



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO

PROGRAMA DE MAESTRIA Y DOCTORADO EN INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA

**Evaluación geostatística y geotécnica del estrato del fondo
marino de la Sonda de Campeche afectado por emanaciones de
hidrocarburos.**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

DOCTOR EN INGENIERIA

INGENIERÍA CIVIL- ANÁLISIS Y DISEÑO DE CIMENTACIONES

P R E S E N T A :

EDUARDO GALVÁN GARCÍA

TUTOR:

DR. GABRIEL AUVINET GUICHARD



2009



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

Presidente: DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO

Secretario: DR. EFRAÍN OVANDO SHELLEY

1^{er.} Vocal: DR. GABRIEL AUVINET GUICHARD

1^{er.} Suplente: DR. RIGOBERTO RIVERA CONSTANTINO

2^{do.} Suplente: DR. SALVADOR MARÍN CÓRDOVA

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:

FACULTAD DE INGENIERÍA, UNAM

TUTOR DE TESIS:

DR. GABRIEL AUVINET GUICHARD

FIRMA

DEDICATORIAS:

A mi amada esposa, con amor y cariño.

A mis hijos, por su apoyo y ánimos.

A mis padres, por su ejemplo.

A mis amigos, gracias.

AGRADECIMIENTOS

Al Instituto Mexicano del Petróleo, por el apoyo técnico y económico.

A PEMEX, por el apoyo informático aplicado.

Al Instituto de Ingeniería, por su apoyo institucional.

A la UNAM, por su respaldo educativo.

A la M. en I. Yolanda Patricia Valdez Llamas[†], por su desarrollo técnico.

Í N D I C E

	página
I. Dedicatorias	i
II. Agradecimientos	ii
III. Índice	iii
IV. Lista de figuras	vii
V. Lista de tablas	xvii
VI. Simbología	xix
VII. Resumen	xxiii
VIII. Abstract	xxvii
INTRODUCCIÓN	1
Capítulo 1: PRESENTACIÓN DEL PROBLEMA	
1.1 <u>Antecedentes</u>	5
1.2 <u>Localización del sitio</u>	8
1.3 <u>Aspectos geológicos</u>	10
1.3.1 Origen del Golfo de México	11
1.3.2 Geología de la Sonda de Campeche	
1.3.2.1 <i>Geología histórica</i>	14
1.3.2.2 <i>Geología estructural y tectónica</i>	15
1.3.2.3 <i>Estratigrafía</i>	18
1.3.2.4 <i>Volumen de emanación</i>	22
1.3.3 Geología del Campo Cantarell	
1.3.3.1 <i>Geología petrolera</i>	25
1.3.3.2 <i>Rasgos geológicos someros</i>	27
1.4 <u>Conclusiones</u>	33
Capítulo 2: EVALUACIÓN GEOESTADÍSTICA	
2.1 <u>Introducción</u>	35
2.2 <u>Principios básicos de la Geoestadística</u>	36
2.3 <u>Alcance</u>	
2.3.1 Variables estudiadas	40
2.3.2 Definición del dominio de estudio	43
2.3.3 Bases de datos	53
2.4 <u>Evaluación estratigráfica global</u>	
2.4.1 Introducción	55
2.4.2 Análisis de la información	56
2.4.3 Análisis geoestadístico	58

2.4.4 Estructura del sistema	61
2.4.5 Presentación de resultados	66
2.5 <u>Variación espacial del contenido de agua (w)</u>	
2.5.1 Introducción	69
2.5.2 Campo Cantarell	
2.5.2.1 <i>Descripción estadística</i>	70
2.5.2.1.a <i>De la población en proceso de consolidación</i>	72
2.5.2.1.b <i>De la población preconsolidada.</i>	73
2.5.2.2 <i>Análisis de tendencia</i>	
2.5.2.2.a <i>Análisis de tendencia por población.</i>	75
2.5.2.2.b <i>Análisis del campo completo</i>	77
2.5.2.3 <i>Análisis estructural</i>	
2.5.2.3.a <i>Análisis de cada población</i>	78
2.5.2.3.b <i>Análisis del campo completo.</i>	83
2.5.2.4 <i>Estimación</i>	84
2.5.2.5 <i>Simulación</i>	93
2.5.3 Área con emanación	
2.5.3.1 <i>Descripción estadística</i>	96
2.5.3.2 <i>Análisis de tendencia</i>	98
2.5.3.3 <i>Estimación</i>	101
2.6 <u>Variación espacial de la profundidad de la frontera entre poblaciones de w</u>	
2.6.1 Introducción	106
2.6.2 Campo Cantarell	
2.6.2.1 <i>Descripción estadística</i>	107
2.6.2.2 <i>Análisis de tendencia</i>	108
2.6.2.3 <i>Análisis estructural</i>	110
2.6.2.4 <i>Estimación</i>	112
2.6.2.5 <i>Simulación</i>	115
2.6.3 Área con emanación	
2.6.3.1 <i>Descripción estadística</i>	116
2.6.3.2 <i>Análisis de tendencia</i>	118
2.6.3.3 <i>Análisis estructural</i>	119
2.6.3.4 <i>Estimación</i>	122
2.6.3.5 <i>Simulación</i>	126
2.7 <u>Variación espacial de la resistencia al corte (S) en la zona con emanación</u>	
2.7.1 Introducción	128
2.7.2 Análisis estadístico	130
2.7.2.1 <i>De la variable aleatoria S</i>	130
2.7.2.2 <i>De la frontera entre subestratos</i>	132
2.7.3 Análisis de tendencia	
2.7.3.1 <i>Variación vertical de S</i>	133

2.7.3.2	<i>Variación espacial de S.</i>	136
2.7.3.3	<i>Variación de la frontera entre subestratos</i>	137
2.7.4	Análisis estructural	
2.7.4.1	<i>De la variable de resistencia al corte S.</i>	138
2.7.4.2	<i>De la variación de la frontera entre subestratos.</i>	143
2.7.5.	Estimación	
2.7.5.1	<i>Variación espacial de la resistencia al corte.</i>	145
2.7.5.2	<i>Variación de la frontera entre subestratos.</i>	153
2.7.6.	Correlación entre fronteras del estrato arcilloso	155
2.8	<u>Correlación entre w y S</u>	160
2.9	<u>Conclusiones</u>	163

Capítulo 3: EVALUACIÓN DEL PROCESO DE EMANACIÓN.

3.1	<u>Planteamiento del proceso</u>	
3.1.1	Descripción del proceso	167
3.1.2	Exploración e información geotécnica	
3.1.2.1	<i>Introducción</i>	168
3.1.2.2	<i>Exploración indirecta</i>	169
3.1.2.3	<i>Exploración directa</i>	
3.1.2.3a	<i>Suelos no contaminados</i>	179
3.1.2.3b	<i>Suelos con hidrocarburos</i>	185
3.1.2.4	<i>Parámetros de diseño</i>	188
3.1.3	Hipótesis del proceso de falla	190
3.2	<u>Modelado de procesos mecánicos</u>	
3.2.1	Modelo por subpresión constante	191
3.2.2	Modelo por esfuerzos efectivos	197
3.2.2.1	<i>Cálculo de subpresiones</i>	203
3.2.2.2	<i>Correlación con espesores</i>	204
3.2.2.3	<i>Análisis de subpresiones</i>	206
3.2.3	Modelo geomecánico	
3.2.3.1	<i>Planteamiento del modelo</i>	208
3.2.3.2	<i>Definición del modelo</i>	209
3.2.3.3	<i>Definición del proceso de falla</i>	216
3.2.3.3.a	<i>Modelo con subpresión concentrada</i>	216
3.2.3.3.b	<i>Modelo con elementos que alcanzan tensión y plastificación.</i>	218
3.2.3.3.c	<i>Modelo con una grieta descendente.</i>	219
3.2.3.3.d	<i>Modelo con eliminación sucesiva de elementos en tensión</i>	220
3.2.3.3.e	<i>Modelo para definir los modos de falla.</i>	223
3.2.3.4	<i>Cálculo de subpresiones</i>	225
3.2.3.5	<i>Correlación con espesores</i>	226
3.2.3.6	<i>Análisis de subpresiones</i>	228
3.2.4	Correlación entre las subpresiones de ambos modelos	229

3.3 <u>Conclusiones</u>	230
Capítulo 4: APLICACIONES	
4.1 <u>Aplicaciones</u>	
4.1.1 Cimentaciones de plataformas piloteadas	232
4.1.2 Ductos	233
4.1.3 Evaluación de zonas de riesgo	233
4.1.4 Anclajes	
4.1.4.1 <i>En aguas someras</i>	234
4.1.4.2 <i>En aguas profundas</i>	234
Conclusiones y Recomendaciones	237
Bibliografía	240
ANEXOS	
A. Conceptos básicos de geoestadística.	249
B. Herramientas de cómputo aplicadas.	278

Lista de figuras

No de figura	Título
1.1	Planta de localización de las inclusiones de 1978 (negras) y de 1997 (rojas) en la chapopotera del Campo Cantarell
1.2	Registro del sonar de barrido lateral mostrando las horadaciones por donde ocurre la emanación de hidrocarburos en la chapopotera del Campo Cantarell
1.3	Perfil geofísico mostrando el casquete del yacimiento y las fallas geológicas por donde ocurre la emanación en el Campo Cantarell.
1.4	Localización de la Sonda de Campeche (wikimedia.org)
1.5	Plano de localización del área estudiada del Campo Cantarell y de sus fallas geológicas (reportes geofísicos 1978 y 1997)
1.6	Localización del sitio de la chapopotera en el Campo Cantarell (reporte geofísico de 1997)
1.7	Principales estructuras geológicas en la Cuenca de Pescadores de la Sonda de Campeche (Schlumberger).
1.8	Edad Toarcense-Aalenense: fraccionamiento en tres bloques de la Cuenca Huayacocotla-El Alamar por las megashears Tampico-Lázaro Cárdenas y Teziutlán-Acapulco desplazados al SW (Rueda, 1998).
1.9	Edad Bajociense: formación de la unión triple, la falla Nautla-Orizaba y los megashears Pico de Orizaba-Laguna Superior, Mohave-Sonora-Caltam y Texas-Sabinas-Río Sabinas que permitieron la formación del Golfo de México (Rueda, 1998).
1.10	Edad Tithonense: desplazamiento hacia el NW de los bloques afectados por las megashears Mohave-Sonora-Caltam, Lewis Clark-Bahamas y Pico de Orizaba-Laguna Superior, formándose el piso oceánico del centro del Golfo de México (Rueda, 1998).
1.11	Edad Campaniense: desplazamiento de los bloques Chiapas-Yucatán y Texas-Luisiana que permitió alcanzar la posición casi definitiva del piso oceánico del Golfo de México (Rueda, 1998).
1.12	Tendencias estructurales de la cima del basamento en las zonas con emanaciones de hidrocarburos en la Sonda de Campeche (López, 1979)
1.13	Estructuras geológicas de la Sonda de Campeche (Schlumberger).
1.14	Columna litoestratigráfica de la Sonda de Campeche
1.15	Sección transversal de la Plataforma de la Península de Yucatán y la Sonda de Campeche (Schlumberger).
1.16	Localización de áreas de gas y chapopoteras en la Sonda de Campeche (Valencia y Jacobo, 2001)
1.17	Localización de áreas de gas y chapopoteras someras en la Sonda de Campeche (González, 2002)

- 1.18 Sección estructural del Complejo Cantarell (Schlumberger).
- 1.19 Configuración del yacimiento Cantarell mostrando la ubicación de la chapopotera (Núñez y Cruz, 2001).
- 1.20 Zonificación de la plataforma occidental de la Península de Yucatán (PEMEX, 1986).
- 1.21 Zonificación de la Sonda de Campeche en función del porcentaje de carbonatos de calcio de sus suelos (PEMEX, 1986).
- 1.22 Plano de rasgos geológicos superficiales del Campo Cantarell (estudio geofísico 1997).
- 1.23 Plano de zonificación de horsts y grabens someros en el Campo Cantarell (Valdez, 2002).
- 1.24 Zonificación estructural de la geología somera propuesta para el Campo Cantarell
- 2.1 Área que define al dominio del campo aleatorio en el Campo Cantarell.
- 2.2 Curvas de isovalores de tendencia de la media de la resistencia al corte con 16 sondeos.
- 2.3 Curvas de isovalores de la media de la resistencia al corte con 16 sondeos.
- 2.4 Curvas de isovalores de la desviación estándar de la media de resistencia al corte con 16 sondeos.
- 2.5 Curvas de isovalores del coeficiente de variación de la media de resistencia al corte con 16 sondeos
- 2.6 Segunda propuesta para el dominio de la zona con 30 sondeos, también se muestra el área de la chapopotera.
- 2.7 Curvas de isovalores de tendencia de la media de resistencia al corte con 30 sondeos.
- 2.8 Curvas de isovalores de la media de la resistencia al corte con 30 sondeos.
- 2.9 Curvas de isovalores de la desviación estándar con 30 sondeos.
- 2.10 Curvas de isovalores del coeficiente de variación con 30 sondeos.
- 2.11 Curvas de isovalores de la tendencia de variación de la resistencia media al corte con 26 sondeos.
- 2.12 Curvas de isovalores de la media de la resistencia al corte con 26 sondeos.
- 2.13 Curvas de isovalores de la desviación estándar con 26 sondeos.
- 2.14 Curvas de isovalores del coeficiente de variación con 26 sondeos.
- 2.15 Variograma experimental y modelo de la tercera frontera estratigráfica
- 2.16 Gráfica en 3D de la tercera frontera estratigráfica interpolada y en 2D sus curvas de isovalores.
- 2.17 Diagrama de flujo del Sistema SIGGE-Cantarell.

- 2.18 Esquema en 3D de las fronteras superior e inferior del estrato arcilloso del fondo marino.
- 2.19 Definición de la zona de influencia para la interpolación por el inverso de la distancia.
- 2.20 Columna estratigráfica de un sondeo virtual del Campo Cantarell obtenida con el Sistema SIGGE
- 2.21 Perfil estratigráfico virtual en el Campo Cantarell obtenido con el Sistema SIGGE
- 2.22 Planta de localización de sondeos y despliegue de opciones de información posible de consultar.
- 2.23 Despliegue de gráficas de diseño estático de pilotes.
- 2.24 Plano de localización de un complejo de instalaciones marinas en el Campo Cantarell (plataformas y ductos).
- 2.25 Histograma y curva de distribución de frecuencias del contenido de agua w del Campo Cantarell.
- 2.26 Gráficas de contenido de agua en cada una de las poblaciones obtenidas en el histograma inicial con 89 sondeos.
- 2.27 Histograma y curva de distribución de frecuencias del contenido de agua en el estrato arcilloso del Campo Cantarell.
- 2.28 Histograma y curva de distribución de frecuencias acumuladas de w en los estratos subyacentes al estrato del fondo marino.
- 2.29 Curvas de isovalores de las tendencias del contenido de agua en el estrato del fondo marino del Campo Cantarell.
- 2.30 Curvas de isovalores de las tendencias del contenido de agua en los estratos subyacentes del Campo Cantarell.
- 2.31 Diagramas de tendencia de variación del contenido de agua con la profundidad del estrato arcilloso y los subyacentes (Valdez, 2002).
- 2.32 Funciones de autocorrelación de 40 sondeos del estrato arcilloso del Campo Cantarell.
- 2.33 Media de la función de autocorrelación vertical de w de todos los sondeos del estrato arcilloso del Campo Cantarell y su curva ajustada.
- 2.34 Curvas de isovalores de las distancias de influencia vertical en el estrato arcilloso del Campo Cantarell
- 2.35 Funciones de autocorrelación de los estratos subyacentes al estrato del fondo marino del Campo Cantarell.
- 2.36 Zonificación de la errática estratigráfica del Campo Cantarell definida por las curvas de autocorrelación
- 2.37 Gráfica de la media de las funciones de autocorrelación vertical de los 89 sondeos en los estratos subyacentes y su función ajustada
- 2.38 Curvas de isovalores de las distancias de influencia vertical en los estratos subyacentes del Campo Cantarell.

- 2.39 Funciones de autocorrelación media y ajustada para el modelo vertical del campo completo.
- 2.40 Coeficientes de correlación cruzada entre los 89 sondeos y su curva exponencial ajustada
- 2.41 Localización de las secciones estimadas del análisis de variación espacial de w en el Campo Cantarell.
- 2.42 Secciones estimadas de la variación espacial de w en el Campo Cantarell.
- 2.43 Perfiles de variación de la desviación estándar en las cinco secciones estimadas (A, C, D, F y H) en el Campo Cantarell.
- 2.44 Curvas de isovalores del valor medio de w en el estrato arcilloso del Campo Cantarell.
- 2.45 Perfiles simulados de la variación del contenido de agua en cinco secciones del Campo Cantarell (A, C, D, F y H).
- 2.46 Histograma y función de distribución del contenido de agua de los 30 sondeos considerados en la zona con emanación.
- 2.47 Grafica de distribución de w respecto a su profundidad de los 30 sondeos.
- 2.48 Gráfica de la función de densidad de probabilidad con distribución normal de w en el estrato arcilloso del fondo marino.
- 2.49 Rectas de tendencias de variación de w con la profundidad en los 30 sondeos de la zona con emanación.
- 2.50 Rectas de mayor tendencia de variación de w en los sondeos G3, G2, NoA, NoAH, NoSR, AkC1 y AkCC.
- 2.51 Rectas de menor tendencia de variación de w en los sondeos NoF3, NoB y AkG2.
- 2.52 Curvas de isovalores de la pendiente de las rectas de tendencia de w en la zona con emanación.
- 2.53 Curvas de isovalores de **a)** coeficiente de correlación ($w-z$), **b)** media del contenido de agua y **c)** pendiente de las rectas de tendencia de los 30 sondeos.
- 2.54 Gráficas de comparación del contenido de agua del sitio G3 (línea gruesa) con los de su rededor y los tres analizados, quienes alcanzan los w más bajos.
- 2.55 Curvas de isovalores de **a)** coeficiente de correlación, **b)** media del contenido de agua y **c)** la pendiente de las rectas de tendencia de w para 29 sondeos.
- 2.56 Histograma y curva de distribución de frecuencias de la frontera inferior del estrato arcilloso del fondo marino en el Campo Cantarell.
- 2.57 Plano en 3D de la tendencia de variación de la frontera inferior del estrato arcilloso del fondo marino en el Campo Cantarell.

- 2.58 Planta de localización de sondeos y curvas de isovalores de la profundidad (preliminar) de la frontera inferior del estrato arcilloso del fondo marino del Campo Cantarell.
- 2.59 Correlogramas en las direcciones N-S y E-W de la frontera inferior del estrato arcilloso en el Campo Cantarell.
- 2.60 Correlogramas en las direcciones NE-SW y NW-SE de la frontera inferior del estrato arcilloso en el Campo Cantarell.
- 2.61 Polígono de anisotropía de variación de la frontera inferior del estrato arcilloso en el Campo Cantarell.
- 2.62 Curvas de isovalores de la frontera entre poblaciones de w por el método de *kriging ordinario* en el Campo Cantarell.
- 2.63 Vista en 3D de la frontera inferior del estrato arcilloso en el Campo Cantarell.
- 2.64 Desviación estándar de la frontera inferior del estrato arcilloso del Campo Cantarell.
- 2.65 Vista en 3D de la desviación estándar de la frontera inferior del estrato arcilloso en el Campo Cantarell.
- 2.66 Curvas de isovalores de la frontera inferior del estrato arcilloso del fondo marino obtenidas en la evaluación estratigráfica global del IMP.
- 2.67 Vistas en planta y 3D de una simulación de la frontera entre poblaciones de w en el Campo Cantarell.
- 2.68 Histograma y curva de distribución de frecuencias de la frontera entre poblaciones de w en el sitio con emanación.
- 2.69 Vista en 3D del plano de tendencia de la frontera entre poblaciones de w en el sitio con emanación.
- 2.70 Plano preliminar de curvas de isovalores de la frontera inferior del estrato arcilloso del fondo marino en el área con emanación.
- 2.71 Correlogramas de la variación espacial de la frontera inferior del estrato arcilloso en cuatro direcciones en el sitio con emanación.
- 2.72 Correlogramas ajustados de la variación espacial de la frontera inferior del estrato arcilloso en cuatro direcciones del sitio contaminado.
- 2.73 Gráfica de comparación entre el correlograma ajustado y el calculado para el azimut de 90° en el sitio con emanación.
- 2.74 Elipse de anisotropía en la frontera inferior del estrato arcilloso del sitio con emanación.
- 2.75 Vista en 2D de las curvas de isovalores estimadas de la frontera inferior del estrato arcilloso del sitio con emanación.
- 2.76 Vista en 3D del estrato arcilloso completo mostrando las curvas estimadas de isovalores de la frontera inferior (zona de emanación).
- 2.77 Curvas de isovalores de la profundidad respecto del fondo marino de la malla 2 calculada en el IMP en el área con emanación.

- 2.78 Curvas de isovalores de la profundidad respecto del fondo marino de la frontera inferior estimada por Valdez en el área con emanación.
- 2.79 Curvas de isopacas en el sitio con emanación obtenido del levantamiento geofísico de 1998.
- 2.80 Curvas de isovalores de la desviación estándar de la estimación de la frontera inferior del estrato arcilloso en el sitio con emanación.
- 2.81 Vista en 3D de las curvas de isovalores de la desviación estándar de la frontera inferior en el estrato arcilloso en el sitio con emanación.
- 2.82 Vista en planta de una sola simulación de la frontera inferior del estrato arcilloso en el sitio con emanación.
- 2.83 Vista en planta del promedio de 35 simulaciones de la frontera inferior del estrato arcilloso en el sitio con emanación.
- 2.84 Vista en 3D del promedio de 35 simulaciones de la frontera inferior del estrato arcilloso en el sitio con emanación.
- 2.85 Gráfica de correlación entre la veleta miniatura y el torcómetro en el estrato del fondo marino del Campo Cantarell.
- 2.86 Gráfica de variación de la resistencia al corte con la profundidad de los 26 sondeos seleccionados.
- 2.87 Histograma y curva de distribución de frecuencias de la resistencia al corte en el estrato del fondo marino de la zona con emanación.
- 2.88 Histograma y curva de distribución de frecuencias de la frontera entre subestratos del estrato arcilloso en el área con emanación.
- 2.89 Rectas de tendencias de variación de la resistencia al corte S con la profundidad en los 30 sondeos iniciales.
- 2.90 Curvas de isovalores de la pendiente de las tendencias de S en el estrato del fondo marino de la zona con emanación
- 2.91 Tendencia típica en la variación de la resistencia al corte con la profundidad de las tres ecuaciones sobre un mismo punto del estrato arcilloso.
- 2.92 Plano de tendencia de la frontera entre los subestratos del estrato arcilloso del área con emanación.
- 2.93 Funciones de autocorrelación vertical de la resistencia al corte de los 26 sondeos del estrato arcilloso del sitio con emanación
- 2.94 Curvas exponenciales ajustadas a las funciones de autocorrelación vertical de la resistencia al corte de los 26 sondeos del sitio con emanación.
- 2.95 Curvas de isovalores de las distancias de influencia vertical de la resistencia al corte del sitio con emanación.
- 2.96 Gráfica de autocorrelación vertical media calculada y ajustada con el modelo exponencial de la ecuación 2.24.

- 2.97 Gráfica de coeficientes de correlación horizontal de la resistencia al corte en el sitio con emanación.
- 2.98 Gráficas de la parte aleatoria de cuatro sondeos con altos coeficientes de correlación.
- 2.99 Perfiles de resistencia al corte de los 26 sondeos del sitio con emanación, a) completos, b) parte aleatoria.
- 2.100 Funciones de autocorrelación de los datos aleatorios de la frontera entre subestratos del estrato arcilloso en cuatro direcciones.
- 2.101 Curvas de ajuste de las funciones de autocorrelación de la frontera entre subestratos del estrato arcilloso en cuatro direcciones.
- 2.102 Elipse de anisotropía de la variación espacial de la frontera entre subestratos del estrato arcilloso.
- 2.103 Planta de localización de los perfiles estimados por la variación espacial de la resistencia al corte en el sitio con emanación.
- 2.104 Perfiles poniente-oriente que muestran la variación espacial de la resistencia al corte en el sitio con emanación.
- 2.105 Perfiles sur-norte que muestran la variación espacial de la resistencia al corte en el sitio con emanación.
- 2.106 Vista en 3D de las curvas de isovalores de la resistencia al corte en las tres fronteras que delimitan al estrato arcilloso.
- 2.107 Vista en planta de las curvas de isovalores de la profundidad de la frontera entre subestratos del estrato arcilloso.
- 2.108 Vista en 3D de las curvas de isovalores de la frontera entre subestratos del estrato arcilloso.
- 2.109 Curvas de isovalores de la varianza de estimación de la frontera entre subestratos del estrato arcilloso.
- 2.110 Curvas de isovalores de la desviación estándar de la frontera entre subestratos del estrato arcilloso.
- 2.111 Gráfica de correlación entre las fronteras que limitan al estrato y subestratos del estrato arcilloso en el sitio con emanación.
- 2.112 Gráficas de correlación por zonas entre las fronteras inferior y de subestratos del estrato arcilloso en dirección sur-norte.
- 2.113 Vista en 3D de las curvas de isovalores estimadas entre las fronteras inferior y de subestratos del estrato arcilloso del fondo marino.
- 2.114 Gráfica de correlación entre S y w del estrato arcilloso en el sitio con emanación.
- 2.115 Gráfica de correlación entre S y w del subestrato arcilloso muy blando en el sitio con emanación.
- 2.116 Gráfica de correlación entre S y w del subestrato arcilloso blando.
- 2.117 Comparación de la variación espacial del contenido de agua con un perfil del sistema SIGGE del Campo Cantarell.

- 3.1 Velocidad del sonido en el agua en términos de la temperatura y la salinidad (Del Grosso).
- 3.2 Representación esquemática de operación del sonar de exploración lateral.
- 3.3 Esquema de operación de los perfiladores.
- 3.4 Comparación de perfiles obtenidos con alta y baja resolución
- 3.5 Muestreador de pistón tipo Kullenberg (pistón sampler).
- 3.6 Esquema de operación del muestreador de pistón tipo Kullenberg.
- 3.7 Variación de la velocidad en caída libre del muestreador en términos de la distancia h recorrida y la masa m .
- 3.8 Diagrama del muestreador de pistón tipo Kullenberg
- 3.9 Diagrama de operación del tubo shelby, sistema Dolphin (Fugro).
- 3.10 Diagrama de operación de la veleta remota del sistema Dolphin (Fugro)
- 3.11 Diagrama de operación del piezocono del sistema Dolphin (Fugro).
- 3.12 Diagrama de operación de la veleta tipo Halibut (Fugro).
- 3.13 Esquema del torcómetro.
- 3.14 Esquema de la veleta miniatura.
- 3.15 Sección A-A, registro del perfilador somero obtenido del estudio geofísico de 1998 sobre el Campo Cantarell (Fugro).
- 3.16 Curvas isócronas ocurridas durante un periodo de ocho años de subpresión constante de 49 kPa.
- 3.17 Curvas de expansión generadas por diferentes incrementos de subpresión, durante el mismo lapso de ocho años y en el mismo estrato.
- 3.18 Diagramas de presiones actuantes sobre el estrato arcilloso del fondo marino.
- 3.19 Diagramas de presiones efectivas y de poro generados por la acción de las subpresiones de 20, 30 y 40 kPa.
- 3.20 Localización de los sondeos G3 y G2 en el sitio con emanación
- 3.21 Diagramas de presiones de poro calculadas con la densidad inicial de 1.027 y las presiones medidas *in situ* en los sondeos G2 y G3.
- 3.22 Diagramas de presiones reales en el sondeo G3
- 3.23 Diagrama de presiones efectivas reales en el sondeo G3
- 3.24 Diagramas de incremento de presión de poro por efecto de las subpresiones de 8.2, 12.3 y 16.4 kPa en el sondeo G3.
- 3.25 Diagramas de variación de la presión efectiva por incremento de las subpresiones de 8.2, 12.3 y 16.4 kPa en el sondeo G3.
- 3.26 Detalle de los diagramas de variación de la presión efectiva por incremento de las subpresiones de 8.2, 12.3 y 16.4 kPa en el sondeo G3

- 3.27 Correlación entre la subpresión de falla incipiente y el espesor del estrato arcilloso de cada sitio.
- 3.28 Correlación entre la subpresión y los espesores de los subestratos.
- 3.29 Estimado de distribución de subpresiones de falla incipiente obtenidas por el principio de esfuerzos efectivos
- 3.30 Gráficas de esfuerzos efectivos en los 30 sondeos al actuar las subpresiones de falla incipiente.
- 3.31 Parte Inicial de las curvas de esfuerzos efectivos de los 30 sondeos en la falla incipiente.
- 3.32 Geometría del primer modelo propuesto para analizar la resistencia al corte del suelo y sensibilizar el sistema.
- 3.33 Segunda propuesta de dimensiones del modelo para sensibilizar el análisis mecánico del suelo.
- 3.34 Dimensiones definitivas del modelo
- 3.35 Modelo con las cargas inicialmente consideradas.
- 3.36 Malla deformada por la acción de la presión hidrostática y la subpresión, ambas actuando en forma uniforme.
- 3.37 Modelo sumergido con espesor y tirante variables, y subpresión actuando en un ancho de 25 m.
- 3.38 Malla del modelo bajo la acción de la presión hidrostática, se verifica que no se deforma por efecto de dicha presión..
- 3.39 Modelo definitivo utilizado en el análisis de resistencia al corte en los 30 sondeos.
- 3.40 Diagramas del modelo con subpresión concentrada, *a)* modelo de elementos finitos, *b)* modelo deformado, *c)* vectores de dirección de desplazamientos, *d)* curvas de isodesplazamientos totales.
- 3.41 Modelo con elementos en tensión y plastificación, *a)* modelo de elementos finitos, *b)* modelo con los primeros elementos en tensión (blancos), *c)* modelo con elementos en tensión y plastificación (rojos), *d)* modelo cercano a la falla con elementos en tensión y plastificación. *e)* diagrama de esfuerzos efectivos del modelo de la figura *d)*
- 3.42 Modelo llevado a la falla con elementos de tensión y plastificación, *a)* modelo con abertura hasta el segundo subestrato, *b)* modelo con abertura hasta el tercer subestrato pero con elementos en tensión hasta el cuarto subestrato, *c)* diagrama de esfuerzos efectivos del modelo para la condición de carga de *b)*, *d)* diagrama de esfuerzos cortantes del modelo para la condición de carga de *b)*.

- 3.43 Modelo llevado a la falla por eliminación de elementos en tensión, *a*) modelo discretizado de elementos finitos, *b*) modelo con falla incipiente, *c*) modelo con subpresión de 42 kPa y generación de la 5ª abertura, *d*) modelo con aberturas sobre el fondo marino e inicio de plastificación en la frontera con el estrato de arena, *e*) modelo con aberturas e inicio de elementos en tensión en la frontera con el estrato de arena, *f*) modelo con más aberturas sobre el fondo marino y elementos en tensión en la frontera con el estrato de arena, *g*) modelo con máximas aberturas con subpresión de 44.15 kPa, *h*) modelo con aberturas obtenidas con subpresión de 44.3 kPa, *i*) modelo con aberturas obtenidas con subpresión de 44.5 kPa, *j*) modelo con aberturas obtenidas con la subpresión de 44.5 kPa, en el colapso del modelo.
- 3.44 Esquemas del modelo en falla dúctil en el sitio Nohf3.
- 3.45 Esquemas de modelos con falla frágil en los sitios Akci y Akh.
- 3.46 Gráfica de correlación entre la subpresión para la falla de cada sitio y el espesor del estrato arcilloso
- 3.47 Correlación entre la subpresión y los espesores de los substratos del estrato arcilloso.
- 3.48 Estimación de la variación espacial de las subpresiones de falla dúctil y frágil y del espesor del estrato arcilloso
- 3.49 Gráfica de correlación entre las subpresiones con Plaxis y con esfuerzos efectivos.
- 4.1 Perfil del posible hundimiento que alcanzaría un ducto en el substrato muy blando del fondo marino.
- 4.2 Estructura flotante anclada al fondo marino en aguas someras.
- 4.3 Plataforma flotante tipo TLP anclada con pilotes de succión al fondo marino en aguas profundas en Brasil (Sánchez-Moreno *et al.*, 2006).
- 4.4 Diagrama de anclas de succión para sujeción de plataformas en el mar del norte (Equihua, 2008).
- 4.5 Variación del contenido de agua y la resistencia al corte en la zona de aguas profundas explorada por Bradshaw
-

Lista de tablas

No de tabla	Título
2.1	Relación de sondeos considerados en el análisis del área con emanación de hidrocarburos.
2.2	Parámetros estadísticos de los datos de w en las dos poblaciones del Campo Cantarell.
2.3	Parámetros estadísticos de los datos de w del estrato arcilloso del fondo marino del Campo Cantarell.
2.4	Parámetros estadísticos de los datos de w de los estratos subyacentes al estrato arcilloso del fondo marino del Campo Cantarell.
2.5	Parámetros estadísticos de la variable w en los 30 sondeos considerados en la zona con emanación.
2.6	Parámetros estadísticos de la frontera inferior del estrato arcilloso en el Campo Cantarell.
2.7	Parámetros estadísticos de la frontera inferior en el estrato arcilloso en la zona con emanación.
2.8	Distancias de influencia en cuatro direcciones de la frontera inferior del estrato arcilloso en el sitio con emanación
2.9	Datos de la anisotropía a considerar en el modelo de estimación de la frontera inferior del estrato arcilloso en el sitio con emanación.
2.10	Espesores estimados del estrato arcilloso en los sitios identificados en la chapopotera
2.11	Parámetros estadísticos de los datos correlacionados entre la veleta miniatura y el torcómetro en el estrato arcilloso del Campo Cantarell.
2.12	Parámetros estadísticos de los datos de resistencia al corte en el estrato arcilloso del fondo marino de la zona con emanación.
2.13	Profundidad de la frontera entre subestratos muy blando y blando que conforman al estrato arcilloso en el área con emanación
2.14	Parámetros estadísticos de la variación de la frontera entre subestratos del estrato arcilloso en el área con emanación.
2.15	Relación de pendientes de las rectas de tendencia y coeficientes de correlación de S contra profundidad de los 26 sondeos.
2.16	Distancias de influencia vertical de la resistencia al corte de los 26 sondeos en el sitio con emanación.
2.17	Distancias de influencia de las funciones de autocorrelación de la frontera entre subestratos del estrato arcilloso en cuatro direcciones.
2.18	Parámetros aplicados en la estimación de la variación espacial de la frontera entre subestratos.
2.19	Profundidad de la frontera entre subestratos en los sitios de emanación localizados por PEMEX

- 2.20 Coeficientes de correlación entre las fronteras intermedia e inferior obtenidos de los perfiles oeste-este (Figura 2.104)
 - 2.21 Coeficientes de correlación entre las fronteras intermedia e inferior obtenidos de los perfiles sur-norte (Figura 2.105)
 - 2.22 Coeficientes de correlación entre las fronteras intermedia e inferior obtenidos de las zonas sur-norte (Figura 2.112).
 - 2.23 Coeficientes de correlación entre las fronteras intermedia e inferior obtenidos de las zonas oeste-este (Figura 2.103).
 - 2.24 Matriz de coeficientes de correlación relativa (ρ_r) entre las fronteras inferior y de sustratos del estrato arcilloso.
 - 3.1 Equipo utilizado en un estudio geofísico marino de alta resolución.
 - 3.2 Equipos para muestreo de suelos del fondo marino en estudios geofísicos.
 - 3.3 Coeficientes de forma de Hvorslev para el mejor muestreador de pistón
 - 3.4 ϕ , c y PVS obtenidos de los reportes geotécnicos de cada sondeo.
 - 3.5 Módulos de elasticidad del estrato arcilloso obtenidos de pruebas UU y de compresión simple
 - 3.6 Módulos de elasticidad de cada sustrato y del estrato de arena
 - 3.7 Subpresiones de falla incipiente obtenidas por esfuerzos efectivos en cada sondeo.
 - 3.8 Espesor, resistencia al corte y peso volumétrico de cada sustrato del estrato arcilloso de los 30 sondeos analizados.
 - 3.9 Parámetros y resultados obtenidos en los dos grupos delimitados por el tipo de falla.
-

Simbología

Capítulo 2

w = contenido de agua, %

G_s = gravedad específica o peso específico relativo de sólidos.

γ_{wm} = peso volumétrico del agua de mar, kN/m^3

γ'_m = peso volumétrico sumergido del suelo, kN/m^3

h_{ij} = distancia de separación efectiva entre el nodo de la malla "j" y su vecino, el nodo "i", m.

Z_j = valor interpolado para el nodo j

Z_i = nodos vecinos

d_{ij} = distancia entre el nodo de la malla j por interpolar y su nodo vecino i, m

β = exponente de peso

δ = parámetro de suavizado

x = coordenada UTM en la dirección X, m

y = coordenada UTM en la dirección Y, m

z = valor de la variable estimada por la ecuación del hiperplano.

Z = profundidad, m

w = contenido de agua, %

S_{Vmin} = resistencia al corte de la veleta miniatura, kPa.

S_t = resistencia al corte del torcómetro, kPa.

ρ_c = coeficiente de correlación real

ρ_a = coeficiente de correlación calculado

a = distancia de influencia, m.

z_i = profundidad i, m.

Capítulo 3

H = profundidad real, m.

h = profundidad medida por la ecosonda, m.

h_c = profundidad corregida por calibración del aparato, m.

h_m = corrección por marea, m.

S = salinidad del agua, ppm.

t = temperatura del agua, °C.

d = profundidad, m.

V = velocidad del sonido en el mar, m/seg.

T = tiempo de registro, seg.

l = duración del pulso transmitido.

h = altura del equipo sobre el fondo marino, m.

m = masa del muestreador, $\text{kg. seg}^2/\text{m}$

v = velocidad de caída del muestreador, m/seg.

d_e = diámetro interior de la zapata de corte, cm.

d_w = diámetro exterior de la zapata de corte, cm.

d_t = diámetro exterior del barril muestreador, cm.

d_s = diámetro interior de la camisa muestreadora, cm.

L = longitud del barril muestreador, m.
 ϵ_l = deformación longitudinal, %.
 $\epsilon_\alpha = \gamma_\alpha$ = deformación angular, rad.
 ϵ_v = deformación volumétrica total, %.
 ϵ_a = deformación en la dirección a , %.
 ϵ_b = deformación en la dirección b , %.
 ϵ_c = deformación en la dirección c , %.
 \mathbf{f} = fuerza másica
 g = aceleración de la gravedad, m/seg².
 \mathbf{k} = vector unitario
 σ_1, σ_2 y σ_3 = esfuerzos principales
 ϵ_0 = deformación distorsional total, %.
 ϵ_{0a} = deformación axial por variación de forma o distorsión, %.
 ϵ_{0t} = deformación transversal por variación de forma o distorsión, %.
 ϵ_t = deformación transversal, %.
 ϵ_{vt} = deformación volumétrica transversal, %.
 ϵ_{0t} = deformación distorsional transversal, %.
 ϵ_{va} = deformación axial por variación de volumen, %.
 ϵ_{vt} = deformación transversal por variación de volumen. %.
 V = volumen, m³.
 ΔV = variación de volumen, m³.
 V_i = volumen inicial, m³.
 V_f = volumen final, m³.
 γ = peso volumétrico efectivo, kN/m³.
 γ = peso volumétrico, kN/m³.
 z = profundidad, m.
 $u_{i,n+1}$ = presión de poro para una profundidad z_i y un tiempo t_{n+1} , kPa
 $u_{i-1,n}$ = presión de poro para una profundidad z_{i-1} y un tiempo t_n , kPa
 $u_{i,n}$ = presión de poro para una profundidad z_i y un tiempo t_n , kPa
 $u_{i+1,n}$ = presión de poro para una profundidad z_{i+1} y un tiempo t_n , kPa
 Δt = incremento de tiempo, seg.
 Δz = incremento de la profundidad, m.
 C_v = coeficiente de consolidación, que para este caso fue coeficiente de expansión.
 γ_t = peso volumétrico total, kN/m³
 u = presión de poro, kPa
 u_v = presión de poro vertical, kPa
 u_h = presión de poro horizontal, kPa
 γ_w = peso volumétrico del agua, kN/m³
 γ_s = peso volumétrico de sólidos, kN/m³
 $\bar{\sigma}$ = esfuerzo efectivo, kPa
 $\bar{\sigma}_v$ = esfuerzo efectivo vertical, kPa
 $\bar{\sigma}_h$ = esfuerzo efectivo horizontal, kPa
 K_0 = coeficiente de reposo o equilibrio
 $\sigma(d*d)$ = fuerza actuante sobre la superficie $d*d$
 F_m = fuerza en el contacto partícula-partícula, kN

F_a = fuerza en el contacto aire-partícula o aire-aire, kN
 F_w = fuerza en el contacto agua-partícula o agua-agua, kN
 R' = fuerza de repulsión eléctrica entre partículas, kN
 A' = fuerza de atracción eléctrica entre partículas
 E' = módulo de Young efectivo, kPa.
 ν' = relación de Poisson de esfuerzos efectivos
 c' = cohesión efectiva, kPa.
 ϕ' = ángulo de fricción efectivo
 ψ = ángulo de dilatación
 σ_n = esfuerzo sobre el plano normal, kPa.
 τ_n = esfuerzo cortante sobre el plano normal, kPa.
 σ_{spi} = esfuerzo efectivo afectado por la subpresión en la profundidad i , kPa.
 u_{spi} = presión de poro incrementada por la subpresión en la profundidad i , kPa.
 T = tirante de agua en el sitio del sondeo, m
 k = constante que afectada por z_i genera el valor de la subpresión en la profundidad i
 sp_i = valor de la subpresión en la profundidad i , kPa.
 γ_a = peso volumétrico del agua de mar (1.0198 t/m^3)
 c = cohesión, kPa.
PVS = peso volumétrico sumergido
 ϕ = ángulo de fricción interna
 ν = relación de Poisson
 E = módulo de elasticidad, kPa
 k = coeficiente de permeabilidad, m/d
 Z = Tirante, m.
 z = profundidad de la frontera inferior de cada subestrato, m.
 S = resistencia al corte, kPa.
 γ_s = peso volumétrico sumergido, kN/m^3
 γ_t = peso volumétrico total en kN/m^3
 e = espesor total del estrato arcilloso, m.
 e_2 = espesor del 2º subestrato, m.

Anexo A

$V(X)$ = campo aleatorio
 R^p = espacio del campo aleatorio
 $P(x)$ = probabilidad del campo aleatorio asociada a los intervalos de una variable.
 $\mu_v(x)$ = esperanza del campo aleatorio
 $\sigma_v^2(x)$ = varianza del campo aleatorio
 $\sigma_v(x)$ = desviación del campo aleatorio
 $CV(x)$ = coeficiente de variación
 $R_v(X_1, X_2)$ = función de autocorrelación
 $C_v(X_1, X_2)$ = función de autocovarianza
 $\rho_v(X_1, X_2)$ = coeficiente de autocorrelación
 $f_v(x)$ = densidad de probabilidad

h = distancia vectorial de separación entre los puntos (X_1, X_2)
 u = vector unitario en la dirección considerada en el que se evalúa la autocovarianza
 Ω = dominio de un campo aleatorio (longitud, área o volumen)
 v = vector de dimensión, p de las variables k ,
 λ = coeficiente de ponderación en estimaciones de *kriging ordinario*.

Resumen

La construcción de la infraestructura petrolera en la Sonda de Campeche, se realiza sobre un sitio con emanaciones de hidrocarburos; éstas pueden ser las conocidas como chapopoterías (González, 1997) o las emanaciones de gas. La presencia de estas emanaciones constituye una fuente de riesgos mal identificados que justifica un estudio más detallado que los que a la fecha se han realizado (Mc. Donald *et al*, 1993; Galván *et al*, 1998; González *et al*, 2002).

En la presente investigación, se ha considerado primero necesario examinar las condiciones en las que se da este fenómeno e identificar los factores que lo favorecen. Para ello, inicialmente se revisaron la información geofísica y geotécnica somera disponible y se realizó un estudio detallado de las variaciones espaciales de algunas propiedades del subsuelo (Galván *et al.*, 2000; Núñez *et al.*, 2000a).

El estudio consideró los estratos hasta 100m bajo el *fondo marino*, utilizando los métodos tradicionales de la Geotecnia complementados con evaluaciones de tipo geoestadístico (Valdez, 2002). Los análisis realizados mostraron que las zonas afectadas por emanaciones presentan rasgos geotécnicos particulares característicos.

Definido el medio en el que se presenta el fenómeno, se pudo entonces desarrollar modelos geomecánicos simplificados que explican la formación de las chapopoterías.

Estos se basan en la hipótesis de que los incrementos de presión en los hidrocarburos que emanan a la superficie, generan subpresiones bajo los estratos de baja permeabilidad, como es el caso del estrato arcilloso del fondo marino del Campo Cantarell, que provocan la flexión y falla del mismo.

Los análisis mostraron que este proceso se inicia en la parte superior del estrato, o sea en el fondo marino, y ocurre por flexión de las partes más débiles o de menor espesor del estrato.

Los resultados del modelo con elementos finitos, correlacionados con los del espesor, permitieron definir una zonificación de los riesgos asociados a este fenómeno.

El trabajo de tesis se dividió en tres partes. La primera quedó constituida por los diferentes bloques de presentación del trabajo como son las dedicatorias, los agradecimientos, el índice, la lista de figuras, una lista de tablas, la nomenclatura de símbolos empleados y un resumen en español e inglés.

La segunda parte se conformó con una introducción y cuatro capítulos principales. Los primeros tres capítulos incluyen: la presentación del problema, las evaluaciones geoestadísticas y el desarrollo de los modelos geomecánicos. El cuarto capítulo está constituido por aplicaciones,. En la tercera parte se presentan las conclusiones y recomendaciones, una relación de la bibliografía consultada y dos anexos.

En el Capítulo 1, para describir el problema, se hace una semblanza de la evolución geológica del Golfo de México, haciendo énfasis en el origen de las emanaciones de hidrocarburos, su manifestación en la Sonda de Campeche y las complicaciones que éstas implican para la industria petrolera.

En el Capítulo 2, inicialmente se presenta una evaluación geoestadística desarrollada en el Instituto Mexicano del Petróleo de la estratigrafía somera del Campo Cantarell. Para complementar la evaluación geoestadística inicial, se desarrollaron evaluaciones geoestadísticas del contenido de agua, de la frontera inferior del estrato arcilloso del fondo marino y una correlación entre parámetros de resistencia al corte de las pruebas de veleta miniatura y el torcómetro.

En el mismo capítulo dos, se efectuó la evaluación geoestadística de un área particular del Campo Cantarell con emanación de hidrocarburos (chapopotera). Las variables analizadas fueron: la resistencia al corte del estrato arcilloso, la frontera entre subestratos del estrato arcilloso (de consistencia muy blanda y blanda) y para definir el espesor del mismo estrato arcilloso, una actualización de su frontera inferior.

Del análisis de dicho capítulo, se identificaron los *suelos gaseosos* profundos y discontinuidades estratigráficas generadas por las fallas geológicas. En el sitio con emanaciones se pudo definir: la identificación de anomalías en los reportes geotécnicos, la subestratificación del estrato arcilloso y el comportamiento como “*ruido blanco*” de la parte aleatoria de su resistencia al corte.

En el Capítulo 3, se presenta el análisis geomecánico efectuado con dos modelos de comportamiento del sistema, el primero basado en el principio de los esfuerzos efectivos y el segundo consistente en un modelo de elementos finitos apoyado en el programa de cómputo Plaxis.

Como resultados del análisis anterior, se tienen: la confirmación de la hipótesis de que la falla del estrato arcilloso ocurre en la zona de menor espesor, la definición de expresiones para estimar valores de la subpresión de falla, la confirmación de la influencia de los parámetros mecánicos en la resistencia del estrato arcilloso y la identificación de las zonas de mayor vulnerabilidad para la instalación de la infraestructura petrolera en el área estudiada.

En el Capítulo 4 se presentan algunas posibles aplicaciones que pueden tener las metodologías y desarrollos aquí alcanzados.

Finalmente para concluir el documento de tesis se presentan las conclusiones generales y recomendaciones planteadas.

De los resultados de la investigación, se tienen las siguientes aportaciones:

- a. Se identificó una metodología para definir la traza de las *discontinuidades estratigráficas* generadas por las fallas geológicas que afectan al Campo Cantarell.
- b. Se identificó una metodología para reconocer y zonificar los *suelos gaseosos profundos* (suelos con flujo o bolsas de gas), en los que, de acuerdo con Sills y

Wheeler, el gas es capaz de afectar su resistencia al corte con el tiempo y reducir su capacidad de carga.

- c. Se definió una metodología para zonificar la *erraticidad estratigráfica* hasta 100 m de profundidad en el suelo del Campo Cantarell.
- d. Se desarrolló un procedimiento para *depurar* información geotécnica, lo que permite eliminar información que genere *anomalías* en la variación espacial de la resistencia al corte.
- e. Se definió la frontera que subdivide al estrato arcilloso del fondo marino en dos *subestratos*, uno de consistencia muy blanda y otro de consistencia blanda. La *discretización* del estrato permitió una mejor evaluación.
- f. Se desarrolló una metodología para calcular la variación de la resistencia al corte con la profundidad o espesor en cualquier sitio del estrato arcilloso que constituye al fondo marino. La parte aleatoria se comporta como *ruido blanco*, por lo que para el cálculo únicamente se utiliza la *parte determinista*.
- g. Se desarrolló un procedimiento para evaluar en *forma rápida y sencilla*, a través del principio de los esfuerzos efectivos, la falla incipiente del estrato arcilloso del fondo marino por efecto de una subpresión súbita de hidrocarburos.
- h. Se desarrolló un modelo con elementos finitos para evaluar el modo y tipo de falla (total o incipiente) del estrato arcilloso del fondo marino por efecto de una *subpresión súbita* de hidrocarburos.
- i. Se desarrolló una metodología para *zonificar* el área de una emanación o chapopotera y definir la zona de mayor vulnerabilidad para la infraestructura petrolera.

Adicionalmente a las metodologías y procedimientos desarrollados, se hacen las siguientes inferencias y estimaciones, cuya continuación y análisis en investigaciones futuras permitirán seguir mejorando el conocimiento:

- a. Se estima que, conociendo la variación de la resistencia al corte del suelo con la profundidad y la posición de la frontera entre subestratos, será posible estimar con mayor precisión el diseño de *ductos petroleros* apoyados sobre el fondo marino (Halliburton KBR, 2002, Allen *et al*, 1989).
- b. Se infiere que, la *profundidad de hundimiento máxima* de los ductos en el estrato arcilloso del fondo marino, está definida por la frontera entre subestratos, principalmente en las zonas de chapopoteras.
- c. Se estima que es posible complementar los análisis geoestadísticos del Campo Cantarell con la evaluación estratigráfica del sistema SIGGE-Cantarell desarrollada en el IMP, lo que permitirá estimar con mayor precisión su variación estratigráfica.
- d. Se estima que la metodología desarrollada, podrá ser útil para caracterizar física y mecánicamente algunos suelos arcillosos del fondo marino en aguas profundas (Bradshaw, 2000).

- e. Se estima que el modelo de elementos finitos desarrollado puede ser ajustado y aplicado al análisis de cimentaciones en el estrato arcilloso del fondo marino.

Abstract

The construction of oil-related infrastructure at *Sonda de Campeche* in the Gulf of Mexico, is carried out on a site with gas or hydrocarbon seepage, known as *chapopoter*as in Spanish (González, 1997). The presence of these hydrocarbons leaking constitutes a source of serious hazards that justifies a deeper study than those that have been carried out to date (Mc. Donald *et al.*, 1993; Galván *et al.*, 1998; González *et al.*, 2002).

In the investigation reported herein, an evaluation was made of the conditions inherent to this phenomenon and of the factors favoring it. For this purpose available geophysical information at shallow depths and geotechnical data were reviewed and a detailed study of the spatial variation of some subsoil properties was performed (Galvan *et al.*, 2000; Nunez *et al.*, 2000a).

The study considered the stratum until 100m below the seabed, utilizing the traditional geotechnical methods supplemented by a geo-statistical approach (Valdez, 2002). The analyses showed that zones affected by seepage present peculiar geotechnical features.

After defining the medium where the phenomenon develops, simplified mechanical models were elaborated to explain formation of *chapopoter*as.

They are based on the hypothesis that increases of pressure due to hydrocarbons seepage generate uplift pressures or sub-pressures under stratum like the marine bottom of the Cantarell Field and that they induce flexion and failure of the seabed stratum.

The analysis showed that failure start at the seabed, that is to say in the marine bottom, by flexion of the weakest or thinnest parts of the stratum.

The finite element model shows a correlation between stratum thickness and vulnerability, and risks zone associated to this phenomenon could be defined.

The research report was divided in three parts, one of them constituted by several blocks of presentation, such as dedicatory, acknowledgments, index, list of figures, and tables, the nomenclature of used symbols and a summary in Spanish and English.

The second part includes an introduction and four main chapters. The first three chapters include: presentation of the problem, geostatistical evaluations and development of geomechanical models applied to analysis of the failure process. The fourth chapter is constituted by applications. The third part includes the conclusions and recommendations, a list of the consulted bibliography and two annexes.

Chapter 1 contains an overview of the geological evolution of the Gulf of Mexico and of the origin of hydrocarbon seepage at *Sonda de Campeche*.

The first part of Chapter 2 includes a geo-statistical evaluation developed by *Instituto Mexicano del Petróleo* (IMP) of the stratigraphy found at Cantarell oil field. Geo-statistical evaluations are also presented for several random variables such

as the water content, the lower boundary of the clay stratum at the seabed, as well as a correlation of shear stress parameters between miniature vane and torvane tests.

From the results of such analyses identification was made of deep *gaseous soils* and of stratigraphic discontinuities produced by geologic faults.

In the second part of Chapter 2, geo-statistical evaluations are presented for random variables in a certain area of Cantarell field where the *chapotera* seepage site is located. Analyzed random variables include shear strength of clay stratum, the boundary dividing into two sub-strata the clayey stratum, and an updating of the variation at the lower boundary of the clay layer.

Results of the second part deal with anomalies in the geotechnical reports, definition of distinct parts of the two sub-strata of the clay deposit, and the “white noise” behavior of the random component of the shear strength.

Chapter 3 describes an analysis to obtain two behavioral mechanical models of the system based respectively on an effective stress approach and on a finite element model supported by Plaxis software.

Results of the third chapter include: confirmation of the hypothesis that failure occur in the thinnest zone of the clayey stratum, expressions for obtaining values of the failure uplift pressures in terms of thickness, confirmation of the effect of mechanical parameters on the shear strength of the clay deposit and identification of the more vulnerable zone for oil facilities in the area under study.

Some applications of methodologies and approaches developed herein are presented in Chapter 4.

Finally are the general conclusions and recommendations.

The investigation performed brought the following contributions:

- a. A methodology in order to define the *geologic discontinuities* generated by the failures that affects Cantarell Field was identified.
- b. A methodology for recognizing zones with gassy deep soils (soils with flow or gas bags) was identified. In these areas, in accordance with Sills and Wheeler, gas is capable of affecting both the shear strength and the bearing capacity.
- c. A methodology to describe the *stratigraphic random variations* down to a depth of 100 m into the subsoil at Cantarell field was defined.
- d. A procedure was developed in order to filter geotechnical information; it allows eliminating information that generates anomalies in the space variation of shear strength values.
- e. The border that sub-divides the clayey stratum of the marine bottom in two sub-layers was defined; one of them of very soft consistency and another of soft consistency. This sub-division of the stratum allows a more accurate mechanical evaluation.
- f. A methodology was developed in order to calculate at any site the variation of the shear strength with the depth or thickness of the clayey stratum of the

seabed. The random part behaves like a “white noise”; accordingly, the calculation of shear strength is made only with the deterministic part.

- g. A procedure was developed in order to evaluate in rapid and simple form the incipient failure of the clayey stratum of the marine bottom due to a sudden hydrocarbon sub-pressure.
- h. A finite element model was developed in order to evaluate the style and type of failure (total or incipient) of the clayey stratum of the marine bottom, due to a sudden *uplift pressure* (sub-pressure) of hydrocarbons.
- i. A methodology was developed to identify zones the area where seepage or chapopotera develop and a zone of highest vulnerability for the oil facilities was defined.

Additionally to the developed methodologies and procedures, some inferences and perspectives are included in this thesis regarding topics that deserve further investigation in order to keep improving the present knowledge.

- a. It is estimated that, knowing the variation of the shear strength of the soil with the depth and the position of the border between sublayers, it will be possible to improve design of *pipelines* buried in the seabed (Halliburton KBR, 2002; Allen *et al.*, 1989).
- b. It is inferred that, the *maximum settlement* of pipelines in the clayey stratum of the marine bottom, will be defined by the border between sublayers, mainly in chapopoteras zones.
- c. It is estimated that geostatistical analysis in the Cantarell field will constitute a useful complement of stratigraphic evaluation developed by IMP (SIGGE-Cantarell system).
- d. It is inferred that, the developed methodology can also be useful to characterize physically and mechanically some clayey soils in the seabed of deep waters. (Bradshaw, 2000)
- e. It is estimated that, the finite element model developed could be adjusted and applied to the analysis of anchored foundations at the soil of the seabed.

Capítulo 1

PRESENTACIÓN DEL PROBLEMA

1.1 Antecedentes

El inicio de la perforación de pozos de exploración y producción en la Sonda de Campeche, permitió a los geólogos de PEMEX correlacionar los procesos estratigráficos y tectónicos ahí ocurridos con los inferidos durante la exploración geofísica de la península de Yucatán.

Dicha correlación permitió encontrar las discordancias (bloque emergido de Akal), fallas normales e inversas, grandes espesores de rocas carbonatadas e inmensas masas de rocas de evaporitas en la porción NE (López, 1979).

En 1896, Sapper efectuó los primeros trabajos geológicos en la península de Yucatán. En 1936, Tercier realizó una compilación de diversos estudios arqueológicos y geológicos efectuados en la misma península.

En 1945, M. Álvarez, geólogo de PEMEX, realizó un reconocimiento al sur de Quintana Roo y oeste del río Hondo, considerado como la primera exploración petrolera sobre la plataforma continental de la región de Yucatán y a partir de entonces, en forma sistemática, PEMEX realizó estudios geológicos de esta provincia.

En 1947, PEMEX inicia la aplicación de métodos geofísicos en la región de Yucatán (métodos aplicados en la industria petrolera desde 1920) y aplicando los métodos gravimétricos y magnetométricos realiza una exploración en toda la península (López, 1979).

El 1º de julio de 1976, se concluyó la perforación del primer pozo productor del campo Cantarell (en honor del Sr. Cantarell) denominado Chac 1, pozo que sirvió para verificar la exploración indirecta, el potencial del yacimiento y el inicio de la explotación del primero y más prominente campo petrolero de la Sonda de Campeche (López, 1979).

Hasta el año 2004, la aportación del Campo Cantarell a la producción nacional era del 60 % y a nivel mundial ocupaba el 5º lugar. Dicho campo se localiza aproximadamente a 80 km. al norte de Cd. del Carmen y cubre un área aproximada de 14 por 30 km. con rumbo NW-SE.

En el año de 1978, inició la construcción de la infraestructura para la explotación del campo Cantarell, esto con el desarrollo de un estudio geofísico de alta resolución (baja penetración con alta definición) enfocado a identificar los rasgos geológicos someros y peligros potenciales capaces de afectar a las obras de infraestructura. Durante la programación del estudio, PEMEX propuso la localización de diversas plataformas de explotación.

Entre los principales rasgos geológicos y peligros potenciales encontrados, se localizó un área de $\approx 6.5 \text{ km}^2$ afectada por fallas geológicas y acumulaciones de hidrocarburos (bolsas con crudo y gas) entrampados bajo el estrato arcilloso del fondo marino, lo que se conoce como inclusión natural de hidrocarburos (chapopotera).

Así se planteó la hipótesis de que los hidrocarburos emanaban a través de las fallas geológicas, fluyendo entre los estratos afectados por dicha falla y posteriormente, dadas sus características de presión, temperatura y densidad, fluían a través de la estructura de los suelos hasta la superficie del fondo marino.

También se encontró que una de las plataformas propuestas quedaba sobre la inclusión, por lo que, ésta se reubicó 150 m al sur de los límites de la zona afectada.

Cotidianamente en la Sonda de Campeche, la explotación petrolera se enfrenta a la acción de fenómenos naturales, uno de ellos son las emanaciones de hidrocarburos. Las emanaciones pueden ocurrir de forma natural (chapopoteras) o accidentalmente durante la perforación de pozos.

Los efectos meteorológicos (vientos y lluvias del norte o huracanes) pueden influir en ambos tipos, propiciando accidentes o removiendo grandes espesores del fondo marino y dejando al descubierto las inclusiones.

En el año de 1996, el huracán Roxanne generó fuerzas de arrastre que indujeron la remoción del fondo marino y el desplazamiento de ductos, depositándolos sobre sitios con emanación de hidrocarburos o inclusiones.

En el año de 1997, se desarrolló otro estudio geofísico similar al de 1978 y se encontró que la inclusión reportada había migrado e invadido el sitio de la plataforma relocalizada (Figura 1.1), concluyendo en que éste es un fenómeno dinámico y que no es posible evadirlo con la reubicación de las estructuras.

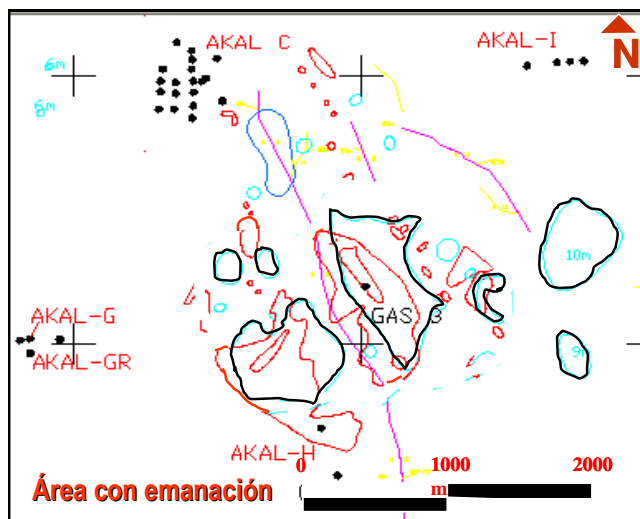


Figura 1.1 Planta de localización de las inclusiones de 1978 (negras) y de 1997 (rojas) en la chapopotera del Campo Cantarell

En el mismo estudio fue posible verificar que varios ductos se encontraban localizados sobre el sitio con emanación y que además, sobre el fondo marino se encontraba una emanación directa de crudo al mar, como se muestra en la Figura 1.2, donde se pueden apreciar las plumas o concentraciones de crudo que salen de diversas horadaciones y son arrastradas por la corriente hasta desvanecerse y mezclarse con el agua.

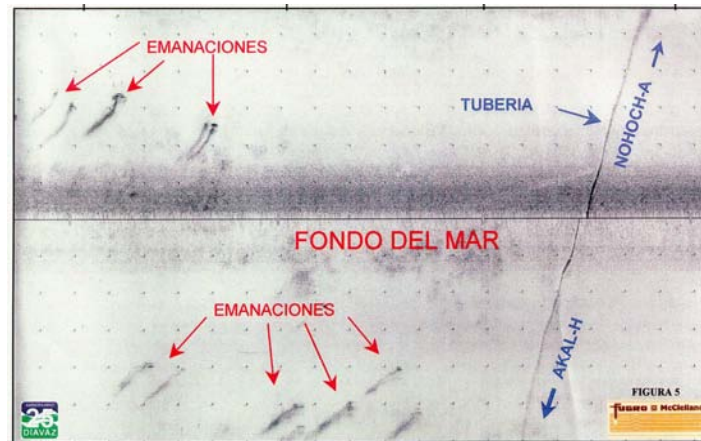


Figura 1.2 Registro del sonar de barrido lateral mostrando las horadaciones por donde ocurre la emanación de hidrocarburos en la chapopotera del Campo Cantarell

En el mes de diciembre de 1997, las corrientes marinas del norte generaron arrastre de crudo procedente de la emanación del Campo Cantarell, propiciando esto la contaminación del mar en las costas de los estados de Tabasco, Campeche y Veracruz.

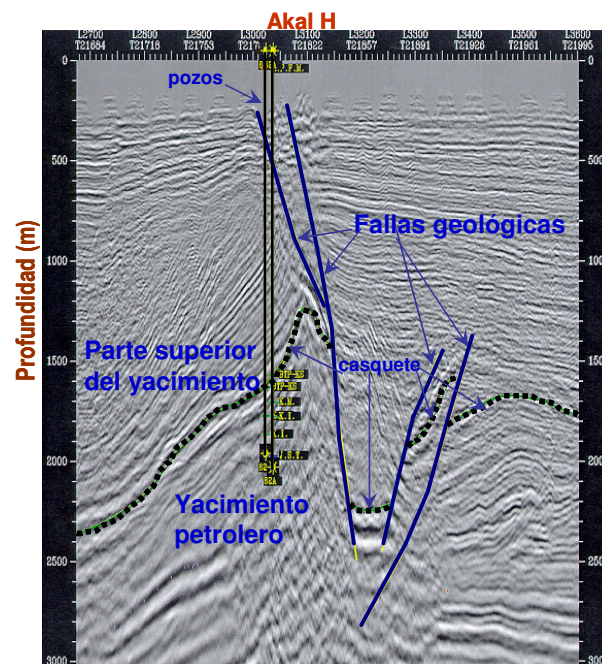


Figura 1.3 Perfil geofísico mostrando el casquete del yacimiento y las fallas geológicas por donde ocurre la emanación en el Campo Cantarell.

Para analizar dicha contaminación, Galván *et al.* 1998 apoyados en los resultados del estudio geofísico de 1997, así como en información geofísica profunda proporcionada por PEMEX (Figura 1.3) y en análisis geoquímicos de muestras de aceite de la zona, desarrollaron un estudio que permitió corroborar que el crudo (incluyendo sus características genéticas) provenía de la emanación natural, confirmando así la hipótesis planteada en el estudio geofísico de 1978.

En el 2001, Valencia y Jacobo (2001) analizando información obtenida de estudios geofísicos y geotécnicos someros de la Sonda de Campeche, realizaron una integración e interpretación de datos de gas somero y estructuras geológicas, observando (Figura 1.16), que estas anomalías pueden ser resultado de la presencia de hidratos de metano en el subsuelo del fondo marino asociadas a emanaciones de hidrocarburos a través de fallas geológicas. Se estima que los resultados de la presente investigación podrán ser aplicados a otros de los sitios ya identificados.

A continuación, en el resto del capítulo, se hace una descripción del proceso geológico natural que dio origen al yacimiento Cantarell, analizando tanto la historia geológica del lugar como sus manifestaciones superficiales, las cuales han influido en gran medida en los procedimientos constructivos de la infraestructura petrolera.

1.2 Localización del sitio

El sitio en estudio es el conocido como Campo Cantarell que se ubica dentro de la Sonda de Campeche. El sitio contaminado es una zona que ha sido identificada por PEMEX como zona de emanación natural de hidrocarburos.

Geográficamente, la Sonda de Campeche se localiza en el Golfo de México, al oeste de la Península de Yucatán y al norte de Ciudad del Carmen, Campeche, como se muestra en la Figura 1.4.

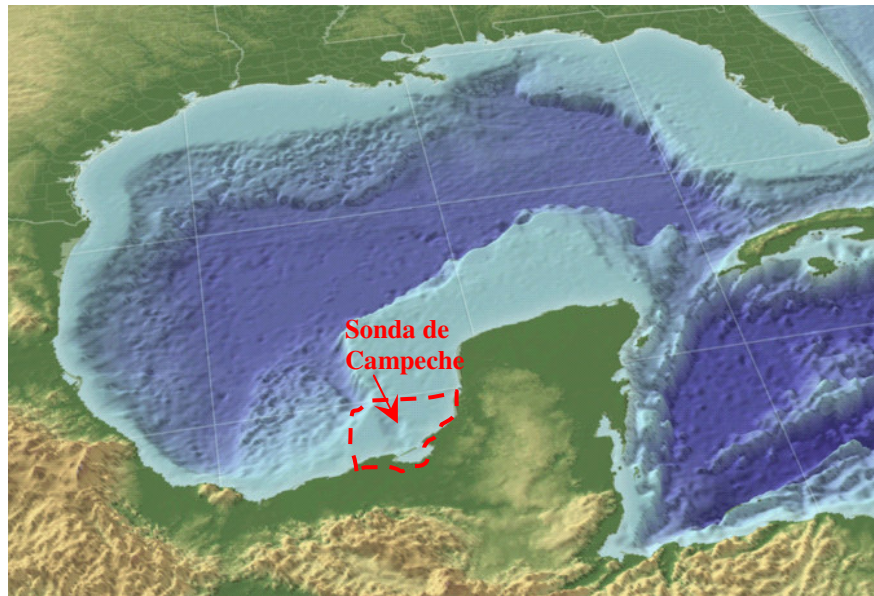


Figura 1.4 Localización de la Sonda de Campeche (wikimedia.org).

La Sonda, junto con el Banco de Campeche, constituye la parte occidental de la Plataforma Marina de la Península y tiene por lindantes marinas las isobatas 0 y 200 m y un tirante medio de 40 m.

La localización del Campo Cantarell se muestra en la Figura 1.5 y las coordenadas geográficas que la ubican son las siguientes:

- Latitud norte entre 18° y 22°
- Longitud oeste entre 90° y 94°

Esta localización y las fallas geológicas fueron obtenidas de los reportes de los estudios geofísicos de alta resolución efectuados en los años de 1978 y 1997.

La localización de la zona estudiada dentro del Campo Cantarell se muestra en la Figura 1.6 y en ésta se localizan también los sondeos utilizados en el estudio y la zona con emanación de hidrocarburos, el sitio se ubica en las siguientes coordenadas:

- Latitud norte entre $19^{\circ}19'$ y $19^{\circ}30'$
- Longitud oeste entre $91^{\circ}57'$ y $92^{\circ}10'$

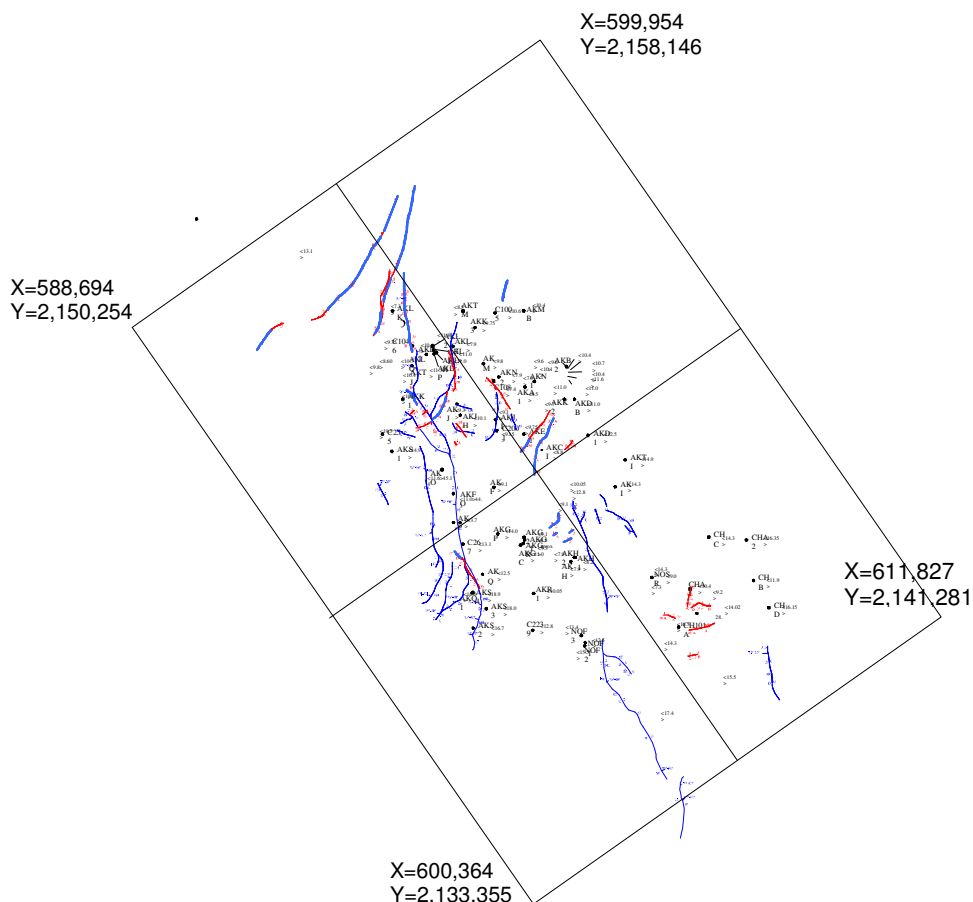


Figura 1.5 Plano de localización del área estudiada del Campo Cantarell y de sus fallas geológicas (reportes geofísicos 1978 y 1997).

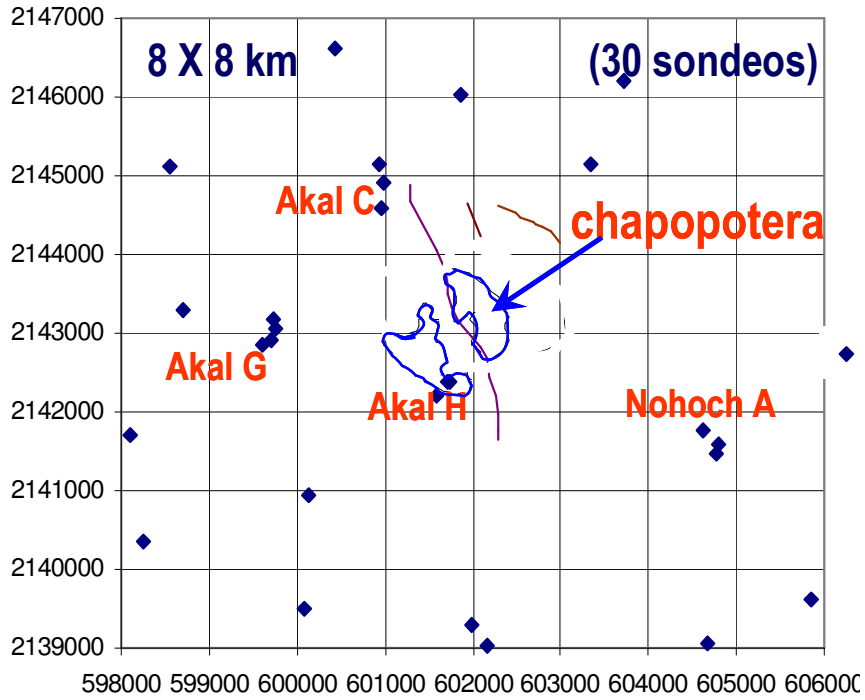


Figura 1.6 Localización del sitio de la chapopotera en el Campo Cantarell (reporte geofísico de 1997)

1.3 Aspectos geológicos

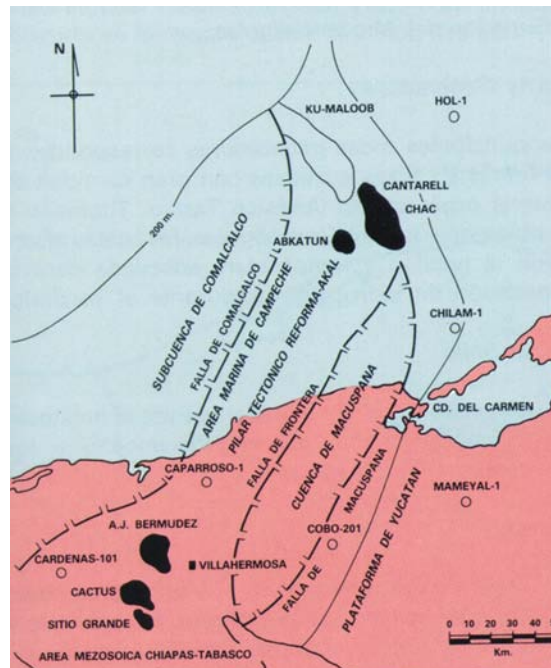


Figura 1.7 Principales estructuras geológicas en la Cuenca de Pescadores de la Sonda de Campeche (Schlumberger)

Geológicamente, la Sonda de Campeche está constituida por la Cuenca de Pescadores que es una región intrusionada por cuerpos salinos y que incluye a la Subcuenca de Comalcalco, formada por sedimentos terrígenos terciarios; al Pilar Reforma-Akal constituido por una serie de estructuras plegadas de calizas del Mesozoico; a la Cuenca de Macuspana en la que se sedimentaron terrígenos terciarios y además una parte de la plataforma o bloque de Yucatán (Figura 1.7).

1.3.1 Origen del Golfo de México

En México, sobre la roca basal, existen secuencias de lechos rojos los cuales han permitido la reconstrucción paleogeográfica regional del Golfo de México, y generalmente dichas secuencias han sido situadas geocronológicamente con base en su posición estratigráfica.

Algunas de tales secuencias son parte del basamento económico petrolero de las subcuencas mexicanas del Golfo de México y representan el inicio de la transgresión marina que dio origen a los sistemas petroleros.

Desde 1969, algunas de esas formaciones han sido datadas usando el método palinoestratigráfico desarrollado por Rueda-Gaxiola en el Instituto Mexicano del Petróleo (1975), publicado en 1993.

En 1992, González y Holguín realizaron estudios palinológicos que permitieron datar a los lechos rojos y la sal de las costas del Golfo de México y así localizar las subcuencas petroleras mexicanas.

La parte de la subcuenca Tampico–Misantla, ubicada sobre la formación de lechos rojos Cahuasas fue datada en el Jurásico Medio Bathonenese–Calloviense (Rueda, 1972). La parte de la subcuenca Tampico–Misantla, ubicada sobre la formación de lechos rojos Rosario fue datada en el Liásico–Jurásico Medio Bathonenese–Calloviense (Rueda, 1976).

La parte meridional y occidental de la subcuenca Chiapas-Tabasco-Campeche, ubicada sobre la formación de lechos rojos Todos Santos, fue datada en el Jurásico Tardío: Kimmeridgense (Gutiérrez, 1984). La parte oriental de la subcuenca Chiapas-Tabasco-Campeche, ubicada sobre la formación de lechos rojos Todos Santos, fue datada en el Jurásico Medio: Bajociense-Bathonense (Rueda y Dueñas, 1990).

La margen suroccidental de la subcuenca de Veracruz, ubicada sobre la formación de lechos rojos Todos Santos, fue datada en el Jurásico Medio y Tardío: Bathonense-Oxfordense (Dueñas, 1990).

La información anterior, en conjunto con la obtenida de las capas basales de las secuencias sedimentarias de la cuenca Huayacocotla-El Alamar, permitió desarrollar un modelo tectónico del origen y evolución del Golfo de México (Rueda, 1998).

De dicho modelo, se establecieron dos etapas tectónicas mesozoicas relacionadas directamente con el origen del Golfo de México.

La primera etapa representa el desplazamiento durante el Toarciense-Aalenense de los tres bloques definidos por las *megashears* Tampico-Lázaro Cárdenas y

Teziutlán-Acapulco desplazándolos hacia el suroeste (Rueda, 1976) y los bloques del anticlinorio de Huayacocotla y Oaxaca-Chiapas-Tabasco-Campeche-Yucatán desplazados hacia el sureste (Figura 1.8), esto por medio de las *megashears* de Tampico-Lázaro Cárdenas y Teziutlán-Acapulco (Aguayo y Marín Córdova, 1987), originando así el piso oceánico entre las penínsulas de Yucatán y Florida. Este movimiento dio origen a la subcuenca de Tampico-Misantla, inclinada hacia el noroeste y llenada inicialmente por sedimentos basales lacustres y posteriormente por marinos transgresivos de la formación Rosario del Jurásico Medio.

La segunda etapa corresponde al Bajociense (Figura 1.9), cuando se formó una unión triple al noreste de Tampico y dio origen al Golfo de México y a las subcuencas petroleras mexicanas (Sabinas, Veracruz, y Chiapas-Tabasco-Campeche). Dos de las ramas de la triple unión, una paralela al escarpe de Campeche, prolongando la *megashear* Tampico-Lázaro Cárdenas y la otra con la traza Nautla-Jalapa-Orizaba, permitieron el desplazamiento del bloque Chiapas-Tabasco-Campeche-Yucatán hacia el sureste, dando origen a la subcuenca de Veracruz, la cual, con probablemente más de 7000 m de profundidad, está bordeada al suroeste por la formación Todos Santos y al noreste por la inclinación de una rampa que constituye la subcuenca de Chiapas-Tabasco-Campeche (entre la sierra de Chiapas y la península de Yucatán).

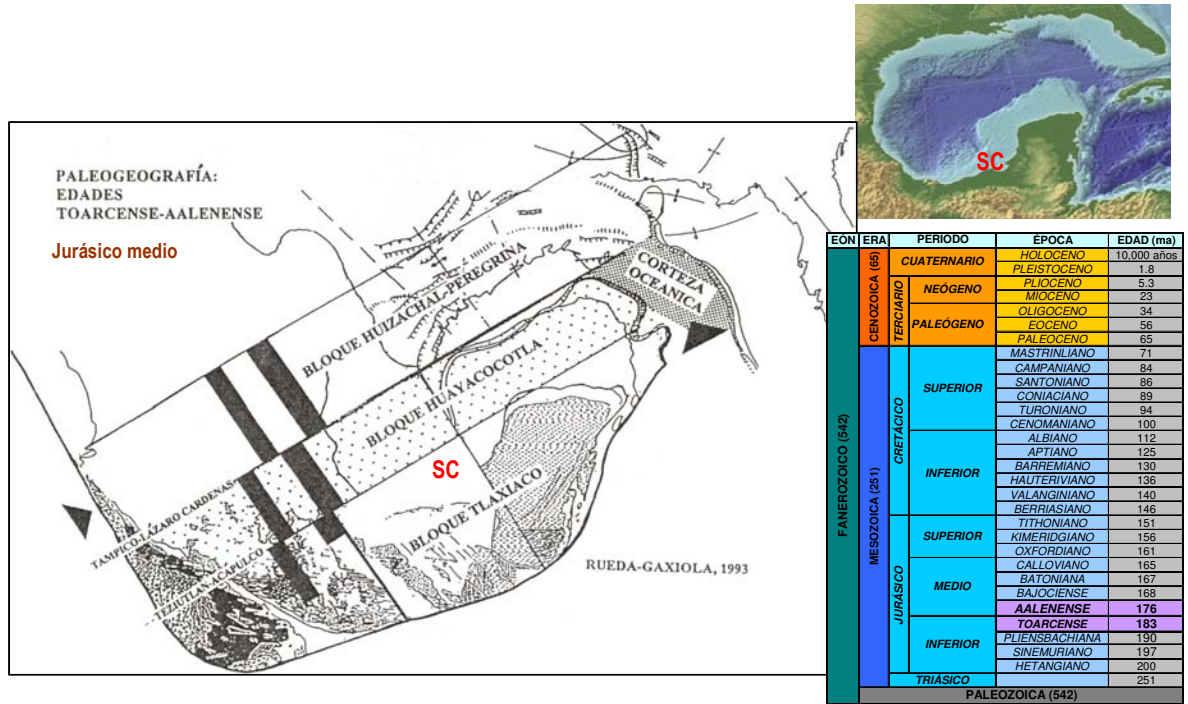


Figura 1.8 Edad Toarcense-Aalenense: fraccionamiento en tres bloques de la Cuenca Huayacocotla-El Alamar por las *megashears* Tampico-Lázaro Cárdenas y Teziutlán-Acapulco desplazados al SW (Rueda, 1998).

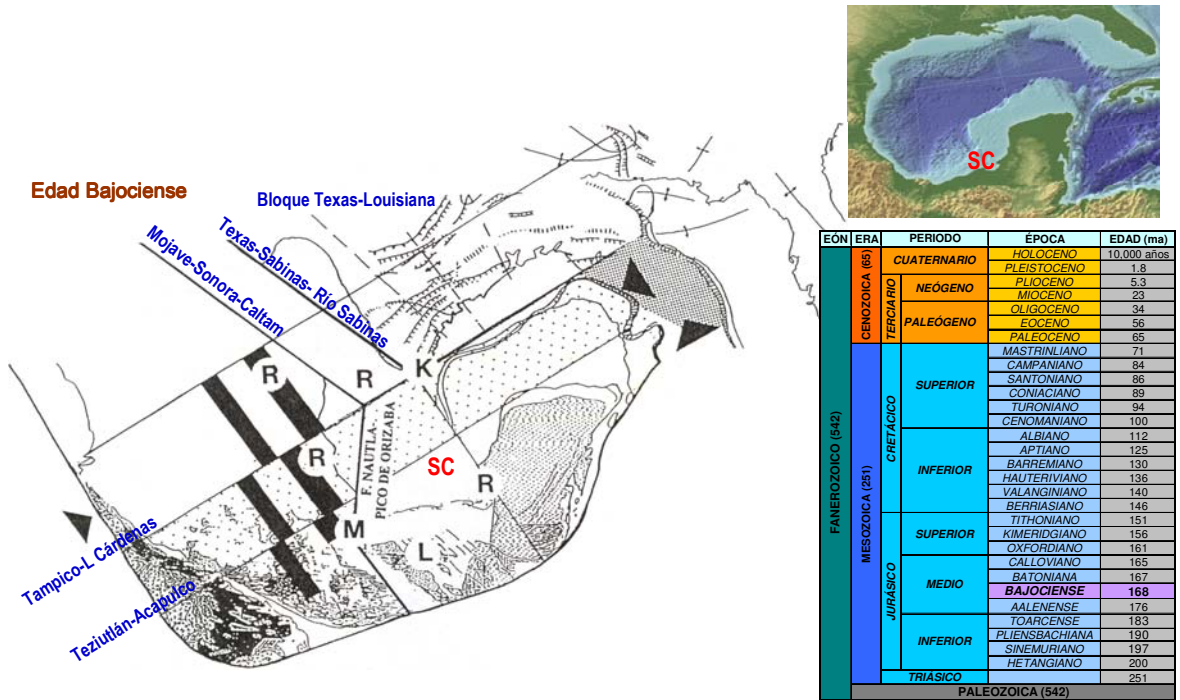


Figura 1.9 Edad Bajociense: formación de la unión triple, la falla Nautla-Orizaba y los *megashears* Pico de Orizaba-Laguna Superior, Mohave-Sonora-Caltam y Texas-Sabinas-Río Sabinas que permitieron la formación del Golfo de México (Rueda, 1998).

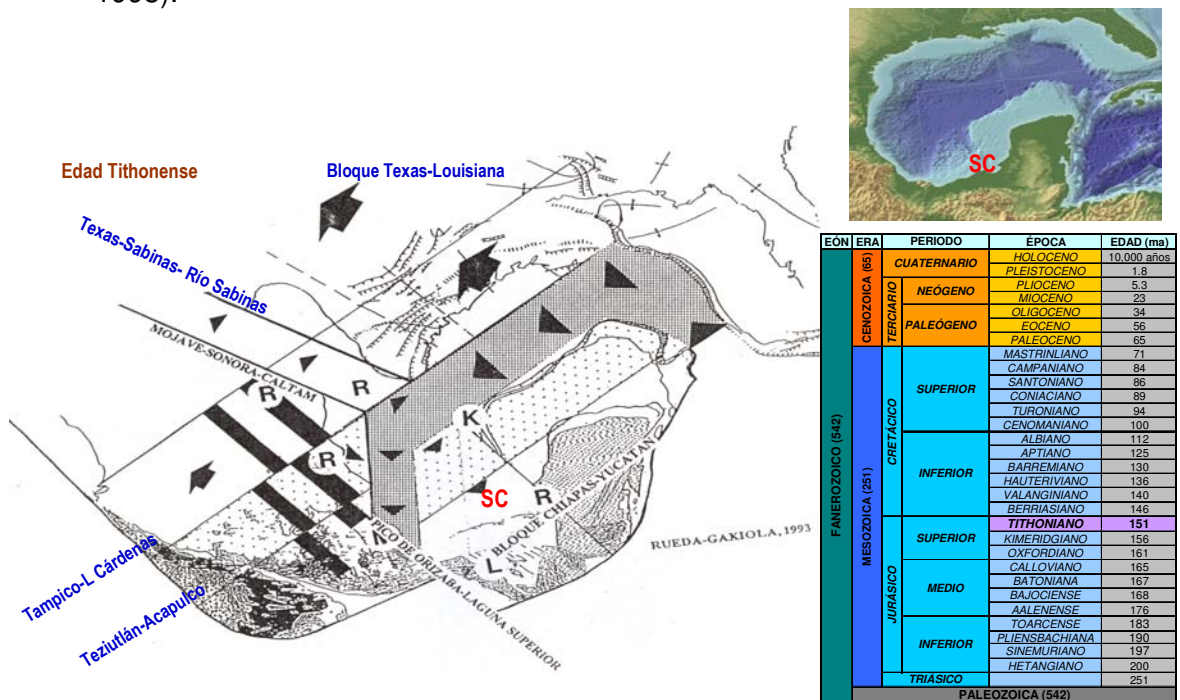


Figura 1.10 Edad Tithonense: desplazamiento hacia el NW de los bloques afectados por las *megashears* Mohave-Sonora-Caltam, Lewis Clark- Bahamas y Pico de Orizaba-Laguna Superior, formándose el piso oceánico del centro del Golfo de México (Rueda, 1998).

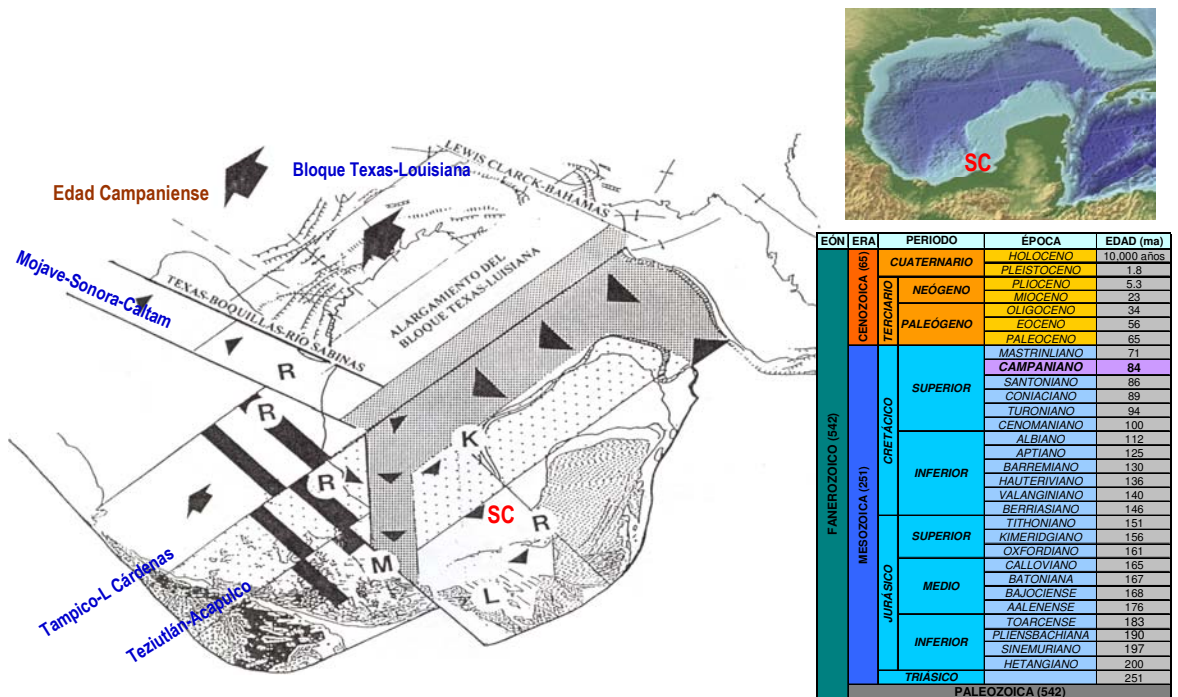


Figura 1.11 Edad Campaniense: desplazamiento de los bloques Chiapas-Yucatán y Texas-Luisiana que permitió alcanzar la posición casi definitiva del piso oceánico del Golfo de México (Rueda, 1998).

La tercera rama de la triple unión fue la *megashear* del río Sabinas, que dio origen a la subcuenca Sabinas Chihuahua, la cual fue rellenada con lechos rojos de la formación La Joya y los depósitos marinos transgresivos del Grupo Zuloaga (Goñte, 1990).

La falta de evidencias de una zona de subducción al sureste del bloque Chiapas-Tabasco-Campeche-Yucatán, permite suponer que, un movimiento hacia el noroeste del bloque Texas-Luisiana a lo largo de las *megashear* Caltam, río Balsas y fallas asociadas (Figura 1.10), dio origen a otras subcuencas que fueron invadidas por las aguas marinas transgresivas postbajocienses provenientes del Golfo de México.

Finalmente, en la edad Campaniense, el desplazamiento de los bloques Chiapas-Yucatán y Texas-Luisiana permitió alcanzar la posición casi definitiva del piso oceánico, el Istmo de Tehuantepec, las subcuencas del Golfo y el máximo alargamiento del borde sudoriental del bloque Texas-Luisiana (Figura 1.11).

1.3.2 Geología de la Sonda de Campeche

1.3.2.1 Geología histórica

Durante el Paleozoico, las porciones que ahora forman la Plataforma de Yucatán y el Macizo de Chiapas, existieron como protoelementos emergidos.

En el Mesozoico se produjeron cambios importantes en las condiciones ambientales. El Triásico fue un periodo de emersión y erosión de las rocas

paleozoicas, que dio lugar a la formación de plataformas continentales y al desarrollo de una cuenca evaporítica que se ha evidenciado incluso en Guatemala.

Tales condiciones se mantuvieron durante el Jurásico llegando así al Cretácico, con algunas variantes en la forma de las márgenes continentales y en la profundidad de la plataforma evaporítica.

Esto se ha evidenciado con la localización de una serie de areniscas y limolitas continentales rojizas, la presencia de calizas, dolomías y anhidritas platafórmicas y de arcillas en las partes más profundas.

En el Cretácico prevalecieron condiciones someras donde se depositaron potentes cuerpos de evaporíticas dando lugar incluso a formaciones salinas. En el Cretácico Medio la deposición fue de calizas y dolomías de ambiente platafórmico con pequeñas oscilaciones del fondo marino. La distribución de estos cuerpos sedimentarios en la parte correspondiente al área del territorio nacional, permite suponer que en esta época los océanos Atlántico y Pacífico estuvieron unidos.

A partir del Cretácico Medio se producen levantamientos y hundimientos en la región, provocando tanto erosión como depósito, llegando así al Terciario en donde los primeros materiales que se van sedimentando cubren discordantemente a todas las rocas calcáreas preexistentes.

De estudios efectuados a muestras de pozos tanto de la zona marina como de tierra, Grajales y otros (2000) encontraron que existe la posibilidad de que el impacto del meteorito Chixulub haya dado origen a una brecha calcárea generadora de petróleo y roca sello, y que esto ocurrió en la frontera entre el Cretácico y el Terciario.

Los ambientes en los que se depositaron las rocas del Paleoceno fueron de bajas profundidades, mientras que, al paso del tiempo, durante el Oligoceno y Mioceno se depositaron rocas de ambiente tipo litoral.

Entre el Plioceno y el Pleistoceno, la Península de Yucatán toma su forma actual y entre estas épocas, en las zonas compuestas principalmente por material calcáreo, se forman arrecifes coralinos como es el caso del Banco de Campeche.

1.3.2.2 Geología estructural y tectónica

De acuerdo a estudios efectuados por Valencia y Jacobo (2001), el basamento donde se localiza la Sonda de Campeche es un basamento cristalino y en términos regionales se localiza en una zona de debilidad de la corteza continental de tipo distensiva típico de zonas de rift o graben, con profundidades que oscilan de 6,000 a 10,000 mbnm (metros bajo el nivel del mar), la configuración de las curvas de isoprofundidad denota tres tendencias principales.

La primera tendencia mantiene una orientación NW-SE, las estructuras asociadas corresponden al Batolito de Chiapas y otra, de menor dimensión con

aproximadamente 250 km de longitud, se localiza al centro de la cuenca de Macuspana, manteniendo una orientación paralela al Batolito de Chiapas hasta la altura de la frontera con Guatemala.

La segunda corresponde a una clara estructura orientada norte-sur, con una longitud aproximada de 300 km y profundidades que oscilan, al sur de 5,000 m y en la parte norte hasta 8,000 mbnm, la cual forma la parte central del Pilar de Akal y la parte septentrional de la Cuenca de Comalcalco.

La tercera, que al parecer sustenta a las dos anteriores, no muestra disposiciones regionales bien definidas, y es ahí donde precisamente se determinaron las mayores profundidades, que alcanzan los 10,000 mbnm al norte de la Cuenca de Macuspana y al sur y norte del Pilar de Akal.

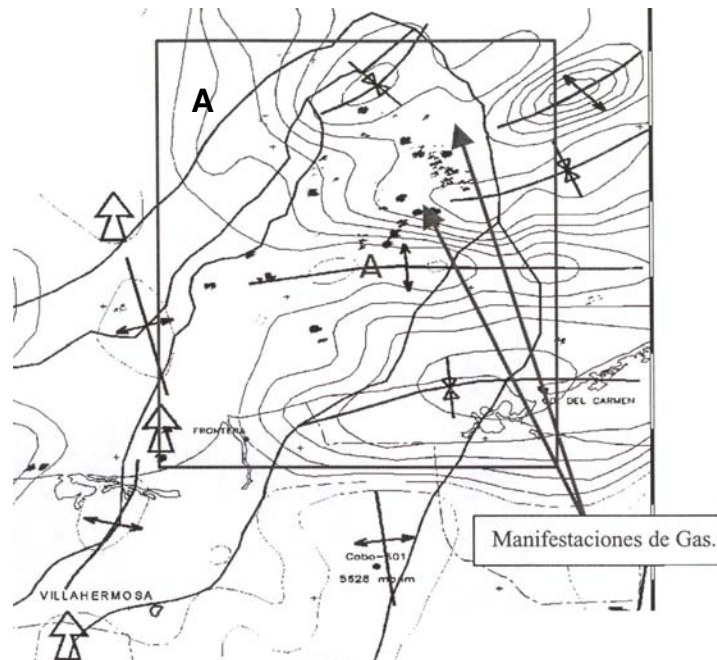


Figura 1.12 Tendencias estructurales de la cima del basamento en las zonas con emanaciones de hidrocarburos en la Sonda de Campeche (López, 1979).

Las tendencias estructurales E-W del basamento localizadas al oriente del área, son aquellas donde se localizan las principales manifestaciones de hidrocarburos, desde el punto de vista petrogenético este bloque del basamento está asociado a la estructura principal que forma la plataforma de Yucatán, tal como se muestra en el recuadro marcado como A en la Figura 1.12 con las manifestaciones de gas.

Sobre el basamento, los principales cuerpos tectónicos que constituyen a la Sonda de Campeche son: la Plataforma de Yucatán, el Macizo de Chiapas y la Cuenca de Pescadores, la cual en segundo término está constituida por la Subcuenca de Comalcalco, el Cinturón Calcáreo plegado o Pilar tectónico Reforma-Akal y la Cuenca de Macuspana. La sedimentación y deformación de estos últimos elementos son directamente dependientes, al norte de la

Plataforma de Yucatán y al sur del Macizo de Chiapas. Tales elementos se presentan en la Figura 1.13.

La Plataforma de Yucatán está compuesta por rocas calcáreas mesozoicas y terciarias que parecen haber permanecido estables desde el Cretácico. Su relieve actual es casi horizontal y exhibe el fenómeno de erosión cárstica.

Las Cuencas de Macuspana y Comalcalco están compuestas por gruesos apilamientos de sedimentos terciarios y se encuentran limitadas respecto del Pilar Reforma-Akal por las grandes fallas normales Comalcalco y Frontera, contemporáneas a la sedimentación.



Figura 1.13 Estructuras geológicas de la Sonda de Campeche (Schlumberger).

La Cuenca de Macuspana es considerada como una fosa tectónica con una etapa de subsidencia durante el Mioceno, seguida de movimientos diastróficos de deformación y se encuentra limitada por las grandes fallas de Frontera y de Macuspana. La cuenca terciaria de Comalcalco parece tener una tectónica menos compleja.

El Cinturón Calcáreo plegado tiene una tectónica compleja, tanto en su parte marina como en la continental, caracterizándose por fallas normales e inversas, discordancias angulares y plegamientos concéntricos compresionales pronunciados (estructura Akal-Nohoch). Se considera factible la existencia de fallas de corrimiento horizontal.

En el arreglo de la estructura Akal-Nohoch intervinieron eventos laramídicos y todo indica que fue sometida nuevamente a esfuerzos tectónicos durante el Cretácico-Terciario temprano y eventos orogénicos en el Miocénico-Pliocénico.

Las estructuras encontradas en la Sonda de Campeche tienen un alineamiento generalizado NW-SE, similar a la tendencia de los ejes de la Sierra de Chiapas y sometido a los mismos esfuerzos compresionales.

Los alineamientos estructurales de la Sonda de Campeche son de gran extensión. La estructura Akal-Nohoch-Chac mide 30 km de largo por 12 km de ancho; la Abkatún-Taratunich tiene 25 por 12 km. y la de Kutz-Tabay 40 por 8 km. La Akal-Nohoch-Chac es asimétrica y muestra un echado muy pronunciado hacia el este. También se observa una faja de erosión N-S entre el complejo Cantarell y el alineamiento Abkatún-Taratunich donde se observa la ausencia de una parte del Terciario.

En la Sonda de Campeche existen otras estructuras, las cuales en cierta forma afectan a las anteriores y cuyo origen pudo haber sido por la acción de otros procesos geológicos o los mismos que propiciaron el desarrollo de las cuencas y subcuencas mencionadas, son los Paleocañones, los cuales aun no han sido definidos en su totalidad pero si se tienen identificados los principales.

Uno es el gran Paleocañón Akal, que se localiza al oeste de los pozos del mismo nombre, sobre el talud occidental de la Plataforma de Yucatán y tiene una longitud de más de 90 km y un ancho que varía de 5 a 8 km, con orientación aproximada N-S. Este cañón se pudo haber formado por la acción de corrientes submarinas.

Otro es el Paleocañón de Chilar, el cual igualmente se halla sobre el talud occidental de la Plataforma de Yucatán y tiene más de 40 km de largo y un ancho máximo de 10 km, éste se encuentra orientado NE-SW y puede ser un afluente del cañón Akal.

Existen otros Paleocañones sobre el escarpe de Campeche y, aunque sólo se ha confirmado la presencia de 14 de ellos, se tienen evidencias de otros 24. Son angostos, de menos de 10 km, y en forma de V, su relieve varía de 800 a 1200m y se extienden desde el escarpe hasta la planicie abisal.

1.3.2.3. Estratigrafía

La estratigrafía de la Sonda de Campeche, aún cuando ha sido afectada por diversos eventos geológicos, puede ser representada en forma generalizada por medio de la columna litoestratigráfica de la Fig. 1.14 (Valencia y Jacobo, 2001).

Dicha columna se ha trazado conjuntando información geológica de diversos sondeos de la misma Sonda y de otros efectuados en tierra, sobre la Plataforma de Yucatán. En la secuencia se presentan varias discordancias mayores, destacando las del Cretácico-Terciario, Oligoceno- Mioceno y la que debe existir entre el Triásico-Jurásico Tardío.

EÓN	ERA	PERIODO	ÉPOCA	EDAD (ma)	FORMACIÓN PETROLERA		
FANEROZOICO (542)	CENOZOICA (65)	CUATERNARIO	HOLOCENO	10,000 años	ROCA SELLO		
			PLEISTOCENO	1.8	SEDIMENTOS CON BOLSAS DE GAS		
			PLIOCENO	5.3	ROCA ALMACÉN		
		TERCIARIO	NEÓGENO	MIOCENO	23	ROCA GENERADORA DE GAS	
						ROCA SELLO	
						ROCA ALMACÉN	
			PALEÓGENO	OLIGOCENO	34	ROCA SELLO	
				EOCENO	56		
				PALEOCENO	65		
	MESOZOICA (251)	CRETÁCICO	SUPERIOR	MASTRINLIANO	71	PRINCIPAL ROCA ALMACÉN	
				CAMPANIANO	84		
				SANTONIANO	86		
				CONIACIANO	89		
				TURONIANO	94		
			MEDIO	CENOMANIANO	100	ROCA ALMACÉN	
				ALBIANO	112		
			INFERIOR	APTIANO	125	ROCA ALMACÉN	
				BARREMIANO	130		
				HAUTERIVIANO	136		
				VALANGINIANO	140		
				BERRIASIANO	146		
				TITHONIANO	151		
			JURÁSICO	SUPERIOR	KIMERIDGIANO	156	ROCA GENERADORA DE ACEITE Y GAS
					OXFORDIANO	161	DESARROLLO DE SUBCUENCAS
	MEDIO	CALLOVIANO		165	ROCA SELLO		
		BATONIANA		167			
		BAJOCIENSE		168			
AALLENENSE		176					

Figura 1.14 Columna litoestratigráfica de la Sonda de Campeche

A continuación, de Valencia y Jacobo (2001), se presenta un análisis de la columna litoestratigráfica de la Figura 1.14 y su relación con las manifestaciones de hidrocarburos.

En dicha figura, se han reconocido rocas sedimentarias del Jurásico Medio, constituidas por sal blanca cristalina a translúcida que por posición estratigráfica se les ha ubicado en el Calloviano. Estas rocas se depositaron en un medio ambiente de alta evaporación ligada al desarrollo rift de la apertura del Golfo de México (Melo, 1998), estas rocas son un buen sello e impiden la fuga de hidrocarburos.

De la misma figura se identificó que, el Jurásico Superior *Oxfordiano* es una unidad constituida por anhidrita blanca, conglomerado basal con clastos de cuarcita, limolita, fragmentos de rocas ígneas que varían de angulares a bien redondeados, graduando a arenas de cuarzo café rojizo a café claro de grano medio, anhidrita crema y blanca, lutita bentonítica calcárea gris claro y gris verdoso con intercalaciones de lutita arcillosa café claro a crema y mudstone café claro a crema ligeramente arcilloso; representa un medio de depósito tipo

sabkha, fluvial-litoral y lagunar evaporítico, estos sedimentos tienen las características de ser rocas generadoras.

Continuando con el análisis, se tiene que, el Jurásico Superior Kimmeridgiano es una unidad constituida por lutita gris claro y gris verdoso, bentonítica y calcárea con pequeñas intercalaciones de arenisca cuarcífera gris claro y café claro de grano fino, cementada en material arcillo-calcáreo. También hay lutitas limolíticas café a café claro, packstone-grainstone de oolitas y pisolitas gris verdoso, gris claro y café claro, arenisca cuarcífera gris claro y gris verdoso de grano fino, dolomía con sombras de ooides, café claro, gris verdoso y crema, microcristalina, con microcavernas de disolución, mudstone-wackstone café claro, gris claro y lutita negra de aspecto bituminoso con abundante materia orgánica.

La descripción anterior, representa un medio ligado a depósitos de plataforma terrígena y plataforma carbonatada con influencia terrígena, estos sedimentos tienen la característica de ser rocas generadoras.

El Jurásico Superior (Titoniano) de la misma Figura 1.14, se encuentra constituido por dolomía café claro y crema de aspecto arcilloso, con porosidad intercrystalina y microfracturas con intercalaciones de lutita café oscuro ligeramente arenosa y calcárea, así como mudstone dolomítico arcilloso café oscuro, gris claro y verdoso. Estas características litológicas representan un medio de depósito de cuenca y tienen las características de ser rocas generadoras.

Respecto al Cretácico Inferior de la misma Figura 1.14, está constituido por dolomía café claro y crema, microcristalina, ocasionalmente de aspecto sacaroide con porosidad intercrystalina, microcavernas de disolución y microfracturas con intercalaciones de dolomías de color café oscuro, mesocristalina y lutita gris oscuro, calcárea, y parcialmente arenosa. Por sus características litológicas representa un medio de depósito de plataforma somera de mar abierto y tiene la característica de roca almacenadora.

Asimismo, de la Figura 1.14, el Cretácico Medio es una unidad formada por dolomías microcristalinas de colores café claro, crema, gris verdoso y café oscuro, con porosidad intercrystalina en cavidades de disolución y microfracturas con intercalaciones de lutitas con tonos gris oscuro a negro con materia orgánica carbonosa, lutitas gris verdoso bentoníticas, mudstone-wackstone crema parcialmente dolomitizado. Por su contenido litológico representa un medio de depósito de plataforma somera y tienen las características de rocas almacenadoras.

El Cretácico Superior, está conformada por dolomía crema claro y café claro microcristalina-mesocristalina, con porosidad intercrystalina y en fracturas, intercalándose pequeñas capas de lutita bentonítica gris verdoso y calcárea, brecha sedimentaria dolomitizada con clastos subangulosos de dolomías gris claro y café claro y mudstone-wackstone crema y gris claro ligeramente dolomitizada con miliólidos y foraminíferos bentónicos. Representa un medio de

depósito de talud ligada al impacto del meteorito del Chicxulub en Yucatán. Ésta se considera que es la principal roca almacenadora de la región.

De la misma Figura 1.14, se tiene que el Paleoceno esta constituido por lutitas gris a gris verdoso y café rojizo en partes bentoníticas con delgadas capas de mudstone-wackstone de intraclastos y bioclastos blando, crema claro y café claro de aspecto brechoide, características que sugieren un medio de depósito batial inferior y son un buen sello e impiden la fuga de hidrocarburos.

El Eoceno son una serie de lutitas de colores gris verdoso, gris claro, ligeramente calcáreas y arenosas con intercalaciones de mudstone-wackstone de intraclastos y bioclastos, gris oscuro, crema con porosidad primaria intergranular, mudstone crema de aspecto cretoso, sin porosidad observable, packstone a grainstone de bioclastos y litoclastos blanco y crema, de aspecto brechoide, ligeramente dolomitizado con porosidad primaria intergranular y secundaria en fracturas. Representa un medio de depósito batial inferior y tienen las características de rocas almacenadoras.

El Oligoceno son lutitas de colores que varían del gris verdoso a gris claro y café claro, calcárea y ligeramente bentonítica, con intercalaciones de arenisca gris claro de grano fino, cementada en material arcillo-calcáreo. Representan un medio de depósito batial inferior y tienen características de rocas sello.

El Mioceno en la Figura 1,14, se ha podido subdividir dentro del área de estudio, en sedimentos del Mioceno Inferior, Medio y Superior. Los sedimentos del Mioceno Inferior están constituidos por una secuencia de lutitas de colores que varían de gris claro a gris verdoso ocasionalmente gris oscuro, ligeramente calcáreas; con base en sus características litológicas y faunísticas representa un medio de depósito batial superior-nerítico. El Mioceno Medio, está compuesto por lutitas de colores gris claro, café claro y gris verdoso, ligeramente calcáreas y con pequeñas intercalaciones de mudstone arcilloso color crema. Por sus características litológicas y faunísticas representa un medio de depósito nerítico. El Mioceno Superior corresponde a una secuencia de lutitas gris claro a gris verdoso, ligeramente bentonítica, arenosa, plástica y calcárea con intercalaciones de arenisca gris claro de grano fino a medio y delgadas capas de mudstone café claro, arcilloso, representa un medio de depósito nerítico externo.

A las rocas del Mioceno se les considera como generadoras de Gas.

Finalmente de la Figura 1.14, el Plioceno, Pleistoceno y Reciente presentan las mismas características litológicas compuestas por una alternancia de lutitas gris claro, gris verdoso, plástica y calcárea, arenisca gris claro de grano fino a medio, mal cementada en material arcillo-calcáreo y abundantes restos de moluscos. Su espesor es de 422 - 446 m y con base en sus características litológicas, así como en su contenido faunístico, representa un medio de depósito nerítico interno.

En este substrato también se han encontrado manifestaciones de Gas.

A continuación, conjuntando la información geológica de algunos de los sondeos utilizados en la generación de la columna litoestratigráfica de la Figura 1.14, en la Figura 1.15 se muestra una sección transversal trazada precisamente con tales sondeos, donde se puede ver que las rocas metamórficas encontradas en los pozos en tierra (Yucatán 1 y 4) permitieron inferir la trayectoria del basamento y se les ha clasificado de la era Paleozoica, constituyendo así el Basamento de la columna Mesozoica y elemento decisivo en la sedimentación y tectónica de la región.

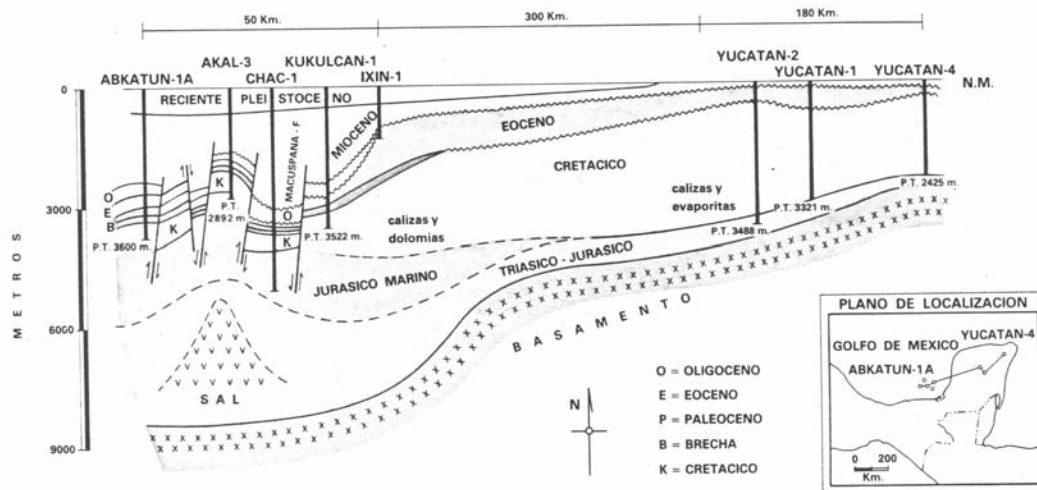


Figura 1.15 Sección transversal de la Plataforma de la Península de Yucatán y la Sonda de Campeche (Schlumberger).

En la misma Figura 1.15 se puede ver además que, el evento orogénico Permo-Triásico da origen a una paleotopografía particular de "Horsts y Grabens", sobre la cual, en ambientes áridos, se inicia una sedimentación continental en el Paleoelemento de Yucatán, caracterizada por una secuencia de areniscas y limonitas de coloración rojiza. Al occidente de este elemento se interpreta una cuenca evaporítica, en donde es factible el inicio de los depósitos salinos.

Por lo anterior, es posible señalar que, *considerando la generación de gas desde el Mioceno hasta el Reciente aunado al posible flujo de hidrocarburos a través de grietas ascendentes hasta estas formaciones, existen grandes probabilidades de que, al perforar tales formaciones, los pozos crucen zonas de entrapamiento de gas, propiciando su liberación, ascenso y emanación súbita y posible afectación del estrato arcilloso no consolidado del lecho marino, al grado de generar socavaciones cónicas (tipo cráter) de dicho estrato, tal como ha ocurrido en diversas plataformas de PEMEX.*

1.3.2.4 Volumen de emanación

En el IMP, Cruz y Núñez (2001) apoyados en los estudios geofísicos someros realizados para instalación de plataformas petroleras en la Sonda de Campeche, localizaron 836 áreas con reflectores sísmicos causadas por la acumulación de hidrocarburos en el subsuelo (anomalías) y como resultado de tales trabajos, en conjunto con Valencia y Jacobo, generaron el plano de

localización de áreas de gas y chapopoteras mostrado en la Figura 1.16, donde se puede distinguir que un alto porcentaje de la zona está afectada por emanaciones de hidrocarburos, ya sea superficiales, someras o profundas.

Para interpretar el origen del gas, se confrontó su ubicación con las principales estructuras geológicas, como son las fallas normales e inversas que afectan a los campos petroleros, así como las fallas y fracturas del Neógeno al Reciente en áreas donde se reportó la presencia de chapopoteras naturales. Con base en lo anterior, de una manera general, Valencia y Jacobo (2001) concluyeron que la *actividad antropogénica* dio origen a muchas de las manifestaciones superficiales de hidrocarburos.

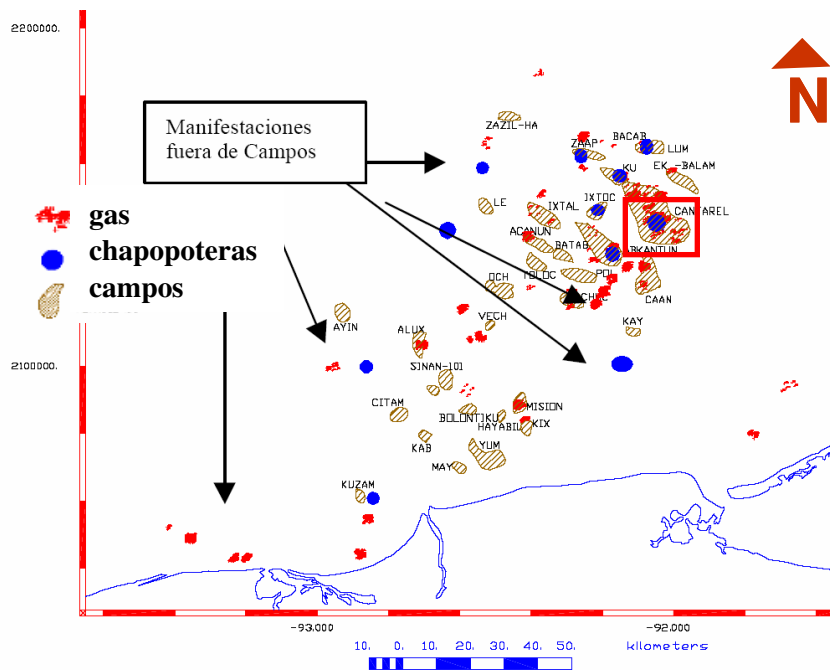


Figura 1.16 Localización de áreas de gas y chapopoteras en la Sonda de Campeche (Valencia y Jacobo, 2001).

La medición del volumen de hidrocarburos derramados por este proceso natural ha sido difícil de evaluar, Allen (1970) intentó un procedimiento directo aplicable solo en emanaciones individuales; Van (1984) y Alcazar (1989) intentaron cuantificar la contribución total de las emanaciones con base en estimaciones de volúmenes de asfalto flotante; Kvenvolden y Harbaugh (1983) hicieron consideraciones de equilibrio entre los posibles volúmenes emanados y las reservas totales.

En 1993, Mc.Donald y un grupo de investigadores de la Universidad de Texas (A & M), apoyados en mediciones sobre imágenes vía satélite del norte del Golfo de México, desarrollaron un método que les permitió proponer para el sitio estudiado (15,000 km²) un gasto de emanación de hidrocarburos que variaba de 2.2 a 30 m³/día en 1000 km².

En el 2002, en el IMP, González *et al* desarrollaron un procedimiento para estimar el volumen de hidrocarburos que emanaba en la Sonda de Campeche. Para lo cual, apoyados en el plano de la Figura 1.16, definieron una zonificación de la potencialidad de emanación del área en función de la profundidad de las acumulaciones de hidrocarburos, su frecuencia en el área y las fallas geológicas del sitio.

Posteriormente, con dicha zonificación generaron mapas de localización de acumulaciones de hidrocarburos en tres diferentes profundidades: superficiales (0 a 5 m), someros (6 a 100 m) y profundos (100 a 400 m).

En la Figura 1.17 se muestra el mapa de sitios con hidrocarburos someros, en el cual, comparado con el de la Figura 1.16, es posible apreciar la correlación entre ambos y concluir que el potencial de emanación de la Sonda es alto y por ende la probabilidad de su influencia en el diseño de la infraestructura petrolera también. Asimismo en ambas figuras (principalmente en la 1.16) se aprecia el sitio de la chapopotera estudiado en la presente investigación.

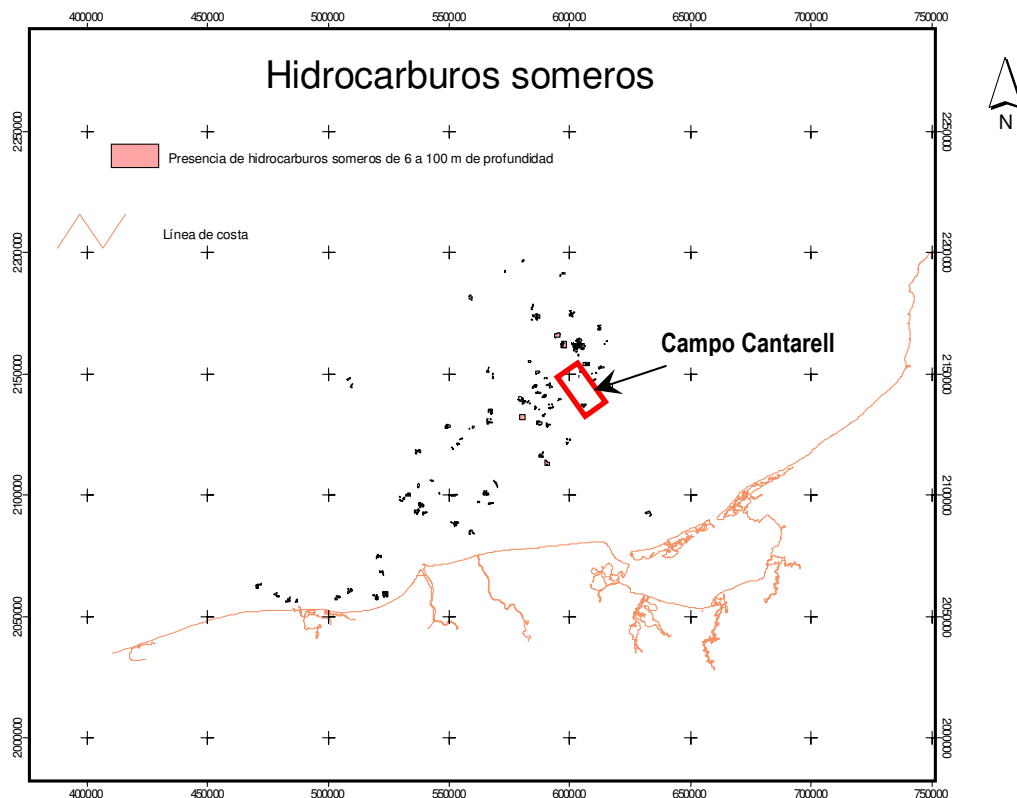


Figura 1.17 Localización de áreas de gas y chapopoterías someras en la Sonda de Campeche (González, 2002).

Así, para estimar el volumen de emanación y puesto que los sitios estudiados por Mc.Donald y González se encuentran en el Golfo de México, se consideró que las características geológicas de ambos sitios eran similares y por lo cual se aplicaron los gastos definidos por Mc.Donald, obteniendo que al año se derraman en la Sonda de Campeche $\approx 22,443 \text{ m}^3$, al final del inciso 1.3.3.1 se dan los datos de la emanación en la chapopotera de Cantarell.

1.3.3 Geología del Campo Cantarell

1.3.3.1 Geología petrolera

Un sistema petrolero está integrado por la generación de petróleo, su migración y su entrapamiento y depende íntimamente del incremento de temperatura durante el tiempo geológico. Éste está directamente relacionado con las manifestaciones superficiales de hidrocarburos.

La generación de hidrocarburos, comienza con la transformación de la materia orgánica durante la diagénesis temprana, donde, debido a la acción biológica de las bacterias, se pierde casi todo el nitrógeno en forma de NH_3 . Posteriormente, durante el mismo proceso de diagénesis, derivado de un progresivo sepultamiento, se genera la pérdida del oxígeno con la formación de H_2O , CO , CO_2 y otros compuestos.

Durante la catagénesis, que es la siguiente etapa de transformación del petróleo, el carbono y el hidrógeno son transformados en hidrocarburos, primero líquidos y posteriormente gaseosos. En la última fase conocida como metagénesis hay una reorganización de las cadenas aromáticas del kerógeno residual con la formación de CH_4 y H_2S .

La migración de hidrocarburos es propiciada por la tasa de transformación de la materia orgánica, el factor de saturación de la roca y las diferencias de presión. Los conductos para este movimiento de fluidos son la *porosidad primaria*, que estaría dada por las *características genéticas* de la roca y sus ambientes de depósito. La *porosidad secundaria* está relacionada con *procesos diagenéticos* y estructurales.

Los factores geológicos para que el hidrocarburo se entrapen son variados y por tal motivo se generan trampas de tipo estructural, por pliegues, fallas, domos de sal y arcilla; trampas estratigráficas ligadas a discordancias y cambios de facies y las trampas mixtas que combinan las características de las anteriores, algunas de éstas se pueden ver en la Figura 1.18.

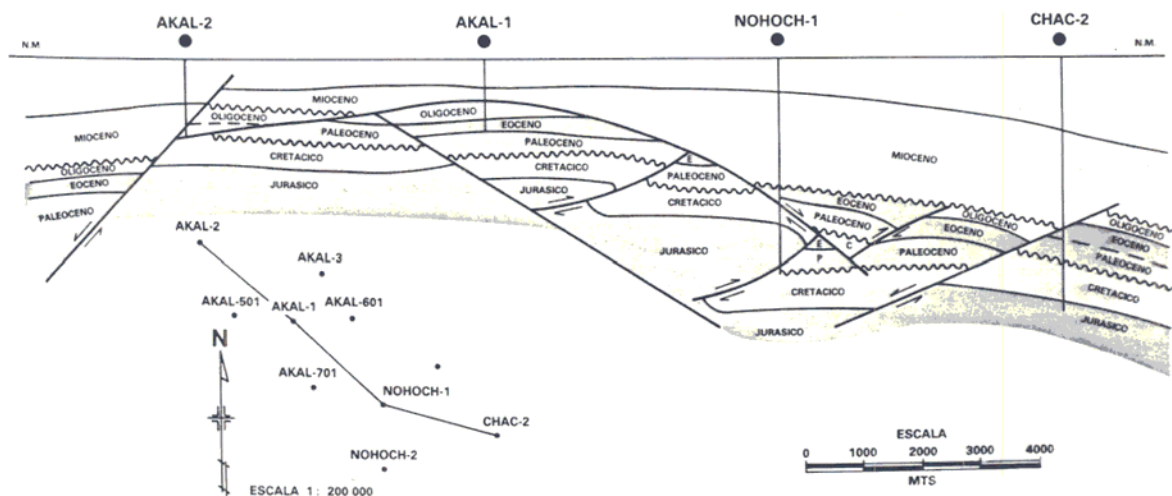


Figura 1.18 Sección estructural del Complejo Cantarell (Schlumberger).

De Marmissolle-Daguerre o Schlumberger (1984) se tiene que, la acumulación de hidrocarburos en la Sonda de Campeche, está controlada principalmente por el factor estructural de las formaciones geológicas. Los plegamientos del área fueron el resultado de los *eventos laramídicos* y todo indica que fue sometida nuevamente a esfuerzos durante el Terciario, más precisamente durante el Mioceno.

La sal que se ha encontrado en algunos pozos (Cantarell-85), también parece tener influencia en la modelación del área, tal como la ha tenido en tierra hacia el sur, en la zona de Jalpa, Tab.

Los alineamientos estructurales son de gran extensión y con una orientación aproximada NW-SE similar a la tendencia de los ejes de la Sierra de Chiapas.

El alineamiento del Complejo Cantarell constituido por las formaciones *Akal – Nohoch - Chac* mide 30 km de largo y tiene 12 km de ancho, es asimétrico y muestra un echado fuerte hacia el este.

Rocas almacenadoras

Las rocas almacenadoras en el Campo Cantarell son las *calizas dolomitizadas y dolomías* del Kimeridgiano (Marmissolle-Daguerre, 1984), las calizas y *brechas dolomitizadas* y dolomías del Cretácico, así como las *brechas calcáreas dolomitizadas* de la base del Paleoceno.

Potencialmente, los clásticos terrígenos del Kimeridgiano, cortados en el pozo Chac-1, pueden ser rocas almacenadoras. Según la información de registros geofísicos y núcleos, las brechas del Paleoceno constituyen los mejores yacimientos.

Rocas generadoras

De acuerdo con estudios geoquímicos realizados en afloramientos, en muestras de núcleos y muestras de aceites (Marmissolle-Daguerre, 1984), se determinó que las rocas jurásicas, principalmente las del Titoniano, constituyen las rocas generadoras de hidrocarburos. Asimismo, en el capítulo de estratigrafía (inciso 1.3.2.3), se han mencionado las posibles facies arcillosas de todo el Jurásico, factibles de encontrarse al occidente del campo.

Rocas sello

El sello común del yacimiento lo constituyen las rocas del Terciario. En determinados casos como el de la estructura de Chuc, la sal puede funcionar como una barrera que separa los yacimientos (Marmissolle-Daguerre, 1984).

Trampas

Las mejores acumulaciones petrolíferas del Complejo Cantarell se encuentran en anticlinales fallados, situados en una franja donde el fracturamiento y la diagénesis actuaron favorablemente (Figura 1.18) (Marmissolle-Daguerre, 1984).

Las brechas del Paleoceno y las dolomías y calizas fracturadas cretácicas y jurásicas, llegan a tener un espesor total saturado de hidrocarburos de más de

1000 m y en Cantarell se encuentran a profundidades que van desde 1200 m hasta 3000 m.

Bajo condiciones favorables, la mayor parte del gas disuelto liberado, fluye hacia las partes altas de la estructura, propiciando la formación de un casquete secundario. Tales características favorables son la alta permeabilidad, el gran espesor y el relieve estructural que en forma pronunciada se presentan en el Complejo Cantarell: espesores de cientos de metros, permeabilidades en el orden de varios darcies y relieve de cimas de un poco más de 2000 m.

Un hecho que manifiesta la gran transmisibilidad del yacimiento del Campo Cantarell en todas direcciones, es que todos los pozos han tenido el mismo ritmo de depresionamiento, independientemente de su ubicación y la profundidad a la que se han terminado.

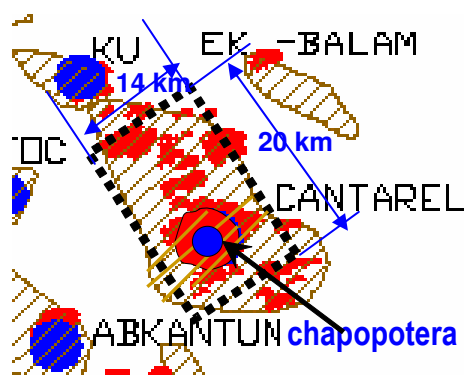


Figura 1.19 Configuración del yacimiento Cantarell mostrando la ubicación de la chapopotera (Núñez y Cruz, 2001).

Respecto al volumen de hidrocarburos que derrama la chapopotera del Campo Cantarell, ésta tiene un área $\approx 6.25 \text{ km}^2$ (Figura 1.19) lo que implica el 0.04 % del área total considerada por González (2002) para la Sonda de Campeche ($16,433 \text{ km}^2$) y puesto que es un área con un alto potencial de emanación, es posible aplicar los mismos coeficientes dados en el inciso 1.3.2.4, así se estimó que al año en dicho sitio se derraman aproximadamente 68.5 m^3 , lo que implica el 0.31 % del total estimado en la Sonda y que comparado con el porcentaje del área considerada, representa un elevado volumen de derrame a través de la chapopotera.

1.3.3.2 Rasgos geológicos someros

La geología superficial se definió por medio de los estudios geofísicos y geotécnicos para construcción y diseño de plataformas y ductos marinos, inicialmente en el presente inciso se hará una descripción de los *rasgos geológicos* superficiales del Banco y Sonda de Campeche.

La litología del fondo marino de toda la plataforma occidental de la Península de Yucatán (PEMEX, 1986), permitieron dividirla como se muestra en la Figura 1.20, al norte lo que se conoce como el Banco de Campeche y al sur la Sonda de Campeche.

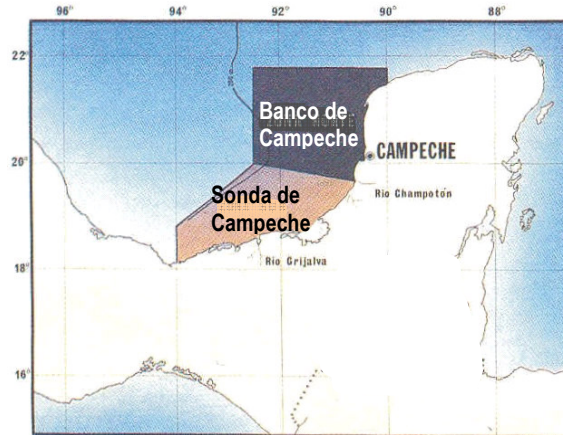


Figura 1.20 Zonificación de la plataforma occidental de la Península de Yucatán (PEMEX, 1986)

El Banco de Campeche, regionalmente se ubica al norte de la desembocadura del Río Champotón, es de fisiografía uniforme, suave pendiente y poca profundidad (menos de 40 m). La secuencia de afloramientos submarinos es muy irregular y está formada principalmente por calizas autogénicas, anhidritas, paleocanales enterrados, fallas geológicas, fracturas y porciones arrecifales muy limitadas, como son las islas de El Alacrán, cayo Arcas, cayo Triángulos y otras, depositadas desde el Comancheano hasta el Mioceno (≈ 70 millones de años (ma)).

Las edades de estas formaciones, según Logan y otros (1969), son principalmente del Plioceno y Pleistoceno (≈ 5 ma) (hasta 170m de profundidad) y éstas, de acuerdo con Wilhelm y Ewing (1972), sobreyacen en discordancia en una franja del Eoceno, los que a su vez descansan sobre rocas cretácicas.

En la parte oriental del Banco, los sedimentos están compuestos por arenas biógenas carbonatadas constituidas por fragmentos de moluscos foraminíferos y precipitados aloquímicos. Su distribución granulométrica va de bien graduada frente a la Ciudad de Campeche, a uniforme frente a la costa norte de la misma Ciudad.

Las costas que se localizan frente a la desembocadura del Río Champotón forman la zona de transición entre la Sonda y el Banco de Campeche, allí se observa una graduación del tamaño de limos medios y gruesos a limos finos y, mar adentro, arcillas.

La Sonda de Campeche (López, 1979), geográficamente se localiza entre los paralelos 18° a 20° latitud norte y meridianos 91° a 93° longitud oeste respecto del meridiano de Greenwich, sus limitantes geomorfológicos son: al norte con la porción sur del Banco de Campeche, al sur con las costas de Tabasco y Campeche, al oeste con el talud continental del Golfo y al este con la costa de Campeche. Sobre la costa, la Sonda se limita desde la desembocadura del Río Grijalva, Punta Xicalango e Isla del Carmen hasta la desembocadura del Río Champotón y tiene una amplitud máxima de 120 km y una mínima de 36 km, es de pendiente pronunciada y tirante aproximado de 40 m.

Los suelos de la Sonda de Campeche están constituidos por sedimentos recientes clásticos carbonatados y térreos, teniendo como dominantes a estos últimos. Los principales rasgos geológicos encontrados son: formaciones arrecifales, montículos carbonatados, paleocanales enterrados, fallas y fracturas.

Los sedimentos térreos (arcillas y limos con 25 a 50% de carbonatos) son producto del acarreo de los ríos Grijalva, Usumacinta, San Pedro y la desembocadura de la Laguna de Términos con sus abundantes corrientes fluviales. Los terrígenos se transportan y distribuyen sobre el piso marino acompañados de algunas arenas. Frente a la desembocadura del Río Grijalva, donde los movimientos del mar son turbulentos, se tiene la depositación de arenas finas uniformes. Mar adentro, el flujo se comporta como laminar y de baja velocidad permitiendo la depositación de los sedimentos arcillosos.

En la Figura 1.21 se presenta un mapa de la distribución porcentual de carbonatos en la Sonda de Campeche y donde se delimitan cuatro zonas (A, B, C y D). La zona A se localiza frente a la desembocadura de los ríos Grijalva y San Pedro con menos del 25% de carbonatos.

La zona B, donde el contenido de carbonatos varía del 25 al 50%, se localiza más al norte, lo cual predice una mayor profundidad, y está representada por sedimentos arcillosos, cuyo espesor y extensión aumentan al aproximarse a la zona norte, o sea al Banco de Campeche. En esta zona, debido a la granulometría fina de sus sedimentos, se infiere que los carbonatos están aportando el material cementante y que han sido precipitados mediante procesos físico-químicos.

Al el este, donde se localiza el área C, el porcentaje de carbonatos aumenta en forma gradual alcanzando contenidos que van del 50 al 75%, dicho sitio se localiza frente a la Laguna de Términos prolongándose más allá de las costas de Sabancuy, Campeche. Esta área es de poca profundidad y la distribución de carbonatos es prácticamente homogénea en los sedimentos recientes.

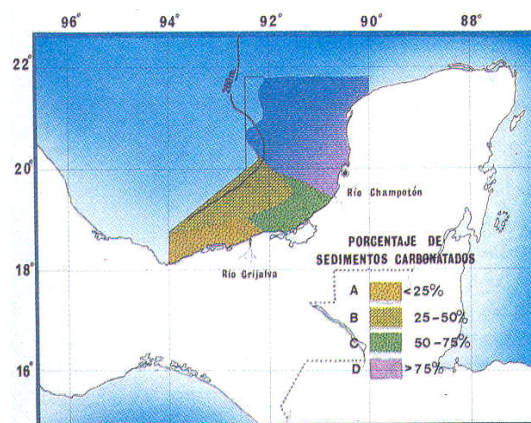


Figura 1.21 Zonificación de la Sonda de Campeche en función del porcentaje de carbonatos de calcio de sus suelos (PEMEX, 1986).

El área D, localizada en una pequeña área al noreste de la Sonda y con mayor extensión dentro del Banco de Campeche, su contenido de carbonatos varía del 75 al 100%, pero ésta queda prácticamente fuera de la zona con actividad petrolera.

El Campo Cantarell se localiza entre las zonas B y C, presentando por lo tanto, hacia el extremo sureste, mayores porcentajes de carbonatos de calcio.

Los rasgos geológicos someros del Campo Cantarell (PEMEX, 1986) se caracterizan porque, regionalmente el área se localiza sobre el cinturón calcáreo plegado Reforma Akal (Figura 1.13), casi en los límites con la Plataforma de Yucatán, caracterizada por fallas normales e inversas, discordancias angulares y plegamientos compresionales pronunciados, presentando una paleotopografía particular de horsts y grabens (Figura 1.15) y por lo que se considera factible la existencia de fallas de corrimiento horizontal.

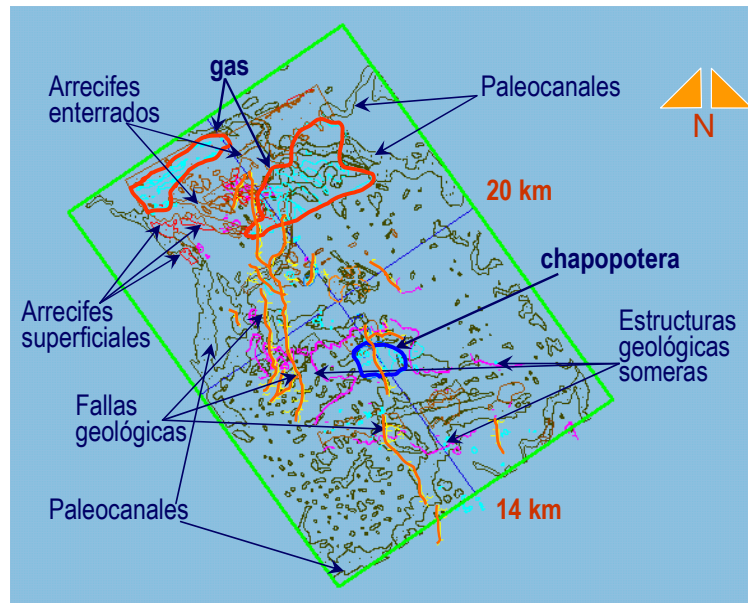


Figura 1.22 Plano de rasgos geológicos superficiales y peligros potenciales del Campo Cantarell (estudio geofísico 1997).

La Figura 1.22, obtenida del estudio geofísico del año de 1997, presenta un plano de los rasgos geológicos someros del Campo Cantarell, el estudio cubrió un área de 20 por 14 km, con profundidad máxima de penetración de 50 m. En este plano se lograron definir rasgos geológicos superficiales como fallas, paleocanales, arrecifes de coral, zonas de emanaciones de hidrocarburos y otras.

Respecto a los sistemas de fallas geológicas de la Figura 1.22, estos se conjuntaron y correlacionaron con los obtenidos en el estudio de 1978, pudiendo así definir un sistema de fallamiento hasta 100 m de profundidad, lo que permitió elaborar la cartografía de fallas de la Figura 1.5, pero a su vez esto (Valdez, 2002) permitió definir la estructura geológica somera conformada por horsts y grabens de la Figura 1.23.

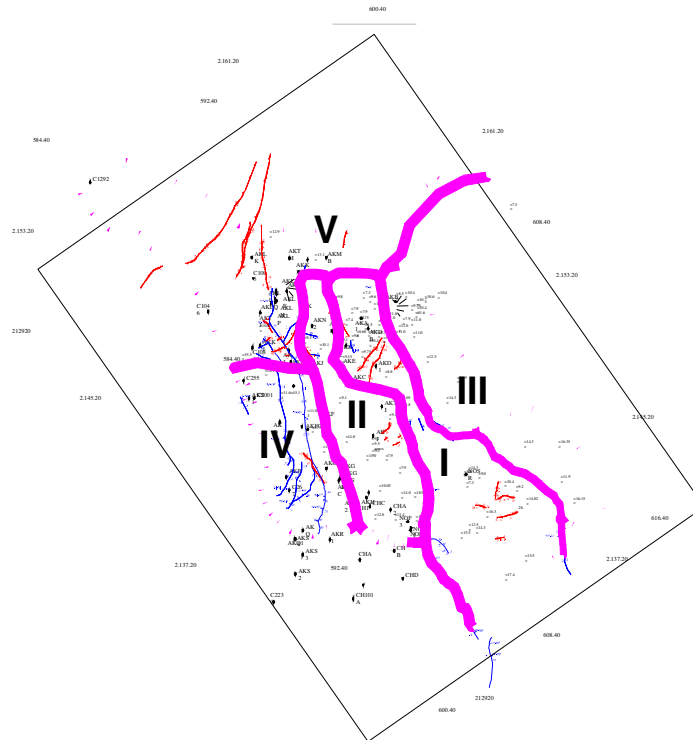


Figura 1.24 Zonificación estructural de la geología somera propuesta para el Campo Cantarell

En la configuración de las zonas propuestas de la Figura 1.24, se identificaron las mismas cinco zonas definidas por Valdez, las cuales se diferencian por su geología estructural (principalmente por polaridades de fallas, bloques levantados y bloques caídos), forma, extensión y la población de sondeos.

La zona I, dispuesta con rumbo NW-SE, corresponde a un graben que se abre hacia el SE y cubre un área aproximada de 58.7 km² y que, por las fallas que se prolongan en esa misma dirección, existe la posibilidad de que el graben también se prolongue en esa misma dirección. Localmente presenta pequeños grabens orientados NE-SW, tanto en la parte sur como en la parte norte. Esta zona está limitada al SW por dos fallas normales de gran longitud, muy sinuosas (12.5 y 9.5 km), que buzan al NE. Al NW, colinda con la zona II a través de una pequeña falla normal N-S. A lo largo de todo el límite NE, no hay una estructura geológica importante que delimite a la zona, su creación se debe a la densidad de sondeos que caen fuera del graben. Hacia el NW se presenta una caída paulatina a través de fallas normales dispuestas N-NW

La zona II tiene una forma alargada más uniforme que la zona I y representa una zona estructural a manera de "Horst" que delimita dos grabens (zonas I y IV). Esta zona presenta un ancho muy constante y cubre un área aproximada de 35 km². El límite al E-SE corresponde con las fallas de gran longitud descritas en la zona I. Al SW, en colindancia con la zona IV, se origina un sistema de fallas con dirección N-NW que recorren toda la zona IV. En la parte norte, continúa el ambiente estructural de "Horst", donde dos fallas de corta extensión limitan en ambos costados a la zona.

La zona III, localizada al E del primer graben descrito (zona I); presenta una dirección NW-SE y el área que ocupa no es posible inferirla. Esta es un área que, de acuerdo a la cartografía de fallas (Figura 1.5), no muestra ningún tipo de falla geológica a profundidad. Es un área aparentemente estable.

La zona IV, localizada al SW del campo, comprende dos fallas paralelas de gran longitud con dirección N-NW, variando ligeramente al S. Una de ellas, la más oriental, está cortada por el límite con la zona V (15.8 km en la zona IV y 5.2 km en la zona V) la segunda falla tiene una longitud aproximada de 12.8 km. El azimut estimado varía entre 170° y 195° con buzamientos al W de 75° a 90° . La longitud de esta zona es menor que la de las tres anteriores.

La zona V, localizada al norte del campo, se distingue de las demás porque hay cambios locales en el sistema estructural y variaciones importantes de espesor del estrato del fondo marino, por lo que se decidió formar esta última zona en lugar de prolongar las anteriores. La zona limita con la IV muy cerca de los sondeos AKS1 y C255. Se sitúa al N del campo con una orientación principal E-W y limita con la zona II por un conjunto de fallas importantes. En su forma alargada E-W, comprende los sondeos EKA y C1292, que son los sondeos más alejados del campo. Un sistema de dos fallas importantes con dirección NE-SW y otras pequeñas con dirección N-S cortan al área en su porción NW. Los buzamientos, en su mayoría, son al NW, lo que conlleva a un sistema escalonado de grabens con orientación al W-NW y al NW.

De la zonificación presentada en la Figura 1.24, correlacionándola con el plano de rasgos geológicos de la Figura 1.22, se puede concluir que las emanaciones de hidrocarburos están íntimamente ligadas (o por lo menos en este campo) con las estructuras hundidas, como ocurre en las zonas I y V.

1.4 Conclusiones

- La importancia del problema analizado, radica en las afectaciones que las emanaciones naturales de hidrocarburos de petróleo generan a la industria petrolera y al ambiente.
- La correlación existente entre la geología encontrada en las porciones oriente y central de la Península de Yucatán con la occidental ubicada en la zona marina, da indicios de la continuidad geológica de la zona.
- El proceso de emanación es un proceso dinámico capaz de migrar y que depende, tanto de las condiciones de estado del hidrocarburo (presión, temperatura y densidad), y por ende de los porcentajes relativos de gas y crudo, como de las características índice y mecánicas de las rocas y suelo.
- En el Campo Cantarell, los hidrocarburos, dependiendo de sus condiciones de estado, emanan desde el yacimiento fluyendo a través de las fallas geológicas.
- Las emanaciones de hidrocarburos en el Campo Cantarell de la Figura 1.22, están ligadas a las estructuras de grabens de las zonas I y V de la Figura 1.24.

- No es posible establecer los límites exteriores de las estructuras geológicas someras del Campo Cantarell debido a que se desconocen los límites geológicos fuera del área, por lo cual, se propone modificar la zonificación dada por Valdez por la mostrada en la Figura 1.24.
- Considerando la generación de gas desde el Mioceno hasta el Reciente, aunado al posible flujo de hidrocarburos desde el yacimiento a través de fallas geológicas menores, existe la probabilidad de que, al perforar estas formaciones los pozos crucen zonas de entrapamiento de gas, propiciando su liberación y ascenso a través de la zona afectada por la perforación, y en consecuencia se genere una emanación súbita y la afectación del estrato arcilloso del fondo marino, al grado de generar socavaciones como las que han ocurrido en dicho estrato de diversas plataformas.
- Con base en el estimado del volumen anual (22,443 m³/año) de hidrocarburos derramados por emanación en el área total de la Sonda de Campeche (16,433km²), el estimado de emanación en la chapopotera del Campo Cantarell de 68.5 m³/año (0.31 % del volumen total anual), es alto comparado con el área de la chapopotera de 6.25 km² (0.04 %) respecto del área total.

Capítulo 2

EVALUACIÓN GEOESTADÍSTICA

2.1 Introducción

A principios de los años sesenta, el matemático francés G. Matheron (1965) utilizó la estadística y la probabilidad como herramientas auxiliares en la descripción de la variación espacial de propiedades “regionalizadas” es decir, definidas en un cierto dominio y lo aplicó a la exploración minera; así nació el concepto de “geoestadística”.

Atendiendo a este planteamiento, posteriores investigadores como, Vanmarcke, (1977), Journel y Huijbrets, (1978), Deutsch y Journel, (1992), Auvinet, (1994b) contribuyeron a la definición de un concepto más general y amplio.

En la actualidad, la geoestadística se define como la aplicación del formalismo matemático de las funciones aleatorias a las ciencias de la tierra.

Los problemas de ingeniería geotécnica tratan con materiales naturales complejos o compuestos. La variabilidad intrínseca de las propiedades de estos materiales y las dificultades encontradas para determinarlas conducen a grandes incertidumbres.

La incertidumbre que envuelve al conocimiento científico de un suelo localizado bajo el agua (río, lago, laguna, estuario, mar, etc.) es sumamente elevada, principalmente cuando las condiciones ambientales dificultan la exploración geotécnica.

En el caso de un estuario o el mar, las etapas de exploración y muestreo requieren, además de personal capacitado para esto y un equipo adecuado, condiciones ambientales de trabajo límites (oleaje y viento) que permitan efectuar tal actividad y reducir así la incertidumbre agregada por dicho factor.

Tomando en cuenta lo planteado, se consideró útil recurrir a la geoestadística para analizar el problema presentado en el capítulo anterior, en particular para definir la estratigrafía con mayor precisión y evaluar la variación espacial de las propiedades de los suelos en el dominio estudiado.

Considerando las investigaciones iniciales desarrolladas en el Instituto Mexicano del Petróleo, así como los objetivos y alcances de la presente investigación, se consideró conveniente analizar aquí la variación espacial de las siguientes variables:

- Sobre el Campo Cantarell:
 - El contenido de agua (w) hasta 100 m de profundidad.
 - La frontera inferior del estrato arcilloso del fondo marino (colindante con el estrato arenoso subyacente).
 - La correlación de la resistencia al corte entre la veleta miniatura y el torcómetro
- Sobre el área con emanación de hidrocarburos:
 - Actualización de la frontera inferior del estrato arcilloso del fondo marino (colindante con el estrato arenoso subyacente) afectada por el efecto de escala.
 - La resistencia al esfuerzo cortante (S) en el estrato arcilloso del fondo marino.
- Adicionalmente, durante la investigación, se analizó lo siguiente:
 - La frontera entre substratos del estrato arcilloso del fondo marino de consistencias muy blanda y blanda.
 - La correlación entre las diferentes fronteras definidas en el estrato arcilloso del fondo marino.
 - La correlación entre el contenido de agua y la resistencia al corte del estrato arcilloso del fondo marino.

2.2 Principios básicos de la Geoestadística

En geotecnia es común que los parámetros índice, mecánicos e hidráulicos puedan ser considerados como funciones aleatorias espaciales y así evaluados geoestadísticamente.

No obstante, en un estudio, dependiendo del problema por resolver, se deben seleccionar los parámetros más adecuados que ayuden en la solución del problema y que puedan tener menos incertidumbres, claro está, dependiendo también de la cantidad de información disponible de cada parámetro.

El problema de la incertidumbre en geotecnia y sus implicaciones, debe enfrentarse explícitamente con las mejores herramientas disponibles, para ello, es necesario identificar los factores que la originan y conocer las técnicas que permiten tomarla en cuenta racionalmente.

Como principales fuentes de incertidumbre asociadas al análisis de los problemas geotécnicos, se pueden mencionar las siguientes (Auvinet, 2002):

- La variación espacial de las propiedades de los materiales y el efecto de escala.
- El limitado alcance de las campañas de exploración.
- La escasa representatividad de los ensayos de campo y laboratorio.
- Los errores de muestreo y de ensayos de laboratorio.

- La aplicación de correlaciones empíricas o de estimaciones subjetivas para definir los parámetros de los materiales.
- La validez de las leyes constitutivas.
- La validez y precisión de los modelos geomecánicos.
- El sesgo implícito en los modelos geomecánicos.
- La naturaleza aleatoria de las cargas estáticas y dinámicas producto de las condiciones ambientales, como es el caso de la geotecnia marina.

Para la representación de la *falta de certeza* en un conocimiento, en las últimas décadas se ha propuesto utilizar diferentes lenguajes matemáticos formales que trabajan con “*grados de verdad*” (lógica borrosa) o “*grados de membresía*” (teoría de los conjuntos borrosos) (Zadeh, 1965; Auvinet, 1986), estos formalismos, a pesar de las dificultades que han tenido para dotarlos de axiomas sólidos, han recibido cierta atención.

Sin embargo, se considera que para representar la incertidumbre en ingeniería, la teoría de la probabilidad sigue siendo la más adecuada (Ditlevsen, 1996), puesto que es una herramienta muy flexible que se puede interpretar tanto en términos de “*frecuencia relativa*” (Anexo A) como de “*grado de creencia*”. Además se puede demostrar que ésta lleva a mejores decisiones.

En un suelo, las variaciones espaciales de sus propiedades (representadas por *variables aleatorias*), pueden presentar rasgos o anomalías locales si se analizan a una escala próxima a la de la dimensión del dominio de interés (caverna, boleo grande, etc.). Los trabajos de exploración a realizar para la definición de anomalías pueden modelarse en un marco probabilista y definir así, con mayor precisión, la posición y número de exploraciones a efectuar.

Otra situación que puede ocurrir es cuando las propiedades de interés tienen variaciones locales de un punto a otro del medio a una escala pequeña respecto a las dimensiones del dominio considerado; estas variaciones pueden describirse por medio de los parámetros estadísticos de la población.

Un enfoque de este tipo fue adoptado en el notable trabajo de Marsal y Mazari (1959) sobre el subsuelo de la Ciudad de México. Considerando grandes subzonas de la parte lacustre del subsuelo de la ciudad como “estadísticamente homogéneas”, estos autores elaboraron para cada zona tablas e histogramas y establecieron correlaciones entre propiedades índice y mecánicas que han sido útiles a varias generaciones de ingenieros.

El uso de la estadística descriptiva ha sido también común en la solución de problemas de control de calidad y en particular para la verificación de la compactación de obras térreas construidas por capas (Rico y del Castillo, 1981).

Extendiendo este enfoque, se ha recurrido a una *modelación probabilista* de la variación espacial de las propiedades de interés, considerando a éstas como *variables aleatorias* (Anexo A) y ajustando a los histogramas obtenidos por muestreo una *función de densidad de probabilidad* que permita describir el comportamiento aleatorio de estas variables.

El procedimiento descrito, abrió la posibilidad de recurrir a la inferencia estadística o sea a la estimación de las características generales de una población (una zona de masa térrea), a partir de un número limitado de muestras, esto mediante estimaciones puntuales o intervalos de confianza.

La representación de la variación espacial de las propiedades geotécnicas mediante variables aleatorias, tiene el inconveniente de que no toma en cuenta la posición específica de las muestras ni la dependencia existente entre ellas; sin embargo, es indiscutible que las propiedades de dos muestras tienden en general a parecerse más entre sí cuanto más cercanos fueron los puntos de muestreo. En todo medio geotécnico existe una cierta *correlación espacial*.

Para tomar en cuenta la correlación espacial, es necesario aplicar el concepto de *campos aleatorios* (Anexo A), para lo cual, se considera que la propiedad de interés es una variable aleatoria en cada punto del medio y se recurre a una función llamada de *autocovarianza* (Anexo A), o, alternativamente, al llamado *variograma*, para describir el grado de correlación espacial entre las distintas variables.

Si $V(X)$ es una variable particular de interés, donde X representa las coordenadas de un punto del medio en 2D o 3D, ($X \subset R^2$ o R^3), el campo puede ser descrito mediante parámetros como: el valor esperado $E\{V(X)\}$, la variancia $\sigma_V^2(X)$ y la función de autocovarianza $C_V(X_1, X_2)$, o su equivalente el coeficiente de

autocorrelación $\rho_V(X_1, X_2) = \frac{C_V(X_1, X_2)}{\sigma_{V_1} \sigma_{V_2}}$ (autocovarianza normalizada), el cual

describe la correlación espacial existente entre los valores V_1 y V_2 de la propiedad en estudio en puntos distintos X_1 y X_2 del medio.

Tales parámetros pueden evaluarse a partir de la información existente (sondeos) mediante un análisis convencionalmente llamado *estructural*, de tipo estadístico (Auvinet, 2002b). Definido el campo aleatorio, es posible realizar estimaciones de la propiedad de interés en puntos donde no ha sido medida, recurriendo a estimadores insesgados de mínima varianza, aplicando por ejemplo la técnica del *Kriging* (Matheron, 1965).

Se considera que el tipo de interpolación anterior es preferible a otras técnicas puramente matemáticas (interpolación lineal, polinomios de Lagrange, funciones splines, etc.) que no toman explícitamente en cuenta la estructura del medio. Cuando existe una deriva o tendencia (campo no estacionario), es conveniente modelar como campo aleatorio el campo residual obtenido quitando la tendencia determinista de los valores del campo original.

Los modelos más simples aceptan que el campo aleatorio es (por lo menos localmente) *estacionario en el sentido amplio* (Anexo A) o con incrementos estacionarios en sentido amplio y sus parámetros estadísticos se determinan mediante estimadores estadísticos.

Un modelo basado en campos aleatorios permite abordar en forma racional el problema del efecto de escala geométrico, es decir la estabilización progresiva de las propiedades medias de materiales estadísticamente homogéneos conforme aumentan las dimensiones del volumen de referencia. Para cuantificar este efecto, es posible utilizar las ecuaciones dadas en el Anexo A (la esperanza y la varianza por el efecto de escala).

Asimismo, un modelo basado en campos aleatorios permite definir un *campo condicional* respecto a los valores efectivamente medidos. Este campo **no** es estacionario puesto que, en la vecindad de los puntos de muestreo, presenta localmente una menor incertidumbre.

Así, se puede definir que *la geoestadística es la aplicación de la teoría de las funciones aleatorias al reconocimiento y estimación de fenómenos naturales, buscando siempre minimizar la varianza del error de estimación, es decir, minimiza la varianza de la diferencia entre el valor estimado y el valor real.*

Para obtener los valores de la variable en puntos en los que no se han realizado mediciones (estimación puntual de valores esperados *condicionales*), se puede recurrir a la *estimación lineal multivariable* (Anexo A) o a alguna de sus variantes, como la técnica del *kriging* (Matheron, 1965; Krige, 1966; Juárez, 2002). Así, estimando un número importante de puntos, es posible dibujar sondeos y perfiles virtuales, mapas de espesores y profundidades de los distintos estratos, como el referido en el presente capítulo.

Las gráficas así obtenidas quedan constituidas por los valores esperados condicionales de la propiedad física o geométrica en estudio. Una característica de este tipo de estimación es que los dibujos generados presentan un aspecto suavizado.

También es posible estimar el promedio de las mismas propiedades en determinado dominio, por ejemplo un elemento finito o una superficie de falla potencialmente crítica (estimación global).

En ambos casos, para detectar las zonas donde la información es escasa, resulta útil calcular y representar en la misma forma la varianza de estimación y definir donde convendría realizar exploraciones adicionales. Para optimizar la selección de los sitios de muestreo adicional, puede aplicarse el concepto de *ganancia* (Azzouz, 1988; López, 2007).

El enfoque mencionado contribuye a eliminar una parte de la subjetividad y por ende a reducir la incertidumbre en la interpretación de resultados de las campañas de exploración; se trata de una herramienta que complementa (no substituye) los criterios tradicionales de interpolación basados en las evidencias geológicas y en particular en la geomorfología y la sedimentología.

La técnica se presta a la programación informática y por tanto al manejo simultáneo de grandes cantidades de datos difícilmente evaluables en forma tradicional, además tiene la ventaja de obligar a una cuidadosa revisión y organización sistemática de la información.

La geoestadística tiene la posibilidad de dar mejores resultados en campos gaussianos o aproximadamente gaussianos (Anexo A), también tiene buena aplicación en medios estructurados como los lacustres o los terraplenes de suelos compactados, no así en medios caóticos como los conglomerados, las brechas y depósitos coluviales.

El tener un modelo basado en campos aleatorios permite además realizar *simulaciones*, es decir definir configuraciones “*plausibles*” de la variación espacial de las propiedades, las cuales se pueden materializar en sondeos, cortes virtuales o mapas “*realistas*” (sin suavización).

Un análisis de simulación requiere de un número importante de estas imágenes, ya que esto facilita la evaluación de la posibilidad (o también de la probabilidad) de que se alcancen localmente condiciones extremas que pudieran resultar críticas para la obra en estudio. La simulación puede ser *incondicional* si se hace compatible con los parámetros del campo y *condicional* si, además de los parámetros del campo, se considera la localización y características de las muestras disponibles.

En el análisis de datos de una exploración, se supone implícitamente que las mediciones de campo o de laboratorio proporcionan valores exactos de las variables en estudio, pero en realidad, las mediciones comunes arrojan resultados afectados por errores sistemáticos y/o aleatorios atribuibles a los operadores e imprecisiones implícitas en la técnica utilizada, estos errores implican que solamente se tenga acceso a *campos aparentes* (López, 2007).

Un error de tipo aditivo aleatorio diluye la estructura de correlación del campo y genera el llamado “*efecto pepita*” (pérdida de correlación entre puntos contiguos), mientras que un sesgo sistemático, pero de magnitud aleatoria, aumenta la correlación espacial aparente.

2.3 Alcance

2.3.1 Variables estudiadas

En el presente inciso se hace una descripción del alcance particular de cada variable evaluada, donde a su vez se justifica su uso o aplicación en la investigación.

Para el Campo Cantarell se analizaron las siguientes variables:

- Fronteras estratigráficas hasta 130 m de profundidad: la inclusión de este concepto, cuyo desarrollo, como se comentó en el inciso 2.1, se efectuó en el IMP, se consideró como complemento para la presente investigación.

El análisis ahí desarrollado se limitó a evaluar la variación espacial de las fronteras superior e inferior de cada estrato tomando como base los límites definidos en los registros de cada sondeo geotécnico (89) y con esto estimar la geometría de los planos o interfases que los dividían.

El objetivo primordial que se tenía en dicho desarrollo, era generar un sistema que permitiera proporcionar información estratigráfica preliminar aplicable al prediseño de plataformas y ductos marinos.

El objeto de incluirlo en esta investigación fue, además de complementar a la investigación, estimar una división estratigráfica en función de los perfiles de contenido de agua en el Campo Cantarell y entre ambos proponer perfiles estratigráficos más realistas.

- Contenido de agua (w) hasta 100 m de profundidad: Esta variable fue seleccionada por la vasta información disponible y porque se estima que su variabilidad espacial puede ser correlacionada con una variación estratigráfica del medio, ya que, en los perfiles de w , se tiene la factibilidad de inferir con buena precisión las variaciones de continuidad de los estratos, como es el caso de las discontinuidades generadas por fallas geológicas.

Asimismo, se considera que, conociendo la variación espacial de w , es posible inferir en los estratos arcillosos la variación del grado de consolidación, lo que implicaría que, si en la zona de emanación se tuviera un mayor contenido de agua, en ésta se tendría un menor grado de consolidación y por ende una menor resistencia al corte.

Pero adicionalmente, el poder correlacionar y complementar los perfiles estratigráficos proporcionados por el sistema SIGGE del IMP con los perfiles de variación del contenido de agua aquí obtenidos, permitirá corroborar ambos procesos y en su caso señalar pros y contras y mejorarlos.

- Frontera entre poblaciones de contenido de agua: Esta variable surgió como resultado del análisis estadístico del contenido de agua en el Campo Cantarell, puesto que de dicho análisis se obtuvo un histograma bimodal dado por dos poblaciones con diferentes características de comportamiento.

De tales poblaciones, fue posible ver que la población con contenidos de agua bajos correspondía a suelos consolidados y la de contenidos elevados a suelos en proceso de consolidación. De acuerdo con los reportes geotécnicos, el suelo arcilloso del fondo marino es el único normalmente consolidado en proceso de consolidación y los subyacentes son suelos preconsolidados con bajos contenidos de agua.

Por lo anterior, se puede considerar que dicha frontera es la frontera inferior del estrato arcilloso del fondo marino que linda con estratos arenosos o arcillosos subyacentes con bajos contenidos de agua.

Cabe hacer notar que, aun cuando en el análisis de variación estratigráfica global desarrollado en el IMP, se definió una variación de la frontera inferior del estrato arcilloso, la metodología y criterio aquí aplicados mediante la variación de la frontera entre las poblaciones de contenido de agua, fue diferente debido a que ésta se hizo sin considerar la continuidad de un plano, pudiendo así tomar en cuenta las diferencias de profundidad dadas por las discontinuidades de las fallas geológicas (ver Figuras 2.42 y 2.21).

Respecto al comportamiento mecánico del estrato arcilloso del fondo marino, se analizaron las siguientes variables:

- Frontera entre poblaciones de contenido de agua: Como se comentó en el inciso 1.3.2.4, en el año 2001, en la Sonda de Campeche se localizaron 836

áreas con acumulación de hidrocarburos bajo el subsuelo, esto es bajo el estrato arcilloso, el cual, aun cuando está en proceso de consolidación, actúa como trampa para impedir la emanación.

Por lo anterior, puesto que el comportamiento mecánico es función del espesor del estrato y sus propiedades mecánicas y considerando además que, en el año 2002 en la zona de emanación se efectuaron tres nuevos sondeos, cuya relación con el número de sondeos aplicados en esta etapa (27) representaban un incremento del 10%, se consideró necesario actualizar la variación espacial de la frontera entre las poblaciones de contenido de agua de este sitio.

- Resistencia al esfuerzo cortante (S): Este parámetro se consideró para efectuar el análisis del comportamiento mecánico del estrato arcilloso, tal como se planteó en los objetivos de la investigación, por lo cual era necesario conocer la variación espacial de este parámetro, tanto en sitios no contaminados como en la zona con emanación.

Para definir el valor de la variable a considerar en el análisis del estrato arcilloso del fondo marino, de los sondeos, se vio que las únicas pruebas posibles de utilizar para calcular S , eran la del torcómetro y la de la veleta miniatura. Pruebas triaxiales, de corte directo, de cono, de veleta remota o de veleta tipo Halibut, dada la consistencia muy blanda del suelo, no eran posibles de realizar o por su escaso alcance, no se tenía información del estrato completo.

Para definir cuál de los dos procedimientos era el factible de considerar, se vio que, por el modo de operación y registros intrínsecos de ambos equipos, las incertidumbres de las mediciones con la veleta miniatura son menores y sus resultados más precisos, por lo cual se optó por realizar un análisis de correlación que permitiera definir una relación para obtener parámetros de resistencia al corte de la veleta miniatura en función de los del torcómetro.

Se realizaron además los siguientes análisis geoestadísticos:

- Definición de la frontera entre poblaciones de subestratos arcillosos con diferente consistencia: esta variable que fue definida del análisis de resistencia al corte en el estrato arcilloso, puesto que permitió subdividir a este estrato en dos subestratos con diferente variación vertical de resistencia al corte, se consideró conveniente definir la variación espacial de la frontera entre subestratos debido a que esto permitiría evaluar el comportamiento mecánico en estudio en cualquier sitio de esta área.
- Correlación entre las fronteras definidas (la inferior del estrato arcilloso y la de subestratos con diferente resistencia al corte): aun cuando las fronteras fueron definidas con diferentes variables, físicamente ambas sí existen ya que permitieron dividir zonas con diferentes características físicas y mecánicas, por lo cual se consideró conveniente analizar su correlación y con esto verificar la tendencia y orientación de la variación de los subestratos.

- Correlación entre el contenido de agua y la resistencia al corte del estrato arcilloso del fondo marino: como ya es sabido, de diferentes estudios se ha comprobado que existe una correlación entre la resistencia al corte de los suelos arcillosos y su contenido de agua, por lo cual se consideró conveniente efectuar un análisis de correlación que permitiera verificar hasta que grado esto mismo ocurría en este suelo.

2.3.2 Definición del dominio de estudio

Como se describe en el Anexo A, la teoría de los campos aleatorios analiza la dependencia en el espacio R^p que guardan unos datos con respecto a otros y permite obtener modelos que estimen la esperanza de sus propiedades e incluso que las simulen en una, dos o tres dimensiones, o sea para $p = 1, 2, \text{ o } 3$.

Campo Cantarell: En la investigación, el dominio del campo se definió tomando como base el área definida por PEMEX para realizar la exploración geofísica en el año de 1998, área que también definió el dominio para la evaluación en el sistema SIGGE desarrollado en el IMP.

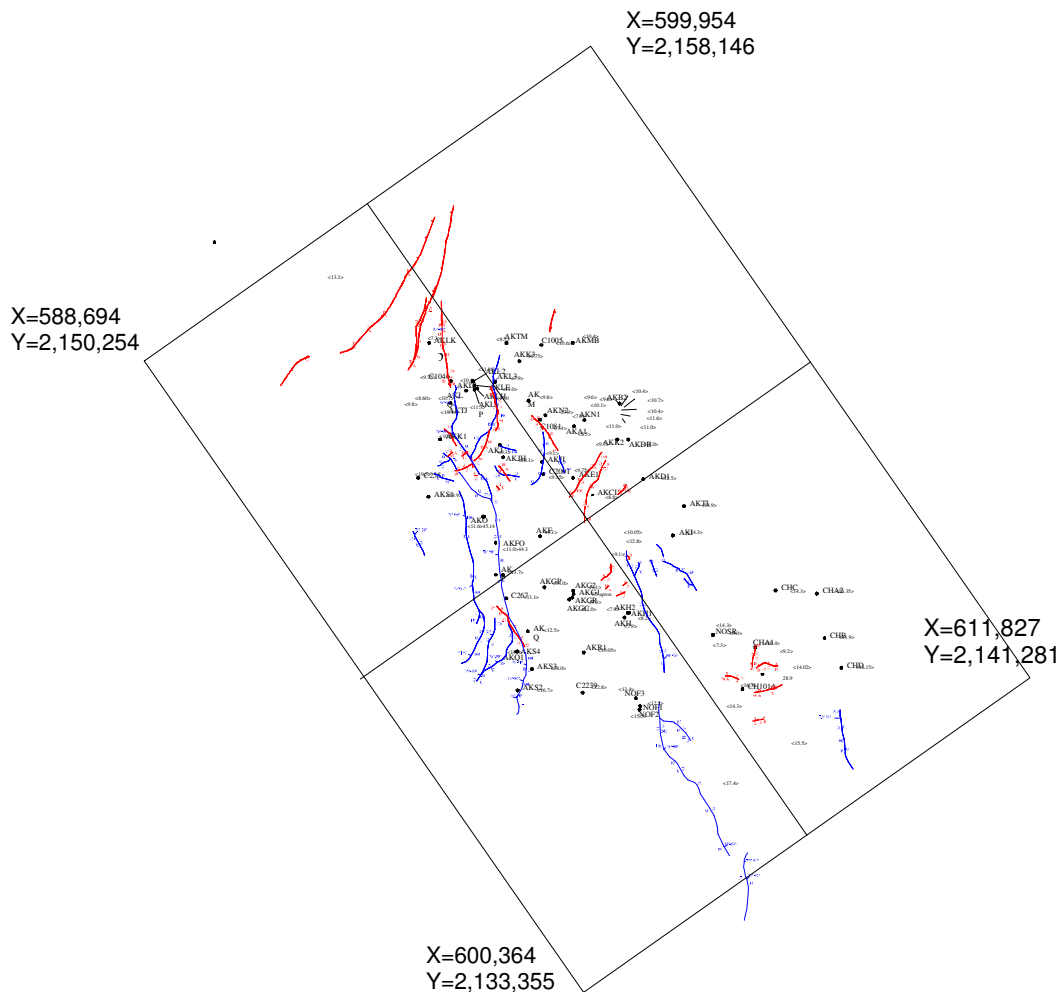


Figura 2.1 Área que define al dominio del campo aleatorio en el Campo Cantarell.

Así, el dominio para esta investigación quedó delimitado físicamente por el recuadro mostrado en la Figura 2.1, que es el mismo de la Figura 1.5, geográficamente quedó definido por las coordenadas UTM de sus vértices, o sea, el campo conformado por el conjunto de las variables $V(X)$ dentro de un espacio R^p , con $p = 2$; por lo tanto, el campo aleatorio de cada variable se concreta con el valor de la variable correspondiente y el dominio establecido.

Área con emanación: Para este sitio, la investigación se inició seleccionando como dominio de estudio un área de 7x7 km. centrada respecto al sitio de la chapopotera, área donde inicialmente se consideraron 16 sondeos.

El análisis de definición del dominio, se hizo con base en la variación de los valores medios de la resistencia al corte en cada sondeo, esto debido a que dicho parámetro fue la variable aleatoria básica del estudio.

Inicialmente, para los 16 sondeos seleccionados, se obtuvieron los parámetros estadísticos de variación de la resistencia al corte con la profundidad, tanto de tendencia central como de dispersión, entre ellos la media de la resistencia al corte en cada sondeo. Asimismo, con fines de inferir la tendencia de variación en cada sondeo, en estos se efectuó un análisis de regresión y se calcularon sus coeficientes de correlación resistencia-profundidad.

A continuación, con fines de analizar la variación de la media de la resistencia al corte dentro del dominio seleccionado, se efectuó un análisis de la tendencia de variación de esta variable. Ésta se estimó mediante un análisis de regresión lineal bidimensional (ecuación del hiperplano) aplicando el método de los mínimos cuadrados en función de las coordenadas de localización de cada sondeo y se puso de manifiesto que su tendencia de reducción es hacia el sureste. De dicho análisis se obtuvo la ecuación 2.1 y su gráfica de variación de la Figura 2.2, donde se puede apreciar el rumbo de su reducción.

$$z = -0.0003x + 0.00049y - 862.08 \quad 2.1$$

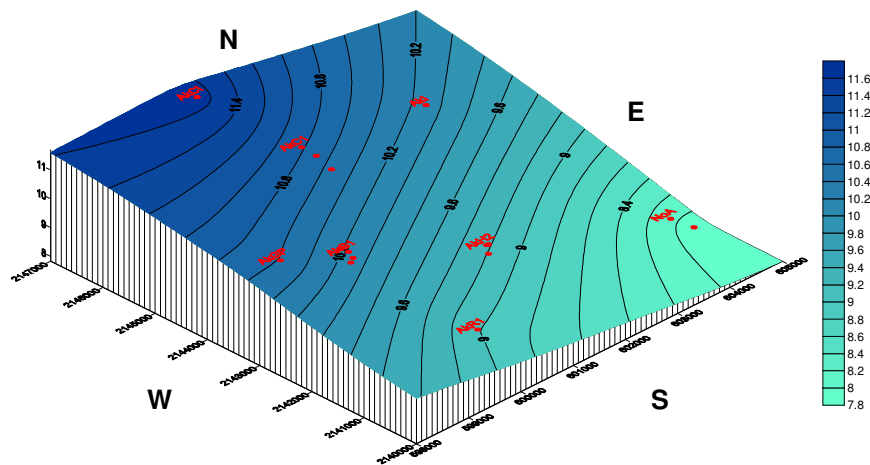


Figura 2.2 Curvas de isovalores de tendencia de la media de la resistencia al corte con 16 sondeos.

A continuación, aplicando el método de kriging ordinario del programa Surfer, el conjunto de las medias de la variable de cada sondeo, se interpoló y se estimó la

variación de la resistencia al corte media en el dominio seleccionado, cuya distribución se ha representado por medio de las curvas de isovalores de la Figura 2.3 (en kPa; $1 \text{ kPa} = 0.0102 \text{ kg/cm}^2$), donde además se presenta la ubicación de los sondeos considerados y, en forma punteada, el área con emanación de hidrocarburos.

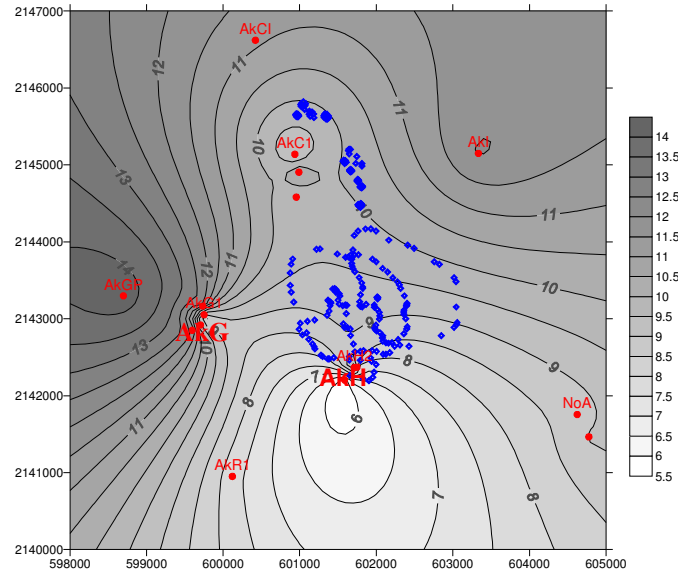


Figura 2.3 Curvas de isovalores de la media de la resistencia al corte con 16 sondeos.

Cabe mencionar que, en este análisis, el sondeo AkH fue el que presentó el coeficiente de correlación resistencia-profundidad más bajo (0.35), lo que manifiesta una variación no lineal de la resistencia al corte con la profundidad.

De la Figura 2.3, se ve que en general la resistencia al corte tiende a disminuir de norte a sur, lo cual es congruente con la tendencia de variación del contenido de agua que se observa en la Figura 2.29 del inciso 2.5.2.2 y el cual, como se mencionó en el inciso **2.3.1, da indicios de la variación del grado de consolidación.**

En la misma Figura 2.3 también se observa que dicha reducción se acentúa a partir del sondeo AkC1 y continúa disminuyendo en dirección del sitio contaminado, pero en los sondeos identificados como AkH y AkG ocurren variaciones súbitas de la resistencia (posibles anomalías, una con decremento y la otra con incremento respectivamente).

En el sondeo AkH, de acuerdo con el reporte geotécnico, tal decremento es ocasionado tanto por los bajos valores obtenidos como por los pocos datos recopilados.

En las Figuras 2.4 y 2.5, de igual forma se estimaron y graficaron las curvas de variación de la desviación estándar y el coeficiente de variación de la variable.

De la Figura 2.4, se ve que en ésta se generan dos zonas con la desviación mayor (AkGP y AkI), lo cual da indicios de falta de información, pero también se ve que las curvas de isovalores siguen una configuración similar a los de la

media, lo cual no es muy descriptivo del comportamiento del fenómeno y no permite identificar con claridad los sitios anómalos.

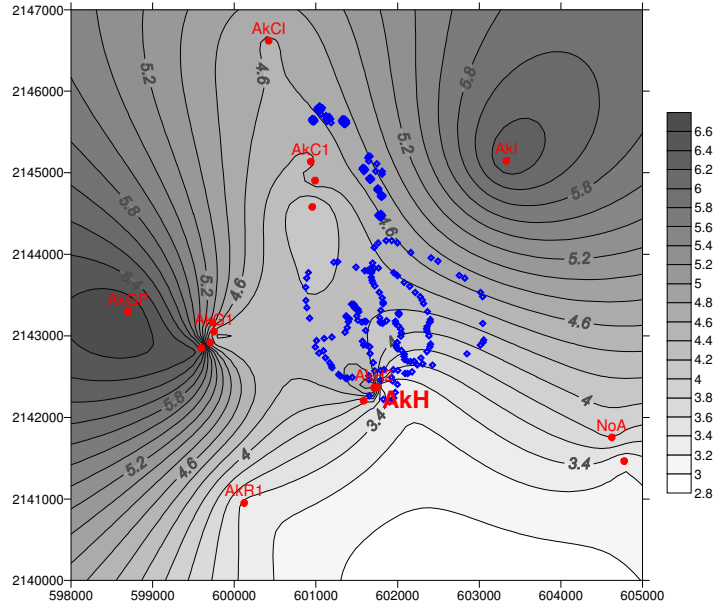
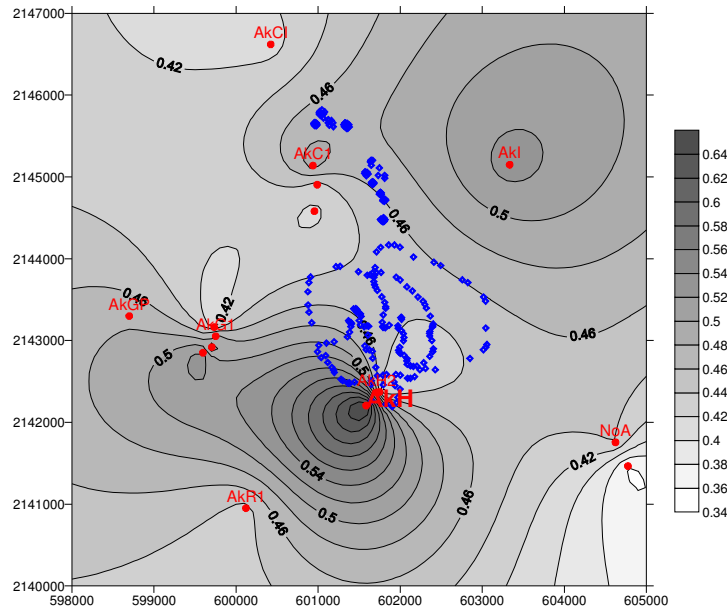


Figura 2.4 Curvas de isovalores de la desviación estándar de la media de resistencia al corte con 16 sondeos.

Por otro lado, la Figura 2.5 muestra que los coeficientes de variación tienen una tendencia a disminuir hacia el sur, el sureste y el noroeste, indicando que en tales direcciones es menor la dispersión de la variable, pero no así en el sitio AkH donde, a diferencia del AkG, la magnitud de su coeficiente denota una alta dispersión de la variable aleatoria, corroborando así la presencia de la anomalía en dicho sitio.



Figuras 2.5 Curvas de isovalores del coeficiente de variación de la media de resistencia al corte con 16 sondeos.

Se estima que tal anomalía pudo ser ocasionada por problemas técnicos durante la elaboración del estudio, lo cual implica incrementar el factor de incertidumbre de la anomalía, tanto por la capacidad de la compañía como por los procedimientos aplicados, o también pudo ser ocasionada por afectaciones de las emanaciones de hidrocarburos, ya que como se puede ver en la misma figura, el sondeo se localiza sobre los límites del área con emanación.

Además, de las Figuras 2.4 y 2.5 se deduce que la dispersión y variación de datos en el sondeo AkH es muy amplia y poco fiable.

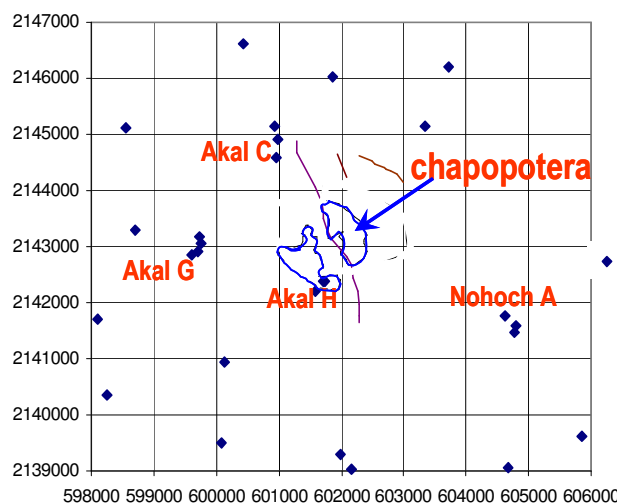


Figura 2.6 Segunda propuesta para el dominio de la zona con 30 sondeos, también se muestra el área de la chapotera.

Es conveniente subrayar que el concepto de anomalía es relativo y depende de la escala del dominio en estudio.

Tabla 2.1 Relación de sondeos considerados en el análisis del área con emanación de hidrocarburos.

Sondeo	Coordenada X	Coordenada Y	Sondeo	Coordenada X	Coordenada Y
AkB1	601869	2146042	AkH	601585	2142204
AkC1	600937	2145138	AkH1	601749	2142371
AkCC	600955	2144581	AkH2	601712	2142365
AkCH	600989	2144905	AkI	603334	2145149
AkCI	600422	2146620	AkQ	598095	2141709
AkF	598544	2145127	AkR1	600121	2140950
AkG1	599752	2143052	AkS3	598243	2140351
AkG2	599733	2143164	AkTI	603730	2146202
AkGC	599596	2142850	C2239	600074	2139503
AkGP	598698	2143298	Ch 101A	605844	2139627
AkGR	599705	2142919	Gas 1	601749	2142311
Gas 2	601838	2142000	NoB	604681	2138997
Gas 3	602022	2143392	NoF1	602158	2139026
NoA	604624	2141755	NoF3	601998	2139302
NoAH	604776	2141464	NoSR	604790	2141581

Por lo tanto, considerando los resultados obtenidos y con fines de mejorar el análisis y definición del dominio, se optó por ampliar su área un kilómetro al sur y otro al este, definiendo así un área de 8 por 8 Km. y permitiendo a su vez incrementar el número de sondeos a 30, incluyendo entre estos a tres nuevos sondeos efectuados en el año 2002 (uno de ellos localizado sobre el área con emanación, G3).

En la Figura 2.6 se muestra dicha área y los sondeos contenidos y en la Tabla 2.1 se listan los nombres de los sondeos con sus coordenadas respectivas.

Cabe mencionar que sobre el área con emanación, debido a que siempre se ha evadido para la instalación de plataformas, nunca se habían perforado sondeos sobre ella, pero debido a que PEMEX se interesó por estudiar el comportamiento de una plataforma cercana a un sitio contaminado, decidió efectuar una exploración directa sobre dicha área.

Para continuar con la definición del dominio, al igual que como se hizo con los 16 sondeos iniciales, a los nuevos sondeos se les calcularon los parámetros estadísticos, los análisis de regresión y los coeficientes de correlación.

Asimismo, como se ve en la Figura 2.7 se definió el plano de tendencia de la media de resistencia al corte, la cual, comparada con la Figura 2.2, se ve que la tendencia de reducción cambia hacia el suroeste, lo que denota la influencia de los nuevos valores.

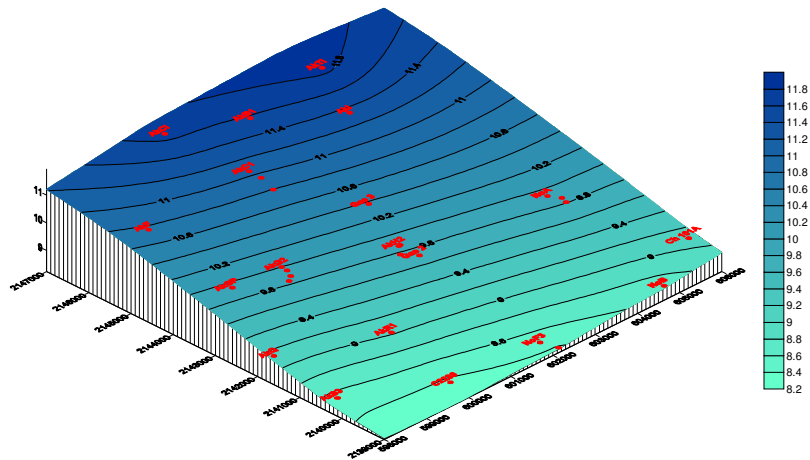


Figura 2.7 Curvas de isovalores de tendencia de la media de resistencia al corte con 30 sondeos.

A continuación, aplicando nuevamente la técnica de estimación de kriging del programa de Surfer, se estimó la variación de los nuevos conjuntos de la media, la desviación estándar y el coeficiente de variación, como se presentan en las curvas de isovalores de las Figuras 2.8, 2.9 y 2.10 respectivamente.

Las curvas de la Figura 2.8, confirman que en general la resistencia al corte tiende a disminuir de norte a sur; la anomalía en AkH persiste, esto aún después de incrementar las dimensiones del dominio y el número de sondeos. Pero adicionalmente, se identificaron cuatro anomalías más, dos con reducción súbita

de la resistencia al corte en los sitios NoF3 y NoSR y dos con incremento en los sitios G3 y AkGP.

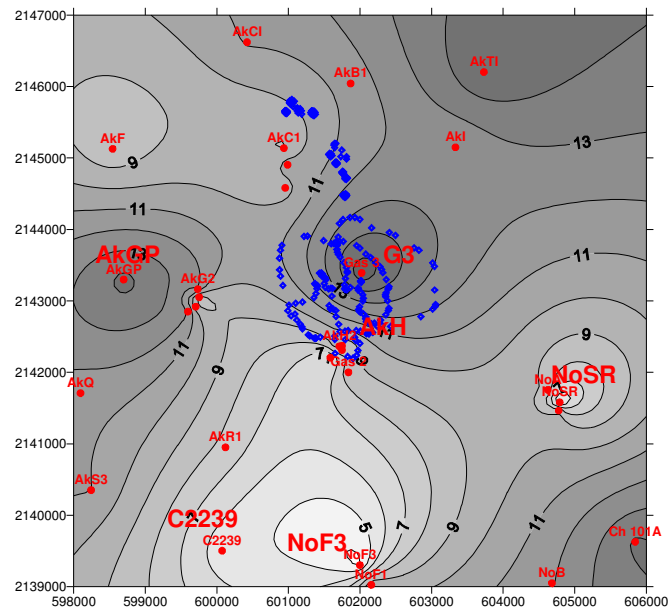


Figura 2.8 Curvas de isovalores de la media de la resistencia al corte con 30 sondeos.

Lo anterior quedó confirmado al ver que, los sitios identificados en la Figura 2.8 como anómalos aparecieron también como tales en las Figuras 2.9 y 2.10 y donde también se ve que, los coeficientes de variación en los sondeos AkH y NoSR se incrementan arriba de 0.5 y en la Figura 2.9 donde se identifica la anomalía en el sondeo NoF3.

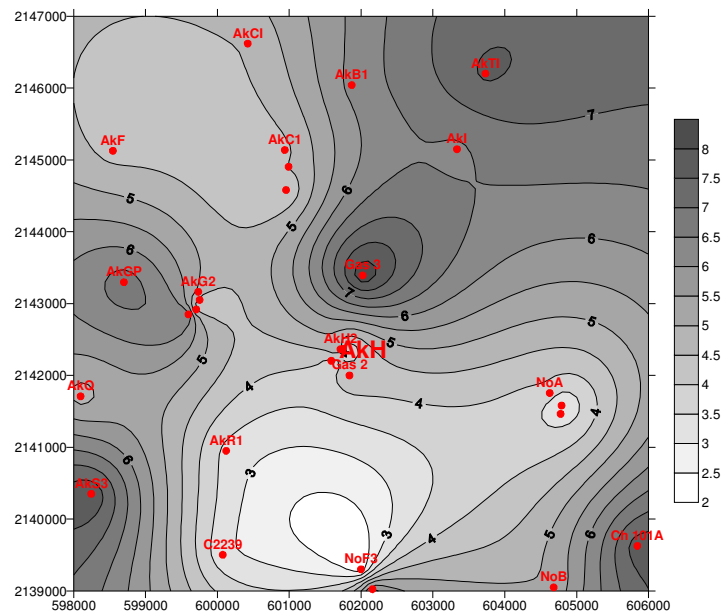


Figura 2.9 Curvas de isovalores de la desviación estándar con 30 sondeos.

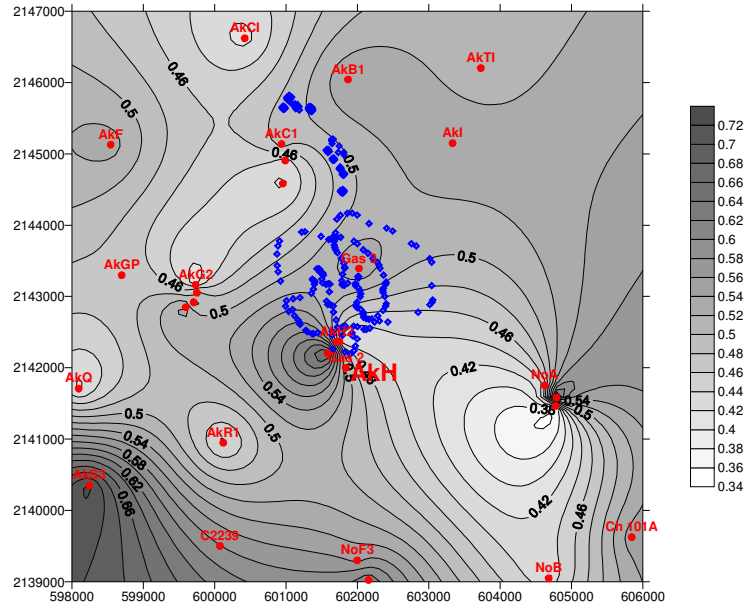


Figura 2.10 Curvas de isovalores del coeficiente de variación con 30 sondeos.

Por lo anterior y con fines de identificar el origen de las anomalías de tales sondeos, en los reportes originales se efectuó una revisión tanto de los diagramas de variación de resistencia al corte, del número de datos en cada sondeo, de sus parámetros estadísticos y de sus datos generales, encontrando que los tres sondeos anómalos más el C2239 eran los que presentaban los coeficientes de correlación más desfavorables (0.35 en AkH, 0.31 en NoF3, 0.71 en NoSR y 0.71 en C2239), denotando una baja tendencia de incremento de la resistencia con la profundidad.

Posteriormente, al revisar los datos generales de todos los sondeos, se encontró que *los cuatro fueron hechos por una misma compañía* y que, de los 30 considerados, estos fueron los únicos que hizo tal compañía, por lo cual se consideró que en los cuatro se aplicaron los mismos criterios y procedimientos y que, muy probablemente, difirieron de los considerados en el desarrollo de los sondeos restantes.

Para los sondeos G3 y AkGP se les realizó una revisión similar, encontrando que sus parámetros si eran favorables, así como también que sus coeficientes de correlación (0.95 y 0.87 respectivamente cercanos a 1) denotaban una buena correlación en la variación de la resistencia al corte con la profundidad y estos también fueron hechos por una misma compañía.

Por lo tanto, se optó por excluir del análisis geoestadístico de la resistencia al corte a los cuatro sondeos anómalos, pero sí considerar a los 30 sondeos en el análisis geoestadístico de las otras variables y definir al dominio de estudio dentro del área de 8x8 km.

Finalmente para verificar los resultados obtenidos, nuevamente se estimó la tendencia de reducción de la resistencia al corte encontrándose el plano de tendencia mostrado en la Figura 2.11, cuya pendiente se dirige hacia el suroeste

(al igual que en la Figura 2.7). El plano fue trazado aplicando la ecuación 2.2, ecuación que igualmente fue obtenida por el método de los mínimos cuadrados.

$$z = 0.0002x + 0.00015y - 427.92 \quad 2.2$$

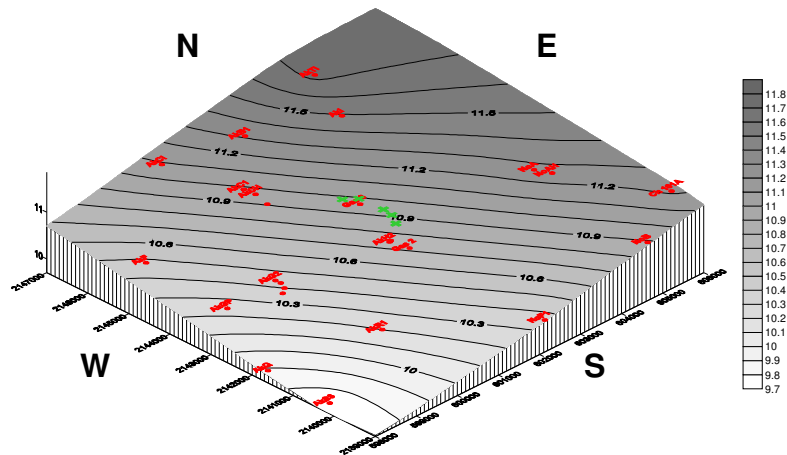


Figura 2.11 Curvas de isovalores de la tendencia de variación de la resistencia media al corte con 26 sondeos.

Para el análisis de variación de la media, la desviación estándar y el coeficiente de variación de la resistencia al corte con los 26 sondeos restantes, nuevamente se aplicó la técnica de estimación de kriging del programa Surfer, obteniendo las gráficas de las Figuras 2.12, 2.13 y 2.14 respectivamente.

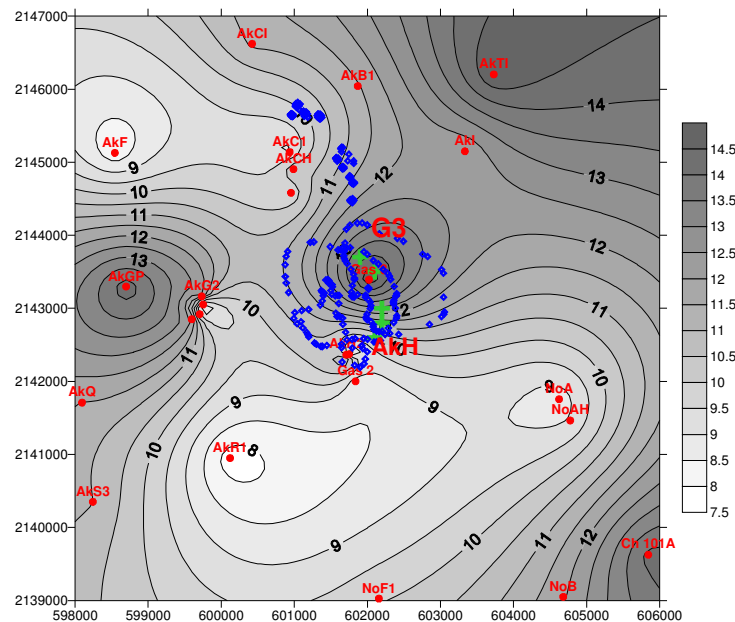


Figura 2.12 Curvas de isovalores de la media de la resistencia al corte con 26 sondeos.

Del análisis de las curvas de isovalores de la Figura 2.12, se puede apreciar que, los sitios con menor resistencia al corte se localizan al sur y noroeste del dominio y que la tendencia de reducción de la variable es hacia el suroeste (similar a lo obtenido en la Figura 2.8), pero en la misma figura, es posible apreciar que,

aparentemente la resistencia al corte en la zona que contiene a G3 es mayor de lo que se esperaba.

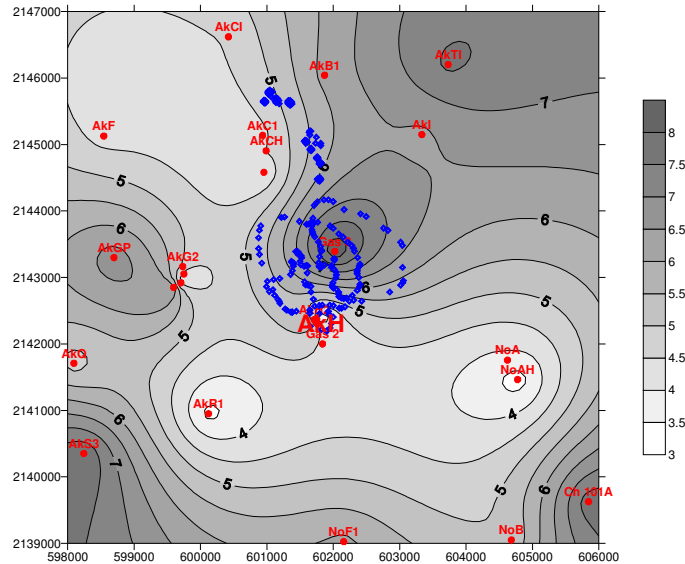


Figura 2.13 Curvas de isovalores de la desviación estándar con 26 sondeos.

Respecto a las curvas de isovalores de variación de la desviación estándar y el coeficiente de variación (Figuras 2.13 y 2.14 respectivamente), se observa que en las zonas donde se habían detectado las anomalías, se tiene ahora una distribución de curvas más uniforme, lo que denota a su vez una mejor estimación de la variable en estudio, esto aun cuando se tienen concentraciones de curvas en otros sitios, pero mejor distribuidas, más suavizadas y sin aparente influencia anómala.

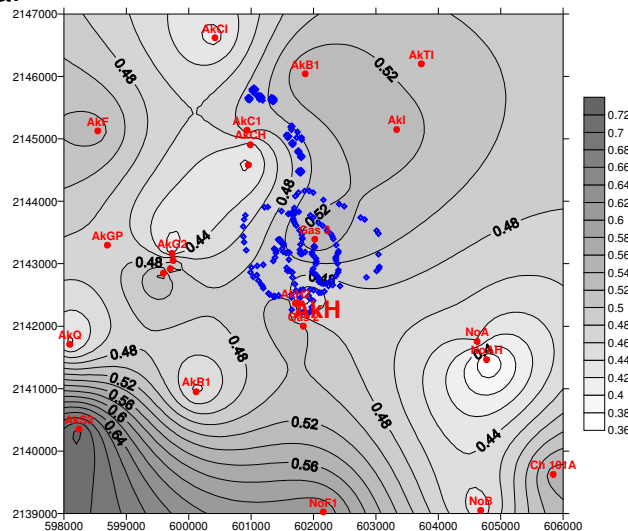


Figura 2.14 Curvas de isovalores del coeficiente de variación con 26 sondeos.

Cabe hacer notar que, es posible que si se tuviera información de otros sitios de la zona con emanación, al igual que como se ve en la Figura 2.3, la variación de la resistencia al corte en dicha área se podría caracterizar con mayor precisión.

2.3.3 Bases de datos

En el presente inciso se hace una descripción del tipo, proceso, criterios de selección y ajuste de la información utilizada en el desarrollo de las bases de datos aplicadas a los análisis geoestadísticos, tales bases fueron utilizadas según el área para la que fueron diseñadas, o sea para el Campo Cantarell o para el sitio contaminado.

- Evaluación estratigráfica global:

Campo Cantarell: La base se conformó con información de 89 sondeos geotécnicos realizados entre los años de 1978 al 2000 recopilados por el IMP. Los estudios hasta el año 1990 fueron recopilados para desarrollo del primer sistema SIGGE de la Sonda de Campeche (Galván, 1990a), los reportes entre los años 1991 al 2000 fueron recopilados del acervo de PEMEX de Ciudad del Carmen, Campeche y aplicados exclusivamente al desarrollo del segundo sistema SIGGE–Cantarell (Galván, 2000).

Con la información de las propiedades índice de cada reporte se definieron los límites superior e inferior de los estratos. La base se conformó con los datos de 19 fronteras en cada sondeo definiendo así 18 estratos hasta la profundidad de 130 m.

Con la información de cada frontera, se efectuó una evaluación geoestadística en cada una de ellas y se generaron retículas con divisiones a cada 100 m, así se generó una segunda base de datos la cual es utilizada para generar perfiles o sondeos interpolados en sitios donde no se hayan efectuado sondeos, por lo cual es información estimada y preliminar aplicable a prediseños de diferentes estructuras.

- Contenido de agua (w)

Campo Cantarell: La información utilizada en esta parte de la investigación, igualmente se obtuvo de la base de datos de 89 sondeos del sistema SIGGE-Cantarell, pero debido a la falta de datos en algunas profundidades, la base se complementó con valores teóricos calculados como se describe en la tesis de Valdez (2002).

La información recopilada se obtuvo hasta la profundidad total de los 89 sondeos geotécnicos, la cual varió de 95 a 162 m. La base de datos permitió efectuar el análisis de variación espacial de w y generar perfiles estimados y simulados. Cabe mencionar que, para poder aplicar el programa SAAG (Anexo B), esta base requirió transferirse al paquete de cómputo Access.

Área con emanación: Al igual que para el Campo Cantarell, la información utilizada en esta etapa se obtuvo de la base de datos del sistema SIGGE. La base se conformó con el contenido de agua del estrato del fondo marino de los 27 sondeos iniciales en una hoja de cálculo Excel. Posteriormente, se agregaron los tres sondeos efectuados en el año 2002, haciendo el total de 30 sondeos.

Al igual que para la evaluación en el Campo Cantarell, en esta etapa los datos se complementaron con valores teóricos, pero en esta ocasión el cálculo se efectuó aplicando la expresión dada en la ecuación 2.3, la cual fue obtenida de un análisis de relaciones volumétricas y gravimétricas.

$$w\% = \frac{\gamma_{wm}(G_s - \gamma'_m - \gamma_{wm})}{\gamma'_m G_s} * 100 \quad 2.3$$

Adicionalmente, tratando de incrementar aún más los datos del contenido de agua y considerando que la ecuación 2.3 es función de G_s y que en un sondeo normalmente este parámetro se calcula con menor frecuencia que w , primero, para calcular G_s en las muestras donde sí se conocía w , se aplicó la ecuación 2.4, la cual fue obtenida igualmente por un análisis de relaciones volumétricas y gravimétricas y posteriormente, infiriendo una tendencia lineal de variación de G_s entre dos puntos contiguos, se estimó un G_s en las muestras donde no se conocía w , para finalmente aplicando la ecuación 2.3 calcular w .

$$G_s = \frac{\gamma_{wm}(\gamma'_m + \gamma_{wm})}{\gamma_{wm} - \gamma'_m w} \quad 2.4$$

- Frontera entre poblaciones de contenido de agua:

Campo Cantarell: La base se conformó con los datos de contenido de agua correspondientes a los ubicados en la frontera entre las poblaciones definidas estadísticamente y su correspondiente localización. Los datos fueron obtenidos de los mismos 89 sondeos geotécnicos en una hoja de cálculo de Excel.

Para definir la información a utilizar, del análisis estadístico se definió el contenido de agua de cada sondeo en la frontera y la profundidad se definió del correspondiente perfil de contenido de agua.

Área con emanación: En esta etapa, al igual que como se hizo en el análisis de variación del contenido de agua, se actualizó el proceso descrito en el párrafo anterior adicionándole de la información de los tres sondeos efectuados en el año 2002, lo cual permitió a su vez actualizar y complementar la estadística básica del campo en estudio.

El análisis y refinación de la definición de la frontera entre poblaciones consistió en la confirmación o redefinición de dicho límite en cada sondeo, esto a partir de la consideración del criterio de que, el estrato en estudio es un estrato saturado al 100% y en proceso de consolidación, proceso que, como se verificó en los análisis de tendencia de variación del contenido de agua con la profundidad, se incrementa con la profundidad a la vez que disminuye su contenido de agua.

Cabe aclarar que, aun cuando en el histograma del contenido de agua (Figura 2.25) se podría considerar el $w = 52\%$ como contenido de agua de la frontera entre poblaciones, éste se definió considerando además los parámetros índice de los dos estratos en la frontera.

Por lo anterior y considerando que el contenido de agua en el estrato subyacente (arena limosa) variaba entre 35 y 18%, se estableció como contenido de agua en la frontera de 40% y valor límite inferior en el estrato arcilloso. Así, algunas fronteras consideradas en el análisis de variación de todo el Campo Cantarell fueron modificadas y con esto la variación espacial de la frontera, como se muestra en el análisis correspondiente.

- Resistencia al corte (S)

Campo Cantarell: Con base en lo descrito en el inciso 2.3.2, la información utilizada en esta etapa fueron los datos de resistencia al corte medidos con la veleta miniatura y el torcómetro, esto tanto en el estrato blando del fondo marino como en el resto de la profundidad de los 89 sondeos geotécnicos.

Información que, al igual que la del contenido de agua, se encontraba contenida en la base de datos del sistema SIGGE y se transfirió a una hoja de cálculo de Excel.

Área con emanación: La información utilizada en esta etapa fue la resistencia al corte medida con la veleta miniatura y complementada con valores calculados con la ecuación 2.5, la cual es función de la medida con el torcómetro.

Para este caso, únicamente se utilizó la reportada en los 26 sondeos seleccionados dentro del dominio del campo en estudio para el estrato arcilloso, información que igualmente la mayor parte se encontraba contenida en la base de datos del sistema SIGGE.

La ecuación 2.5 permitió complementar e incrementar el número de datos de esta variable, ecuación que fue obtenida del análisis de correlación entre la veleta miniatura y el torcómetro del Campo Cantarell (Valdez, 2002).

$$S_{Vmin} = 0.79 S_t + 0.98 \quad 2.5$$

Es necesario aclarar que, por el tipo de análisis efectuado, la ecuación 2.5 corresponde a la recta de mejor ajuste entre los datos de ambas variables, cuya pendiente tiene un error o intervalo de confianza de ± 0.046 .

2.4 Evaluación estratigráfica global

2.4.1 Introducción

En el año de 1990, en el Instituto Mexicano del Petróleo, bajo el patrocinio de PEMEX, se desarrolló el primer Sistema de Información Geofísica y Geotécnica de la Sonda de Campeche (SIGGE).

El sistema se conformó por una base de datos computarizada, un archivo físico de los reportes geofísicos y geotécnicos realizados entre los años 1978 y 1990 (aproximadamente 200 estudios geotécnicos y 200 geofísicos para plataformas y 100 estudios geofísicos para ductos), un archivo en microfilme de los reportes recabados y un archivo de planos (Galván, 1990).

En aquel tiempo (1990), para conformar la base de datos, se aplicó un programa de cómputo llamado MAPPER, el cual únicamente permitía almacenar

información de tipo alfanumérica, pudiendo así introducir datos generales de plataformas y ductos, datos de tablas y gráficas de propiedades índice y mecánicas estáticas, datos de gráficas de capacidad de carga para diferentes diámetros de pilotes, etc.

En el archivo físico se almacenaron un total aproximado de 500 reportes y sus microfilmes correspondientes. El archivo de planos se conformó con un total de 84 planos en los que se vació información geofísica y geotécnica de la Sonda seccionada en cuatro partes y en los cuales se trazaron curvas de isovalores, buscando así generar una zonificación del área, tanto de propiedades índice como mecánicas y planos de secciones transversales, los cuales permitieron formular una idea de la variación de la estratificación general del área e inferir un posible arreglo de las fallas que afectaban a los suelos y, en conjunto con los estudios geofísicos, verificar que éstas nunca llegaban a la superficie del fondo marino.

Cabe mencionar que, puesto que el Sistema SIGGE cubrió toda la Sonda de Campeche, no se hizo distinción de campo petrolero alguno, por lo cual fue posible generar los planos sin interrupciones en las fronteras contiguas de cada sección.

En el año 2000, el Activo Cantarell de la Región Marina Noreste de PEMEX Exploración y Producción (PEP) solicitó al IMP una actualización del Sistema SIGGE, pero limitado a un área de 20 x 14 km. dentro del cual se encontraban la mayoría de ductos y plataformas del mismo campo. Para dicha actualización, PEMEX solicitó que se aplicara nueva tecnología y que todo el sistema fuera computarizado.

Fue así que, con base en el conocimiento adquirido en el desarrollado del primer sistema de información, el IMP propuso que el nuevo sistema SIGGE se conformara en dos secciones, una que permitiera obtener todo tipo de dato, tabla, gráfica, etc. de los reportes geofísicos y geotécnicos (Cruz *et al.*, 2000) y otra con la que fuera posible estimar información sobre los rasgos estratigráficos (espesores y tipo de suelo), ya fuera en forma puntual como sondeo o en forma de sección o perfil estratigráfico, esto a través de una interpolación geoestadística de los estratos identificados en cada sondeo geotécnico del Campo Cantarell (Núñez *et al.*, 2000 a y b).

En común acuerdo con PEMEX, se definió que la información aquí obtenida no excluía la realización de un sondeo real en el sitio interpolado, ya que tal información era únicamente inferida y aún faltaba obtener los parámetros reales de diseño y que el objetivo que tendría esta información sería el de proporcionar a PEMEX y al contratista información preliminar para inferir datos de diseño y cotización de las estructuras por construir.

2.4.2 Análisis de la información

A continuación se presenta una descripción, tanto de la información utilizada en la evaluación geoestadística, como del criterio aplicado para definir un valor de las variables aleatorias en cada interfase estratigráfica.

Aun cuando para cada sondeo se disponía de un perfil estratigráfico (dependiente del criterio del geotecnista) definido con base en una clasificación visual, al tacto y propiedades índice y granulométricas de cada suelo muestreado, para definir los límites superior e inferior de cada estrato, se estableció un criterio basado en los datos de descripción particular en cada estudio, como son consistencia o compacidad, granulometría, plasticidad, límites de Atterberg, rasgos particulares de color y olor.

Para verificar la posible continuidad de cada estrato, se confrontó cada sondeo con sus vecinos, permitiendo con esto conformar 19 mallas o fronteras de 18 estratos en un espesor total desde el lecho marino hasta 130 m de profundidad.

De la forma descrita, se definió la posición de las variables aleatorias constituyentes de las fronteras limítrofes de los estratos, así cada estrato quedó delimitado por dos superficies irregulares que, en la zona noroeste principalmente, se llegaron a unir pero nunca a cruzar, constituyendo así zonas con suelos puramente arcillosos.

Cabe hacer notar que los sondeos utilizados fueron efectuados en un período de 20 años por diferentes compañías, con diferentes criterios y tecnologías, por lo cual el criterio aplicado en el desarrollo tuvo que considerar incongruencias entre sondeos más antiguos con otros más recientes, esto de acuerdo a nuevos conocimientos, tecnologías y procesos.

Tal fue el caso de la clasificación respecto al contenido de carbonatos, cuyas variantes de cálculo en más de 20 años y falta de información, fueron tales que no fue posible incluirlo como parte del criterio, aun cuando éste sería un parámetro muy valioso que permitiría identificar con buena precisión los límites entre estratos.

Asimismo, cabe mencionar que durante el proceso de confrontación entre sondeos, se identificaron incongruencias de espesores de estratos entre grupos de sondeos, grupos cuyos límites de influencia, ahora se puede ver, estaban influidos o dependían de las fallas geológicas y por ende de las zonas definidas en la Figura 1.22.

Lo anterior permitió establecer, por lo menos en forma cualitativa, la continuidad de los estratos, aun cuando en los perfiles se vean tales incongruencias debido a que no fue posible incluir en el sistema el rumbo y echado de las fallas geológicas que afectaban el lugar.

Finalmente, con lo anterior, fue posible definir los conjuntos de datos de cada frontera y con esto efectuar la evaluación geoestadística de cada superficie o frontera como a continuación se describe.

Cabe hacer notar que, se ha estimado que la evaluación geoestadística desarrollada puede ser complementada y retroalimentada mediante la generación de sondeos virtuales obtenidos de los registros geofísicos de campo (electrónicos), ya que estos, por su gran extensión de exploración, pueden proporcionar información estratigráfica cualitativa y cuantitativa de zonas donde hay pocos o incluso no existen sondeos geotécnicos.

2.4.3 Análisis geoestadístico

Como ya es sabido, en una exploración geotécnica es imposible obtener datos en todos los puntos del medio debido a limitantes prácticas, pero sí es posible recopilar información en sitios específicos que permitan estimar los parámetros de zonas específicas. Por lo cual, es importante y fundamental aplicar un procedimiento de interpolación que permita graficar, analizar y entender un conjunto de datos representativos del medio.

Como se mencionó en el inciso 2.4.1, en el Campo Cantarell, por más de veinte años, se han realizado estudios geofísicos y geotécnicos requeridos para la instalación de plataformas y ductos marinos. Con tales estudios fue posible conformar las bases de datos utilizadas en el desarrollo de sistemas de información. Es así, como con dichas bases de datos en conjunto con la geoestadística, se conformó la primera aproximación de la configuración estratigráfica del Campo Cantarell.

La forma en que se había explotado la primera base de datos era de tipo discrecional, ya que, era la experiencia del especialista la parte fundamental del proceso y con base en su criterio se decidía la relevancia y representatividad de un sondeo para ser considerado en una interpolación.

A la fecha, tal procedimiento intuitivo se mejoró al aplicar la geoestadística, ya que, éste es un procedimiento de mayor rigor científico que contempla la participación de toda la información contenida de una sola vez. Así, haciendo uso del acelerado progreso de los sistemas de cómputo, este proceso de interpolación puede automatizarse de una manera racional y científica.

Para desarrollar el proceso de interpolación y poder definir la estratigrafía de toda la zona de Cantarell, el dominio del campo (área de 20 x 14 km) se seccionó en una retícula con cuadrados de 100 x 100 m, lo que generó una malla de 28,000 puntos de interpolación. A continuación se presenta la forma en que se aplicó la geoestadística en el proceso de interpolación.

➤ Estudio variográfico de la información:

Como se mencionó en el inciso 2.4.2, las variables de cada frontera quedaron definidas en sentido vertical por la profundidad de cada estrato respecto al nivel medio del mar y su localización en planta por sus coordenadas UTM (X, Y), generando así los dominios de cada frontera estratigráfica.

La variación espacial de cada frontera fue analizada aplicando la geoestadística mediante los programas de cómputo *Vario Win*, *GeoEas* y *Surfer*.

Así, cada campo quedó constituido en el espacio por los datos de una superficie irregular y cada uno de ellos fue analizado en forma individual, por lo que se estudiaron 19 diferentes campos. Al final, para detectar posibles aberraciones o interferencias entre los campos, se efectuó una verificación de conjunto considerando un solo campo aleatorio constituido por los 19 campos individuales.

Inicialmente se definieron y capturaron las profundidades de todos los estratos

de cada sondeo geotécnico, y con Vario Win y GeoEas, se verificaron a fin de detectar posibles errores. Con base en un análisis visual de correlación paramétrica entre sondeos contiguos, se eliminaron los sondeos que presentaban incongruencias y discrepancias, o sea con posibles errores (valores extremos y aislados en los histogramas).

Utilizando el programa Grapher se determinó la aplicabilidad de la geoestadística, es decir la estacionaridad de cada campo aleatorio.

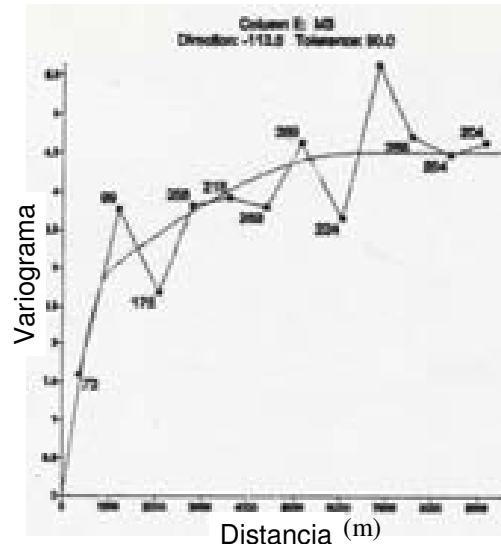


Figura 2.15 Variograma experimental y modelo de la tercera frontera estratigráfica.

El análisis variográfico se realizó con el programa Surfer y así se obtuvieron los variogramas experimentales de cada campo aleatorio, lo que permitió determinar el alcance y techo del variograma correspondiente, tal como se muestra en la Figura 2.15, donde aparece con línea quebrada el variograma experimental de la frontera tres y con línea continua el variograma ajustado o modelo exponencial obtenido.

Del análisis de los variogramas y considerando la distribución de los sondeos, se encontró que la distancia a considerar entre sondeos era de 800 metros con un alcance de 9600 metros, es decir 12 tramos de 800.

La mayoría de los estratos mostró una anisotropía de alrededor del 2% y una deriva o tendencia cuadrática, esto debido seguramente a la pendiente generalizada de los estratos de la Sonda y observada desde los perfiles estratigráficos trazados en el primer sistema SIGGE.

➤ Modelado y Validación cruzada

Para obtener un buen modelo, se tomó como punto de partida el ajuste automático que ofrece Surfer por mínimos cuadrados sobre la configuración del variograma experimental. Pero, el tipo de modelo se propuso de acuerdo al variograma experimental de cada campo aleatorio, en general se puede decir que, para generar el variograma se utilizaron modelos lineales, exponenciales, efecto pepita y gaussianos.

El simple hecho de ver la coincidencia gráfica entre el modelo y el variograma experimental, no fue suficiente para juzgar la calidad del modelo y por ende para la estimación que pudo haber sido hecha con él. Para verificarlo, se aplicó la técnica de la validación cruzada.

El proceso de proponer un modelo y después verificarlo por el método de la validación cruzada es el más largo dentro del estudio geoestadístico. Consiste en eliminar una variable o punto de los datos de entrada de cada frontera estratigráfica o campo aleatorio y posteriormente estimarlo con el modelo propuesto (Z^*). La diferencia entre el valor estimado y el valor real es el error de la estimación ($Z-Z^*$).

Lo anterior se repite en cada punto de dato o variable aleatoria de cada campo y se obtiene la varianza del error total, la cual debe ser mínima para considerar al modelo como un buen modelo estimador.

Una vez realizada la validación cruzada, se calcularon los coeficientes de correlación entre fronteras, los cuales para la mayoría de los casos fueron mayores de 0.9 y para la sumatoria de los errores entre la varianza del error se obtuvieron valores de 0.8. Así, para definir al mejor estimador posible, se aplicó el procedimiento anterior hasta observar que la variación de estos parámetros se volvía poco sensible a las variaciones del modelo.

Cabe mencionar que se consideró que el criterio del error medio no era adecuado para este caso debido a la geometría del problema y la dispersión de los sondeos, es decir este valor se ve influenciado por los errores de los sondeos más alejados, ya que a todos les otorga el mismo peso.

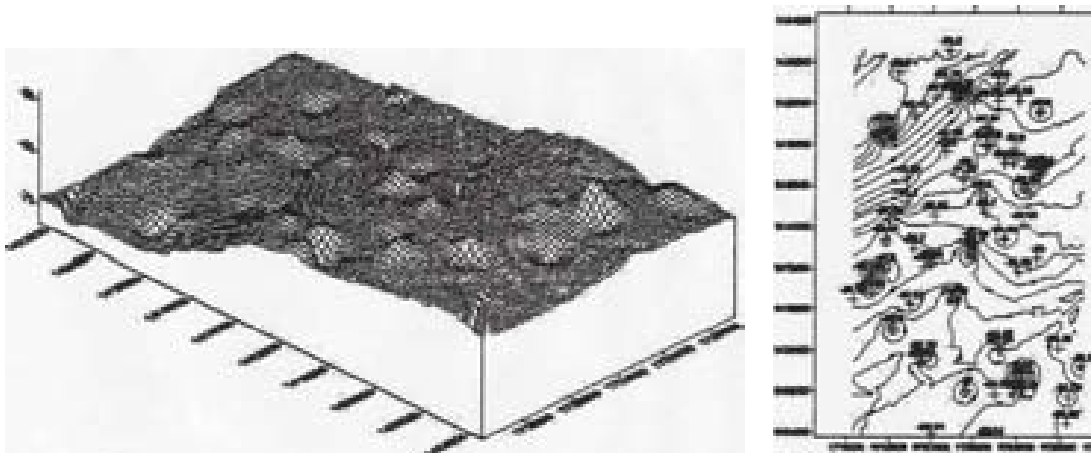


Figura 2.16 Gráfica en 3D de la tercera frontera estratigráfica interpolada y en 2D sus curvas de isovalores.

➤ Interpolación

Una vez obtenido el mejor estimador, se efectuó la interpolación aplicando el método de kriging ordinario, esto aplicando las mismas condiciones que en el variograma, o sea, aplicando el modelo establecido, la anisotropía y deriva encontrados. En la Figura 2.16 se observa en 3D una de las fronteras interpoladas y en planta, sus curvas de isovalores.

2.4.4 Estructura del sistema

Con fines de diseñar un sistema que generara la información tal como PEMEX lo requería, en forma rápida, clara y ordenada y por otro lado con la precisión intrínseca de la geoestadística desarrollada; la estructura del sistema SIGGE se apoyó en dos subsistemas de cómputo, como se muestra en el diagrama de flujo de la Figura 2.17 (Galván *et al.*, 2000).

Un subsistema fue el de Información Geográfica de ArcView y el otro el sistema denominado Geoestrat (Núñez *et al.*, 2000a), sistema que se apoya en la base de datos generada con la geoestadística descrita en el inciso anterior y en el paquete de cómputo AutoCad.

En el diagrama de la Figura 2.17 se presenta la configuración general del sistema SIGGE, donde se puede observar el diagrama de flujo del proceso apoyado en ArcView y Geoestrat.

La entrada de datos se hace a través de ArcView de manera interactiva seleccionando un reporte, un punto o un par de puntos, dependiendo de la información que se requiera, información específica de un estudio, un sondeo o un perfil virtual estratigráfico.

Respecto a la base de datos generada con la geoestadística, cuyo dominio fue definido en el plano (X, Y) y donde se localizó la retícula de interpolación, los sondeos y las variables aleatorias de cada estrato, está compuesta por la información de las 19 mallas o retículas, como la que se muestra en la Figura 2.18 y a su vez, éstas delimitan el espesor de los 18 estratos principales que conforman la estratigrafía del suelo del Campo Cantarell.

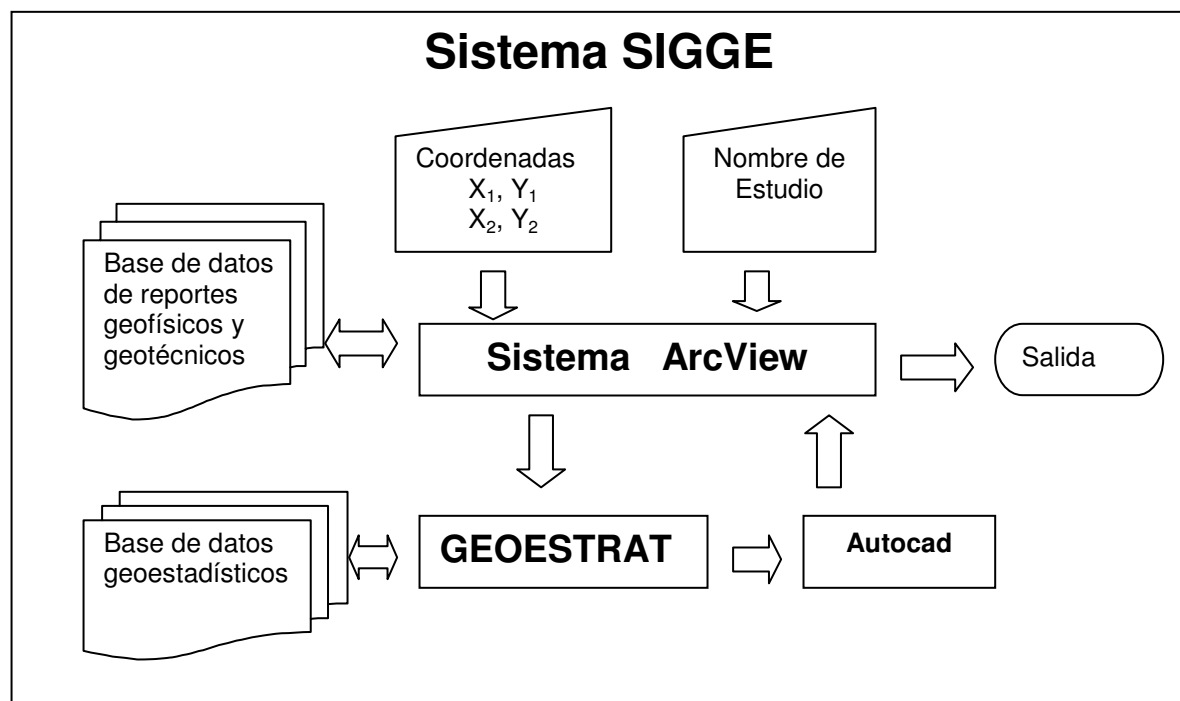


Figura 2.17 Diagrama de flujo del Sistema SIGGE-Cantarell.

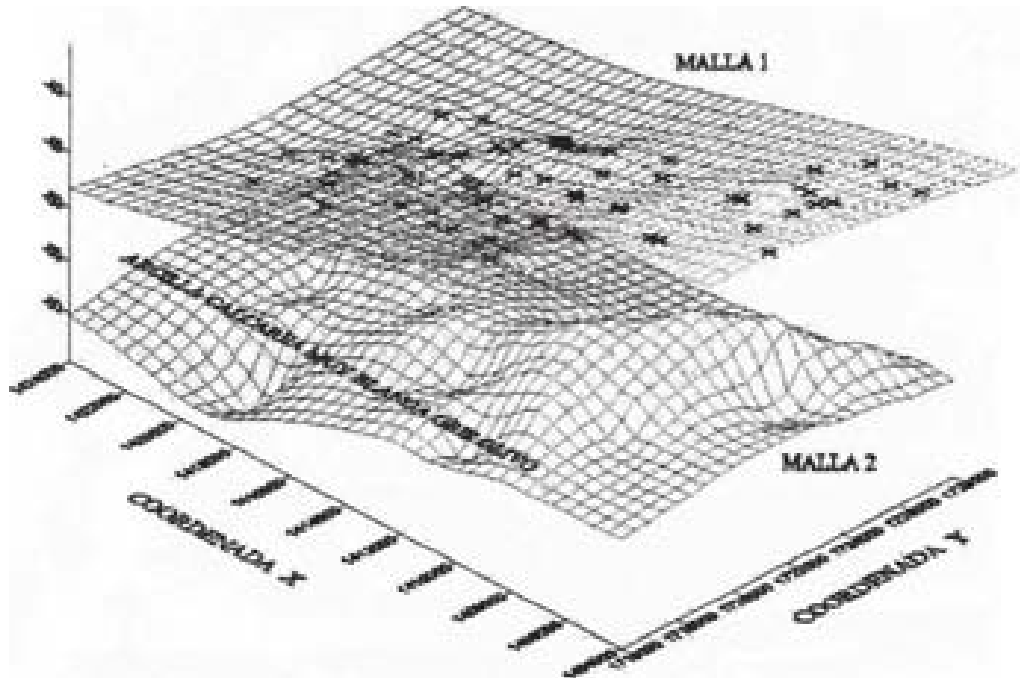


Figura 2.18 Esquema en 3D de las fronteras superior e inferior del estrato arcilloso del fondo marino.

A continuación, de Núñez *et al.* (2000a) se describen los dos sistemas principales que complementan al sistema SIGGE.

➤ Sistema Geoestrat

Para obtener un sondeo o un perfil virtual, primero ArcView genera un archivo de entrada con las coordenadas correspondientes al o los puntos seleccionados (CoordenadasArc.txt) y lo envía al sistema Geoestrat donde éste, con las coordenadas recibidas, recopila la información requerida de la base de datos geoestadísticas y aplicando el algoritmo de interpolación del inverso de la distancia, genera el archivo del sondeo o el perfil estratigráfico y lo envía al sistema Autocad quien lo grafica y lo envía nuevamente a la pantalla de salida de ArcView.

En Geoestrat, cuando se interpola por el método mencionado para un punto cualquiera (un punto de un perfil ó un sondeo), el peso asignado a los datos (valores dentro de una zona de influencia) es un número fraccionario, y la suma de todos los pesos es igual a 1.0. Cuando una observación en particular coincide con un nodo de la retícula, la distancia entre la observación y el nodo es 0.0, y a esa observación se le da el peso de 1.0 mientras que todas las demás observaciones tienen un peso de 0.0, entonces al nodo se le asigna el valor de la observación coincidente.

En este caso, la interpolación a realizar por el inverso de la distancia será una interpolación acotada puesto que las tendencias y anisotropías ya fueron consideradas con la interpolación geoestadística. Consideraremos entonces una vecindad delimitada.

Para determinar el tamaño de la zona de influencia, se probaron varios valores y se concluyó en que, una alternativa que proporcionaba buenos valores, era la distancia media de la diagonal formada dentro de un cuadrado de la retícula, es decir, la mitad de la diagonal de un cuadrado de 100*100 (Figura 2.19).

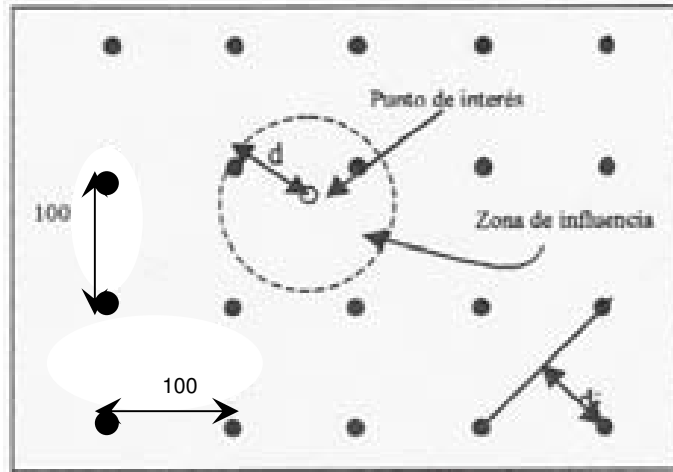


Figura 2.19 Definición de la zona de influencia para la interpolación por el inverso de la distancia.

El objeto de aplicar esta segunda interpolación por el algoritmo del inverso de la distancia, es para poder obtener datos estratigráficos en puntos intermedios de los cuadrados de 100 x 100 m en las retículas de cada frontera (Figura 2.19), esto es, en sitios donde la varianza de la estimación geoestadística se incrementa al quedar fuera de los puntos de la retícula.

Para el cálculo de la interpolación por el inverso de la distancia se aplica la ecuación 2.6:

$$Z_j = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{Z_i}{h_{ij}^\beta}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{h_{ij}^\beta}}; h_{ij} = \sqrt{d_{ij}^2 + \delta^2} \quad 2.6$$

➤ Sistema ArcView

Este es un sistema de Información geográfica (SIG) configurado con tecnología para procesamiento de información asistida por computadora y que permite la integración, manipulación y despliegue de datos espaciales y tabulares (Cruz *et al*, 2000).

El sistema tiene como referencia el procesamiento de datos relacionado con un espacio geográfico, es un modelo compuesto por un conjunto de datos espaciales y de operadores que efectúan procesos y/o consultas sobre el espacio. Este conjunto de objetos o bloques constituyen procedimientos cuya función, en forma de algoritmos abstractos, permite actualizar y procesar elementos de una estructura de datos espaciales.

Los elementos modelados en el sistema, representan el espacio bidimensional y/o tridimensional a los que se añade su localización espacial y un conjunto de atributos que pueden ser definidos cuantitativa y cualitativamente.

La información se ingresó al sistema por dos técnicas: la digitación de información alfanumérica de características relacionales que enlazan atributos cuantitativos del espacio geográfico y la cual genera en forma automatizada los planos y gráficas por medio del sistema; y la digitalización de planos y gráficas a través del escaneo directamente de los reportes escritos, lo que, por las características de resolución y falta de georreferenciación de las imágenes obtenidas, requirió del acondicionamiento y edición para su integración al sistema.

Como se comentó, el sistema maneja información de tipo alfanumérica y gráfica. La información alfanumérica fue capturada en tablas de tipo Excel, posteriormente, para su integración al Sistema dentro de la base de datos, se cambió el formato a archivos dbf,. Por otra parte, la información gráfica, que consta de imágenes y planos geofísicos, se integró en archivos electrónicos con formatos jpg y dxf.

La estructura del sistema SIG aplicado, permitió localizar sondeos en la base de datos como puntos en un mapa y al mismo tiempo como datos de una tabla de información, asignándole atributos en la tabla que se pueden consultar a través de su localización en el mapa.

Los objetivos del sistema fueron:

- Integrar en una base de datos la información geofísica y geotécnica utilizada en el diseño, instalación y evaluación de plataformas y ductos marinos recopilada en el periodo de 1978 a 1998.
- Desarrollar un Sistema de cómputo que permitiera el manejo de la información almacenada en la base de datos, tanto para su consulta técnica como ejecutiva en un ambiente geográfico rápido y eficiente.
- Actualización de las gráficas de diseño de pilotes, esto de acuerdo a sus parámetros geotécnicos de diseño y la actualización de las normas API o las particulares aplicables.
- Desarrollo de un procedimiento de interpolación que permitiera estimar información estratigráfica preliminar en sitios puntuales o secciones dentro de cualquier área del Campo Cantarell.

Para desarrollo del proceso en el sistema ArcView, una vez definido el diseño del Sistema y la base de datos, se procedió a acondicionar la información cartográfica (planos geofísicos). Durante esta actividad se realizaron los ajustes necesarios a la información contenida en la base de datos, esto con el fin de integrarla a los procesos desarrollados por el Sistema.

La automatización y conversión de datos requeridos en el sistema, se llevó a cabo mediante el almacenamiento, control de calidad y generación de la topología de todos los elementos gráficos, para así integrarse a la base de datos.

SONDEO ESTRATIGRAFICO INTERPOLADO

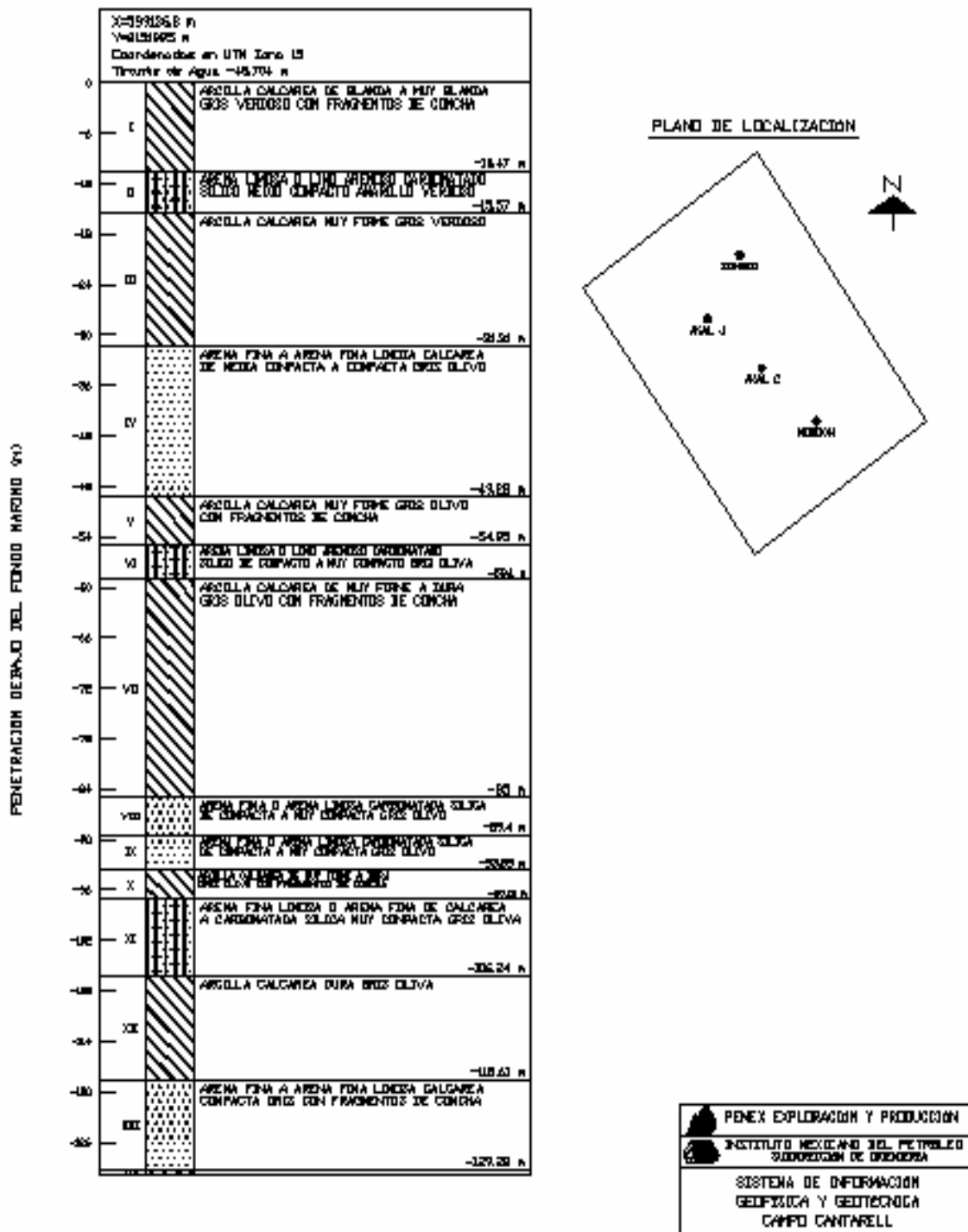


Figura 2.20 Columna estratigráfica de un sondeo virtual del Campo Cantarell obtenida con el Sistema SIGGE.

2.4.5 Presentación de resultados

En la Figura 2.17 se puede apreciar que todos los resultados son proporcionados a través del sistema ArcView, esto permitió aprovechar la pantalla de salida de dicho sistema y obtener así uniformidad en la presentación de resultados. Como se mencionó en el inciso anterior, Geoestrat efectúa la interpolación de las fronteras superior e inferior de cada estrato, proporcionando con esto columnas o perfiles estratigráficos dentro del dominio analizado, o sea en el área de 14 por 20 km. del Campo Cantarell.

En la Figura 2.20 se muestra una columna estratigráfica tal como se obtiene del sistema, en ésta se presentan: la descripción de cada estrato, el croquis de localización dentro del dominio, sus coordenadas UTM y el tirante de agua en el sitio analizado.

Dentro del croquis de localización aparecen de referencia, en forma permanente, los sitios de Akal J, Akal C y Nohoch y al noreste de estos el sitio investigado.

En el perfil se puede ver que inicia con un estrato arcilloso de 10.47 m de espesor y de acuerdo con la clasificación general dada a este estrato, se trata de una arcilla de consistencia muy blanda a blanda gris verdoso con fragmentos de concha.

En el mismo perfil, bajo el estrato arcilloso se puede ver que continúa un estrato de arena limosa carbonatada de mediana compacidad de color amarillo verdoso y con un espesor de poco más de 5 m.

Bajo estos dos estratos, que fueron los considerados en el análisis del proceso de emanación, continua una secuencia de 11 estratos intercalados (arcillosos y arenosos o arena limosos) y todos de origen calcáreo.

El último estrato que se puede ver en el mismo perfil llega hasta 129.29 m. de profundidad y corresponde a un estrato de arena fina a arena media limosa calcárea. Finalmente continúa otro pequeño estrato que ya no se distingue pero que hace que el sondeo llegue hasta 130 m. de profundidad.

Respecto a los perfiles estratigráficos generados en el mismo sistema, en la Figura 2.21 se presenta una muestra de cómo se obtienen estos y en el cual igualmente se muestra un croquis de localización respecto a los mismos sitios de Akal J, Akal C y Nohoch.

En la misma figura se presenta, en forma de tabla, la descripción de cada estrato referida al perfil en forma numeral consecutiva, las coordenadas UTM de los puntos de inicio y fin de la sección y, de la misma forma, el tirante de agua en ambos puntos.

Asimismo en el perfil se puede ver que, hasta la profundidad de 130 m, se identificaron 17 estratos, lo que implica que esta zona presenta una mayor estratificación que la explorada en el sondeo de la Figura 2.20. En el perfil igualmente, en la parte superior se ve el estrato arcilloso del fondo marino y a continuación el estrato de arena, continuando la intercalación de estratos de arcilla y arena.

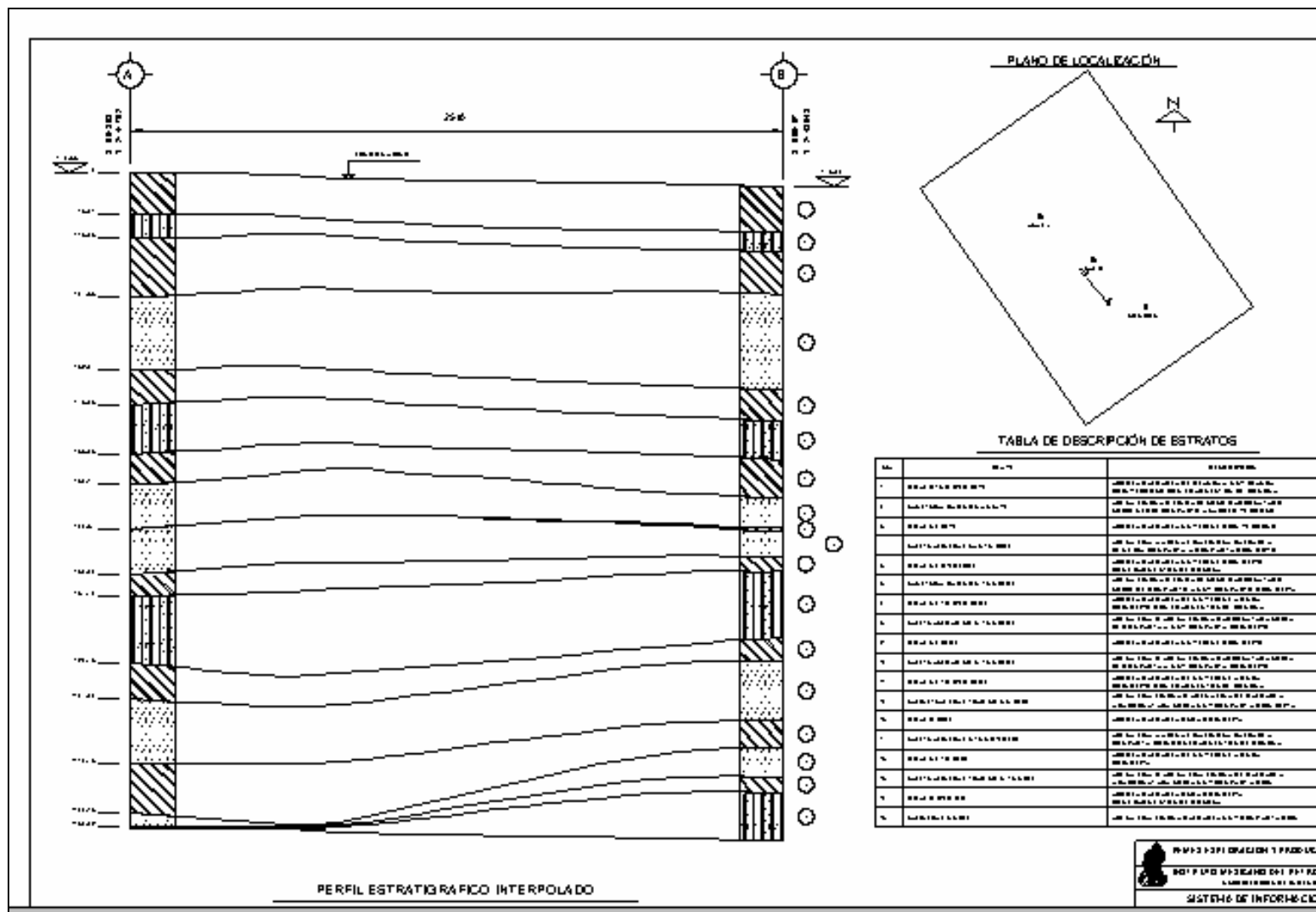


Figura 2.21 Perfil estratigráfico virtual en el Campo Cantarell obtenido con el Sistema SIGGE

Cabe hacer notar que, aun cuando el sistema fue probado y verificado ampliamente, se pueden presentar errores cuando algún punto seleccionado quede fuera o en el límite del área estudiada.

Pero también se debe considerar que, la configuración de un corte estratigráfico puede presentar irregularidades o configuraciones incongruentes cuando éste cruza una zona con fallas geológicas, esto debido a que, aun cuando en la evaluación geoestadística no se consideró una zonificación limitada por dichas fallas, en la diferencia de niveles entre estratos de cada sondeo sí se manifestó la influencia de tales fallas.

Lo anterior, se puede apreciar en la Figura 2.21, donde a su vez es posible observar la alteración de las fronteras entre estratos generada por la posible traza de las fallas geológicas.

Respecto a los resultados proporcionados por el sistema ArcView, estos son específicamente información de la base de datos de los estudios tanto geofísicos como geotécnicos. Los resultados pueden ser obtenidos en forma gráfica o de listado, de algún sitio en específico o de un grupo de sitios.

En las Figuras 2.22, 2.23 y 2.24 se muestran algunas de las pantallas que proporciona el sistema y como se ve en éstas se pueden obtener tanto datos generales de algún estudio como de resultados de análisis específicos, así como también se pueden obtener datos de ubicación de las mismas instalaciones.



Figura 2.22 Planta de localización de sondeos y despliegue de opciones de información posible de consultar.

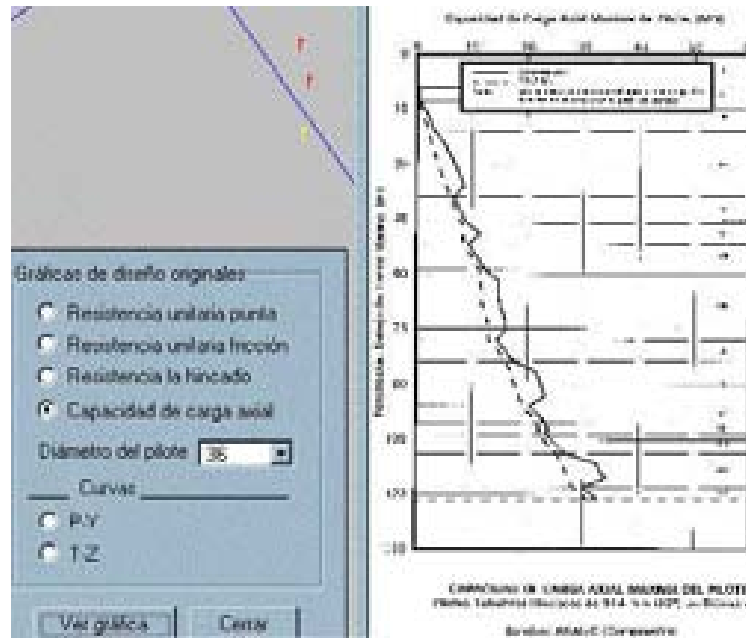


Figura 2.23 Despliegue de gráficas de diseño estático de pilotes.

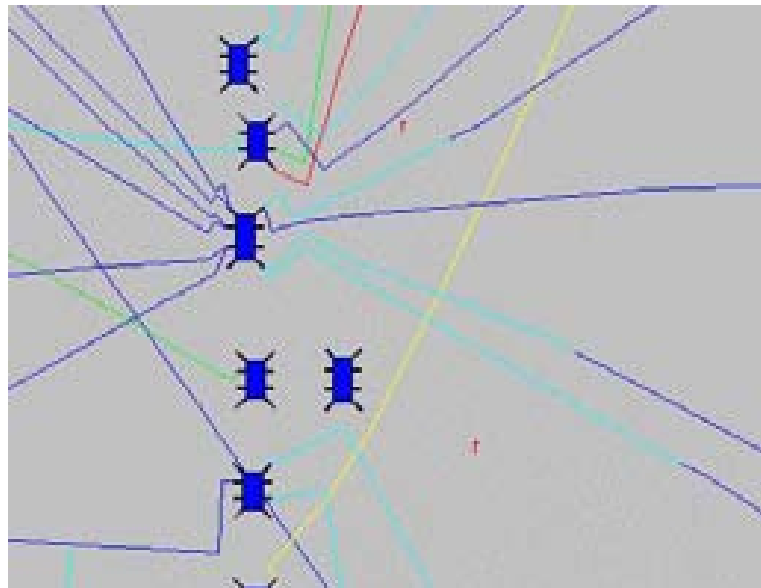


Figura 2.24 Plano de localización de un complejo de instalaciones marinas en el Campo Cantarell (plataformas y ductos).

2.5 Variación espacial del contenido de agua (w)

2.5.1 Introducción

El contenido de agua por su sencillez de determinación, su costo e información que proporciona, es la propiedad índice de mayor frecuencia en el desarrollo de toda exploración geotécnica.

Como se sabe, en los suelos finos el contenido de agua es función directa de su relación de vacíos, pero también se sabe que el proceso de consolidación o deformación del suelo es función de la relación de vacíos.

Otro aspecto importante también conocido y que se debe considerar es que, la resistencia al corte del suelo es función del contenido de agua (Hvorslev, 1936), por lo cual éste es un parámetro que permite inferir el comportamiento mecánico del suelo, tanto por deformación como por resistencia.

Por lo anterior, en el presente inciso se buscó identificar a los suelos con altos contenidos de agua o los que presentaran variaciones anómalas al mismo (suelos gaseosos).

En la exploración de los suelos marinos se puede decir que más del 90 % de estas pruebas se realizan abordo, durante la perforación, por lo cual desde entonces es posible iniciar la evaluación geostatística vertical del sitio.

Por lo anterior, como ya se comentó, esta propiedad por ser la variable más comúnmente calculada en cualquier estudio geotécnico, se sugiere que en toda evaluación geostatística ésta sea la primera variable que se analice, lo cual a su vez permitirá programar la caracterización del suelo.

2.5.2 Campo Cantarell

La primera evaluación geostatística del contenido de agua en el Campo Cantarell fue realizada por Valdez (2002). De dicha evaluación se generó un modelo que permitió analizar y graficar la variación espacial de w permitiendo así, trazar perfiles estratigráficos estimados, en los que se puso de manifiesto la heterogeneidad del campo y el trazo de las fallas geológicas que afectan a la región.

2.5.2.1 Descripción estadística

La evaluación del campo aleatorio se inició con el cálculo de los parámetros estadísticos de todos los datos que lo conforman, esto es aplicando las ecuaciones A.12 a A.15 del Anexo A en todos los datos de contenido de agua dados en los 89 sondeos, pero adicionando a estos los valores teóricos calculados de acuerdo a lo indicado en el inciso 2.3.3.

Tabla 2.2 Parámetros estadísticos de los datos de w en las dos poblaciones del Campo Cantarell.

Parámetros estadísticos	
Media	42.76 %
Mediana	36 %
Moda	25 y 79 %
Varianza de la muestra	460.45
Coefficiente de variación	50.2 %
Desviación estándar	21.46
Curtosis	2.86
Rango	121.49 %
Valor mínimo	2 %
Valor máximo	123.49 %
No. de datos	13989

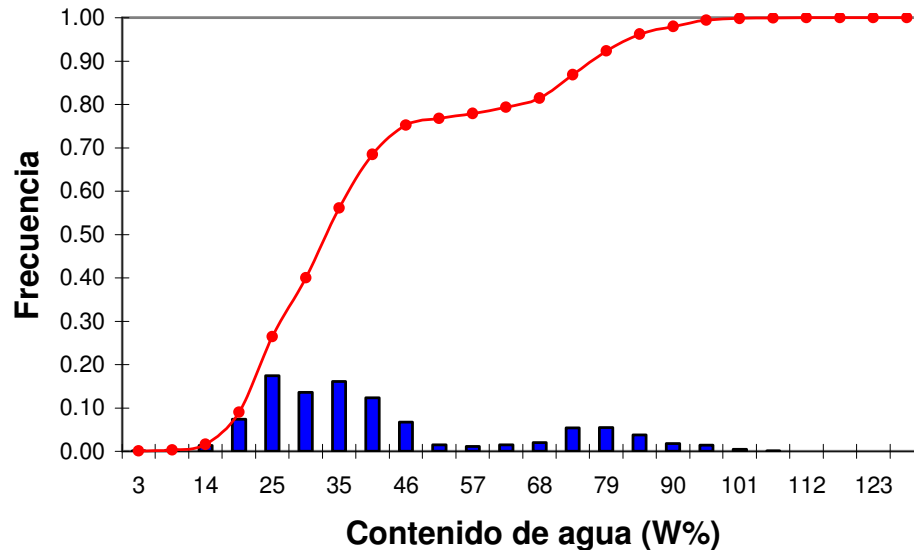


Figura 2.25 Histograma y curva de distribución de frecuencias del contenido de agua w del Campo Cantarell.

De dicho análisis se obtuvieron las medidas de tendencia central y dispersión dadas en la Tabla 2.2 y el histograma general y la curva de distribución de frecuencias acumuladas de la Figura 2.25.

Del análisis de los parámetros de tendencia central, se deduce que, tanto la media como la mediana indican que el histograma está sesgado hacia la derecha, pero la moda, la cual presenta dos valores, indica que éste es un histograma *bimodal* y que por lo tanto los datos pertenecen a dos poblaciones o medios cuyos valores provienen de distintas distribuciones.

Respecto a las medidas de dispersión, se ve que la dispersión de los datos respecto a la media es elevada, esto es la varianza es más de 10 veces mayor que la media y por ende tanto la desviación estándar como el coeficiente de variación son elevados. La curtosis (menor que tres) indica que la distribución de los datos de la variable en el histograma se encuentra muy dispersa respecto a la media y a una distribución uniforme.

Considerando ahora que la segunda población del histograma presenta contenidos de agua entre el 50 y 100%, fue posible, analizando los diagramas particulares de contenido de agua de cada sondeo, definir que dicha población correspondía al estrato blando no consolidado del fondo marino, ya que es en este estrato donde, en toda su extensión y espesor, se presentan los contenidos de agua más elevados.

Lo anterior se pudo verificar en las variaciones de contenido de agua de las gráficas de la Figura 2.26 y los análisis estadísticos de cada población como a continuación se presenta.

Para elaborar las gráficas de la Figura 2.26, se aplicó el criterio establecido en el inciso 2.3.3, lo que permitió definir la frontera de estratificación entre ambas poblaciones, esto es considerar que el 40% de contenido de agua es el valor mínimo para definir el estrato arcilloso del fondo marino.

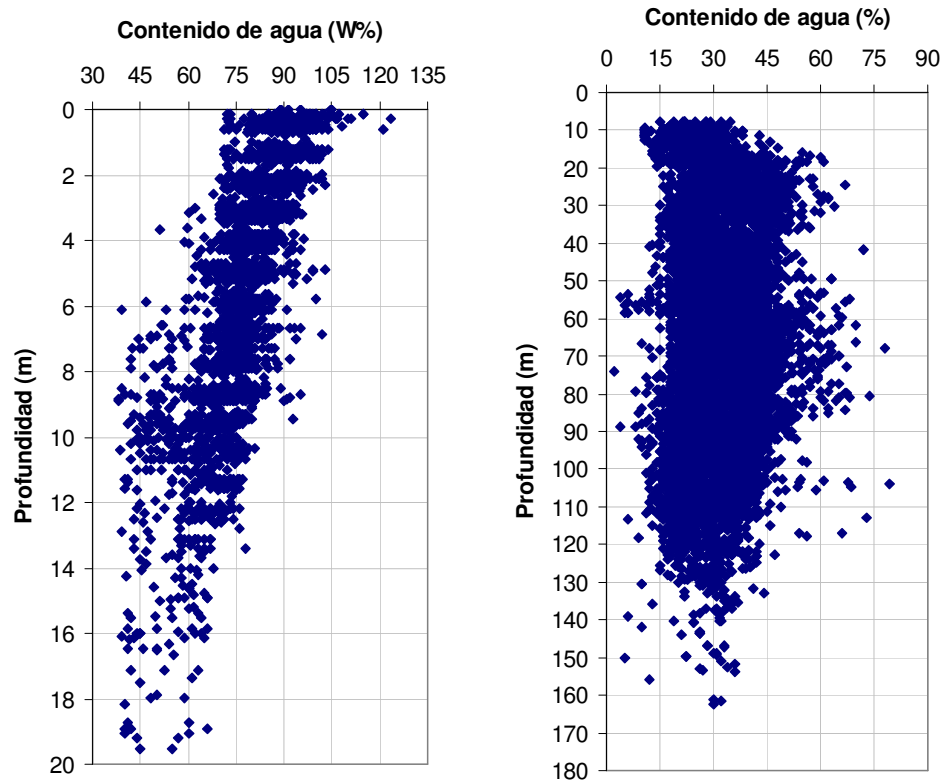


Figura 2.26 Gráficas de contenido de agua en cada una de las poblaciones obtenidas en el histograma inicial con 89 sondeos.

Definidas las poblaciones, de igual forma se efectuaron los análisis estadísticos para cada una de ellas, obteniéndose los resultados que a continuación se describen en los incisos 2.5.2.1.a y 2.5.2.1b.

2.5.2.1.a De la población en proceso de consolidación

Tabla 2.3 Parámetros estadísticos de los datos de w del estrato arcilloso del fondo marino del Campo Cantarell.

Parámetros	
Media	77.33 %
Mediana	78 %
Moda	77 %
Varianza de la muestra	132.9
Coefficiente de variación	14.9 %
Desviación estándar	11.53
Curtosis	4.18
Rango	85 %
Valor mínimo	38 %
Valor máximo	123 %
No. de datos	3270

Para el estrato arcilloso del fondo marino (único estrato en proceso de consolidación), se obtuvieron las medidas de tendencia central y dispersión

dadas en la Tabla 2.3 y el histograma y la curva de distribución de frecuencias acumuladas de la Figura 2.27.

Analizando los parámetros estadísticos obtenidos, se aprecia que, los de tendencia central los tres valores son casi iguales, lo que indica que la población tiene casi una distribución uniforme tipo gaussiana y que es posible aplicar directamente en su análisis geoestadístico la consideración de campo estacionario en sentido amplio y estadísticamente homogéneo, tal como se describe en el Anexo A.

Lo anterior también es posible apreciarlo claramente en la configuración de su histograma y su curva de distribución de frecuencias acumuladas.

Respecto a los parámetros de dispersión, se observa que son elevados, pero menores que los del análisis de las dos poblaciones en conjunto, lo cual se puede constatar con la amplitud de valores en el histograma y la curva de distribución de frecuencias, aun cuando por el valor de la curtosis, los datos tenderían a concentrarse en el valor de la media.

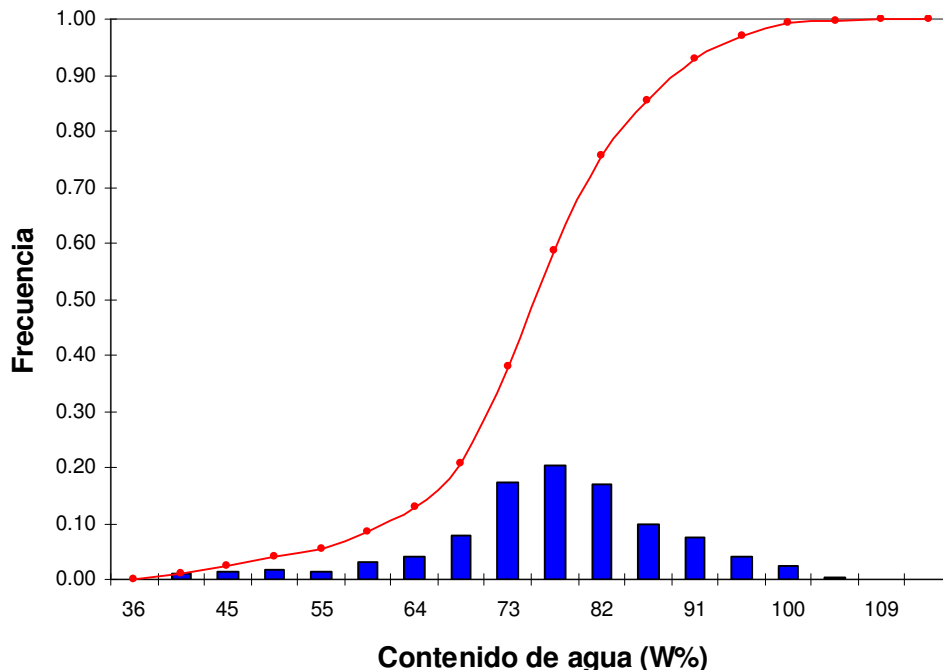


Figura 2.27 Histograma y curva de distribución de frecuencias del contenido de agua en el estrato arcilloso del Campo Cantarell.

2.5.2.1.b De la población preconsolidada.

Del análisis estadístico de la población de los estratos subyacentes, se obtuvieron las medidas de tendencia central y dispersión dadas en la Tabla 2.4 y el histograma y curva de distribución de frecuencias de la Figura 2.28.

Analizando los parámetros de tendencia central de esta población, al igual que para la población del estrato arcilloso del fondo marino, se podría considerar que, igualmente tres valores son casi iguales con un ligero sesgo hacia la

izquierda, pero aparentemente también se podría considerar tiene dos modas y que el histograma también es bimodal.

Tabla 2.4 Parámetros estadísticos de los datos de w de los estratos subyacentes al estrato arcilloso del fondo marino del Campo Cantarell.

Parámetros	
Media	32.21 %
Mediana	32 %
Moda	34 %
<i>Moda</i>	27 %
Varianza de la muestra	85.22
Coefficiente de variación	28.7 %
Desviación estándar	9.23
Curtosis	3.11
Rango	85 %
Valor mínimo	2 %
Valor máximo	79 %
No. de datos	10711

Lo anterior podría dar indicios para otra investigación, pero aquí se consideró que la población tiene una distribución casi uniforme, lo que implica que, para el análisis geoestadístico de esta población sería conveniente eliminar la tendencia y efectuar dicho análisis de la parte aleatoria, esto de acuerdo a lo indicado en el Anexo A.

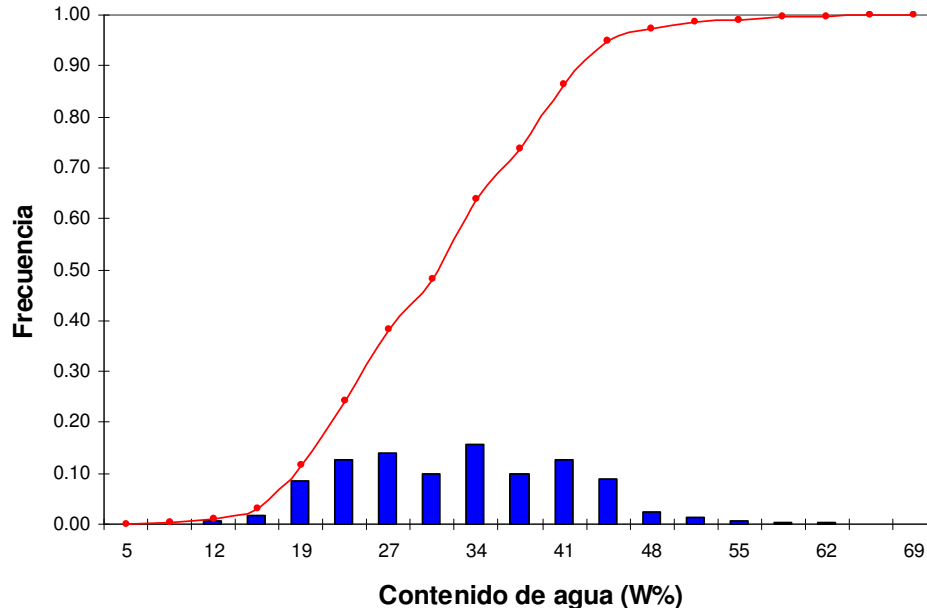


Figura 2.28 Histograma y curva de distribución de frecuencias acumuladas de w en los estratos subyacentes al estrato del fondo marino.

Asimismo, respecto a los parámetros de dispersión, se observa que también son elevados, pero menores que los del análisis de las dos poblaciones en conjunto, lo que se puede constatar con la amplitud de valores en el histograma

y la curva de distribución de frecuencias, la cual también indica que la población es menos uniforme, aun cuando por el valor de la curtosis, los datos tenderían a concentrarse en el valor de la media.

2.5.2.2 Análisis de tendencia

La tendencia de variación de w se analizó en dos formas (Valdez, 2002):

- En forma individual por población (estrato arcilloso del fondo marino y los estratos subyacentes)
- En forma integral, o sea en conjunto las dos poblaciones.

2.5.2.2.a Análisis de tendencia por población.

Para cada población, el análisis se efectuó considerando la tendencia de variación lineal a lo largo de cada sondeo, esto mediante la siguiente ecuación:

$$w\% = mZ + b \quad 2.7$$

Respecto al estrato del fondo marino, en análisis efectuado se observó que en todos los sondeos, en menor o mayor grado, el contenido de agua disminuye con la profundidad, obteniendo la mayor tendencia en el sondeo EkA con una pendiente de -6.32 (zona norte) y el menor valor (contenido de agua casi uniforme) en el sondeo NoF3 con -0.53 (zona sur), lo que da indicios de aparente mayor compresibilidad en este último. El término independiente b fluctuó entre 73.4 y 103.8.

En la Figura 2.29, se muestran las curvas de variación estimadas de las rectas de tendencia de w de cada sondeo para esta población, estimación hecha mediante la aplicación del método de kriging del programa Surfer (Anexo B). De dicha figura, se infiere que en la zona NE, con tendencias mayores, aparenta un proceso de consolidación más acelerado que en las zonas centro y SE, esto propiciado posiblemente por diferencias de permeabilidad tanto del mismo estrato como del estrato drenante inferior, pero esto no es confiable ya que tal variación se obtuvo únicamente por el incremento de tendencia de un sondeo.

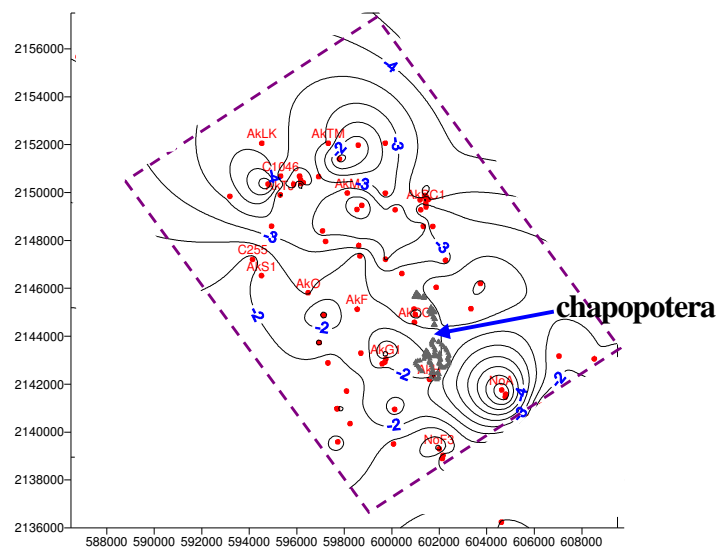


Figura 2.29 Curvas de isovalores de las tendencias del contenido de agua en el estrato del fondo marino del Campo Cantarell.

De la misma Figura 2.29, respecto a las zonas con tendencias menores, se infiere que éstas pueden estar afectadas por emanación de gas, ya que, de Sills y Wheeler (1992), se sabe que las emanaciones de gas generan una expansión del suelo ocasionando un incremento de su contenido de agua y por ende una alteración en el proceso de consolidación y resistencia del suelo.

Respecto a los estratos subyacentes (segunda población), en el análisis de variación de la tendencia de w con la profundidad (Valdez, 2002) se encontraron dos procesos, uno con tendencia a disminuir y otro con tendencia a aumentar.

En la Figura 2.30 se muestran las curvas de variación de las tendencias de w en los estratos subyacentes del Campo Cantarell, la zona **A** corresponde al área donde w aumenta con la profundidad y la **B** donde ésta disminuye; asimismo en la figura se muestran los sondeos utilizados, las fallas geológicas y el área de la chapopotera.

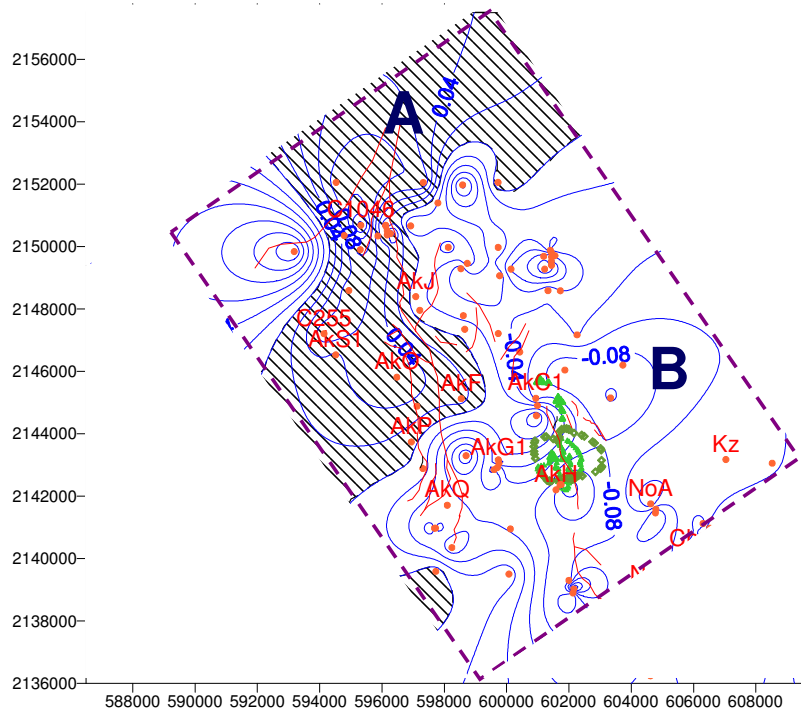


Figura 2.30 Curvas de isovalores de las tendencias del contenido de agua en los estratos subyacentes del Campo Cantarell.

Correlacionando la figura anterior con la Figura 1.22, es posible observar que al norte la zona con emanación de hidrocarburos coincide con la zona **A** de tendencia positiva, lo cual denota que posiblemente estos estén correlacionados y el gas esté propiciando el incremento de w y por ende afectando la resistencia al corte del suelo y su proceso de consolidación (Sills y Wheeler, 1992; Poulos, 1988).

Asimismo, correlacionando ahora la Figura 2.30 con la 1.24, se ve que la zona **A** queda localizada sobre el graben de las zonas IV y V. Lo mismo ocurrió con el sitio de la chapopotera que se localiza sobre el graben de la zona I.

Una observación importante respecto al incremento del contenido de agua por efecto de la emanación de hidrocarburos, es el hecho de que en la misma Figura 2.30, se puede ver como las *fallas geológicas se localizan en forma paralela y bajo la zona A* lo que incrementa la posibilidad de existencia de los suelos gaseosos profundos.

La inferencia de reducción de la resistencia al corte y por ende de la reducción de capacidad de carga de los pilotes con el tiempo, el cual se puede estar presentando por efecto del incremento de w , puede continuarse investigando en conjunto con el Instituto Geotécnico de Noruega (NGI), ya que a la fecha (agosto de 2008) dicho Instituto tiene en proceso un proyecto para analizar la variación de la capacidad de carga de los pilotes con el tiempo.

2.5.2.2.b Análisis del campo completo

En la figura 2.31 se presentan los diagramas de tendencia posibles de ocurrir al conjuntar ambas poblaciones en el campo aleatorio completo, la opción A corresponde a la zona **A** de la Figura 2.30, donde w se incrementa en los estratos subyacentes. La opción B corresponde a la zona **B** donde w disminuye y cuyo comportamiento se puede considerar como normal.

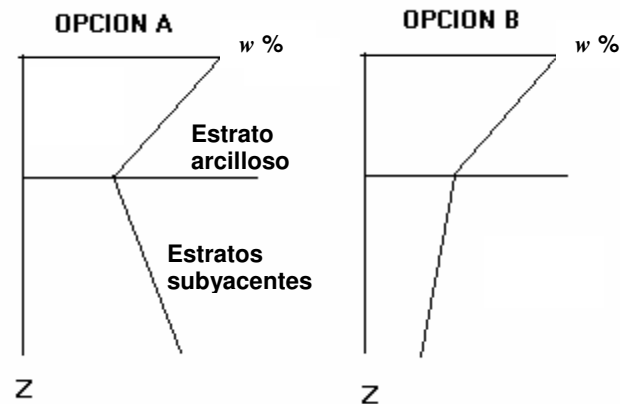


Figura 2.31 Diagramas de tendencia de variación del contenido de agua con la profundidad del estrato arcilloso y los subyacentes (Valdez, 2002).

Respecto al análisis de variación de la tendencia de w en ambas poblaciones, éste se requirió para efectuar el análisis estructural de la variable y definir así los parámetros requeridos en los procesos de estimación y simulación del campo.

El análisis de tendencia de w se efectuó mediante la aplicación del programa SAAG (Dávalos *et al*, 2001, Anexo B), de donde se definió la ecuación del hiperplano del campo en estudio (ec. 2.8), a partir de la cual se definieron las partes aleatoria y determinista del mismo.

$$w\% = -0.0003x + 2.532y - 0.349z + 244.41 \quad 2.8$$

Esta ecuación fue la de mejor ajuste para el hiperplano, donde las variables x y y corresponden a las coordenadas UTM de los sondeos y la z , para este caso, a la media del contenido de agua en cada sondeo.

2.5.2.3 Análisis estructural

El análisis estructural, al igual que en el proceso anterior, se efectuó en dos etapas, la primera obteniendo los modelos de correlación vertical de cada población y la segunda obteniendo los modelos horizontal y vertical del campo aleatorio completo (todos los estratos), posteriormente estos últimos modelos fueron utilizados para estimar y simular la variabilidad espacial de todo el campo aleatorio y así obtener los perfiles o cortes del mismo.

2.5.2.3.a Análisis de cada población

En la primera etapa, para la población del estrato del fondo marino se calcularon las funciones de autocorrelación de cada sondeo, de las cuales en la Figura 2.32 se muestran algunas de ellas.

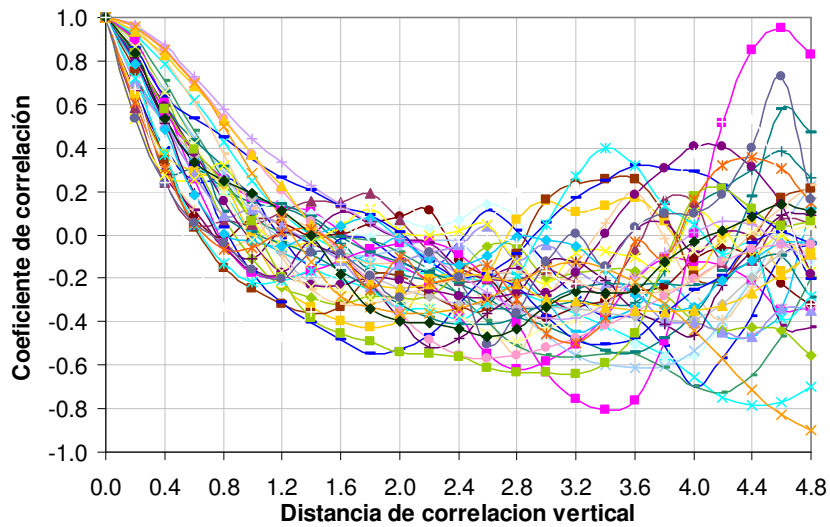


Figura 2.32 Funciones de autocorrelación de 40 sondeos del estrato arcilloso del Campo Cantarell.

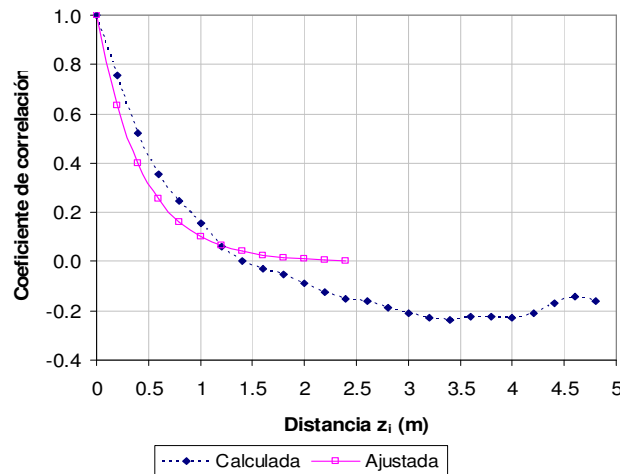


Figura 2.33 Media de la función de autocorrelación vertical de w de todos los sondeos del estrato arcilloso del Campo Cantarell y su curva ajustada.

A continuación se obtuvieron las curvas ajustadas tipo exponencial de los 89 sondeos y sus correspondientes distancias de influencia (Valdez, 2002), en la Figura 2.33 se muestran, la curva de autocorrelación media de las 89 funciones calculadas y su curva ajustada tipo exponencial (ec. 2.9). La distancia de influencia para la curva ajustada (ec. 2.10) fue de 0.88 m.

El modelo de variación vertical de la parte aleatoria de w para esta población estará dado por la ecuación 2.9.

$$\rho_a = e^{-\left(\frac{z_i}{a}\right)} = e^{-\left(\frac{\sum \ln \rho_c}{\sum z_i}\right) z_i} = e^{\beta_v z_i} = e^{-2.282 z_i} \quad 2.9$$

donde:

$$\text{distancia de influencia} = a = \frac{\sum z_i}{\sum \ln \rho_c} \quad 2.10$$

A continuación, puesto que las distancias de influencia permiten delimitar zonas o subgrupos de distancias similares, en la Figura 2.34, aplicando el método de kriging del programa Surfer, se trazaron las curvas de variación de las distancias de influencia en cada sondeo. En dicha gráfica, se aprecia que, en la zona centro en dirección NW-SE, tales distancias tienden a incrementarse y ser mayores que la de la curva ajustada de la función de autocorrelación media (0.88 m) indicando así que en dicha zona existe una dependencia lineal mayor entre las variables de w , la zona más errática es la suroeste por falta de información.

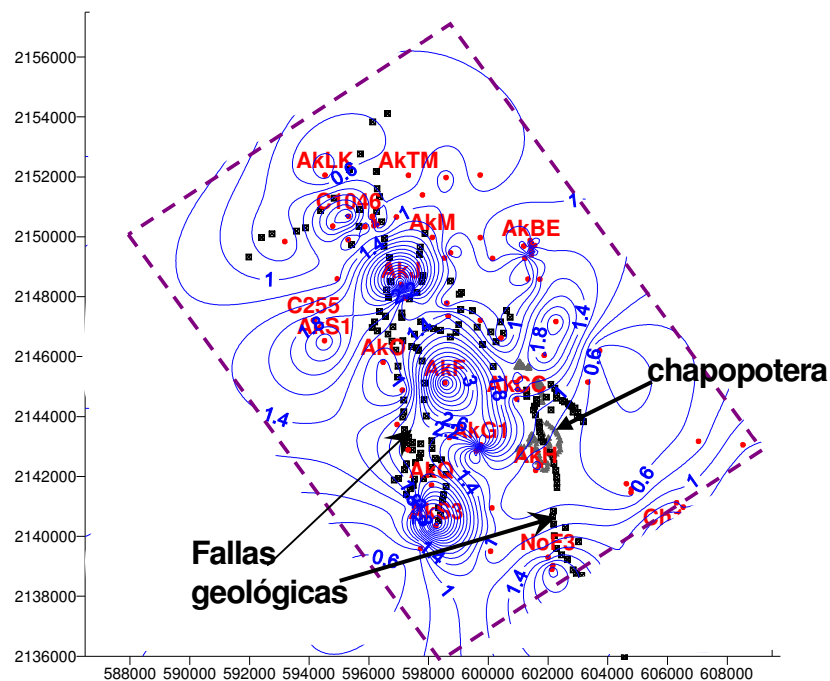


Figura 2.34 Curvas de isovalores de las distancias de influencia vertical en el estrato arcilloso del Campo Cantarell.

Para la segunda población igualmente se calcularon las funciones de autocorrelación de cada sondeo y se graficaron como se muestran en las Figuras 2.35 *a*, *b* y *c*. Estas curvas, a diferencia de las curvas del estrato del fondo marino, presentan ciclos de correlación, los cuales son ocasionados por la estratificación de los suelos que cruza cada sondeo y la regularidad y uniformidad de sus ciclos dependerán del espesor y regularidad de la estratigrafía del suelo.

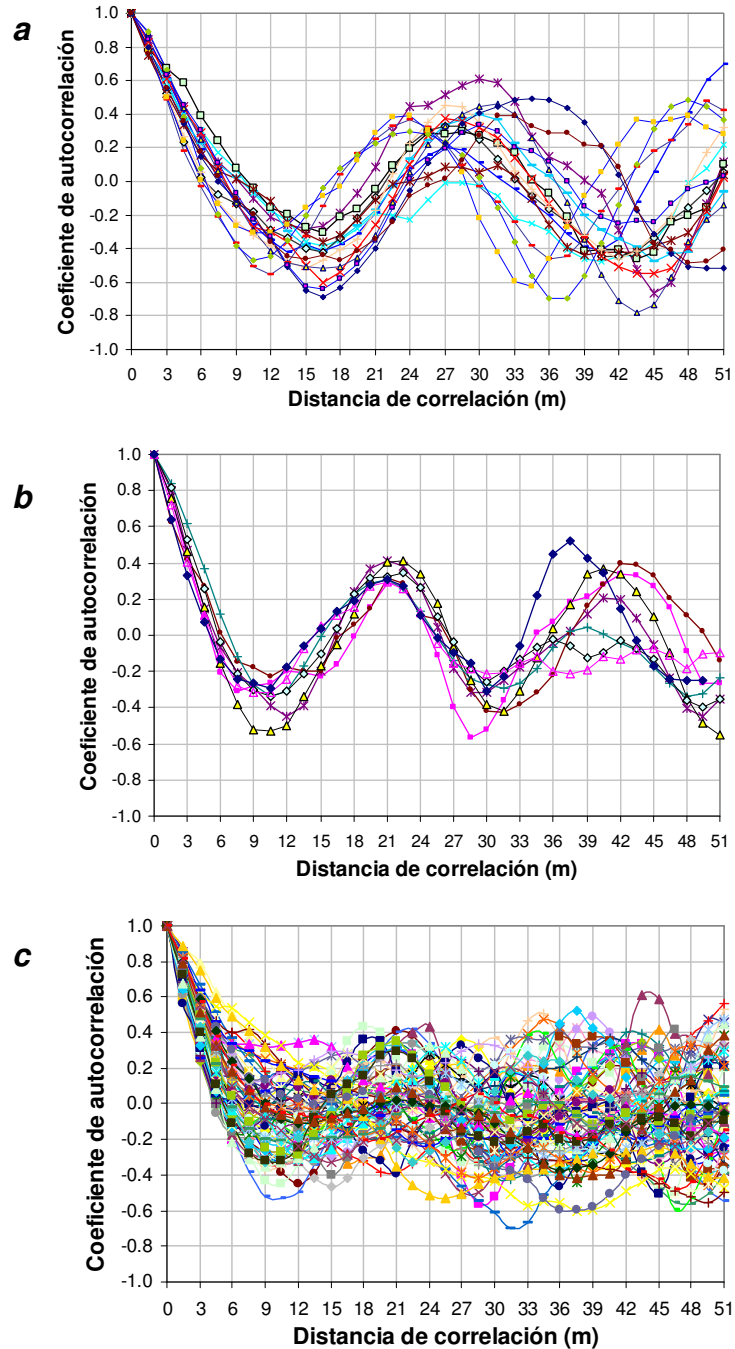


Figura 2.35 Funciones de autocorrelación de los estratos subyacentes al estrato del fondo marino del Campo Cantarell.

Se puede considerar que, de acuerdo a las gráficas de las figuras *a* y *b* los suelos de esas zonas presentan una determinada uniformidad estratigráfica a diferencia de los de la figura *c*, que son la mayoría y en los cuales no se distinguen similitudes que den indicios de su posible estratificación.

Para analizar la distribución de las gráficas de la Figura 2.35, éstas se clasificaron y agruparon por su similitud en 10 grupos, asignándole a cada sondeo un número de grupo y aplicando nuevamente el método de kriging del programa Surfer, se trazaron las curvas de variación por grupos, de donde fue factible distinguir la ubicación de cada grupo y generar la zonificación mostrada en la Figura 2.36.

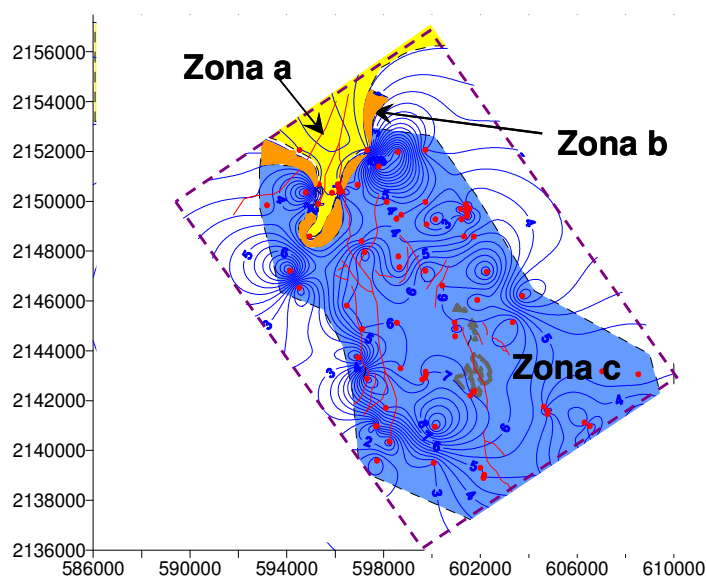


Figura 2.36 Zonificación de la erraticidad estratigráfica del Campo Cantarell definida por las curvas de autocorrelación.

Como resultado de este análisis, se puede considerar que la erraticidad estratigráfica ocurre en dirección NW-SE, disminuyendo hacia el norte, como queda constatado en la Figura 2.36. Del análisis efectuado, en la zona *c* se ubican los grupos de curvas 3 a 10, que corresponden a las gráficas de la Figura 2.35 *c* y de donde se deduce que entre ellas no existe correlación alguna, confirmando así la erraticidad estratigráfica de la zona.

A continuación en la Figura 2.36 sigue una zona dada por las curvas del grupo 2 con menor erraticidad y que corresponden con la Figura 2.35 *b*, la cual puesto que divide a las zonas *a* y *c*, se puede considerar como de transición, teniendo así a la zona con las curvas del grupo uno al NW como la zona con estratigrafía más uniforme (Figura 2.35 *a*).

Este hecho de erraticidad en la zona *c* está asociado al proceso de depositación que se genera de la costa hacia el mar y fue identificado con anterioridad en el primer Sistema SIGGE de la Sonda de Campeche (Galván et al, 1990).

Por lo anterior se podría concluir que en la zona *c*, la mayor intercalación entre estratos de arena y arcilla, *ha favorecido el flujo de gas y crudo y por ende propiciado la generación de la chapopotera de la zona.*

Para definir el modelo de variación vertical de esta población, al igual que en el estrato del fondo marino, con las funciones de autocorrelación de los 89 sondeos se obtuvo la curva media y su curva ajustada tipo exponencial (ec. 2.11 y Figura 2.37), así como su distancia de influencia que fue de 4.36 m.

Cabe aclarar que, para este análisis particular de variación de w en los estratos subyacentes, la curva exponencial de la ec. 2.11 representa el modelo de variación vertical de la parte aleatoria de esta población.

$$\rho_a = e^{\beta_v Z_i} = e^{-0.458 Z_i} \quad 2.11$$

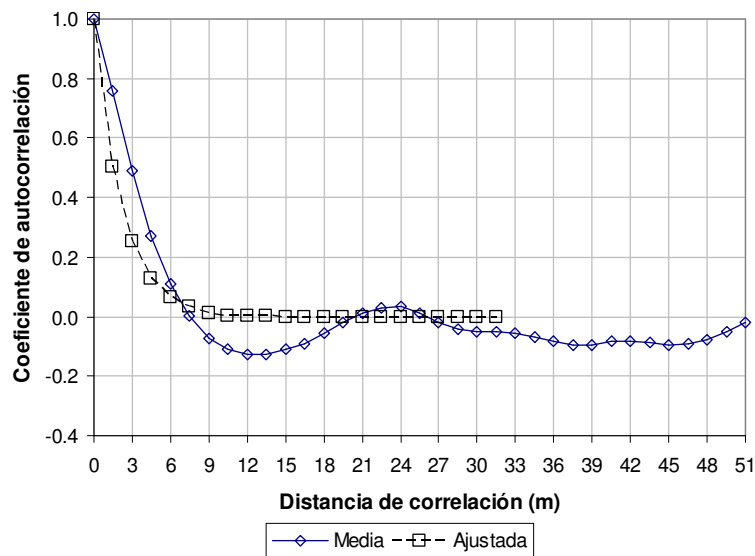


Figura 2.37 Gráfica de la media de las funciones de autocorrelación vertical de los 89 sondeos en los estratos subyacentes y su función ajustada

A continuación, aplicando nuevamente el método de kriging, se trazaron las curvas de variación de las distancias de influencia de los estratos subyacentes mostradas en la Figura 2.38, de las cuales, al igual que para el estrato arcilloso, se ve que en toda la zona (en dirección NW-SE) la distancia de influencia es mayor que la de la curva ajustada de la función de autocorrelación media (4.36 m) indicando esto que, en dicha zona existe una dependencia lineal mayor entre los valores de w .

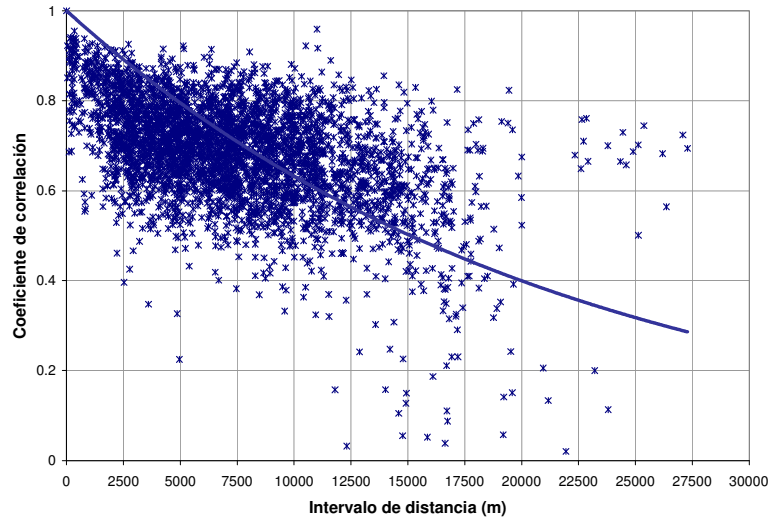


Figura 2.40 Coeficientes de correlación cruzada entre los 89 sondeos y su curva exponencial ajustada

Para el modelo horizontal, con el mismo programa SAAG, se efectuó una correlación cruzada entre todos los sondeos, obteniendo los coeficientes de correlación graficados en la Figura 2.40, posteriormente se obtuvo su curva de ajuste tipo exponencial dado por la ecuación 2.13 y obteniendo finalmente el parámetro β_H requerido en el proceso de estimación.

$$\rho_a = e^{\beta_H Z_i} = e^{-5.060025E-05 Z_i} \quad 2.13$$

2.5.2.4 Estimación

El proceso de estimación se efectuó mediante el programa SAAG (Dávalos, 2001), en el cual se aplicaron los parámetros obtenidos en el análisis estructural anterior (β_V y β_H) y se desarrolló la estimación de variación espacial de w .

Para analizar y mostrar los resultados obtenidos, sobre el área del dominio de 14 por 20 km., se trazaron ocho secciones identificadas de la A a la H con rumbo NE-SW, espaciadas a cada 2.5 km. y longitud de 13 km., delimitando así un área de 13 por 17.5 km. (Valdez, 2002). Aquí se presentan únicamente las secciones marcadas en la Figura 2.41.

En la estimación, inicialmente se ingresaron al programa los parámetros de los modelos de correlación horizontal y vertical (β_V y β_H), a continuación, para cada sección, se le indicaron los sondeos y la varianza a considerar en el cálculo de cada perfil.

Aplicando el método de *kriging ordinario* en cada sección transversal, se estimaron los perfiles de variación de w en un espesor desde el fondo marino hasta 100 m de profundidad, esto aun cuando se tenían sondeos más profundos, pero hasta dicha profundidad se tenía información de todos los sondeos.

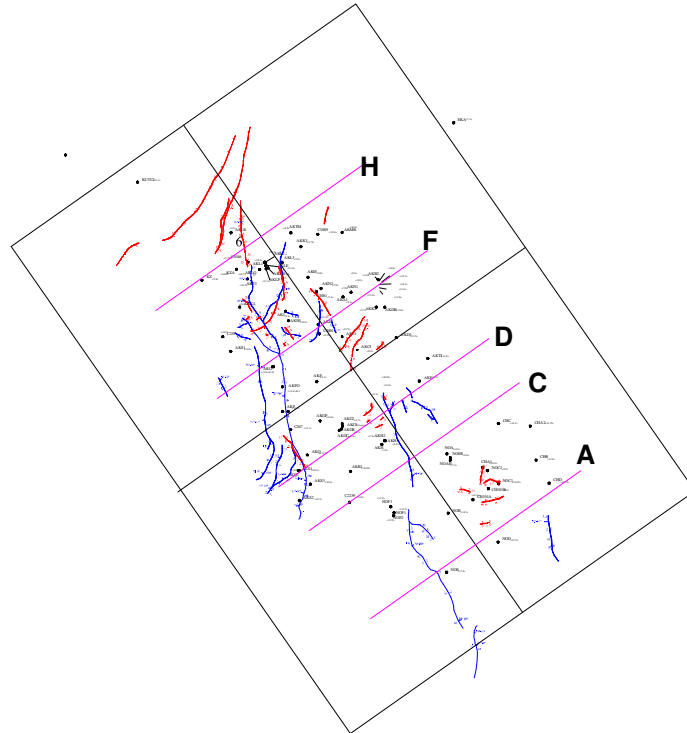


Figura 2.41 Localización de las secciones estimadas del análisis de variación espacial de w en el Campo Cantarell.

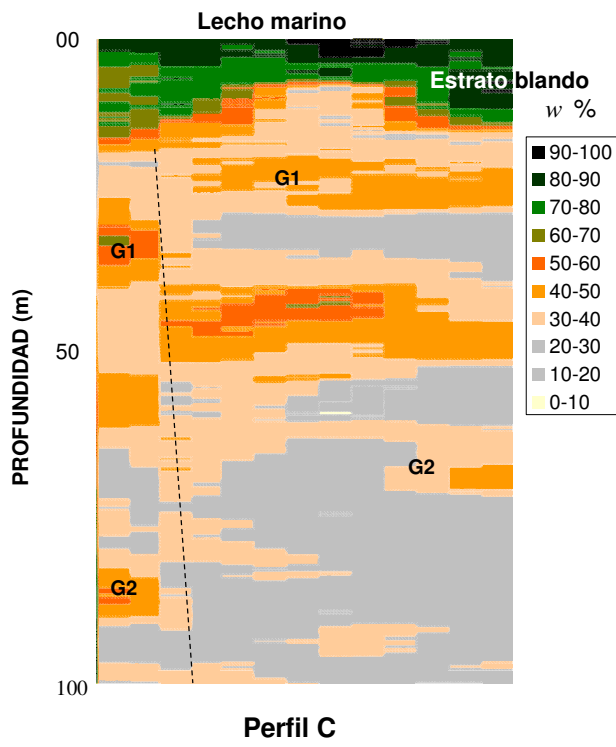
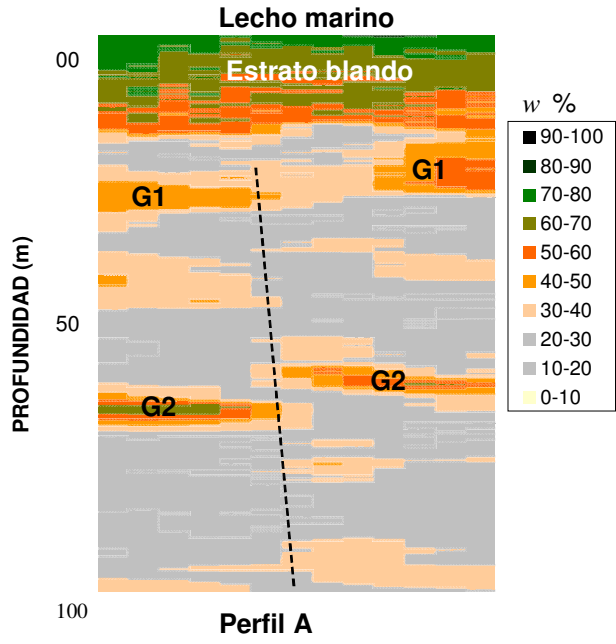
Como es obvio, y puesto que la traza de los perfiles estimados fue en línea recta, no fue posible efectuar los perfiles sobre sondeos o sitios con información real, por lo cual, para obtener perfiles de acuerdo a las condiciones naturales de cada sitio, los sondeos a considerar en el cálculo de cada perfil se seleccionaron de acuerdo a los siguientes criterios:

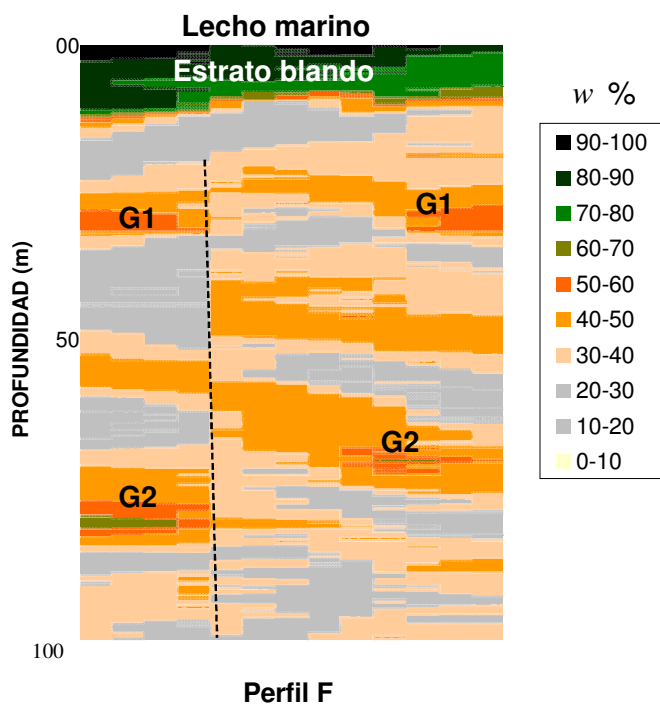
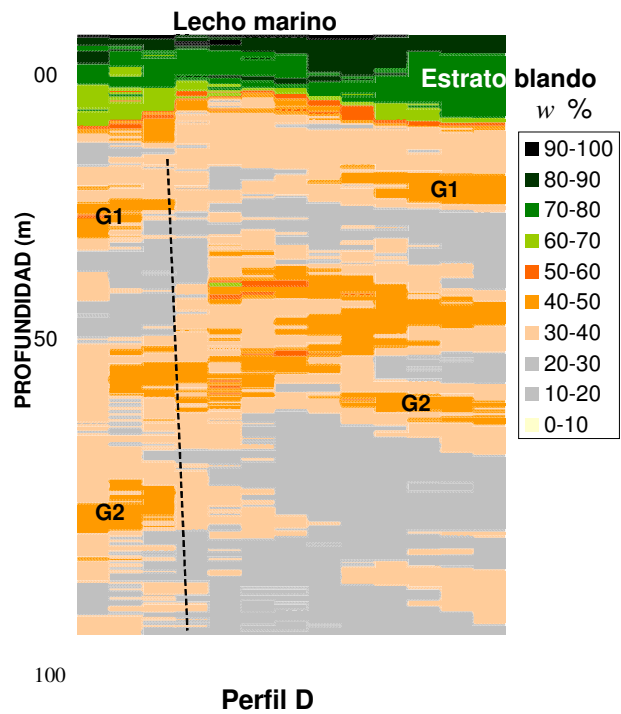
- Delimitación de la zona de acuerdo a la geología y análisis geoestadístico del sondeo.
- Elevación del brocal del sondeo respecto al perfil y los otros sondeos.

En este caso, para inferir la posible zona de influencia de cada sondeo se consideraron los rasgos geológicos de acuerdo a la ubicación, la tendencia de variación de w con la profundidad (si aumenta o disminuye) y la estadística y función de autocorrelación del sondeo.

Respecto a la variación de nivel en los perfiles, se supuso que estos se pueden interpretar en forma discreta por no presentar variaciones importantes de pendiente, ya que los perfiles se realizaron en la dirección NE-SW (casi paralelos a las curvas batimétricas).

Con base en lo anterior, en la Figura 2.42 se muestran los perfiles de las cinco secciones marcadas en la Figura 2.41, en los cuales, dada la variación de w , es posible inferir las discontinuidades y continuidades estratigráficas y considerar a estos como perfiles estratigráficos del suelo.





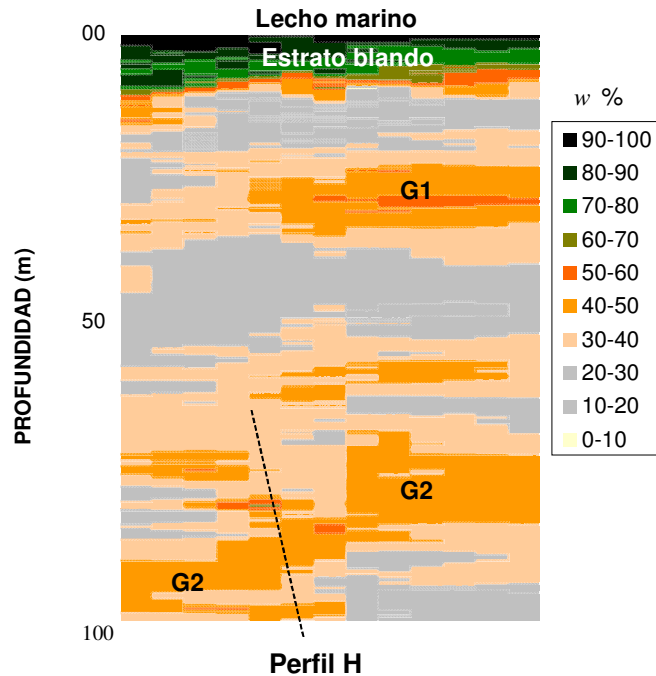
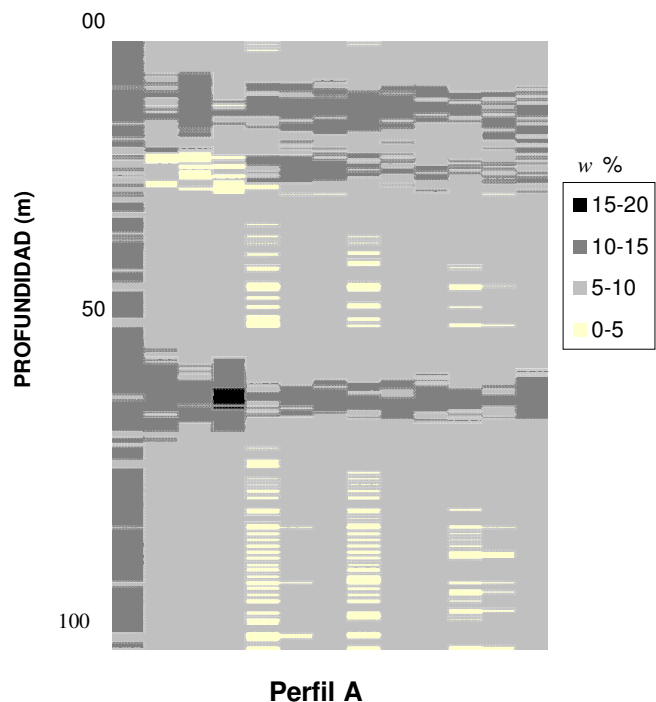
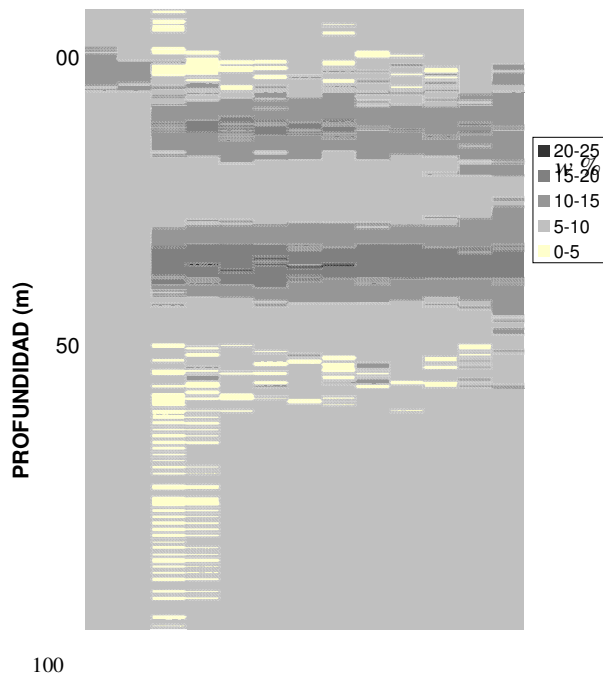


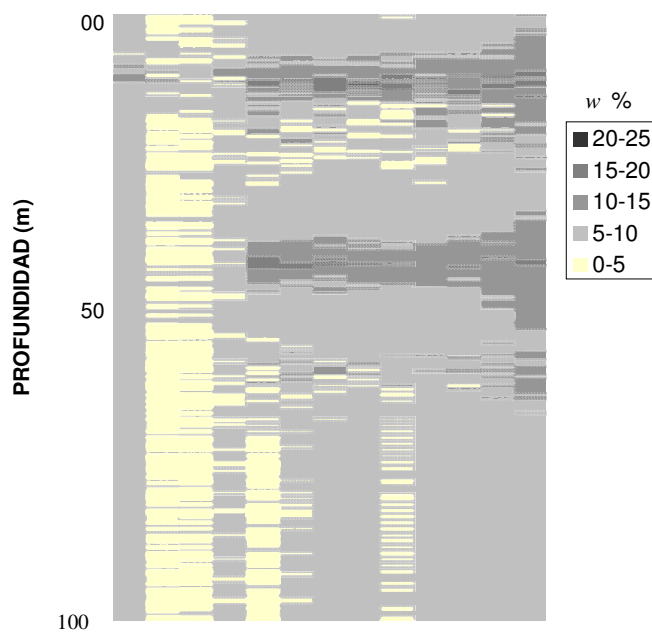
Figura 2.42 Secciones estimadas de la variación espacial de w en el Campo Cantarell. Cabe mencionar que, del análisis de estimación efectuado se tuvo un error de incertidumbre medio del 21.35 %.

A continuación, en la Figura 2.43 se muestran los perfiles de variación de la desviación estándar de las mismas secciones, parámetro que permite verificar el grado de dispersión y de posible veracidad de la estimación realizada.





Perfil C



Perfil D

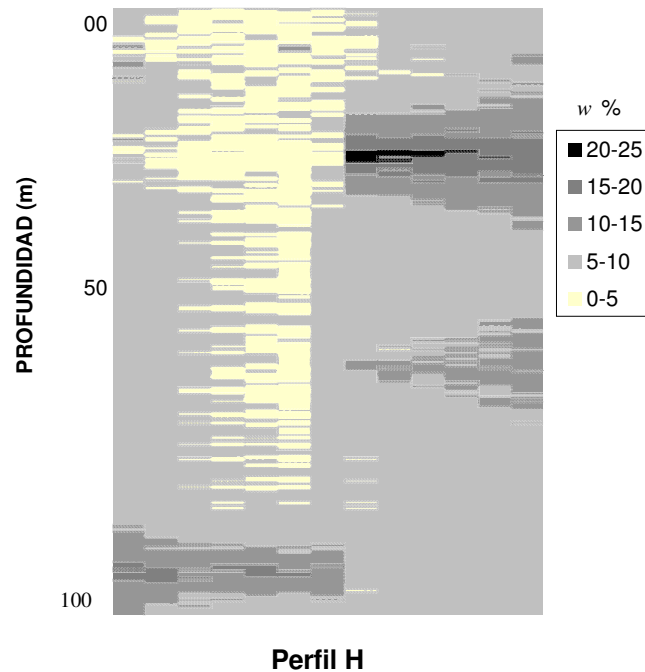
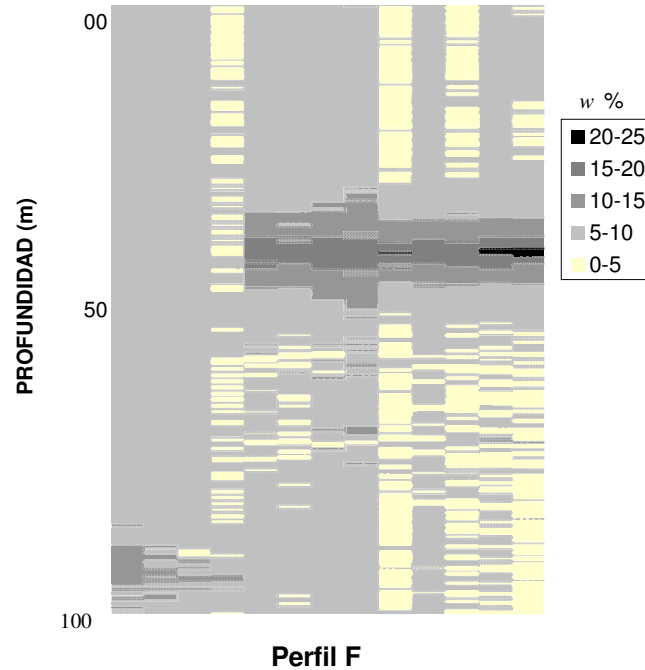


Figura 2.43 Perfiles de variación de la desviación estándar en las cinco secciones estimadas (A, C, D, F y H) en el Campo Cantarell.

Del análisis de estos perfiles, se pudo identificar que algunos estratos se presentan en casi todos los perfiles, pero con variaciones en su profundidad, denotando así una continuidad estratigráfica en casi toda la zona, tales estratos son los siguientes:

- Estrato superficial que constituye al estrato del fondo marino ($w > 40\%$)

- Estrato de arena limosa ($w = 20-30\%$)
- Estrato de arcilla firme ($w = 30-40\%$)
- Dos estratos de arcilla de consistencia media a firme, uno entre 25 y 35 m de profundidad ($w = 40-60\%$) (G1), el otro entre 60 y 70 m de profundidad ($w = 40-70\%$) (G2), ambos aparecieron en la mayoría de los perfiles y sirvieron de referencia para identificar discontinuidades estratigráficas causadas por fallas geológicas.
- Otros estratos arenosos los cuales desaparecen hacia el NW (de A a H) e incrementando el espesor o apareciendo nuevos estratos arcillosos, tal como se identificó en primer sistema SIGGE de al Sonda de Campeche (Galván, 1990).

Adicionalmente, se observó que, en algunas ocasiones, el estrato de arcilla firme ($w = 30-40\%$) se intercala con un estrato de arena carbonatada color gris (con $w < 30\%$)

En los mismos perfiles, también se observó que, el sistema de fallamiento local fue ocasionado por los movimientos de los horsts y grabens ocurridos en la parte central, como se muestran en la Figura 1.22, propiciando con esto la aparición de una o incluso hasta dos o tres fallas inversas, fallas que en algunos estudios se ha inferido, llegan hasta los yacimientos de hidrocarburos (Galván *et al.*, 1998) y a través de las cuales ocurre la emanación de éstos.

Cabe señalar que sobre algunas de estas fallas, de acuerdo a los estudios geofísicos, existe un depósito aproximado de 20 m de suelos, lo cual da indicios de que durante varios cientos de años éstas se han mantenido inactivas o por lo menos su movimiento no ha sido suficiente para fracturar dicha capa, pero si para permitir la continua emanación de hidrocarburos.

Siguiendo con el análisis de los perfiles obtenidos, se pudo observar que, en el estrato arcilloso del fondo marino, el perfil A es el único en el que no se tienen contenidos de agua superiores al 85% y conforme avanzan hacia H en la zona centro van aumentando, teniendo los mayores porcentajes ($w > 95\%$) de C a H.

Lo anterior fue posible verificarlo al estimar la variación del valor medio de w como se muestra en la Figura 2.44, donde se ve como el contenido de agua se incrementa al centro del área del sureste al noroeste y con valores no confiables en los límites por falta de información, lo que implica que posiblemente el proceso de consolidación de dicho estrato está siendo afectado por la emanación de hidrocarburos en la misma dirección donde se ubican las fallas geológicas.

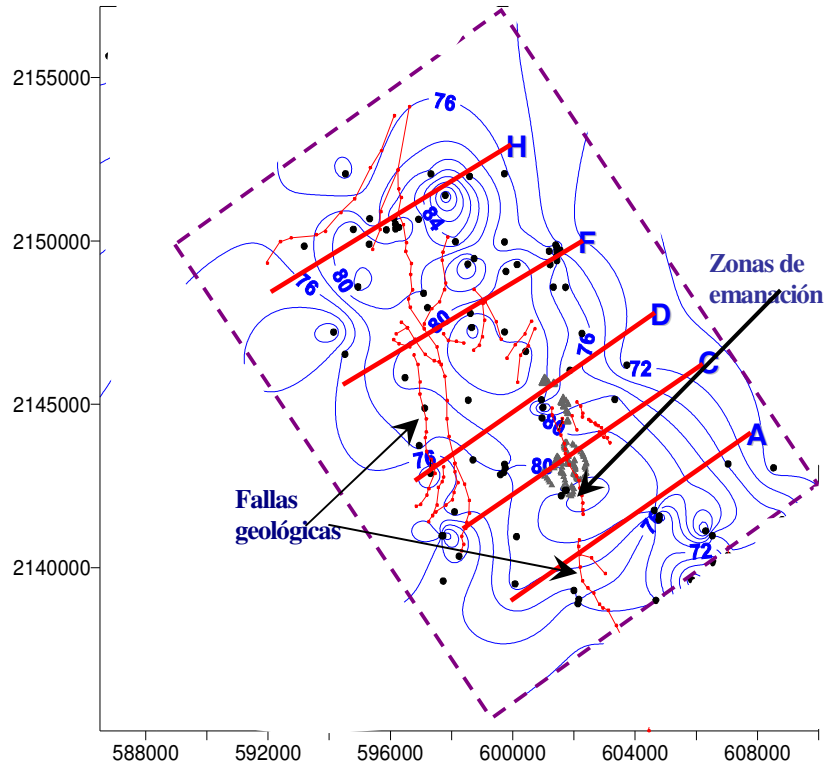


Figura 2.44 Curvas de isovalores del valor medio de w en el estrato arcilloso del Campo Cantarell.

Cabe señalar que, el área de la chapopotera se localiza cerca del perfil C, como se muestra en la Figura 2.44, por lo cual, existe la posibilidad de que en esta zona se tengan suelos con elevados índices de gas y por consiguiente relaciones de vacíos, compresibilidades y contenidos de agua también elevados (Sills y Wheeler, 1992).

Se puede mencionar también que, precisamente en el perfil D de la Figura 2.42, en el estrato del fondo marino, se observa una zona con incremento del contenido de agua en forma ascendente, lo cual podría dar indicios de como el gas al ascender a través de dicho estrato genera un incremento en la relación de vacíos y en su contenido de agua, trazando posiblemente una ruta de ascenso al gas y al crudo.

En la misma secuencia de perfiles (de A a H), se observa como aparentemente el espesor del estrato blando tiende a disminuir hacia el NW, tal como se identificó en el primer sistema SIGGE (Galván y cols, 1990).

Por otro lado, respecto a la graficación de los diferentes estratos con altos contenidos de agua, es posible apreciar que dichos contenidos presentan una reducción paulatina hacia sus fronteras similar al que ocurre durante el proceso de consolidación de un estrato arcilloso entre suelos más permeables, esto es, se ve como el contenido de agua es menor en sus fronteras y se incrementa hacia el centro de dicho estrato.

Respecto a los perfiles de variación de la desviación estándar, se puede comentar que, en general, en todos los perfiles su variación es de media a baja (5 al 10%), únicamente se incrementa en los sitios donde no se tiene suficiente información (con variaciones de hasta el 20% o más) o donde interfieren anomalías naturales que propician una abaja correlación entre los sondeos.

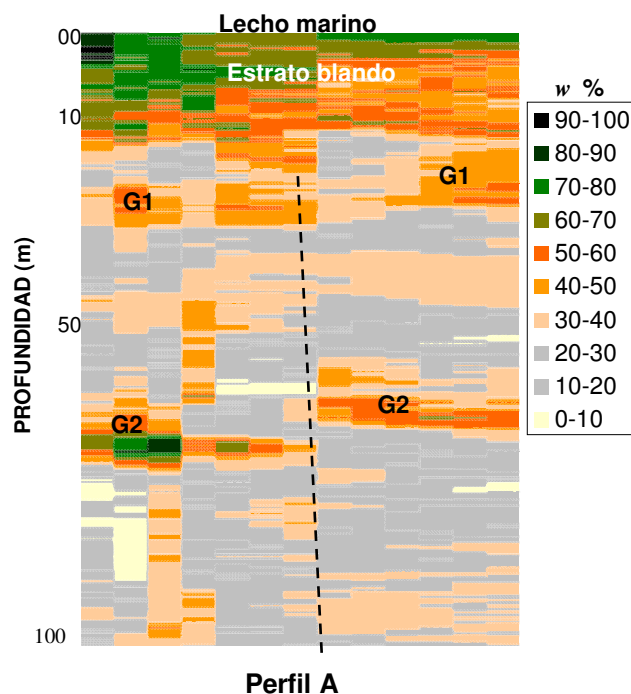
Adicionalmente, en dichos perfiles también es posible apreciar zonas con desviación estándar que varían de 0 al 5% (zonas de luz), las cuales corresponden a los sitios donde la información para la estimación fue obtenida directamente de sondeos localizados precisamente sobre ese sitio, por lo cual la estimación casi corresponde con lo reportado en el mismo sondeo.

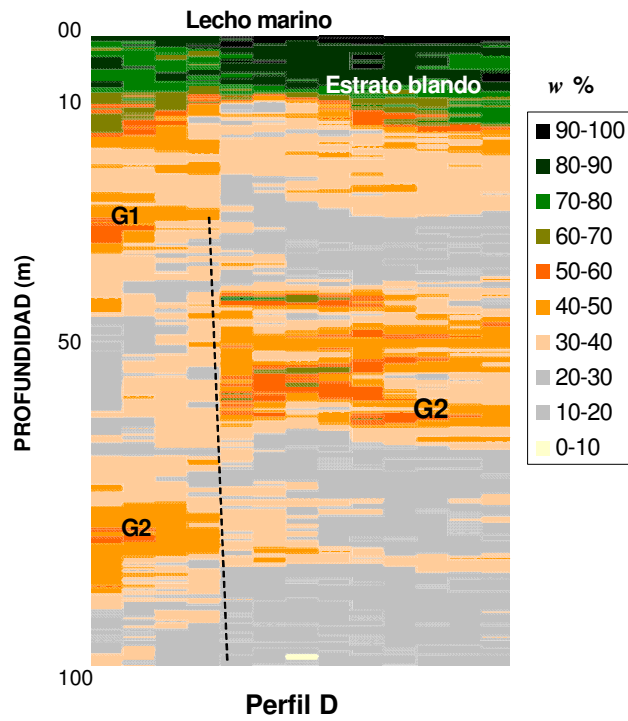
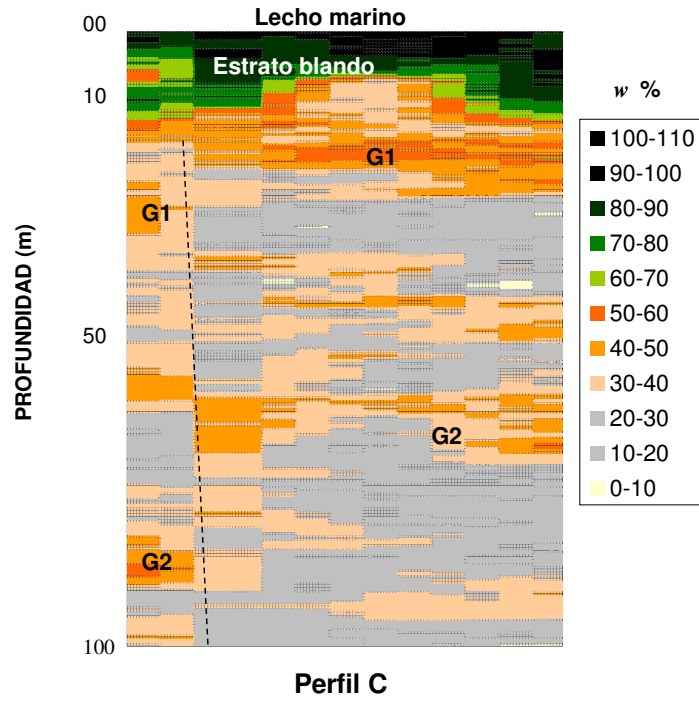
2.5.2.5 Simulación

En diferentes incisos ya se ha descrito el proceso de simulación y sus técnicas y metodologías posibles de aplicar a un campo aleatorio. Aquí se aplicó a través del mismo programa de cómputo SAAG utilizado en el proceso de estimación (Anexo A).

Los resultados del proceso de simulación de esta variable se presentan sobre las mismas secciones donde se efectuó la estimación, o sea sobre las cinco secciones localizadas en la Figura 2.41, esto conservando las dimensiones, ubicación y distribución de las mismas.

Así, aplicando los parámetros de los modelos de correlación (β_v y β_h) en el programa SAAG, se simularon y graficaron las secciones mostradas en la Figura 2.45, donde se presentan las mismas cinco secciones estimadas en el inciso anterior.





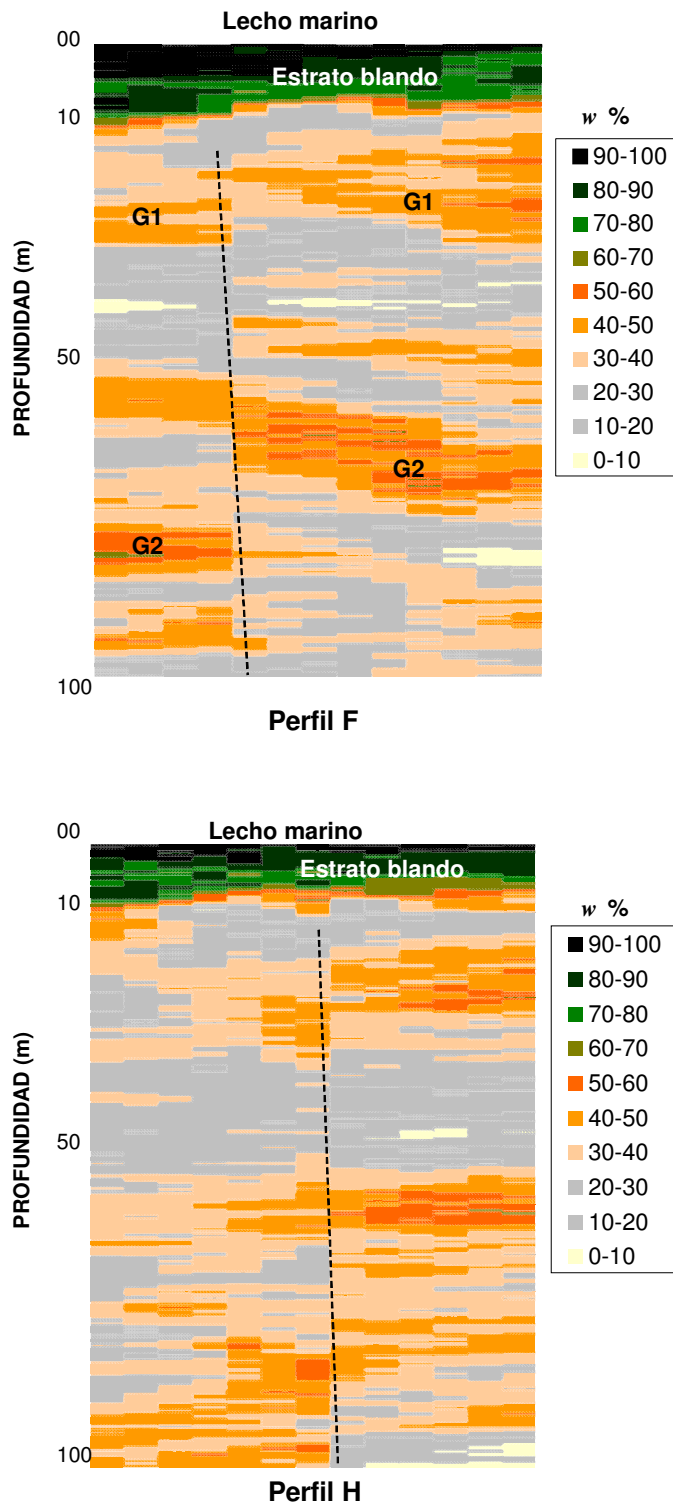


Figura 2.45 Perfiles simulados de la variación del contenido de agua en cinco secciones del Campo Cantarell (A, C, D, F y H).

De un análisis comparativo entre los perfiles estimados y los simulados, se pudo observar que existe bastante congruencia entre ambos tipos de perfiles, pero

también denota que son varios los sitios donde se requeriría más información para obtener una mejor estimación y simulación.

En el perfil A, se pudo distinguir que faltó información al lado izquierdo de la falla. En el perfil C, la similitud es alta pero existen diferencias en la parte central y a la derecha del perfil. En el perfil D, la similitud es alta pero también falta información al lado izquierdo de la falla. En el perfil F, igualmente la similitud es alta pero en la zona centro y extremo derecho también falta información. En el perfil H, la similitud también es alta pero falta información al lado derecho de la falla.

De los perfiles C y D, que es donde se localiza la chapopotera, adicionalmente se observa que, en el estrato arcilloso del fondo marino, la zona con mayor contenido de agua presenta una distribución similar a la obtenida en las estimaciones, lo cual, de la misma forma da indicios de la posible trayectoria de ascensión de los hidrocarburos a través del estrato.

2.5.3 Área con emanación

En esta sección se presenta un análisis específico de la variación espacial de w del estrato arcilloso del área con hidrocarburos, esto a partir de los resultados de la evaluación geoestadística desarrollada en el Campo Cantarell (Valdez, 2002).

2.5.3.1 Descripción estadística

En el presente inciso se proporcionan los resultados del análisis estadístico de los datos de w de los 30 sondeos considerados en la zona contaminada. De dicho análisis se obtuvieron las medidas de tendencia central y dispersión dadas en la Tabla 2.5 y el histograma general y la curva de distribución de frecuencias de la Figura 2.46, para esto, igualmente se aplicaron las ecuaciones A.12 a A.15 del Anexo A.

Tabla 2.5 Parámetros estadísticos de la variable w en los 30 sondeos considerados en la zona con emanación.

<i>Parámetros</i>	
Media	79.12%
Mediana	78%
Moda	79.7%
Varianza de la muestra	130.09%
Coefficiente de variación	14.0%
Desviación estándar	11.41%
Curtosis	5.12
Rango	92%
Valor mínimo	40%
Valor máximo	132%
No. de datos	1114

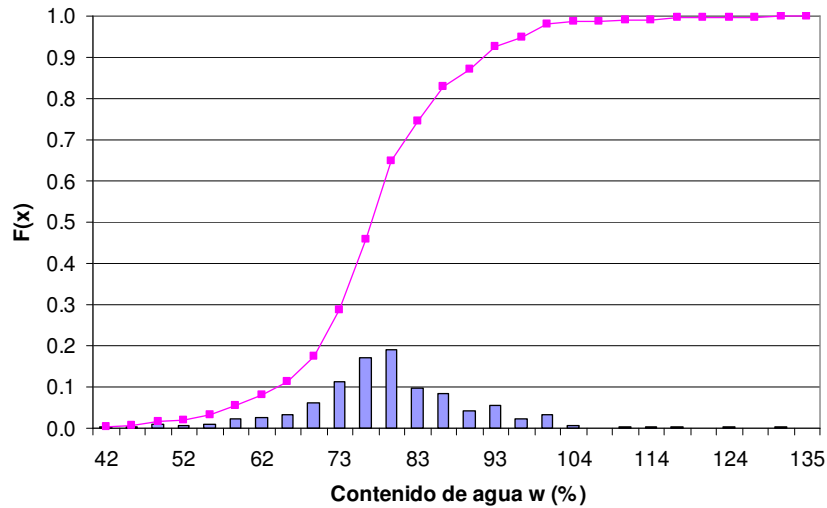


Figura 2.46 Histograma y función de distribución del contenido de agua de los 30 sondeos considerados en la zona con emanación.

De los parámetros de tendencia central de la Tabla 2.5, se puede ver que los tres son muy similares, lo que indica que la distribución es casi gaussiana o uniforme y con una baja asimetría, como también se aprecia en su histograma de la Figura 2.46.

Dicha distribución, de acuerdo con la curtosis tiene una configuración empinada y los datos tenderían a concentrarse en el valor de la media. Por lo tanto, es posible aplicar en este análisis la consideración de un campo estacionario en sentido amplio y estadísticamente homogéneo.

Respecto a las medidas de dispersión, se puede decir que la varianza es elevada y por ende tanto la desviación estándar como el coeficiente de variación también lo son.

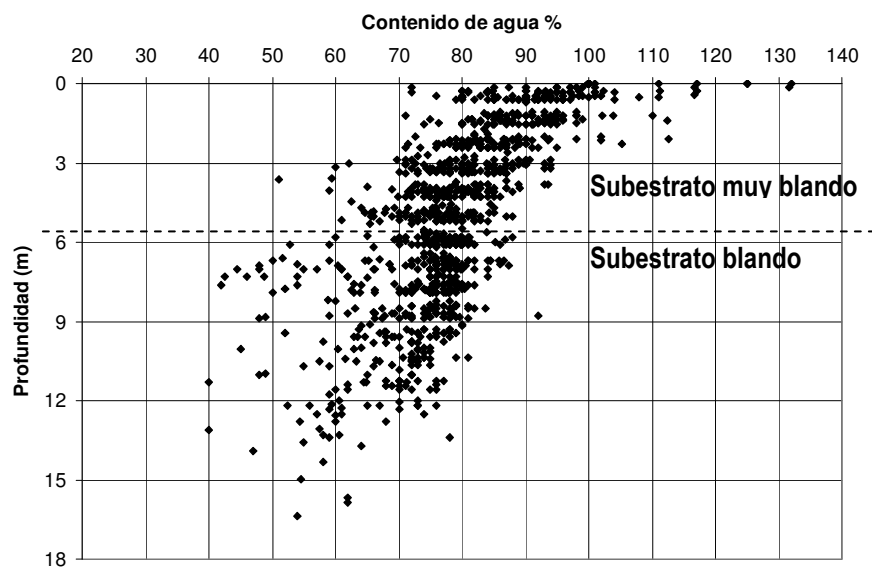


Figura 2.47 Grafica de distribución de w respecto a su profundidad de los 30 sondeos.

Para realizar este análisis se utilizaron 1114 datos, como se encuentran graficados en la Figura 2.47, de cuya distribución se puede comentar que la dispersión es intermedia (rango de 92 y varianza de 130) distribuyéndose en toda la profundidad.

Esto es, entre 0 y 2 m se presentan concentraciones de w entre 80 y 100% o mayores, entre 2 y 4 m la concentración es entre el 70 y 90% y más abajo hasta ≈ 12 m se concentra entre el ≈ 70 y 80% con una mayor dispersión.

Se infiere que hasta poco más de 4 m (línea punteada), estas variaciones de w podrían estar asociadas con las consistencias muy blanda y blanda del estrato arcilloso, subdividiendo así en dos substratos a dicho estrato.

Por otro lado, considerando la aparentemente distribución uniforme de frecuencias relativas del histograma, y por ende la homogeneidad del campo, es posible calcular su distribución de probabilidad aplicando la función de densidad normal o gaussiana de la Figura 2.48.

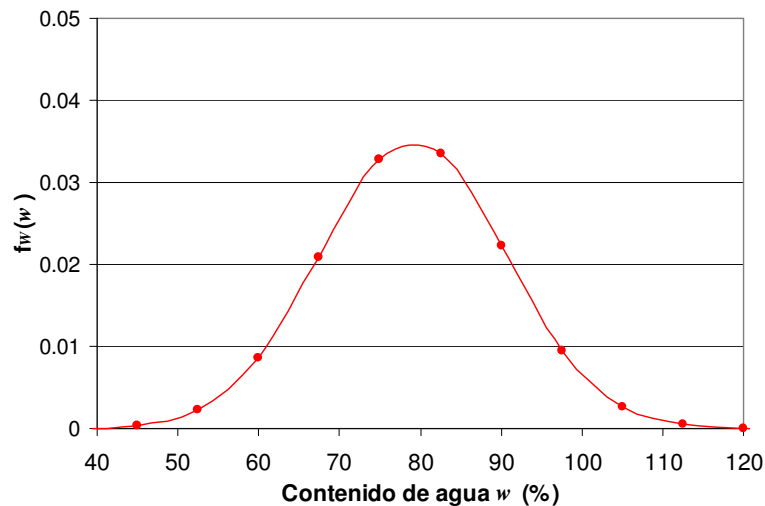


Figura 2.48 Gráfica de la función de densidad de probabilidad con distribución normal de w en el estrato arcilloso del fondo marino.

2.5.3.2 Análisis de tendencia

En el presente inciso se analiza el comportamiento de la tendencia de variación vertical del contenido de agua de los 30 sondeos y sus diferencias dentro del campo aleatorio y se identifican posibles anomalías por el cambio de escala.

Aplicando el procedimiento seguido en el inciso 2.5.2.2a en el análisis de tendencia del estrato del fondo marino, con la ecuación lineal 2.7 se realizó el cálculo de regresión en cada sondeo y se obtuvieron los respectivos coeficientes m y b de cada sondeo respecto a su profundidad.

En la Figura 2.49 se muestran las gráficas obtenidas para los 30 sondeos considerados y se puede apreciar como, por la pendiente de cada recta, es posible identificar la tendencia de variación del contenido de agua de cada sondeo y con esto efectuar una agrupación de tendencias similares, como se muestra en las rectas de línea punteada y de línea - punto.

De la Figura 2.49, se ve que, a diferencia de los estratos subyacentes, en este caso todos los sondeos, en menor o mayor grado, el contenido de agua disminuye con la profundidad (mismo efecto observado en el inciso 2.5.2.2), obteniendo la mayor tendencia en el sondeo NoAH con $m = -5.96$ (zona sureste) y el menor valor (w casi uniforme) en el sondeo NoF3 con $m = -0.53$ (zona suroeste).

De la misma figura, considerando que el grado de consolidación de un suelo depende de su relación de vacíos y por ende de su contenido de agua, es posible inferir que los sitios con menor tendencia de variación de w estarán sometidos a un proceso de consolidación menor y viceversa en los que tienen una tendencia mayor, o sea, donde sus rectas presentan una pendiente mayor.

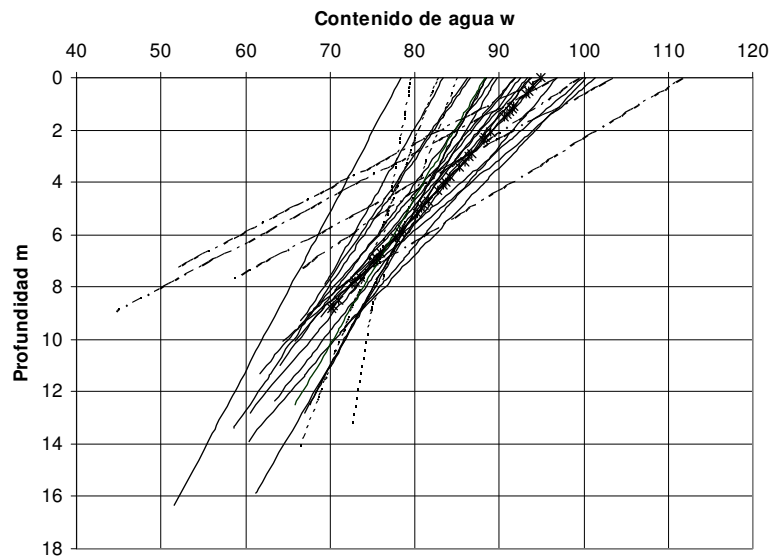


Figura 2.49 Rectas de tendencias de variación de w con la profundidad en los 30 sondeos de la zona con emanación.

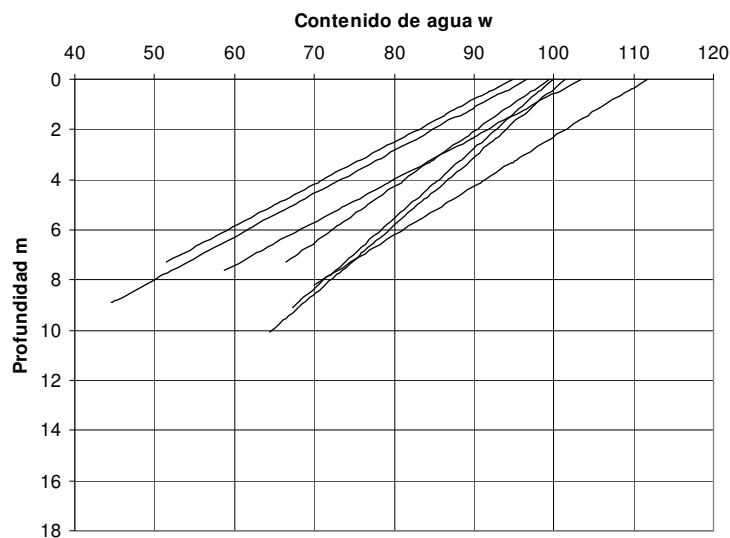


Figura 2.50 Rectas de mayor tendencia de variación de w en los sondeos G3, G2, NoA, NoAH, NoSR, AkC1 y AkCC.

En las Figuras 2.50 y 2.51, se muestran las gráficas de los sondeos con mayor y menor tendencia de variación de w respectivamente y en las cuales se puede apreciar el cambio de pendiente entre ambas e inferir así sus diferencias en el grado de consolidación.

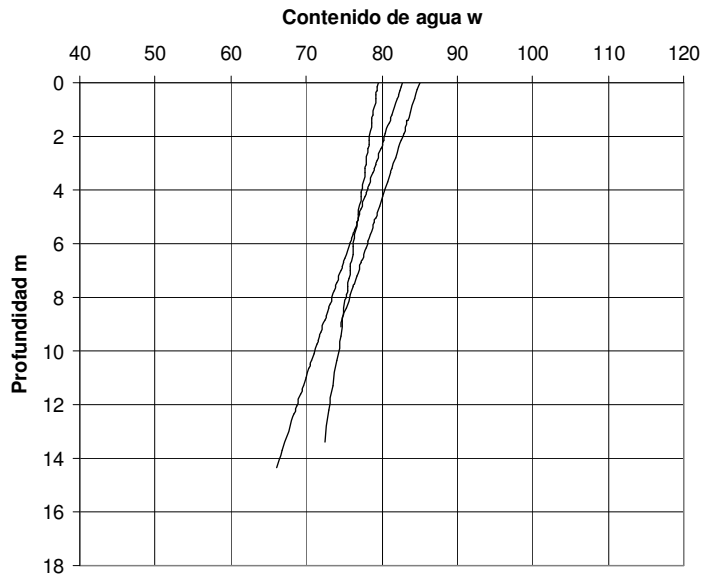


Figura 2.51 Rectas de menor tendencia de variación de w en los sondeos NoF3, NoB y AkG2.

Este indicio de zonas con menor grado de consolidación que sus aledañas, aun cuando forman parte de un mismo estrato y espesor similar, es posible asociarlo a sitios con emanaciones de hidrocarburos o gas (Sangrey, 1977, Bruckmann, 1996).

Sangrey señaló que, las presiones de hidrocarburos superiores a la presión hidrostática pueden inducir excesos de presión de poro en los sedimentos. Estos materiales se encuentran entonces subconsolidados con reducción de su resistencia al corte e incremento de su compresibilidad.

Sangrey identificó cuatro posibles mecanismos con los cuales se puede presentar una consolidación incompleta o subconsolidación, estos son:

- Altas velocidades de sedimentación sobre el fondo marino.
- Gas biogénico producto de la descomposición de materia orgánica dentro de los sedimentos marinos.
- Fugas de acuíferos artesianos o yacimientos de hidrocarburos.
- Oleaje cíclico generado por tormentas subsecuentes.

Poulos (1988) considera que el término adecuado para los cuatro mecanismos mencionados es el de "consolidación incompleta", esto debido a que el proceso está asociado al incremento de la presión de poro de forma tal que los esfuerzos efectivos son menores que la presión de sobrecarga efectiva, o sea: $\sigma'_v < \gamma'z$.

Sin embargo, para la presente investigación, se considera que el tercer mecanismo de Sangrey es el que aplica al proceso aquí analizado y que el

término adecuado para su descripción es el de “subconsolidación” (Jianqing y Srinivas, 1995), ya que, por el efecto de incremento de presión de poro ocasionado por el ascenso del gas y expansión del suelo, se genera una reducción del grado de consolidación y por ende una *subconsolidación*.

Continuando con la zonificación o clasificación de las tendencias, en la Figura 2.52, se presentan las curvas de isovalores de la pendiente de las rectas de tendencia, la cual muestra que efectivamente existe una zonificación de las tendencias de w indicando las áreas de mayor a menor pendiente, lo que a su vez da indicios del proceso de consolidación de la zona.

En relación a la zona con emanación de hidrocarburos de la Figura 2.52, se observa que, la tendencia tiende a disminuir del sitio de la chapopotera (Gas 3) hacia el sitio AkH indicando que, aparentemente el grado de consolidación tiende a disminuir en la misma dirección.

Una posible explicación de lo anterior, es que se puede inferir que en la chapopotera la emanación se genera en forma más rápida a través de las horadaciones, reduciendo así la concentración y flujo de gas a través del estrato arcilloso y por ende su incremento de w .

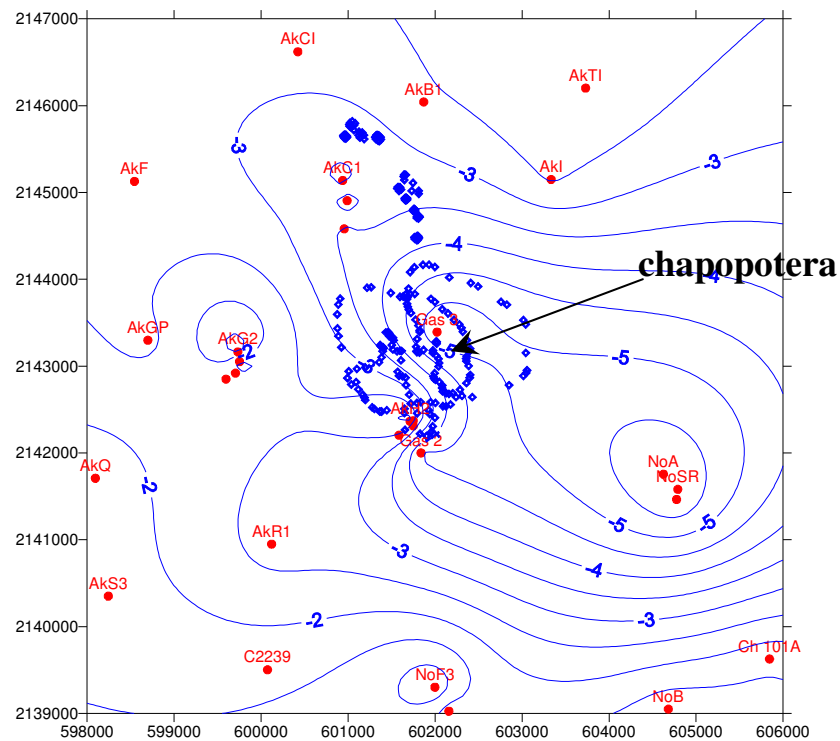


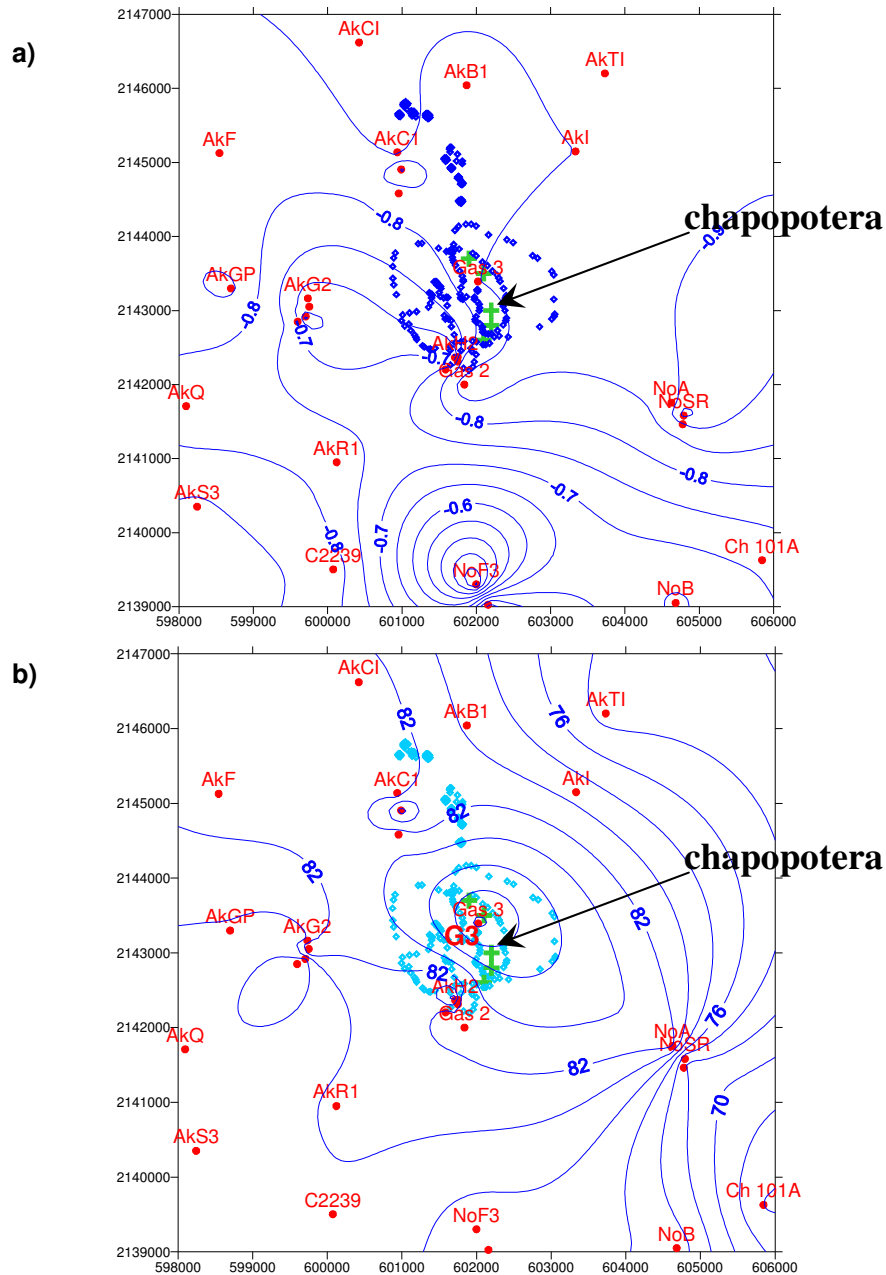
Figura 2.52 Curvas de isovalores de la pendiente de las rectas de tendencia de w en la zona con emanación.

2.5.3.3 Estimación

Para esta sección del estudio, la estimación que se hizo fue analizando la variación espacial en el dominio del campo de tres parámetros que caracterizan el comportamiento de w , para lo cual en cada sondeo se determinó la tendencia, la media y el coeficiente de correlación de w con la profundidad.

Para esto, los tres parámetros se consideraron como variables aleatorias, para así, estimar su variación sobre el dominio del campo, cuya correlación permitiera inferir el proceso de consolidación en el sitio en función de w . Lo anterior se realizó aplicando el método de kriging.

En la Figura 2.53 se presentan las gráficas **a)**, **b)** y **c)** de estimación de variación de las variables para los 30 sondeos. En la **a)** se presentan las curvas de isovalores de los coeficientes de correlación, en la **b)** se ven las curvas de isovalores del valor medio de w y en la **c)** se muestran las curvas de isovalores de las pendientes de las rectas de tendencia de variación vertical de w .



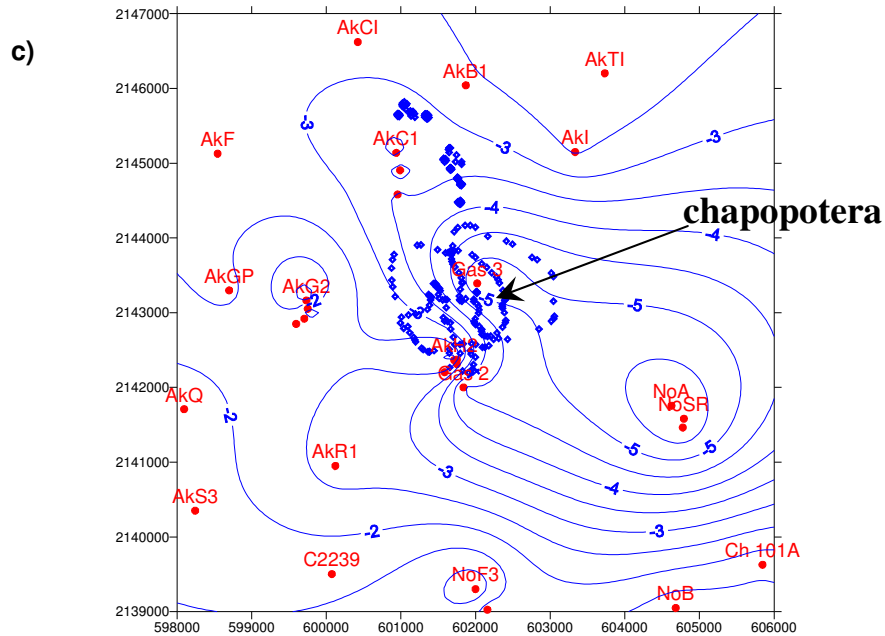


Figura 2.53 Curvas de isovalores de **a)** coeficiente de correlación ($w-z$), **b)** media del contenido de agua y **c)** pendiente de las rectas de tendencia de los 30 sondeos.

En general, en **a)** el coeficiente de correlación tiende a cero de norte a sur, en **b)**, al igual que en la Figura_2.44 del inciso 2.5.2.4, el contenido de agua tiende a aumentar del sureste al noroeste con excepción del sitio G3 donde presenta el mayor valor y en **c)** la pendiente de la recta de tendencia tiende hacia la vertical en el extremo sur, principalmente en los sondeos NoF3 y NoB.

En las Figuras 2.53 **a)** y **c)** se ve que en el sondeo NoF3, se tiene el menor coeficiente de correlación (0.34) y la menor pendiente de la recta de tendencia ($m = 0.53$), a diferencia del valor medio del contenido de agua en el mismo sitio, cuya variación aparenta ser normal, pero aun así, lo mostrado en **a)** y **c)** podría dar indicios de una anomalía.

Respecto a los sondeos NoA, NoAH y NoSR, quienes presentan los valores mayores en **a)** y **c)**, su comportamiento parece ser congruente con su proceso de consolidación y contenido de agua, el cual, por su tendencia a reducir el contenido de agua con la profundidad, hace que el proceso de consolidación tenga un comportamiento razonable, lo que podría ser ocasionado por una mayor permeabilidad tanto del mismo estrato arcilloso como del estrato drenante inferior.

Para el sitio G3 lo anterior es diferente, ya que, aun presentando un comportamiento similar a los tres sondeos anteriores en **a)** y **c)**, su proceso de consolidación puede ser diferente, ya que su espesor (8.2 m) es similar al de los otros tres (7.62, 7.3 y 8.9 m), su contenido de agua (principalmente entre 0 y 3m de profundidad) es más elevado, como se muestra en la Figura 2.54, lo que podría ser ocasionado por la emanación de hidrocarburos, tal como se define más adelante en el análisis de la resistencia al corte del mismo sitio.

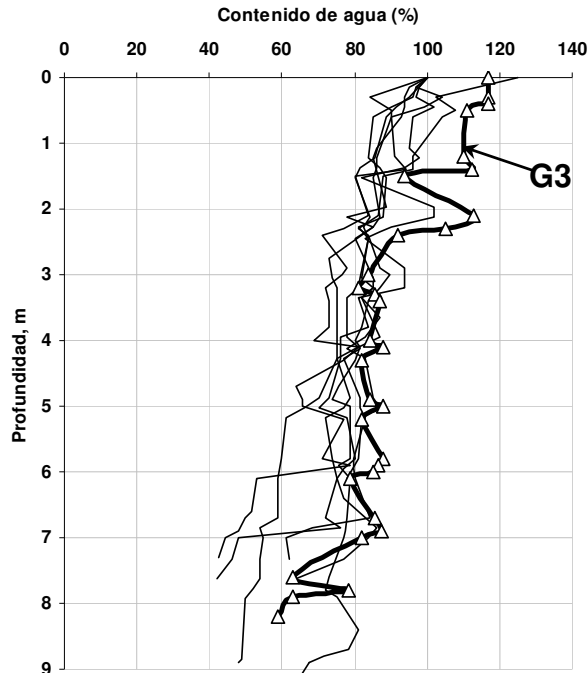


Figura 2.54 Gráficas de comparación del contenido de agua del sitio G3 (línea gruesa) con los de su rededor y los tres analizados, que alcanzan los w más bajos.

De acuerdo con Sills y Wheeler (1992), los suelos de sitios con hidrocarburos se caracterizan por el incremento de su compresibilidad, debido a que el gas, al ascender a través de los poros del suelo, se despresuriza e incrementa su volumen y genera una expansión en el suelo y por ende un incremento en su relación de vacíos y contenido de agua, lo que podría justificar el elevado valor de este parámetro en el sondeo G3.

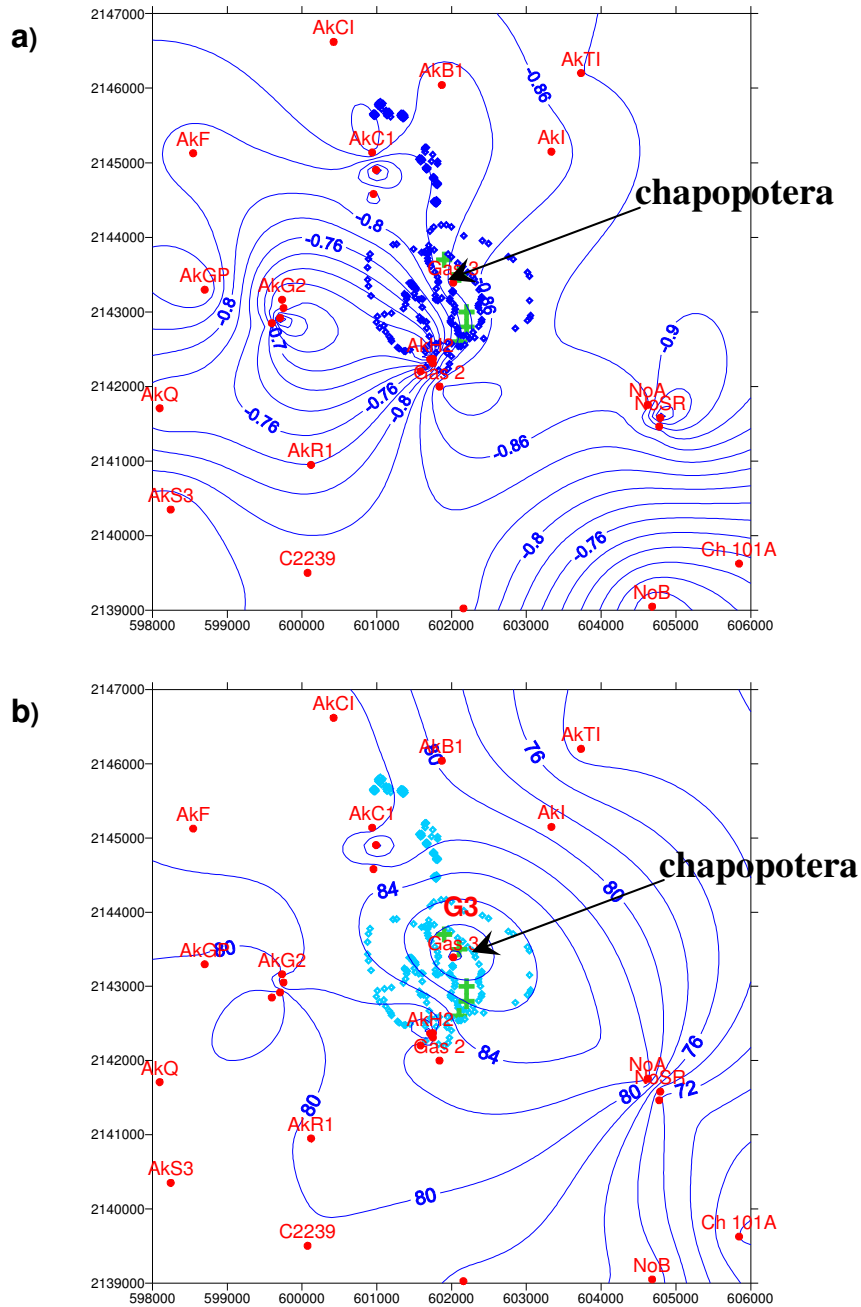
Respecto al sondeo NoF3, de lo anterior se concluye que un error en el desarrollo geotécnico del sondeo, genera una anomalía (como se detectó en el análisis de la resistencia al corte), por lo cual se decidió eliminarlo y efectuar nuevamente la estimación pero con 29 sondeos, obteniendo así las gráficas **a**), **b**) y **c**) de la Figura 2.55.

Del análisis de la Figura 2.55, se puede comentar que en **a**) la variación del coeficiente de correlación parece tener una distribución uniforme y curvas de isovalores suavizadas, sin acumulación de curvas concéntricas en un solo punto, lo que denota una mejor estimación de la variable. En **b**) la variación del contenido de agua, se puede decir que prácticamente no presenta cambios, puesto que en G3 continúa la concentración de la variable y la tendencia de incremento continúa hacia el noroeste, tal como se obtuvo en **b**) de la Figura 2.53. En **c**) igualmente los cambios son mínimos, pero la eliminación de NoF3 permite que en el extremo sur del área se tenga una distribución de las curvas más uniforme y suavizada.

Adicionalmente, de las últimas curvas de isovalores del valor medio del contenido de agua (Figura 2.55 **b**), se puede comentar que en el sitio G3 casi

coincide el área con mayor contenido de agua con el sitio definido por los estudios geofísicos con emanación de hidrocarburos, lo cual es congruente con la teoría para definir a dicho sitio como *el de mayor riesgo para la construcción de estructuras*.

Respecto a las últimas curvas de isovalores de las pendientes de las rectas de tendencia (Figura 2.55 c), se ve que, en la zona contaminada, el proceso de consolidación aparentemente tiene un comportamiento adecuado.



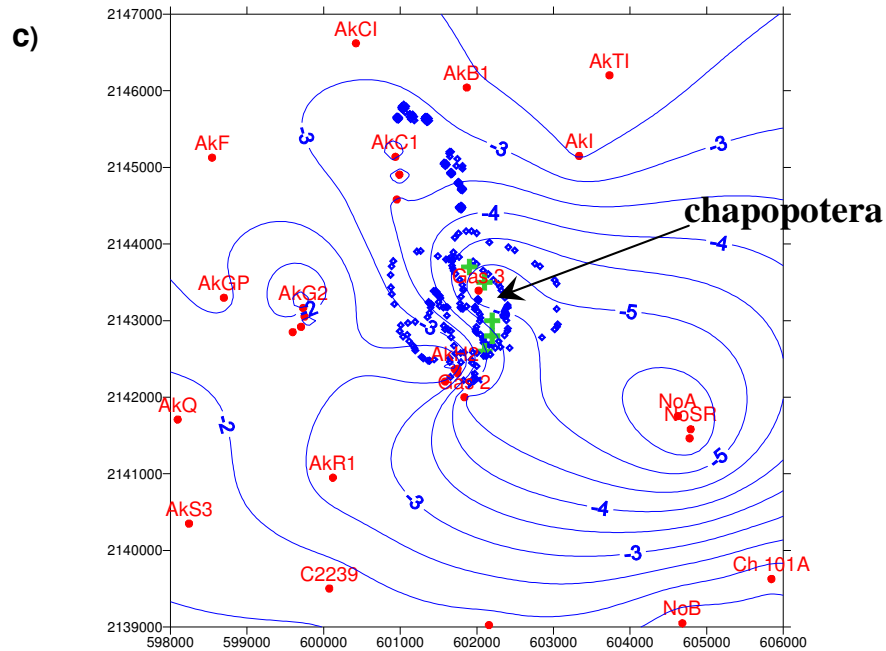


Figura 2.55 Curvas de isovalores de **a)** coeficiente de correlación, **b)** media del contenido de agua y **c)** pendiente de las rectas de tendencia de w para 29 sondeos.

Por otro lado, puesto que el proceso de consolidación es independiente de la cantidad de agua que contenga el suelo en sus poros, no es posible tratar de correlacionar las gráficas **b)** y **c)**.

Se debe hacer notar que, en la Figura 2.29 del inciso 2.5.2.2, el sitio con los sondeos NoA, NoAH y NoSR se podría haber considerado como una anomalía y posiblemente haberlos eliminado, pero debido al cambio de escala que se realizó al analizar el área contaminada y a la adición de los sitios G2 y G3, fue posible definir con mayor precisión el sitio y confirmar la tendencia de tales sondeos.

2.6 Variación espacial de la profundidad de la frontera de poblaciones de w

2.6.1 Introducción

Como se comentó en el inciso 2.3.1, en el análisis de esta variable se consideró la evaluación de la variación espacial de la profundidad de la frontera inferior del estrato arcilloso del fondo marino, o sea el límite inferior de dicho estrato, lo que implica la aplicación de la geoestadística al análisis del parámetro geométrico del campo aleatorio en estudio.

En los perfiles de la Figura 2.42 (inciso 2.5.2.4) se ve que la geometría de la frontera al ser definida por el contenido de agua de 40 % adquiere una forma irregular, esto principalmente en las zonas afectadas por fallas geológicas.

Por lo anterior, en el presente inciso, para definir la variación espacial de la profundidad de la frontera inferior del estrato arcilloso, se consideró que ésta era función directa de la frontera superior, la cual estaba dada por la superficie del fondo marino con una pendiente uniforme de $\approx 0.09\%$.

Respecto la posición de la frontera inferior, se consideró definida por la frontera entre las poblaciones de contenido de agua ($w = 50\%$), pero ajustada a $w = 40\%$ de acuerdo a sus propiedades índice y clasificación geotécnica y que ésta linda con el estrato arenoso subyacente.

2.6.2 Campo Cantarell

2.6.2.1 Descripción estadística

La evaluación del campo aleatorio se inició con el cálculo de los parámetros estadísticos de la variable, para lo cual, al conjunto de 89 datos de profundidad de la w definida se aplicaron las ecuaciones A.12 a A.15 del Anexo A.

De dicho análisis, se obtuvieron las medidas de tendencia central y dispersión dadas en la Tabla 2.6, así como el histograma general y la curva de distribución de frecuencias acumuladas de la Figura 2.56.

Tabla 2.6 Parámetros estadísticos de la frontera inferior del estrato arcilloso en el Campo Cantarell.

Parámetros	
Media	11.32 m
Mediana	10.67 m
Moda	10.4 m
Varianza de la muestra	8.05
Desviación estándar	2.84
Coefficiente de variación	25%
Curtosis	3.00
Coefficiente de asimetría	0.32
Rango	12.21 m
Mínimo	7.3 m
Máximo	19.51 m
No. de datos	89

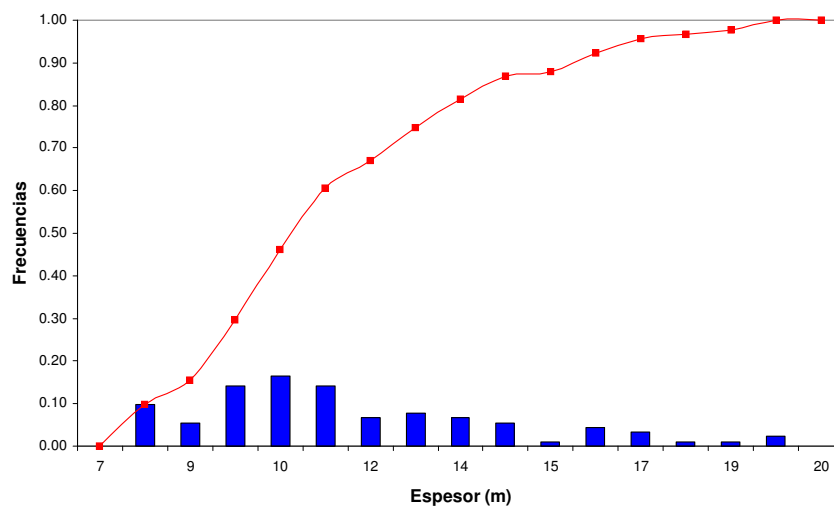


Figura 2.56 Histograma y curva de distribución de frecuencias de la frontera inferior del estrato arcilloso del fondo marino en el Campo Cantarell.

Del análisis de las medidas de tendencia central en conjunto con el histograma, se puede ver que la distribución de frecuencias presenta un sesgo a la derecha. En cuanto a las medidas de dispersión, se ve que ésta no es muy fuerte, o sea que, aparentemente la variación de la frontera inferior no presenta cambios bruscos.

Analizando la variación de frecuencias de la Figura 2.56, se puede comentar que, aparentemente, existen cuatro zonas: una entre 7 y 9 m, otra que predomina entre 9.5 y 11 m, otra entre 12 y 14.5 m y una más entre 15 y 19.5m, lo que conllevaría a tener un modelo multimodal.

Por lo anterior, es posible ver que la posición de la frontera es sumamente variable, lo que conlleva a tener espesores importantes, que, si estuviesen en las zonas donde existe emanación de hidrocarburos, actuarían como grandes sellos que impedirían una fuga directa al ambiente marino o en su defecto, si en dicho sitio se generara una emanación súbita de gran magnitud que llevara a la falla al estrato, esto generaría una gran socavación o cráter que pondría en riesgo a estructuras cercanas.

Por otro lado, correlacionando los resultados de la Figura 2.56 con la Figura 1.23, es posible apreciar que, dentro del Campo Cantarell, el área de elevaciones de terreno es mayor que la de depresiones, lo que conduce a que efectivamente predominen los espesores menores comprendidas entre 8 y 11m, y aparentemente las estructuras de explotación han quedado en tales zonas del estrato arcilloso.

2.6.2.2 Análisis de tendencia

Para el análisis de tendencia se hizo una ponderación de la profundidad de la frontera inferior de cada sondeo, esto permitió definir un plano de tendencia a partir del cual se obtuvieron las partes aleatoria y determinista del campo, lo que permitió definir el mejor modelo estimador del campo.

Dicho plano de tendencia de variación de la variable está dado por la ecuación 2.8 pero, para este caso, z es la profundidad sobre el hiperplano, cuyos coeficientes es posible definir aplicando el método de los mínimos cuadrados a la variable y calcular así la posición de la traza del plano con cada sondeo.

En el análisis de tendencia efectuado por Valdez (2002), la ecuación 2.14 fue obtenida respecto al NMM, pero para esta investigación, dicha ecuación fue ajustada al verificar y ajustar la profundidad de algunos sondeos y obtener así la ecuación 2.15.

$$z = 0.0001 x + 0.0004 y - 870.42 \quad 2.14$$

$$z = 0.00014 x + 0.00035 y - 844.84 \quad 2.15$$

De la aplicación de esta última ecuación, se obtuvo el plano de tendencia de la Figura 2.57 donde se puede apreciar que la pendiente de dicho plano es hacia el suroeste, indicando hacia donde tiende a profundizarse la frontera inferior del estrato arcilloso y hacia donde tiende a emerger.

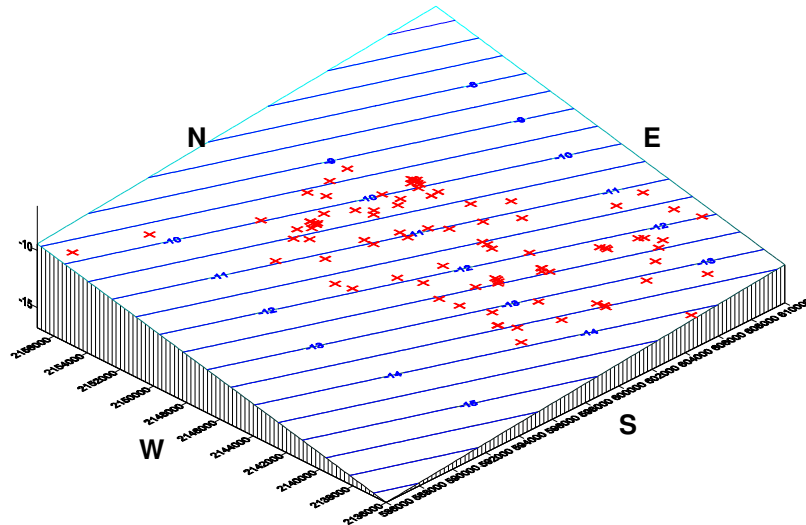


Figura 2.57 Plano en 3D de la tendencia de variación de la frontera inferior del estrato arcilloso del fondo marino en el Campo Cantarell.

De los resultados obtenidos y considerando que la pendiente descendente del fondo marino ($\approx 0.09\%$) tiene un rumbo en dirección NW, se deduce que el espesor tiende a incrementarse en la dirección de la pendiente del plano de tendencia (SW), lo cual se puede verificar en el plano estimado en forma preliminar de curvas de isoespesores o isopacas de la Figura 2.58.

Adicionalmente, en las Figuras 2.57 y 2.58 es posible ver la localización de los sondeos, lo que permite a su vez apreciar la concentración de la información.

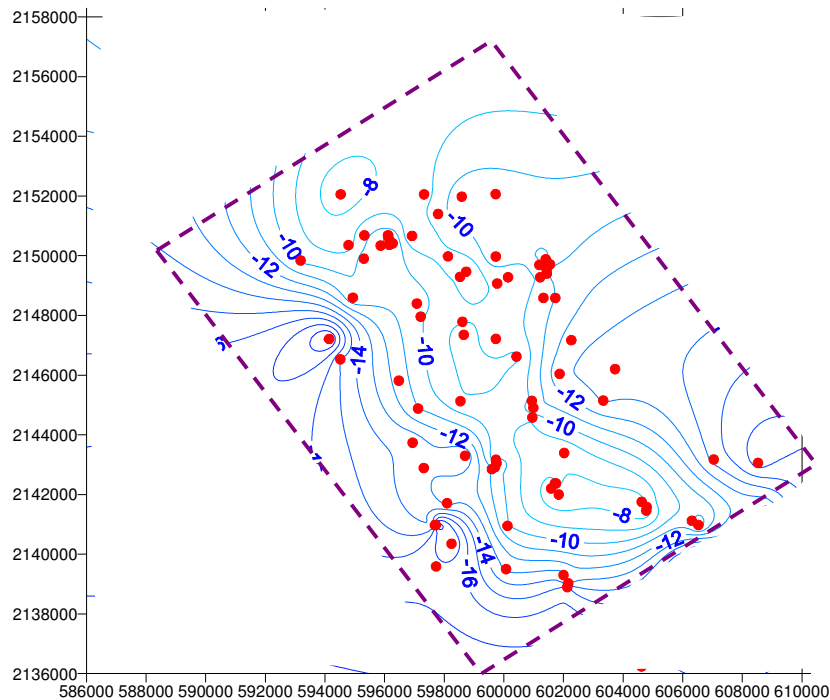


Figura 2.58 Planta de localización de sondeos y curvas de isovalores de la profundidad (preliminar) de la frontera inferior del estrato arcilloso del fondo marino del Campo Cantarell.

2.6.2.3 Análisis estructural

Como ya es sabido, en una evaluación geoestadística se requiere efectuar el análisis estructural de la parte aleatoria del campo, lo cual permite definir el modelo de estimación del mismo.

Para la variable en estudio, la función de autocorrelación se puede considerar como un modelo cuantitativo de similitud de la variable de un sondeo con respecto a otro (distancia de influencia) graficada en una dirección o sentido del dominio. En la ecuación A.62 del Anexo A se definió el concepto matemático de distancia de influencia, cuya interpretación física está dada por el área bajo la curva del modelo de autocorrelación ajustado (ajuste exponencial). Cuando el coeficiente de correlación se aproxima a cero se dice que el modelo cuantitativo tiene baja similitud y por ende baja correlación.

El cálculo de la función de autocorrelación se hizo por medio del programa gamv.exe (Anexo B), que forma parte del software GSLIB (Deutsch, 1992), y el resultado proporciona los datos para el trazo de los semivariogramas, las covarianzas y los correlogramas.

Generalmente la primera evaluación se hace en los cuatro azimuts principales del campo aleatorio, esto es a 0° , 45° , 90° y 135° (N, NE, E y SE) pero claro está, esto depende de la magnitud de la anisotropía que se tenga en el campo aleatorio o de la dirección de máxima variabilidad y la dirección de la tendencia del campo (ambas ortogonales).

Para este caso, el análisis se hizo en las direcciones de 0° , 35° , 90° y 145° y el espaciado horizontal en todas las direcciones (considerando las de máxima variabilidad y tendencia) fue de 500 m con una tolerancia de ancho de banda de 250 m, esto fue suficiente para todo el campo ya que así se cubrieron todas las tendencias posibles para la zona en estudio.

En las Figuras 2.59 y 2.60 se presentan los correlogramas resultantes del análisis efectuado. En la 2.59 se ve la variabilidad del espesor en las direcciones principales N-S y E-W respecto a la distancia de correlación horizontal y cuyos resultados fueron:

- Distancia de influencia en la dirección N-S = 2200 m
- Distancia de influencia en la dirección E-W = 2400 m

Se observa que en ambas direcciones las distancias de influencia son similares, con una ligera diferencia de 200 m.

En la Figura 2.60 se presentan los correlogramas en las direcciones NW-SE y NE-SW en los que se observa una gran diferencia en cuanto a la distancia de influencia y configuración de la gráfica, debido principalmente a que la dirección NE-SW es casi paralela a la pendiente del plano de tendencia, o sea, es la dirección con mayor variación, por lo cual, la correlación de un sondeo a otro en esa dirección será menor que cuando los sondeos se ubican en la dirección perpendicular, donde el espesor permanece casi constante, lo que implica que en la dirección NW-SE se tendrá mejor correlación, tal como su distancia de influencia lo indica.

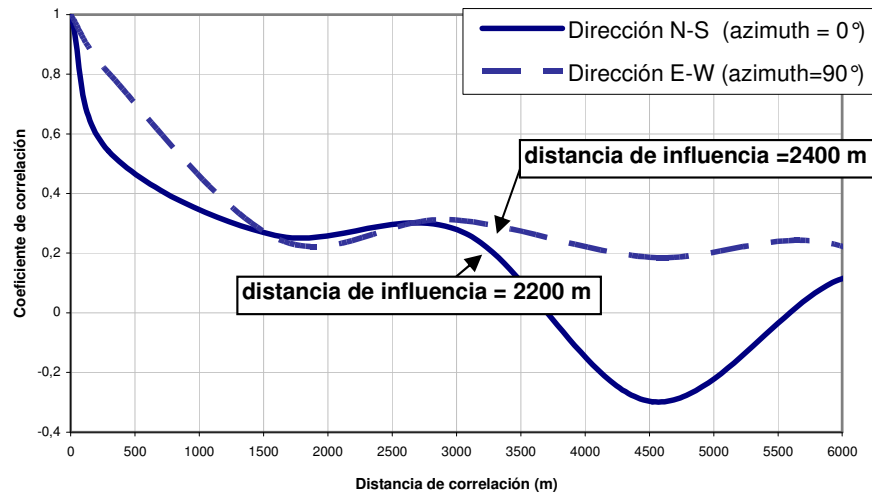


Figura 2.59 Correlogramas en las direcciones N-S y E-W de la frontera inferior del estrato arcilloso en el Campo Cantarell

- Distancia de influencia en la dirección NE-SW = 200 m
- Distancia de influencia en la dirección NW-SE = 2200 m

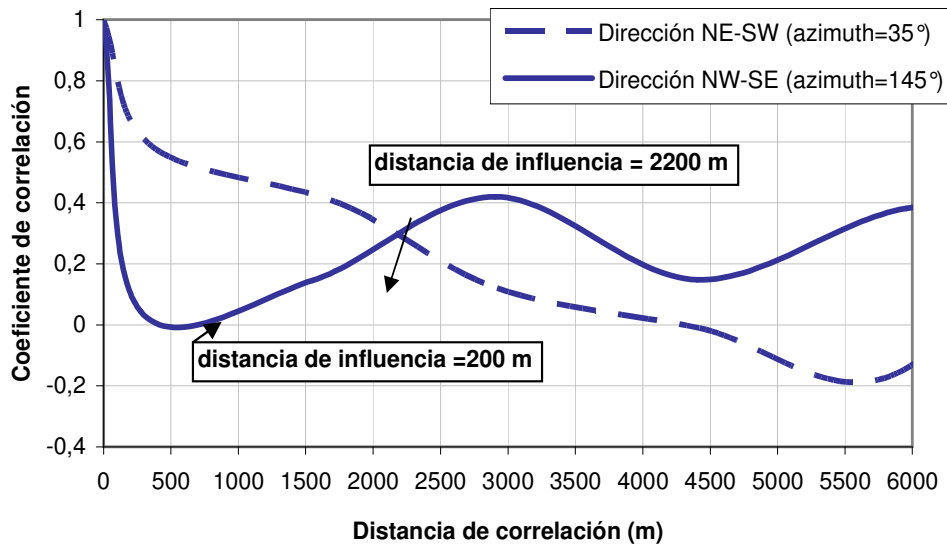


Figura 2.60 Correlogramas en las direcciones NE-SW y NW-SE de la frontera inferior del estrato arcilloso en el Campo Cantarell.

A continuación, para analizar la anisotropía de variación de la variable, en la Figura 2.61, se grafican las distancias de influencia dadas por cada correlograma y se traza en planta el polígono representativo de la misma. Con base en lo anterior, posteriormente se trazó la elipse mostrada sobre el mismo polígono y así se obtuvo un coeficiente de anisotropía de 0.09, anisotropía demasiado grande que se consideró en la generación del análisis del modelo de estimación.

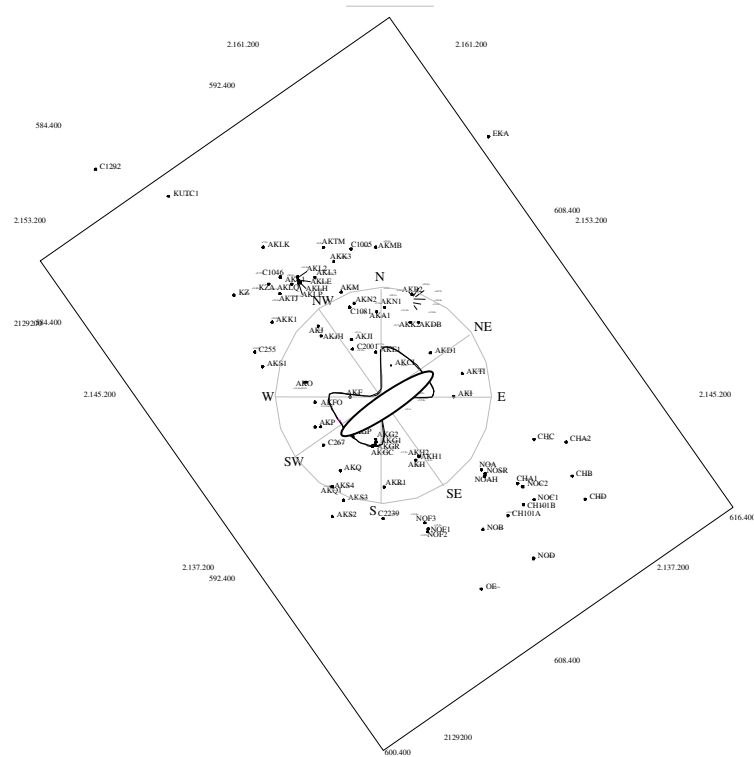


Figura 2.61 Polígono de anisotropía de variación de la frontera inferior del estrato arcilloso en el Campo Cantarell

2.6.2.4 Estimación

La estimación de la variación de la variable en su dominio, se efectuó aplicando la técnica de estimación lineal de tipo kriging ordinario, técnica que, mediante la correlación espacial con las variables en los puntos donde sí se definió su valor, permite encontrar el mejor estimador en el dominio estudiado.

Para la estimación de la frontera inferior, la cual define al espesor del estrato arcilloso del fondo marino, primero se reticuló el área del dominio en recuadros de 100 por 100 m, obteniendo así un conjunto de nodos sobre toda el área en estudio, posteriormente, aplicando el modelo obtenido de los correlogramas del inciso anterior y utilizando la técnica de kriging ordinario, se hizo la estimación sobre todos los nodos de la retícula.

En la Figura 2.62 se presentan las curvas de isovalores de la frontera obtenidas del proceso de estimación y la localización de los sondeos utilizados. En la Figura 2.63 se muestran en 3D las curvas de la Figura 2.62, esto es la superficie que limita al primero y segundo estratos del suelo marino.

Asimismo, en ambas figuras se observa que en la zona norte se obtienen espesores pequeños, hasta de 8 m, pero, considerando la poca información que se tiene de dicha zona, esto es de baja confiabilidad, no así en las zonas centro y SE donde se tienen espesores que varían de 10 a 14 m y donde también se tiene mayor información, lo cual hace más confiable su estimación.

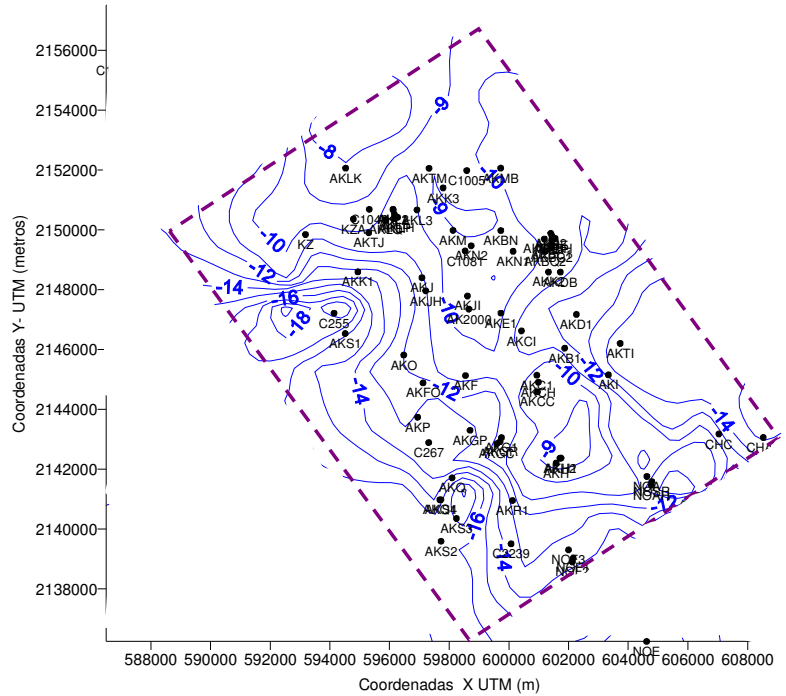


Figura 2.62 Curvas de isovalores de la frontera entre poblaciones de w por el método de *kriging ordinario* en el Campo Cantarell.

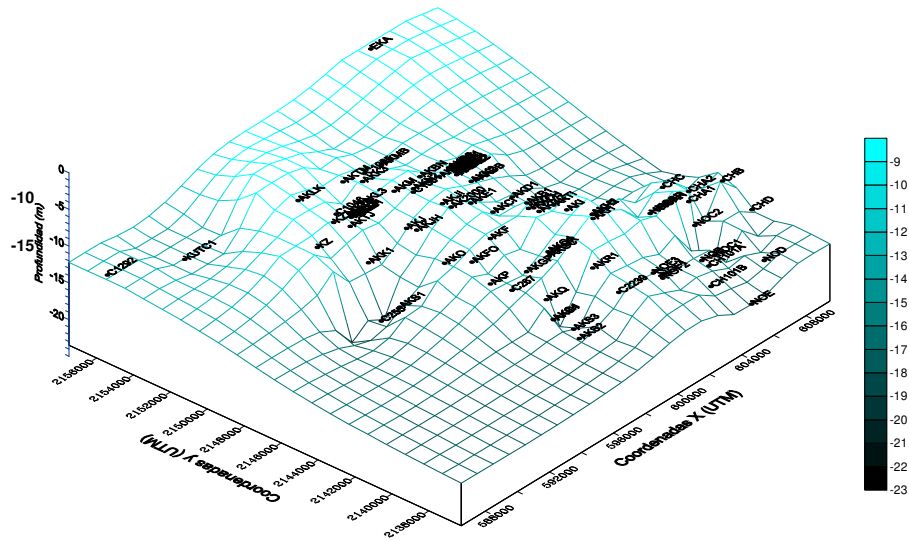


Figura 2.63 Vista en 3D de la frontera inferior del estrato arcilloso en el Campo Cantarell.

Por otro lado, se sabe que una estimación siempre va asociada a un error, el cual es posible evaluar mediante la desviación estándar de la estimación y ésta, dependiendo de su valor, indicará los sitios de mayor o menor incertidumbre en la estimación y por ende los sitios donde se requiere más exploración.

En la Figura 2.64 se presenta en planta la desviación estándar del análisis efectuado y se puede ver que, precisamente en los sitios de los sondeos, se generan curvas concéntricas con valores de baja desviación (menor a 1%),

conocidas como zonas de luz o áreas de influencia, pero, en las zonas externas (con menos información) se obtienen desviaciones mayores que varían de 1.1 a 1.5% y por ende con mayor incertidumbre. En la Figura 2.65 se presenta la vista en 3D de la misma desviación estándar de la Figura 2.64.

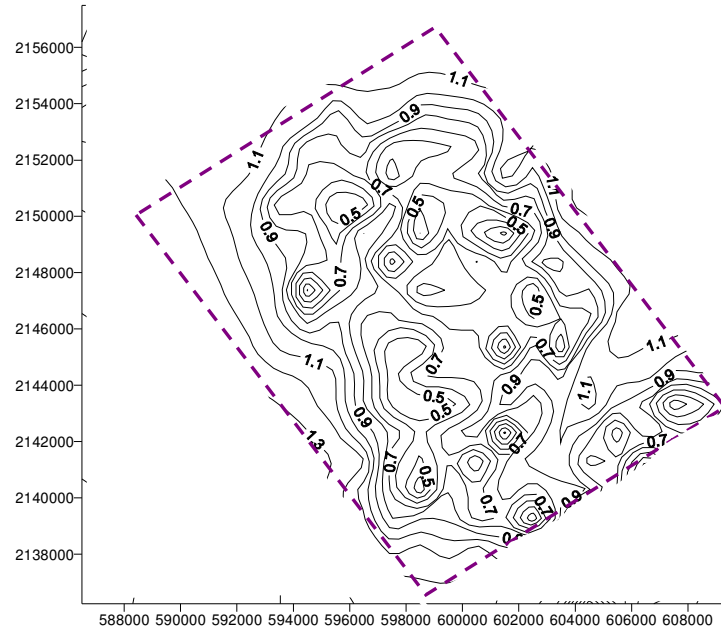


Figura 2.64 Desviación estándar de la frontera inferior del estrato arcilloso del Campo Cantarell.

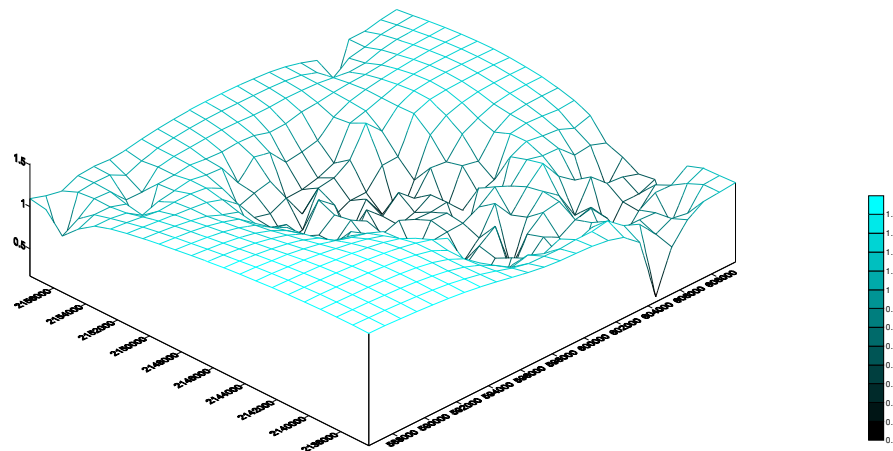


Figura 2.65 Vista en 3D de la desviación estándar de la frontera inferior del estrato arcilloso en el Campo Cantarell.

Con fines de verificar los cambios respecto a la configuración obtenida en la evaluación estratigráfica global desarrollada en el IMP, en la Figura 2.66 se presenta la configuración de las curvas obtenidas en dicho proceso, la cual es posible comparar con la Figura 2.62 encontrando una gran similitud entre ambas.

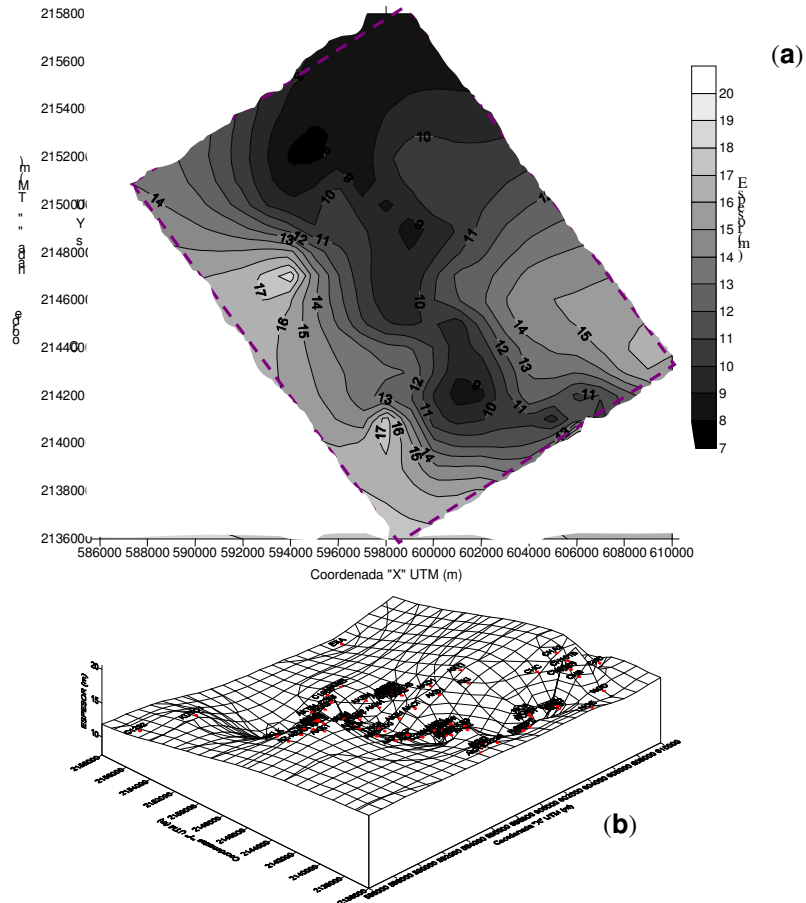


Figura 2.67 Vistas en planta y 3D de una simulación de la frontera entre poblaciones de w en el Campo Cantarell.

2.6.3 Área con emanación

2.6.3.1 Descripción estadística

Al igual que en la evaluación del Campo Cantarell, la evaluación de la frontera inferior del estrato arcilloso del fondo marino en el sitio contaminado, se inició con el cálculo de los parámetros estadísticos de w en los 30 sondeos seleccionados, aplicando para esto las ecuaciones A.12 a A.15 (Anexo A).

De dicho análisis se obtuvieron las medidas de tendencia central y de dispersión de la Tabla 2.7 y el histograma general y curva de distribución de frecuencias de la Figura 2.68.

Como se puede ver en el histograma, el espesor varía entre 7 y 11 m, entre 11 y 14 m y, en una pequeña zona, entre 14 y 19 m, lo cual al igual que en el análisis del Campo Cantarell genera un modelo multimodal, pero en este caso, se estima que las frecuencias predominantes están influenciadas por el graven localizado en esta zona.

Tabla 2.7 Parámetros estadísticos de la frontera inferior en el estrato arcilloso en la zona con emanación.

Parámetros	
Media	-10.82m
Mediana	-10.06m
Moda	-10.8m
Varianza de la muestra	7.74
Desviación estándar	2.78
Coefficiente de variación	26%
Curtosis	2.81
Coefficiente de asimetría	0.01
Rango	10.68m
Mínimo	-17.98m
Máximo	-7.3m
No. de datos	30

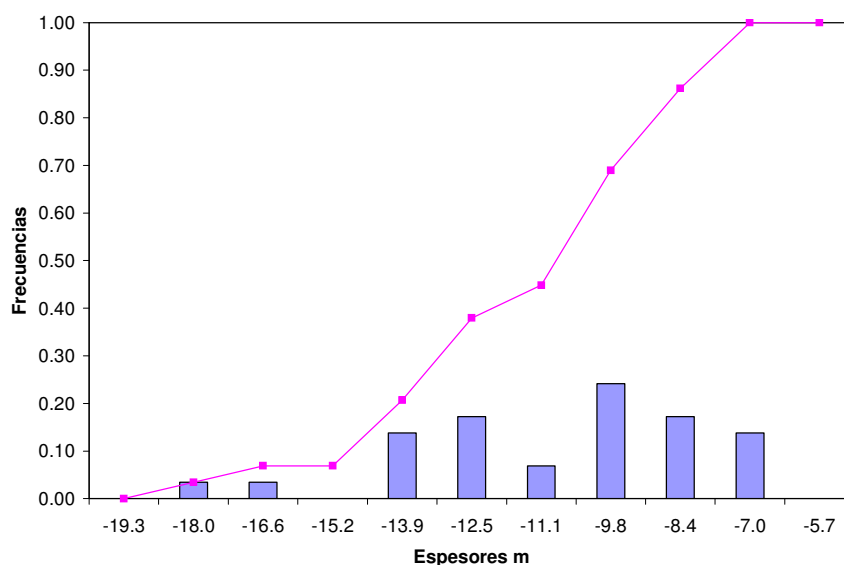


Figura 2.68 Histograma y curva de distribución de frecuencias de la frontera entre poblaciones de w en el sitio con emanación.

Analizando los parámetros obtenidos en la Tabla 2.7 y comparándolos con los de la Tabla 2.6 correspondientes al mismo estrato arcilloso del Campo Cantarell, se aprecia que las medidas de tendencia central son similares, pero con menores diferencias y con la misma tendencia de sesgo (Figura 2.68).

Respecto a los parámetros de dispersión, igualmente son similares pero menores y puesto que la dispersión no es muy fuerte, la variación de la frontera es suave.

2.6.3.2 Análisis de tendencia

En este caso igualmente se efectuó un análisis de ponderación de la frontera inferior de cada sondeo, definiendo así el plano de tendencia de la Figura 2.69, a partir del cual se obtuvieron las partes aleatoria y determinista del campo.

Asimismo, al igual que para el Campo Cantarell, puesto que la pendiente del fondo marino es de $\approx 0.09\%$ en dirección NW, se deduce que el espesor del estrato aumenta en dirección de la pendiente del plano de tendencia, lo cual se puede corroborar en las curvas de isovalores de la frontera inferior del estrato arcilloso de la Figura 2.70, que fueron obtenidas por interpolación, aplicando el método de kriging.

2.6.3.3 Análisis estructural

Al igual que como se describió el procedimiento del análisis estructural de la variación espacial de esta variable para el Campo Cantarell, en este inciso también se hace una descripción del análisis efectuado para evaluar la variación espacial de la misma variable dentro del área con emanación.

El objetivo de efectuar este nuevo análisis, es para verificar en forma particular la variación de la frontera inferior de dicho estrato en la zona con emanación y con ello calcular con mejor precisión el espesor a considerar en los análisis de falla de los sitios por analizar. Además de que, de acuerdo a lo presentado en el inciso anterior, donde se aprecia que la dirección y magnitud de la pendiente del plano de tendencia es similar a la del plano de tendencia de todo el Campo Cantarell, el modelo puede también ser similar.

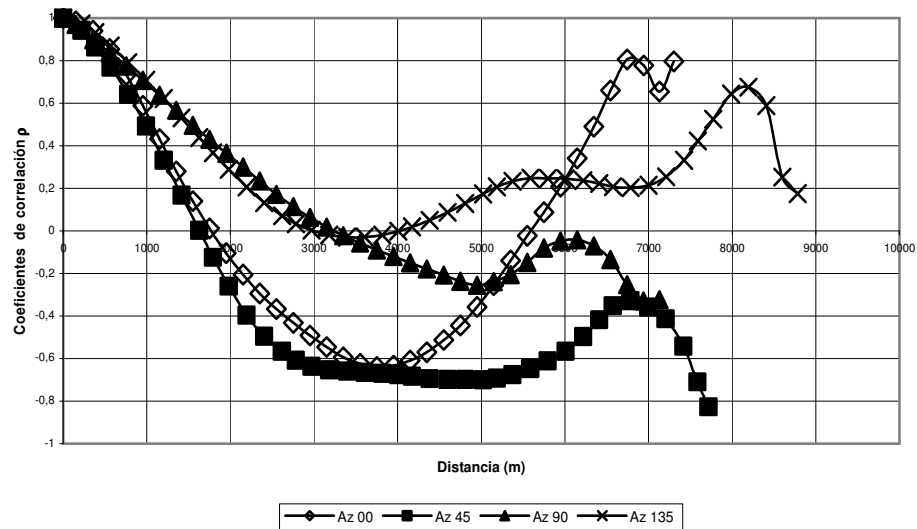


Figura 2.71 Correlogramas de la variación espacial de la frontera inferior del estrato arcilloso en cuatro direcciones en el sitio con emanación.

Para efectuar el análisis estructural, después de definida la parte aleatoria del campo, inicialmente se definieron las funciones de autocorrelación que permitieron efectuar el análisis de variabilidad espacial correspondiente. Para esto, se utilizó el subprograma gamv.exe del software GSLIB (Deutsch, 1992) haciendo el análisis en cuatro direcciones (0° , 45° , 90° y 135°) y obteniendo los correlogramas mostrados en la Figura 2.71.

A continuación, con fines de determinar la distancia de influencia en cada dirección, cada correlograma fue ajustado mediante el modelo tipo exponencial

obteniendo las gráficas de la Figura 2.72 y sus correspondientes distancias de influencia dadas en la Tabla 2.8.

Tabla 2.8 Distancias de influencia en cuatro direcciones de la frontera Inferior del estrato arcilloso en el sitio con emanación

Azimut	Distancia
0	1777.2413
45	1393.9548
90	2953.8908
135	2327.3877

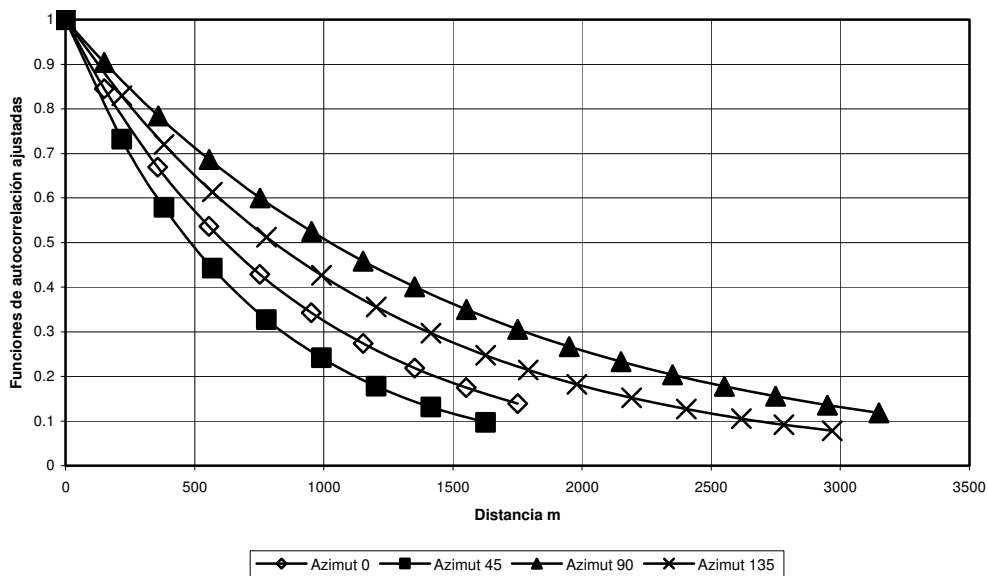


Figura 2.72 Correlogramas ajustados de la variación espacial de la frontera inferior del estrato arcilloso en cuatro direcciones del sitio contaminado.

Con fines de verificar el ajuste de los correlogramas reales con los ajustados, en la Figura 2.73 se muestra el grado de ajuste entre ambas curvas del correlograma en la dirección del azimut de 90°.

Para concluir el análisis estructural se efectuó el análisis de anisotropía del campo aleatorio, para lo cual, en un sistema de ejes cartesianos con centro en el origen del mismo sistema, se graficaron las distancias de influencia en las direcciones calculadas (azimut)(Figura 2.74).

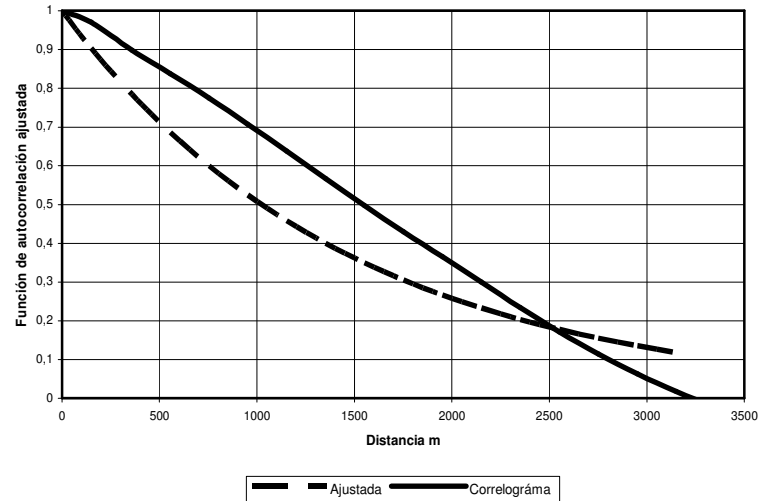


Figura 2.73 Gráfica de comparación entre el correlograma ajustado y el calculado para el azimut de 90° en el sitio con emanación.

Pero puesto que para el cálculo de los correlogramas se consideran todos los datos del área en las direcciones estudiadas, sin establecer diferencias entre los datos del norte y los del sur o los del este y el oeste, es posible considerar al centro del área como centro de simetría y así trazar la distancia de influencia en cada dirección calculada y su dirección opuesta, para así obtener una figura dentro de la cual son aplicables las funciones de correlación calculadas.

Debido a que la figura que se puede obtener (dependiendo del grado de anisotropía que se tenga) puede ser totalmente irregular, es posible analizar esto por medio de una elipse circunscrita en la figura definida.

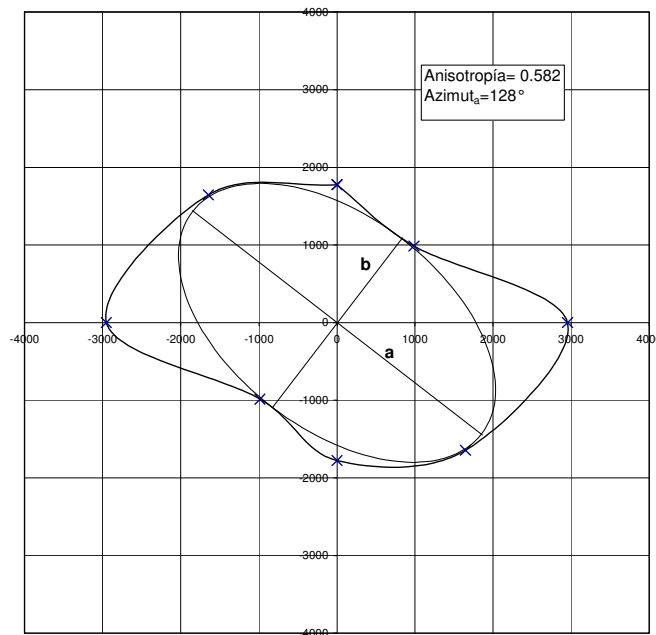


Figura 2.74 Elipse de anisotropía en la frontera inferior del estrato arcilloso del sitio con emanación.

Tabla 2.9 Datos de la anisotropía a considerar en el modelo de estimación de la frontera inferior del estrato arcilloso en el sitio con emanación.

Anisotropía	0.582
Azimut	128°
2a	2337.87

En la Figura 2.74 se muestra la elipse que delimita el área donde es aplicable la función de correlación que define al modelo y el cual estará en función del coeficiente de anisotropía dado por la relación entre los semiejes mayor y menor de dicha elipse, datos que se proporcionan en la Tabla 2.9.

Como se puede ver, comparando las elipses de anisotropía y las distancias de influencia aquí obtenidas con las del Campo Cantarell, existe una gran diferencia en la anisotropía de ambos, lo cual justifica la evaluación aquí realizada de la variación espacial de esta variable en el área con emanación.

2.6.3.4 Estimación

En el presente inciso, para estimar la variación espacial de la frontera inferior del estrato arcilloso del fondo marino, se utilizó el mismo procedimiento que en el Campo Cantarell.

Mediante la aplicación de la técnica de estimación del kriging ordinario con el programa okb2dm.exe del software GSlib (Deutsch, 1992) (Anexo B) y los parámetros de la tabla 2.9 para definir el modelo de la ecuación 2.17, se obtuvo en 2D la Figura 2.75, donde se muestra la variación espacial estimada para dicha frontera.

$$\rho = e^{-8.555E-04}$$

2.17

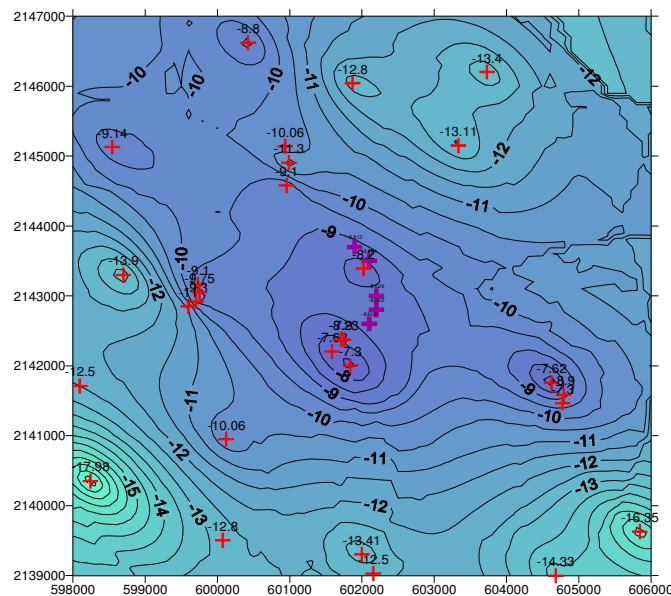


Figura 2.75 Vista en 2D de las curvas de isovalores estimadas de la frontera inferior del estrato arcilloso del sitio con emanación.

En la Figura 2.76 se presenta la vista en 3D de la variación de espesor del estrato arcilloso estimada, donde se pueden ver los sondeos utilizados y las curvas de isovalores que definen la frontera inferior del estrato.

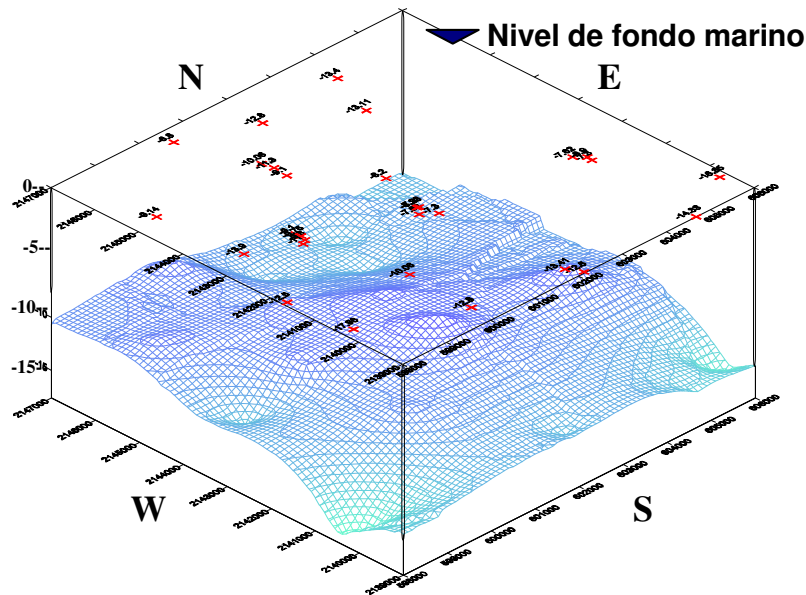


Figura 2.76 Vista en 3D del estrato arcilloso completo mostrando las curvas estimadas de isovalores de la frontera inferior (zona de emanación).

Adicionalmente, con fines de verificar los cambios y diferencias entre lo obtenido en la Figura 2.76 con lo obtenido en la evaluación estratigráfica global del IMP y en el análisis de Valdez, en las Figuras 2.77 y 2.78 se presentan tales configuraciones.

Así, comparando las tres figuras mencionadas, es posible verificar que existe bastante similitud entre las Figuras 2.76 y 2.77, no así entre éstas y la 2.78.

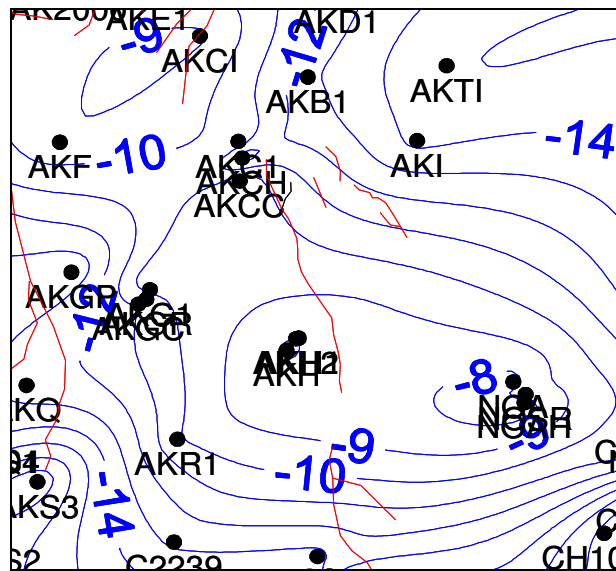


Figura 2.77 Curvas de isovalores de la profundidad respecto del fondo marino de la malla 2 calculada en el IMP en el área con emanación

Pero a su vez comparando a éstas con un plano de isopacas (Figura 2.79) obtenido del levantamiento geofísico del año de 1998 (plano que define el límite de los sedimentos no consolidados, que para este caso, es la frontera inferior del estrato arcilloso), se ve que la mayor similitud está entre las Figuras 2.76 y 2.77 con el plano de isopacas y aún mejor entre la 2.76 y la 2.79.

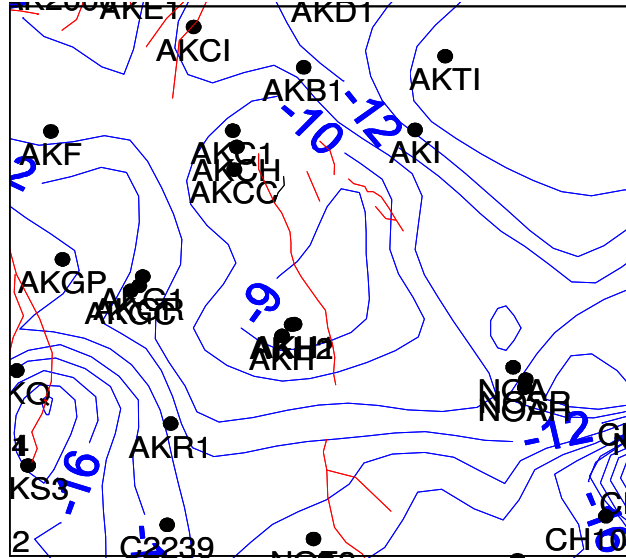


Figura 2.78 Curvas de isovalores de la profundidad respecto del fondo marino de la frontera inferior estimada por Valdez en el área con emanación

En las mismas Figuras 2.76 y 2.79, es posible apreciar que las zonas de planicie central, noroeste y este casi coinciden, a diferencia de la zona noreste, donde la información es más escasa y por ende su estimación es más errática, aún así su tendencia de variación es similar.

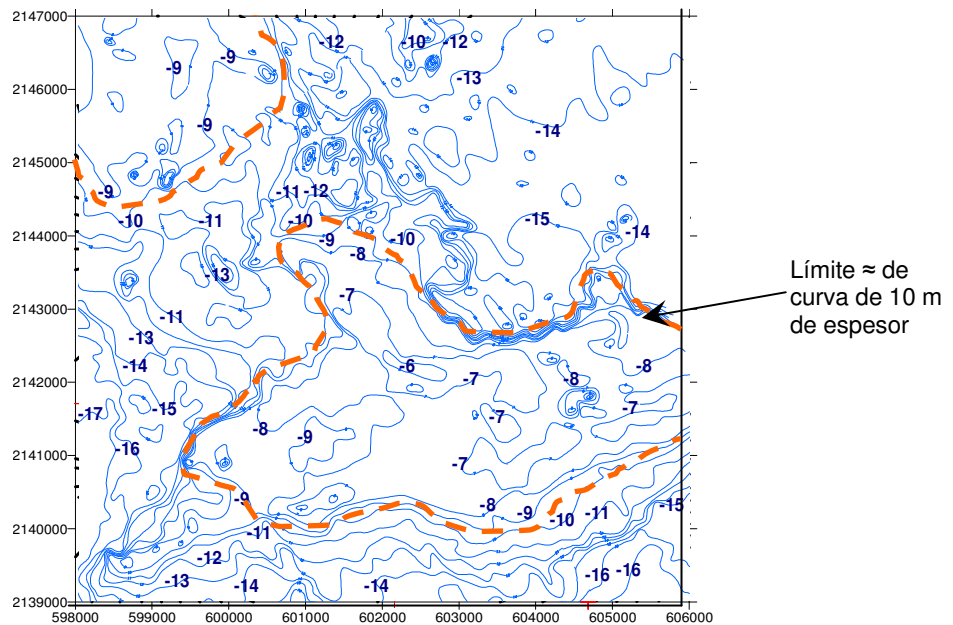


Figura 2.79 Curvas de isopacas en el sitio con emanación obtenido del levantamiento geofísico de 1998.

Cabe mencionar que, dado que el problema que aquí se analiza está enfocado a la afectación de los suelos en la zona de emanación de hidrocarburos y ésta está ubicada en la zona de *la planicie central de menores espesores del estrato arcilloso*, se puede considerar que la estimación realizada es aceptable para los fines requeridos.

Por otro lado, puesto que, lo que se presenta en la Figura 2.76 es precisamente un estimado de la variabilidad espacial de la frontera inferior del estrato del fondo marino y puesto que, como se aprecia en la comparación con la Figura 2.79, dicho estimado presenta errores, se aprecia que, al haber aplicado el mejor estimador obtenido por este método, en las zonas con mayor información tales errores son menores.

Es posible verificar los resultados anteriores en el plano de la Figura 2.80, donde se presentan las curvas de isovalores de la desviación estándar en el área, y donde se puede ver que precisamente la desviación estándar es menor en cada sondeo (≈ 0), tendiendo a incrementarse al alejarse de éste.

A su vez, en el mismo plano, es posible distinguir las zonas con mayor incertidumbre y mayor desviación estándar ($\geq 1\%$), pudiendo confirmar que la zona con mayores errores de estimación es efectivamente la noreste con poca información, adicionando la esquina noroeste.

Para mostrar con mayor claridad lo anterior, en la Figura 2.81 se presenta en 3D la variación espacial de la desviación estándar. Se aprecia con claridad que las zonas con mayor desviación estándar e incertidumbre se ubican al NW, NE y E (zonas más altas).

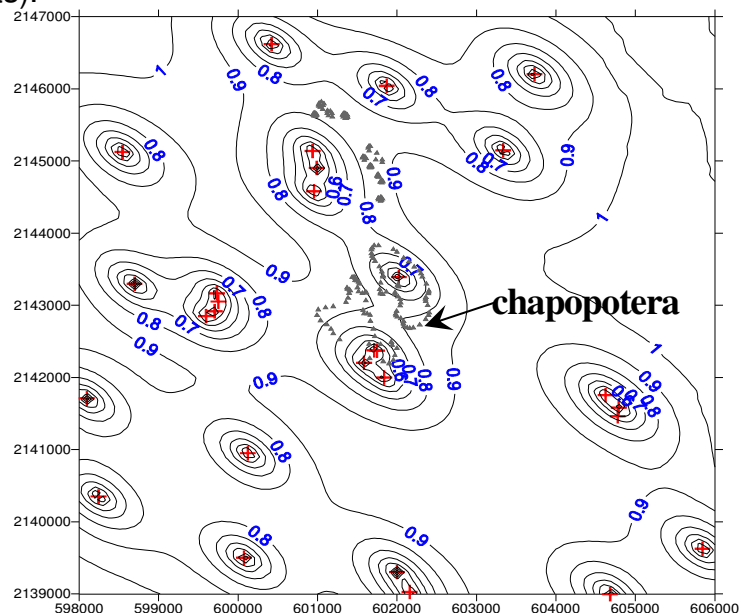


Figura 2.80 Curvas de isovalores de la desviación estándar de la estimación de la frontera inferior del estrato arcilloso en el sitio con emanación.

Adicionalmente, haciendo referencia al plano de la Figura 2.80 donde se localizan las zonas con emanación de hidrocarburos y donde PEMEX localizó

cinco sitios con emanación directa de crudo, aplicando el modelo de estimación definido, se calcularon los espesores en dichos sitios dados en la Tabla 2.10 y puesto que, como se puede ver en la misma figura, la desviación estándar de la estimación en estos sitios es baja, se estima que el error e incertidumbre que se tendría en el espesor estimado en dichos sitios son bajos.

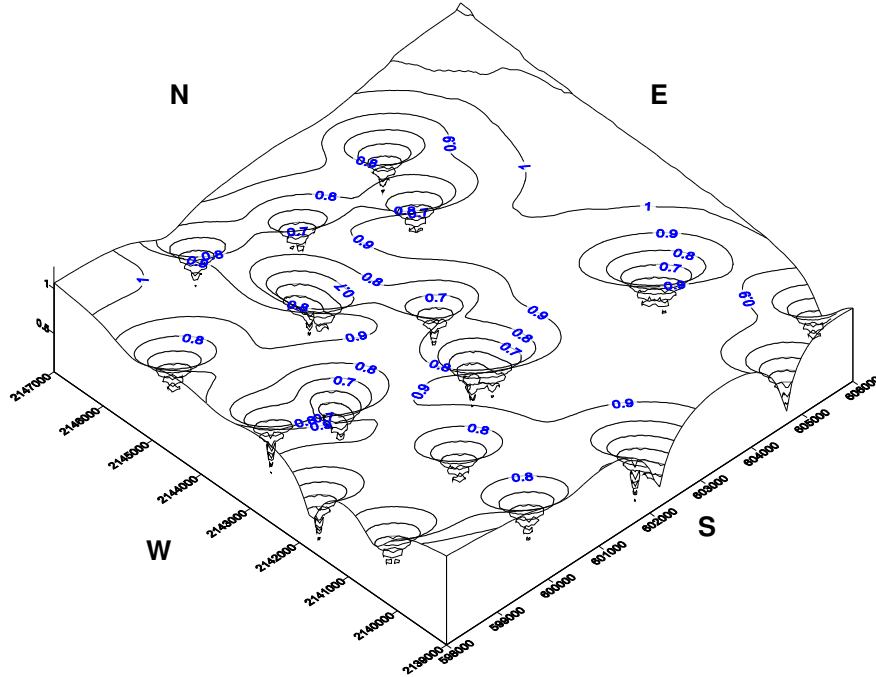


Figura 2.81 Vista en 3D de las curvas de isovalores de la desviación estándar de la frontera inferior en el estrato arcilloso en el sitio con emanación.

Por lo tanto, considerando que los parámetros de dispersión estadística en dichos sitios son pequeños ($m = -8.165$, $V = 0.0027$, $DE = 0.05$, $CV = -0.0064$), es posible aceptar que el espesor del estrato arcilloso a considerar en el análisis de falla de dicho estrato es de 8.17 m, espesor que es muy similar al encontrado en el sondeo G3 (8.2 m) que se localiza exactamente en la zona de emanación.

Tabla 2.10 Espesores estimados del estrato arcilloso en los sitios identificados en la chapopotera.

Sitio	X	Y	Espesor
1	601941	2143713	-8.386
2	602067	2143498	-8.183
3	602174	2143025	-8.105
4	602162	2142810	-8.078
5	602135	2142653	-8.074

2.6.3.5 Simulación

Como se comentó en el inciso 2.6.2.5, la simulación es un proceso por medio del cual se puede generar una o varias configuraciones posibles de un campo aleatorio y así ubicar sitios potencialmente problemáticos.

Para simular la variabilidad espacial de este parámetro, se aplicó un algoritmo que permite efectuar la simulación de campos de variables continuas

Gaussianas (Deutsch, 1992). El programa aplicado fue el de lusim.exe, conocido como LU del software GSlib (Deutsch, 1992), dicho software permite efectuar simulaciones condicionales cuyo proceso matemático se apoya en la descomposición de Cholesky.

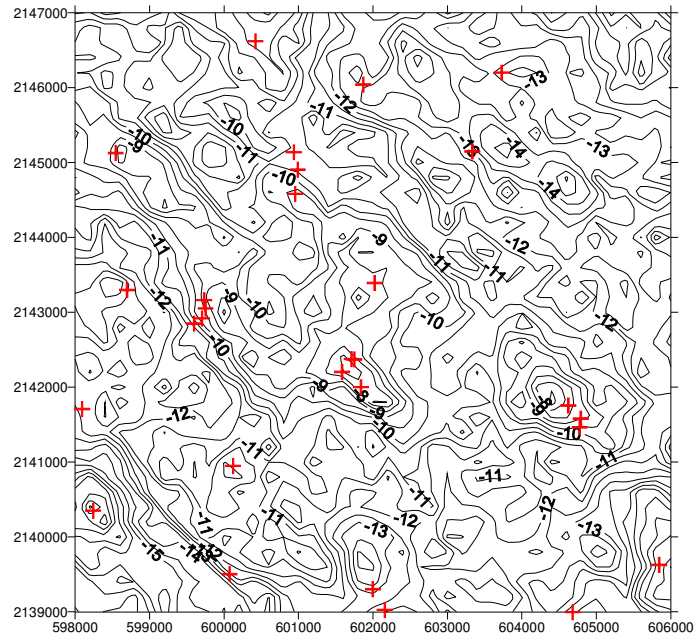


Figura 2.82 Vista en planta de una sola simulación de la frontera inferior del estrato arcilloso en el sitio con emanación.

En la Figura 2.82 se muestra una planta de resultados obtenidos de una simulación de la frontera inferior del estrato arcilloso, donde se pueden identificar, tanto las variaciones bruscas de las curvas de isovalores ocasionadas por la aleatoriedad del proceso, lo anterior ocurre debido a que en las simulaciones no existe el efecto de suavizado como en las estimaciones por kriging (Figura_2.76).

En la misma Figura 2.82 también es posible apreciar que en la zona no se presentan curvas con valores pico o valores extremos de la variable potencialmente problemáticos, esto es, curvas mayores de -7 ni menores de -18, que son los valores extremos del rango de la variable, como se puede verificar en las cotas de los datos medidos.

Otra observación de la misma Figura 2.82, es que, aun cuando ésta es una sola estimación, la tendencia y zonificación de áreas de menor y mayor espesor corresponde con lo obtenido de la media de 35 simulaciones mostrado en la Figura 2.83 y ésta a su vez corresponde con el estimado de la Figura 2.76.

En la Figura 2.84 se presenta en 3D la misma superficie simulada, la cual al compararla con la Figura 2.75 se ve que la similitud entre ambas es buena.

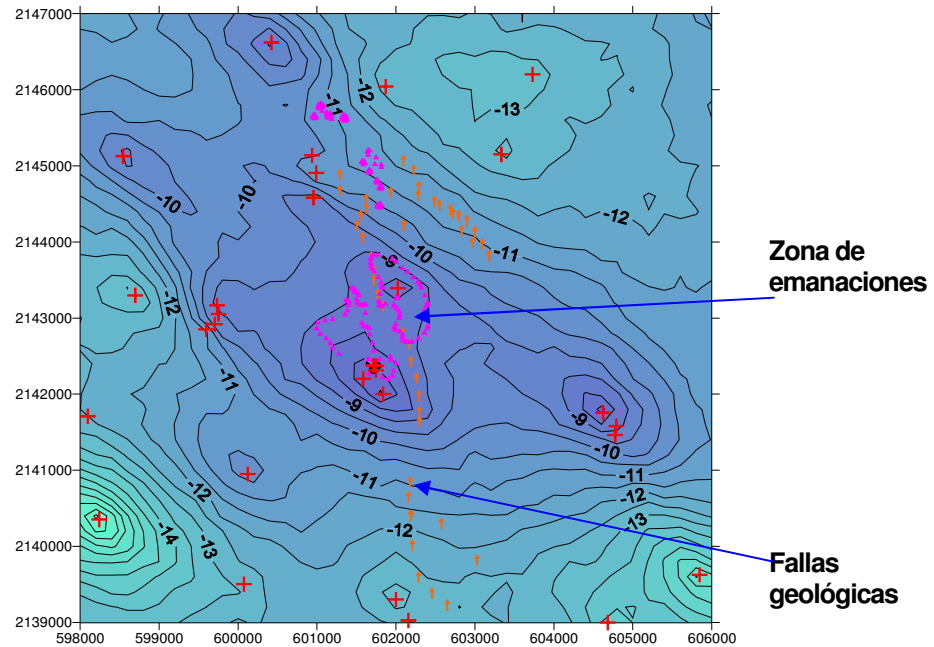


Figura 2.83 Vista en planta del promedio de 35 simulaciones de la frontera inferior del estrato arcilloso en el sitio con emanación.

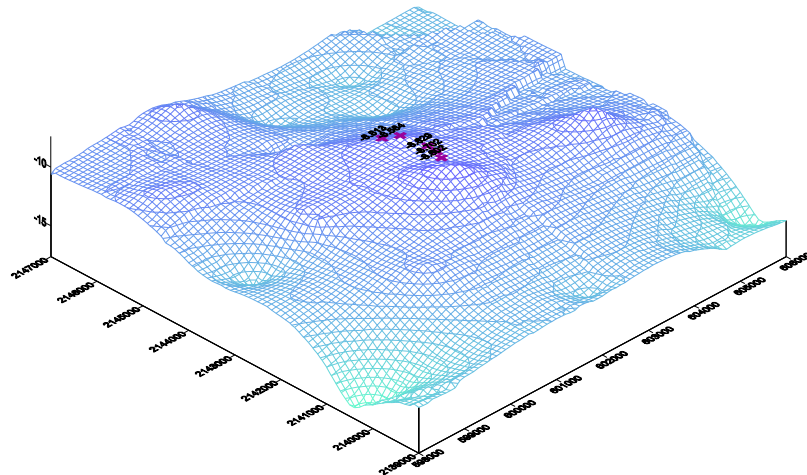


Figura 2.84 Vista en 3D del promedio de 35 simulaciones de la frontera inferior del estrato arcilloso en el sitio con emanación.

2.7 Variación espacial de la resistencia al corte (S) en la zona con emanación

2.7.1 Introducción

El objetivo del presente inciso fue definir la variación espacial de la variable de resistencia al corte del estrato arcilloso, esto con fines de efectuar el análisis mecánico de dicho estrato por efecto de la emanación de hidrocarburos.

Para el análisis, se verificaron los datos proporcionados por las siguientes pruebas: veleta miniatura, torcómetro, veleta remota (hasta 7.5m de profundidad) y, cuando se lograban obtener muestras adecuadas, pruebas triaxiales.

Del análisis de los datos en los 26 reportes geotécnicos seleccionados, se decidió considerar a los datos de la veleta miniatura o el torcómetro como

valores de la variable, ya que de estos era de los que se tenía el mayor número de datos.

Para definir entre los datos de los dos tipos de pruebas, se consideraron los procedimientos de ejecución y las incertidumbres particulares, definiendo que los mejores eran los de la veleta miniatura.

No obstante lo anterior, aún se buscó incrementar su número de valores, aplicando para esto el modelo de correlación definido por Valdez_ (2002) a partir de un análisis de regresión lineal entre la resistencia con la veleta miniatura y el torcómetro, dicho modelo está dado por la ecuación 2.18, cuyo error fue de ± 0.046 .

$$S_{Vmin} = 0.79 S_t + 0.98 \quad 2.18$$

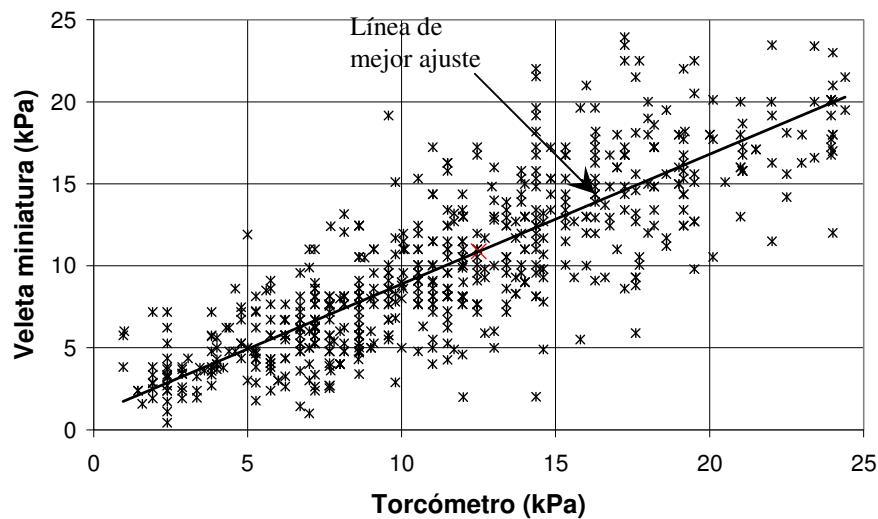


Figura 2.85 Gráfica de correlación entre la veleta miniatura y el torcómetro en el estrato del fondo marino del Campo Cantarell.

En la Figura 2.85 se presenta la gráfica de correlación de los 89 sondeos utilizados en el modelo del estrato arcilloso del Campo Cantarell. En la gráfica se encontraron valores para la veleta miniatura y el torcómetro desde 1.4 y 1.6 kPa hasta valores de 46 y 44 kPa respectivamente, pero estos máximos, debido a su escaso número de valores, se limitaron hasta 25 kPa.

A continuación, en la Tabla 2.11, se presentan los parámetros estadísticos de los datos correlacionados entre S_{Vmin} y S_t .

Tabla 2.11 Parámetros estadísticos de los datos correlacionados entre la veleta miniatura y el torcómetro en el estrato arcilloso del Campo Cantarell.

Coefficiente de correlación	0.8
Varianza	10.49
Error de la varianza	0.00055
Desviación estándar	3.24
Centroide de la población	(12.5,10.8)

2.7.2 Análisis estadístico

Después de haber definido los resultados de la veleta miniatura como variable aleatoria, se trazó la gráfica de la Figura 2.86 donde se muestra la variación de la resistencia al corte con la profundidad de los 26 sondeos seleccionados.

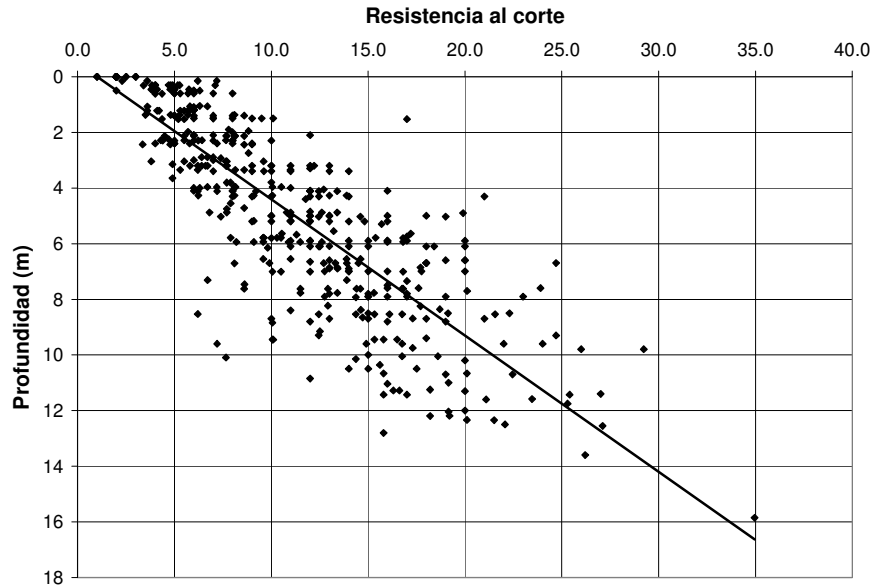


Figura 2.86 Gráfica de variación de la resistencia al corte con la profundidad de los 26 sondeos seleccionados.

De la gráfica anterior, se observa que la dispersión es elevada pero aún así se tiene un coeficiente de correlación de 0.84, lo que concuerda con su tendencia positiva e incremento de la resistencia con la profundidad y una alta incertidumbre.

De la misma figura se infiere que, la dispersión (profundidades grandes y resistencias bajas y viceversa), es ocasionada por la variación del espesor del estrato y el efecto de los hidrocarburos.

2.7.2.1 De la variable aleatoria S

A continuación, en el presente inciso, se describen los parámetros de tendencia central y dispersión obtenidos del análisis estadístico de la variable S (Tabla 2.12), así como su gráfica de distribución de frecuencias acumuladas e histograma de la Figura 2.87.

Del análisis de los parámetros de tendencia central, referidos a su vez al histograma obtenido, se deduce que, tanto la media como la mediana indican que éste está sesgado hacia la derecha, pero la moda, la cual presenta dos valores, indica que éste es un histograma *bimodal* y que por lo tanto, los datos pertenecen a *dos poblaciones* o medios.

Con base en lo anterior, del mismo histograma, se definió que una población tiene resistencia baja y la otra resistencia mayor, cuyos valores, como se vio, se incrementan de arriba hacia abajo en el espesor del estrato, así se deduce que

la resistencia menor corresponde al sustrato de consistencia muy blanda y la mayor al sustrato de consistencia blanda.

Tabla 2.12 Parámetros estadísticos de los datos de resistencia al corte en el estrato arcilloso del fondo marino de la zona con emanación.

Parámetros	
Media	10.91 kPa
Mediana	10.1 kPa
Modas	6.7 y 12.6
Varianza de la muestra	33.11
Coefficiente de variación	52.7%
Desviación estándar	5.75 kPa
Curtosis	3.21
Rango	34 kPa
Valor mínimo	1 kPa
Valor máximo	35 kPa
No. de datos	453

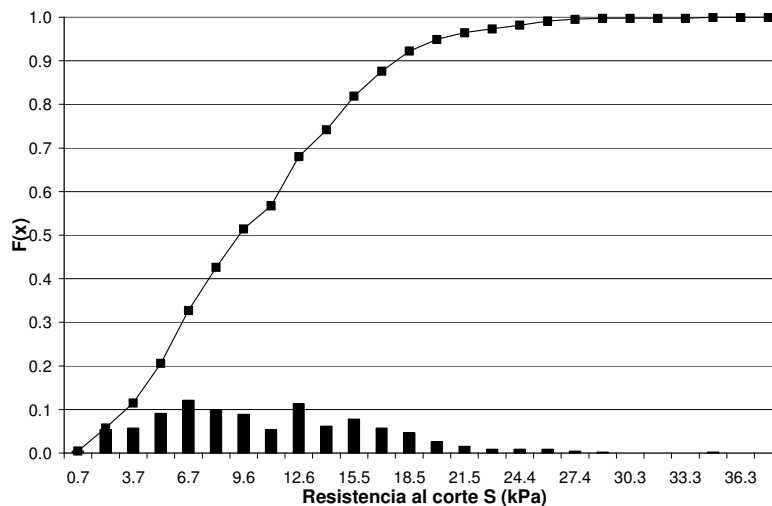


Figura 2.87 Histograma y curva de distribución de frecuencias de la resistencia al corte en el estrato del fondo marino de la zona con emanación.

Del análisis anterior se pudo deducir que, la resistencia del sustrato de consistencia muy blanda varía de 0 a 10.5 kPa y la del sustrato de consistencia blanda de 10.5 a 35 kPa.

De las medidas de dispersión, se deduce que ésta es elevada respecto a la media y la recta de tendencia, como también es posible observarlo en la gráfica de la Figura 2.86, esto es la varianza es tres veces mayor que la media y por ende tanto la desviación estándar como el coeficiente de variación son elevados, lo que confirma una alta incertidumbre.

La curtosis (mayor de tres) indicaría que si la distribución de los datos en el histograma tuviera forma de campana, ésta sería picuda, pero el tener dos poblaciones lo impide.

Con base en lo anterior y considerando la resistencia de 10.5 kPa como resistencia en la frontera entre poblaciones, el estrato se dividió en dos

subestratos limitados por un plano, a partir del cual se infiere que el subestrato superior presenta una consistencia tan blanda que podría ser removido o desplazado por el oleaje y corrientes de una tormenta junto con los ductos en él contenidos.

Con base en lo anterior, en cada sondeo se definió la profundidad para la resistencia de 10.5 kPa dadas en la Tabla 2.13 y las cuales se utilizaron en la evaluación de la variabilidad espacial de dicha frontera y definir el espesor de los dos subestratos que conforman al estrato arcilloso en la zona con emanación de hidrocarburos.

Tabla 2.13 Profundidad de la frontera entre subestratos muy blando y blando que conforman al estrato arcilloso en el área con emanación

Sondeo	Profundidad, m	Sondeo	Profundidad, m
AkB1	4.80	AkI	3.90
AkC1	5.70	AkQ	4.50
AkCC	5.70	AkR1	6.60
AkCH	3.30	AkS3	7.50
AkCI	3.90	AkTI	3.90
AkF	3.30	Ch 101A	3.90
AkG1	6.00	Gas 1	3.30
AkG2	3.90	Gas 2	4.80
AkGC	3.90	Gas 3	3.30
AkGP	3.30	NoA	4.50
AkGR	4.50	NoAH	5.10
AkH1	4.50	NoB	4.80
AkH2	5.40	NoF1	3.90

Como se ve en esta tabla, la profundidad de la frontera varía entre 3.30 y 7.50m.

2.7.2.2 De la frontera entre subestratos

A continuación se calcularon los parámetros estadísticos de tendencia central y dispersión del plano o frontera entre subestratos dados en la Tabla 2.14, así como su gráfica de distribución de frecuencias acumuladas e histograma de la Figura 2.88.

Del análisis de las medidas de dispersión de la tabla anterior, se ve que éstas no son elevadas, ya que la varianza es aproximadamente un tercio de la media y por ende tanto la varianza como la desviación estándar y el coeficiente de variación son pequeños.

El análisis de las medidas de tendencia central, en la Figura 2.88 muestra que la curva de distribución de frecuencias y el histograma están sesgados a la izquierda y dan indicios de que predominan los espesores menores que la media.

Tabla 2.14 Parámetros estadísticos de la variación de la frontera entre substratos del estrato arcilloso en el área con emanación.

Parámetros	
Media	4.55 m
Mediana	4.5 m
Moda	4.9 m
Varianza de la muestra	1.14 m
Coefficiente de variación	23%
Desviación estándar	1.23 m
Curtosis	4.21
Rango	4.2 m
Valor mínimo	3.3 m
Valor máximo	7.5 m
No. de datos	26

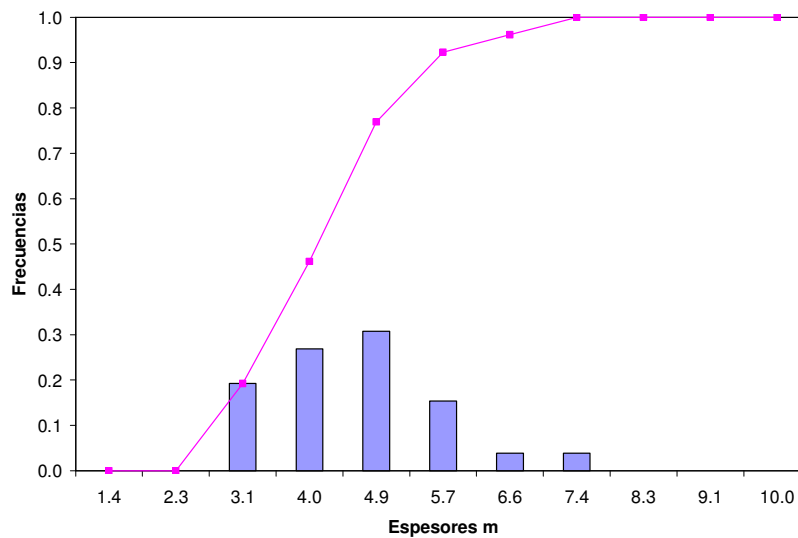


Figura 2.88 Histograma y curva de distribución de frecuencias de la frontera entre substratos del estrato arcilloso en el área con emanación.

2.7.3 Análisis de tendencia

En el presente inciso se efectuaron diversas evaluaciones; se analizó el comportamiento de la tendencia de variación vertical de S en cada sondeo y se corroboraron las anomalías detectadas en el análisis efectuado en el inciso 2.3.2. Para la variación espacial de S , se definió el hiperplano que limita a la parte aleatoria de la parte determinista de la variable y finalmente, se analizó la tendencia de variación de la frontera entre substratos del estrato arcilloso.

2.7.3.1 Variación vertical de S :

Este análisis se llevó a cabo mediante la aplicación del método de los mínimos cuadrados, el cual permitió efectuar el análisis de regresión de cada sondeo y obtener así los coeficientes m y b de la ecuación lineal 2.19 y definir posteriormente las rectas de tendencia de cada sondeo respecto a su profundidad.

$$S = m Z + b$$

2.19

Donde S es la resistencia al corte y z la profundidad.

Con fines de verificar los resultados obtenidos en el inciso 2.3.2, el análisis de tendencia se efectuó en los 30 sondeos. Las rectas correspondientes se muestran en la Figura 2.89. Se puede ver que las rectas de los cuatro sondeos anómalos (líneas discontinuas) presentan pendientes muy diferentes a las del resto, lo que confirma que son atípicos y justifica su eliminación del análisis.

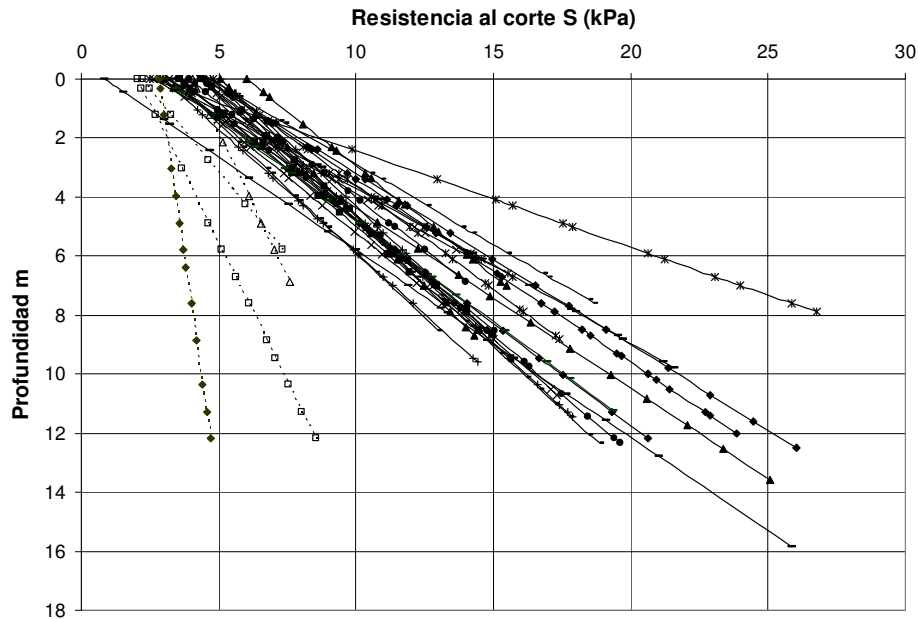


Figura 2.89 Rectas de tendencias de variación de la resistencia al corte S con la profundidad en los 30 sondeos iniciales.

Como se puede ver, tanto en la Figura 2.89 como en la Tabla 2.15, con excepción del sondeo Gas 3, la variación de las pendientes de las rectas de tendencia es mínima, lo cual hace que sean casi paralelas. Conforman así un grupo cuya media se podría considerar como la tendencia general de variación de la resistencia al corte del campo aleatorio.

En el sondeo Gas 3 ubicado dentro del área contaminada, se ve que la resistencia al corte tiende a aumentar con mayor velocidad que en el resto del grupo. De acuerdo con Sills y Wheeler (1992), lo anterior puede ocurrir en un suelo con hidrocarburos dependiendo de la historia de consolidación y la presión del agua.

Se estima por otra parte que el incremento pudo ser ocasionado por una cementación adicional generada por los hidrocarburos que ahí emanan, ya que durante el muestreo efectuado en el año 2002, se encontró que dichos suelos estaban sumamente impregnados de crudo.

En la Tabla 2.15 se presenta la relación de los 26 sondeos con las respectivas pendientes de las rectas de tendencia y los coeficientes de correlación de S con la profundidad. La mayoría son superiores a 0.8 (con excepción de tres), lo que

indica una buena correlación entre la variación de la resistencia al corte y la profundidad.

Tabla 2.15 Relación de pendientes de las rectas de tendencia y coeficientes de correlación de S contra profundidad de los 26 sondeos.

Sitio	Pendiente	c. correl.	Sitio	Pendiente	c. correl.
Gas 3	3.073	0.93	NOA	1.404	0.77
AKH2	1.914	0.83	Gas 1	1.354	0.67
Gas 2	1.903	0.88	AKF	1.349	0.84
AKGC	1.884	0.97	AKH1	1.31	0.92
AKG2	1.843	0.94	AKI	1.27	0.8
AKTI	1.725	0.92	AKGR	1.226	0.84
CH101A	1.632	0.89	AKCH	1.214	0.91
AKGP	1.609	0.87	AKG1	1.198	0.81
AKS3	1.578	0.9	NOB	1.178	0.84
NOF1	1.456	0.87	AKQ	1.151	0.93
AKB1	1.435	0.93	NOAH	1.142	0.85
AKC1	1.433	0.89	AKR1	1.14	0.86
AKCI	1.433	0.89	AKCC	1.065	0.77

Posteriormente, con fines de continuar analizando la tendencia de la variable en el dominio y a su vez concretar la distribución de las pendientes de las rectas de tendencia de cada sondeo, aplicando el método de kriging, se efectuó un análisis de estimación de variación horizontal mostrado en la Figura 2.90

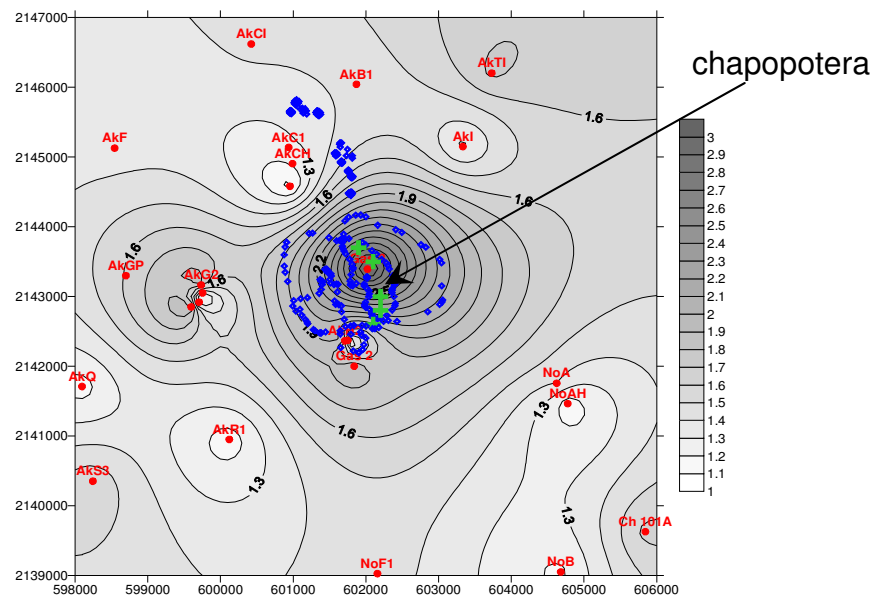


Figura 2.90 Curvas de isovalores de la pendiente de las tendencias de S en el estrato del fondo marino de la zona con emanación

2.7.3.2 Variación espacial de S .

El análisis de tendencia de variación espacial de S se realizó en dos formas, una con una sola ecuación del hiperplano del campo aleatorio, o sea para el espesor total del estrato arcilloso, y la otra dividiendo el estrato en las dos

poblaciones obtenidas en la evaluación estadística y obteniendo para cada una sus correspondientes ecuaciones de los hiperplanos.

Para el campo aleatorio completo, el mejor ajuste para la estimación del hiperplano fue obtenido con la ecuación 2.20:

$$S = 9.9E-05x + 2.1E-04y + 1.44z - 508.42 \quad 2.20$$

donde las variables x y y corresponden a las coordenadas UTM de los sondeos y z a la profundidad dentro del campo aleatorio.

Para el estrato arcilloso dividido en sus dos poblaciones o subestratos, las ecuaciones de mejor ajuste para la estimación de la tendencia espacial en cada uno de ellos están dadas por las ecuaciones 2.21 y 2.22, desde el lecho marino hasta la frontera entre subestratos y desde ésta misma hasta la frontera con el estrato arenoso:

$$S = 9.14E-05x + 1.55E-04y + 1.09z - 382.05 \quad 2.21$$

$$S = 1.01E-04x + 2.55E-04y + 0.83z - 598.39 \quad 2.22$$

donde las variables x y y igualmente corresponden a las coordenadas UTM de los sondeos y z a la profundidad dentro del campo aleatorio.

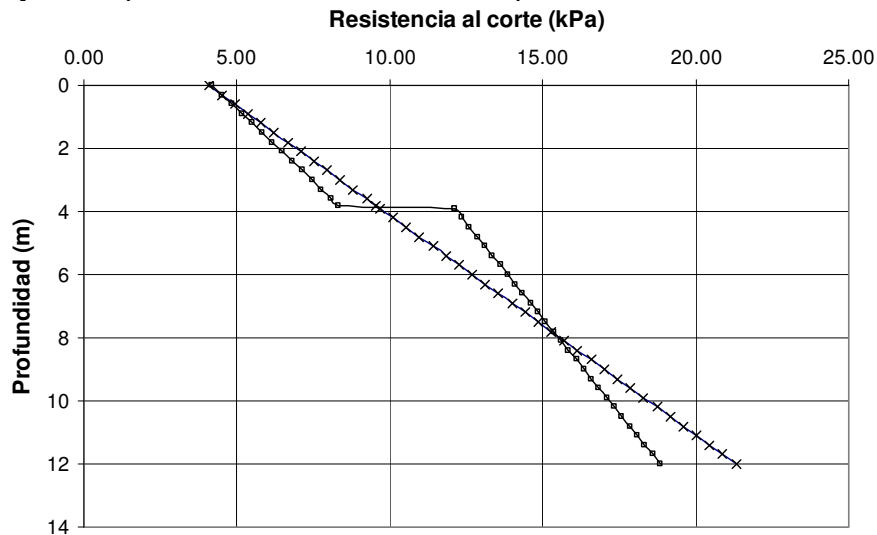


Figura 2.91 Tendencia típica en la variación de la resistencia al corte con la profundidad de las tres ecuaciones sobre un mismo punto del estrato arcilloso.

En la Figura 2.91 se presenta la gráfica de las tres ecuaciones anteriores de tendencia lineal (hiperplanos) sobre un mismo punto del dominio, la continua corresponde a la ecuación del campo completo y la escalonada al primero y segundo subestrato respectivamente, o sea a los subestratos de consistencia muy blanda y blanda.

Como se puede ver, ambas gráficas inician con el mismo valor de resistencia en cero metros, pero al término, el valor dado por la ecuación 2.20 es mayor que el de las ecuaciones de cada subestrato, lo que implicaría posiblemente, sobreestimar la resistencia de ambos subestratos.

2.7.3.3 Variación de la frontera entre substratos

El objetivo de efectuar este análisis fue el definir el plano de tendencia o de valores deterministas de variación de la profundidad de la frontera entre substratos y a su vez definir la parte aleatoria (residuos) a utilizar en la estimación de la variación espacial de la misma frontera.

Para definir el plano requerido se aplicó el método de los mínimos cuadrados y se efectuó un análisis de regresión, lo cual permitió definir la ecuación 2.23 y con ésta calcular inicialmente las profundidades del plano en cada sondeo y el residuo o parte aleatoria correspondiente.

$$z = 1.21E-04x + 1.51E-04y - 401.52 \quad 2.23$$

Donde igualmente, las variables x y y corresponden a las coordenadas UTM de los sondeos y z a la profundidad dentro del campo aleatorio.

Para definir la geometría completa del plano, sobre el dominio del campo se trazó una retícula de 100 por 100 m y mediante el método de interpolación lineal del programa Surfer, se calculó la profundidad Z de los puntos de intersección de la retícula, obteniendo así el plano de la Figura 2.92.

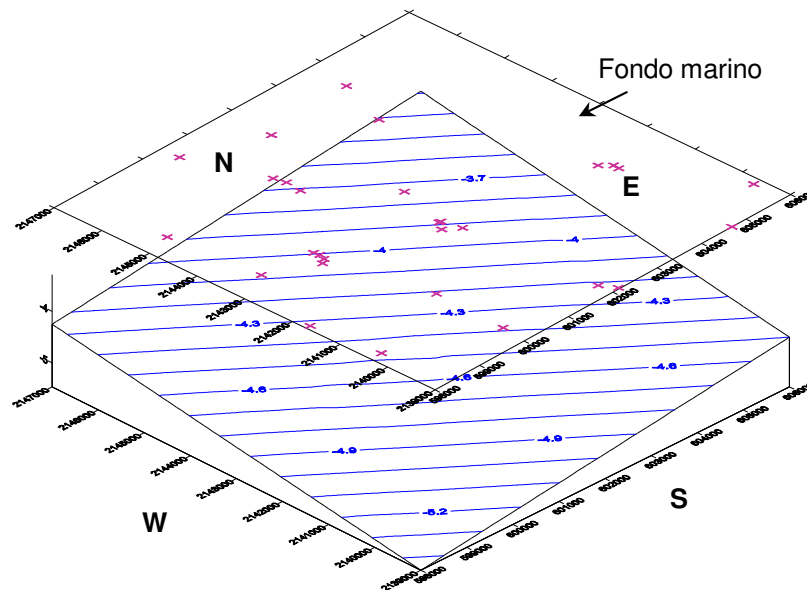


Figura 2.92 Plano de tendencia de la frontera entre substratos del estrato arcilloso del área con emanación.

En la Figura 2.92 se puede apreciar que la frontera entre substratos tiende a profundizarse hacia el suroeste, o sea, aparentemente, el espesor del substrato muy blando tiende a incrementarse hacia el suroeste, lo que coincide con la profundización de la frontera entre poblaciones de w o del espesor total del estrato arcilloso mostrado en la Figura 2.69 del inciso 2.6.3.2.

Pero a su vez, en la Figura 2.92 también se ve, que aparentemente esta frontera entre substratos tiende a disminuir hacia el noreste, lo que no coincide con el incremento del espesor total del estrato arcilloso mostrado en la Figura 2.70.

2.7.4 Análisis estructural

El análisis estructural que aquí se presenta comprende al análisis de la parte aleatoria de la variable de resistencia al corte S y al de la variación espacial de la frontera entre substratos del estrato arcilloso.

2.7.4.1 De la variable de resistencia al corte S .

El análisis de la resistencia al corte se efectuó en dos etapas, una la correspondiente al análisis vertical requerida para obtener el correlograma o función de autocorrelación vertical y la otra al análisis horizontal requerida para obtener el correlograma o modelo de correlación horizontal.

El análisis de correlación vertical de la parte aleatoria de cada sondeo, se efectuó mediante la aplicación del programa de cómputo MESCAL (Instituto de Ingeniería, 2002, Anexo B), obteniendo así las funciones de autocorrelación de la Figura 2.93.

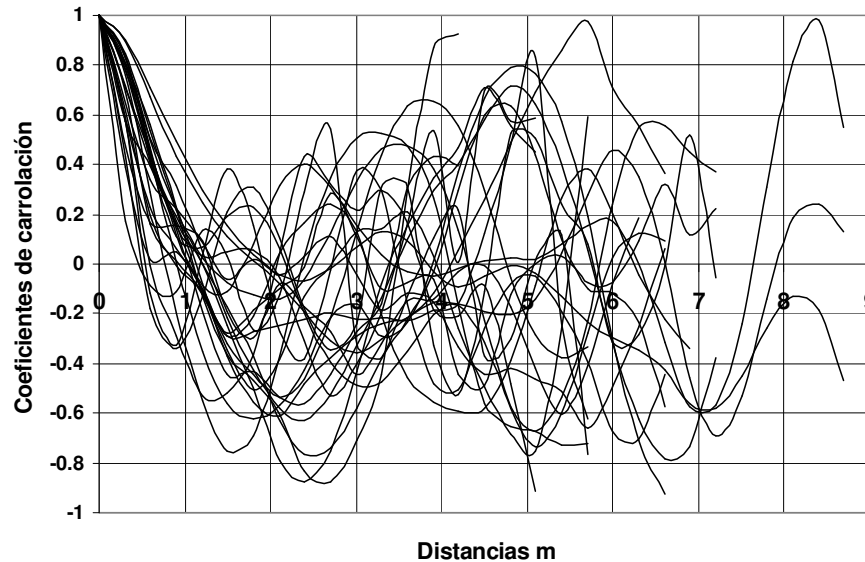


Figura 2.93 Funciones de autocorrelación vertical de la resistencia al corte de los 26 sondeos del estrato arcilloso del sitio con emanación

Adicionalmente, en la Figura 2.93, se observa que en las funciones de autocorrelación no hay similitud de frecuencias de variación entre ninguna de ellas, en forma tal que permita identificar alguno o algunos grupos con igual comportamiento, efecto que también se observa en las gráficas de las funciones exponenciales ajustadas de la Figura 2.94.

A las funciones de autocorrelación o correlogramas obtenidos, se ajustaron las curvas exponenciales dadas en la Figura 2.94 y a partir de éstas se obtuvieron las distancias de influencia de la Tabla 2.16.

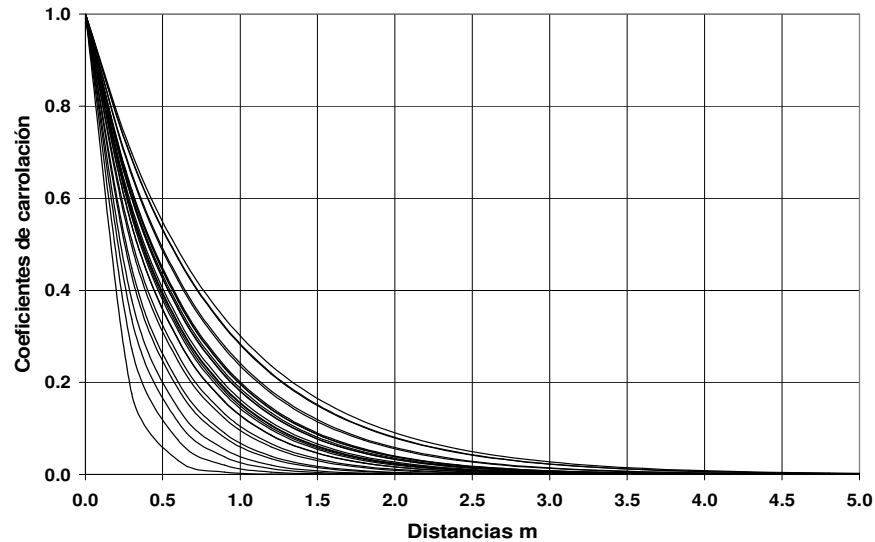


Figura 2.94 Curvas exponenciales ajustadas a las funciones de autocorrelación vertical de la resistencia al corte de los 26 sondeos del sitio con emanación.

Tabla 2.16 Distancias de influencia vertical de la resistencia al corte de los 26 sondeos en el sitio con emanación.

Sitio	Distancia de influencia, m	Sitio	Distancia de influencia, m
AKB1	1.38	AKI	0.89
AKC1	1.23	AKQ	0.98
AKCC	1.59	AKR1	0.34
AKCH	1.11	AKS3	1.67
AKCI	1.08	AKTI	1.17
AKF	0.85	NOA	1.05
AKG1	0.71	NOAH	1.25
AKG2	0.55	CH101A	1.41
AKGC	1.17	NOB	0.46
AKGP	0.75	NOF1	0.62
AKGR	1.19	Gas 2	1.58
AKH1	1.07	Gas 3	1.23
AKH2	1.03	Gas 1	0.4

En general se puede decir que, puesto que las distancias de influencia no exceden de 1.67 m, el campo aleatorio tiene una baja correlación vertical, aun cuando éste tiene espesores de más de 15 m.

A continuación, con fines de conocer la distribución de tales distancias en el dominio, aplicando el método de kriging, se estimaron sus curvas de isovalores mostradas en la Figura 2.95, las cuales dan indicios de la heterogeneidad del campo.

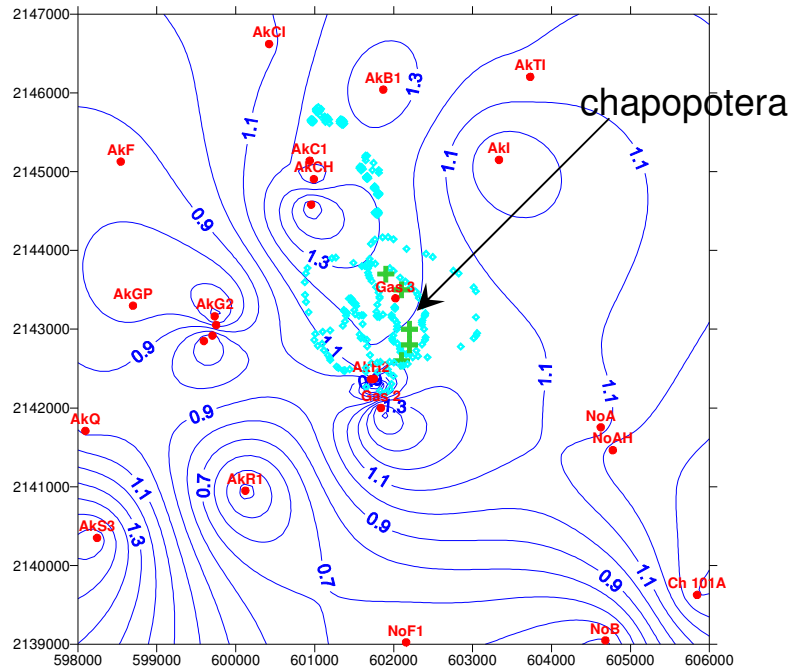


Figura 2.95 Curvas de isovalores de las distancias de influencia vertical de la resistencia al corte del sitio con emanación.

Finalmente, para definir un modelo de correlación vertical, se calcularon los coeficientes de autocorrelación vertical de cada sondeo en función de la distancia vertical correspondiente y, de tales funciones, se obtuvo la curva de autocorrelación media de la Figura 2.96 a la que se ajustó el modelo exponencial dado por la ecuación 2.24, despreciando la ligera correlación negativa asociada con un comportamiento semi-armónico de la variación vertical de la resistencia.

$$\rho_a = e^{-2.193Z_i} \tag{2.24}$$

donde Z_i es la distancia entre dos puntos ubicados en una misma vertical

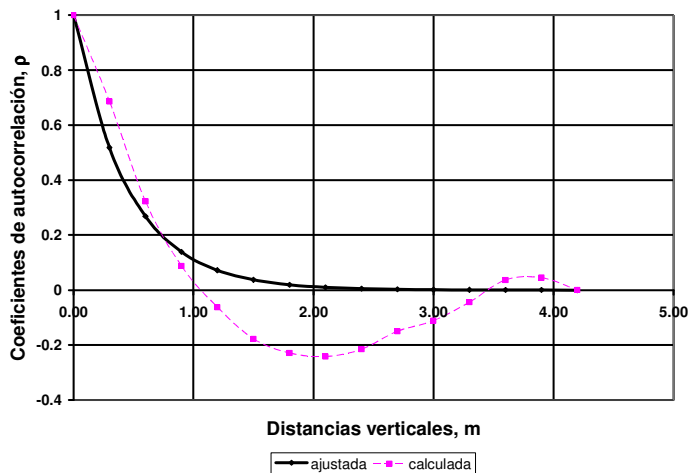


Figura 2.96 Gráfica de autocorrelación vertical media calculada y ajustada con el modelo exponencial de la ecuación 2.24.

La distancia de influencia de la curva ajustada, definida en forma convencional como el doble del área bajo la curva exponencial (Vanmarcke, 1983), resultó corta (0.91 m).

La siguiente etapa correspondió a la evaluación de la correlación horizontal, para lo cual se hizo el análisis de correlación cruzada entre los 26 sondeos. Esto es, mediante la aplicación del mismo programa MESCAL (Anexo B), para tener información a intervalos iguales y constantes (30 cm) se obtuvieron datos estimados por interpolación lineal.

A continuación, con el mismo programa, mediante una combinación de dos en dos de los 26 sondeos, se calcularon las funciones de correlación entre sondeo y sondeo (correlación cruzada) y sus correspondientes 325 coeficientes de correlación fueron graficados en la Figura 2.97.

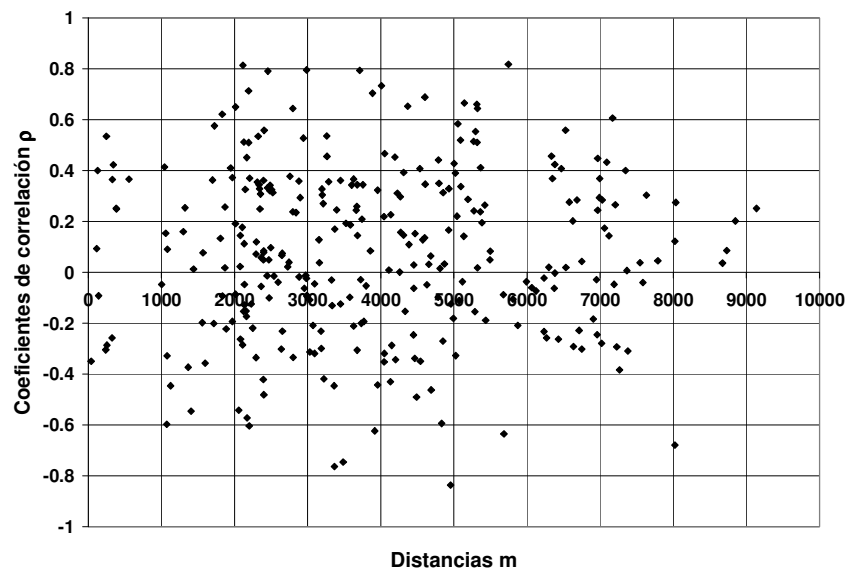


Figura 2.97 Gráfica de coeficientes de correlación horizontal de la resistencia al corte en el sitio con emanación.

De la gráfica de la Figura 2.97, se puede ver que la dispersión de los coeficientes, tanto positivos como negativos (casi en una misma proporción), es sumamente elevada denotando una ausencia de correlación entre sondeos.

En la misma figura, muy notorios son los coeficientes pequeños (menores de 0.4 tanto positivos como negativos) ya que estos corresponden a sondeos muy cercanos entre sí (AkG1, AkG2, AkGC, AkGR, AkH1, AkH2, G1, G2, AkC1, AkCH, AkCC). A la inversa se obtienen algunos coeficientes elevados (mayores de 0.8) entre sondeos con separaciones de 5 km o más.

De los resultados aquí obtenidos, es posible concluir que, dada la heterogeneidad obtenida, tanto horizontal como verticalmente, no es recomendable (por lo menos en el estrato arcilloso) aplicar al diseño de una estructura datos de sondeos que no sean del sitio específico, principalmente cuando el suelo puede ser alterado por eventos geológicos (movimientos

tectónicos, deposiciones arrecifales, etc.) o naturales (emanaciones de hidrocarburos, arrastres de tormentas, etc.).

Continuando con el análisis de los resultados de la Figura 2.97, se puede comentar además que el signo de los coeficientes de correlación estuvo regido por la similitud de los perfiles, lo cual se puede notar fácilmente al comparar las gráficas de sondeos con coeficientes de correlación similares y signos opuestos, como los que se muestran en la Figura 2.98

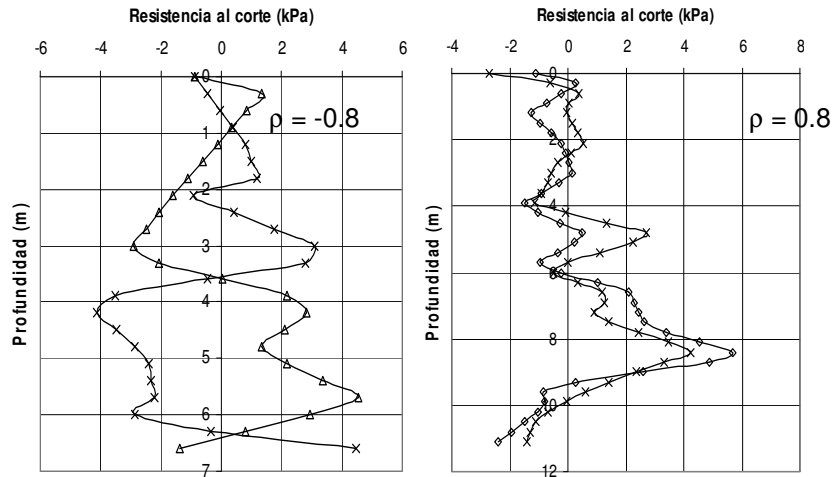


Figura 2.98 Gráficas de la parte aleatoria de cuatro sondeos con altos coeficientes de correlación.

En esta figura, en la gráfica con coeficiente negativo, los perfiles son opuestos con tendencia al efecto espejo respecto a la vertical y con coeficiente positivo los perfiles tienden a sobreponerse, lo que en ambos casos haría una correlación perfecta ($\rho = -1$ o 1).

Adicionalmente, comparando la misma Figura 2.97 con la 2.40 del inciso 2.5.2.3.b, ambas difieren en que en esta última no hay coeficientes negativos y que la agrupación de datos permite trazar una curva de tendencia tipo exponencial, lo que no es posible en la Figura 2.97 y que elimina la posibilidad de obtener un modelo de correlación horizontal para efectuar el análisis de variabilidad en dicho sentido de la resistencia al corte.

Lo anterior también pudo ser verificado al analizar las gráficas de los perfiles de resistencia al corte de los 26 sondeos, tanto los completos (partes determinista y aleatoria) como los de la parte aleatoria únicamente, como se muestran en la Figura 2.99 y donde se ve que todos los perfiles tienen diferentes frecuencias de variación y que no es posible organizar grupos de correlación entre ellos.

Por lo anterior, se concluyó que la parte aleatoria de esta variable se comporta prácticamente como *ruido blanco* (white noise) (Bourke, 1998; Papoulis, 1972) con coeficiente de autocorrelación horizontal de tipo $\delta(X_1 - X_2)$, siendo δ la Delta de Dirac.

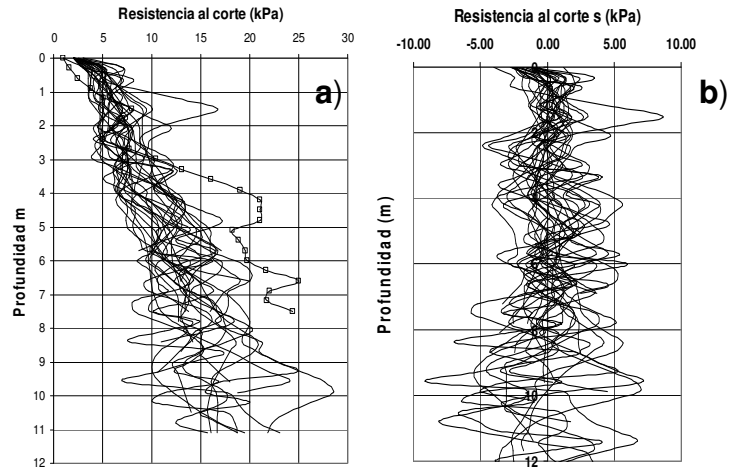


Figura 2.99 Perfiles de resistencia al corte de los 26 sondeos del sitio con emanación, a) completos, b) parte aleatoria.

Algunos autores han propuesto considerar un coeficiente de este tipo para suelos como las arcillas del Valle de México (Reséndiz y Herrera, 1969). Esto parece poco realista para suelos lacustres como los del valle en los que el proceso de sedimentación genera una fuerte correlación horizontal, pero resulta aparentemente más cercano a la realidad en el fondo marino donde el estrato arcilloso se ve afectado por corrientes aleatorias.

2.7.4.2 De la variación de la frontera entre subestratos.

En esta sección se presenta el análisis estructural de la parte aleatoria de la variación de la frontera que limita a los dos subestratos del estrato arcilloso y cuya definición permitirá obtener con mayor precisión el espesor de estos al trazar un perfil o un sondeo virtual en cualquier sitio del dominio.

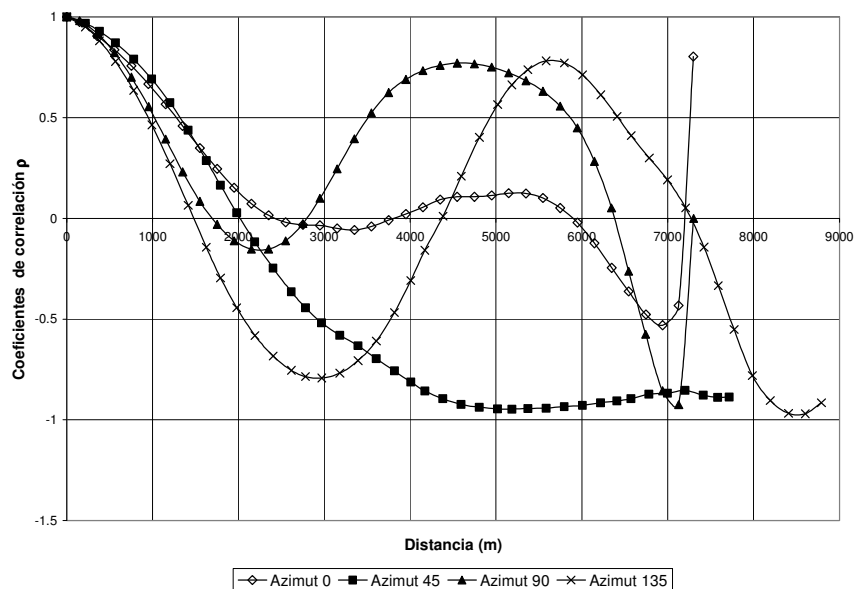


Figura 2.100 Funciones de autocorrelación de los datos aleatorios de la frontera entre subestratos del estrato arcilloso en cuatro direcciones.

Para efectuar este análisis, inicialmente, aplicando el subprograma *gamv.exe* del software GSLIB (Deutsch, 1992) (Anexo B), se definieron las funciones de autocorrelación de la parte aleatoria en cuatro direcciones (0° , 45° , 90° y 135°) como se muestran en la Figura 2.100.

Posteriormente, aplicando el método de los mínimos cuadrados, se calcularon las curvas de ajuste exponencial mostradas en la Figura 2.101 y se calcularon sus respectivas distancias de influencia (Tabla 2.17).

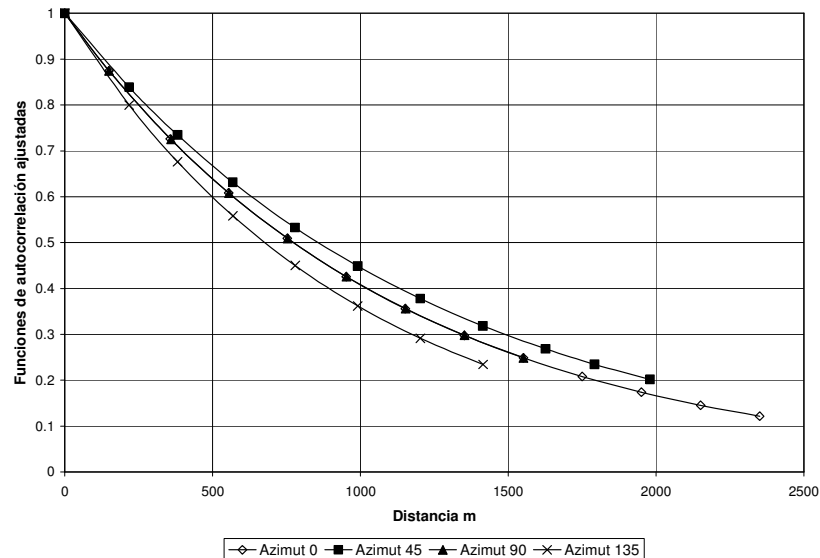


Figura 2.101 Curvas de ajuste de las funciones de autocorrelación de la frontera entre substratos del estrato arcilloso en cuatro direcciones.

Tabla 2.17 Distancias de influencia de las funciones de autocorrelación de la frontera entre substratos del estrato arcilloso en cuatro direcciones.

Azimut	D. de influencia
0°	2230.19
45°	2472.06
90°	2232.10
135°	1950.27

Las cuatro curvas de la Figura 2.101 están muy próximas, incluso coinciden la de 0° y 90° , lo cual denota que la anisotropía puede ser baja.

Para verificar esto, a partir de las distancias de influencia, se trazó la elipse de anisotropía de la Figura 2.102, de donde se pudo confirmar que, efectivamente ésta es baja y así definir los parámetros de la Tabla 2.18 los cuales fueron utilizados en la estimación de variación de la frontera entre substratos.

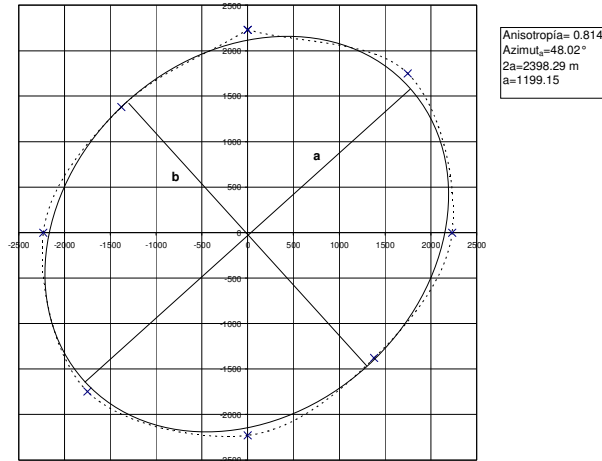


Figura 2.102 Elipse de anisotropía de la variación espacial de la frontera entre subestratos del estrato arcilloso.

Tabla 2.18 Parámetros aplicados en la estimación de la variación espacial de la frontera entre subestratos.

Datos para estimación	
Anisotropía	0.814
Azimut	48.02°
Distancia de influencia	2398.29

De lo anterior, finalmente se obtuvo el modelo de variación de la frontera dado por la ecuación 2.25.

$$Z_a = e^{-3.4E-04Z_i} \quad 2.25$$

Así, se concluye que, la variación espacial de la frontera entre subestratos es muy uniforme.

2.7.5. Estimación

En este inciso se presentan la estimación hecha tanto para la variación de la frontera entre subestratos del estrato arcilloso, como para la variación espacial de la resistencia al corte en todo el estrato arcilloso del fondo merino.

2.7.5.1 Variación espacial de la resistencia al corte.

En el presente subinciso, se aplican los resultados obtenidos en el subinciso 2.7.3.2, correspondientes a los modelos que estiman la variación espacial de la parte determinista de S dados en las ecuaciones 2.21 y 2.22, obteniendo así perfiles que muestran la variación de la resistencia al corte tanto en sentido vertical como en las direcciones oriente-poniente y norte-sur, tales perfiles pueden ser considerados como perfiles estratigráficos.

Los perfiles mencionados, se localizan sobre el área del dominio de 8 por 8 km., como se muestra en la Figura 2.103, por lo que tienen una longitud de 8 km y

una altura uniforme de 17 m, lo cual permitió trazar el espesor del estrato completo aun cuando éste es variable.

La localización e identificación de los perfiles se muestran en la misma figura. La separación entre perfiles es de 2 km en ambas direcciones (oeste-este, de A a E y norte-sur, de 1 a 5). En la misma figura, se ven los sondeos utilizados, la zona contaminada, las fallas geológicas y la chapopotera.

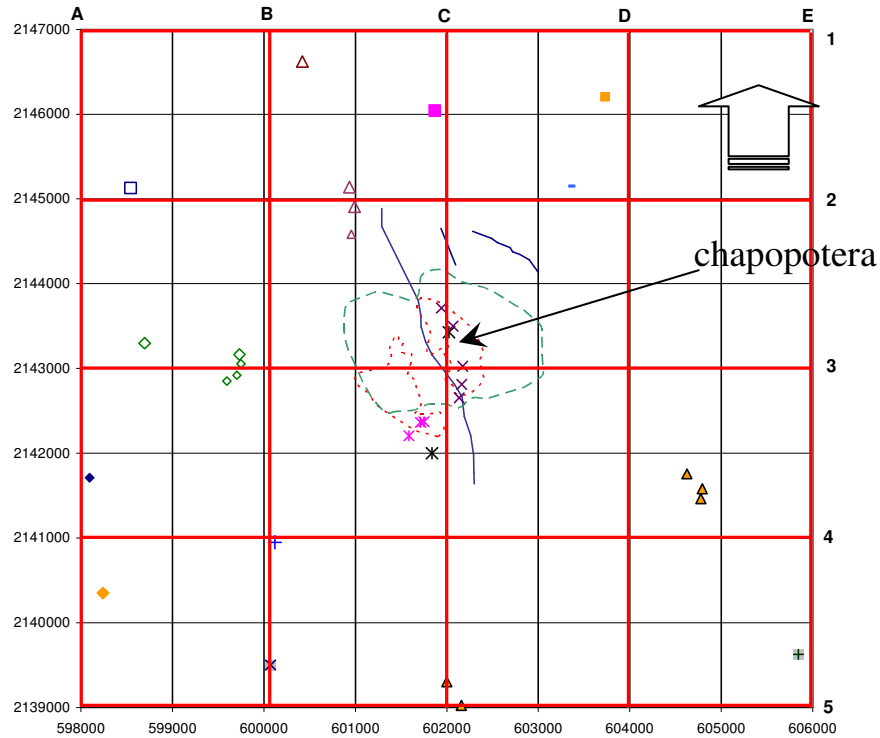
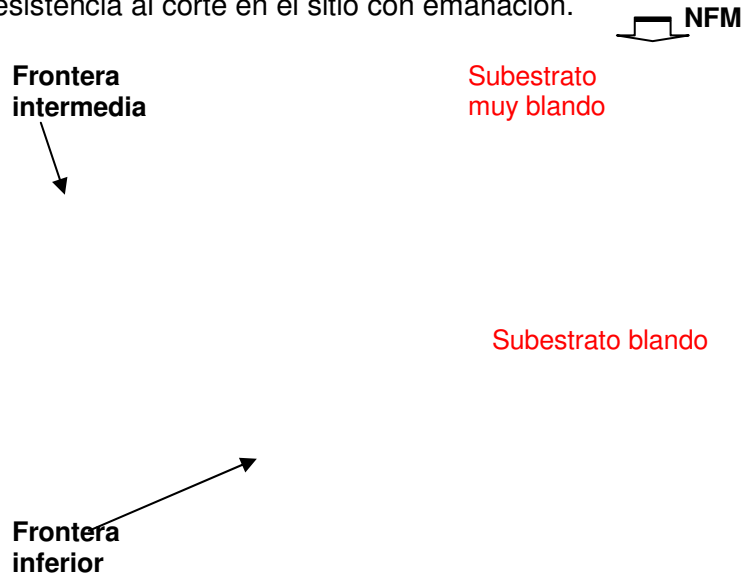
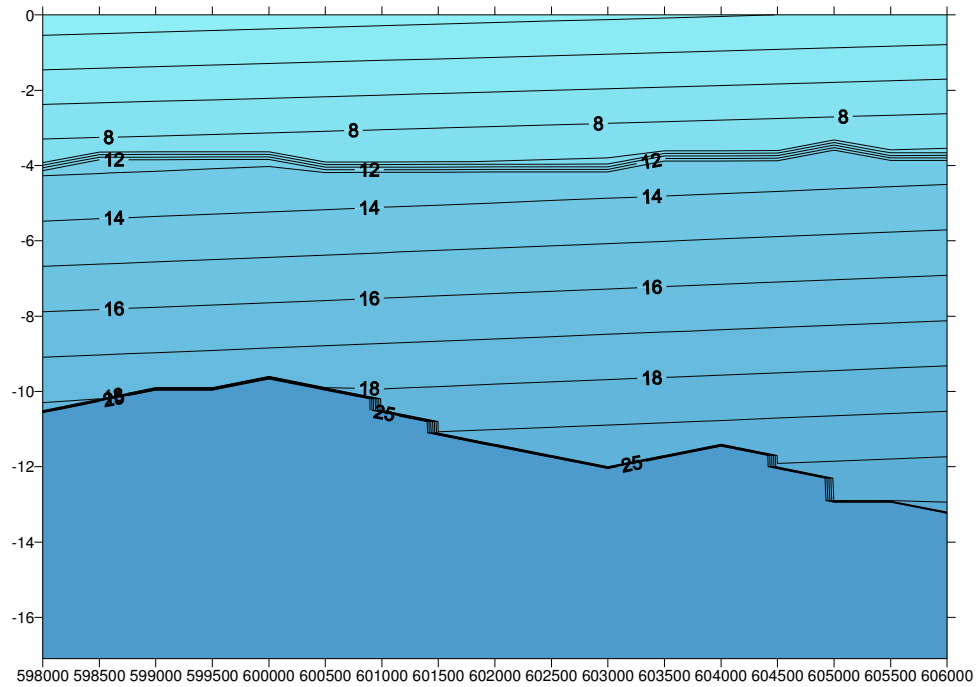


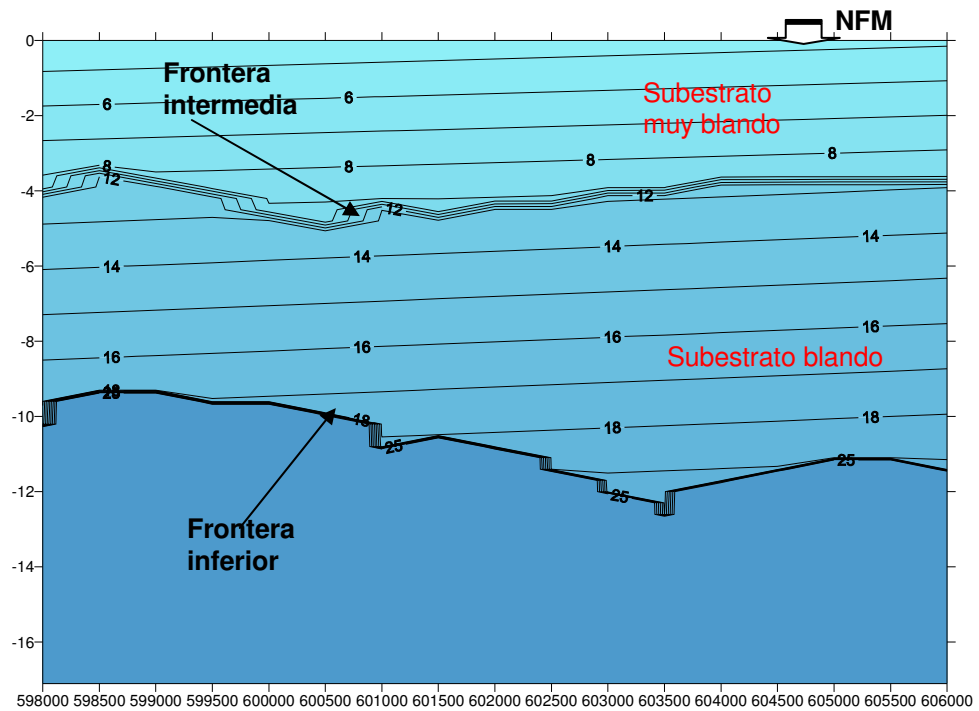
Figura 2.103 Planta de localización de los perfiles estimados por la variación espacial de la resistencia al corte en el sitio con emanación.





Perfil 1 (norte)

Para definir y trazar los perfiles se utilizó una hoja de cálculo de Excel; con ésta y aplicando los modelos mencionados, se generaron las bases de datos de cada perfil y se graficaron por medio del programa Surfer, como se muestra en las Figuras 2.104 y 2.105.

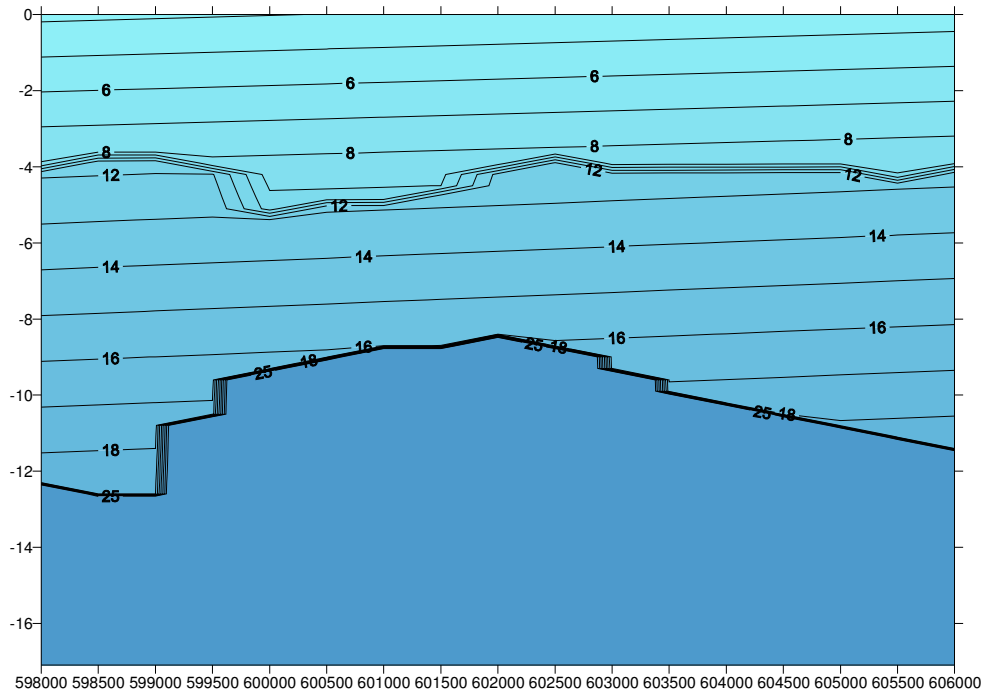


Perfil 2

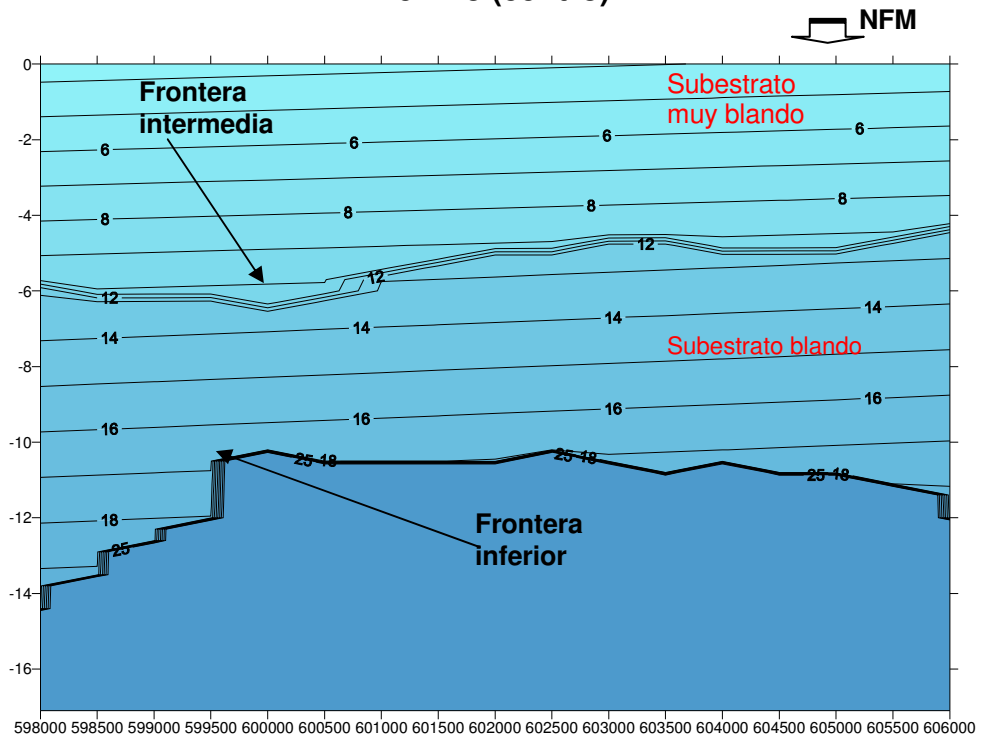
Frontera intermedia

Substrato muy blando

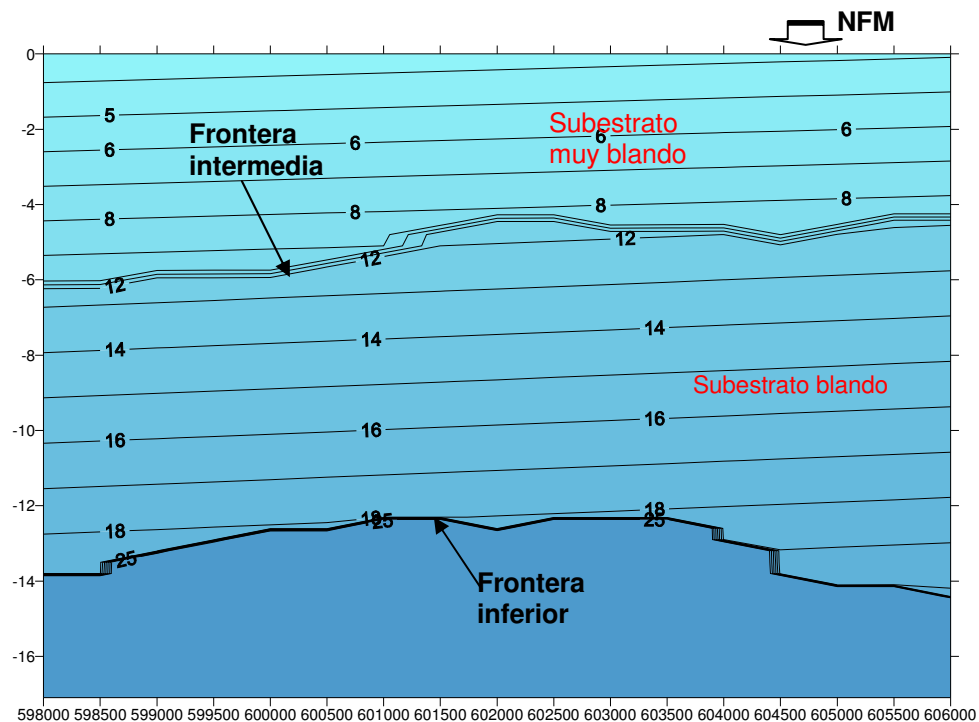




Perfil 3 (centro)



Perfil 4



Perfil 5 (sur)

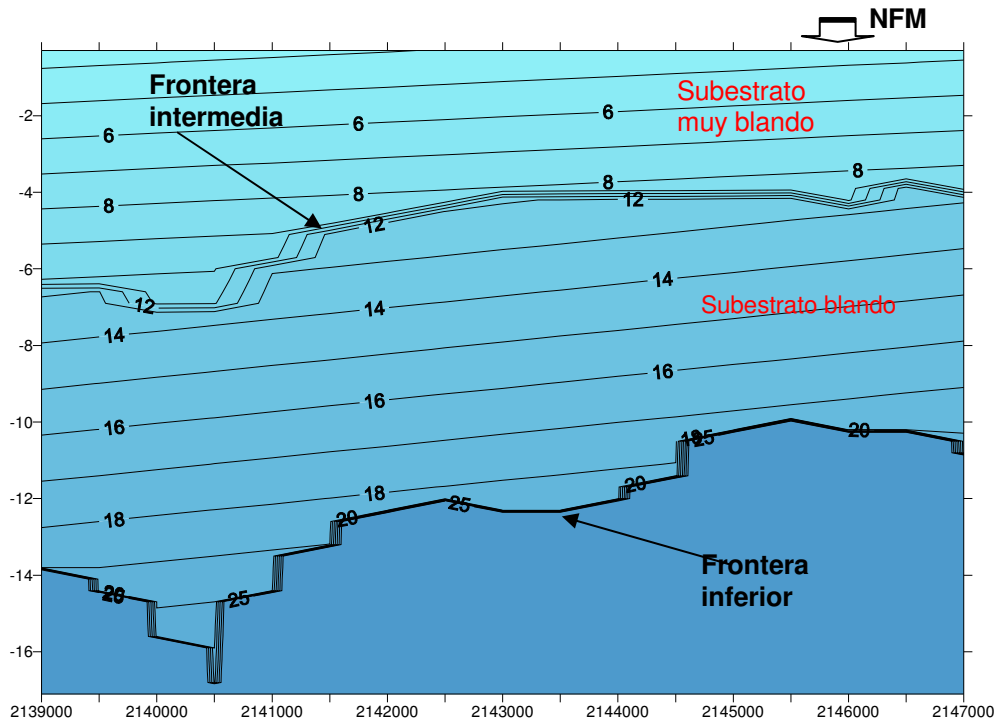
Figura 2.104 Perfiles poniente-oriente que muestran la variación espacial de la resistencia al corte en el sitio con emanación.

Los perfiles de la Figura 2.104 se encuentran orientados de oeste a este y se puede ver como el sustrato muy blando desde el perfil 3 hasta el 1 tiene un espesor casi constante de 4 m, pero al sur, en los perfiles 4 y 5, su espesor tiende a aumentar hacia el suroeste.

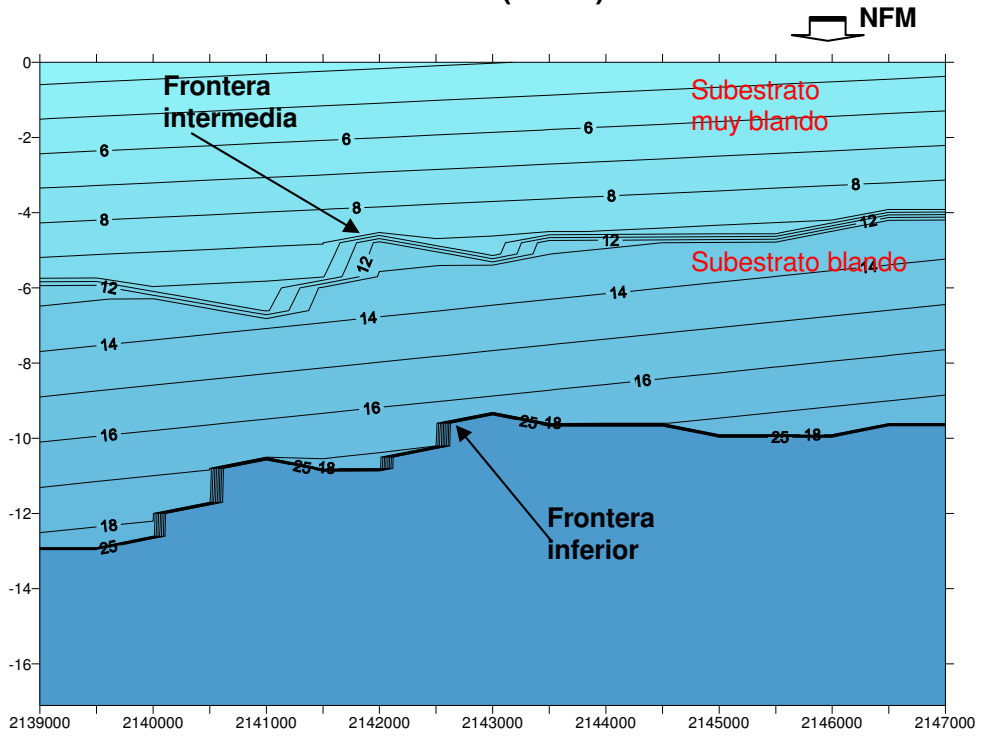
Asimismo, en los perfiles 2 y 3, localizados en sentido transversal a la falla geológica, se ve que presentan zonas donde aparentemente la frontera entre sustratos sufrió un movimiento ascendente que la hizo adquirir una configuración similar a la frontera inferior. No así en los perfiles 4 y 5 donde ésta tiende a bajar.

De concretarse lo anterior, esto daría indicios de que *los movimientos tectónicos del lugar son más recientes* que lo que se pudiera estimar con el espesor total de los sedimentos depositados sobre las fallas geológicas del lugar.

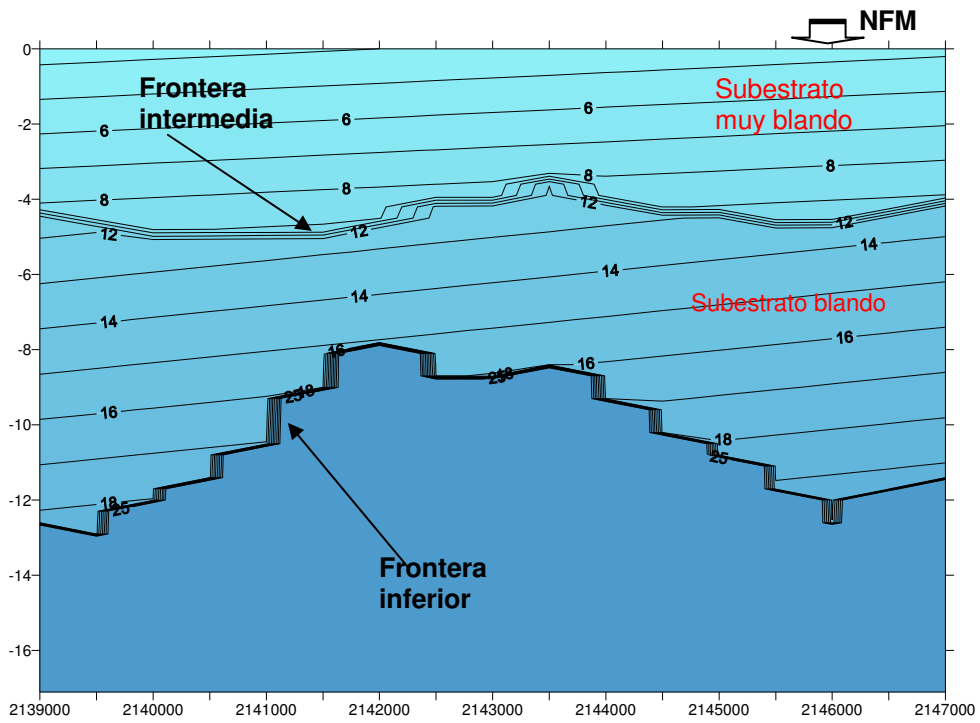
Respecto a los perfiles de A a E, de la Figura 2.105, con orientación de sur a norte, igualmente se ve que desde el perfil C hasta el perfil E, el sustrato muy blando del fondo marino tiene un espesor casi constante de 4 m, pero al oeste en los perfiles A y B, la frontera entre sustratos presenta una tendencia de profundización hacia el sur.



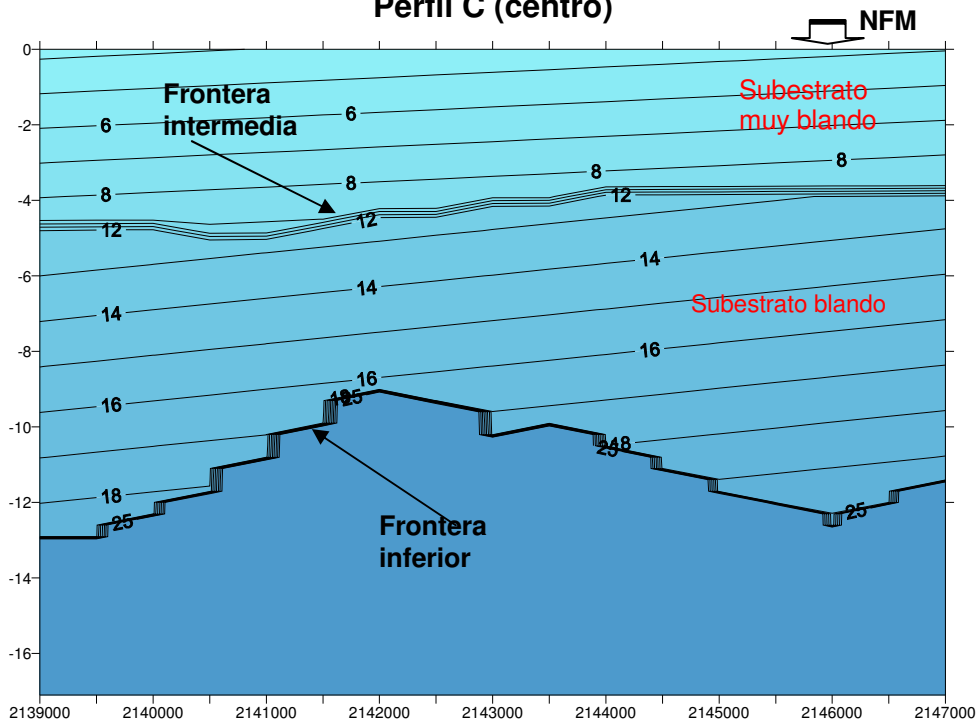
Perfil A (oeste)



Perfil B



Perfil C (centro)



Perfil D

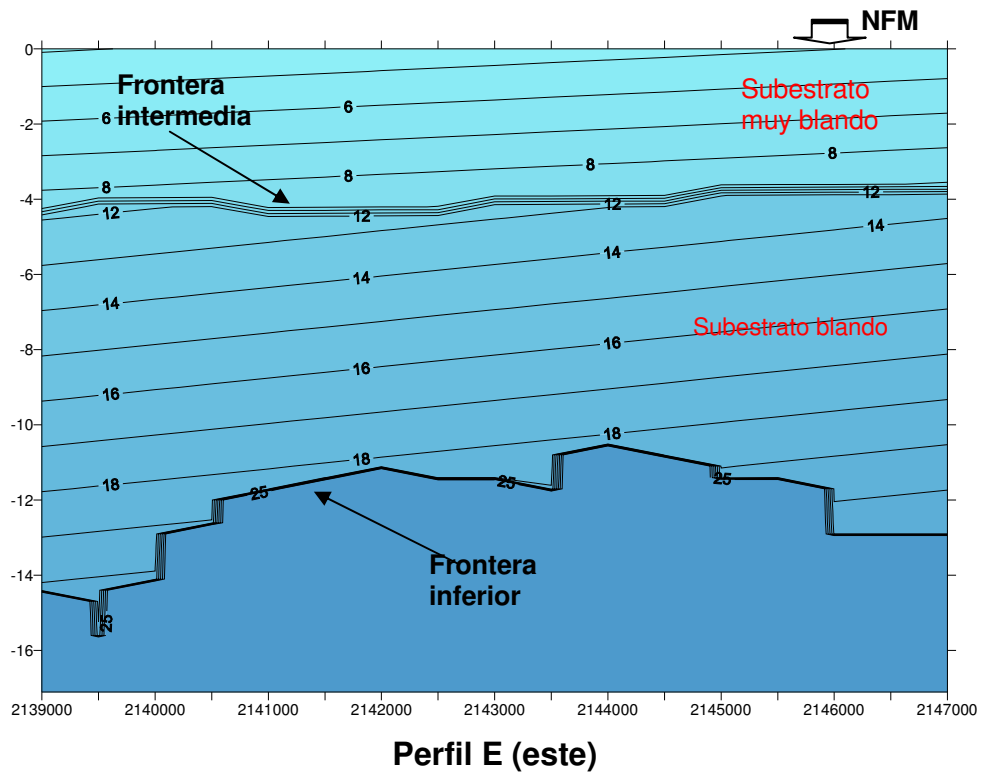


Figura 2.105 Perfiles sur-norte que muestran la variación espacial de la resistencia al corte en el sitio con emanación.

Adicionalmente en los perfiles A, B y C, también se ve que la frontera entre substratos presenta zonas donde aparentemente el substrato inferior sufrió un movimiento ascendente que hizo que ambas fronteras adquirieran una configuración similar, lo cual concordaría con lo inferido en los perfiles oeste-este y podría confirmar los indicios de que *los movimientos tectónicos del lugar son más recientes* que lo que indicara el espesor total de sedimentos sobre las fallas geológicas del lugar.

Para concluir, en la Figura 2.106 se presenta un esquema en 3D donde se indican las variaciones de la resistencia al corte en las tres fronteras que limitan al estrato arcilloso completo, el cual no se debe confundir con la variación del espesor del estrato, ya que las curvas ahí trazadas (en kPa) son las curvas de isovalores de la resistencia al corte.

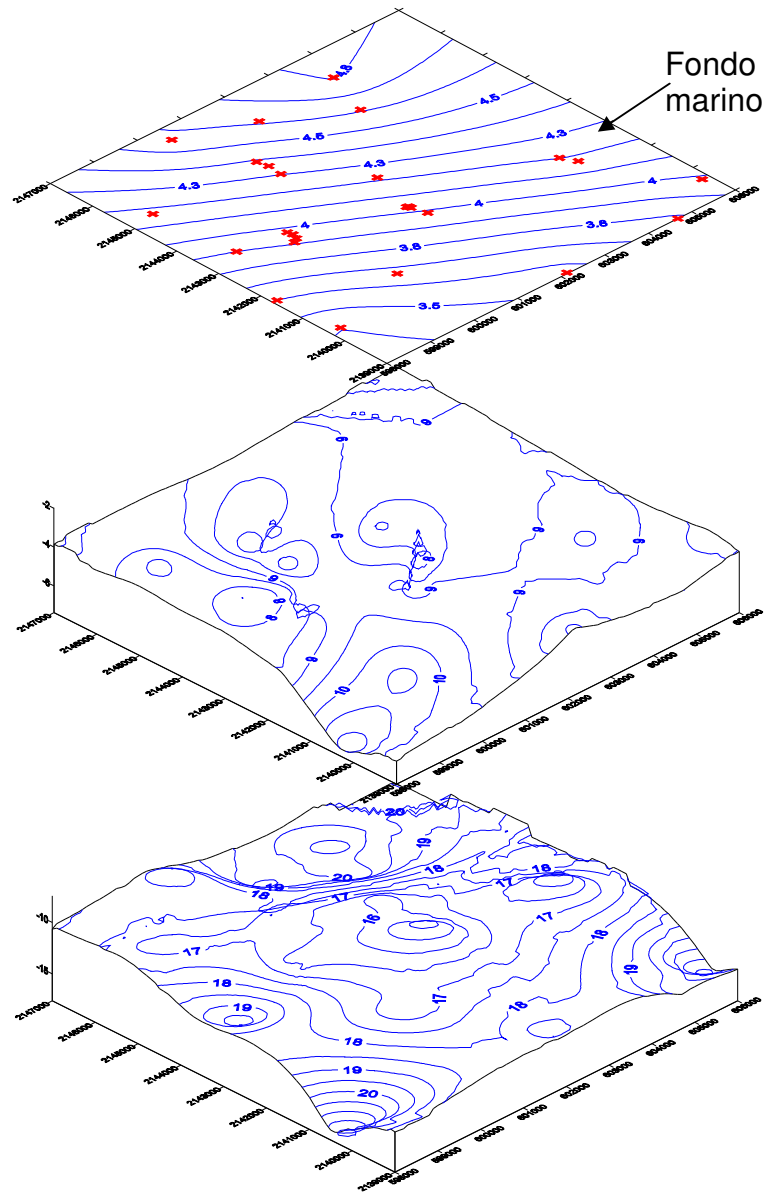


Figura 2.106 Vista en 3D de las curvas de isovalores de la resistencia al corte en las tres fronteras que delimitan al estrato arcilloso.

2.7.5.2 Variación de la frontera entre subestratos.

A partir de la información obtenida en el subinciso 2.7.4.2, se continuó con la estimación de la variación de la frontera entre subestratos en forma tal de poder definir tales límites en el sitio con emanación.

La estimación de las curvas de isovalores de la profundidad de la frontera, se hizo sustituyendo los parámetros de la Tabla 2.18 en el subprograma *okb2dm.exe* del software GSLIB (Deutsch, 1992) (Anexo B).

Los resultados obtenidos fueron graficados con el programa Surfer, obteniendo las gráficas de las curvas de isovalores de la profundidad de la frontera entre subestratos de las Figuras 2.107 y 2.108.

Tabla 2.19 Profundidad de la frontera entre subestratos en los sitios de emanación localizados por PEMEX

Espesores estimados en sitios con emanación	
Sitio 1	-3.814
Sitio 2	-3.420
Sitio 3	-3.861
Sitio 4	-3.966
Sitio 5	-3.967

Se infiere que la ubicación del sitio para que ocurriera la emanación o la chapopotera, fue favorecida por el menor espesor de ambos subestratos (perfiles 3 y C).

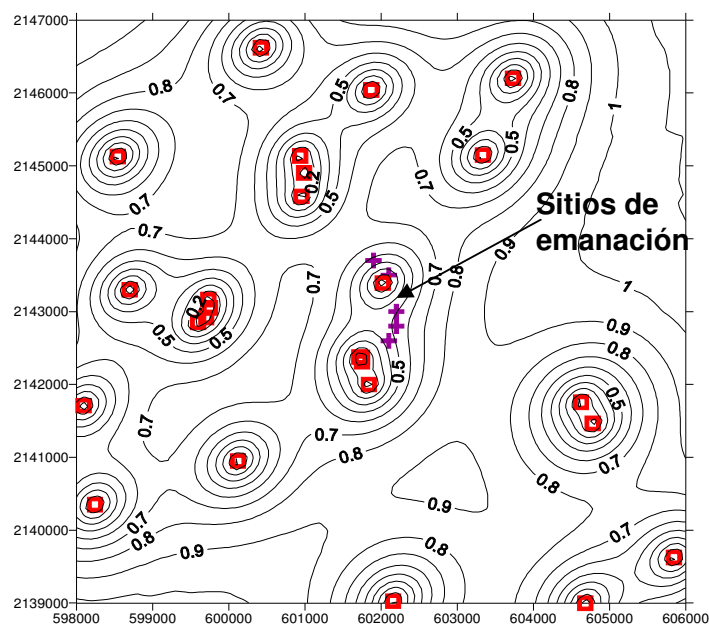


Figura 2.109 Curvas de isovalores de la varianza de estimación de la frontera entre subestratos del estrato arcilloso.

En las Figuras 2.109 y 2.110 se muestra como varían la varianza y la desviación estándar respectivamente y en éstas es posible apreciar que, precisamente en la localización de los sondeos se tienen los valores más pequeños y que incluso en los sitios noreste y suroeste, donde la cantidad de información es menor o nula, estos tienen valores poco mayores que uno.

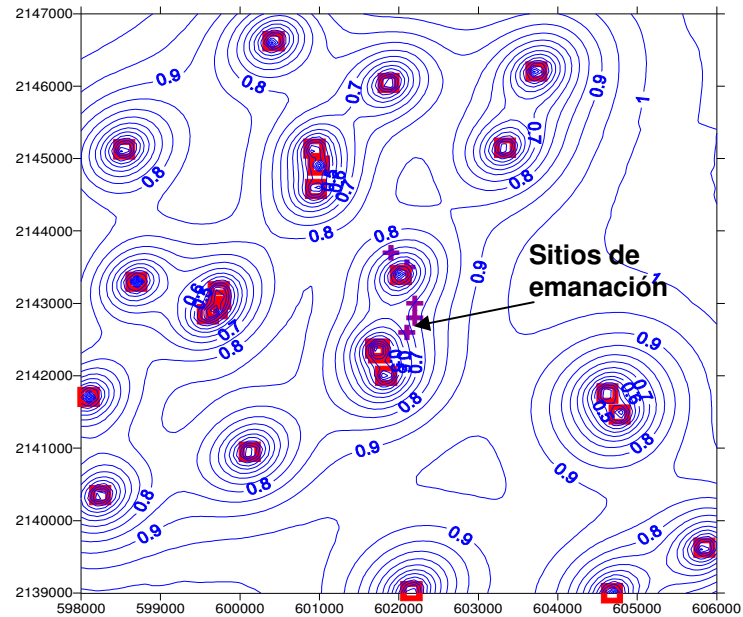


Figura 2.110 Curvas de isovalores de la desviación estándar de la frontera entre substratos del estrato arcilloso.

Lo anteriormente mostrado en la Figura 2.110 indica que el error de la estimación es bajo y que el valor esperado de la profundidad de la frontera en tales sitios puede tener una variación máxima de más o menos uno, pero en los sitios cercanos a los sondeos, tales parámetros son menores, como es el caso de los sitios de emanación.

2.7.6. Correlación entre fronteras del estrato arcilloso

En el presente inciso se hace un análisis de correlación entre la variación de la frontera inferior del estrato arcilloso y la que subdivide a éste. El análisis se efectuó con fines de cuantificar y verificar los resultados obtenidos en el inciso 2.7.5 respecto a la variación de geometrías de ambas capas.

Inicialmente se hizo un análisis de correlación global entre ambas fronteras, de donde se obtuvo un coeficiente $\rho = 0.31$ y la gráfica de correlación de la Figura 2.111, de donde se aprecia que sí existe una cierta correlación, no una correlación exacta, pero sí zonas donde ambas capas tienen configuraciones similares.

Continuando con el análisis de correlación entre ambas capas, a continuación se calculó la correlación individual de cada perfil de las Figuras 2.104 y 2.105, obteniéndose los coeficientes de las Tablas 2.20 y 2.21.

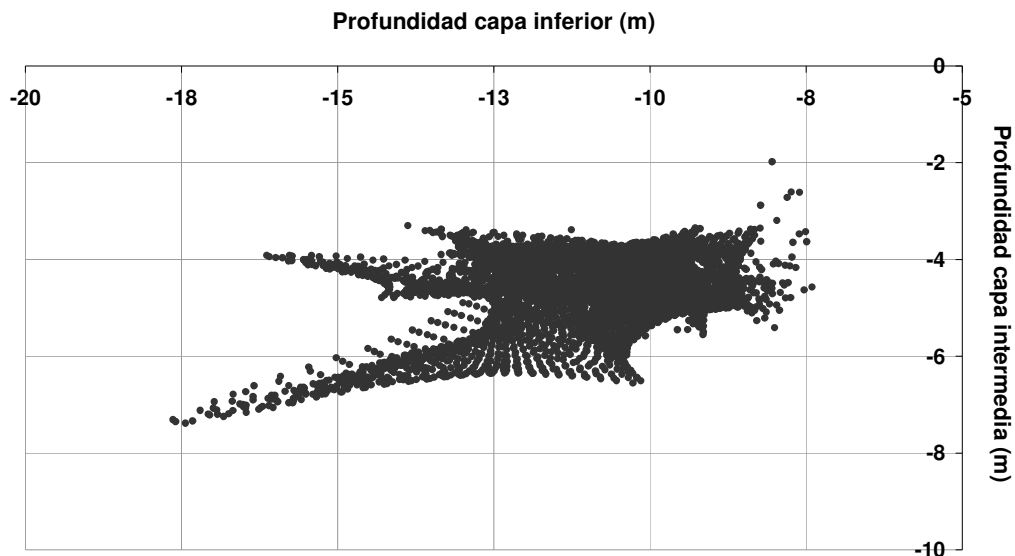


Figura 2.111 Gráfica de correlación entre las fronteras que limitan al estrato y substratos del estrato arcilloso en el sitio con emanación.

Tabla 2.20 Coeficientes de correlación entre las fronteras intermedia e inferior obtenidos de los perfiles oeste-este (Figura 2.104)

Perfil	Coeficientes
	ρ
1	-0.46
2	-0.19
3	-0.54
4	0.38
5	0.06

De los resultados de la Tabla 2.20, se ve que en el perfil 4, puesto que es el que tiene un coeficiente positivo, éste es el único en el que ambas capas tenderían a seguir una trayectoria similar, ya que en los que tienen signo negativo (1, 2 y 3) la trayectoria tendería a separarse y efectivamente al revisar las figuras correspondientes, se ve que en tales perfiles se tienen zonas con tendencia a separarse.

Pero aún con esto es posible observar que, en el extremo oeste del perfil 2 y al centro del perfil 3 se genera una configuración similar entre capas, con un ascenso de ambas.

Tabla 2.21 Coeficientes de correlación entre las fronteras intermedia e inferior obtenidos de los perfiles sur-norte (Figura 2.105)

Perfil	Coeficientes ρ
A	0.92
B	0.68
C	0.39
D	-0.01
E	-0.09

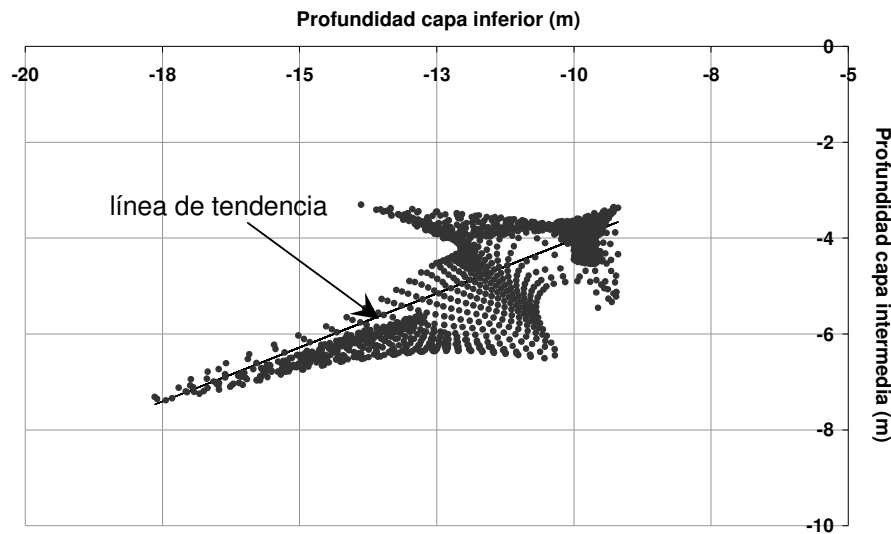
Más representativos de la correlación entre capas son los coeficientes de la Tabla 2.21 correspondientes a los perfiles sur-norte, donde se ve que la mejor correlación está en el perfil A y la peor en los perfiles D y E, lo que denota que ésta disminuye de oeste a este o sea que ambas capas tienden a separarse hacia el este, como puede observarse en las figuras correspondientes de los perfiles de la Figuras 2.104.

Del análisis de los coeficientes de la Tabla 2.21 y con fines de identificar sobre la gráfica de la Figura 2.111 a las zonas de mayor y menor correlación, el área se dividió en cuatro zonas limitadas por los perfiles norte-sur (A-B, B-C, C-D y D-E) y se calcularon sus coeficientes ρ de la Tabla 2.22 y sus gráficas de correlación mostradas en la Figura 2.112.

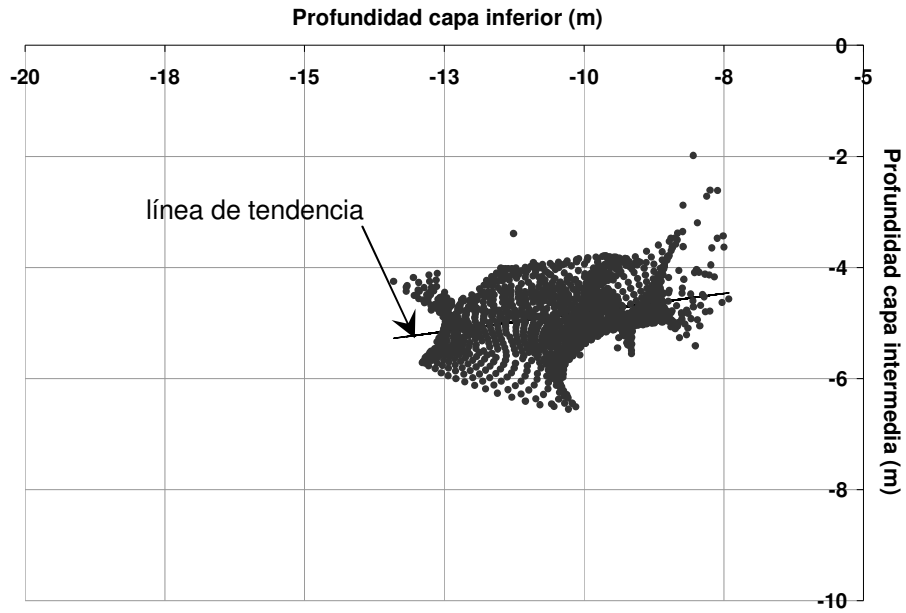
Tabla 2.22 Coeficientes de correlación entre las fronteras intermedia e inferior obtenidos de las zonas sur-norte (Figura 2.112).

Zona	Coefficiente ρ
A-B	0.75
B-C	0.31
C-D	0.12
D-E	-0.12

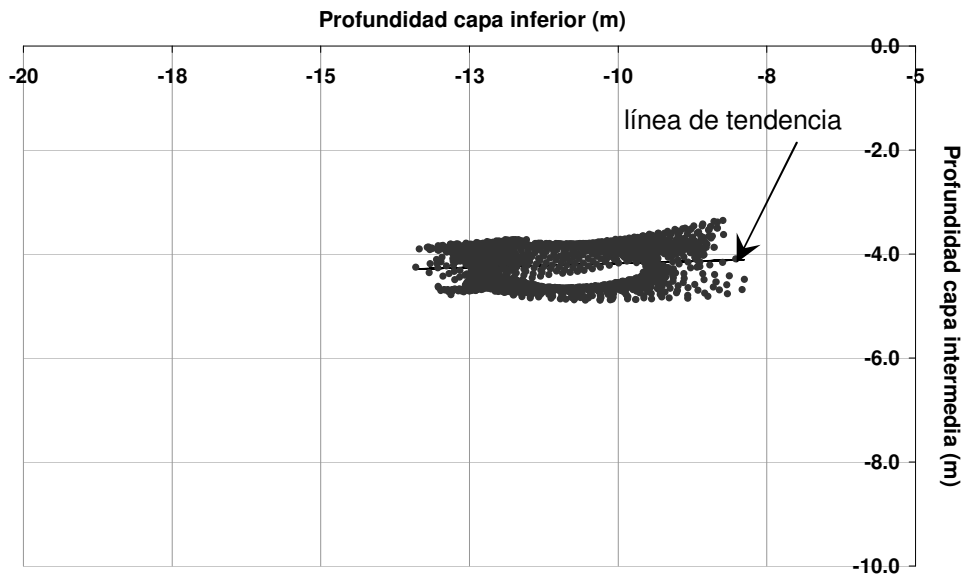
Como se puede ver, al igual que los coeficientes de la Tabla 2.21, los de la 2.22 varían disminuyendo de oeste a este, confirmando así que la zona con mejor correlación se localiza al oeste del área.



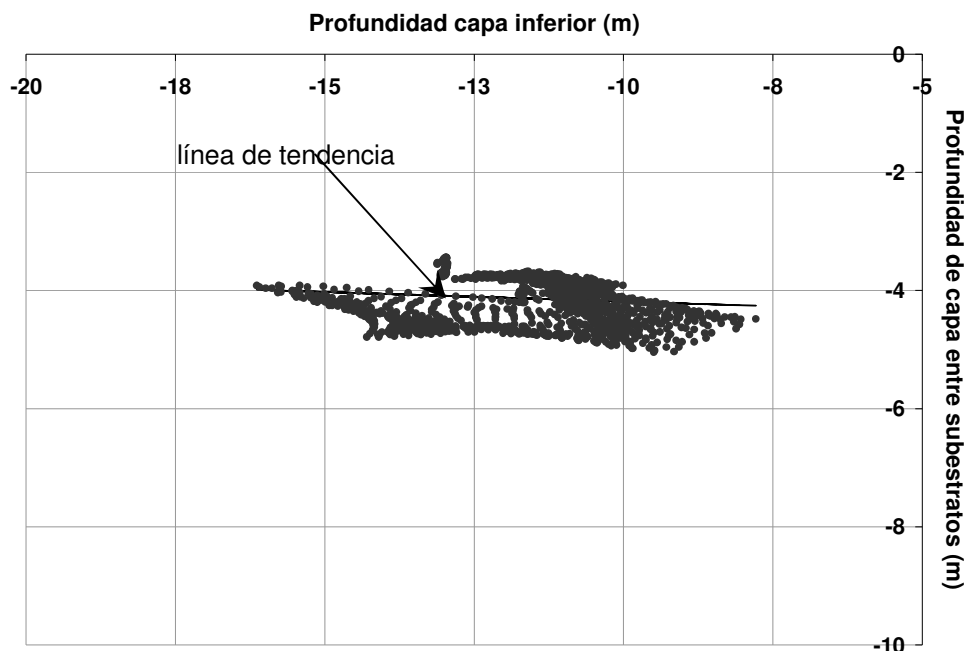
Gráfica de correlación entre fronteras intermedia e inferior, zona A-B.



Gráfica de correlación entre fronteras intermedia e inferior, zona B-C.



Gráfica de correlación entre fronteras intermedia e inferior, zona C-D.



Gráfica de correlación entre fronteras intermedia e inferior, zona D-E.

Figura 2.112 Gráficas de correlación por zonas entre las fronteras inferior y de substratos del estrato arcilloso en dirección sur-norte.

Al analizar las gráficas de las Figuras 2.112 y 2.111, es posible identificar que los puntos de correlación de la zona A-B presentan un arreglo uniforme y simétrico respecto a su línea de tendencia a diferencia de la zona B-C, donde se ve que aun cuando hay simetría y tendencia de los puntos, la dispersión es elevada. Respecto a las zonas C-D y D-E, tienen igual coeficiente pero con signo opuesto, en sus gráficas se ve que la dispersión es alta y que en la zona D-E hay asimetría respecto a su línea de tendencia.

En dirección perpendicular (oeste-este), igualmente el área se dividió en cuatro zonas limitadas por los perfiles correspondientes (1-2, 2-3, 3-4 y 4-5) y se calcularon sus coeficientes ρ de la Tabla 2.23.

Tabla 2.23 Coeficientes de correlación entre las fronteras intermedia e inferior obtenidos de las zonas oeste-este (Figura 2.103).

Zona	Coefficiente ρ
1-2	-0.19
2-3	-0.49
3-4	0.18
4-5	0.32

A diferencia de lo observado en las Tablas 2.21 y 2.22, en las Tablas 2.20 y 2.23 la correlación es menor en esa dirección, pero se distingue que el mejor coeficiente de correlación positiva se encuentra en la zona 4-5, esto es al sur del área, por lo cual, conjuntando ambos resultados es posible inferir que la zona con mejor correlación es la suroeste.

Adicionalmente para complementar y definir con mayor claridad la correlación entre las fronteras analizadas, se formularon las matrices de variación de los coeficientes de correlación por áreas, esto es una en dirección norte-sur y otra en dirección oeste-este, y de su adición y normalización respecto al máximo, se obtuvo una matriz de correlación relativa (ρ_r) dada en la Tabla 2.24, la cual permitió identificar con mayor claridad las zonas de mayor y menor correlación definiendo a *la zona suroeste* como la de mayor correlación.

Tabla 2.24 Matriz de coeficientes de correlación relativa (ρ_r) entre las fronteras inferior y de substratos del estrato arcilloso.

Zona	A-B	B-C	C-D	D-E
1-2	0.52	0.11	-0.07	-0.29
2-3	0.24	-0.17	-0.35	-0.57
3-4	0.87	0.46	0.28	0.06
4-5	1.00	0.59	0.41	0.19

Para corroborar finalmente los resultados obtenidos, se generó la Figura 2.113 donde se distingue que efectivamente la correlación positiva entre fronteras de la zona suroeste, se debe a que en dicha zona ambas tienen una configuración a profundizarse, a diferencia de la zona noreste donde ambas capas tienden a separarse y por ende a confirmar su correlación negativa.

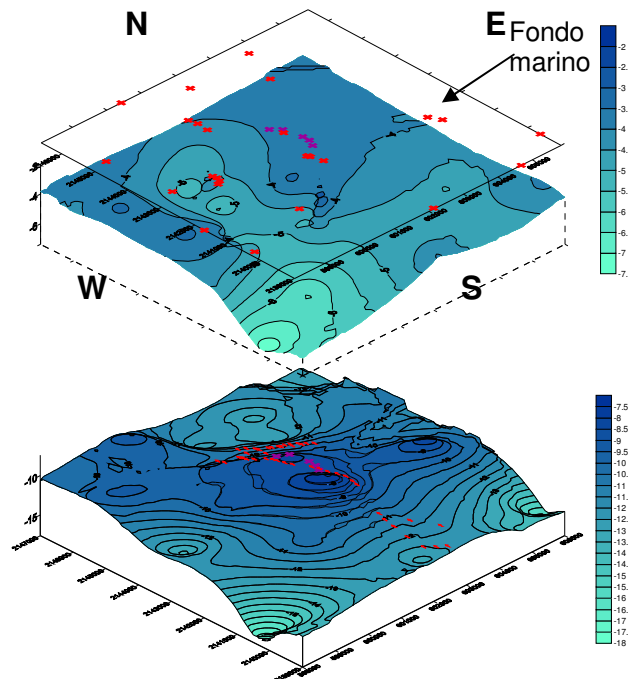


Figura 2.113 Vista en 3D de las curvas de isovalores estimadas entre las fronteras inferior y de substratos del estrato arcilloso del fondo marino.

2.8 Correlación entre w y S

El objetivo de este inciso fue el de efectuar un análisis que permitiera inferir la variación de S al conocer la variación espacial de w y así prever la posible afectación generada por la variación de este parámetro.

El análisis se llevó a cabo tomando en consideración las dos poblaciones de resistencia al corte del estrato arcilloso, esto es en la población del subestrato muy blando y en la del subestrato blando.

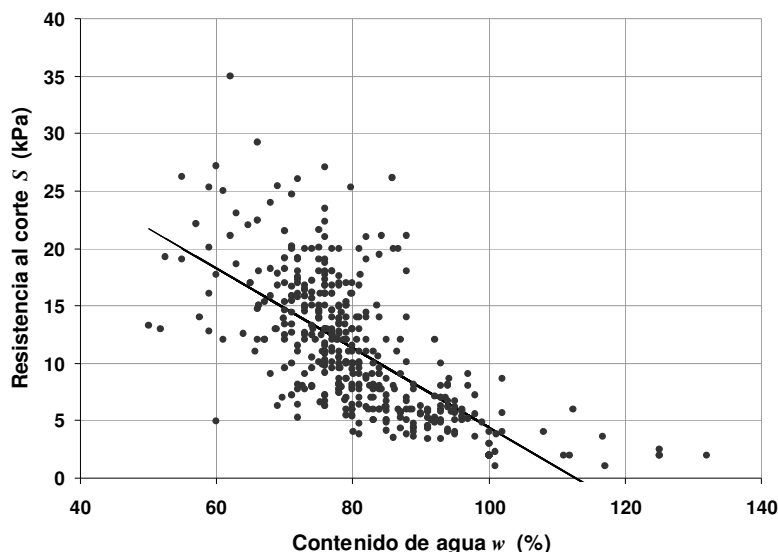


Figura 2.114 Gráfica de correlación entre S y w del estrato arcilloso en el sitio con emanación.

Del análisis de correlación entre ambas variables del estrato arcilloso completo, se obtuvo un coeficiente de correlación de -0.67 , lo cual se pudo verificar en la Figura 2.114 y considerarlo como bajo, pero a su vez, ver en la misma figura que el grado de dispersión es elevado. Respecto a su tendencia y coeficiente de correlación negativos, estos indican que S aumenta al disminuir w , lo cual es obvio y confirma lo expuesto en el inciso 2.5.2.2b para los estratos subyacentes en la zona noroeste del Campo Cantarell con emanación de hidrocarburos.

Para este conjunto de datos, aplicando el método de los mínimos cuadrados, se obtuvo un modelo de estimación puntual por regresión lineal dado por la ecuación 2.26 y con esto inferir en forma aproximada el valor de S .

$$S = 39.026 - 0.346w \quad 2.26$$

Analizando la gráfica de la Figura 2.114, es posible observar que la dispersión mayor de valores se encuentra arriba de los 10 kPa y considerando que dicho valor es el adoptado como límite entre las dos poblaciones definidas, se decidió efectuar un análisis de correlación individual en cada población.

Del análisis de correlación del grupo con resistencia menor o igual a 10.5 kPa, se obtuvo un coeficiente de correlación de $\rho = -0.68$, que es ligeramente mayor al obtenido en el grupo completo, lo que indica que este grupo predomina en el análisis global. Asimismo, aplicando el método de los mínimos cuadrados, para este grupo se obtuvo otro modelo de estimación puntual por regresión lineal dado en la ecuación 2.27.

$$S = 19.624 - 0.152w \quad 2.27$$

De igual forma en este grupo, tanto la tendencia como el coeficiente de correlación denotan el incremento de S con la reducción de w .

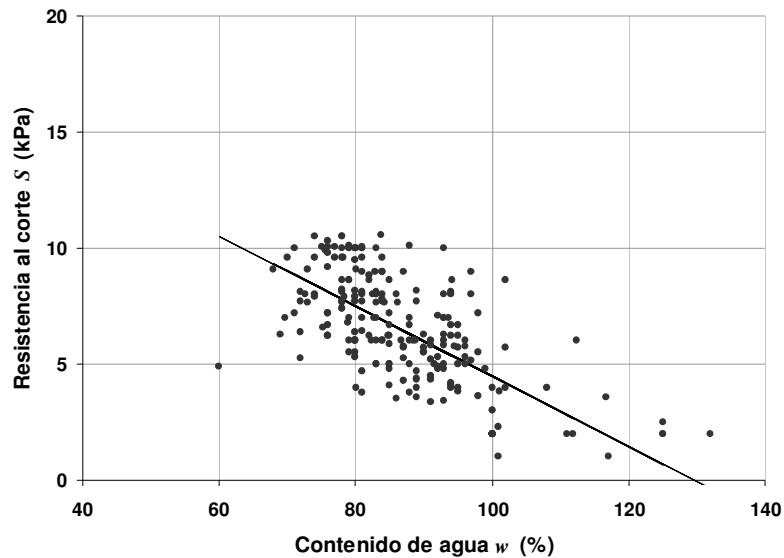


Figura 2.115 Gráfica de correlación entre S y w del sustrato arcilloso muy blando en el sitio con emanación.

De la Figura 2.115 cabe hacer notar que, puesto que la recta de tendencia del grupo de datos corresponde con el modelo de la ecuación 2.27, dicha ecuación permitirá calcular en forma aproximada la resistencia al corte en este sustrato a partir del contenido de agua, parámetro que es posible obtener con menores incertidumbres y con mayor frecuencia.

Se estima que, en otro estudio con mejor correlación entre estos parámetros, será posible incrementar el número de datos de resistencia al corte con sus respectivas restricciones.

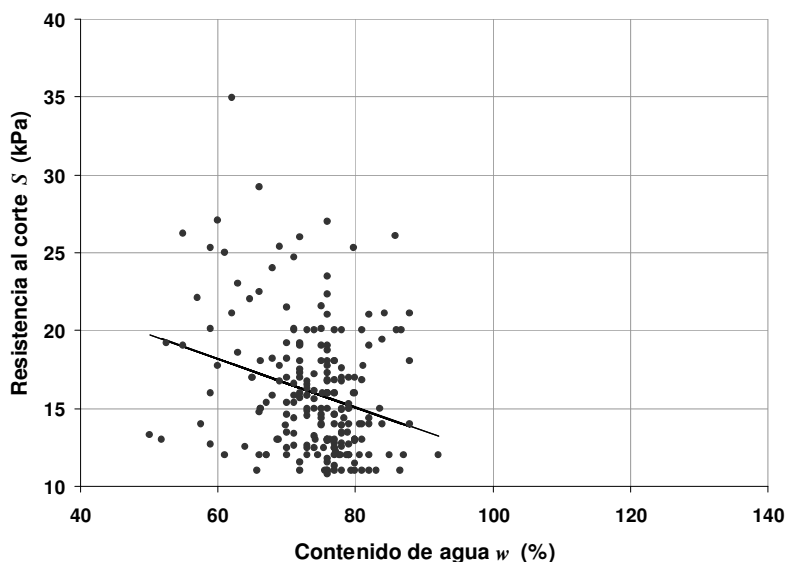


Figura 2.116 Gráfica de correlación entre S y w del sustrato arcilloso blando

Del análisis de correlación del grupo con resistencia mayor a 10.5 kPa, se obtuvo un coeficiente de correlación de $\rho = -0.27$, coeficiente cercano a cero y que indica que en este grupo se tiene una mala correlación, lo cual se puede verificar al observar la dispersión de datos de la Figura 2.116.

Al igual que en los dos análisis anteriores, aplicando el método de los mínimos cuadrados, se obtuvo el modelo de estimación puntual para este grupo dado en la ecuación 2.28, pero su aplicación tendrá muchas restricciones, ya que, se podría decir que en este grupo casi no existe correlación entre los dos parámetros,

$$S = 27.517 - 0.156w \quad 2.28$$

2.5 Conclusiones

- La evaluación geoestadística desarrollada en el IMP para la implementación del sistema SIGGE, aun cuando la metodología aplicada fue diferente a la aquí utilizada, permitió estimar perfiles estratigráficos, tanto puntuales como por sección, con buena aproximación (Figuras 2.20 y 2.21).
- La evaluación geoestadística aquí desarrollada, permitió verificar la correlación existente entre el sistema SIGGE y la variación espacial del contenido de agua en los suelos del Campo Cantarell, ya que estos coinciden y se complementan proporcionando perfiles estratigráficos de mayor veracidad (Figura 2.117).

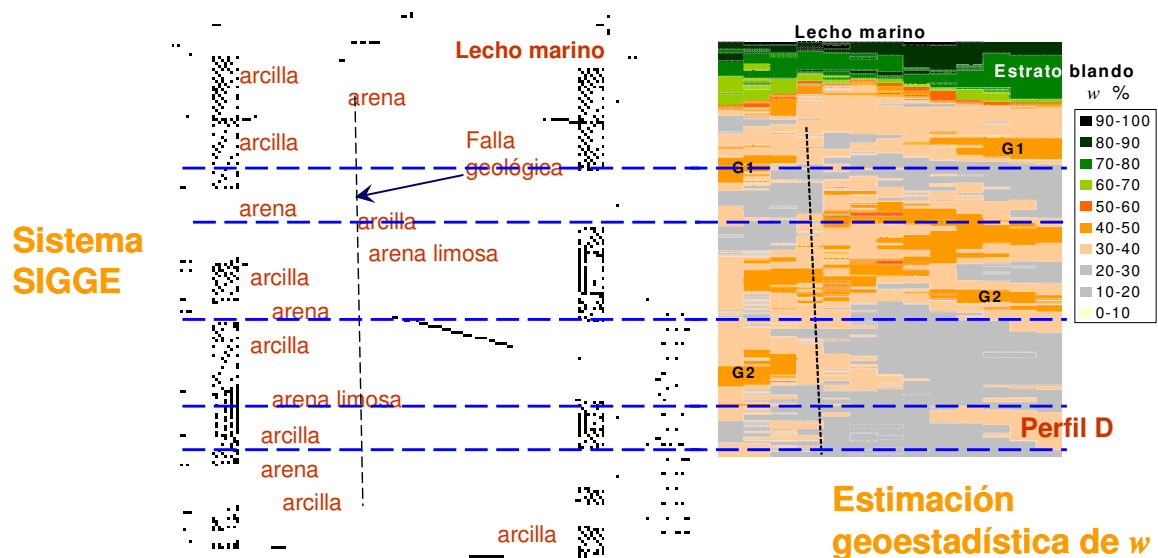


Figura 2.117 Comparación de la variación espacial del contenido de agua con un perfil del sistema SIGGE del Campo Cantarell.

- Las gráficas de variación de S y w del sondeo G3 permitieron identificar al suelo gaseoso somero de dicho sitio, cuyo espesor aproximado es de 3 m (Figura 2.54).
- Del análisis geoestadístico de la variación espacial del contenido de agua en el Campo Cantarell, se concluye que:

- En las zonas norte y noroeste, donde se tienen fuertes espesores de suelos arcillosos y manifestaciones de emanación de hidrocarburos (Figura 1.22), presentan incrementos del w con la profundidad (Figura 2.30), por lo que se infiere una reducción de la capacidad de carga de los pilotes con el tiempo propiciado por *suelos gaseosos profundos*. Esto a la fecha (agosto de 2008) está siendo investigado por el Instituto Geotécnico Noruego (NGI).
- La variación frecuencial de las funciones de autocorrelación permiten identificar la erraticidad estratigráfica del dominio en estudio e inferir su zonificación, concluyendo que dicha erraticidad disminuye de sur a noroeste (zona a, Figura 2.36).
- La graficación en 2D de la variación espacial de w permitió estimar, analizar y verificar la variación estratigráfica y sus discontinuidades generadas por las fallas geológicas (Figura 2.42),
- Es posible verificar su variación vertical dentro de los estratos arcillosos, tanto por consolidación como por incremento en estratos con hidrocarburos, como es el caso de los estratos en áreas con emanación (Figura 2.42).
- Con la simulación de la variación espacial de w es posible identificar las zonas con escasa o nula información, lo que induce a programar el desarrollo de más exploraciones en tales sitios (Figura 2.45).
- Dada la heterogeneidad de la resistencia al corte tanto horizontal como verticalmente, no se debe aplicar al diseño de una estructura resultados de sondeos que no sean del sitio específico.
- La frontera entre las dos poblaciones de w corresponde con la frontera inferior que divide al estrato arcilloso del fondo marino del estrato que lo subyace, ya sea de arena o arcilla.
- La frontera entre poblaciones de w en el área con emanación de hidrocarburos (Figura 2.76), es comparable con el plano de isopacas obtenido de los estudios geofísicos de 1997 (Figura 2.79).
- Del análisis geoestadístico de la variación espacial de la resistencia al corte en el estrato arcilloso del fondo marino, se concluye que:
 - Un análisis preliminar de los valores medios de la variable en estudio, permite identificar anomalías en los estudios geotécnicos y a su vez, permiten depurar la información a utilizar en el análisis geoestadístico definitivo (reducción de 30 a 26 estudios) (Figura 2.12).
 - Dada la heterogeneidad del estrato, los parámetros para diseño de cimentaciones por superficie deben ser definidos específicamente para el sitio deseado, así como su zona de influencia, tanto en la superficie como en la profundidad.
 - La parte aleatoria de los perfiles de resistencia al corte no tiene ninguna similitud en sus frecuencias y ésta se comporta como “*ruido blanco*” (white noise) (Bourke, 1998; Papoulis, 1972), por lo cual, para generar un modelo

probabilista para estimaciones de la variable, sólo es posible hacerlo con su parte determinista (Figura 2.104).

- En el diseño de todo tipo de cimentación (superficial o profunda) localizada en sitios con grandes espesores del estrato arcilloso del fondo marino (mayor de 10 m), es recomendable no considerar en el análisis la capacidad de carga del sustrato de consistencia muy blanda.
- En el diseño de ductos se debe definir la variación espacial de la frontera entre sustratos y considerar a ésta como la superficie de apoyo de estos, ya que dicha superficie es la que mejor puede soportarlos.
- En el área con emanación de hidrocarburos, del análisis geoestadístico de variación espacial de la frontera entre sustratos del estrato arcilloso, se concluye que:
 - El sustrato de consistencia muy blanda tiene un espesor casi constante de 4 m en la parte este y hacia el oeste aumenta y se profundiza, esto principalmente en el suroeste (Figura 2.107).
 - El movimiento tectónico que generó la falla geológica al centro del área, afectó hasta el sustrato arcilloso inferior (arcilla blanda) (Figuras 2.104 y 2.105 perfiles A, B y C), lo que da indicios de que, posiblemente la formación del sustrato de consistencia muy blanda inició desde dicho movimiento y que por lo tanto, se puede inferir que el movimiento tectónico es más reciente.
 - La magnitud y forma de correlación entre las fronteras que limitan y seccionan al estrato arcilloso queda dada por la matriz de coeficientes de correlación relativa (Tabla 2.24) cuyos valores se corroboran en la Figura 2.113
- Se infiere que la ubicación del sitio para que ocurriera la emanación o la chapopotera, fue favorecida por el menor espesor de ambos sustratos (perfiles 3 y C) (Figuras 2.104 y 2.105).
- El sustrato superior presenta una consistencia tan blanda que podría ser removido o desplazado por fuertes corrientes de tormenta y afectar a los ductos en él contenidos.
- Del análisis de correlación entre S y w , se obtuvo un coeficiente de correlación bajo (-0.68), pero la tendencia es la esperada ya que, por efecto de la consolidación, la resistencia al corte se incrementa con la profundidad al reducir el contenido de agua (Figura 2.114).
- En suelos con grandes espesores de estratos arcillosos con manifestaciones de emanación de hidrocarburos (zonas norte y noroeste del Campo Cantarell) se tienen posibilidades de encontrar suelos gaseosos profundos con aparente reducción de resistencia al corte con la profundidad (Figura 2.30).

Capítulo 3

EVALUACIÓN DEL PROCESO DE EMANACIÓN

3.1 Planteamiento del proceso

3.1.1 Descripción del proceso

A la fecha (2009), se sabe que el proceso de emanación natural de hidrocarburos en el Campo Cantarell, es ocasionado por las condiciones de presión y temperatura dentro del yacimiento y que ésta ocurre a través de las fallas geológicas del lugar (Galván y otros, 1998; Cruz y otros, 2002).

Como se describió en el inciso 1.3.2.2, el proceso geológico de formación de la Sonda de Campeche ocurrió en una zona de debilidad de la corteza continental de tipo distensiva, lo que implicó la generación de esfuerzos de tensión en la corteza y por ende la generación de fallas geológicas y la formación de grabenes y horsts.

Aunado al proceso anterior, cuyo grado de afectación se manifiesta en toda la corteza terrestre de la zona, del inciso 1.3.1 se sabe que a nivel local bajo la brecha calcárea generadora de petróleo y roca sello del Campo Cantarell, existen zonas de deposición de potentes cuerpos de evaporíticas y formaciones salinas (Figura 1.15), formaciones cuyo proceso de deformación progresivo y ascendente ha contribuido en la generación de otras fallas geológicas más localizadas y a su vez en la generación de otros grabenes y horsts en menor escala afectando así a las formaciones superficiales.

Como se puede ver, el proceso de fallamiento general de la región del Campo Cantarell está regido básicamente por la acción de esfuerzos de tensión, esto desde la corteza continental hasta las formaciones locales superficiales, dando origen a los sistemas de fallamiento que rigen el comportamiento tectónico de la región y, aparentemente, las condiciones de ascenso del hidrocarburo.

Los suelos del fondo marino no son la excepción y están sometidos a un efecto de subpresión y por ende a esfuerzos de tensión similares a los producidos por el ascenso de las rocas evaporíticas.

El proceso descrito anteriormente, es un proceso que se estima ha ocurrido por muchos años, incluso antes de que PEMEX iniciara las actividades de exploración y explotación de los yacimientos de la Sonda de Campeche, ya que desde antes los pescadores ya reportaban haber visto sobre la superficie del mar manifestaciones de la emanación natural de aceite y gas en la zona del Campo Cantarell.

Sobre el sitio en estudio se desconoce a partir de cuando inició la emanación de hidrocarburos, ya que debido a que es un sitio de alto riesgo para la instalación de estructuras petroleras siempre se ha evadido y por lo mismo era un sitio inexplorado geológica y geotécnicamente.

Respecto a la emanación en estudio, se estima que primero inició la emanación de gas ya que, de acuerdo con Sills y Wheeler (1992), la permeabilidad al gas en el suelo arcilloso es mayor que la permeabilidad al crudo, pero además, dado que actualmente en el estrato arcilloso el crudo fluye a través de horadaciones, es posible que, por lo menos en la zona de las horadaciones no haya flujo de crudo a través de la estructura del suelo, ya que esto permite la liberación de subpresiones y por ende de los esfuerzos que generan el fallamiento del suelo.

3.1.2 Exploración e información geotécnica

3.1.2.1 *Introducción*

La exploración geotécnica utilizada para la construcción de la infraestructura petrolera de la Sonda de Campeche (plataformas, ductos y obras complementarias), se realiza utilizando los métodos indirecto (geofísico y geológico) y directo (perforación de sondeos).

La exploración geofísica se hace utilizando el método sísmico de reflexión de alta resolución y muestreos superficiales de verificación. La exploración por sondeos se hace por muestreo, pruebas de campo y pruebas de laboratorio a bordo del barco y en tierra.

El programa de exploración se elabora dependiendo del objetivo del estudio y se lleva de lo general a lo particular. Se inicia con la exploración geofísica, la cual puede ir desde una exploración regional (Campo Cantarell) a una local (una plataforma) o a lo largo de la trayectoria de un ducto.

En una región se realiza para identificar en forma general los rasgos geológicos someros y peligros potenciales que pueden influir en la localización de las estructuras y se hace con menor detalle, esto es con menor penetración (\approx hasta 50 m) y mayor espaciamiento en las líneas de exploración.

En una localidad para una plataforma, la exploración se realiza con mayor detalle y a mayor profundidad (\approx hasta 1000 m). Su objetivo es conocer y definir con mayor precisión los rasgos geológicos y peligros potenciales que influyan en la localización del sondeo de exploración directa y por ende en la localización de la plataforma.

En la exploración geofísica para diseño de un ducto se definen los parámetros geotécnicos y la ruta para su construcción. El objetivo igualmente es definir los rasgos geológicos someros y los peligros potenciales que influyan en su diseño y modifiquen la ruta explorada. La profundidad máxima es de \approx 30 m.

En la exploración directa, la perforación y obtención de muestras del suelo y realización de pruebas in situ, tiene por objeto definir la estratigrafía y parámetros de diseño de la cimentación, esto mediante la realización de pozos

además desde el fondo marino hasta la profundidad requerida para la cimentación de la estructura.

De las pruebas in situ que se realizan, a partir del año de 1993, son las de cono y veleta remota del equipo "Dolphin", las cuales no es posible desarrollar desde el fondo marino debido a que el equipo requiere de apoyarse sobre dicho fondo que, por ser tan blando, no soporta el peso y lo altera antes de ensayarlo.

La exploración sobre chapopoterías, requiere, además del muestreo y las pruebas mencionadas, una exploración geoquímica en el laboratorio y en sitio, mediciones de presión de poro in situ y pruebas de laboratorio adicionales en suelos saturados con hidrocarburos.

3.1.2.2 Exploración indirecta

Geofísica somera

Las investigaciones geofísicas marinas para la exploración y explotación petrolera, normalmente alcanzan penetraciones en el subsuelo de hasta 10,000 metros o más. En la Sonda de Campeche las investigaciones requeridas para la instalación de plataformas y tuberías submarinas, tanto el equipo como la embarcación y los trabajos marítimos son diferentes, con profundidades de penetración que varían de 100 a 1,500 metros (Galván, 1985).

La relación entre los estudios geofísicos y los geotécnicos es muy amplia y dado que el sitio de muestreo se define con base en los resultados del estudio geofísico, inicialmente éste analiza geológicamente a la zona propuesta y el geotécnico proporciona los parámetros para el diseño de las estructuras.

El objetivo principal de una investigación de este tipo es el de definir las características geológicas y peligros potenciales del suelo marino, a fin de localizar el sitio de exploración geotécnica para la posible instalación de una plataforma o el tendido de una tubería, para lo cual, será de suma importancia durante la exploración localizar los sitios con emanación de gas, los cuales se distinguen por las alteraciones que generan a las ondas sísmicas (Gardner, 1988).

Tales características geológicas son: la magnitud, localización y orientación de las fallas geológicas, la identificación cualitativa de la estratigrafía que constituye el subsuelo marino y las variaciones del tirante de agua o batimetría del área (Salmerón, 1980). Asimismo, en estos estudios es posible identificar los arrecifes coralíferos, las tuberías que cruzan el área y todo tipo de objetos que yacen en el fondo marino que pueden ser un peligro potencial para la instalación de la estructura o para el tráfico marítimo.

El equipo utilizado en estos estudios en aguas someras es electrónico de alta resolución acústica, operando en la parte del espectro comprendida entre 20 Hz y 31 MHz. Básicamente se utilizan tres tipos de equipos: los equipos para medir el tirante de agua, para analizar el fondo marino y los perfiladores para explorar la geología del subsuelo. En la Tabla 3.1 se presentan las características de operación de estos equipos.

Tabla 3.1 Equipo utilizado en un estudio geofísico marino de alta resolución

EQUIPO	FRECUENCIA DE OPERACIÓN (kHz)	RESOLUCIÓN	APLICACIÓN
Ecosonda	210	2 – 1 cm.	Medir tirante de agua.
Sonar de barrido lateral	105	1 – 2 m	Proyección en planta del fondo marino y localización de: tuberías, desechos, afloramientos, depresiones, burbujas de gas, naufragios.
Perfilador sintonizado	3.5 – 7	1 m	Medir tirante de agua, detectar burbujas de gas, definir perfil de suelo hasta 30 m de profundidad.
Perfilador electromecánico	0.3 – 5	3 - 5 m	Medir tirante de agua, detectar burbujas de gas, definir perfil de suelo entre 100 y 150 m de profundidad.
Perfilador estándar	0.04 - 0.15	9 m	Definir perfil de suelo hasta 1000 m de profundidad.

Para medir el tirante de agua para trazo de los mapas batimétricos, se utiliza la ecosonda, la cual, a través de cristales piezoeléctricos emite rayos de ondas acústicas con un ángulo entre 5° y 10° respecto a la vertical y los mismos cristales reciben las ondas reflejadas desde el fondo o desde cualquier otro objeto.

Considerando constante la velocidad del sonido en el agua (1,500 m/s), el equipo calcula el tirante de agua y lo grafica en forma continua, así, la profundidad real estará dada por la relación:

$$H = h \pm h_c - h_m \quad 3.1$$

La profundidad h_c , se obtiene por corrección de la velocidad del sonido, para lo cual se utiliza un celerímetro o el diagrama de Del Grosso dado en la Figura 3.1, también se puede aplicar la fórmula empírica:

$$V = 1410 + (4.21 t - 0.037 t^2) + 1.105 S + 0.018 d \quad 3.2$$

Para complementar la topografía y localizar objetos que yacen sobre el fondo marino, se utiliza el sonar de exploración lateral o de barrido lateral. Este es un equipo con doble canal de emisión y recepción de ondas, las cuales se emiten por medio de cristales piezoeléctricos en forma perpendicular al eje de la trayectoria del equipo (Figura 3.2).

El principio de operación es el mismo que el de la ecosonda, pero en lugar de calcular la altura desde el equipo al fondo marino, calcula la distancia horizontal entre el punto de reflexión y el equipo. Se caracteriza principalmente por su rango lateral y poder de resolución, tanto longitudinal como transversal.

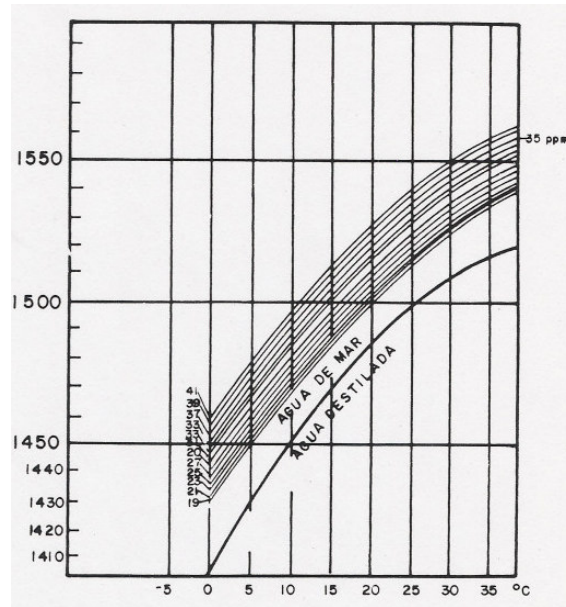


Figura 3.1 Velocidad del sonido en el agua en términos de la temperatura y la salinidad (Del Grosso).

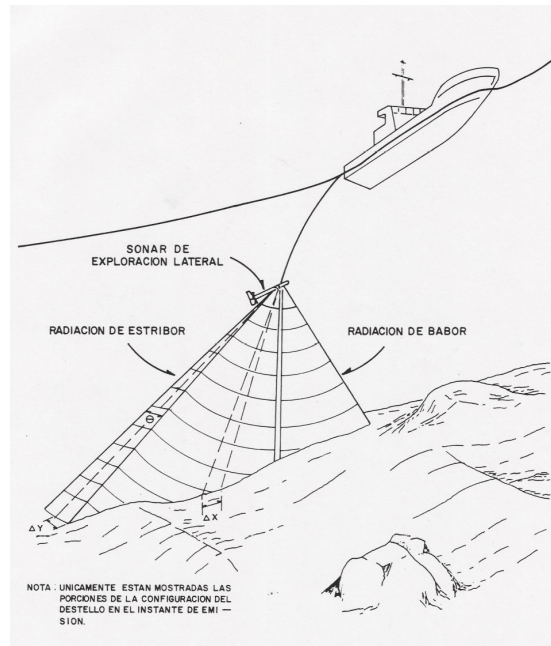


Figura 3.2 Representación esquemática de operación del sonar de exploración lateral.

El rango lateral se refiere al alcance del equipo, el cual depende de varios factores, entre los más importantes son:

1. Características del instrumento:
 - a) Duración del pulso o rayo.
 - b) Fuerza de transmisión o potencia.
 - c) Relación de señal a ruido.
 - d) Frecuencia de transmisión.

2. Propiedades físico-químicas del medio.
3. Parámetros de implementación o escala del registro:
 - a) Altura del sonar sobre el fondo marino.
 - b) Angulo de inclinación del rayo con respecto a la horizontal.

La resolución longitudinal (ΔY), se refiere a la resolución en el sentido longitudinal del registro y la transversal (ΔX) a la resolución perpendicular al eje del registro (Figura 3.2). Debido a que el ángulo θ del rayo es muy pequeño, la resolución longitudinal es pequeña y está dada por:

$$\Delta Y = VT \tan\left(\frac{\theta}{2}\right) \quad 3.3$$

La resolución transversal es independiente de la profundidad y dependiente del ángulo de incidencia con el fondo y del pulso transmitido. Esta resolución está expresada por:

$$\Delta X = \frac{IVT}{2\sqrt{V^2T^2 - 4h^2}} \quad 3.4$$

La exploración o estudio geológico del subsuelo, se lleva a cabo con dos equipos, el perfilador electromecánico o somero y el perfilador por chispazo o profundo. Las gráficas generadas por estos equipos son cortes transversales de la estructura del subsuelo.

La graficación de los cortes transversales es continua, ya que la emisión y recepción de ondas en ambos equipos también es continua, por lo tanto dichos cortes están en el plano del eje de travesía del barco; esto se puede ver en la Figura 3.3.

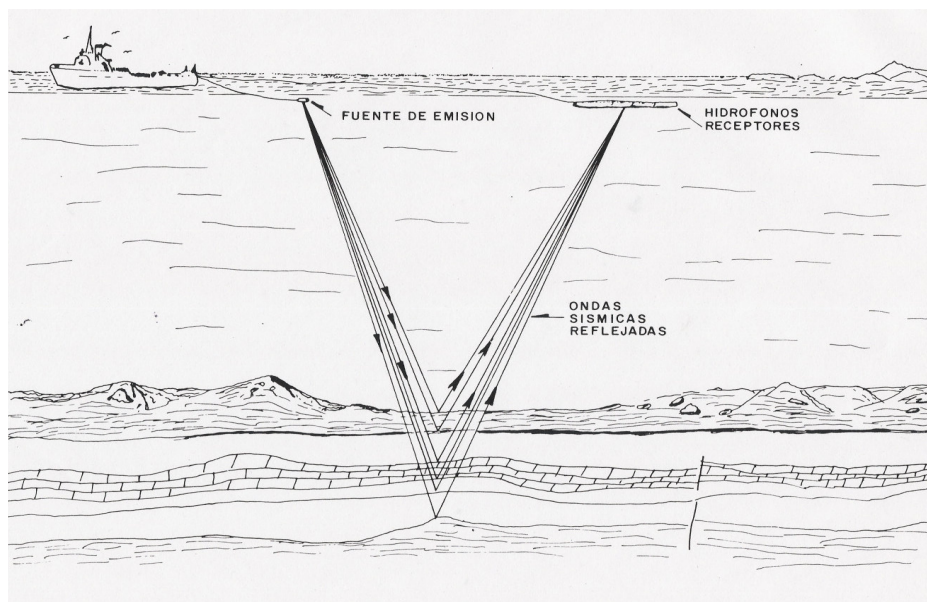


Figura 3.3 Esquema de operación de los perfiladores

Las diferencias entre ambos equipos radican en el grado de resolución y la profundidad de penetración en el subsuelo. En la Tabla 3.1 se pueden ver tales

diferencias y en la Figura 3.4 se muestran los resultados obtenidos con cada equipo.

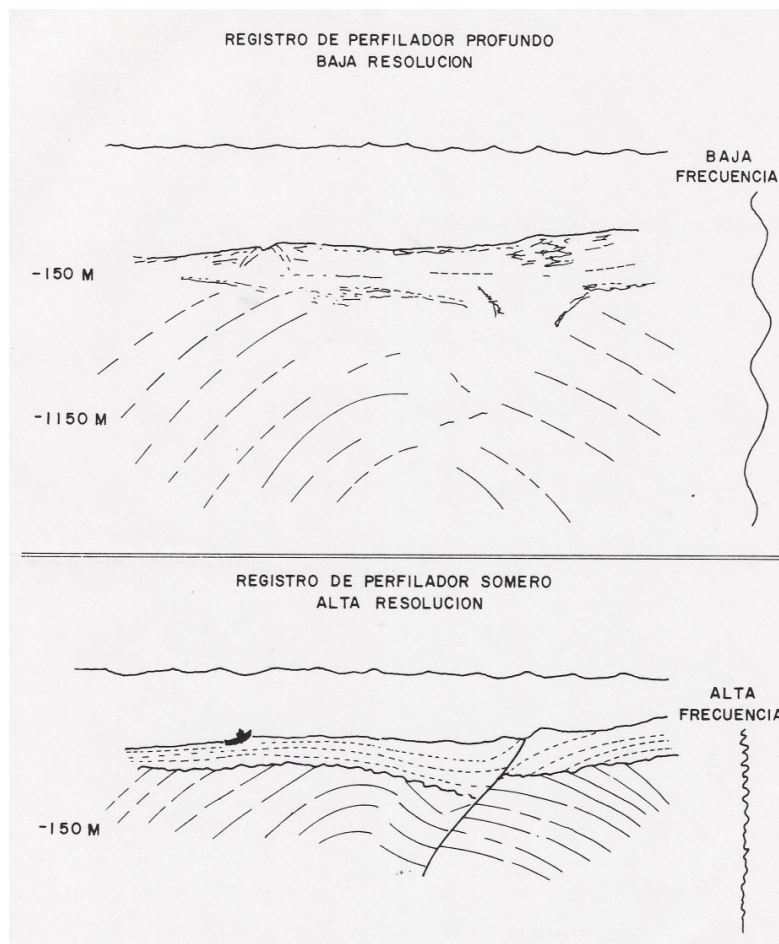


Figura 3.4 Comparación de perfiles obtenidos con alta y baja resolución

Como complemento del estudio geofísico, se hacen muestreos someros del estrato del fondo marino, a los cuales se les determinan algunas características cualitativas y cuantitativas y se utilizan en el análisis geotécnico y estudio geológico de los sedimentos no consolidados y en la verificación de los perfiles transversales del perfilador somero.

Como en toda obra de ingeniería civil marítima, el diseño de la obra está en función de los resultados de la exploración y a su vez, los resultados de ésta son función directa de la localización física de los hallazgos de anomalías geológicas y peligros potenciales, por lo cual el proceso de posicionamiento o localización geográfica es primordial en el estudio (Galván, 1985).

La precisión del posicionamiento durante el desarrollo del estudio geofísico, permitirá localizar las fallas geológicas potencialmente significativas y otros eventos de importancia, el posicionamiento de todos los puntos de referencia del estudio, se hace con equipos de emisión indirecta vía satélite.

Este procedimiento es usado (Randall, 1980) para estudios lejanos donde no existen puntos base localizados geográficamente que puedan ser utilizados por

otro tipo de equipos, por lo cual su precisión es menor al emplear triangulación en distancias largas, lo que produce errores de tipo acumulativo.

La exploración se divide en dos etapas, la primera corresponde al levantamiento de los registros geofísicos y la segunda, al muestreo de los sedimentos no consolidados.

Un procedimiento de exploración que se ha aplicado para la instalación de plataformas en la Sonda de Campeche (Galván, 1985), es el de definir un área de 2 por 2 km, con centro en el sitio propuesto para la instalación de la plataforma, y seccionarla formando una retícula con líneas de crucero espaciadas a cada 150 m en un sentido y a 500 m en el otro.

Para la instalación de tuberías, un procedimiento es establecer a lo largo de la trayectoria trazada una retícula formada por tres líneas longitudinales de crucero equidistantes 150 m y transversalmente a éstas, líneas de crucero espaciadas a cada 500 m.

Durante el recorrido de las líneas de crucero, se operan en forma simultánea los tres tipos de equipos (ecosonda, sonar de barrido lateral y los perfiladores).

Para obtener mejores resultados, es recomendable que la velocidad de crucero no sea mayor de 5 nudos, con olas no mayores de 1.5 m, ni vientos mayores de 30 km/hr, ya que esto dificulta el control del barco e incrementa los errores.

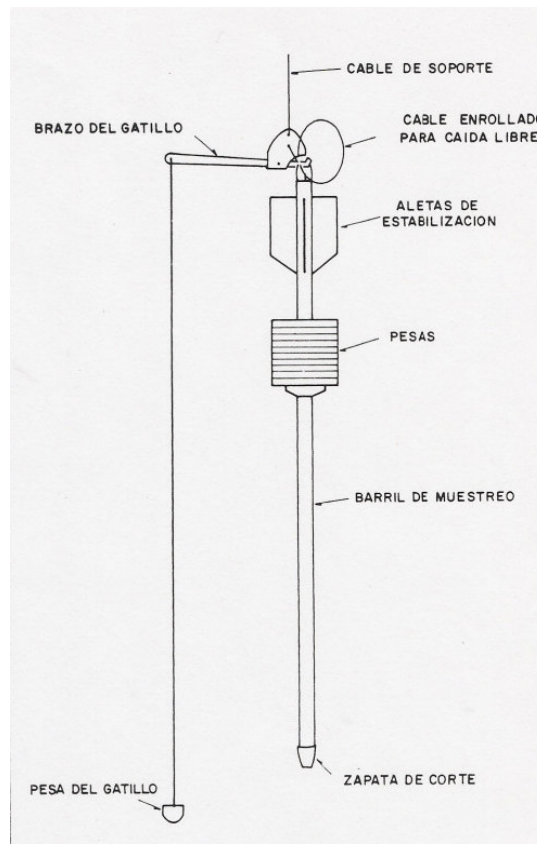


Figura 3.5 Muestreador de pistón tipo Kullenberg (pistón sampler).

La segunda etapa de los trabajos de campo, se refiere a la fase de muestreo de los sedimentos no consolidados del fondo marino (Galván, 1985). La selección de los sitios de muestreo, se hace con base en los registros del sonar de barrido lateral y del perfilador electromecánico o somero, en el cual es posible identificar, por diferencia de contrastes, el espesor y ubicación de los tales sedimentos.

El equipo que se emplea, es un muestreador de pistón tipo Kullenberg (pistón sampler) (Figura 3.5), cuya penetración máxima es de 15 m y recupera muestras de hasta 11.75 cm. (4 5/8") de diámetro. La profundidad de muestreo varía de acuerdo al tipo de suelo, y para elegir dicha profundidad, se toma como base un muestreo de hasta 3 m para suelos arenosos y hasta 15 m para lodos y arcillas muy blandas, a partir de esto se selecciona la profundidad de muestreo adecuada.

En la Tabla 3.2 se dan algunas características de éste y otros equipos de muestreo y en la Figura 3.6, se presenta un diagrama del procedimiento de operación del mismo. Durante el viaje al fondo, el muestreador se sumerge con una velocidad máxima aproximada de 1 m/seg., cuando la pesa toca el fondo, el gatillo suelta al muestreador y éste cae libremente hasta enterrarse en el suelo.

Tabla 3.2 Equipos para muestreo de suelos del fondo marino en estudios geofísicos.

EQUIPO	PENETRACIÓN (m)	APLICACIÓN
Muestreador de dardo (Maxi-Dart Corer)	3.0	Clasificación de suelos y análisis de resistencia al corte
Muestreador de pistón (Piston Corer)	2 a 15	Clasificación de suelos y análisis de resistencia al corte
Muestreador vibratorio (Vibracorer)	2 a 12	Clasificación de suelos y análisis de resistencia al corte
Muestreador de campana (Grab sampler)	0.20	Clasificación de suelos y estudios biológicos

Puesto que la penetración del muestreador es función de la energía cinética de impacto y el tipo de suelo, por tanto, la velocidad de caída en el tiempo t depende de:

- La masa y densidad media del muestreador.
- El coeficiente de rozamiento entre el agua y el muestreador ($\approx 0.12 V^2$ dyne/cm²).
- La distancia (h) entre el punto de disparo (en el tiempo t_0 y velocidad V_0) y la posición del muestreador en el tiempo t .

En la Figura 3.7 se presenta una gráfica de la variación de la velocidad de caída del muestreador con respecto a su masa y a la altura de caída, como se puede ver, la energía cinética de impacto ($1/2 mv^2$) es una función no lineal de la masa y el amortiguamiento de dicha energía depende de la resistencia de penetración

de la zapata de corte y la resistencia por fricción lateral (interna y externa) entre el suelo y el barril muestreador.

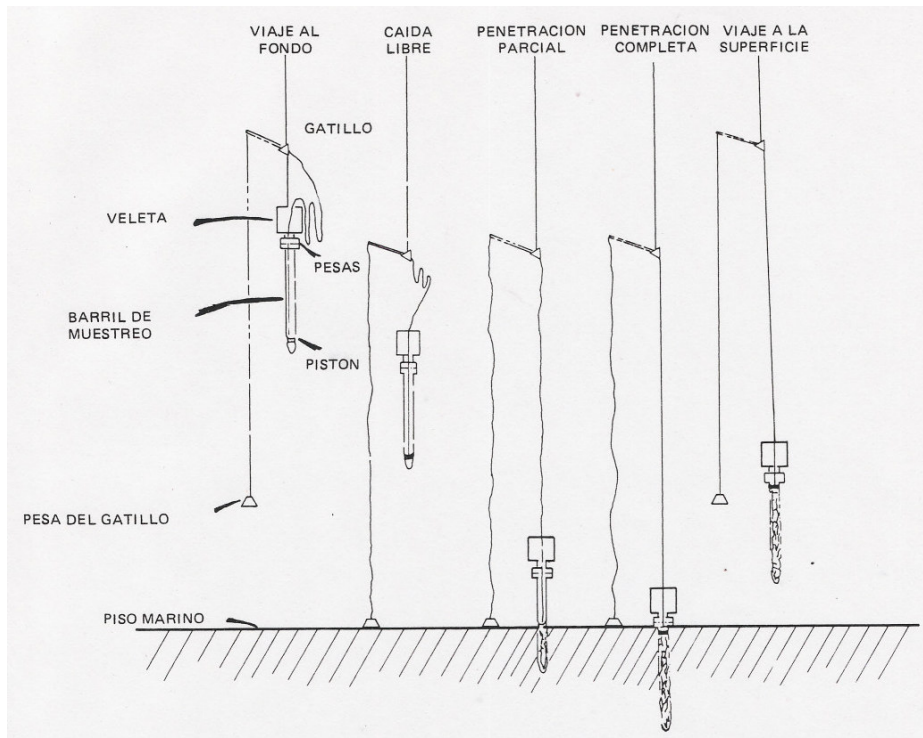


Figura 3.6 Esquema de operación del muestreador de pistón tipo Kullenberg.

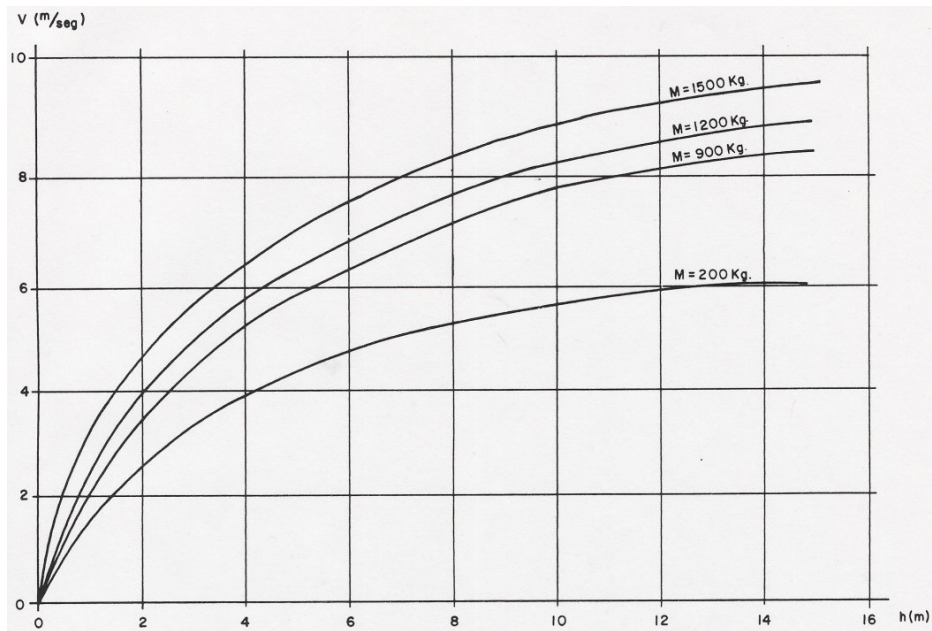


Figura 3.7 Variación de la velocidad en caída libre del muestreador en términos de la distancia h recorrida y la masa m .

El rendimiento varía de acuerdo a las condiciones meteorológicas, al tipo de suelo y al tirante de agua y como promedio, se obtienen de 20 a 25 muestras de 3 m de largo por día en tirantes de 40 a 50 m de profundidad.

La calidad geotécnica de las muestras, depende del operador del equipo, de la forma del muestreador y de cómo penetra el muestreador en el suelo, por lo anterior, se ha observado que las mejores muestras se obtienen con muestreadores de grandes diámetros, adaptados con buenos coeficientes de forma y constantes altas de velocidad de penetración.

Los coeficientes de forma de penetración o coeficientes de Hvorslev se definen con las siguientes ecuaciones y están referidos a la Figura 3.8 (Galván, 1985):

$$C_i = \left(\frac{d_s - d_e}{d_e} \right) 100 \quad 3.5$$

$$C_o = \left(\frac{d_w - d_t}{d_t} \right) 100 \quad 3.6$$

$$C_a = \left(\frac{d_w^2 - d_e^2}{d_e^2} \right) 100 \quad 3.7$$

$$C_e = \frac{L}{d_s} \quad 3.8$$

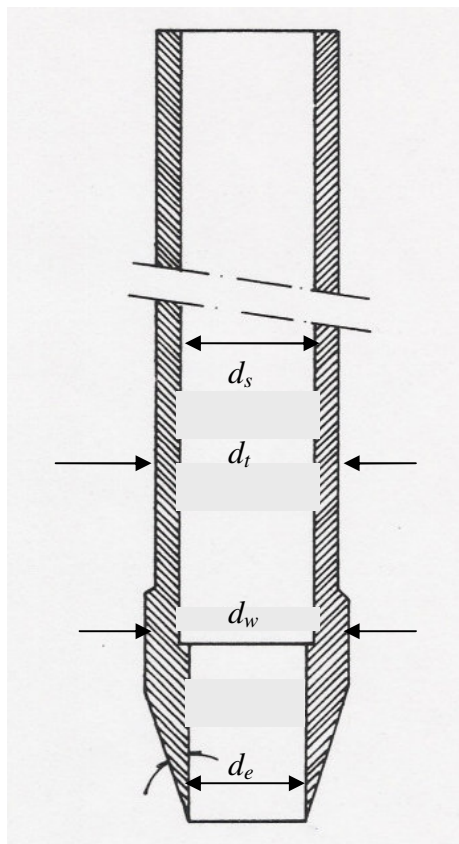


Figura 3.8 Diagrama del muestreador de pistón tipo Kullenberg

Tabla 3.3 Coeficientes de forma de Hvorslev para el mejor muestreador de pistón

COEFICIENTE	VALOR MÁXIMO PARA SUELOS MUY BLANDOS	VALORES PARA MUESTREADOR SACLANT CEN
Contragolpe interno C_i (%)	<1	0.8
Contragolpe externo C_o (%)	>3	5.1
Contragolpe de área C_a (%)	>10	44
Coeficiente de longitud C_e	<20 en lodos y arcillas <10 en arenas	<100
Ángulo de la zapata de corte	5°	5°
Diámetro interior (mm)	>40	120

La alteración que sufre la muestra, por la inmovilización del pistón en el momento de tensar el cable principal, es importante en aguas someras, ya que, en el momento de impacto del muestreador con el suelo, la tensión repentina del cable produce un golpe de ondas, el cual, se propaga a través del cable y el pistón, por lo tanto, cuando el cable es corto, las ondas rebotan varias veces entre el pistón y el malacate, originando así una alteración mayor de la muestra.

Realmente, el empaque de las muestras es sencillo debido a que, al recuperar la muestra, ésta queda contenida dentro de un tubo de plástico o camisa que contiene al pistón y por lo tanto, al extraer dicho tubo, la muestra ya queda empacada y únicamente habrá que sellar los extremos del tubo y evitar la pérdida de material y humedad. Al término, las muestras se colocan verticalmente sobre un armazón de madera y se trasladan al laboratorio.

Cuando las muestras llegan al laboratorio, inmediatamente se les determinan algunas características y propiedades físicas y mecánicas mediante las siguientes pruebas:

1. Descripción y clasificación según SUCS.
2. Granulometría.
3. Contenido de agua.
4. Relación de vacíos.
5. Contenido de carbonatos.
6. Peso específico relativo de sólidos.
7. Límites de Atterberg.
8. Peso específico sumergido.
9. Prueba de veleta miniatura.
10. Prueba de torcómetro.

Con las pruebas mencionadas, se puede tener una idea de la capacidad de carga superficial, capacidad de anclaje y otras operaciones involucradas con los suelos del fondo marino.

3.1.2.3 Exploración directa

3.1.2.3a Suelos no contaminados

El muestreo y pruebas de campo, se realizan a través de una tubería que se utiliza como guía desde el barco hasta el sitio por muestrear o ensayar, pero a su vez dicha tubería se utiliza para perforar y ademar al pozo. La tubería es de extremo abierto y lleva en su punta una barrena o broca cuya dureza depende del material por perforar.

La tubería utilizada en los primeros sondeos (1978-1992) era de 8.9 cm. de diámetro exterior y 7.6 cm. de diámetro interior en tramos de 6.1 m de largo. A partir de 1993, la compañía Fugro introdujo en la Sonda de Campeche el sistema Dolphin, modificando los procedimientos de muestreo y ensaye in situ y por ende la tubería de perforación (a 12.7 cm. de diámetro exterior).

Para completar el muestreo y número de pruebas requeridas, tanto de campo como de laboratorio, el sondeo se realiza a través de dos o tres perforaciones, dependiendo de las condiciones del sitio, de los objetivos de la exploración y del suelo encontrado.

Por lo anterior, una perforación se puede utilizar para obtener muestras con un determinado muestreador y efectuar pruebas de un tipo determinado y en otra, con base en lo obtenido en la primera, programar el desarrollo de otro tipo de pruebas, quedando la posibilidad de que en una tercera perforación se realice otro tipo de pruebas o se repitan algunas.

Con la práctica y experiencia adquirida en este tipo de sondeos, en la Sonda de Campeche se ha seguido un procedimiento de muestreo en casi toda la profundidad del sondeo, esto es: de cero a 12.2 m bajo el fondo marino se toman muestras a cada 90 cm. o 1 m, de 12.2 m a 24.4 m a cada 1.5 m y bajo esta profundidad hasta el fin del sondeo se toman muestras a cada 3.05 o 3.7 m.

De la misma forma, en los primeros sondeos el muestreo se realizaba por el método "wire line" (Zárate, 1980), mediante el cual, utilizando un martillo de 778 N con altura de caída de 1.53 m, se hincaban tanto el tubo shelby en los suelos cohesivos como el tubo partido en los suelos arenosos, pudiendo así, con el número de golpes en el tubo partido, medir la resistencia del suelo (prueba SPT).

Para efectuar el muestreo en el estrato arcilloso del fondo marino (Zárate, 1980), cuya consistencia varía de muy blanda a blanda, desde los primeros sondeos y a la fecha se utiliza un tubo muestreador de acero inoxidable tipo shelby o de pared delgada de 6.35 cm. de diámetro exterior por 61 cm. de largo, al cual se le insertan cuatro tubos de fibra de vidrio de 12.7 cm. de longitud, 5.4 cm. de diámetro interior y 5.7 cm. de diámetro exterior. Al extraer el muestreador, el suelo queda almacenado dentro de los cuatro tubos y puede fácilmente empacarse y ensayarse por separado.

Para muestrear los siguientes estratos arcillosos de mayor consistencia (Zárate, 1980), igualmente se utilizó y a la fecha se utiliza un tubo muestreador

de acero inoxidable tipo shelly o de pared delgada de 7.6 cm. de diámetro exterior, 7.2 cm. de diámetro interior y 61 cm. de largo.

Las pruebas de campo o in situ que se han desarrollado durante una exploración geotécnica, inicialmente se efectuaron por medio del sistema "wire line", las pruebas que se efectuaban eran la de veleta remota en las arcillas normalmente consolidadas o máximo ligeramente preconsolidadas y la de SPT en las arenas.

A partir de la introducción del sistema Dolphin, el procedimiento de hincado del tubo shelly o liso se pudo hacer por presión, permitiendo esto obtener muestras de mejor calidad, como se muestra en la Figura 3.9 y las arenas continuaron muestreándose con el tubo partido hincado por el mismo método de "wire line".

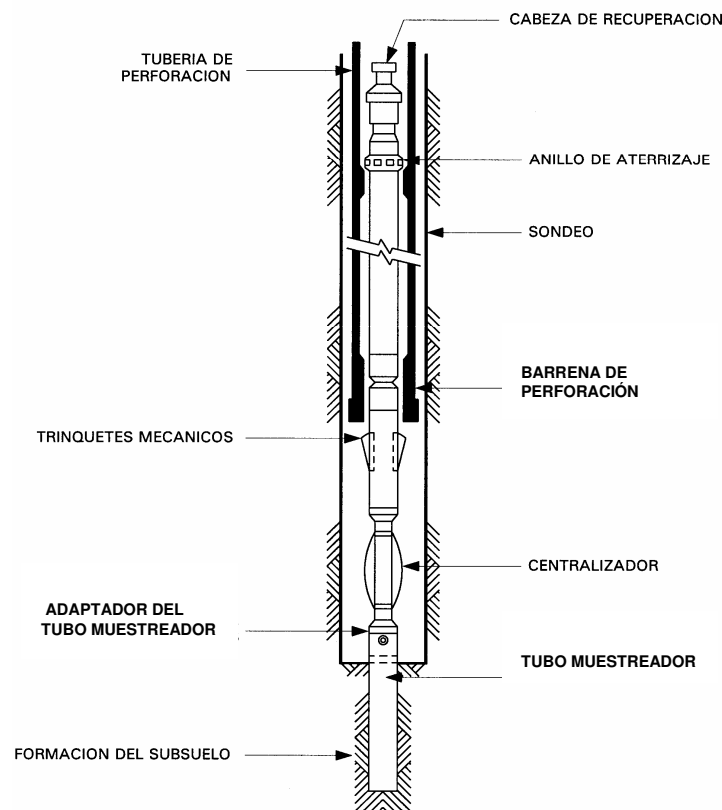


Figura 3.9 Diagrama de operación del tubo shelly, sistema Dolphin (Fugro).

Asimismo, con el sistema Dolphin, se modificó el procedimiento de ensaye de la prueba de veleta remota (Figura 3.10) y se iniciaron las pruebas con el piezocono (Figura 3.11). Las pruebas con el piezocono permitieron medir en forma directa las resistencias al corte in situ de los suelos cohesivos y estimar la densidad relativa y características de fricción de los suelos granulares, esto en función de la profundidad de penetración de la herramienta y la resistencia del suelo.

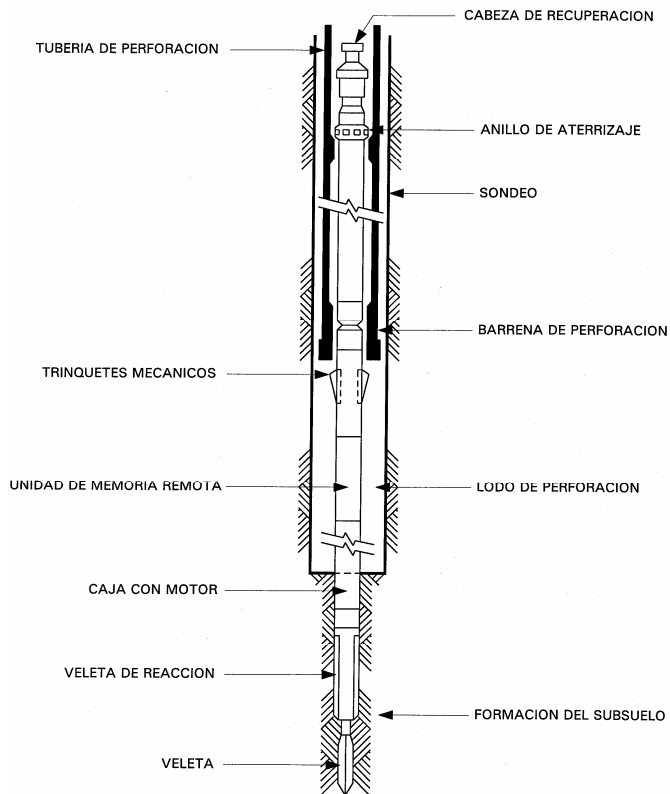


Figura 3.10 Diagrama de operación de la veleta remota del sistema Dolphin (Fugro).

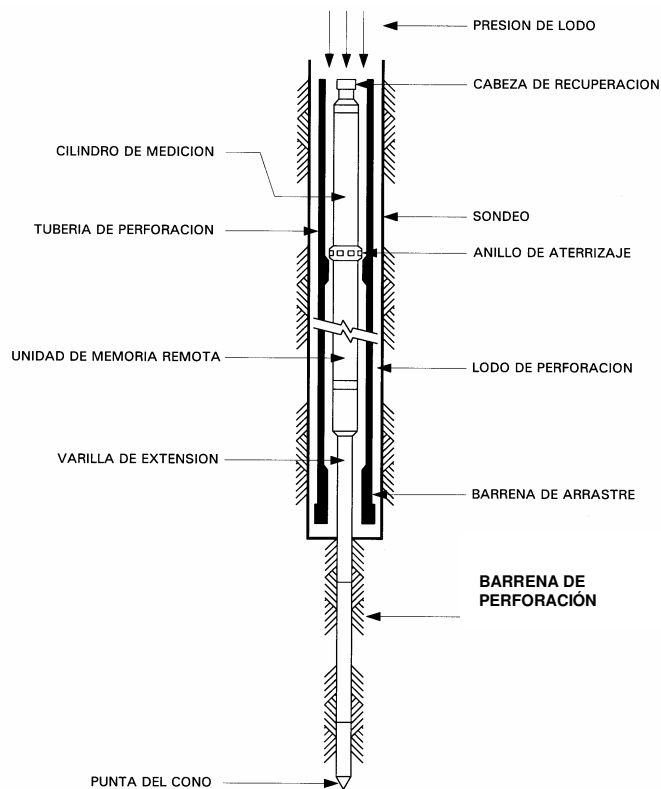


Figura 3.11 Diagrama de operación del piezocono del sistema Dolphin (Fugro).

Cabe hacer notar que, dado que el procedimiento que se sigue en este sistema requiere del uso de una estructura de reacción de 75,616 N apoyada sobre una placa de ≈ 5 m de diámetro y ésta, a su vez, apoyada sobre el fondo marino, esto genera la alteración del suelo de apoyo y por lo tanto no se pueden efectuar estas pruebas en el estrato arcilloso del fondo marino.

Para desarrollar estas pruebas, al término del muestreo, el barco se desplaza varios metros y, con base en la estratigrafía definida en el primer sitio, se realiza otra perforación con avance continuo hasta las profundidades seleccionadas, ya sea con el piezocono o con la veleta remota, dependiendo del tipo y consistencia o compacidad del material.

Aparte de las pruebas de campo mencionadas, existe otra prueba de veleta remota que fue introducida en la Sonda de Campeche junto con el sistema Dolphin y que es conocida como de tipo Halibut (Figura 3.12), pero dado su escaso alcance, ésta se utiliza únicamente para ensayar hasta 7.3 m de profundidad en el estrato del fondo marino.

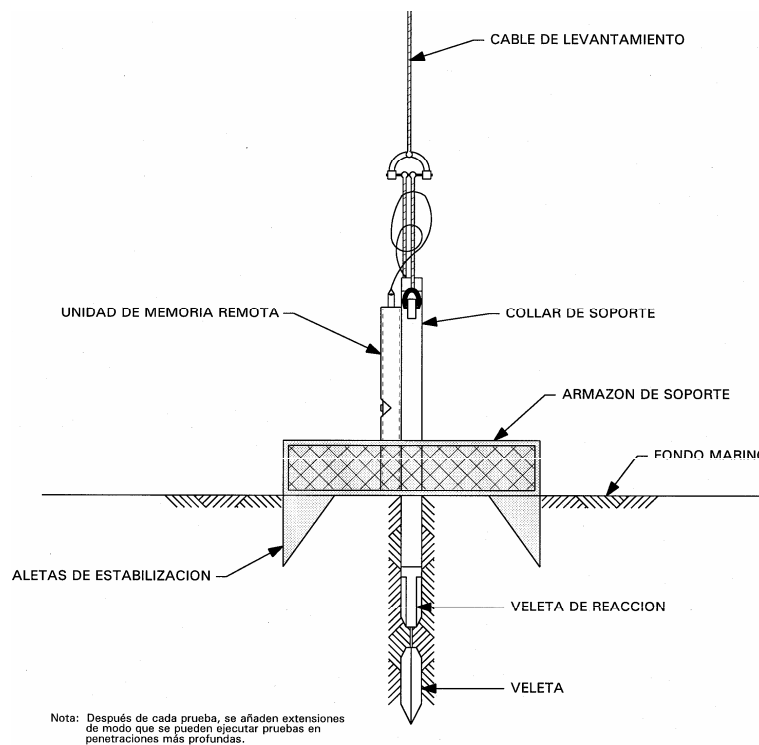


Figura 3.12 Diagrama de operación de la veleta tipo Halibut (Fugro).

En la operación de las pruebas de veleta tanto del sistema Dolphin como del tipo Halibut, el registro de datos comienza una vez que la torsión en el aspa de la veleta, accionada por un motor eléctrico y apoyada en la veleta de reacción, excede el umbral de torsión programado, los datos son leídos una vez cada segundo y almacenados en la unidad de memoria remota (UMR) (herramienta del sistema Dolphin). La recolección de datos se suspende automáticamente si la torsión excede de 33.9 N-m, el aspa gira a una velocidad aproximada de 18° por minuto.

Cada registro de prueba de veleta tiene una duración aproximada de 3 minutos y con la veleta del sistema Dolphin se realiza una primera prueba a 1.5 m bajo el fondo de la perforación y 60 cm. más abajo una segunda. En las pruebas tipo Halibut, igualmente, al término de la primera prueba el equipo es reposicionado para realizar una segunda prueba a la misma profundidad. La resistencia máxima al corte que se puede medir en estas pruebas es de $\approx 297\text{kPa}$

En el caso del piezocono, éste se deja caer dentro de la tubería hasta el montaje dentro de la barrena donde se asienta y asegura, se baja la barrena al fondo del sondeo y la sarta es asegurada con la unidad de agarre de la masa de reacción, posteriormente, se incrementa la presión del lodo dentro de la sarta y esto empuja al piezocono para enterrarlo en el suelo a una velocidad controlada de $\approx 2\text{ cm por segundo}$.

Durante la penetración del piezocono, automáticamente se registran la resistencia por punta y por fricción y un piezómetro mide la presión de poros; los parámetros obtenidos se registran a una velocidad de cinco lecturas por segundo y se almacenan en la unidad de memoria remota (UMR). La prueba se termina hasta lograr una penetración de 2.9 m o cuando se encuentra el rechazo.

Adicional a las pruebas in situ, a bordo del barco se realizan pruebas de laboratorio, como son: pruebas de clasificación visual y al tacto, densidad específica, contenido de agua y porcentaje de carbonatos, así como pruebas de resistencia como son: de Torcómetro, de penetrómetro de bolsillo, de veleta miniatura (VM) y triaxiales rápidas (UU),

Las pruebas que se realizan a bordo tienen por objeto definir las propiedades índice y mecánicas requeridas en el control de perforación del sondeo, como son clasificación preliminar, tipo de muestreo, pruebas in situ por realizar, capacidad de carga estática preliminar y profundidad final del sondeo.

Para medir la resistencia al corte en el estrato arcilloso del fondo marino, debido a que su consistencia varía de muy blanda a blanda, las únicas pruebas que son posibles de realizar son la del torcómetro y la de veleta miniatura. En estos suelo no son confiables las pruebas triaxiales UU debido a su tendencia a fallar por peso propio durante su montaje en el aparato.

El torcómetro es un aparato conformado por una perilla graduada y una aguja que al rotar indica la resistencia al corte medida. La aguja se conecta, por medio de un vástago a un dispositivo que aloja a un resorte, el cual a su vez se fija a un disco inferior. En dicho disco se colocan dispositivos cilíndricos que constan en su base de una serie de veletas radiales delgadas, cuyo tamaño depende la consistencia del suelo por ensayar, para suelos muy blandos se utiliza la veleta mayor y para los de mayor consistencia la menor, en la Figura 3.13 se muestra el dispositivo completo.

Para realizar la prueba, conservando la muestra dentro del tubo muestreador y sobre su parte inferior o la parte por ensayar, se presiona el torcómetro en forma manual hasta que las veletas penetran completamente, se rota la perilla

para deformar por torsión al resorte hasta que se produce la falla por cortante en el suelo. Como se puede ver, la resistencia aquí medida es la correspondiente a la resistencia rápida. Cabe hacer notar que, el resultado de este ensaye depende de la experiencia y habilidad del operador, así como de la calibración del aparato.

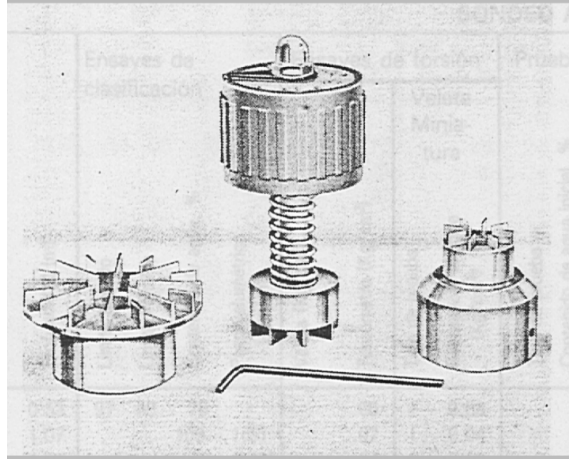


Figura 3.13 Esquema del torcómetro.

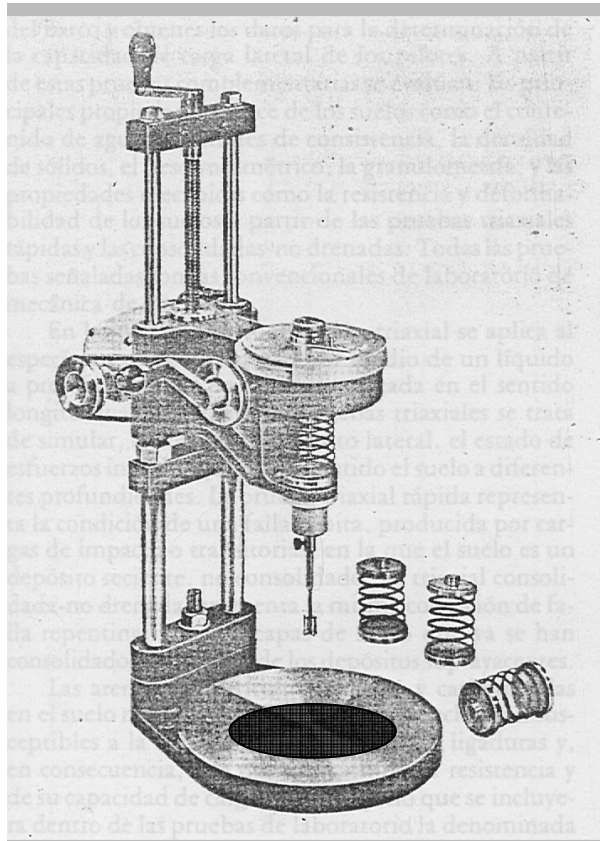


Figura 3.14 Esquema de la veleta miniatura.

La veleta miniatura, tomando como referencia a la Figura 3.14, está constituida en su parte inferior por una placa perforada, por donde se introduce al tubo

muestreador. En la parte superior consta de una manivela conectada al marco principal y al conjunto veleta-motor, lo cual permite subir y bajar al conjunto para realizar las pruebas.

El equipo está constituido y opera en forma similar al torcómetro y consta de una placa circular graduada unida a un compartimiento donde se aloja un resorte. La veleta está unida a una aguja y éstas a un motor eléctrico que las hace girar.

Como se puede ver todo el equipo opera mecánicamente, en el orificio de la base se introduce y fija el tubo muestreador, colocando al suelo bajo las aspas de la veleta, con la manivela se baja al conjunto veleta-motor y se hinca a ésta en el suelo hasta quedar dos a tres centímetros totalmente cubierta por el suelo. El motor genera un par de torsión que hace rotar a la veleta y deformar en la misma forma al resorte hasta llevar al suelo a la falla por cortante. La resistencia máxima que puede ser medida en el equipo es de 219 kPa.

Al igual que en el torcómetro, en la veleta también se pueden intercambiar las veletas en función de la consistencia del suelo, pero también se pueden intercambiar resortes de diferentes rigideces, lo que permite ensayar suelos de mayor consistencia.

Adicional al ensaye de resistencia en la falla, en suelos de consistencia muy blanda a media en el quipo es posible medir su resistencia residual, para esto, al llegar a la falla, se permite a la veleta continuar rotando hasta que la fuerza de torsión aplicada se hace constante. La resistencia residual representa la resistencia al corte del suelo a gran deformación y se calcula multiplicando a la rotación neta, en grados, por el factor de calibración del resorte.

Con lo anteriormente expuesto, se ve que, en la medición de la resistencia al corte del suelo, el ensaye de veleta miniatura es una de las pruebas de laboratorio más representativas, puesto que, desde el montaje de la veleta en la muestra hasta el proceso de aplicación de la fuerza, tanto para medir la resistencia en la falla como en el valor residual son mecánicos, disminuyendo así la incertidumbre producto de errores de operación. Por lo anterior, para la presente investigación se decidió considerar a los valores obtenidos con la veleta miniatura como representativos de la resistencia al corte del estrato arcilloso del fondo marino.

3.1.2.3b Suelos con hidrocarburos

En un sitio contaminado con hidrocarburos, la exploración para instalación de estructuras marinas se realiza por medio de una evaluación geotécnica y una geoquímica. En la geotécnica se analiza el efecto que producen el gas y el crudo en las propiedades físicas y mecánicas de los estratos y en la geoquímica se analizan las proporciones y componentes de hidrocarburos contenidos en los suelos.

El análisis del efecto de los hidrocarburos se hace con base en los resultados del estudio geofísico, las mediciones de presión de poro, los análisis de tipo y

concentración de gas, pruebas estáticas y dinámicas de suelos saturados con crudo y pruebas cíclicas de suelos granulares saturados con gas.

a. Perforación y muestreo

La perforación y muestreo de estos suelos se realiza con equipos similares a los utilizados en suelos no contaminados. El sondeo se perfora igualmente con una tubería de extremo abierto y una barrena en la punta que permite la circulación del lodo de perforación, el paso de los diferentes muestreadores y el equipo de pruebas in situ.

Una característica importante de las evaluaciones geoquímicas es que las muestras deben garantizar la conservación de las condiciones químicas y físicas del sitio, por lo cual, las especificaciones para la obtención de tales muestras son muy estrictas y se deben tomar extremas precauciones en el equipo y procedimiento de muestreo, manejo, empaque y transporte de muestras, así como en la realización de las pruebas.

En la perforación de un sondeo para recuperación de muestras, la preparación del lodo de perforación se hace con un gel para agua salada y materiales pesados (Zeogel, Barita, M-I Bar y gel de sal), esto permite flotar y extraer el suelo recortado y a su vez proporcionar soporte lateral para evitar caídos del sondeo. El agua para preparar el lodo, se obtiene 1.5 m bajo el nivel del mar.

Para controlar e identificar una posible contaminación de muestras con el lodo de perforación, durante el muestreo se toman por lo menos dos muestras de lodo y se almacenan de acuerdo a lo establecido para almacenamiento de muestras de agua.

Para la perforación se utiliza un tubo de 11.5 cm. de diámetro interior y el muestreo se realiza con la misma frecuencia y profundidades aplicado en el muestreo de suelos no contaminados. Para suelos cohesivos con resistencia al corte entre 4 y 5.5 kPa, se utiliza un muestreador de 6.35 cm. de diámetro exterior. En suelos granulares con elevado porcentaje de finos el muestreo se hace hincando con el equipo Dolphin un muestreador de pared delgada de 5.7 cm. de diámetro exterior y si son limpios o con pocos finos un tubo partido con el sistema "wire line".

En la perforación, para quitar la grasa que se tenga en el interior de la tubería, ésta es lavada con jabón y durante su aplicación, las conexiones se engrasan con grasa ecológica, la cual se debe aplicar cuidadosamente en todas las roscas de los tubos. Una vez que la tubería es aplicada, por su interior se corre una cerda o equipo que permite completar el proceso de limpieza.

De la misma forma, el equipo de muestreo incluyendo los tubos de baquelita, de pared delgada y tubo partido, deben ser lavados con agua a alta presión y jabón limpiando en su totalidad residuos de muestras anteriores. En el manejo de todos estos se deberá tener cuidado en el contacto con guantes sucios, herramientas o superficies que puedan contaminarlos y no aplicar líquidos lubricantes. Después de limpiar el equipo, para protegerlo de contaminantes volátiles y humos, éste deberá ser cubierto con trapos limpios o plástico.

b. Muestreo de gas y agua intersticial

El Instituto Geotécnico Noruego (NGI) desarrolló un equipo denominado *Deepwater Gas Probe* (DGP), el cual tiene un diámetro de 3.6 cm. y una longitud de 168 cm., este equipo se utiliza para determinar la cantidad de gases disueltos en el agua intersticial o también libres en los poros del suelo, ya sea finos o granulares y en tirantes de agua de hasta 2000 m. El equipo se complementa con un cromatógrafo de gases y se auxilia con la sección de hincado a presión del sistema Dolphin, pero adicionalmente, en cada prueba el equipo registra la presión y temperatura de las muestras que obtiene.

El equipo está constituido principalmente por:

- Un filtro
- Un contenedor o depósito de la muestra
- Una válvula y un motor para abrir y cerrar el depósito
- Un Transductor de presión
- Una unidad de baterías
- Una unidad de memoria

Debido a que todo el proceso se desarrolla en forma autónoma, antes de lanzar la sonda, en la unidad de memoria se programan los tiempos que durarán cada etapa, esto es por ejemplo, el “tiempo de retardo” que corresponde al tiempo que tardará en abrir la válvula que permite el paso de la muestra al contenedor, (desde el lanzamiento de la sonda y su conexión e hincado por el sistema Dolphin) y el “tiempo de muestreo” que corresponde al tiempo que durará abierta la válvula de muestreo.

Al recuperar el DGP, a bordo, el transductor proporciona directamente la presión dentro del contenedor y tomando una parte de la muestra, con el cromatógrafo se determina el tipo y concentración de los gases recuperados, posteriormente se extrae el resto de la muestra y se mide la salinidad. Es importante verificar con anticipación la calibración tanto del cromatógrafo como de la variación de la salinidad en el filtro de la sonda DGP.

El piezocono del sistema Dolphin, además de utilizarse para medir la resistencia al corte, se utiliza para medir la presión de poro actuante en el suelo ensayado. El proceso requiere medir la presión hidrostática y ésta se obtiene de la disipación de la presión de poro dinámica que se genera por el hincado del equipo. Esta presión dinámica es la combinación de la hidrostática con la generada por el desplazamiento del suelo y el agua intersticial a medida que avanza el piezocono a la velocidad \approx de 2 cm./seg.

En suelos arenosos, por su alta permeabilidad, la presión registrada puede ser igual a la hidrostática, pero en suelos finos suele ser mayor, por lo cual, para definir la presión hidrostática en estos, se debe detener el equipo hasta que se disipe la presión de poro en exceso.

Aun cuando con el piezocono y el DGP es posible medir la presión intersticial en los suelos finos, esto puede durar de dos a tres horas o más, por lo cual para estos suelos se suele utilizar el “*Piezoprobe*”, equipo con el que se mide

básicamente el proceso de disipación de la presión de poro dinámica generada por el hincado del equipo, y que, al igual que en el piezocono, alcanza su estabilización en la presión hidrostática de poro real. El tiempo de disipación requerido con este equipo es menor que con el DGP y el piezocono.

El piezoprobe es un equipo de pequeño diámetro y está instrumentado con un transductor de temperatura y otro de presión, los cuales, a través de una piedra porosa que queda en contacto directo con el suelo, registran las temperaturas y presiones de poro de los suelos que penetra el equipo.

3.1.2.4 Parámetros de diseño

En la Tabla 3.4, se muestran las propiedades mecánicas y pesos volumétricos sumergidos (PVS) a diferentes profundidades de cada sondeo del estrato del fondo marino, estos fueron obtenidos de los reportes geotécnicos originales, tanto para el estrato de arcilla como para el de arena subyacente.

Como se puede ver en dicha tabla, en todos los sondeos los datos y sus profundidades son irregulares, tanto de c como de PVS y ϕ , al grado que se tienen sitios con espesores, como en CH101 A, de más de 19 m y datos en dos puntos únicamente.

Tabla 3.4 ϕ , c y PVS obtenidos de los reportes geotécnicos de cada sondeo.

Sitio	Prof. (m)	ϕ	C (kPa)	PVS (kN/m ³)	Sitio	Prof. (m)	ϕ	C (kPa)	PVS (kN/m ³)
AKB1	0.00000		3.83061	5.02681	AKH2	0.00000		8.96362	4.75976
AKB1	6.70560		11.97065	5.02681	AKH2	1.79832		11.23326	4.91685
AKB1	12.80160		19.15304	5.02681	AKH2	4.99872		15.26976	5.23102
AKB1	12.81684	25	0.00000	8.73408	AKH2	7.90042		18.92320	5.49807
AKC1	0.00000		3.83061	4.71263	AKH2	7.92175	25	0.00000	7.80726
AKC1	1.79832		6.22474	4.71263	AKI	0.00000		5.29103	4.53983
AKC1	5.92836		11.49182	5.02681	AKI	1.80137		9.11206	4.69692
AKC1	10.05840		16.75891	5.02681	AKI	4.92862		14.79572	5.01110
AKC1	10.07974	30	0.00000	8.79691	AKI	8.05891		20.47939	5.16819
AKCC	0.00000		4.78000	4.30000	AKI	11.18921		24.30042	5.48236
AKCC	4.50000		12.63000	5.00000	AKI	14.31950		28.60985	5.63945
AKCC	9.10000		19.15000	5.00000	AKQ	0.00000		4.78826	4.71263
AKCC	9.15000	25		8.63000	AKQ	6.40080		16.75891	5.19960
AKCH	0.00000		7.00000	4.50000	AKQ	12.49680		16.75891	5.56090
AKCH	3.00000		8.00000	4.90000	AKR1	0.00000		5.74591	4.86972
AKCH	9.00000		15.00000	5.30000	AKR1	3.04800		5.74591	4.86972
AKCH	11.25000		18.50000	7.90000	AKR1	10.05840		15.32243	5.30956
AKCI	0.00000		3.33000	4.30000	AKR1	10.07364	30	0.00000	9.42526
AKCI	8.80000		23.33000	5.65000	AKS3	0.00000		4.78826	4.71263
AKCI	8.85000	25		9.72000	AKS3	4.87680		8.61887	5.15248
AKF	0.00000		2.39413	4.55554	AKS3	10.36320		11.49182	5.15248
AKF	5.27609		13.40713	5.18389	AKTI	0.00000		5.88399	4.60913
AKF	5.29742		13.40713	5.18389	AKTI	7.50000		17.65197	5.29559
AKF	9.14400		13.40713	5.18389	AKTI	14.90000		27.45862	6.17819
AKF	9.16534	20	0.00000	8.63982	C2239	0.00000		9.19301	4.24137
AKG1	0.00000		5.74591	4.64980	C2239	3.96240		9.19301	4.24137
AKG1	3.24917		9.57652	4.90114	C2239	8.53440		18.38602	5.18389
AKG1	6.50138		13.40713	5.02681	C2239	12.80160		27.57902	5.18389
AKG1	9.75360		17.23774	5.21531	C2239	12.81684	19	0.00000	7.54021
AKG1	9.77494	25	0.00000	8.67124	CH101A	0.00000		3.92266	6.37432

AKG2	0.00000	7.00000	4.50000	CH101A	19.20000	31.38128	6.37432
AKG2	5.00000	10.00000	5.20000	NOA	0.00000	6.70356	5.02681
AKG2	9.10000	15.00000	5.20000	NOA	3.81000	10.05535	5.02681
AKG2	9.12000	25 0.00000	9.45000	NOA	7.62000	13.40713	5.02681
AKGC	0.00000	6.00000	4.70000	NOA	7.64134	30 0.00000	7.85439
AKGC	6.00000	18.00000	5.20000	NOAH	0.00000	4.00000	4.60000
AKGC	11.00000	24.00000	5.30000	NOAH	5.60000	10.00000	5.30000
AKGC	11.05000	25	9.40000	NOAH	7.30000	13.30000	7.80000
AKGP	0.00000	2.00000	4.00000	NOAH	7.35000	30	9.10000
AKGP	3.00000	8.00000	4.70000	NOB	0.00000	5.98532	5.38811
AKGP	11.25000	22.80000	5.60000	NOB	7.07441	14.98725	5.38811
AKGP	14.00000	26.00000	7.20000	NOB	14.32560	23.94130	5.38811
AKGR	0.00000	6.17819	4.21686	NOB	14.34084	25 0.00000	8.62411
AKGR	9.30000	16.37711	4.21686	NOF1	0.00000	3.83061	4.97968
AKGR	9.35000	19 0.00000	9.02212	NOF1	6.09600	8.61887	5.35983
AKH	0.00000	3.83061	4.55554	NOF1	12.49680	13.40713	5.72899
AKH	4.11480	8.95405	4.86972	NOSR	0.00000	13.25325	4.55554
AKH	8.22350	14.02960	5.18389	NOSR	4.26720	20.62681	4.55554
AKH	8.25398	30 0.00000	6.28351	NOSR	8.99160	29.46551	4.55554
AKH1	0.00000	3.35178	4.63409	NOSR	9.00684	19 0.00000	7.85439
AKH1	1.79832	5.74591	4.99539				
AKH1	8.22960	14.36478	5.18389				
AKH1	8.25094	30 0.00000	6.28351				

Para los análisis de los primeros modelos, los módulos de elasticidad se definieron en forma promediada de la Tabla 3.5, los que se obtuvieron de pruebas triaxiales UU del sondeo C 1046 y de compresiones simples del sondeo Ch 101 A, ambos ubicados en el Campo Cantarell.

Tabla 3.5 Módulos de elasticidad del estrato arcilloso obtenidos de pruebas UU y de compresión simple

C 1046		Ch 101 A	
PROF. m	E_u (kPa)	PROF. m	E_u (kPa)
3.2	420.71	1.55	137.75
4.1	436.40	3.35	178.29
6.86	1559.26	5.15	230.73
7.8	794.34	6.9	280.18
8.7	4785.65	8.7	490.31
		10.5	700.44

En general, en una exploración geotécnica marina (inciso 3.1.2), en el estrato arcilloso del fondo marino, dada la complejidad de obtener muestras inalteradas, la resistencia al corte se evalúa en condiciones sin drenaje, o sea, en sus condiciones más desfavorables no consolidada-no drenada.

Por lo anterior, dado que no fue posible medir los parámetros efectivos de estos suelos del lecho marino, el módulo de elasticidad efectivo E' se calculó a partir de la ecuación 3.9 en función del módulo de elasticidad no drenado E_u de la Tabla 3.5.

$$E' = \frac{2(1+\nu)}{3} E_u \quad 3.9$$

En la Tabla 3.6 se proporcionan los módulos de elasticidad considerados para cada subestrato del estrato arcilloso.

Tablas 3.6 Módulos de elasticidad de cada subestrato y del estrato de arena

<i>Subestrato</i>	E_u (kPa)	E' (kPa)
arcilla muy blanda	196	176.4
arcilla muy blanda	500	450
arcilla blanda	1000	900
arcilla blanda	1559	1403.1
arena	1559	1403.1

Los parámetros de resistencia al corte no drenado (c_u y $\phi_u=0$), se obtuvieron directamente de las pruebas de veleta miniatura. El ángulo de fricción interna no drenado para el estrato de arena, de la Tabla 3.4, se consideró de $\phi_u= 20^\circ$.

Respecto a la relación de Poisson, se consideró de $\nu=0.495$ para el estrato arcilloso y de 0.3 para el estrato de arena.

En el inciso 3.3.2.2, en la Tabla 3.8, se dan los parámetros de c_u o S_u y el espesor de cada subestrato definitivos aplicados en el análisis del proceso de falla para cada sondeo.

3.1.3 Hipótesis del proceso de falla

Considerando el efecto que genera la emanación de hidrocarburos sobre las propiedades mecánicas del estrato arcilloso, para programar su análisis de proceso de falla se plantearon las siguientes hipótesis:

- El suelo del fondo marino, de acuerdo con los estudios geotécnicos, es un suelo arcilloso de consistencia muy blanda a blanda en proceso de consolidación y por lo mismo, de baja permeabilidad tanto al flujo del agua como del crudo y en menor instancia al flujo del gas.
- El incremento de presión de los hidrocarburos (gas y crudo), ya sea en forma súbita o de acción constante, genera presiones bajo el estrato arcilloso (subpresión) cuya componente vertical ascendente propicia fuerzas que lo deforman hasta llevarlo a un proceso de falla por flexión y ebullición.
- Dado que sobre el fondo marino no existen elementos estructurales que impidan su desplazamiento ascendente, la subpresión le induce un estado de deformaciones distorsionales de tipo distensivo y volumétricas que lo conllevan a un estado de flexión, propiciando desplazamientos verticales ascendentes.
- La contaminación del estrato arcilloso con hidrocarburos modifica sus propiedades físicas y mecánicas (Nageswaran, S., 1983; Wheeler, S.J., 1988b, Tuncan, A. y cols., 1992; Shin, E. C. y cols., 1997), tal como su contenido de agua, su resistencia al esfuerzo cortante y por ende su capacidad de carga.

- La aplicación de una subpresión bajo el estrato arcilloso, induce un incremento de presión de poro y genera una reducción de sus esfuerzos efectivos y de su resistencia al esfuerzo cortante (Hampton, 1982), por lo cual, es posible estimar la magnitud de la subpresión que induce su falla mediante el principio de los esfuerzos efectivos de Terzaghi y un modelo mecánico basado en el modelo de Mohr–Coulomb.
- Con base en lo anterior, se estima que la magnitud de la subpresión que induce la falla del suelo dependerá del espesor del estrato arcilloso y las características físicas y mecánicas del mismo.

3.2 Modelado de procesos mecánicos

Considerando lo establecido en las hipótesis del inciso anterior, a continuación se presentan los modelos desarrollados para evaluar el comportamiento mecánico del estrato arcilloso.

Inicialmente se presenta un modelo que permite analizar el proceso de variación de la presión de poro inducida en el suelo por aplicación de una subpresión constante. Cabe mencionar que el desarrollo del modelo no fue posible concluirlo por falta de parámetros de comportamiento del suelo con el tiempo.

Posteriormente se presentan dos modelos desarrollados para evaluar el proceso de falla del suelo arcilloso del fondo marino por la acción de una subpresión súbita. El primero se basa en el principio de los esfuerzos efectivos de Terzaghi y el segundo es un modelo geomecánico apoyado en un modelo con elementos finitos y el modelo de comportamiento del suelo de Mohr–Coulomb.

3.2.1 Modelo por subpresión constante

La acción de una subpresión constante bajo el estrato arcilloso del fondo marino, afectará al suelo en forma tal que le generará un estado de esfuerzos con incremento en la presión de poros y, de acuerdo con el principio de los esfuerzos efectivos de Terzaghi (1923), una reducción de los esfuerzos efectivos, así como un estado de deformaciones volumétricas y distorsionales.

Dado que el suelo está libre para deformarse verticalmente hacia arriba, el desplazamiento propiciará la alteración de su estructura, una reducción de su grado de consolidación, un incremento de su relación de vacíos y a su vez un incremento de su permeabilidad a los hidrocarburos.

Lo anterior no ha sido bien investigado dado que, como ya se mencionó, en la construcción de la infraestructura petrolera los sitios con emanación de hidrocarburos se evaden.

En los suelos arcillosos del fondo marino de la Sonda de Campeche, dado que están en proceso de consolidación, su grado de consolidación es sumamente bajo y en los sitios con emanación de hidrocarburos, se ha visto que existe un flujo de gas continuo.

En la Figura 3.15 se muestra un perfil geofísico que corresponde con el registro de sonar de barrido lateral de la Figura 1.2, en éste se puede observar que efectivamente existe un flujo de hidrocarburos continuo.

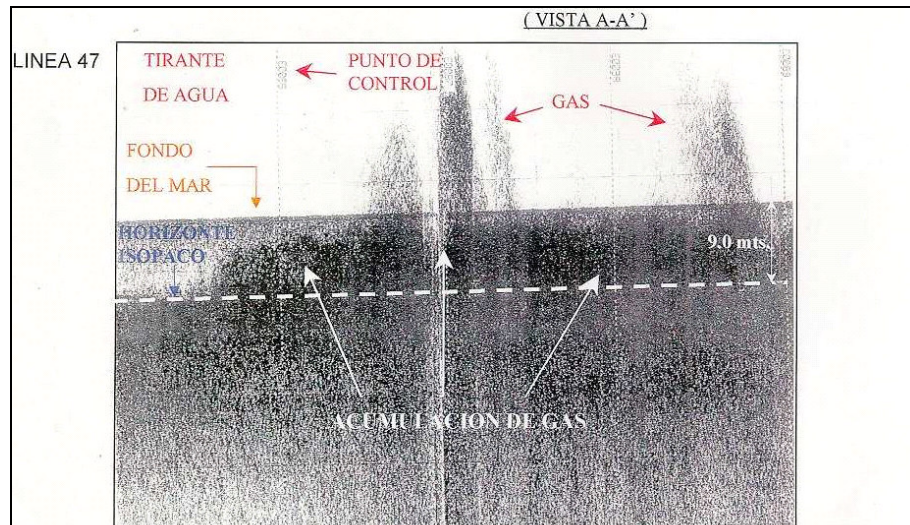


Figura 3.15 Sección A-A, registro del perfilador somero obtenido del estudio geofísico de 1998 sobre el Campo Cantarell (Fugro).

Cabe aclarar que el proceso que se observa en la Figura 3.15, es un proceso que posiblemente tenga decenas o cientos de años, ya que, éste fue el que dio los indicios de la existencia de hidrocarburos en la Sonda de Campeche, y como se puede ver, el proceso aparenta tener zonas con un flujo establecido.

Poulos (1988) describe algunos posibles mecanismos por los que en estos suelos se genera, lo que él llama, una consolidación incompleta, término que difiere del de baja consolidación, ambos están asociados con la existencia de un exceso de presión de poro, tal que el esfuerzo efectivo del sitio ($\sigma' = \sigma - u$) es menor que el esfuerzo efectivo calculado por el peso sumergido del suelo ($\gamma'z$), pero su origen puede ser diferente.

Poulos en su libro describe cuatro posibles mecanismos identificados por Sangrey (1977) por los cuales pueden ocurrir excesos de presión de poro y por consiguiente sedimentos subconsolidados, y son los siguientes:

a) Altas velocidades de sedimentación: Durante la sedimentación, los esfuerzos totales se incrementan tal como lo hace el exceso de presión de poro, pero la disipación de tal exceso puede ser demasiado lenta, dependiendo del espesor del sedimento y del coeficiente de consolidación (Olson 1953 y Gibson 1958).

Como consecuencia, *los esfuerzos efectivos (σ') serán menores que los finales ($\gamma'z$) y quedará parcialmente consolidado hasta alcanzar el estado $\sigma' = \gamma'Z$, entonces el suelo se podrá considerar como normalmente consolidado.*

La solución teórica de disipación de la presión de poro (u_e) ha sido resuelta por Olson (1953) y Gibson (1958), suponiendo una teoría de consolidación de pequeñas deformaciones, así como por Been y Sills, (1980) y Schiffman y Pane, (1984) proponiendo una teoría de deformaciones finitas.

Sangrey (1979) presentó un estudio de sedimentación de un estrato el cual, por una rápida sedimentación en el Golfo de Alaska, alcanzó un grado de

consolidación menor del 10% y por lo tanto los esfuerzos efectivos fueron menores al 10% de la presión por sobrecarga efectiva. Evidencias de campo de este fenómeno fueron proporcionados por los datos de Shepherd y otros (1978) y por Silva y Jordan (1984).

En este mecanismo se debe considerar que, éste ocurre en forma ascendente cuya velocidad de depositación de sedimentos no permite el drenado del agua intersticial en la misma forma en que se deposita, lo cual propicia una consolidación incompleta.

b) Gas en sedimentos marinos: Como se sabe, la presencia de gas en los sedimentos marinos puede generar una gran alteración durante su muestreo. El gas libre también puede tener una influencia importante sobre el estado de los esfuerzos efectivos, ya que el incremento de presión del gas genera un incremento de presión de poro y por ende un decremento en los esfuerzos efectivos (menores que los correspondientes a un suelo saturado).

Consecuentemente, el suelo estará en un estado de esfuerzos en el cual $\bar{\sigma}_v$ es menor que γZ .

Cuando un gas biogénico se produce in situ, éste se formará en solución disuelto en el agua de poro del suelo saturado y puesto que el gas se sigue produciendo alcanzará un límite de saturación que dependerá del estado de presión total, así cuando el límite de saturación de gas es alcanzado, se genera una nucleación del gas libre y se incrementa la presión de poro in situ.

Por lo anterior, la presión total de poro será una consecuencia de ambas, la del gas y la del agua, el gas adicional que se genere, llegará a producir una mayor presión de poro.

Mediciones de Dunlap y Bryant (1978) revelaron la existencia de presiones de poro casi iguales a la presión por sobrecarga o presión por peso propio del terreno, aún cuando no estuvo claro si las presiones medidas fueron del agua o del gas.

Adicionalmente, la presencia del gas libre en el suelo trae como consecuencia un incremento dramático en la compresibilidad del suelo, así como una alteración considerable en las propiedades acústicas del suelo. Whelan (1978) desarrolló un análisis para predecir concentraciones de metano in situ y máximas concentraciones de gas en sedimentos.

Sin embargo, en general para esas fechas (1988), aún existía una falta general del entendimiento de los mecanismos de generación de gas y relaciones entre producción de gas biogénico, sedimento geoquímico, fase de gas y presión de poro.

Analizando el mecanismo que en este caso genera el incremento de la presión de poro, se ve que éste ocurre en forma interna generado por el incremento de la presión del gas dando así origen a una subconsolidación, proceso que difiere del de consolidación incompleta.

c) Fuga desde una fuente de agua artesisana o presión de gas: Las formaciones de petróleo y acuíferos localizadas bajo el fondo marino pueden estar sujetas a presiones superiores a la hidrostática y bajo tales circunstancias, tenderán a fluir desde la fuente con exceso de presión de poro hacia una superficie de drenaje o una frontera.

Consecuentemente, en los suelos que sobreyacen a tales formaciones, se producirán excesos de presión de poro; pero en el simple caso de un estrato de suelo con permeabilidad uniforme cubriendo a la fuente artesisana, el exceso de presión de poro variará linealmente con la profundidad.

Por lo tanto, los esfuerzos efectivos serán menores que las presiones efectivas de la sobrecarga, resultando así nuevamente en $\bar{\sigma}_v$ menor que γz . Sangrey (1977) afirma que el exceso de presión de poro ocasionado por fuentes de yacimientos artesianos, son muy comunes en el fondo marino y particularmente donde se desarrollan explotaciones petroleras.

En este caso, al igual que en el proceso anterior, el mecanismo ocurre en forma interna y es ascendente, por lo que de igual forma se puede considerar que se genera una subconsolidación en los estratos de suelos finos subyacentes.

d) Cargas repetidas por inducción de oleaje: Las grandes olas de tormenta pueden causar niveles significativos de esfuerzos cíclicos sobre el fondo marino y en algunos suelos saturados blandos, esto puede inducir a la generación de excesos de presión de poro.

Nuevamente esto redundará en la generación de un esfuerzo efectivo menor que la presión total del suelo sobreyacente (γz).

Para suelos con muy baja permeabilidad, el exceso de presión de poro por una tormenta puede ser superimpuesto al existente por otra tormenta cercana o al de algún otro mecanismo que produzca un esfuerzo efectivo vertical subnormal.

Sin embargo, puesto que este es un fenómeno transitorio, dicho exceso de presión de poro tenderá a disiparse durante y después de la tormenta y, cuando la presión de poro se haya disipado, el suelo estará en un estado preconsolidado, esto siempre y cuando la disipación se haya producido por consolidación y no únicamente por remoción de la sobrecarga, como ocurriría con el oleaje de tormenta.

En este caso se podría considerar que el mecanismo genera un proceso de consolidación similar al que ocurre en los suelos preconsolidados, los cuales son sometidos a ciclos de carga y descarga, pero con ciclos de más corta duración, propiciando así consolidación incompleta durante cada ciclo de carga y descarga.

Considerando lo anterior e independientemente del mecanismo que cause la subconsolidación o consolidación incompleta y el esfuerzo efectivo vertical

subnormal, las consecuencias serán similares o sea la resistencia al corte del suelo se reducirá y la compresibilidad se incrementará.

De los cuatro mecanismos descritos, se ve que el tercero (c) es el que corresponde con el proceso aquí analizado y por lo cual se considerará que éste es un proceso de subconsolidación.

Por lo anterior, para el caso de subpresión constante, las variables del estado de esfuerzos derivadas del comportamiento de cada fase, son las variables necesarias para la caracterización de las condiciones de esfuerzo a que esté sometido el suelo, por lo cual, para este caso será necesario definir el comportamiento particular de cada fase.

Para las condiciones de análisis del suelo marino no contaminado, al aplicar una subpresión súbita, las fases que se puede considerar que lo constituyen son básicamente la líquida y la sólida, por lo cual, el analizar su comportamiento con el principio de los esfuerzos efectivos de Terzaghi es adecuado.

Respecto a los suelos marinos contaminados con hidrocarburos, las fases pueden ser tres o cuatro, dependiendo de las características de estado (presión y temperatura) en que se encuentre el hidrocarburo.

Así, si las características de estado mantienen al hidrocarburo en estado líquido, las fases serán tres, la sólida constituida por las partículas del suelo, la líquida dividida en dos, la constituida por el agua y la del hidrocarburo, esto debido a que difieren en viscosidad y por ende difieren en su comportamiento.

Si las características de estado propician la separación del hidrocarburo en líquido y gas, las fases serán cuatro, la sólida constituida igualmente por las partículas del suelo, una parte de la líquida constituida igualmente por el agua de mar y la otra constituida por el crudo y la cuarta fase constituida por el gas.

Existe la posibilidad de considerar una fase adicional propuesta por Fredlud y Morgenstern (1977) al considerar a la interfase entre el gas y el líquido libre como una fase independiente, estos aducen que esta interfase, formada por una película de escasas moléculas de espesor, tiene propiedades distintas de las del agua y el gas que separan.

Del análisis de esfuerzos hecho por Fredlud y Morgenstern (1977), consideran que, bajo un estado de presiones, las fases sólida y membrana contráctil se equilibran, mientras la líquida y la gaseosa fluyen, esto cuando se permite su flujo en el proceso de consolidación o expansión.

La separación de fases y la acción del gas, hacen comportarse al suelo como parcialmente saturado, por lo cual, dicho efecto deberá considerarse en un análisis de carga constante.

Como se sabe, el comportamiento característico de los suelos no saturados radica en sus deformaciones volumétricas al modificar el grado de saturación. Estas deformaciones pueden ser positivas (colapso o compresión) o negativas (expansión) y son función de la estructura del suelo, que varía dependiendo de

diversos factores en su proceso de formación, el grado de saturación y la distribución granulométrica de las partículas.

Como se comentó anteriormente, desafortunadamente el análisis de este problema, no se pudo completar debido a que no se tuvo la información requerida para el análisis del comportamiento particular de cada fase, ya que, como es obvio, para implementar el modelo de comportamiento general del proceso, se requeriría conocer los modelos particulares de comportamiento de cada fase y no fue posible desarrollar la metodología para su análisis.

El único análisis que aquí se pudo efectuar fue el de una evaluación del incremento de la presión de poro con el tiempo, esto por efecto de la subpresión, pero, como ya se comentó, sin poder definir el comportamiento del gas y el crudo.

El análisis de variación de la presión de poro con el tiempo, se realizó aplicando la ecuación 3.10 desarrollada por Carnahan (1969), (Rodríguez, 2001) por el método de diferencias finitas. Esta ecuación permitió obtener las gráficas de variación del incremento de presión de poro con el tiempo en cualquier punto del espesor del estrato, como se muestran en la Figura 3.16. Para el análisis se establecieron unas condiciones de frontera y un coeficiente de expansión inferido ($C_v = 1.58 \text{ m}^2/\text{año}$),

$$u_{i,n+1} = \lambda u_{i-1,n} + (1 - 2\lambda)u_{i,n} + \lambda u_{i+1,n} \quad 3.10$$

donde:

$$\lambda = C_v \frac{\Delta t}{(\Delta z)^2}$$

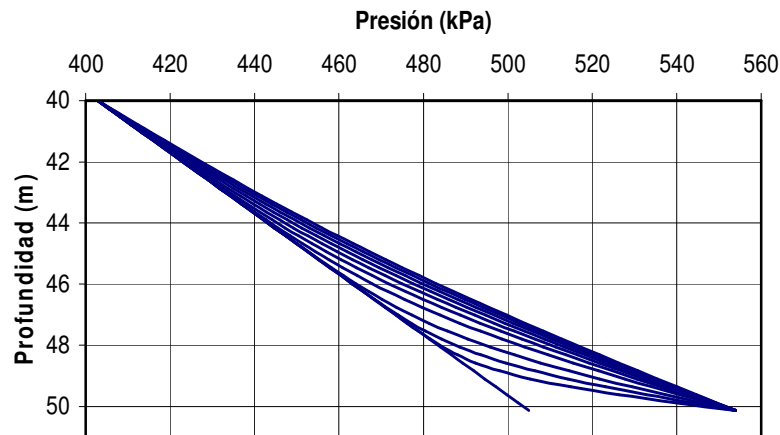


Figura 3.16 Curvas isócronas ocurridas durante un periodo de ocho años de subpresión constante de 49 kPa.

Las curvas isócronas de la Figura 3.16, fueron obtenidas de la aplicación de una subpresión de 49 kPa a un estrato de 10 m de espesor durante un periodo de ocho años, tiempo durante el cual se obtuvo una expansión del 76 % respecto del volumen inicial.

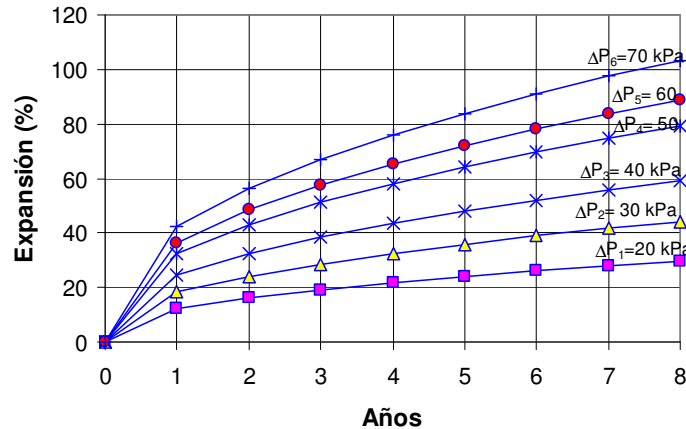


Figura 3.17 Curvas de expansión generadas por diferentes incrementos de subpresión, durante el mismo lapso de ocho años y en el mismo estrato.

Adicionalmente, en la Figura 3.17 se presenta otra serie de gráficas con las curvas de expansión que ocurrirían en el mismo estrato de 10 m de espesor, en el mismo periodo de tiempo de ocho años, pero con diferentes subpresiones y donde también se ve como se incrementa el porcentaje de expansión por cada incremento de subpresión.

Cabe hacer notar que, dado que durante este proceso de incremento de presión, en todo el espesor del estrato se genera la expansión del suelo y la presión de poro alcanza un equilibrio aparente, en el estrato se incrementa la relación de vacíos y la permeabilidad, se reducen los esfuerzos efectivos y la resistencia al corte.

Como se puede ver, del análisis efectuado, aparentemente si se conocieran los parámetros faltantes y se aplicaran procedimientos que permitieran considerar el comportamiento de las diferentes fases, se estaría en posibilidades de generar un modelo que permitiría efectuar un análisis más realista del comportamiento del estrato arcilloso ante la condición de subpresión constante.

3.2.2 Modelo por esfuerzos efectivos

Con base en las hipótesis planteadas en el inciso 3.1.3, donde se infiere que la falla del estrato arcilloso ocurre por un problema de decremento de los esfuerzos efectivos al incrementarse la presión de poro, a continuación se describen los análisis efectuados para evaluar las presiones hidrostáticas y de poro reales que influyen en los esfuerzos efectivos del estrato arcilloso y así, evaluar las subpresiones responsables de la falla del suelo del fondo marino.

Los primeros análisis y diagramas de presiones se trazaron considerando un tirante de agua de 40m, una densidad del agua de mar de 1.027, un estrato de suelo del fondo marino con peso volumétrico constante y espesor de 14 m, así como un estrato subyacente de arena de 1 m de espesor y peso volumétrico también constante, obteniendo así el diagrama de presiones de la Figura 3.18.

En los diagramas de la Figura 3.18, en el estrato arcilloso se aplicó la simulación del incremento de tres subpresiones con 20, 30 y 40 kPa, cuyas magnitudes se estimaron tomando como base el diagrama de presiones efectivas, por lo que

éstas son menores que la presión efectiva máxima en la frontera inferior del estrato arcilloso (49.92 kPa), obteniendo así los diagramas de la Figura 3.19.

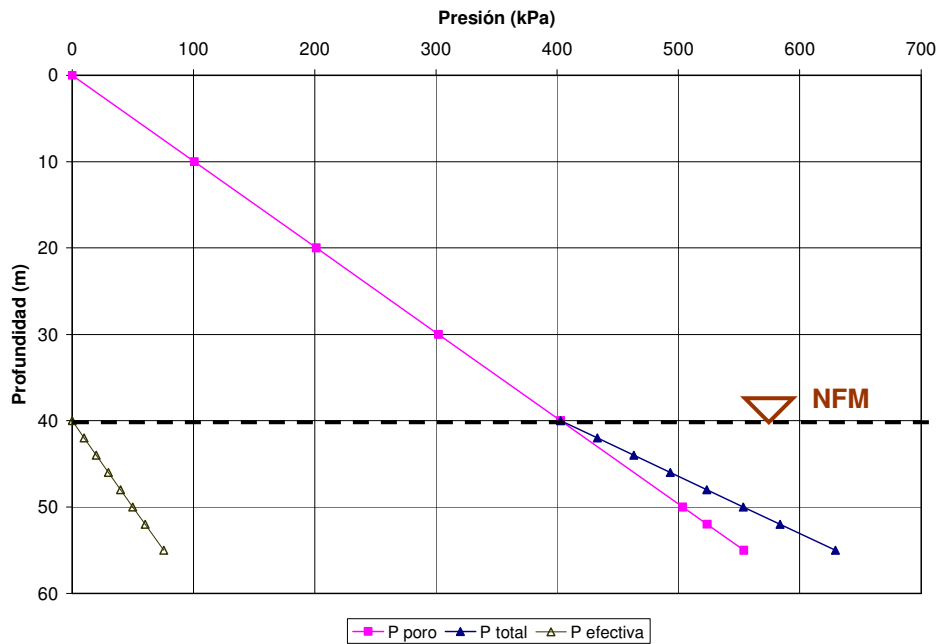


Figura 3.18 Diagramas de presiones actuantes sobre el estrato arcilloso del fondo marino.

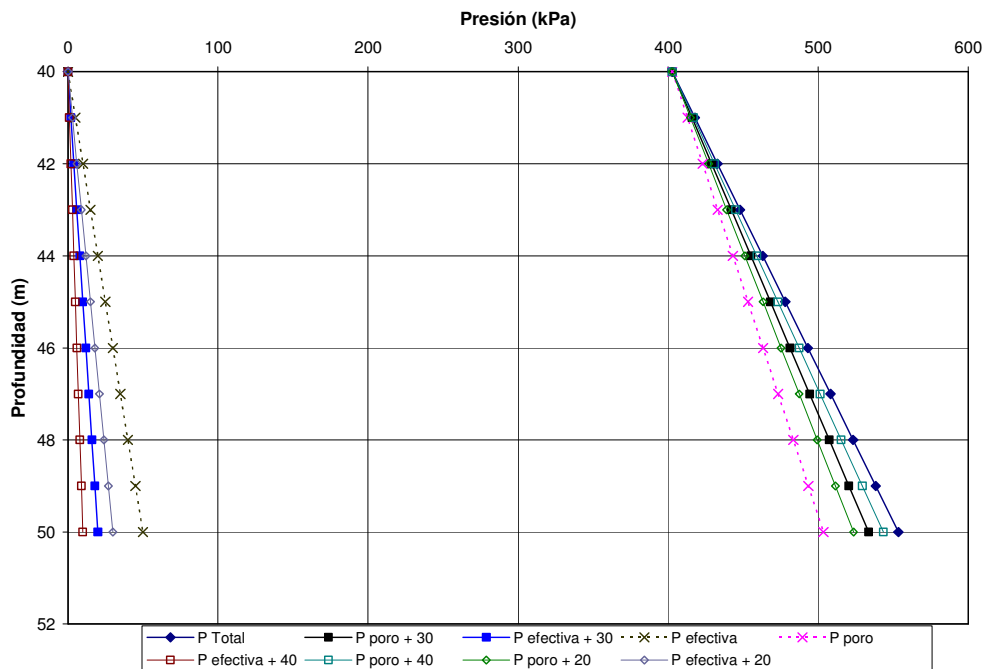


Figura 3.19 Diagramas de presiones efectivas y de poro generados por la acción de las subpresiones de 20, 30 y 40 kPa.

En los diagramas anteriores, se puede apreciar como, al incrementar la presión de poro por efecto de la subpresión, el esfuerzo efectivo se reduce hasta llegar a

anularse y generar la falla del suelo, a la vez que la presión de poro tiende a igualarse con la presión total. En la misma figura se puede distinguir además que, su resistencia es función directa de sus esfuerzos efectivos y propiedades mecánicas.

A continuación, se efectuó un segundo análisis con información más realista respecto a la presión de poro actuante dentro de la masa de suelo, la cual fue obtenida de tres sondeos geotécnicos efectuados sobre la zona de la chapopotera en el mes de julio del año 2002 y localizados en la Figura 3.20.

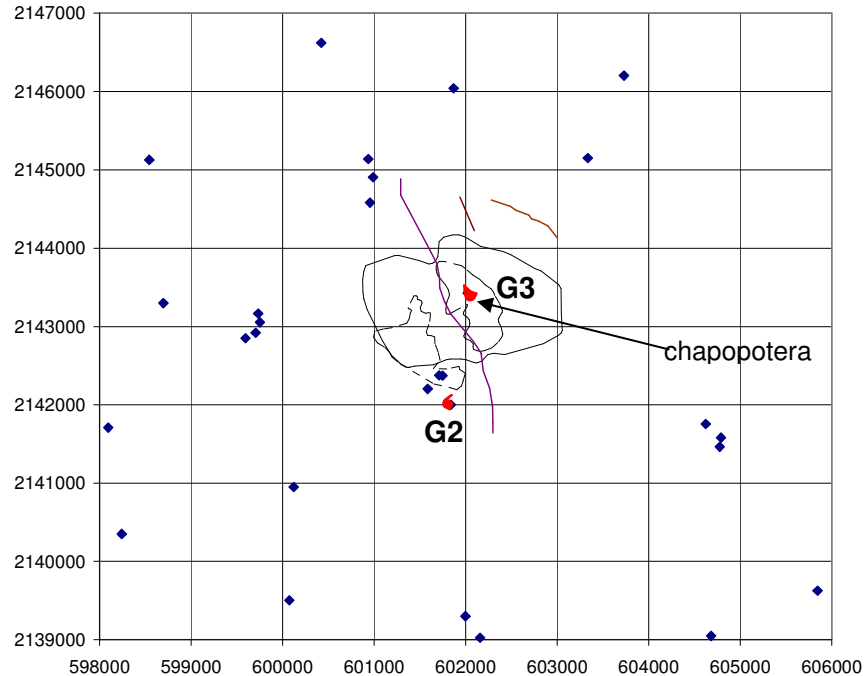


Figura 3.20 Localización de los sondeos G3 y G2 en el sitio con emanación

En tales sondeos se efectuaron pruebas in situ para medir las variaciones de la presión de poro actuante a lo largo de cada sondeo. Uno de los sondeos se realizó sobre el sitio con emanación identificado como G3, los otros dos denominados G1 y G2 (cercanos uno al otro), se realizaron sobre un sitio contaminado junto a una plataforma.

De la información de los sondeos G2 y G3, se graficó la variación de la presión hidrostática y de poro a lo largo de ambos sondeos, como se muestra en la Figura 3.21 y de donde se pudo definir una densidad del agua de 1.0194 para el sondeo G3 y de 1.0198 para el G2. A su vez, en la misma figura, se graficó el diagrama de presión inicial (densidad de 1.027) pudiendo ver que los tres diagramas casi corresponden, lo que indica que en tales estratos no existía incremento de subpresión alguno y concluyendo que el fluido que emana (gas y crudo) *fluye únicamente por diferencia de densidades*.

En este caso, el análisis por esfuerzos efectivos se llevó a cabo aplicando la información obtenida en el sondeo G3 o sea con las presiones de poro y los pesos volumétricos tanto del estrato arcilloso con espesor de 8.2 m, como del

estrato arenoso subyacente con 1 m de espesor, pudiendo así discretizar al estrato arcilloso en función de sus diferentes pesos volumétricos, como se muestra en los diagramas de presiones de las Figuras 3.22 y 3.23 y donde además se agrega la presión efectiva del estrato subyacente de arena.

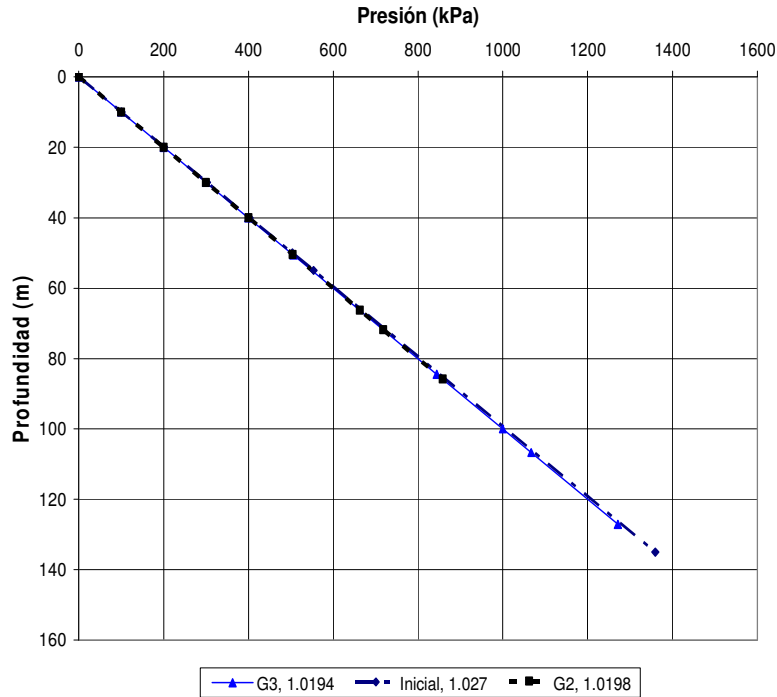


Figura 3.21 Diagramas de presiones de poro calculadas con la densidad inicial de 1.027 y las presiones medidas *in situ* en los sondeos G2 y G3.

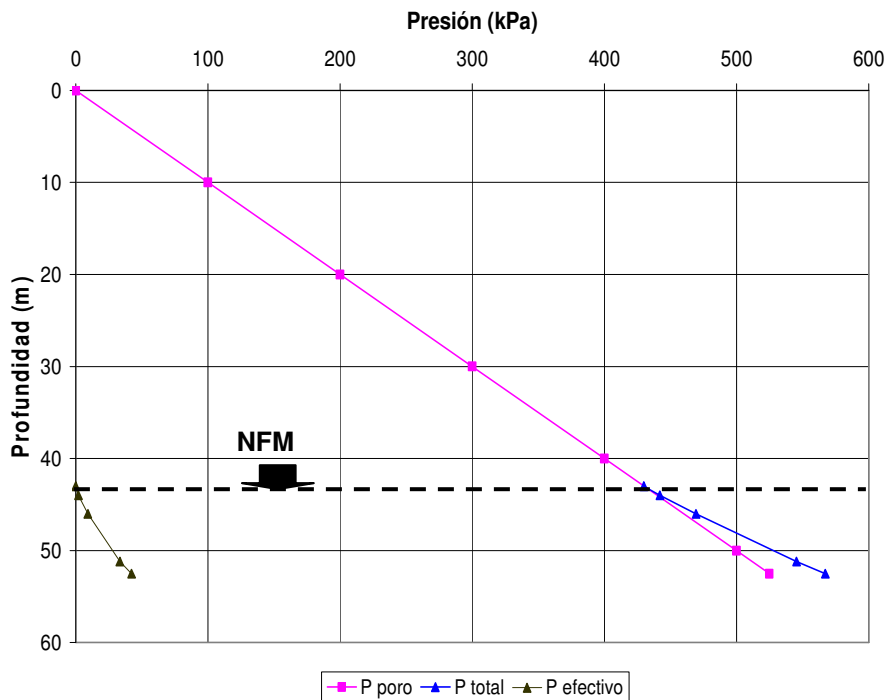


Figura 3.22 Diagramas de presiones reales en el sondeo G3

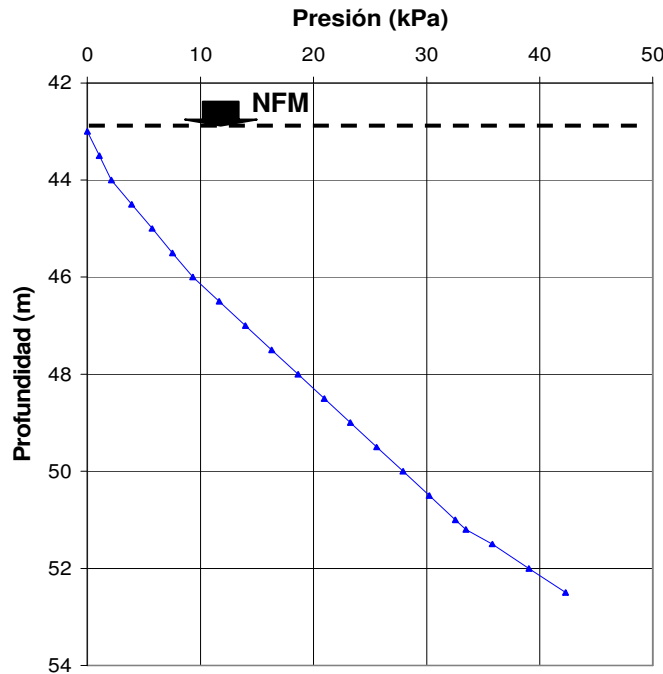


Figura 3.23 Diagrama de presiones efectivas reales en el sondeo G3

Tomando como base el diagrama de la Figura 3.23 y utilizando una hoja de cálculo de Excel, se generaron cuatro incrementos de presión de poro en el estrato de arena en forma tal de inducir diferentes incrementos de presión de poro en el estrato de arcilla del fondo marino, obteniendo como resultado los diagramas de las Figuras 3.24 y 3.25 y simulando así la ocurrencia de una emanación súbita con diferentes intensidades.

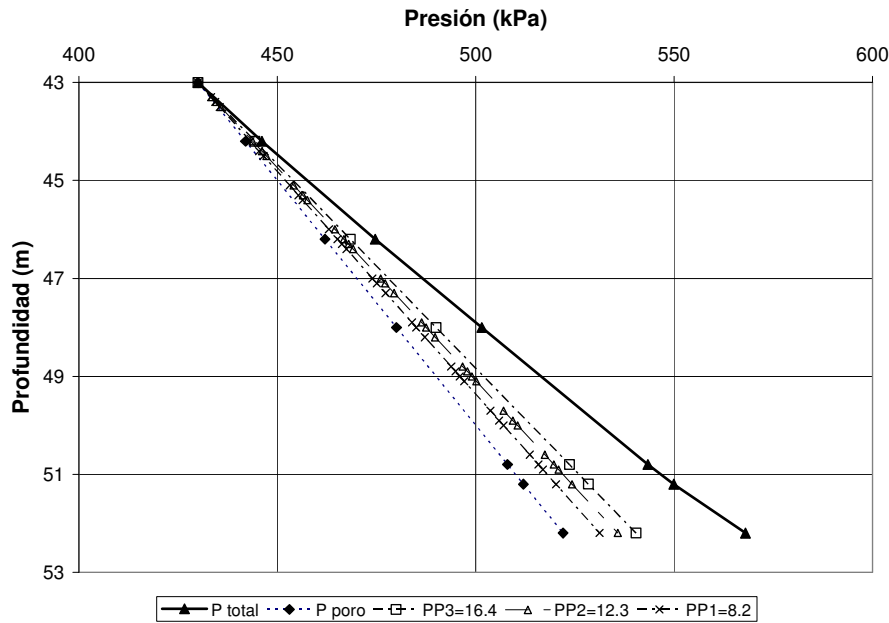


Figura 3.24 Diagramas de incremento de presión de poro por efecto de las subpresiones de 8.2, 12.3 y 16.4 kPa en el sondeo G3.

En los diagramas de las Figuras 3.24 y 3.25 se presentan las gráficas de variación de la presión de poro y la presión efectiva obtenidas de la aplicación de los pesos volumétricos reales respectivamente. En las gráficas se puede ver como al incrementar paulatinamente la presión de poro, ésta tiende por un lado a igualarse con la presión total y por otro a reducir o eliminar el esfuerzo efectivo.

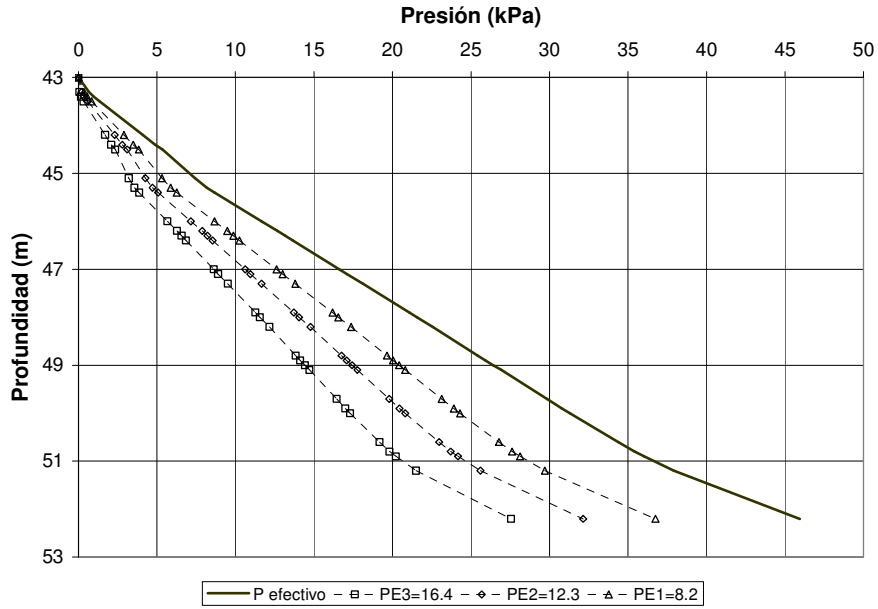


Figura 3.25 Diagramas de variación de la presión efectiva por incremento de las subpresiones de 8.2, 12.3 y 16.4 kPa en el sondeo G3.

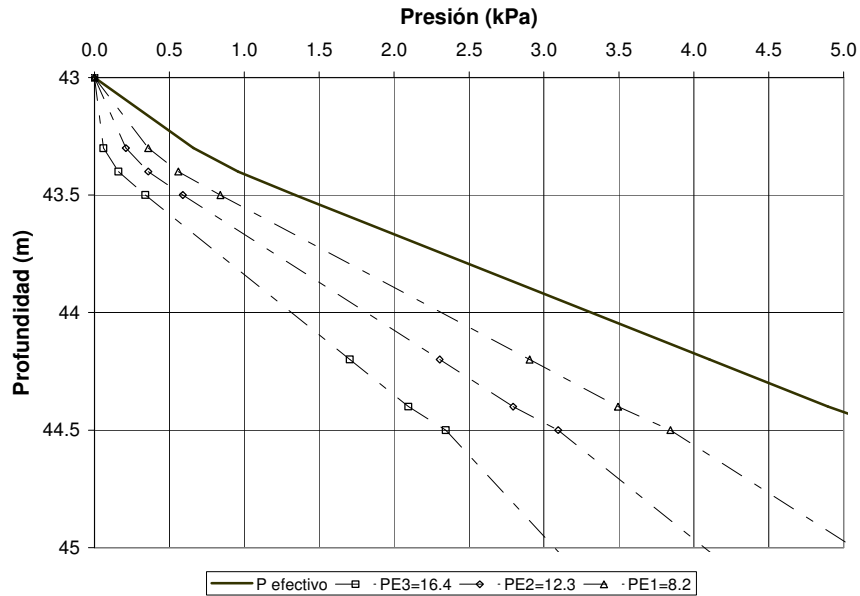


Figura 3.26 Detalle de los diagramas de variación de la presión efectiva por incremento de las subpresiones de 8.2, 12.3 y 16.4 kPa en el sondeo G3

En la Figura 3.26 se puede ver con mayor detalle como se reduce la presión efectiva en la parte superior del estrato arcilloso en cada incremento de la

subpresión, alcanzando lo que se denominó como falla incipiente en 16.4 kPa de subpresión.

Con base en lo anterior se concluyó que, la falla incipiente del suelo por efecto de la subpresión, se inicia con la *flotación del suelo* (buoyancy), generando una zona de debilidad y reducción del espesor resistente hasta derivar en el proceso de falla generalizado.

3.2.2.1 Cálculo de subpresiones

A continuación se describe el procedimiento desarrollado y aplicado en el análisis de los 30 sondeos utilizados en la investigación para definir la falla incipiente.

Para efectuar el análisis, con fines de efectuar un cálculo más realista, inicialmente se definió el peso volumétrico (γ) en las profundidades donde se desconocía su valor, éste se calculó por interpolación lineal entre los valores superior e inferior inmediatos dados por el laboratorio.

Para calcular los esfuerzos efectivos afectados por el incremento de la subpresión, considerando a la densidad del agua de mar obtenida del sondeo G3 como densidad uniforme, se aplicó el siguiente procedimiento:

- Los esfuerzos efectivos en cada profundidad i , se calcularon con la sumatoria de los productos de los pesos volumétricos sumergidos en la misma profundidad por el intervalo de profundidad correspondiente, dado por la ecuación 3.11:

$$\bar{\sigma}_i = \sum_{i=1}^n \Delta z_i \gamma'_i \quad 3.11$$

- Los esfuerzos totales en cada profundidad i , igualmente se calcularon con la sumatoria de los esfuerzos efectivos calculados con la ecuación 3.11 más la presión de poro en la profundidad correspondiente, como se indica en la ecuación 3.12:

$$\sigma_i = \sum_{i=1}^n (\bar{\sigma}_i + u_i) = \sum_{i=1}^n \left(\sum_{i=1}^n \Delta z_i \gamma'_i + (T + z_i) \gamma_a \right) \quad 3.12$$

- Los esfuerzos efectivos afectados por la acción de la subpresión fueron calculados por la diferencia entre la ecuación 3.12 menos el incremento de la subpresión, como se muestra en la ecuación 3.13:

$$\begin{aligned} \bar{\sigma}_{spi} &= \sigma_i - u_{spi} \\ u_{spi} &= u_i + sp_i \\ sp_i &= kz_i \\ \therefore \bar{\sigma}_{spi} &= \sum_{i=1}^n \left(\sum_{i=1}^n \Delta z_i \gamma'_i + (T + z_i) \gamma_a \right) - (u_i + kz_i) \\ \therefore \bar{\sigma}_{spi} &= \sum_{i=1}^n \Delta z_i \gamma'_i - kz_i \end{aligned} \quad 3.13$$

De la aplicación en forma iterativa de las ecuaciones anteriores, se obtuvieron las subpresiones que generan el proceso de falla incipiente en cada sondeo y que se listan en la Tabla 3.7.

Tabla 3.7 Subpresiones de falla incipiente obtenidas por esfuerzos efectivos en cada sondeo

Sitio	Subpresión kPa	Espesor del estrato arcilloso (m)	Relación de espesores (muy blando/total)
Gas 2	16.79	7.3	0,66
NoAH	29.93	7.3	0,70
Gas 1	28.53	7.32	0,37
AkH	29.72	7.62	0,47
NoA	22.86	7.62	0,59
AkH2	33.81	7.9	0,68
Gas 3	16.4	8.2	0,40
AkH1	23.04	8.23	0,55
AkCI	32.56	8.8	0,44
NoSR	32.93	8.9	0,54
AkG2	35.31	9.1	0,43
AkCC	32.76	9.1	0,63
AkF	19.19	9.14	0,36
AkGR	35.34	9.3	0,48
AkC1	22.13	10.06	0,57
AkR1	35.2	10.06	0,66
AkG1	17.36	10.21	0,59
AkGC	46.75	11	0,35
AkCH	44.07	11.3	0,29
NoF1	37.49	12.5	0,31
AkQ	29.99	12.5	0,36
AkB1	42.25	12.8	0,38
C2239	30.72	12.8	0,42
AkI	51.77	13.11	0,30
AkTI	38.06	13.4	0,29
NoF3	40.23	13.41	0,31
AkGP	38.92	13.9	0,24
NoB	42.98	14.33	0,33
Ch 101A	62.13	16.35	0,24
AkS3	43.15	17.98	0,42

En la tabla anterior, los datos se han ordenado por incremento del espesor y se puede ver que, hasta 10.21m la subpresión es menor de 35.31 kPa y la relación entre el espesor del subestrato muy blando con el espesor total del estrato arcilloso, la mayoría es mayor de 0.4, lo que indica que en el proceso influye el espesor del subestrato muy blando reduciendo la resistencia a la subpresión.

En el siguiente grupo, con espesores mayores a 11m, la mayoría de las subpresiones son mayores al límite del grupo anterior, con excepción de dos

sitios (AkQ y C2239) en uno de los cuales la relación de espesores también es alta, pero en el resto la relación es menor de 0.4, lo que conlleva a confirmar que en el proceso influye el espesor del substrato muy blando reduciendo la resistencia a la subpresión.

Cabe hacer notar que, el sondeo C2239 fue uno de los cuatro eliminados en el proceso de depuración de la información de resistencia al corte (inciso 2.3.2) y que en este caso, por estar efectuando un análisis con datos recopilados directamente de su reporte geotécnico, puede también propiciar anomalías en el análisis.

3.2.2.2 Correlación con espesores

A continuación, en la Figura 3.27 se presenta una gráfica que correlaciona a las subpresiones en la falla incipiente con el espesor del estrato arcilloso en cada sondeo. En ésta se puede distinguir que, aun cuando se tiene una fuerte dispersión (coeficiente de correlación $R=0.707$), la recta de tendencia muestra que, al aumentar el espesor del estrato, la subpresión requerida para generar la falla incipiente tiende a incrementarse.

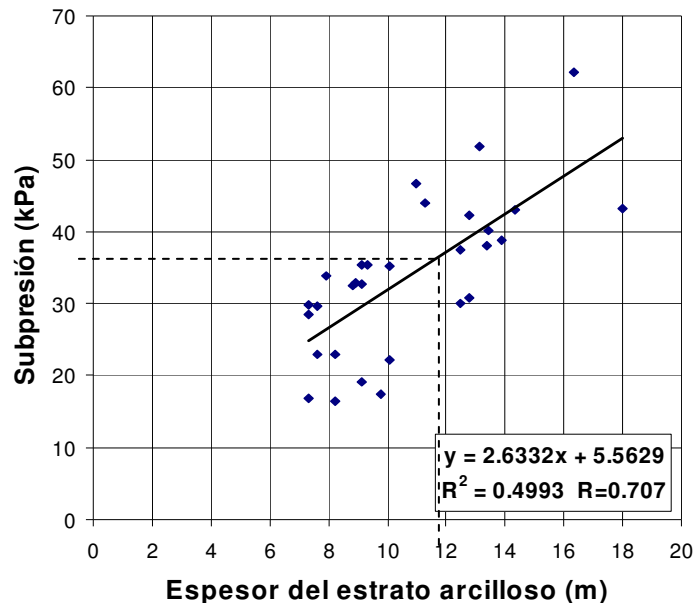


Figura 3.27 Correlación entre la subpresión de falla incipiente y el espesor del estrato arcilloso de cada sitio.

Asimismo en la gráfica es posible distinguir una frontera (líneas discontinuas) que delimita a los dos grupos o poblaciones de la Tabla 3.7 y a los dos sitios con espesor mayor a 12m y resistencias bajas.

Siguiendo con el análisis de correlación entre las subpresiones en la falla incipiente y el espesor del estrato arcilloso, en la Figura 3.28 se presentan las gráficas de correlación entre dichas subpresiones y los espesores de los substratos.

En la primera gráfica, se ve que la subpresión es inversamente proporcional a la relación entre el espesor del estrato muy blando y el espesor total del estrato

arcilloso, o sea cuanto mayor es el espesor del sustrato muy blando menor es la subpresión requerida para la falla incipiente del modelo.

En la misma gráfica, es posible distinguir las dos poblaciones de valores indicadas en la Tabla 3.7, esto es con una frontera en 35 kPa y relación de espesores de 0.4.

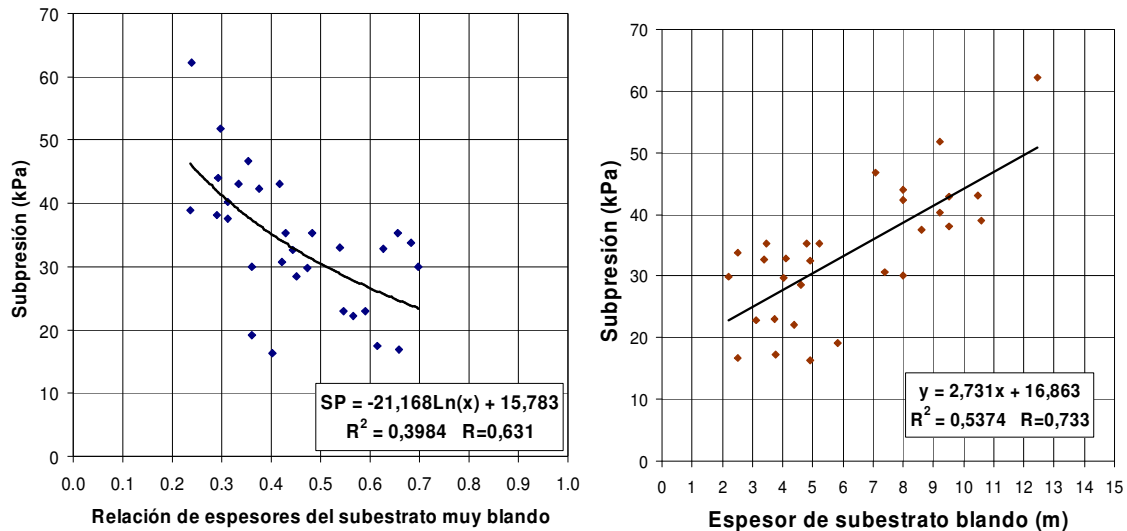


Figura 3.28 Correlación entre la subpresión y los espesores de los sustratos.

En la segunda gráfica de la Figura 3.28, se ve que, al igual que con el espesor total, la subpresión requerida para generar la falla incipiente crece al incrementar el espesor del sustrato blando y también de las dos poblaciones.

De lo anterior se concluye que la magnitud de la subpresión depende principalmente del espesor del sustrato blando y que, para que la subpresión sea alta, no es suficiente tener un espesor considerable del estrato arcilloso, sino también se requiere que el espesor del sustrato muy blando sea pequeño, con una relación menor a cuatro.

3.2.2.3 Análisis de subpresiones

Finalmente, para corroborar los resultados obtenidos, aplicando el método de kriging, se hizo un estimado de la variación espacial de las subpresiones de falla incipiente, obteniendo las curvas de isovalores de la Figura 3.29.

En la Figura 3.29 se pueden ver, además de las curvas de isovalores de subpresión, las curvas de isovalores de espesor del estrato arcilloso (líneas discontinuas color naranja) y en éstas se puede distinguir sobre la zona achurada la correspondencia de la zona de menor subpresión con la zona de menor espesor del estrato arcilloso (Figura 2.76), lo que denota su correlación y confirmación de las hipótesis del inciso 3.1.3, donde *la zona factible para generar los sitios de emanación es el área de menor espesor del estrato arcilloso del fondo marino*.

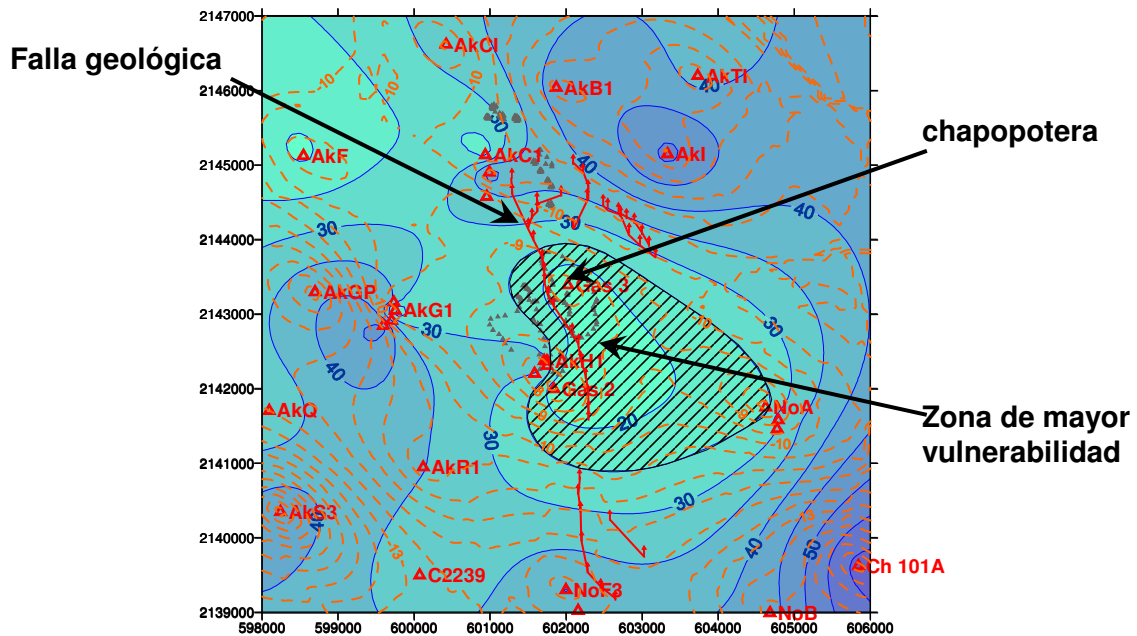


Figura 3.29 Estimado de distribución de subpresiones de falla incipiente obtenidas por el principio de esfuerzos efectivos

Continuando con el análisis del proceso de simulación de la emanación por el principio de esfuerzos efectivos, en la Figura 3.30 se presentan las gráficas de las curvas de esfuerzos efectivos en la falla incipiente de todos los sondeos, donde se puede ver que en el sondeo Gas 3, aun habiendo alcanzado la falla incipiente, el incremento del esfuerzo efectivo con la profundidad es mayor que en los demás, lo que concuerda con la teoría de Sills y Wheeler (1992), quienes dicen que en los suelos gaseosos la resistencia en los primeros metros es baja y tiende a incrementarse con la profundidad.

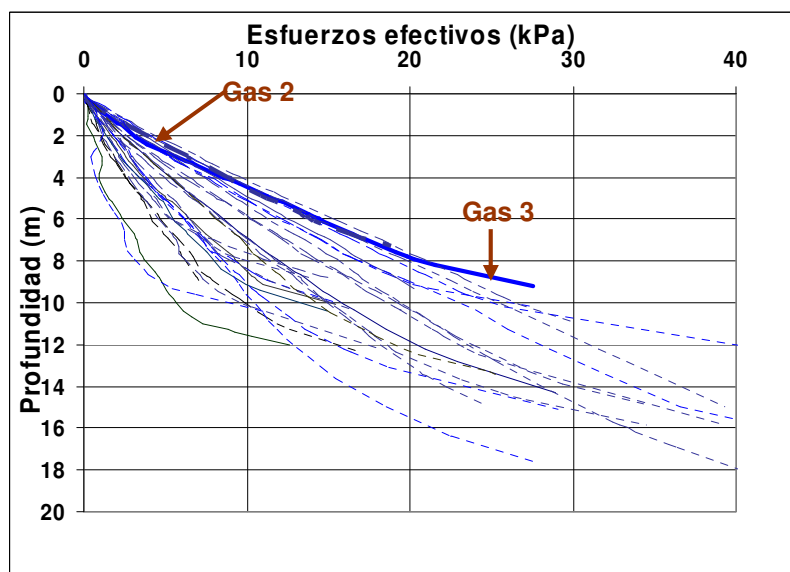


Figura 3.30 Gráficas de esfuerzos efectivos en los 30 sondeos al actuar las subpresiones de falla incipiente.

Para analizar con mayor detalle el comportamiento en los 30 sitios, en la Figura 3.31 se ve a menor escala la parte inicial de las gráficas de esfuerzos efectivos y en éstas se distingue con mayor claridad que, en el sondeo Gas 3 los esfuerzos efectivos disminuyen en los primeros 30 o 40 cm. pero conforme aumenta la profundidad, se incrementan más rápidamente que en los otros sitios.

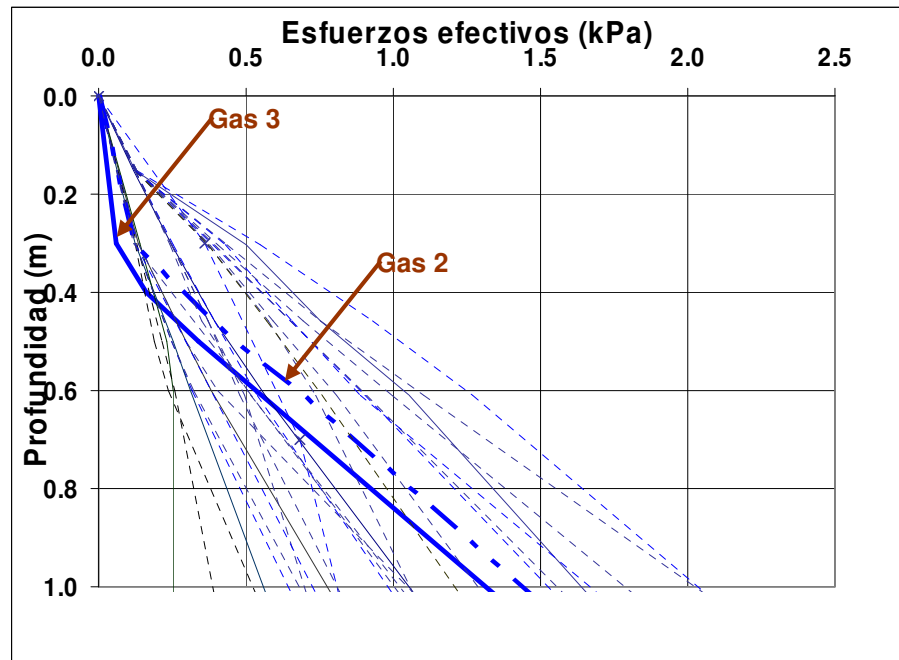


Figura 3.31 Parte Inicial de las curvas de esfuerzos efectivos de los 30 sondeos en la falla incipiente

3.2.3 Modelo geomecánico

3.2.3.1 Planteamiento del modelo

El análisis aquí efectuado requirió del desarrollo de un modelo mecánico que permitiera estudiar el proceso de falla del estrato arcilloso sometido a un incremento súbito de subpresión producto de la emanación de hidrocarburos.

Con fines de inferir el comportamiento del modelo y analizando la Figura 1.22 de los estudios geofísicos del año de 1997, así como los hallazgos por exploración directa con buzos, se consideró que las múltiples horadaciones por donde emanaba aceite o crudo, tenían su origen en una falla del estrato por agrietamiento y que por lo mismo el modelo debía considerar dicho proceso.

Por otro lado, las exploraciones geofísicas, tanto de 1997 como las de 1978, permitieron identificar que en la misma zona, además de las perforaciones, existen zonas con emanación de gas (Figura 3.15), tales que permiten la emanación aparentemente con un flujo establecido.

Se estima que el proceso anterior tiene por lo menos más de 40 años, esto considerando desde el aviso del señor Cantarell, por lo que, se puede

considerar que desde entonces no se ha producido una falla total del suelo en la zona de emanación, pero es obvio que se ha alterado su arreglo estructural.

De acuerdo con lo anterior y como lo han reportado Sills y Wheeler (1992), se puede considerar que dicha alteración ha propiciado la expansión del suelo, incrementando su compresibilidad y reduciendo su resistencia al esfuerzo cortante, como también aquí se encontró en el sondeo Gas 3 (Galván y Auvinet, 2004).

Para desarrollar el modelo se fijaron las siguientes restricciones:

- Suelo sumergido bajo el nivel medio del mar (NMM). El tirante de agua varía de 38m a 45.7m.
- Dos estratos, el arcilloso del fondo marino y la arena subyacente.
- Propiedades mecánicas y características físicas obtenidas de los reportes geotécnicos y ajustados mediante las evaluaciones geoestadísticas.
- Aplicación súbita de una subpresión producto de una emanación de crudo en una zona de 25m de largo.
- Longitud suficiente del modelo para evitar la influencia de las fronteras laterales en su comportamiento. Longitud de 125m, con espesor variable del estrato arcilloso entre 7.3m y 18m.

La versión del programa Plaxis utilizada fue para un modelo de elementos finitos bidimensional V8 (Brinkgreve y Vermeer, 1998). Los elementos finitos fueron tipo *Sepra* triangulares con 15 nodos para desplazamientos y 12 puntos de integración Gaussiana para esfuerzos y deformaciones (puntos de esfuerzos). El análisis se realizó en deformación plana.

Puesto que, para el análisis por incremento súbito de subpresión fue posible considerar al suelo como un material compuesto por dos fases (suelo y agua), se requirió aplicar procedimientos que permitieran tratar con presiones de poro hidrostáticas en suelos sumergidos y las respectivas subpresiones.

Para el caso de aplicación de carga rápida a suelos arcillosos saturados, como aquí ocurre, el comportamiento del suelo se consideró como no-drenado, ya que, al presentarse subpresiones súbitas, por la baja permeabilidad del suelo y la alta velocidad de aplicación de la carga, el flujo del agua intersticial puede ser despreciado. El modelo de comportamiento del suelo adoptado fue el de Mohr-Coulomb.

3.2.3.2 Definición del modelo

El modelo por definir, se requiere para estudiar el proceso de falla del estrato de arcilla blanda que conforma al fondo marino. Se infiere que el proceso de falla, ocurre por el incremento de presión generado por los hidrocarburos que emanan de los yacimientos petroleros.

Tales hidrocarburos quedan atrapados bajo el estrato de arcilla, quien por su baja permeabilidad genera un efecto de sello para el flujo libre de aceite y gas al ambiente marino.

Con base en el planteamiento anterior, en el presente inciso se describen las consideraciones hechas para la definición y diseño del modelo utilizado.

a. Ajuste geométrico

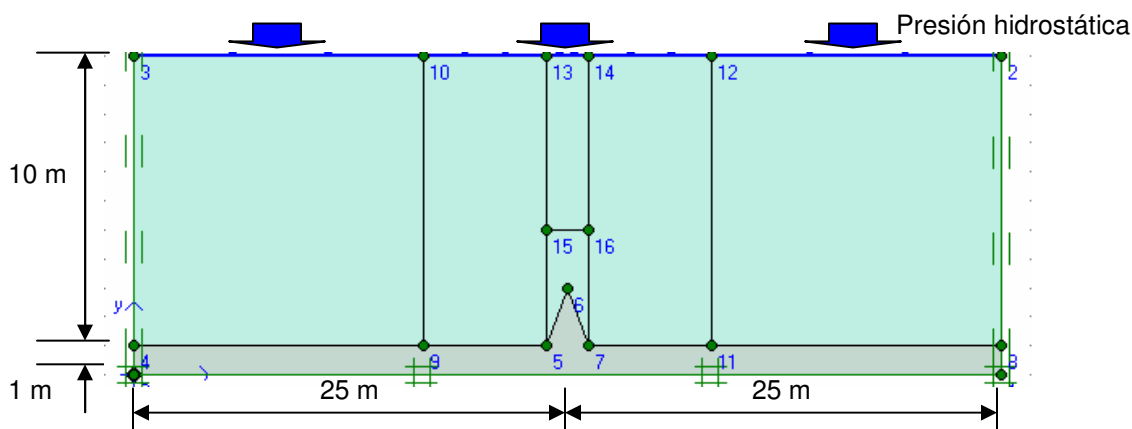


Figura 3.32 Geometría del primer modelo propuesto para analizar la resistencia al corte del suelo y sensibilizar el sistema.

El análisis se inició planteando el modelo de la Figura 3.32, en el cual, la presión hidrostática se aplicó por la acción de una carga vertical de igual intensidad al tirante de agua impuesto, obteniendo deformaciones que interactuaban con las fronteras laterales y verticalmente generaba deformaciones incongruentes con el estado real del suelo.

Con el modelo de la Figura 3.32, se efectuaron varios análisis y se identificaron otras incongruencias de deformaciones, tanto por la acción de la presión hidrostática, como con la acción de la subpresión, la cual igualmente se aplicó por la acción de una carga vertical ascendente y que también tenía influencia en las fronteras laterales del modelo.

Para mejorar la representatividad del modelo, cada uno de los substratos, muy blando y blando, se subdividieron en dos más de igual espesor dividiendo así al estrato arcilloso en cuatro substratos.

En la Tabla 3.8 se dan los espesores de cada substrato en cada sondeo, su resistencia al corte definida con el modelo geoestadístico y los pesos volumétricos sumergidos medios de cada substrato.

Tablas 3.8 Espesor, resistencia al corte y peso volumétrico sumergido de cada substrato del estrato arcilloso de los 30 sondeos analizados.

Sitio	Tirante (m)	z (m)	S (kPa)	γ_s^s (kN/m ³)	Sitio	Tirante (m)	z (m)	S (kPa)	γ_s^s (kN/m ³)
AKB1	44,50	2,40	5,92	4,26	AKQ	41,79	2,25	4,82	3,61
		4,80	8,54	4,79			4,50	7,27	4,32
		8,95	15,42	5,02			8,65	13,70	4,40
		12,80	18,66	5,58			12,50	16,90	4,57
AKC1	44,23	2,85	5,95	4,20	AKR1	40,57	3,30	5,48	4,04
		5,70	9,05	4,92			6,60	9,08	4,45
		8,03	15,13	5,03			8,48	14,51	4,30
		10,06	16,87	5,00			10,06	15,82	5,01

AKCC	43,90	2,85	5,86	4,24	AKS3	40,26	3,75	5,45	4,09
		5,70	8,96	4,81			7,50	9,53	4,45
		7,55	14,74	5,05			12,90	16,37	4,43
		9,10	15,99	5,14			17,98	20,59	5,40
AKCH	44,50	1,65	5,26	4,00	AKTI	44,10	1,95	5,87	3,73
		3,30	7,06	4,49			3,90	7,99	4,40
		7,30	13,76	4,94			8,80	15,22	4,47
		11,30	16,95	5,55			13,40	19,04	4,46
AKCI	45,70	1,95	5,64	4,12	C2239	38,13	2,80	4,99	4,16
		3,90	7,76	4,66			5,40	8,09	5,09
		6,50	14,05	5,08			9,20	14,14	5,13
		8,80	15,96	5,74			12,80	16,96	5,16
AKF	44,23	1,65	5,07	3,46	Ch 101A	38,35	1,95	5,05	4,00
		3,30	6,87	4,10			3,90	7,17	4,72
		6,37	13,17	4,45			10,28	14,38	4,92
		9,14	15,47	4,63			16,35	19,42	5,41
AKG1	42,10	3,00	5,59	3,70	Gas 1	42,10	1,36	4,76	4,08
		6,00	8,86	4,20			2,72	6,23	4,74
		8,03	14,58	4,27			5,16	12,02	4,95
		9,75	16,01	4,55			7,32	13,82	5,36
AKG2	43,30	1,95	5,04	4,16	Gas 2	41,10	2,40	5,30	3,99
		3,90	7,16	4,83			4,80	7,91	4,71
		6,65	13,16	5,00			6,20	13,26	5,00
		9,10	15,19	5,25			7,30	14,17	6,06
AKGC	43,00	1,95	4,97	4,05	Gas 3	43,00	1,65	5,12	3,20
		3,90	7,10	4,52			3,30	6,91	4,52
		7,60	13,46	4,94			5,90	12,88	4,89
		11,00	16,28	5,29			8,20	14,79	5,20
AKGP	42,70	1,65	4,80	3,67	NOA	40,26	2,25	5,43	3,74
		3,30	6,59	4,47			4,50	7,88	4,22
		8,75	13,71	4,92			6,21	13,35	4,46
		13,90	17,99	5,23			7,62	14,52	5,11
AKGR	42,70	2,25	5,15	4,05	NOAH	40,50	2,55	5,56	4,50
		4,50	7,60	3,52			5,10	8,34	5,05
		7,05	13,51	4,37			6,35	13,60	5,59
		9,30	15,38	5,00			7,30	14,39	6,96
AKH	40,84	1,74	4,78	4,44	NOH F	38,13	1,95	4,63	3,91
		3,60	6,74	5,03			3,90	6,75	4,41
		5,76	12,61	5,14			8,35	13,05	4,41
		7,62	14,15	5,14			12,50	16,49	5,13
AKH1	40,87	2,25	5,26	4,36	NOH F3	38,74	2,13	4,73	4,25
		4,50	7,71	5,00			4,20	7,01	5,16
		6,52	13,35	5,18			8,96	13,48	5,43
		8,23	14,77	5,07			13,41	17,18	5,78
AKH2	41,80	2,70	5,50	4,54	NOHB	38,13	2,40	5,09	3,89
		5,40	8,44	5,07			4,80	7,70	4,55
		6,80	13,84	5,18			9,72	14,24	4,68
		7,90	14,75	5,35			14,33	18,07	5,07
AKI	43,92	1,95	5,67	4,52	NOSR	39,65	2,44	5,50	4,39
		3,90	7,79	4,90			4,80	8,11	4,47

8,65	14,86	5,15	7,00	13,78	5,10
13,11	18,56	5,87	8,90	15,36	5,61

Al modificar los sistemas de aplicación de las presiones, tanto la hidrostática como la subpresión y con el avance de la investigación geoestadística, se vio que el modelo debía considerar los 30 sondeos cuya variación de espesor era mayor de lo considerado (10 m), por lo cual se incrementó la longitud del modelo a 75 m, como se muestra en la Figura 3.33 conformada con los cuatro subestratos en que se dividió al estrato arcilloso.

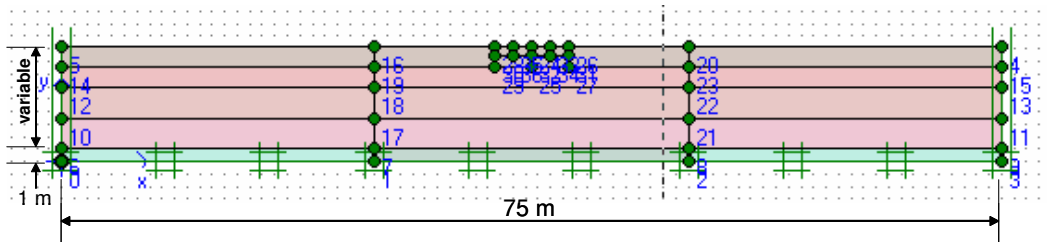


Figura 3.33 Segunda propuesta de dimensiones del modelo para sensibilizar el análisis mecánico del suelo.

Con el modelo propuesto de 75 m de longitud se efectuaron análisis en los sitios con mayor espesor y se encontró que en estos aún las deformaciones alcanzaban a las fronteras laterales, lo que implicó prolongar 50 m más la longitud, como se ve en la Figura 3.34, así nuevamente se efectuó el análisis en los sitios de mayor espesor y se confirmó la no influencia de las fronteras laterales en el comportamiento del modelo.

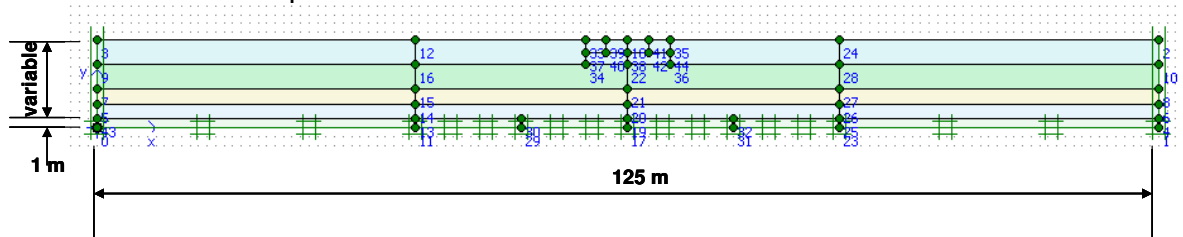


Figura 3.34 Dimensiones definitivas del modelo

b. Condiciones de carga

Como se mencionó en el subinciso anterior, entre las cargas a las que se debía someter al modelo se tenía a la subpresión como carga generadora de las deformaciones y falla del modelo, pero a su vez también debía estar sometido a la presión hidrostática del mar.

Como restricciones, el desplazamiento y deformación ascendentes debía cumplir con la condición libre; pero en sentido descendente, la presión hidrostática no debía generar deformación alguna dado que con dicha presión el suelo se encontraba en equilibrio.

Así, inicialmente para simular la presión hidrostática, al modelo se le aplicó una carga vertical de magnitud igual a la presión del agua de mar a 40 m de profundidad (402 kN/m^2 con densidad de 1.027).

Para simular la subpresión de los hidrocarburos, al centro se le aplicó una carga concentrada ascendente, carga que, considerando la hipótesis de falla por agrietamiento, se aplicó a través de una incisión simulando el inicio de una grieta, tal como se muestra en la Figura 3.35.

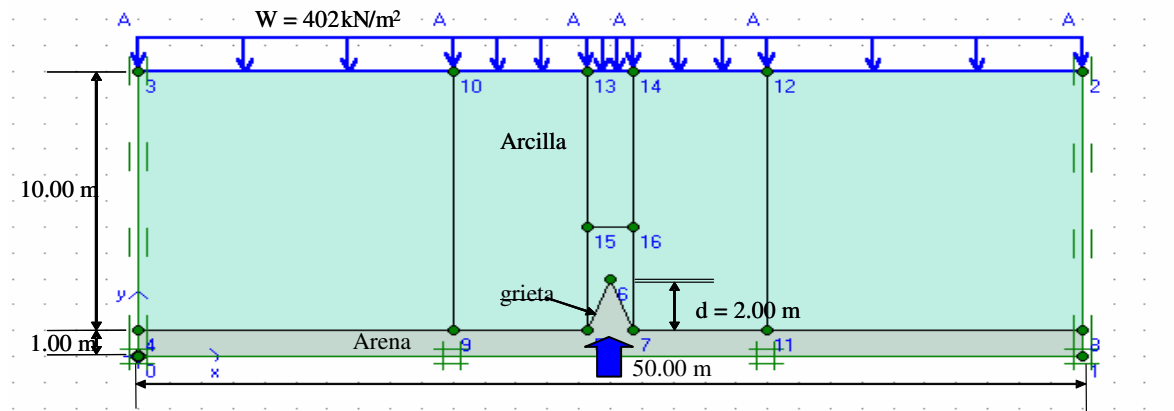


Figura 3.35 Modelo con las cargas inicialmente consideradas

Posteriormente, al ver que el suelo bajo la presión hidrostática y la subpresión aplicadas en la Figura 3.35 no conservaba su espesor real, en un nuevo análisis se aplicó una subpresión uniforme obteniendo la Figura 3.36, donde se ve que igualmente, la malla de elementos finitos original (líneas grises) se deforma hasta alcanzar la posición de la malla deformada (líneas rojas) tanto por arriba como por abajo, propiciado una compresión del modelo de 58.2 cm.

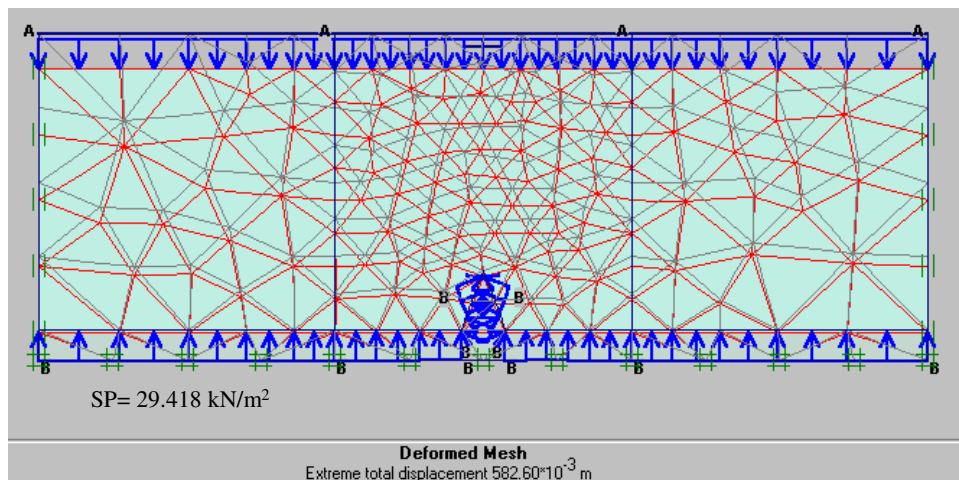


Figura 3.36 Malla deformada por la acción de la presión hidrostática y la subpresión, ambas actuando en forma uniforme.

Asimismo en la Figura 3.36, se ve que, el aplicar la presión hidrostática en esta forma, restringe la condición de desplazamiento libre aún cuando está presurizado por la columna de agua cuya resistencia al corte es nula; pero a su vez, se encontró que la subpresión como una carga uniforme, tenía influencia con las fronteras, como se aprecia en la misma figura.

De lo anterior y considerando que de ocurrir una falla por agrietamiento, éste se debía producir en forma ascendente a través de una concentración de

esfuerzos en la frontera inferior y sin incisión alguna, éste a su vez debía iniciar en algún lugar de su base.

Por lo anterior, *para evitar la influencia de la presión hidrostática en la deformación del modelo, se optó por incrementar el nivel freático en una altura igual al tirante de agua del sitio correspondiente (Figura 3.37).*

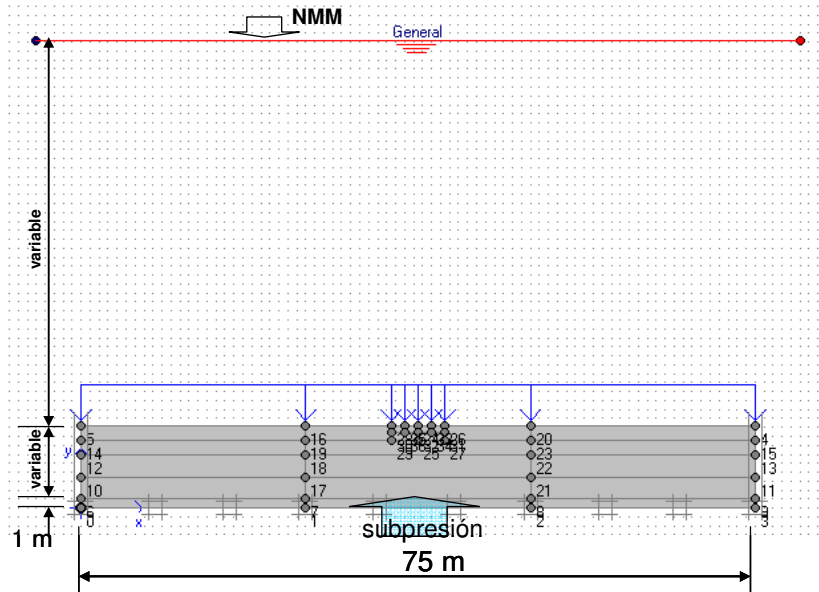


Figura 3.37 Modelo sumergido con espesor y tirante variables, y subpresión actuando en un ancho de 25 m.

Respecto a la aplicación de la subpresión, ésta se consideró conveniente aplicarla en forma local al centro del modelo ya que con esto se eliminarían los efectos de las fronteras laterales en el proceso de desplazamiento vertical del modelo.

En la Figura 3.37 se muestra el modelo propuesto incluyendo las adecuaciones descritas y se ve que efectivamente el suelo ahora está sumergido y sometido a la presión hidrostática real. Asimismo, se ve que, el restringir la aplicación de la subpresión a la zona central de 25m, genera un desplazamiento independiente de las fronteras laterales del modelo.

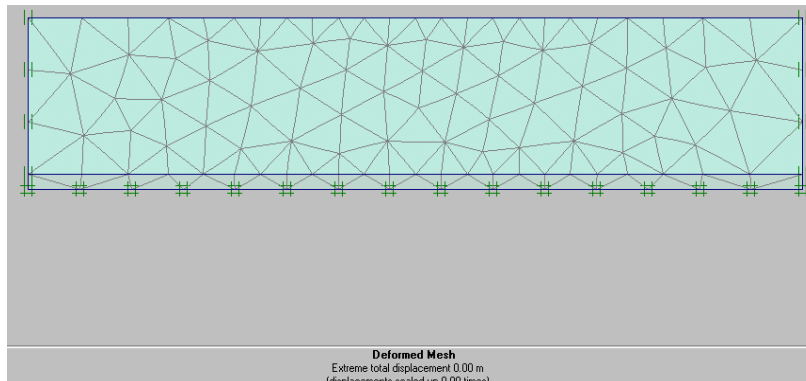


Figura 3.38 Malla del modelo bajo la acción de la presión hidrostática, se verifica que no se deforma por efecto de dicha presión.

En la Figura 3.38 se muestra la malla de elementos finitos del modelo bajo la acción de la presión hidrostática y se ve que permanece en equilibrio, sin deformarse.

Después de efectuar varios análisis con el modelo propuesto (Figura 3.37) y verificar su relación con las fronteras laterales, se optó por incrementar la longitud 50m (Figura 3.34) más y así asegurar su independencia con las mismas, principalmente en los sondeos de mayor espesor como AkS3 y Ch101A.

c. Condiciones de frontera:

Las condiciones de frontera mecánicas fueron por restricción de desplazamientos horizontal y vertical en los tres lados inferiores del modelo y libre en la parte superior o fondo marino.

Con lo anterior, se logró conservar la estabilidad del modelo y obtener la condición natural de desplazamiento libre en fondo marino al actuar la subpresión (ascendente), como se ve en la Figura 3.39.

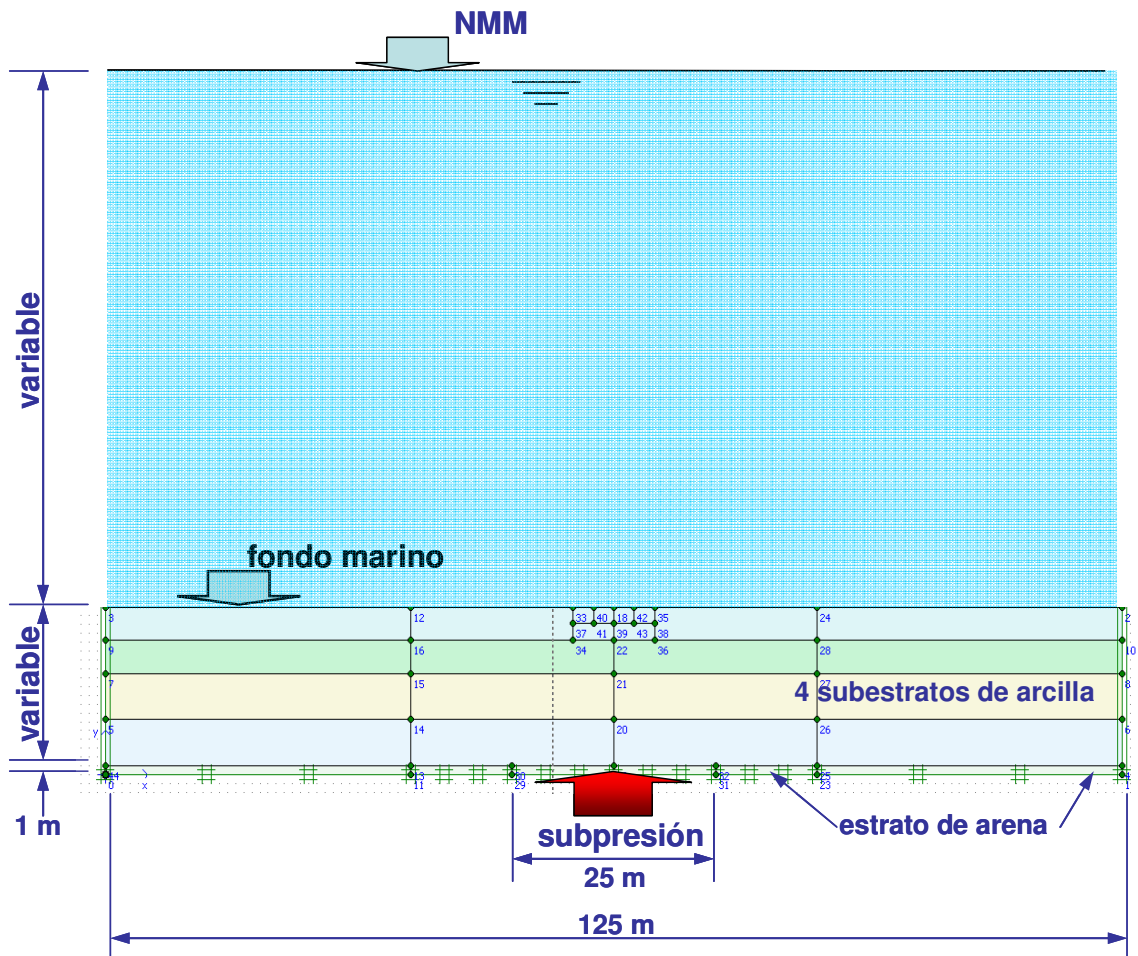


Figura 3.39 Modelo definitivo utilizado en el análisis de resistencia al corte en los 30 sondeos.

Respecto de las condiciones de frontera hidráulicas, la subpresión se limitó a actuar exclusivamente en la zona central del estrato de arena, para lo cual se establecieron fronteras impermeables en ambos límites de la zona, como se muestra en la Figura 3.39.

Así el modelo quedó definido bajo las siguientes condiciones de trabajo:

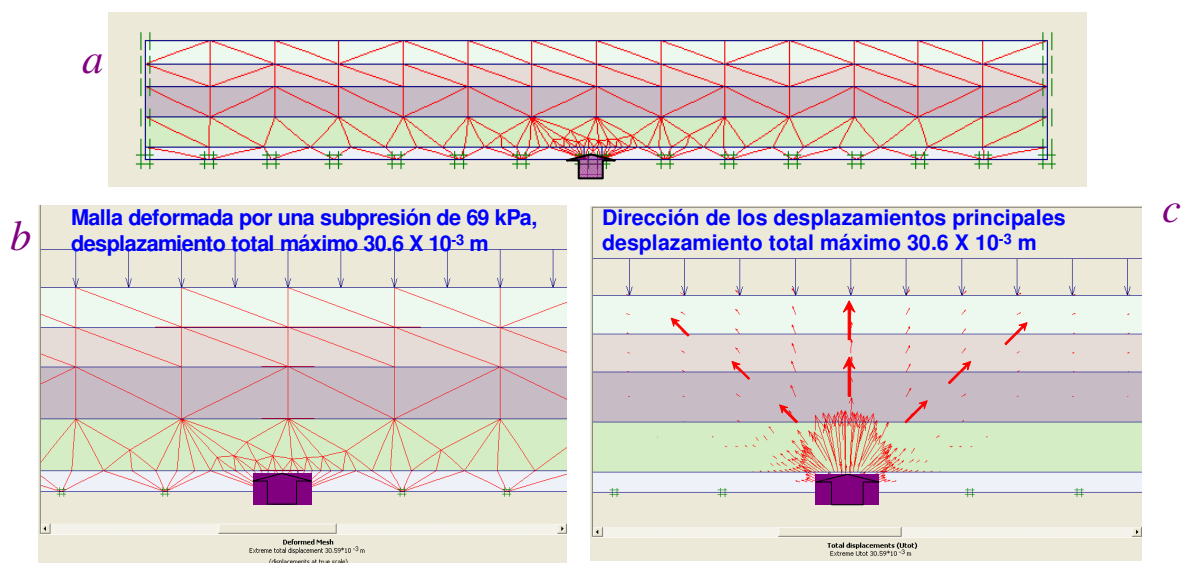
- La presión hidrostática se aplicó mediante el incremento del nivel freático hasta hacerlo coincidir con el nivel medio del mar (NMM) o sea hasta tener sobre el modelo el tirante de agua requerido y garantizar la presurización del suelo sin afectar su espesor, como se muestra en la Figura 3.39.
- Longitud total del modelo fue de 125 m.
- La zona de aplicación de la subpresión se limitó a los 25 m centrales, en forma tal de que el ancho de dicha zona fuera mayor que el espesor del estrato y aplicando la subpresión en forma uniforme.
- En el programa Plaxis, la subpresión se aplicó mediante el incremento del nivel freático en el estrato de arena y en la zona definida para su acción, en forma tal de propiciar un gradiente que generara un incremento de presión bajo el estrato de arcilla.
- El incremento de la subpresión se hace en forma súbita.

3.2.3.3 Definición del proceso de falla

Para definir el criterio de falla del modelo, éste fue analizado con diferentes formas de aplicación de la subpresión y bajo diferentes criterios de falla del estrato, buscando con esto un modo de falla congruente con lo inferido en las hipótesis del inciso 3.1.3.

A continuación se describen los diferentes análisis efectuados y los resultados obtenidos, los cuales además permitieron observar diversos sistemas de fallas posibles de ocurrir en otras condiciones de trabajo.

3.2.3.3.a Modelo con subpresión concentrada



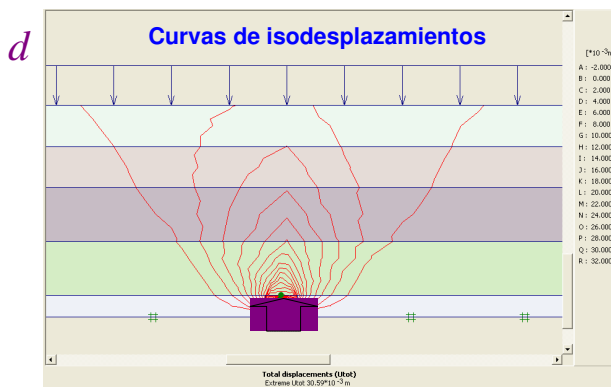


Figura 3.40 Diagramas del modelo con subpresión concentrada, *a*) modelo de elementos finitos, *b*) modelo deformado, *c*) vectores de dirección de desplazamientos, *d*) curvas de isodesplazamientos totales.

En el análisis de este modelo se consideró la acción de la subpresión bajo un área con ancho de un metro, como se muestra en la Figura 3.40*a*.

Para el análisis del modelo se aplicaron las condiciones de trabajo descritas en el inciso anterior, por lo cual se le aplicó una subpresión súbita de 69 kPa, pero sin llegar a la falla.

En la Figura 3.40*a* se muestra el modelo de elementos finitos completo discretizado en los elementos triangulares propios del programa Plaxis. Asimismo, se ve que en la zona de aplicación de la subpresión, con fines de verificar su comportamiento, se generó una discretización adicional con elementos más pequeños.

En la Figura 3.40*b* se muestra la malla deformada por efecto de la subpresión, el desplazamiento máximo ocurrido fue de 30.6×10^{-3} m, pero dado que la gráfica está en escala real y los desplazamientos son muy pequeños, no es posible apreciarlos.

En la Figura 3.40*c* se indica la trayectoria de los desplazamientos, de los cuales, el de mayor intensidad va por el centro y disminuye hacia los lados.

En la Figura 3.40*d* se ven las curvas concéntricas de isodesplazamientos, cuya magnitud se reduce del sitio de aplicación de la subpresión hacia afuera, delimitando así la zona de acción de los efectos de la subpresión.

Cabe hacer notar que, para esta condición de subpresión concentrada, la configuración que adquiere la zona de afectación de la subpresión es significativa, ya que, los límites de dicha zona podrían corresponder con la configuración de una zona de falla del estrato arcilloso.

Dicho tipo de falla, se ha visto, mediante la exploración directa con buzos, que ocurre por un escape súbito de gas durante la perforación de pozos de producción o exploración, dando origen a un cráter en el sitio donde penetra la tubería.

3.2.3.3.b Modelo con elementos que alcanzan tensión y plastificación.

El análisis de este modelo se apoyó en las características del programa Plaxis, el cual durante un análisis es capaz de generar elementos que alcanzan un estado de plastificación y otros que alcanzan el estado de compresión nula con tendencia a la tensión.

En Plaxis los elementos que en un proceso alcanzan un estado de compresión nula y por la trayectoria de esfuerzos tienden a continuar trabajando, estos entran en estado de tensión y el programa anula su acción pero no los elimina, en forma tal de que continúan contribuyendo en la continuidad del medio.

Por lo anterior el modelo podrá seguir trabajando y soportando incrementos de carga sin caer en la singularidad del problema como se muestra en las gráficas de la Figura 3.41.

En la Figura 3.41 *a*, se presenta el modelo completo de elementos finitos, donde se puede ver como se discretizó toda la parte central del modelo y donde se estima se genera la falla del mismo.

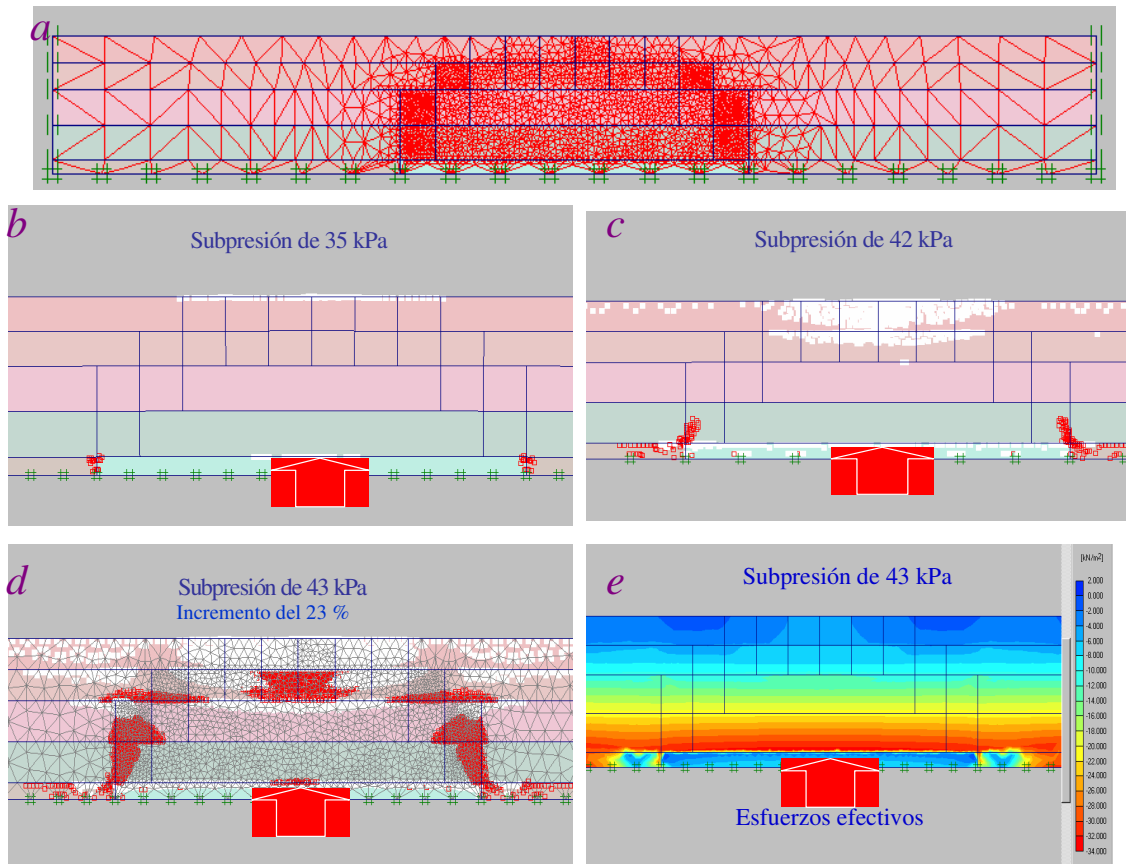


Figura 3.41 Modelo con elementos en tensión y plastificación, *a*) modelo de elementos finitos, *b*) modelo con los primeros elementos en tensión (blancos), *c*) modelo con elementos en tensión y plastificación (rojos), *d*) modelo cercano a la falla con elementos en tensión y plastificación. *e*) diagrama de esfuerzos efectivos del modelo de la figura *d*)

En la Figura 3.41*b*, se muestra como, al incrementar la subpresión a 35 kPa, sobre la superficie del modelo se generan los primeros elementos en tensión (elementos blancos).

En la Figura 3.41*c*, se ve que, al incrementar la subpresión a 42 kPa, se incrementa el número de elementos en tensión sobre la superficie del modelo (fondo marino) y en la parte inferior del mismo (frontera entre el estrato arcilloso y la arena), en las fronteras hidráulicas se generan elementos en plastificación subiendo del estrato de arena al cuarto subestrato del estrato arcilloso.

En la Figura 3.41*d* se ve que, al incrementar la subpresión de 42 (Figura 3.41*c*) a 43 kPa, el número de elementos en tensión y en plastificación se incrementan en forma súbita llevando al modelo casi a la falla, como también se aprecia en el diagrama de esfuerzos efectivos de la Figura 3.41*e*, donde se ve que casi todo el primer subestrato está cercano a un esfuerzo efectivo nulo y por ende cercano a la falla.

3.2.3.3.c Modelo con una grieta descendente.

El análisis de este modelo se efectuó tomando como base la discretización hecha para el análisis del modelo del subinciso anterior, por lo cual el modelo completo de elementos finitos para este análisis corresponde con el modelo de la Figura 3.41*a*.

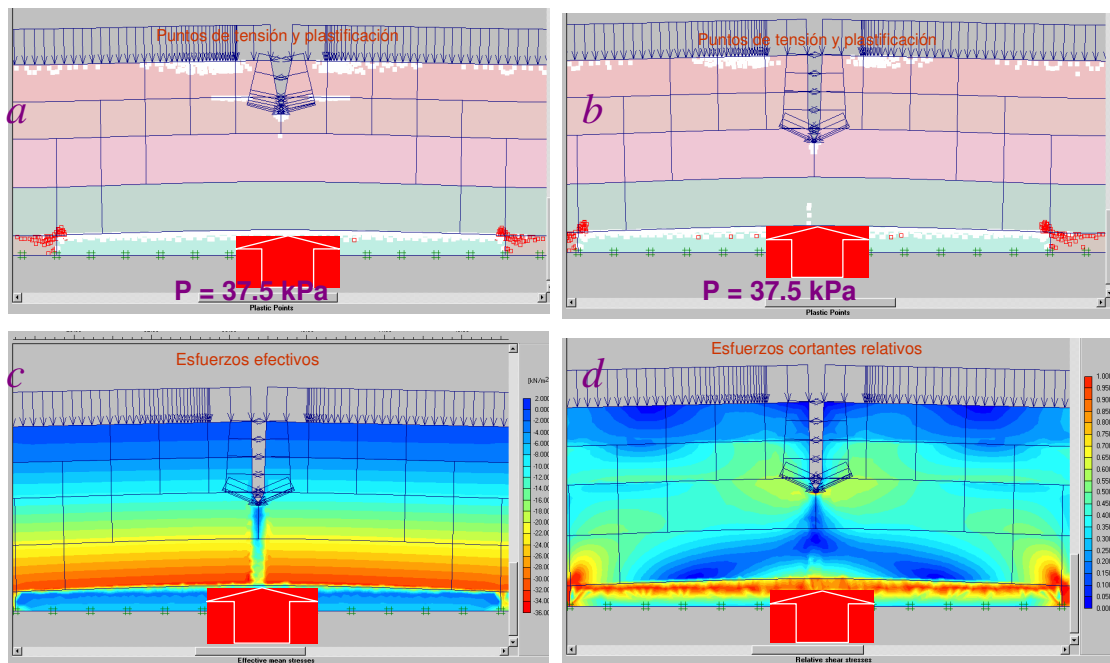


Figura 3.42 Modelo llevado a la falla con elementos de tensión y plastificación, *a*) modelo con abertura hasta el segundo subestrato, *b*) modelo con abertura hasta el tercer subestrato pero con elementos en tensión hasta el cuarto subestrato, *c*) diagrama de esfuerzos efectivos del modelo para la condición de carga de *b*, *d*) diagrama de esfuerzos cortantes del modelo para la condición de carga de *b*.

La variante aquí fue que, al aplicar una subpresión de 36 kPa, los elementos finitos centrales de la parte superior (del fondo marino) quedaron totalmente en tensión, por lo cual se consideró que dichos elementos se podían eliminar y generar una abertura o grieta en el modelo.

El criterio seguido para prolongar la abertura fue que, si los elementos continuaban en compresión, indicaba que para continuar el proceso se debía incrementar la subpresión, pero, si estos pasaban a tensión, indicaba que los elementos podían eliminarse y prolongar la abertura bajo la misma subpresión.

Habiendo iniciado la abertura o agrietamiento del modelo, se continuó incrementando la subpresión y propagando la abertura como se muestra en la Figura 3.42a, donde con 37.5 kPa se llegó hasta la mitad del segundo subestrato.

Continuando el análisis, se vio que con la misma subpresión continuaron generándose elementos en tensión y por ende la propagación de la abertura (Figura 3.42b), al grado de generar también en la misma sección elementos en tensión en sentido ascendente, tendiendo a cruzar todo el estrato arcilloso.

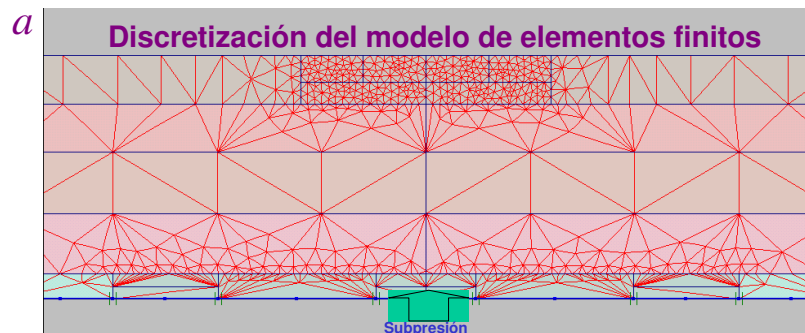
Por lo anterior, se podría considerar que, aun cuando en el análisis no se presentó el colapso del modelo, la falla total del modelo ocurre en la condición presentada en la Figura 3.42b, ya que en ésta los elementos en tensión bajo la abertura se prolongaron más que en otros casos.

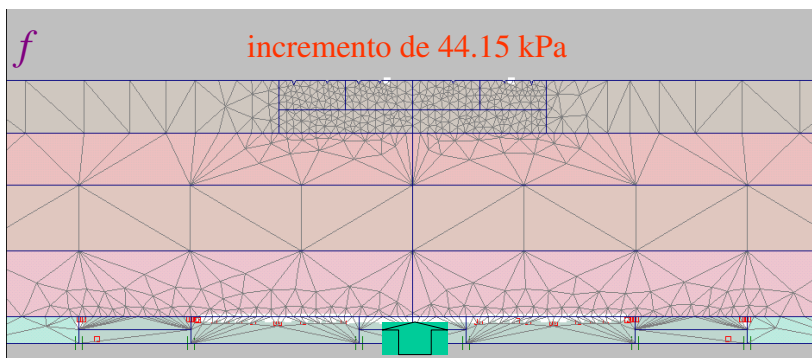
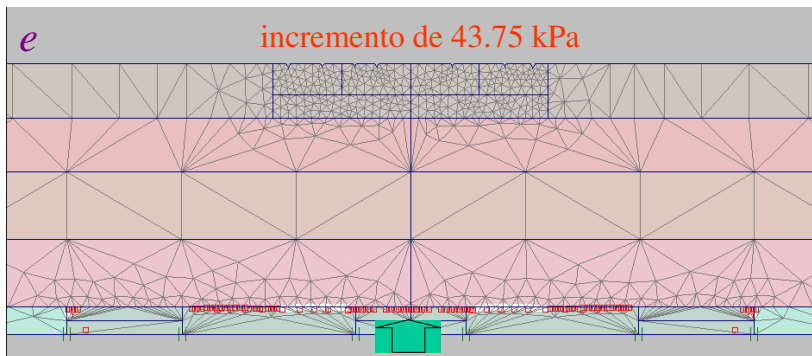
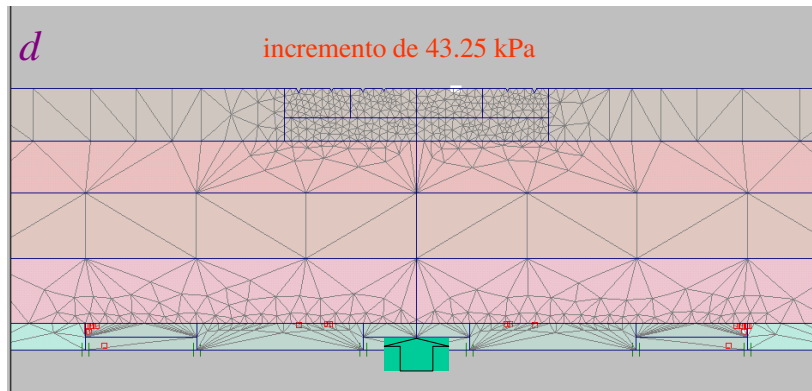
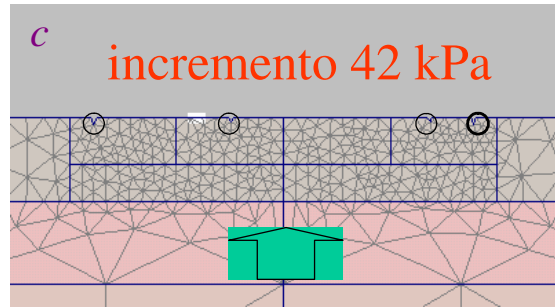
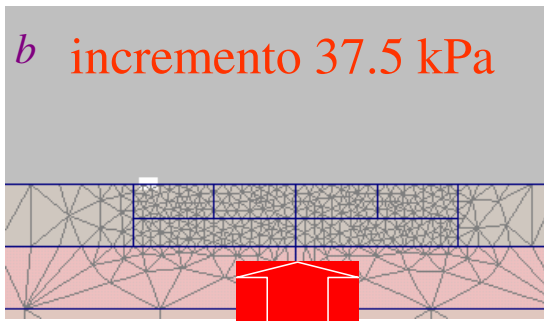
Lo anterior se constató con el diagrama de esfuerzos efectivos de la Figura 3.42c, la cual igualmente indica la trayectoria de la falla con una columna con reducción de esfuerzos efectivos bajo la abertura.

Asimismo, en el diagrama de esfuerzos cortantes de la Figura 3.42d, se puede ver que en la zona de aplicación de la subpresión (estrato de arena) se generan los esfuerzos mayores y que bajo la abertura se genera una cuña triangular de penetración hacia el área de menor resistencia, lo cual es característico de un sistema de carga en suelos.

Analizando los incrementos de la misma Figura 3.42, se puede ver que, desde que inició la generación de la abertura hasta la condición presentada en la Figura 3.42b, la subpresión se incrementó únicamente 1.5 kPa y desde que aparecieron los elementos en tensión en el fondo marino (35 kPa), se incrementó 2.5 kPa, lo que implica un incremento del 6 %.

3.2.3.3.d Modelo con eliminación sucesiva de elementos en tensión.





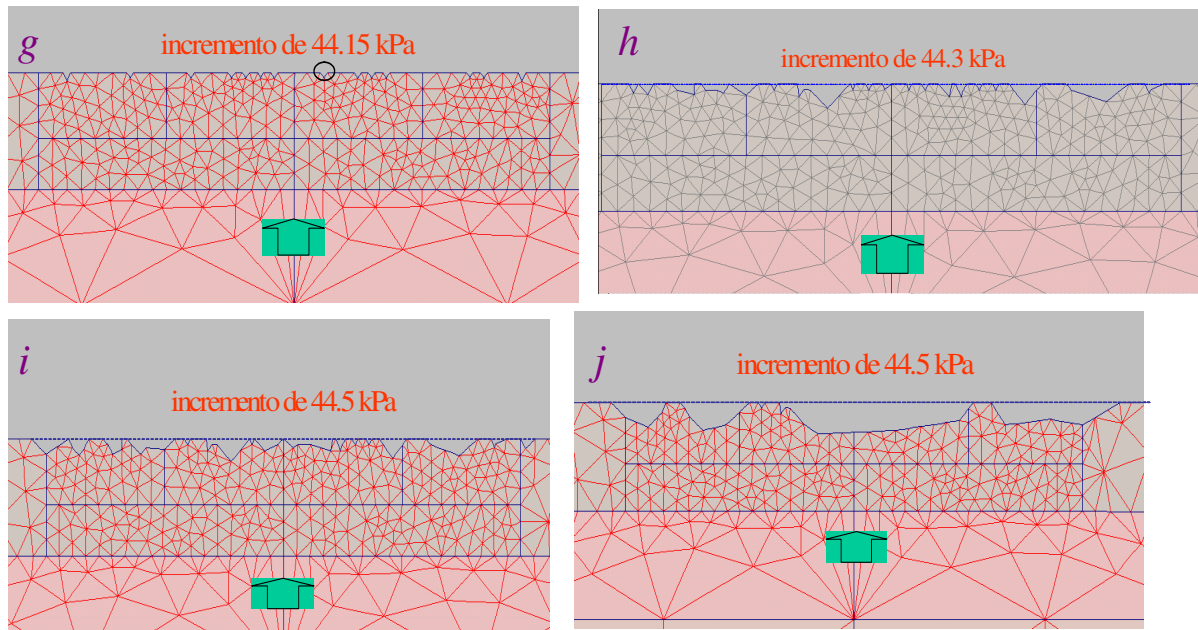


Figura 3.43 Modelo llevado a la falla por eliminación de elementos en tensión, *a*) modelo discretizado de elementos finitos, *b*) modelo con falla incipiente, *c*) modelo con subpresión de 42 kPa y generación de la 5ª abertura, *d*) modelo con aberturas sobre el fondo marino e inicio de plastificación en la frontera con el estrato de arena, *e*) modelo con aberturas e inicio de elementos en tensión en la frontera con el estrato de arena, *f*) modelo con más aberturas sobre el fondo marino y elementos en tensión en la frontera con el estrato de arena, *g*) modelo con máximas aberturas con subpresión de 44.15 kPa, *h*) modelo con aberturas obtenidas con subpresión de 44.3 kPa, *i*) modelo con aberturas obtenidas con subpresión de 44.5 kPa, *j*) modelo con aberturas obtenidas con la subpresión de 44.5 kPa, en el colapso del modelo.

El análisis de este modelo se efectuó tomando como base la discretización de la zona de falla mostrada en la Figura 3.43*a*, el modelo fue llevado a la falla por eliminación sucesiva de los elementos finitos que alcanzaban la tensión, como se describe a continuación.

En la Figura 3.43*b* se muestra el modelo a la aparición del primer punto de tensión sobre el fondo marino derivado de la subpresión de 37.5 kPa, lo que se consideró como inicio de la falla del modelo o *falla incipiente*.

A diferencia del proceso seguido en el inciso anterior, aquí los elementos finitos en tensión se eliminaron en cuanto se presentaron sobre el fondo marino, dando origen a aberturas simultáneas y liberación de esfuerzos, permitiendo con esto al repetir el análisis, obtener nuevos elementos en tensión o en su defecto, incrementar la subpresión hasta generar nuevos elementos en tensión sobre el fondo marino.

En la Figura 3.43c, se tiene el modelo con los elementos en tensión obtenidos por la acción de la subpresión de 42 kPa y en la misma figura se ven las aberturas generadas por la eliminación de elementos que quedaron en tensión.

En la Figura 3.43d se puede ver el espesor completo del modelo en la zona de aplicación de la subpresión, cuya magnitud de 43.25 kPa generó nuevos elementos en tensión, pero a su vez también se ven aberturas anteriores y los elementos en estado plástico generados en la frontera entre el estrato arcilloso y la arena.

En la Figura 3.43e, igualmente se puede apreciar el espesor completo del modelo, pero además en esta figura se puede ver que, aun cuando sobre el fondo marino no se generan nuevos elementos en tensión, con un incremento de 0.5 kPa respecto de la subpresión aplicada en la Figura 3.44d, en la frontera entre el estrato arcilloso y el de arena se generan un gran número de elementos en plastificación y tensión.

En la Figura 3.43f también se ve el espesor completo del modelo, pero con más aberturas sobre el fondo marino y en la frontera inferior del estrato arcilloso un mayor número de elementos en tensión, esto con apenas un incremento en la subpresión de 0.4 kPa sobre la subpresión anterior.

En la Figura 3.43g se muestra el modelo del fondo marino con el máximo número de aberturas que se fueron generando con la subpresión de 44.15 kPa.

En la Figura 3.43h se muestra la configuración de las aberturas obtenidas por la acción de una subpresión de 44.3 kPa, o sea por un incremento de 0.15 kPa, donde a su vez se ve que el número y magnitud de las aberturas se incrementa en forma considerable, pero el modelo aún es estable.

A continuación, en la Figura 3.43i se presenta la configuración del modelo adquirida al incrementar la subpresión 0.2 kPa, donde nuevamente se ve que el número y magnitud de éstas aumenta considerablemente propiciando una superficie bastante irregular.

Posteriormente, bajo la misma subpresión se fueron generando y eliminando nuevos elementos finitos en tensión, propiciando así el incremento de las aberturas hasta llegar a la configuración de falla mostrada en la Figura 3.43j, en la cual al siguiente proceso de elementos en tensión el modelo se hizo inestable y se generó el colapso del modelo.

3.2.3.3.e Modelo para definir los modos de falla.

Para este caso en el análisis se consideró una resistencia del suelo a la tensión. La resistencia a tensión se definió tomando como base los resultados obtenidos por Marsal y Mazari, (1959), quienes, con ensayos de tensión en muestras de arcilla de la Ciudad de México, encontraron que, la resistencia a tensión en arcillas con contenido de agua del 100% (contenido de agua similar al de las arcillas en estudio) era del orden del 20% de la resistencia en compresión (ecuación 3.14).

$$q_t = 0.2q_u = 0.4c_u \quad 3.14$$

En este caso, en las simulaciones numéricas, al llevar la subpresión hasta su valor límite, se observaron dos tipos de falla del estrato arcilloso.

Uno de ellos fue de tipo dúctil (Figura 3.44) con desplazamientos ascendentes máximos al centro del modelo de 25 a 40cm. Este mecanismo se presentó en sitios con espesores del estrato arcilloso mayores de 10.5m y con relaciones de espesores (espesor muy blando/espesor total) menores a 0.42 (Tabla 3.9). En estos casos, el análisis se llevó hasta alcanzar la falla incipiente. Esta falla se definió por la aparición de los primeros elementos a tensión límite, localizados en la parte superior del primer subestrato (lecho del fondo marino).

En el comportamiento de este modelo, se estima que la falla total se alcanza siguiendo un proceso como el descrito en el inciso 3.2.3.3.d o sea, al alcanzar la falla incipiente los elementos en su condición a tensión dejan de contribuir en la resistencia y continuidad global del modelo y se genera un proceso en cadena donde, el espesor del modelo se va reduciendo y por ende su resistencia, pudiendo al final coincidir el espesor mínimo resistente y la subpresión de colapso.

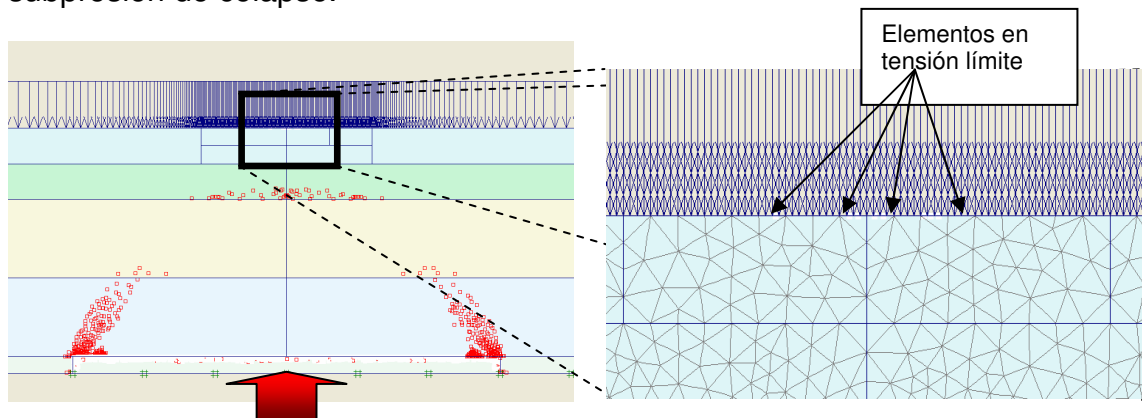


Figura 3.44 Esquemas del modelo en falla dúctil en el sitio Nohf3.

La primera imagen de la Figura 3.44, correspondiente al sitio Nohf3, ésta muestra el estrato arcilloso subdividido en sus cuatro subestratos y al último el estrato de arena, quedando limitada la zona central donde actúa la subpresión por dos líneas verticales. En dicha figura, estando en la condición de falla incipiente, se observan los elementos plastificados (puntos rojos), los cuales ascienden desde las fronteras de la zona con subpresión en el estrato de arena, cruzan el cuarto subestrato y a la vez aparecen en el tercero y segundo subestratos.

En el recuadro amplificado de la misma figura, en algunos elementos finitos del fondo marino se indican con flechas diversos puntos blancos muy tenues y los cuales han alcanzado su resistencia a la tensión.

El segundo modo de falla fue de tipo frágil, en éste no fue posible definir una falla incipiente al presentarse el colapso brusco. Este modo de falla se presentó en espesores del estrato arcilloso menores de 10.5m, en la mayoría de los casos con desplazamientos pequeños y relaciones de espesores (espesor muy

blando/espesor total) mayores de 0.4 con excepción de los sitios Akf y Gas1 con 0.37 y 0.36 respectivamente.

En todos los casos, antes del colapso, algunos elementos se plastificaron como se muestra en ambos esquemas de la Figura 3.45, observando que el número de estos y su propagación ocurrieron únicamente en el cuarto subestrato.

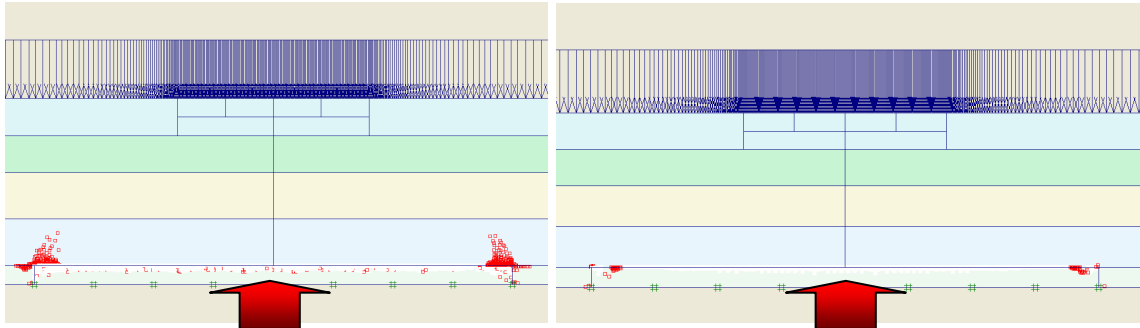


Figura 3.45 Esquemas de modelos con falla frágil en los sitios Akci y Akh.

El primer esquema de la Figura 3.45 corresponde al sitio Akci con subpresión de 46.9 kPa, donde aun cuando se genera un desplazamiento severo (31.1cm) y el modelo está a punto del colapso (subpresión de 46.91 kPa), la plastificación no se propaga a todos los subestratos, como ocurrió en Nohf3.

El segundo esquema corresponde al sitio Akh con una subpresión de 37.95 kPa y desplazamiento de 2.1cm. La subpresión de colapso fue de 38 kPa. En este caso se puede ver que el número de elementos plastificados es menor que en el de Akci.

3.2.3.4 Cálculo de subpresiones

El objeto de definir con el programa Plaxis las subpresiones de falla del estrato arcilloso, fue para analizar con mayor precisión la influencia de las características físicas y propiedades mecánicas en el proceso.

Después de definidos el modelo y los modos de falla del inciso anterior, así como, tomando como base las subpresiones iniciales calculadas por el principio de los esfuerzos efectivos, se calcularon las subpresiones de falla en los 30 sondeos, obteniendo para cada sitio las subpresiones listadas en la Tabla 3.9.

En dicha tabla se presentan los resultados obtenidos en los análisis de todos los sitios, separando con una raya horizontal los que presentaron falla frágil y los de falla dúctil. Los datos se ordenan en forma ascendente respecto a las subpresiones de fallas y se ve que, en la frontera, para generar una falla frágil se requiere aplicar una subpresión de hasta 51.1 kPa con un espesor del estrato arcilloso no mayor de 10.06m.

Tabla 3.9 Parámetros y resultados obtenidos en los dos grupos delimitados por el tipo de falla

Sitio	Espesor del estrato arcilloso (m)	Relación de espesores (muy blando/total)	Subpresión (kPa)	Desplazamientos verticales máximos (cm)
Noa	7.62	0,59	33.05	1.80
Gas2	7.30	0,66	34.9	1.70
Gas1	7.32	0,37	37.8	22.60
Akh	7.62	0,47	38	2.10
Noah	7.30	0,70	38.36	2.00
Akh2	7.90	0,68	39.24	2.00
Akh1	8.23	0,55	40.32	2.00
Gas3	8.20	0,40	40.4	27.70
Akf	9.14	0,36	40.44	8.80
Akcc	9.10	0,63	43.35	2.20
Akg1	10.21	0,59	43.4	32.60
Akgr	9.30	0,48	43.57	19.20
Nosr	8.90	0,54	44.69	13.00
Akr1	10.06	0,66	45	6.00
Akg2	9.10	0,43	46.3	6.40
Akci	8.80	0,44	46.91	31.10
Akc1	10.06	0,57	51.1	27.80
Akgc	11.00	0,35	57.6	27.00
Akq	12.50	0,36	59.3	29.00
Akch	11.30	0,29	61.3	30.00
Nof1	12.5	0,31	62.78	27.00
Akti	13.40	0,29	66.12	35.20
C2239	12.80	0,42	68.3	30.00
Akb1	12.80	0,38	70.8	35.40
Nob	14.33	0,33	74.01	32.20
Akgp	13.90	0,24	74.35	28.80
Aki	13.11	0,30	76.2	33.00
Nof3	13.41	0,31	77.29	28.20
Ch101A	16.35	0,24	91	31.90
Aks3	17.98	0,42	93.45	38.20

3.2.3.5 Correlación con espesores

En la Figura 3.46 se presenta una gráfica de correlación entre las subpresiones de falla y el espesor del estrato arcilloso correspondiente. En ésta, al igual que en el análisis por esfuerzos efectivos, se puede distinguir la congruencia entre ambas variables, pero con mayor precisión ya que al incrementar el espesor del estrato se requiere aplicar una subpresión mayor para generar alguna de las fallas (coeficiente de correlación $R=0.978$).

Asimismo en la gráfica, en este caso es posible distinguir con mayor claridad la frontera (líneas discontinuas) entre los grupos o poblaciones definidos en la Tabla 3.9 y la línea de tendencia que da indicios de la precisión del modelo.

Siguiendo con el análisis de correlación entre el espesor del estrato arcilloso y las subpresiones de falla, al igual que como se presentó en el análisis con esfuerzos efectivos, en la Figura 3.47 se presentan las gráficas de correlación entre la subpresión de falla y los espesores de los substratos, donde se ve que ambas tienen una tendencia de variación tipo exponencial.

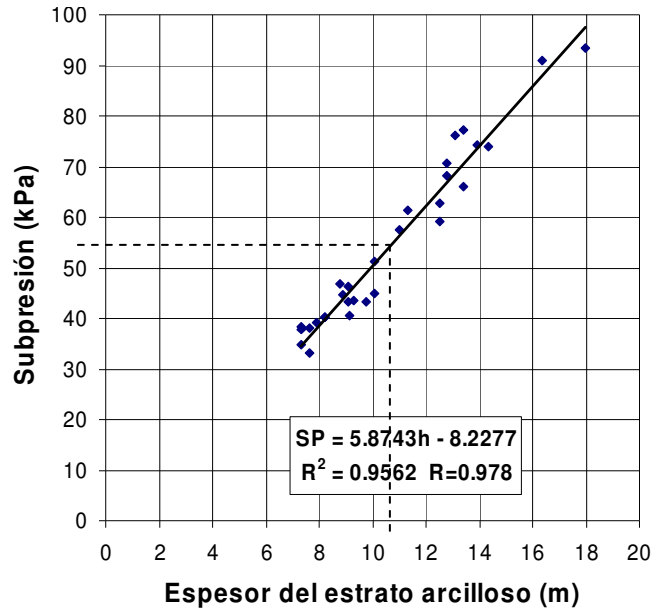


Figura 3.46 Gráfica de Correlación entre la subpresión para la falla de cada sitio y el espesor del estrato arcilloso.

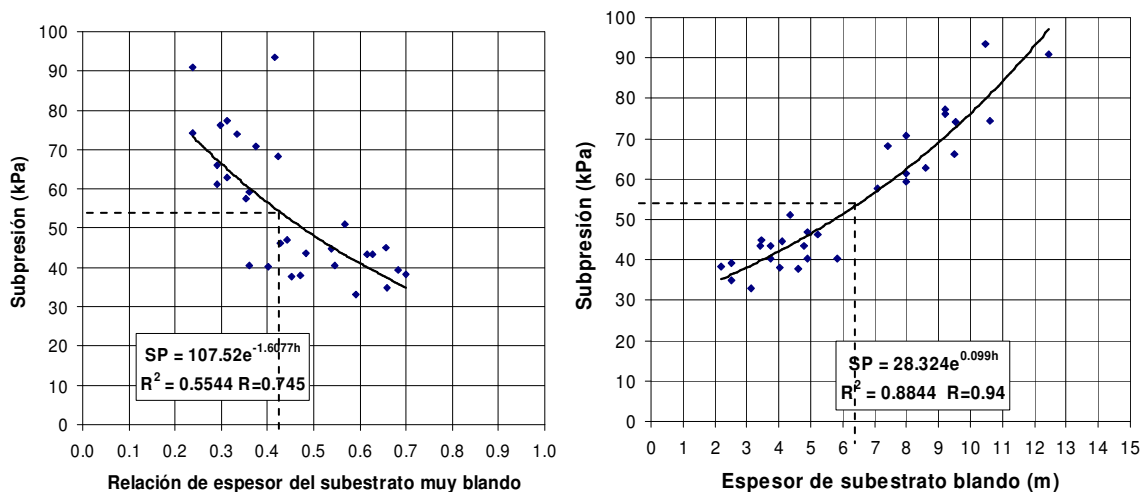


Figura 3.47 Correlación entre la subpresión y los espesores de los substratos del estrato arcilloso.

En la primera gráfica de la Figura 3.47, se puede ver que, al igual que en el modelo con esfuerzos efectivos, la dispersión de la información es elevada, pero la tendencia es la misma, ya que la subpresión es inversamente proporcional a la relación del espesor del estrato muy blando, o sea cuanto mayor es el espesor del substrato muy blando menor es la subpresión requerida para la falla del modelo.

Asimismo en dicha gráfica es posible distinguir con mayor claridad las dos poblaciones de valores indicadas en la Tabla 3.9 con falla dúctil y falla frágil, una con subpresión mayor de 57 kPa y relación de espesor menor de 0.42 y la otra con subpresión menor de 51.1 kPa y relaciones de espesores mayores de 0.40, con excepción de los casos ya mencionados.

En la segunda gráfica de la misma Figura 3.47, se ve que, aun cuando la tendencia es de tipo exponencial, al igual que en el caso del espesor total donde la tendencia es lineal (Figura 3.46), la subpresión requerida para generar la falla crece al incrementar el espesor del subestrato blando, pero además en dicha figura también se aprecian con mayor definición las dos poblaciones para la falla dúctil y la falla frágil.

De lo anteriormente presentado se concluye que la magnitud de la subpresión depende principalmente del espesor del subestrato blando. Como se comentó anteriormente en el análisis por esfuerzos efectivos, para que la subpresión de falla resulte alta, se requiere que el espesor del subestrato muy blando sea pequeño, como es el caso entre los sitios Aks3 y Ch101A cuyas subpresiones límites son similares (93.45 y 91 kPa) pero tienen espesores de 18m y 16.35m y relaciones de espesor del subestrato muy blando de 0.417 y 0.239 respectivamente.

3.2.3.6 Análisis de subpresiones

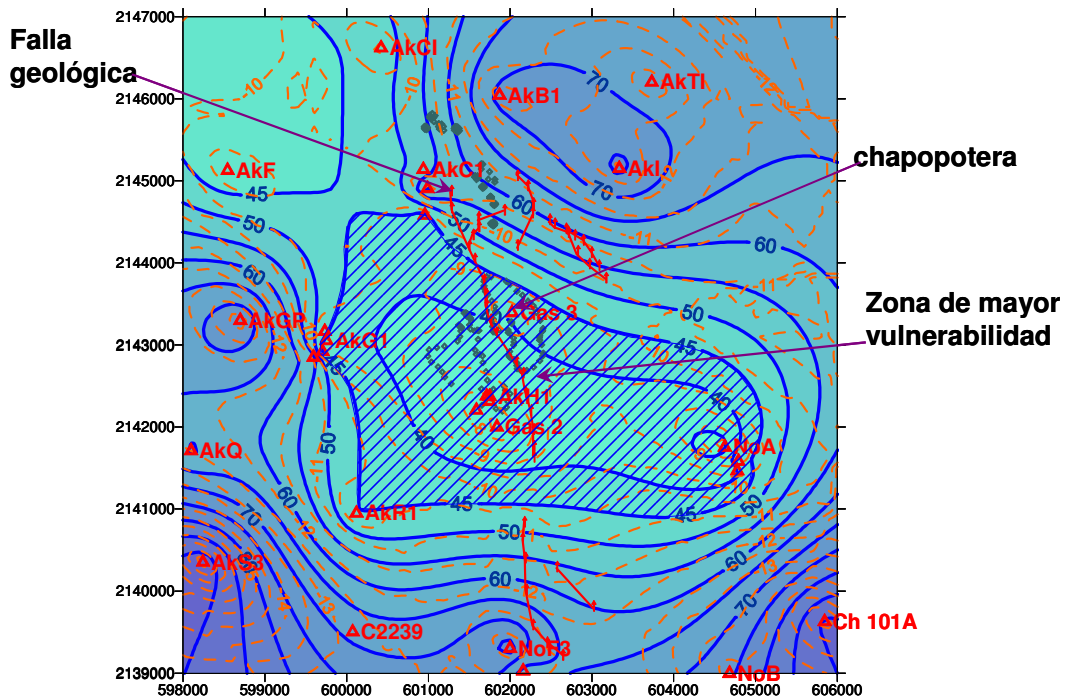


Figura 3.48 Estimación de la variación espacial de las subpresiones de falla dúctil y frágil y del espesor del estrato arcilloso

Finalmente, para corroborar los resultados presentados en las Figuras 3.46 y 3.47, aplicando el método de kriging, se hizo un estimado de la variación

espacial de las subpresiones de falla correspondientes, obteniendo las curvas de isovalores de la Figura 3.48.

En la Figura 3.48, al igual que como se presentó en la Figura 3.29, también se presentan las curvas de isovalores del espesor del estrato arcilloso (curvas discontinuas color naranja) y en ésta se puede apreciar con mejor claridad que, ambos tipos de curvas presentan una tendencia y trayectoria similar, al grado de que son paralelas en algunas zonas, lo que implica la correspondencia entre el cálculo de la variación espacial de las subpresiones y el espesor del estrato arcillos del fondo marino.

En la misma Figura 3.48 se muestra la zona achurada donde puede ocurrir una falla frágil y que *corresponde con el área de menor espesor del estrato arcilloso y donde también se ubica la zona de la chapopotera*. Asimismo es posible comparar esta figura con la 2.79, donde se presentan las curvas isopacas obtenidas en el estudio geofísico de 1998 y confirmar en forma más realista que, la zona achurada coincide con la zona de menor espesor.

Por lo anterior se confirma que, la zona achurada *es la zona de mayor vulnerabilidad para la generación de las emanaciones en forma súbita con falla frágil* y consecuentemente *la de mayor riesgo para la construcción de la infraestructura petrolera*.

Como resultado de este análisis, se puede confirmar que en un análisis de capacidad de carga para diseño de cimentaciones superficiales, se puede eliminar la contribución del subestrato de consistencia muy blanda, pero no así de un análisis para resistir las subpresiones por efecto de la emanación de hidrocarburos.

3.2.4 Correlación entre las subpresiones de ambos modelos

Para concluir este inciso, a continuación se presenta un análisis de correlación entre las subpresiones calculadas por esfuerzos efectivos y por el modelo geomecánico. El objeto de este análisis fue para verificar la diferencia en magnitud entre ambos, esto al graficar en una retícula simétrica las subpresiones como se muestra en la Figura 3.49.

En la gráfica de la Figura 3.49, se puede apreciar que, aun cuando existe dispersión, es posible establecer una correlación entre ambas subpresiones a través de la línea de tendencia, cuyo coeficiente de correlación de 0.77 se puede considerar intermedio, pero aceptable.

Asimismo, en la Figura 3.49 es posible apreciar que todos los puntos se ubican arriba de la línea a 45°, lo cual indica que todas las subpresiones obtenidas por Plaxis son mayores que las obtenidas por esfuerzos efectivos y que por lo tanto en el análisis se deben considerar las propiedades mecánicas del suelo.

Adicionalmente, en la misma Figura 3.49 se puede ver que, tomando como base la trayectoria de la línea de tendencia, precisamente en los menores espesores la subpresión resistente definida por Plaxis tiende a ser siempre mayor, lo que da indicios de que, en dicha zona las propiedades mecánicas son de suma importancia en el proceso de falla.

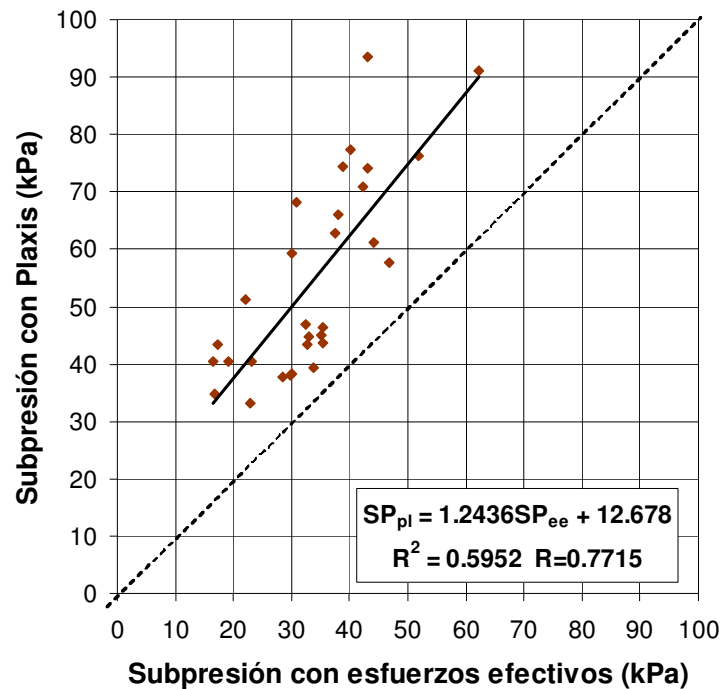


Figura 3.49 Gráfica de correlación entre las subpresiones con Plaxis y con esfuerzos efectivos.

3.3 Conclusiones

- Se considera, que el término más adecuado para describir el proceso que le ocurre al suelo por efecto de la emanación es el de “subconsolidación” (Jianqing y Srinivas, 1995), ya que el ascenso y flujo del hidrocarburo genera el incremento de la presión de poro y expansión del suelo, reduciendo el grado de consolidación.
- Las subpresiones generadoras de emanación de los hidrocarburos, deben ser mayores que las presiones efectivas generadas por el peso del suelo.
- Las presiones de poro medidas in situ en los sondeos G2 y G3 indicaron que en tales sitios, en el momento de la medición, no existía subpresión alguna y que el fluido que emanaba (gas y crudo) fluía únicamente por diferencia de densidades.
- Se confirma que, de acuerdo con los resultados obtenidos en la Figura 3.48, la tendencia de propagación de las horadaciones y emanación directa de crudo es hacia el noroeste respecto del sitio actual, esto considerando que en dicha dirección se prolonga la falla geológica, se mantiene el valor de la subpresión requerida para generar la falla y se mantiene el espesor del estrato arcilloso.
- Se confirma que en el fenómeno, las propiedades mecánicas del suelo son las que definen su resistencia para soportar las subpresiones generadas por los hidrocarburos.

- Se confirma la teoría de que *“la zona donde pueden generarse los sitios de emanación directa de crudo es el área de menor espesor del estrato arcilloso del fondo marino”*.
- Del análisis de correlación entre las subpresiones, así como de los análisis efectuados en el inciso 3.2.3.5, se deduce que el sustrato de consistencia muy blanda no puede ser eliminado del análisis para resistir las subpresiones por efecto de la emanación del crudo.
- Se confirma que la zona achurada de la Figura 3.48 es la zona de mayor vulnerabilidad para la generación de las emanaciones en forma súbita con falla frágil y consecuentemente la de mayor riesgo para la construcción de la infraestructura petrolera.

Capítulo 4

APLICACIONES

4.1 Aplicaciones

Aun cuando la aplicación de la presente investigación puede involucrar a toda actividad que requiera apoyarse sobre el fondo marino de la Sonda de Campeche y en específico, del área con emanaciones del Campo Cantarell, a continuación se describen algunas de las aplicaciones que pueden ser de importancia para la industria petrolera.

4.1.1 Cimentaciones de plataformas piloteadas.

Una observación importante respecto al incremento del contenido de agua con la profundidad por efecto de la emanación de hidrocarburos, es el hecho de que tal proceso ocurre bajo una amplia zona con tendencia positiva de la variación del contenido de agua con la profundidad, como se ve en la Figura 2.30.

Así se puede deducir que, las zonas norte y noroeste del Campo Cantarell, donde se tienen suelos con fuertes espesores de arcilla y manifestaciones de emanación de hidrocarburos (Figura 1.22), son zonas con mayor riesgo de reducción de la resistencia al corte con la profundidad y por ende, posible reducción de la capacidad de carga de pilotes propiciado por *suelos gaseosos profundos*.

Para verificar lo anterior, se estima que en dichas zonas se requiere efectuar un análisis de variación del contenido de agua con el tiempo, esto a través del desarrollo de diferentes sondeos geotécnicos efectuados en diferentes fechas, tales que permitan analizar la tendencia de variación global de sus variaciones del contenido de agua con la profundidad en el tiempo y con esto verificar si la evolución de dicha tendencia es favorable por el efecto de consolidación o desfavorable por el efecto del gas.

Adicionalmente, aplicando un procedimiento similar al aplicado para el contenido de agua, se estima que es posible complementar la investigación efectuando un análisis de la evolución y variación espacial de la resistencia al corte y con esto verificar y definir el grado de afectación de la acción del gas y por ende en la variación de la capacidad de carga de las estructuras del sitio.

Asimismo, de lo anterior se estima que, la reducción de capacidad de carga de los pilotes con el tiempo, también puede continuarse investigando en conjunto con el Instituto Geotécnico de Noruega (NGI), ya que a la fecha (agosto de 2008) dicho Instituto tiene en proceso un proyecto similar.

4.1.2 Ductos.

En el diseño de todo tipo de cimentación superficial, y principalmente en sitios con emanación de hidrocarburos y espesores del estrato arcilloso menores de 10 m, es recomendable no considerar en el análisis la contribución del subestrato de consistencia muy blanda (inciso 3.3.2.5).

En el diseño de ductos, se estima que, al definir la variación espacial de la frontera entre subestratos (Figura 4.1), y considerar a dicha frontera como suelo de apoyo de algunos ductos, será posible, a partir del conocimiento de su resistencia al corte, efectuar el análisis y diseño más realista de ésta (Halliburton KBR, 2002, Allen *et al*, 1989).

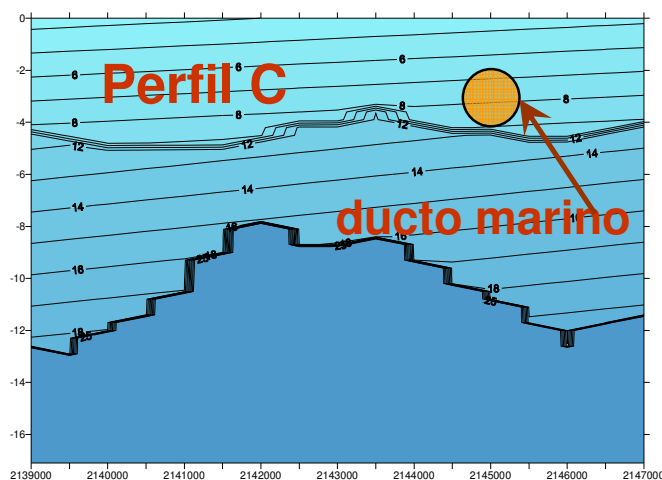


Figura 4.1 Perfil del posible hundimiento que alcanzaría un ducto en el subestrato muy blando del fondo marino.

Se estima que con esta aplicación, se puede desarrollar una investigación en conjunto con el NGI, ya que en dicho Instituto se ha desarrollado un proyecto donde investigan modelos de interacción suelo-tubería.

4.1.3 Evaluación de zonas de riesgo

Como se comentó en el Capítulo 1, las zonas con emanación de hidrocarburos en la superficie del fondo marino se localizan en las formaciones geológicas conocidas como diapiros, los cuales tienen su origen en la alteración que sufren las formaciones rocosas que sobreyacen a los yacimientos de petróleo al ser afectadas por fallas tectónicas que propician el flujo de hidrocarburos hasta la superficie del fondo marino.

En las Figuras 3.30 y 3.49, se ha mostrado como fue posible, mediante la investigación aquí desarrollada, definir una zona con mayor riesgo para la prolongación de la chapopotera, esto a partir de la variación del espesor del estrato arcilloso, la variación de la subpresión generadora de una falla frágil y la trayectoria de las fallas geológicas.

Por lo anterior, se estima que la metodología desarrollada es aplicable al análisis de riesgos para la instalación de infraestructura petrolera en sitios cercanos a las chapopoteras.

4.1.4 Anclajes

De las actividades que rutinariamente se realizan, tanto en la Sonda de Campeche como en cualquier otro sitio en el mar, se encuentra el anclaje sobre el fondo marino de diferentes tipos de estructuras, desde embarcaciones de todo tipo hasta plataformas de todo tipo, como a continuación se describen:

4.1.4.1 En aguas someras

En la Sonda de Campeche, tanto las plataformas flotantes o semi-sumergibles como los buques tanque que funcionan como tanques de almacenamiento para regular la explotación o la carga de otros buques, así como los barcos grúa, cuyo anclaje es temporal, hasta embarcaciones pesqueras, se fijan o anclan en el fondo marino (Figura 4.2).

Algunas de las estructuras mencionadas llegan a estar posicionadas varios años, por lo cual requieren de una fijación segura y eficiente, y esto en gran parte dependerá del conocimiento que se tenga de las propiedades mecánicas del suelo de anclaje.

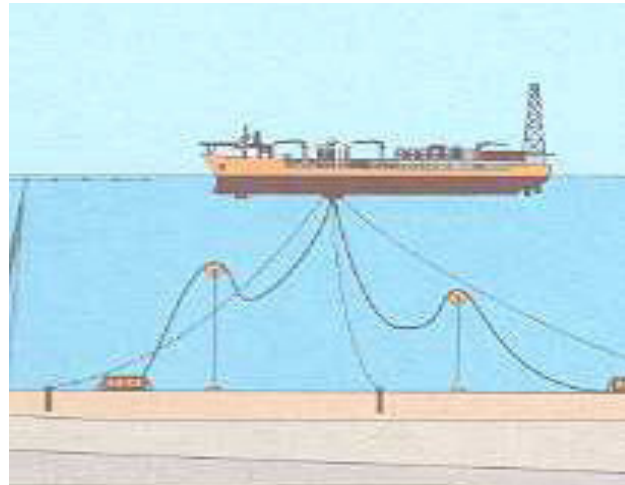


Figura 4.2 Estructura flotante anclada al fondo marino en aguas someras.

Por lo anterior, se estima que algunos de los resultados de esta investigación pueden ser aplicados en el diseño de los sistemas de anclaje de las estructuras mencionadas. Principalmente al poder considerar que, existe la posibilidad de que los sitios con espesor menor a 10m del estrato arcilloso cercanos o dentro de zonas con emanación de hidrocarburos, son los de mayor riesgo para el posicionamiento de anclas.

4.1.4.2 En aguas profundas

Para la explotación petrolera en aguas profundas, se ha visto que, para la fijación de estructuras en los sitios de explotación, lo mejor es su anclaje al fondo marino, como es el caso de las plataformas flotantes TLP's instaladas en Brasil y sujetas con anclas o pilotes de succión (Sánchez-Moreno, 2005) (Figura 4.3).

Se estima que algunas de las metodologías aquí desarrolladas pueden ser aplicadas al diseño de los sistemas de anclaje de tales estructuras, ya sea en la caracterización del estrato del fondo marino, como es el caso de la identificación de fronteras del estrato arcilloso, tanto la inferior que limita su espesor total como la intermedia que divide al estrato en los substratos de consistencia muy blanda y blanda o en la identificación de zonas de riesgo, o posiblemente hasta en el diseño de las anclas.

En la Figura 4.4 se muestra un esquema de las anclas o pilotes de succión que se han utilizado en el mar del norte y que son similares a las utilizadas en Brasil, en éstas se puede ver que por la longitud que tienen, prácticamente quedan ancladas en los primeros estratos del suelo marino que, aparentemente en el caso del Golfo de México, generalmente son arcillas muy blandas, como es el caso de la Sonda de Campeche.

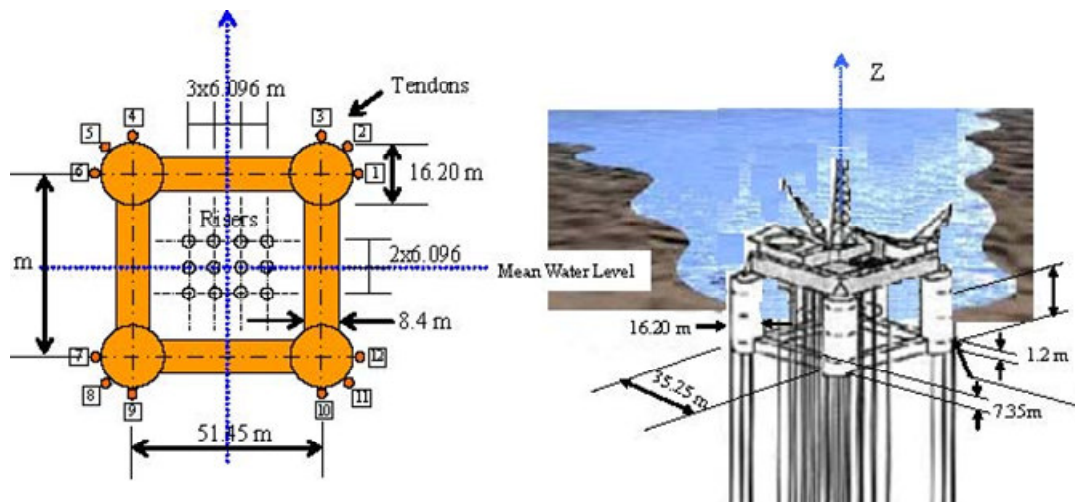


Figura 4,3 Plataforma flotante tipo TLP anclada con pilotes de succión al fondo marino en aguas profundas en Brasil (Sánchez-Moreno *et al.*, 2006).

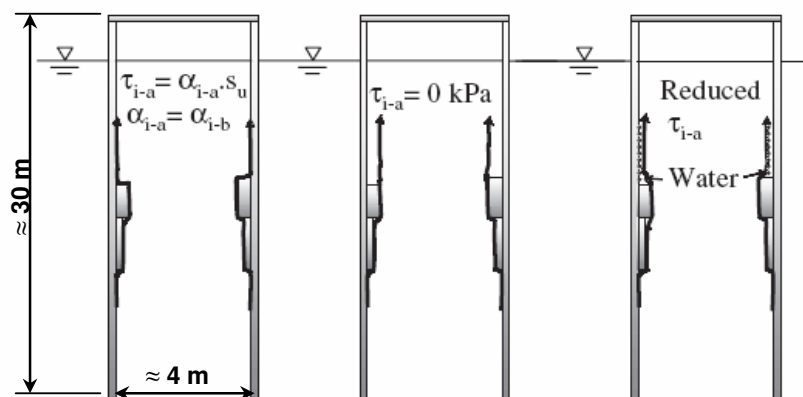


Figura 4,4 Diagrama de anclas de succión para sujeción de plataformas en el mar del norte (Equihua, 2008).

Para el caso de aguas profundas en el Golfo de México, de exploraciones hechas por Bradshaw (2000) para analizar la estabilidad de taludes, encontró que el estrato del fondo marino está constituido por un estrato arcilloso de

características físicas (contenido de agua) y mecánicas (resistencia al corte) muy similares a las del estrato arcilloso del Campo Cantarell, como se muestra en las gráficas de la Figura 4.5.

Respecto a la variación del contenido de agua de la Figura 4.5, se puede comentar que, al compararla con las de la Figura 2.54, donde se muestran las gráficas de algunos sitios de la zona estudiada con emanación de hidrocarburos y se ve que son casi iguales, lo que a su vez da indicios de similitud de suelos.

Asimismo, respecto a la variación de la resistencia al corte en la Figura 4.5, valores que en dicha exploración fueron determinadas con veleta miniatura (MV) al igual que como se consideraron en la presente investigación, es posible identificar un escalonamiento, el cual aparentemente podría estar relacionado con la frontera entre los substratos, como se identificó en la Figura 2.91 y con valores de S muy similares, por lo que de ser así, la similitud entre ambos estratos del fondo marino en aguas someras y en aguas profundas sería elevada y daría indicios de iguales características.

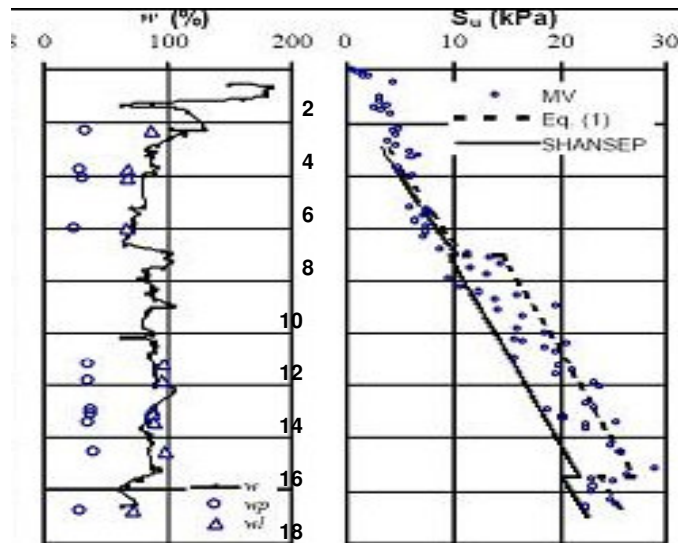


Figura 4.5 Variación del contenido de agua y la resistencia al corte en la zona de aguas profundas explorada por Bradshaw.

Por lo anterior y considerando que el suelo esté sometido a condiciones de trabajo similares, se estima que el modelo desarrollado para analizar el comportamiento del suelo por efecto de la emanación de hidrocarburos en el Campo Cantarell, puede ser adecuado para analizar el comportamiento del suelo por efecto de las anclas para sujeción de plataformas en aguas profundas.

Conclusiones y recomendaciones

Las conclusiones que a continuación se presentan, son conclusiones generales de la investigación, si se quiere conocer con mayor precisión y en forma particular las obtenidas sobre alguno de los temas aquí tratados, éstas se pueden consultar por separado en cada capítulo.

La formación de emanaciones de hidrocarburos en el fondo marino del Campo Cantarell en la Sonda de Campeche, tiene su origen en el escape de estos a través de las fallas geológicas que cruzan la corteza terrestre desde la superficie del fondo marino hasta los yacimientos de petróleo de la zona.

Del análisis geoestadístico llevado a cabo en todo el Campo Cantarell, fue posible establecer las bases y condiciones para el desarrollo de la tesis de maestría de la M. en I. Yolanda Patricia Valdez Llamas[†] titulada: “Análisis Geoestadístico de la Estratigrafía del Subsuelo Marino en un Área de la Sonda de Campeche” y cuyos resultados permitieron caracterizar físicamente hasta 100 m de profundidad a los suelos de apoyo de las plataformas instaladas en el Campo Cantarell. De dicha caracterización se identificó que en las zonas norte y noroeste, donde se tienen manifestaciones de emanación de hidrocarburos (Figura 1.22), se presentan incrementos del contenido de agua con la profundidad (Figura 2.30), propiciando esto la posible generación de *suelos gaseosos profundos* y de donde se infiere que en dicha zona se genera una reducción de la resistencia al corte y por ende una reducción de la capacidad de carga de las plataformas.

Asimismo, de la evaluación geoestadística en todo el Campo Cantarell, se verificó la correlación entre la variación estratigráfica definida con el sistema SIGGE-Cantarell desarrollado en el IMP y la variación espacial del contenido de agua, permitiendo esto definir con mayor precisión la estratigrafía en todo el Campo Cantarell.

Del análisis geoestadístico realizado en la zona de emanación de hidrocarburos, se estimó y definió la variación espacial del espesor del estrato arcilloso que constituye al fondo marino, estrato que conforma al sello que impide la emanación directa de estos al ambiente marino. Con esta misma técnica, dentro de la caracterización mecánica del sitio, se identificaron anomalías en la información de la resistencia al corte proporcionada por los estudios geotécnicos de la zona. Del mismo análisis también fue posible definir que, la variación espacial de la resistencia al corte en el estrato arcilloso, se comporta como un “ruido blanco” y que solo es posible definir su variación con la parte determinista.

Asimismo con la geoestadística fue posible definir en la zona de emanación de hidrocarburos una frontera que subdivide al estrato arcilloso en dos subestratos, uno de consistencia blanda y otro de consistencia muy blanda, pero a su vez, conjuntando los resultados de las otras evaluaciones geoestadísticas, fue posible subdividir a cada subestrato en otros dos de igual espesor, permitiendo esto efectuar un análisis geomecánico de mayor precisión.

En el análisis geomecánico, usando un modelo de elementos finitos, se evaluó el comportamiento del estrato arcilloso del fondo marino sometido a una subpresión

súbita propiciada por la emanación de hidrocarburos y que da origen a la falla del estrato y la generación de emanaciones (chapopoterías). El modelo tiene un valor explicativo y permitió definir que los modos de falla que ocurren son de tipo dúctil o frágil. Se logró asimismo, por medio de las curvas de isovalores de subpresión, delimitar las zonas de ocurrencia de ambos modos de falla, pudiendo así verificar la correspondencia entre la zona de menor espesor, la de falla frágil y la de menor subpresión para la falla.

Estos resultados permitieron a su vez definir, que la zona de mayor riesgo para la instalación de infraestructura petrolera coincide con el área de correspondencia de menor espesor, falla frágil, menor subpresión y la zona de la chapopotería.

De las curvas de isovalores de las subpresiones de falla (Figura 3.49) y de los otros resultados obtenidos, se confirma que, tal como se infirió, la tendencia de propagación de los sitios con emanación coincide con la trayectoria de la falla geológica hacia el norte, pero las fallas tenderán a ser de tipo dúctil debido a que en dicha dirección se incrementa el espesor del estrato arcilloso.

Del modelo desarrollado con el principio de los esfuerzos efectivos se identificó la tendencia de comportamiento del proceso, presentando mayor dispersión y menor precisión en los resultados, pero permitiendo, por medio de un método sencillo, estimar e inferir el rango de variación de las subpresiones capaces de inducir la falla incipiente del estrato arcilloso.

Finalmente se puede concluir que: *los resultados obtenidos se apoyaron en la aplicación de un modelo para definir la geometría del suelo, otro para distribuir la variación de las propiedades del suelo, un modelo para definir el comportamiento mecánico del suelo y el modelo de elementos finitos para conjuntar a todos los anteriores.*

Recomendaciones

Las recomendaciones que a continuación se presentan, se hacen considerando que la investigación aquí desarrollada requiere de su continuación, para lo cual, en lo que sigue se pretende dar indicios de opciones adicionales que permitan, ya sea abrir nuevas líneas de investigación o en su defecto, con base en lo desarrollado, continuar las líneas aquí trazadas.

- Continuar con la línea de investigación aquí establecida.
- Efectuar un análisis de la variación del contenido de agua con el tiempo en la zona de suelos gaseosos profundos, esto es, donde se tienen tendencias de su incremento con la profundidad, en forma tal de verificar si es un proceso estacionario o evolutivo y, en conjunto con el Instituto Geotécnico de Noruega (NGI), analizar la reducción de capacidad de carga de los pilotes con el tiempo, ya que a la fecha (agosto de 2008) dicho Instituto tiene en proceso un proyecto similar.
- Complementar el sistema SIGGE con la variación del contenido de agua en el Campo Cantarell, en forma tal de correlacionar ambos procesos y obtener así perfiles estratigráficos (puntuales o seccionados) más precisos,

considerando incluso discontinuidades por fallas geológicas, en los sitios de interés.

- Para el diseño de ductos apoyados sobre el estrato arcilloso del fondo marino, definir la posición de la frontera entre los subestratos de consistencia muy blanda y blanda, tal que permita definir la profundidad de hundimiento del ducto, así como definir la variación de la resistencia al corte con la veleta miniatura en ambos subestratos.
- En el diseño de estructuras (ductos o cualquier otra apoyada sobre el fondo marino) que se construyan en zonas con emanación de hidrocarburos, definir en forma especial (con estudios geotécnicos más precisos y detallados) las propiedades físicas y mecánicas de tales suelos gaseosos someros, considerando que en estos se tendrán resistencias menores y hundimientos mayores.
- En el diseño de plataformas piloteadas construidas sobre suelos gaseosos profundos, generar los modelos geométrico y de variación de propiedades índice y mecánicas de los suelos de apoyo, tal que permitan generar el modelo de elementos finitos en el programa Plaxis y así evaluar y simular su comportamiento por efecto de la emanación de hidrocarburos.
- En el anclaje de estructuras en aguas profundas, analizar la adecuación del modelo de elementos finitos aquí desarrollado, aplicándolo en la evaluación del comportamiento del suelo del fondo marino sometido al efecto de las anclas de sujeción de plataformas, así como, analizar y verificar la variación de las propiedades del estrato del fondo marino que permitan diseñar los ductos marinos en tales sitios.

Bibliografía

- Aguayo, J. E. y Marín, S. C., 1987, "Origen y evolución de los rasgos morfotectónicos postcretácicos de México", Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, Vol. 48, num. 2, pp. 15-39, México.
- Allen, D. W., Lammert, W. F., Hale, J. R. y Jacobsen, V., 1989, "Submarine Pipeline On-Bottom Stability", Recent AGA Research, *Proceedings Offshore Technology Conference*, OTC 6055, Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, USA.
- API, 2005, "Recommended Practice for Planning, Designing and Construction Fixed Offshore Platforms", American Petroleum Institute (1979).
- Auvinet, G. G., 1984, "Variabilidad de los depósitos de carbón, un enfoque estocástico", Reporte de estudio realizado para Minera Carbonífera de Río Escondido, Coahuila, México.
- Auvinet, G. G., 1986a, "Aplicación de la teoría de los conjuntos borrosos en Ingeniería Civil", Memoria de examen predoctoral, DEPFI, UNAM, México.
- Auvinet, G. G., 1994b, "Modélisation stochastique de la répartition spatiale des propriétés des sols et des ouvrages en terre*", *Actes des Journées Nationales sur les Applications des Statistiques et Probabilités en Analyse des Matériaux et des Ouvrages*, pp. 159-171, Cachan, France.
- Auvinet, G. G., 2001, "Probabilidad y Estadística", Apuntes, DEPFI, UNAM, México, DF.
- Auvinet, G. G., 2002a, "Confiabilidad y análisis de riesgos en geotecnia", Apuntes, DEPFI, UNAM, México, DF.
- Auvinet, G. G.; 2002b, "Incertidumbre en geotecnia"; Décimo sexta conferencia Nabor Carrillo; Sociedad Mexicana de Mecánica de Suelos; Guadalajara, Jal., México.
- Azzouz y Bacconnet, 1988, "Optimisation d'une campagne de reconnaissance par géostatistique", *Proceedings, Symposium on reliability-based Design in Civil Engineering*, Lausanne, Switzerland, Vol. 1, pp. 269-276, Switzerland.
- Barrera, M. B. y Garnica, P. A., 2002, "Introducción a la mecánica de suelos no saturados en vías terrestres", Secretaría de Comunicaciones y Transportes, IMT, Pub. Técnica 198, Sanfandila, Qro., México.
- Bea, R.G.; Jin, Z.; Valle, C.; Ramos, R.; 1998; "Evaluation of the reliability of platform pile foundations in the Bay of Campeche"; 17 th International Conference OMAE 98-1224.
- Been, K., 1980, "Stress-strain behaviour of a cohesive soil deposited under water", thesis of Doctor of Philosophy, University of Oxford, England.

- Been, K. y Sills, G. C., 1980, "Self weight consolidation of soft soils: an experimental and theoretical study", *Geotechnique* 30(4), 519-35.
- Benjamin, J.R., & Cornell, C.A.; 1970; "Probability, statistics and decision for civil engineers"; McGraw-Hill, USA
- Bennett, R.H., Bryant, W.R., Keller, G.H.; 1977; "Clay fabric and geotechnical properties of selected submarine sediment"; National Oceanic and Atmospheric Administration, U. S. Department of Commerce.
- Bouma, H. A., Sweet, W. E., Dunlap, W. A., Bryant, W. R., 1972, "Comparison of geological and engineering parameters of marine sediments", *Proceedings for the 4th OTC conference*, OTC-1514, USA
- Bourke P., 1998, "Generating noise with different power spectra laws", (on line). <http://local.wasp.uwa.edu.au/>. 18/10/2004.
- Bowles, J. E., 1984, "Physical and geotechnical properties of soils", McGraw-Hill, USA.
- Bradshaw, A. S., Silva, A. J., Bryant, W. R., 2000, "Stress-strain and strength behavior of marine clays from continental slope, Golf of Mexico", *Engineering Mechanics Divisions, ASCE (EMD 2000) Conference*, Mai 2000, Austin, Texas, USA.
- Butterlin, J., 1982, "Apuntes de Geología Histórica", Facultad de Ingeniería de la UNAM, México.
- Canavos, G., 1988, "Probabilidad y estadística, aplicaciones y métodos", McGraw-Hill, México.
- Carnahan, B., Luther, H. A. y Wilkes, J. O., 1969, "Applied Numerical Methods", John Wiley and Sons, INC, USA
- Chaney, R. C., Fang, H. Y., 1986, "Static and dynamic properties of marine sediments: A state of the art", *Marine Geotechnology and Near shore/Offshore Structures*. ASTM STP 923, Philadelphia, pp. 74-111, USA
- Cruz, D. R., Galván, E. G. y Núñez, J. F., 2000, "Aplicación del SIG en la generación de un sistema de información geotécnica para el diseño y evaluación de estructuras marinas", *XX Reunión Nacional de Mecánica de Suelos*, Tomo II, pag. 331, México.
- Cruz, D. R., Núñez, J. F., Barrera, P. N. y Koh, W. C., 2003, "Integration of field investigation to evaluate the degradation of the bearing capacity of platform foundations due to the gas presence", *Proceedings of OMAE03, 22nd International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, México.
- Dávalos, D., Medina, Z., Auvinet, G. G., 2001, "Sistema de apoyo al análisis geoestadístico (SAAG)", *Manual de usuario*, Instituto de Ingeniería, México.
- Deruiter, J.; 1977, "*Planning an offshore Soil Investigation*", Fugro-cesco B.V. Leidschendan, The Netherlands Petroleum Engineer.

- Deutsch, C. V. y Journel, A. G., 1992, "GSLIB, geostatistical software library and user's guide", Oxford University Press, Inc.
- Ditlevsen, O. y Madsen, H. O., 1996, "Structural reliability methods", John Wiley and sons.
- Dunlap, W. A., Bryant, W. R., Bennett, R., Richards, A. F., 1978, "Pore pressure measurements in underconsolidated sediments", OTC 3168, Houston, Tex., USA.
- Fenton, G.A., 1996, "Probabilistic methods in geotechnical engineering", Workshop presented at ASCE Uncertainty '96, Madison, Wisconsin, USA.
- Field, M.E. y Jennings, A.E., 1987, "Seafloor gas seeps triggered by a northern California earthquake", Marine Geology, Elsevier Science Publishers B. V., pp. 38-51.
- Fogli, 1980, "*L'approche de Monte Carlo dans les problèmes de sécurité*" Thèse de Docteur-Ingénieur, INSA de Lyon, France
- Fredlund, D. G. y Morgenstern, N. R., 1977, "Stress state variables for unsaturated soils", J. Geotech. Div. A.S.C.E., 103, GT5: 447-466.
- Galván, E. G.; 1985; "La geofísica marina aplicada a la instalación de plataformas y tuberías submarinas"; Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, Vol. XVII, núm. 4, pp. 83-98, México.
- Galván, E. G. y cols., 1990a, "Implementación de un Sistema de Información Geofísica y Geotécnica de la Sonda de Campeche (SIGGE)", Reporte del IMP a PEMEX, México.
- Galván, E. G., 1990b, "Implementación de un Sistema de Información Geofísica y Geotécnica de la Sonda de Campeche", XV Reunión Nacional de Mecánica de Suelos, México.
- Galván, E. G., 1994, "Estudio de las características de deformabilidad de la roca sal gema sujeta a esfuerzos desviadores variables y temperatura constante", Tesis de Maestría en mecánica de suelos, IPN, México.
- Galván, E. G., García, V., González, C. y Guzmán, M.; 1998, "Estudio de las fuentes, distribución y efectos de hidrocarburos por arribazones en las costas de los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche"; PEMEX, Reporte del Instituto Mexicano del Petróleo, México.
- Galván E. G., Cruz R. D. y Núñez J. F., 2000, "Sistema de Información Geofísica y Geotécnica del Campo Cantarell", PEMEX, Reporte final IMP, México.
- Galván, E. G. y Auvinet, G. G., 2004, "Caracterización geoestadística de la resistencia al corte en el suelo del fondo marino de la Sonda de Campeche", XXII Reunión Nacional de Mecánica de Suelos, Sociedad Mexicana de Mecánica de Suelos, A.C. Guadalajara, Jal., México.

- Galván, E. G. y Auvinet, G. G., 2006, "Caracterización geoestadística de la resistencia al corte en suelos del fondo marino de la Sonda de Campeche (continuación)", XXIII Reunión Nacional de Mecánica de Suelos, Sociedad Mexicana de Mecánica de Suelos, A.C. Tuxtla Gtz., Chis., México.
- Gardner, T. N. 1988, "The acoustic properties of gassy soil", thesis of Doctor of Philosophy, University of Oxford, England.
- Gibson, R. E., 1958, "The progress of consolidation in a clay layer increasing in thickness with time", *Geotechnique* 8, 171-82.
- Gershowitz, R., Liao, J., Harris, F. R., 1972, "Engineering properties of marine sediments Gulf of Paria, Trinidad, W. I.", *Proceedings for the 4th OTC conference, OTC-1650, USA*
- González, C. M.; 1997, "Análisis de la comunidad bentónica en una chapopotera del Golfo de México y sus relaciones con la presencia crónica de hidrocarburos del petróleo", Facultad de Ciencias, UNAM, México.
- González, C. M., Núñez, J. F., Cruz, D. R. y Cano, G. M., 2002, "Evaluación del volumen de hidrocarburos vertido por las emanaciones naturales en la Sonda de Campeche", Reporte a PEMEX - RMNE-GESIPA-IMP 001/2001, México.
- González, R. G. y Holguín, N. Q., 1992, "Las rocas generadoras de México", *Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros*, Vol. 42, Núm. 1, pp. 9-23, México.
- Goette, M., 1990, "Halotektonische deformation prozesse in sulfatgestein der Minas Viejas-Formation (Ober-Jura) in der Sierra Madre Oriental, Norost-Mexiko", *Dipl. Geol. Dissertation des Fachbereich Geowissenschaften und Geographie der Technischen Hochschule Darmstadt*, 270 p.
- Gutiérrez, M. G., 1984, "El método palinoestratigráfico aplicado a muestras superficiales mesozoicas de las secciones Pueblo Viejo y Jericó del Estado de Chiapas", Tesis profesional, Instituto Politécnico Nacional, ESIA (U. Ticomán), 170 p, México..
- Grajales, J. N.; 2000; "Chicxulub impact: The origin of reservoir and seal facies in the southeastern Mexico oil fields"; *Geology*, vol. 28, núm. 4, pp. 307-310.
- Guzmán, M. G. y Mello, M. R.; 1999, "Origin of oil in the surest basin, Mexico"; *AAPG Bulletin*, Vol. 83, No. 7, pp 1068-1095.
- Hampton, M. A., Lee, H. J. y Beard, R. M., 1982, « Geological interpretation of cone penetrometer tests in Norton Soud, Alaska", *Geo-Marine Letters*, Vol. 2, pp. 223-230, USA.
- Halliburton KBR, 2002, "Manual para el uso del software: Submarine Pipeline On-Bottom Stability", versión 2.00, American Gas Association, Pipeline Research Council International, Inc., USA.

- Hueckel, T., 1992, "On effective stress concepts and deformation in clays subjected to environmental loads", Discussion. Canadian Geotechnical Journal, 29, pp 1120-1125, Canada.
- Hvorslev, J., 1936, "Conditions for failure of remolded cohesive soils", Proc. 1st International Conference of Soil Mechanics and Foundation Engineering, Cambridge, Mass. USA.
- Juárez, E. B. y Rico, A. R., (2001), "Mecánica de suelos", Tomo 1, Ed. Limusa S. A., México.
- Juárez, C. M., 2002, "Aplicación de la geoestadística a la descripción estratigráfica del subsuelo del Valle de México", Tesis de maestría en la especialidad de geotecnia, IPN, Dir. Int. Cruz, A. A., Dir. Ext. Auvinet, G. G., Méx.
- Juárez, C. M. y Auvinet, G. G., 2000, "Caracterización geoestadística del subsuelo del Valle de México", XX Reunión Nacional de Mecánica de Suelos, Sociedad Mexicana de Mecánica de Suelos, A.C. Oaxaca, Volumen 2, pp. 387-396, México.
- Johnson, R., 1996, "Elementary statistics", Duxbury Press, USA
- Journel, A., Huijbrets, C. J., 1978, "Mining Geostatistics". Academic Press, New York, NY, USA.
- Keller, G. H., 1969, "Engineering properties of some sea floor deposits", Proceedings of the ASCE, vol. 95, No SM6, pp 1379-1392, USA
- Kennedy, J. B. y Neville, A. M., 1982, "Estadística para ciencias e ingeniería", segunda ed., Ed. Harla.
- Kennicutt, M. C. y Brooks, J. M., 1990, "Seepage of gaseous and liquid petroleum in the northern Gulf of Mexico", GCSSEPM Foundation Ninth Annual Research Conference Proceedings, pp. 309-310.
- Krige, D.G., 1962, "Statistical application in mine valuation", Journal Institute Mine Survey, South Africa.
- Lambe, T. W. y Whitman, R. V., 1991, "Mecánica de Suelos", Ed. Limusa, S. A. de C. V., México.
- Le Tirant, P., 1979, "Seabed reconnaissance and offshore soil mechanics", Gulf Publishing, C.
- Levi, E., 1987, "Elementos de mecánica del medio continuo", Ed. Limusa S. A. de C. V., México.
- Li, K., Lump, P., 1987, "Probabilistic design of slopes", Canadian Geotechnical Journal, No.24. pp. 520-535, Canada.
- López, D. V., 2007, "Control geoestadístico de calidad de compactación de obras térreas", Tesis de maestría, UAQ, Querétaro, México.

- López, R. E., 1979, "Geología de México", Tomo III, 2ª Edición, Ed. Escolar, IPN, México.
- Marín C. S. y Aguayo C. J. E., 1989, "Evolución geológica de la cuenca de México e importancia de sus rasgos estructurales". Volumen especial. Ecología urbana. Sociedad Mexicana de Historia Natural.
- Marsal, R. y Mazari, M., 1959, "El subsuelo de la ciudad de México", Facultad de Ingeniería, UNAM, México.
- Marmissolle-Daguerre, D., 1984, "Evaluación de formaciones en México", Schlumberger-PEMEX, Ed. l'Imprimerie moderne du Lion sn.
- Matheron, G., 1965, "Les variables généralisées et leur estimation", Masson et Cie, France.
- Mc Donald, I. R., Guinasso, Jr. N. L., Ackleson, S. G., Amos, J. F., Duckworth, R., Sassen R. y Brooks, M., 1993, "Natural Oil Slicks in the Gulf of Mexico Visible from Space", Jr. Of Geophysical Research., vol. 98 No. C9, pp. 16351-16354.
- Melo A. H.; 1998; "Simulación numérica del diapiro EK-Balam en la Sonda de Campeche-Golfo de México un modelo experimental de la Tectónica Salina"; Tesis de maestría, ESIA (Ticomán), IPN, México.
- Mood, A. y Graybill, G., 1963, "Introduction to the theory of statistics", McGraw-Hill, USA.
- Nageswaran, S., 1983, "Effect of the gas bubbles on the sea bed behavior", thesis of Doctor of Philosophy, University of Oxford, England.
- Núñez, J. F., Cruz, D. R., Cervantes, J. M., Alvarado, J. G., 2000a, "GEOESTRAT: Programa para realizar cortes y sondeos estratigráficos de un volumen de terreno definido en 3D por superficies reticulares apiladas", Reporte del Instituto Mexicano del Petróleo, México.
- Núñez, J. F., Galván, E. G., Cruz, D. R., 2000b, "Construcción de un modelo 3D de la estratigrafía del terreno utilizando geoestadística", XX Reunión Nacional de Mecánica de Suelos, Tomo II, Pág. 407, México.
- Núñez, J. F., 2001, "Introducción a la geoestadística", Notas de curso interno en el IMP, México.
- Olson, R. G., 1953, "Approximate solution of the progress of consolidation in a sediment ", Proc. 3rd Int. Conf. Soil Mech. Foundat. Engng. Zurich., Vol. 1, 38-42. Germany.
- Papoulis, A., 1984, "Probability, random variables and stochastic processes", McGraw-Hill, USA.
- PEMEX, 1986, "Geotecnia marina en la Sonda de Campeche", Publicación PEMEX, México.
- Poulos, H.G., 1988, "*Marine geotechnics*", Unwin Hyman Ltd, London.

- Prakash, S., Puri, V. K., 1997, "Static and dynamic properties of marine soils", Proceedings of the 7th International Offshore and Polar Engineering Conference, pp. 610-616, USA
- Randall, R. G., 1980, "High- Resolution Seismic Profiling for Marine Soils Investigations", Simposio Internacional de Mecánica de suelos, Vol. 1, SMMS, México.
- Rethati, L., 1985, "Probabilistic solutions in geotechnics", Developments in geotechnical engineering, Vol 46, Elsevier, New York, USA.
- Rico, A. y Del Castillo, H., 1981, "La ingeniería de suelos en las vías terrestres", Vol. 2, Cáp. 17, Control de calidad, Limusa, México.
- Rodriguez, J. R., 2001, "Uso de inclusiones rígidas para el control de asentamientos en suelos blandos", Tesis de maestría en mecánica de suelos, UNAM, México.
- Rueda, J. G., 1972, "La edad de los lechos rojos del núcleo 13 del Pozo Soledad 101, zona de Poza Rica, Ver. México", Sociedad Botánica de México, Congreso Latinoamericano de Botánica 1, Resúmenes, p 9-10., México.
- Rueda, J. G., 1976, "El estudio de los constituyentes orgánicos e inorgánicos de las formaciones jurásicas Huayacocotla y Rosario del este de México y sus relaciones con la tectónica, generación y entrapamiento de hidrocarburos", UNAM, Instituto de Geología, Congreso Latinoamericano de Geología, 3, Acapulco, Gro., México.
- Rueda, J. G., 1998, "El origen del Golfo de México y de sus subcuencas petroleras mexicanas, con base en la palinoestratigrafía de lechos rojos"; Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, Vol. 15, núm. 1, pp. 78-86, México.
- Rueda, J. G. y Dueñas, M. A., 1990, "La palinoestratigrafía de la secuencia cortada por el pozo Xicalango 101 es básica para el conocimiento de la evolución del Golfo de México"; Instituto Nacional de Antropología e Historia, Investigaciones recientes en paleobotánica y palinología, Cuaderno de Trabajo, núm. 42, pp. 11-51.
- Salmerón, T. P., 1980, "Exploración geofísica del fondo marino", Simposio internacional de mecánica de suelos marinos, Vol. 1, SMMS, México.
- Sanchez-Moreno, J., 2005, "Proposal of methodology for reliability-based design criterion suction piles foundation for TLP", PhD Thesis, COPPE-UFRJ, Brazil (in Portuguese).
- Sánchez-Moreno, J., Castro, E. P., Bruno, G. E., 2006, "Suction piles in clay: reliability assessment of deepwaters", Proceedings of OMAE2006, 25th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering, Hamburg, Germany.

- Sangrey, D. A., 1977, "Marine geotechnology- state of the art", *Mar. Geotech.* 2. pp 45-80.
- Schiffman, R. L. y Pane, V., 1984, "Non-linear finite strain consolidation of soft marine sediments", *Seabed mechanics*, B. Denness (ed.), Ch. 17, Graham & Trotman, London.
- Shepherd, L. E., Bryant, W. R. y Dunlap, W. A., 1978, "Consolidation characteristics and excess pore water pressures of Mississippi Delta sediments", *Proc. 10th Annual OTC*, Houston, Paper OTC 3167, 1037-47, USA.
- Shinozuka, M., Zhang, R., 1996, "Equivalence between kriging and conditional probability methods for conditional simulation", *Journal of Engineering Mechanics*, Vol. 122, No 6, June, ASCE, pp. 530-538, USA.
- Sills, G. C., y Wheeler, S J., 1992, "The significance of gas offshore operations", *Continental Shelf Research*, Vol. 12 No. 10 pp 1239-1250, Great Britain.
- Silva, A. J. y Jordan, S. A., 1984, "Consolidation properties and stress history of some deep sea sediments", *Seabed mechanics*, B. Denness (ed.), Ch. 3, Graham & Trotman, London.
- Soulié, M., Favre, M., Konrad, J.M., 1983, "Analyse géostatistique d'un noyau de barrage tel que construit", *Canadian Geotechnical Journal*, Vol. 20, pp 453-467, Canada.
- Tuncan, A, Pamukcu, S, 1992, "Geotechnical properties of petroleum and sludge contaminated marine sediments", *2nd Offshore & Polar Eng Int Conf*, pp 388-397.
- Valdez, P. L., 2002, "Análisis geoestadístico de la estratigrafía del subsuelo marino en un área de la Sonda de Campeche", Tesis de maestría en ingeniería (Mecánica de Suelos), DEPMI, UNAM, México, 115 pp. (Dir. G. Auvinet).
- Valdez, P. L., Auvinet, G. G., y Galván, E. G., 2002, "Interpretación geoestadística de la estratigrafía del subsuelo marino", Memoria, XXI Reunión Nacional de Mecánica de Suelos, SMMS, Querétaro, México.
- Valencia, J. I., Jacobo, J. A., 2001, "Investigación sobre emanaciones naturales y antropogénicas de las actividades costa fuera de Petróleos Mexicanos", Reporte del Instituto Mexicano del Petróleo, México.
- Vanmarcke, E. H., 1977, "Probabilistic modeling of soil profile", *Journal of Geotechnical Engineering Division*, ASCE, Vol. 103, No.11, pp. 1227-1246.
- Vanmarcke, E. H., 1983, "Random fields: analysis and synthesis", MIT Press, Cambridge Ma, USA.

- Vijayvergiya, V. N. y Krause, E.R. 1975, "*Offshore site investigation methods*", Proceedings of the Fifth Panamerican Conference on soil mechanics and foundation engineering, Buenos Aires, Argentina.
- Villanueva, S., 1986, "Geología de la Sonda de Campeche", La geotecnia en las costas y el mar, Sociedad Mexicana de Mecánica de Suelos, México.
- Wheeler, S. J., 1986, "Stress-strain behaviour of soils containing gas bubbles", thesis of Doctor of Philosophy, University of Oxford, England.
- Wheeler, S. J. 1988a, "A conceptual model for soils containing large gas bubbles", *Geotechnique*, 38, 389-397.
- Wheeler, S. J. 1988b, "The undrained shear strength of soils containing large gas bubbles", *Geotechnique*, 38, 399-413.
- Whelan, T., Ishmael, J. T. y Raincy, G. B., 1978, "Gas-sediment interactions in Mississippi Delta sediments", Proc. 11th OTC, Houston, Paper OTC 3166, 1029-36, USA.
- Wu, T., Potter, J., Kjeksted, O., 1986, "Probabilistic analysis of offshore site exploration", *Journal of Geotechnical Engineering*, ASCE, Vol. 112, No.11, pp. 981-1000, USA.
- Wu, T., Tang, W., Sangrey, D., Baecher, G., 1987, "Reliability of offshore foundation- State of Art", *Journal of Geotechnical Engineering*, Vol. 115, No.2, pp. 157-176, ASCE, USA.
- Yang, N., Barbour, S.L.; 1992, "The impact of soil structure and confining stress on the hydraulic conductivity of clays in brine environments".
- Zadeh, L. A., 1965, "Fuzzy sets, information and control", Vol. 8, pp. 338-353.
- Zárate, C. O., 1980, "La mecánica de suelos marinos y las plataformas metálicas piloteadas", *Revista IMP*, Vol. XII, No. 4, pp. 80-109, México.
- Zienkiewics, O. C.; 1980, "El método de los elementos finitos"; Reverté, Oñate, E. O.; Barcelona, España

Anexo A: Conceptos de geoestadística

A continuación se hace una breve descripción sobre los principios básicos teóricos en que se apoyan los Métodos Geoestadísticos.

Parte elemental de la teoría presentada, se apoya en el conocimiento y dominio de *la probabilidad y la estadística*. La probabilidad porque proporciona las bases para el análisis de experimentos que *a priori* pueden tener varios resultados, esto dentro de un *espacio muestral o universo* dado (Auvinet, 2002a y b). La estadística porque proporciona las bases para deducir conclusiones a partir de muestras afectadas por variaciones aleatorias o incertidumbres, esto mediante la representación gráfica de resultados del experimento, el diseño de éste, la sistematización de muestreo de datos y la adquisición, análisis e interpretación de información y resultados.

Un requerimiento básico para aplicar la estadística es la necesidad de contar con datos para *inferir* o *deducir* el comportamiento de un fenómeno. Es posible inferir si se cuenta con poca información y deducir si ésta es suficiente.

En el caso de la geotecnia, se sabe que los datos recabados para caracterizar las propiedades del medio son siempre escasos, por lo que siempre se tendrá la inquietud por incrementar tal cantidad y si no, por lo menos por ética, interpretar lo mejor posible los datos disponibles.

Esta limitante, que es muy común, generalmente incrementa la incertidumbre en la obtención de los parámetros geotécnicos, pero ésta puede ser evaluada e incluida en el análisis recurriendo a la *teoría de la probabilidad* a través de la geoestadística.

a. Conceptos de probabilidad

a1. *Definiciones*

Para evaluar una probabilidad se debe definir inicialmente un *experimento* (**E**) el cual, *a priori*, puede tener varios resultados y cuyo conjunto (**S**) define lo que se conoce como *espacio muestral o universo*. Un *evento* (**A**) es un subconjunto del espacio muestral y éste ocurre cuando un resultado (**a_i**) del experimento es un elemento del evento (**A**), lo que a su vez hace al espacio **S** un conjunto seguro de ocurrir. El número de eventos que es posible definir en un universo de *n* elementos es 2^n , incluyendo el evento vacío (ϕ) o imposible (Auvinet, 2001), esto es imposible de ocurrir.

Así, el concepto de probabilidad tiene su origen en la *frecuencia relativa* (Von Mises) de ocurrencia de un evento como resultado de repetir *n* veces el mismo experimento (Auvinet, 2002) y ésta puede tomar valores entre “0” y “1”.

Matemáticamente, la probabilidad se puede definir como una función asociada a un evento **A** cuyo dominio es el espacio muestral **S** y contradominio los valores numéricos de cada evento **A** entre cero y uno (0 a 1), pero también se puede considerar como el límite de la función de m/n , donde *m* es el número de veces que ocurre el evento **A** en *n* experimentos y que tiende a hacerse infinitamente grande, dicha función axiomáticamente está definida de la siguiente forma:

$$a. P[\mathbf{A}] \geq 0 \quad \text{A.1}$$

$$b. P[\mathbf{S}] = 1 \quad \text{A.2}$$

c. Sean los eventos A y B , tales que $A \cap B = \phi$ (mutuamente excluyentes), se tendrá que: $P[A \cup B] = P[A] + P[B]$ A.3

d. Sean los eventos A_i (para $i=1, \dots, n$) mutuamente excluyentes, entonces se tendrá que: $P(A_1 \cup \dots \cup A_n \cup \dots) = P(A_1) + \dots + P(A_n) + \dots$ A.4

Este último axioma (d) es necesario agregarlo únicamente cuando se analiza un número infinito de eventos (Auvinet, 2001).

➤ *Probabilidad condicional*

Un concepto muy importante dentro de la teoría de la probabilidad, es la evaluación de la probabilidad de ocurrencia de un evento condicionada a la ocurrencia de otros pertenecientes al mismo espacio muestral. Este es el caso de considerar un experimento E con espacio de resultados S y un evento particular $B \in S$ con probabilidad de ocurrencia diferente de cero. Si se desea evaluar la probabilidad de ocurrencia de un evento A que no es mutuamente excluyente con B , una vez que se sabe que B ya ocurrió, se evalúa la *probabilidad condicional* de A una vez que ha ocurrido B , y se define como:

$$P[A|B] = \frac{P[A \cap B]}{P[B]} \quad A.5$$

Como se puede demostrar, esta definición es compatible con la interpretación clásica y frecuencial de la probabilidad.

Adicionalmente se definen dos eventos A y B como *estocásticamente independientes* si se cumple que:

$$P[A|B] = P[A] \quad A.6$$

Condición que se cumple siempre que $P[A \cap B] = P[A]P[B]$

➤ *Probabilidad total*

Si se considera una partición exhaustiva del espacio muestral en n eventos mutuamente exclusivos: A_1, \dots, A_n , es posible establecer el teorema de la probabilidad total para cualquier otro evento B a través de la siguiente ecuación (Auvinet, 2002):

$$P[B] = \sum_{i=1}^n P[B \cap A_i] = \sum_{i=1}^n P[B|A_i]P[A_i] \quad A.7$$

➤ *Teorema de Bayes*

Este Teorema permite evaluar la probabilidad de ocurrencia de un evento particular de S (A_k), donde $\sum_{i=1}^n A_i = S$, una vez que se conoce la probabilidad de ocurrencia de otro evento B , tal que $B \subset S$.

Para evaluar la probabilidad de ocurrencia de un evento del espacio muestral S con n eventos A_1, A_2, \dots, A_n *colectivamente exhaustivos* cuando se considera un evento

particular \mathbf{B} , es posible determinar la probabilidad de ocurrencia de \mathbf{A}_k una vez que ya ocurrió \mathbf{B} si se utiliza la siguiente expresión:

$$P[A_k|B] = \frac{P[B|A_k]P[A_k]}{\sum_{i=1}^n P[B|A_i]P[A_i]} = \frac{P[B \cap A_k]}{P[B]} \quad \text{A.8}$$

Donde $P[A_i]$ es la probabilidad *a priori* de la ocurrencia del evento B y $P[A_i|B]$ es la probabilidad a posteriori de la ocurrencia del evento A_i .

a.2. Variables aleatorias

Las variables aleatorias son valores numéricos asociados a los resultados de un experimento. Una variable aleatoria es una función que representa el comportamiento de los resultados obtenidos de la realización del experimento ε .

Esta función, definida por $V(\varepsilon)$ o simplemente V , asocia los resultados del experimento (V_i) a elementos del conjunto de los enteros (variables aleatorias discretas) o, al conjunto de los reales (variables aleatorias discretas o continuas) o bien, al conjunto de los complejos (variables aleatorias complejas), según sea el dominio de los resultados del experimento.

En el caso de los resultados obtenidos en una campaña de exploración geotécnica, el dominio de los resultados se asocia comúnmente a los números reales, por lo que se utilizan variables aleatorias continuas. Sin embargo, aún en los casos en que el dominio de análisis resulte discreto, será conveniente considerarlo como continuo para facilitar la evaluación de los parámetros estadísticos. Los valores numéricos reales que puede tomar una variable aleatoria se representan mediante letras minúsculas como: v

a.3. Distribuciones discretas de probabilidad (Auvinet, 2002)

En el caso de una variable discreta y de acuerdo con los axiomas presentados al inicio, se tiene:

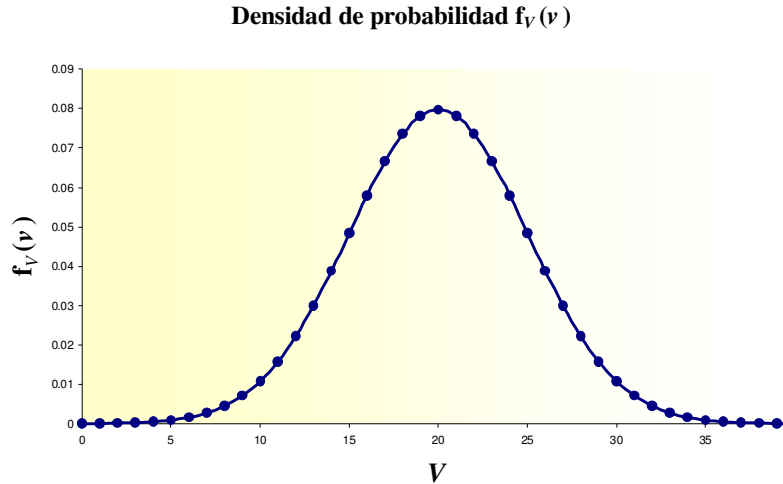
1. $P[V = v] = p_v(v) \geq 0$
2. $\sum_v P[V = v] = 1$, siendo la suma con respecto a todos los valores posibles de v .

La forma en la que ocurren una serie de resultados v correspondientes a una variable aleatoria V , estos pueden modelarse a través de una *función de densidad de probabilidad* $f_V(v)$ (Figura A.1) tal que:

$$\text{a. } f_V(v) \geq 0 \text{ para toda } v \text{ en el dominio de } V \quad \text{A.9}$$

$$\text{b. } \int_{-\infty}^{\infty} f_V(v) \cdot dv = 1 \quad \text{A.10}$$

$$c. P[a \leq V \leq b] = \int_a^b f_V(v) \cdot dv \quad \text{A.11}$$



*Figura A.1 Función de densidad de probabilidad de la variable aleatoria V
Comportamiento "normal".*

La *esperanza matemática* de una variable aleatoria V continua se define como:

$$E\{V\} = \int_{-\infty}^{+\infty} v \cdot f_V(v) \cdot dv = \mu_V \quad \text{A.12}$$

donde μ_V es la *media de la población* a la que representa.

La dispersión de los valores posibles de la variable aleatoria V , se describe mediante la *varianza*:

$$Var[V] = \int_{-\infty}^{+\infty} (v - \mu_V)^2 \cdot f_V(v) \cdot dv = \sigma_V^2 \quad \text{A.13}$$

o mediante la *desviación estándar*:

$$\sigma_V = \sqrt{Var[V]} \quad \text{A.14}$$

La dispersión de una variable aleatoria V , respecto a su valor medio, se evalúa por su *coeficiente de variación*, el cual se define como:

$$CV_V = \frac{\sigma_V}{\mu_V} \quad \text{A.15}$$

y que es una medida útil cuando se comparan los resultados de un mismo experimento.

El comportamiento aleatorio de dos variables V_1 y V_2 , se puede modelar a través de su *función de densidad de probabilidad conjunta* $f_{V_1 V_2}(v_1, v_2)$. Con la densidad de probabilidad conjunta (Figura A.2) es posible evaluar la probabilidad de que ocurra un segmento del dominio de V_1 y V_2 como¹:

$$P[a_1 \leq V_1 \leq a_2, b_1 \leq V_2 \leq b_2] = \int_{b_1}^{b_2} \int_{a_1}^{a_2} f_{V_1 V_2}(v_1, v_2) \cdot dv_1 dv_2 \quad \text{A.16}$$

Función de densidad de probabilidad $f_{V_1 V_2}(v_1, v_2)$

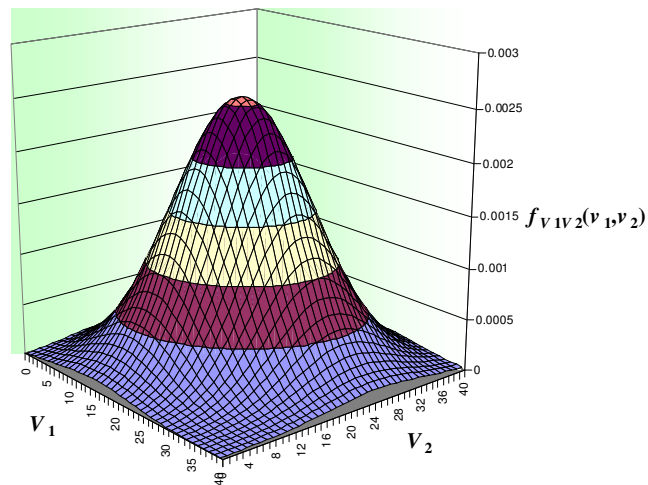


Figura A.2 Densidad de probabilidad conjunta entre V_1 y V_2 . Modelo “normal”.

El grado de “dependencia lineal” que existe entre dos variables o *covarianza*, puede ser evaluado una vez que se conoce la densidad de probabilidad conjunta de V_1 y V_2 como:

$$\text{Cov}[V_1, V_2] = \int_{b_1}^{b_2} \int_{a_1}^{a_2} (v_1 - \mu_{V_1})(v_2 - \mu_{V_2}) \cdot f_{V_1 V_2}(v_1, v_2) \cdot dv_1 dv_2 \quad \text{A.17}$$

Cuando se normaliza la covarianza con respecto a los valores de la desviación estándar de cada variable se obtiene el *coeficiente de correlación entre las dos variables*:

$$\rho_V[V_1, V_2] = \frac{\text{Cov}[V_1, V_2]}{\sigma_{V_1} \sigma_{V_2}} \quad \text{A.18}$$

que resulta un parámetro acotado entre -1 y 1 , y que expresa también la dependencia lineal entre las dos variables.

¹ En este caso el dominio de integración es de forma rectangular.

a.4. *Distribuciones continuas de probabilidad* (Auvinet, 2002)

Muchas variables aleatorias toman sus valores en intervalos continuos. Es por ello que se define a la variable aleatoria V como *continua* si puede tomar un número infinito de valores asociados con intervalos de números reales y hay una función, $f_V(v)$, llamada *densidad de probabilidad*, tal que:

$$1. f_V(v) \geq 0 \text{ para toda } v$$

$$2. \int_{-\infty}^{\infty} f_V(v) dv = 1$$

$$3. P[a \leq V \leq b] = \int_a^b f_V(v) dv$$

Nótese que, para una variable aleatoria continua V :

$$P[V = a] = \int_a^a f_V(v) dv = 0 \quad \text{A.19}$$

para cualquier valor específico de a . No debe preocupar el hecho de que se deba asignar probabilidad cero a cualquier valor específico a ya que hay un número infinito de valores posibles que puede asumir V . La probabilidad cero asociada a un evento no lo elimina como posible, sino sólo dice que la probabilidad de ocurrencia de ese valor exacto es despreciable.

La función de distribución de una variable aleatoria continua V se define como:

$$F_V(v) = P[V \leq v] \quad \text{A.20}$$

$$P[V \leq v] = \int_{-\infty}^v f_V(u) du \quad \text{A.21}$$

Nótese que la derivada de la función de distribución es: $F'_V(v) = f_V(v)$.

Como en el caso discreto, en el caso continuo con frecuencia se desea resumir la información contenida en una función de densidad de probabilidad por medio del valor esperado de la variable aleatoria y otras funciones de la misma.

El *valor esperado* de una variable aleatoria continua, V , que tiene una densidad de probabilidad $f_V(v)$ está dado por:

$$E\{V\} = \int_{-\infty}^{\infty} v f_V(v) dv \quad \text{A.22}$$

si V es una variable aleatoria continua cuya densidad de probabilidad es $f_V(v)$ y si $g(V)$ es cualquier función de esta variable aleatoria, entonces:

$$E\{g(V)\} = \int_{-\infty}^{\infty} g(v) f_V(v) dv \quad \text{A.23}$$

Las definiciones de *varianza*, *desviación estándar* y *coeficiente de variación* dadas en el caso discreto son válidas también en el caso continuo.

a.5 Distribuciones multivariadas de probabilidad (Auvinet, 2002)

Se pueden definir diversas variables aleatorias en el mismo espacio muestral. Por ejemplo, en el caso de las propiedades elásticas de un suelo, es posible considerar dos de ellas: el módulo de deformabilidad, E , y la relación de Poisson, ν . En este caso, es necesario definir una distribución de probabilidad bivariada.

Si V_1 y V_2 son dos variables aleatorias discretas. La *distribución de probabilidad conjunta* de V_1 y V_2 es:

$$p_{V_1V_2}(v_1, v_2) = P[V_1 = v_1, V_2 = v_2] \quad \text{A.24}$$

definida para los números reales v_1 y v_2 .

Las distribuciones de probabilidad *marginales* de V_1 y V_2 , respectivamente, están representadas por:

$$p_{V_1}(v_1) = \sum_{v_2} p_{V_1V_2}(v_1, v_2) \quad \text{A.25}$$

$$p_{V_2}(v_2) = \sum_{v_1} p_{V_1V_2}(v_1, v_2) \quad \text{A.26}$$

Las probabilidades asociadas a dos variables aleatorias continuas V_1 y V_2 se pueden describir mediante una densidad bivariada, $f_{V_1V_2}(v_1, v_2)$, que forma una superficie de probabilidad, en tres dimensiones (Figura A.3).

La probabilidad de que V_1 y V_2 queden simultáneamente en determinados intervalos es entonces:

$$P[a_1 \leq V_1 \leq a_2; b_1 \leq V_2 \leq b_2] = \int_{b_1}^{b_2} \int_{a_1}^{a_2} f_{V_1V_2}(v_1, v_2) dv_1 dv_2 \quad \text{A.27}$$

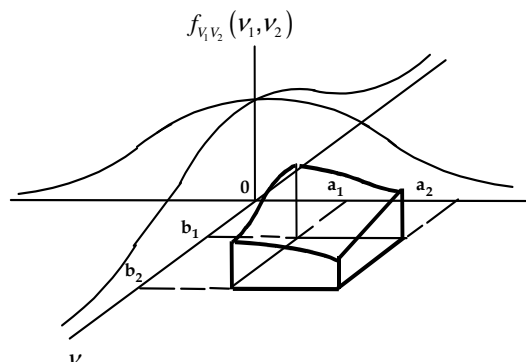


Figura A.3 Densidad de probabilidad conjunta de dos variables aleatorias.

Obsérvese que la integral anterior simplemente es el volumen bajo la superficie de la Figura A.3.

Así como se calcularon las probabilidades univariadas, o marginales para variables discretas, se puede determinar la función de densidad univariada para V_1 en el caso continuo, si se integra sobre los valores de V_2 . La densidad marginal de V_1 , $f_{V_1}(v_1)$, está dada por:

$$f_{V_1}(v_1) = \int_{-\infty}^{+\infty} f_{V_1V_2}(v_1, v_2) dv_2 \quad \text{A.28}$$

Igualmente, la densidad marginal de V_2 , $f_{V_2}(v_2)$, está representada por:

$$f_{V_2}(v_2) = \int_{-\infty}^{+\infty} f_{V_1V_2}(v_1, v_2) dv_1 \quad \text{A.29}$$

Se dice que dos variables aleatorias son independientes sí:

$$p_{V_1V_2}(v_1, v_2) = p_{V_1}(v_1)p_{V_2}(v_2) \quad \text{A.30}$$

para todos los números reales v_1 y v_2 . Una idea semejante se aplica al caso de variables aleatorias continuas:

$$f_{V_1V_2}(v_1, v_2) = f_{V_1}(v_1)f_{V_2}(v_2) \quad \text{A.31}$$

para cualesquier números reales v_1 y v_2 .

Si $g(V_1, V_2)$ es cualquier función real de las variables discretas V_1 y V_2 , entonces:

$$E\{g(V_1, V_2)\} = \sum_{v_1} \sum_{v_2} g(v_1, v_2) p_{V_1V_2}(v_1, v_2) \quad \text{A.32}$$

Si V_1 y V_2 son variables aleatorias continuas con densidad de probabilidad $f_{V_1V_2}(v_1, v_2)$, entonces:

$$E\{g(V_1, V_2)\} = \int \int g(v_1, v_2) f_{V_1V_2}(v_1, v_2) dv_1 dv_2 \quad \text{A.33}$$

Si V_1 y V_2 son independientes, se muestra fácilmente que:

$$E\{g(V_1)h(V_2)\} = E\{g(V_1)\}E\{h(V_2)\} \quad \text{A.34}$$

Una función de gran interés en problemas probabilistas y estadísticos es la *covarianza*. La *covarianza* entre dos variables aleatorias V_1 y V_2 se define como:

$$\text{Cov}[V_1, V_2] = E\{(V_1 - \mu_{V_1})(V_2 - \mu_{V_2})\} \quad \text{A.35}$$

donde $\mu_{V_1} = E\{V_1\}$ y $\mu_{V_2} = E\{V_2\}$.

Otro modo de calcular la covarianza es el siguiente:

$$Cov[V_1, V_2] = E\{V_1 V_2\} - \mu_{V_1} \mu_{V_2} \quad A.36$$

La covarianza representa el grado de dependencia lineal que existe entre las dos variables. Es difícil utilizar la covarianza como una medida absoluta de esta dependencia porque su valor depende de la escala de medición y por consiguiente es difícil determinar si una covarianza en particular es grande o pequeña a simple vista. Se puede eliminar este problema al estandarizar su valor, utilizando el *coeficiente de correlación lineal*:

$$\rho = \frac{Cov[V_1, V_2]}{\sigma_{V_1} \sigma_{V_2}} \quad A.37$$

donde σ_{V_1} y σ_{V_2} son las desviaciones estándar de V_1 y V_2 , respectivamente. Puede demostrarse que el coeficiente de correlación ρ satisface las desigualdades $-1 \leq \rho \leq +1$. Un valor de -1 ó $+1$ implica una correlación perfecta, con todos los puntos de cualquier muestra alineándose sobre una recta. El valor de $\rho = 0$ implica una covarianza igual a cero y ninguna correlación.

Si V_1 y V_2 son dos variables aleatorias independientes:

$$Cov[V_1, V_2] = 0 \quad A.38$$

Un coeficiente de correlación positivo indica que V_2 tiende a crecer cuando V_1 crece. Un coeficiente de correlación negativo implica que V_2 tiende a decrecer cuando V_1 crece.

a.6. Distribuciones y densidades comunes de probabilidad (Auvinet, 2002)

En ingeniería, las distribuciones y densidades de probabilidad más comúnmente usadas son respectivamente las que se presentan en las Tablas A.1 y A.2.

Tabla A.1 Distribuciones de probabilidad de variables discretas

Nombre y $p_V(v)$	Ejemplo de variable aleatoria con la distribución indicada
BERNOULLI $p^v (1-p)^{1-v}$; $v = 0, 1$	Resultado de un experimento de Bernoulli con dos posibles resultados: éxito o falla y probabilidad de éxito p .
BINOMIAL $\binom{n}{x} p^v (1-p)^{n-v}$; $v = 0, 1, \dots, n$	Número de éxitos en n experimentos independientes de Bernoulli con probabilidad de éxito p en cada experimento.
GEOMÉTRICA (1) $p(1-p)^{v-1}$; $v = 1, 2, \dots$	Número de intentos necesarios para obtener el primer éxito en una secuencia de experimentos independientes de Bernoulli.
GEOMÉTRICA (2)	Número de éxitos antes de obtener la primera falla en una secuencia de experimentos

$p^v (1-p) ; v = 0,1,2,\dots$	independientes de Bernoulli.
BINOMIAL NEGATIVA (1) $\binom{v-1}{r-1} p^r (1-p)^{v-r} ; v=r,r+1,\dots$	Número de intentos para obtener r éxitos en una secuencia de experimentos independientes de Bernoulli.
BINOMIAL NEGATIVA (2) $\binom{v+r-1}{v} p^v (1-p)^r ; v = 0,1,\dots$	Número de fallas antes de obtener r éxitos en una secuencia de experimentos independientes de Bernoulli.
POISSON $e^{-\lambda} \frac{\lambda^v}{v!} ; v = 0,1,\dots$	Número de eventos de un determinado tipo en un periodo de tiempo unitario cuando dichos eventos se presentan en forma aleatoria a una tasa media de λ por unidad de tiempo.
HIPERGEOMÉTRICA $\frac{\binom{a}{v} \binom{N-a}{n-v}}{\binom{N}{n}} ; \max(0, n-a) \leq v \leq \min(n, a)$	Número de elementos defectuosos en una muestra de tamaño n obtenida de una población de N elementos entre los cuales se encuentran a elementos defectuosos.

Tabla A.2 Densidades de probabilidad de variables continuas

Nombre y $f_v(v)$	Ejemplo de variable aleatoria con la densidad indicada
UNIFORME $\begin{cases} 1/(b-a), a < v < b \\ 0 \text{ for other values of } v / \text{ para otros valores de } v \end{cases}$	Una variable igual a la función de distribución de una segunda variable con densidad de probabilidad cualquiera (en el intervalo $\{0,1\}$).
NORMAL (Gauss) $\frac{1}{\sigma_v \sqrt{2\pi}} \exp \left[-\frac{1}{2} \left(\frac{v - \mu_v}{\sigma_v} \right)^2 \right]$	Suma de un número grande de variables aleatorias independientes con densidades de probabilidad idénticas.
EXPONENCIAL $\begin{cases} \lambda e^{-\lambda v}, v > 0 \\ 0 \text{ for other values of } v / \text{ para otros valores de } v \end{cases}$	El tiempo requerido para observar el primer evento en un proceso de Poisson a partir de un tiempo arbitrario.
GAMMA $\begin{cases} \frac{\lambda}{\Gamma(k)} (\lambda v)^{k-1} e^{-\lambda v}, v > 0 \\ 0 \text{ for other values of } v / \text{ para otros valores de } v \end{cases}$ $\text{donde } \Gamma(k) = \int_0^{+\infty} e^{-u} u^{k-1} du$	El tiempo requerido para observar la ocurrencia de k eventos en un proceso de Poisson a partir de un tiempo arbitrario.

<p style="text-align: center;">LOG NORMAL</p> $\left\{ \begin{array}{l} \frac{1}{x\sigma_v\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln v - \mu_v}{\sigma_v}\right)^2\right], v > 0 \\ 0 \text{ for other values of } v / \text{ para otros valores de } v \end{array} \right.$	Variable positiva cuyo logaritmo tiene densidad normal
<p style="text-align: center;">BETA</p> $\left\{ \begin{array}{l} \frac{1}{B(b-a)^{r-1}(v-a)^{r-1}(b-v)^{t-r-1}} \\ \text{where: } B = \frac{\Gamma(r)\Gamma(t-r)}{\Gamma(t)}, \text{ for: } a < v < b \\ \text{donde: } B = \frac{\Gamma(r)\Gamma(t-r)}{\Gamma(t)}, \text{ para: } a < v < b \\ 0 \text{ for other values of } v / \text{ para otros valores de } v \end{array} \right.$	Si se tiene una muestra V_1, V_2, \dots, V_n de una densidad $f_v(v)$ cualquiera, clasificada por orden de magnitud creciente, la variable W_{rs} igual al área debajo de $f_v(v)$, delimitada por V_r y V_s tiene una densidad BETA en el intervalo (0,1)
<p style="text-align: center;">$\chi^2(n)$</p> $\left\{ \begin{array}{l} \frac{1}{2} \frac{(v/2)^{n/2-1} e^{-v/2}}{\Gamma(n/2)}, v > 0 \\ 0 \text{ for other values of } v / \text{ para otros valores de } v \end{array} \right.$	Suma de los cuadrados de n variables independientes con densidad de probabilidad normal estándar N(0,1)
<p style="text-align: center;">χ</p>	Raíz cuadrada de la variable anterior
<p style="text-align: center;">"t" Student</p>	Cociente $\frac{X}{Y/\sqrt{n}}$ donde X tiene una densidad N(0,1) e Y tiene densidad (con n grados de libertad
<p style="text-align: center;">"F"</p>	Cociente $\frac{X}{Y}$ EMBED Equation.3 $\frac{X}{Y}$ donde X tiene una densidad χ^2 con m grados de libertad, e Y tiene densidad χ^2 con n grados de libertad

b. Campos alatorios

Adicionalmente es necesario considerar la dependencia espacial que guardan unos datos respecto a otros. La teoría de los campos aleatorios toma en cuenta este requerimiento, ya que permite obtener modelos que estimen la esperanza de las propiedades de un medio, e incluso que las simulen en una, dos y tres dimensiones.

b.1 Definiciones

Sea $V(X)$ una variable aleatoria geotécnica de interés de tipo físico (i.e. contenido de agua), mecánico (i.e. resistencia al corte) o geométrico (i.e. profundidad de algún estrato) definida en los puntos X del dominio estudiado R^p ($p = 1, 2, \text{ ó } 3$). En cada punto del dominio, esta variable puede considerarse como aleatoria debido al desconocimiento que se tiene de su valor. El conjunto de estas variables aleatorias constituye un campo aleatorio.

Se entiende por *realización* (potencial) del campo aleatorio una de las posibles configuraciones de la variación espacial de la variable de interés, compatible con la información disponible. El campo aleatorio puede también considerarse como el conjunto de estas posibles realizaciones.

En la práctica, los campos se conocen a través de *realizaciones parciales* en el dominio R^p . Las realizaciones parciales surgen de la interpretación de los datos obtenidos en los muestreos, los cuales registran datos puntuales según sea el dominio. En rigor, estos conocimientos adquiridos modifican a su vez el campo², puesto que incrementan la información disponible y conducen a la definición de un nuevo campo de tipo *condicional* que toma en cuenta dichos conocimientos. Y así sucesivamente, la percepción que tenemos del campo conforme se analizan los diferentes sondeos va cambiando. Es común incluso, que los geotecnistas se aventuren a graficar realizaciones parciales del campo a “mano alzada” (en R^2), en un intento por comprender la distribución estratigráfica del medio y así, poder evaluar las implicaciones ingenieriles que tendrían las obras alojadas en el mismo. Tales implicaciones se sustentan entonces en la distribución estratigráfica esbozada, que resulta una realización parcial subjetiva.

Debido a la naturaleza de los registros obtenidos, las realizaciones que se formulan a lo largo de cada sondeo (en R^1) pueden ser discretas o continuas. Sin embargo, una hipótesis que resulta conveniente es considerar a tales realizaciones como continuas, para efecto de su tratamiento estadístico³ ya que esto facilita el procesamiento de los datos, y permite considerar otro tipo de hipótesis conforme se robustece el análisis. Este es el caso de inferir realizaciones en dos y tres dimensiones (R^2 y R^3) a partir de los registros originales (realizaciones continuas en R^1).

Para poder describir este campo pueden emplearse los siguientes parámetros y funciones:

- Valor esperado: $\mu_V(X) = E\{V(X)\}$ A39

² La percepción que tenemos de él, la cual era diferente antes de realizar los sondeos.

³ Esto es un artificio común en casos simples de variables aleatorias.

- Varianza: $\sigma_v^2(X) = \text{Var}[V(X)] = E\{[V(X) - \mu_v(X)]^2\}$ A40

- Desviación estándar $\sigma_v(X) = \sqrt{\text{Var}[V(X)]}$ A41

- Coeficiente de variación $CV_v = \frac{\sigma_v(X)}{E\{V(X)\}}$ A42

- Función de autocorrelación, definida en el espacio $R^p \times R^p$:

$$R_v(X_1, X_2) = E\{V(X_1)V(X_2)\} \quad A43$$

Esta función es un momento de segundo orden mixto que puede centrarse introduciendo el concepto de función de autocovarianza:

- Función de autocovarianza:

$$C_v(X_1, X_2) = \text{Cov}[V(X_1), V(X_2)] = E\{[V(X_1) - \mu_v(X_1)][V(X_2) - \mu_v(X_2)]\} = E[V(X_1)V(X_2)] - \mu_v(X_1)\mu_v(X_2) \quad A44$$

La autocovarianza representa el grado de dependencia lineal existente entre los valores de la propiedad de interés en dos puntos diferentes del medio. Se puede escribir bajo la forma de un *coeficiente de autocorrelación* adimensional, cuyo valor queda siempre comprendido entre -1 y +1:

- Coeficiente de autocorrelación:

$$\rho_v(X_1, X_2) = \frac{C_v(X_1, X_2)}{\sigma_{v_1} \sigma_{v_2}} \quad A45$$

Conviene subrayar que las funciones de correlación anteriores no son propiedades *intrínsecas* de los dos puntos X_1 y X_2 , ya que dependen también de la población a la que pertenecen, es decir del dominio en el que el campo se encuentra definido. En efecto, si se considera globalmente un manto de suelo de gran espesor, puede existir una alta correlación entre las propiedades correspondientes a dos puntos pertenecientes a un mismo sustrato; sin embargo, esta correlación puede desvanecerse si el estudio se enfoca a la variación espacial dentro del sustrato específico en el que se encuentran.

La distribución aleatoria de un campo se define a través de sus funciones de distribución de probabilidad y de sus derivadas o funciones de densidad de probabilidad:

- Funciones de distribución de probabilidad:

$$F_{v_1, \dots, v_n}(v_1, \dots, v_n; X_1, \dots, X_n) = P[V(X_1) \leq v_1, \dots, V(X_n) \leq v_n] \quad A46$$

entre las que destaca la función de distribución de primer orden:

$$F_v(v; X) = P[V(X) \leq v] \quad A47$$

y sus derivadas, las densidades de probabilidad conjuntas:

$$f_{v_1, \dots, v_n}(v_1, \dots, v_n; X_1, \dots, X_n) \text{ y } f_V(v; X) \quad \text{A48}$$

Si estas funciones (y los momentos asociados) son invariantes por traslación en el espacio para cualquier valor de n y cualquier conjunto de puntos: X_1, \dots, X_n , se dice que el campo aleatorio es *estrictamente estacionario*.

Si en el medio considerado, la esperanza, la varianza y los demás parámetros son constantes, se dice que es *estadísticamente homogéneo*. Si parámetros como la esperanza y la varianza del campo no son constantes se dice que presentan cierta *tendencia o deriva*.

Cuando es posible aceptar la hipótesis de que el valor esperado de la variable de interés es constante en todo el dominio (eventualmente después de haber removido la tendencia) y que la autocovarianza espacial depende solamente de la distancia entre los puntos X_1 y X_2 , se dice que el campo es *estacionario en el sentido amplio* y se cumple:

$$C_V(X_1, X_2) = C_V(X_2 - X_1) = \text{Cov}[V(X_1) - V(X_2)] = C_V(h) \quad \text{A49}$$

donde h es un escalar igual a la distancia entre los puntos X_1 y X_2 .

La ecuación A.49 implica que la varianza de $V(X)$ es también constante en todo el dominio.

En la misma forma, en este caso, el coeficiente de correlación puede ser escrito como:

$$\rho_V(X_1, X_2) = \rho_V(h) \quad \text{A50}$$

En muchas aplicaciones, sin embargo, será más realista admitir que la relación anterior solamente es válida a lo largo de una dirección determinada, es decir que la estructura de correlación del medio es anisótropa. En este caso, se pueden usar las notaciones $C_V(h\mathbf{u})$ y $\rho_V(h\mathbf{u})$, donde \mathbf{u} es un vector unitario en la dirección considerada.

En medios con deriva lineal, el campo no es estacionario, pero los incrementos $V(X+h) - V(X)$ pueden serlo. Algunos autores, especialmente en las aplicaciones mineras, suelen por tanto usar el concepto de variograma de preferencia al de autocovarianza. El variograma $2\gamma(h)$ es el momento de segundo orden del incremento $V(X+h) - V(X)$:

$$2\gamma(h) = E\{[V(X+h) - V(X)]^2\} \quad \text{A51}$$

Para un campo estacionario en el sentido amplio:

$$2\gamma(h) = \text{Var}[V(X+h) - V(X)] \quad \text{A52}$$

$$\gamma(h) = C_V(0) - C_V(h) \quad \text{A53}$$

En la mayoría de las aplicaciones ingenieriles, el uso del concepto de variograma no presenta realmente ventajas por lo que se usa comúnmente el de función de autocovarianza. De hecho, algunos de los programas para computadora de

geoestadística más comunes transforman sistemáticamente los variogramas en funciones de autocovarianza para dar mayor estabilidad a los algoritmos numéricos empleados (Deutsch, 1992).

b.2 Estimación estadística de los parámetros de un campo aleatorio

Los parámetros descriptivos de un campo aleatorio definidos en el inciso anterior pueden ser estimados a partir de los resultados “discretos” (muestras aisladas) o “continuos” (sondeos) de las campañas de reconocimiento. En el primer caso, donde se tienen muestras aisladas, este análisis se realiza usando expresiones discretas equivalentes a las expresiones anteriores (Deutsch, 1992). En este último caso, aceptando que el campo es *estadísticamente homogéneo* y *ergódico* (es decir que sus parámetros pueden ser estimados a partir de una sola *función muestra o realización*), el valor esperado puede ser evaluado (Auvinet, 2002) utilizando la aproximación:

$$\mu_v \cong \mu^* = \frac{1}{L} \int_0^L V(x) dx \quad \text{A.54}$$

donde L es la longitud del sondeo.

En la misma forma, es posible estimar la autocovarianza a lo largo de la dirección \mathbf{u} como:

$$C_v(h\mathbf{u}) \cong \frac{1}{L} \int_0^L V(x)V(x+h\mathbf{u})dx - \mu^{*2} \quad \text{A.55}$$

donde \mathbf{u} es el vector unitario en la dirección en la que se evalúa la covarianza y h es un escalar. La estimación de la autocovarianza mediante esta expresión presenta un ligero sesgo, como puede verificarse evaluando la esperanza del segundo miembro.

Si se cuenta con sondeos verticales continuos, la expresión anterior, puede usarse a lo largo del sondeo con el vector vertical $\mathbf{u} = (0,0,1)$. A lo largo de otras direcciones no se contará con registros continuos y la función de autocovarianza deberá evaluarse por puntos para cada par de sondeos. Se utilizará la ecuación A.55 pero con el entendido de que, en este caso, $V(X)$ pertenecerá a un primer sondeo y $V(X+h\mathbf{u})$ pertenecerá al segundo sondeo.

Para una mejor evaluación de la homogeneidad del campo, los parámetros del mismo pueden ser estimados en diferentes subdominios. Así, en el caso de materiales estratificados, es posible realizar esta estimación en diferentes tramos verticales a lo largo de todo el sondeo (barrido vertical o *zcanning*; Medina, 1998).

Además, dentro de un dominio dado, es conveniente evaluar la contribución de cada sondeo a la correlación de los diferentes horizontes. En el caso de sondeos verticales, es posible estudiar la variación de la expresión A.55 dejando variar el límite superior de la integral de 0 a L . Esta función, y su derivada, ponen claramente en evidencia las concordancias y discordancias estratigráficas entre dos sondeos (Pantoja, 2000).

Por otra parte, si se introduce la función indicadora:

$$I_V(X, v) = \begin{cases} 1 & \text{si } V(X) \leq v \\ 0 & \text{si } V(X) > v \end{cases} \quad \text{A.56}$$

La función de distribución de probabilidad de primer orden del campo puede ser estimada a partir de los registros continuos con base en la relación:

$$F_V(v, X) = P[V(X) \leq v] \cong \frac{1}{L} \int_0^L I_V(x, v) dx \quad \text{A.57}$$

La estimación de los parámetros del campo a partir de los datos disponibles recibe generalmente el nombre de *análisis estructural*.

En el caso de muestras aisladas, las estimaciones se realizan usando expresiones discretas análogas a las expresiones anteriores (Deutsch, 1992). Esta situación es la más común cuando la variable de interés es de tipo geométrico (espesor de determinado estrato por ejemplo) o en problemas de control de compactación de obras de tierra mediante mediciones puntuales.

b.3 Efecto de escala

El conocimiento de los parámetros principales del campo aleatorio representativo de las variaciones de las propiedades, permite evaluar la esperanza y dispersión de los valores medios de dichas propiedades en áreas o volúmenes contenidos dentro del medio. Así, en un campo estacionario, la esperanza del valor medio V_Ω de la propiedad de interés en un volumen Ω es (Papoulis, 1985):

$$E\{V_\Omega\} = E\left\{\frac{1}{\Omega} \int_\Omega V(X) dX\right\} = E\{V(X)\} \quad \text{A.58}$$

y su varianza:

$$\text{Var}[V_\Omega] = E\{V_\Omega^2\} - E^2\{V_\Omega\} \quad \text{A.59}$$

Es decir:

$$\text{Var}[V_\Omega] = \frac{1}{\Omega^2} \left[E\left\{\int_\Omega V(X) dX \int_\Omega V(X) dX\right\} - E\left\{\int_\Omega V(X) dX\right\}^2 \right] \quad \text{A.60}$$

Lo que puede escribirse como:

$$\text{Var}[V_\Omega] = \frac{1}{\Omega^2} \left[\iint_{\Omega\Omega} E\{V(X_1)V(X_2)\} dX_1 dX_2 - \iint_{\Omega\Omega} E\{V(X_1)\}E\{V(X_2)\} dX_1 dX_2 \right] \quad \text{A.61}$$

Ordenando los términos, la varianza de la variable en el volumen Ω es:

$$\text{Var}[V_\Omega] = \frac{1}{\Omega^2} \iint_{\Omega\Omega} C_V(X_1, X_2) dX_1 dX_2 \quad \text{A.62}$$

En la misma forma, se muestra que la covarianza entre los valores medios de la propiedad en dos dominios Ω_1 y Ω_2 , con o sin traslape, es:

$$Cov[V_{\Omega_1}, V_{\Omega_2}] = \frac{1}{\Omega_1 \Omega_2} \iint_{\Omega_1 \Omega_2} C_v(X_1, X_2) dX_1 dX_2 \quad A.63$$

La ecuación A.62 puede escribirse también como:

$$Var[V_{\Omega}] = \frac{Var[V(X)]}{\Omega^2} \iint_{\Omega} \rho_v(X_1, X_2) dX_1 dX_2 \quad A.64$$

Dado que el coeficiente de correlación es inferior o igual en valor absoluto a la unidad, se observa que la varianza del valor medio de una propiedad aleatoria estacionaria en un dominio dado tiende a disminuir cuando las dimensiones de dicho dominio crecen (excepto en el caso trivial de la correlación perfecta). Esta formulación fue utilizada por Auvinet (1986) para estudiar el efecto de escala geométrico en los medios granulares. En la literatura, este fenómeno se conoce también como “*reducción de varianza o efecto de escala*”. Soulié (1983) ha hecho notar que, debido a este efecto, es indispensable indicar las dimensiones de los especímenes cuando se proporciona el valor de la dispersión de los resultados de ensayos físicos o mecánicos sobre un material dado.

b.4 Estimación condicional

Un problema de gran interés en geotecnia, que puede ser tratado recurriendo a la geoestadística, es el de la estimación del valor de la propiedad de interés en un punto del medio en el cual no se cuenta con medición (estimación puntual). Disponer de una solución a este problema permite en particular interpolar entre datos disponibles e inclusive estimar *sondeos y cortes virtuales*. El problema puede generalizarse a la estimación del valor medio de la misma propiedad en cualquier subdominio del medio estudiado, por ejemplo en un volumen dado o a lo largo de determinada superficie potencialmente crítica (estimación global).

Una técnica que permite alcanzar este objetivo es la *estimación condicional lineal sin sesgo y con mínima varianza* (*Best linear unbiased estimation* o “BLUE”, Mood y Gaybill, 1963), conocida también como *filtro de Wiener*. En ingeniería minera se utiliza una técnica muy similar, pero con algunas variantes, conocida como *kriging* (Krige, 1962; Matheron, 1965).

Existen varias técnicas asociadas al BLUE y cada una propone sus propios *estimadores* o relaciones matemáticas, que sirven de base para la obtención de los valores virtuales, función tanto de los datos recabados en las campañas de exploración, como de los parámetros obtenidos del campo.

Las estimaciones lineal bivariable y multivariable que a continuación se presentan permiten obtener sondeos y cortes virtuales de una propiedad del medio para cualquier tipo de campo, así como la varianza o incertidumbre sobre tal estimación.

b.4.1 Estimación lineal bivariable

El modelado mediante un campo aleatorio de una propiedad definida en un dominio Ω , permite evaluar el valor esperado condicional y la varianza condicional de V_{Ω_1} ,

propiedad puntual o media en un subdominio Ω_1 , a partir del valor V_{Ω_2} , también puntual o medio, obtenido por medición directa del subdominio Ω_2 .

Definiendo un estimador lineal $V_{\Omega_1}^*$ tal que:

$$V_{\Omega_1}^* = aV_{\Omega_2} + b \quad \text{A.65}$$

El cual puede considerarse insesgado si se cumple que la esperanza del *error de estimación* ε sea igual a cero:

$$E\{\varepsilon\} = E\left\{V_{\Omega_1}^* - V_{\Omega_1}\right\} = 0 \quad \text{A.66}$$

Es posible obtener una expresión para los valores a y b , tal que se satisfagan simultáneamente las ecuaciones A.65 y A.66, y que se minimice a la vez, la *varianza del error de estimación*⁴:

$$\text{Var}[\varepsilon] = \text{Var}[V_{\Omega_1}^* - V_{\Omega_1}] = E\left\{(V_{\Omega_1}^* - V_{\Omega_1})^2\right\} = \text{Var}[aV_{\Omega_2} + b - V_{\Omega_1}] \quad \text{A.67}$$

De A.65 en A.66 se deduce que el valor de b es:

$$b = E\left\{V_{\Omega_1}\right\} - aE\left\{V_{\Omega_2}\right\} \quad \text{A.68}$$

Por otra parte, es fácil verificar que igualando a cero la derivada respecto a a de la expresión A.67 para minimizar el error de estimación, se obtiene:

$$a = \frac{\text{Cov}[V_{\Omega_1}, V_{\Omega_2}]}{\sigma_{V_{\Omega_2}}^2} \quad \text{A.69}$$

Con los valores de a y b definidos, en la ecuación A.65 se obtiene el estimador $V_{\Omega_1}^*$:

$$V_{\Omega_1}^* = E\left\{V_{\Omega_1}\right\} + \rho_V(V_{\Omega_1}, V_{\Omega_2}) \frac{\sigma_{V_{\Omega_1}}}{\sigma_{V_{\Omega_2}}} \left[V_{\Omega_2} - E\left\{V_{\Omega_2}\right\}\right] \quad \text{A.70}$$

Donde $\rho_V(V_{\Omega_1}, V_{\Omega_2})$ es el coeficiente de correlación entre V_{Ω_1} y V_{Ω_2} :

$$\rho_V(V_{\Omega_1}, V_{\Omega_2}) = \frac{\text{Cov}[V_{\Omega_1}, V_{\Omega_2}]}{\sigma_{V_{\Omega_1}} \sigma_{V_{\Omega_2}}} \quad \text{A.71}$$

Una vez evaluado el estimador insesgado y de mínima varianza, es posible obtener la varianza del mismo estimador:

⁴ También llamado error cuadrático medio

$$\text{Var}\left[V_{\Omega_1}^*\right] = \left[\frac{\rho_V(\Omega_1, \Omega_2)\sigma_{V_{\Omega_1}}}{\sigma_{V_{\Omega_2}}}\right]^2 \sigma_{V_{\Omega_2}}^2 = \rho_V^2(\Omega_1, \Omega_2)\sigma_{V_{\Omega_1}}^2 \quad \text{A.72}$$

La expresión definida como varianza del error de estimación o de estimación minimizada queda dada como:

$$\text{Var}[\mathcal{E}] = \text{Var}\left[V_{\Omega_1}^* - V_{\Omega_1}\right] = E\left\{\left(V_{\Omega_1}^* - V_{\Omega_1}\right)^2\right\} = \text{Var}\left[V_{\Omega_1}\right]\left(1 - \rho_V^2\right) \quad \text{A.73}$$

Si las dos variables tienen la misma esperanza y la misma varianza (caso del campo estacionario en el sentido amplio), dos situaciones extremas pueden presentarse en cuanto al coeficiente de correlación:

- Si V_{Ω_1} y V_{Ω_2} están perfectamente correlacionadas, en este caso:

$$\rho_V\left(V_{\Omega_1}, V_{\Omega_2}\right) = 1 \text{ y } V_{\Omega_1}^* = V_{\Omega_2} \quad \text{A.74}$$

- Si V_{Ω_1} y V_{Ω_2} no están correlacionadas, la información sobre Ω_2 no contribuye a reducir la incertidumbre sobre Ω_1 y:

$$\rho_V\left(V_{\Omega_1}, V_{\Omega_2}\right) = 0 \quad \text{A.75}$$

Se observa que, en el caso general, el conocimiento del campo en un subdominio dado conduce a una corrección de la esperanza y a una reducción de la varianza del campo o de su valor medio en otros subdominios.

b.4.2 Estimación lineal multivariable

El método anterior puede generalizarse a la estimación de las esperanzas, varianzas y covarianzas condicionales de los valores puntuales o medios asociados respectivamente a diferentes puntos o subdominios del medio estudiado, a partir de cierto número de resultados de mediciones efectuadas en diferentes puntos o subdominios.

Sea \mathbf{V} un vector de dimensión p conteniendo las k variables por estimar y las $p-k$ variables conocidas, definido como:

$$\mathbf{V} = \left\{ \begin{matrix} \mathbf{V}_1 \\ \mathbf{V}_2 \end{matrix} \right\} \text{ con } \mathbf{V}_1 = \left\{ \begin{matrix} V_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ V_k \end{matrix} \right\} \text{ y } \mathbf{V}_2 = \left\{ \begin{matrix} V_{k+1} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ V_p \end{matrix} \right\} \quad \text{A. 76}$$

\mathbf{V}_1 es el vector de las variables por estimar y \mathbf{V}_2 es el vector de las variables conocidas.

Sea \mathbf{U} el vector, también de dimensión p , de los valores esperados de las variables por estimar y de las variables conocidas definido como:

$$\mathbf{U} = \begin{Bmatrix} \mathbf{U}_1 \\ \mathbf{U}_2 \end{Bmatrix} \quad \text{con} \quad \mathbf{U}_1 = \begin{Bmatrix} \mu_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \mu_k \end{Bmatrix} \quad \text{y} \quad \mathbf{U}_2 = \begin{Bmatrix} \mu_{k+1} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \mu_p \end{Bmatrix} \quad \text{A.77}$$

Por otra parte, sea \mathbf{K} la matriz de covarianza para el conjunto de las variables conocidas y por estimar:

$$\mathbf{K} = \begin{pmatrix} \mathbf{K}_{11} & \mathbf{K}_{12} \\ \mathbf{K}_{21} & \mathbf{K}_{22} \end{pmatrix} \quad \text{A.78}$$

donde:

- \mathbf{K}_{11} : sub-matriz de las covarianzas entre las variables asociadas a los diferentes puntos o dominios de estimación, de orden k ;
- \mathbf{K}_{22} : sub-matriz de las covarianzas entre las variables asociadas a los diferentes puntos o subdominios conocidos, de orden $p-k$;
- \mathbf{K}_{12} y \mathbf{K}_{21} : sub-matrices de las covarianzas entre los diferentes datos y las variables asociadas a los diferentes puntos o subdominios de estimación, respectivamente de orden k y $p-k$. Obsérvese que $\mathbf{K}_{21} = \mathbf{K}_{12}^T$.

Es posible obtener un vector \mathbf{V}_1^* de estimación lineal insesgado y de mínima varianza del vector \mathbf{V}_1 a partir de \mathbf{V}_2 (Vanmarcke, 1983) y que conduzcan a una mínima varianza de estimación.

Los elementos de este vector serán combinaciones lineales de los elementos de \mathbf{V}_2 :

$$\mathbf{V}_1^* = \mathbf{A}\mathbf{V}_2 + \mathbf{b} \quad \text{A.79}$$

La estimación será sin sesgo si:

$$E\{\mathbf{V}_1^* - \mathbf{V}_1\} = \mathbf{A}\mathbf{U}_2 + \mathbf{b} - \mathbf{U}_1 = 0 \quad \text{A.80}$$

La submatriz de las varianzas del error de estimación, tendrá la forma:

$$\mathbf{K}_{\mathbf{V}_1^*, \mathbf{V}_1} = E\{(\mathbf{V}_1^* - \mathbf{V}_1)(\mathbf{V}_1^* - \mathbf{V}_1)^T\} \quad \text{A.81}$$

Es decir:

$$\mathbf{K}_{\mathbf{V}_1^*, \mathbf{V}_1} = \mathbf{A}\mathbf{K}_{22}\mathbf{A}^T + \mathbf{K}_{11} - \mathbf{A}\mathbf{K}_{12}^T - \mathbf{K}_{12}\mathbf{A}^T \quad \text{A.82}$$

Procediendo nuevamente por derivación para minimizar los elementos de esta matriz, se obtiene que la matriz de los coeficientes óptimos es:

$$\mathbf{A} = \mathbf{K}_{12} \mathbf{K}_{22}^{-1} \quad \text{A.83}$$

Combinando las ecuaciones anteriores, se obtiene el vector de los valores estimados:

$$\mathbf{V}_1^* = \mathbf{U}_1 + \mathbf{K}_{12} \mathbf{K}_{22}^{-1} (\mathbf{V}_2 - \mathbf{U}_2) \quad \text{A.84}$$

De la misma forma como se obtuvo la varianza del estimador en el caso univariable (ec. A.72) se obtiene para el caso multivariable, correspondiente al estimador \mathbf{V}_1^* :

$$\mathbf{K}_{\mathbf{V}_1^*} = \mathbf{K}_{12} \mathbf{K}_{22}^{-1} \mathbf{K}_{22} \mathbf{K}_{22}^{-1} \mathbf{K}_{21} = \mathbf{K}_{12} \mathbf{K}_{22}^{-1} \mathbf{K}_{21} \quad \text{A.85}$$

Asimismo, la submatriz de varianza minimizada del error de estimación queda como:

$$\mathbf{K}_{\mathbf{V}_1^*, \mathbf{V}_1} = \mathbf{K}_{11} - \mathbf{K}_{12} \mathbf{K}_{22}^{-1} \mathbf{K}_{21} \quad \text{A.86}$$

Este método permite estimar valores puntuales o medios del campo aleatorio en subdominios del medio (por ejemplo elementos finitos o grupos de estos elementos) tomando en cuenta los resultados obtenidos en el muestreo. La técnica se vuelve laboriosa cuando las dimensiones de la matriz de covarianza \mathbf{K} es elevada, pero siempre es posible limitar el número de datos tomados en cuenta (tamaño del vector \mathbf{V}_2) para la estimación, conservando solamente los datos de mayor correlación con las variables por estimar.

b.4.3 Kriging

La técnica del kriging, ampliamente utilizada en ingeniería minera consiste, al igual que la anterior en obtener estimadores lineales de mínima varianza (*Best Linear Unbiased Estimation* o "*BLUE*"). Sin embargo la técnica tiene algunas variantes que pueden ser de interés y a continuación se discute brevemente para el caso de la estimación puntual.

b.4.3.1 Kriging simple (Deutsch, 1992)

El kriging *simple* es una técnica que puede usarse cuando la esperanza del campo $E\{V(X)\}$ es una función conocida de X (eventualmente constante) y consiste en obtener los estimadores puntuales en el campo de media nula $V(X) - E\{V(X)\}$ en vez de hacerlo en el de $V(X)$. Los elementos del vector \mathbf{V}_1^* de la ecuación A.79, se sustituyen entonces por:

$$V^*(X) - E\{V(X)\} = \sum_{i=1}^n \lambda_i (V_i - E\{V_i\}) \quad \text{A.87}$$

donde los V_i son los elementos conocidos del vector \mathbf{V}_2 y $E\{V_i\}$ los elementos correspondientes del vector de esperanzas \mathbf{U}_2 .

Los coeficientes λ_i y los estimadores buscados pueden obtenerse usando las mismas ecuaciones del inciso *b.4.2*. El kriging *simple* es de hecho rigurosamente equivalente a la técnica de estimación planteada en *b.4.1* y *b.4.2*.

b.4.3.2 Kriging ordinario

Cuando el campo es estacionario, la ecuación A.87 del kriging *simple* puede escribirse:

$$V^*(X) = \sum_{i=1}^n \lambda_i V_i + \left[1 - \sum_{i=1}^n \lambda_i \right] \mu_V \quad \text{A.88}$$

donde μ_V es la esperanza constante del campo.

Es posible encontrar un estimador lineal, insesgado y de mínima varianza que no requiera el conocimiento de la media μ_V , si se impone la condición:

$$\sum_{i=1}^n \lambda_i = 1 \quad \text{A.89}$$

La varianza de estimación:

$$\sigma_E^2(X) = \text{Var}[V(X) - V^*(X)] = E\{[V(X) - V^*(X)]^2\} \quad \text{A.90}$$

Que también puede escribirse como:

$$\sigma_E^2(X) = \text{Var}[V^*(X)] + \text{Var}[V(X)] - 2\text{Cov}[V^*(X), V(X)] \quad \text{A.91}$$

Pero, dado que anteriormente se ha definido la varianza del estimador como:

$$\text{Var}[V^*(X)] = \text{Var}\left[\sum_{i=1}^n \lambda_i V_i\right] = \sum_{i,j=1}^n \lambda_i \lambda_j C_V(X_i, X_j) \quad \text{A.92}$$

Y la covarianza entre la variable por estimar y el valor real es:

$$\text{Cov}[V^*(X), V(X)] = \text{Cov}\left[\sum_{i=1}^n \lambda_i V_i, V(X)\right] = \sum_{i=1}^n \lambda_i C_V(X, X_i) \quad \text{A.93}$$

Por lo tanto, la varianza de la estimación es:

$$\sigma_E^2(X) = \text{Var}[V(X)] + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \lambda_i \lambda_j C_V(X_i, X_j) - 2 \sum_{j=1}^n \lambda_j C_V(X, X_j) \quad \text{A.94}$$

Esta expresión es la que se debe minimizar $\sigma_E^2(X)$, respetando la condición de ausencia de sesgo. Lo anterior puede lograrse recurriendo a la técnica de los multiplicadores de Lagrange.

Así, se obtiene el siguiente sistema de ecuaciones lineales:

$$\sum_{j=1}^n \lambda_j C_V(X_i, X_j) - \nu = C_V(X, X_i), \quad i = 1 \text{ a } n \quad \text{A.95}$$

Finalmente, tomando en cuenta la ecuación A.89, se cuenta en total con $n+1$ ecuaciones que permiten determinar los n coeficientes λ_i y el multiplicador de Lagrange ν .

La varianza de estimación minimizada correspondiente es:

$$\sigma_E^2(X) = \text{Var}[V(X)] + \nu - \sum_{i=1}^n \lambda_i C_V(X, X_i) \quad \text{A.96}$$

El estimador proporcionado por el kriging *ordinario* (semejante al estimador presentado en los incisos *b.4.1* y *b.4.2*) se considera más robusto que el del kriging *simple*, ya que, al no requerir del conocimiento de la esperanza del campo, puede adaptarse mejor a variaciones locales. Sin embargo, el hecho de que el método no requiera del conocimiento de la esperanza, solamente constituye una esperanza mínima, ya que la esperanza se conoce mejor que la autocovarianza. El kriging simple se adapta mejor a las variaciones globales.

Nota:

Al usar las técnicas de estimación anteriores debe tomarse en cuenta que la varianza del error de estimación minimizada (ecuaciones A.86 y A.96) no es en el caso general, la varianza condicional del valor estimado, y no depende solamente de los datos disponibles. Esta coincidencia se presenta únicamente en el caso de campos gaussianos (inciso 2.9).

b.4.4 Estimación no paramétrica de la función de distribución condicional

Al aplicar las técnicas de estimación lineal a la función indicadora $I_V(\nu, X)$ de un campo de interés $V(X)$, es posible obtener una estimación no paramétrica (es decir que no requiera la determinación de la esperanza, varianza u otros parámetros) de la función de distribución de probabilidad de los valores del campo en cualquier punto. En efecto, la estimación lineal aplicada a la función indicadora, proporciona la esperanza condicional de esta función $E\{I_V(\nu, X)|\text{datos}\}$, la cual, por tratarse de una función binaria en 0 y 1, es igual a la probabilidad:

$$P[V(X) \leq \nu | \text{datos}] = F_{V|\text{datos}}(\nu; X) \quad \text{A.97}$$

La función de distribución podrá ser obtenida por puntos para diferentes valores de la variable ν . Esta posibilidad es muy valiosa, especialmente cuando se considera insuficiente caracterizar el campo por medio de una esperanza y varianza y se requiere el uso de las funciones de densidad y/o de distribución de probabilidad.

b.4.5 Campos gaussianos

Un caso particular de gran importancia es el de los campos *gaussianos*. Conviene recordar que un campo aleatorio es *gaussiano* si cada una de las variables $V(X)$ tiene una densidad de probabilidad del tipo:

$$f_V(\nu) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_V} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{\nu - \mu_V}{\sigma_V}\right)^2\right] \quad \text{A.98}$$

Y si la densidad de probabilidad conjunta de cualquier grupo de n variables del campo está definida por la siguiente ecuación (Mood y Graybill, 1963):

$$f_{V_1, \dots, V_n}(v_1, \dots, v_n; X_1, \dots, X_n) = \frac{1}{|\mathbf{K}|^{\frac{1}{2}} (2\pi)^{\frac{n}{2}}} e^{-\frac{1}{2}(\mathbf{V}-\boldsymbol{\mu})^T \mathbf{K}^{-1}(\mathbf{V}-\boldsymbol{\mu})} \quad \text{A.99}$$

para $-\infty < v_i < +\infty$ e $i = 1, \dots, n$

Donde \mathbf{V} es el vector de las variables aleatorias $V(X_1), \dots, V(X_n)$; $\boldsymbol{\mu}$, es un vector de valores reales tales que $\mu_i = E\{V(X_i)\}$ y \mathbf{K} es la matriz de covarianza de las variables aleatorias que contiene en la diagonal principal las varianzas respectivas de las diferentes variables y fuera de la diagonal sus covarianzas por pares.

El teorema del límite central (Mood y Graybill, 1963) hace que este tipo de campo surja naturalmente cuando el fenómeno analizado es el resultado de la suma de los efectos de múltiples campos. En muchos casos, no hay razón particular para pensar que esto ocurra en el caso de las variables geotécnicas, sin embargo este tipo de campo puede de todos modos ser utilizado como una primera aproximación en el análisis de campos más complejos.

Los campos gaussianos, tienen la propiedad interesante de que los estimadores lineales de mínima varianza presentados en los incisos anteriores (b.4.1 y b.4.2) son exactos. En otros términos, para un vector \mathbf{V} de dimensión p presentando una distribución p -gaussiana de vector esperanza \mathbf{U} y matriz de covarianza \mathbf{K} , la distribución condicional del vector \mathbf{V}_1^* , de orden k , conociendo \mathbf{V}_2 es una distribución k -gaussiana de vector esperanza \mathbf{V}_1^* , definido por la ecuación A.84 y con matriz de covarianza entre el valor estimado y el real (error de estimación), dada por la expresión A.86 (Mood y Graybill, 1963)

b.4.6 Transformación de campos aleatorios Anamorfosis.

Es posible mostrar que cualquier campo puede ser transformado en un campo gaussiano. Esta transformación se conoce como anamorfosis. Las técnicas de transformación más conocidas son la de Rosenblatt (1952) y la de Nataf (1963).

b.5 Simulación de campos aleatorios

La *simulación* es el proceso por medio del cual se genera una posible configuración de un campo aleatorio compatible con sus parámetros descriptivos (simulación incondicional) o compatible con sus parámetros descriptivos y también con los datos disponibles (simulación condicional). Se puede generar así una serie de realizaciones o imágenes del campo que permite apreciar en particular valores extremos potencialmente problemáticos.

La forma más sencilla de simular un campo aleatorio consiste en considerar que el mismo está representado por n puntos X_1, X_2, \dots, X_n donde se deben obtener realizaciones del grupo de variables aleatorias $V(X_1), V(X_2), \dots, V(X_n)$, con la estructura correcta del campo en cuanto a esperanza y matriz de covarianza. La simulación se realiza generalmente sobre una malla de puntos en el dominio de interés y se reduce por tanto a generar un cierto número de variables aleatorias conjuntamente distribuida. A continuación se presenta una introducción a la técnica de generación de campos aleatorios gaussianos (Fenton, 1996).

b.5.1 Técnica general

La técnica más común para obtener al azar un valor representativo de una variable aleatoria $V(X)$ con determinada función de distribución de probabilidad, $F_i(v, X)$, consiste en adoptar un valor v tal que:

$$F_V^{-1}(v, X) = u \quad \text{A.100}$$

Donde u es un número aleatorio con densidad de probabilidad uniforme entre 0 y 1 (Mood y Graybill, 1963). Los algoritmos que permiten obtener números aleatorios con estas características han sido revisados por Fogli (1980).

Si $V(X_1), V(X_2), \dots, V(X_n)$ es el conjunto de n variables aleatorias representativas del campo que se pretende simular y estas variables son estadísticamente independientes, entonces sus funciones conjuntas de densidad y de distribución de probabilidad pueden expresarse como:

$$f_{V_1, \dots, V_n}(v_1, \dots, v_n; X_1, \dots, X_n) = \prod_{i=1}^n f_{V_i}(v_i; X_i) \quad \text{A.101}$$

$$F_{V_1, \dots, V_n}(v_1, \dots, v_n; X_1, \dots, X_n) = \prod_{i=1}^n F_{V_i}(v_i; X_i) \quad \text{A.102}$$

Donde $f_{V_i}(v, X)$ y $F_{V_i}(v, X)$ son, respectivamente las funciones marginales (individuales) de densidad y de distribución de probabilidad de $V(X_i)$. En este caso, los valores aleatorios de cada variable pueden generarse separada e independientemente por medio de la técnica descrita anteriormente (ec. A. 100).

Para un grupo de variables aleatorias dependientes $V(X_1), V(X_2), \dots, V(X_n)$, las funciones conjuntas de densidad y distribución de probabilidad pueden expresarse como:

$$f_{V_1, \dots, V_n}(v_1, \dots, v_n; X_1, \dots, X_n) = f_{V_1}(v_1; X_1) f_{V_2}(v_2 | v_1; X_2) \dots f_{V_n}(v_n | v_1, \dots, v_{n-1}; X_n) \quad \text{A.103}$$

$$F_{V_1, \dots, V_n}(v_1, \dots, v_n; X_1, \dots, X_n) = F_{V_1}(v_1; X_1) F_{V_2}(v_2 | v_1; X_2) \dots F_{V_n}(v_n | v_1, \dots, v_{n-1}; X_n) \quad \text{A.104}$$

Donde las $f_{V_n}(v_n | v_1, \dots, v_{n-1}; X_n)$ y $F_{V_n}(v_n | v_1, \dots, v_{n-1}; X_n)$ representan, respectivamente la densidad y distribución de probabilidad condicionales de $V(X_i)$ dado que $V(X_1)=v_1, V(X_2)=v_2, \dots, V(X_{i-1})=v_{i-1}$. Debido a que las variables aleatorias son dependientes, ya no es válido usar directamente un conjunto de números aleatorios uniformemente distribuidos e independientes para generar los valores deseados. Cuando el campo es gaussiano o ha sido transformado en gaussiano por anamorfosis, es posible utilizar el procedimiento indicado a continuación.

b.5.2 Simulación incondicional

Este tipo de simulación requiere inicialmente la generación de una secuencia de *variables aleatorias estándar independientes distribuidas normalmente* (con media cero y varianza unitaria), obtenidas a partir de dos variables aleatorias, U_i y U_{i+1} , distribuidas uniformemente entre 0 y 1 (Fogli, 1980):

$$\begin{aligned} Z_i &= \sqrt{-2 \ln(1-U_i)} \cos(2\pi U_{i+1}) \\ Z_{i+1} &= \sqrt{-2 \ln(1-U_i)} \operatorname{sen}(2\pi U_{i+1}) \end{aligned} \quad \text{A.105}$$

La forma más sencilla para generar un campo aleatorio es considerar que el mismo está representado por n puntos X_1, X_2, \dots, X_n , donde, para cada punto, se deben obtener realizaciones de $V(X_1), \dots, V(X_n)$ con la estructura correcta del campo en cuanto a la media y la covarianza. Los elementos de la matriz de correlación ρ constituida por los elementos:

$$\rho_V(X_i, X_j) = \frac{C_V(X_i, X_j)}{\sigma_V(X_i)\sigma_V(X_j)} \quad \text{A.106}$$

Puede descomponerse en el producto de una matriz triangular inferior y de su traspuesta:

$$\mathbf{LL}^T = \rho \quad \text{A.107}$$

Esta operación, conocida como *descomposición de Cholesky* (Alabert, 1987), presenta ciertas desventajas: no puede llevarse a cabo cuando algunas de las $V(X_i)$ están perfectamente correlacionadas entre sí, es difícil de calcular cuando el número de puntos en el campo es demasiado grande y tiende a generar errores de redondeo numérico. Sin embargo, existen algoritmos estándar eficientes para su cálculo.

A partir de la matriz \mathbf{L} de la ecuación A.107, se puede obtener un *campo aleatorio normal estándar correlacionado*, como una combinación lineal de las variables normales estándar independientes Z_j :

$$G(X_i) = \sum_{j=1}^i L_{ij} Z_j; \quad i = 1, 2, \dots, n \quad \text{A.108}$$

Finalmente, se introducen los valores conocidos de la media y la varianza para generar realizaciones de $V(X_i)$, lo cual proporciona la simulación del campo aleatorio:

$$V(X_i) = \mu_V(X_i) + \sigma_V(X_i)G(X_i) \quad \text{A.109}$$

Cuando la simulación del campo aleatorio $V(X)$ ya haya sido generada, esta realización puede utilizarse como punto de partida para un análisis determinista. La simulación puede repetirse tantas veces como se desea para evaluar la variabilidad del resultado del mismo como parte de un análisis de *Monte Carlo*.

b.5.3 Simulación condicional

Se supone que el campo aleatorio $V(X)$ ha sido medido en los puntos X_1, X_2, \dots, X_p y que será simulado en los puntos $X_{p+1}, X_{p+2}, \dots, X_{p+n}$. Se desea generar realizaciones de $V(X)$ que igualen de manera exacta los datos en p puntos y que sean aleatorias en los $n - p$ puntos restantes.

La *simulación condicional de un campo aleatorio* puede hacerse directamente por el método del inciso anterior, pero usando las esperanzas, varianzas y covarianzas condicionales sobre los datos disponibles. Se pueden generar los puntos uno por

uno o varios a la vez, por grupos de un tamaño manejable. La primera forma de proceder parece la más eficiente (Shinozuka, 1996). Los valores simulados se incorporan entonces a los datos disponibles y se pueden generar nuevos puntos.

Un procedimiento para llevar a cabo la *simulación de un campo aleatorio condicional* es a través de los siguientes pasos (Fenton, 1996):

1) Con los datos conocidos, se estiman valores condicionados insesgados y de mínima varianza (ya sea utilizando estimación lineal o kriging) en los puntos de interés $X_{p+1}, X_{p+2}, \dots, X_{p+n}$. Se denomina a este campo $V^*(X)$. En los puntos conocidos, el campo $V^*(X)$ es igual a los datos.

2) Se genera una realización incondicional del campo aleatorio, respetando la media, la varianza y la estructura de correlación del mismo, de acuerdo con lo indicado en el inciso anterior; y se denomina a este campo $V^{**}(X)$.

3) Se realiza de nuevo, una estimación condicionada insesgada y de mínima varianza (tal como en el paso 1) en los puntos de interés $X_{p+1}, X_{p+2}, \dots, X_{p+n}$, pero utilizando como datos fuente, los datos correspondientes a los valores determinados en la simulación incondicional (paso 2); es decir, se genera un campo que cumple con el principio del BLUE. A este campo se le denomina $V^{***}(X)$.

4) Finalmente, se combinan los tres campos para generar la realización condicional $V^c(X_i)$ de acuerdo con:

$$V^c(X_i) = V^*(X_i) + [V^{**}(X_i) - V^{***}(X_i)] \quad \text{A.110}$$

En los puntos conocidos $V^{**}(X)$ es igual a $V^{***}(X)$, por tanto el campo simulado se ajusta exactamente a los valores conocidos. Por otra parte, el término $[V^{**}(X_i) - V^{***}(X_i)]$ representa una desviación aleatoria que, sumada a los valores estimados utilizando cualesquier método que garantice el BLUE, sirve para estimar $V^c(X)$ de tal manera que la esperanza de $V^c(X)$ sea $V^*(X)$, con un incremento en la varianza conforme se simulan puntos alejados de los puntos conocidos.

b.6 Campos aleatorios aparentes

En todo lo anterior, se supuso que las mediciones de campo proporcionaban valores exactos de las variables de interés. Los ensayos comunes arrojan resultados afectados por errores atribuibles a los operadores y a las imprecisiones implícitas en la técnica de prueba usada. En lo que sigue se examina el efecto de estos errores cuando pueden considerarse de tipo "aditivo". Un planteamiento similar puede hacerse para errores de tipo multiplicativo ([Auvinet, 1999](#)).

b.6.1 Ensayes sin sesgo

Siendo $V(X)$ el valor real de una propiedad en el punto de medición, se considera que los resultados de los ensayos dan un valor aparente:

$$\tilde{V}(X) = V(X) + e \quad \text{A.111}$$

donde e es el *error aleatorio* de tipo aditivo, sobre los resultados de los ensayos. Este error se supondrá no correlacionado en el espacio e independiente del campo aleatorio.

Si el ensaye no presenta sesgo o si el sesgo es conocido y ha sido corregido, se cumple que, e es una variable aleatoria definida por su esperanza $E\{e\}=0$ y su varianza $Var[e]$ y utilizando una notación simplificada, la ec. A.111 queda como:

$$E\left\{\tilde{V}\right\} = E\{V\} \quad \text{A.112}$$

La incertidumbre sobre los resultados de ensayos o estimaciones no sesgadas, no afecta por tanto la percepción que el observador puede tener de la esperanza del campo. Por lo contrario, aumenta la incertidumbre global sobre los valores del campo, en efecto:

$$Var\left[\tilde{V}\right] = Var[V] + Var[e] \quad \text{A.113}$$

Por otra parte:

$$Cov\left[\tilde{V}_1, \tilde{V}_2\right] = E\left\{\tilde{V}_1 \tilde{V}_2\right\} - E\left\{\tilde{V}_1\right\}E\left\{\tilde{V}_2\right\} = Cov[V_1, V_2] \quad \text{A.114}$$

Si $\rho_V\left(\tilde{V}_1, \tilde{V}_2\right)$ es el coeficiente de correlación de las propiedades aparentes de

\tilde{V} en los puntos X_1 y X_2 , es posible escribir:

$$\rho_V\left(\tilde{V}_1, \tilde{V}_2\right) = \frac{Cov\left[\tilde{V}_1, \tilde{V}_2\right]}{\sqrt{Var\left[\tilde{V}_1\right]Var\left[\tilde{V}_2\right]}} = \frac{Cov[V_1, V_2]}{\sqrt{(Var[V_1] + Var[e])(Var[V_2] + Var[e])}} \quad \text{A.115}$$

y, puesto que $Var[e] \geq 0$:

$$\rho_V\left(\tilde{V}_1, \tilde{V}_2\right) \leq \rho_V(V_1, V_2) \quad \text{A.116}$$

La incertidumbre sobre los resultados de ensayos o estimaciones no sesgados, reduce por tanto el grado de correlación aparente entre las propiedades asociadas a diferentes puntos del medio considerado. En particular introduce una reducción del coeficiente de correlación entre valores medidos en puntos contiguos (efecto de *pepita*).

b.6.2 *Ensayes con sesgo aleatorio*

La situación es muy diferente cuando las mediciones presentan un error sistemático o sesgo aditivo (β) no conocido. Se tiene entonces:

$$\tilde{V}(X) = V(X) + \beta \quad \text{A.117}$$

donde β es un sesgo aleatorio, supuesto el mismo para todas las mediciones y definido por su valor esperado $E\{\beta\}$ y su varianza $Var[\beta]$. Si se admite que β es independiente del campo aleatorio, se tiene usando una notación simplificada:

$$E\{\tilde{V}\} = E\{V\} + E\{\beta\} \quad \text{A.118}$$

$$Var[\tilde{V}] = Var[V] + Var[\beta] \quad \text{A.119}$$

$$Cov[\tilde{V}_1, \tilde{V}_2] = E[\tilde{V}_1 \tilde{V}_2] - E[\tilde{V}_1] E[\tilde{V}_2] = Cov[V_1, V_2] + Var[\beta] \quad \text{A.120}$$

$$\rho_V(\tilde{V}_1, \tilde{V}_2) = \frac{Cov[\tilde{V}_1, \tilde{V}_2]}{\sqrt{Var[\tilde{V}_1] Var[\tilde{V}_2]}} = \frac{Cov[V_1, V_2] + Var[\beta]}{\sqrt{(Var[V_1] + Var[\beta])(Var[V_2] + Var[\beta])}} \quad \text{A.121}$$

Los errores introducidos por la estimación de ciertas propiedades a partir de otras características del material mediante relaciones poco confiables son análogos a los introducidos por los ensayos dudosos y tienen las mismas consecuencias. Así, cuando se usan propiedades índice (que presenten correlaciones muy imperfectas) para estimar las características mecánicas e hidráulicas de los suelos, debe existir conciencia de que, solamente se puede esperar tener acceso a un campo aparente de variaciones de estas últimas propiedades afectado por las distorsiones analizadas en este párrafo.

Anexo B: Herramientas disponibles

En la actualidad, los avances en la tecnología e investigación se deben principalmente a los desarrollos de la computación, estos han permitido a los investigadores desarrollar e implementar nuevos procesos y metodologías que permiten estudiar y evaluar más fácil y rápidamente fenómenos que en otros tiempos quedarían inconclusos o no se investigarían e incluso ni se visualizarían. Esta investigación no pudo ser la excepción y a continuación se describen las principales herramientas y su aplicación en el proceso de evaluación de la variación espacial de las diferentes variables.

➤ Programa MESCAL:

Este es un programa que está en proceso de desarrollo en el Instituto de Ingeniería y cuyo objetivo principal será el modelar, estimar y simular campos aleatorios (MESCAL). El programa se ha desarrollado con base en el programa Carbon, programa que fue desarrollado por el Dr. Auvinet (1988) para la evaluación geoestadística de minas de carbón y el cual permitía analizar dos campos diferentes en forma independiente y conjunta a la vez, por lo cual, el programa MESCAL se podría considerar como una nueva versión de éste, pero en otro lenguaje (Visual Basic) y aplicaciones adicionales.

A la fecha (2003), con este programa es posible efectuar: análisis de regresión, cálculo de funciones de autocovariancia y el ajuste exponencial de dichas funciones, por lo cual, este programa, aplicando el método de interpolación lineal, fue utilizado inicialmente para calcular valores de la resistencia al corte a intervalos constantes de profundidad en cada sondeo y asimismo efectuar el análisis de regresión correspondiente; posteriormente, utilizando los sondeos interpolados, se obtuvieron las funciones de autocovariancia y sus funciones ajustadas exponencialmente, lo que permitió calcular las distancias de influencia correspondientes.

A continuación se describen brevemente los subprogramas que originalmente conformaron al programa CARBON y que sirvieron de base para el programa MESCAL.

a) *FICHDON.BAS*

A partir de los datos experimentales de las variables, el programa genera un archivo en una hoja de texto conformado por: el número de puntos (renglón 1, columna A), las coordenadas (x , y) de cada punto (renglones subsecuentes en las columnas A y B) y el correspondiente valor de cada una de las variables (mismos renglones que las coordenadas en las columnas C y D).

b) *PROFLON.BAS*

El programa permite generar un archivo de datos en dirección longitudinal a cada 20 m de separación por interpolación lineal, a partir de los datos de los archivos transversales

c) *HISTOG.BAS*

Este programa permite calcular los histogramas de dos variables. Genera un archivo de resultados de frecuencias relativas en forma de tabla, en el cual se guardan los datos siguientes: número de intervalo, límites del intervalo y número de ocurrencias correspondiente. Con estos datos el programa dibuja el histograma de cada variable.

d) *REGRE.BAS*

Evalúa las tendencias generales de los campos aleatorios, recurriendo a la técnica de regresión lineal. En el caso de una sola variable regresión simple y para dos variables conjuntas regresión múltiple. En el caso de dos variables, el programa resuelve las ecuaciones normales según el caso y proporciona los coeficientes de correlación lineal. Finalmente genera un archivo de resultados.

e) *ERGODICO.BAS*

Programa que calcula la autocovarianza y el coeficiente de autocorrelación para cada realización de las variables. Además, para la correlación de dos variables, estima la covarianza cruzada y el coeficiente de correlación cruzado, también calcula el valor medio de cada variable. Finalmente, genera un archivo de resultados de las funciones y parámetros estimados.

f) *AUTOCOME.BAS*

Este programa permite obtener la media de los coeficientes de autocorrelación entre todas las realizaciones para cada punto de corrimiento considerado. Genera un archivo donde se guardan los valores medios del coeficiente de correlación generados por todas las realizaciones.

g) *EXPO.BAS*

El programa realiza un ajuste exponencial a los datos de la función de autocorrelación media generado por los programas *ERGODICO.BAS* y *AUTOCOME.BAS*. Como resultado proporciona los coeficientes de la función exponencial $Y = A \cdot e^{BX}$ y la distancia de influencia para cada variable.

h) *VARIANCE.BAS*

Este programa permite calcular las varianzas de las variables dentro de un área determinada utilizando las funciones de autocorrelación media normalizadas, calculadas por el programa *AUTOCOME.BAS* o *EXPO.BAS*. El programa genera un archivo (por cada área) que contiene el valor medio, la varianza, la desviación estándar y el coeficiente de variación de los parámetros del área considerada (conocida y por predecir).

i) *COVARIANCE.BAS*

Este programa permite calcular la covarianza de las variables en las áreas conocidas y por estimar. Se usan las funciones de autocorrelación normalizada del programa EXPO.BAS, se requieren los archivos longitudinales y transversales.

j) *PREDIC.BAS*

Este programa estima la esperanza y la varianza condicional de las dos variables para un área determinada. Toma en cuenta los datos de la variable de otra área, se usan las medias y varianzas obtenidas por el programa VARIANCE.BAS, la covarianza obtenida por el programa COVARIANCE.BAS y el valor medio, obtenido por el programa ERGODICO.BAS de la última realización. Se obtiene el volumen, la varianza, el coeficiente de variación y el coeficiente de correlación lineal (ρ) del área por estimar, a partir del área conocida, para las dos variables en forma independiente y conjunta.

➤ Hoja de cálculo Excel:

Esta es una poderosa herramienta, la cual, como ya es sabido, forma parte del paquete Office de Microsoft y para este caso la versión utilizada fue la XP, la cual tiene bastantes adelantos respecto a las versiones anteriores y esto permitió efectuar mejores y más rápidos procesos.

Las principales aplicaciones que se hicieron de este paquete fueron: en el cálculo de las primeras funciones de autocorrelación de la resistencia al corte, cálculo que permitió comprender y analizar el proceso de generación de las autocovarianzas, así como los procesos de generación y ajuste de estas funciones y el cálculo de las distancias de influencia. Otras aplicaciones fueron en los cálculos y análisis de regresión e interpolación por el método de mínimos cuadrados tanto de sondeos como de superficies; el cálculo por interpolación lineal de variables a intervalos constantes de profundidad; el cálculo de los parámetros estadísticos, histogramas, funciones de distribución y funciones de densidad normal de las diferentes variables aleatorias;

➤ Programa Surfer:

Este es un programa que permite generar gráficas o mapas en 2D y 3D de variables referidas a un determinado dominio, esto dependiendo del tipo de variable en Z.

Inicialmente, el programa genera una retícula sobre el dominio (X, Y) a un espaciamiento constante y calcula sobre cada nodo la variación de la variable sobre el eje Z, aplicando para esto alguno de los métodos de interpolación contenidos en el programa, como son:

- El inverso de la distancia
- Kriging
- Mínima curvatura
- Método de Shepard modificado

- Vecino natural
- Vecino más cercano
- Regresión polinomial
- Función radial Bassis
- Triangulación con interpolación lineal

➤ Programa GSLib:

También se utilizó el paquete o conjunto de programas denominado *GSLIB*, desarrollados en lenguaje de programación *Fortran* (Deutsch, 1992). Estos programas permiten realizar un análisis estructural de uno o más campos aleatorios en forma simultánea, opcionalmente se puede estimar la función de autocovarianza, la función de segundo orden del proceso incremental. Realiza estimación puntual mediante la técnica de Kriging y adicionalmente permite también realizar simulación condicional.

El paquete de programas tiene la siguiente estructura:

- Transformación de coordenadas:

addcoord: agrega coordenadas a un archivo de malla GSLIB
rotcoord: 2-D coordenada de rotación

- Peso de distribución de probabilidad, transformación, y suavizado:

declus: declustering (desagrupamiento) de celdas
nscore: la transformación de la cuenta normal
backtr: respaldo de la transformación de las mediciones normales
trans: transformación de la distribución general
histsmth: histograma suavizado / distribución univariable
scatsmth: gráfica de dispersión suavizada / distribución bivivariable

- Variogramas:

gam: cálculo del variograma de una malla regular
gamv: cálculo del variograma de datos esparcidos en forma aleatoria
varmap: mapa del variograma / cálculo de volumen
vmodel: crea un variograma a partir de un modelo analítico
bigaus: puede usarse para obtener los variogramas indicadores a partir de un variograma Gaussiano o normal.

- Kriging:

kb2d: kriging rígido en 2-D
kt3d: kriging flexible en 3-D
cokb3d: cokriging
ik3d: kriging indicador

- Simulación estocástica:

draw: simulación estocástica de Monte Carlo simple
lusim: simulación Gaussiana con matriz *LU*

sgsim: simulación Gaussiana secuencial
gtsim: simulación Gaussiana truncada
sisim: simulación de indicador secuencial incluyendo el categórico, el continuo y el de Markov-Bayes
pfsim: simulación de campos probabilistas
ellipsim: simulación del elipsoide 3-D
anneal: temple-base post procesamiento / simulación
sasim: simulación temple-base y cosimulación
postsim: se usa para post procesar un número de realizaciones simuladas

- Graficación PostScript:

histplt: histograma e histograma acumulativo
probplt: gráfica de probabilidad normal y lognormal
scatplt: gráfica de dispersión
qpplt: gráfica Q-Q o P-P para comparar dos distribuciones
locmap: mapa de localización de datos en 2-D en gris o en color
pixelplt: mapa de pixeles en 2-D en gris o en color.
Bivplt: dibuja una distribución de probabilidad bivariada suavizada con las distribuciones marginales