

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA GEOLOGICA MINERA Y
METALURGICA



“ESTUDIO GEOMECÁNICO DE UN POZO
EXPLORATORIO PETROLERO MEDIANTE LA
APLICACIÓN DE CONCEPTOS TEÓRICOS Y HOJAS
DE CÁLCULO”

TESIS
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO GEÓLOGO

PRESENTADO POR:
KARL EMILSEN PEREZ HUAYNALAYA
Lima – Perú
2010

ABSTRACTO

Una predicción minuciosa de las presiones de poro y los gradientes de fractura, es un requisito necesario para la perforación de pozos de manera segura, económica y eficiente los mismos que después de probados conllevan a su etapa productiva por hidrocarburos.

Las presiones de poro se predicen fácilmente en sedimentos normalmente presurizados. La detección anticipada de las sobrepresiones es la parte difícil e importante.

Una comprensión de la presión de poro es un requisito del plan de perforación para elegir apropiadamente, las profundidades que van a estar la base de los revestimientos (llamado en este caso *Casing*) y opciones de perforación y culminación.

Los acontecimientos del control de pozo tales como la entrada de agua, gas ó petróleo de la formación en el pozo durante la perforación (*kicks*), pérdida de circulación, escapes superficiales ó arremetidas (*blowouts*) y escapes subterráneos (*blowouts* subterráneos), se pueden evitar con las predicciones exactas de gradiente de presión y de fractura de poro, en el diseño preliminar.

El propósito de esta tesis es investigar, compilar información de métodos, aplicar un método teórico, desarrollar el cálculo y estudio de presiones de poro y una estrategia adecuada para la predicción del gradiente de fractura de un pozo seleccionado. Con los datos de las presiones de pozos cercanos y del pozo original, se podrán realizar las calibraciones mas adecuadas.

La presión de poro y la predicción de la tendencia del gradiente de fractura serán útiles para diseñar operaciones futuras de perforación y culminación en el área.

DEDICATORIA

A los que siempre me apoyaron: En el nivel profesional, Vyanne Rojas, Víctor Sanz Parra, Antonio Prioletta, Marco Duque y Graciela Gonzales. A mi familia, a mis padres, el amor de mi vida Margarita, mis hermanas y a mi hija Valentina.

INDICE

CAPITULO 1.....	12
1. INTRODUCCIÓN.....	12
2. CONTEXTO GEOLÓGICO DE LA CUENCA MARAÑON - LOTE 39	14
2.1. GEOLOGÍA REGIONAL.....	14
2.2. SISTEMA PETROLERO.....	16
2.2.1. Roca Madre.....	16
2.2.2. Migración.....	16
2.2.3. Trampa, acumulacion y tiempo.....	16
2.2.4. Reservorios:	17
2.2.5. Sellos	17
2.3. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL REGIONAL Y LOCAL:.....	21
2.4. RELACIÓN ENTRE LA GEOLOGÍA DEL LOTE 39 Y LOS REGÍMENES DE ESFUERZOS EN EL CAMPO DE ESTUDIO.....	21
2.4.1. Evolucion Tectónica y Sedimentaria	23
2.4.2. Análisis geométrico a escala de las estructuras	27
2.4.2.1. Inversiones Tectónicas.....	27
2.4.2.2. Estructuras por subsidencia diferencial e isostasia.....	29
2.4.2.3. Otros tipos de estructuras.....	30
2.4.3. Regimenes de esfuerzos en la zona	31
2.4.3.1. Tipos de fracturas y campos de esfuerzos en el presente.....	31
2.5. PROSPECTO ARABELA.....	38
CAPITULO III	41
PRESIONES Y GRADIENTES: CONCEPTOS TEÓRICOS	41
3.1. PRESIÓN HIDROSTÁTICA:	41
3.1.1. Gradiente hidrostático.....	42
3.2. PRESIÓN DE FORMACIÓN (PRESIÓN DE POROS)	42
3.3. MEDICIONES DE PRESIÓN: MÉTODOS INDIRECTOS Y DIRECTOS	44
3.3.1. Mediciones directas de presión:	44
3.3.1.1. RFT: “Repeat formation tester” (también llamado RCI ó MDT)	44
3.3.1.2. DST: “Drill Steam Test”	44
3.3.2. Mediciones indirectas de presión:.....	44
3.3.2.1. Presión de cierre por arremetidas.....	44
3.3.2.2. Gases de conexión.....	45
3.3.2.3. Presión de fractura	45
3.3.2.4. Prueba de fuga	46
3.3.2.5. Esfuerzo de sobrecarga.....	48
3.3.2.6. Determinación de la densidad total (Bulk Density).....	49

3.3.2.6.1.	<i>Bulk Density a partir de los ripios</i>	50
3.3.2.6.2.	<i>Density a partir de registros sónicos</i>	51
3.3.3.	Cálculo del gradiente de sobrecarga	52
3.3.4.	Presiones de compensación	52
3.3.4.1.	<i>Presión hidrostática del lodo</i>	53
3.3.4.2.	<i>Densidad Equivalente de Circulación</i>	54
CAPITULO IV		55
SITUACIONES DE PRESIÓN ANORMAL EN UN POZO		55
4.1. FORMACIONES SUBPRESURIZADAS		55
4.1.1.	Reducción de la presión de confinamiento ó volumen del fluido	55
4.1.2.	Presión anómala menor aparente	55
4.2. REQUERIMIENTOS DE SOBREPRESIÓN		56
4.2.1.	Modelo de sobrepresión	56
4.2.2.	Permeabilidad	57
4.2.3.	Tiempo	57
4.2.4.	Tipo de fluido	57
4.3. CAUSAS DE LA SOBREPRESIÓN		58
4.3.1.	Efecto de la sobrecarga	58
4.3.1.1.	<i>Enterramiento rápido:</i>	59
4.3.1.2.	<i>Restricciones de drenaje que evitan la expulsión normal de fluidos:</i>	60
4.3.2.	Esfuerzos tectónicos	61
4.3.2.1.	<i>Actividad tectónica:</i>	61
4.3.3.	Aumentos del volumen de fluido	66
4.3.3.1.	<i>Diagenesis de la arcilla</i>	70
4.3.3.2.	<i>Deshidratacion del yeso</i>	70
4.3.3.3.	<i>Generación de hidrocarburos o metanos</i>	69
4.3.3.3.1.	<i>Metano Biogeno</i>	69
4.3.3.3.2.	<i>Generación de hidrocarburos a partir del querogeno</i>	69
4.3.3.3.3.	<i>Descomposicion termica</i>	69
4.3.3.3.4.	<i>Desarrollo de "Taliks" y "Pingos"</i>	69
4.3.3.3.5.	<i>Expansion hidrotermal</i>	70
4.3.4.	Osmosis	70
4.3.5.	Causas hidrostáticas	70
4.3.5.1.	<i>Altura hidráulica</i>	70
4.3.5.2.	<i>Yacimientos de hidrocarburos</i>	71
4.4. DETECCIÓN DE LA SOBREPRESIÓN		72
4.4.1.	Antes de la perforación	72
4.4.2.	Indicadores en tiempo real	73
4.4.2.1.	<i>Tasa de penetración (ROP)</i>	73
4.4.2.2.	<i>Exponente de perforación</i>	73
4.4.2.3.	<i>Exponente de perforación corregido</i>	74
4.4.3.	Indicadores no inmediatos	77
4.4.3.1.	<i>Tendencias del gas de fondo (background)</i>	77
4.4.3.2.	<i>Gas de conexión:</i>	79
4.4.3.3.	<i>Temperatura</i>	81
4.4.4.	Indicadores de flujo	87
4.4.4.1.	<i>Presión de bomba</i>	87
4.4.4.2.	<i>Conductividad</i>	87
4.4.4.3.	<i>Densidad del lodo</i>	87
4.4.4.4.	<i>Flujo de lodo y volumen de tanques</i>	88
4.4.5.	Indicadores con corridas de registros	88
4.4.5.1.	<i>Tiempo de tránsito registro sónico</i>	88
4.4.5.2.	<i>Resistividad</i>	89
4.4.5.3.	<i>Densidad</i>	90
4.4.5.4.	<i>Porosidad –Neutrón</i>	91

4.4.5.5. Rayos Gamma	91
CAPITULO V	93
ANALISIS CUANTITATIVO DE PRESIONES	93
5.1. CALCULAR BULK DENSITY:.....	93
5.2. CALCULAR EL GRADIENTE DE SOBRECARGA (OBG).....	93
5.3. DETERMINACIÓN DE PRESIÓN DE POROS.....	95
5.3.1. Método de Eaton (1972, 1975).....	95
5.4. CURVA DE LA TENDENCIA DE COMPACTACIÓN (NCT):	99
5.4.1. Método de Bowers.....	99
5.4.2. Método de Miller.....	100
5.5. PREDICCIÓN DEL GRADIENTE DE FRACTURA	101
5.5.1. Método de Eaton	102
5.5.2. Método de Daines	104
5.6. PROYECCIÓN DE LA PRESIÓN DE POROS	106
5.7. ANÁLISIS DEL CRITERIO DE FALLA POR CIZALLA DEL POZO	107
CAPITULO VI	109
PROCEDIMIENTO TEÓRICO APLICADO.....	109
6.1. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA UTILIZADA	111
6.2. INFORMACIÓN.....	112
6.2.1. Información Geofísica	112
6.2.2. Información Petrofísica.....	114
6.3. CÁLCULO Y DETERMINACIÓN DE ESFUERZOS.....	114
6.3.1. Esfuerzo Vertical.....	114
6.3.2. Estimación de la Presión de Poro.	114
6.3.2.1. Principio del Esfuerzo Efectivo de Terzaghi.....	114
6.3.2.2. Ecuación de Eaton (sónico y resistividad para presión de poros)	115
6.3.3. Evaluación del Gradiente de Fractura y el Esfuerzo Horizontal Mínimo	117
6.3.4. Evaluación del Esfuerzo Horizontal Máximo SH.....	118
6.3.5. Litología y Parámetros de Resistencia de la Roca	119
6.3.6. Análisis del Criterio de Falla por Cizalla del Pozo	119
6.3.7. Calibración	120
CAPITULO VII.....	122
PROCEDIMIENTO OPERATIVO APLICADO.	122
7.1. INFORMACIÓN CONSIDERADA:	122
7.2. PARÁMETROS Y GRADIENTES CALCULADOS DE LOS REGISTROS:	122
7.3. APLICACIÓN DEL METODO:	123
7.4. CÁLCULOS:	125
CAPITULO VIII	129
RESULTADOS.....	129
CAPITULO IX	135
CONCLUSIONES.....	135
CONCLUSIONES GENERALES.....	136
CAPITULO X.....	135
RECOMEDACIONES.....	137
BIBLIOGRAFÍA.....	138
CAPITULO XII.....	140
ANEXOS.	140

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Ubicación de zona de estudio en la cuenca Marañon.....	14
Figura 2: Columna estratigráfica de la Cuenca Marañon.....	19
Figura 3 Columna estratigráfica del lote 39 - Cuenca Marañon.....	19
Figura 4: Ruta de migración para el petróleo de la roca madre Chonta.....	20
Figura 5: Sección Estructural geológica de la estructura Arabela.	25
Figura 6: Modelo de evolución geológica de la estructura Arabela.....	26
Figura 7: Esquema de Pop Up y Pull aparts.....	29
Figura 8: Dirección y magnitud de los esfuerzos horizontales.	33
Figura 9: Relación entre los esfuerzos regionales y locales.....	34
Figura 10: Vista panorámica de esfuerzos predominantes en la zona	36
Figura 11: Compilación de regímenes de deformación en el presente	37
Figura 12: Ubicación del Lote 39 –Pozos Perforados.....	39
Figura 13: Localización de Arabela	40
Figura 14: Relación entre la presión hidrostática y las presiones de formación.....	41
Figura 15 : Relación entre la salinidad del agua y la presión ejercida.....	42
Figura 16: Grafica de presión de poros	42
Figura 17: Relación entre gradientes de presión versus profundidad	43
Figura 18: Medición de presiones durante el Leak off test.....	47
Figura 19: Grafica ilustrando la fractura de formación debido al “Leak off test”	48
Figura 20: Profundidad, vs densidad y porosidad.....	49
Figura 22: Relación entre la Presión y gradientes vs profundidad.....	53
Figura 23: Ubicación de fluido sobre presionado en el espacio poral.	56
Figura 24: Conexión de poros provocan la permeabilidad	57
Figura 25: Enterramiento rápido de sedimentos	60
Figura 26: Perdida normal de fluidos por la compactación	61
Figura 27: Trampas en reservorios aíslan los fluidos con sus respectivas presiones.	62
Figura 28: Clasificación de deltas.....	63
Figura 29: Ambiente de depositación deltaico (río en laguna)	63
Figura 30: Gráfica de fallas de crecimiento y sobrepresión de lutitas.	64
Figura 31: Los diapiros y la generación de sobrepresiones	65
Figura 32: Procesos de acumulación de presiones en diapiros	65
Figura 33 Transformación de Esmectita en Ilita	67

Figura 34: Molécula de Yeso	67
Figura 35: Esquema e imagen de formación de hidratos de metano.....	69
Figura 36: Influencia de la altura hidrostática del reservorio en la presión.....	70
Figura 37: Hidrocarburos y los cambios en la gradiente de presión.....	71
Figura 38: Variación del exponente D y la presión con la profundidad	76
Figura 39: Variación de la presión de formación con gas de conexión	78
Figura 40: La perforación sub-balanceada y sus inconvenientes.....	79
Figura 41: Zonas subbalanceadas generando respuestas de gas de conexión.....	80
Figura 42: Gráfica de variación de la temperatura con la profundidad.....	81
Figura 43: Temperatura en la línea de flujo	82
Figura 44: Variación de la temperatura con las sobrepresiones.....	84
Figura 45: Variación de la densidad de lutita con las sobrepresiones.....	85
Figura 46: Forma de Cavings y las posibles causas.....	86
Figura 47: Tabla de velocidad de transito en diferentes tipos de roca.....	88
Figura 48: El tiempo de transito sónico y su relación con las sobrepresiones.....	89
Figura 49: La resistividad y su relación con las sobrepresiones.....	90
Figura 50: La densidad y su relación con las sobrepresiones.....	91
Figura 51: Incertidumbre en el cálculo de presiones según la información.....	93
Figura 52: Valores de relación de Poison en laboratorio	105
Figura 54: Pozo Arabela sobre mapa estructural al tope de Casablanca.....	113
Figura 56: Se carga la información de los registros eléctricos:	125
Figura 57: Tabla de Excel 2	126
Figura 58: Resultados A.....	130
Figura 59: Resultados B.....	131
Figura 60: Gráfica resultados obtenidos y los pozos cercanos.....	132
Figura 61 : Cross section O-E del Lote 39.	141
Figura 62: Columna Estratigráfica del área en estudio	142
Figura 63: Sección estructural de la cuenca Marañon.	143
Figura 64: Esquema evolutivo de la estructura Arabela en la cuenca.....	144
Figura 65 : Ruta de migración del petróleo de Chonta.	145
Figura 66 :Línea sísmica cercana al pozo perforado.....	146
Figura 67: Cross section de registros de pozos cercanos y el pozo en estudio.....	147
Figura 68: Mapa de localización de pozos pertenecientes en el estudio.....	148
Figura 69 :Tabla Cronoestratigráfica de la cuenca.	149

OBJETIVOS

- Desarrollar un trabajo de investigación basado en estudios previos del Lote 39, tomando en cuenta la predicción de presión de poros, el comportamiento de las sobre presiones, los campos de esfuerzo y su comportamiento geomecánico.
- Estudiar la interacción de la Presión de Poros con la profundidad, mediante la aplicación de una hoja de calculo disponible (*MS Excel 2003*) aplicandola para determinar un pronóstico aproximado de la condición de presiones y regimenes de esfuerzos en el futuro pozo. Se tomó como caso hipotético los datos del pozo exploratorio perforado Arabela.
- Investigar métodos de predicción alternativos, los cuales permitirán aproximarnos a la realidad.
- Desarrollar una metodología, práctica, versátil y económica que permita obtener una tendencia de estabilidad preliminar; la cual podrá ser tomada en cuenta al realizarse un estudio avanzado con un especialista contratado.
- Obtener a través de esta tesis de grado, el titulo de Ingeniero Geólogo.

RESUMEN

La presente tesis documenta el procedimiento, cálculo y los resultados del análisis de las geopresiones y el estudio de estabilidad de un pozo exploratorio vertical. Este se encuentra localizado en la selva amazónica de Perú en un complejo estructural formado por “*Horst*” y “*Grabens*” en la edad Permo-Triásico. Este evento generó dos zonas tectónicamente activas (sistema de *grabens* occidental y oriental), los cuales fueron modificados por un pulso compresivo en el Turoniano-Paleoceno; Paleoceno-Eoceno y Mioceno- Plioceno, resultando en una estructura tipo “pop-up” ó “en flor positiva” alargado en dirección norte-sur, definida por fallas inversas extendidas en el flanco Este.

Se ha compilado información referente a sobre presiones, determinaciones de estas y un análisis (pronóstico) de geopresiones de un pozo ya perforado. Estos resultados cuantifican el riesgo por inestabilidad en caso de realizarse un siguiente pozo aledaño; brindando información para un adecuado rango operacional de la densidad de lodo, dentro de un campo anormal de esfuerzos, producto de una estructura asociada a inversión tectónica y expulsión parcial de un graben pre-Cretácico. En la actualidad, el esfuerzo predominante en la zona es de régimen compresivo.

La estructura afectada por varias fallas con diferentes geometrías, produce una segmentación y/o compartimentalización

En este proyecto se ha tenido disponible datos operacionales, reportes finales e información geológica, del pozo seleccionado y estudiado. Además, se toma de referencia adicional los pozos cercanos Pozo 1, Pozo 2 y Pozo 3.

La ubicación de los pozos de correlación se muestra en la Figura 10. La información incluida corresponde a registros de Rayos Gamma, Resistividad, Sónico, Porosidad, *Bulk Density* (densidad total), imágenes resistivas (STAR, FMI), buzamientos, Pruebas de formación (RFT-SFT-MDT-RCI), datos de densidad de lodo, litología e información operacional tales como resultados de pruebas de integridad y eventos originados por inestabilidad de hoyo (*cavings*, *over pull*, etc.).

La columna estratigráfica esperada es mostrada en la Figura 2.

Las curvas de presión de poro, fueron calculados a partir de la información de registros Sónicos y Resistividad, utilizando el modelo petrofísico estándar de Eaton de compactación de arcillas en formaciones clásticas. Fue importante utilizar los eventos operacionales ocurridos en los pozos de correlación para tener una mejor interpretación en la predicción de problemas y como poder enfrentarlos ó evitarlos.

Las líneas de tendencia normal de compactación (NCT) obtenidas de cada pozo, para los cálculos de presión de poro, fueron similares pero no idénticas. Esto se debe probablemente a la calidad de los registros eléctricos en el lote 39. En los perfiles finales de geopresiones, se muestran que la presión preliminar de poro fue atenuada por filtrado manual, eliminando datos distorsionados (ruido) en los registros. Se usó además la experiencia en el área en lo referente a las presiones y se sustentaron con los resultados de las pruebas de presión registradas en las formaciones reservorio (MDT, RCI, RFT-SFT).

De dicho análisis, se estableció básicamente la presencia de dos zonas con presiones anormales.

El primer incremento se inicia a la profundidad de 1150 a 1350 pies TVD base de la formación Pebas y parte superior de la formación Chambira, donde se estiman valores máximos de 9.5 ppg en el peso del lodo, disminuyendo gradualmente a su equivalente en presión normal hasta los 3,300 pies TVD que corresponde a la parte media de la formación Chambira. En esta parte se observa un segundo incremento de presión hasta la formación Pozo Shale a 3860 pies TVD con valores de 10.9 ~11.9ppg en peso de lodo, disminuyendo en su equivalente a presión normal en la formación Yahuarango. Estos valores se prolongan hasta las formaciones Casa Blanca, Cachiyacu, Vivian. En Chonta hay un valor elevado de presiones que podría acarrear en formación de “*cavings ó derrumbes*”, lo que se recomienda no elevar el peso de lodo, por encontrarse en la zona de interés. Agua Caliente, Raya y Cushabatay, hasta la profundidad final del pozo (TD: 5767 pies MD / 5767 pies TVD.) presentando presiones normales.

Las presiones calculadas por el modelo de compactación en arcillas, son coherentes con las densidades de lodo utilizadas en pozos vecinos perforados por Repsol.

Los gradientes de fractura fueron calculados utilizando el método de Mathews & Kelly, con una relación de esfuerzo efectivo $K_0=0.80$ para las formaciones con mayor contenido arcilloso. En las formaciones con mayor contenido arenoso, se utilizó el método de Daines con una relación de Poisson de 0.30, calibrándose ambos métodos con la prueba de integridad de la formación (FIT) realizada a los 1015 pies TVD (profundidad de instalación de zapata de 13 3/8”) la cual dio como resultado un peso de lodo equivalente de 14.0 ppg y la otra realizada a los 4,572 pies TVD (profundidad de instalación de zapata de 9 5/8”), la cual dio como resultado un peso de lodo equivalente de 15.5 ppg. El gradiente de sobre carga, fue calculado utilizando una combinación de información tomada en los registros de densidad (bulk density) y las calculadas desde el registro sísmico. A esto se realizó una transformación con la ecuación de Gardner de velocidad/densidad aplicando un coeficiente de **0.23** y un exponente de **0.25** Asumiendo un valor de 2.02 gr. /cm³ para densidades superficiales.

El modelo de estabilidad de hoyo en el pozo, fue desarrollado utilizando los perfiles de presión de poro, gradiente de fractura y sobre carga, calibrados con los eventos de inestabilidad observados en el pozo, y en los de correlación analizados. Se tuvo en cuenta que en esta zona predominan esfuerzos del tipo compresional.

Se observaron cuatro zonas que tuvieron problemas de inestabilidad. La primera en la formación Chambira (1200 pies); la segunda en la formación Pozo Shale (3800

pies), en ambas se observan una anomalía en la respuesta de los registros y un anormal incremento de la presión de poro; la tercera en la formación Yahuarango que presenta una moderada interacción del fluido-roca. La descalibración observada en esta zona indica que debe utilizarse un peso de lodo mínimo de 10.9 ~ 11.9 ppg y aislarla hasta el tope de la formación Casa Blanca. Los resultados finales del pozo analizado indican que no se aisló en su totalidad y en la etapa a 8 ½” el peso de lodo se redujo de 9.5 ~ 9.6 ppg, esta reducción ocasiona un diferencial de presión lo que pudo haber motivado descalibre observado en los registros de Caliper; por ultimo, la cuarta zona en la formación Chonta miembro Pona, fue debido a la fuerte laminación preexistente.

En general, para el análisis de falla por cizalla fue considerado lo siguiente:

1. Un régimen compresivo (inversión tectónica), donde el máximo esfuerzo horizontal es el esfuerzo principal.
2. La dirección del máximo esfuerzo horizontal es $SH = N 110^\circ \sim 120^\circ E$ y la dirección del mínimo esfuerzo horizontal, $Sh = N 20^\circ \sim 30^\circ E$.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

En esta tesis se presenta los conceptos y el modelamiento geomecánico para la perforación de un pozo exploratorio, ubicado al NE de la cuenca Marañón; se usará la teoría elástica lineal para determinar el comportamiento deformacional de las rocas que fueron obtenidos de las correlaciones, las propiedades geomecánicas de las formaciones y el conocimiento de los esfuerzos in situ, desde las herramientas de pozo como los registros eléctricos y de imágenes.

Estudios previos se han realizado en campos cercanos del mismo Lote, por parte de otras empresas (Halliburton) evidenciando que tendencias siguen los esfuerzos en los prospectos, así como cierta semejanza en inestabilidad de algunas formaciones determinadas (Chambira, Pozo Shale, Chonta, etc.).

Adicionalmente, se presenta la calibración de dicho modelo con las actividades de perforación observados en pozos previamente perforados dentro del área de estudio. La validación del modelo extrapolado se basó en las actividades de perforación, pruebas de presiones de formación y de haberse realizado pruebas de laboratorio adicionales en el núcleo extraído, se hubieran obtenido datos más certeros. El modelamiento geomecánico de las formaciones peruanas, permitió el desarrollo de una metodología robusta y apropiada para el área de estudio y la estandarización de este proceso como apoyo en los trabajos de perforación de REPSOL EXPLORACIÓN PERÚ. Ella ha brindando la posibilidad de establecer acciones que permiten reducir los costos de perforación y los riesgos a las diferentes operaciones desarrolladas.

Terminología

Los esfuerzos están expresados tanto en unidades convencionales de fuerza por unidad de área (PSI ó kPa), y en equivalentes de densidad usadas en los fluidos

de perforación. El gradiente de esfuerzos, equivale al esfuerzo a una profundidad determinada por unidad de profundidad vertical. Los gradientes se expresan estrictamente en unidades de fuerza por unidad de área y por unidad de profundidad vertical, ó sea, PSI/ft ó kPa/m. Sin embargo, también pueden expresarse en unidades equivalentes de “densidad” (lb./gal; g/cm³; ó gravedad específica).

Frecuentemente los términos “gradiente de sobrecarga” y “gradiente de presión de poro” son llamados simplemente “sobrecarga” y “presión de poro”. Respectivamente, en significado específico estará asociado a las unidades, en que se expresen. Independientemente de lo anterior, en este reporte se establecerá la distinción entre estos dos tipos de unidades mediante el uso de una sola letra minúscula para denotar esfuerzos y presión. El uso de múltiples letras mayúsculas, estará restringido al uso de gradientes. Otros símbolos, tales como la profundidad, etc., deberán definirse en cada ecuación. Además las expresiones en inglés se citan como tales debido a su uso común en la industria.

CAPITULO II

CONTEXTO GEOLÓGICO DE LA CUENCA MARAÑÓN - LOTE 39

2.1. GEOLOGÍA REGIONAL (1)

El lote 39 se ubica en el sector NE de la Cuenca Marañón y tiene una superficie de 8.868,21 Km², el lote es operado por Repsol desde Junio de 2003 con un 55% de participación, el 45% pertenece a Burlington Resources.



Figura 1: Ubicación de zona de estudio en la cuenca Marañón

Durante el Pérmico Final y el Jurásico temprano un levantamiento genera depocentros sedimentarios (fallas extensionales) rellenos por sedimentos continentales. Posteriormente un pulso transgresivo-regresivo dio lugar al depósito del Grupo Pucará y a la peneplanización de la cuenca. La parte basal de Pucará (anhidritas y halitas) fueron depositadas en un ambiente restringido; sobreyaciendo calizas arcillosas, lutitas negras y calizas de plataforma. Las evaporitas experimentaron un movimiento de acomodación temprano, (depositados sobre Pucará conglomerados y areniscas continentales rojizas de la Fm. Sarayaquillo) La Orogenia Nevadiana acentúa esta discordancia.

La secuencia cretácica consiste en una cuña tectónica ó *pinch out* sedimentario abierta hacia el Oeste de tres horizontes areniscosos y dos lutíticos (ambiente fluvial a marino marginal). El episodio Aptiense-Albiense representado por Fm. Cushabatay (primeras areniscas transgresivas del Cretácico); se trata de arcossuarciarenitas de grano mediano a grueso (horizonte gruesos), depositadas en un ambiente deltaico y/o marino marginal. Inmediatamente fue depositada la Fm. Raya de edad Albiana representada por lutitas de ambiente marino restringido con altos contenidos de materia orgánica, que tienen mayor espesor hacia el Oeste. Hacia el Este, cambian de facies a areniscas marinas y limolitas de menor espesor. Sobre estas tuvo lugar la Fm. Agua Caliente (areniscas de grano grueso) de edad Albiano Tardío - Cenomaniense Temprano. El mayor evento transgresivo de todo el Cretácico se inicia en el Cenomaniense con la Fm. Chonta Inferior (Miembro Cético) y tiene su momento de máxima inundación, durante el Coniaciano-Santoniano representado por las lutitas de la Fm. Chonta (Miembros Cético Superior y Pona). El intervalo Chonta Inferior tiene por lo general secuencias con gran porcentaje de areniscas de grano grueso, aumentando su proporción hacia el Este, y tiene abundancia de galuconita; estos depósitos de barra-*shoal* gradan hacia arriba a lutitas de plataforma interna. Los intervalos Chonta Superior e Inferior están separados por un episodio de carbonatos de edad turoniana muy extendido en toda la cuenca y que se conoce como Caliza de Chonta (que adelgaza y se vuelve arenoso hacia el Este). La secuencia cretácica finaliza con depósitos fluvio deltaicos del tipo braided de las formaciones Vivian y Casa Blanca.

Por encima de toda la secuencia Cretácica están los depósitos molásicos Terciarios de más de 4000 m de espesor, sedimentados en una cuenca de Antepaís: Lutitas rojas de la Fm. Yahuarango (Paleoceno), concordante a la Secuencia Cretácica. Por encima se deposita la Fm. Pozo del Eoceno superior – Oligoceno inferior, (areniscas, tobas y algunas lutitas de influencia marina; atribuido al aumento de la erosión durante el evento Incaico. El Oligoceno-Mioceno Medio viene representado por la Fm. Chambira (lutitas rojas, limolitas y areniscas de llanura aluvial), engrosándose hacia el Oeste. Sobreyacente aparece la Fm. Pebas, (lutitas rojas y evaporitas) durante un episodio tectónico de poca actividad que precede a la fase Quechua III del Mioceno-Plioceno. Finalmente el Plioceno viene representado por depósitos de molasas conglomeráticas (Quechua III).

(1) Fuente: “Reporte final del pozo Arabela- Lote 39” Repsol Exploración Perú

2.2. SISTEMA PETROLERO (2)

2.2.1. Roca Madre

El petróleo pesado encontrado en el Lote 39 fue originario de materia orgánica marina de Tipo II, con un alto contenido de carbonatos y se infiere que la fuente es la formación Chonta.

Las muestras obtenidas en los pozos vecinos señalan que vienen de una inmadura y temprana ventana de petróleo. Los hidrocarburos del lote 39 y del bloque 16 (Ecuador) presentan bajos niveles de madurez que los del lote 1AB de la cuenca Marañon.

De acuerdo a un estudio de modelado de cuenca, el primer pico de expulsión fue hace 16 millones de años.

2.2.2. Migración

El petróleo en la Cuenca Marañon es generado de tres principales diferentes rocas madre: Pucara, Chonta y RAYA.

Cada uno de estas rocas madre presentan diferente movilidad y barreras de migración requiriendo a su vez de diferentes mecanismos de migración.

Sin embargo, el petróleo en el lote 39 fue generado de la formación Chonta constituido de Lutitas marinas y Calizas de edad Cenomaniano – Santoniano.

La roca madre y los reservorios están en contacto y la ruta de migración es por lo tanto directa de la roca madre al reservorio.

La gran distribución del petróleo de Chonta en la Cuenca, sugiere que Chonta es el más efectivo sistema petrolero en la Cuenca. Las distancias de migración son de dos tipos:

Migración larga horizontal de larga distancia se requieren para algunas acumulaciones en el flanco este de la Cuenca, siendo la formación Vivian, el más probable y efectivo horizonte conductor en la Cuenca.

La migración vertical probablemente ocurra de los flancos oeste a este de la Cuenca, donde algunas estructuras y fallamientos soportan movimientos verticales.

2.2.3. Trampa, acumulación y tiempo.

La estructura es interpretada como una reactivación positiva resultado de un antiguo sistema extensional.

Las fallas extensionales fueron generadas durante el Permiano, estas fallas fueron reactivadas durante el Turoniano, Paleoceno y Mioceno-Plioceno (Evento tectónico Quechua) en un sistema compresivo.

El modelado geomecánico sugiere que la expulsión de petróleo fue desde el oligoceno temprano y el tiempo de acumulación fue posiblemente durante el Mioceno.

2.2.4. Reservorios:

Los principales reservorios en el pozo son Casablanca, Vivian y Chonta Cetico:

Formacion Casablanca: Consistente de areniscas de grano medio a grueso con algunos niveles conglomeríticos.

Formacion Vivian.: Compuesto por areniscas de grano mediano a grueso .

Formacion Chonta – miembro cetico: Compuesto por areniscas de grano mediano a grueso.

2.2.5. Sellos

La formacion Yahuarango constituye el sello regional para el petroleo atrapado en el reservorio Casablanca y Vivian, adicionalmente, el sello vertical para la formacion Vivian puede ser las Lutitas Cachiyacu, pero esta formacion posee un espesor pequeño, infiriendose una comunicacion entre Casablanca y Vivian.

A su vez, las lutitas de Chonta (miembros Pona y Lupuna) son sellos para la acumulacion en las areniscas de Chonta inferior (Miembro Cetico).

EDAD		UNIDAD LITOLOGICA	SIMBOLOS	ESPESES. M.	REFLECTOR SISMICO	LITOLOGÍA	
QUATERN.	PLEISTOCENO	CORRIENTES		1300 100		- Arena/Arenisca, de grano fino a grueso, conglomerática	
	PIOCENO	MARAÑON		120 100		- Marga/caliza beige arenosa, arenisca blanca de grano fino a grueso, lutita litificada, siltita roja.	
TERCIARIO	MIOCENO	PEBAS		100 600		- Lutita/piedra de caolín (roca arcillosa) gris, gris verdoso y fosilífera	
	OLIGOCENO	CHAMBIRA		1600		- Lutita litificada, piedra de caolín (roca arcillosa) color rojo a rojo violáceo, interestratificada con siltita roja	
				700		- Abundante anhidrita	
	EOCENO	POZO		80 200		- Lutita gris oscura	
PALEOCENO	YAHUARANGO		900 400		- Arenisca gris claro de grano fino, siltita gris claro, lutita litificada rojo ladrillo		
CRETACEO	MAESTRICHIANO CAMPANIANO	VIVIAN		20		- Arenisca blanca, lutita litificada piedra de caolín (arcilla rocosa) roja y lutita gris	
				150		- Lutita gris oscuro, arenisca blanca que contiene cuarzo	
	SANTONIANO	CHONTA	PONA		600		- Lutita gris glauconítica
					LUPUNA		- Arenisca gris
					LUPUNA		- Siltita gris lodosa
	CONIACIANO	LW. CETICO	CALIZA		160		- Caliza gris micrítica fosilífera
					60		- Arenisca gris claro con cuarzo, algunos estratos de lutita gris
	TURONIANO CENOMANIANO	AGUAS CALIENTES		300		- Lutita gris oscuro, arenisca; ocasionalmente caliza	
	ALBIANO	RAYA		130 40		- Lutita gris oscuro, arenisca; ocasionalmente caliza	
				430		- Arenisca gris claro con cuarzo de grano fino o grueso y con estratos intercalados de material tufaceo	
APTIANO	CUSHABATAY		90				
JURASSICO	SUPERIOR	SARAYAQUILLO		1500 200		- Arenisca y siltita roja con algunos estratos de conglomerados y tufaceos	
	INFERIOR	PUCARA		1000 50		- Caliza, lutita color gris oscuro a negro, arenisca y horsteno (roca silicea)	
TRIASICO	SUPERIOR	MITU		900		- Arenisca y tufa roja conglomerada	
INFERIOR	50						
PERMICO	SUPERIOR	COPACABANA TARMA		1300		- Caliza gris, algunos estratos de lutita fosilífera	
	INFERIOR			200		- Arenisca verde a gris verdoso	
CARBONIF.		AMBO		400 150		- Arenisca gris de grano fino a grueso	
				200			
DEVONIANO		CABANILLAS		200 1000		- Lutita gris oscuro interestratificada con arenisca gris	
ORDOVIC.		CONTAYA		300		- Lutita gris claro con interestratos de siltita y cuarcita	
P. CAMBRIC.						- Granito y gneis	



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA GEOLOGICA
MINERA Y METALURGIA

Columna estratigráfica y litológica de la cuenca Marañon.
 (Sector perteneciente al Lote 39 estudiado)

Autor: MINEM – Archivos

Fecha: Dic 2009

Escala:

Figura: **2**

Referencia:

Figura 2: Columna estratigráfica de la Cuenca Marañon

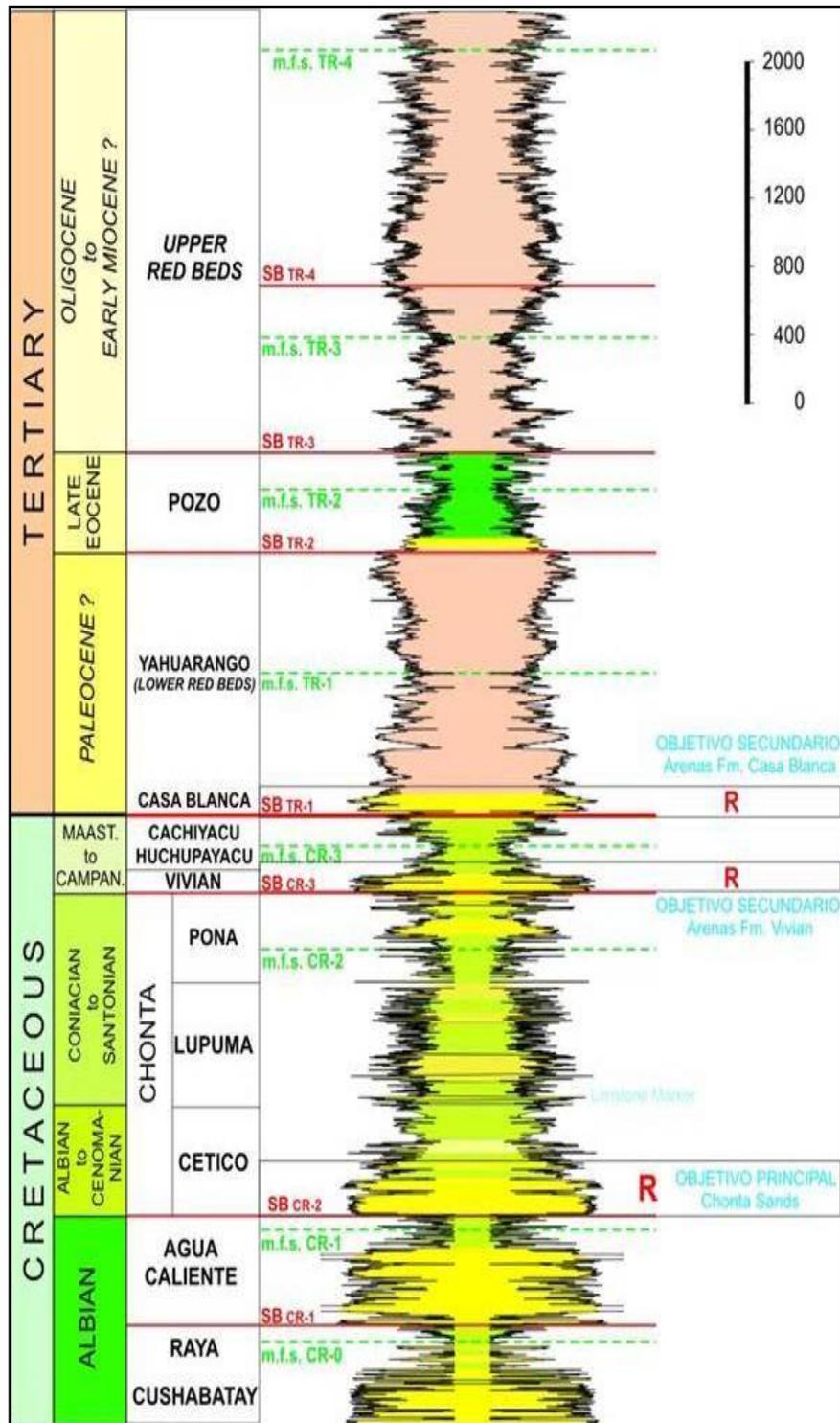


Figura 3 Columna estratigráfica del lote 39 - Cuenca Marañon

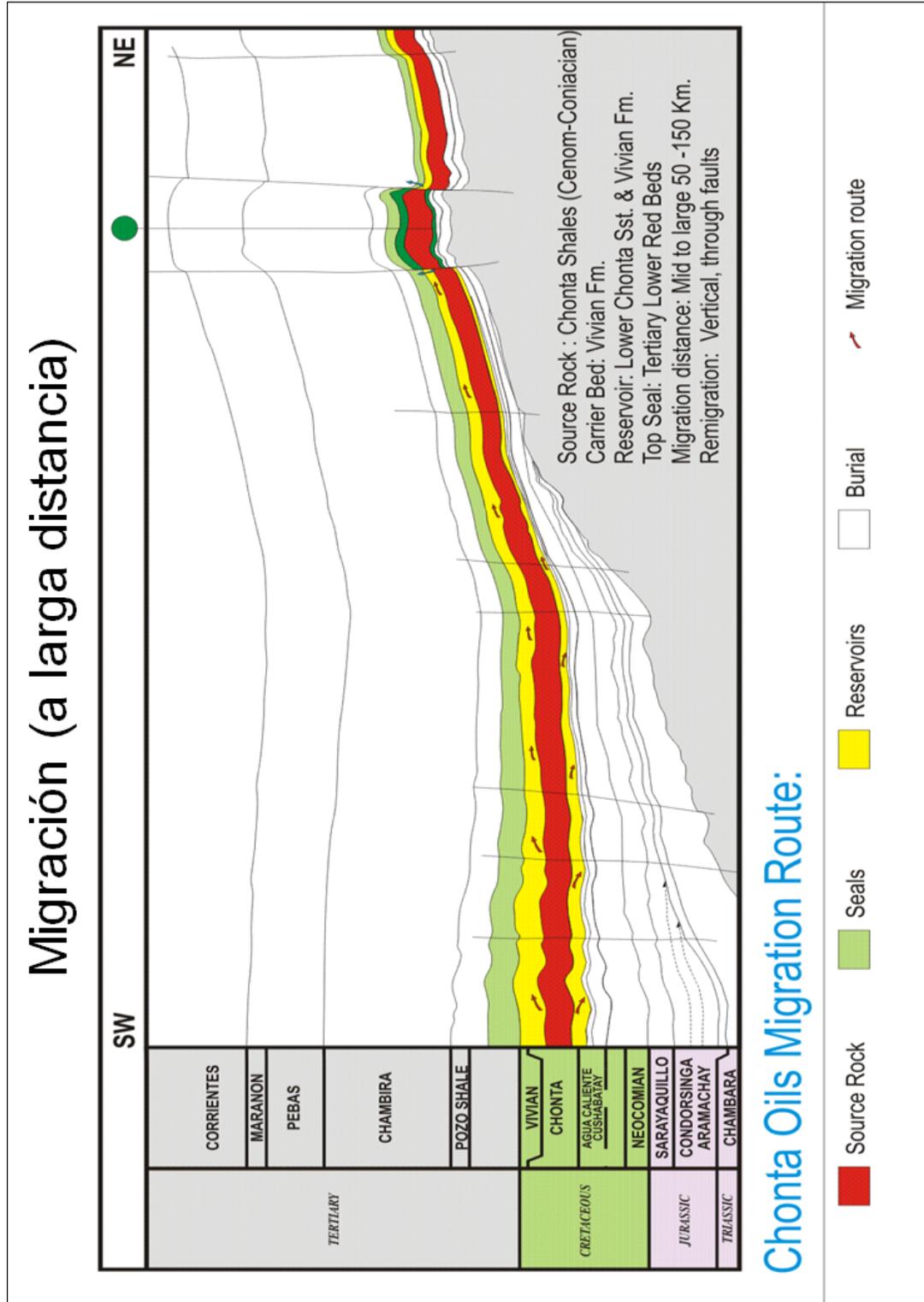


Figura 4: Ruta de migración para el petróleo de la roca madre Chonta

2.3. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL REGIONAL Y LOCAL: (3)

El efecto del rifting permo-triásico dió origen a la formación de “*horsts*” y “*grabens*”, que se extendieron hasta las zonas más orientales de la Cuenca Marañón. La expresión más importante: Alto de Aguaje, el cual definió dos zonas tectónicamente activas sobre sus márgenes occidental y oriental (sistema de “*grabens*” occidental y oriental).

De acuerdo a las interpretaciones sísmicas, el Alto de Aguaje esta conformado por rocas Paleozoicas y/o en algunos casos se tiene al basamento cristalino muy próximo al Cretácico, con secuencias de Paleozoico de poco espesor. Se extiende en dirección Norte, muy probablemente hasta la Cuenca Oriente del Ecuador, mientras que al Sur tiende a hundirse y se confunde con los “*horsts* y *grabens*” de estructuras localizadas más al Sur. De igual manera, el sistema de “*grabens*” en el Este, aparentemente se prolongan al Norte hasta la Cuenca Oriente (*Ishpingo, Tiputini, Tambococha*), mientras que hacia el Sur, estos son conocidos (por información sísmica) hasta las proximidades del Arco de Contaya. Otros elementos estructurales, son cuerpos intrusivos granodioríticos de tipo lacolito (morfología domal), con relieve positivo sobre los cuales, las secuencias sedimentarias del Cretácico inferior están en “*onlap*”.

De especial importancia dentro del dispositivo del Alto de Aguaje y “*grabens*” asociados resulta el sistema de “*grabens*” oriental, puesto que involucra a las estructuras del Lote 39. Estas estructuras son interpretadas como el resultado de la reactivación positiva de un sistema extensional antiguo. La secuencia de las inversiones, es muy simple y repetitiva, consistiendo al principio en estructuras extensivas que se emplazaron entre el Pérmico y el Triásico. Un posterior primer pulso compresivo (inversión tectónica positiva) desarrollado entre el Turoniano y Paleoceno permitió la creación de las primeras trampas estructurales que posteriormente almacenarían los hidrocarburos generados en la primera fase de expulsión durante el Cretácico Superior (Generación de Pucará) y una segunda fase, Mioceno Temprano-Medio (Generación de Chonta \approx 16 m.a). Una reactivación de estas estructuras tuvo lugar durante el Paleoceno-Eoceno y posteriormente en el Mioceno-Plioceno, dando origen al relieve observado actualmente en las estructuras y en otras que almacenarían fundamentalmente los Hidrocarburos cretácicos re-migrados a partir de las estructuras más antiguas.

2.4. RELACIÓN ENTRE LA GEOLOGÍA DEL LOTE 39 Y LOS REGÍMENES DE ESFUERZOS EN EL CAMPO DE ESTUDIO.

La Cuenca Marañón que abarca aproximadamente un área de 200,000 km², se caracteriza por presentar una franja de dirección NW-SE de unos 50 Km. de

ancho por 300 Km. de largo, sobre la cual se encuentran situados los principales descubrimientos comerciales de petróleo.

A escala orogénica, la Cuenca Marañón se sitúa entre el Escudo Brasileiro y la Cordillera de los Andes. Por su posición morfoestructural es comúnmente denominada como una cuenca de Antepaís. Esta cuenca localizada entre 0° y 7° de latitud Sur (ver figura 1), morfológicamente presenta una orientación NNE-SSW y está limitada hacia el Este, al igual que las cuencas Oriente y Ucayali, por el Escudo Guyanés - Brasileiro. Su extensión Norte corresponde a la Cuenca Putumayo de Colombia, mientras que al Sur, se encuentra estructuralmente aislada de la Cuenca Ucayali por el Arco de Contaya y los Cerros de Cushabatay.

La Cordillera Oriental y su zona subandina (*foothills* ó faja plegada), constituyen un conjunto de pliegues y corrimientos asociados de 100 a 400 Km. de amplitud, mientras que la zona que corresponde al Antepaís (Cuenca Marañón), está caracterizada en su parte interna por una estructuración relativamente suave de monoclinales, que solo son visibles en el subsuelo gracias a la información sísmica.

En esta parte de la cadena (Antepaís), las principales deformaciones compresivas se sucedieron durante el Neógeno y en su mayoría, corresponden a inversiones tectónicas positivas. Sin embargo, las deformaciones más intensas en amplitud y magnitud sucedieron durante el Permo-Triásico y constituyen el efecto lateral del emplazamiento de un importante “*Rift*”, desarrollado sobre la margen occidental de la placa sudamericana. A nivel de la Cuenca Marañón, el efecto de este “*Rift*” Permo-triásico, está representado por una importante estructuración que dió origen a la formación de un complejo sistema de *Horst* y *grabens*, que localmente también originaron altos estructurales y provocaron un importante basculamiento de la plataforma Paleozoica hacia los bordes de dichos altos.

La estructura interpretada es compleja formada por estructuras tipo Horst y Grabens en la era Permo-Triásico. Este fallamiento generó dos zonas tectónicamente activas, los cuales fueron modificados por pulsos compresivos en el Turoniano-Paleoceno; Paleoceno-Eoceno; y en el Mioceno-Plioceno. Resultando un anticlinal cerrado de forma alargada en dirección Norte – Sur. En esta estructura son reconocidas las formaciones Casa Blanca, Vivian y Agua Caliente que provienen de facies fluviales y la formación Chonta (miembro Cetico) como de facies marino-marginal. El sello para las formaciones Casa Blanca y Vivian, es la formación Yahuarango y para la formación Chonta (miembro Cetico), Agua Caliente y Raya es miembro Pona de la formación Chonta.

La litología está caracterizada por lutitas y areniscas intercaladas con limolita y anhidrita. Una proyección en las propiedades de resistencia de la roca en pozos cercanos indican que las Lutitas de la formación Pozo, Yahuarango y miembro Pona (formación Chonta) son laminares, frágiles, muy quebradizas, fisibles, condiciones que crean inestabilidad.

Las areniscas en las formaciones Pozo, Vivian, Casa Blanca, Chonta miembro Cetico (Formación Chonta), Agua Caliente y RAYA son más propensas en

presentar inconvenientes con posibilidades de atasco de la tubería de perforación por diferencial de presión, siempre que el sobre balance (perforación con alto peso de lodo) sea elevado.

2.4.1. Evolucion Tectónica y Sedimentaria

La Cuenca Marañón se desarrolló sobre un substratum muy heterogéneo influyó en la morfología de la depositación. Esta heterogeneidad resulta del emplazamiento de antiguas cuencas extensivas pre-cretácicas, con una compleja evolución lateral y que pueden desaparecer muy rápidamente.

2.4.1.1. Zona Nor-Oriental.

En este sector gracias a la información sísmica se logró poner en evidencia un importante sistema estructural extensivo precretácico, el cual hasta ahora no se conocía en los sectores Orientales de la Cuenca Marañón. En efecto, como muestra la interpretación estructural de las secciones sísmicas (Figura 5 y 6), se puede observar el desarrollo de un sistema de grabens de dirección Norte-Sur en los cuales se diferencian series sedimentarias (probablemente sintectónicas) que manifiestan la importancia y extensión que tuvo el emplazamiento del “*Rift*” Permo-Triásico.

Las unidades litológicas pre-*Rift*, que deberían de corresponder a rocas del Paleozoico superior, por analogía con el sector occidental de la cuenca, se puede asumir que corresponden al Permo-Carbonífero. En lo que concierne a las unidades *syn-Rift*, en este sector de la cuenca, ningún pozo exploratorio atravesó las series sedimentarias que sobreyacen los *grabens*, ya que estos pozos perforaron estructuras limitadas por *Horst*, y si bien es cierto que algunos de ellos llegaron hasta el pre-cretácico, estructuralmente los pozos se ubicaron sobre las márgenes de los *grabens*, razón por la cual, es posible que algunos de ellos llegaran directamente al basamento por debajo del Cretácico, como es el caso del Pozo Paiche, ó a secuencias muy delgadas del pre-Cretácico.

Aunque la dinámica y ambiente sedimentario de los depósitos *syn-Rift* son desconocidos, una correlación de estos, se puede hacer con las series sedimentarias pre-cretácicas evidenciadas mas al Norte, en la Cuenca Oriente de Ecuador. En efecto, en el extremo oriental de la Cuenca Oriente, el Pozo Tambococha 1 atravesó una secuencia carbonatada del Jurásico, cuya litología esta en su mayor parte compuesta por calizas y lutitas.

Aparentemente, estas secuencias testifican una fácies lagunar ó marina y representan los depósitos proximales de las secuencias sedimentarias que rellenaron los *grabens*. La edad asumida a estas secuencias carbonatadas esta comprendida entre el Jurásico y Cretácico temprano y sobreyacen a una serie detrítica de areniscas blancas, fragmentos angulosos de cuarzo

e intercalaciones de lutitas grises de edad indeterminada. Hacia el Sur, este sistema de *grabens* es difícil de interpretar, debido a la pobre información del pre-cretácico que la sísmica puede ofrecer. Algunas líneas sísmicas reprocesadas, llegan a ilustrar la presencia de estos accidentes paleo geográficos, que aparentemente mantienen una dirección Norte-Sur, mientras que la geometría de estructuración resulta mas complicada y difícil de definir, como lo demuestra el *graben* de la Estructura Arabela.

De otra parte, en el sector Norte de la cuenca, la información de subsuelo muestra la presencia de importantes zonas positivas e irregulares, sobre los cuales las secuencias sedimentarias del Cretácico inferior, están en “*onlap*”. Este “*onlap*” permite una datación relativa del emplazamiento de estas zonas, las cuales se emplazaron muy probablemente al límite Jurásico-Cretácico. La geometría en forma de domo y la respuesta sísmica que caracteriza una superficie muy irregular, permiten interpretar estas geoformas como cuerpos intrusivos. Uno de estos cuerpos fue alcanzado por el pozo Dorado, situado en el sector Norte del lote 67, en el que se describe una roca granítica que esta bajo las series Cretácicas (Cushabatay). Como muestra el mapa, estas zonas presentan un alineamiento Norte-Sur y aparentemente bordean el Alto de Aguaje en su parte Nor-oriental. La presencia de estos cuerpos intrusivos, puede explicar las anómalas y altas concentraciones de gas de bajo BTU, N₂, y la predominancia de componentes C₁₂⁺ pesados, en los pozos Dorado y Paiche.

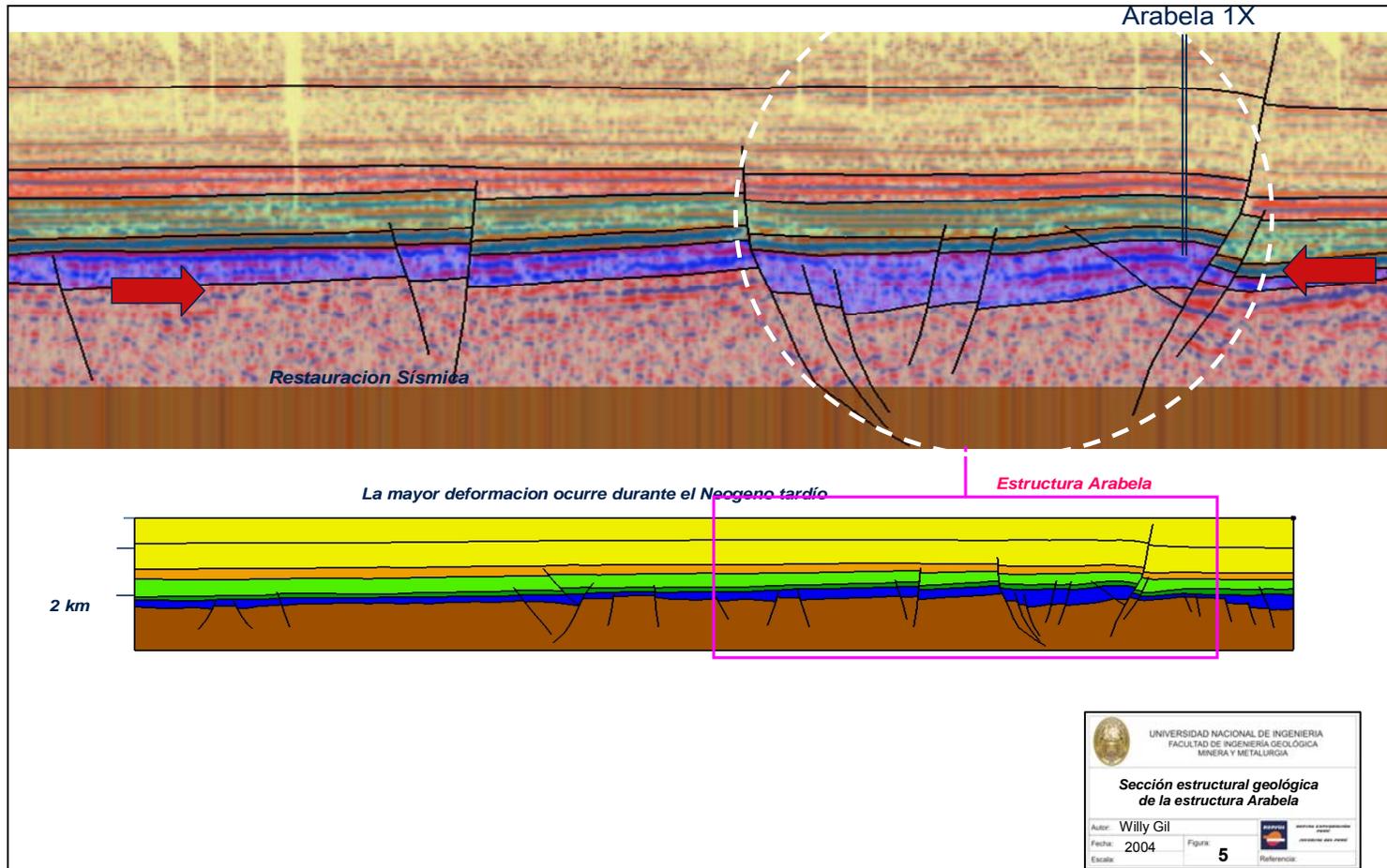


Figura 5: Sección Estructural geológica de la estructura Arabela. Fuente Willy Gil – Repsol Exploración

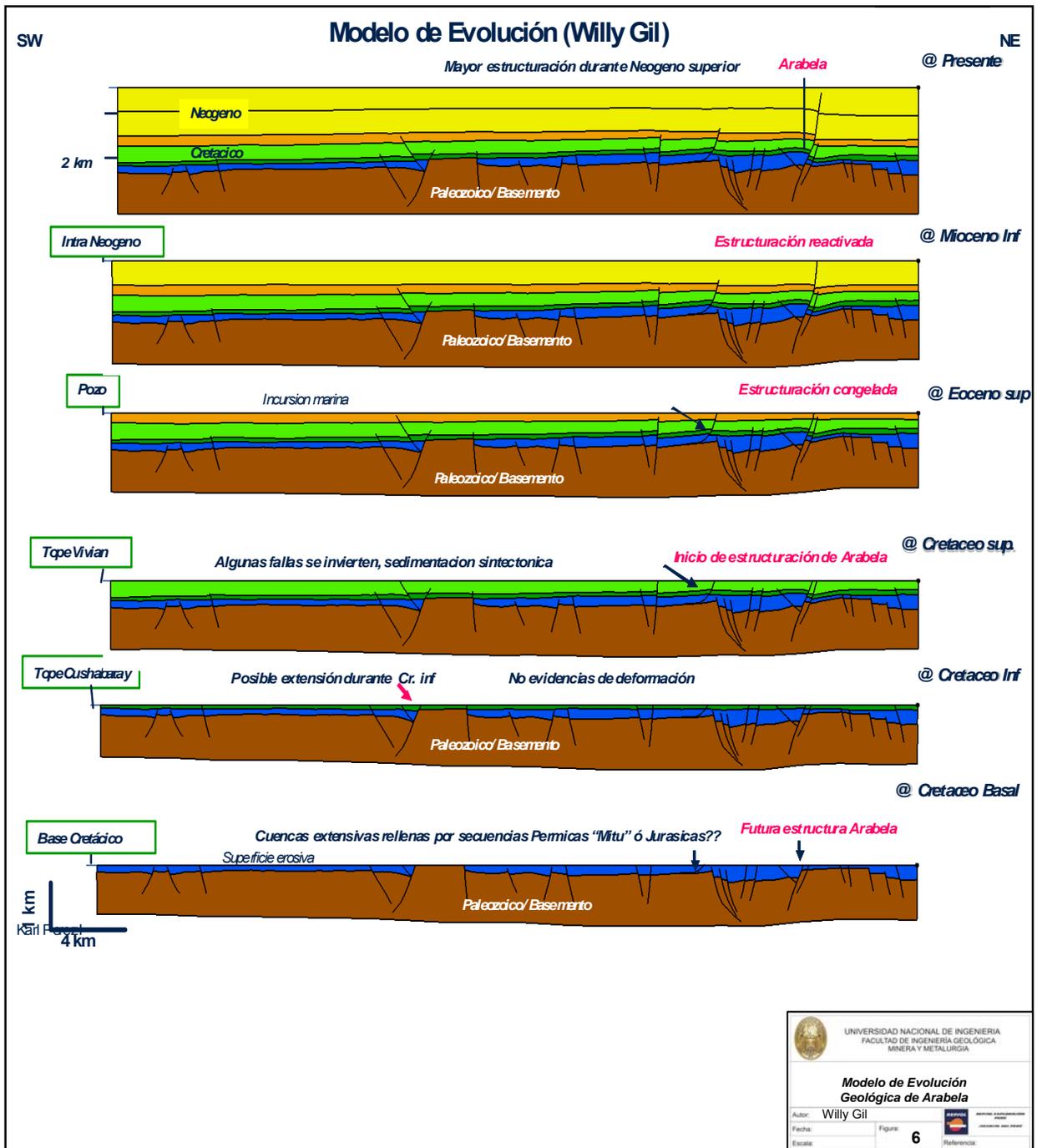


Figura 6: Modelo de evolución geológica de la estructura Arabela.

2.4.2. Análisis geométrico a escala de las estructuras

Del análisis e interpretación regional realizados, se puede diferenciar los diferentes tipos de estructuras que se encuentran en la cuenca Marañón. Genéticamente, todas las estructuras tienen el mismo origen, inicialmente estas correspondían al tipo extensivas que se emplazaron entre el Pérmico y el Triásico. Un primer pulso compresivo (inversión tectónica positiva) desarrollado entre el Turoniano y Paleoceno, permitió la creación de las primeras trampas estructurales que después almacenarían los hidrocarburos generados en la primera fase de expulsión durante el Cretácico Superior (generalmente del Pucará). Un segundo evento compresivo que continuó con la estructuración de la cuenca tuvo lugar entre el Eoceno y Plioceno-Cuaternario, dando origen a las estructuras que almacenarían los hidrocarburos Cretácicos (Chonta y Agua Caliente) expulsados en el Mioceno Inferior, (después de 20 m.a) hasta la actualidad.

El paleorelieve en rampa de la cuenca Marañón asociada a una subsidencia influyente térmica y tectónicamente a las formaciones, hace que las etapas de expulsión se produzcan primero al Oeste y luego al Este, este hecho está asociado a la sobrecarga sedimentaria que se produjo y que se manifiesta por un hundimiento diferencial. Otro aspecto importante para los modelados geoquímicos son las tapas de reajuste isostático que sufrió la cuenca entre 38-45 ma., y entre 10-15 ma., relacionados a cambios geodinámicos a escala global, que permitieron un basculamiento positivo y negativo del *foredeep* de la cuenca.

2.4.2.1. Inversiones Tectónicas

La mayoría de las estructuras de la Cuenca Marañón corresponde a este tipo de estructuración, sin embargo dentro de estas se pueden diferenciar tres tipos.

2.4.2.1.1. Inversión tectónica de estructuras extensivas de tipo Roll-over.

Este tipo de estructuras se encuentra sobretodo en el sector Norte de la cuenca y se produce en la mayoría de las estructuras productoras del Lote 1-AB, así como también en algunas estructuras del Lote 39. En este caso, la falla ó fallas que limitan la estructura, están relacionadas a la presencia de importantes accidentes paleogeográficos, que generalmente definen los límites de *Horst* Permo-Triásicos. La presencia de estructuras de tipo *Roll-over* también son observadas en el *graben* de Otorongo y al NO del Pozo Bretaña, aunque estas estructuras no fueron invertidas, el potencial que presentan, está relacionado a una estructuración temprana de edad pre-Cretácica.

Otra estructura, de tipo *Roll-over*, pero genéticamente diferente a las anteriores, se encuentra presente en la parte Nor-Occidental de la cuenca

(Lote 64). En efecto, esta estructura *Roll Over* se desarrolla durante el Cretácico Superior (estructuras Nor-Situcho y Sur-Situcho), en forma de *Echelón*. Sin embargo, no se pudo tener mayor precisión sobre la geometría lateral de deformación de estas estructuras, debido a la falta de información sísmica, aunque parece que están relacionadas a fenómenos gravitatorios.

2.4.2.1.2. Inversión tectónica de tipo Pop-up.

Estas estructuras están caracterizadas, por la expulsión total ó parcial de ambas márgenes de los Grabens. Entre las mas espectaculares, se tienen las estructuras de Capirona-Pavayacu, las cuales representan la inversión parcial del Graben de Otorongo. Otra estructura, de menor dimensión a nivel regional, pero de la más grande del bloque, es la que caracteriza a la Estructura Arabela. Al Sur de la cuenca, las estructuras que caracterizan este tipo de deformación están representadas por las estructuras de Samiria y Yanayacu.

Aparentemente, las estructuras Shanushi y Loreto también corresponden a un pop-up, sin embargo la evolución de esta estructura es complicada, una importante componente transcurrente debe de estar presente. Del análisis estructural realizado, se puede observar una evolución en Echelón de manera precisa en la terminación Sur de la estructura Loreto.

Acerca de Pop-ups y Push ups

Las zonas en apertura y en cierre (en inflexiones y saltos) pueden dar lugar respectivamente a depresiones (Pull-aparts) susceptibles a ser rellenadas por material sedimentario, ó levantamientos compresionales (Pop- ups, Push- ups).

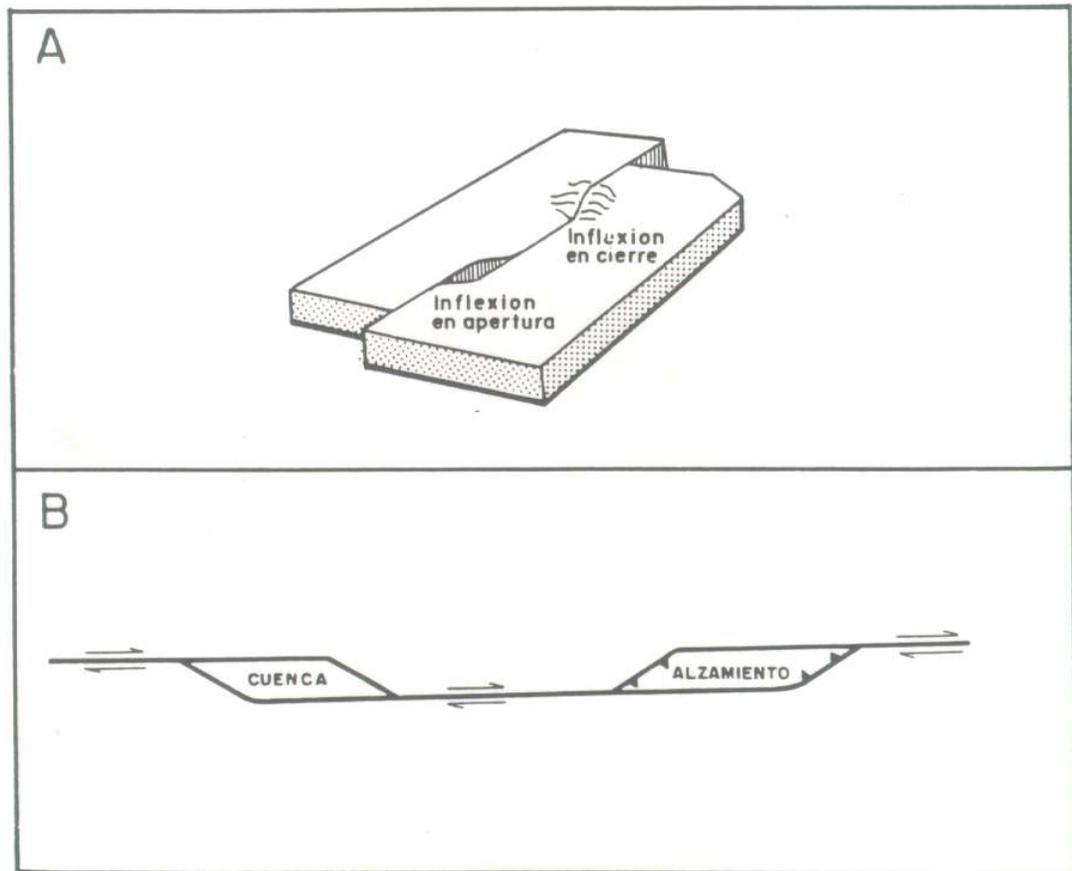


Figura 7: Esquema de Pop Up y Pull aparts.

A: Depresión (*Pull-apart*) susceptible de ser rellenada por material sedimentario y levantamiento compresional (*Pop-up, Push-up*) asociada también a una falla transcurrente dextral; B: Esquema sinóptico de la situación observada en la parte A. Tomada de Davis y Reynolds (1996).

2.4.2.2. Estructuras por subsidencia diferencial e isostasia.

Este tipo de estructura que se encuentra dispersa sobre toda la cuenca, se caracteriza por una reactivación opuesta a las inversiones tectónicas, es decir que las antiguas fallas normales, tuvieron continuas reactivaciones. Esta reactivación de fallas normales obedece a dos mecanismos de control, el primero comprende una subsidencia diferencial controlada por la sobrecarga de la secuencia sedimentaria, mientras que el segundo obedece a un reajuste isostático, el cual se hace sentir sobre el perímetro oriental de la cuenca. Cuando el control estructural es de naturaleza subsidente, esta deformación se produce sobre los bordes ó márgenes de los *Horst* Permo-Triásicos.

En ambos casos, subsidencia e isostasia, el juego normal de estas fallas no tiene un origen extensivo como el que sucedió en sus primeras etapas.

Al Norte, este tipo de deformación es observada en las estructuras Forestal, Yañez y Huito, las cuales están ligadas a una subsidencia diferencial. Mas hacia el Sur, la estructura Mahuaca también presenta este tipo de deformación.

En algunos casos, cuando la información sísmica no llega a profundidades por debajo de los 4 ó 5 seg., es difícil establecer la geometría de deformación, lo cual puede llevar a una interpretación equivocada y confundir una inversión tectónica, con una subsidencia diferencial, sin embargo, por la geometría que estas producen en superficie, es posible diferenciarlas.

2.4.2.3. Otros tipos de estructuras.

Dentro de esta clasificación, están las estructuras en las cuales es difícil definir sus rasgos geométricos y sus relaciones genéticas, sin embargo, en la mayoría de los casos, esto se debe a la falta de información sísmica (sector Sur-Este de la cuenca) que hace imposible una interpretación lateral de estas estructuras.

Este tipo de deformación corresponde principalmente a estructuras basculadas, en las que se observa espesores considerables de sedimentos paleozoicos, que en algunos casos pueden tener al interior, secuencias sedimentarias de edad Pérmicas ó Jurasicas. Un ejemplo de este basculamiento se puede observar en las secciones sísmicas, ubicadas al Sureste de la Cuenca Marañón.

2.4.3. Regímenes de esfuerzos en la zona (4)

En la cuenca Marañon predomina las fallas inversas (según clasificación de Anderson), producto de un esfuerzo compresional. Como prueba de ello, se realizaron estudios basados los registros de imágenes resistivas (FMI ó STAR) de los pozos POZO 1, POZO 2 y POZO 3.

Según estos estudios, el régimen de esfuerzos horizontales máximos tuvo un rumbo N110°E, teniendo en cuenta las ubicaciones de los *Breakouts* y de las fallas inducidas.

El origen de estos esfuerzos provienen de las fuerzas regionales producto de la subducción de la placa de Nazca bajo la placa Sudamericana, por la interacción de los dorsales contra la estabilidad del escudo Sudamericano. (Brasileño – Guyano)

2.4.3.1. Tipos de fracturas y campos de esfuerzos en el presente

Varios tipos de fractura se han identificado durante la interpretación. En los casos de estos pozos, que encontramos sólo fracturas inducidas y *Breakouts*. La intensidad de cada tipo de ellas es muy diferente y se explicará a continuación:

2.4.3.1.1. Fracturas inducidas

Son las generadas durante la perforación de un pozo y son el resultado de condiciones de sobrebalance.

Son el resultado de campos de esfuerzo en las cercanías del pozo en perforación. Son importantes, porque se propagan prácticamente en la dirección de máximo esfuerzo horizontal (σ_H).

Dependiendo de la orientación de la trayectoria del pozo y del campo de esfuerzo, estas pueden ser de dos tipos:

Cuando un pozo es vertical, interceptara de manera perpendicular a los campos de esfuerzos horizontales. Las fracturas se generaran cuando el estrés mínimo horizontal es igual ó mayor a 0 (cero): la dureza de la roca.

Bajo esta situación, el esfuerzo tangencial corresponde al esfuerzo horizontal mínimo y si se excede a este valor, la fractura generada será vertical (paralela a la trayectoria de un pozo vertical).

Cuando la trayectoria de los pozos son inclinados ó bien campo de esfuerzo no es perfectamente horizontal, la trayectoria del pozo no corta perpendicular al campo de esfuerzos horizontales. Fracturas generadas en este escenario no cortan transversalmente al pozo en su conjunto (no definen una sinusoide completa). La fractura generada se concentra en una pequeña banda que cubre sólo el 30° de la circunferencia de la perforación (no visible en el resto 330°). Para mayor detalle de esto ver la figura de registros de imágenes señalando los *Breakouts* y fracturas inducidas.

Algunas fracturas inducidas se han medido en el POZO 2 y con valores muy cercanos a N110E, pero debemos de indicar que estas fueron tomadas en la formación Cachiyacu y en el basamento no se ha encontrado ninguna fractura observada en el registro STAR (Figura 8 y 9), estas son consideradas como fracturas inducidas en el pozo, que atraviesan el campo de tensiones de manera perpendicular; por lo que son verticales y paralelas a la trayectoria del pozo.

2.4.3.1.2. Breakouts

La mayoría de las paredes de los pozos tienden a volverse elípticos durante la perforación; esta forma esta relacionada con el régimen de esfuerzos.

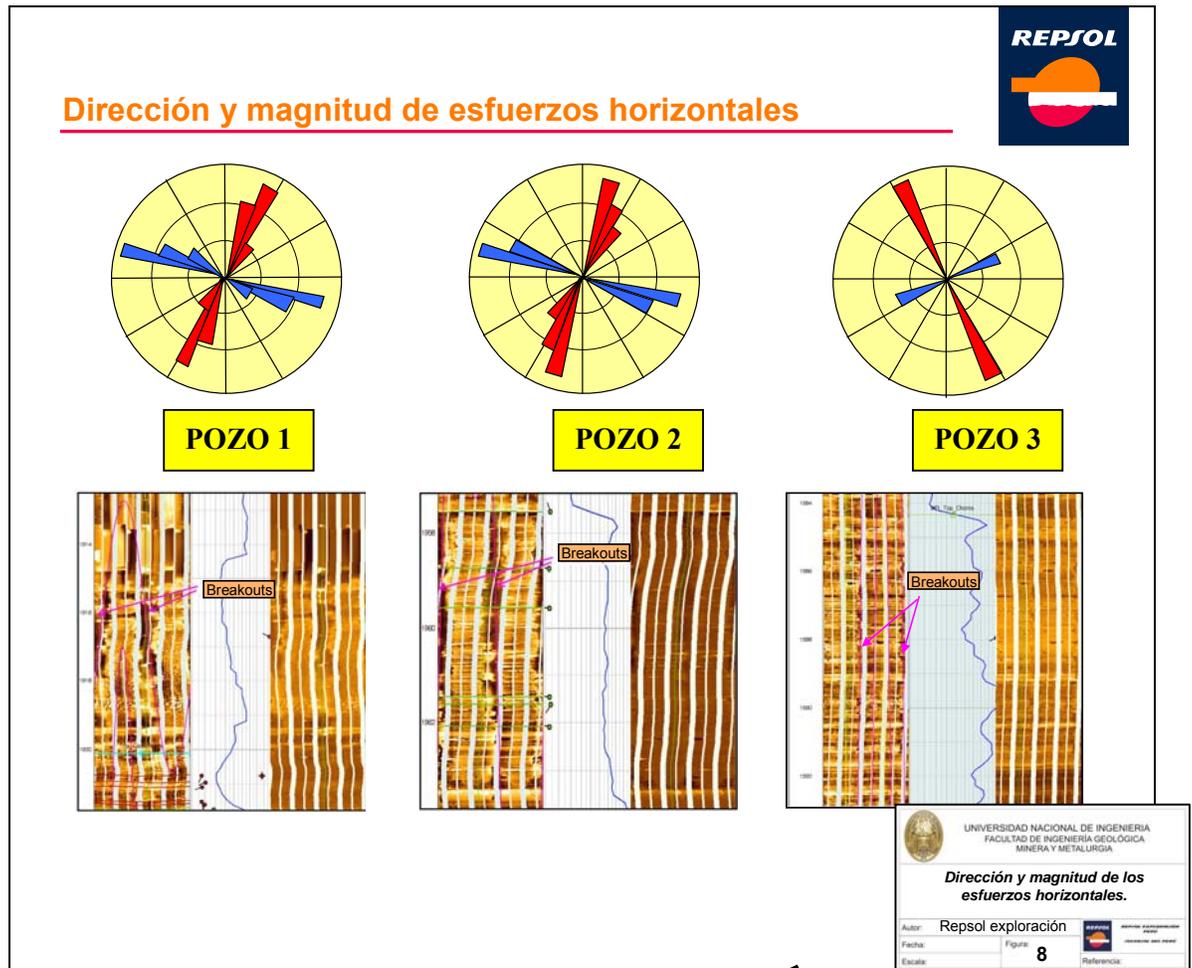
Hay dos mecanismos que son responsables de la formación de “*Breakouts*”, ambos se producen por la concentración de estrés alrededor del pozo.

Si la diferencia en magnitud horizontal entre dos de los principales esfuerzos es suficientemente grande, los *Breakouts* se formaran al ser la zona sometida a fallas de corte compresivo.

Hay división en la tracción que interviene en la formación de “*Breakouts*”. Fallas de corte de compresión en y la partición en escamas de las paredes por extensión debido a la elevada tensión tangencial y una falta de "presión de confinamiento" del fluido de perforación.

Estos son generados debido a la interacción de campos de estrés cercanos al pozo y propagados en dirección del estrés mínimo horizontal (**σ_h ó S_h**); por eso, ellas siempre se propagan en dirección perpendicular a las fracturas inducidas.

Este estrés produce una ovalización y fractura (*Breakouts*) en la dirección de mínimo esfuerzo horizontal. Los *Breakouts* medidos en el pozo Pozo 2 indican una dirección N20°E para la dirección de S_h (Esfuerzo horizontal mínimo).



Fracturas	POZO1	POZO2	POZO3	Dirección Esfuerzo
Inducidas	N110°E	N110°E	N 60° E	Esfuerzo Máximo
Breakouts	N30°E	N20°E	N 30° W	Esfuerzo Mínimo

Figura 8: Dirección y magnitud de los esfuerzos horizontales. Karl Perez -Repsol

Exploración

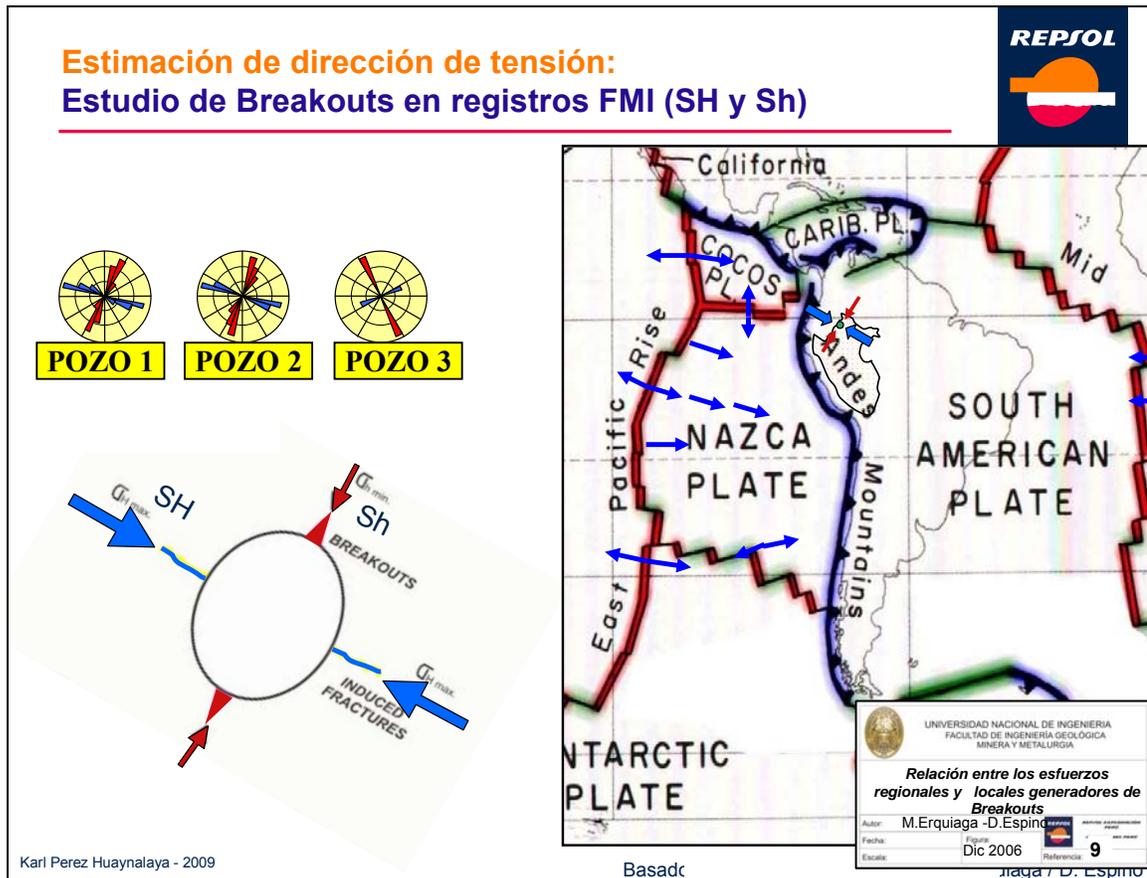


Figura 9: Relación entre los esfuerzos regionales y locales generadores de Breakouts

Todos los “Breakouts” observados se desarrollan en intervalos lutáceos, siendo dichos intervalos uno de los lugares donde se producen atascos de la tubería durante la perforación. Los “Breakouts” inducen inestabilidad en el pozo, originando derrumbes y “Cavings” ocasionando el atascamiento de las herramientas. Por esto, predecir la formación de este tipo de sucesos es importante, con ello se reducen las inestabilidades en la perforación de un pozo.

Determinación de campos de esfuerzo

Como se mencionó previamente, la propagación de *Breakouts* es siguiendo la dirección del estrés horizontal mínimo (σ_h), mientras que las fracturas inducidas se propagan en dirección del estrés horizontal máximo (σ_H)

Este campo de estrés medido en la vecindad de los pozos debe ser correlacionado con los campos de esfuerzo medidos a escala de placa

(regional). Este puede ser el caso de los pozos en POZO 2, POZO 1 y POZO 3 que presentan una tendencia similar. Nuestra estimación de máximo estrés correlacionado con la dirección de convergencia del segmento Norte de la placa de Nazca con la placa Sudamericana (Brasileño – Guyano). La importancia de la interpretación de *Breakouts* y de fracturas inducidas es que el campo de esfuerzo puede ser cualitativamente medido como se muestra en las figuras anteriores (Figura 8 y 9).

Estudio regional de esfuerzos afectando a la zona (5)

El tipo de subducción andina se caracteriza por una placa oceánica en proceso de subducción con un bajo ángulo y con un régimen tectónico predominantemente compresivo. En el caso de la subducción andina, la geometría de la placa oceánica presenta dos tipos de segmentos, unos hundiéndose con un ángulo de casi 30° (Colombia-Ecuador, Perú (Sur)- Bolivia- Chile (Norte), y Chile (Central y Sur) y otros de bajo ángulo ó subducción plana (Jordan *et al.* 1983).

Aunque las estructuras principales de la Cordillera de los Andes se desarrollaron durante el Mioceno, sus efectos perduran hasta la actualidad. Durante este período, se formaron cuencas de altas planicies en Ecuador y en Bolivia (Altiplano), se subdujeron las dorsales asísmicas Nazca y Carnegie, levantando las costas y se individualizaron dos depresiones, las cuencas de Marañón y Beni, dando origen a la cuenca amazónica actual. Las zonas costeras de América del Sur han sido generalmente sometidas a un régimen tectónico cuaternario extensivo, esencialmente porque descansan sobre la placa subducida sin fuerzas laterales restrictivas, y porque existe una importante erosión tectónica y subplacado asociado (*underplating*) (Adam y Reuther 2000, Chlieh *et al.* 2004). Sin embargo, la dirección de la extensión es variable. En las zonas donde la convergencia es oblicua y la zona costera entre la fosa y la Cordillera Occidental relativamente ancha, es ortogonal a la dirección de convergencia de las placas (Ecuador, Sur Perú).

A excepción de la zona de costa, en toda la cadena andina de Ecuador, el campo de deformación actual aparece como homogéneo y el régimen tectónico dominante durante el Cuaternario ha sido una compresión de dirección E-O (Colmenares y Zoback 2003). Cerca de la fosa, el estado de esfuerzo es $\sigma_1 = N81^\circ E$. En la alta cadena, entre 0° y 1° S, el estado compresivo y localmente transpresivo tiene $N77^\circ E < \sigma_1 < N120^\circ E$ y en la zona subandina, $\sigma_1 = N99^\circ E$ (Ego *et al.* 1996). En la parte norte de Ecuador, a lo largo de la falla de rumbo dextral Chingual-La Sofía, la tasa de desplazamiento lateral es 7 ± 3 mm/año para los últimos 37 ka BP (Ego 1995). En la Depresión Interandina, en el plegado de retención “*restraining bend*” de la región de Latacunga, la tasa de acortamiento es de 1,4 mm/año desde 1,4 Ma (Lavenue *et al.* 1995). Finalmente, a lo largo de la falla dextral de Pallatanga, la tasa de movimiento horizontal es de 4 ± 1 mm/año para el mismo período (Winter y Lavenue 1989, Winter 1990, Winter *et al.* 1993).

(4) Fuente: “*Estudio de Imágenes Resistivas FMI en el Lote 39 –REPSOL*”

(5) Fuente: “*Neotectónica de los Andes*” Lavenue *et al.* 1995 - IRD



Figura 10: Vista panorámica de esfuerzos predominantes en la zona

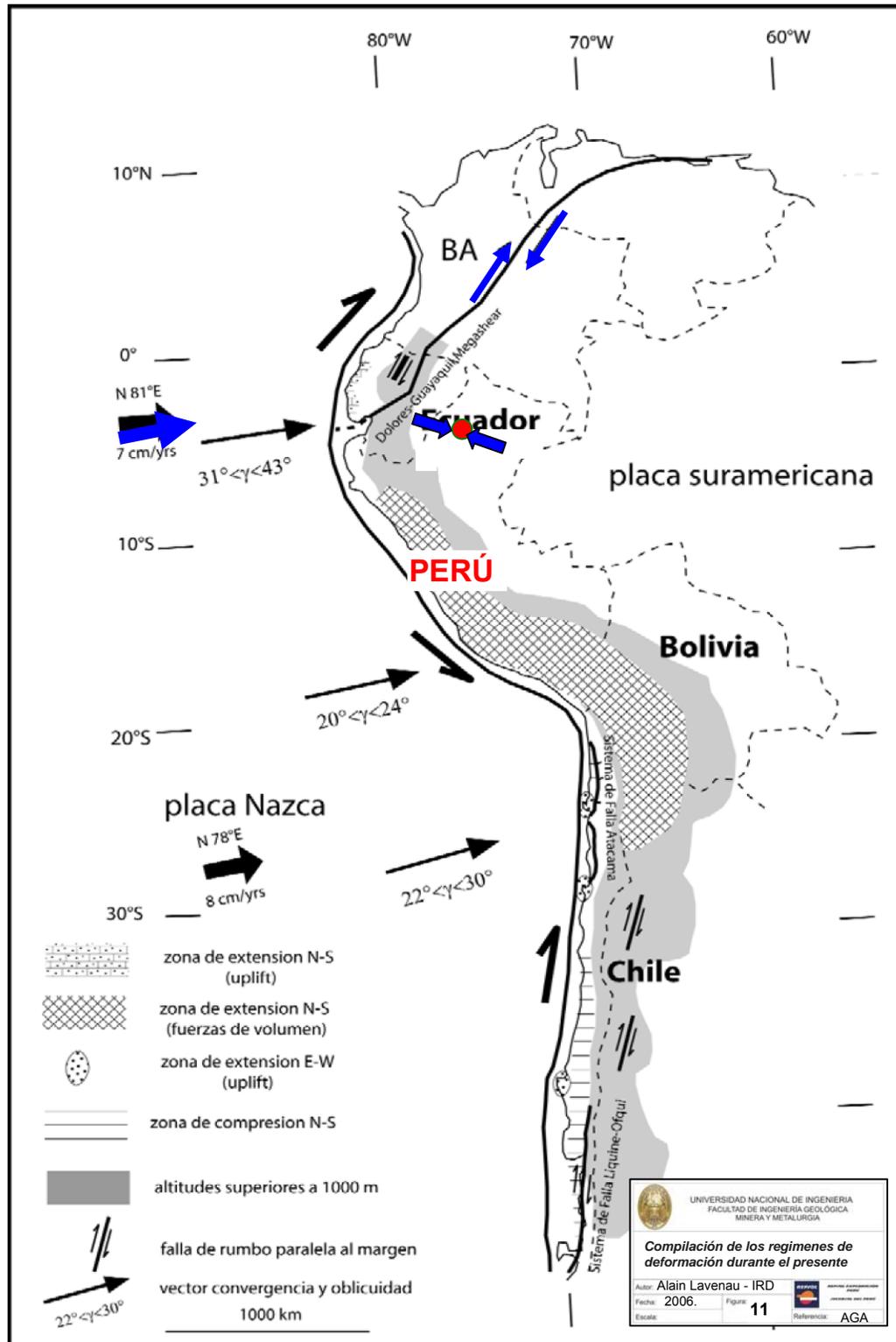


Figura 11: Compilación de regímenes de deformación en el presente

2.5. PROSPECTO ARABELA (6)

Esta zona corresponde a un estilo de deformación controlado por la geometría de cuencas extensivas Permo-Triásicas-Jurásicas, para ser más específico, estructuras de inversión tectónica *Pop-up*, inversión de *Roll-over*, y estructuras asociadas a subsidencia diferencial e isostasia.

El alto estructural “Aguaje” separa zonas tectónicamente activas durante el Permo-Triásico y Jurásico. Se observa disminución de espesor en las secuencias sedimentarias Cretácicas desde la parte occidental hasta el flanco oeste del Alto Aguaje.

La parte oriental del alto estructural Aguaje, está caracterizado por importantes cuencas extensivas Permo-Triásicas y/o Jurásicas, las cuales posiblemente preservan secuencias sedimentarias con potencial para generar hidrocarburos.

En la parte oriental, algunas estructuras empiezan a activarse durante el Cretácico superior. Durante el Eoceno superior la cuenca Marañón está caracterizada por un reajuste isostático.

El periodo más importante de estructuración corresponde al Neógeno superior.

Arabela es un pozo perforado por Mobil en el Nor-este de la cuenca Marañón, en el año 1994, con resultados poco satisfactorios. Repsol adquirió el lote 39 como operador en el año 2002.

Arabela corresponde a una estructura asociada a la inversión tectónica y expulsión parcial de un graben pre-Cretácico, generando una estructura tipo *pop-up*.

Los resultados obtenidos fueron enmascarados por la invasión del fluido de perforación en la formación. Se cree que superó en flujo comparando con el petróleo pesado.

Repsol actualmente dispone de información en este campo, y mediante estudios especializados se ha determinado el interés en la perforación de un nuevo pozo exploratorio.

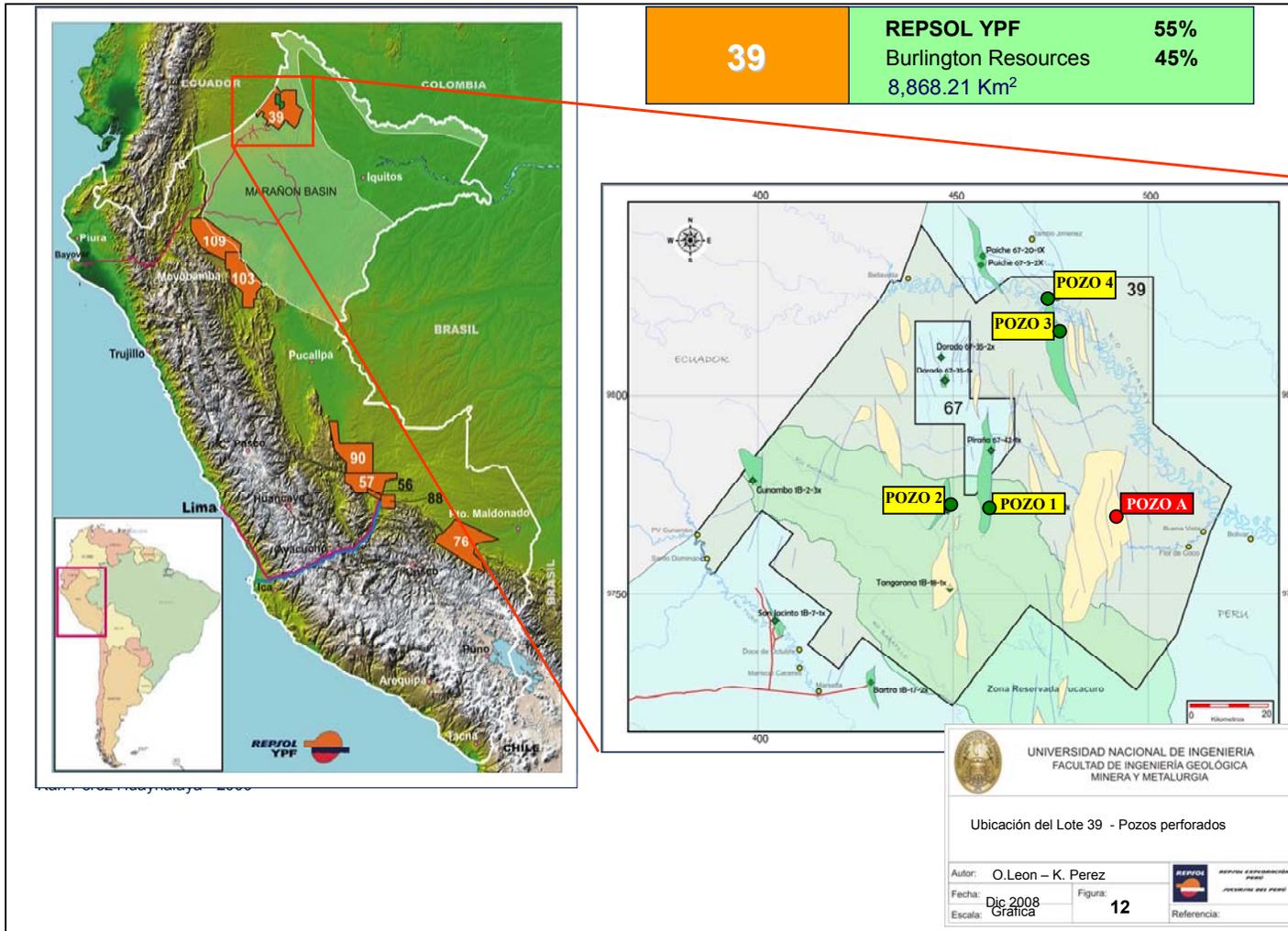


Figura 12: Ubicación del Lote 39 –Pozos Perforados

Localización de Arabela

- La estructura Arabela esta localizada en el SE del bloque 39 y corresponde a una de las mas grandes estructuras de la cuenca Marañon.
- El pozo fue perforado por Mobil en 1994, TD: 5767ft, llegando al basamento.

 UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA GEOLOGICA MINERA Y METALURGIA	
Localización de Arabela	
Autor:	Alfonso García – Oscar León
Fecha:	Jun 2007
Escala:	Grafica
Figura:	13
Referencia:	 INSTITUTO GEOLOGICO Y MINERO DEL PERU

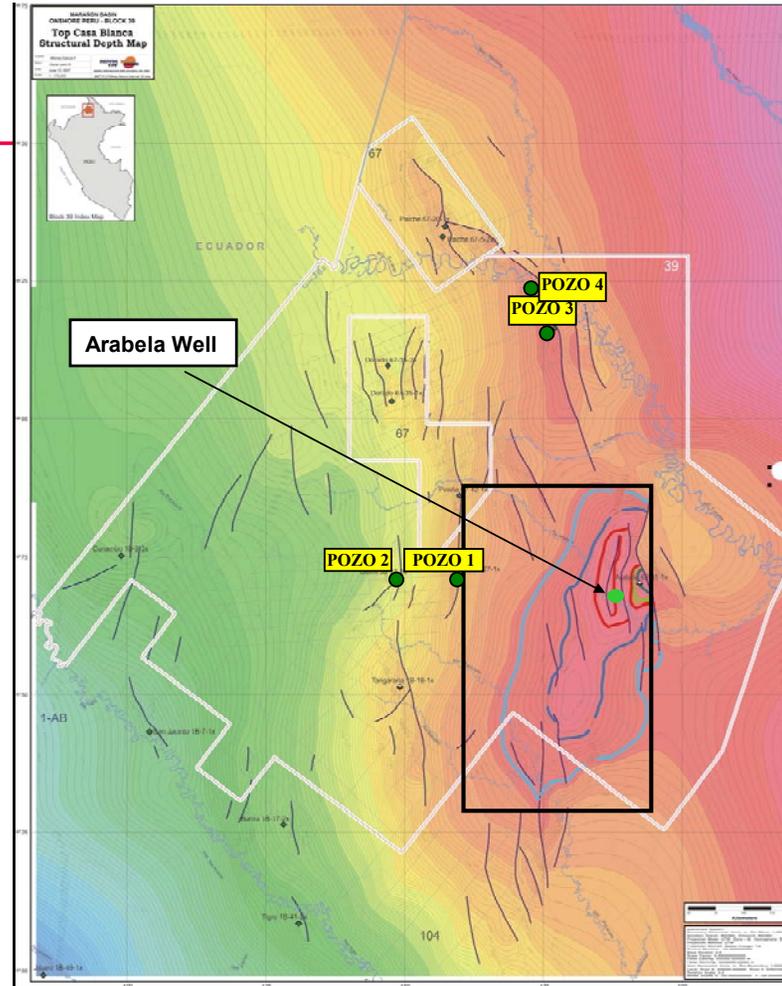


Figura 13: Localización de Arabela

CAPITULO III

PRESIONES Y GRADIENTES: CONCEPTOS TEÓRICOS

3.1. PRESIÓN HIDROSTÁTICA:

La presión hidrostática, a cualquier profundidad vertical dada, se define como la presión ejercida por el peso de una columna estática de fluido. Por lo tanto, es la presión que se origina de una combinación de la densidad del fluido y la altura vertical de la columna de dicho fluido.

$$\text{Presión hidrostática} = \rho \cdot g \cdot h$$

ρ : densidad del fluido

g : gravedad

h : profundidad vertical

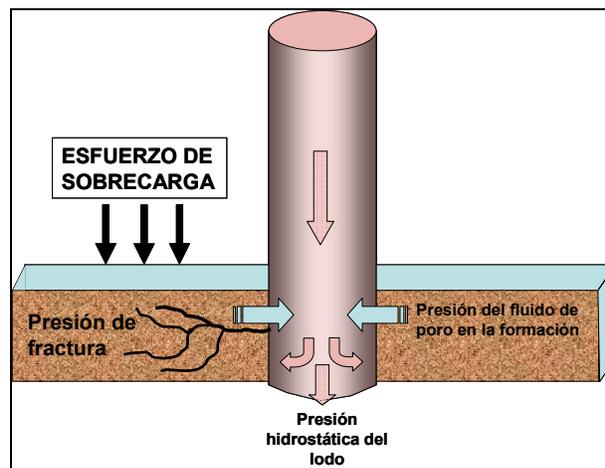


Figura 14: Relación entre la presión hidrostática y las presiones de formación.

3.1.1. Gradiente hidrostático

“Tasa de aumento de presión con la profundidad”

$$\text{Gradiente hidrostático} = \frac{\text{Presión}}{\text{profundidad}} = \text{densidad} \times g$$

El gradiente hidrostático de cada región varía según las propiedades del fluido presente. Por ejemplo, el grado de salinidad afecta la densidad del fluido. (Agua dulce: 1 g/cm^3 – Agua salada: 1.11 g/cm^3)

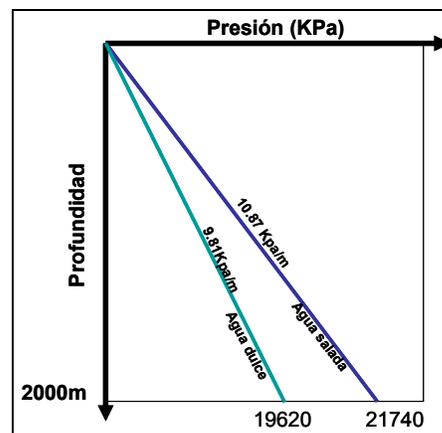


Figura 15 : Relación entre la salinidad del agua y la presión ejercida

3.2. PRESIÓN DE FORMACIÓN (PRESIÓN DE POROS)

Se define como la presión ejercida por el fluido contenido dentro de los espacios de poro de una roca ó sedimento. Con frecuencia se denomina también “presión de poros”.

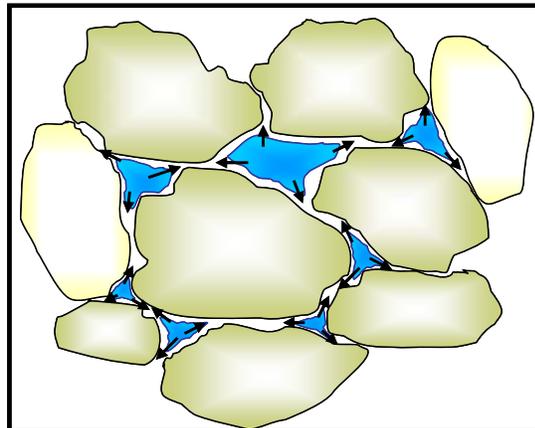


Figura 16: Grafica de presión de poros

En realidad, por lo tanto, la presión de formación se refiere a la presión hidrostática ejercida por el fluido de poros y depende:

- Profundidad vertical
- Densidad del fluido de formación.
- Propiedades de la formación
- La presión de formación normal es igual a la presión hidrostática normal de la región y varía dependiendo del tipo de fluido de formación.

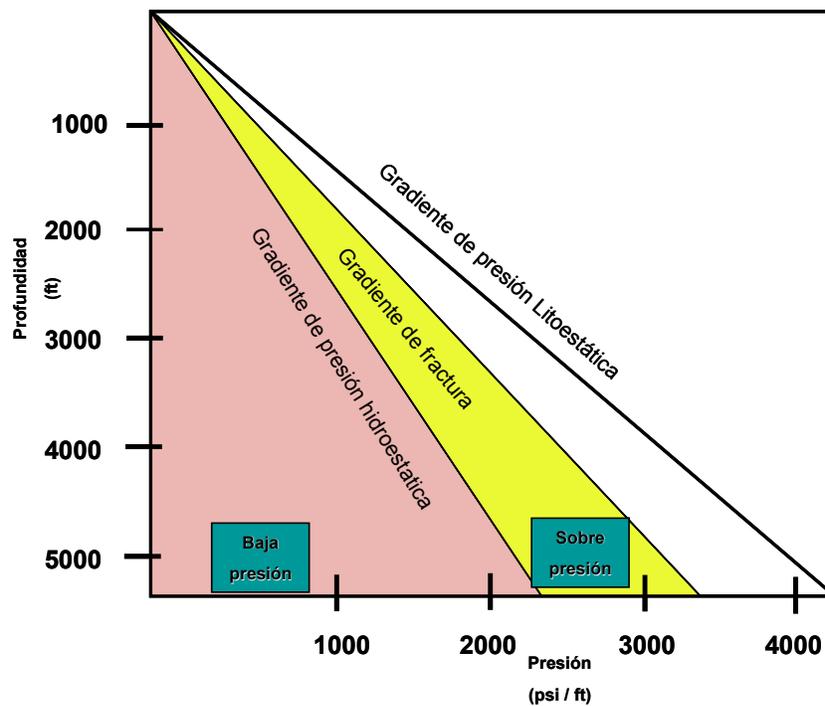


Figura 17: Relación entre gradientes de presión versus profundidad

Para una cierta región determinada,

Presión de formación = presión hidrostática → Presión Normal

Presión de formación < presión hidrostática → Sub presurizada

Presión de formación > presión hidrostática → Sobre presurizada

3.3. MEDICIONES DE PRESIÓN: MÉTODOS INDIRECTOS Y DIRECTOS

3.3.1. Mediciones directas de presión:

3.3.1.1. RFT: “Repeat formation tester”(también llamado RCI ó MDT)

Se utiliza una herramienta de tipo “wireline” ó “corrida de registros con cable” en hueco abierto la cual, por corrida, permite tomar un mínimo de dos muestras de fluidos de formación y un número ilimitado de mediciones de la presión de formación en el intervalo deseado.

Se mide la presión durante el flujo y su posterior restauración.

3.3.1.2. DST: “Drill Steam Test”

Es una prueba de producción en el yacimiento donde se han encontrado hidrocarburos. Esta prueba se puede realizar en huecos abiertos ó revestidos. Usualmente el hueco se encuentra revestido. El intervalo que se someterá a prueba se sella con empaaduras. La zona aislada se puede entonces cañonear para permitir que los fluidos de formación fluyan hacia la superficie.

Las diferencias entre las presiones inicial y final, durante un período de flujo, ofrecen información relacionada con la productividad del yacimiento y el volumen de hidrocarburos.

3.3.2. Mediciones indirectas de presión:

3.3.2.1. Presión de cierre por arremetidas

Si la presión de formación excede la presión hidrostática (o de compensación) de la columna de lodo, entonces, siempre y cuando los fluidos tengan libertad de fluir, se producirá una arremetida.

Después de una operación exitosa para control de pozos, la presión hidrostática necesaria para equilibrar, ó “matar” el pozo, es igual a la presión de formación propiamente dicha.

Un criterio importante para esta estimación es el conocimiento de la profundidad exacta del influjo. Siempre y cuando esto se conozca, la presión de formación puede ser medida de forma precisa, aunque indirecta, a partir de las presiones de cierre de pozo.

La presión de cierre (en la perforación) es la presión adicional (además de la presión hidrostática del lodo), requerida para llegar a un equilibrio con la presión de formación que es más elevada.

A la profundidad del influjo:

$$\text{Presión hidrostática del lodo} + \text{Presión de cierre} = \text{Presión de formación}$$

3.3.2.2. Gases de conexión

“Gas de conexión” es el término que se utiliza para describir una manifestación del gas, de breve duración, que ocurre como resultado del influjo temporal de fluidos de formación hacia el pozo, cuando la presión anular cae temporalmente por debajo de la presión de formación.

Esta reducción puede ser resultado, simplemente, de haber apagado las bombas, de manera tal que la presión anular cae desde la presión de circulación hasta la presión hidrostática del lodo, ó puede también ser resultado de una reducción de presión originada al levantar la sarta de perforación (efecto de “pistoneo” ó *swabbing*).

El conocimiento de las presiones que se equilibran (es decir, la presión de circulación, la presión hidrostática, la presión de succión ó “pistoneo”) cuando se registra gas de conexión, permite una medición indirecta de la presión de formación.

3.3.2.3. Presión de fractura

La presión de fractura se puede definir, en términos sencillos, como la presión máxima que puede soportar una formación antes de que se exceda su resistencia a la tensión y la formación se fracture.

Los factores que afectan la presión de fractura incluyen:

- Tipo de roca
- Esfuerzo “in situ”
- Zonas débiles tales como fracturas, fallas
- Condición del hueco
- Relación entre la geometría del pozo y la orientación de la formación
- Características del lodo

Si se fractura una roca, esto representa una situación potencialmente peligrosa en el pozo.

En primer lugar, en la zona fracturada se producirán pérdidas de lodo. Dependiendo del tipo de lodo y volumen perdido, esta situación puede ser sumamente costosa. La pérdida de lodo se puede reducir ó evitar reduciendo la presión anular a través de tasas de bombeo menores, ó es posible que se requiera una acción correctiva más costosa, donde se utilicen diferentes materiales para tratar de “taponar” la zona fracturada y evitar pérdidas posteriores. Obviamente, este tipo de tratamiento es muy dañino para la formación y se debe evitar en lo posible.

Sin embargo, si la pérdida de lodo es muy grave, entonces el nivel de lodo en el pozo puede caer y así se reduciría la presión hidrostática ejercida en el hueco. Esto puede conducir a sub balance en una zona en alguna otra parte

del pozo. Esta zona presentaría comenzaría a fluir y nos enfrentaríamos entonces a un reventón subterráneo.

Por lo tanto, es esencial contar con conocimientos sobre el gradiente de fractura, cuando se planifica y perfora un pozo. Sin embargo, existen solamente dos maneras para realizar la determinación directa.

La primera es un método no recomendado. Si ocurren pérdidas de lodo hacia la formación durante la perforación, entonces ha ocurrido una de dos situaciones posibles: ó bien se ha penetrado una formación sumamente cavernosa, ó se ha fracturado la formación.

Conociendo la profundidad de la zona fracturada y la presión de circulación que crea equilibrio en el pozo en el momento de la fractura, es posible calcular la presión de fractura.

3.3.2.4. Prueba de fuga

Son pruebas realizadas al inicio de cada sección de hueco con la finalidad de determinar la presión de fractura en ese punto.

Antes de continuar perforando la sección siguiente de hueco, es fundamental determinar si la adherencia de cemento es lo suficientemente fuerte como para evitar que los fluidos de alta presión, que se pueden encontrar en la sección siguiente de hueco, fluyan hacia las formaciones más someras ó a la superficie

Si, como se desea, el cemento soporta la presión ejercida durante la prueba, entonces se producirá la fractura de la formación, bajo condiciones controladas. La formación a esta profundidad, debido a que es el punto más somero, usualmente será la formación más débil encontrada en la sección siguiente de hueco, de manera tal que la presión de fractura determinada a partir de la prueba será la presión máxima que se puede ejercer en el pozo sin causar fracturas.

Se pueden realizar dos tipos de pruebas: -

3.3.2.4.1. Prueba de integridad de la formación (o de la presión)” (*FIT ó PIT*, por sus siglas en inglés: *Formation (Pressure) Integrity Test*) con frecuencia se realiza cuando se conoce las presiones de formación y fractura. Con esta prueba, en lugar de inducir una fractura, se llega hasta una presión máxima (pre-determinada), que se considera para continuar perforando la sección siguiente del pozo.

3.3.2.4.2. Prueba de fuga (LOT, “Leak-Off Test”) Indica el fracturamiento real de la formación. Esta prueba se hace después de instalar la revestidora (zapata) que indique el programa y de perforar a través de ella una sección (usualmente 10 metros) de hueco nuevo.

Luego se cierra el pozo y se bombea lodo a tasa, para aumentar la presión en el espacio anular.

La presión aumenta de manera lineal y se hace seguimiento para detectar indicios de fugas cuando cae la presión.

El gráfico de presión en función del tiempo, ó volumen de lodo bombeado, muestra que existen 3 etapas principales para llevar a cabo una prueba de fuga. El operador debe tomar la decisión sobre qué valor específico de la prueba de presión “de fuga”, pero por lo general es la presión de fuga inicial (mínima hasta causar una fractura completa. Si la prueba continua, entonces es probable que la presión de propagación sea el valor más bajo, lo cual indica que la formación se ha realmente debilitado como resultado de la prueba.

En el grafico siguiente se aprecia el punto celeste que es el momento en que la formación empieza a ceder ante la presión. Cuando esta alcanza su límite, se ocasiona el punto de ruptura.

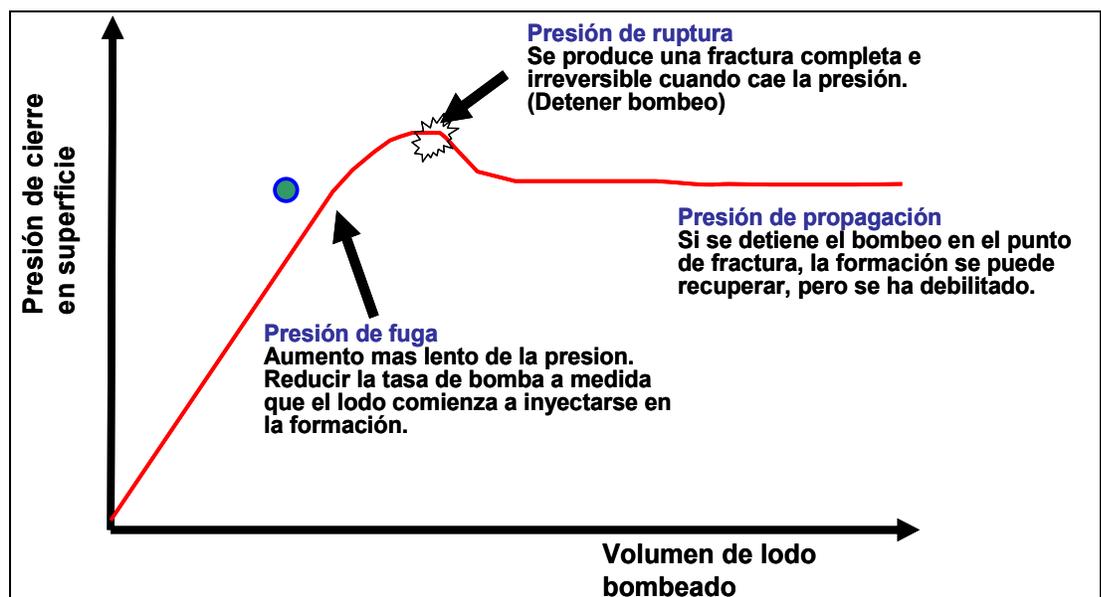


Figura 18: Medición de presiones durante el Leak off test

Durante la prueba de fuga, la fractura es realmente inducida por dos presiones:

- Presión hidrostática del lodo
- Presión de cierre aplicada al bombear lodo en el pozo cerrado

$$\text{Presión de fractura} = \text{Presión Hidráulica (zapata)} + \text{LOP}$$

Donde LOP es la presión de cierre “Leak Off Pressure” aplicada en superficie, que proviene de la prueba de integridad de formación FIT ó del Leak of Test LOT.

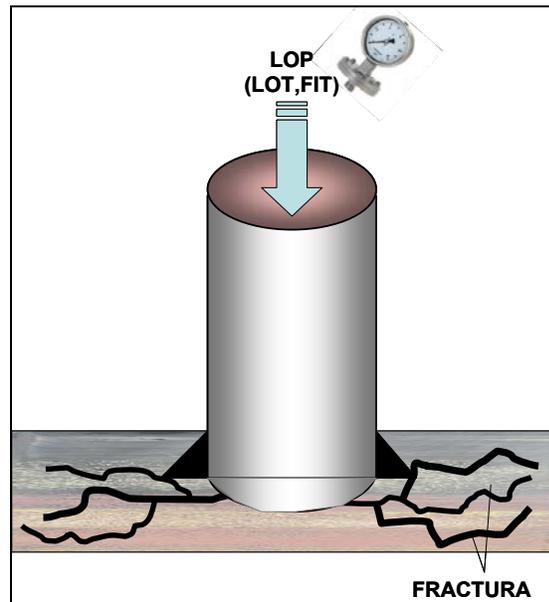


Figura 19: Grafica ilustrando la fractura de formación debido al "Leak off test"

Existen ciertas circunstancias que pueden conducir a imprecisiones ó falta de confiabilidad:

- La prueba de integridad de la formación no determina la presión real de fractura, solamente define un valor máximo aceptado para la operación de perforación.

- Las formaciones bien consolidadas son las que se seleccionan usualmente para cementar las revestidoras.

- En las formaciones de alta permeabilidad se puede observar fuga aparente sin que realmente haya ocurrido una fractura.

La porosidad localizada ó micro fracturas, pueden originar presiones de fractura registradas más bajas de lo usual.

- La geometría de pozos verticales y los desviados, con relación a los esfuerzos vertical u horizontal, también puede conducir a presiones de fractura diferentes en las mismas formaciones.

3.3.2.5. Esfuerzo de sobrecarga

La presión de sobrecarga, es la presión ejercida por el peso acumulado de los sedimentos suprayacentes.

El peso acumulado de las rocas suprayacentes, es una función de la densidad total de la masa ó *Bulk Density* (peso combinado de la matriz de roca y los fluidos de formación contenidos dentro del espacio poral).

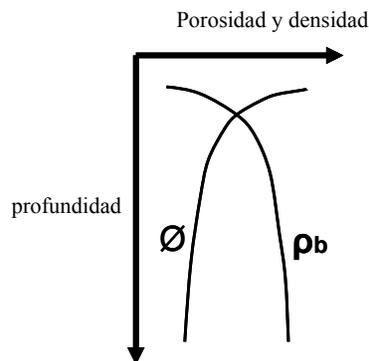


Figura 20: La figura indica que al aumentar la profundidad, la porosidad tiende a disminuir y la densidad a aumentar.

La sobrecarga aumenta con la profundidad, a medida que aumenta el valor de *Bulk Density* y disminuye la porosidad. Al aumentar la profundidad, el peso acumulado y la compactación producen que los fluidos son empujados fuera de los espacios de poro, de manera tal que la matriz aumenta con relación a los fluidos de los poros. Esto produce una disminución proporcional de la porosidad a medida que la compactación y la densidad total ó *Bulk Density* aumentan con la profundidad.

El valor promedio razonable para la densidad total ó “*Bulk Density*” es de 2,31 g/cm³ a cierta profundidad (se toma un gradiente de sobrecarga de 1.0 lppc/ft), pero se debe tener una determinación más precisa cuando se tengan mediciones ó datos más exactos.

En los pozos del continente, la sobrecarga en superficie es obviamente cero, pero aumenta muy rápidamente con la profundidad debido al aumento de los sedimentos acumulados y la compactación.

En Costa afuera ó “*Off Shore*”, el gradiente debe relacionarse con RKB ó RT (Mesa rotaria de perforación ó Kelly Bushing”, pues en la práctica la sobrecarga será cero entre RKB y el nivel medio del mar. Entonces, el peso del agua debe ser considerado en el cálculo del gradiente de sobrecarga, que comienza a aumentar a partir del lecho marino una vez que se encuentren sedimentos.

3.3.2.6. Determinación de la densidad total (Bulk Density)

Bulk Density es una función de la densidad de la matriz, la porosidad y la densidad del fluido de poro y se puede calcular con la fórmula siguiente:

$$\rho_b = \varnothing \rho_f + (1 - \varnothing)\rho_m$$

\varnothing = porosidad, valor entre 0 y 1 (ejemplo: 12% = 0.12)

ρ_f = densidad del fluido de poro

ρ_m = densidad de la matriz

La determinación del gradiente de sobrecarga es fundamental para lograr buenos cálculos de los gradientes de presión de fractura y formación. Por lo

tanto la fuente de medición de *Bulk Density*, y la calidad de los datos, es muy importante.

Por ello se puede concluir en la ecuación de *Bulk Density*, que las técnicas para determinación de la porosidad, tales como los registros porosidad-neutrón y registros de tiempos de tránsito sónico, se pueden utilizar para obtener un valor de porosidad. En la práctica, los registros sínicos no presentan mayores complicaciones y se pueden utilizar para determinar *Bulk Density*.

Se recomiendan las mediciones directas de la densidad total ó *Bulk Density*, de manera que los valores de densidad obtenidos de los registros eléctricos son de suma utilidad. Sin embargo, esta fuente de datos pocas veces se encuentra disponible en todo el pozo. En ese caso se recomienda usar registros sínicos y realizar la conversión respectiva.

Finalmente, las mediciones directas basadas en los ripios ó “cortes” pueden llevarse a cabo mientras se perfora el pozo.

Si no existen datos de pozos referenciales, ó si hay dudas sobre su exactitud, entonces se deben realizar mediciones directas de *Bulk Density* utilizando para ello los ripios.

Si al final de una sección del pozo, es posible obtener mejores datos de Bulk Density mediante registros eléctricos (síncos o densidad), entonces los cálculos de sobrecarga deben ser revisados y quizás modificados utilizando la nueva fuente de datos.

3.3.2.6.1. Bulk Density a partir de los ripios

Mientras se perfora un pozo, el gradiente de sobrecarga se puede calcular directamente de las muestras tomadas en superficie y analizadas con Bulk Density. Esto se haría cada 10, 30ft, etc. Cuanto más frecuentes sean las mediciones, más preciso será el gradiente.

Se puede aplicar una técnica sencilla de desplazamiento para determinar Bulk Density:

- Lavar los ripios (remover el lodo de perforación) y secarlos.
- Eliminar material de derrumbe.
- Pesar 1 a 2 gramos (representativo)
- Sumergir el ripio en una probeta y tomar nota del cambio de volumen

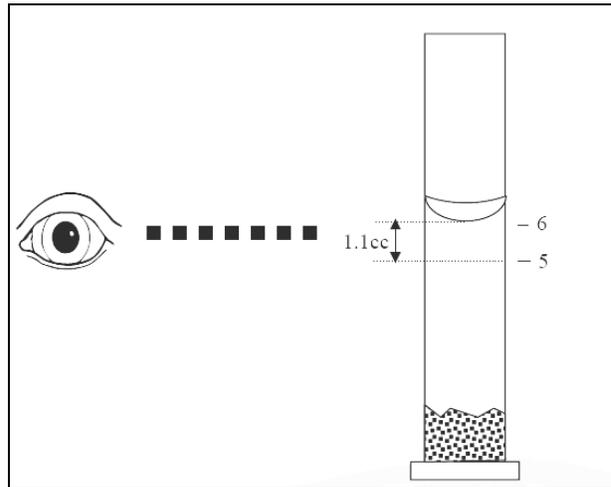


Figura 21: Procedimiento de medición directa del Bulk Density (ripios)

B

$$\text{Bulk Density (sg ó g/cm}^3\text{)} = \frac{\text{peso de la muestra (g)}}{\text{Volumen de agua desplazada (cm}^3\text{)}}$$

3.3.2.6.2. Density a partir de registros sísmicos

Los registros sísmicos, debido a que son registros de porosidad que reflejan la proporción de la matriz con relación al fluido, se pueden utilizar para derivar la densidad total ó Bulk Density utilizando las siguientes fórmulas (Agip adaptado de Wyllie, 1958): -

$$\text{Para rocas consolidadas, } \rho_b = 3.28 - \frac{\Delta T}{89}$$

$$\text{Para rocas no consolidadas, } \rho_b = 2.75 - 2.11 \frac{(\Delta T - 47)}{(\Delta T + 200)}$$

Donde:

ρ_b : bulk density en gr/cc

ΔT = tiempo de tránsito en la formación (sónico $\mu\text{seg/ft}$)

47 = tiempo de viaje en la matriz, por defecto (según la litología, ejemplo: Arenisca: 51)

200 = tiempo de viaje en el fluido, por defecto

3.3.3. Cálculo del gradiente de sobrecarga

Conocer el gradiente de sobrecarga es esencial para lograr cálculos precisos del gradiente de la presión de fractura y de formación. Como se indicó anteriormente, el esfuerzo de sobrecarga ejercido a cualquier profundidad, es una función de la densidad total de los sedimentos suprayacentes. Por lo tanto, cualquiera que sea la fuente de los datos de Bulk Density, los cálculos del gradiente de sobrecarga se basan en el valor promedio de Bulk Density para un determinado intervalo de profundidad:

Sobrecarga:

$$S = \rho_b \times \frac{\text{TVD}}{10}$$

Donde:

TVD = metros

S = kg/cm²

ρ_b = bulk density promedio g/cm³

$$S = \rho_b \times \text{TVD} \times 9.81$$

Donde:

TVD = m

S = Kpa

ρ_b = g/cm³

$$S = \rho_b \times \text{TVD} \times 0.433$$

Donde:

TVD = ft

S = lppc₃

ρ_b = g/cm³

3.3.4. Presiones de compensación

En esta sección se ha explicado en detalle, las presiones “litológicas” y gradientes. Ahora explicaremos las presiones de pozo que actúan contra las presiones litológicas.

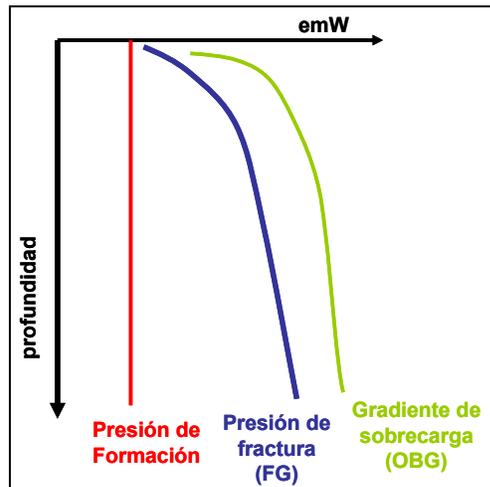


Figura 22: Esta imagen señala la relación entre los valores de Presión de formación, presión de fractura y la gradiente de sobrecarga versus la profundidad.

3.3.4.1. Presión hidrostática del lodo

Al inicio de la sección, la presión hidrostática fue definida como la presión ejercida a una cierta profundidad por el peso de una columna estática de fluido.

Por lo tanto, cuando un fluido de perforación ó lodo, llena el anular, la presión a cualquier profundidad es igual a la presión hidrostática del lodo.

A cualquier profundidad:

$$\text{Presion Hidrostatica de} = \text{peso del lodo} \times \text{TVD} \times g$$

$$\text{psi} = \text{ppg} \times \text{ft} \times 0.052$$

$$\text{KPa} = \text{kg/m}^3 \times \text{m} \times 0.00981$$

Esto nos indicará la presión de compensación en el pozo, cuando no se está produciendo actividad de perforación y la columna de lodo está en condiciones estáticas.

Tan pronto como se inicia cualquier movimiento del lodo, las pérdidas de presión por fricción causarán un aumento ó una disminución de la presión de compensación, dependiendo de la actividad específica que se esté realizando.

En todo momento, es importante conocer la presión de compensación anular y su relación con las presiones litológicas que actúan contra la misma:

Si la presión de formación supera la presión de pozo, entonces los fluidos de formación puede dirigirse hacia el pozo y causar una arremetida.

Si la presión de pozo supera la presión de fractura, entonces puede originarse una fractura que produzca pérdida de circulación y un posible reventón.

3.3.4.2. Densidad Equivalente de Circulación

Durante la circulación, aumenta la presión ejercida por la columna dinámica de fluido en el fondo del hueco (así como la presión equivalente en cualquier punto del espacio anular). Este aumento, se origina por las fuerzas de fricción y las pérdidas de presión anular causadas por el movimiento del fluido.

Conocer esta presión es importante durante la perforación, pues la presión de compensación en el pozo es ahora mayor que la presión relacionada con la columna de lodo estática.

Una mayor presión de circulación conducirá a: -

Mayor sobrelance en comparación con la presión de formación

Mayor riesgo de inundación de la formación (Flushing)

La Invasión en la formación es mas grave.

Mayor riesgo de pega diferencial (atascamiento de la tubería de formación).

Mayor carga ejercida sobre el equipo en superficie

La mayor presión se denomina “presión dinámica” ó “presión circulante de fondo” (BHCP, “Bottom Hole Circulating Pressure”).

$$\text{BHCP} = \text{HIDlodo} + \Delta \text{ Pa}$$

Donde:

HIDlodo: Presión hidrostática de la columna de lodo.

$\Delta \text{ Pa}$: es la suma de las pérdidas de presión anular.

Cuando esta presión se convierte al peso equivalente de lodo, se utiliza el término “densidad equivalente de circulación” (ECD, Equivalent Circulating Density).

$$\text{ECD} = \text{MW} + \Delta \text{ Pa}$$

Donde:

MW: Densidad del lodo de perforación.

El peso de los ripios ó “cortes” de la perforación, también se debe tomar en cuenta al perforar. El peso de los ripios en el espacio, en cualquier momento actuará junto con el peso del lodo, para aumentar la presión en el fondo del hueco.

CAPITULO IV

SITUACIONES DE PRESIÓN ANORMAL EN UN POZO

4.1. FORMACIONES SUBPRESURIZADAS

Las zonas con presión de formación menor a lo esperado con poca frecuencia recibe la misma atención que las zonas con sobrepresión, pero encontrar zonas con sistemas de lodo sobre balanceados puede ciertamente causar problemas y la posible pérdida del control hidrostático, con consecuencias catastróficas:

- Invasión de lodo
- Daño de formación
- Pega diferencial
- Pérdida de circulación
- Fracturamiento de la formación
- Pérdida de la presión hidrostática
- Reventón subterráneo

4.1.1. Reducción de la presión de confinamiento ó volumen del fluido

Si tenemos un sistema cerrado con un cierto volumen de fluido. Al reducir la presión impuesta sobre ese sistema ó el volumen del fluido, entonces este sistema tendrá una presión por debajo de lo normal.

Tales situaciones incluyen:

- Agotamiento de los acuíferos de agua ó yacimientos de hidrocarburos a través de la producción.
- La eliminación de la presión de sobrecarga, a través de la erosión, puede conducir a una expansión del espacio de poro en las arcillas más elásticas. Si existe, por ejemplo, comunicación con areniscas interestratificadas ó lenticulares; los fluidos serán alejados de las areniscas, lo cual conducirá a un agotamiento de la presión.

4.1.2. Presión anómala menor aparente

La ubicación del nivel freático ó el punto de afloramiento, pueden conducir a columnas de fluidos más bajas que lo esperado, las cuales aparecen con una presión anómala mayor con relación al proceso de perforación y la columna de lodo.

- Los depósitos de agua que afloran a una altitud menor que la elevación penetrada durante la perforación. Por lo tanto, la parte de la formación penetrada estará por encima del nivel freático y a la presión atmosférica.

4.2. REQUERIMIENTOS DE SOBREPRESIÓN

4.2.1. Modelo de sobrepresión

En el transcurso de los años, se han propuesto muchos modelos para las presiones anormales de formación.

Una definición muy sencilla, es que la sobrepresión es cualquier presión de formación que supera la presión hidrostática, ejercida por el fluido de formación que se encuentra en esa región. Este concepto propone que cualquier presión de formación puede ser comparada con la presión ejercida por una columna de agua de formación que se extienda desde la superficie hasta la misma profundidad.

Lo que tienen en común todos los mecanismos de sobrepresión es que la zona estudiada ha conservado ó contiene un volumen anormal de agua de formación, lo cual causa desequilibrio.

Esto sugiere, que cualquier mecanismo que conduce a un volumen de fluido de poro excesivo, la sobrepresión se origina cuando los fluidos retenidos no pueden escapar a una tasa que mantendría el equilibrio de presión, con una columna de agua que se extiende hasta la superficie.

Los requerimientos siguientes se basan en el modelo propuesto por Swarbrick y Osborne, 1998.

Esto introduce tres factores muy importantes:

- Permeabilidad
- Tiempo
- Tipo de fluido

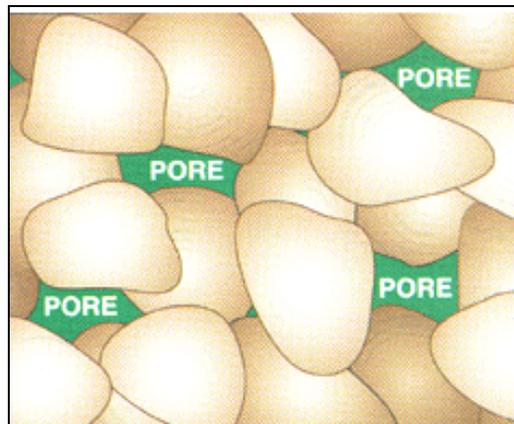


Figura 23: Ubicación de fluido sobre presionado en el espacio poral.

4.2.2. Permeabilidad

La permeabilidad relaciona la tasa en la cual fluye un fluido por unidad de tiempo, a lo largo de la línea de caída de presión.

Si existe comunicación, los fluidos siempre fluirán desde una zona de mayor presión a otra de menor presión.

La permeabilidad se mide en milidarcies y es una función de las propiedades de roca tales como el tamaño, forma de grano y la tortuosidad (irregularidad de las rutas del flujo) y también, las propiedades del fluido (densidad y viscosidad).

La sobrepresión resultante de la retención de fluidos, será obviamente más común en las litologías de baja permeabilidad, de tipo no productivo, como las lutitas.

La sobrepresión resultante de la retención de fluidos en las rocas permeables del tipo productivo ó reservorio, está determinada por la permeabilidad de las rocas suprayacentes y vecinas.

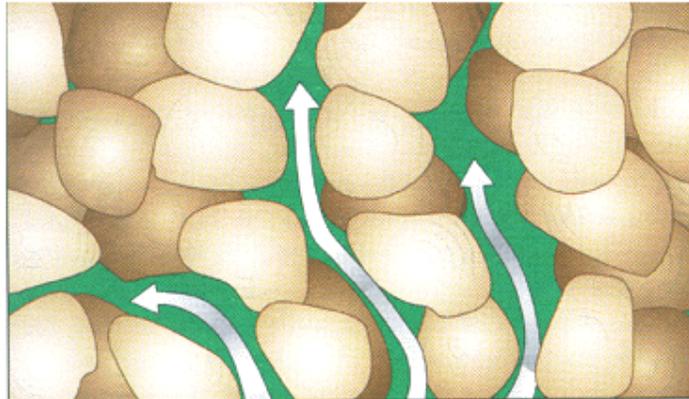


Figura 24: Conexión de poros provocan la permeabilidad

4.2.3. Tiempo

Todas las condiciones de desequilibrio con el trascurso del tiempo, se estabilizan en una condición de equilibrio.

El tiempo geológico es más que suficiente para tales cambios desequilibrio. En la historia de las formaciones, el grado de sobrepresión, disminuirá a medida que los fluidos y la presión se redistribuyen hacia las zonas circundantes.

Un sello perfecto es muy difícil de mantener en el tiempo geológico, debido a los esfuerzos de sobrecarga, esfuerzos tectónicos y otros que constantemente actúan en una zona dada.

4.2.4. Tipo de fluido

La densidad de las aguas de formación (cantidad de sales disueltas), determina el gradiente de presión en cualquier región. Aunque zonas individuales puedan tener, diferentes grados de salinidad en su agua de poro ó de formación y

también diferentes gradientes de presión, ésta aún será considerada como normal.

Sin embargo, cuando los procesos químicos (ósmosis) conducen a un intercambio de sales disueltas entre fluidos, el cambio resultante en la densidad y la presión se considerará una desviación del gradiente de presión normal de la formación.

Aún más importante, en términos del modelo de sobrepresión, el tipo de fluido determina las propiedades de flujo del mismo y por lo tanto, se relaciona con la permeabilidad y el tiempo para generar zonas de sobrepresión.

Por ejemplo, para producir un fluido con varios componentes presencia de crudo y gas, esto va a reducir la permeabilidad relativa del fluido de poro original. También mejorará el sello efectivo de las rocas adyacentes y aumentará la probabilidad de la sobrepresión resultante.

Las características específicas del flujo no solamente varían con la viscosidad ó los fluidos multifásicos (liquido/gas), sino que también dependen de varias propiedades tales como la temperatura, composición de los hidrocarburos, el grado de saturación, la fase, etc.

Como se puede observar, los tres criterios para la generación de sobrepresión (permeabilidad, tiempo y tipo de fluido) son interactivos y/o interdependientes. La presencia de sobrepresión, el grado de la misma y qué tan rápidamente aumenta ó disminuye, depende del ambiente específico ó la causa del volumen anormal de fluido de poro.

4.3. CAUSAS DE LA SOBREPRESIÓN

Cualquier reducción en el volumen de una unidad de roca ó cualquier aumento en el volumen del fluido de poro encerrado, conducirán a que el fluido sea expulsado.

Sabiendo los principios de la permeabilidad, el tipo de fluido y el tiempo, y la función que desempeñan, si no se logra la expulsión requerida del fluido a una tasa que permita mantener el equilibrio de la presión, entonces se producirá sobrepresión.

Los mecanismos específicos que pueden conducir a esta situación se pueden dividir en 5 categorías:

- Efecto de la sobrecarga
- Esfuerzos tectónicos
- Aumentos del volumen de fluido
- Ósmosis
- Causas hidrostáticas

4.3.1. Efecto de la sobrecarga

En términos de la reducción del volumen de roca/poro ó el aumento del fluido, este efecto queda en la primera categoría y es común en los ambientes

deltáicos y cuencas sedimentarias que están en proceso de hundimiento, depósitos de evaporita, etc.

A medida que el espesor vertical de los sedimentos suprayacentes aumenta por sedimentación y enterramiento, se va generando mayor sobrecarga.

La carga vertical durante el enterramiento de los sedimentos, conduce a la compactación normal de los mismos y necesariamente requiere la expulsión de los fluidos de poro, a medida que se reduce el volumen de poro.

Una tasa de enterramiento lenta, conducirá a una tasa de compactación normal. Los fluidos son expulsados mientras que el volumen de poro disminuye a medida que aumenta la sobrecarga. Una tasa de compactación normal conduce a un gradiente de presión de fluido también normal.

Sin embargo, si no se producen la compactación y deshidratación normales, entonces se puede generar sobrepresión resultado de la retención de fluidos.

Las arcillas tienen mayor tendencia a la sobrepresión causada por este mecanismo, y esto debido a las siguientes propiedades mecánicas:

- Mayor volumen inicial del fluido de poro, hasta 70% u 80% del total. En el caso de las areniscas, el volumen inicial de poro puede ser de aproximadamente 40%.
- Mayor tasa de compactación.
- Compactación continua (aproximadamente llega a 5% del volumen de poro) cuando las profundidades son mayores (~5 Km.), lo cual requiere que se expulse un volumen enorme de agua durante un largo período de tiempo. En el caso de las areniscas, la reducción del volumen de poro puede ser entre 15-20%, pero la compactación no es continúa en las mismas profundidades que las arcillas.

Por lo tanto, con volúmenes de fluidos más altos y períodos de compactación más largos que implican una expulsión continua de fluido, existe un mayor potencial de compactación.

Además, durante los procesos normales de enterramiento de sedimentos y diagénesis, se genera un volumen de fluido adicional debido a los cambios en la química de la arcilla, lo cual aumenta la magnitud de la deshidratación requerida para mantener la presión normal.

Si no existe equilibrio entre la carga y la compactación, y el fluido no se expulsa a la tasa requerida durante el enterramiento de sedimentos, entonces se produce subcompactación y la zona estará sobre presurizada.

Existen dos causas principales de este desequilibrio:

4.3.1.1. Enterramiento rápido:

De manera tal que no hay tiempo suficiente para expulsar un volumen grande de fluido, a causa de la alta velocidad de sedimentación. Las rápidas

velocidades de enterramiento originan sobrepresión cuando se combinan con sedimentos de baja permeabilidad

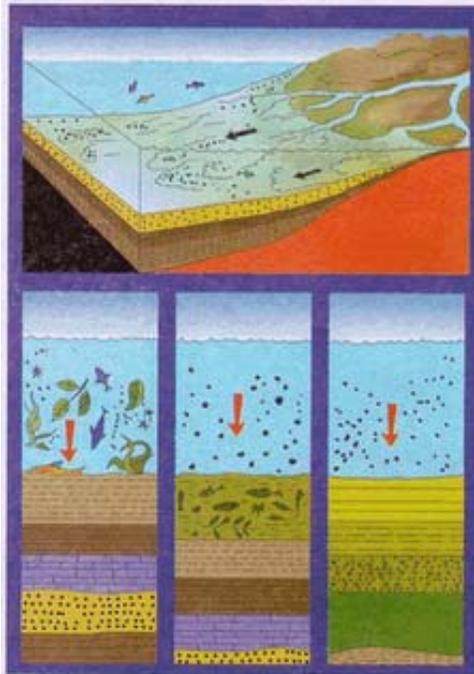


Figura 25: Enterramiento rápido de sedimentos

4.3.1.2. Restricciones de drenaje que evitan la expulsión normal de fluidos:

- Baja permeabilidad
- Ausencia de estratos arenosos ó limosos que facilitan la deshidratación
- Estratos impermeables (evaporitas ó carbonatos), los cuales forman una barrera a la expulsión de fluidos

Cuando se produce la deshidratación incompleta de las lutitas, dentro de una secuencia lutita-arenisca, con frecuencia se observa que la porosidad y la presión son más elevadas hacia el centro de las secciones de arcilla, y más bajas hacia el contacto con las areniscas de presión normal (Magara, 1974).

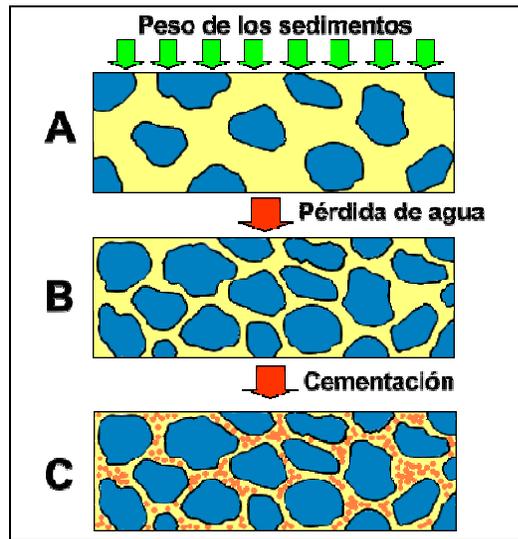


Figura 26: Perdida normal de fluidos por la compactación

4.3.2. Esfuerzos tectónicos

Los esfuerzos tectónicos pueden conducir a la compresión horizontal y la reducción asociada del volumen de poro. Es importante considerar que para ser causa de sobrepresión, no toleraría el fracturamiento ó fallado normal (que facilita la expulsión del fluido) que se relacionan usualmente con tales esfuerzos tectónicos.

4.3.2.1. Actividad tectónica:

Las fallas ó plegamiento de las rocas, debido a la fuerza de levantamiento, pueden conducir a sobrepresión, a causa de la actividad hidrodinámica y la modificación y redistribución de los fluidos y las presiones.

Los esfuerzos tectónicos pueden llegar a restringir la expulsión de fluidos y sin embargo, pueden también causar fracturas que facilitarían el drenaje de los fluidos.

Si se levanta una formación, pero permanece sellada y no hay fracturamiento, entonces conservará su presión de fluido original (más profunda) a la profundidad más somera. Esta "paleopresión" retenida será una sobrepresión si se compara con las formaciones adyacentes.

4.3.2.2. Fallas

El fallamiento puede originar formaciones sobrepresurizadas a través de la formación de un sello eficaz ó, de lo contrario, puede actuar como un camino de drenaje para los fluidos: -

Las fallas y fracturas pueden crear un conducto que permite la liberación de las presiones de fluido de mayor profundidad hacia las formaciones más someras. Así, la presión en la formación más profunda se agota y la presión en la formación más somera aumenta, hasta que se alcanza un equilibrio.

Los estratos permeables e impermeables podrían encontrarse yuxtapuestos por una falla que restringe la migración normal de los fluidos, de manera tal que se preserva la paleopresión.

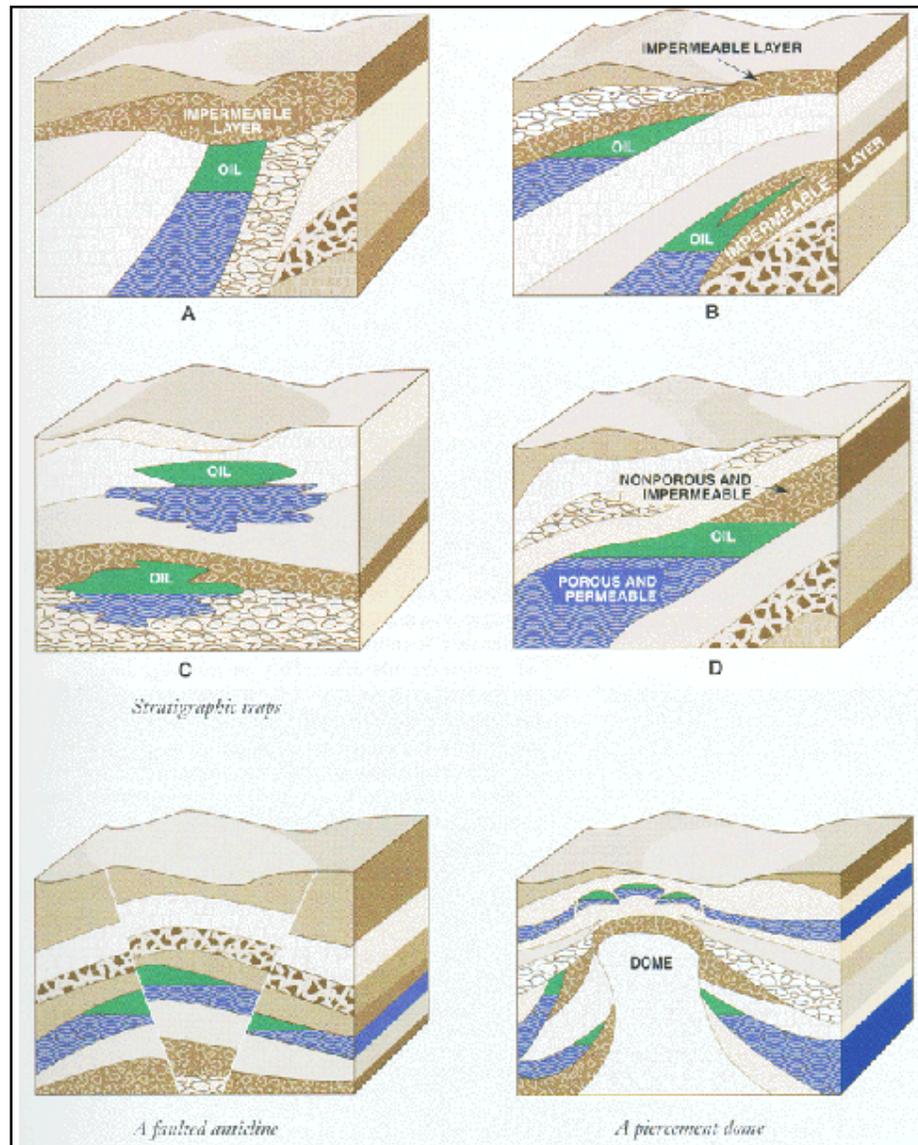


Figura 27: Trampas en reservorios aíslan los fluidos con sus respectivas presiones.

4.3.2.3. Ambientes deltáicos

Naturalmente, la sedimentación y la subsidencia son componentes importantes de un ambiente deltáico en la formación de cuencas sedimentarias. Cuando la velocidad de sedimentación es rápida y el drenaje es deficiente, los sedimentos no se deshidratan eficazmente y se forman zonas sobrepresurizadas e inundadas.

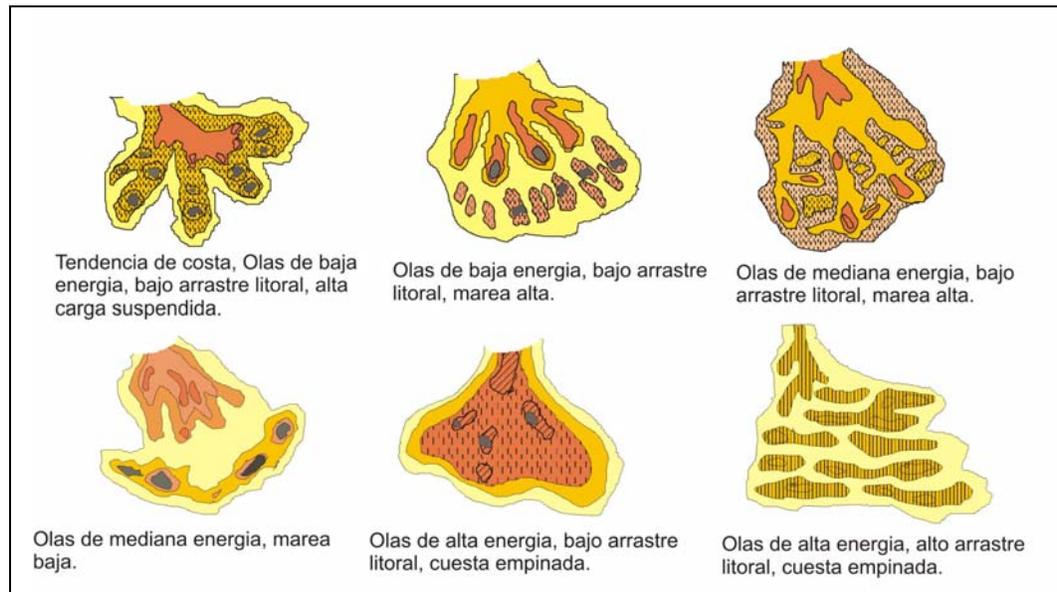


Figura 28: Clasificación de deltas



Figura 29: Ambiente de deposición deltaico (río en laguna)

Las fallas de crecimiento y el diapirismo de las lutitas son dos situaciones estructurales comunes en los ambientes deltáicos y que pueden causar sobrepresión.

El diapirismo de las lutitas (flujo intrusivo desde los estratos subyacentes) origina domos que siempre son compactados y sobre presurizados. Muchas características de los domos de lutita (y de sal) pueden originar zonas ulteriores de sobrepresión.

Las fallas de crecimiento tienen un plano de falla curvo, que pierde buzamiento o inclinación en cuanto se va acercando a la base. La tectónica de la zona subyacente, desprendimientos, diapirismo, efecto de sobrecarga: todos pueden ser responsables, en parte ó totalmente, por la generación de fallas de crecimiento.

Los sedimentos del bloque hundido de la falla adquirirán mayor espesor y desarrollaran estructura de tipo arrastre inverso ó "Rollover" (anticlinal)

contra el plano de falla (Figura 26). Este es con frecuencia el lugar donde se acumulan hidrocarburos y la razón por la cual se perfora en estas áreas. En la base de la falla de crecimiento, en el lado del bloque levantado, con frecuencia se forma una cresta de lutita sobrepresurizada y sub-compactada, allí donde la deshidratación no es eficaz, a medida que los sedimentos se acumulan rápidamente y llenan la cuenca.

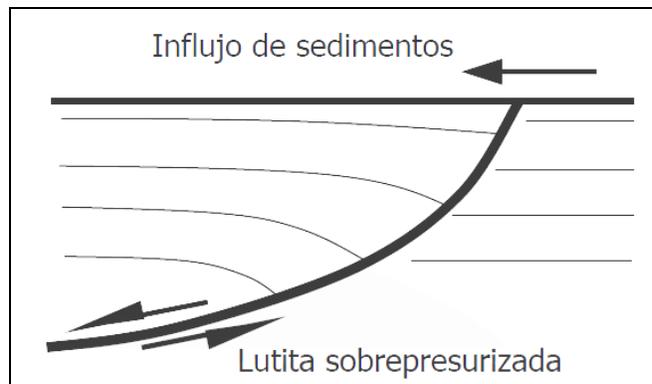


Figura 30: Gráfica de fallas de crecimiento y sobrepresión de lutitas.

4.3.2.4. Diapiros/domos

El diapirismo se origina allí donde existe un flujo intrusivo de sal ó lutita hacia los sedimentos suprayacentes, formando domos a veces en escala masiva (Figura 31).

El diapirismo de las lutitas siempre conducirá a una masa de lutita compactada y sobrepresurizada, pero tanto los domos de sal como de lutita tienen muchos mecanismos que pueden generar zonas sobrepresurizadas. La sal es completamente impermeable, el cual son sellos perfectos para las presiones de fluidos y también para los hidrocarburos. Estos procesos se explican en la figura 32.

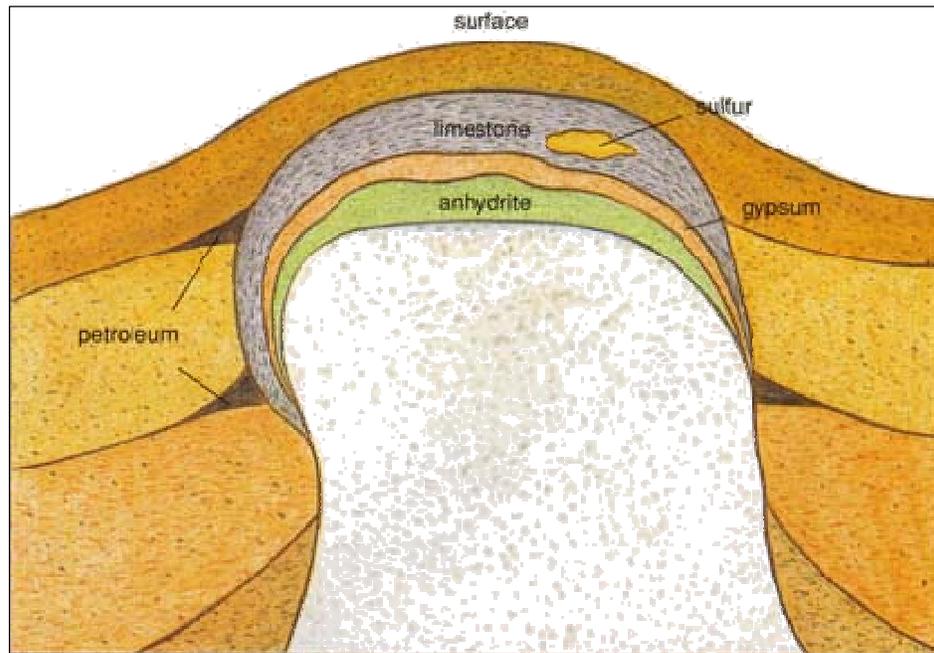


Figura 31: Los diapiros y la generación de sobrepresiones

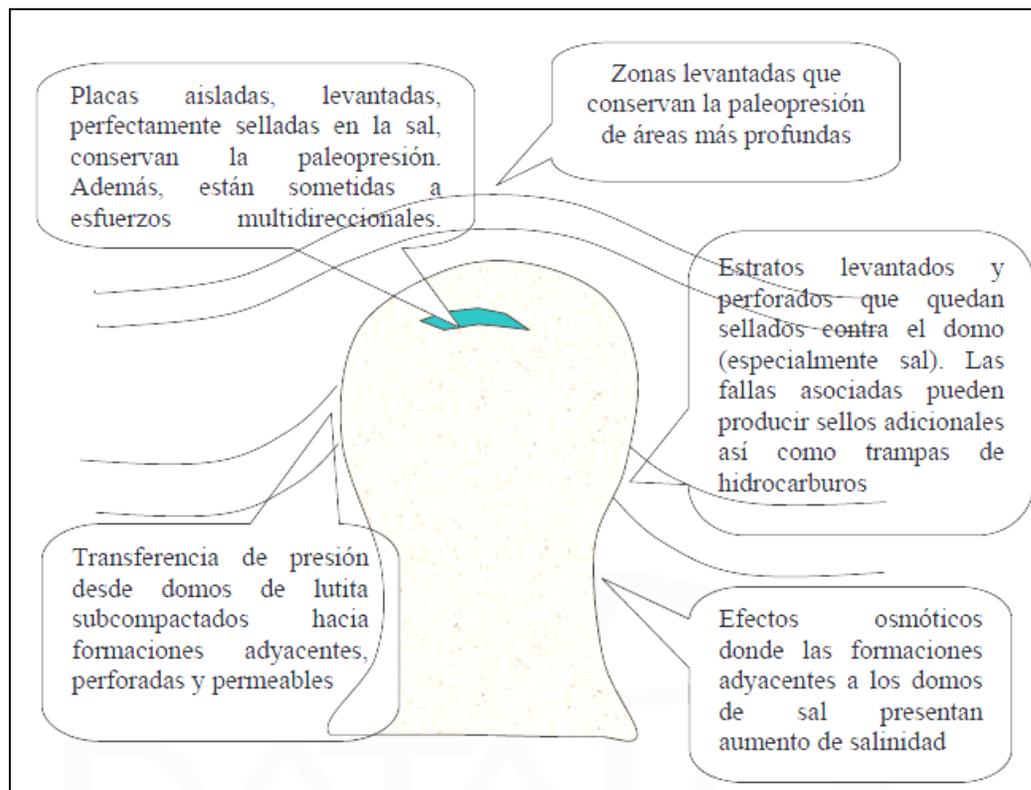


Figura 32: Procesos de acumulación de presiones en diapiros

4.3.3. Aumentos del volumen de fluido

Cualquier aumento en el volumen de fluido dentro de ese espacio confinado producirá un aumento de la presión.

4.3.3.1. Diagénesis de la arcilla

A medida que los sedimentos jóvenes pasan por un proceso de diagénesis, durante las etapas iniciales del enterramiento, cambia la mineralogía de la arcilla (debido al incremento de temperatura) y se produce agua.

La Esmectita de muchas cuencas sufre alteraciones químicas durante la diagénesis, convirtiéndose en Illita. El agua es absorbida en la estructura reticular de la Esmectita, pero la Illita no tiene la misma capacidad para absorber agua. Por lo tanto, esta agua proveniente de la estructura reticular y liberada durante la transformación química de la Esmectita queda como agua libre.

En términos de la generación de sobrepresión, existen dos aspectos a considerar:

La liberación del agua retenida en las estructuras reticulares representa un aumento del volumen de agua, una causa de sobrepresión por sí misma. Si bien aún existen algunas dudas sobre la magnitud exacta del aumento de volumen, muchas zonas sobrepresurizadas coinciden con esta transformación de Esmectita en Illita (Bruce, 1984).

Durante las etapas tempranas de la diagénesis, cuando se libera esta agua, las arcillas pasan por procesos normales de enterramiento, deshidratación y compactación. A medida que cambia la mineralogía y se libera agua, la estructura de la arcilla se puede comprimir más, de manera que el agua liberada se suma al volumen de agua que debe ser expulsado para mantener el equilibrio con la carga vertical y la velocidad de subsidencia.

Además existen otros aspectos que considerar con relación a la diagénesis de la arcilla y la transformación mineral:

A medida que la Esmectita se transforma en Illita, se va produciendo sílice y esto podría reducir efectivamente la permeabilidad e inhibir el proceso de deshidratación y liberación de agua.

Esta situación puede ser una causa de sobrepresión, pero también podría significar que las zonas sobrepresurizadas podrían mejorar ó facilitar la alteración de la arcilla. La temperatura es la causa principal del cambio de la mineralogía, y los más altos gradientes de temperatura podrían conducir a aumentar la transformación de Esmectita en Illita. La zona sobrepresurizada, podría encontrarse sometida a un aumento ulterior de la presión del fluido de formación si se retiene agua adicional.

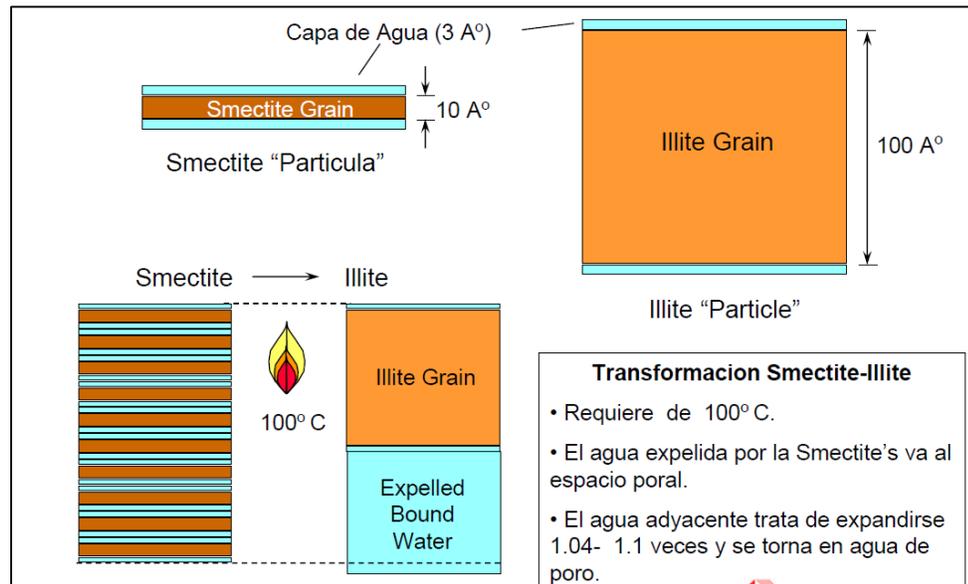


Figura 33 Transformación de Esmectita en Illita – (Fuente: Halliburton)

4.3.3.2. Deshidratación del yeso

A medida que el yeso se transforma en anhidrita, el agua que contiene se libera y es capaz de generar considerables presiones de formación si no es expulsada. Cuando hay sal asociada a evaporita, la temperatura requerida para la transformación es aún menor (25°C, Kern & Weisbrod, 1964), de manera que el agua se libera a profundidades muy someras, prácticamente en la superficie. En tal situación, es quizás más probable que el exceso de agua sea expulsado, a menos que la sal asociada constituya una barrera impermeable.

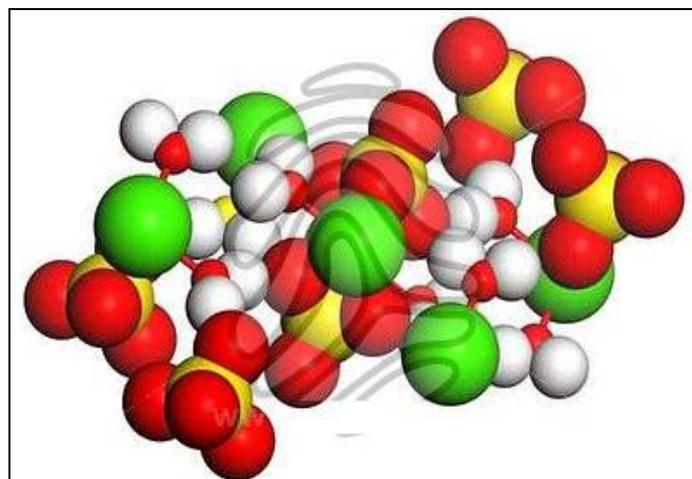


Figura 34: Molécula de Yeso

4.3.3.3. Generación de hidrocarburos ó metanos

4.3.3.3.1. *Metano biógeno*

Si bien los sellos son pocas veces perfectos y el gas usualmente migra de a pocos hacia la superficie, es posible que se encuentren acumulaciones significativas de gas cerca de superficie. Esto plantea un grave peligro pues no se contará con el suficiente tiempo de advertencia cuando se perfora esa zona y el gas proveniente alcance la superficie.

El gas biógeno es formado y depositado cerca de superficie por la descomposición de bacterias de material orgánico. Si los sedimentos están aislados, entonces la expansión de volumen asociada con la producción de metano puede generar sobrepresión.

4.3.3.3.2. *Generación de hidrocarburos a partir del querógeno*

Los sedimentos, al ser sometidos a mayores profundidades de enterramiento y temperaturas mas altas (2 a 4km, 70° a 120°C, Tissot & Welte, 1984), el querógeno va madurando para producir petróleo y gas. El aumento asociado del volumen puede conducir a un aumento de la presión, pues se requiere algún tipo de aumento de volumen para iniciar la migración principal de hidrocarburos.

4.3.3.3.3. *Descomposición térmica*

Más allá de la ventana de generación de hidrocarburos, a mayores profundidades y temperaturas (3 a 5.5km, 90° a 150°C, Barker, 1990), se produce descomposición térmica, y el crudo se descompone en hidrocarburos más livianos y, en última instancia, en metano (gas seco). Nuevamente, esto se refleja en un importante aumento de volumen, incluso considerando la compresibilidad del gas a tales profundidades (Ungerer et al, 1983), y causará sobrepresión si el ambiente se encuentra sellado.

Las arcillas compactadas usualmente tienen un elevado contenido de gas. Esto podría demostrar la función desempeñada por la descomposición térmica de materiales orgánicos en la generación de la sobrepresión.

4.3.3.3.4. *Desarrollo de “Taliks” y “Pingos”*

Los Pingos no pertenecen al contexto de este trabajo pero se mencionará por ser una importante fuente de sobrepresiones.

Los “Pingos” son formaciones terrestres muy visibles y comunes en el Ártico Norte. Son la manifestación superficial de un desarrollo de presión subterránea en áreas no congeladas conocidas como “Tahalíes”.

Cuando los lagos de aguas profundas no están congelados, la tierra por debajo (“Talik”) está descongelada. Si el lago llega a congelarse en toda

su profundidad, entonces el permafrost se extiende hacia el Talik y finalmente forma una capa congelada por encima de este último (Gretener, 1969). El permafrost, debido a que el hielo es impermeable, aísla completamente el Talik. Si el permafrost continúa extendiéndose hacia la zona no congelada, generará suficiente presión como para levantar el permafrost que está arriba (Figura 35). Esto da origen a los “Pingos”, estructuras que se reconocen fácilmente y cuya altura puede alcanzar un par de cientos de pies.

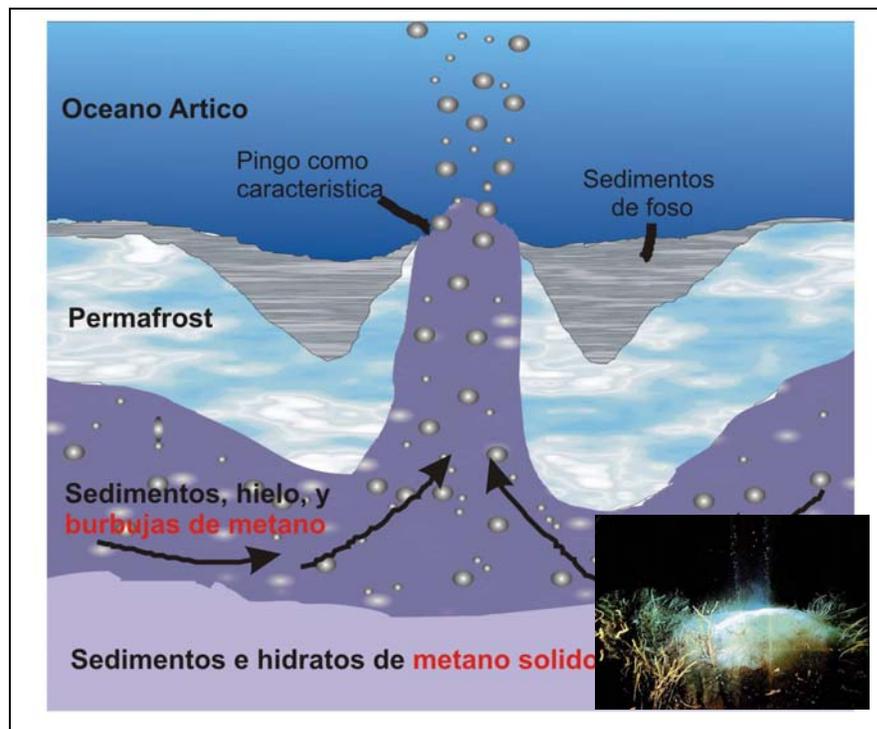


Figura 35: Esquema e imagen de formación de hidratos de metano.

4.3.3.3.5. *Expansión hidrotermal*

El principio a utilizarse es la expansión del agua al calentarse. Si se calienta en un recipiente cerrado, se produce un aumento considerable de la presión.

En un ambiente geológico, esto requiere un sello absolutamente perfecto, sin cambios en el volumen de poro y sin fracturas a medida que aumenta la presión.

Por otro lado, debemos considerar ante esta hipótesis:

Las condiciones son obviamente difíciles de lograr en un ambiente geológico. Lo más cercano es el aislamiento por evaporizas.

A medida que se calienta el agua, su viscosidad se reduce y facilita una expulsión más eficiente, incluso con baja permeabilidad.

Los aumentos paulatinos de la presión, en lugar de cambios bruscos, sugieren un cierto grado de permeabilidad en el sello.

4.3.4. Osmosis

La ósmosis se produce cuando existe una diferencia en las presiones parciales a través de una membrana semipermeable. Dentro de una solución dada, la presión parcial se produce por la concentración de gases ó iones. La presión parcial se refiere a la concentración de gases, ó iones, por ejemplo, dentro de una solución dada. En los casos de sobrepresión, la ósmosis se refiere al movimiento del agua a través de un estrato semipermeable (arcilla ó lutita) que separa dos formaciones del tipo reservorio, las cuales poseen aguas de formación con una diferencia en la concentración salina. El agua se moverá desde una zona de más baja concentración a otra de mayor concentración, es decir, desde una formación que contiene agua dulce ó baja salinidad hacia otra de alta salinidad. Este movimiento continuara hasta que las salinidades en las dos formaciones sean iguales ó la presión evite todo movimiento posterior. A medida que se produce el proceso de ósmosis, la presión disminuirá en la formación de baja salinidad, pero aumentará en la formación más salina a medida que el agua fluye hacia ella.

Se puede observar alrededor de los domos salinos que el efecto de ósmosis es muy localizado

4.3.5. Causas hidrostáticas

4.3.5.1. Altura hidráulica

Cuando un reservorio tiene una elevada captación de agua, comparándolo con la elevación topográfica donde se penetra y sobre ella se encuentra un sello, entonces la formación estará sobrepresurizada como resultado de la columna de fluido extendida (Figura 36).

Los pozos perforados en dicha formación producirán agua hacia la superficie como resultado de la presión hidrostática. Estos pozos se conocen como “pozos artesianos ó surgentes”.

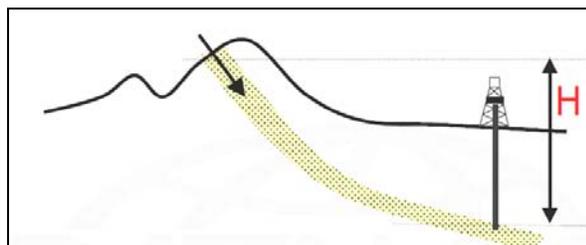


Figura 36: Influencia de la altura hidrostática del reservorio en la presión

4.3.5.2. Yacimientos de hidrocarburos

El gas y el petróleo tienen menor densidad que las aguas de formación y por lo tanto, una columna de hidrocarburos genera un gradiente de presión menor que la gradiente normal de presión del agua de formación. Sabemos que la presión anormal se define como una presión anómala mayor o menor a la gradiente de presión normal de formación. Existirá entonces una condición de sobrepresión en una formación con presencia de hidrocarburos como resultado de la separación por flotación entre los buidos y gradientes de presión menores. El gradiente de presión hidrostática es menor en una formación con presencia de hidrocarburos que en una formación con agua.

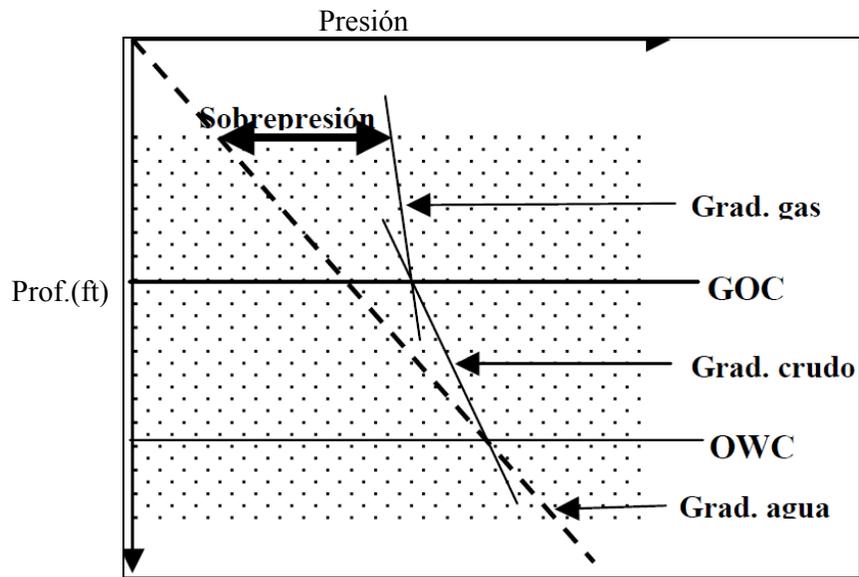


Figura 37: Hidrocarburos y los cambios en la gradiente de presión.

El grado real de sobrepresión dependerá del diferencial de presión normal y a su vez dependerá de las densidades específicas de los fluidos y las dimensiones de la columna de hidrocarburos. El diferencial de presión siempre será mayor en el tope de la formación reservorio que tiene un yacimiento.

4.4. DETECCIÓN DE LA SOBREPRESIÓN

4.4.1. Antes de la perforación

La evaluación de los datos sísmicos puede permitir la identificación ó la predicción, de posibles zonas de sobrepresión.

Los reflectores sísmicos y el modelado estructural posterior se utilizan para identificar las estructuras geológicas, litología, estratigrafía y hasta cambios de facies, en busca de posibles trampas de hidrocarburos. De la misma manera, se pueden identificar las estructuras que podrían generar ó estar asociadas con zonas de sobrepresión.

De ser buena la sísmica, se pueden identificar áreas de levantamiento, fallas, fallas de crecimiento y masas de lutitas asociadas. Los diapíros de sal y lutita se pueden también identificar sin problemas.

La ausencia ó baja frecuencia de reflexiones puede indicar una subcompactación en secuencias gruesas de lutitas.

La presencia de hidrocarburos, incluyendo bolsas de gas superficiales, se puede determinar por la existencia de anomalías en las amplitudes de reflexión. Esta aplicación se basa en el hecho de que la resistencia de una reflexión se ve afectada por los contrastes de densidad.

La velocidad en el intervalo de la formación está directamente relacionada con el grado de compactación y porosidad. Cuanto menor es la porosidad, mayor es la velocidad en el intervalo.

A través de una secuencia de lutitas con compactación normal las velocidades de intervalo deberían indicar un aumento uniforme con la profundidad, lo cual es indicativo de una secuencia de ese tipo.

Un gráfico de las velocidades de intervalo en función de la profundidad permite identificar las anomalías de presión.

Una zona sobrepresurizada se identificará por una reducción en las velocidades de intervalo, lo cual corresponde a una mayor porosidad a través de la zona menos compactada.

Naturalmente, este tipo de suposiciones están basados en los cambios de velocidad de intervalo, los cuales no representan un cambio en la litología u otros fenómenos y esto no es tan sencillo a menos que se tenga un conocimiento sobre la región.

Se puede utilizar una técnica similar con los tiempos de tránsito, obtenidos de los registros sísmicos del pozo perforado.

Esta tesis hace énfasis en las herramientas que se encuentran a disposición para analizar las presiones de formación antes de los trabajos de perforación y durante ellos. Esto incluye indicadores como “mud logging” (durante la perforación) y registros eléctricos a hueco abierto en los intervalos de interés.

4.4.2. Indicadores en tiempo real

4.4.2.1. Tasa de penetración (ROP)

La tasa de penetración (ROP: Rate of Penetration) es el punto de partida para la predicción de la sobrepresión, pues es un parámetro que los geólogos e ingenieros están controlando constantemente.

A una mayor profundidad, la sobrecarga crece y conduce a una mayor compactación y menor porosidad. Por lo tanto, es de esperar que ROP disminuya gradualmente con la profundidad al igual que medida que la porosidad y la roca se vuelva más dura en los trabajos de perforación.

Una zona sobrepresurizada está con menos compactación, por lo tanto, se caracteriza por una mayor porosidad. Esto permite un aumento relativo de ROP.

Sin embargo, el ROP no puede considerarse, como un indicador completamente confiable, porque depende de otros parámetros tales como:

- *Litología.*
- *Peso sobre la broca.*
- *(WOB) Influencia directa.*
- *Velocidad de rotación.*
- *Torque.*
- *Tipo de broca y su desgaste.*
- *Hidráulica del fluido.*

4.4.2.2. Exponente de perforación

El exponente de perforación es un método para normalizar la tasa de penetración el cual elimina el efecto de los parámetros de perforación externos.

El exponente de perforación combina una serie de factores variables. El número adimensional que se obtiene, refleja la facilidad de perforar una formación específica y lo relaciona con el ROP.

Para una cierta litología, resulta más difícil perforar a medida que aumenta la profundidad. (Aumenta el exponente d)

En 1964, Bingham formuló la siguiente relación:

$$\underline{R/N} = a (W/D)^d$$

Donde:

R = ROP

N = RPM (Revoluciones por minuto)
 W = WOB (“Weight on bit” ó Peso sobre la broca)
 D = diámetro de la broca
 a = constante litológica
 d = exponente de compactación

Jordan y Shirley desarrollaron esta teoría en 1966, para derivar las fórmulas siguientes determinando el exponente de perforación:

$$d\text{-exp} = \frac{\log (R / 60N)}{\log (12W / 106D)}$$

R = ft/hr
 N = rpm
 W = lbs
 D = pulgadas

$$d\text{-exp} = \frac{1.26 - \log (R/N)}{1.58 - \log (W/D)}$$

R = m/hr
 N = rpm
 W = toneladas
 D = pulgadas

El exponente “d” refleja la facilidad de perforar una formación específica y a medida que la porosidad disminuye con la profundidad, la perforación va tomándose proporcionalmente más difícil el cual resulta un aumento del exponente ”d”.

Por lo tanto, con la profundidad se puede establecer una tendencia normal ascendente (tendencia normal de compactación ó NCT) y una disminución del exponente de perforación puede teóricamente indicar, cambios en la compactación y la presión diferencial.

Usualmente, se puede considerar como un indicador confiable en las secuencias arcillosas. Sin embargo, las tendencias de compactación pueden ser reconocidas con frecuencia en otras litologías, si coinciden con la profundidad. Las areniscas, por ejemplo, sufren menos compactación que las arcillas, pero se puede observar cierta tendencia a la compactación

4.4.2.3. Exponente de perforación corregido

Como se explicó anteriormente, cualquier desviación de la tendencia normal de compactación determinada en base al exponente “d”, reflejará un cambio en la “presión diferencial”. Lo que necesitamos es un indicio del cambio en la presión de formación, dará el exponente “d”. Sin embargo, la presión diferencial también depende del peso del lodo.

Por lo tanto, un cambio en el peso del lodo conducirá un cambio en la presión diferencial y en consecuencia, tendrá un efecto en el exponente “d”.

Por ello el exponente “d” debe ser corregido, de manera que cualquier variación refleje un cambio en la presión de formación y no resulte afectado por la hidrostática del lodo.

Rehm y McClendon, en 1971, desarrollaron el “exponente de perforación corregido”.

$$DC_{exp} = d - \frac{d_1}{d_2}$$

d2

Donde:

d1 = gradiente de presión normal de formación

d2 = peso del lodo

En la práctica, d2 se determina a partir de la densidad equivalente de circulación (ECD), pues ésta representa la presión de balance propiamente dicha (incluyendo las pérdidas adicionales de presión anular), mientras avanza la perforación.

El exponente de perforación corregido es un indicador de la compactación normal y las desviaciones de ésta en formaciones arcillosas, indican cambios de la presión de formación.

Los cambios graduales en la tendencia del exponente, reflejarán cambios de presión de transición que se observan antes de llegar a la zona de mayor sobrepresión.

En la figura 38, se presenta una comparación de las tendencias del exponente, con relación a los cambios de presión:

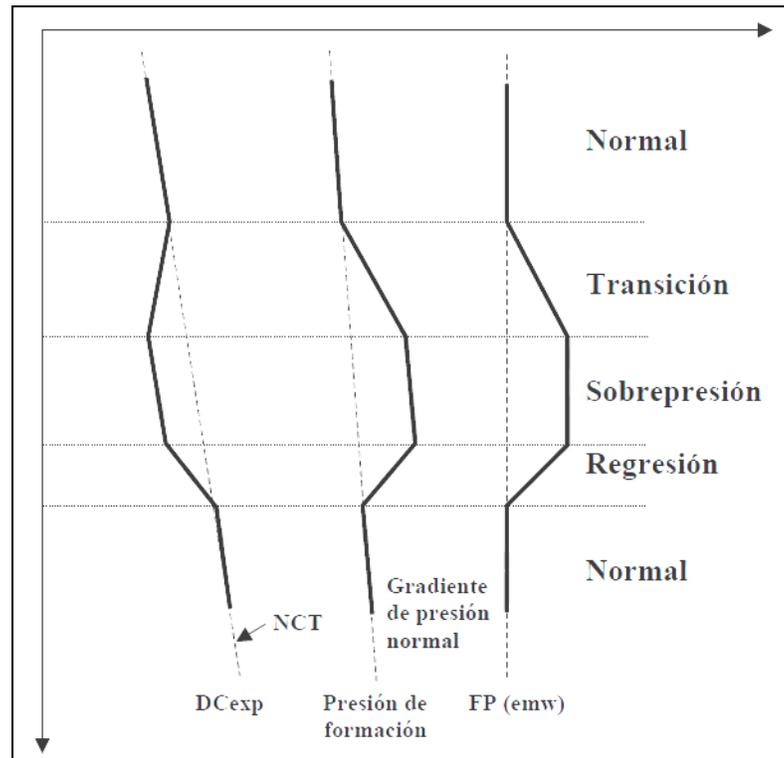


Figura 38: Variación del exponente D y la presión con la profundidad

DCexp: Exponente de perforación corregido

FP: Presión de formación

El exponente de perforación corregido es una técnica ampliamente utilizada para identificar la sobrepresión, especialmente los cambios de presión en las transiciones.

Sin embargo, existen algunas limitaciones que deben considerarse minuciosamente en el proceso de evaluación del exponente:

Desplazamientos y limitaciones de las tendencias :

- **Litología:** La litología no se toma en consideración en la fórmula empírica. Cuanto más dura, compacta y cementada sea, más elevado será el exponente de perforación corregido. Cuanto más blanda y menos consolidada sea y la porosidad es mayor, más bajo será el exponente.
- **Tipo de broca y desgaste:** Para una misma litología, diferentes tipos de brocas pueden producir valores distintos del exponente de perforación, usando los mismos parámetros.
- **Hidráulica de los fluidos:** Cualquier cambio puede afectar la eficiencia ó limpieza en la perforación del pozo, a tal extremo que afecte el exponente de perforación

- **Cambios significativos de los parámetros:** Por ejemplo, la perforación controlada influye en la eficiencia del exponente de perforación.
- **Perforación direccional:** Se desconoce cuánto peso realmente se transfiere a la broca para lograr la fractura y penetración. El segundo inconveniente, es el uso de motores de fondo que crea tendencias desviadas.
- **Torque, arrastre y sobretensión:** Estos parámetros básicamente pueden indicar la existencia de un hueco “apretado”, causado por aumentos de la presión de formación.

4.4.3. Indicadores no inmediatos

4.4.3.1. Tendencias del gas de fondo (background)

Esta sujeto a posibles errores e interpretaciones equivocadas.

Se deberían tomar en cuenta las siguientes situaciones: -

Las fuentes de gas contaminado ó reciclado pueden complicar la identificación de los gases liberados ó producidos.

Los cambios naturales en la litología y/o porosidad, conducirán a cambios normales en las mediciones de gas.

Los cambios en el caudal ó la velocidad de penetración, conducen a cambios evidentes en el volumen de gas.

Las trampas de gas son extractores poco confiables, de manera tal, que la medición es completamente cualitativa y sujeta a muchos errores (Hawker, 1999).

Los sistemas de lodo, la reología, la temperatura y la solubilidad del gas, también afectan la cantidad de gas que será removida por las trampas.

Sobrepresión sellada:

Con un sello total, no hay indicios de cambios de presión hasta que se perfora la zona.

Sobrepresión de transición:

Ahora se trata de secuencias de tipo arcilla ó lutita, de manera tal, que los cambios en la tendencia del gas van a ser afectados por parámetros ligeramente diferentes.

La diferencia principal, es la baja permeabilidad asociada con la lutita. Esto evita el flujo libre de fluidos asociado con la sobrepresión sellada, en rocas productivas ó tipo reservorio. Los fluidos usualmente son producidos a través de la porosidad, mientras el diferencial de presión provoca derrumbes de la lutita de las paredes del pozo. También se puede producir un flujo menor a través de las áreas de baja permeabilidad y el mismo puede llegar a ser más importante, si existen fisuras, fracturas, estratos arenosos, etc. que permiten el flujo libre del fluido.

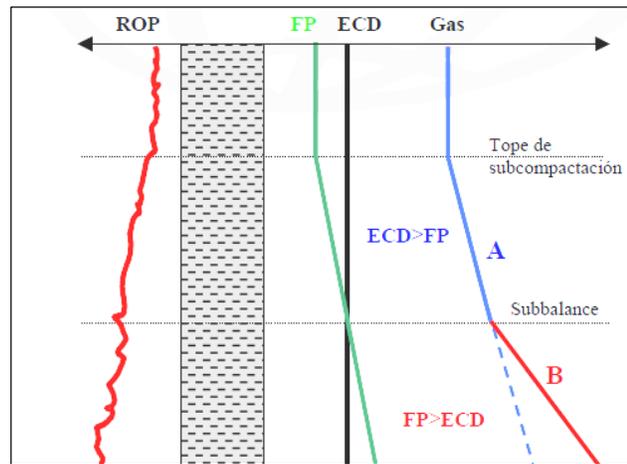


Figura 39: Variación de la presión de formación con la presencia de gas de conexión

ECD: Densidad equivalente de circulación
 FP: Presión de formación

El primer aspecto a observar es, durante todo el aumento de presión por la transición, el grado de subcompactación, porosidad y presión va cambiando de manera uniforme con la profundidad.

Como se puede observar, si todos los demás factores permanecen constantes, esto conduce a un aumento uniforme en la velocidad de penetración a medida que se perfora el pozo.

Por lo tanto, cuando se perfora la zona por primera vez con la presión de formación aún compensada por ECD, se puede esperar que los niveles de gas, muestren un aumento constante a medida que aumenta la porosidad y la velocidad de penetración (zona A, en la figura anterior 39).

A medida que sigue aumentando la presión de formación y disminuye el diferencial de presión, se presentan gases de conexión en esta zona al momento de las conexiones de la tubería de perforación y esto porque el pozo queda sub-balanceado.

Esto indica que el mayor gas de fondo se origina del aumento de presión y se debería aumentar el peso del lodo para lograr un sobrebalance adicional.

Si no se ajusta el peso del lodo en ese momento, entonces se observará un “aumento secundario” en el gas de fondo cuando la presión de formación exceda la densidad equivalente de circulación ECD (zona B de la figura 39). El componente de gas liberado continuará aumentando pero además, se tendrá un pequeño flujo de fluido y el gas generado por los derrumbes se sumará al nivel de gas de fondo.

Los gases de conexión mostrarán una tendencia ascendente, a medida que la presión de formación continúe aumentando en la zona de trabajo.

4.4.3.2. Gas de conexión:

La presencia de gas de conexión es una confirmación importante de que existe un subbalance. Es un indicador bastante atinado.

Durante una conexión en la tubería de perforación, se producen dos caídas de la presión de compensación (ECD) y cualquiera de ellas ó ambas, pueden conducir a una reducción por debajo de la presión de formación, con subbalance temporal y presencia de gas de conexión.

Reducción de la presión anular (ECD) por “pistoneo” o estimulación, a medida que se jala la tubería de perforación del hueco.

Reducción de la presión hidrostática del lodo, cuando la tubería de perforación es sostenida por las cuñas y se detiene la circulación del sistema (se apagan las bombas).

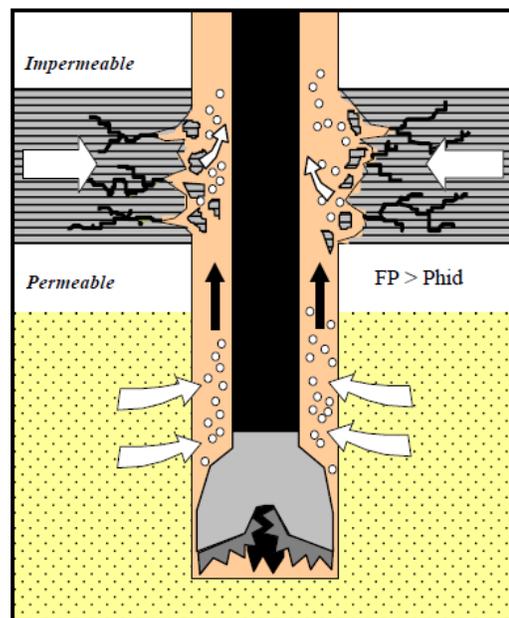


Figura 40: La perforación sub-balanceada y sus inconvenientes

Aspectos a considerar con relación al gas de conexión: -

Si la formación está sub balanceada y es permeable, entonces se producirá un influjo de fluido mientras exista subbalance. Si hay gas presente, entonces se observará gas de conexión. (Ver figura 40)

Las formaciones de lutita (arcillas) también pueden generar gases de conexión cuando se encuentran subbalanceadas. Puede existir un flujo pequeño de fluido, como antes, pero el gas se genera principalmente, por el derrumbe en la formación. El fluido de alta presión, no puede fluir libremente debido a la baja permeabilidad. Esto causa microfracturas dentro de las lutitas y derrumbes de las paredes del pozo. A medida que la lutita se fractura y cae

en el espacio anular, se libera gas del volumen de poro y esto genera la situación antes observada.

Debido a que la tubería se mueve en el espacio anular, la pérdida de presión por fricción se produce en toda esa área y si existe subbalance, una formación en cualquier parte del hueco abierto puede “fluir” y generar gas de conexión. Sin embargo, todas las causas del gas de conexión son más significativas en el fondo del hueco.

La mayor caída de presión es en el fondo del hueco.

El BHA (ensamble de tubería de perforación) y los porta brocas (drillcollars) tienen menos holgura en el espacio anular y el mayor efecto de estimulación ó “pistoneo”.

El gas de conexión aparece una vez que las bombas se enciendan después de la conexión.

Si se presenta gas después de circular varios fondos arriba, entonces hay un derrumbe en el espacio anular.

El siguiente esquema y perfil muestran un ejemplo de dos zonas subbalanceadas que generan dos respuestas de gas de conexión:

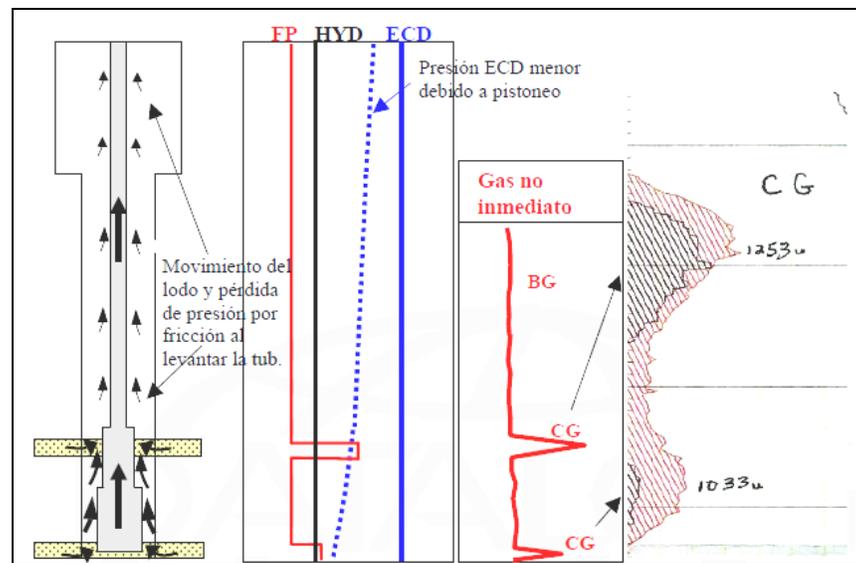


Figura 41: Ejemplo de dos zonas subbalanceadas generando respuestas de gas de conexión.

En todo el proceso de jalar la tubería de perforación aún se circula. Esto conduce a las pérdidas de presión (indicadas por flechas pequeñas), en todo el espacio anular, que disminuyen la densidad equivalente de circulación (ECD) (línea azul discontinua).

El estrato de arenisca superior tiene una presión de formación elevada que supera el valor de ECD reducido por el pistoneo, lo cual origina un influjo mientras se está levantando la tubería.

En el proceso de retirar la tubería y cuando esta se sostiene de las cuñas y se detienen las bombas, el pozo está balanceado por la presión hidrostática del lodo (línea negra). Naturalmente, el estrato de arenisca superior presenta un

subbalance aún mayor y sigue fluyendo. La capa de arenisca en el fondo del hueco estaba aún balanceada por la ECD reducida por la estimulación tipo “pistoneo”, pero está subbalanceada mientras la tubería es sujeta por las cuñas, se produce un influjo al momento de realizar la conexión.

Después de circular dos fondos arriba, se observan dos respuestas de gas de conexión.

Se observa que el primer gas de conexión que corresponde con el estrato de arenisca superior es mayor (y más larga duración) que el gas de conexión proveniente de la capa de arenisca inferior. Esto es resultado de una mayor presión y más largo período de subbalance. La permeabilidad también será un factor determinante del volumen de influjo.

El segundo gas de conexión corresponde con la capa de arenisca en el fondo del hueco y llega a la superficie con demora, después de encender las bombas.

Esto se puede comparar con el alto valor de gas obtenido en la cromatografía durante la conexión, con el fin de determinar el tipo del influjo y la presión de compensación. Como se explicó antes, el tamaño y la simetría del gas de conexión, también se puede utilizar para verificar la predicción de la presión.

4.4.3.3. Temperatura

4.4.3.3.1. Gradiente geotérmico:

Debido al calor que emana el núcleo terrestre, existirá aumento de temperatura a mayor profundidad, (2 y 5°C /100m), pero estos no constantes en todo el pozo.

El gradiente geotérmico variará según la conductividad térmica de los minerales y fluidos de un tipo de roca ó secuencia sedimentaria.

Los minerales de arcilla y las aguas de poro tienen baja conductividad. Cuanto más baja es la conductividad de una secuencia específica, existe mayor resistencia al flujo de calor (el gradiente geotérmico es mayor).

La conductividad térmica del agua es menor que la de la matriz de roca y por lo tanto, los fluidos de formación actúan como barrera natural frente al flujo normal del calor.

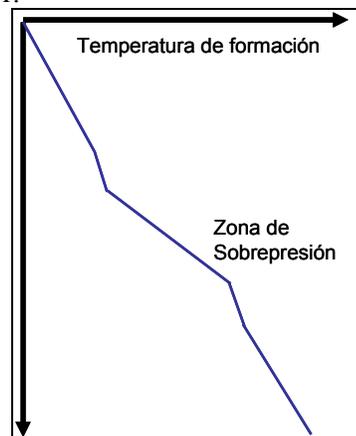


Figura 42: Gráfica de variación de la temperatura con la profundidad.

Las formaciones sobrepresurizadas, por ser subcompactadas, tienen mayor porosidad y por lo tanto, un contenido relativamente mayor de fluido (gradiente geotérmico más elevado). Los yacimientos porosos y horizontes gruesos de carbonatos también pueden actuar como barreras térmicas.

Por encima de un cuerpo sobrepresurizado ó una barrera similar, se produce una reducción en el gradiente térmico debido a la perturbación y distribución de isotermas.

Así, a medida que nos acercamos a una zona de sobrepresión ó de transición (presión en aumento), se puede observar una reducción en la temperatura, la cual después aumentará rápidamente una vez que se penetra la zona sobrepresurizada.

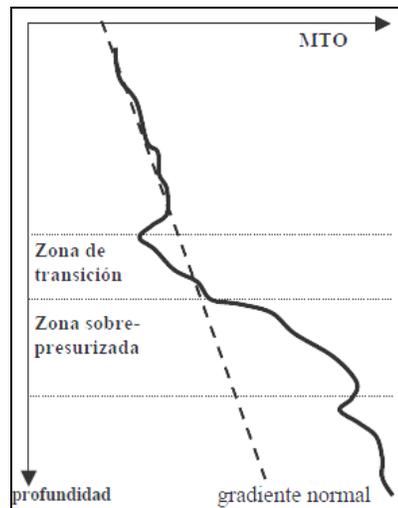


Figura 43: Temperatura en la línea de flujo

Podemos medir la temperatura del lodo del sistema y establecer un perfil térmico a medida que aumenta la profundidad.

Existen otros procesos adicionales como la perforación, el bombeo y la rotación de la sarta de perforación que también generan calor por fricción. Se espera un aumento significativo en la temperatura de la línea de flujo una vez que se perfora la zona sobrepresurizada.

Se esperaría un aumento inmediato de la temperatura después de la zona de transición pero no siempre se puede detectar.

Por lo tanto, a partir de un aumento constante en la temperatura del lodo a medida que avanza la perforación, se espera un aumento rápido de la temperatura como buen indicio de una zona sobrepresurizada, pero existen otras causas que puedan cambiar estas mediciones.

Uno de los problemas más frecuentes, es la tendencia a aumentar la temperatura del lodo al inicio de cada corrida de broca. Para evitar la lectura de picos iniciales, se requiere de cierto tiempo para que el lodo

alcance el equilibrio y el aumento posterior de la temperatura es un resultado del gradiente geotérmico.

Esta y otras limitaciones de la determinación de sobrepresiones por variaciones en la temperatura son las que se indican a continuación:

- **Enfriamiento del lodo durante el viaje:** Cuanto mayor es el tiempo de viaje, mayor el grado de enfriamiento. Cuanto más profundo es el hueco, mayor es el volumen de lodo enfriado.
- **Duración de la corrida de broca:** Si el tiempo de corrida es corto, es posible que no alcance el equilibrio después del calentamiento inicial del lodo (no se observen tendencias de aumento o disminución de temperatura).
- **Viajes:** Determinará el grado de enfriamiento. Al inicio de la corrida de la broca se observará un aumento rápido de la temperatura debido a que el lodo se calienta por la fricción.
- **Tipo de lodo:** Diferentes grados de conductividad
- **Paradas en la perforación:** Estos períodos sin circulación (Por ejemplo: viajes, registros eléctricos), permiten que el lodo se enfríe especialmente en la superficie y en la parte superior del hueco.
- **Profundidad del agua (pozos *Off Shore*):** Cuanto más tiempo el lodo permanece en el tubo conductor ó Riser (pozos de plataformas marinas), mayor es el efecto de enfriamiento del lodo por la disipación del calor en el agua.
- **Clima:** Diferentes grados de enfriamiento en la superficie

Todos estos factores pueden tener grandes influencias en la temperatura del lodo que sale ó entra en el hueco.

4.4.3.3.2. Variación de la temperatura:

Al eliminar en lo posible las variaciones causadas por los cambios superficiales, el diferencial de temperatura (temperatura de salida menos temperatura de entrada), puede utilizarse para lograr un indicador de la tendencia del incremento de temperatura. En otras palabras, el grado de calentamiento que ocurre durante una circulación es el mismo, independientemente de la temperatura del lodo que entra en el hueco (MTI) ó el que sale (MTO).

4.4.3.3.3. Tendencias:

Calentamiento por fricción

Al inicio de la corrida de la broca, la temperatura de la línea de flujo mostrará un aumento rápido a medida que el lodo más frío es calentado, principalmente por la acción de perforación y bombeo, pero también por

las formaciones recientemente perforadas. Por otra parte, Delta T al inicio de la corrida de broca será elevado y mostrará una rápida disminución.

Calentamiento geotérmico

Durante un período de tiempo, los aumentos en la temperatura de la línea de flujo debido a la perforación y el bombeo, se hacen más uniformes, de manera tal que los siguientes aumentos de la temperatura, representan los cambios causados por el gradiente geotérmico. Esto permite contar con una tendencia de temperatura el cual puede hacer seguimiento y observar los cambios de presión. MTO mostrará un aumento lento y gradual mientras que al mismo tiempo, Delta T mostrará una suave disminución. En una corrida de broca particularmente larga, Delta T podría ser constante.

Calentamiento por sobrepresión

El calentamiento del lodo en una zona de sobrepresión, se observa por el rápido aumento en la temperatura de la línea de flujo y un aumento de Delta T.

Estas tendencias por ejemplo, cuando se encuentra a sobrepresión al correr la broca, son las que se indican en el siguiente grafico (Figura 44). Al analizar esta tendencia en corridas sucesivas de la broca, siempre debe ignorarse la parte inicial de la misma, cuando el calentamiento por fricción es predominante. Solamente debe considerarse la tendencia una vez que se logra el equilibrio.

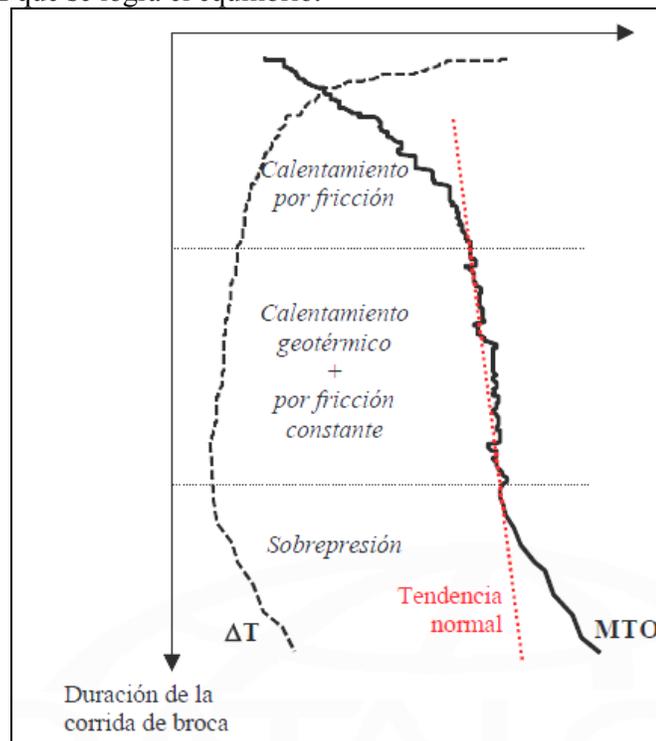


Figura 44: Variación de la temperatura con las sobrepresiones

4.4.3.3.4. Análisis de rípos

Densidad de la lutita:

Se puede hacer seguimiento a la densidad de los rípos para detectar el inicio de aumentos de presión por transiciones, a través de intervalos de lutita ó arcilla. Con la profundidad, la densidad de la lutita muestra una tendencia ascendente normal debido a la mayor compactación y menor porosidad y volumen de fluido por comparación con el contenido de la matriz.

En una zona de transición, a medida que la presión aumenta gradualmente y disminuye la tasa de compactación, la densidad de la lutita mostrará una disminución gradual hasta la tendencia normal. A través de una zona sobrepresurizada, con una tasa de compactación y presión constantes, la densidad de la lutita usualmente mostrará una tendencia equivalente (en gradiente) a la tendencia normal de compactación, pero desviada para reflejar el diferencial de presión.

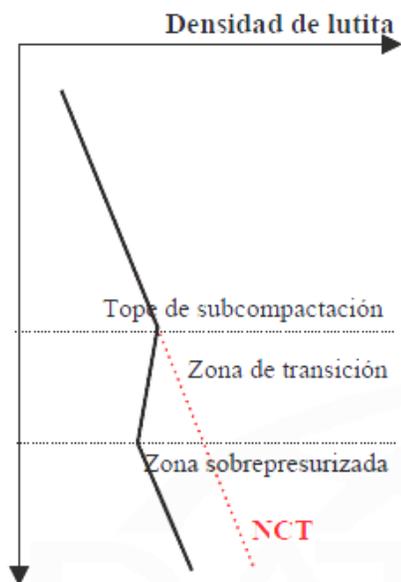


Figura 45: Variación de la densidad de lutita con las sobrepresiones

Si se seleccionan cuidadosamente los rípos de lutita, es posible medir la densidad de la lutita mediante la misma técnica utilizada para determinar Bulk Density, es decir a través del desplazamiento de peso y agua como se describe en la sección.

Probablemente, un método más preciso consiste en utilizar una columna de densidad graduada. Aquí, un fluido de concentración conocida se mezcla con agua destilada, de manera tal que el componente resultante presente un cambio gradual en la concentración a medida que cambia la profundidad. Cuentas de vidrio de densidad exacta marcan este cambio gradual.

Derrumbes por presión:

El material de derrumbe ó “Cavings” (recortes de mayores dimensiones respecto a los ripios) si lo comparamos con los ripios) es un indicio de inestabilidad del hueco, donde el esfuerzo excesivo ha causado la ruptura de la pared del pozo.

Sin embargo, su interpretación, es difícil, pues la elevada presión de formación y un pozo sub-balanceado (con poco peso de lodo) es solamente una de las posibles causas de derrumbes en el hueco (tectónicas, geométricas y estructurales). Adicionalmente, la forma del material derrumbado da una idea de la causa, pero su interpretación exacta es difícil.

En el siguiente grafico se muestra algunos ejemplos de ellos.

TIPO	APARIENCIA	DESCRIPCION	CAUSA
Astillosos		Elongados, quebradizos, laminados, con frecuencia cóncavos	Material de derrumbe por presión típico, relacionado con “astillamiento” de la pared del hueco. También es posible que se deba a otros esfuerzos.
En bloque		En forma de bloques, con frecuencia presentan fracturas.	Se asocian típicamente con inestabilidad tectónica o estructural. También posible por presión.

Figura 46: Forma de Cavings y las posibles causas.

Factor de lutita

Como se describió anteriormente, durante la diagénesis y soterramiento, la Esmectita se transforma en Ilita. Esto es a través del intercambio molecular de cationes a medida que se produce la deshidratación de la arcilla y se libera agua.

Se observará una reducción de la capacidad de intercambio catiónico ó “CEC” (Cation Exchange Capacity-) con la profundidad, lo cual se corresponde a una reducción en la cantidad de Esmectita y el mayor contenido de Ilita.

De manera similar a la técnica utilizada para determinar el contenido de bentonita en el fluido de perforación, se logra una aproximación a CEC, utilizando azul de metileno para determinar el factor de lutita.

El factor de lutita, usualmente disminuye con la profundidad a medida que aumenta la cantidad de Ilita.

Las arcillas sub-compactadas en zonas sobrepresurizadas, se caracterizan por no deshidratarse apropiadamente y por ello el contenido de Esmectita es usualmente elevado. Esto conduce al aumento del factor de lutita, que va en contra de la tendencia ascendente normal.

Por otra parte, la mayor temperatura en una zona sobrepresurizada, puede realmente acelerar el proceso del intercambio catiónico y transformación de la arcilla, de modo que este factor muestra una disminución más rápida.

Las tendencias de estas propiedades, hacen del factor de lutita un parámetro difícil de usar como un indicador de la presión. Además, la metodología para determinar este factor requiere un trabajo muy sistemático por parte del usuario y está sujeta a errores de usuario.

4.4.4. Indicadores de flujo

Se presentan cuando los fluidos de formación se han incorporado al sistema del pozo:

4.4.4.1. Presión de bomba

Un flujo de fluido de formación ó gas hacia el pozo, disminuirá la densidad de lodo y causará una reducción de la presión hidrostática. Esto se observará por la reducción gradual de la presión de la tubería a media que se presenta el flujo.

4.4.4.2. Conductividad

El fluido de formación (especialmente el más salino) es el principal fluido conductor de electricidad. Con la profundidad y la compactación disminuye el volumen de fluido de poro y por lo tanto, la tendencia normal de la conductividad es decreciente.

Una zona sub compactada (ó sobre presurizada) se caracteriza por una mayor porosidad y volumen de fluido de poro. Debido que la sal es extremadamente conductiva, este aumento en el volumen de fluido de formación, estaría indicado por el aumento de la conductividad eléctrica a medida que se liberan fluidos de poro de los ripios, al lodo de perforación. El cambio es más evidente si los fluidos de formación están realmente fluyendo.

La detección de estos cambios, depende de la salinidad relativa del fluido de perforación: un cambio en el volumen del fluido de formación y el contenido de cloruros probablemente no se observará si el lodo tiene un alto contenido de cloruros.

Los lodos saturados de sal se encontrarán fuera de la escala de los sensores usuales de conductividad eléctrica.

En los lodos de base aceite no son posibles las mediciones de conductividad. Estos parámetros deben ser tratados con mucha precaución, pues existen muchos factores que pueden afectar la resistividad/conductividad aparente, tales como la temperatura, la presencia de hidrocarburos, el tipo de lodo y su filtrado, la naturaleza del fluido de poro y los cambios en la litología ó el material orgánico.

4.4.4.3. Densidad del lodo

Una reducción de la densidad del lodo, es un indicio casi seguro de un aporte de fluido de formación ó gas dentro del lodo.

4.4.4.4. Flujo de lodo y volumen de tanques

Representa el desplazamiento del fluido de perforación desde el espacio anular a medida que los fluidos de formación fluyen hacia abajo por el hueco.

4.4.5. Indicadores con corridas de registros

Consideramos tanto en pozo a hueco abierto (Wireline) ó Loguéo mientras se perfora (Logging While Drilling) LWD

4.4.5.1. Tiempo de tránsito registro sónico

El registro sónico mide el tiempo de tránsito de una onda sonora compresional, por unidad de longitud en dirección vertical adyacente al hueco.

El tiempo de tránsito (microsegundos por pie) es el inverso de la velocidad de la onda sonora y es una función tanto de la litología como de la porosidad.

Si se conoce el tiempo de tránsito para una cierta matriz litológica, entonces el tiempo de tránsito sónico se convierte en una medición de la porosidad de roca. La porosidad se puede recalcular a partir de los tiempos de tránsito utilizando la fórmula de Wyllie (1958):

Porosidad calculada del registro sónico

$$\text{Osónico} = \frac{\Delta T - \Delta T_m}{\Delta T_f - \Delta T_m}$$

Donde:

ΔT = tiempo de tránsito en formación

ΔT_m = tiempo de tránsito en matriz

ΔT_f = tiempo de tránsito en fluido

Se pueden utilizar los siguientes tiempos de tránsito en el fluido y la matriz ó los valores por defecto de 47 y 200:

Roca	Tiempo de tránsito (ms)
Dolomita	43.5
Caliza	47.6
Arenisca	51- 55
Anhidrita	50
Sal	67
Piedra Arcillosa	47
Agua Salada	170
Agua dulce	220

Figura 47: Tabla de velocidad de tránsito en diferentes tipos de roca.

En condiciones normales de compactación, la porosidad disminuye al aumentar la profundidad, los tiempos de tránsito sónico muestran una disminución normal con la profundidad. Si la litología es la misma en la secuencia estratigráfica, una tendencia ascendente del tiempo de tránsito indica mayor porosidad, subcompactación y probablemente una zona de transición.

El registro sónico, para la determinación de la presión, se grafica usualmente en escala logarítmica, creciente de izquierda a derecha.

Una tendencia de disminución del tiempo de tránsito con la profundidad, se muestra de derecha a izquierda y la zona de transición está indicada por un comportamiento brusco hacia la derecha. (Ver figura 48)

Con frecuencia la tendencia sónica determina buena imagen del exponente de perforación. Por lo tanto, si los datos del exponente de perforación no son confiables por razones anteriormente descritas, el registro sónico puede ofrecer información valiosa para el análisis de tendencias.

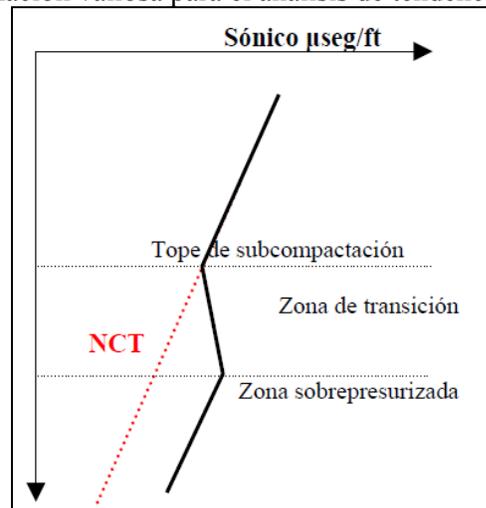


Figura 48: El tiempo de tránsito sónico y su relación con las sobrepresiones.

4.4.5.2. Resistividad

Mide la capacidad que tiene una formación para conducir la electricidad. Debido a que la matriz de roca no es conductora, la capacidad de transmitir una corriente eléctrica es una función del fluido de formación.

Se deben utilizar las lecturas de resistividad profunda en lugar de otras más superficiales, pues estos datos generalmente dan un indicio más cercano del fluido de formación y no están afectados por la invasión del filtrado de lodo.

Con la profundidad y mayor compactación, se produce una reducción en el fluido de poro en la formación. Como el fluido es mejor conductor que la matriz de roca, esto reduce la capacidad conductora de la formación. De esta forma la profundidad y la resistividad suele aumentar. Una tendencia decreciente es por lo tanto, indicio de subcompactación. (Ver figura 40)

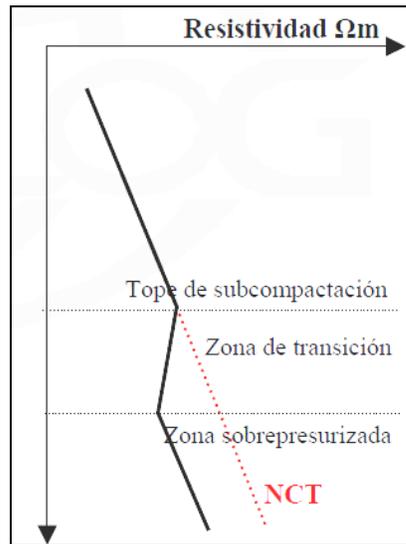


Figura 49: La resistividad y su relación con las sobrepresiones.

La confiabilidad como indicador de presión es afectada por una serie de factores:

La resistividad también disminuye con la menor salinidad del fluido de poro de la formación y con el aumento de la temperatura.

Un menor contenido de arcilla reduce la resistividad.

Los cambios de la mineralogía ó contenido orgánico.

Los hidrocarburos no son conductores, de manera que la resistividad aumenta con la saturación de hidrocarburos. La resistividad usualmente se utiliza para determinar las zonas de hidrocarburos y agua, además del grado de saturación de la misma.

Sujeto a imprecisiones debido a la invasión de lodo en la formación ó ensanchamiento del hueco.

4.4.5.3. Densidad

El registro de densidad de la formación, determina la densidad de electrones al bombardear esta con Rayos Gamma (Cesio 137 ó Cobalto 60), estos chocan contra los electrones de la formación, por lo que las partículas gamma pierden energía. Se mide el número de partículas gamma que retornan, lo cual es función directa de la densidad de electrones y total de la formación.

La curva densidad total ó “Bulk Density” claramente aumenta con la profundidad a medida que aumenta la compactación y porosidad. Una zona subcompactada conducirá a una tendencia ascendente de la densidad. (Ver figura 50)

Lamentablemente, pocas veces se corre el registro para toda la sección de pozo.

Las anomalías en los registros de densidad incluyen la presencia de hidrocarburos, especialmente gas.

La herramienta es sensible a las condiciones de hueco y el revoque. Un registro de cáliper permite asegurar que las lecturas sean confiables.

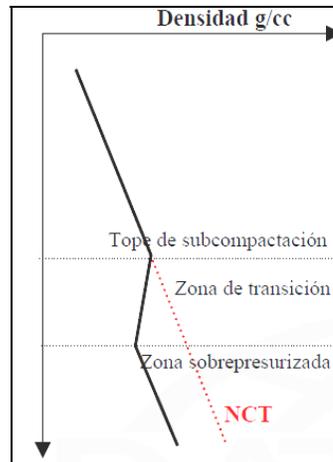


Figura 50: La densidad y su relación con las sobrepresiones.

4.4.5.4. Porosidad –Neutrón

El registro de neutrones mide la concentración de iones de hidrógeno en una formación. En este caso, la formación es bombardeada con neutrones que pierden energía al chocar con núcleos en la formación. La mayor pérdida de energía se produce cuando un neutrón choca con un átomo de hidrógeno pues son de tamaño similar.

Debido a que el hidrógeno se concentra dentro del fluido de poro, bien sea agua ó hidrocarburos, la pérdida de energía es función de la porosidad de la formación.

Donde el gas llena los espacios de poro, la concentración de hidrógeno disminuye y esto conduce al “efecto gas”: que es una disminución notable en los valores del registro de porosidad-neutrón.

Desafortunadamente, la porosidad derivada del registro de neutrones no es un indicador de compactación eficaz ó confiable en las lutitas ó arcillas, pues la herramienta no puede distinguir entre el fluido de poro ó el agua adsorbida (inmóvil dentro de la matriz de arcilla).

Una elevada medición de la porosidad por registro de neutrones en una zona sobrepresurizada puede indicar un elevado contenido de Esmectita, donde el origen de la presión es por subcompactación.

4.4.5.5. Rayos Gamma

El registro de rayos gamma se utiliza, fundamentalmente en la determinación de la litología y para la correlación eléctrica. El registro de rayos gamma mide la radioactividad natural de las rocas mediante la detección de elementos como uranio, torio y potasio

Las areniscas y carbonatos libres de lutita tienen un contenido bajo de radioactividad, lo cual tiene valores bajos. A medida que aumenta el

contenido de lutita, el valor para los rayos gamma aumenta debido al contenido radioactivo de la lutita. Sin embargo, una arenisca limpia puede arrojar valores gamma altos si contiene cierta mineralogía como K-feldespatos, micas, glauconita, etc.

A pesar de esto, el registro de rayos gamma puede ser utilizado para determinar el índice de “arcillosidad”, el cual se puede ser usado para determinar la relación de Poisson con una técnica específica que permite determinar los gradientes de fractura en una formación.

$$\text{Índice de "arcillosidad"} = \frac{\text{GRlog} - \text{GRmín}}{\text{GRmáx} - \text{GRmín}}$$

Donde:

GRlog = valor gamma promedio en el intervalo de profundidad seleccionado.

GRmín = valor gamma mínimo para una formación

GRmáx = valor gamma máximo para una formación

Una secuencia de lutita de gran espesor que ha pasado por condiciones constantes de sedimentación, tales como enterramiento, compactación y material de origen, estará sometida a una mayor deshidratación con la compactación. Durante el proceso de deshidratación, los iones de potasio adsorbidos sobre las partículas de arcilla, no se liberan totalmente, de manera que se puede observar con la profundidad, un aumento en el potasio y por lo tanto, en los valores gamma. Sin embargo, para su uso como indicador confiable de la presión, el requerimiento de llevar una historia de manera continua no es generalmente realista.

CAPITULO V

ANALISIS CUANTITATIVO DE PRESIONES

5.1. CALCULAR BULK DENSITY:

Se puede obtener de métodos directos e indirectos.

El propósito principal de conseguir la densidad es obtener el Gradiente de sobrecarga (OBG). Debemos considerar que siempre una fuente de información es más confiable que otra, esto se resume en el siguiente cuadro,

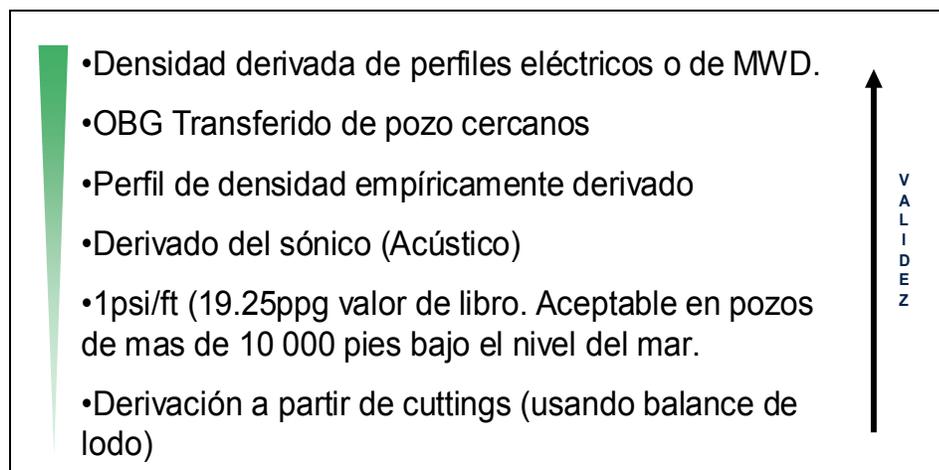


Figura 51: El grado de incertidumbre en el cálculo de presiones según la validez de la información

5.2. CALCULAR EL GRADIENTE DE SOBRECARGA (OBG)

Dado que el cálculo del gradiente de sobrecarga es clave en la mayoría de los métodos de predicción de presión de poro, es importante realizar estos cálculos cuidadosa y consistentemente. En general, el esfuerzo de sobrecarga a cualquier profundidad dependerá del peso acumulado de los materiales sobreyacentes. En teoría, se puede obtener la sobrecarga integrando numéricamente la densidad

versus la información de profundidad de los materiales sobreyacentes. En la práctica, sin embargo, frecuentemente no se tiene la información completa sobre la densidad total (*Bulk Density*) de los sedimentos en el lugar de estudio, por lo que a continuación se presentan varios métodos para obtener los datos de densidad.

RHOB a Partir de Información Sísmica Utilizando la Ecuación de Gardner

La ecuación de Gardner (1974) calcula la densidad de la formación, a partir de datos de velocidad sísmica del intervalo. Así las densidades calculadas por esta ecuación, pueden utilizarse para calcular el gradiente de sobrecarga. La ecuación de Gardner (velocidad-densidad), se utiliza con frecuencia cuando no se tienen disponibles medidas de la densidad de las formaciones. La ecuación de Gardner tiene la siguiente forma:

$$RHOB = c * V^e$$

Donde:

RHOB = Densidad Total ó “Bulk Density” (g/cm³)

V = Velocidad (ft/seg., m/seg.)

c = Constante empírica (usualmente 0.23 cuando V es expresado en ft/seg.)

e = Constante empírica (usualmente 0.25)

Es posible adecuar algebraicamente la ecuación de Gardner para obtener los mismos resultados, cuando los datos de entrada disponibles se tienen en tiempo de transito (Δt) en lugar de las velocidades de intervalo.

Esta versión de la ecuación de Gardner se muestra a continuación:

$$RHOB = c \left(\frac{10^6}{\Delta t} \right)^e$$

Donde:

Δt = Tiempo de transito sónico ($\mu\text{seg}/\text{ft}$, $\mu\text{seg}/\text{m}$)

La Experiencia ha mostrado que la transformación de Gardner, frecuentemente calcula densidades menores cuando se utilizan los valores estándar del coeficiente y exponente. Para solventar esto, los valores del exponente deberán calibrarse localmente si se tienen datos disponibles.

RHOB a Partir de Datos Sísmicos Usando la Transformación de Raiga-Clemenceau

Este método combina la ecuación de Raiga-Clemenceau (1986) con la ecuación estándar de porosidad-densidad, para determinar la densidad a partir de datos del registro sónico ó velocidad sísmica de intervalo, conociendo los parámetros del fluido y la matriz de la roca:

$$RHOB = \rho_f + (\rho_m - \rho_f) * \left(\frac{V}{V_m} \right)^{1/x}$$

Donde:

ρ_f = Densidad del fluido

ρ_m = Densidad de la matriz de la roca

V = Velocidad sísmica del intervalo (ft/seg, m/seg)

V_m = Velocidad matricial (ft/seg, m/seg)

x = Exponente de Raiga-Clemenceau dependiente de la matriz

También es posible adecuar la transformación velocidad/densidad de Raiga-Clemenceau a la transformación tiempo de transito/densidad como sigue:

$$RHOB = \rho_f + (\rho_m - \rho_f) * \left(\frac{\Delta t_m}{\Delta t} \right)^{1/x}$$

Donde:

Δt_m = Tiempo de transito de la matriz ($\mu\text{seg}/\text{ft}$, $\mu\text{seg}/\text{m}$)

Δt = Tiempo de transito del intervalo a partir del registro sísmico ($\mu\text{seg}/\text{ft}$, $\mu\text{seg}/\text{m}$).

5.3. DETERMINACIÓN DE PRESIÓN DE POROS

Existen varios métodos de cálculo diferentes, incluyendo la relación de Eaton, profundidad equivalente Mathews y Kelly, etc.; basados de la comparación entre lutitas subcompactadas (menos compactadas) con lutitas de compactación normal. Esto requiere la determinación exacta de las tendencias normales de compactación como ya se describió y supone una relación directa entre la porosidad y la presión anormal.

El método de Eaton se acepta generalmente como el de más aplicación en la mayoría de las regiones del mundo y por lo tanto, se utiliza ampliamente en la industria. También se acepta generalmente como el método más preciso cuando se interpretan los datos del exponente de perforación corregido

Los estudios realizados han demostrado que el método de Eaton es el más preciso para las presiones de formación inferiores a 1,4 sg (11,66 ppg), mientras que el método de profundidad equivalente, ha demostrado ser más exacto para las presiones de formación superiores a 1,4 sg. La ventaja del método de Eaton radica en que se puede modificar en base a la experiencia regional, para lograr un modelo preciso que se ajuste a la situación específica.

5.3.1. Método de Eaton (1972, 1975)

Este método se puede utilizar para calcular la presión de formación a partir de los parámetros siguientes:

- Velocidad sísmica
- Exponente de perforación corregido
- Resistividad/conductividad
- Tiempos de tránsito sísmico

El método supone que la relación entre el parámetro observado (ó medido), el parámetro normal (si se grafica la Tendencia Normal de Compactación ó “NCT”) y la presión de formación depende de los cambios en el gradiente de sobrecarga.

Entonces:

FP = Gradiente de presión de formación (lppc/ft)

FPn = Gradiente normal de presión de formación (lppc/ft)

S = Gradiente de sobrecarga (lppc/ft)

Xo = Parámetro, observado

Xn = Parámetro, normal

- Resistividad	$FP = S - (S - FPn) \frac{(Ro)^{1.2}}{(Rn)}$
- Exponente de perforación corregido	$FP = S - (S - FPn) \frac{(DCo)^{1.2}}{(DCn)}$
- Tiempo de tránsito sísmico	$FP = S - (S - FPn) \frac{(\Delta Tn)^{3.0}}{(\Delta To)}$
- Conductividad	$FP = S - (S - FPn) \frac{(Cn)^{1.2}}{(Co)}$

Los exponentes son confiables para su uso universal, pero si hay suficientes datos disponibles pueden servir para “calibrarlos” y ajustarlos a los valores puntuales y en base a las características regionales.

- Presión de Poro a Partir de Velocidades Sísmicas de los Intervalos: Método de Eaton

El análisis de presión de poro para un prospecto utiliza el método atribuido a Eaton (1972) aplicando la velocidad sísmica del intervalo. En una compactación normal de sedimentos esta velocidad, especialmente en lutitas, tiende a incrementarse con la profundidad indicando una reducción en la porosidad. Así que desviaciones de esta tendencia incremental de la velocidad en lutitas, implica que la compactación se ha inhibido, por que el fluido de poro no puede ir hacia fuera de los sedimentos. Para este método se requiere

una tendencia de compactación normal La presión de poro se deriva a partir de datos de velocidad del intervalo substituyendo las velocidades normales y observadas en la ecuación de Eaton que se da a continuación:

$$PP = OBG - (OBG - PP_n) \left(\frac{V}{V_n} \right)^3$$

Donde:

PP = Gradiente de presión de poro (ppg, kPa/m, etc.)

OBG = Gradiente de sobrecarga ó esfuerzo vertical total (ppg, kPa/m, etc.)

PP_n = Gradiente normal de presión de poro (ppg, kPa/m, etc.)

V = Velocidad sísmica (ft/seg, m/seg, etc.)

V_n = Velocidad de la línea de tendencia de compactación normal (ft/seg, m/seg, etc.)

La ecuación anterior, esta expresada en términos de gradientes y puede también expresarse en términos de esfuerzos y presiones, mediante la multiplicación de los términos de gradiente por la profundidad vertical verdadera (TVD) y el factor de conversión de unidades. Por ejemplo, si los gradientes están en ppg, el TVD en pies y se requieren los esfuerzos y presiones en PSI, las gradientes se multiplicaran por 0.052*TVD.

- Presión de Poro a Partir de Datos Sónico: Método de Eaton

El método de Eaton (1972) usa la diferencia entre el tiempo de transito medido y el estimado de la tendencia normal para inferir el incremento en la presión de poro.

El método usa una línea de tendencia usualmente construida a partir de datos obtenidos en tramos superiores del pozo. La formula de Eaton para calcular la presión de poro a partir de datos sónicos se da a continuación:

$$PP = OBG - (OBG - PP_n) \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t} \right)^3$$

Donde:

PP = Gradiente de presión de poro (ppg, kPa, etc.)

OBG = Gradiente de Sobrecarga (ppg, kPa, etc.)

PP_n = Gradiente normal de presión de poro (usualmente entre 8.7 – 9 ppg)

Δt_n = Tiempo de transito a partir de la tendencia de compactación normal (μ /ft, μ /m, etc.)

Δt = Tiempo de transito sónico (μ /ft, μ /m, etc.)

-Presión de Poro a Partir de Resistividad - Eaton

Si se asume constante la salinidad del agua en las arcillas, entonces los cambios de la resistividad implican variaciones en la porosidad de la lutita y por lo tanto, cambios en su estado de compactación. El método de Eaton

(1972) usa los cambios de resistividad que difieren de aquellos que se espera tengan los sedimentos compactados de manera normal, para inferir la presión de poro.

Este método se basa en los datos obtenidos de secciones superiores del pozo para inferir una tendencia de compactación normal (TNC) para los datos de resistividad. La presión de poro se deriva de los datos medidos de resistividad al relacionarlos con los valores de la resistividad de la tendencia de compactación normal extrapolados a la misma profundidad.

La fórmula de Eaton para calcular la presión de poro a partir de la resistividad se da a continuación:

$$PP = OBG - (OBG - PP_n) \left(\frac{R}{R_n} \right)^{1.2}$$

Donde:

PP = Gradiente de presión de poro

OBG = Gradiente de sobrecarga

PPn = Gradiente de presión normal de poro (usualmente 8.7 ppg, 10.1 kPa/m)

Ro = Resistividad medida.

Rn = Resistividad de la línea de tendencia normal de Compactación.

-Normalización de la Resistividad con la Temperatura Usando la Ecuación de Arps

La resistividad es afectada por la salinidad del agua intersticial y por la temperatura. Arps propuso una relación entre la temperatura y la resistividad, la cual es útil para normalizar los valores de resistividad por efecto de la temperatura. Cuando se conoce la temperatura de formación, esta ecuación puede utilizarse para calcular los valores de resistividad a una temperatura de referencia como sigue:

$$R_{ref} = R \left(\frac{T + 6.77}{T_{ref} + 6.77} \right)$$

Donde:

Rref = Resistividad a temperatura de referencia

R = Resistividad medida

T = Temperatura a la cual la resistividad medida. (en °F)

Tref = Temperatura de referencia (en °F).

En teoría la selección de la temperatura de referencia no es de importancia. Sin embargo, en la práctica, la temperatura de referencia es usualmente la temperatura de la formación en el punto medio del pozo que va ser analizado. Las resistividades normalizadas a una sola temperatura de

referencia, facilita la identificación de la tendencia de compactación normal apropiada.

5.4. CURVA DE LA TENDENCIA DE COMPACTACIÓN (NCT):

Se pueden establecer tendencias para muchos parámetros, siendo la herramienta principal el exponente de perforación corregido.

Se deben establecer previamente las tendencias en intervalos de lutita representativos.

La compactación es mejor evaluada en lutitas y la selección de los intervalos de lutitas, se hace usando los registros de rayos gamma. Esto es posible debido a que las lutitas generalmente contienen Potasio, Uranio y Torio (elementos que naturalmente están vinculados a rayos Gamma). Así que, entre mayor la intensidad de dichos rayos emitidos por los isótopos radioactivos y derivados de estos elementos, se puede inferir mayor contenido de lutitas en la formación.

Así en donde la intensidad de rayos gamma exceda el valor indicado por la línea base, se obtiene la profundidad en la cual se ha seleccionado la lutita para evaluar su grado de descompactación.

De la misma manera, se puede usar el registro sísmico se puede usar para calificar el exponente d corregido (DCexponent), especialmente en el caso de pozos desviados, brocas PDC etc.

5.4.1. Método de Bowers

Se ha observado que la presión anormal, inicia cerca del lecho marino en aguas profundas, lo cual no deja un espacio apropiado para observar la tendencia normal con la cual trabajar. Por lo tanto, en este análisis se utiliza una curva de tendencia de compactación normal basada en el trabajo original de Bowers y sus subsecuentes modificaciones (1994-1999).

La curva de la tendencia normal de compactación, está basada en la función velocidad/esfuerzo efectivo, la cual se deriva usando relaciones expresadas en términos de la velocidad sísmica de los intervalos como se muestra en la ecuación siguiente:

$$V_n = V_{mudline} + a[sV - p_n]^b$$

Donde:

V_n = Velocidad en un régimen de presión normal (ft/seg, m/seg, etc.)

$V_{mudline}$ = Velocidad del intervalo sísmico en el lecho marino (5000 ft/seg, 1524 m/seg)

V_s = Sobrecarga ó esfuerzo vertical total (PSI, kPa, etc.)

p_n = Presión de poro normal (PSI, kPa, etc.)

a = Coeficiente empírico dependiente de las unidades (entre 10- 25 cuando el stress esta dado en PSI y la velocidad en ft/seg)

b = Exponente empírico (usualmente en el rango de 0.65 a 0.75)

Expresando la ecuación anterior en términos del tiempo de tránsito Δt , se tiene:

$$\Delta t_n = \frac{10^6}{10^6 / \Delta t_{mudline} + a(sV - p_n)^b}$$

Donde:

Δt_n = Tiempo de tránsito en un régimen de presión de poro normal ($\mu\text{seg}/\text{ft}$, $\mu\text{seg}/\text{m}$)

$\Delta t_{mudline}$ = Tiempo de tránsito en el lecho marino (200 $\mu\text{seg}/\text{ft}$, 660 $\mu\text{seg}/\text{m}$)

Los coeficientes “a” y “b” pueden variar como sea conveniente para establecer las condiciones locales. Como “a” multiplica al término de esfuerzos elevado a la potencia “b” con unidades resultantes ft/seg ó m/seg , “a” no tiene unidades estándar y se debe tener cuidado en su transformación (por ejemplo: “a” para σ en kPa = $a/(6.895)^b$ en PSI , para velocidades en ft/seg).

5.4.2. Método de Miller

Similar al método de Bowers, el método de Miller también puede ser caracterizado como una técnica de predicción de presión de poro por que existe una relación velocidad-esfuerzo efectivo para la compactación normal. El método de Miller es distinto al de Bowers por que la velocidad es asintótica a la velocidad de la matriz de los sedimentos expuestos a esfuerzos efectivos del método de Miller. El método de Miller también incluye compensaciones para modelar el efecto de “descarga” donde el esfuerzo vertical efectivo decrece por alguna fuente de generación de presión. La ecuación que gobierna este método se da a continuación:

$$V = V_{mudline} + (V_{matriz} - V_{mudline}) [1 - \exp(-\lambda\sigma)]$$

Donde:

V = Velocidad a una profundidad dada (ft/seg , m/seg)

$V_{mudline}$ = Velocidad sísmica del intervalo en el lecho marino (5000 ft/seg , 1524 m/seg)

V_{matriz} = Velocidad de la matriz del material de los sedimentos (14000 a 17000 ft/seg en lutitas)

λ = Parámetro empírico que proporciona el mejor ajuste para la tendencia normal de compactación.

σ = Esfuerzo vertical efectivo (PSI)

La ecuación anterior puede también escribirse en términos de tiempo de tránsito sustituyendo $106/\Delta t$ por V y $106/\Delta t_{mudline}$ por $V_{mudline}$. $V_{mudline}$, V_{matrix} , y λ son esencialmente propiedades del material que describen la relación de velocidad - esfuerzo efectivo para cualquier sedimento que sufre compactación. Normalmente se espera que estos parámetros y desde luego la tendencia de compactación, sea función del tipo de sedimento. En teoría, estos parámetros ($V_{mudline}$, V_{matrix} , y λ) pueden variar como sea necesario para satisfacer condiciones locales.

5.5. PREDICCIÓN DEL GRADIENTE DE FRACTURA

El conocimiento del gradiente de fractura de la formación especialmente en zonas débiles, es esencial al planificar ó perforar un pozo.

Ya hemos explicado cómo la formación en la profundidad de la zapata guía del revestimiento, se supone la zona más débil en una sección específica del pozo y cómo determinamos el gradiente de fractura a esa profundidad a través de las pruebas de Fuga ó de Integridad de Presión.

Sin embargo, no podemos suponer que será la zona más débil. Las formaciones sumamente porosas, fracturadas ó sobrepresurizadas pueden tener un gradiente de fractura menor aunque se encuentren a una mayor profundidad.

Por lo tanto, es importante contar con cálculos precisos del gradiente de fractura, de la misma manera como es importante tener cálculos precisos de la presión de formación.

El conocimiento del gradiente de fractura permite:

Planificación de un programa de perforación, profundidades de tubería de revestimiento y pesos máximos del lodo

Cálculo de la presión anular máxima (MAASP, por sus siglas en inglés) cuando se controla una arremetida

Cálculo de las tolerancias a las arremetidas durante la perforación

Estimación de las presiones requeridas para la estimulación mediante el fracturamiento hidráulico.

Aspectos teóricos generales

Para calcular el gradiente de fractura se requiere conocer el mínimo esfuerzo in-situ (S_3) que actúa en un cierto punto, debido a que la dirección del esfuerzo mínimo será la primera que fallará.

La fractura y falla están determinadas por el esfuerzo efectivo (σ), que es la diferencia entre el esfuerzo total, en este caso Sobrecarga (S) y la presión de poro de la formación (FP)

El esfuerzo que soporta la matriz se expresa como:

$$\sigma = S - FP$$

Para el esfuerzo mínimo:

$$\sigma_3 = S_3 - FP$$

El esfuerzo mínimo, S_3 , generalmente se supone que es un componente horizontal, de manera tal que:

$$S_3 = K_3\sigma + FP$$

Donde:

σ = esfuerzo vertical efectivo debido a los sedimentos suprayacentes

K_3 = relación del esfuerzo horizontal efectivo al vertical

Existen varias técnicas y teorías diferentes para el cálculo de los gradientes de fractura. La diferencia principal está en la determinación de la relación K_3 .

K_3 se puede evaluar en base a estudios regionales de las mediciones de fracturas

K_3 depende de la relación de Poisson (μ) para un material de formación específico. Esto supone que la formación no ha sufrido deformación lateral y siempre se ha deformado elásticamente. Tal supuesto es obviamente injustificado y estos métodos deben ser manejados con precaución.

Relación entre K_3 y μ :

$$K_3 = - \frac{\mu}{1-\mu}$$

μ = relación de Poisson

5.5.1. Método de Eaton

El método de Eaton (1969) se basa en la teoría establecida por Hubbert y Willis (1957) y supone que la deformación de las rocas es plástica. Partiendo que la relación de Poisson y la sobrecarga varían con la profundidad, la relación de Poisson ha de derivarse de los datos regionales para el gradiente de fractura, la presión de formación y el gradiente de sobrecarga.

$$FG = - \frac{(\mu)}{(1-\mu)} \sigma + FP$$

Donde:

FG = gradiente de fractura

FP = presión de formación

σ = sobrecarga- presión de formación

μ = relación de Poisson

Despejando μ , la relación de Poisson se puede calcular a partir de los datos referenciales, preferiblemente antes de perforar el pozo, con la ecuación siguiente: -

$$\mu = \frac{FG - FP}{S + FG - 2FP}$$

La sobrecarga se determina utilizando cualquier fuente de donde se obtiene Bulk Density. Los gradientes de fractura se toman de las pruebas de presión en pozos referenciales, situaciones de pérdida de circulación, datos reales de fracturas ó cementación forzada, etc

Naturalmente, el inconveniente de este método, es que si los datos referenciales son deficientes ó no están disponibles, entonces la relación de Poisson no se puede determinar. Entonces se puede utilizar un método alternativo para calcular dicha relación.

Relación de Poisson a partir del “índice de arcillosidad”

Anderson et al (1973) utiliza como base el método de Eaton para llegar a la relación de Poisson utilizando el Índice de Arcillosidad (Ish) a partir de los registros de pozo:

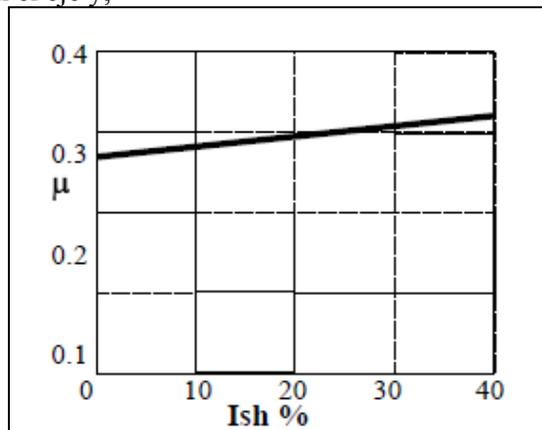
$$Ish = \frac{\varnothing_s - \varnothing_d}{\varnothing_s}$$

donde \varnothing_s y \varnothing_d son las porosidades determinadas a partir de los registros sónicos y densidad respectivamente.

La relación de Poisson y el “índice de arcillosidad” se relacionan en la siguiente ecuación:

$$\mu = AIsh + B$$

Las constantes A y B se pueden ubicar en un gráfico de la relación de Poisson en función del índice de arcillosidad (Biot, 1957), como el gradiente y la intersección con el eje y,



A = gradiente de la línea = $0.05/0.4 = 0.125$

B = intersección con el eje y = 0.27

$\mu = 0.125 Ish + 0.27$

donde Ish = índice de arcillosidad

Por lo tanto, para una arena limpia y libre de lutita, por ejemplo, el valor mínimo para la relación de Poisson es 0.27, pues I_{sh} será igual a cero.

Como se sabe, el índice de arcillosidad se puede determinar a partir de los registros eléctricos (perfiles) de rayos gamma:

El valor gamma máximo y mínimo se debe determinar para cada formación (período geológico).

El índice de arcillosidad se puede derivar para intervalos dados de profundidad, ejemplo: 10 ó 20m, a partir de:

$$I_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{mín}}{GR_{máx} - GR_{mín}}$$

Donde:

GR_{log} = valor gamma promedio en el intervalo de profundidad seleccionado.

$GR_{mín}$ = valor gamma mínimo para una cierta formación .

$GR_{máx}$ = valor gamma máximo para una cierta formación.

5.5.2. Método de Daines

Reconoce que sin datos derivados empíricamente, las técnicas anteriores para los cálculos de fracturas son de utilidad limitada. El método de Daines utiliza las propiedades físicas de las rocas obtenidas en el laboratorio, para determinar la relación de Poisson y lleva la fórmula de Hubbert y Willis un paso más allá introduciendo una corrección que se basa en el esfuerzo tectónico superimpuesto derivado de una prueba inicial de fuga.

De esa manera, Daines ofrece una técnica para calcular los gradientes de fractura sin el requerimiento de datos referenciales.

A continuación se indican los valores de la relación de Poisson, determinados experimentalmente con pruebas de laboratorio: -

Arcilla	0.17	
Arcilla húmeda	0.5	
Conglomerado	0.2	
Dolomita	0.21	
Grawaca	gruesa	0.07
	media	0.24
	finá	0.23
Caliza	finá, micrítica	0.28
	media	0.31
	porosa	0.2
	fosilífera	0.09
	arcillosa	0.17
Arenisca	estilolítica	0.27
	gruesa	0.05
	gruesa	0.1

	cementada	
	media	0.06
	finá	0.03
	muy fina	0.04
	arcillosa	0.24
	fosilífera	0.01
Lutita	calcárea	0.14
	dolomítica	0.28
	silíceá	0.12
	limosa	0.17
	arenosa	0.12
	querogenosa	0.25
	Limonita	0.08
	Pizarra	0.13
Toba	0.34	

Figura 52: Valores de relación de Poisson en laboratorio

La relación de Poisson basada en la litología se puede incorporar en la fórmula, de manera tal que:

$$P_{frac} = \sigma_t + \frac{(\mu) \sigma}{(1-\mu)} + FP$$

Donde:

σ_t = esfuerzo tectónico superimpuesto .

El esfuerzo tectónico superimpuesto, σ_t , se calcula a partir de la primera prueba de fuga y se asume que permanece constante en todo el pozo. El gradiente de fractura en este punto será el gradiente de fractura derivado de la prueba de fuga. Existe la posibilidad de error, si el valor de la relación de Poisson seleccionado representa o no de la litología a la profundidad de la prueba.

Para fines de derivar el esfuerzo tectónico impuesto y si la litología a la profundidad de la prueba de fuga no se conoce con exactitud, entonces se debe tomar un valor por defecto de 0.25, para la relación de Poisson.

Para resumir acerca del gradiente de fractura, la ecuación general para el gradiente asume que la fuerza necesaria para generar una fractura es igual al esfuerzo horizontal mínimo. Esto, no considera el efecto de la concentración de esfuerzos alrededor de las paredes del pozo, ni la resistencia a la tensión de la roca intacta. Así, implícita y conservadoramente se asume que el pozo esté intersectando fracturas preexistentes orientadas en la dirección más crítica. En cuencas sedimentarias tectónicamente pasivas, la contribución de los esfuerzos tectónicos se considera despreciable. Esto asume que la relación entre el esfuerzo horizontal mínimo efectivo y el esfuerzo vertical efectivo son conocidas. Las formulas mas usadas son las dadas por Eaton (1968, 1997) y “Mathews y Kelly” (1967). Las formulas de Mathews y Kelly la

constante de proporcionalidad es igual a una función empíricamente establecida llamada “Coeficiente de esfuerzo matricial”:

$$k_m = \frac{(sh_{min} - pp)}{(sV - pp)}$$

Donde:

sh_{min} = Mínimo esfuerzo horizontal

sV = Esfuerzo de sobrecarga

pp = Presión de poro

km = Coeficiente de esfuerzo matricial

En la formula de Eaton (1968, 1997), el término $v/(1-v)$ se substituye por km en la ecuación anterior. Dado que ambos parámetros ‘ km ’ y ‘ v ’ son empíricamente determinados, no tiene importancia cual formula usar. Sin embargo, es más simple utilizar km . Es importante tener en mente que los valores publicados ya sea de ‘ km ’ ó ‘ v ’ son empíricamente derivados y estas derivaciones pueden haber utilizado consideraciones equivocadas, como que la densidad de los sedimentos es la misma a profundidades someras y a grandes profundidades.

5.6. PROYECCIÓN DE LA PRESIÓN DE POROS

Usando datos de pozos de correlación y el conocimiento de la estructura geológica, es posible proyectar la presión de poro a la localización del pozo propuesto. Esto requiere asumir, que el contenido del fluido del medio poroso es similar y que existe una buena conductividad hidráulica entre las localizaciones de ambos pozos. De acuerdo a lo asumido, la presión de poro en la localización del pozo propuesto, será diferente de la presión de poro del pozo de correlación, por la cantidad de presión ejercida por la columna hidrostática de la diferencia de elevación de las formaciones correlacionadas en ambos pozos.

$$p_1 = p_2 + \rho_f \lambda (D_2 - D_1)$$

p_1 = Presión de poro proyectada en el pozo de interés (unidades apropiadas).

p_2 = Presión de poro conocida en el pozo de correlación (unidades apropiadas).

ρ_f = Densidad del fluido de poro (unidades apropiadas).

λ = Factor de conversión de unidades (ejemplo: 0.052 PSI/ppg.pie)

D_1 = Profundidad de correlación en el pozo de interés (unidades apropiadas).

D_2 = Profundidad de correlación en el pozo de correlación (unidades apropiadas).

Es importante resaltar que la presión de poro referida anteriormente, esta en unidades de presión y no en unidades equivalentes de densidad ó gradiente de presión. El gradiente de presión conocido en el pozo de correlación, deberá convertirse en unidades de presión antes de aplicar esta formula.

5.7. ANÁLISIS DEL CRITERIO DE FALLA POR CIZALLA DEL POZO

Criterio de fallamiento de Mohr Coulomb

$$\tau_{max} = \sigma_{min} \frac{1 + \sin \phi}{1 - \sin \phi} + \frac{2CS \cos \phi}{1 - \sin \phi}$$

Donde σ_{max} y σ_{min} son los esfuerzos efectivos principales máximos y mínimos respectivamente, ϕ es el ángulo de fricción y CS la cohesión, son parámetros que describe como la resistencia de la roca, varia con las condiciones de estrés.

Ventajas y desventajas:

El criterio de falla por cizalla tiene como ventaja que funciona mejor con los datos de fallamiento experimentales de la roca sobre una amplia gama de condiciones de estrés. Tiene la desventaja que el análisis requiere de un conocimiento “a priori” de los tres esfuerzos principales, especialmente al escoger el máximo y mínimo. El criterio de Mohr-Coulomb es generalmente considerado para obtener estimaciones conservadoras de fallamiento de roca.

Consideración de estrés

En el caso de la estabilidad del pozo, el estrés radial es uno de los principales mientras, que los otros dos esfuerzos principales están perpendiculares al estrés radial, y por lo tanto es tangencial a las paredes del pozo. Existen seis posibles modos de fallas en general pero dos son en la en la estabilidad del pozo. Además son donde el estrés radial es el mínimo ó donde el estrés tangencial principal es a la vez máximo y mínimo. En, el caso anterior con $\sigma_r = \sigma_{min}$ usualmente dominan los casos en los que las inestabilidades de pozo ocurren. El otro criterio de falla toma en cuenta los valores de estrés principales, lo cual permite distinciones donde el criterio de Mohr Coulomb es usado.

Criterio modificado de fallamiento de Lade

La formula matemática general para el criterio de fallamiento modificado de Lade es como sigue:

$$S'_L = H\sigma_m + K$$

En donde H y K son propiedades de los materiales, los cuales pueden ser relacionados con los parámetros de cohesión de esfuerzo de Mohr- Coulomb (CS) y ángulo de fricción (ϕ), σ_m es el esfuerzo efectivo principal y donde S'L es la constante de estrés de corte modificada de Lade.

Estos dos últimos parámetros están definidos como:

$$\sigma_m = \left(\frac{1}{3}\right)(\sigma_i + \sigma_j + \sigma_k)$$

$$S'_L = \sigma'_m \left(\frac{\sigma'_m{}^3}{I'_3} - 1 \right)$$

Donde I3 es la tercera constante del estrés efectivo modificado y es $I_3 = \sigma'_1, \sigma'_2, \sigma'_3$ (en términos de estrés principal).

Las constantes H y K son definidos en términos de los parámetros de cohesión de esfuerzo de Mohr- Coulomb (CS) y ángulo de fricción (ϕ) como sigue:

$$H = \frac{\eta}{27} = \frac{4 \tan^2 \phi (9 - 7 \sin \phi)}{27(1 - \sin \phi)}$$

$$K = \frac{4 c \tan \phi (9 - 7 \sin \phi)}{27(1 - \sin \phi)}$$

Este criterio es expresado en términos del estrés de corte modificado de Lade. Otros usan la graficación entre S'L versus σ_m , siendo esto una gran ventaja en las operaciones de análisis de la estabilidad del pozo

CAPITULO VI

PROCEDIMIENTO TEÓRICO APLICADO

Se comenzó compilando la información, se determinaron valores de densidad de lodo de perforación y se obtuvo los parámetros geomecánicos del pozo en el siguiente orden:

- Se calcula el *Bulk Density* de los intervalos no adquiridos (densidad total).
- Se calcula el gradiente de sobrecarga a intervalos periódicos.
- Se selecciona el indicador de la tendencia y determinar la Tendencia Normal de Compactación (NCT) para el intervalo dado.
- Se calcula la presión de formación.
- Se calcula ó selecciona la relación de Poisson apropiada y calcular el gradiente de fractura.

La Tendencia Normal de Compactación (NCT) y la exactitud de la presión de formación calculada, dependen de la interpretación que se realice. Antes de seleccionar el NCT, se debe haber obtenido un estimado de la presión de formación tomando en consideración cambios en todos los parámetros (parámetros de entrada del software), tales como tendencias de gas, gases producidos, tendencias de temperatura, densidad de la lutita, etc.

El software se utiliza para realizar los cálculos propiamente dichos, pero éstos, con los datos de entrada antes mencionados, confirman las conclusiones ya elaboradas por el especialista.

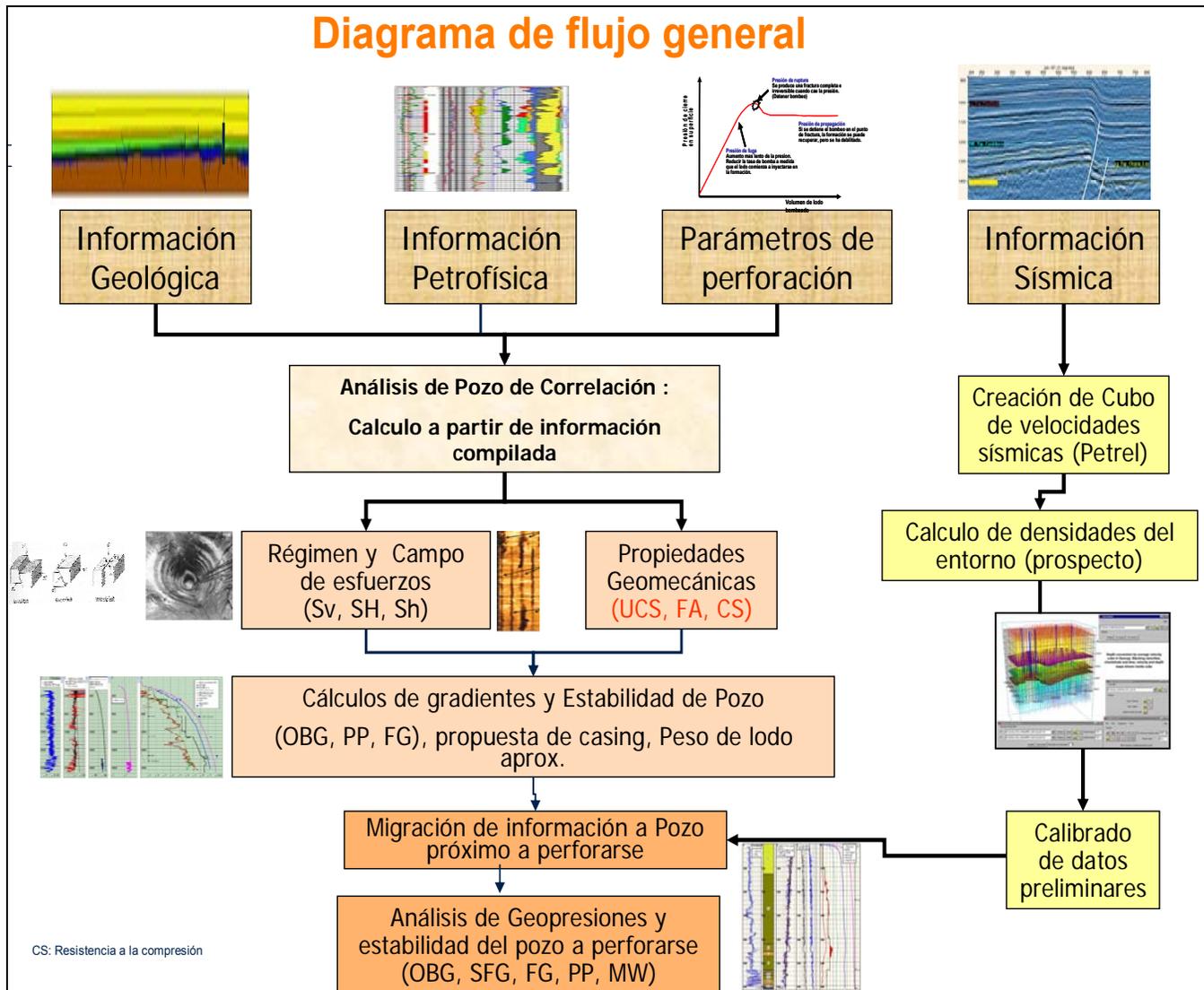


Figura 53: Diagrama de flujo general del método de estudio

6.1. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA UTILIZADA

Un estudio formal de la estabilidad del pozo y fenómenos relacionados, emplea un formulismo matemático que requiere generalmente el conocimiento de múltiples coeficientes termodinámicos y propiedades de los materiales difíciles de adquirir bien sea en el laboratorio ó en el campo.

Por ello, se necesita utilizar aproximaciones con mayor versatilidad, tales como el modelo elástico, que capturen los elementos esenciales de la relación interdependiente entre la orientación y redistribución del estado de esfuerzos en las paredes de un pozo, sometido a un campo de esfuerzos representado por los tres principales ejes, con diferente magnitud.

El modelo lineal-elástico cumple con estas características y proporciona una solución analítica, con niveles adecuados de confianza y simplicidad, tal que permite obtener resultados inmediatos durante la simulación de problemas relativamente complejos, con niveles de incertidumbre aceptables.

En este modelo considera, que las propiedades mecánicas del material no cambian con el tiempo, al interactuar como sistema roca-fluido y cuyas propiedades se mantienen puntualmente. Esto es, que las propiedades mecánicas y elásticas del material son isotrópicas en el punto de cálculo y solo varían con la profundidad en función de la variación de los registros que se utilizan para correlacionar dichas propiedades.

En el presente estudio, se utilizaron los datos obtenidos del análisis registros de pozo Arabela y de los pozos cercanos al proyecto.

Estos datos fueron calibrados con los eventos ocurridos durante la perforación de dicho pozo.

Adicionalmente, el análisis requiere de la estimación de la magnitud relativa de los esfuerzos horizontales principales los cuales fueron plasmados mediante la estimación del gradiente de fractura; utilizando los datos disponibles de las pruebas de admisión de fluido y presión ó “Leak Off Test (LOT)” realizadas en los pozos cercanos al área de estudio.

Para entrar en detalle, esta región se encuentra en un ambiente compresivo influenciada por tres eventos geológicos importantes:

En el Paleozoico Temprano, la Orogenia Herciniana que dio como resultado estructuras extensionales de orientación Norte-Sur, limitados por fallas normales en la misma dirección.

En el Paleozoico Tardío, la Tectónica Compresional Eoherciniana provocó que estas fallas sufrieran una inversión tectónica.

En el Tectonismo Andino Terciario, donde se acentuaron los sistemas de fallas produciendo fallas de rumbo con orientación Noroeste-Sureste.

Además, es importante mencionar que todos los pozos que fueron propuestos en el lote, están situados en un campo de esfuerzos anormal (compresional) caracterizado por fallas inversas y que actualmente se considera un régimen de esfuerzos compresivo, cuyo máximo esfuerzo horizontal se estima con un azimut de N120°E.

6.2. INFORMACIÓN

Se utilizaron los datos del pozo perforado por Mobil, Arabela. La información incluye datos de registros eléctricos en formato LAS, informes de operaciones, programas de perforación y pruebas de reservorio en las formaciones representativas de SFT (Halliburton).

6.2.1. Información Geofísica

Se bien se dispone de información sísmica pasada, esta no es de muy buena calidad. Razón por la cual se esta adquiriendo nueva y reprocesando del anterior. Una vez que se halla realizado los trabajos correspondientes de procesamiento e interpretación, se podrá realizar el calibrado de este modelo con la información mencionada (adicionando información de las velocidades de líneas sísmicas cercanas al pozo).

De la misma manera, información de la columna estratigráfica y secciones transversales del pozo en mención y otros pozos de correlación también estuvieron disponibles. Se muestra un mapa estructural preliminar del área en estudio al tope de la formación Casablanca.

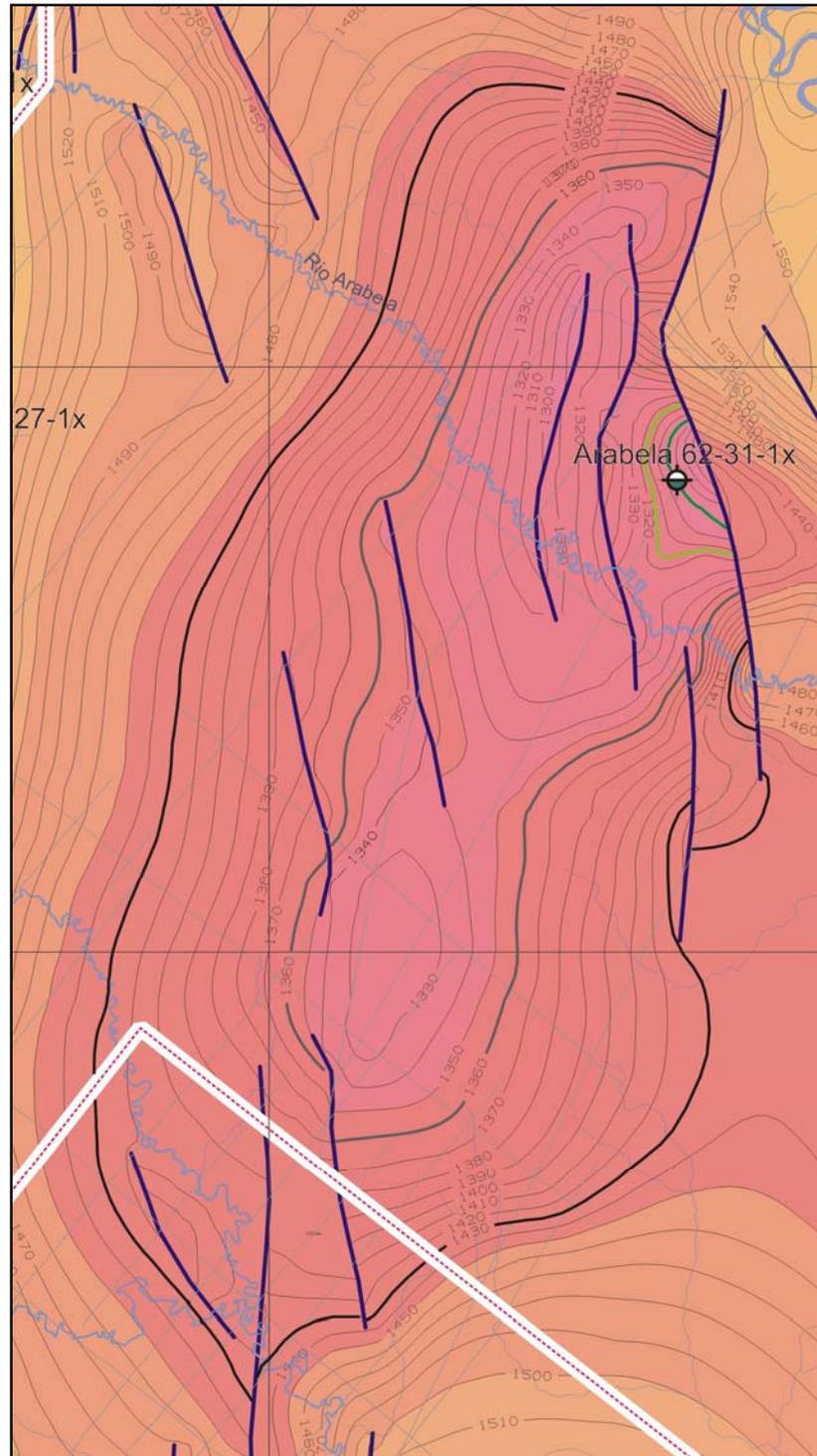


Figura 54: Pozo Arabela sobre mapa estructural al tope de la formación Casablanca. (Repsol Exploración Perú)

6.2.2. Información Petrofísica

Los datos petrofísicos incluyen los registros sísmicos, rayos gamma, densidad total (Bulk Density - RHOB), Cáliper, resistividad y desviación del pozo; además de pruebas de presiones en hueco abierto y eventos de perforación registrados tanto en el “Master Log” como en los reportes diarios de operación y del geólogo de pozo.

6.3. CÁLCULO Y DETERMINACIÓN DE ESFUERZOS.

6.3.1. Esfuerzo Vertical

El perfil del esfuerzo vertical se calculó en cada uno de los pozos de correlación utilizando los datos del registro de densidad (RHOB), en donde estuvieron disponibles y en aquellos pozos ó sectores del pozo que no contaron con este registro, se obtuvo información del registro sísmico (velocidades en la roca), utilizando la ecuación de transformación de Gardner de velocidad/densidad tal como se menciona en los capítulos anteriores. Los parámetros requeridos para esta transformación, fueron derivados de la comparación de los datos de densidad medida y calculada de los registros. En este estudio, estos parámetros fueron derivados del Pozo ARABELA, empleando un método interactivo de minimización del error cuadrático medio existente entre los datos de densidad obtenidos por la curva de RHOB del registro de densidad y la densidad calculada a partir del registro sísmico. Esto se operó en una hoja de cálculo, resultando por este procedimiento un coeficiente y exponente de la ecuación de Gardner igual a 0.23 y 0.25 respectivamente.

Así mismo, los valores del registro de densidad del pozo y los cercanos, fueron migrados al pozo en estudio utilizando “top tables” el cual realiza un promedio ponderado cuyo resultado de velocidad sísmica del registro sísmico, proporcionada fue muy similar al obtenido mediante la transformación de Gardner y cuyos valores oscilaron entre 1.011-1.040 PSI/ft y 0.984-1.009 PSI/ft respectivamente.

6.3.2. Estimación de la Presión de Poro.

6.3.2.1. Principio del Esfuerzo Efectivo de Terzaghi

El análisis de la presión de poro realizado en el presente estudio está basado en el principio del esfuerzo efectivo de Terzaghi.

Este principio, mencionado anteriormente, establece que la presión de poro es la diferencia entre la presión de sobrecarga y el esfuerzo matricial de la formación ó esfuerzo efectivo, el cual representa la porción de la presión de sobre carga que soporta la matriz de la roca, de tal forma que la presión de poro puede expresarse de la siguiente manera :

$$P_P = \sigma_V - \sigma_{Eff}$$

Donde:

PP = Presión de Poro

σ_V = Esfuerzo Vertical

σ_{Eff} = Esfuerzo Efectivo (Esfuerzo Matricial)

6.3.2.2. Ecuación de Eaton (sónico y resistividad para presión de poros)

Partiendo del principio anterior, se utilizó el método de Eaton para calcular la presión de poro a partir de datos del registro sónico y de resistividad. Esta fórmula es utilizada como indicador del cambio de porosidad como respuesta del proceso de compactación.

Tiene mucha similitud con la expresión dada por Terzaghi, sin embargo, difiere de los métodos de profundidad equivalente, en que la resistividad es comparada con la tendencia de compactación normal horizontalmente, en lugar de hacerlo verticalmente.

La información de tiempo de tránsito sónico es la del registro de sónico del pozo y el gradiente de sobrecarga se obtuvo a partir de la conversión de sónico a densidad (Gardner) ó en las zonas de interés, del registro de densidad total RHOB.

Además, al ser la resistividad otro parámetro sensitivo a la compactación (reducción de porosidad) puede ser utilizado para estimar la presión de poro usando la ecuación de Eaton. La presión de poros basado en la resistividad fue basado directamente en el registro eléctrico de pozo representativo del mismo.

Esta es una ecuación empírica que tiene una forma similar a la expresión anterior (basadas ambas en Terzaghi. Se tiene conocimiento que en el pozo perforado la información de resistividad se vio intensamente afectada por fluido de formación, lo que se sugirió considerarlos como un dato secundario en este estudio.

6.3.2.2.1. Formula de Eaton para registro sónico:

$$PP = OBG - (OBG - PP_n) \left(\frac{\Delta tn}{\Delta t} \right)^3$$

Donde:

PP = Gradiente de presión de poro (ppg, kPa, etc.)

OBG = Gradiente de Sobrecarga (ppg, kPa, etc.)

PP_n = Gradiente normal de presión de poro (usualmente entre 8.7 – 9 ppg)

Δt_n = Tiempo de transito a partir de la tendencia de compactación normal (μ /ft, μ /m, etc.)

Δt = Tiempo de transito sónico (μ /ft, μ /m, etc.)

6.3.2.2.2. Formula de Eaton para registro de resistividad:

$$PP = OBG - (OBG - PP_n) \left(\frac{R_{ob}}{R_{ncl}} \right)^\beta$$

Donde:

PP = Gradiente de presión de poro.

OBG = Gradiente de sobrecarga.

PP_n = Presión normal de poro, 1.03 gr/cc.

R_{ob} = Resistividad observada en lutitas.

R_{ncl} = Resistividad de la tendencia normal de compactación.

β = Exponente empírico,

En general, las propiedades y litología de la formación causaron ciertas inexactitudes que fueron inicialmente solventadas reduciendo el valor del exponente. Sin embargo, esto originó una pérdida en la sensibilidad a los cambios de compactación. Finalmente, este problema fue solventado, al incluir manualmente en la hoja de cálculo de Excel dos tendencias normales de compactación fundamentadas en los cambios de sedimentación ocasionados por el Tectonismo Andino Terciario que se dio en el Mioceno-Pleistoceno, ajustando el exponente a 0.8.

Normalmente, los cálculos para la predicción de la presión de poro requieren de ciertas consideraciones. Siempre hay que tener en cuenta, que las ecuaciones petrofísicas utilizadas en dichos cálculos no son 100% efectivas, cuando el desequilibrio en la compactación no es el único mecanismo de generación de presión, pero ayuda a encontrar la fuente de aquella anomalía. Además de esto, hay que realizar una depuración de picos y valles en las curvas resultantes, ya que no permiten señalar la tendencia normal de la formación, teniendo como apoyo los pozos perforados cercanos. De esta manera se da como resultado una curva suavizada que brinda la información obtenida del estudio. Este procedimiento también fue realizado manualmente.

6.3.3. Evaluación del Gradiente de Fractura y el Esfuerzo Horizontal Mínimo

El gradiente de fractura, es el gradiente de presión ó densidad equivalente del fluido, al cual se espera que ocurran las pérdidas de fluido por fracturamiento de la formación, inducidas durante la perforación (fallas por tensión). Normalmente, todas las formaciones contienen fracturas ó micro fracturas, de tal forma que el gradiente de fractura representa la presión requerida para reabrir las fisuras preexistentes. Para el modelado de estabilidad de hueco y para las prácticas seguras de perforación, es importante definir el límite de operación por debajo del gradiente de fractura y a menudo, es asociado al valor del esfuerzo horizontal mínimo.

La calibración del esfuerzo horizontal mínimo (Sh), se puede obtener mediante las pruebas de admisión de la formación ó de “Leak Off Test” (LOT), si se tiene suficientes datos de la difusión de presión después de suspender el bombeo en dichas pruebas y antes de despresurizar el pozo.

En el caso del pozo Arabela 62-31-1X, se dispone de una información de pruebas de goteo, que probablemente correspondan a FIT's (Pruebas de integridad de formación), y no de Leak off test (LOT), tal y como señala su reporte final de perforación. Al no ser representativas, no se puede tomar en cuenta como valor significativo para calibrar la curva de gradiente de fractura. El método utilizado (Mathews & Kelly) fue desarrollando la siguiente ecuación.

Gradiente de Fractura por el Método de Mathews & Kelly

$$FG = PP + (OBG - PP) * K_0$$

Donde K_0 es conocida como la relación de esfuerzo efectivo y puede derivarse de la presión de cierre de las pruebas de “Leak Off”.

Normalmente, las buenas prácticas para la determinación del gradiente de fractura, establecen la necesidad de realizar un análisis completo del perfil de presión/volumen/tiempo de las pruebas de “Leak Off” para obtener una calibración adecuada del perfil de dicho gradiente (esto es mediante la realización del llamado “Leak off test extendido”. Sin embargo, en esta etapa del estudio, no se tenía esta información disponible y solo se proporcionaron los resultados puntuales de dichas pruebas resultando para el caso particular del presente estudio, los gradientes de fractura para las formaciones con mayor contenido arcilloso, se determinaron utilizando la ecuación anterior con un valor de $K_0 = 0.80$, para las formaciones con mayor contenido arcilloso; y 0.45 para areniscas. Estas consideraciones se usaron en estudios anteriores del mismo Lote.

Sin embargo, este valor es aplicable en formaciones con mayor contenido arenoso, donde se utiliza el método de Daines con una relación de Poisson de 0.30 y sin considerar la corrección por el efecto tectónico, obteniéndose para el

horizonte arenoso de Vivian, valores del gradiente de fractura cercanos entre 13.6 y 13.7 ppg. Dicha formación generalmente se encuentra ubicada entre las dos zonas de presión anormal y es la que mayor riesgo en fracturarse durante el control del colapso de las formaciones laminadas y micro fracturadas. Adicionalmente, debido al riesgo que alguno de los pozos cruce alguna falla durante la perforación, se calculó el valor límite inferior del esfuerzo horizontal mínimo, asumiendo una resistencia a la cohesión nula que coincidió con el cálculo de Daines en la mayor parte del intervalo y mostró valores ligeramente inferiores en las zonas arenosas de Agua Caliente, Raya y Cushabatay.

6.3.4. Evaluación del Esfuerzo Horizontal Máximo σ_H

La magnitud del esfuerzo horizontal máximo (σ_H ó SH) en esta región, fue estimada utilizando:

$$\sigma_H = \sigma_h + (\sigma_v - \sigma_h) * k$$

Donde:

σ_H = Presión de Poro

σ_h = Esfuerzo Vertical

σ_v = Esfuerzo Efectivo (Esfuerzo Matricial)

k = Constante empirica

Donde el valor del factor multiplicador “k” se determinó empíricamente ajustándolo con la determinación del ángulo del “Breakout” obtenido en la secuencia Lower Red Beds –Vivian -Chonta en los pozos de correlación como fue reportado en informes anteriores, ya que no existe un método de estimación directa y no se contó con registros de imágenes en el pozo Arabela donde se pudiera inferir el ángulo del “Breakout” y obtener la magnitud correspondiente. Esta estimación, se realizó bajo la premisa de la existencia de un campo de esfuerzos compresional, donde las secuencias arenosas son menos factibles de fallar por cizalla, por lo tanto, comparando el descalibre mostrado en esta zona, con la respuesta de la predicción de colapso a varios valores de “k”, pudo determinarse un valor apropiado para este factor, resultando una correlación satisfactoria, cuando el valor del factor multiplicador fue de 1.2.

Como se estableció anteriormente, los pozos prospecto están situados en una región sometida a campos de esfuerzos compresional, cuyo máximo esfuerzo horizontal, se estima (de estudios y pozos anteriores) que está orientado en la dirección NE-SW con un azimut de 110°. El mismo, que deberá ratificarse en función de la información generada durante la perforación de dichos

prospectos, ya que la proximidad ó intersección con alguna falla afectaran la magnitud y orientación del campo de esfuerzos.

6.3.5. Litología y Parámetros de Resistencia de la Roca

Las propiedades mecánicas in situ de los estratos perforados, son parámetros clave como datos de entrada al modelo de estabilidad de hueco, porque son la base para el cálculo del peso mínimo del lodo en previsión a las fallas por cizalla ó colapso de las paredes del pozo. Estas, pueden obtenerse utilizando datos genéricos de la resistencia de la roca ó por datos proporcionados por el usuario que son específicos para la localidad ó formaciones de interés. Desafortunadamente, en la región de estudio, no se proporcionaron datos de laboratorio ni correlaciones regionales de las propiedades mecánicas de las formaciones, por lo que se requirió utilizar las correlaciones disponibles en la literatura que mejor se adaptaran a los eventos regionales. Para ello se evaluaron básicamente dos modelos de correlación:

El modelo de Lal publicado en 1999 donde correlaciona la velocidad compresional del sonido con la resistencia de las formaciones de lutitas.

El modelo de Horsrud publicado en el 2001 que también correlaciona las mismas.

Derivado de lo anterior, el registro sónico fue la principal fuente de información para el cálculo de la resistencia de las formaciones, del cual se derivaron el ángulo de fricción interno (FA) y el esfuerzo de cohesión, utilizando principalmente los datos del pozo Arabela.

Los datos del gradiente de colapso obtenidos en las correlaciones de Lal y de Horsrud, aplicado a dos criterios de falla diferentes y el descalibre obtenido en el pozo de correlación, el cual se observa claramente que el modelo de Lal y el criterio de falla modificado de Lade predice en mayor grado el colapso observado en el pozo.

Esta calibración, se realizó asumiendo que todo el descalibre mostrado era por fallas de cizalla ó colapso, considerando únicamente en:

- La sección inferior de la formación “Lower Red Bed”.
- La formación Vivian.
- La formación Chonta.

Estos representan típicamente una secuencia lutita-arena-lutita caracterizada en este tipo de campo de esfuerzos como frágil-dura-frágil y que representa el mayor contraste al cambio de las propiedades mecánicas de la formación y en consecuencia de mayor sensibilidad al colapso.

6.3.6. Análisis del Criterio de Falla por Cizalla del Pozo

El criterio de falla modificado de Lade fue utilizado, como consecuencia de los resultados observados, comparado con el criterio de falla de Drucker & Prager,

para calcular la densidad mínima del fluido de perforación requerida para prevenir las fallas por cizalla ó colapso. Para los estudios de estabilidad de hueco, estos criterios son ampliamente recomendados debido a sus mejores resultados en formaciones clásticas que el tradicionalmente utilizado de Mohr-Coulomb, ya que toma en consideración el esfuerzo principal intermedio y predice con menor incertidumbre los experimentos (triaxiales) de laboratorio en un amplio rango de condiciones de confinamiento. Sin embargo, Mohr-Coulomb es uno de los criterios con mayor significado físico y ha resultado una buena alternativa en la predicción de fallas en formaciones arenosas y/o naturalmente fracturadas.

En general, el esfuerzo principal intermedio, los parámetros de resistencia de la roca y el criterio de falla modificado de Lade predicen un hueco más competente que el criterio de Mohr-Coulomb. Sin embargo, el criterio modificado de Lade es más conservador que el de Drucker-Prager, dado que este último sobre estima el efecto estabilizador del esfuerzo principal intermedio. Normalmente, se considera que las fallas por cizalla ocurren cuando el esfuerzo tangencial a las paredes del pozo, que es perpendicular al esfuerzo radial, iguala al esfuerzo de corte límite establecido por la resistencia de la roca definida en el criterio de falla.

6.3.7. Calibración

Una de las etapas críticas en el diagrama de flujo, para los estudios de estabilidad de hueco, es la calibración del gradiente de colapso estimado con los eventos de falla. Tal calibración, normalmente se realiza con:

Registros de calibre orientado

Registro de imágenes de resistividad.

Eventos documentados en el reporte diario de perforación (relacionados con las fallas por cizalla ó colapso)

Análisis de los recortes, etc.

Por lo anterior, es esencial monitorear los indicadores de estabilidad del pozo a tiempo real, para identificar el mecanismo de falla y corregirlas in situ a fin de mitigar ó remediar los problemas existentes, que se manifiestan como:

- Hueco estrecho.
- Derrumbes (Cavings).
- Empacamientos y pegaduras de tubería. (Efecto gumbo).
- Perdidas de fluido en la formación.

Sin embargo, hay que tener cuidado porque estos eventos pudiesen ser causados por otros fenómenos diferentes al colapso y cuya causa principal puede ser diferente al de las presiones, y aun desconocida.

A pesar, de que los registros de calibre brindan información para un diagnóstico, esta es limitada; debido a que el descalibre puede ser resultado de varios mecanismos (deslaves, fallas de fracturas preexistentes, ojos de llave,

etc.). Sin embargo es la única fuente de información, por lo que deberá analizarse cuidadosamente.

En el presente estudio, desafortunadamente no se contó con información de laboratorio y se tuvo que fundamentar la calibración del modelo en los registros de pozo, informes finales e información de las pruebas de formación.

CAPITULO VII

PROCEDIMIENTO OPERATIVO APLICADO.

7.1. INFORMACIÓN CONSIDERADA:

- Información de esfuerzos regionales predominantes en el campo (estructura *Pop Up*)
- Estudios de esfuerzos en imágenes de resistividad de pozos (FMI de POZO 1, POZO 2 y POZO 3), indicando las tendencias en sus direcciones de esfuerzo máximo y mínimo. (Inducidas y “*Breakouts*”)
- Registro de densidad de la curva RHOB (del pozo Arabela)
- Registro de Sónico (Delta T)
- Registro de Rayos Gamma
- Pruebas de goteo: FIT (no se contó con LOT)
- Test de presiones puntales de formación (Halliburton- SFT).
- Registro de resistividad (considerar probable invasión de fluido de perforación en el reservorio)
- Información geomecánica (presión de poros, FG, OBG, SFG, etc.) de pozos cercanos.
- Informes finales del pozo y pozos vecinos.

7.2. PARÁMETROS Y GRADIENTES CALCULADOS DE LOS REGISTROS:

Gamma Ray (tendencia de lutitas aproximado), PPso: Presión de poros a partir de registro sónico DT, FG: Gradiente de fractura, OBG: Gradiente de sobrecarga, densidad a partir de sónico (en sectores donde no estaba presente el RHOB), PPre (Presión de Poros a partir de registro de resistividad).

Las unidades están desarrolladas en pies y las presiones en ppg.

7.3. APLICACIÓN DEL METODO:

Se hizo una revisión bibliográfica: Compilación de fundamentos teóricos de geopresiones, métodos de cálculos de gradientes, información de geología de la zona, Geología histórica y estructural,

Se obtuvo la densidad del pozo a partir de dos fuentes: El registro de “Bulk Density” obtenido del pozo y de los registros sínicos.

A partir de esto, se obtuvieron 2 densidades, siendo la más fiable el “Bulk Density”, pero se tomó el registro sínico para los intervalos faltantes.

Del registro sínico se trazó una línea de tendencia equivalente, que sigue valores lineales sintéticos (correspondientes al TNC del sínico).

A partir del gradiente de sobrecarga (OBG), del esfuerzo vertical y del tiempo sínico; se obtuvo la presión de poros mediante la ecuación de Eaton.

De estos datos se discriminan los datos que no tienen coherencia (valores ínfimos, negativos y repetitivos de sínico) y se trabaja con el resto de la información. (Se trazó una línea de influencia promedio para las presiones de poros obtenidas.)

A partir de la presión de poros, y calculando con una tendencia estándar de $PP_n = 8.3$, obtendremos una curva de gradiente de fractura. El cual sigue la misma tendencia regional.

Se realizó el mismo procedimiento con los datos de resistividad, para contar con información similar, pero de una fuente alterna.

Así mismo, los valores del registro de densidad del pozo y los cercanos, fueron comparados entre si. La tendencia en formaciones con altas presiones de formación son evidentes al comparar los registros resultantes de presión de poros; sobre todo en las formaciones Pozo Shale, la parte inferior de Lower Red Beds, Chonta Pona y Raya.

A partir de las curvas de presión de poros, presión de sobrecarga, sínico y gradientes de fractura podremos obtener otros registros como Gradiente de Colapso.

De estos resultados se ha inferido unas condiciones de estabilidad del pozo aproximadas, desarrollando dos sugerencias: una para el diseño de revestimiento (Casing) y otra para la curva de lodos propuesta.

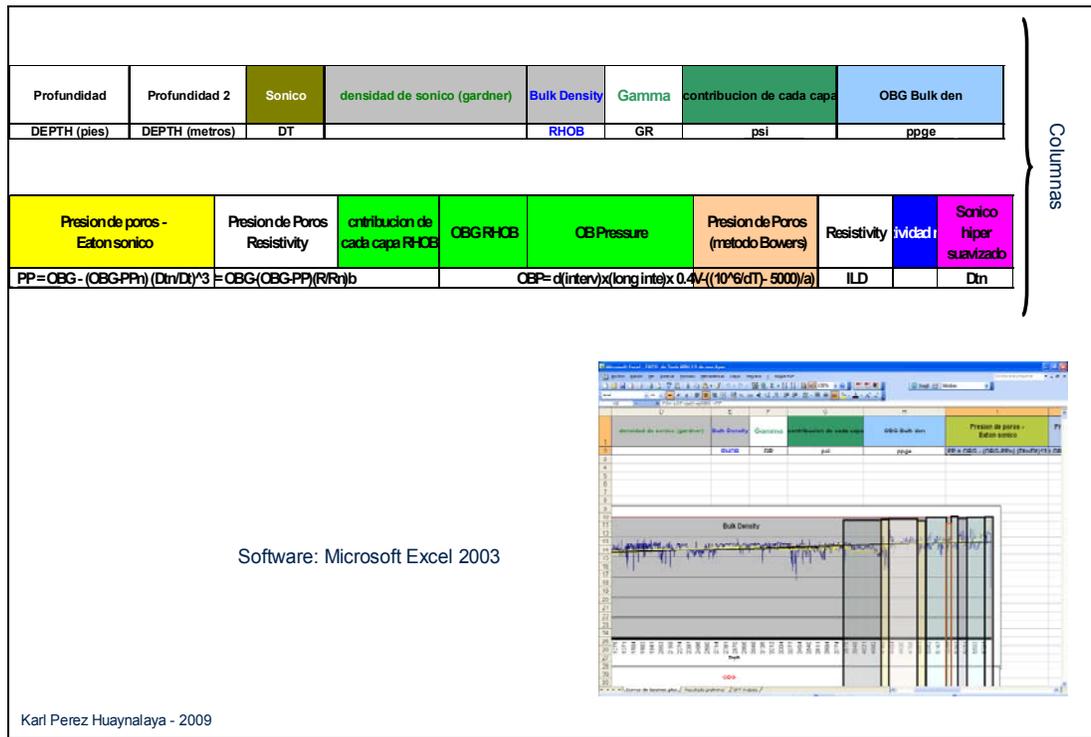


Figura 55: Aplicación de formulas y cálculos mediante el software Microsoft Excel en el procedimiento

7.4. CÁLCULOS:

D7884 $f_c = 0.23 * ((10^6) / C7884) ^ 0.25$											
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
	Profundidad	Sonico	densidad de sonico (gardner)	Bulk Density	Gamma	contribucion de cada capa	OBG Bulk den	Presion de poros - Eaton sonico	Presion de Poros Resistivity	Contribucion cada capa R	
1	DEPTH (pies)	DEPTH (metros)	DT	RHOB	GR	psi	ppge	PP = OBG - (OBG-PPn) (Dtn/Dt)^3	= OBG-(OBG-PP)/(R/Rn) b		
7876	5574.4912	1699.54	82.2976	2.414799312	2.272	143.0455	0.515033227	20.16985552	8.433308555	4.698550096	0.4845767
7877	5574.9832	1699.69	83.0996	2.408950308	2.2692	139.9414	0.51378574	20.12100113	8.770558512	4.773569276	0.4839795
7878	5575.4752	1699.84	83.3596	2.407071166	2.2699	137.463	0.513384952	20.1053054	9.258531815	4.90215307	0.4841288
7879	5575.9672	1699.99	83.1523	2.408569982	2.2692	135.868	0.513704623	20.11782442	8.797019765	5.01572066	0.4839795
7880	5576.4592	1700.14	82.857	2.410713139	2.2645	131.1983	0.51416172	20.13572535	8.678700377	5.15696369	0.4829770
7881	5576.9512	1700.29	82.7045	2.411823658	2.2549	122.6282	0.514398573	20.14500107	8.618053867	5.291508155	0.4809295
7882	5577.4432	1700.44	82.8095	2.41100601	2.2418	108.4242	0.514240093	20.13879462	8.66299081	5.390043446	0.4781355
7883	5577.9352	1700.59	83.1273	2.408751852	2.2293	91.6009	0.513743242	20.11833682	9.180284116	5.456370959	0.4754695
7884	5578.4272	1700.74	83.5869	2.405433892	2.2275	80.2945	0.513035581	20.09162322	8.983732696	5.451742202	0.4750856
7885	5578.9192	1700.89	83.8437	2.403589107	2.2447	78.6977	0.512642292	20.07622116	9.086936999	5.37324022	0.4787541
7886	5579.4112	1701.04	83.4814	2.406192701	2.2817	93.9269	0.513197592	20.09796794	8.946945774	5.225218234	0.4866455
7887	5579.9032	1701.19	82.2481	2.415162559	2.2957	126.3605	0.515110701	20.17288958	8.441284739	5.018128924	0.4896314
7888	5580.3952	1701.34	80.0088	2.431887032	2.3682	170.407	0.51867773	20.31258243	7.850341781	4.737615815	0.5050944
7889	5616.3112	1712.29	78.2907	2.445120642	2.3455	150.9959	0.520372957	20.4231175	6.785074088	2.69488179	0.518463
7890	5616.8032	1712.44	79.0329	2.439559768	2.3463	120.1251	0.52027153	20.37499921	7.153841532	2.563045361	0.5004235
7891	5617.2952	1712.59	78.5877	2.44238072	2.3696	95.6171	0.521008605	20.40379424	6.927859579	2.235891889	0.5053930
7892	5617.7872	1712.74	77.1949	2.453752097	2.3961	78.1981	0.523341155	20.4952126	6.172261643	1.863504221	0.51104
7893	5630.5792	1716.64	76.9332	2.455836143	2.3587	121.9253	0.51842675	20.51261881	6.1077132	2.446798171	13.079774
7894	5631.0712	1716.79	78.0287	2.447170582	2.3517	115.5274	0.521937436	20.44023983	6.718525883	2.68040889	0.5015752
7895	5631.5632	1716.94	78.8321	2.44091166	2.3545	102.5123	0.520602521	20.38796156	7.141826068	2.782695295	0.5021724
7896	5632.0552	1717.09	79.1818	2.438212163	2.3658	86.7239	0.520026767	20.36541373	7.321356004	2.779772293	0.5045825
7897	5632.5472	1717.24	78.9713	2.439835321	2.3837	75.9977	0.520372957	20.37897132	7.654360166	2.727202696	0.5084003
7898	5633.0392	1717.39	78.1301	2.446376189	2.3989	71.1252	0.521768006	20.43360458	6.785144138	2.86184898	0.5116427
7899	5633.5312	1717.54	78.6491	2.442330296	2.3069	115.5568	0.525430541	20.39891085	7.07524121	3.444210697	2.9521214
7900	5636.4832	1718.44	80.6342	2.427157817	2.2954	102.4328	0.517689074	20.27308119	8.040866627	3.604372357	0.4895675
7901	5636.9752	1718.59	81.7356	2.418939588	2.293	89.9019	0.515916273	20.2044376	8.530073237	3.773040803	0.4890556
7902	5637.4672	1718.74	81.9237	2.417549897	2.2935	84.506	0.515619877	20.19283006	9.002122513	3.86692693	0.4891622
7903	5637.9592	1718.89	81.5635	2.420214578	2.2981	79.4668	0.516188206	20.21508708	8.461511619	3.855949059	0.4901433
7904	5638.4512	1719.04	81.2186	2.422770201	2.305	78.1784	0.516733274	20.23643318	8.314445845	3.758868752	0.4916151

Figura 56: Se carga la información de los registros eléctricos:

- Se convierte la profundidad (en pies, en caso de estar en metros)

$(\text{Profundidad en metros}) \times 3.28 = \text{profundidad en pies.}$
- Cargar información de registro sísmico (DT) y de densidad total ó RHOB (Bulk Density) en la hoja de cálculo (columna señalada). Se crea curva de tendencia de registro sísmico
- Cargar información de Rayos Gamma (Gamma Ray) del pozo, en la hoja de cálculo (columna señalada).
- Cargar información de resistividad del pozo, en la hoja de cálculo. Se crea la curva de tendencia de resistividad (según la tendencia pueden ser una por cada intervalo)

1	Presion de Poros Resistivity	Contribucion de cada capa RHOB	OBG RHOB	OB Pressure	Presion de Poros (metodo Bowers)	Resistivity	Microfistral focused	Actividad nor	Sonico hiper suavizado	FG Myk (sin calibrar)	FG Daines (restar Real - Teo)	
2	OBG-(OBG-PP)/R/Rln(b)			OBP= d(interv x longitud interval) x 0.4335 / ((10^6/dT) - 5000)(a)		ILD	SP	MSFL	Dtn	FG=PP+(OBG-PP) K0	FG= LOT+(w(1-u)OBG +PP	
3												
7873	5.051031832	0.493769158	19.33710694	13918.99119	-3425.409919	15.9638	25	10.005	7	82.0068396	18.07132629	16.64312482
7874	4.858757008	0.490356646	19.20346532	13919.10161	-3430.527018	16.2247	25	10.176	7	82.0006753	17.99340718	16.19714637
7875	4.729619521	0.486709524	19.06063584	13919.21172	-3342.514142	16.7403	26	10.071	7	81.994512	18.02292807	16.58806685
7876	4.698550096	0.484576704	18.97710983	13919.32144	-3228.807489	16.9318	26	9.095	7	81.9883487	18.05727707	17.07753235
7877	4.773599276	0.483979514	18.95372254	13919.4309	-3153.391448	16.7123	26	8.7428	7	81.9821855	18.07792145	17.39384471
7878	4.90215307	0.484123812	18.95956936	13919.54027	-3129.391501	16.2662	26	8.1426	7	81.9760222	18.15288616	17.87509127
7879	5.01572096	0.48379514	18.95372254	13919.6497	-3148.525043	15.8525	26	7.7508	7	81.9698958	18.08007958	17.41894451
7880	5.15969369	0.482977089	18.91446532	13919.75924	-3176.007103	15.3474	27	7.6049	7	81.9636956	18.07346085	17.30829696
7881	5.291608155	0.480929582	18.83428035	13919.86882	-3190.304562	14.8848	27	7.3934	7	81.9575323	18.07015058	17.25162576
7882	5.398043446	0.478135588	18.72486127	13919.97838	-3180.733708	14.5369	27	6.9387	7	81.9513989	18.07315124	17.29391006
7883	5.456370959	0.475489563	18.62045376	13920.08782	-3150.841331	14.3613	27	6.4466	7	81.9452057	18.15030373	17.80283704
7884	5.451742202	0.475085655	18.60541908	13920.19712	-3108.561004	14.3903	27	5.9528	7	81.9390425	18.09220293	17.59442836
7885	5.373204022	0.476754105	18.74908382	13920.30633	-3085.212744	14.6701	27	5.7936	7	81.9328792	18.09815049	17.69103448
7886	5.225218234	0.486645539	19.05813006	13920.41566	-3118.210066	15.1488	28	5.6545	7	81.9267159	18.09078395	17.5803806
7887	5.018128924	0.489631487	19.17509647	13920.5254	-3223.52692	15.7909	28	6.2272	7	81.9205628	18.08120071	17.08680885
7888	4.737615815	0.505094432	19.78063006	13920.63559	-3455.399807	16.6367	29	6.8158	7	81.9143893	18.06937912	16.55573425
7889	2.69488179	36.51846396	19.59102601	14512.67885	-3637.414149	24.8467	38	9.443	7	81.4644696	17.96466968	15.51783873
7890	2.563045361	0.500423557	19.59770809	14512.78968	-3557.470444	25.5768	39	9.783	7	81.4583063	17.99519082	15.88598405
7891	2.285891889	0.505930027	19.7923237	14512.90067	-3605.178462	26.8567	38	10.136	7	81.452143	17.97809	15.67214283
7892	1.863504221	0.511045	20.01366763	14513.01217	-3759.26059	28.7503	38	12.726	7	81.4459797	17.91708143	14.95592419
7893	2.446798171	13.07977459	19.70128035	14588.44376	-3789.054838	25.8183	35	15.4288	7	81.2857344	17.91973662	14.88683598
7894	2.68040689	0.501575279	19.64261214	14588.55495	-3666.126827	24.8773	35	13.7102	7	81.2795711	17.97033132	15.47662667
7895	2.762895295	0.502172469	19.66619942	14588.66586	-3576.898047	24.513	35	12.612	7	81.2734078	18.00385717	15.9792338
7896	2.779722293	0.504582556	19.76058382	14588.77664	-3541.676114	24.5745	35	11.6	7	81.2672445	18.01748334	16.0459046
7897	2.727202696	0.508400303	19.91009538	14588.8875	-3564.028165	24.7909	35	10.962	7	81.2610812	18.08854131	16.38820502
7898	2.66184898	0.51164219	20.03705491	14588.99866	-3654.983484	24.9785	34	10.948	7	81.2549179	17.9788817	15.54240324
7899	3.404210697	2.952121475	19.26861561	14592.99363	-3598.555305	21.7249	33	13.809	7	81.2179382	18.00138832	15.81801729
7900	3.604372357	0.489667503	19.17256089	14593.10391	-3391.74513	21.0904	33	12.109	7	81.211775	18.07128257	16.2932999
7901	3.773048083	0.489665626	19.15251445	14593.21382	-3282.848549	20.4951	33	9.885	7	81.2056117	18.10305202	17.18911792

Figura 57: Tabla de Excel 2

- Hallar densidad a partir de registro sónico, mediante el método de Gardner:

$$\text{Densidad} = a (10^6 / \Delta T)^b$$

Donde se consideraron: a=0.23 y b=0.25

- Establecer los cálculos de contribución de cada capa (para cada intervalo de velocidad)

$$\text{Contrib. c/capa} = \text{densidad de intervalo} \times \text{longitud intervalo (pies)} \times 0.4335 \text{ (PSI)}$$

Ejemplo:

$$= D125 \times 0.4335 \times (A125 - A124)$$

- Se halla la curva de Presión de sobrecarga ó OBP

$$\text{Overburden Pressure} = (\text{densidad}) \times (\text{longitud de interv.}) \times (0.4335)$$

Ejemplo:

$$= G125 / (0.0519 \times (A125 - A124))$$

- Se calcula la presión de poros: (Sónico)

$$\text{Presión de poros} = \text{OBG} - (\text{OBG} - \text{Ppn}) \times (\text{DTn}/\text{Dt})^3$$

$$\text{Ppn} = 8.3$$

DTn = Tendencia del registro sónico (se creó una tendencia)

Ejemplo:

$$= H124 - (H124 - 8.3) \times (S124/ C124)^3$$

- Se calcula presión de poros (Resistividad)

$$\text{Presión de poros} = \text{OBG} - (\text{OBG} - \text{Ppn}) \times (\text{R/Rn})^{1.2}$$

Ejemplo:

$$= H129 - (H129 - 8.3) \times (\text{O129/ R127})^{1.2}$$

- Se calcula el Gradiente de Fractura (Método de Mathews & Kelly):

$$\text{Gradiente de Fractura (M\&K)} = \text{PP} + (\text{OBG} - \text{PP}) \times \text{Ko}$$

- Se calcula el Gradiente de Fractura para las zonas de arena (Método de Daines):

$$\text{Gradiente de Fractura (Daines)} = \text{LOT} + (\text{u}/(1-\text{u})) \text{OBG} + \text{PP}$$

- Se calcula el Gradiente de Colapso a partir del método modificado de Lade

$$\sigma_m = \left(\frac{1}{3}\right)(\sigma_i + \sigma_j + \sigma_k)$$

$$S'_L = \sigma'_m \left(\frac{\sigma'_m{}^3}{I'_3} - 1 \right)$$

Donde I_3 es la tercera constante del estrés efectivo modificado y es $I_3 = \sigma'_1, \sigma'_2, \sigma'_3$ (en términos de estrés principal).

Las constantes H y K son definidos en términos de los parámetros de cohesión de esfuerzo de Mohr- Coulomb (CS) y ángulo de fricción (ϕ) como sigue:

$$H = \frac{\eta}{27} = \frac{4 \tan^2 \phi (9 - 7 \sin \phi)}{27(1 - \sin \phi)}$$

$$K = \frac{4c \tan \phi (9 - 7 \sin \phi)}{27(1 - \sin \phi)}$$

Estos parámetros fueron inferidos aproximadamente y por convención a partir del registro sísmico que nos generó las curvas de CS y ángulo de fricción necesario para este cálculo.

- **Posteriormente, se realiza la adecuación de las curvas, eliminando crestas y valles innecesarios (depurado y suavizado de la tendencia) teniendo en consideración el efecto de las formulas y cálculos en otros pozos y sus resultados**
- **Se comparan los resultados obtenidos de las formaciones representativas con los pozos cercanos, verificando de manera tentativa y preliminar la validez del procedimiento. La verdadera verificación se realizará con la empresa contratista externa que desarrolle el trabajo oficial para este pozo mas adelante.**
- **Se establece una prognosis de lodo equivalente (EMW) y una posible ubicación de los puntos de Casing (sujeto a revisión por especialistas de perforación).**
- **De los resultados, se obtienen conclusiones brindados en las secciones siguientes.**

CAPITULO VIII

RESULTADOS

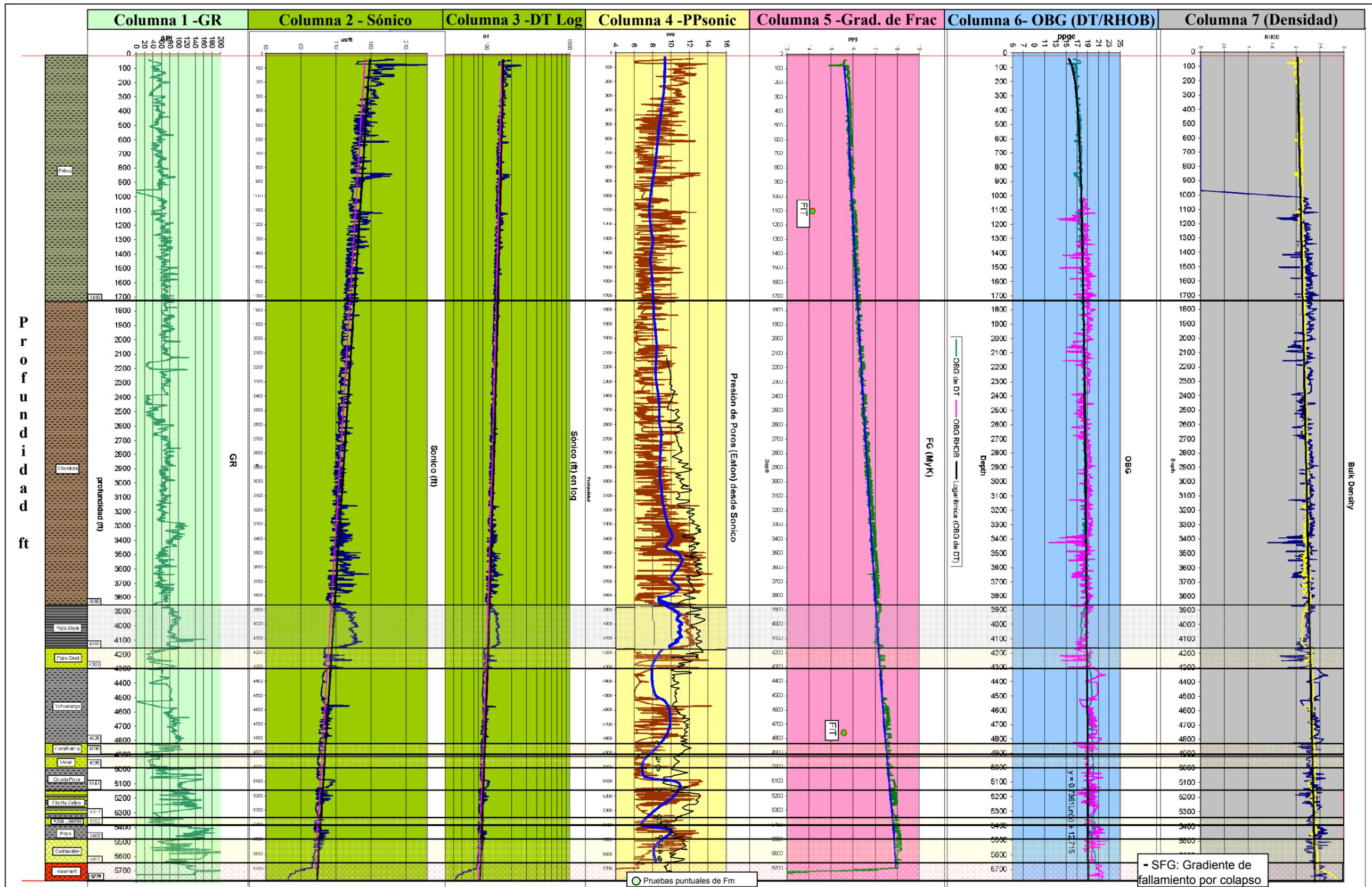


Figura 58: Resultados A

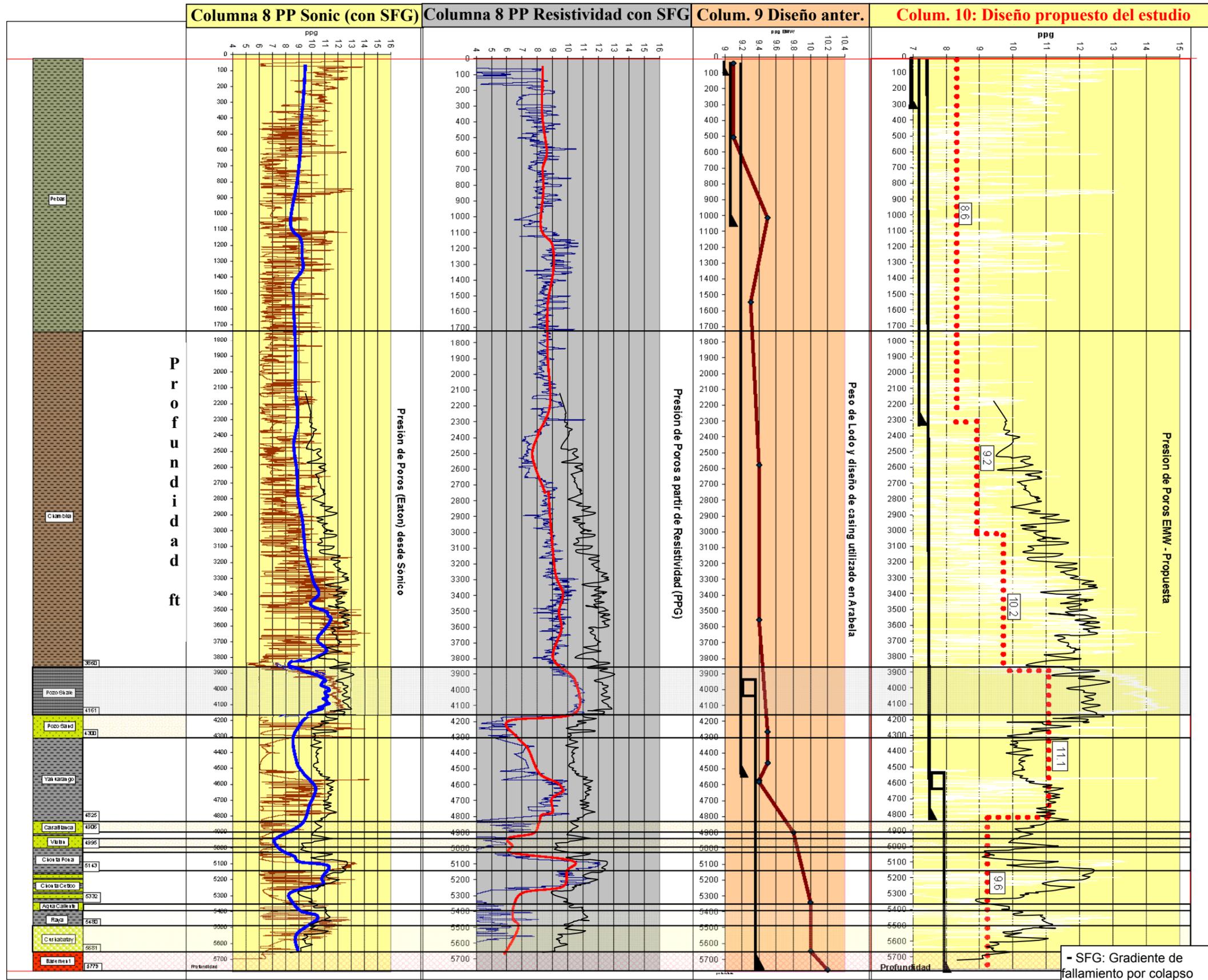


Figura 59: Resultados B

Gráficas comparativas de la presión de poro metodo desarrollado vs pozos cercanos segun metodo contratista – Formacion Pozo Shale

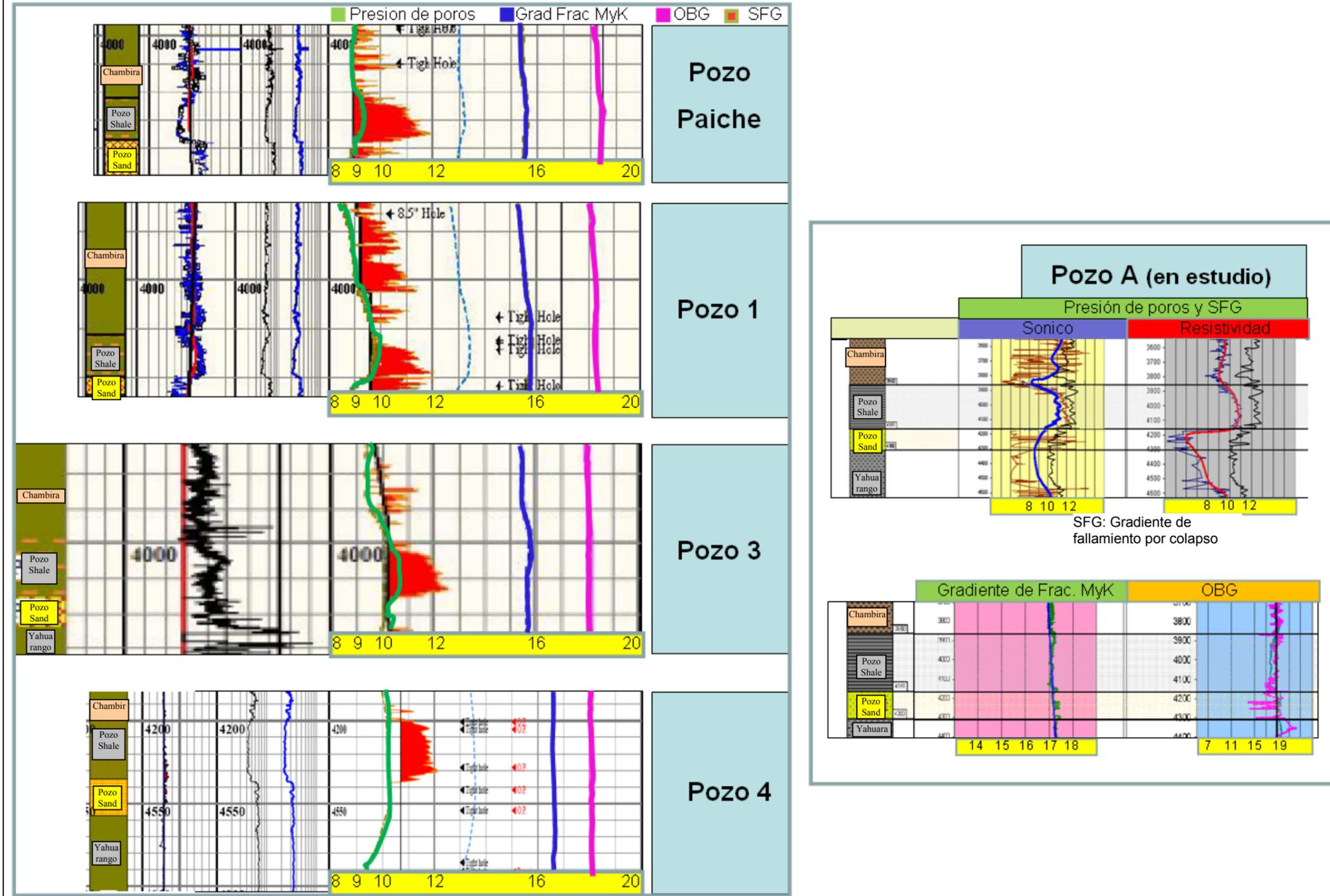


Figura 60: Gráfica comparativa entre los resultados obtenidos y los pozos cercanos.

Obtuvimos como resultado del estudio las curvas mostradas en formato grafico de Excel. Estas graficas reflejan interacción de los valores del registro sónico con la profundidad. A su vez se añadió las curvas resultado de la operación matemática y se graficó gradientes como Presión de Poros (resistividad y sónico), Gradiente de Fractura, Gradiente de sobrecarga, Densidad (RHOB y obtenida), y SFG. Para una mejor ilustración de adjunto una columna estratigráfica con los topes obtenidos en la perforación del pozo.

Describimos a continuación las siguientes columnas de la figura 58 (en pies).

Columna 1: Columna de Gamma Ray

Columna 2: Columna de registro sónico

Columna 3: Columna de registro sónico (escala logarítmica)

Columna 4: Columna de Presión de poros, mediante el método de Eaton (desde registro sónico). En ppg (libras por galón).

Columna 5: Columna de Gradiente de fractura (FG) mediante el método de Mathew y Kelly (desde registro sónico). En ppg

Columna 6: Columna de Gradiente de sobrecarga litológica ó OBG (Overburden Gradient). En ppg

En esta a su vez se observan de verde el OBG obtenido de registro sónico, de rojo el OBG obtenido del registro de RHOB y la tendencia logarítmica de OBG de registro de densidad.

Columna 7: Columna de densidad para cada capa: Obtenido directamente por el registro de densidad total (*Bulk Density*) y la densidad obtenida por el cálculo a partir del registro sónico mediante la fórmula de transformación de Gardner.

De estas podemos señalar que el registro de presión de poros obtenido mediante el método de Eaton para registro sónico (Columna cuatro), marca una influencia similar y directamente proporcional a los valores de registro de Rayos Gamma (Columna Uno) verificando la concordancia entre los valores de lutitas y las zonas sobrepresionadas.

En la columna 4 (Presión de poros) podemos se observa que existe una concordancia entre los resultados obtenidos mediante este cálculo y los resultados de pozos cercanos (Ver figura 60).

En la grafica de presión de poros, se incluyó el gradiente de colapso, resultante del procedimiento modificado de Lade que nos brinda información necesaria para el diseño de revestimiento y densidad de lodo en este pozo.

La columna 6 muestra la tendencia ascendente constante de una gradiente de fractura por el criterio de Mathew y Kelly, corroborándose con la homologa de pozos cercanos. Para valores de areniscas, tienen la misma tendencia los valores obtenidos del método de Daines.

La columna 7 señala el también valor ascendente constante del gradiente de sobrecarga, obtenido tanto de manera directa por el registro de RHOB como los valores de registro sónico DT, muestran la misma tendencia logarítmica; brindando

la evidencia de que según estos dos métodos los cálculos de gradiente de sobrecarga son coherentes y de valores concordantes.

Describimos a continuación las siguientes columnas de la figura 59 (en pies).

Columna 7: Columna de presión de poros desde registro sísmico. En ppg

Columna 8: Columna de Presión de poros, mediante el método de Eaton (desde registro de resistividad). En ppg

Columna 9: Peso de lodo y diseño de *Casing* utilizado en el pozo perforado.

Columna 10: Peso de lodo y diseño de *Casing* propuesto para este pozo.

De esta figura podemos inferir que las curvas de presión de poros obtenidas tanto del registro sísmico, como de resistividad siguen las mismas tendencias en las zonas sobrepresionadas (formaciones lutáceas).

Si bien los valores no coinciden exactamente en la intensidad de estas presiones (presión de poros de Pozo Shale en la curva de sísmico es de 11.1 ppg aproximadamente, mientras que para la curva a partir del registro de resistividad es de aproximadamente de 11 ppg) podemos notar que las anomalías de presión para esas formaciones están presentes en ambos métodos, y con valores máximos entre 10.9 y 11.1; lo que corrobora la metodología de este estudio.

En la parte derecha de la figura 59, las columnas 9 muestra el diseño original de revestimiento a partir de la generación de una curva sencilla de presión de poros (la empresa perforadora asumió una progresión de presión de poros constante). La columna 10 muestra la presión de poros obtenida en el estudio y su aplicación junto al gradiente de fractura para obtener un diseño de revestimiento propuesto que si bien esta sujeto a revisión por un especialista, nos brinda una alternativa considerando los valores obtenidos en el estudio.

En la figura 60 podemos observar los resultados obtenidos por el método en estudio y los resultados obtenidos por el método del software del contratista en los pozos cercanos. Esto nos demuestra el grado de fiabilidad y representa la veracidad de los resultados para las anomalías de presión visibles en registros sísmicos y de resistividad. La tendencia en la gradiente de fractura de Mathew y Kelly se ve reflejada en la figura. A su vez también se nota la misma tendencia a los valores de la gradiente de sobrecarga.

CAPITULO IX

CONCLUSIONES

- La capacidad de muchos de los pozos en el norte de la cuenca Marañon para producir hidrocarburos en rangos comerciales, a pesar del peso específico del crudo, ha sido claramente afectado por daño en la formación en consecuencia del uso de fluido de perforación sobrebalanceado.
- Los pozos propuestos en el lote, están situados en un campo de esfuerzos anormal (compresional) caracterizado por fallas inversas y que actualmente se considera un régimen de esfuerzos compresivo, cuyo máximo esfuerzo horizontal se estima con un azimut de N120°E.
- Todos los campos son normal ó muy ligeramente sobrepresionados, con bajo GOR, y no hay evidencia de que cualquier otro pozo perforado sea excepcional.
- Por lo tanto, un perfil de lodo en el 8-9 lbs/gal es adecuado desde la perspectiva de evaluación de formaciones.
- Sin embargo, la norma para las formaciones del terciario en un pozo de la cuenca al NE del Marañon, ha sido ha sido aumentar el peso de lodo más de 10.3 lbs/gal, en virtud de los problemas de desprendimiento de lutitas en las formaciones Chambira y Yahuarango.
- En el testing del pozo Arabela, el pozo produce sólo agua dulce, 445bbbls total, de dos DST, uno en la formación de areniscas de Vivian areniscas y Agua Caliente. Se refuerza la hipótesis de que no es del todo representativo debido al peso de lodo que se sometieron las formaciones.

- En los perfiles obtenidos, se nota una clara anomalía en las tendencias normales de compactación, los que nos indica unos caso de sobre presión en el inferior del terciario. Esto se ve corroborado en los perfiles de presión de poro, tanto en este caso como en los pozos vecinos.
- Se recomienda un uso adecuado del lodo, sometiendo durante perforación a un peso de lodo de 8.5ppg en la primera parte (la zona de Pozo Shale), elevándolo hasta valores de 11.2ppg (con cierta formación de *cavings*). Luego bajar el revestimiento y en la siguiente fase, la zona de interés, se recomienda no someter a un sobrebalance, sino a tolerar el peso al mínimo estable (~9.5ppg) para que no ocurra un daño excesivo en al formación. A su vez para controlar los *cavings*, realizar un control de derrumbes en la cabina de *mud logging* para ir supervisando el grado e intensidad de la formación de *cavings* para formaciones como Chonta y Raya (Lutitas)

CONCLUSIONES GENERALES

- Este método nos ha permitido obtener la curva de presión de poros. Esta visualiza las posibles anomalías en las presiones de formación, así como la curva de gradiente de colapso nos indica la presión minima a la que debemos someter a la formación para evitar el desprendimiento de la formación. Son fundamentales para un modelado geomecánico
- Este método practico y versátil, permite delinear una tendencia de presión de poros, gradientes de fractura y tendencias de la compactación en un campo de manera sencilla, mediante un software práctico y accesible que es el Microsoft Excel.
- Usando los conceptos teóricos elementales mostrados y teniendo una clara idea de la dirección e intensidad de los esfuerzos en un campo (en este caso la cuenca Marañon), un estudio Geomecánico será mas preciso y certero en las proyecciones que se necesitan para los trabajos previos de la perforación de un pozo petrolero.
- Este ha sido un metodo empirico ó “artesanal” y de aplicación basica. Debe ser tomado como referencia aproximada o para conocer la tenencia en el campo.. Este es el fin de este trabajo, que todos puedan tener acceso a esta información de manera rapida y economica.

CAPITULO X

RECOMEDACIONES

- Antes de iniciar un estudio de este tipo es necesario estudiar muy bien la geología regional y local del área en estudio.
- Es muy importante contar con información detallada y actualizada, porque los principios han ido cambiando en el tiempo.
- Se debe tener en cuenta que este estudio se realiza en un campo en el cual no existe predominancia de los esfuerzos horizontales, por lo que las sobrepresiones no son muy elevadas.
- Para el caso de pozos en plataformas petroleras, se debe considerar adicionalmente el espejo de agua, que en zonas como el golfo de México o el mar del norte son de varios miles de metros, por lo que factores despreciados en este estudio deben ser cuidadosamente considerados.
- Este método en hoja de Microsoft Excel está disponible en el CD adjunto, por lo que recomiendo su posterior integración con programas como Visual Basic para una mejor interfaz entre el geólogo y la computadora.

CAPITULO XI

BIBLIOGRAFÍA

- **OVERPRESSURE PREDICTION BY MEAN TOTAL STRESS ESTIMATE USING WELL LOGS FOR COMPRESSIONAL ENVIRONMENTS WITH STRIKE-SLIP OR REVERSE FAULTING STRESS STATE A Thesis by Aslihan Ozkale**
- **ANALISIS DE LAS PRESIONES ANORMALES DE FORMACION Datalog. 2001.**
- **CARACTERES GENERALES DE LA EVOLUCION GEOLOGICA DE LOS ANDES PERUANOS.** Dalmayrac Laubacher, Marocco- INGEMMET –ORSTOM. 1988
- **FORMATION PRESSURE EVALUATION.** Baker Inteq
- **METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE PARÁMETROS ÓPTIMOS DE PERFORACIÓN DE FORMACIONES LUTÍICAS PARA ESTABILIDAD DE HOYO. PARTE I** Erna Sánchez, Leonardo Graterol, Jaime Suárez, PDVSA.
- **INFORME FINAL DEL ANALISIS GEOMECANICO DEL POZO 4 Repsol EXPLORACIÓN PERÚ Lote 39 Cuenca Marañon Perú.** Mauricio Muro-Halliburton.
- **INFORME FINAL DEL POZO ARABELA Repsol EXPLORACIÓN PERÚ Lote 39 Cuenca Marañon Perú.** REPSOL EXPLORACION PERU.
- **INFORME DE FMI DE POZO 1, POZO 2 y POZO 3.** Mikel Erquiaga, Diana Espino- Lote 39 Cuenca Marañon Perú. REPSOL EXPLORACION PERU.
- **ESTUDIO DE EVOLUCION ESTRUCTURAL DE LA CUENCA MARAÑON.** Dr. Willy Gil – REPSOL 2004.

- **HISTORIA ESTRUCTURAL Y ANALISIS GEOQUIMICO DEL POZO ARABELA 1X Y SIGNIFICADO PARA EL POTENCIAL RESTANTE DEL BLOQUE 62 Y AREAS ADYACENTES. Cuenca Marañon, Perú.** GEOMATH-IFP-Carol Walsh.
- **NEOTECTÓNICA DE LOS ANDES ENTRE 1°N Y 47°S (ECUADOR, BOLIVIA Y CHILE): UNA REVISIÓN** - Alain LAVENU. Institut de Recherche pour le Développement (LMTG - UMR 5563, CNRS/IRD/ Université Toulouse 3), 14 Avenue Edouard .Belin, 31400 Toulouse, France. 504-524 (2006).
- **“EXPLICIT PORE-PRESSURE EVALUATION”** Alixant, J.L. and Desbrandes, R., (1991),: Concepts and Application”, *SPE Drilling Engineering*, Sept 1991.
- **FRACTURE GRADIENT PREDICTION FOR THE NEW GENERATION 1997),,** World Oil, Eaton, B.A., and Eaton, T.L. (October 1997, pp. 93-100.
- **HOW TO PREDICT FORMATION PRESSURE AND FRACTURE GRADIENT,** Mathews, W. R. and Kelly, J., (1967), The Oil and Gas Journal, 20 February 1967, pp. 92-106.
- **THE CONCEPT OF ACOUSTIC FORMATION FACTOR FOR MORE ACCURATE POROSITY DETERMINATION FROM SONIC TRANSIT TIME DATA”,** Raiga-Clemenceau, J, Martin, J. P., Nicoletis, S., (1986)“SPWLA 27th Annual Logging Symposium held in Houston, TX, June 9-13, 1986.
- **THEORETICAL SOIL MECHANICS TERZAGHI, K., (1943),** , JohnWiley & Sons, Inc., New York, 1943.