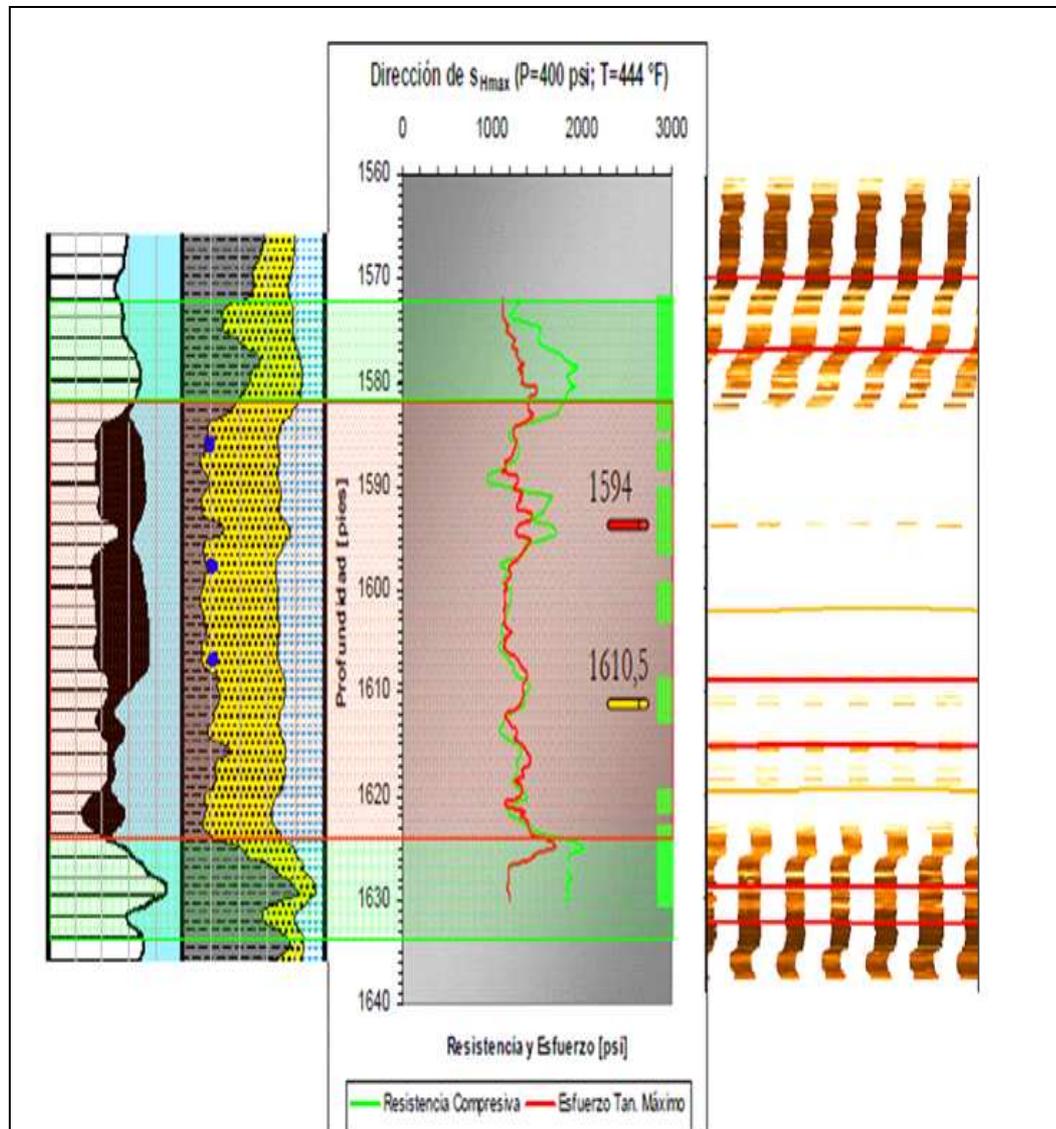


Figura 5.35 Integración entre la evaluación petrofísica básica, el resultado de estabilidad y el registro de imagen para un pozo ubicado en la dirección del esfuerzo horizontal máximo e inyectando vapor a una presión y temperatura de 400psi y 444°F respectivamente.

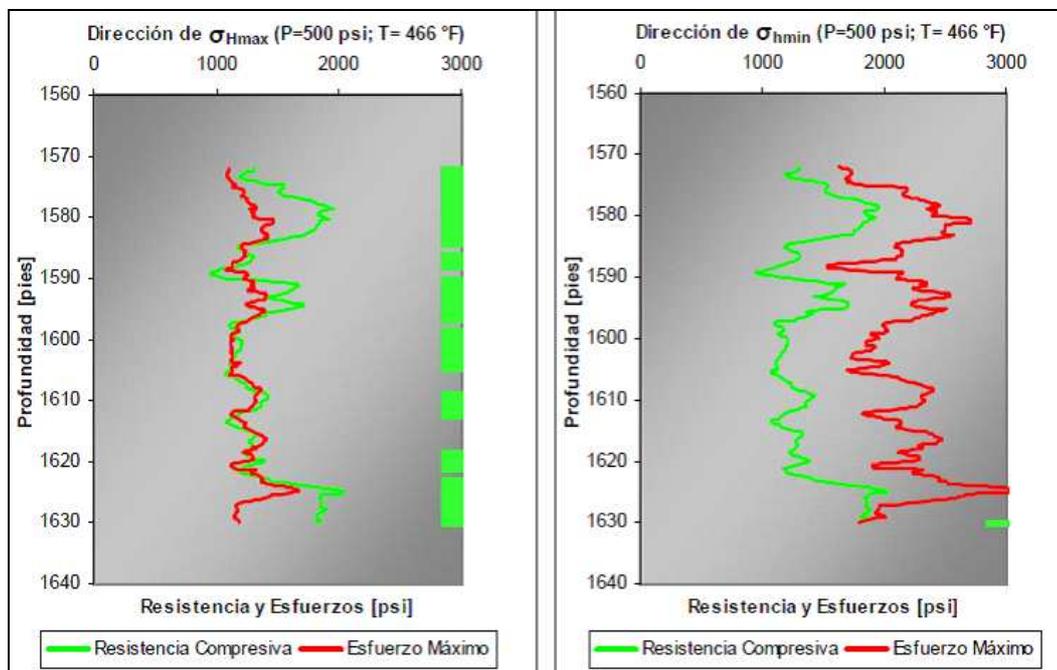


Figura 5.36 Criterio de estabilidad para una presión de inyección de 500 psi y temperatura de saturación de 466 °F donde se muestra el esfuerzo tangencial máximo y la resistencia a la compresión sin confinar. Pozo horizontal en la dirección de: a) Esfuerzo horizontal máximo (σ_H); b) Esfuerzo horizontal mínimo (σ_h).

En la figura anterior se observa que para el pozo en la dirección del esfuerzo horizontal máximo se alcanza estabilidad en el 68,7%, lo que representa un incremento de estabilidad de 5,6% con respecto a la presión de inyección de 400 psi. A pesar de ello algunos de los puntos que cumplían la condición de estabilidad anteriormente ya no son estables. En el caso del pozo en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo sólo se alcanza la estabilidad en el 0,4% de los puntos estudiados.

La figura 5.37 muestra la ubicación del pozo inyector y productor para aplicar el proceso SAGD.

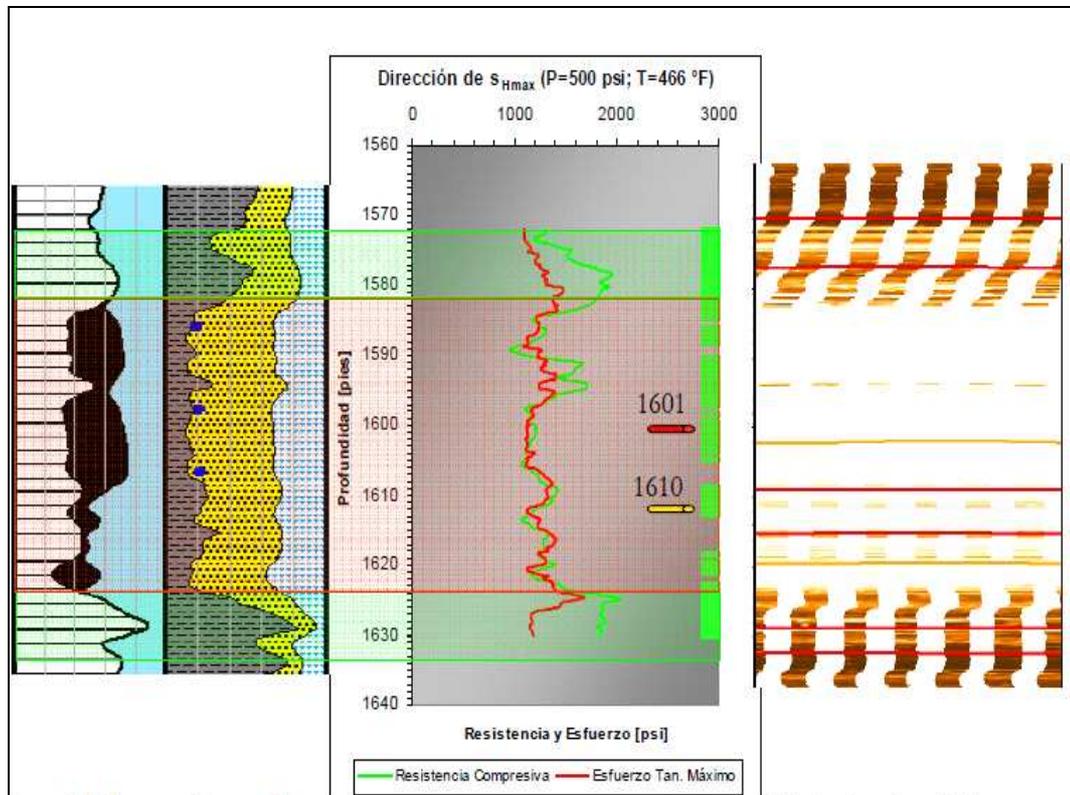


Figura 5.37 Integración entre la evaluación petrofísica básica, el resultado de estabilidad y el registro de imagen para un pozo ubicado en la dirección del esfuerzo horizontal máximo e inyectando vapor a una presión y temperatura de 500 psi y 466 °F respectivamente.

En el caso del pozo en la dirección del esfuerzo horizontal máximo se propone ubicar los pozos a una profundidad de 1601 pies para el pozo inyector y 1610 pies para el productor, en este caso la distancia entre el pozo inyector y productor es de 9 pies. Se propone esta alternativa debido a la presencia de una capa delgada de arcilla que se observa en el registro de imagen (1593 pies aproximadamente) que podría causar problemas en el transporte del petróleo hacia el pozo productor.

5.4.3.6 Presión de Inyección. 600 psi: La siguiente figura muestra los resultados obtenidos del criterio de estabilidad estudiado para un pozo horizontal en la dirección del esfuerzo horizontal máximo y mínimo respectivamente, utilizando una presión y temperatura de inyección de 600 psi y de 486 °F.(Figura 5.24).

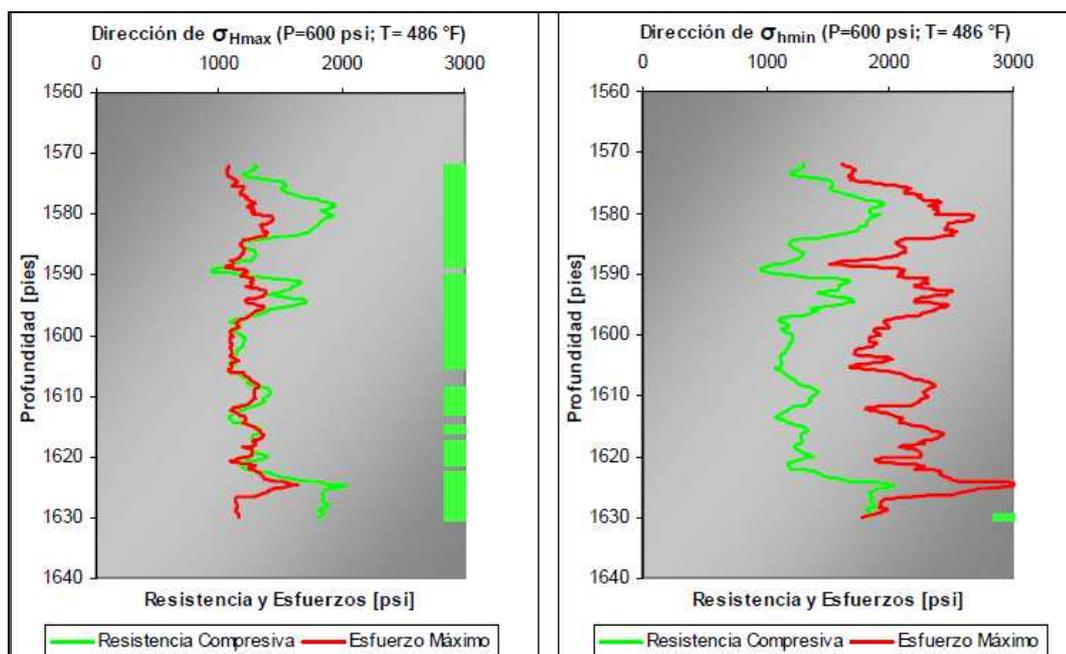


Figura 5.38 Criterio de estabilidad para una presión de inyección de 600 psi y temperatura de saturación de 486 °F donde se muestra el esfuerzo tangencial máximo y la resistencia a la compresión sin confinar. Pozo horizontal en la dirección de: a) Esfuerzo horizontal máximo (σ_H); b) Esfuerzo horizontal mínimo (σ_h).

En la figura anterior se observa que para el pozo en la dirección del esfuerzo horizontal máximo la estabilidad sigue aumentando, del total de puntos estudiados el 77,3% de ellos son estables lo que representa un incremento de 8,6% con respecto a la presión de inyección de 500 psi. En el caso del pozo en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo solo se alcanza la estabilidad en el 0,9% del total de puntos estudiados, un incremento de 0,5% con respecto a la presión de inyección de 500 psi.

La figura 5.38 muestra la ubicación del pozo inyector y productor para aplicar el proceso SAGD.

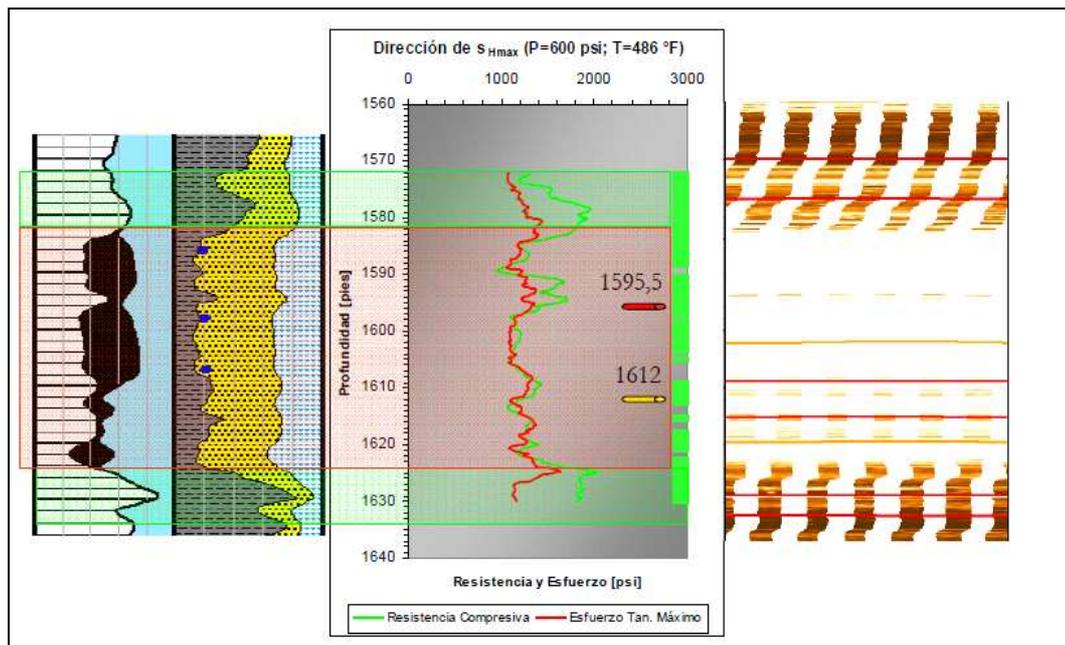


Figura 5.39 Integración entre la evaluación petrofísica básica, el resultado de estabilidad y el registro de imagen para un pozo ubicado en la dirección del esfuerzo horizontal máximo e inyectando vapor a una presión y temperatura de 600 psi y 486 °F respectivamente.

En la figura anterior, se propone, para el pozo en la dirección del esfuerzo horizontal máximo se puede aplicar el proceso SAGD ubicando los pozos inyector y productor a una profundidad de 1595,5 y 1612 pies respectivamente, ambos separados por una distancia vertical de 16,5 pies. De esta manera, y al igual que para la presión de 500 psi, se logra evitar la capa de arcilla que podría conformar un sello en el yacimiento interrumpiendo al flujo de petróleo.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. Existen tres zonas prospectivas a lo largo de la profundidad del pozo con saturaciones de petróleo por encima del 29%. Estas zonas representan los intervalos entre las siguientes profundidades: 1582 a 1610 pies; 1740 y 1770 pies; y 1790 y 1830 pies.

2. La caolinita es el mineral de arcilla más abundante en toda la profundidad del pozo, mientras que la Clorita es el menos abundante.

3. Las propiedades mecánicas estáticas estimadas para la Illita son: módulo de Young entre 0,11 y 0,15 Mpsi, relación de Poisson entre 0,20 y 0,25 y resistencia a la compresión sin confinar entre 1400 y 1500 psi.

4. Las propiedades mecánicas estáticas estimadas para la Clorita se consideran no representativas debido a la poca frecuencia de datos estudiados.

5. Las propiedades mecánicas estáticas estimadas para la Esmectita son: módulo de Young entre 0,11 y 0,15 Mpsi, relación de Poisson entre 0,20 y 0,25 y resistencia a la compresión sin confinar entre 1400 y 1500 psi.

6. Las propiedades mecánicas estáticas estimadas para la Caolinita son: módulo de Young entre 0,10 y 0,22 Mpsi, relación de Poisson entre 0,20 y 0,25 y resistencia a la compresión sin confinar entre 1200 y 2000 psi.

7. Las propiedades mecánicas estáticas estimadas para la Lutita son: módulo de Young entre 0,10 y 0,20 Mpsi, relación de Poisson entre 0,20 y 0,25 y resistencia a la compresión sinconfinar entre 1000 y 1700 psi.

8. El estudio de estabilidad demostró que para presiones de inyección de vapor entre 100 y 600 psi, en términos generales, la estabilidad sólo se alcanza cuando el pozo se ubica en la dirección del esfuerzo horizontal máximo. Incrementándose la estabilidad conforme aumenta la presión y temperatura de inyección.

9. Los pozos horizontales ubicados en la dirección del esfuerzo horizontal máximo serán más estables que aquellos en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo.

10. La aplicación del método térmico propuesto, SAGD, para la extracción de petróleo en el intervalo estudiado, sólo es viable cuando el pozo es ubicado en la dirección del esfuerzo horizontal máximo y siempre y cuando la presión de inyección sea de por lo menos 100 psi inyectado con una calidad de vapor de 100%.

11. La profundidad propuesta para perforar los pozos gemelos, inyector y productor, varía dependiendo de la presión y temperatura de inyección, obteniéndose más alternativas de selección de profundidad de perforación a medida que se incrementa la presión y temperatura de inyección.

Recomendaciones

1. A la gerencia de Estudios de Yacimiento realizar estudios similares en pozos vecinos para obtener una buena correlación y caracterización del yacimiento en estudio.

2. A la gerencia de Estudios de Yacimiento analizar las condiciones de esfuerzo de toda la región para utilizarlos como referencia en la orientación de los esfuerzos in-situ, ya que en este trabajo sólo se contaba con la interpretación del registro de imagen micro resistiva de donde no se pudo estimar la dirección de las fracturas hidráulicas para determinar así la dirección de los esfuerzos horizontales máximos y mínimos.

3. Realizar ensayos triaxiales de laboratorio de las zonas de lutita para calibrar los resultados obtenidos de las propiedades mecánicas estáticas.

4. A la gerencia de Estudios de Yacimiento llevar a cabo estudios que tomen en cuenta la transferencia de calor del proceso SAGD para profundizar el estudio de estabilidad de hoyo.

5. A la gerencia de Estudios de Yacimiento realizar estudios tomando en cuenta otros procesos térmicos que puedan ser viables para aumentar la recuperación del petróleo en sitio en la región de la Faja Petrolífera del Orinoco.

REFERENCIAS

Arnstein, R., Cabrera, E., Russomanno, F., Sanchez, H. (1985). **REVISIÓN ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA DE VENEZUELA ORIENTAL**. VI Congreso Geológico Venezolano. SVG. Venezuela

Awal, M.R., Khan, M.S., Mohiuddin, M.A., Abdurraheem, A., Azeemuddin, M. (2001). **A NEW APPROACH TO BOREHOLE TRAJECTORY OPTIMISATION FOR INCREASED HOLE STABILITY**. Society of Petroleum Engineers Inc. Bahrain.

Amoco, Peter (1996). **WELLBORE STABILITY DRILLING HANDBOOK**. Amoco Production Company.

Baker Hughes Inc. (2002). **INTRODUCTION TO WIRELINE LOG ANALYSIS**. p. 312 ATL-02-2531.

Carrero de Blanco, A. (2005): **CARACTERIZACIÓN AMBIENTAL DEL SECTOR LOS TOTUMOS–BAHÍA DE BUCHE, ESTADO MIRANDA**. Trabajo de Grado. Universidad de Oriente. Universidad de Oriente- Núcleo Bolívar, Escuela de Ciencias de la Tierra, Ciudad Bolívar, Enero 2008, pp 103, 105, 113-122.

Castaña J., (2006), **MODELO GEOMECÁNICO DEL CAMPO CARIÑA UBICADO AL ESTE DEL BLOQUE AYACUCHO, MEDIANTE LA CARACTERIZACIÓN DE LAS ARCILLAS PRESENTES EN EL ÁREA DE INTERÉS**. Trabajo de Grado. Universidad de Oriente. Universidad de Oriente- Núcleo Bolívar, Escuela de Ciencias de la Tierra.

Castillo, R. (2008) **PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL YACIMIENTO MUC-5 A PARTIR DE ANÁLISIS GEOMECÁNICOS .ÁREA CARITO NORTE, ESTADO MONAGAS**. Trabajo de Grado. Universidad de Oriente. Universidad de Oriente- Núcleo Bolívar, Escuela de Ciencias de la Tierra.

Coch, N.K., Ludman, A. (1991). **PHYSICAL GEOLOGY I**. Macmillan Publishing Company, Nueva York.

Coleman & Prior. (1980) **DELTAIC SAND BODIES**. Editorial OMEGA, Barcelona España pp. 39-178.

Cuba J., (2010), **EVALUACIÓN GEOMECÁNICA A PARTIR DE PREDICCIÓN DE GEOPRESIONES EN EL BLOQUE AYACUCHO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**. Trabajo de Grado. Universidad de Oriente. Universidad de Oriente- Núcleo Bolívar, Escuela de Ciencias de la Tierra.

Deutsch, C.V., Mclennan, J.A. (2005). **GUIDE TO SAGD (STEAM ASSISTED GRAVITY DRAINAGE) RESERVOIR CHARACTERIZATION USING GEOSTATISTICS**. Center for Computational Geostatistics (CCG), Guidebook Series Vol. 3. Edmonton, Canada.

Dugarte, J.H. (2008). **ESTUDIO ESTRATIGRÁFICO DE LA SECUENCIA OLIGO-MIOCENA AL SUR DEL ÁREA JUNÍN EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO APLICANDO REGISTROS DE ALTA TECNOLOGÍA**. Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela. P. 132.

Espínola, E. y Ollarves, R. (2002) **ESTUDIO TECTONO-ESTRATIGRÁFICO DEL BORDE SEPTENTRIONAL DE LA CUENCA DE BARLOVENTO, ESTADO MIRANDA**. Trabajo de Grado. Universidad de Oriente. Universidad de Oriente- Núcleo Bolívar, Escuela de Ciencias de la Tierra.

Fjaer, E., Holt, R.M., Nes, O-M., Sønstebo, E.F. (2002). **MUD CHEMISTRY EFFECTS ON TIME- DELAYED BOREHOLE STABILITY PROBLEMS IN SHALES**. Society of Petroleum Engineers Inc. Irving, U.S.A. SPE/ISRM 78163

González De Juana, C., Iturralde, J.M., Picard, X. (1980). **GEOLOGÍA DE VENEZUELA Y DE SUS CUENCAS PETROLÍFERAS**. Ediciones Foninves. Caracas, P 135.

Goodlett, G.O., Honarpur, M.M., Chung, F.T., Sarathi, P.S. (1986). **THE ROLE OF SCREENING AND LABORATORY FLOW STUDIES IN EOR PROCESS EVALUATION**. Society of Petroleum Engineers Inc. Billings, Mt. U.S.A.

Goodman, R.E. (1989). **INTRODUCTION TO ROCK MECHANICS. SECOND EDITION**. John Wiley & Sons. Nueva York, NY., USA.

Graterol, José. (2002). **ESTUDIO DE LA ESTABILIDAD DE HOYO Y CÁLCULO DE LA VENTANA DE LODO DE PERFORACIÓN A PARTIR DE EVALUACIÓN GEOMECÁNICA CON REGISTROS DE POZO**. Universidad Simón Bolívar. Proyecto de Grado. Caracas, Venezuela.

Hernández Zampieri Roberto, Fernández Collado Carlo, Baptista Lucio Pilar (1998) "**METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN**"; Editorial McGRAW-Hill, México; Edición Primera. Pp 112.

Instituto de Tecnología Venezolana para el Petróleo (PDVSA-Intevep). (1997). **CÓDIGO ESTRATIGRÁFICO DE VENEZUELA (CEV)**. 15 de Marzo de 2010. [<http://www.pdv.com/lexico>]

Jaeger, J.C., Cook, N.G.W. (1969). **FUNDAMENTALS OF ROCK MECHANICS**. Methuen & Co. LTD. Gran Bretaña

Leet L.D., Judson, S. (1977). **FUNDAMENTOS DE GEOLOGÍA FÍSICA**. Primera Edición. Editorial Limusa, México pp. 105-117.

Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales (MARN), (2004): **PRIMER INFORME (FASE I) DE GESTIÓN INTEGRADA DE ZONAS COSTERAS, PARA EL ESTADO MIRANDA PRODUCTO DEL CONVENIO INTEGRAL DE COOPERACIÓN CUBA-VENEZUELA**. P 52.

Patiño L., (2008) **OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL YACIMIENTO MUC-2 A PARTIR DE ANÁLISIS GEOMECÁNICOS .ÁREA CARITO NORTE, ESTADO MONAGAS**. Trabajo de Grado. Universidad de Oriente. Universidad de Oriente- Núcleo Bolívar, Escuela de Ciencias de la Tierra.

Paz G., Luisa Ma. A. (2006) **METODOLOGÍA PARA LA GENERACIÓN DE UN MODELO GEOMECÁNICO DE YACIMIENTOS** Trabajo de Grado. Universidad de Oriente. Universidad de Oriente- Núcleo Bolívar, Escuela de Ciencias de la Tierra.

Pemper, R., Sommer, A., Guo, P., Jacobi, D., Longo, J., Bliven, S., Rodríguez, E., Méndez, F., Han, X. (2006). **A NEW PULSED NEUTRON SONDE FOR DERIVATION OF FORMATION LITHOLOGY AND MINERALOGY**. Society of Petroleum Engineers Inc. San Antonio, TX., U.S.A. SPE 102770.

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) (2006) **INTRANET**. División de Exploración y Producción.

PDVSA-Intevep (1997) **CÓDIGO ESTRATIGRÁFICO DE VENEZUELA (CGV)**, 14 de noviembre 2001, [[http:// www.pdv.com/lexico](http://www.pdv.com/lexico)].

Rodríguez E., (2006), **EVALUACIÓN GEOMECÁNICA EN EL BLOQUE JUNÍN, LOGRANDO OBTENER UN MODELO AVANZADO, EL MISMO ESTABA BASADO EN TÉCNICAS DE ALTA TECNOLOGÍA COMBUSTIÓN INTERNA IN SITU**. Trabajo de Grado. Universidad de Oriente. Universidad de Oriente- Núcleo Bolívar, Escuela de Ciencias de la Tierra.

SCHLUMBERGER (1997). Well Evaluation Conference Venezuela 1997 – Evaluación de Pozos.

Schlumberger (2004). Guía de Geología Petrolera. Venezuela.

Schlumberger Excellence in Educational Development, (SEED) (2009) 15 de Octubre de 2010 [<http://www.seed.slb.com/v2/FAQView.cfm?ID=878&Language=ES>].

Tarbutk, E.J., Lutgens, F.K. (1999). **CIENCIAS DE LA TIERRA UNA INTRODUCCIÓN A LA GEOLOGÍA FÍSICA**. Sexta Edición. Prentice Hall. Madrid, España.

Uzcátegui, E. (2001). **RESERVOIR CHARACTERIZATION AND EXPLOITATION SCHEME IN THE ORINOCO OIL BELT**. Society of Petroleum Engineers Inc. Isla de Margarita, Venezuela. SPE 69698

Vásquez, Andrés R. (2000). **INTRODUCCIÓN A LA GEOMECÁNICA PETROLERA**. Publicación Digital.

Western Atlas International (1974). **INTRODUCCIÓN AL PERFILAJE**. Dresser Industries, Inc.,USA.

Yu, M., Chen, G., Chenevert, M.E., Sharma, M.M. (2001). **CHEMICAL AND THERMAL EFFECTS ON WELLBORE STABILITY OF SHALE FORMATIONS**. Society of Petroleum Engineers Inc. Nueva Orleans, U.S.A.

Zhang, J., Yu, M., Al-Bazali, T.M., Ohng, S., Chenevert, M.E., Sharma, M.M. (2006). **MAINTAINING THE STABILITY OF DEVIATED AND HORIZONTAL WELLS: EFFECTS OF MECHANICAL, CHEMICAL, AND THERMAL PHENOMENA ON WELL DESIGNS**. Society of Petroleum Engineers Inc. Beijing, China.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 1/5

Título	EVALUACIÓN GEOMECÁNICA DE LAS ARCILLAS PRESENTES EN EL YACIMIENTO S7-8, PERTENECIENTE AL BLOQUE JUNIN, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO EN LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.
Subtítulo	

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Drakic R., Betgrin V.	CVLAC	17632771
	e-mail	drakic_betgrin@hotmail.com
	e-mail	
Hernández H., Roger G.	CVLAC	17656918
	e-mail	rghernandez@hotmail.com
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	

Palabras o frases claves:

Evaluacion Geomecanica
Arcillas
Formacion Oficina
Campo Junin

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 2/5

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Subárea
Departamento de Ingeniería Geológica	Ingeniería Geología
Departamento de geología	Geología

Resumen (abstract):

Este trabajo se fundamenta en estimar, mediante registros de pozo, las propiedades mecánicas estáticas de los cuerpos arcillosos, de un pozo ubicado en el área Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco (F.P.O.). En la cuenca se parte de una evaluación petrofísica obtenida a partir de registros básicos (rayos gamma, densidad, porosidad y resistividad); el procesamiento del registro acústico y su correlación con el registro de imagen micro-resistiva; y la obtención de las propiedades propiamente dichas. El resultado es luego comparado con los cuatro principales minerales de arcilla presentes en la formación, obtenidos a partir al procesamiento del registro mineralógico basado en espectroscopía elemental, para así diferenciar los valores de, el módulo de Young, la relación de Poisson y las resistencias de compresión y tensión, dependiendo del mineral y su contenido porcentual. Finalmente, se realiza un estudio de estabilidad de hoyo a partir de las mismas propiedades mecánicas estimadas inicialmente, tomando en cuenta pozos horizontales en la dirección del esfuerzo horizontal máximo y mínimo respectivamente, aplicando el proceso térmico de Drenaje Asistido por Vapor y Gravedad (SAGD, por sus siglas en inglés) y estudiando el impacto que tienen la presión y temperatura de inyección en el estado de esfuerzos del hoyo con el fin de determinar las condiciones óptimas para aplicar el proceso. Como resultado se tiene: existen tres zonas prospectivas a lo largo de la profundidad del pozo con saturaciones de petróleo por encima del 29 % entre los intervalos 1582 pies a 1830 pies. Además se obtuvieron que a partir del térmico propuesto SAGD, la extracción del petróleo es viable en el pozo en dirección del esfuerzo horizontal máximo y cuando la presión de inyección sea por lo menos 100 psi.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 3/5

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	ROL / Código CVLAC / e-mail	
Cassiatore, Renato	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	5.815.913
	e-mail	RENATO CASSIATORE@HOTMAIL.COM
	e-mail	
Sandoval, Berenice	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	8.884.428
	e-mail	beresandoval@hotmail.com
	e-mail	
Difelice, Amado	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	4.594.467
	e-mail	difeliceamado@hotmail.com
	e-mail	
Monteverde, Francisco	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	12.192.676
	e-mail	monteverdefr@gmail.com
	e-mail	

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2011	04	28

Lenguaje: spa

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 4/5

Archivo(s):

Nombre de archivo	Tipo MIME
Tesis-Evaluación geomecánica de las arcillas presentes en el yacimiento s7-8.doc	Application/msword

Caracteres permitidos en los nombres de los archivos: **A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 _ - .**

Alcance:

Espacial: Jurassic Enterprice (Maturin) Pdvsa (Guaraguao) (Opcional)

Temporal: _____ (Opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo: Ingeniero Geólogo e geólogo

Nivel Asociado con el Trabajo: Pre-grado

Área de Estudio: Departamento de Ingeniería Geológica Departamento de Geología

Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado: Universidad de Oriente

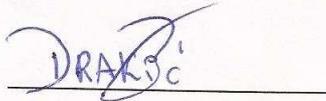
Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 5/5

Derechos:

De acuerdo al artículo 44 del reglamento de trabajos de grado
“Los Trabajos de grado son exclusiva propiedad de la
Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizadas a otros
fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo,
quien lo participara al Consejo Universitario”



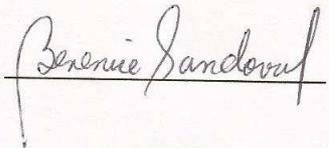
AUTOR 1



AUTOR 2

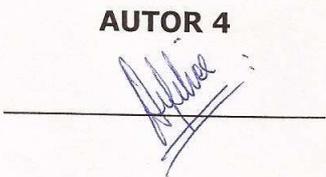


AUTOR 3

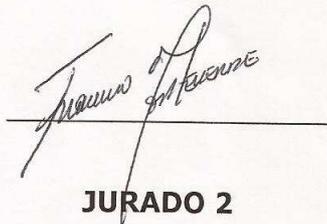


TUTOR

AUTOR 4



JURADO 1



JURADO 2

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS:

