

**REEVALUACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA A
PARTIR DE REGISTROS EN EL CAMPO COLORADO**

**ANDRÉS MAURICIO GONZÁLEZ HERRERA
MARIO ADOLFO GÓMEZ MARTÍNEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

**REEVALUACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA A
PARTIR DE REGISTROS EN EL CAMPO COLORADO**

ANDRÉS MAURICIO GONZÁLEZ HERRERA

MARIO ADOLFO GÓMEZ MARTÍNEZ

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de INGENIERO DE
PETRÓLEOS**

M. Sc. EMILIANO ARIZA LEÓN

DIRECTOR

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

AGRADECIMIENTOS

El trabajo en equipo es la clave para el éxito, es por esto que queremos resaltar la labor tan valiosa de las personas que de alguna manera nos colaboraron. Este gesto de atención para nuestro proyecto lo valoramos porque sus aportes fueron tan valiosos como determinantes para el éxito en nuestro trabajo de investigación.

Al profesor EMILIANO ARIZA una mención especial, porque fue la persona quien promovió nuestro proyecto, guiándonos y acompañándonos durante el desarrollo de la tesis. Su labor como docente es intachable. Realmente es gratificante recibir su conocimiento a través de un método tan pedagógico y de muy buena calidad.

Al grupo de investigación de CAMPOS MADUROS de la escuela de ingeniería de petróleos un agradecimiento especial. Cada una de las personas que integra este equipo de trabajo, apporto de la mejor forma ideas valiosas, que juntas complementaron el alcance de nuestra investigación. La sinergia que se siente en cada una de las reuniones alimenta nuestro conocimiento enfocado hacia las nuevas tendencias de la temática principal.

Igualmente las personas que conforman a Campo-Escuela Colorado; desde su Director hasta los tesistas: GRACIAS!!!, su ayuda, atención y prestación de servicios facilitaron en gran proporción nuestro trabajo. A EDISON GARCIA queremos reconocerle su ayuda. La información que nos compartió y sus consejos fueron importantes.

Es un honor ser estudiante de la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER; gracias a esta institución tan prestigiosa.

AGRADECIMIENTOS

Sentir la satisfacción de haber cumplido con las metas propuestas, me enorgullece y me da la convicción de seguir afrontando los retos que se cruzan en mi camino, con la confianza y la creencia en mis cualidades para dar lo mejor de mí como profesional y ante todo como persona.

La ganancia de pasar por una universidad, es convertirse en una persona íntegra que se ha formado a partir de las experiencias compartidas y vividas con las demás. Por eso quiero agradecer a mis padres FERNANDO Y MARTHA, a mis hermanos SERGIO, LAURA Y JULIANA por brindarme su apoyo, por creer en mí y por hacer parte de esta familia tan bonita. Las palabras no son suficientes para describir esta felicidad de compartir un logro más con ustedes. GRACIAS.

A la familia MANCERA CASTIBLANCO, mi segundo hogar que me tendió la mano y me acompañó en estos últimos años, un abrazo enorme. Un agradecimiento especial porque me aceptaron como un integrante más en su hogar. Para mí siempre serán mi familia y siempre estarán presentes en mi vida. Que sea esta la ocasión para unirnos más y compartir lo mucho que queda.

Un abrazo a mis AMIGOS y espero que me sigan acompañando!!! Mauro: excelente equipo de trabajo. Espero que todos los que conformamos ese grupo de amigos de la U, sigamos compartiendo como profesionales, pero mejor como las personas que somos para seguirla pasando bien.

Al profesor Emiliano Ariza, quien nos acompañó y nos guio en este proceso, Muchas Gracias, El don de transmitir conocimiento lo tienen pocos, y pocos tenemos la oportunidad de aprender de una persona como usted.

Dios siempre me ha acompañado y estoy seguro que seguirá a mi lado. Cada día le agradezco por mi vida, mi salud y por los que me rodean. Hoy vuelvo a agradecerle, solo miro hacia cielo para recibir su bendición y seguir mi camino.

MARIO A. GÓMEZ MARTÍNEZ

AGRADECIMIENTOS

Al Ingeniero Emiliano Ariza León por su incondicional apoyo a lo largo de la realización del proyecto, por transmitirnos con tanta dedicación y esmero los conocimientos necesarios para despeñarnos en nuestras carreras además de inculcarnos la responsabilidad y empeño que requerimos en todo aspecto de nuestras vidas.

A mis padres, Francy E. Herrera y Carlos E. González , quienes han dado todo para que yo haya llegado a este punto, brindándome su amor, comprensión y apoyo, gracias a ustedes hoy estoy culminando esta maravillosa carrera de la que me siento orgulloso.

A mi hermano, Carlos Mario, quien siempre estaba para sacarme una gran sonrisa con sus ocurrencias.

A mis tías y abuelos en Bucaramanga, que me acogieron como uno más de sus hijos y me hicieron sentir como si estuviese en mi propia casa.

A mis tías y a mi abuela en Bogotá, quienes siempre estuvieron junto a mí dándome fuerzas para continuar con sus palabras de optimismo cuando más lo necesite.

A mis amigos (Mario, David, José, Marcela y Mary) , con los cuales sufrimos, reímos y nos apoyamos en todo momento. Sin ustedes este espacio nunca hubiese sido tan agradable.

Andrés Mauricio González Herrera.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	21
1 PRESIÓN DE FORMACIÓN.....	22
1.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE PRESIÓN DE FORMACIÓN.....	22
1.1.1 Presión hidrostática	22
1.1.2 Presión de sobrecarga	24
1.1.2.1 Generación de la gráfica de sobrecarga vs. Profundidad.....	26
1.1.2.2 Relación de la presión de sobrecarga y la porosidad.....	28
1.2 PRESIÓN DE FORMACIÓN ANORMAL.....	29
1.2.1 Causas de presiones anormales	30
1.2.1.1 Efectos diagenéticos.....	30
1.2.1.2 Efectos de densidad diferencial	34
1.2.1.3 Efectos de migración de fluidos	34
1.2.1.4 Efectos tectónicos	34
1.2.1.5 Causas estructurales	37
1.2.1.6 Nivel de fluido piezométrico.....	38
1.2.1.7 Procesos termodinámicos.....	38
1.2.2 Presiones anormales en Suramérica.....	40
1.3 PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN DE FORMACIÓN.....	41
1.3.1 Predicción de la presión de formación con sísmica	41
1.3.2 Predicción de la presión de formación con registros.....	42
1.3.2.1 Métodos Acústicos	43
1.3.2.2 Métodos con registros de densidad.....	47

1.3.2.3 Métodos con registros Neutrón	49
1.3.2.4 Métodos con registros de Resistividad	49
1.3.3 Predicción de la presión de formación con exponente dc.....	53
1.3.3.1 Cálculo de presión anormal usando el exponente dc.....	55
2PRESIÓN DE FRACTURA	58
2.1 PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN DE FRACTURA	61
2.1.1 Ecuación de Hubbert y Willis	62
2.1.2 Correlación de Matthews y Kelly	64
2.1.3 Correlación de Pennebaker:.....	65
2.1.4 Correlación de Eaton.....	67
2.1.5 Correlación de Christman	69
2.1.6 Correlación de Mac Pherson y Berry.....	70
2.1.7 Leak off test	71
2.1.8 Ecuación de Constant y Bourgoyne.....	72
2.1.9 Actualización de los gradientes de fractura en arenas depletadas.....	73
2.1.9.1 Estimación de la relación de Poisson Usando registros gamma-ray.....	76
2.1.9.2 Gradientes de fractura en arenas depletadas	77
2.1.9.3 Presión de fractura en función de la presión de formación	78
3APLICACIÓN DE LOS METODOS PARA CALCULAR LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA AL CAMPO COLORADO.....	81
3.1 GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO	81
3.1.1 Estructura Campo Colorado.....	83
3.1.2 Unidades perforadas	86
3.1.3 Presiones estáticas Iniciales	87
3.2 SELECCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO COLORADO	88

3.3 DETERMINACION DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA EN EL CAMPO COLORADO.....	89
4 CONCLUSIONES.....	134
RECOMENDACIONES	136
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	137
ANEXOS.....	140

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Gradiente de presión de sobrecarga	26
Figura 2. Grafico general del Gradiente de Sobrecarga de Ben Eaton.....	27
Figura 3 Clasificación de la Presión De Formación	29
Figura 4 Diagénesis de una arcilla.....	31
Figura 5. Posible mecanismo de sello que forma presiones anormales	32
Figura 6 Efecto de plegamiento que forma zonas sobre-presionadas	35
Figura 7 Sobrepresión por efectos de densidad	37
Figura 8 Registro acústico que responde a sobrepresiones, los números representan tiempos de transito evaluados en micro segundos por pie.	44
Figura 9 Tendencia de un registro sónico y zona con sobrepresión. Con Δt_{nor} y Δt_{abn}	45
Figura 10 Gradiente de presión del fluido contra la diferencia de tiempos en	46
Figura 11 Resistividad de distintos tipos de arcillas contra la profundidad	50
Figura 12 .Gráfico de resistividad contra profundidad de un pozo en el golfo de México.....	51
Figura 13 Relación entre la resistividad observada y el gradiente de presión en zonas de presiones anormales	52
Figura 14 Comportamiento típico de la presión de formación, presión del pozo y la resistencia de la formación a fracturarse en un pozo con presiones anormales.	58
Figura 15 Ejemplo de distribución de esfuerzos bajo tierra en sedimentos deltaicos relativamente jóvenes.	59
Figura 16 Efectos del Esfuerzo en el Fracturamiento.	62
Figura 17 Coeficiente de Matthews y Kelly para formaciones con presiones normales	64
Figura 18 Correlación de Pennebaker para una relación de esfuerzo efectivo.....	66
Figura 19 Correlación de Pennebaker para un esfuerzo vertical de sobrecarga ...	67
Figura 20 Correlación de Eaton para la relación de Poisson	68

Figura 21 Correlación de Christman para un esfuerzo efectivo.	69
Figura 22 Correlación de Mac Pherson y Berry para presión de fractura	70
Figura 23 Prueba de Leak off test.....	72
Figura 24 Presión de Fractura en función de la Presión del Yacimiento.....	80
Figura 25 Historia De producción Campo Colorado.....	82
Figura 26 Ubicación del campo escuela Colorado.....	83
Figura 27 Mapa estructural al tope de la formación Mugrosa (Zona B).	84
Figura 28 Distribución y estado de los pozos del Campo Colorado.....	85
Figura 29 Exponente dc normal y observado del pozo Colorado 38.....	93
Figura 30 Comportamiento de la Presión de Formación en el pozo Colorado 38..	97
Figura 31 Presión de Formación inicial para el bloque 1 del campo Colorado.	98
Figura 32. Presiones de Formación para los pozos del Bloque 2.....	99
Figura 33. Comparación de las densidades del lodo estimadas y utilizadas durante la perforación.	102
Figura 34 Interface Echometer con la profundidad de la bomba y la altura de la misma al fluido.	108
Figura 35 Diagrama de los datos del Echometer.....	109
Figura 36 Presión de Formación, Bloque 1. Inicial y a 2007.....	111
Figura 37 Presión de Formación, Bloque 2. Inicial y a 2007.....	111
Figura 38 Presión de Formación, Bloque 3. Inicial y a 2007.....	112
Figura 39 Presión de Formación, Bloque 4. Inicial y a 2007.....	112
Figura 40 Presión de Formación, Bloque 5. Inicial y a 2007.....	113
Figura 41 Presión de Formación, Bloque 6. Inicial y a 2007.....	113
Figura 42 Ventana del Lodo del Bloque 1 del campo (Inicial).....	116
Figura 43 Ventana del Lodo del Bloque 1 del campo (Año 2007).....	117
Figura 44 Ventana del Lodo del Bloque 2 del campo (Inicial).....	118
Figura 45 Ventana del Lodo del Bloque 2 del campo (Año 2007).....	119
Figura 46 Ventana del Lodo del Bloque 3 del campo (Inicial).....	120
Figura 47 Ventana del Lodo del Bloque 3 del campo (Año 2007).....	121
Figura 48 Ventana del Lodo del Bloque 4 del campo (Inicial).....	122

Figura 49 Ventana del Lodo del Bloque 4 del campo (Año 2007).....	123
Figura 50 Ventana del Lodo del Bloque 5 del campo (Inicial).....	124
Figura 51 Ventana del Lodo del Bloque 5 del campo (Año 2007).....	125
Figura 52 Ventana del Lodo del Bloque 6 del campo (Inicial).....	126
Figura 53 Ventana del Lodo del Bloque 6 del campo (Año 2007).....	127
Figura 54 Gradientes equivalentes del Lodo para cada pozo-Bloque 1.....	128
Figura 55 Densidades Equivalentes de Formación, Fractura, Máxima y Mínima del lodo	129
Figura 56 Pérdida de Circulación Colorado 16	130
Figura 57 Amago de reventón Colorado 19	131
Figura 58 Comparación de Resultados con Pruebas de Presión.....	132
Figura 59 Amago de reventón Colorado 60	133
Figura 60 Presión de fractura inicial y a 2007 para el Bloque 1	145
Figura 61 Presión de fractura a inicial y a 2007 para el Bloque 2.....	149
Figura 62 Presión de fractura inicial y a 2007 para el Bloque 3.....	153
Figura 63 Presión de fractura Inicial y a 2007 para el Bloque 4.....	158
Figura 64 Presión de fractura Inicial y a 2007 para el Bloque 5.....	162
Figura 65 Presión de fractura inicial y a 2007 para el Bloque 6.....	166

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Densidad de matrices y fluidos	25
Tabla 2 Relación de Poisson para Litologías comunes	79
Tabla 3 OOIP Campo Colorado	87
Tabla 4 Datos del Registro de Perforación en el pozo Colorado 38.	90
Tabla 5 Resultados del exponente dc calculados a partir de la tabla 4.	91
Tabla 6 Exponente dc a diferentes profundidades en el pozo Colorado 38.	94
Tabla 7 Resultados Presión de Formación en el pozo Colorado 38 a partir del exponente dc.....	95
Tabla 8 Densidad mínima del lodo para el bloque 1 del campo Colorado.	100
Tabla 9 Factor f_{sh} . Contaminación de las arenas.	103
Tabla 10 Relación de Poisson para el pozo Colorado 16.	104
Tabla 11 Densidad máxima del lodo para el Bloque 1	106
Tabla 12 Resultados Prueba de nivel	110
Tabla 13 Gradientes de fractura actualizados del Bloque 1 del campo.	114
Tabla 14 selección de pozos en el Campo Colorado.....	140
Tabla 15 Datos de presiones y gradientes de formación inicial y a 2007 (Bloque 1) del Campo Colorado	142
Tabla 16 Datos de presiones y gradientes de fractura inicial y a 2007 (Bloque 1) del Campo Colorado	143
Tabla 17 Datos de presiones y gradientes de formación inicial y a 2007 (Bloque 2) del Campo Colorado	146
Tabla 18 Datos de presiones y gradientes de fractura inicial y a 2007 (Bloque 2) del Campo Colorado.	147
Tabla 19 Datos de presiones y gradientes de formación Iniciales y a 2007 (Bloque 3) del Campo Colorado	150
Tabla 20 Datos de presiones y gradientes de fractura inicial y a 2007 (Bloque 3) del Campo Colorado	151

Tabla 21 Datos de presiones y gradientes de formación Iniciales y a 2007 (Bloque 4) del Campo Colorado	153
Tabla 22 Datos de presiones y gradientes de fractura inicial y a 2007 (Bloque 4) del Campo Colorado	155
Tabla 23 Datos de presiones y gradientes de formación Iniciales y a 2007 (Bloque 5) del Campo Colorado	158
Tabla 24 Datos de presiones y gradientes de fractura inicial y a 2007 (Bloque 5) del Campo Colorado	160
Tabla 25 Datos de presiones y gradientes de formación Inicial y a 2007 (Bloque 6) del Campo Colorado	163
Tabla 26 Datos de presiones y gradientes de fractura Inicial y a 2007 (Bloque 6) del Campo Colorado	164

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1 Tablas de selección de pozos.....	140
Anexo 2 Tablas de resultados.....	142

RESUMEN

TÍTULO: REEVALUACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA A PARTIR DE REGISTROS EN EL CAMPO COLORADO.*

AUTORES: Andrés Mauricio González Herrera, Mario A. Gómez Martínez.**

PALABRAS CLAVES: Ventana de Lodo, Presión de Formación, Presión de Fractura, Registros de pozo, Campo Escuela Colorado.

CONTENIDO:

Conocer la ventana de lodo de un campo es de vital importancia para diseñar el programa de perforación que sea apto para la formación que se está interviniendo. Controlar la presión del pozo y evitar el fracturamiento de la roca, son aspectos que se requieren para proteger al equipo y al personal de trabajo de posibles reventones y para evitar problemas de pérdida de circulación. Para lograr este objetivo es necesario conocer la presión de formación y de fractura a partir de registros de pozo o datos de perforación corridos antes y durante la perforación, que serán útiles para mediante correlaciones estimar dichas presiones.

En este documento se explican algunas de las correlaciones propuestas por varios académicos y se utilizan las que se ajustan a la información existente del Campo Colorado. Los registros de perforación y el registro Gamma Ray fueron los seleccionados para utilizar en las correlaciones de Ben Eaton para la estimación de las presiones de formación y fractura iniciales. Además estas fueron actualizadas mediante pruebas de nivel y la ecuación de Salz aplicada para yacimientos depletados, a fin de contar con una ventana de lodo actualizada como guía para perforación de pozos infill en el Campo Escuela Colorado.

* Proyecto de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Msc EMILIANO ARIZA LEÓN.

ABSTRAC

TÍTULO: REEVALUATION OF PORE AND FRACTURE PRESSURES THROUGH LOGINS IN COLORADO FIELD.*

AUTHORS: Andrés Mauricio González Herrera, Mario A. Gómez Martínez.**

KEY WORDS: Mud Window, Pore Pressure, Fracture Pressure, Well Logs Colorado Field.

CONTENTS:

To Know field's mud window is so important to design drill program apt to the formation that it's being involved. To control pore pressure and get the fracture in the rock are operations that are necessary to protect the rig equipment and workers of possible blows out and problems in circulation loss. To achieve this objective is necessary to know pore and fracture pressure through well logs or drilling data that are run before and during drilling. It's will be useful to replace in correlations that let to calculate that pressures.

This book explains some proposals equations by sciens. Are applied if are possible according to the existent information in the Colorado field. Logs of drilling and Gamma Ray log were selected to use with Ben Eaton equations suggested to calculate initial fracture and pore pressures, Also, results obtained are updated to 2007 with level tests and Salz equation applied for depleted reservoirs , to build a mud window to serve in drilling of infill wells in Colorado's field.

* Grade Proyect.

** Faculty of Physical Chemistry Engineering. School of Petroleum Engineering. Director Msc EMILIANO ARIZA LEÓN.

INTRODUCCIÓN

El Campo Escuela Colorado está ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena al suroeste del municipio de Barrancabermeja (Santander, Colombia), produce aceite liviano con gravedad API entre 36 y 42°. Se denomina un campo maduro ya que desde 1923 comenzó la exploración, y desde esta fecha hasta hoy se han perforado 75 pozos, algunos de los cuales se analizarán para obtener presiones de poro y fractura por medio de datos de perforación, esto con el fin de tener una mejor caracterización del campo debido a que existe poca información, que será muy útil para la reactivación de Colorado, pues se van a hacer nuevas perforaciones y trabajos para aumentar su producción.

Las arenas donde se encuentran los hidrocarburos están sometidas a fuerzas ejercidas por las rocas y fluidos que se encuentran sobre los yacimientos, esto genera una presión de sobrecarga, pero hay zonas donde las condiciones propician que otros factores incrementen o disminuyan la presión de estos. La estructura de Colorado es un anticlinal con 6 bloques divididos por fallas geológicas lo que propicia que hubieran presiones anormales, inicialmente determinadas en este estudio, con correlaciones que usan registros, además del exponente dc (dato que correlaciona la mayor parte de información de perforación) para determinar la presión de formación.

La actualización de los datos de presión de formación y fractura es el principal objetivo, pues con esta información se construirá la ventana de lodo para cada bloque del campo, que indique la densidad de lodo que se requiere para las nuevas operaciones de perforación.

En la historia reciente de producción del Campo Colorado no se han tomado pruebas de presión, por tanto fue necesario recurrir a estimar la presión de yacimiento actual para las arenas B y C a partir de pruebas de nivel realizadas en el año 2007 y generalizar el porcentaje de depleción para todos los bloques.

Aplicando la correlación de Salz que relaciona las arenas depletadas y vírgenes, se determinaron las presiones de fractura y columnas del lodo actuales para cada uno de los seis (6) bloques en que se divide el campo.

1 PRESIÓN DE FORMACIÓN

Todas las formaciones perforadas contienen presiones que cambian con su profundidad, localización y proximidad a otras estructuras, a lo largo de este capítulo se abarcará el origen y determinación de estas presiones.

1.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE PRESIÓN DE FORMACIÓN

En orden de entender la naturaleza, extensión y origen de las presiones de formación, es necesario definir y explicar conceptos básicos de las presiones en los pozos, como se hará a continuación.

1.1.1 Presión hidrostática

La presión hidrostática es definida como la presión ejercida por una columna de fluido. La presión está en función del promedio de densidad que tiene el fluido y la profundidad de la columna del fluido.

Matemáticamente, la presión hidrostática es expresada como:

$$HP = g * \rho_f * D \dots \dots \dots (1)$$

Donde:

HP= presión hidrostática

g = aceleración gravitacional ρ_f =
 Promedio de densidad de los fluidos.
 D = Profundidad

En operaciones de campo, la densidad del fluido es usualmente expresada en libras por galón (ppg), psi por pie, libras por pie cúbico (ppf) o como gravedad específica (SG).

En el sistema Inglés de unidades, cuando la densidad del fluido es expresada en ppg (pounds/gallon) y la profundidad en pies, la presión hidrostática es expresada en psi (lb/in^2):

$$HP_{(psi)} = 0.052 * \rho_f(ppg) * D_{(FT)} \dots \dots \dots (2)$$

Donde:

HP= Presión Hidrostática

ρ_f = Densidad del Fluido

D= Profundidad

Esto es usual para convertir presiones de pozo a datos fijos de gradiente relativo, como el fondo del mar, nivel medio del mar o nivel del suelo del mar. La figura resultante (gradiente de presión) permite la comparación directa de las presiones de poro, presiones de fractura, presiones de sobrecarga, pesos del lodo y densidad equivalente de circulación (ECD) en la misma base. Adicionalmente el uso de gradientes de presión acentúa variaciones en regímenes de presión en un área dada, cuando los valores son planteados o tabulados.

Cuando los gradientes de presión son usados para expresar magnitudes del pozo, es usual la toma de registros de estos como el peso equivalente del lodo (EMW) en ppg.

1.1.2 Presión de sobrecarga

La presión de sobrecarga es definida como la presión ejercida por el peso total de las formaciones supra yacentes sobre el punto de interés. El peso total es el peso combinado de los sólidos en la formación (Matriz de la roca) y los fluidos de formación en el espacio poroso. La densidad de las dos cargas se conoce como la densidad aparente (ρ_b)(bulk density).

Por consiguiente, la presión de sobrecarga puede expresarse como la presión hidrostática ejercida por todos los materiales sobre la profundidad de interés:

$$\sigma_{ov} = 0.052 * \rho_b * D \dots\dots\dots(3)$$

Donde

σ_{ov} =Presión de sobrecarga (psi)

ρ_b =Densidad promedio de la formación (ppg)

D = Verdadera profundidad vertical (ft)

Y similarmente al gradiente en ppg:

$$\sigma_{ovg} = \frac{0.433 * \rho_b}{0.052} \dots\dots\dots(4)$$

σ_{ovg} =Gradiente de sobrecarga, ppg

ρ_b =Densidad promedio de la formación (ppg)

(El factor 0.433 convierte la densidad promedio de gm/cc a psi/ft)

En un área dada, el gradiente de sobrecarga no es constante con la profundidad debido a variaciones en la densidad de la formación. Esto resulta de variaciones en la litología y de la densidad de los fluidos en los poros. Adicionalmente el grado de compactación y por tanto la densidad de la formación, se incrementa con la profundidad debido al incremento de sobrecarga.

Una ecuación útil para calcular el gradiente de sobrecarga bajo condiciones de campo con litología variable y densidad del fluido en los poros está dada por:

$$\sigma_{ovg} = 0.433[(1 - \emptyset)\rho_{ma} + (\emptyset * \rho_f)] \dots \dots \dots (5)$$

Donde

σ_{ovg} = Gradiente de sobrecarga, psi/ft

\emptyset = Porosidad expresada como fracción

ρ_f = Densidad de los fluidos de formación. gm/cc

ρ_{ma} = Densidad de la matriz, gm/cc

Las densidades en la ecuación anterior son expresadas en gm/cc, en vez de las unidades usuales (ppg). Con excepción de la industria petrolera, todas las otras industrias usan el sistema métrico internacional de unidades, donde la densidad es usualmente expresada en gm/cc. La industria petrolera toma muchas de sus mediciones de otras industrias.

Una lista de densidades tanto de matrices y fluidos es incluida de la **Tabla 1**,

Tabla 1 Densidad de matrices y fluidos

Sustancia	Densidad (gm/cc)
Arenisca	2.65
Caliza	2.71
Dolomita	2.87
Anhidrita	2.98
Alita	2.03
Yeso	2.35
Arcilla	2.7-2.8
Agua Dulce	1.0
Agua de mar	1.3-1.6
Petróleo	0.6-0.7
Gas	0.15

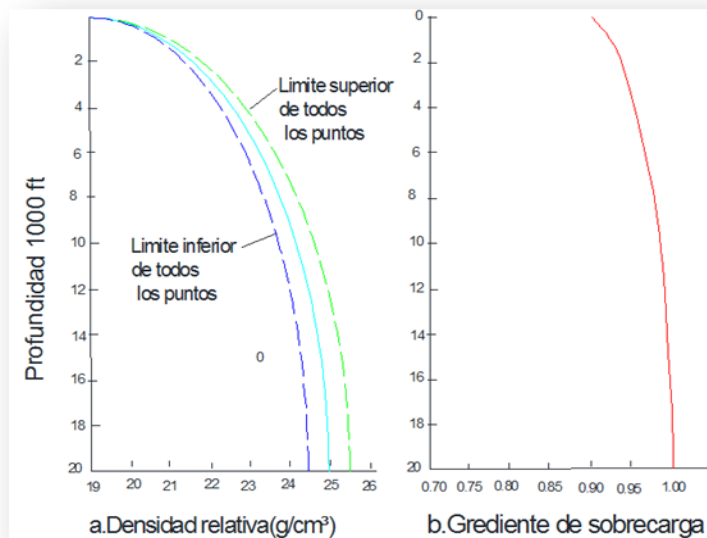
Fuente: RABIA, Hussain. Well Engineering & Construction. 2001

1.1.2.1 Generación de la gráfica de sobrecarga vs. Profundidad

El cálculo y compilación del gradiente de sobrecarga para un campo o área dada es la base para un plan de pozo. Adicionalmente, el gradiente de sobrecarga es usado en el análisis de las presiones de poro y fractura. Hay muchas técnicas para cuantificar las presiones de poro y fractura de datos de perforación y petrofísica que requieren del gradiente de fractura. La **Figura 1 (a)** muestra la densidad relativa vs la profundidad, que es generada de registros de wireline (Línea de cable), esta figura puede ser usada para generar una gráfica del gradiente de sobrecarga vs la profundidad simplemente aplicando la **Ecuación 3** a profundidades seleccionadas, como se muestra en la **Figura 1 (b)**.

En caso de no tener el registro, Ben Eaton desarrollo una gráfica generalizada para el gradiente de sobrecarga (**Figura 2**)

Figura 1. Gradiente de presión de sobrecarga

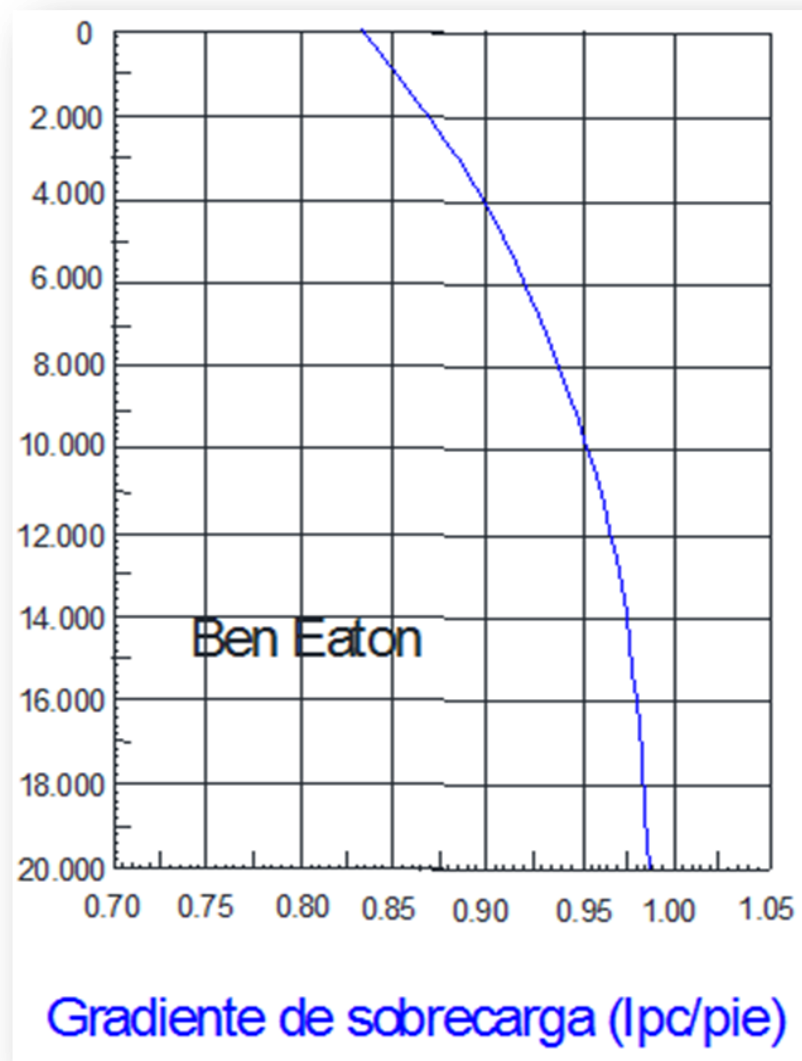


Fuente: RABIA, Hussain. Well Engineering & Construction. 2001

En la **Figura 2** se muestra la variación directamente proporcional del gradiente de sobrecarga a medida que aumenta la profundidad. El comportamiento de la curva es así ya que a medida que se va profundizando el peso de los estratos es mayor.

Para profundidades superiores a 20000 ft el gradiente es de 1psi/ft

Figura 2. Grafico general del Gradiente de Sobrecarga de Ben Eaton.



Fuente: BOURGOYNE, Adam T. Applied Drilling Engineering 1986. 2 ed.

1.1.2.2 Relación de la presión de sobrecarga y la porosidad

El agua intersticial se expande a medida que aumenta la profundidad y la temperatura, mientras que el espacio poroso es reducido por el incremento de la carga geostática. Entonces, la presión de formación normal puede ser mantenida sólo si existe en la roca un drenaje con suficiente permeabilidad que permita al agua de la formación escapar fácilmente. Siempre que el agua intersticial pueda drenar tan pronto como sea establecido por la tasa de compactación natural, la presión de poro (formación) se mantendrá en la presión hidrostática. Los esfuerzos de la matriz continuarán incrementándose hasta que los esfuerzos de sobrecarga estén balanceados.

Sin embargo, si el flujo de agua que migra es bloqueado o severamente restringido, el esfuerzo de sobrecarga incrementado causará una presurización del agua intersticial por encima de la presión hidrostática. El volumen de poro también será mayor que el normal para el aumento de profundidad. La pérdida natural de permeabilidad a través de la compactación de sedimentos finos, tales como shales y evaporitas, pueden crear un sello que permitiría el desarrollo de la presión anormal.

El esfuerzo de sobrecarga resultante de la carga geostática es dado por la siguiente ecuación teniendo en cuenta que los sedimentos presentan una densidad promedio:

$$\sigma_{ob} = \int_0^D \rho_b g dD, \dots\dots\dots(6)$$

Donde g es la constante gravitacional.

La densidad de la matriz a una profundidad dada es relacionada con la densidad de grano, ρ_g , la densidad del fluido de poro, ρ_{fl} , y la porosidad, ϕ .

$$\rho_b = \rho_g (1 - \phi) + \rho_{fl}\phi \dots \dots \dots (7)$$

1.2 PRESIÓN DE FORMACIÓN ANORMAL

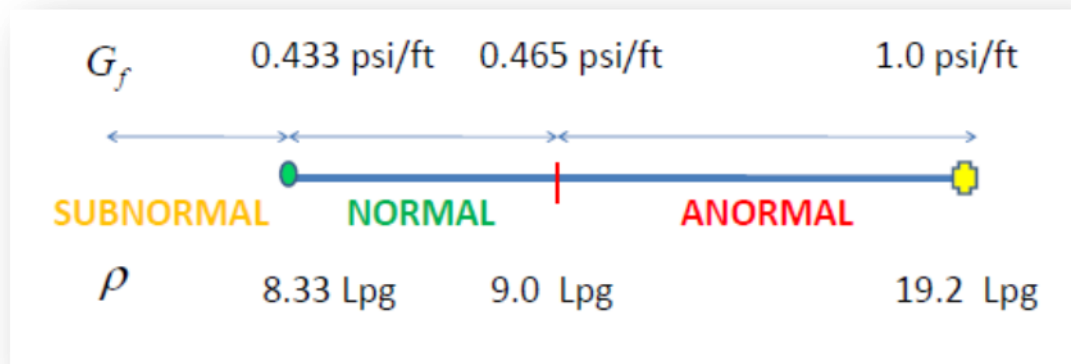
En muchos casos, la presión de formación es determinada mayor que la presión normal para una profundidad determinada. El término presión de formación anormal es usado para describir presiones de formación que son mayores que las normales. Las presiones de formación anormales bajas, también son encontradas, y el término para describirla es presión de formación subnormal.

Las presiones subnormales, son presiones menores de las que se esperan a cierta profundidad. Son poco comunes y la mayoría son generadas por el agua contenida en los poros.

Las presiones anormales (presiones más altas que las normales) son presiones que no son normales hidrostáticamente en el sentido que la presión hidrostática normal implica una superficie de agua libre cerca al suelo o al nivel del mar. Esto se expresa en términos de densidad líquida normal que es aproximadamente 0.465 psi/ft.

En la **Figura 3** Se muestra la clasificación de la presión de formación según sea subnormal, normal o anormal en Gradiente y densidad equivalente de formación.

Figura 3 Clasificación de la Presión De Formación



Fuente: Ariza León, Emiliano. Análisis de Presiones 2010. (Diapositivas Perforación de Pozos)

1.2.1 Causas de presiones anormales

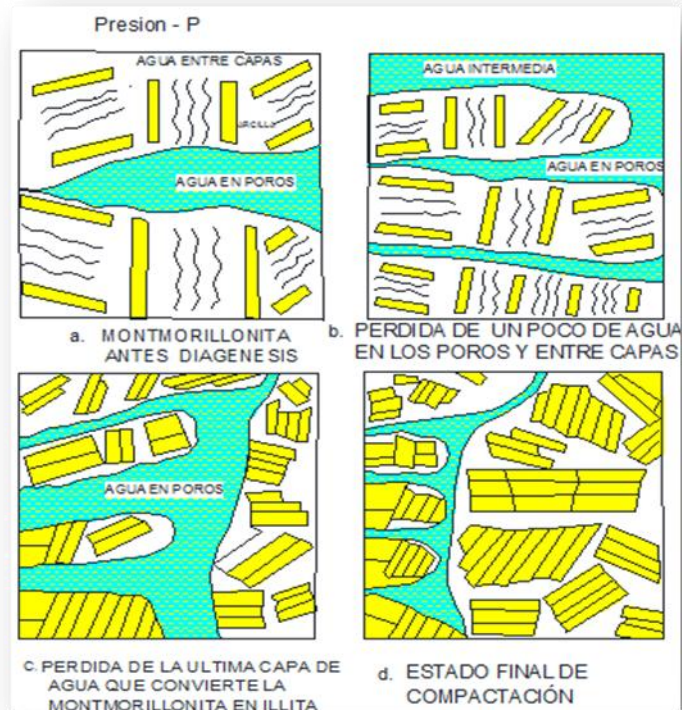
Las presiones de formación anormales son encontradas en por lo menos una parte de la mayoría de las cuencas que hay en el mundo. Mientras el origen de la presión de formación anormal no es comprendido por completo, varios mecanismos que tienden a encontrar la presión anormal de formación han sido identificados en cuencas sedimentarias. Estos mecanismos pueden ser clasificados generalmente como: efectos de compactación, efectos diagenéticos, efectos de densidad y efectos de migración de fluidos.

1.2.1.1 Efectos diagenéticos

Diagénesis es un término que se refiere a la alteración química de los minerales de la roca por procesos geológicos. Los carbonatos y los shales son considerados como cambios generados en la estructura cristalina, la cual contribuye a la causa de la presión anormal. Un ejemplo frecuente es la posible conversión de la arcilla montmorillonita a illita, cloritas y kaolinitas durante la compactación con la presencia de iones de potasio.

El agua está presente en los depósitos de arcilla de dos formas, como agua libre en los poros y como agua de hidratación, la cual es mantenida de forma apretada por las capas externas del shale.

Figura 4 Diagénesis de una arcilla



Fuente: BOURGOYNE, Adam T. Applied Drilling Engineering 1986. 2 ed.

Como lo muestra la **Figura 4**, el agua de los poros se pierde durante la compactación de la arcilla montmorillonita; el agua depositada dentro de las capas internas de la arcilla tiende a ser retenida por un largo periodo de tiempo. Después de llegar a una profundidad considerable que tenga una condición de 200° a 300°F las capas internas de la arcilla se deshidratan y esta se convierte en illita.

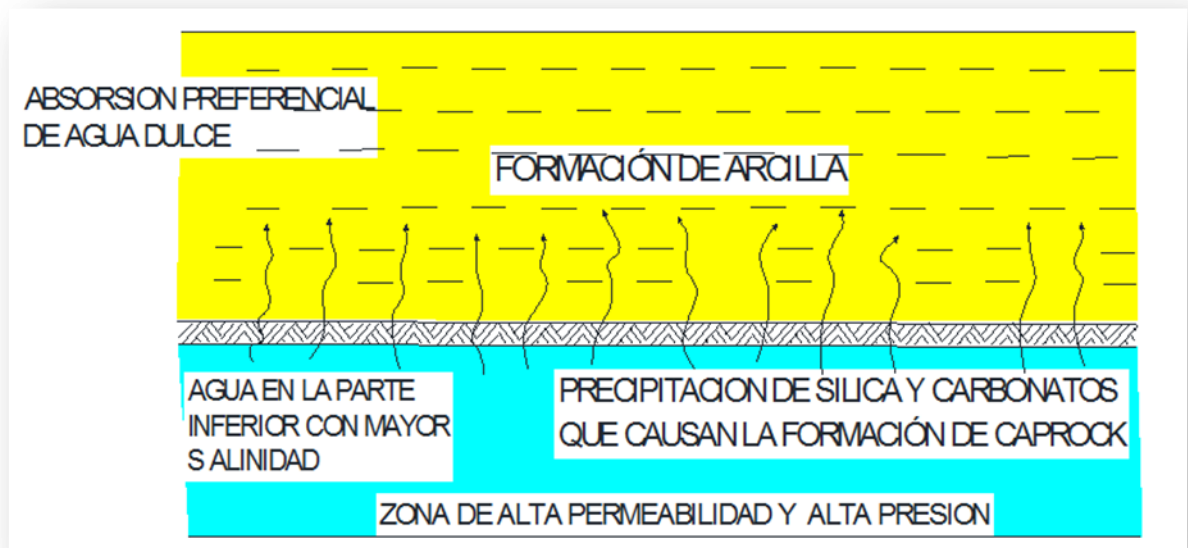
El agua de hidratación en las últimas capas internas tiene una densidad considerablemente mayor que el agua libre, por ende, el volumen aumenta, y ésta es expulsada de la arcilla convirtiéndose en agua libre. Cuando la permeabilidad

de los sedimentos supra yacentes es suficientemente baja, la liberación del último contenido de agua en la arcilla puede resultar en el desarrollo de una presión anormal. Este último contenido de agua será liberado relativamente libre de disolventes salinos. Esto explica la presencia de agua fresca a ciertas profundidades en formaciones anormalmente presurizadas.

La afinidad química por el agua fresca con la arcilla, como la montmorillonita, explica la manera en que formaciones tipo shale actúan de forma análoga a una membrana semipermeable o un tamiz de ion parcial. Existen similitudes entre la presión osmótica desarrollada por una membrana semipermeable y la presión de adsorción desarrollada por una arcilla. El movimiento del agua a través del shale puede ser controlado por una diferencia en potencial químico resultante de un gradiente de salinidad así como una diferencia en el potencial de flujo de Darcy resultante de un gradiente de presión.

Para que las presiones anormales existan, un sello de presión supra yacente debe estar presente. En algunos casos, una sección relativamente delgada aparece para formar un sello. Un mecanismo hipotético el cual una formación tipo arcilla actúa como un tamiz de ion parcial formando un sello de roca (**Figura 5**).

Figura 5. Posible mecanismo de sello que forma presiones anormales



Fuente: BOURGOYNE, Adam T. Applied Drilling Engineering 1986. 2 ed.

En la ausencia de presión, el shale absorberá agua únicamente si el potencial químico o la actividad del agua es mayor que el del shale. Sin embargo, los Shale se deshidratarán o liberará agua si la actividad del agua es menor que la actividad de este. Desde que el agua salina tenga una actividad baja en comparación con el agua fresca, hay una mínima tendencia para que las moléculas del agua dejen la solución salina y entre al shale. Sin embargo, si el agua salina esta presurizada anormalmente, el shale puede ser forzado a aceptar el agua de una solución de actividad baja. Cuanto mayor sea la presión, mayor va a ser la actividad que puede ser superada. Esta inversión de la dirección normal del agua transferida, algunas veces es llamada “ósmosis inversa”. Los iones que no pueden entrar a las capas internas del shale fácilmente son dejados afuera y se convierten en precipitados con más concentración.

1.2.1.2 Efectos de densidad diferencial

Cuando los fluidos de la formación presentes en cualquier estructura no horizontal tienen una densidad significativamente menor que la normal. Las presiones anormales pueden ser encontradas en las partes inclinadas de la estructura geológica. Esta situación se da frecuentemente cuando un yacimiento de gas con una inclinación significativa es perforado. Sin embargo, puede ser calculada fácilmente mediante la presión hidrostática. Una alta densidad de lodo es requerida para perforar la zona de gas de una manera segura cercana al tope de la estructura en comparación a la densidad requerida para perforar una zona donde haya contacto gas/agua.

1.2.1.3 Efectos de migración de fluidos

El flujo hacia formaciones más someras desde la profundidad del yacimiento puede generar presiones anormales. Cuando esto ocurre, las formaciones someras pueden ser cargadas. El modelo de flujo puede ser natural o artificial. Incluso, si el movimiento de los fluidos hacia arriba se detiene, se requiere de un tiempo considerable para que las presiones de la zona cargada vuelvan a ser normales. Muchos reventones han ocurrido cuando una formación cargada de poca profundidad fue encontrada inesperadamente. Esta situación es particularmente común de los campos maduros.

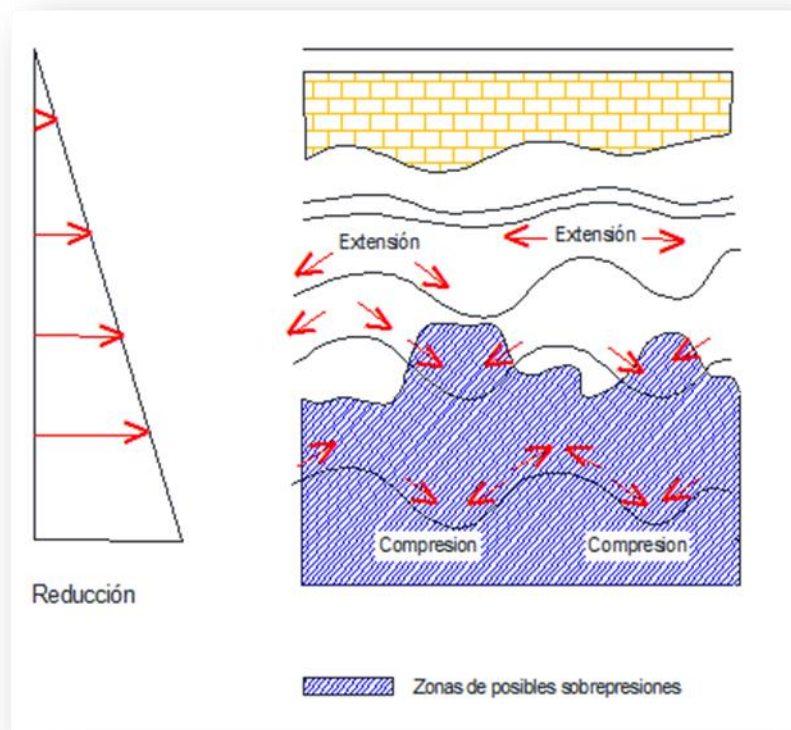
1.2.1.4 Efectos tectónicos

La actividad tectónica puede desarrollar presiones anormales con la variedad de mecanismos conocidos como: plegamiento de las capas, fallamiento, levantamiento de las capas y domos salinos.

- Plegamiento:

Este fenómeno se da por la compresión tectónica de una cuenca geológica. Los esfuerzos tectónicos horizontales adicionales generados por el plegamiento, compacta las arcillas lateralmente. Para que la formación mantenga una presión normal, el incremento de la compactación debe ser balanceada por la expulsión del agua que está en los poros de la roca. Si el agua de la formación no puede salir, una presión anormal se desarrollará (**Figura 6**).

Figura 6 Efecto de plegamiento que forma zonas sobre-presionadas



Fuente: RABIA, Hussain. Well Engineering & Construction. 2001

La magnitud de la presión generada puede exceder el gradiente de sobrecarga debido a los esfuerzos tectónicos adicionales los cuales pueden ser balanceados por la presión de formación.

- Fallamiento:

Este fenómeno es causado en las rocas sedimentarias por la actividad tectónica. Estos estratos son rotos, desplazados hacia arriba o abajo o retorcidos. Hay varias razones que explican el desarrollo de presiones anormales debido al fallamiento.

- Las fallas actúan como un sello contra formaciones permeables, previniendo así el desplazamiento de los fluidos contenidos en los poros de la roca. La zona permeable se convertirá en sobre presurizada.
- Si la falla no es un sello, esta posiblemente transmita fluidos desde la formación permeable más profunda hasta la zona más somera, causando presiones anormales en esta última zona.
- La formación puede desplazarse hacia abajo la falla causando una presión de sobrecarga y una alta temperatura geotérmica. Si la formación es compacta y los fluidos contenidos en los poros no pueden desplazarse, resultará una presión anormal.
- El proceso de sedimentación usualmente se acelera en parte inferior de la formación y este proceso puede producir una compactación y desarrollar una sobrepresión.

- Levantamiento de las capas:

Si una formación normalmente presurizada es levantada a una profundidad baja, aparecerá una presión anormal debido a que la presión de formación tiene una presión hidrostática mayor que la presión que corresponde normalmente a esa profundidad. En algunos casos, esta presión anormal es incrementada si el levantamiento de las capas fue seguido por una correspondiente erosión de la sobrecarga. Sin embargo, la formación se mantiene totalmente sellada, el incremento en la presión debido al levantamiento es compensado por una disminución en la presión debido al enfriamiento de los efectos causados por el movimiento desde la mayor profundidad hasta la más somera.

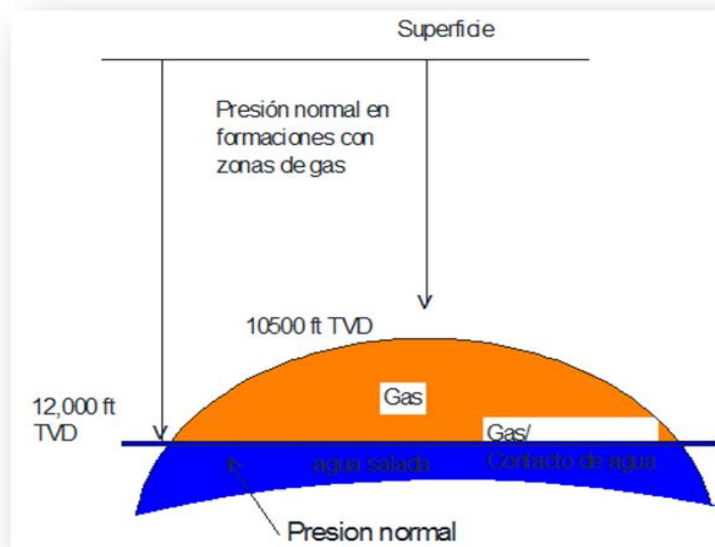
1.2.1.5 Causas estructurales

La presión anormal de formación puede existir en estructuras verticales y horizontales las cuales contienen fluidos de poro de diferentes densidades (agua, gas, aceite). Ejemplos de estructuras en las cuales esto puede ocurrir son yacimientos lenticulares, inclinados y anticlinales.

En los yacimientos inclinados, las presiones de formación que son normales en las zonas de agua mas inclinadas del yacimiento, serán transmitidas a la parte superior de la estructura.

En estructuras largas o en yacimientos de gas, el gradiente de sobrepresión desarrollado puede ser ligeramente significativo. Por lo tanto una perforación cuidadosa debería ser adoptada para minimizar los riesgos asociados con el alto sobrebalance a medida que el yacimiento es perforado a través de la zona de agua.

Figura 7 Sobrepresión por efectos de densidad



Fuente: RABIA, Hussain. Well Engineering & Construction. 2001

La **figura 7**, ilustra el desarrollo de una presión anormal en un yacimiento tipo anticlinal. La presión normal en el área es asumida como 9 libras por galón. Se puede verificar que la presión en el tope de gas es anormal (5466 psi-10 libras por galon) comparada con las formaciones adyacentes a la misma profundidad.

1.2.1.6 Nivel de fluido piezométrico

El nivel de fluido piezométrico es una superficie imaginaria la cual define el nivel al cual el agua aumentará en el pozo.

Los acuíferos pueden desarrollar una presión de formación anormal dependiendo de su estructura y la elevación relativa del terreno del pozo a nivel que podría llegar el agua. La presión de formación anormal será experimentada si el nivel de agua es más alto que el sitio del pozo. Contrariamente, una presión subnormal puede ser experimentada si la elevación del pozo es más alta que la elevación del agua.

La influencia de los niveles piezométricos son más notables en pozos continentales (onshore), áreas áridas y cerca a zonas marítimas y de ríos.

1.2.1.7 Procesos termodinámicos

Los procesos termodinámicos pueden ser considerados como factores contribuyentes en la mayoría de las causas de las presiones anormales, que fueron discutidas anteriormente. Varios procesos son discutidos a continuación.

- Transformación de Materia Orgánica:

A altas temperaturas y presiones asociadas con la profundidad, complejas moléculas de hidrocarburo (kerógeno) se disocian formando compuestos simples.

El Kerógeno altera al hidrocarburo a 90°C. Esta temperatura de craqueo de los compuestos puede resultar en 2 a 3 veces el incremento en el volumen de hidrocarburos. Si esto ocurre en un ambiente tipo sello, las presiones de formación altas podrían aparecer. Las presiones serán substancialmente incrementadas si el sistema de hidrocarburos se convierte a gas. Esto sucede cuando el aceite es craqueado a gas.

- Efectos Acuatermales:

La temperatura de la tierra normalmente se incrementa linealmente con la profundidad. Como algunas formaciones son enterradas, su temperatura subirá. Si las formaciones son totalmente selladas, evitando el desplazamiento de los fluidos contenidos en los poros, la presión anormal se desarrollara en esta formación como ya se había explicado.

Las formaciones con presiones anormales generalmente presentan una porosidad más alta que la normal y por ende un contenido mayor de fluidos en los poros. Debido al alto contenido de fluidos y la acción de la arcilla como un aislante del calor de la tierra, el incremento de la temperatura genera expansión térmica en los fluidos presentes en la roca, aumentando así la presión de la formación.

Cualquier roca bajo el gradiente geotérmico podría generar una presión anormal debido a la expansión de los fluidos por el incremento de la temperatura. Sin embargo, los movimientos de la tierra requieren aumentar la temperatura significativamente.

- Osmosis:

Este fenómeno es definido como un flujo espontáneo de los fluidos desde una solución diluida a una solución más concentrada cruzando una membrana semipermeable.

La presión osmótica que atraviesa la membrana es proporcional al diferencial de concentración. Para una concentración dada, el diferencial de presión osmótica es también encontrado para incrementarse con la temperatura.

1.2.2 Presiones anormales en Suramérica

Las presiones anormales generalmente son encontradas en zonas de costa afuera (en el mar), a lo largo de la cordillera de los Andes y en otros lugares del continente.

En la reserva forestal de Trinidad y Tobago, las zonas sobre presurizadas fueron encontradas en shales de edad terciaria con gradientes alrededor de 0.89 psi/ft (20.1 kPa/m). Gradientes de presión similares de 0.75-0.90 psi/ft (17.0-20.4 kPa/m) han sido encontrados en la cadena montañosa de los Andes que atraviesa a Argentina, Bolivia y Colombia, en algunas zonas poco profundas de 2000ft a 610m. En Venezuela, las zonas sobre-presurizadas fueron encontradas en estratos de edad Cretácica en el lago Maracaibo. Las presiones anormales también han sido encontradas al norte de dicho lago y en la zona Este de Venezuela. Para estos valores de presión se requiere de un lodo con una densidad que esté alrededor de 16-19.5 lb/gal para poder controlar la presión de los yacimientos. En Anaco, área Este de Venezuela, se presentó un problema particular relacionado con la masiva y pesada formación Colón (shale).

En la costa fuera del Oeste de Colombia, Ecuador y Perú, y a lo largo de la Costa Este de Venezuela, Guyanas y Brasil son encontradas las presiones anormales. Las presiones anormales extremas en formaciones tipo shale/arenas frecuentemente están relacionadas con un alto volumen inicial de producción de petróleo, pero están limitadas por depósitos de hidrocarburos, por ejemplo una declinación rápida en la producción es típica de estas zonas.

1.3 PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN DE FORMACIÓN

Estimaciones de la presión de formación se basan en correlaciones para datos disponibles de los pozos e información de sísmica. Cuando se está planeando el desarrollo de los pozos, se hace énfasis en la información tomada antes de la perforación.

1.3.1 Predicción de la presión de formación con sísmica

Para calcular la presión a partir de datos de sísmica, el promedio de la velocidad acústica en función de la profundidad debe ser determinada. Un geofísico quien es especializado en analizar los registros tomados de sísmica, usualmente orienta al ingeniero de perforación. Por conveniencia, el inverso de la velocidad o también llamado TIEMPO DE TRANSITO INTERNO, generalmente es usado.

El INTERVALO DE TIEMPO DE TRANSITO (t) es un parámetro dependiente de la porosidad y varía con esta propiedad de acuerdo a la siguiente expresión:

$$t = t_{ma}(1 - \phi) + t_{ft}\phi \dots \dots \dots (8)$$

Donde t_{ma} es el intervalo de tiempo de tránsito en la matriz de la roca y t_{ft} es el intervalo de tiempo de tránsito en los fluidos presentes en los poros. Ya que el tiempo de transito es mayor para los fluidos que para los sólidos, el tiempo de transito observado en la roca aumenta cuando lo hace la porosidad.

Cuando se grafica el parámetro de porosidad vs. Profundidad para estimar la presión de formación, es determinante usar un modelo matemático para extrapolar la tendencia de la presión normal hasta las zonas más profundas, donde las formaciones son presurizadas anormalmente.

Una relación lineal o exponencial es asumida, luego la tendencia de la presión normal puede ser modelada como una línea recta en un papel cartesiano, semilog o log-log.

Un modelo matemático que describe la tendencia normal de compactación para el intervalo del tiempo de tránsito es el siguiente:

$$\ln \left[\frac{t}{\phi_0(t_{ft}-t_{ma})} - \frac{t_{ma}}{\phi_0(t_{ft}-t_{ma})} \right] = -KD \dots \dots \dots (9)$$

Esta relación de presión normal del promedio del tiempo de viaje observado en los sedimentos, t , y la profundidad, D , es complicado por el hecho de que el tiempo de tránsito en la matriz, t_{ma} , también varía con la porosidad. Los resultados varían de los efectos de compactación en la matriz de la arcillas en el tiempo de viaje. Además, a medida que cambia la profundidad también genera una variación en los dos tiempos de tránsito en la matriz (t_{ft} , t_{ma}) y en las constantes de compactación ϕ_0, K . Estos problemas pueden ser resueltos solo si hay suficientes datos disponibles de presión normal.

1.3.2 Predicción de la presión de formación con registros

Varios registros pueden ser usados para detectar la presencia de presiones anormales. Las principales ventajas para usar los datos de registros es que la profundidad es tomada simultáneamente con otros datos (Acústicos, Densidad, Neutrón, Resistividad, SP, entre otros) estos registros permiten correlacionar y predecir posibles presiones anormales y a continuación están descritos los más relevantes para el campo escuela Colorado.

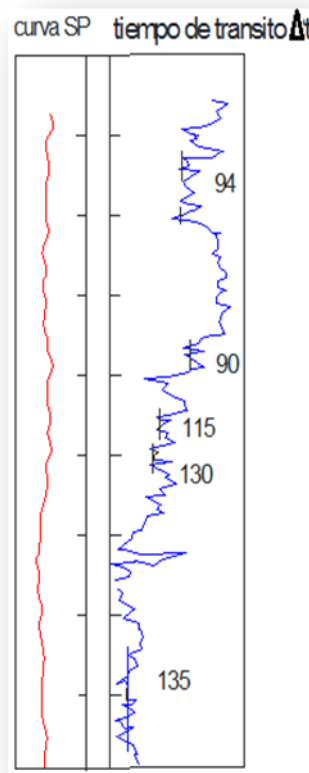
1.3.2.1 Métodos Acústicos

Los métodos acústicos son los que posiblemente arrojan los mejores datos cuantitativos de presión por que estos tipos de registros no son afectados por el diámetro del pozo, la temperatura de la formación o la salinidad del agua. Sin embargo, el intervalo registrado en una formación dada está en función de varios parámetros; el grado de compactación, la porosidad, el tipo y cantidad de fluido en la formación y la litología. El principio básico de los dispositivos para registro sónico es la transmisibilidad de un pulso de sonido que es grabado por receptores a una distancia fija del transmisor. Este registro es usado principalmente para conocer la porosidad, litología y determinación de presencia de líquidos, a partir de los 90's se usa para evaluar la calidad de la cementación.

Para evaluar la presión de formación se requiere una gráfica semilog de Δt contra la profundidad, con los datos preferiblemente solo de capas de arcillas.

Presiones anormales pueden detectarse con un incremento de los valores de Δt sobre el gradiente observado como normal. La variación en los datos es aceptada a causa de un significativo incremento en el tamaño de los poros en la arcilla debido a las altas presiones anormales, como se muestra a continuación en la **Figura 8**.

Figura 8 Registro acústico que responde a sobrepresiones, los números representan tiempos de tránsito evaluados en micro segundos por pie.



Fuente:W.H. Fertl, R.E. Chapman, R.F. Hotz . Studies in abnormal pressures. Elsevier. 1994

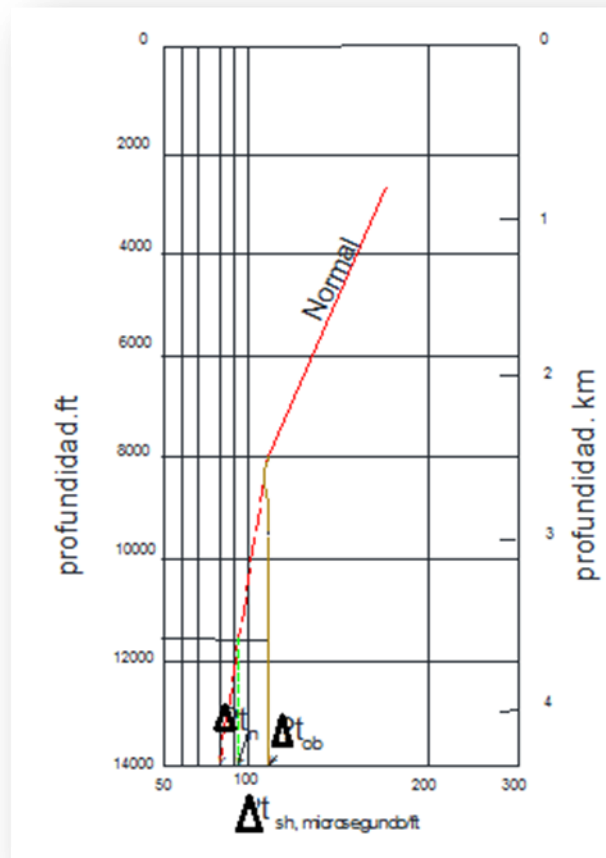
La curva SP permite conocer el tipo de formación a las diferentes profundidades, básicamente se puede identificar las arcillas y arenas y se puede corroborar analizando el tiempo de tránsito de la onda acústica a lo largo del pozo, como se indica en la **Figura 8**.

El registro mide el tiempo en que se regresa la onda sonora en microsegundos por pie o metro y existen varios métodos para calcular las presiones anormales que se verán a continuación:

Método A

- 1 Establecer la tendencia de compactación normal de la gráfica semilog de Δt vs profundidad **Figura 9**
- 2 El tope de la presión anormal es seleccionado a la profundidad donde los puntos de la gráfica divergen de la tendencia normal.
- 3 Los valores de Δt del gradiente normal (Δt_{nor}) y la tendencia de presión anormal (Δt_{abn}) son extendidos hasta la parte de debajo de la escala de tiempo (Δt) en el fin de la tabla (**Figura 9**).

Figura 9 Tendencia de un registro sónico y zona con sobrepresión. Con Δt_{nor} y Δt_{abn}

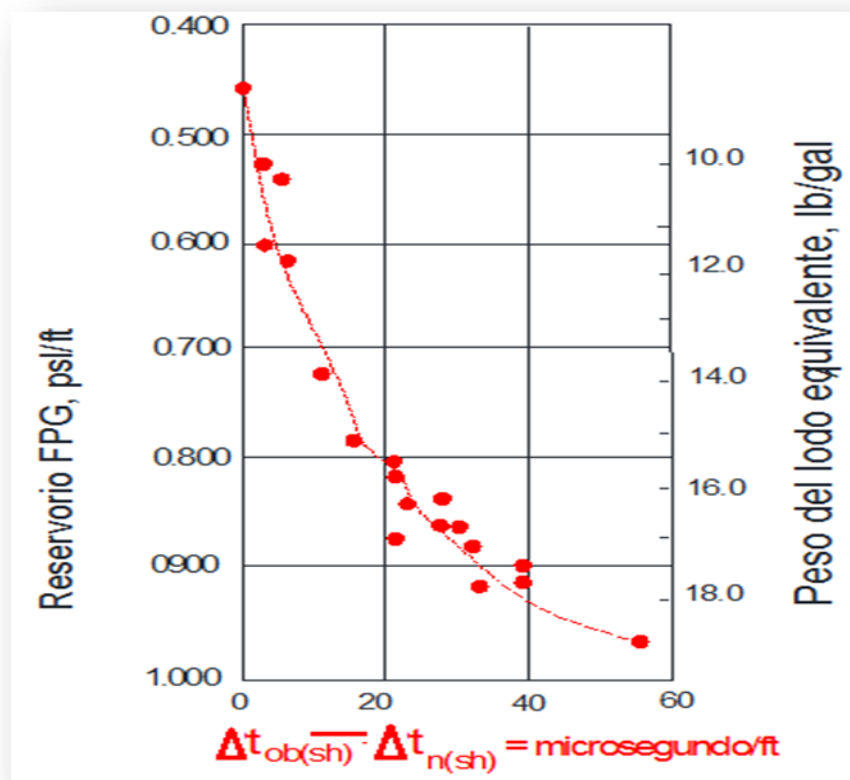


Fuente: W.H. Fertl, R.E. Chapman, R.F. Hotz. Studies in abnormal pressures. Elsevier. 1994

- 4 La relación del registro entre el parámetro acústico normal y anormal ($\Delta t_{abn} - \Delta t_{nor}$) se podrá encontrar en la **Figura 10**
- 5 El gradiente de presión del fluido, FPG por sus siglas en inglés (fluid pressure gradient) es luego multiplicado por su correspondiente profundidad para obtener la presión de formación **Figura 10**.

Un perfil con gradiente de presión puede ser construido para cada pozo en particular. La relación entre, la resta de tiempos de transición anormales y normales ($\Delta t_{abn} - \Delta t_{nor}$) pasando por una arcilla, y el FPG para formaciones del Mioceno y Oligoceno a lo largo de la costa del golfo de los Estados Unidos es mostrada en la siguiente figura .

Figura 10 Gradiente de presión del fluido contra la diferencia de tiempos en Formaciones tipo shale



Fuente: W.H. Fertl, R.E. Chapman, R.F. Hotz. Studies in abnormal pressures. Elsevier. 1994

Método B

La técnica de profundidad equivalente (Eaton) es otra aproximación para evaluar la presión de formación. Este método está basado en la relación matemática (12), La técnica incluye los siguientes pasos:

- 1 Realizar el gráfico de Δt_{shals} vs profundidad, y establecer la tendencia de compactación normal (Δt_{nor}).
- 2 Determinar la presión de formación de:

$$P_f = \sigma_{ov} - (\sigma_{ov} - P_n) * \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_o}\right)^3 \dots\dots\dots(10)$$

Donde

P_f = Presión de formación (ppg)

σ_{ov} =Sobrecarga (ppg)

P_n = Presión de poro normal (ppg)

Δt_n = lectura del delta de tiempo de la línea de tendencia normal

Δt_o = lectura del delta de tiempo observado del registro sínico.

1.3.2.2 Métodos con registros de densidad

Las herramientas de densidad contienen un “Skid” que consiste en una fuente de radioactividad que es apuntada hacia la pared del pozo, e irradia la formación con una energía media de rayos gamma (Efecto de dispersión Compton). “El Skid” también contiene detectores que registran contrastes en la pared de la perforación. Colisiones con electrones en rocas sedimentarias causan que los rayos gamma pierdan su energía, y el número de colisiones además de la

dispersión de los electrones disminuya y esto está relacionado con la densidad electrónica de la formación (Alger et al., 1963; Tittman and Wahl, 1965). La densidad electrónica está relacionada con la densidad aparente (ρ_b). El registro presenta un valor de ρ_b en g/cm^3 que está relacionado con la densidad de la matriz de la roca, estos espacios porosos, y la densidad de los fluidos que ocupan los poros.

Los detectores registran la intensidad de los rayos gamma que retornan de la formación, y dan un gráfico que varía según la densidad relativa que tenga determinada profundidad. El gradiente de compactación normal de densidad se incrementa gradualmente con la profundidad. En general, un cambio marcado y decremento en los valores del registro de la compactación normal, es un indicativo de una zona de sobre presión. Una limitación importante en este método es a causa de la presencia de zonas más anchas en algunas partes (washouts), en varias secciones de arcillas. Cuando esto ocurre, la herramienta de densidad pierde contacto con la pared del pozo, resultado en lecturas que son afectadas por el lodo. Como resultado, La confiabilidad del registro de densidad vs profundidad para evaluación de presión es drásticamente reducida por que los cálculos de densidad reducida de la columna del fluido pueden reflejar un error extremadamente alto de la presión de poro. Lodos pesados pueden complicar los cálculos.

El método equivalente de profundidad es probablemente el cálculo más versátil para calcular la presión de formación usando registros de densidad, pero la experiencia sugiere que los dispositivos de densidad no son confiables por las condiciones del pozo. Sin embargo, cuando el pozo está razonablemente calibrado, el método de densidad se considera muy acertado.

1.3.2.3 Métodos con registros Neutrón

Los métodos convencionales con registro neutrón usan una fuente química para continuamente emitir una alta energía con neutrones. Colisiones de los neutrones con los núcleos en la roca reservorio causa que los neutrones pierdan algo de su energía, y dado que los neutrones poseen masa muy similar al átomo de hidrógeno, la desaceleración depende principalmente de la cantidad de hidrógeno presente en la formación. El detector está respondiendo a la cantidad de hidrógeno presente en la formación. Una gran variedad en tipos de herramientas y métodos de detectar energía se encuentran disponibles en el mercado. Estos registros son usados para delinear las rocas porosas del reservorio, pero son afectados generalmente por el tipo de litología.

El incremento en la porosidad y la correspondiente cantidad de agua contenida en las arcillas en regímenes sobre presionados permite el uso de estos datos para evaluar las presiones. Donde nuevamente las condiciones de la perforación o borehole pueden ser críticas para la precisión de los cálculos.

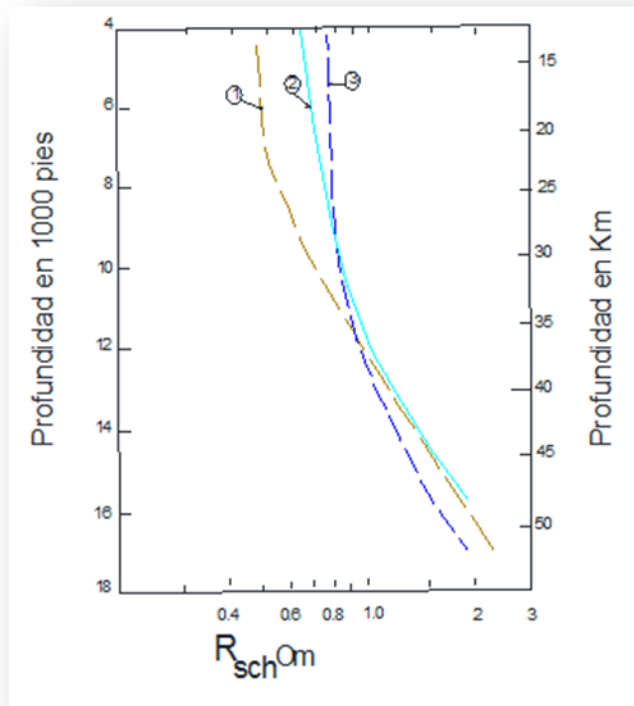
1.3.2.4 Métodos con registros de Resistividad

Reconocer presiones normales de anormales generalmente requiere el análisis de registros antiguos (los registros eléctricos son rara vez aplicados hoy en día). Electrodo convencionales no centrados se usaron como cálculos actuales en estas herramientas. Los electrodos del circuito de medición son colocados en un campo electromagnético a distancias seleccionadas de los electrodos actuales. La diferencia entre la electricidad potencial entre los electrodos fueron registrados, y conociendo la distancia requerida, es convertida en un valor de resistividad. Para este registro se necesita que el lodo sea a base de agua así hay conducción de la electricidad. Largos espaciamientos entre electrodos generalmente permiten una

investigación mayor de las formaciones. Como resultado, los dispositivos con espaciamentos mínimos son de 16 pulgadas, con lecturas poco profundas. La herramienta normal y la amplificada han sido útiles para predecir la presión de formación.

El método se basa en la observación, en una sub compactación, la resistividad de la arcilla se incrementa a medida que se está a mayor profundidad. Esto es porque la porosidad normalmente decrece con la profundidad por la compactación, y la resistividad está en función del tipo y cantidad de agua presente en la formación. La forma exacta y la curva de la línea varían con la edad y el tipo de arcilla presente como se muestra en la **Figura 11**.

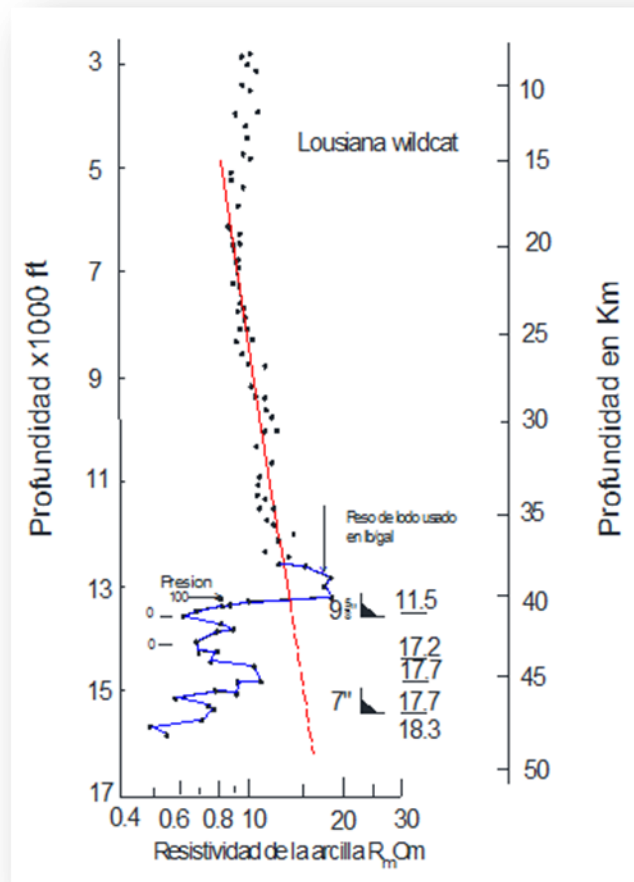
Figura 11 Resistividad de distintos tipos de arcillas contra la



profundidad

Fuente: W.H. Fertl, R.E. Champman, R.F. Hotz. Studies in abnormal pressures. Elsevier. 1994

Figura 12 .Gráfico de resistividad contra profundidad de un pozo en el golfo de México



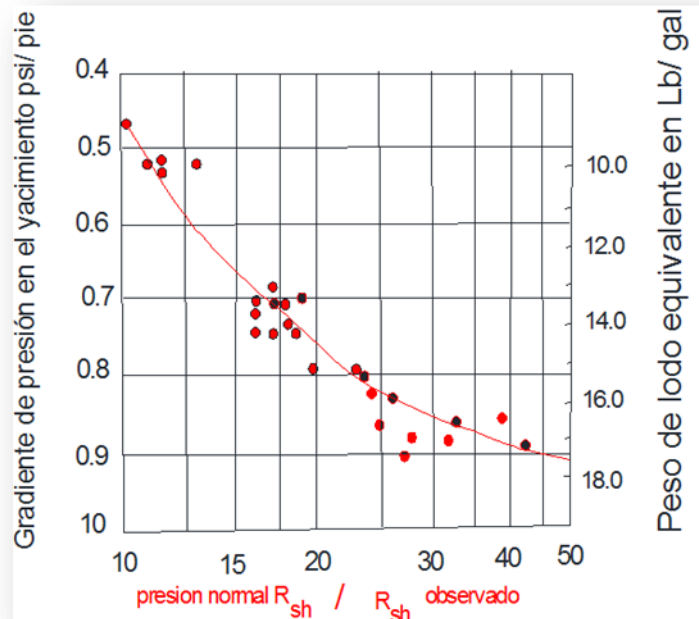
Fuente:W.H. Fertl, R.E. Chapman, R.F. Hotz . Studies in abnormal pressures. Elsevier. 1994

La resistividad se incrementa en función de la profundidad en la **Figura 12**. Cuando hay zonas de sobre presión, el registro da datos menores a la línea de tendencia. Esto es causado por un incremento de porosidad y en consecuencia a esto la conductividad disminuye, lo que permite evaluar las presiones de formación por dos métodos que a continuación se describirán.

Método A

- (1) grafique Rsh contra profundidad y determine la tendencia de compactación normal.
- (2) La profundidad donde la resistividad diverge de la tendencia normal es identificada como la zona con presión anormal.
- (3) La presión de formación a una profundidad específica es determinada como se describe a continuación.
 - a. Divergencia de la presión anormal Rsh evaluado de la línea de tendencia normal determina la relación con los demás puntos en presiones anormales ($R_{sh} \text{ normal} / R_{sh} \text{ de la zona de presión anormal}$).
 - b. Busque el gradiente de presión correspondiente a la relación de la arcilla en la **Figura 13**

Figura 13 Relación entre la resistividad observada y el gradiente de presión en zonas de presiones anormales



Fuente: W.H. Fertl, R.E. Chapman, R.F. Hotz. Studies in abnormal pressures. Elsevier. 1994

(4) Multiplique el valor de FPG por la profundidad deseada para obtener la presión de formación

Método B

Al igual que en el registro sísmico, Eaton desarrolló una ecuación para calcular las presiones anormales:

$$P_f = \sigma_{ov} - (\sigma_{ov} - P_n) * \left(\frac{R_o}{R_n}\right)^{1.2} \dots\dots\dots(11)$$

Donde

P_f = Presión de formación (ppg)

σ_{ov} =Sobrecarga (ppg)

P_n = Presión de poro normal (ppg)

R_n = lectura del la resistividad de la línea de tendencia normal

R_o = lectura del la resistividad del registro resistivo

1.3.3 Predicción de la presión de formación con exponente dc

El registro del lodo se lleva a cabo en una unidad especial llamada “logging” utilizada para:

- Medir los parámetros de perforación (ROP, WOB, RPM, Caudal de lodo)
- Medir las propiedades de los residuos sólidos con muestras colectadas en el shale shaker.
- Medir los niveles del gas del pozo.

- Hacer una columna litológica mientras se perfora.
- Determinar cuando perforar y cuando parar.
- Dar alertas de incremento de presión.
- Ayuda a determinar con precisión la profundidad donde está sentado el casing.

Para predecir una presión de formación con una relación de los parámetros de perforación es necesario conocerlos:

Velocidad de perforación (ROP)

Las brocas de perforación rompen la roca con una combinación de varios aspectos que incluyen: compresión (peso en la broca), revoluciones por minuto (RPM) y algunas veces el efecto de inyección del lodo. Todo esto afecta la velocidad de perforación que se describe como la tasa de penetración (ROP) y es medida en ft/hr.

Exponente d

Como el ROP cambia por tantas variables y no solo por una presión anormal, se crea el exponente d que relaciona el ROP con el peso de la broca y las revoluciones por minuto para normalizar la tasa de penetración con la siguiente correlación.

$$d = \frac{\log_{10} \frac{(ROP)}{(60 \cdot RPM)}}{\log_{10} \frac{(12 \cdot WOB)}{(10^6 \cdot B)}} \dots \dots \dots (12)$$

Donde:

d= Exponente d

ROP=Rata de penetración (ft/hr)

RPM=Velocidad de rotación (rpm)

WOB=Peso sobre la broca (lbf)

B=Diámetro de la broca (in)

Como se muestra en la anterior ecuación el exponente “d” básicamente intenta corregir el ROP por cambios en RPM, pero en la broca y tamaño del hueco. El exponente “d” es proporcional a la compresión de la broca y la presión de formación, el exponente “d” se incrementa linealmente con la profundidad, reflejando el incremento de la compresión en la roca con la profundidad. Para presiones anormales en arcillas, el exponente D se desvía de la tendencia normal y decrece con la profundidad.

Otra modificación del exponente D fue propuesta por Rehm en 1971 quien trato de corregir el exponente D con el efecto que tiene al cambiar el peso del lodo. Concluyendo con la siguiente ecuación:

$$d_c = d \left(\frac{NPP}{ECD} \right) \dots\dots\dots(13)$$

Donde:

d_c = Exponente dc corregido

NPP= Gradiente normal de presión de poro (ppg)

ECD= densidad de circulación equivalente (ppg)

1.3.3.1 Cálculo de presión anormal usando el exponente dc

- a) Grafique los valores del exponente dc contra profundidad en cordenadas semilog
- b) Establezca una línea de tendencia de los valores del exponente dc correspondientes a arcillas con presión normal.

La línea de tendencia normal predice el valor del exponente dc a cualquier profundidad con compactación normal.

La pendiente de la línea de tendencia que se inclina hacia la derecha indica un incremento del exponente d_c para una presión normal de las arcillas. Esta pendiente indica el incremento de la densidad y el decremento de la porosidad en una zona con arcillas de presiones normales a medida que aumenta la profundidad.

Para establecer las líneas de tendencia del exponente d_c , se grafica únicamente las zonas de arcilla para eliminar datos errados perforando otras litologías.

- c) Grafique la línea de tendencia con el valor del exponente d_c
- d) Calcule la presión de poro usando cualquiera de las siguientes ecuaciones.

Método de Eaton

$$PP = \sigma_{ov} - (\sigma_{ov} - P_n) * \left(\frac{d_{co}}{d_{cn}}\right)^{1.2} \dots\dots\dots(14)$$

Donde:

PP = Presión de poro (ppg)

σ_{ov} = Sobrecarga (ppg)

P_n = Gradiente de presión normal(ppg)

d_{co} = Valor observado del exponente d_c a la profundidad de interés.

d_{cn} = Exponente d_c de la línea de tendencia normal a la profundidad de interés

Método Ratio

$$PP = P_n * \left(\frac{d_{cn}}{d_{co}}\right) \dots\dots\dots(15)$$

Donde:

PP = Presión de poro (ppg)

P_n = Presión normal

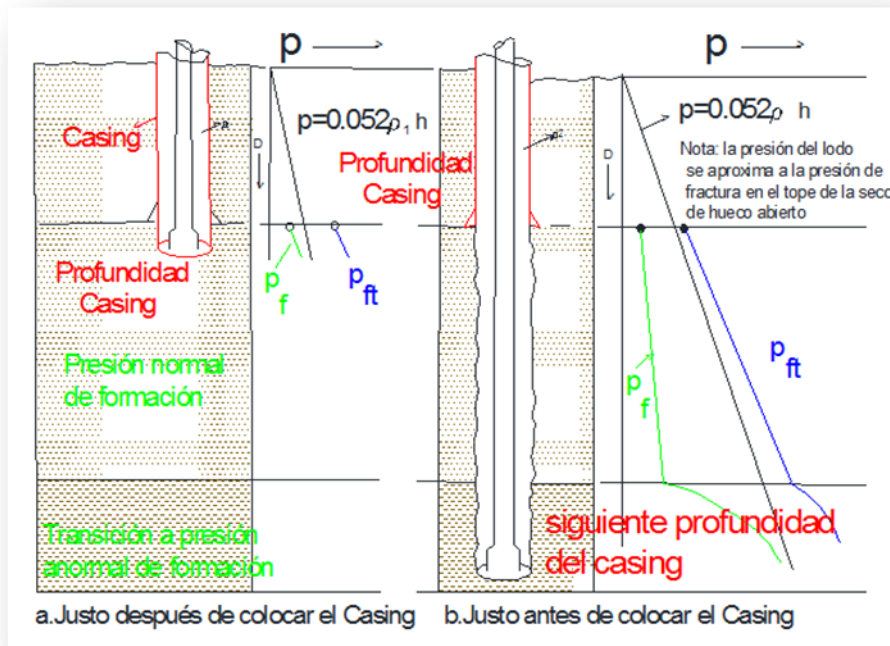
d_{co} = Valor observado del exponente dc a la profundidad de interés.

d_{cn} = Exponente dc de la línea de tendencia normal a la profundidad de interés

2 PRESIÓN DE FRACTURA

Cuando se encuentra una presión anormal en la formación, la densidad de los fluidos de perforación debe ser incrementada para mantener la presión del pozo por encima de la presión de formación para prevenir el flujo de fluidos de formaciones permeables hacia el pozo. Sin embargo, la presión del pozo debe ser mantenida por debajo de la presión que causará la fractura en las zonas poco profundas, que son relativamente débiles y que están ubicadas por debajo del asiento del revestimiento. Esto significa que hay una máxima profundidad, dentro de la zona de presiones anormales, en la cual el pozo puede ser perforado de manera segura sin cementar más sartas del revestimiento en el pozo.

Figura 14 Comportamiento típico de la presión de formación, presión del pozo y la resistencia de la formación a fracturarse en un pozo con presiones anormales.

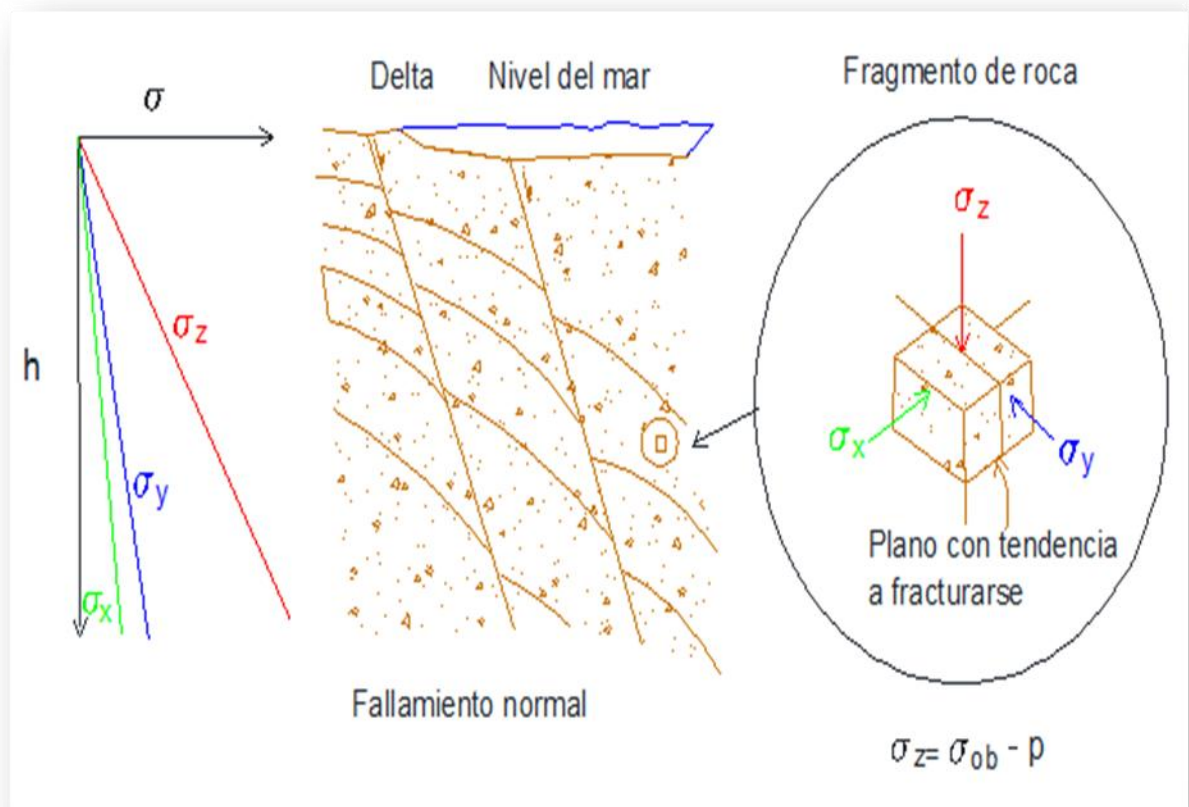


Fuente: BOURGOYNE, Adam T. Applied Drilling Engineering 1986. 2 ed.

En la **Figura 14** se puede notar que el comportamiento típico de la presión de formación, P_f , y el de la presión de fractura, P_{ff} , muestran la densidad de lodo, ρ_2 , necesaria para controlar la presión de formación a una profundidad máxima, D_{max} , que genera una presión en el revestimiento inferior a la presión de fractura.

Para entender los esfuerzos que se generan en el subsuelo que resisten la fractura, es necesario considerar algunos procesos geológicos que han ocurrido. Uno de los esfuerzos más simples y comunes se genera en sedimentos relativamente jóvenes establecidos en un ambiente deltaico.

Figura 15 Ejemplo de distribución de esfuerzos bajo tierra en sedimentos deltaicos relativamente jóvenes.



Fuente: BOURGOYNE, Adam T. Applied Drilling Engineering 1986. 2 ed.

Como la deposición es continua y el esfuerzo vertical sobre la roca, σ_z , aumenta debido a la carga que soporta, los sedimentos tienden a expandirse lateralmente, pero esencialmente son prevenidos por la roca que rodea la zona. Esta tendencia genera esfuerzos horizontales que son transmitidos lateralmente a través de los granos de la roca. Los esfuerzos que soporta la roca son mostrados en la **Figura 15**.

En una región geológica estable, tal como una cuenca sedimentaria deltaica joven, los esfuerzos horizontales σ_x y σ_y , tienden a ser aproximadamente iguales y muchos más inferiores que los esfuerzos verticales σ_z . Si los sedimentos son asumidos como elásticos, la tensión horizontal, ϵ_x , puede expresarse usando la ley de Hooke:

$$\epsilon_x = \frac{\sigma_x}{E} - \mu \frac{\sigma_y}{E} - \mu \frac{\sigma_z}{E} \dots \dots \dots (16)$$

Donde E es el módulo de Young de elasticidad y μ la relación de Poisson. Para rocas comprimidas por la sedimentación, la tensión horizontal, ϵ_x , es igual a cero, mientras que los esfuerzos σ_x y σ_y son aproximadamente iguales:

$$\sigma_x = \sigma_y = \sigma_H = \frac{\mu}{1-\mu} \sigma_v \dots \dots \dots (17)$$

La magnitud de los esfuerzos horizontales y verticales puede ser inferida de algunos modelos de fractura que ocurren naturalmente en alguna región. En el golfo de Louisiana, donde el Fallamiento es normal, los esfuerzos horizontales tienden a ser considerablemente menores que los esfuerzos verticales desde un 25% hasta un 50%. Por otro lado, en regiones que están siendo acortadas por plegamientos o fallas, como California, los esfuerzos horizontales tienden a ser mayores considerablemente que los verticales en un 200 a 300%.

El fracturamiento hidráulico en la roca es un fenómeno complejo que es muy difícil de describir matemáticamente. Para abordar la explicación, es necesario considerar una situación muy simplificada en la cual un fluido es introducido en una pequeña cavidad localizada en el centro de una roca que no está sometida a ninguna fuerza de tensión o esfuerzo. Este fluido será conducido por el espacio donde fue generada la fractura, aunque no ira muy adentro de los poros de la roca. Para que el fluido entre a la cavidad, la presión del fluido en la fractura debe exceder la presión de los fluidos de la formación presentes en los espacios porosos de la roca. Como la presión del fluido de fractura es incrementada por encima de la presión de formación, la matriz de la roca comienza a ser comprimida. Esta fuerza de compresión es mayor en dirección de los esfuerzos mínimos de la matriz. Cuando la presión del fluido de fractura excede la suma de los esfuerzos mínimos de la matriz y la presión de formación, comienza la partición de la matriz y se propagaran las fracturas en esta misma. La orientación de la fracturas es perpendicular a los esfuerzos mínimos de la roca.

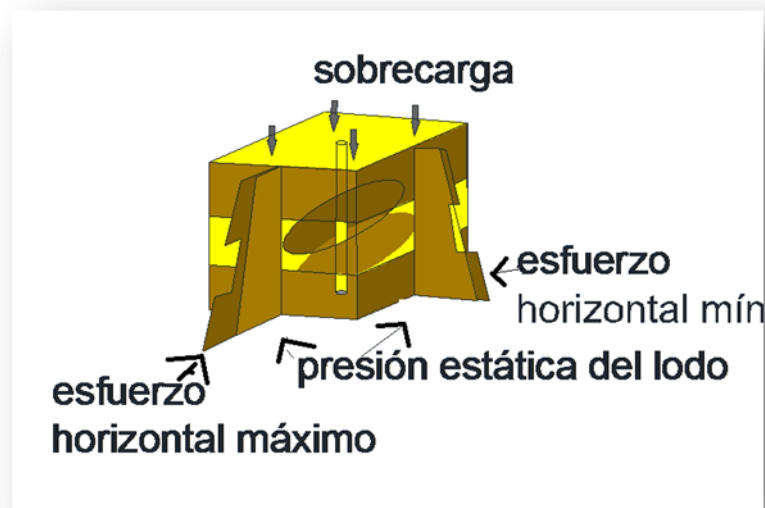
Algunos modelos matemáticos de fracturamiento para fluidos penetrantes y no-penetrantes han sido desarrollados. Estos modelos fueron desarrollados para pozos direccionales en los cuales el eje del anular no es paralelo con cualquier dirección de los esfuerzos. Infortunadamente los modelos no han sido usados de una manera extensa, ya que requieren información de esfuerzos principales y características de la formación que generalmente no es disponible.

2.1 PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN DE FRACTURA

Antes de abordar la explicación de la presión de fractura es necesario representar los esfuerzos físicos a los que está sometida la roca. Esto para entender mejor algunas de las expresiones matemáticas que modelan este fenómeno:

Estimar la presión de fractura de la formación es un proceso que se lleva a cabo a partir de correlaciones empíricas. Ya que la presión de fractura es afectada significativamente por la presión de formación, uno de los métodos de predicción de presión de formación explicados anteriormente, debe ser aplicado antes de usar una correlación para estimar la presión de fractura. Las ecuaciones y correlaciones más comunes son: Hubbert and Willis, Mathews and Kelly, Pennebaker, Eaton, Christman, MacPherson and Berry, entre otras.

Figura 16 Efectos del Esfuerzo en el Fracturamiento.



Fuente: M.W. Alberty, M.R.McLean. Fracture Gradients in Depleted Reservoirs – Drilling Wells in Late Reservoir Life. SPE 67740

2.1.1 Ecuación de Hubbert y Willis:

Estos autores introducen varios principios fundamentales que aun son utilizados. La presión mínima de pozo requerida para extender una fractura existente en la formación se conoce como la presión necesaria para superar el mínimo esfuerzo.

$$P_{ff} = \sigma_{min} + P_f \dots \dots \dots (18)$$

Como la tierra es muy heterogénea y anisotrópica, la extensión de la presión de fractura generalmente es usada para el diseño de las operaciones en pozo. Sin embargo, si el esfuerzo mínimo se da en el plano horizontal, y si este esfuerzo es igual al que se da en dirección vertical, el esfuerzo local en la pared del pozo es dos veces el esfuerzo horizontal. Por lo tanto, la presión necesaria para iniciar la fractura en una formación homogénea e isotrópica se describe con la siguiente ecuación:

$$P_{ff} = \sigma_{Hw} + P_f = 2\sigma_H + P_f \dots \dots \dots (19)$$

Hubbert and Willis concluyen que en regiones de fallamiento normal, como el golfo de EUA, el esfuerzo horizontal es el mínimo esfuerzo que se da en la formación. También se concluyó que los esfuerzos mínimos en formaciones someras son aproximadamente un tercio (1/3) del esfuerzo vertical que es producto del peso de los estratos. Entonces, la presión de fractura para dicha situación es aproximadamente:

$$P_{ff} = \sigma_{min} + P_f = \frac{\sigma_v}{3} + P_f, \dots \dots \dots (20)$$

Donde σ_v esta dado por: $\sigma_v = \sigma_{ov} - P_f$, y reemplazando en la ecuación anterior se obtiene:

$$P_{ff} = \frac{(\sigma_{ov} + 2P_f)}{3} \dots \dots \dots (21)$$

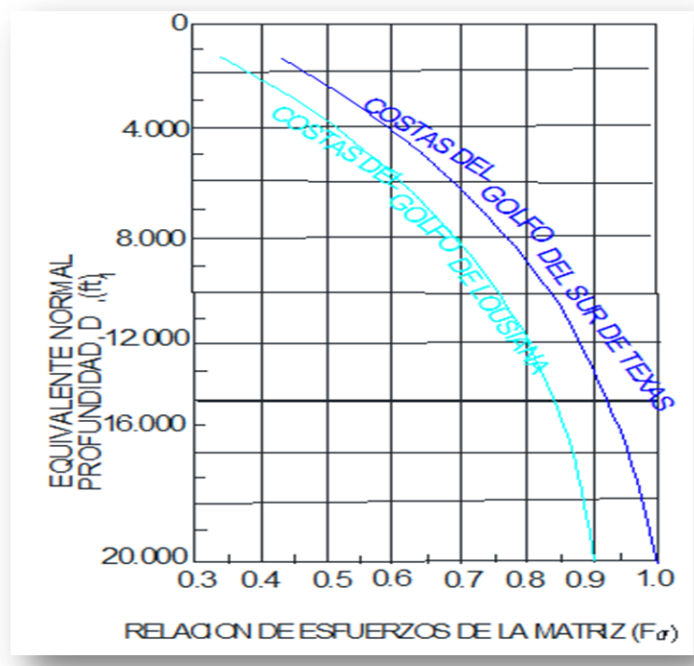
2.1.2 Correlación de Matthews y Kelly:

La experiencia en la perforación demuestra que los gradientes de fractura aumentan con la profundidad. Estos autores reemplazaron la concepción de Hubbert and Willis de que el mínimo esfuerzo es igual a la tercera parte del esfuerzo de sobrecarga por la siguiente expresión:

$$\sigma_{min} = F_{\sigma} \sigma_v \dots \dots \dots (22)$$

Donde F_{σ} es un coeficiente determinado empíricamente de los datos de campo tomados en formaciones normalmente presionadas. En la **figura 17** se muestran las correlaciones empíricas que fueron presentadas para el golfo del sur de Texas (EUA) y el golfo de Louisiana.

Figura 17 Coeficiente de Matthews y Kelly para formaciones con presiones normales



Fuente: BOURGOYNE, Adam T. Applied Drilling Engineering 1986. 2 ed.

Con esta figura es posible hallar el coeficiente F_σ a la profundidad donde la presión normal de la formación será igual a la presión anormal que genera el esfuerzo vertical. Para más facilidad, un promedio del esfuerzo de sobrecarga es 1.0 psi/ft, y un promedio del gradiente de presión normal es de 0.465 psi/ft. Luego, el esfuerzo vertical se expresa como:

$$\sigma_n = \sigma_{ov} - P_{fn} = D_i - 0.465D_i, \dots\dots\dots(23)$$

$$\sigma_n = 0.535D_i \dots\dots\dots(24)$$

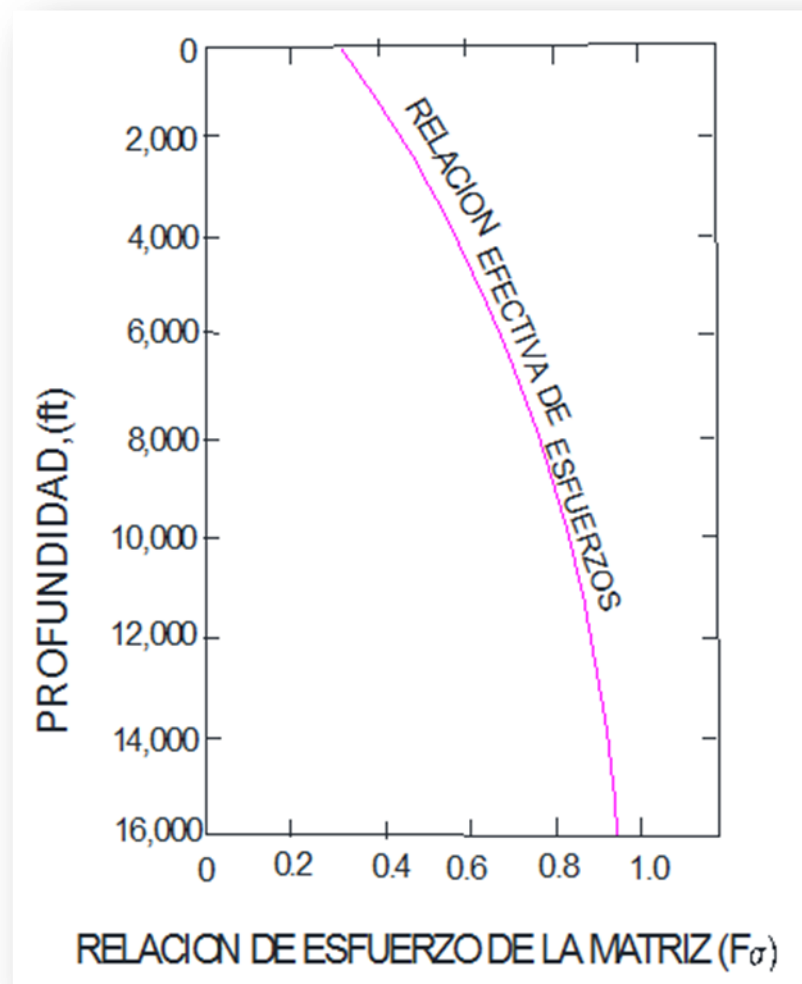
La profundidad D_i a la cual la presión de formación normal tiene el esfuerzo vertical como una presión anormal es:

$$D_i = \frac{\sigma_v}{0.535} = \frac{\sigma_{ov} - P_f}{0.535} = \frac{D - P_f}{0.535} \dots\dots\dots(25)$$

2.1.3 Correlación de Pennebaker:

Esta correlación es similar a la de Matthews & Kelly para estimar σ_{min} , es usada para estimar el esfuerzo mínimo en la matriz de la roca. Pennebaker llamó al coeficiente F_σ *tasa de esfuerzo efectivo* y correlacionó esta tasa con la profundidad, sin tener en cuenta el gradiente de la presión de formación. Por lo tanto, la actual profundidad siempre es usada en la **figura 18** para determinar el esfuerzo:

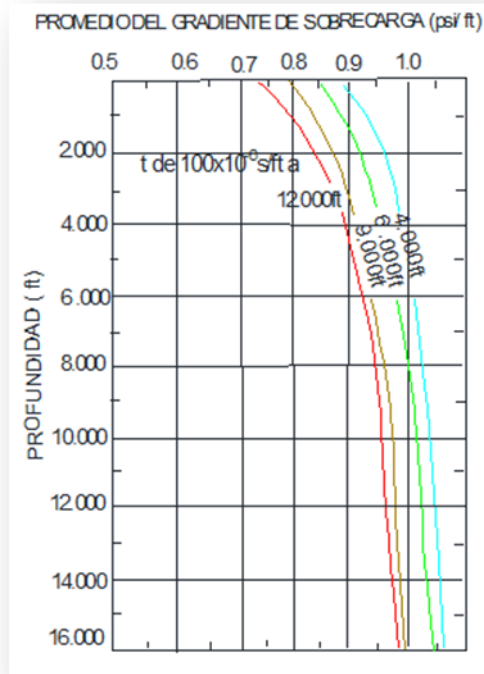
Figura 18 Correlación de Pennebaker para una relación de esfuerzo efectivo.



Fuente: BOURGOYNE, Adam T. Applied Drilling Engineering 1986. 2 ed.

Los datos de campo para esta correlación fueron tomados del Golfo del sur de Texas. Pennebaker no asumió un valor constante para el parámetro de esfuerzo vertical, y desarrollo la correlación para determinar dicho parámetro a partir de la **Figura 19**:

Figura 19 Correlación de Pennebaker para un esfuerzo vertical de sobrecarga



Fuente: BOURGOYNE, Adam T. Applied Drilling Engineering 1986. 2 ed.

El efecto de la edad geológica en el esfuerzo de sobrecarga (vertical) es tomado en cuenta por una familia de curvas para varias profundidades en las cuales el intervalo de tiempo de tránsito es $100\mu\text{S}/\text{ft}$.

2.1.4 Correlación de Eaton

En esta correlación se asume que la relación entre los esfuerzos verticales y horizontales es descrita detalladamente por la siguiente expresión:

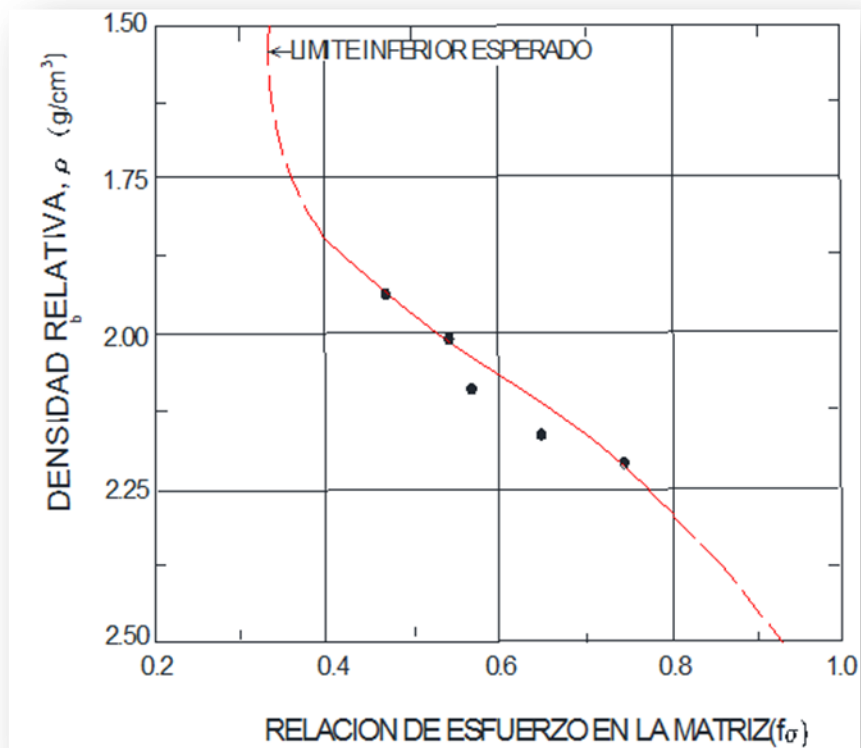
$$P_{fr} = P_f + K(P_{sc} - P_f) \dots \dots \dots (26)$$

Fueron incluidos en el análisis datos de formaciones del Oeste de Texas y de los golfos de Texas y Louisiana. Los datos de los golfos fueron analizados asumiendo el esfuerzo vertical (sobrecarga) como 1.0 psi/ft y un esfuerzo vertical variable obtenido por la integración de registros de densidad de la matriz de la roca.

2.1.5 Correlación de Christman

Este autor mientras trabajaba en el canal de Santa Barbara de la costa de California, encontró que la relación de esfuerzos, F_{σ} , puede ser correlacionado con la densidad de la matriz de los sedimentos. Esta correlación es mostrada en la **Figura 21**

Figura 21 Correlación de Christman para un esfuerzo efectivo.



Fuente: BOURGOYNE, Adam T. Applied Drilling Engineering 1986. 2 ed.

La densidad de la matriz de los sedimentos tiende a aumentar a medida que aumenta la profundidad, el esfuerzo vertical y la edad geológica de la formación. Todas estas variables son influyentes en el gradiente de fractura en la formación.

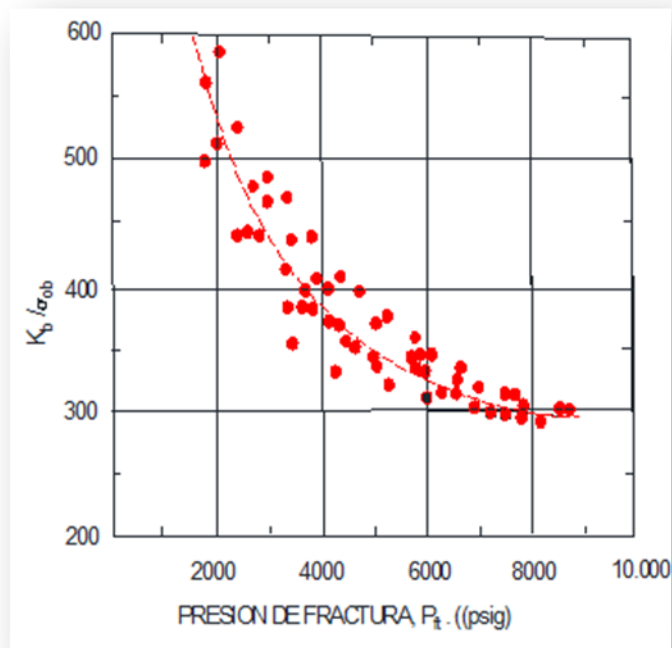
2.1.6 Correlación de Mac Pherson y Berry

Estos autores desarrollaron una correlación con un módulo elástico K_b . Usando medidas de intervalos de tiempo de transito de un registro sísmico y un registro de densidad, dicho módulo es modelado con la siguiente expresión:

$$K_b = 1.345 \times 10^{10} \frac{P_b}{t^2} \dots \dots \dots (28)$$

Una correlación empírica que relaciona $K_b / \sigma_{sobrecarga}$ y presión de fractura desarrollada para costa fuera en Louisiana es mostrada en la **Figura 22**:

Figura 22 Correlación de Mac Pherson y Berry para presión de fractura



Fuente: BOURGOYNE, Adam T. Applied Drilling Engineering 1986. 2 ed.

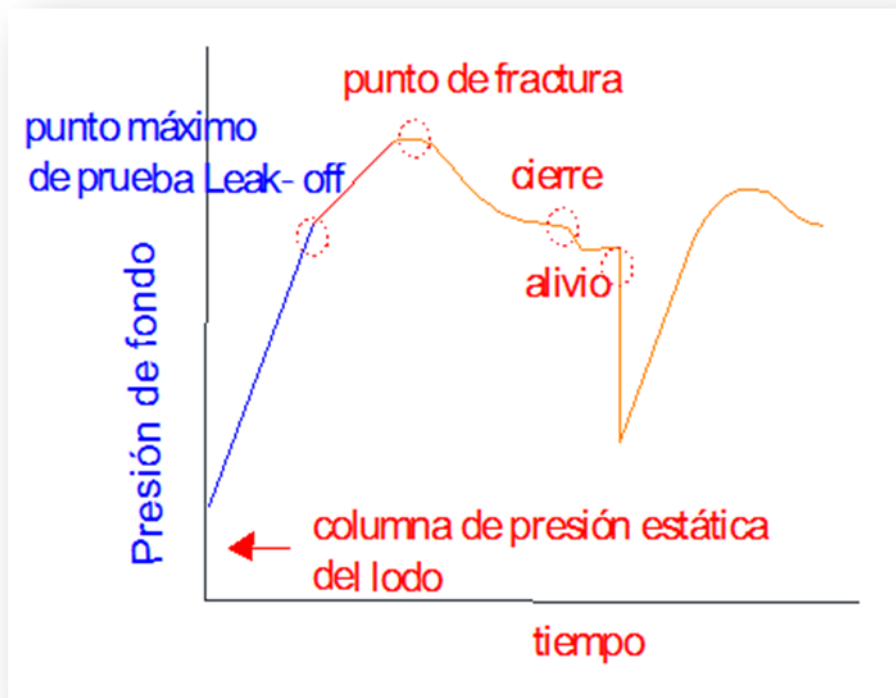
2.1.7 Leak off test

La prueba de Leak Off Test (LOT) que por sus siglas en ingles se traduce como “prueba de fuga”. Esta prueba establece un valor para el gradiente de fractura que es usado para cálculos de tolerancia de presión de la formación. El LOT es útil para obtener información básica necesaria para calcular la presión de fractura y también para probar la cementación que se va haciendo en pozo durante la operación.

Esta prueba no es recomendada para ser aplicada a formaciones frágiles como calizas, que son las que demuestran una elasticidad muy baja antes de fracturarse.

Al estar inyectando lodo, se construye una gráfica de volumen inyectado en el tiempo contra presión de inyección (**Figura 23**). El comportamiento de la presión es de aumento en forma lineal con respecto al volumen de lodo inyectado, esta tendencia continúa hasta que se llega al punto donde los datos comienzan a divergir hacia la derecha, formando una curva. Este punto corresponde al momento en que la formación empieza a aceptar fluido, puesto que se observa un menor incremento de presión con respecto al mismo volumen de lodo bombeado. Se recomienda registrar varios puntos más adelante, para asegurar que se ha alcanzado el límite de fracturamiento. Se para el bombeo y se observa el ritmo de descenso de la presión, la cual es una información muy útil al evaluar la calidad de la prueba.

Figura 23 Prueba de Leak off test



- Fuente: ABERDEEN DRILLING SCHOOLS. Well Control. 2002.4 ed. 390p.

2.1.8 Ecuación de Constant y Bourgoyne

Otra forma para estimar la presión de fractura diferente a los métodos anteriores es la ecuación de Constant and Bourgoyne (1988). No se requiere de datos de geomecánica y la ecuación fue desarrollada con base en la ecuación de Eaton con aplicación a operaciones de perforación en costa afuera con la posibilidad de acomodarlo a perforaciones continentales (onshore). Este método es recomendado, tiene en cuenta un componente vertical que no es más que el esfuerzo de sobrecarga S , una profundidad referenciada con el nivel del mar D_w , y una profundidad por debajo del lecho marino D_s . Ambas profundidades en unidades de metros.

$$S = 101.3 + 10D_{sw} + 25.5D_s - 21.980[1 - \exp(-0.000279D_s)] \dots\dots(29)$$

La mínima presión de fractura esperada, P_f , es determinada en función de la presión de formación, P_p , y la presión de sobrecarga S .

$$P_f = P_p + [1 - 0.629\exp(-0.00042D_s)][S - P_p] \dots\dots\dots(30)$$

La mínima presión de fractura corresponderá a la extensión y existencia de una fractura (abertura) en una formación arenosa. Presiones de fractura altas serán esperadas para una iniciación de una abertura y para formaciones elásticas. La máxima presión esperada para una fractura es la presión de sobrecarga dada en la ecuación anterior.

2.1.9 Actualización de los gradientes de fractura en arenas depletadas

Es importante actualizar los datos de presión pues, las ecuaciones anteriores permiten estimar dichos datos a la fecha que fueron tomados los valores de los esfuerzos geomecánicos y/o presión de formación. Para esto, es práctico remitirse a la ecuación de Salz, cuyos parámetros están definidos para arenas vírgenes y depletadas¹.

El objetivo de Salz, fue estimar los gradientes de fractura en las arenas depletadas. Esta información es necesaria para la predicción de las zonas de pérdida de circulación de fluidos y para la optimización del programa de perforación. Grandes reservas hacen parte de los campos maduros de algunas cuencas ubicadas en Norteamérica, donde se requieren hacer nuevas perforaciones.

¹ Singh, Baldeo, and Nelson Emery, 2002, Fracture-Gradient predictions in Depleted Sands in the Gulf Coast Sedimentary Basin. AAPG 76

Históricamente, las predicciones del gradiente de fractura son hechas para formaciones tipo shale. El gradiente de fractura en este tipo de formación está relacionado con el gradiente de fractura en Arenas vírgenes usando un factor litológico. Este factor es una función de la Relación de Poisson, que se considera una propiedad física que es considerada la propiedad mecánica de la roca más significativa en la determinación de la litología. Para más practicidad en la aplicación, la relación de Poisson está relacionada con la composición de las arenas.

Aunque este método de predicción del gradiente de fractura solo ha sido probado en los pozos del Golfo, la formulación es general y puede tener aplicación en otras cuencas.

Antes de dar a conocer la ecuación es necesario abordar algunos conceptos que sirven para explicar y entender los parámetros que componen el modelo matemático.

Todos los métodos anteriormente descritos están relacionados con los gradientes de sobrecarga y de formación para el gradiente del esfuerzo horizontal (gradiente de fractura). Para un sistema que involucra la fuerza de gravedad, tal como el golfo en Estados Unidos.

$$[G_f - G_p] = K[G_{ob} - G_p] \dots\dots\dots(31)$$

Donde G_f es el gradiente de fractura del shale, G_{ob} es el gradiente de sobrecarga, G_p es el gradiente de la presión de formación y K es el factor de esfuerzo. La proporcionalidad de este factor se relaciona con el esfuerzo vertical y horizontal gracias a la compactación. El factor esfuerzo es esencialmente una función

empírica que tiene en cuenta la complejidad de la litología y del proceso de diagénesis en la roca.

En el modelo matemático propuesto, el factor de esfuerzo K , es subdividido en dos factores: uno tiene en cuenta la litología y el otro tiene en cuenta la no-linealidad del esfuerzo encontrado en la formación. El factor de la litología es basado en la teoría de elasticidad para esfuerzos efectivos horizontales como una función del esfuerzo efectivo vertical que de la misma manera es función de la relación de Poisson.

$$\text{Factor Litológico} = \frac{\mu}{1-\mu} \dots\dots\dots(32)$$

La no-linealidad gracias a los factores tales como diagénesis y compactación son agrupados en un segundo término de corrección K_c . Este término de corrección es tenido en cuenta para áreas específicas y representa las características particulares de la región. La nueva ecuación se expresa de la siguiente forma.

$$[G_f - G_p] = K_c \left[\frac{\mu}{1-\mu} \right] [G_{ob} - G_p] \dots\dots\dots(33)$$

Se han incorporado los efectos de la litología explícitamente, a través de la relación de Poisson. Aunque la formulación anterior fue escrita para formaciones tipo shale, esta es también para casos generales y puede ser modificada fácilmente para formaciones de arena, utilizando la relación de Poisson para dichas formaciones. Es importante notar que el término K_c es independiente de la litología.

$$[G_f^{sd} - G_p] = K_c \left[\frac{\mu^{sd}}{1-\mu^{sd}} \right] [G_{ob} - G_p] \dots\dots\dots(34)$$

Donde G_f^{sd} es el gradiente de fractura en las arenas, y μ^{sd} es la relación de Poisson para esa misma arena.

Dividiendo las dos ecuaciones anteriores, se obtiene un nuevo modelo matemático que permite relacionar los gradientes de fractura en las formaciones tipo shale con lo de las arenas, mediante la relación de Poisson. Este es un resultado muy útil y es usado para estimar gradientes de fractura en arenas a condiciones de presión de formación virgen donde dicho gradiente en una formación adyacente tipo shale es conocido.

$$\frac{[G_f - G_p]}{[G_f^{sd} - G_p]} = \left[\frac{v}{1-v} \right] * \left[\frac{1-v^{sd}}{v^{sd}} \right] \dots\dots\dots(35)$$

2.1.9.1 Estimación de la relación de Poisson Usando registros gamma-ray

El objetivo es relacionar el parámetro de Poisson con los valores arrojados en una toma de registro gamma-ray (GR), y se usa otro modelo matemático para la estimar la relación de esfuerzos en la roca.

Una formación de arena es una mezcla de numerosos minerales como cuarzo, dolomitas y arcillas. Se asume que los principales constituyentes de las arenas comprimidas son los shales (básicamente las arcillas) y en las arenas no comprimidas los cuarzos.

$$\mu^{sd} = (1 - f_{sh})\mu^{qz} + (f_{sh})\mu^s \dots\dots\dots(36)$$

Donde μ^{qz} y μ^s son la relación de Poisson para los cuarzos y shales respectivamente. Estos son asumidos como constantes y así mismo sus valores son 0.125 y 0.25. Estos valores pueden variar, pues son para regiones

específicas. El parámetro f_{sh} hace referencia a la cantidad relativa de contaminación en las arenas a causa de los shale, y es estimado usando la siguiente interpolación lineal.

$$f_{sh} = \frac{(GR - GR_{qz})}{(GR_{sh} - GR_{qz})} \dots\dots\dots(37)$$

Donde GR es el registro gamma-ray tomado en la formación de interés, GR_{sh} es el registro en el shale, y GR_{qz} es el registro tomado en las arenas. Estos valores se describen a continuación.

Primero, los parámetros están establecidos para shales y arenas limpias para la región en estudio. Solo los estratos de shales son usados, ya que son abundantes en los yacimientos y casi siempre los datos se conocen. Teniendo como referencia la Costa Golfo de EUA, un valor de 80 unidades API es típico en el registro gamma-ray para GR_{sh} .

Idealmente, una unidad de arena libre de cuarzo siempre va a tener un valor de cero (0) en el registro gamma-ray. Pero cuando se evidencia alguna cantidad de contaminación durante la toma del registro, el valor será de 10 unidades API para GR_{qz} . Estos datos son utilizados para tener una baja sensibilidad en la variación de los resultados.

2.1.9.2 Gradientes de fractura en arenas depletadas

Las medidas de los gradientes de fractura fueron hechas por Salz (1977) en varios de los yacimientos en las formaciones Vicksburg de McAllen Ranch en el sur de Texas. Algunos de estos yacimientos tenían una presión anormal alta en relación al gradiente de presión que estaba alrededor de 0.96 psi/ft. Estos reservorios se

depletaron hasta presiones por debajo de 0.2 ppg (libras por galón). Salz midió los esfuerzos in-situ a través de pruebas de fracturamiento en el pozo. Los gradientes de fractura fueron medidos antes y después de la depleción. Con base en más de 70 pruebas, Salz desarrolló una correlación que permite predecir gradientes de fractura de los campos maduros si el gradiente de fractura en la formación virgen es conocido.

$$G_f^{sd} [Dep] = G_f^{sd} [Vir] \times \exp[-0.57(P_i - P_f)] \dots \dots \dots (38)$$

Donde $G_f^{sd} [Dep]$ es el gradiente de fractura en arenas depletadas (ppg), $G_f^{sd} [Vir]$ es el gradiente de fractura en arenas vírgenes (ppg), P_i es el gradiente de presión inicial (psi/ft), y P_f es el gradiente de presión final (psi/ft).

Para calcular el gradiente de fractura en formaciones tipo shale se utilizó la correlación de Eaton (1969). Luego las ecuaciones anteriores fueron usadas para estimar el gradiente de fractura para arenas vírgenes usando registros gamma-ray. Estos cálculos fueron corregidos para la depleción usando esta última ecuación, conocida como correlación de Salz.

2.1.9.3 Presión de fractura en función de la presión de formación

En la **Tabla 2** se muestra los rangos de la relación de Poisson observada en litologías comunes:

Tabla 2 Relación de Poisson para Litologías comunes

LITOLOGIA	RELACIÓN DE POISSON (μ)
Arenas	0.10 a 0.22
Limos	0.15 a 0.30
Carbonatos	0.20 a 0.35
Shale (arcillas)	0.22 a 0.48
Domas Salinos	0.45 a 0.50

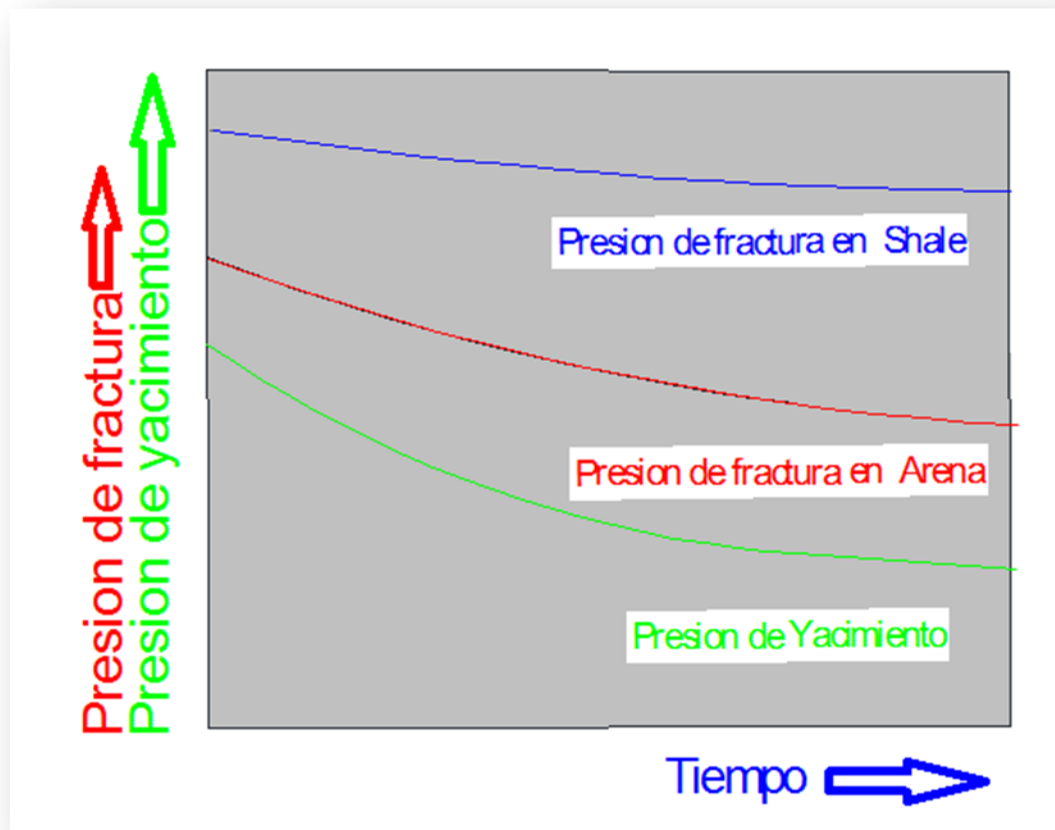
Fuente: Fracture Gradients in Depleted Reservoirs - Drilling Wells in Late Reservoir Life
M.W. Alberty and M. R. McLean, BP.2001 SPE 67740

Las arenas tienen una relación de Poisson promedio que es significativamente bajo en comparación con las arcillas. Las formaciones arenosas tienen un gradiente de fractura más bajo que las arcillas bajo condiciones similares de presión de formación y presión de sobrecarga.

Cuando ocurren estos fenómenos en un yacimiento que se va depletando, el problema de perforar estas formaciones es simple de reconocer. La figura de abajo, muestra como la presión de las arenas tiende a declinar en función de la presión del yacimiento. La presión inicial de fractura de las arenas es menor que la presión de fractura inicial de las arcillas y siendo así, la presión de fractura de las arenas disminuye mientras que la presión de fractura de las arcillas permanece casi constante².

² Fracture Gradients in Depleted Reservoirs - Drilling Wells in Late Reservoir Life M.W. Alberty and M. R. McLean, BP.2001, SPE 67740

Figura 24 Presión de Fractura en función de la Presión del Yacimiento.



Fuente: Fracture Gradients in Depleted Reservoirs - Drilling Wells in Late Reservoir Life
M.W. Alberty and M. R. McLean, BP.2001

3 APLICACIÓN DE LOS METODOS PARA CALCULAR LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA AL CAMPO COLORADO.

Para el Cálculo de las presiones en el Campo Escuela Colorado, se investigó acerca de las características de este, además de la información con la que se contaba, con el fin de determinar cuáles de los anteriores métodos eran los más propicios para aplicar a esta zona.

3.1 GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO

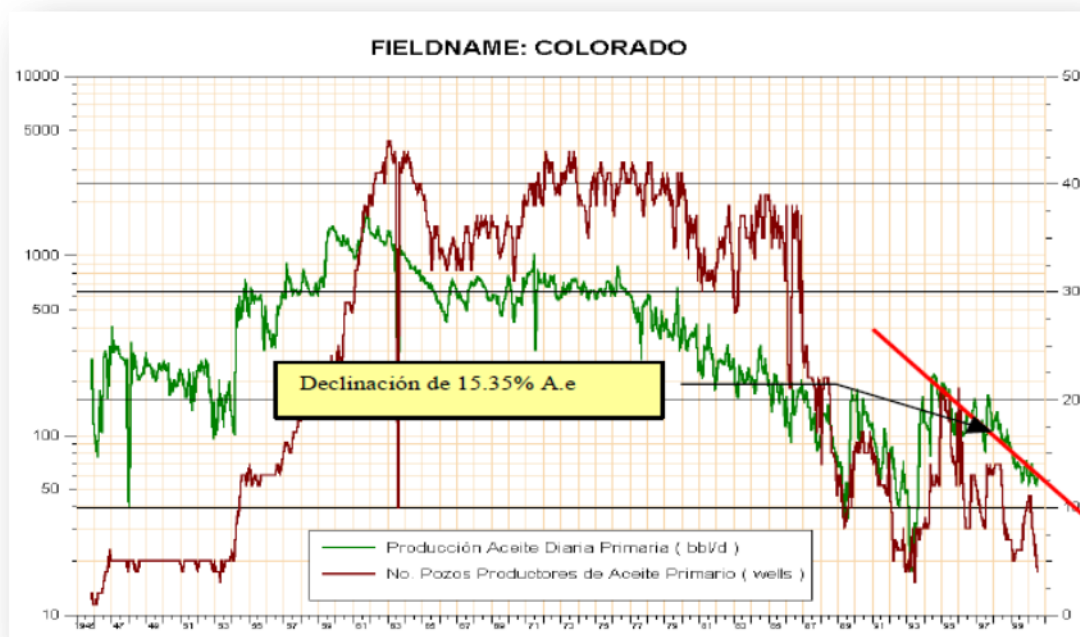
El Campo Escuela Colorado está localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y del sur del Campo La Cira – Infantas Como se muestra en la **Figura 26**.

La exploración del campo se realizó entre los años de 1923 a 1932 cuando se perforaron 7 pozos, de los cuales todos, excepto el N°7, fueron abandonados por problemas mecánicos. En Febrero 11 de 1932 y con el abandono del pozo C-6 se finalizó la primera fase exploratoria. Posteriormente se realizaron estudios superficiales; se hicieron levantamientos gravimétricos. El 3 de Septiembre de 1945 se empezó a perforar el pozo C-9 al cual se le realizaron pruebas adecuadas que aportaron resultados satisfactorios, estos alentaron a la Troco a programar perforaciones para el lapso (1945-1946) perforando un total de 8 pozos.

Entre los años de 1953 a 1964 Ecopetrol desarrolló completamente el campo, mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados en la estructura. En el año 1961 alcanzó la máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966/04

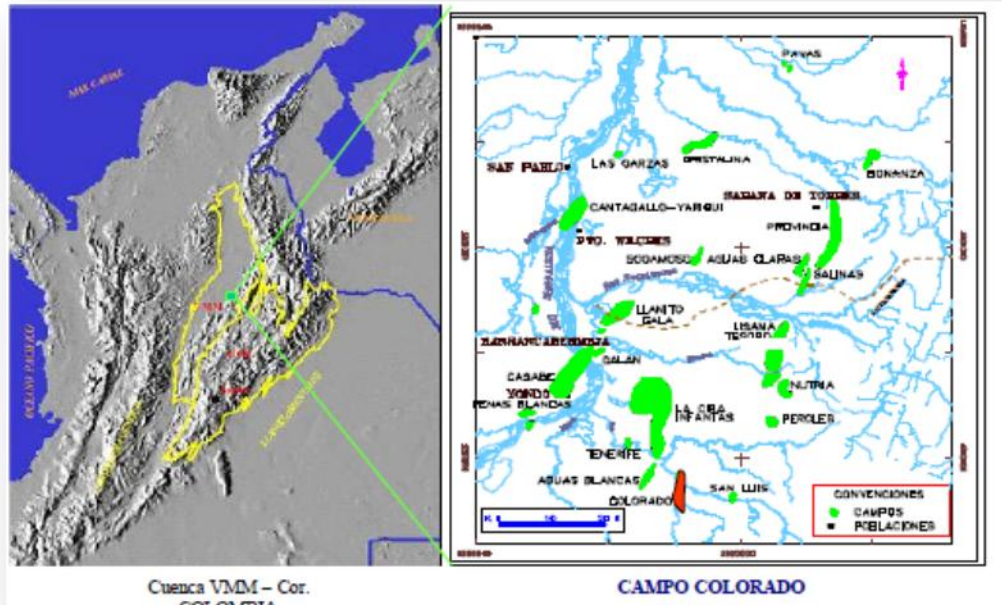
(Figura 25), caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores debido a diferentes problemas mecánicos como el taponamiento de las líneas por parafinas. El máximo número de pozos activos se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos. A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en 1976/06 a 47 en 1989/06. Se han realizado campañas de "Workover" recuperando la producción del área, pero la declinación es igualmente fuerte perdiéndose rápidamente los resultados de los trabajos realizados.

Figura 25 Historia De producción Campo Colorado



Fuente: Diagnóstico y estrategias de Recobro Campo Colorado. Ecopetrol S.A. Gerencia Magdalena Medio, Instituto Colombiano Del Petróleo. 2003

Figura 26 Ubicación del campo escuela Colorado.



Fuente: Diagnostico y Estrategias de Recobro Campo Colorado, Ecopetrol 2003

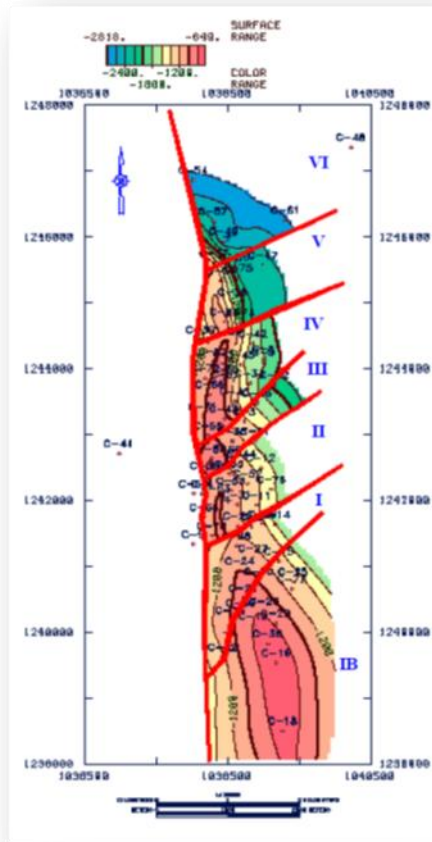
3.1.1 Estructura Campo Colorado

La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico, cuyo flanco más extenso buza al oriente y el más corto hacia el occidente con inclinaciones entre 25 a 45°, con eje N-S y cabeceo hacia el norte, ubicado en el bloque colgante de una falla inversa homotética en sentido N-S y buzamiento al Este denominada como la Falla de Colorado. Esta estructura fue definida principalmente a partir de la correlación de registros de pozo, identificándose un sistema de fallas satélite SW-NE en el bloque colgante de la Falla de Colorado; 6 fallas de tipo inverso y una normal que evidencia relajación del sistema de esfuerzos compresivos dominante, hacia el norte de la estructura. De la sísmica disponible en el área cercana al campo se infiere una geometría anticlinal que

corresponde a interpretaciones anteriores al presente estudio (Valencia y Castro, 1979).

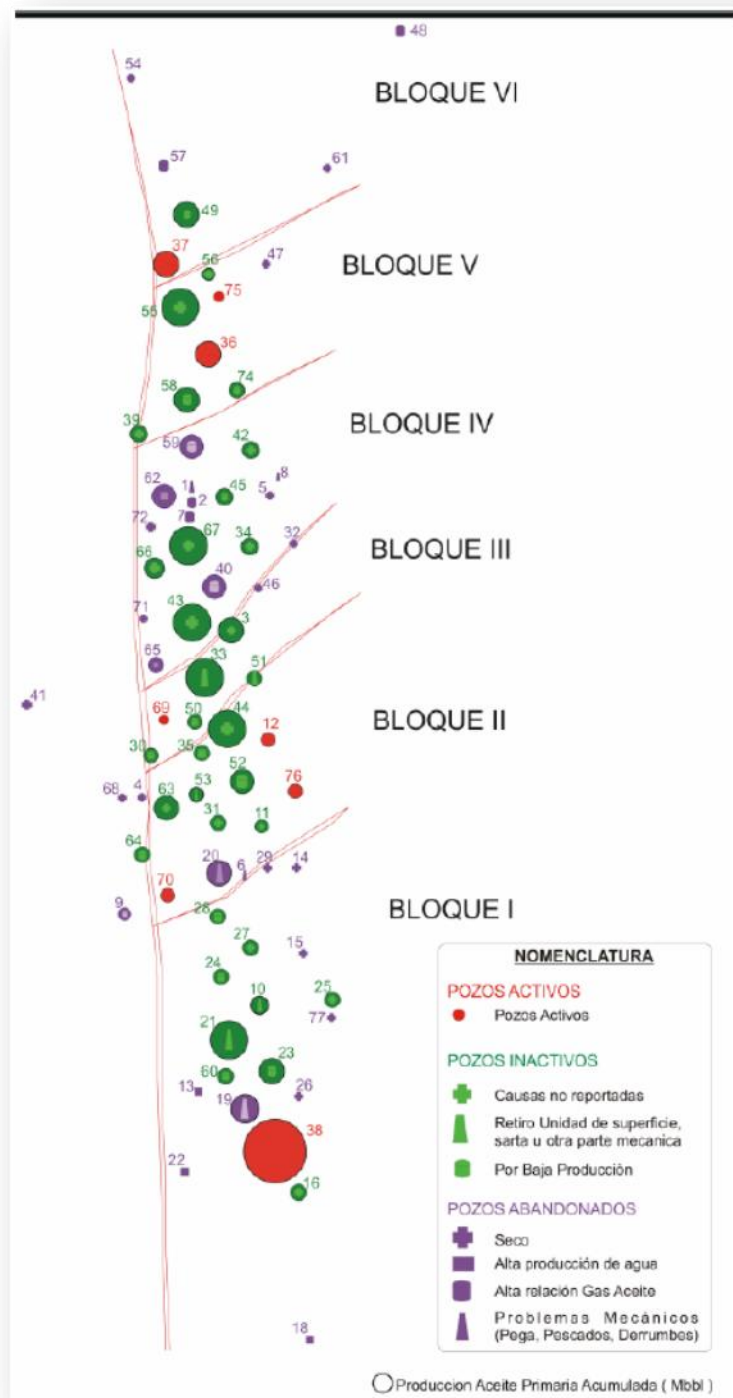
El Anticlinal de Colorado está dividido en siete bloques por fallas locales en sentido W-E y W-NE. De sur a norte en este trabajo se denominan los Bloques IB, I, II, III y IV están limitados por fallas inversas con buzamiento hacia el sur, cabalgándose unos a otros hacia el norte, de tal forma que el Bloque IB está más alto y el Bloque IV más bajo. Este último está limitado al norte por una falla inversa que buza hacia el norte y que lo separa del Bloque V, el cual a su vez está limitado por una falla normal que buza hacia el norte y que lo separa del Bloque VI en la parte norte del campo (**Figura 27**).

Figura 27 Mapa estructural al tope de la formación Mugrosa (Zona B).



Fuente: Diagnostico y Estrategias de Recobro Campo Colorado, Ecopetrol 2003

Figura 28 Distribución y estado de los pozos del Campo Colorado



Fuente: Modificado de CALVETE, F. Información Técnica Campo Escuela Colorado (Diapositivas). Bucaramanga, 2007. 36 diapositivas.

3.1.2 Unidades perforadas

Los pozos perforados en el Campo Colorado atraviesan unidades de interés económico pertenecientes a la secuencia terciaria del VMM que descansa sobre la Discordancia del Eoceno medio. De base a tope se tienen reportadas las formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado. De manera general, estas formaciones están caracterizadas por intercalaciones de depósitos areniscas y lodolitas continentales que varían lateralmente en un sistema fluvial meándrico a trezado. Estos depósitos se desarrollaron posteriormente a los eventos tectónicos relacionados con la subsidencia de la Cordillera Central al occidente y el levantamiento de la Cordillera Oriental al oriente, los cuales están ampliamente relacionados en la literatura existente (ICP, 1998; 2001; Gómez, 200; Pardo et al, 2003).

En el Campo Colorado no se tiene certeza acerca de las unidades estratigráficas presentes a la base de la secuencia terciaria por debajo de la Discordancia del Eoceno medio. La regresión marina ocurrida a finales del Cretáceo está marcada en el área del norte del VMM por el contacto entre las formaciones Umir (Maestrichtiano) y Lisama (Paleoceno), aunque también aparecen otras unidades al tope de la secuencia cretácea como es el caso de la Formación La Luna en el pozo Infantas 1625KRST1 (ECOPETROL, 2003). La relación de angularidad entre la Discordancia del Eoceno y la secuencia del Terciario sería la explicación de tener reportadas diferentes formaciones cretáceas (Umir, Tablazo, Girón, La Luna, Tambor, Rosablanca) en los pozos del Campo Colorado a la base de la Formación La Paz.

En cuanto a la secuencia Terciaria no se tiene reportada la presencia de la Formación Lisama, aunque es la unidad productora en el Campo San Luis (Morales et al, 1994) al Este, y se presenta en varios campos hacia el norte (Lisama, Provincia). Aunque se tiene reportada la presencia del “Toro shale” en

pozos del Campo Colorado, término que se ha utilizado ampliamente en el norte del VMM para designar unas lodolitas presentes a la base de la Formación La Paz.

Para la estimación del OOIP se generaron los promedios de porosidad, saturación de agua y se calculó el espesor neto petrolífero para cada uno de los pozos de las estructuras. Esta información se cargo en OFM, donde se generaron mapas para cada una de las propiedades involucradas para posteriormente, aplicando aritmética de mapas, calcular el OOIP para cada sub-unidad (**Tabla 3**).

Tabla 3 OOIP Campo Colorado

	B1	B2	C1	C2
Área (m2)	6,92E+06	5,34E+06	7,39E+06	5,35E+06
Sw (fracción)	0,304	0,321	0,291	0,323
Espesor Neto (pies)	24,549	36,825	21,432	35,902
So (Fracción)	0,695	0,678	0,708	0,676
OOIP (MMBls)	24,39	31,84	27,43	37,37
Total OOIP Colorado (MMBls)			121,02	

Fuente: Diagnostico y Estrategias de Recobro Campo Colorado, Ecopetrol 2003

3.1.3 Presiones estáticas Iniciales

En el campo Colorado no se cuenta con un estudio de presiones que permita determinar el comportamiento histórico de la presión del campo con respecto a la producción y al tiempo. En trabajos anteriores se recopilaron las presiones de fondo extraídas de las pruebas de formación de los pozos, dichas pruebas se encontraron en los archivos de pozos y en una recopilación de las pruebas de formación del campo Colorado de Octubre de 1962. Con los datos disponibles y tomando en cuenta que la mayoría de las pruebas no referencian la profundidad a

la cual se colocó el medidor de presión, se tomó como profundidad de referencia la profundidad del empaque. El gradiente de presión se evaluó a dicha profundidad de referencia y posteriormente se llevó este gradiente hasta el datum de cada zona para obtener la presión estática correspondiente.

En la zona C, la presión inicial determinada fue de 3000 psi, para la zona B fue de 900 psi³. La tabla de presiones fue cargada a la base de producción Oil Field Manager para conocer la tendencia de las presiones a través del tiempo con el fin de determinar un histórico de presiones, encontrándose que ningún pozo tenía más de dos puntos o presiones cargadas en la misma zona y en diferentes años, que es lo que se necesita para comenzar a realizar un histórico de presiones.

Dada la incertidumbre asociada con la continuidad lateral del yacimiento, incluso en los pozos de un mismo bloque, no se tomaron los pocos datos de presión como presiones del bloque respectivo. Debido a esto, se consideró viable el cálculo de las presiones por medio de registros y parámetros de perforación.

3.2 SELECCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO COLORADO

Para seleccionar los pozos en los cuales se evaluaron las presiones, fue indispensable hacer una recopilación de información teniendo en cuenta que registros se presentaban en cada uno además de su ubicación y el bloque en el que se encontraba. Para esto se realizó una tabla (**Anexo 1-Tabla 15**) en la que se desglosó, según los archivos encontrados en las oficinas del campo y documentos digitales facilitados por el personal encargado, la información con la que se contaba para así proceder a determinar los métodos a utilizar para hallar los resultados más aproximados.

³ Ecopetrol S.A, Diagnostico y estrategias de recobro Campo Colorado, 2003

Se descartaron los registros Sónico y Resistivo, porque no fue factible encontrar líneas de tendencia que permitieran la aplicación de los métodos anteriormente descritos, por tal razón solo se uso el exponente de perforación dc.

Por otra parte, para la presión de fractura, es indispensable analizar el registro Gamma Ray, para esto se analizaron los pozos Col 16, Col 21, Col 70, Col 20, Col 35, Col 30 Col 72, Col 75 y Col 37, de los bloques 1,2,3,4,5 y 6. Estos pozos contaban con registros Gamma Ray que permitieron determinar la relación de Poisson, fundamental para estimar las presiones de fractura.

3.3 DETERMINACION DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA EN EL CAMPO COLORADO.

Para la presión de formación, se utilizó la correlación de Eaton (**Ecuación 14**), reemplazando los valores del registro de perforación.

Para estimar el gradiente de sobrecarga se usó la **Figura 2** que desarrollo Ben Eaton para tener una aproximación del gradiente de sobrecarga y así obtener esta presión, pues no se encontraron registros de densidad con los cuales se pudiera determinar la sobrecarga de este campo.

Para estimar la presión de formación se utiliza el exponente dc reemplazando los datos de diámetro de la broca en pulgadas (D), tiempo en horas que se llevó a cabo la perforación de una cantidad de pies lineales, (ROP ft/hr), peso de la broca en lbf (WOB) y revoluciones por minuto en la rotación de la broca (RPM) en la fórmula del “Exponente d” (**Ecuación 12**).

Estos datos fueron recopilados de los informes de perforación existentes para algunos pozos. A continuación se muestran los datos del pozo COLORADO 38 del bloque 1 del campo como ejemplo (**Tabla 4**):

Tabla 4 Datos del Registro de Perforación en el pozo Colorado 38.

Pies Perforados (ft)	Profundidad (ft)	D (diámetro de la broca en (in))	Horas de Perforación	ROP (Ft/Hora)	Peso de la Broca (lb)	R.P.M
29	29	12	-	-	1500	85
245	274	12	20,5	11,95	1500	95
186	460	12	14,5	12,83	1500	90
15	475	8,63	1	15,00	1500	85
246	721	8,63	9	27,33	1500	85
11	732	8,63	1	11,00	1500	85
143	875	8,63	10,5	13,62	1500	95
168	1043	8,63	16,5	10,18	1500	95
117	1160	8,63	14	8,36	1500	105
222	1382	8,63	18,5	12,00	2500	115
101	1483	8,63	13,5	7,48	2500	115
98	1581	8,63	17,5	5,60	2500	115
218	1799	8,63	22,5	9,69	2500	115
108	1907	8,63	16	6,75	2500	115
95	2002	8,63	17,5	5,43	2500	115
113	2115	8,63	16,5	6,85	2500	115
113	2228	8,63	19,5	5,79	2500	115
123	2351	8,63	17,5	7,03	2500	115
142	2493	8,63	20	7,10	2500	115
199	2692	8,63	17,5	11,37	2500	115
174	2866	8,63	20	8,70	2500	115
195	3061	8,63	22	8,86	2500	115
81	3142	8,63	12	6,75	2500	115
113	3255	8,63	20,5	5,51	2500	115
123	3378	8,63	18	6,83	5000	115
34	3412	8,63	4,5	7,56	5000	115
65	3477	8,63	13,5	4,81	2500	95
97	3574	8,63	14,5	6,69	9000	100
90	3664	8,63	15,5	5,81	14000	95

Pies Perforados (ft)	Profundidad (ft)	D (diámetro de la broca en (in))	Horas de Perforación	ROP (Ft/Hora)	Peso de la Broca (lb)	R.P.M
20	3684	8,63	4,5	4,44	5000	95
61	3745	8,63	7,5	8,13	9000	95
36	3781	8,63	5,5	6,55	11000	95
112	3893	8,63	10	11,20	9000	90
108	4001	8,63	17	6,35	9000	95
141	4142	8,63	20	7,05	9000	95
68	4210	8,63	10	6,80	7500	95

Continuación de la Tabla 4.

Reemplazando en la ecuación anteriormente relacionada se obtiene el exponente d . Pero este término es necesario corregirlo con la densidad del lodo. Se utiliza la **Ecuación 13** y se obtienen los resultados del exponente d_c presentados en la **Tabla 5**.

Tabla 5 Resultados del exponente d_c calculados a partir de la tabla 4.

Profundidad (ft)	Exponente d	Peso lodo lb/ft ³	peso del lodo en (lb/gal)	Exponente d_c Observado
29	-	62,43	-	-
274	0,95	62,43	8,35	1,02
460	0,93	68,00	9,09	0,92
475	0,94	68,00	9,09	0,94
721	0,85	68,00	9,09	0,84
732	0,99	68,00	9,09	0,98
875	0,98	68,00	9,09	0,97
1043	1,03	68,00	9,09	1,02
1160	1,07	68,00	9,09	1,06
1382	1,12	72,50	9,69	1,04
1483	1,21	72,00	9,63	1,13
1581	1,26	72,50	9,69	1,17
1799	1,16	72,00	9,63	1,08
1907	1,22	74,00	9,89	1,11
2002	1,26	75,50	10,09	1,13
2115	1,22	76,00	10,16	1,08

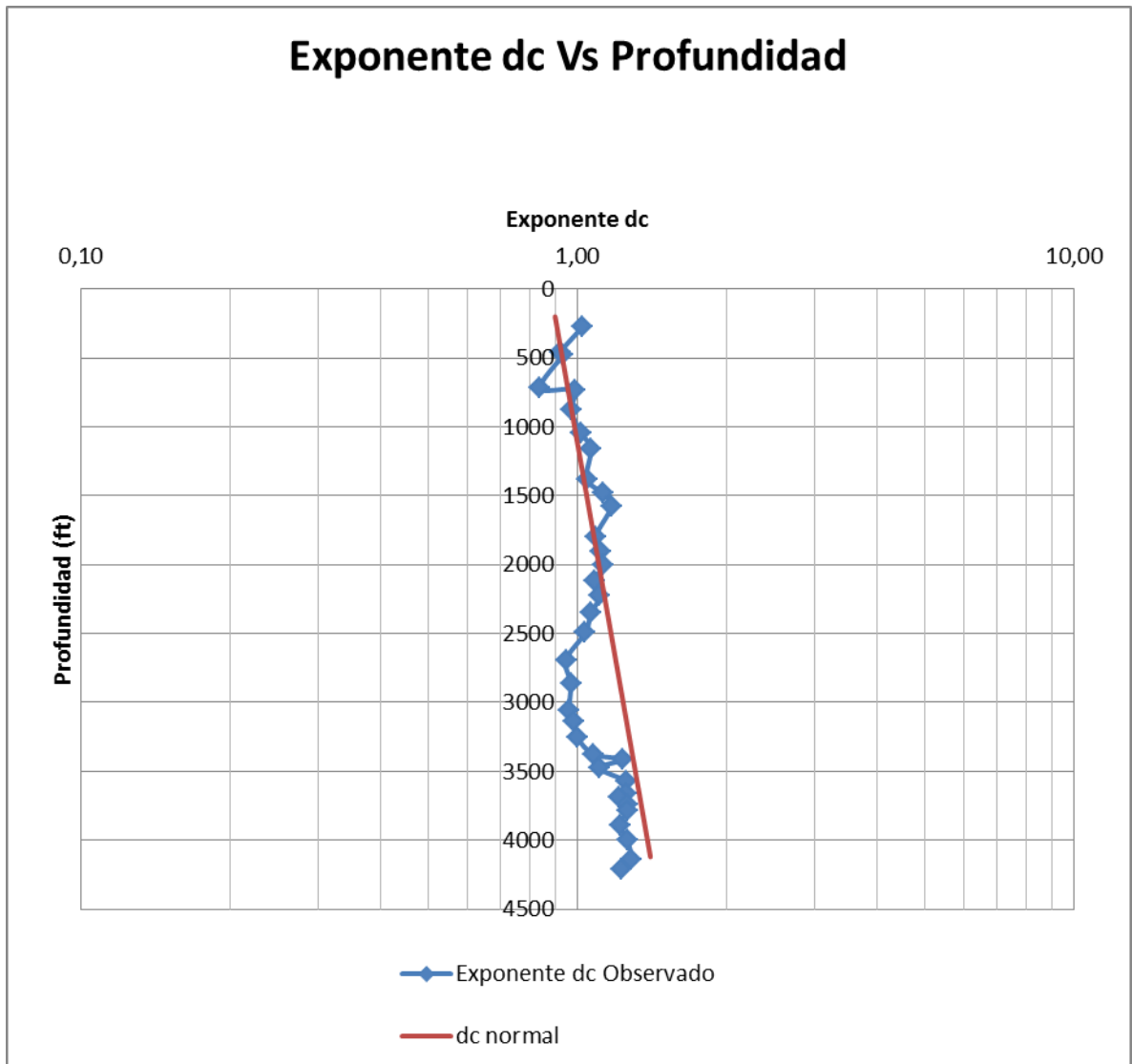
Profundidad (ft)	Exponente d	Peso lodo lb/ft ³	peso del lodo en (lb/gal)	Exponente dc Observado
2228	1,25	76,00	10,16	1,11
2351	1,22	77,00	10,29	1,06
2493	1,22	79,00	10,56	1,04
2692	1,13	80,50	10,76	0,95
2866	1,18	82,00	10,96	0,97
3061	1,18	82,50	11,03	0,96
3142	1,22	84,00	11,23	0,98
3255	1,26	85,00	11,36	1,00
3378	1,39	87,00	11,63	1,08
3412	1,37	75,00	10,03	1,23
3477	1,25	76,00	10,16	1,11
3574	1,55	79,00	10,56	1,25
3664	1,75	79,00	10,56	1,25
3684	1,44	80,00	10,69	1,21
3745	1,50	80,00	10,69	1,26
3781	1,62	78,00	10,43	1,26
3893	1,41	78,00	10,43	1,22
4001	1,55	81,00	10,83	1,26
4142	1,53	80,50	10,76	1,28
4210	1,48	81,00	10,83	1,23

Continuación de la Tabla.

Una vez se estima el exponente “dc”, es necesario graficar la tendencia de este término en escala logarítmica, con el fin de conocer las zonas de presiones anormales. En la ecuación 14 el “dc observado” es la misma curva que se genera graficando la Profundidad vs. Exponente dc, y “dc normal” es la tendencia de presión normal.

La **Figura 29** muestra estos dos términos (dc observado y dc normal) que son necesarios para reemplazar en la ecuación de EATON (14) y así estimar la Presión de Formación.

Figura 29 Exponente dc normal y observado del pozo Colorado 38.



Para conocer el exponente “dc normal” se utiliza la ecuación de la línea de tendencia trazada haciendo una regresión lineal. Despejamos las variable x y reemplazamos los diferentes valores de profundidad para la variable y de esta forma se obtienen los siguientes datos:

Tabla 6 Exponente dc a diferentes profundidades en el pozo Colorado 38.

Profundidad (ft)	Exponente dc Observado	Exponente dc Normal
29	-	0,88
274	1,02	0,91
460	0,92	0,93
475	0,94	0,94
721	0,84	0,97
732	0,98	0,97
875	0,97	0,99
1043	1,02	1,01
1160	1,06	1,02
1382	1,04	1,05
1483	1,13	1,06
1581	1,17	1,08
1799	1,08	1,10
1907	1,11	1,12
2002	1,13	1,13
2115	1,08	1,14
2228	1,11	1,16
2351	1,06	1,17
2493	1,04	1,19
2692	0,95	1,22
2866	0,97	1,24
3061	0,96	1,26
3142	0,98	1,28
3255	1,00	1,29
3378	1,08	1,31
3412	1,23	1,31
3477	1,11	1,32
3574	1,25	1,33
3664	1,25	1,34
3684	1,21	1,34
3745	1,26	1,35
3781	1,26	1,36
3893	1,22	1,37
4001	1,26	1,38
4142	1,28	1,40
4210	1,23	1,41

Para completar los datos que se reemplazan, también es necesario conocer la Presión de Sobrecarga; este dato se obtiene de la **FIGURA 2** a las diferentes profundidades (**Tabla 7**).

Aplicando el método de EATON (**Ecuación 14**) a partir de los datos que se desvían de la línea de tendencia (desde 2000 ft para Colorado 38 y según sea el caso para cada pozo) es posible obtener la presión de formación anormal a diferentes profundidades. A profundidades inferiores a donde comienza la desviación (2000 ft para Colorado 38) el gradiente es normal (0.465 psi/ft).

En la **Tabla 7** se presentan los resultados de presión de formación para el pozo Colorado 38 en donde se puede evidenciar lo mencionado anteriormente.

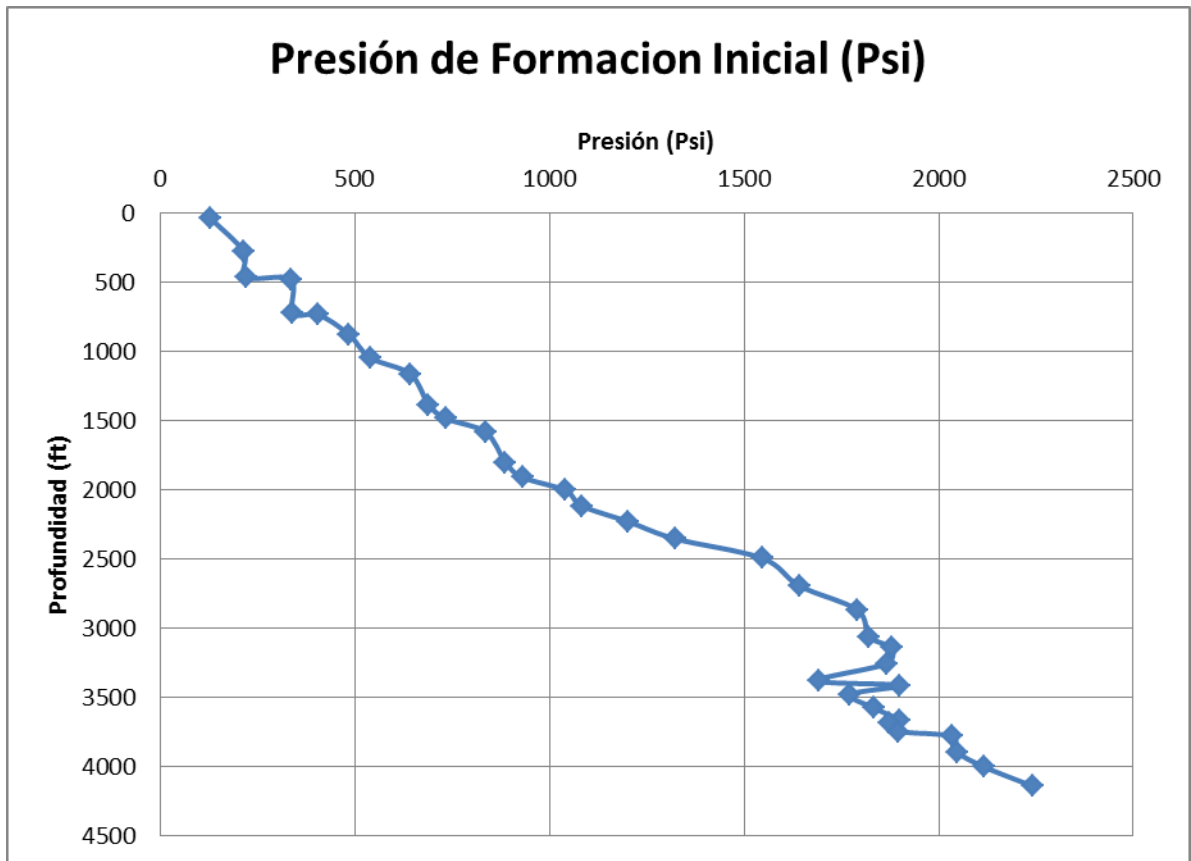
Tabla 7 Resultados Presión de Formación en el pozo Colorado 38 a partir del exponente dc.

Profundidad (ft)	Gradiente de Formación Inicial (Psi/ft)	Presión de Formación Inicial (Psi)	Gradiente de Sobrecarga (Psi/ft)
29	-	-	-
274	0,465	127,41	0,845
460	0,465	213,9	0,850
475	0,465	220,88	0,850
721	0,465	335,27	0,860
732	0,465	340,38	0,860
875	0,465	406,88	0,865
1043	0,465	485	0,865
1160	0,465	539,4	0,865
1382	0,465	642,63	0,865
1483	0,465	689,6	0,865
1581	0,465	735,17	0,870
1799	0,465	836,54	0,875
1907	0,465	886,76	0,875
2002	0,465	930,93	0,875
2115	0,492	1040,4	0,880

Profundidad (ft)	Gradiente de Formación Inicial (Psi/ft)	Presión de Formación Inicial (Psi)	Gradiente de Sobrecarga (Psi/ft)
2228	0,487	1084,12	0,880
2351	0,511	1202,17	0,880
2493	0,530	1322,33	0,885
2692	0,575	1546,72	0,885
2866	0,573	1641,96	0,885
3061	0,585	1790,38	0,890
3142	0,580	1821,57	0,890
3255	0,578	1880,1	0,890
3378	0,552	1865,99	0,890
3412	0,496	1690,74	0,895
3477	0,546	1898,79	0,895
3574	0,496	1772,62	0,895
3664	0,500	1832,25	0,895
3684	0,515	1898,84	0,897
3745	0,501	1874,47	0,897
3781	0,502	1897,26	0,898
3893	0,523	2034,28	0,898
4001	0,512	2046,98	0,900
4142	0,511	2116,16	0,900
4210	0,533	2242,14	0,900

Continuación de la Tabla.

Figura 30 Comportamiento de la Presión de Formación en el pozo Colorado 38.

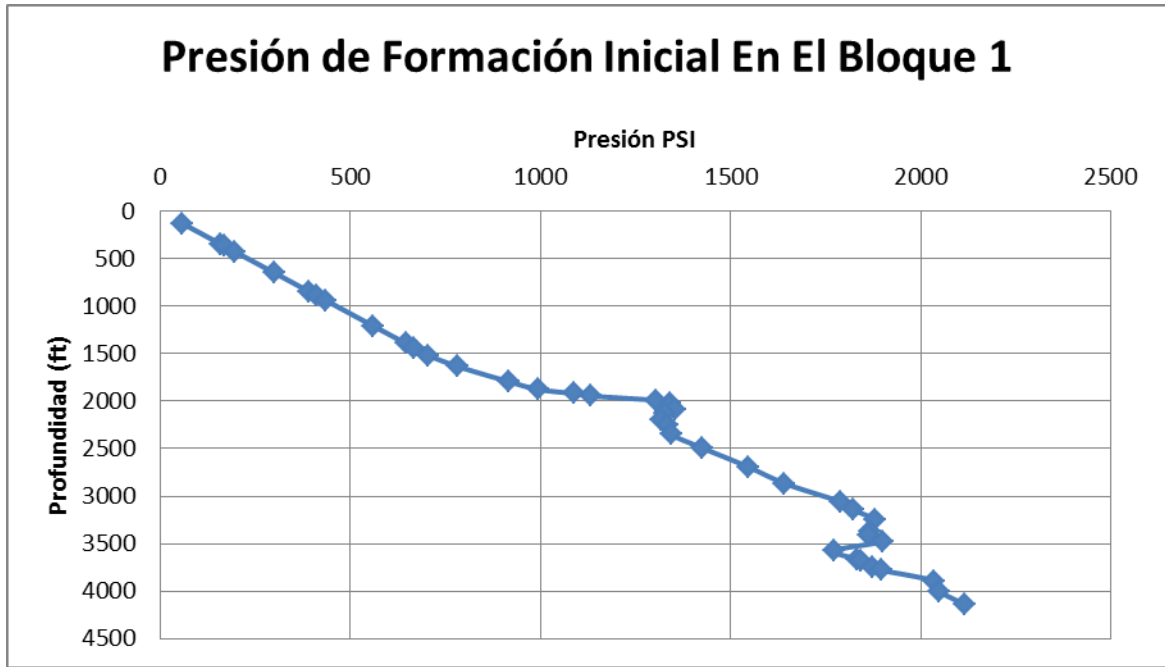


En la **Figura 30** se observa el comportamiento de la presión de formación en el Pozo Colorado 38.

Esta misma metodología se aplicó a los demás pozos del bloque 1 que tienen el historial de perforación. Para clasificar las presiones por bloque se dejaron las presiones más altas a distintas profundidades ya que el objetivo es generar una ventana de lodo por cada bloque y si se toman los valores más bajos es posible que se usen lodos que puedan ser de muy baja densidad para contener la presión de formación.

En la **Figura 31** se muestra la presión de formación inicial del bloque 1 y en las figuras 34 a 39 están para los demás.

Figura 31 Presión de Formación inicial para el bloque 1 del campo Colorado.

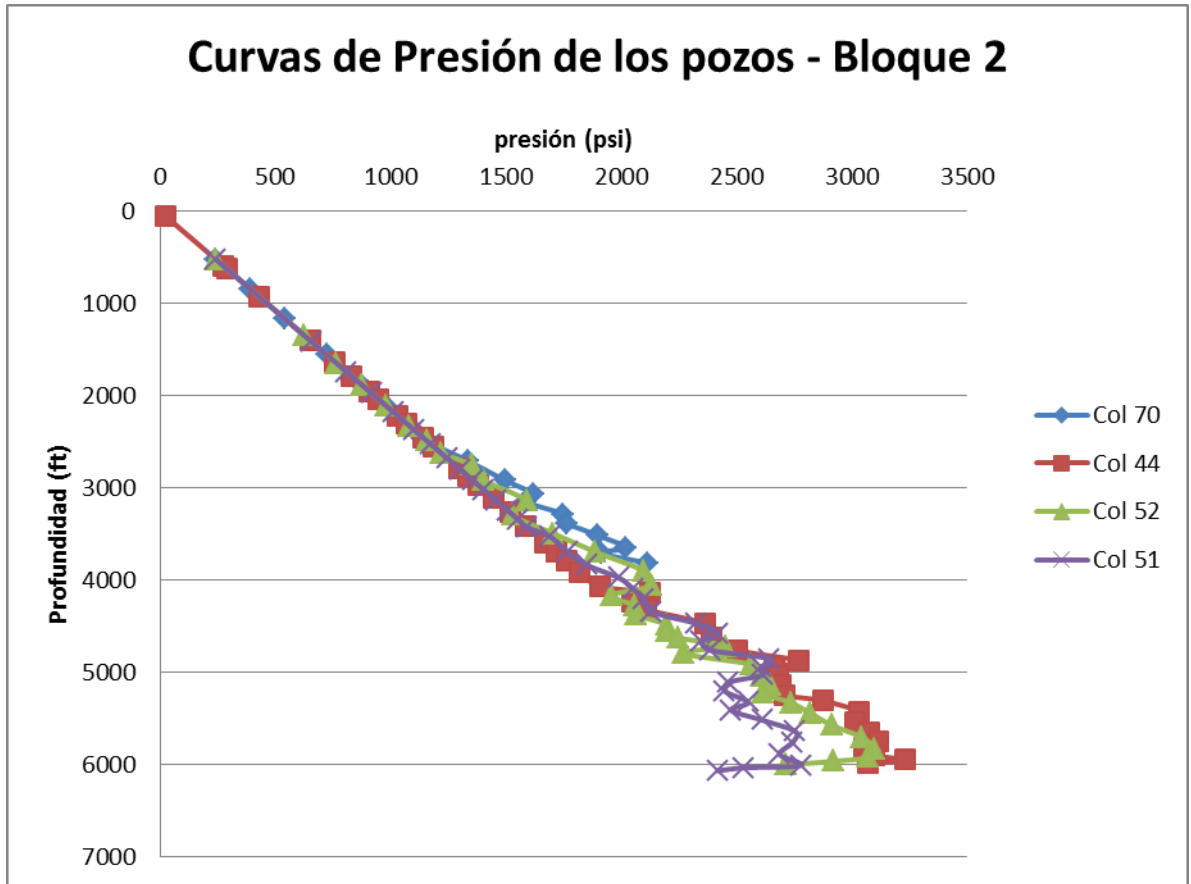


Para entrar en detalle de la metodología para estimar la presión de formación para cada bloque, se utilizó la información de varios pozos del bloque 2 del campo.

En la metodología para estimar la presión de formación por bloque se utilizó la información de registros de algunos de los pozos del Bloque 2. Para generalizar estos datos estimados de presión para cada bloque, se usaron los gráficos que muestran el comportamiento de la presión de formación de cada pozo con respecto a la profundidad (**Figura 32**).

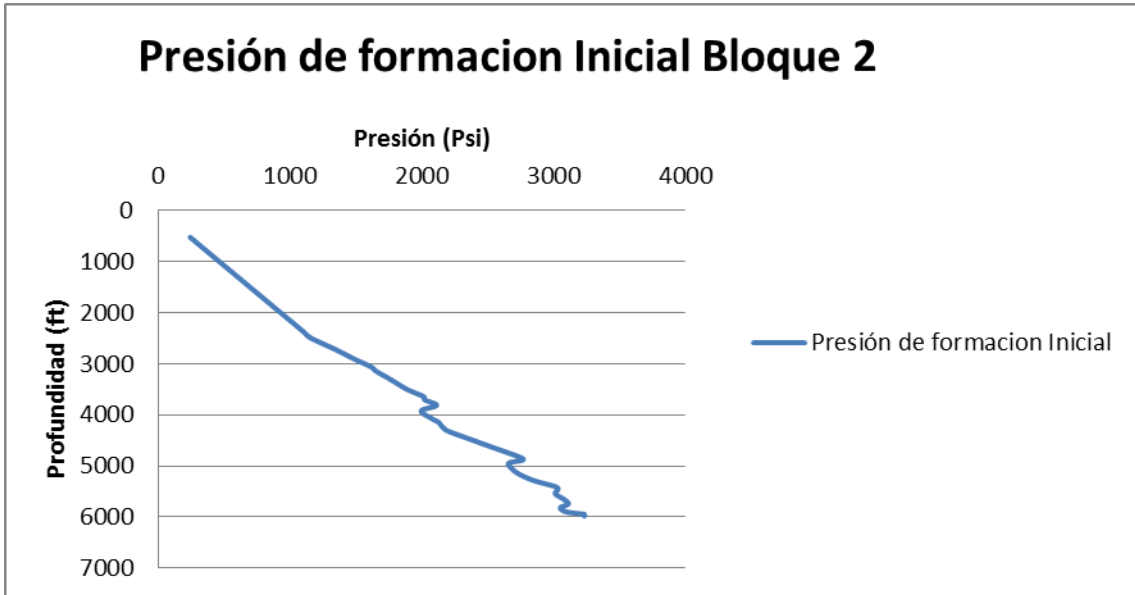
Con estas curvas, se unificaron los datos de presión seleccionando manualmente los valores máximos de cada curva. Esto para tener un factor de seguridad en los datos de presión obtenidos, teniendo en cuenta que esta información será utilizada para perforaciones de los nuevos pozos.

Figura 32. Presiones de Formación para los pozos del Bloque 2.



La **Figura 33** presenta la curva generalizada a partir de la **Figura 32** . De cero a dos mil quinientos (2500 ft) pies de profundidad se utilizaron los valores de la curva morada del pozo Col 51, de esta profundidad hasta los cuatro mil (4000 ft) pies se utilizaron los datos de la curva azul del pozo Col 70 y finalmente se utilizaron los datos de la línea roja del pozo Col 44 hasta los seis mil (6000 ft) de profundidad.

Figura 33. Curva de presión generalizada para el bloque 2.



Esta metodología fue utilizada en todos los bloques del campo Colorado.

Luego de obtener la presión inicial en cada bloque se procedió a determinar la densidad mínima del lodo convirtiendo esta presión en la densidad efectiva de formación en libras por galón y luego añadiéndole un factor de 0.3 para tener un rango de control. Tabla 8 **Densidad mínima del lodo para el bloque 1 del campo Colorado.**

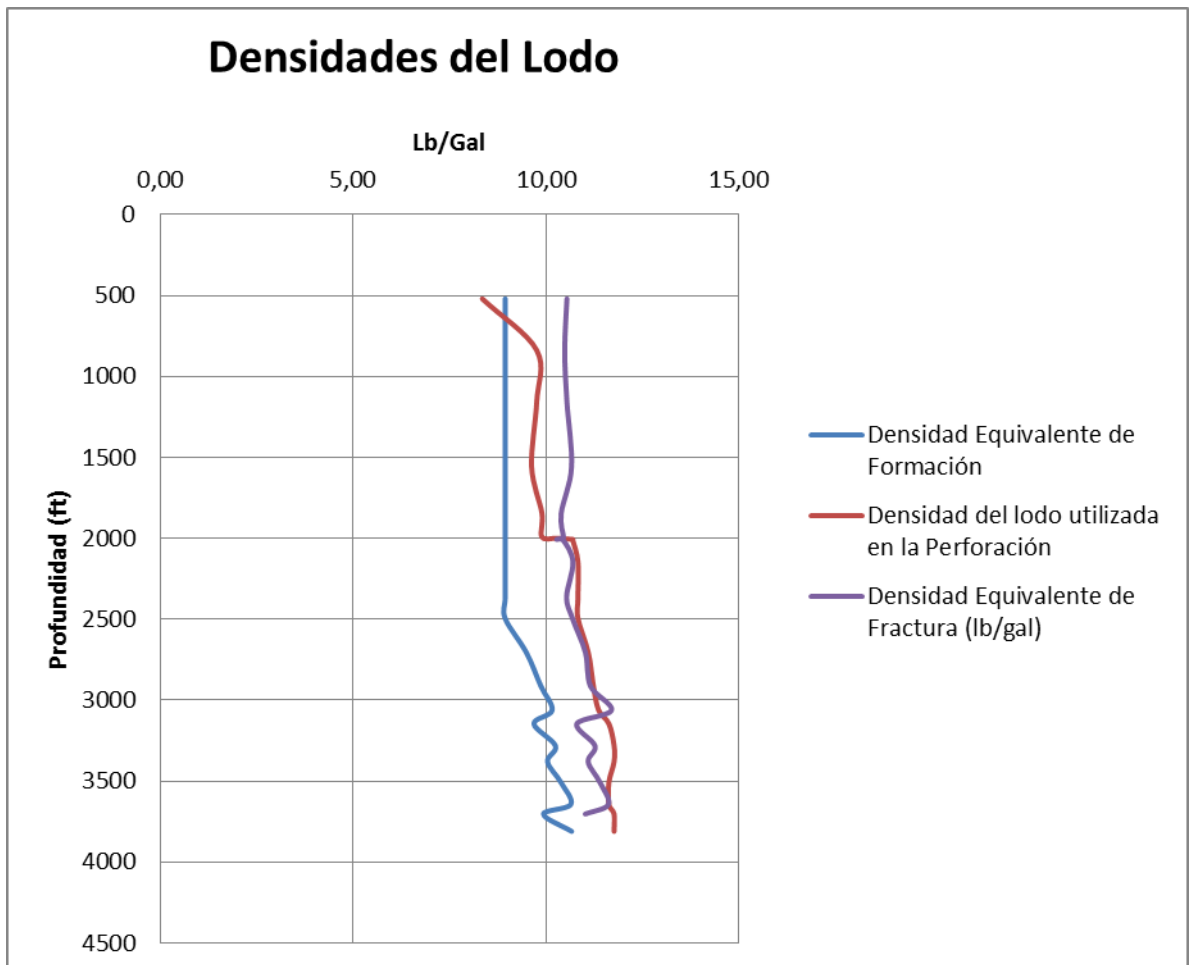
Profundidad (ft)	Densidad equivalente de Formación Inicial (lb/gal)	Densidad Mínima Del Lodo Inicial (lb/gal)
128	8,94	9,24
342	8,94	9,24
361	8,94	9,24
422	8,94	9,24
644	8,94	9,24
839	8,94	9,24

Profundidad (ft)	Densidad equivalente de Formación Inicial (lb/gal)	Densidad Mínima Del Lodo Inicial (lb/gal)
882	8,94	9,24
938	8,94	9,24
1207	8,94	9,24
1389	8,94	9,24
1436	8,94	9,24
1518	8,94	9,24
1634	9,22	9,52
1792	9,83	10,13
1874	10,20	10,50
1919	10,91	11,21
1944	11,20	11,50
1988	12,60	12,90
2015	12,80	13,10
2048	12,60	12,90
2091	12,45	12,75
2125	12,00	12,30
2202	11,50	11,80
2252	11,40	11,70
2351	11,00	11,30
2493	11,00	11,30
2692	11,04	11,34
2866	11,01	11,31
3061	11,24	11,54
3142	11,14	11,44
3255	11,10	11,40
3378	10,62	10,92
3412	10,50	10,80
3477	10,50	10,80
3574	9,53	9,83
3664	9,61	9,91
3684	9,62	9,92
3745	9,62	9,92
3781	9,65	9,95
3893	10,04	10,34
4001	9,83	10,13
4142	9,82	10,12
4210	10,24	10,54

Continuación de la Tabla.

Para corroborar la validez de los datos estimados de presión de formación, es necesario remitirse a la **Grafica 34** que relaciona las densidades del lodo que se utilizaron durante la perforación en el año 1954 y las densidades de lodo estimadas.

Figura 33. Comparación de las densidades del lodo estimadas y utilizadas durante la perforación.



Para la presión de fractura se utilizó el procedimiento planteado en el artículo “Fracture-Gradient Predictions in Depleted Sands in the Gulf Coast Sedimentary Basin” este procedimiento usa el Registro Gamma Ray para determinar el factor de Poisson. Se reemplazan los datos en la ecuación 37 junto con las constantes indicadas en la anterior formula (pag 65); sin embargo es importante aclarar que las constantes mencionadas son características de la formación del Golfo de EUA. Se usaron las constantes mínima y máxima de cada registro para obtener datos más reales y que se asemejen más a la formación de este campo colombiano. De esta manera se estima el factor f_{sh} , que indica la contaminación de las arenas.

La siguiente tabla hace referencia a los resultados estimados para el pozo Colorado 16 del Bloque 1 del campo.

GR (API) = Registro Gamma Ray para cada profundidad en unidades API.

GRqz (API) = Valor mínimo del Registro Gamma Ray que indica la baja contaminación de las arenas llamadas cuarzo. Unidades API.

GRsh (API) = Valor máximo del Registro Gamma Ray que indica la alta contaminación de las arenas llamadas shale. Unidades API.

Tabla 9 Factor f_{sh} . Contaminación de las arenas.

Profundidad (ft)	GR (API)	GRqz (API)	GRsh (API)	f_{sh}
29	-	19,51	165,96	-
274	110,69			0,62
460	-			-
475	-			-
721	-			-
732	-			-
875	123,13			0,71
1043	106,92			0,60
1160	92,6			0,50
1382	74,8			0,38

Profundidad (ft)	GR (API)	GRqz (API)	GRsh (API)	f _{sh}
1483	87,44	19,51	165,96	0,46
1581	95			0,52
1799	88,26			0,47
1907	100,87			0,56
2002	101,62			0,56
2115	74,45			0,38
2228	69,23			0,34
2351	98,02			0,54
2493	78,11			0,40
2692	112,28			0,63
2866	94,71			0,51
3061	74,38			0,37

Continuación de la Tabla.

El factor f_{sh} es necesario para reemplazar en la ecuación 36. Junto con este factor, también se hace uso de dos constantes:

μ_{qz} = Relación de Poisson que presentan las arenas limpias, llamadas cuarzo (qz). 0,125

μ_{sh} = Relación de Poisson que presentan las arenas contaminadas, llamadas shale (sh). 0,25

Tabla 10 Relación de Poisson para el pozo Colorado 16.

Profundidad (ft)	f _{sh}	μ_{qz}	μ_{sh}	μ
128	-	0,13	0,25	-
342	-			-
361	-			-
422	-			-
644	-			-
839	-			-
882	-			-

Profundidad (ft)	f_{sh}	μ_{qz}	μ_{sh}	μ
938	0,37	0,13	0,25	0,17
1207	0,33			0,17
1389	0,47			0,18
1436	0,67			0,21
1518	0,50			0,19
1634	0,28			0,16
1792	0,22			0,15
1874	0,35			0,17
1919	0,30			0,16
1944	0,25			0,16
1988	0,46			0,18
2015	0,42			0,18
2048	0,29			0,16
2091	0,33			0,17
2125	0,31			0,16
2202	0,41			0,18
2252	0,25			0,16
2301	0,39			0,17
2322	0,44			0,18
2373	-			-
2396	-			-
2443	-			-
2507	-			-
2519	-			-

Continuación de la tabla.

En la ecuación de Eaton para estimar la presión de fractura (**Ecuación 26**) se requieren de otros valores tales como el factor litológico (K), presión de formación (P_f) y presión de sobrecarga (P_{sc}). El término K se halla con la **Ecuación 27**, en cada pozo para luego aplicarlo a cada bloque del Campo Colorado según la profundidad a la que se relaciona, la presión de sobrecarga se obtiene de la **FIGURA 2** y la presión de formación P_f es la que se estimó para cada bloque.

Como no se tienen valores del factor K para todas las profundidades en el bloque, se extrapolo el valor de los extremos a lo largo de toda la profundidad.

Una vez obtenido el dato de la presión, se procedió a calcular la densidad del lodo máxima. La cual tiene un factor de seguridad, al restarle 0.5 a la densidad equivalente de fractura.

Tabla 11 Densidad máxima del lodo para el Bloque 1

Profundidad (ft)	K	Presión de fractura Inicial (Psi)	Gradiente de Fractura Inicial (Psi/ft)	Densidad equivalente de Fractura Inicial (Lb/Gal)	Densidad máxima del Lodo Inicial (Lb/gal)
128	0,206	69,54	0,543	10,45	9,95
342	0,206	185,79	0,543	10,45	9,95
361	0,206	196,12	0,543	10,45	9,95
422	0,206	229,69	0,544	10,47	9,97
644	0,206	351,85	0,546	10,51	10,01
839	0,206	458,38	0,546	10,51	10,01
882	0,206	482,78	0,547	10,53	10,03
938	0,206	513,44	0,547	10,53	10,03
1207	0,199	657,54	0,545	10,48	9,98
1389	0,225	770,64	0,555	10,67	10,17
1436	0,264	819,35	0,571	10,97	10,47
1518	0,230	847,53	0,558	10,74	10,24
1634	0,190	904,53	0,554	10,65	10,15
1792	0,179	1033,07	0,576	11,09	10,59
1874	0,202	1124,51	0,600	11,54	11,04
1919	0,194	1203,78	0,627	12,06	11,56
1944	0,185	1237,25	0,636	12,24	11,74
1988	0,223	1400,14	0,704	13,54	13,04
2015	0,215	1432,02	0,711	13,67	13,17
2048	0,192	1430,18	0,698	13,43	12,93
2091	0,200	1451,08	0,694	13,35	12,85
2125	0,197	1432,93	0,674	12,97	12,47
2202	0,214	1449,72	0,658	12,66	12,16
2252	0,185	1454,75	0,646	12,42	11,92
2351	0,211	1497,45	0,637	12,25	11,75
2493	0,220	1597,28	0,641	12,32	11,82
2692	0,257	1761,13	0,654	12,58	12,08
2866	0,233	1850,66	0,646	12,42	11,92
3061	0,207	1984,15	0,648	12,47	11,97

Profundidad (ft)	K	Presión de fractura Inicial (Psi)	Gradiente de Fractura Inicial (Psi/ft)	Densidad equivalente de Fractura Inicial (Lb/Gal)	Densidad máxima del Lodo Inicial (Lb/gal)
3142	0,207	2023,83	0,644	12,39	11,89
3255	0,207	2091,08	0,642	12,35	11,85
3378	0,207	2102,61	0,622	11,97	11,47
3412	0,207	2110,02	0,618	11,89	11,39
3477	0,207	2150,50	0,618	11,89	11,39
3574	0,207	2068,52	0,579	11,13	10,63
3664	0,207	2132,49	0,582	11,19	10,69
3684	0,207	2146,16	0,583	11,20	10,70
3745	0,207	2182,55	0,583	11,21	10,71
3781	0,207	2208,09	0,584	11,23	10,73
3893	0,207	2337,55	0,600	11,55	11,05
4001	0,207	2369,39	0,592	11,39	10,89
4142	0,207	2450,55	0,592	11,38	10,88
4210	0,207	2563,09	0,609	11,71	11,21

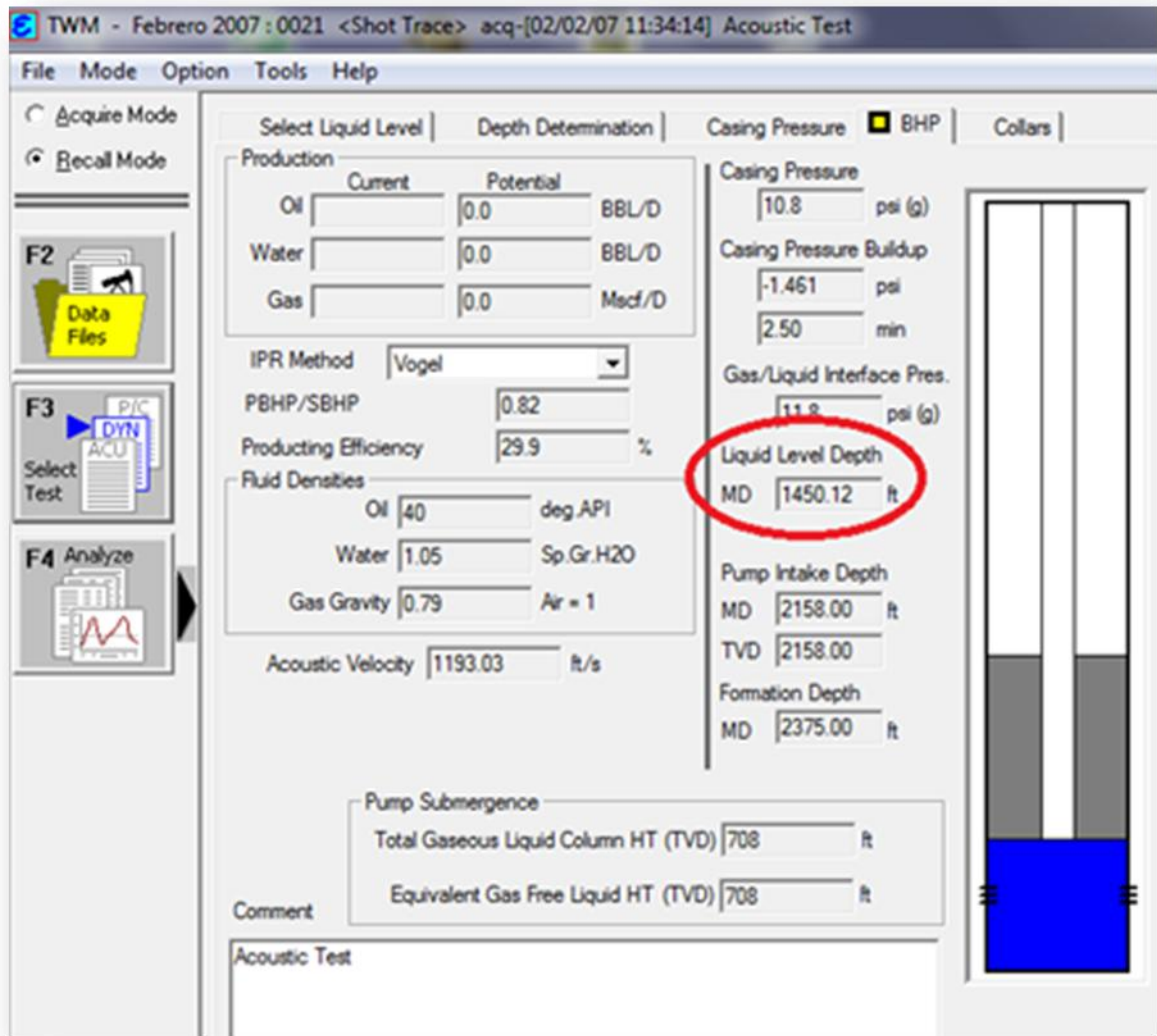
Continuación de la Tabla.

Estos datos de presión, son los que presentaba la formación para en el momento que se realizó la perforación. Como es natural que un yacimiento se vaya depletando a medida que se produce, es necesario actualizar las presiones para determinar una nueva ventana del lodo.

En el Campo Escuela Colorado no se tienen datos de presión, solo se tiene información de las pruebas de nivel a 2007. Con la herramienta ECHOMETER se pudo saber el nivel de fluido y la presión de yacimiento de la siguiente forma:

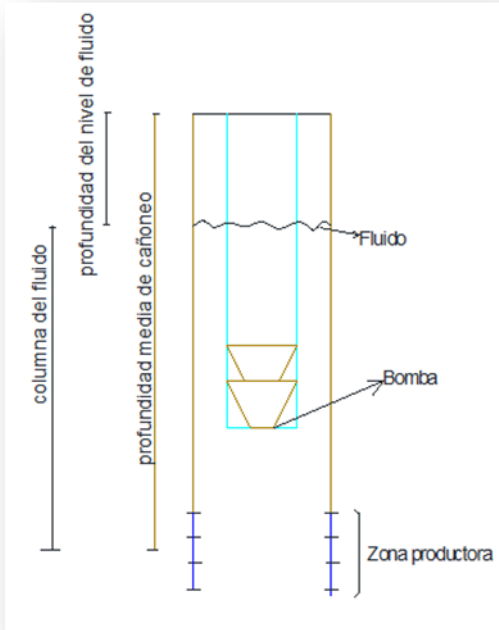
- Se determinaron los pozos que solo producían por un tipo de arena.
- Posteriormente se corroboró cuáles de estos pozos tenían la prueba Echometer.
- Con estos Pozos mostrados en la **Tabla 10** se halló una profundidad media de cañoneo, disponible en datos suministrados por personal de Colorado.

Figura 34 Interface Echometer con la profundidad de la bomba y la altura de la misma al fluido.



Fuente: ECHOMETER. TWM (Total Well Management) Software.

Figura 35 Diagrama de los datos del Echometer



Fuente: Autor

Para determinar la columna del fluido se aplica:

$$\text{Columna de Fluido} = \text{Profundidad media de cañoneo} - \text{Nivel del fluido} \dots \dots \dots (39)$$

- Con el promedio de la gravedad API que está produciendo el Campo Colorado (38°), se despeja la gravedad específica:

$$GE = \frac{141.5}{\text{Gravedad API} + 131.5} \dots \dots \dots (40)$$

$$GE = \frac{141.5}{38^\circ + 131.5}$$

$$GE = 0.834$$

Se halla la densidad del crudo en libras por galón:

$$GE = \frac{\rho}{\rho_{H_2O}} \dots\dots\dots(41)$$

$$\rho = GE * \rho_{H_2O}$$

$$\rho = 0.834 * 8.33$$

$$\rho = 6.95 \text{ Lb/galón}$$

- Finalmente se estima la presión estática del yacimiento en cada pozo, mostrada en la **tabla 12**.

$$P = 0.052 * \rho * h \dots\dots\dots(42)$$

Tabla 12 Resultados Prueba de nivel

Pozos	Fecha de la prueba de nivel	Bloque	Arenas	Densidad En Lb/gal	Profundidad Media de Cañoneo (ft)	Altura de la columna de fluido (ft)	Presión de Formación (Psi)
Col 21	02/02/2007	1	B	6,950	2051,5	601,5	217,506
Col 45	02/02/2007	4	C	6,950	4419,5	2692,5	973,623
Col 56	02/02/2007	5	C	6,950	4972	4379	1583,471
Col 63	10/05/2009	2	B	6,950	2519	2253	814,697

Al promediar los datos en cada arena y compararlos con los mencionados en el informe de Ecopetrol 2003 que menciona presiones iniciales de arenas B de 900 psi y arenas C en 3000 psi, se obtuvo una depleción a 516 psi y 1278 psi correspondientes al 42.66% y 57.38% respectivamente de la presión inicial, porcentajes que se usaron para estimar la presión de formación actual en todos los bloques; es decir se supone el mismo comportamiento en cada uno de los bloques ya que no se tiene más información que genere una mejor caracterización.

De la **Figura 34** a la **Figura 39** se muestran las presiones de formación iniciales y actuales en cada uno de los bloques del Campo Escuela Colorado.

Figura 36 Presión de Formación, Bloque 1. Inicial y a 2007.

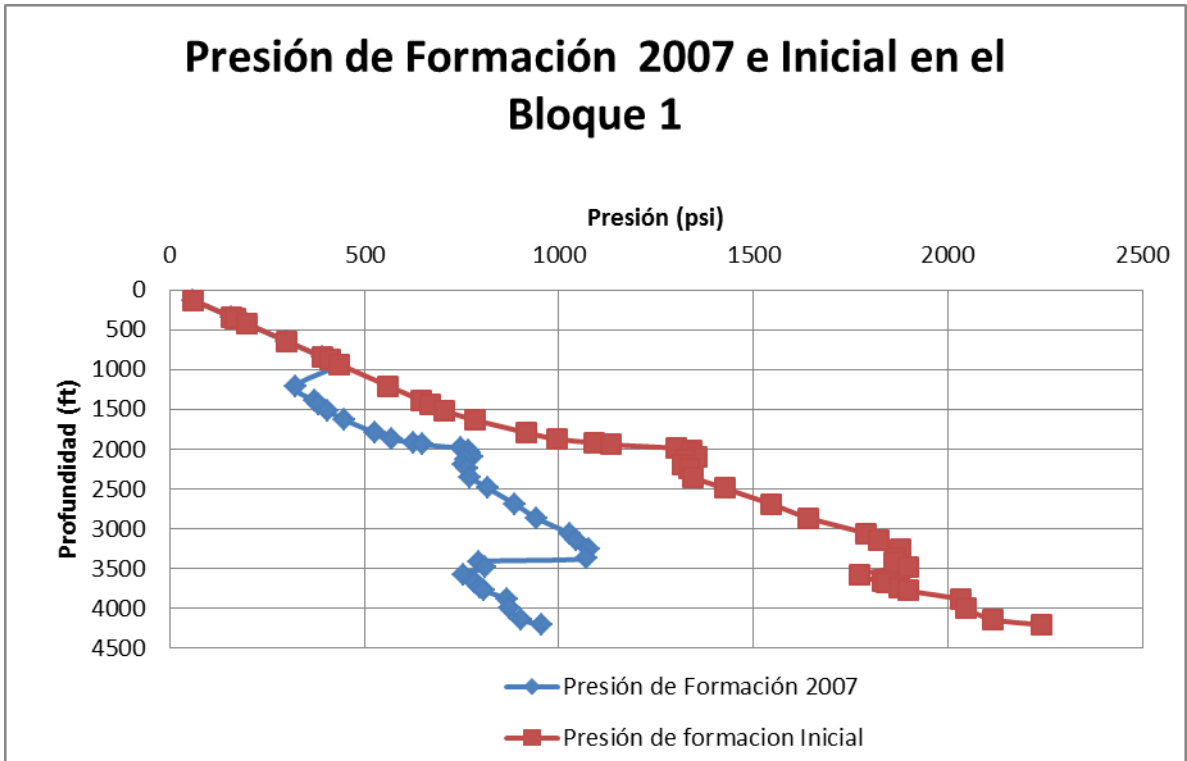


Figura 37 Presión de Formación, Bloque 2. Inicial y a 2007.

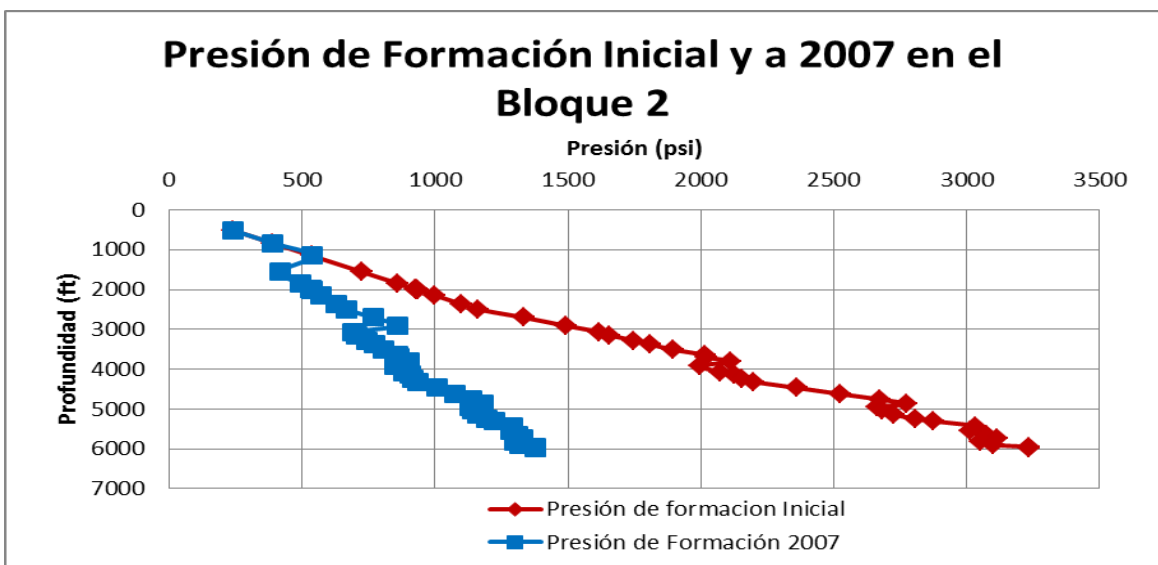


Figura 38 Presión de Formación, Bloque 3. Inicial y a 2007.

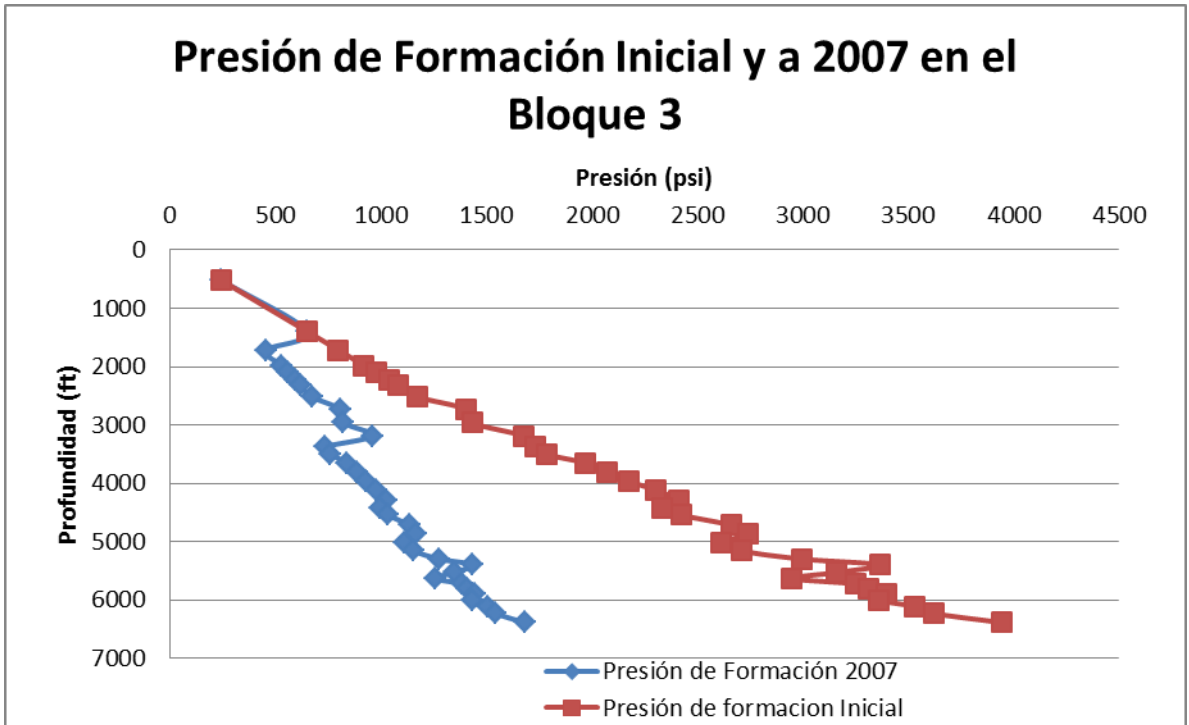


Figura 39 Presión de Formación, Bloque 4. Inicial y a 2007.

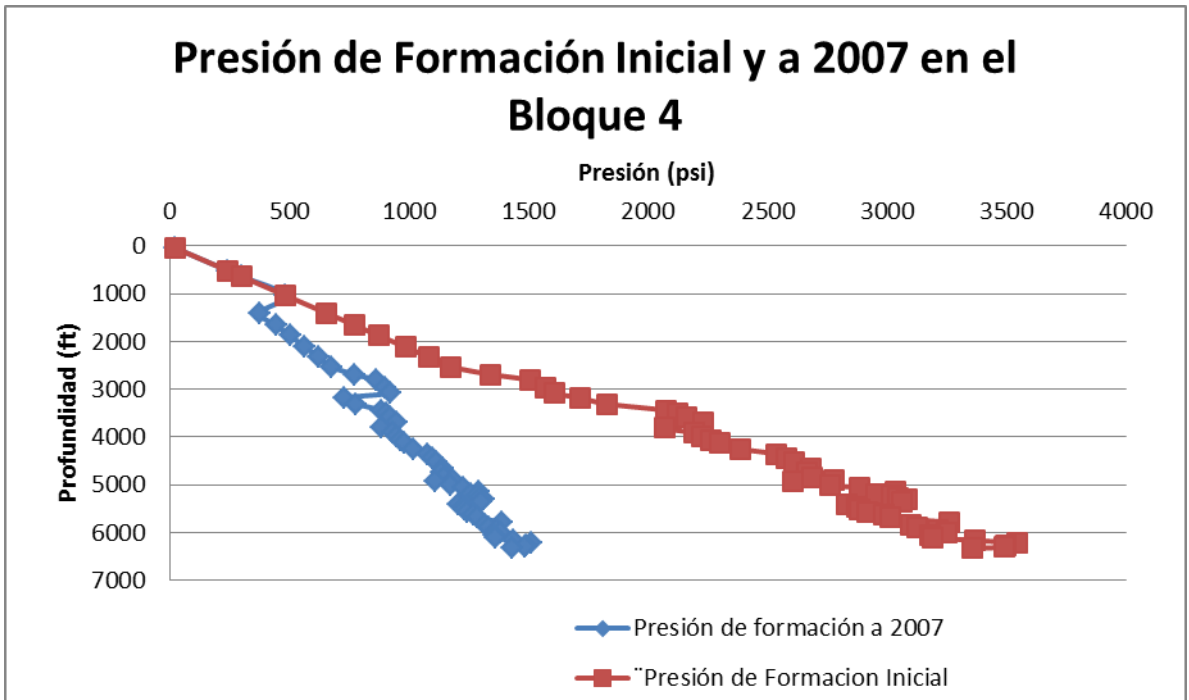


Figura 40 Presión de Formación, Bloque 5. Inicial y a 2007.

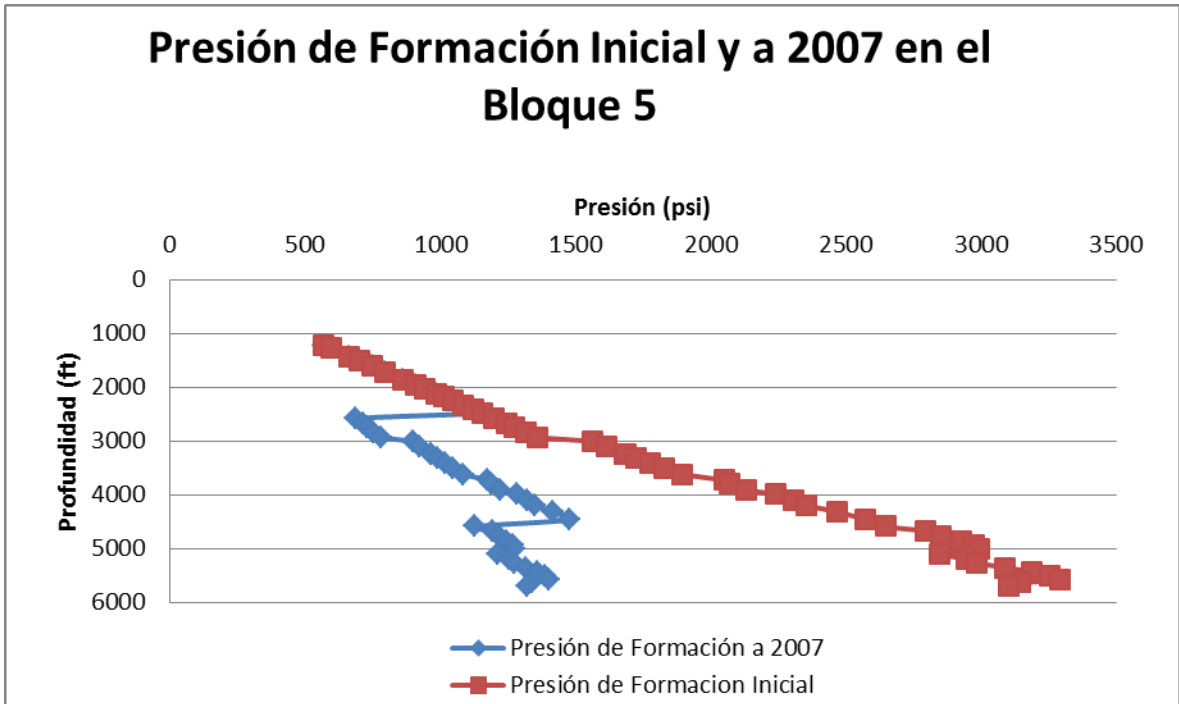
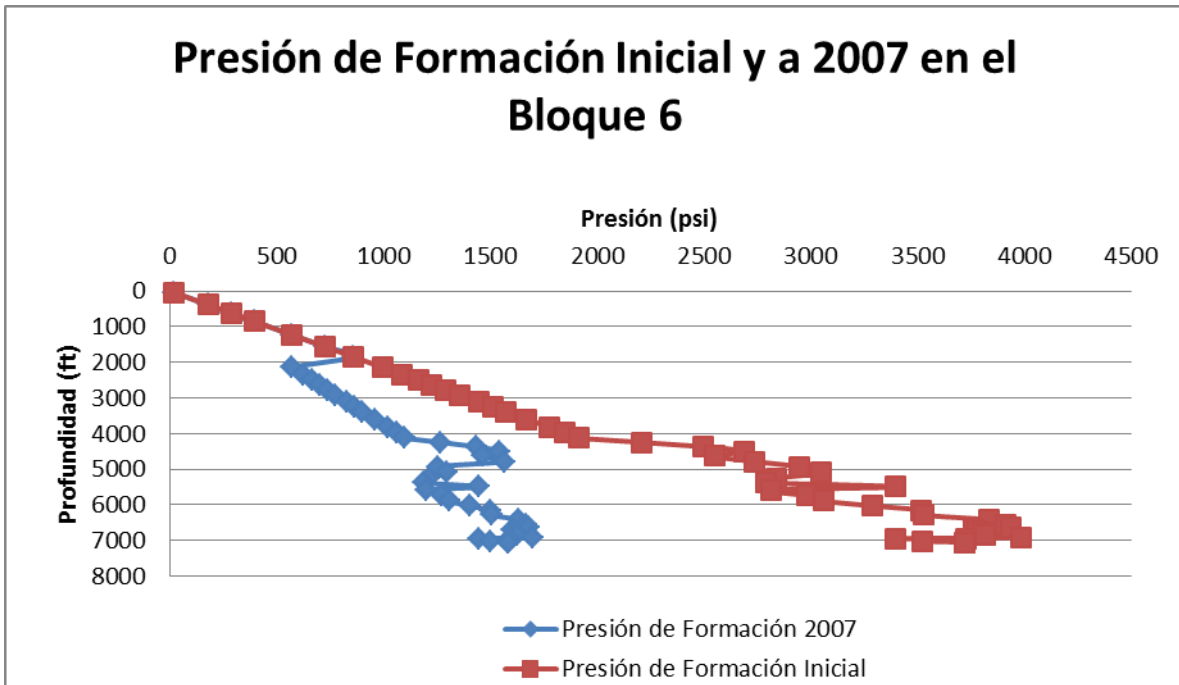


Figura 41 Presión de Formación, Bloque 6. Inicial y a 2007.



Para determinar la presión de fractura por bloque, se aplicó la ecuación de Eaton (**Ecuación 26**) a las presiones de formación de los pozos del bloque, para luego actualizar los gradientes de fractura con la ecuación de Salz (**Ecuación 38**) explicada en el capítulo 2, pero reemplazando los valores de los gradientes de formación (Gf) actualizados con las pruebas de nivel.

Tabla 13 Gradientes de fractura actualizados del Bloque 1 del campo.

Profundidad (ft)	Gradiente de Fractura inicial (Psi/ft)	Densidad equivalente de Fractura inicial (Lb/Gal)	Gradiente de Formación Inicial (Psi/ft)	Gradiente de Formación a 2007 (psi/ft)	Densidad equivalente de Fractura a 2007 en Lb/Gal	Densidad del lodo máxima 2007 Lb/Gal
128	0,543	10,45	0,465	0,465	10,45	9,95
342	0,543	10,45	0,465	0,465	10,45	9,95
361	0,543	10,45	0,465	0,465	10,45	9,95
422	0,544	10,47	0,465	0,465	10,47	9,97
644	0,546	10,51	0,465	0,465	10,51	10,01
839	0,546	10,51	0,465	0,465	10,51	10,01
882	0,547	10,53	0,465	0,465	10,53	10,03
938	0,547	10,53	0,465	0,465	10,53	10,03
1207	0,545	10,48	0,465	0,251	9,36	8,86
1389	0,555	10,67	0,465	0,251	9,53	9,03
1436	0,571	10,97	0,465	0,251	9,80	9,30
1518	0,558	10,74	0,465	0,251	9,59	9,09
1634	0,554	10,65	0,479	0,259	9,47	8,97
1792	0,576	11,09	0,511	0,276	9,79	9,29
1874	0,600	11,54	0,530	0,286	10,14	9,64
1919	0,627	12,06	0,568	0,307	10,51	10,01
1944	0,636	12,24	0,582	0,314	10,62	10,12
1988	0,704	13,54	0,655	0,354	11,55	11,05
2015	0,711	13,67	0,666	0,359	11,62	11,12
2048	0,698	13,43	0,655	0,354	11,45	10,95
2091	0,694	13,35	0,647	0,350	11,40	10,90
2125	0,674	12,97	0,624	0,337	11,14	10,64
2202	0,658	12,66	0,598	0,323	10,95	10,45
2252	0,646	12,42	0,593	0,320	10,76	10,26
2351	0,637	12,25	0,572	0,309	10,66	10,16
2493	0,641	12,32	0,572	0,309	10,72	10,22

Profundidad (ft)	Gradiente de Fractura inicial (Psi/ft)	Densidad equivalente de Fractura inicial (Lb/Gal)	Gradiente de Formación Inicial (Psi/ft)	Gradiente de Formación a 2007 (psi/ft)	Densidad equivalente de Fractura a 2007 en Lb/Gal	Densidad del lodo máxima 2007 Lb/Gal
2692	0,654	12,58	0,575	0,310	10,94	10,44
2866	0,646	12,42	0,573	0,309	10,80	10,30
3061	0,648	12,47	0,585	0,316	10,81	10,31
3142	0,644	12,39	0,580	0,313	10,76	10,26
3255	0,642	12,35	0,578	0,312	10,74	10,24
3378	0,622	11,97	0,552	0,298	10,47	9,97
3412	0,618	11,89	0,546	0,220	9,95	9,45
3477	0,618	11,89	0,546	0,220	9,95	9,45
3574	0,579	11,13	0,496	0,200	9,46	8,96
3664	0,582	11,19	0,500	0,202	9,50	9,00
3684	0,583	11,20	0,500	0,202	9,51	9,01
3745	0,583	11,21	0,501	0,202	9,52	9,02
3781	0,584	11,23	0,502	0,202	9,53	9,03
3893	0,600	11,55	0,523	0,211	9,73	9,23
4001	0,592	11,39	0,512	0,206	9,63	9,13
4142	0,592	11,38	0,511	0,206	9,63	9,13
4210	0,609	11,71	0,533	0,215	9,84	9,34

Continuación de la Tabla.

La finalidad de estimar las presiones de formación y fractura actualizadas, es para generar una ventana de lodo que permita diseñar un fluido de perforación para cada bloque del campo Colorado que no fracture la formación durante las nuevas operaciones de perforación.

De la **Tabla 9** (densidad de lodo mínima) y de la **Tabla 12** (densidad de lodo máxima) se puede generar una ventana de lodo que demuestra los límites que debió tener la densidad del lodo en las perforaciones iniciales y así mismo tener la ventana de lodo a 2007, todo el procedimiento de este capítulo se realizó para todos los bloques, se tabularon los resultados y se generaron figuras de presión de fractura inicial y a 2007. En el **(Anexo 2)**, se exponen los detalles de cada bloque.

Se generaron las ventanas de lodo mostradas en las figuras 40 a 51, con las cuales se podrán realizar futuras perforaciones en el Campo Escuela Colorado.

Figura 42 Ventana del Lodo del Bloque 1 del campo (Inicial)

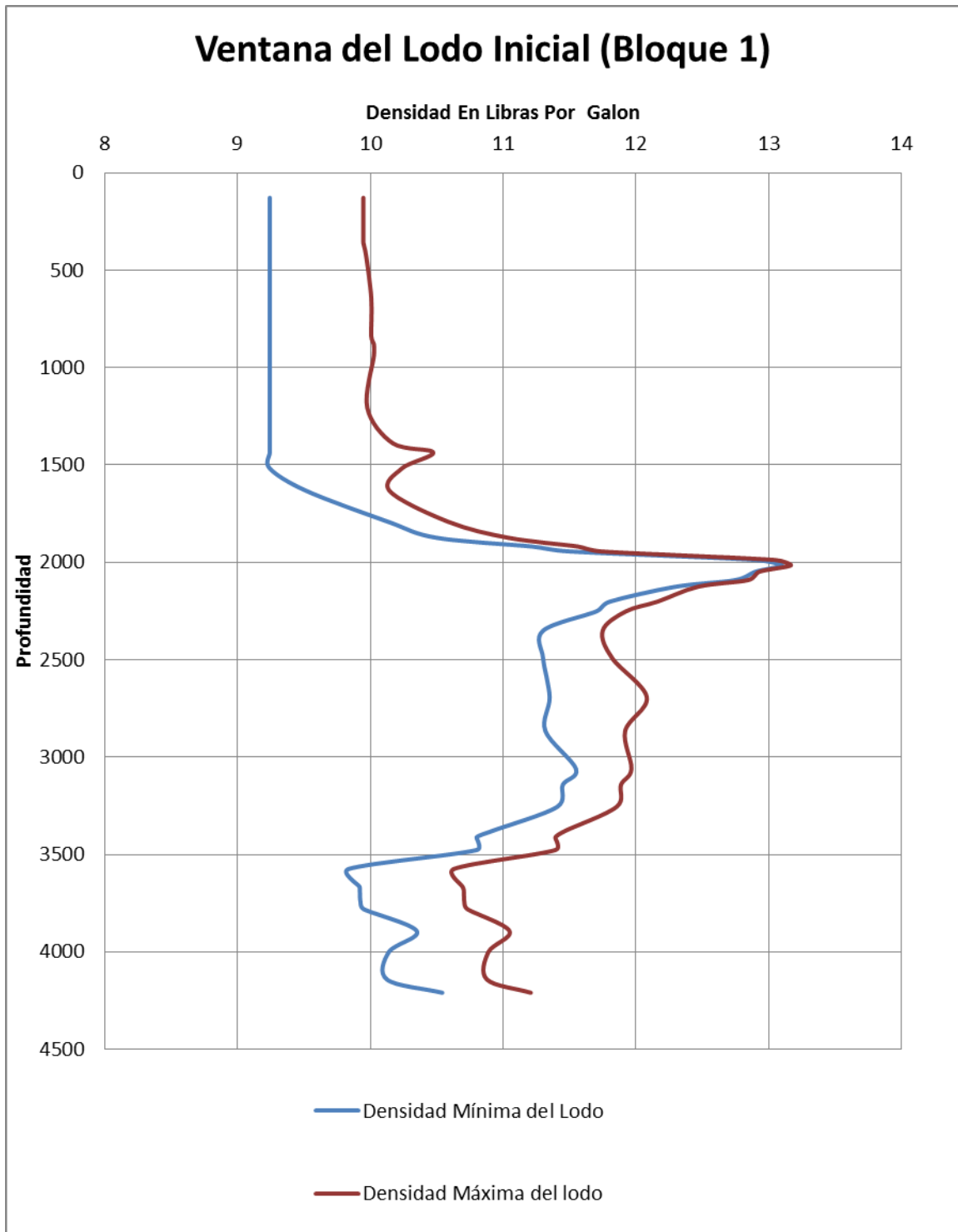


Figura 43 Ventana del Lodo del Bloque 1 del campo (Año 2007).

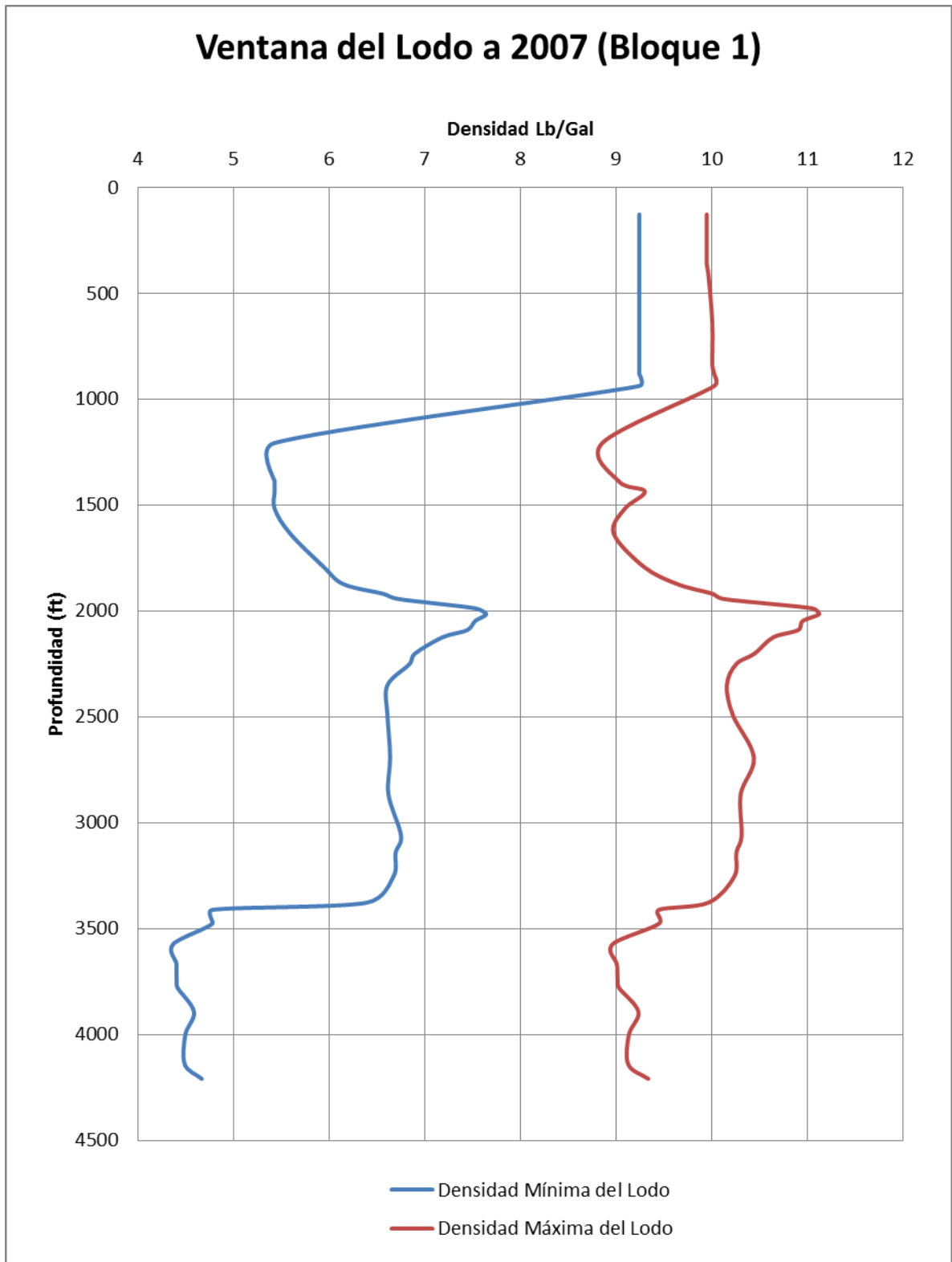


Figura 44 Ventana del Lodo del Bloque 2 del campo (Inicial).

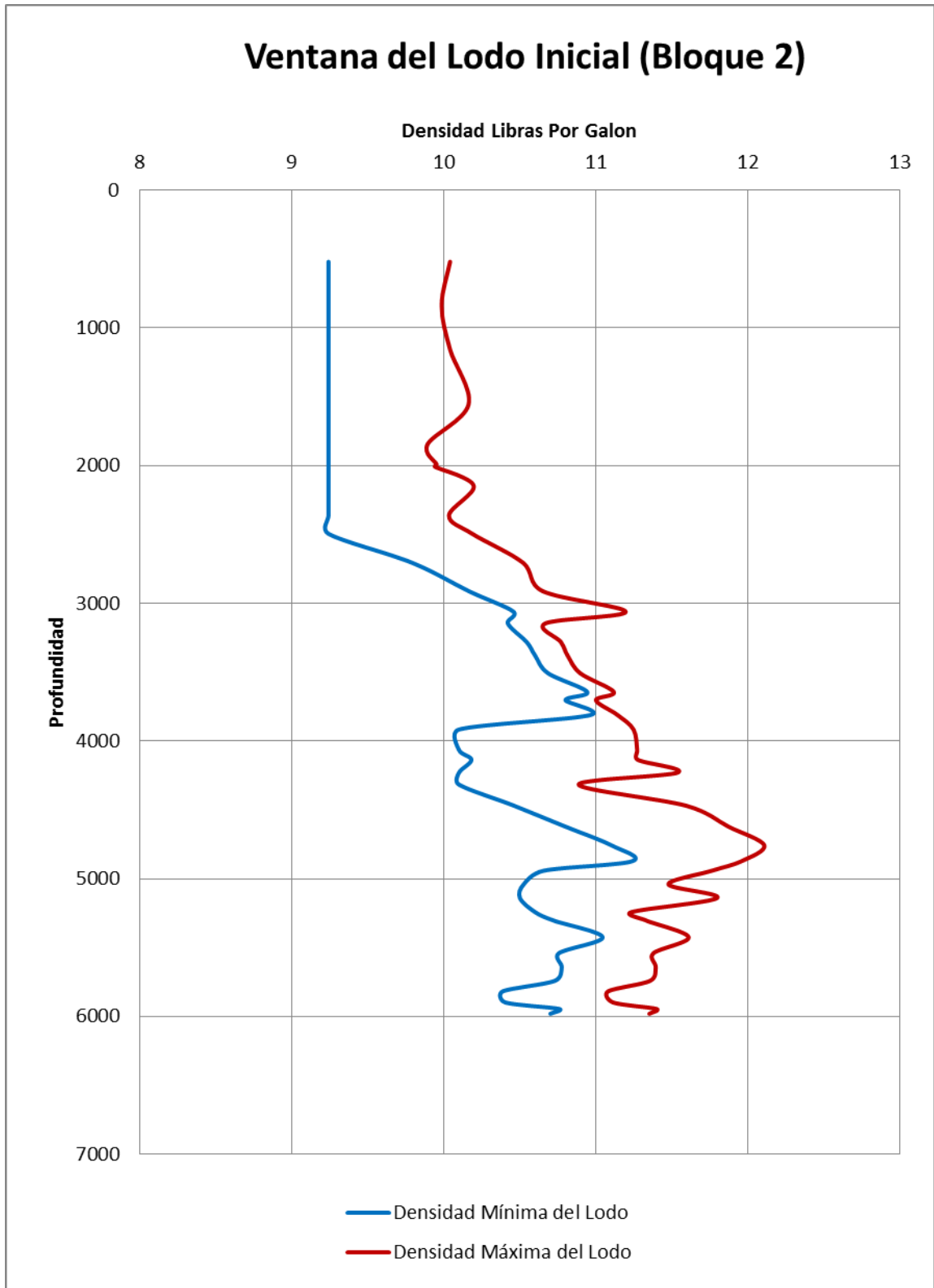


Figura 45 Ventana del Lodo del Bloque 2 del campo (Año 2007)

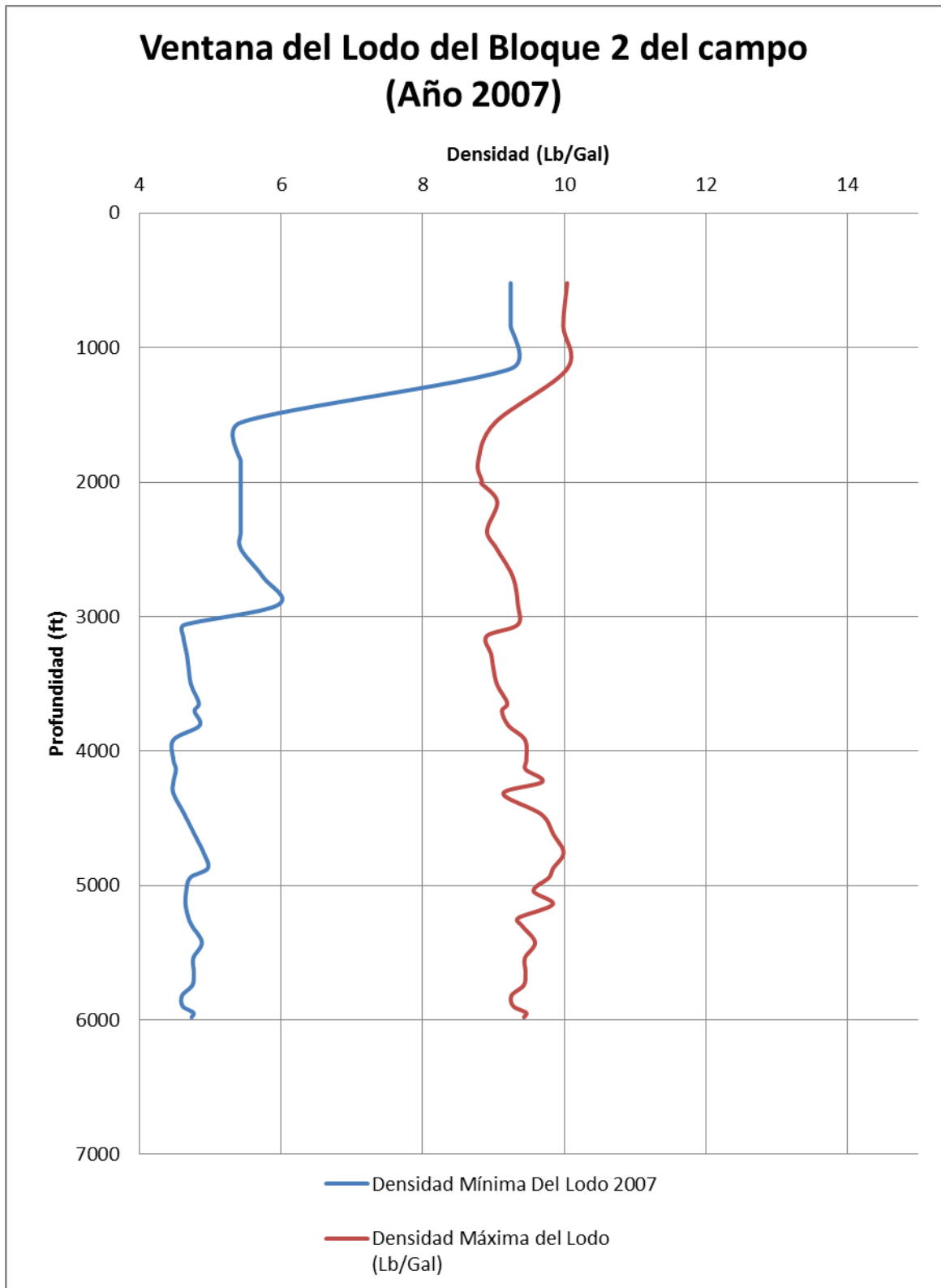


Figura 46 Ventana del Lodo del Bloque 3 del campo (Inicial)

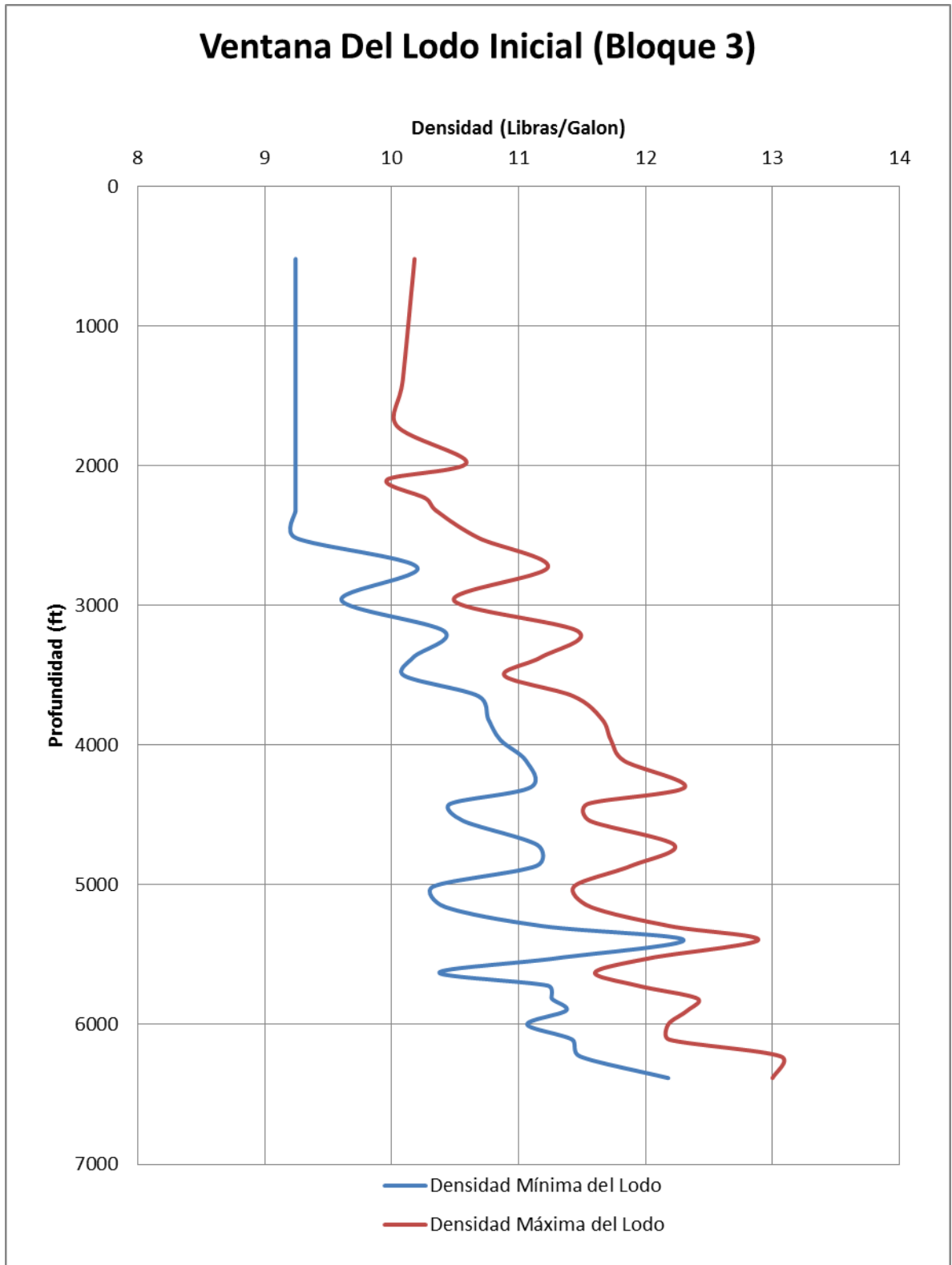


Figura 47 Ventana del Lodo del Bloque 3 del campo (Año 2007).

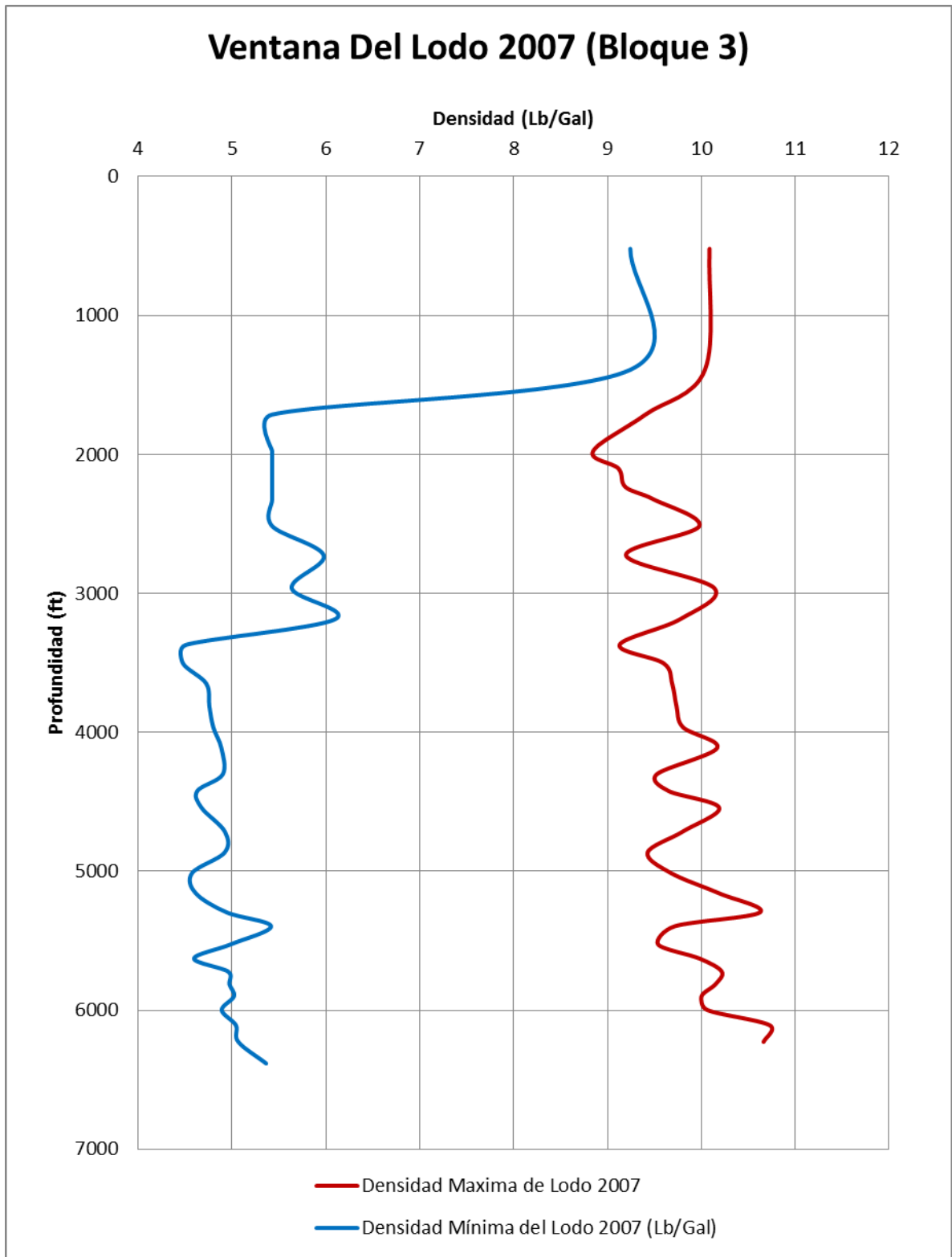


Figura 48 Ventana de Lodo del Bloque 4 del campo (Inicial).

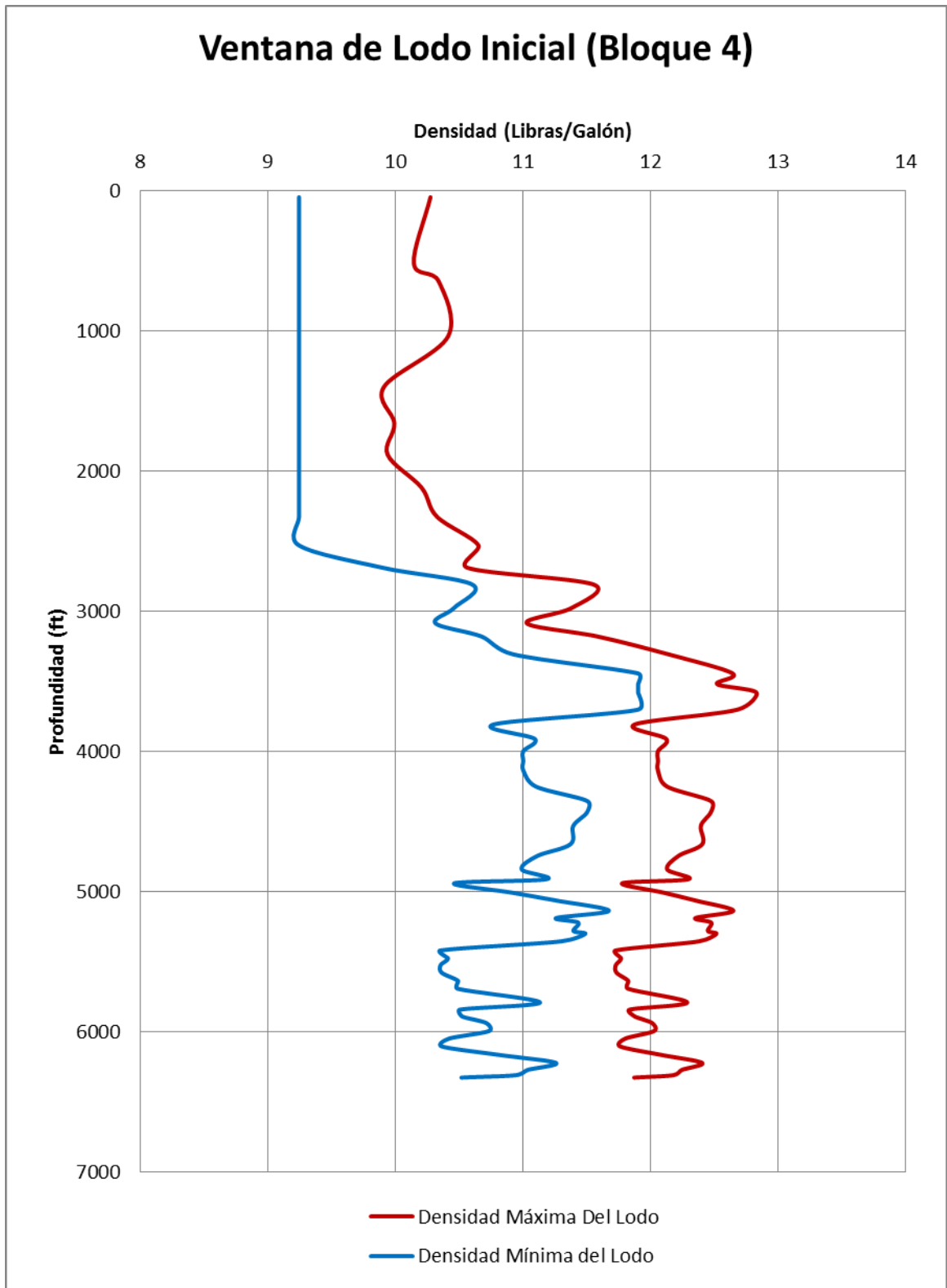


Figura 49 Ventana del Lodo del Bloque 4 del campo (Año 2007).

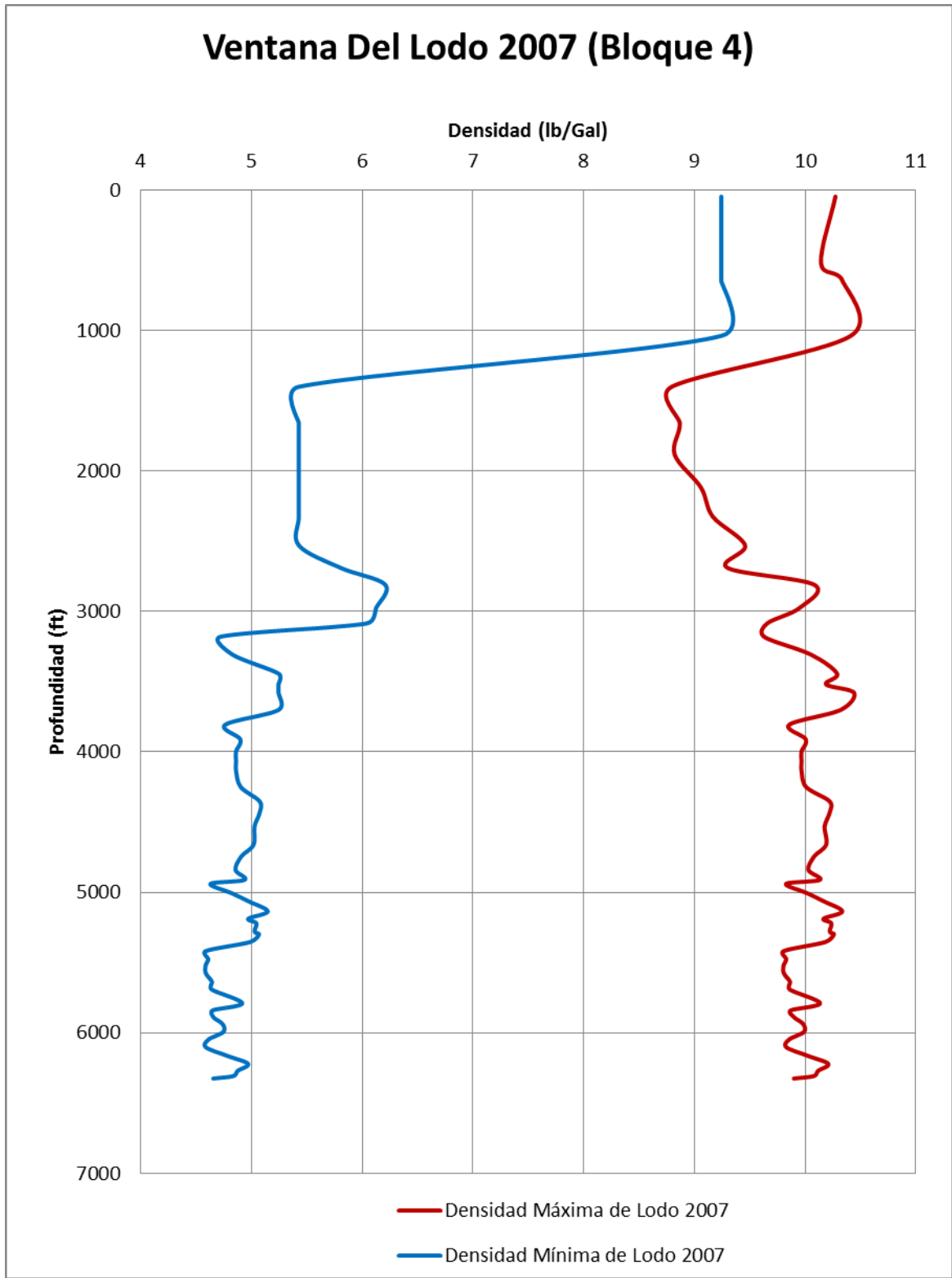


Figura 50 Ventana del Lodo del Bloque 5 del campo (Inicial).

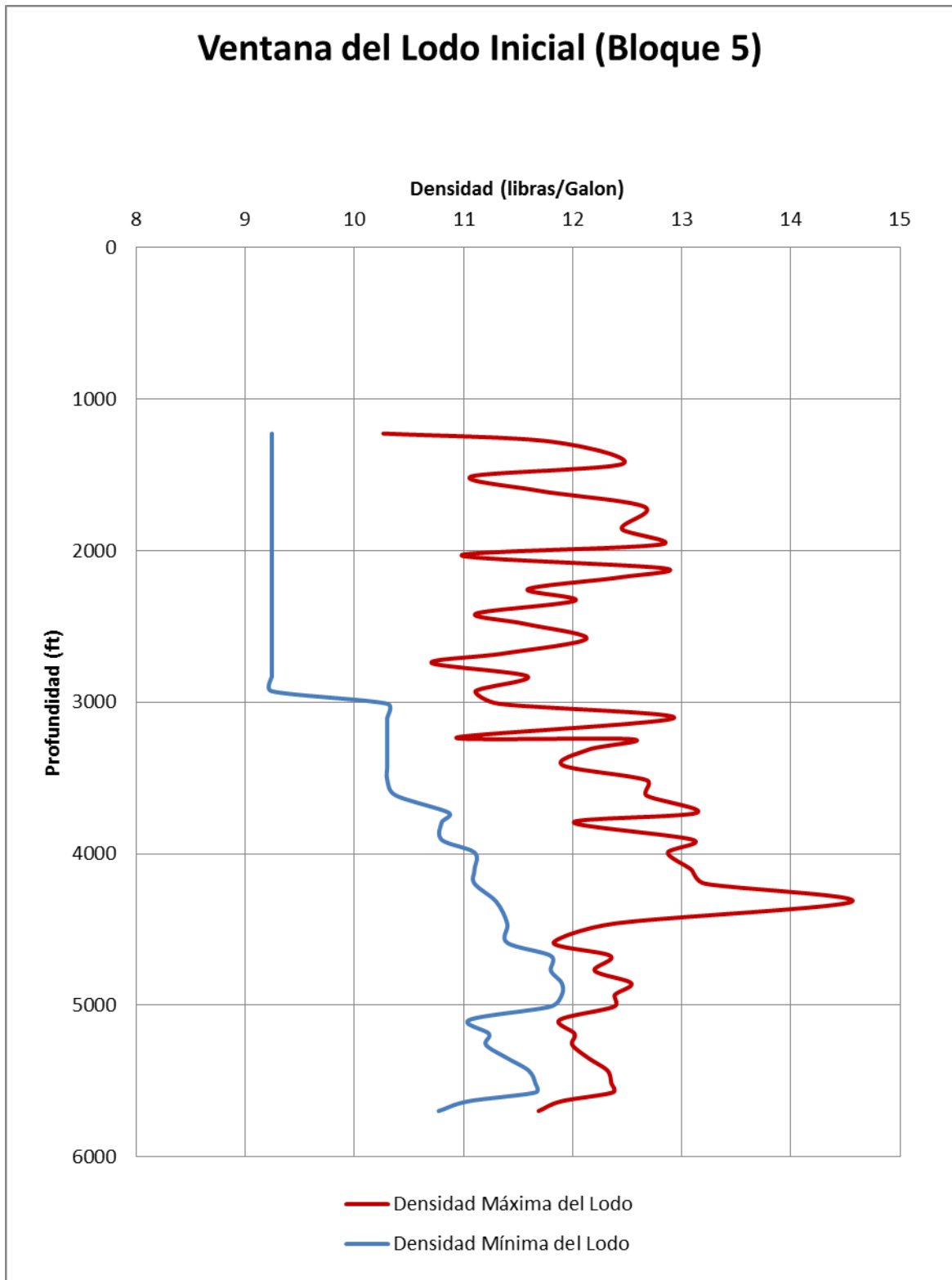


Figura 51 Ventana del Lodo del Bloque 5 del campo (Año 2007).

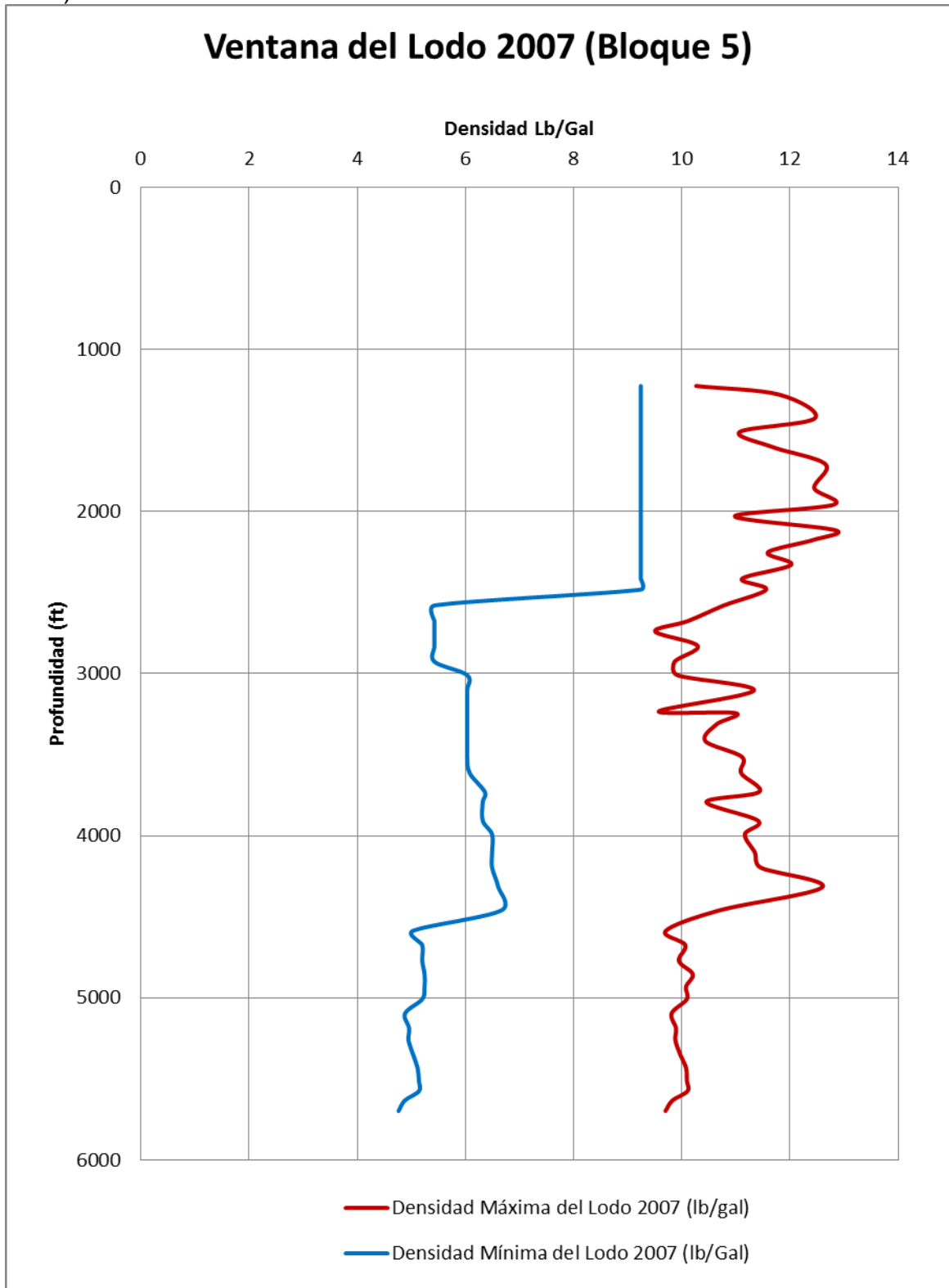


Figura 52 Ventana del Lodo del Bloque 6 del campo (Inicial).

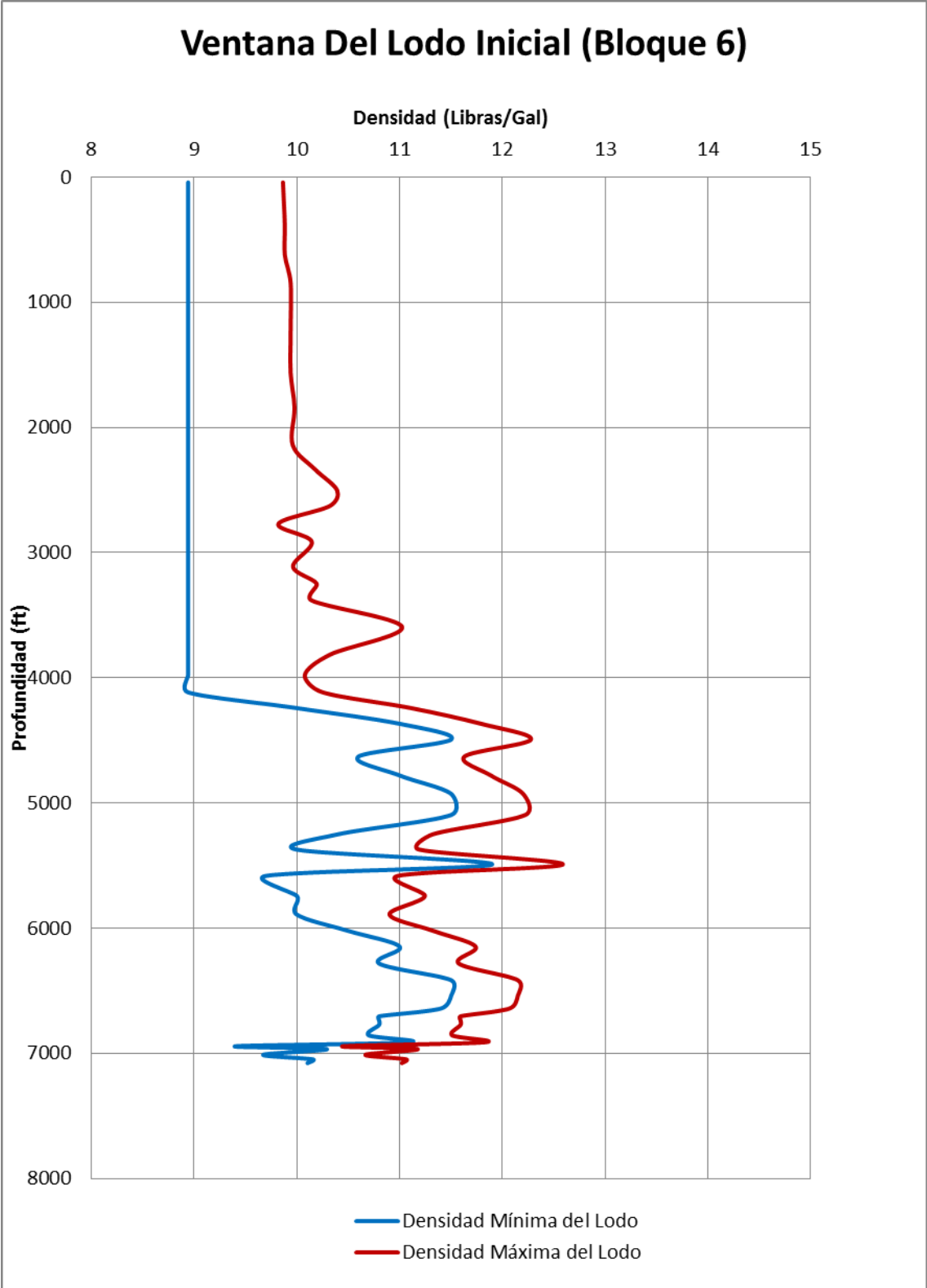
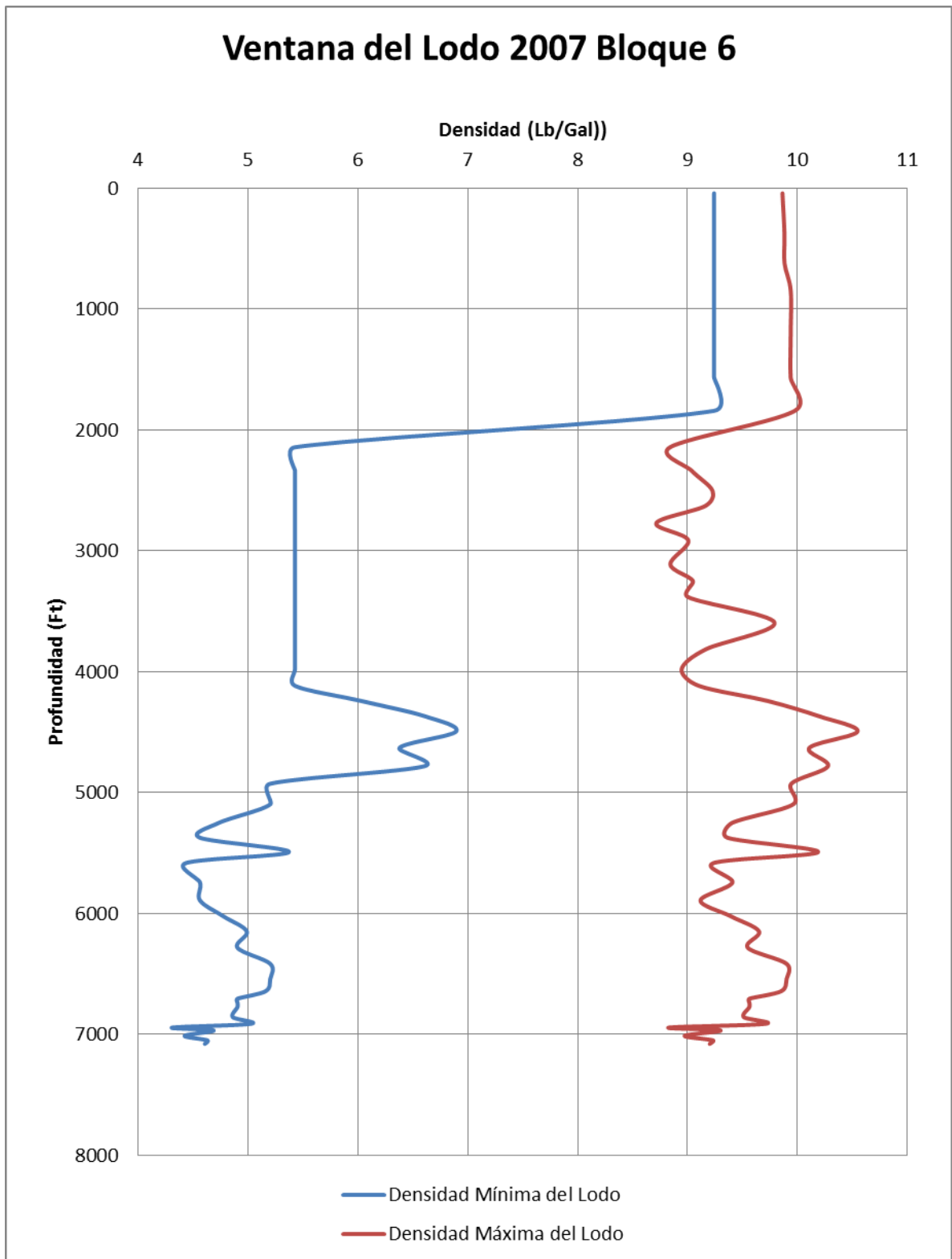


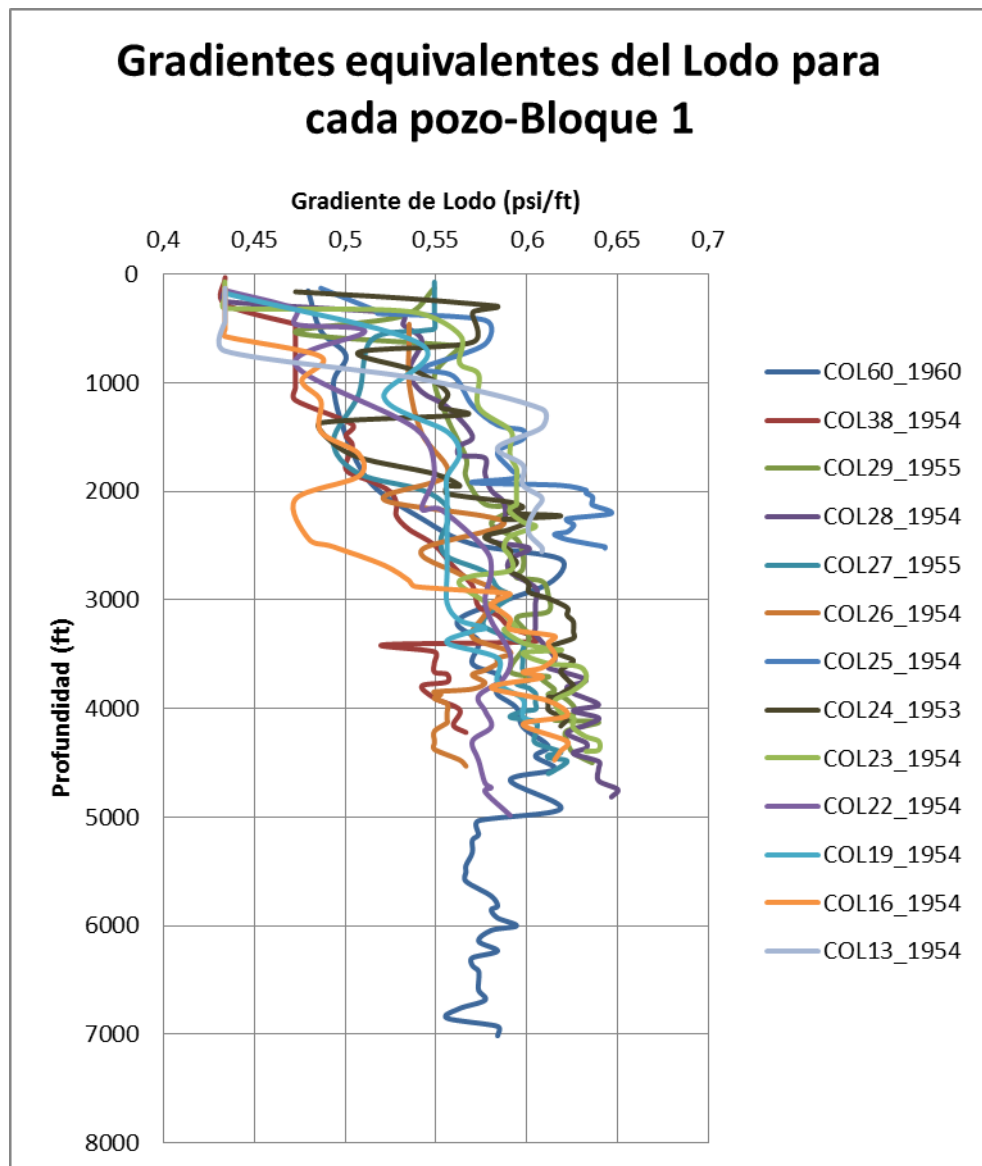
Figura 53 Ventana del Lodo del Bloque 6 del campo (Año 2007).



Para justificar y darle valor agregado a las ventanas de lodo y a los datos de presión estimados, se utilizara información de algunos pozos que durante la perforación registraron pérdida de circulación, amago de reventón y pruebas de presión.

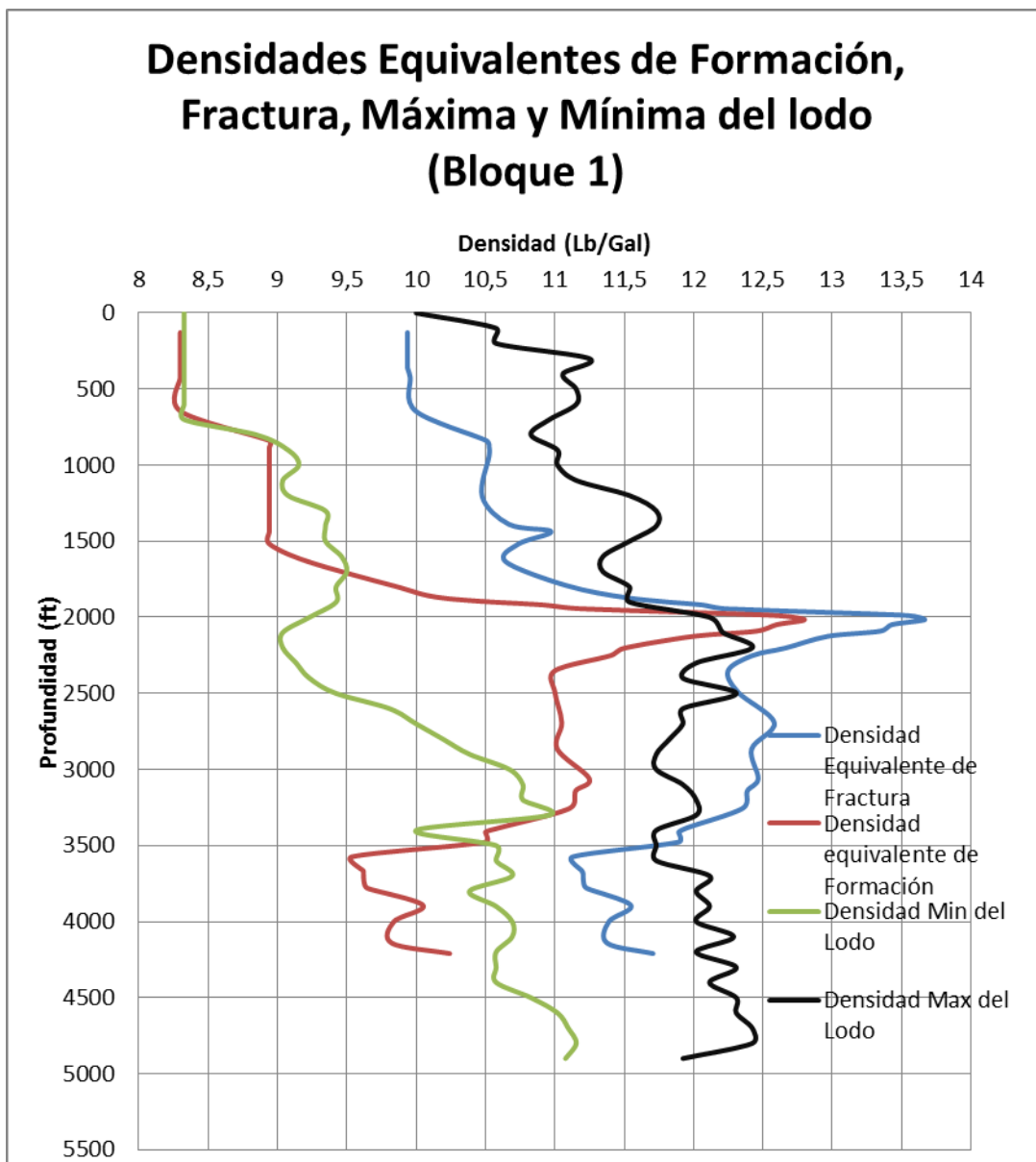
La densidad del lodo utilizado durante la perforación, es una fuente de información que permite corroborar la validez de los resultados. Para el Bloque 1 del campo, se generó una gráfica de la variación de dicha propiedad del lodo con respecto a la profundidad en cada pozo.

Figura 54 Gradientes equivalentes del Lodo para cada pozo-Bloque 1



Con la **FIGURA (54)** se obtuvo una curva generalizada para los gradientes mínimos y máximos del lodo utilizado en el bloque 1, a partir de los gradientes mínimos y máximos que fueron tomados desde cero pies (0 ft) a siete mil pies (7000 ft) de profundidad. Cada cien pies (100 ft) se tomaron los valores de dichos gradientes, y dividiéndolos por la constante 0,052 para determinar la densidad, se llegó a la **FIGURA (55)** que relaciona las densidades del lodo con las densidades equivalente de formación y de fractura.

Figura 55 Densidades Equivalentes de Formación, Fractura, Máxima y Mínima del lodo

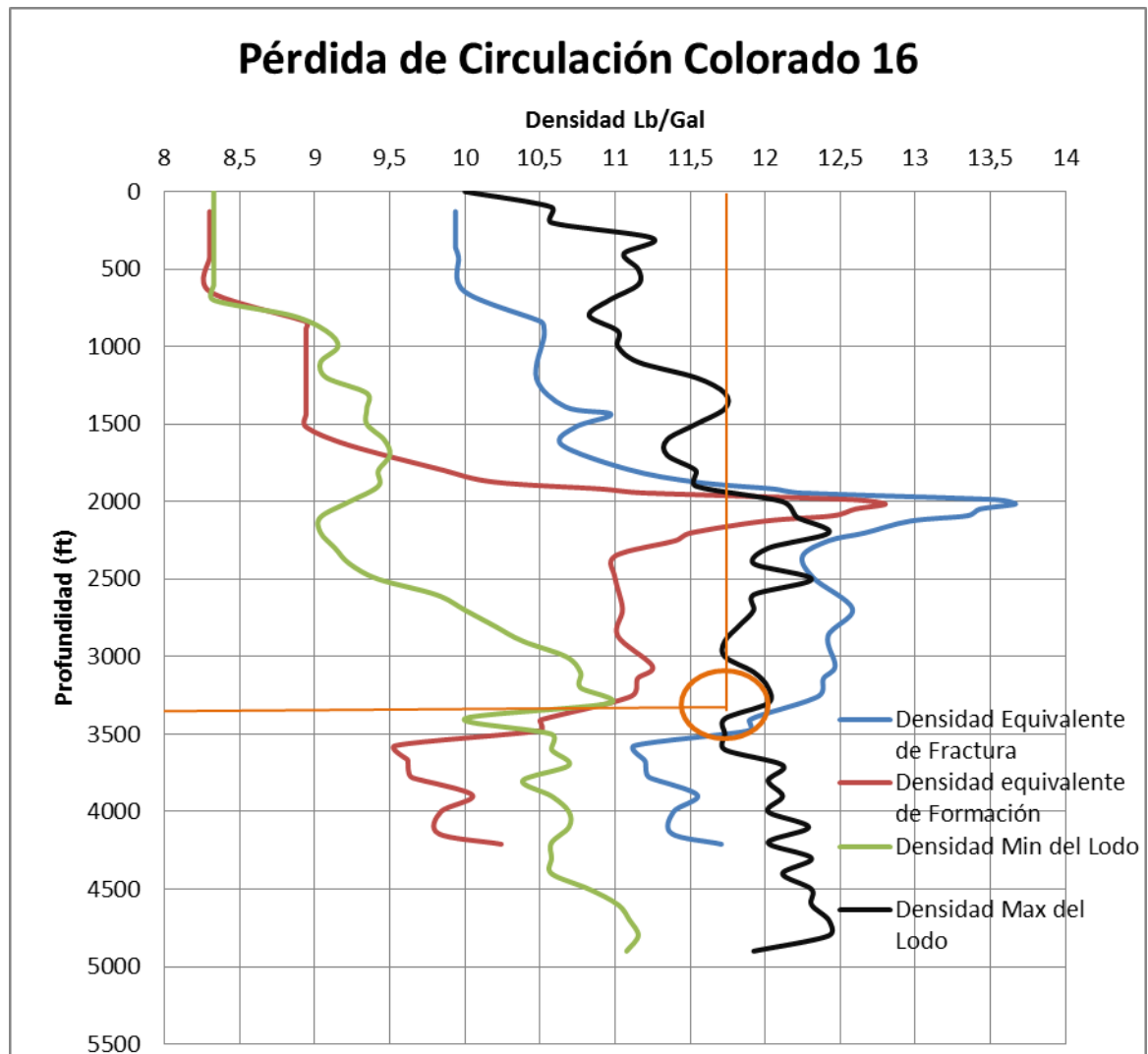


Los eventos de algunos pozos del Bloque 1 son explicados según la **FIGURA 55**. Con estos se justifica que los resultados obtenidos concuerdan con algunos eventos de pozo registrados.

Colorado 16

Durante la perforación el pozo, presento una pérdida de circulación a 3400 ft de profundidad. La densidad de lodo utilizada fue de 11,7 libras por galón. Según la **FIGURA (56)** se observa que la densidad máxima de lodo utilizada está cerca de la densidad de fractura, lo que indica que la formación posiblemente fue fracturada y se filtró el lodo.

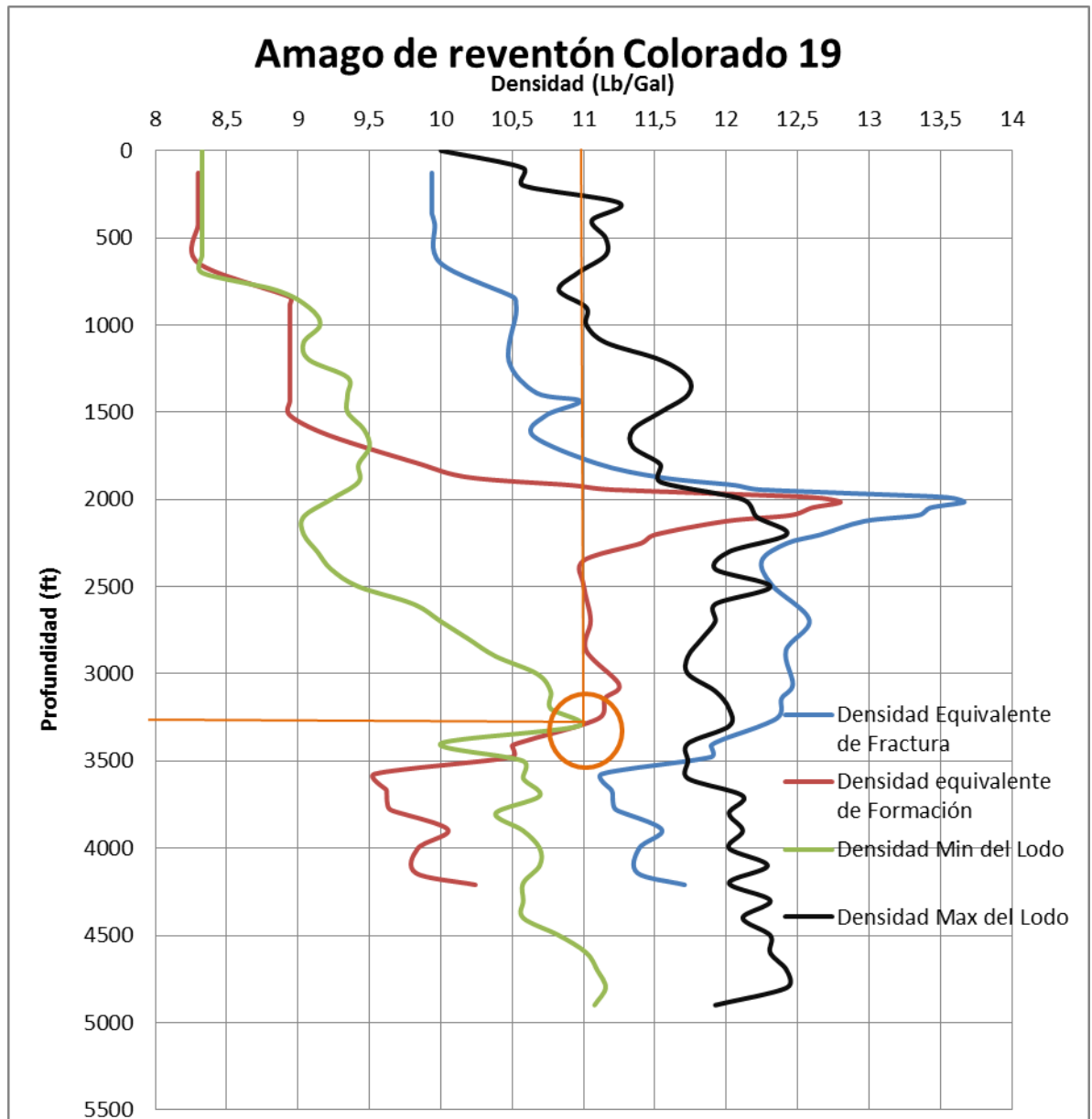
Figura 56 Pérdida de Circulación Colorado 16



Colorado 19

Durante la perforación del pozo se presentó un amago de reventón a 3268 ft de profundidad. La densidad del lodo utilizada fue de 11 libras por galón. Según la **FIGURA (57)** la densidad del lodo utilizada está al límite de la densidad equivalente de formación. Esto indica que la densidad del lodo apenas resistía la presión que ejercía la formación.

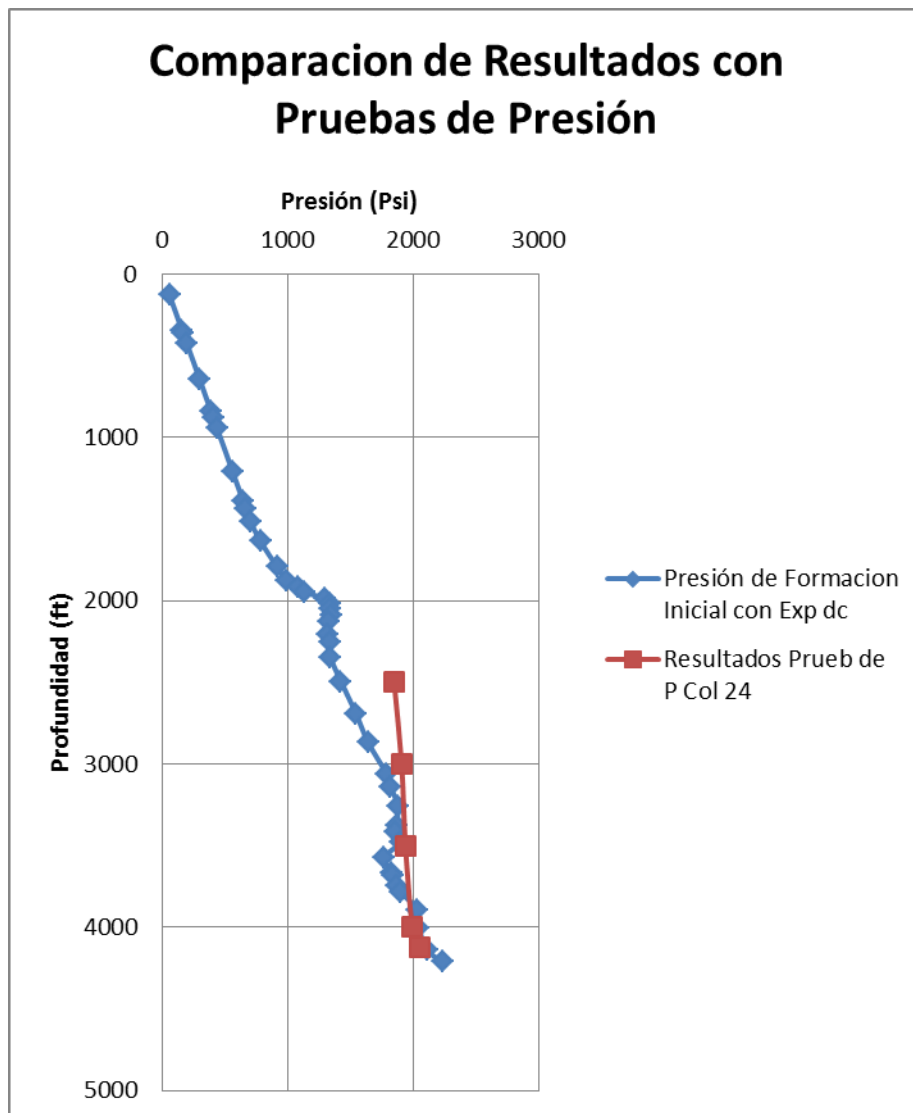
Figura 57 Amago de reventón Colorado 19



Colorado 24

La perforación de este pozo se inició el 20 de Octubre de 1953, paso a producción y luego se cerró en Enero de 1954 por BHP hasta abril de 1954, los siguientes fueron los resultados de la prueba de presión: a 2500' con 1850 psi, a 3000' con 1910 psi, a 3500' con 1940 psi, a 4000' con 1995 psi y a 4125' con 2055 psi. Con estos datos se puede observar que los datos estimados son muy precisos, teniendo en cuenta que la **FIGURA 58** relaciona la presión generalizada para todo el Bloque 1 con la presión del pozo Col 24.

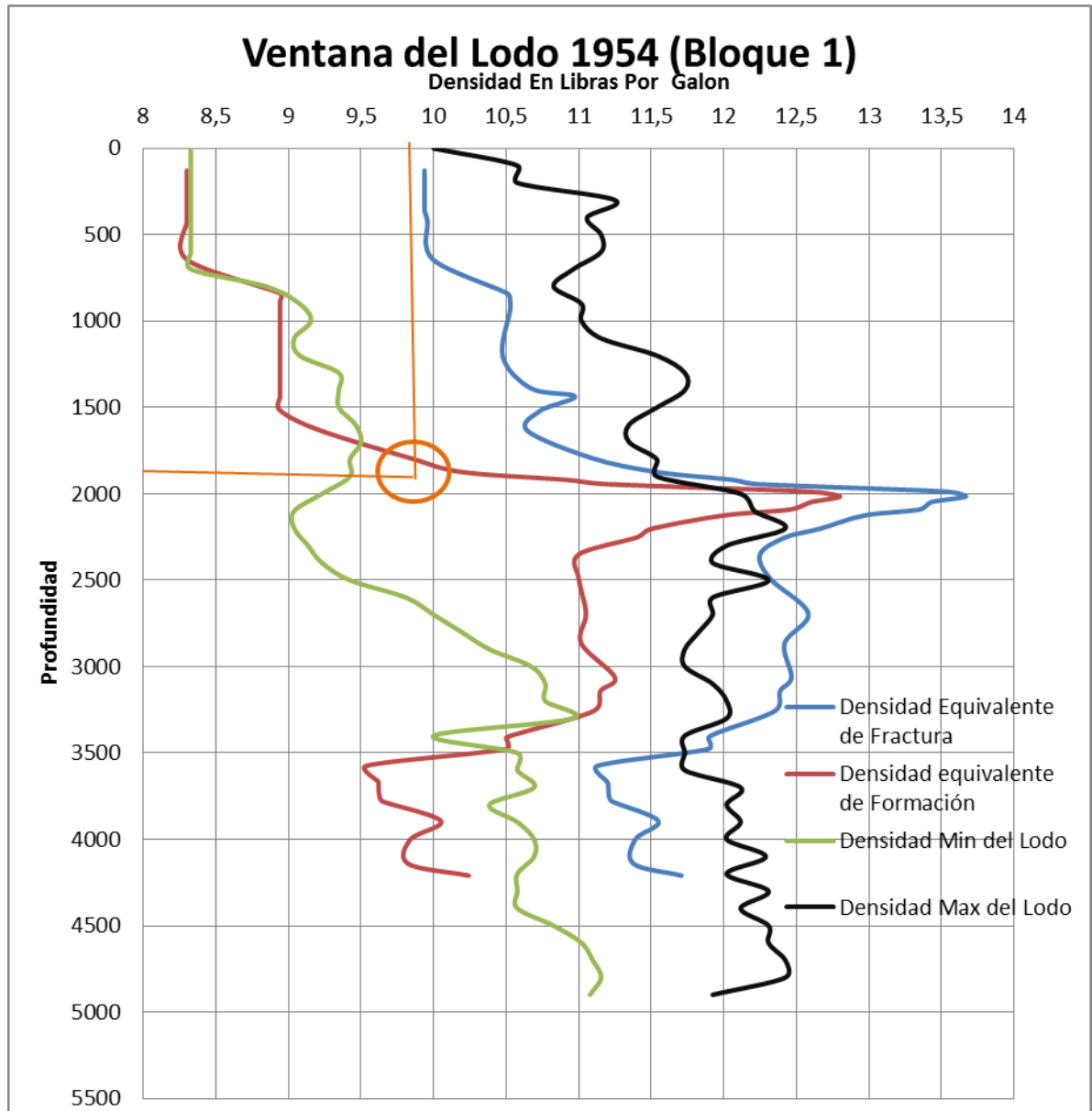
Figura 58 Comparación de Resultados con Pruebas de Presión



Colorado 60

Durante la perforación a 1871ft de profundidad se presentó un amago de reventón. La densidad de lodo utilizada fue de 9,8 libras por galón. Efectivamente la ventana de lodo es consecuente con este evento del pozo, pues la densidad utilizada a esa profundidad apenas resistía la presión de formación.

Figura 59 Amago de reventón Colorado 60



4 CONCLUSIONES

- Se logró establecer una ventana de lodo por bloque, base para el diseño del fluido de perforación en la realización de nuevos pozos del Campo Escuela Colorado.
- Se observó que las presiones iniciales y actuales de formación y fractura son diferentes para cada uno de los bloques.
- Los registros de perforación sirvieron de referencia, para estimar las presiones de formación y fractura inicial. La actualización de las mismas se basó en pruebas de nivel del fluido tomadas en 2007, observando la disminución de presión respecto a la inicial de las arenas B y C, y aplicando este comportamiento a todos los bloques del campo.
- Para cada uno de los bloques se analizó el registro gamma ray, con el fin de determinar la relación de Poisson, dato fundamental para estimar las presiones de fractura iniciales.
- Las presiones iniciales de formación y fractura fueron determinadas siguiendo las correlaciones de Eaton. Para actualizar las presiones de fractura se aplicó la metodología del artículo “Fracture-Gradient Predictions in Depleted Sands in the Gulf Coast Sedimentary Basin”, utilizando la correlación de Salz especial para yacimientos depletados.
- Al promediar los datos en cada arena y compararlos con el informe de Ecopetrol 2003 que menciona presiones iniciales de arenas B en 900 psi y arenas C en 3000 psi, se obtuvo una depleción del 42.66% a 516 psi y 57.38% a 1278.5 psi respectivamente, porcentajes analizados a partir de

pruebas de nivel para estimar la presión de formación y de fractura actual en todos los bloques.

RECOMENDACIONES

- Es indispensable seleccionar el fluido de perforación teniendo en cuenta la ventana de lodo actual del bloque correspondiente a la locación del pozo a perforar, para evitar fracturas de la formación.
- Tomar registros en los nuevos pozos que se vayan a perforar en el Campo Escuela Colorado, a fin de evaluar las presiones de formación actuales con mayor exactitud.
- Se recomienda realizar un estudio de Geomecánica para el Campo Escuela Colorado, para evaluar los esfuerzos, aspectos de buzamiento y otros factores que permitan hacer un ajuste en la ventana del lodo.
- Hacer un estudio en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, para establecer correlaciones para determinar presiones de formación y fractura, como el realizado en la cuenca del Golfo de México.
- Realizar pruebas de presión en las arenas representativas del Campo Escuela Colorado por bloques, que permita contar con información confiable para el desarrollo de futuros proyectos

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- A.T. Bourgoyne Jr, K.K. Millheim, M.E. Chenevert & F.S. Young. Applied Drilling Engineering. Spe Texbook. 1986. 502P.
- ABERDEEN DRILLING SCHOOLS. Well Control. 2002.4 ed. 390p.
- Correa Jaimes Fabio Ricardo. Desarrollo De Una Metodología Para Interpretar Pruebas De presión Tomadas Con Herramientas Convencionales, Aplicación Campo Colorado. 190p
- Darwin V.Ellis, Julian M. Singer. Well Logging For Earth Scientists. 2 ed. Springer. 2008, 699p.
- David P. Craig, Halliburton Energy Services, Inc. and Ted D. Brown, Barrett Resources Corporation. Estimating Pore Pressure and Permeability in Massively Stacked Lenticular Reservoirs Using Diagnostic Fracture-Injection Tests. SPE 56600.
- EMERY. Nelson, SINGH. Baldeo. Fracture-Gradient Predictions in Depleted Sands in the Gulf Coast Sedimentary Basin. AAPG Memoir 76, Chapter 12, Pages 125-129 5p
- Escamilla Marquez, Daniel Armando, Gualdron Diaz Natalie Paola. Diseño e implementación de una metodología para la toma de pruebas de presión en campos maduros aplicación campo colorado. 169p
- Fracture Gradients in Depleted Reservoirs - Drilling Wells in Late Reservoir Life M.W. Albery and M. R. McLean, BP.2001

- G.V. Chilingar, V.A. Serebryakov, J.O. Robertson, Jr. Developments In Petroleum Science (50) Origin And Prediction Of Abnormal Formation Pressures. Elsevier. 2002 391p
- John Shaughnessy, Ron Fuqua, Louis Romo, BP America. Successfully Drilling Highly Depleted Sands. SPE/IADC 67744.
- M. A. Addis', SPE, X. Choil, SPE and J. Gunning', SPE. ' CSIRO Petroleum, Australia, The Influence Of The Reservoir Stress-Depletion Response On The Lifetime Considerations Of Well Completion Design. SPE/ISRM 47289.
- M. Svennkjaer and R. K.Bratli. Rock Mechanics Applied to Drilling-An Operational Review. SPE/ISRM 47290.
- M.A. Addis, M.B. Cauley and C. Kuyken, Shell International Exploration and Production, Shell U.K. Exploration and Production. Brent In-Fill Drilling Programme: Lost Circulation Associated With Drilling Depleted Reservoirs. SPE/IADC 67741.
- M.W. Albery and M. R. McLean, BP. Fracture Gradients in Depleted Reservoirs - Drilling Wells in Late Reservoir Life. SPE/IADC 67740.
- Ph. A. Charlez TOTAL S.A. The Concept of Mud Weight Window Applied to Complex Drilling. SPE 56758.
- RABIA, Hussain. Well Engineering & Construction. 2001. 640p
- Richard M. Bateam. Open-Hole Log Analysis And Formation Evaluation. International Human Resources Development Corporation. 1985, 661p
- S.A. Solvang, StatoilHydro; C. Leuchtenberg, Consultant; and I.C Gil and H. Pinkstone, Sperry Drilling Services, Halliburton Energy Services Incorporated.

Managed Pressure Drilling Resolves Pressure Depletion Related Problems in the Development of the HPHT Kristin Field. SPE/IADC 113672.

- SALZ, L.B., Relationship between fracture propagation pressure and pore pressure. SPE 6870 8P
- W.H. Fertl, R.E. Champman, R.F. Hotz . Studies in abnormal pressures. Elsevier. 1994 473p

ANEXOS

Anexo 1. Tablas de selección de pozos

Tabla mediante la cual se llevó a cabo la selección de los pozos analizados, de estos hubo una selección posterior luego de hallar el exponente dc, en donde se determinaba cuales pozos tenían unas tendencias apropiadas de este registro de perforación.

Tabla 14 selección de pozos en el Campo Colorado

Bloque	Pozo	Exponente dc	Registro Sónico	Registro Gamma Ray
Bloque 1	Col 10	-	-	-
	Col 11	-	-	-
	Col 13	ok	-	-
	Col 14	-	-	-
	Col 15	Sin Datos	-	-
	Col 16	ok, con p fractura	-	Ok
	Col 21	Sin datos, con p fractura	-	Ok
	Col 22	Hay datos	-	-
	Col 60	Sin datos, con p fractura	-	Ok
	Col 25	ok	-	-
	Col 28	ok	-	-
	Col 29	ok	-	-
Bloque 2	Col 38	ok	ok	-
	Col 70	ok	ok	Ok
	Col 20	Sin datos, con p fractura	-	Ok

	Pozo	Exponente dc	Registro Sónico	Registro Gamma Ray
	Col 44	ok	-	-
	Col 51	ok	-	-
	Col 35	-	-	Ok
	Col 52	ok	-	-
	Col 12	OK	-	-
	Bloque 3	Col 33	ok	-
Col 69		ok	-	-
Col 46		ok	-	-
Col 30		-	-	Ok
Col 32		ok	-	-
Col 3		ok	-	-
Bloque 4	Col 1	-	-	-
	Col 2	-	-	-
	Col 65	ok	-	-
	Col 66	ok	ok	-
	Col 67	ok	ok	-
	Col 59	ok	-	-
	Col 72	-	ok	Ok
	Col 71	-	ok	-
Col 43	ok	-	-	
Bloque 5	Col 75	ok	ok	OK
	Col 74	ok	-	-
	Col 55	ok	-	-
	Col 58	ok	-	-
	Col 56	ok	-	-
Bloque 6	Col 37	ok, con p fractura	-	Ok
	Col 49	ok	-	-
	Col 61	ok	-	-
	Col 48	ok	-	-
	Col 57	ok	-	-

Anexo 2. Tablas de resultados

A continuación se presentarán las tablas correspondientes a los resultados graficados en el capítulo 6. Donde se halla Las presiones de poro y fractura además de sus respectivos gradientes.

BLOQUE 1

Tabla 15 Datos de presiones y gradientes de formación inicial y a 2007 (Bloque 1) del Campo Colorado

Datos de Presión de Formación de Col 25 y Col 38 Para el Bloque 1						
Profundidad (ft)	Presión de Formación (psi) Inicial	Gradiente de Formación (psi/ft) Inicial	Densidad Mínima Del Lodo (lb/Gal) Inicial	Presión de Formación (Psi) a 2007	Gradiente de formación a 2007	Densidad de Lodo Mínima a 2007
128	60	0,465	9,24	60	0,465	9,24
342	159	0,465	9,24	159	0,465	9,24
361	168	0,465	9,24	168	0,465	9,24
422	196	0,465	9,24	196	0,465	9,24
644	299	0,465	9,24	299	0,465	9,24
839	390	0,465	9,24	390	0,465	9,24
882	410	0,465	9,24	410	0,465	9,24
938	436	0,465	9,24	436	0,465	9,24
1207	561	0,465	9,24	322	0,267	5,43
1389	646	0,465	9,24	370	0,267	5,43
1436	668	0,465	9,24	383	0,267	5,43
1518	706	0,465	9,24	405	0,267	5,43
1634	783	0,479	9,52	449	0,275	5,59
1792	916	0,511	10,13	525	0,293	5,94
1874	994	0,530	10,50	570	0,304	6,15
1919	1090	0,568	11,22	625	0,326	6,56
1944	1132	0,582	11,50	649	0,334	6,72
1988	1303	0,655	12,90	747	0,376	7,52
2015	1341	0,666	13,10	769	0,382	7,64
2048	1342	0,655	12,90	769	0,376	7,52
2091	1354	0,647	12,75	776	0,371	7,44
2125	1326	0,624	12,30	760	0,358	7,18
2202	1317	0,598	11,80	755	0,343	6,90

Profundidad (ft)	Presión de Formación (psi) Inicial	Gradiente de Formación (psi/ft) Inicial	Densidad Mínima Del Lodo (lb/Gal) Inicial	Presión de Formación (Psi) a 2007	Gradiente de formación a 2007	Densidad de Lodo Mínima a 2007
2252	1335	0,593	11,70	765	0,340	6,84
2351	1345	0,572	11,30	771	0,328	6,61
2493	1426	0,572	11,30	818	0,328	6,61
2692	1547	0,575	11,35	887	0,329	6,64
2866	1642	0,573	11,32	942	0,329	6,62
3061	1790	0,585	11,55	1027	0,335	6,75
3142	1822	0,580	11,45	1044	0,332	6,69
3255	1880	0,578	11,41	1078	0,331	6,67
3378	1866	0,552	10,92	1070	0,317	6,39
3412	1863	0,546	10,80	794	0,233	4,78
3477	1899	0,546	10,80	809	0,233	4,78
3574	1773	0,496	9,84	755	0,211	4,37
3664	1832	0,500	9,92	781	0,213	4,40
3684	1843	0,500	9,92	785	0,213	4,40
3745	1874	0,501	9,93	799	0,213	4,40
3781	1897	0,502	9,95	809	0,214	4,41
3893	2034	0,523	10,35	867	0,223	4,58
4001	2047	0,512	10,14	872	0,218	4,49
4142	2116	0,511	10,13	902	0,218	4,49
4210	2242	0,533	10,54	956	0,227	4,67

Continuación de la Tabla.

Tabla 16 Datos de presiones y gradientes de fractura inicial y a 2007 (Bloque 1) del Campo Colorado

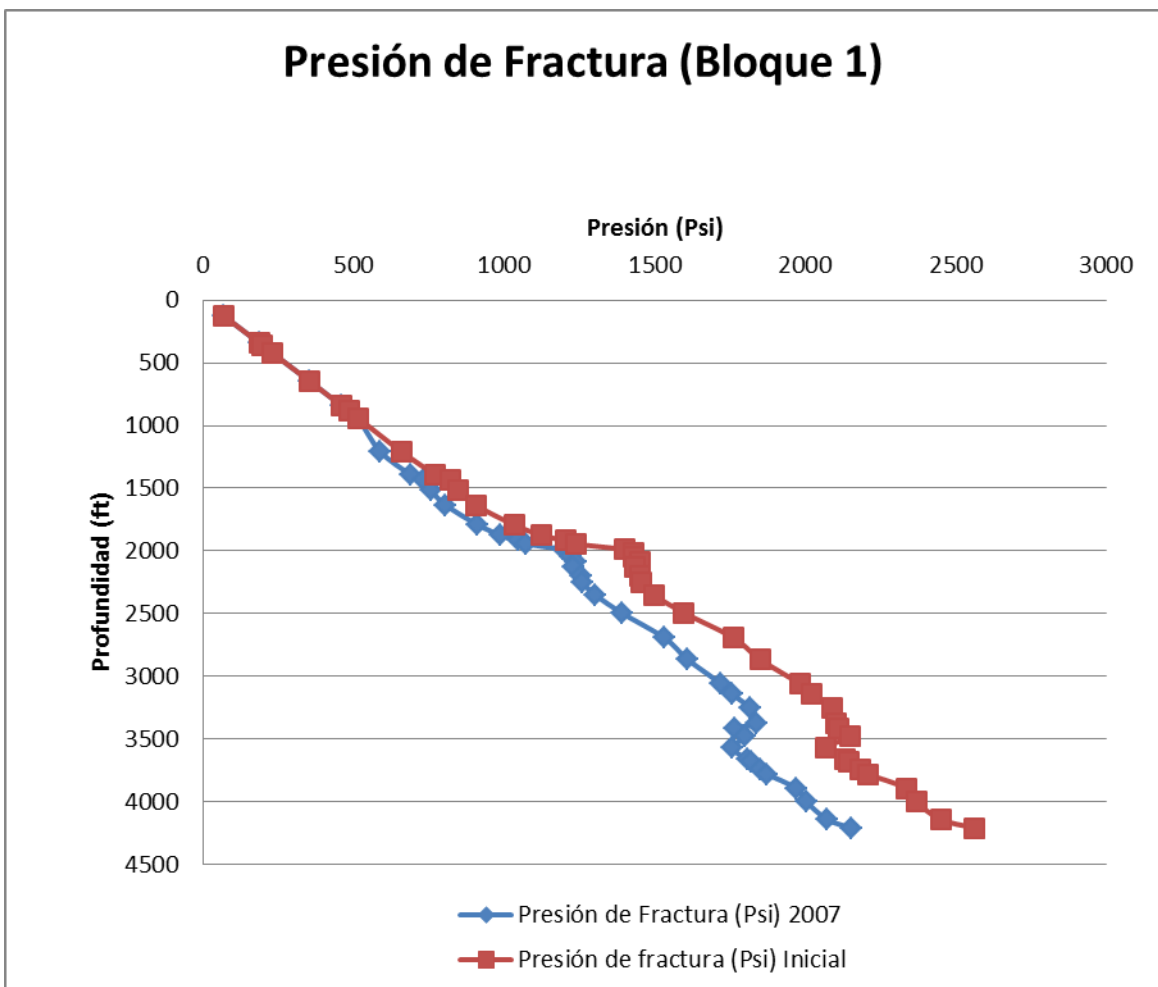
Datos de Presión de Fractura con los registros Gamma Ray de Col 16 y Col 21 Para el Bloque 1							
Profundidad (ft)	Presión de fractura (Psi) Inicial	Gradiente de Fractura (Psi/ft) Inicial	Densidad equivalente de Fractura (Lb/Gal) Inicial	Densidad máxima del Lodo (lb/gal) Inicial	Presión de Fractura (Psi) 2007	Gradiente de Fractura (lb/gal) 2007	Densidad del lodo máxima (lb/gal) 2007
128	70	0,543	10,45	9,95	69,54	10,45	9,95
342	186	0,543	10,45	9,95	185,79	10,45	9,95
361	196	0,543	10,45	9,95	196,12	10,45	9,95
422	230	0,544	10,47	9,97	229,69	10,47	9,97
644	352	0,546	10,51	10,01	351,85	10,51	10,01

Profundidad (ft)	Presión de fractura (Psi) Inicial	Gradiente de Fractura (Psi/ft) Inicial	Densidad equivalente de Fractura (Lb/Gal) Inicial	Densidad máxima del Lodo (lb/gal) Inicial	Presión de Fractura (Psi) 2007	Gradiente de Fractura (lb/gal) 2007	Densidad del lodo máxima (lb/gal) 2007
839	458	0,546	10,51	10,01	458,38	10,51	10,01
882	483	0,547	10,53	10,03	482,78	10,53	10,03
938	513	0,547	10,53	10,03	513,44	10,53	10,03
1207	658	0,545	10,48	9,98	587,24	9,36	8,86
1389	771	0,555	10,67	10,17	688,25	9,53	9,03
1436	819	0,571	10,97	10,47	731,75	9,80	9,30
1518	848	0,558	10,74	10,24	756,92	9,59	9,09
1634	905	0,554	10,65	10,15	804,99	9,47	8,97
1792	1033	0,576	11,09	10,59	912,28	9,79	9,29
1874	1125	0,600	11,54	11,04	988,45	10,14	9,64
1919	1204	0,627	12,06	11,56	1048,55	10,51	10,01
1944	1237	0,636	12,24	11,74	1073,88	10,62	10,12
1988	1400	0,704	13,54	13,04	1193,93	11,55	11,05
2015	1432	0,711	13,67	13,17	1218,03	11,62	11,12
2048	1430	0,698	13,43	12,93	1219,55	11,45	10,95
2091	1451	0,694	13,35	12,85	1239,70	11,40	10,90
2125	1433	0,674	12,97	12,47	1231,20	11,14	10,64
2202	1450	0,658	12,66	12,16	1253,48	10,95	10,45
2252	1455	0,646	12,42	11,92	1259,47	10,76	10,26
2351	1497	0,637	12,25	11,75	1303,00	10,66	10,16
2493	1597	0,641	12,32	11,82	1389,88	10,72	10,22
2692	1761	0,654	12,58	12,08	1531,50	10,94	10,44
2866	1851	0,646	12,42	11,92	1610,00	10,80	10,30
3061	1984	0,648	12,47	11,97	1721,10	10,81	10,31
3142	2024	0,644	12,39	11,89	1757,72	10,76	10,26
3255	2091	0,642	12,35	11,85	1817,08	10,74	10,24
3378	2103	0,622	11,97	11,47	1838,33	10,47	9,97
3412	2110	0,618	11,89	11,39	1764,95	9,95	9,45
3477	2150	0,618	11,89	11,39	1798,74	9,95	9,45
3574	2069	0,579	11,13	10,63	1758,77	9,46	8,96
3664	2132	0,582	11,19	10,69	1810,74	9,50	9,00
3684	2146	0,583	11,20	10,70	1822,24	9,51	9,01
3745	2183	0,583	11,21	10,71	1852,97	9,52	9,02
3781	2208	0,584	11,23	10,73	1873,88	9,53	9,03

Profundidad (ft)	Presión de fractura (Psi) Inicial	Gradiente de Fractura (Psi/ft) Inicial	Densidad equivalente de Fractura (Lb/Gal) Inicial	Densidad máxima del Lodo (lb/gal) Inicial	Presión de Fractura (Psi) 2007	Gradiente de Fractura (lb/gal) 2007	Densidad del lodo máxima (lb/gal) 2007
3893	2338	0,600	11,55	11,05	1970,32	9,73	9,23
4001	2369	0,592	11,39	10,89	2004,31	9,63	9,13
4142	2451	0,592	11,38	10,88	2073,45	9,63	9,13
4210	2563	0,609	11,71	11,21	2153,35	9,84	9,34

Continuación de la Tabla.

Figura 60 Presión de fractura inicial y a 2007 para el Bloque 1



BLOQUE 2

Tabla 17 Datos de presiones y gradientes de formación inicial y a 2007 (Bloque 2) del Campo Colorado

Datos de Presión de formación tomados de Col 70, Col 44, Col 52 y Col 51						
Profundidad (ft)	Presión de Formación (psi) Inicial	Gradiente de Formación (psi/ft) Inicial	Densidad Mínima Del Lodo Inicial (lb/Gal)	Presión de Formación (Psi) a 2007	Gradiente de Formación a 2007	Densidad de Lodo Mínima a 2007
520	242	0,465	9,24	242	0,465	9,24
838	390	0,465	9,24	390	0,465	9,24
1157	538	0,465	9,24	538	0,465	9,24
1557	724	0,465	9,24	415	0,267	5,43
1845	858	0,465	9,24	492	0,267	5,43
1991	926	0,465	9,24	531	0,267	5,43
1999	930	0,465	9,24	533	0,267	5,43
2007	933	0,465	9,24	535	0,267	5,43
2012	936	0,465	9,24	536	0,267	5,43
2147	998	0,465	9,24	572	0,267	5,43
2363	1099	0,465	9,24	630	0,267	5,43
2496	1161	0,465	9,24	666	0,267	5,43
2706	1336	0,494	9,79	766	0,283	5,74
2913	1494	0,513	10,17	857	0,294	5,96
3062	1617	0,528	10,46	689	0,225	4,63
3146	1656	0,526	10,42	706	0,224	4,61
3282	1748	0,533	10,54	745	0,227	4,67
3380	1810	0,536	10,60	772	0,228	4,69
3508	1894	0,540	10,69	807	0,230	4,73
3644	2017	0,553	10,94	859	0,236	4,84
3704	2022	0,546	10,80	862	0,233	4,78
3811	2114	0,555	10,97	901	0,236	4,85
3917	1996	0,510	10,10	851	0,217	4,48
4066	2072	0,510	10,10	883	0,217	4,48
4137	2126	0,514	10,18	906	0,219	4,51
4229	2155	0,510	10,10	919	0,217	4,48
4317	2200	0,510	10,10	938	0,217	4,48

Profundidad (ft)	Presión de Formación (psi) Inicial	Gradiente de Formación (psi/ft) Inicial	Densidad Mínima Del Lodo Inicial (lb/Gal)	Presión de Formación (Psi) a 2007	Gradiente de Formación a 2007	Densidad de Lodo Mínima a 2007
4471	2363	0,529	10,46	1007	0,225	4,63
4622	2524	0,546	10,80	1076	0,233	4,78
4757	2672	0,562	11,10	1139	0,239	4,90
4872	2772	0,569	11,24	1181	0,242	4,96
4942	2661	0,539	10,66	1134	0,230	4,71
5041	2680	0,532	10,52	1142	0,227	4,66
5140	2726	0,530	10,50	1162	0,226	4,65
5243	2808	0,536	10,60	1197	0,228	4,69
5304	2874	0,542	10,72	1225	0,231	4,74
5425	3031	0,559	11,04	1292	0,238	4,88
5541	3013	0,544	10,76	1284	0,232	4,76
5643	3074	0,545	10,78	1310	0,232	4,76
5741	3114	0,542	10,73	1327	0,231	4,75
5818	3052	0,525	10,39	1301	0,224	4,60
5898	3099	0,525	10,40	1321	0,224	4,61
5946	3234	0,544	10,76	1378	0,232	4,76
5981	3235	0,541	10,70	1379	0,230	4,73

Continuación de la Tabla.

Tabla 18 Datos de presiones y gradientes de fractura inicial y a 2007 (Bloque 2) del Campo Colorado.

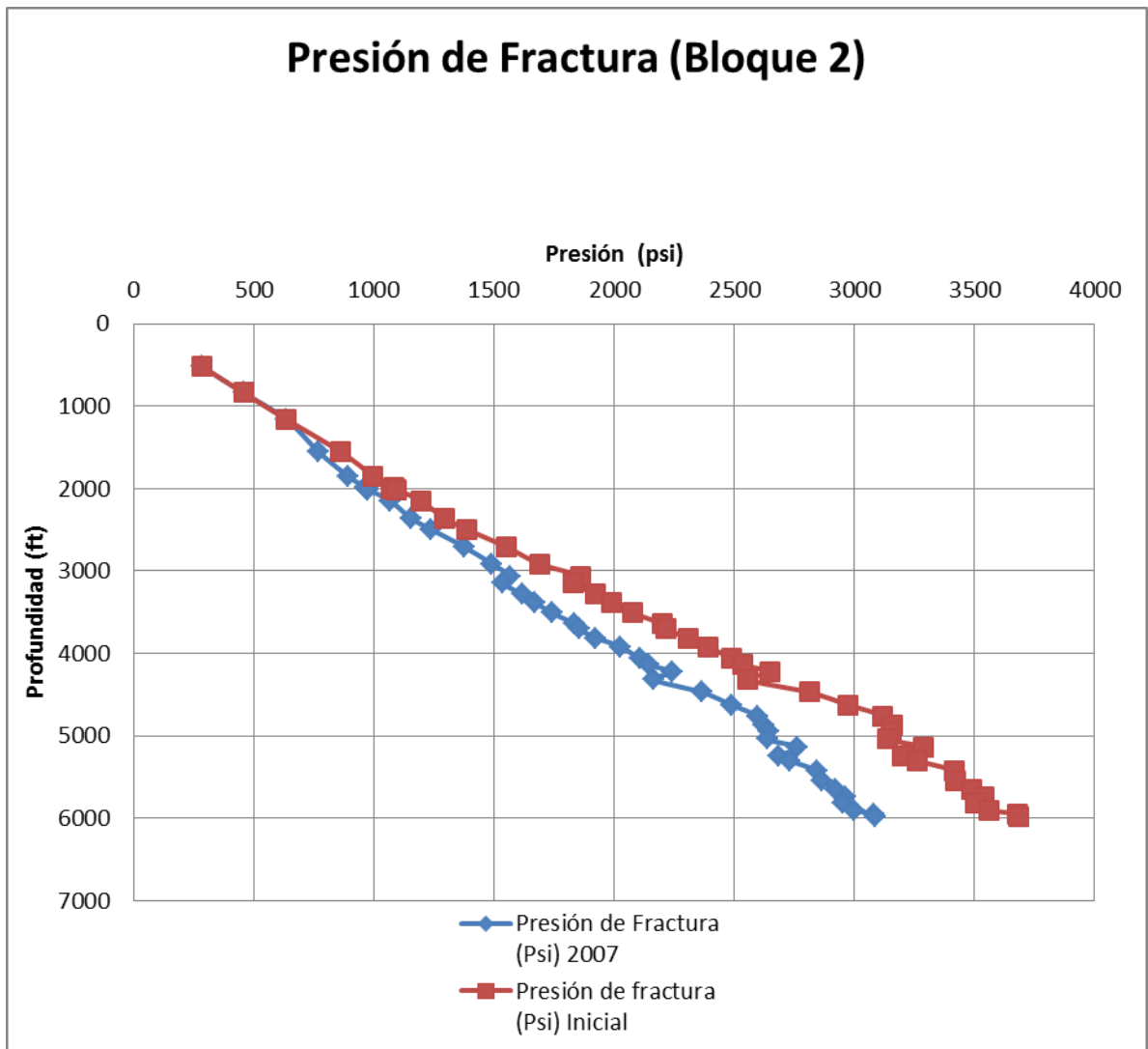
Presión de Fractura hallada con Registros Gamma Ray de Col 70, Col 20 Y Col 44							
Profundidad (ft)	Presión de fractura (Psi) Inicial	Gradiente de Fractura (Psi/ft) Inicial	Densidad equivalente de Fractura (Lb/Gal) Inicial	Densidad máxima del Lodo (lb/gal) Inicial	Presión de Fractura (Psi) 2007	Gradiente de Fractura (lb/gal) 2007	Densidad del lodo máxima (lb/gal) 2007
520	285	0,548	10,54	10,04	285	10,54	10,04
838	457	0,545	10,49	9,99	457	10,49	9,99
1157	634	0,548	10,54	10,04	634	10,54	10,04
1557	863	0,554	10,66	10,16	771	9,52	9,02
1845	997	0,540	10,39	9,89	891	9,28	8,78
1991	1082	0,544	10,45	9,95	966	9,33	8,83
1999	1086	0,543	10,45	9,95	970	9,33	8,83

Profundidad (ft)	Presión de fractura (Psi) Inicial	Gradiente de Fractura (Psi/ft) Inicial	Densidad equivalente de Fractura (Lb/Gal) Inicial	Densidad máxima del Lodo (lb/gal) Inicial	Presión de Fractura (Psi) 2007	Gradiente de Fractura (lb/gal) 2007	Densidad del lodo máxima (lb/gal) 2007
2007	1072	0,534	10,28	9,94	973	9,32	8,82
2012	1093	0,543	10,45	9,95	976	9,33	8,83
2147	1194	0,556	10,70	10,20	1067	9,55	9,05
2363	1294	0,548	10,53	10,03	1156	9,41	8,91
2496	1387	0,556	10,69	10,19	1239	9,54	9,04
2706	1551	0,573	11,02	10,52	1375	9,77	9,27
2913	1689	0,580	11,15	10,65	1491	9,84	9,34
3062	1862	0,608	11,70	11,20	1567	9,84	9,34
3146	1827	0,581	11,17	10,67	1538	9,40	8,90
3282	1923	0,586	11,27	10,77	1616	9,47	8,97
3380	1988	0,588	11,31	10,81	1669	9,50	9,00
3508	2079	0,593	11,40	10,90	1742	9,55	9,05
3644	2201	0,604	11,62	11,12	1837	9,69	9,19
3704	2215	0,598	11,50	11,00	1853	9,62	9,12
3811	2307	0,605	11,64	11,14	1924	9,71	9,21
3917	2393	0,611	11,75	11,25	2025	9,94	9,44
4066	2489	0,612	11,77	11,27	2107	9,96	9,46
4137	2533	0,612	11,78	11,28	2141	9,95	9,45
4229	2647	0,626	12,04	11,54	2241	10,19	9,69
4317	2556	0,592	11,39	10,89	2164	9,64	9,14
4471	2812	0,629	12,10	11,60	2366	10,18	9,68
4622	2973	0,643	12,37	11,87	2487	10,35	9,85
4757	3118	0,655	12,61	12,11	2595	10,49	9,99
4872	3156	0,648	12,46	11,96	2620	10,34	9,84
4942	3151	0,638	12,26	11,76	2642	10,28	9,78
5041	3139	0,623	11,98	11,48	2638	10,06	9,56
5140	3287	0,639	12,30	11,80	2763	10,34	9,84
5243	3199	0,610	11,73	11,23	2685	9,85	9,35
5304	3263	0,615	11,83	11,33	2733	9,91	9,41
5425	3416	0,630	12,11	11,61	2845	10,09	9,59
5541	3422	0,618	11,88	11,38	2865	9,94	9,44
5643	3490	0,618	11,89	11,39	2920	9,95	9,45

Profundidad (ft)	Presión de fractura (Psi) Inicial	Gradiente de Fractura (Psi/ft) Inicial	Densidad equivalente de Fractura (Lb/Gal) Inicial	Densidad máxima del Lodo (lb/gal) Inicial	Presión de Fractura (Psi) 2007	Gradiente de Fractura (lb/gal) 2007	Densidad del lodo máxima (lb/gal) 2007
5741	3540	0,617	11,86	11,36	2964	9,93	9,43
5818	3503	0,602	11,58	11,08	2951	9,75	9,25
5898	3561	0,604	11,61	11,11	2999	9,78	9,28
5946	3679	0,619	11,90	11,40	3079	9,96	9,46
5981	3686	0,616	11,85	11,35	3088	9,93	9,43

Continuación de la Tabla.

Figura 61 Presión de fractura a inicial y a 2007 para el Bloque 2



BLOQUE 3

Tabla 19 Datos de presiones y gradientes de formación Iniciales y a 2007 (Bloque 3) del Campo Colorado

Datos de Presiones de Formación de Col 33 y Col 69						
Profundidad (ft)	Presión de Formación (psi) Inicial	Gradiente de Formación (psi/ft) Inicial	Densidad Mínima Del Lodo Inicial (lb/Gal)	Presión de Formación (Psi) a 2007	Gradiente de Formación a 2007	Densidad de Lodo Mínima a 2007
520	242	0,465	9,24	242	0,465	9,24
1391	647	0,465	9,24	647	0,465	9,24
1713	797	0,465	9,24	457	0,267	5,43
1978	920	0,465	9,24	527	0,267	5,43
2101	977	0,465	9,24	560	0,267	5,43
2234	1039	0,465	9,24	596	0,267	5,43
2322	1080	0,465	9,24	619	0,267	5,43
2516	1170	0,465	9,24	671	0,267	5,43
2727	1404	0,515	10,20	805	0,295	5,98
2963	1434	0,484	9,60	822	0,277	5,64
3185	1675	0,526	10,41	961	0,302	6,10
3371	1730	0,513	10,17	737	0,219	4,51
3503	1785	0,509	10,10	761	0,217	4,48
3649	1970	0,540	10,68	840	0,230	4,72
3813	2074	0,544	10,76	884	0,232	4,76
3964	2176	0,549	10,86	927	0,234	4,80
4112	2300	0,559	11,06	980	0,238	4,89
4302	2415	0,561	11,10	1029	0,239	4,90
4421	2336	0,528	10,46	995	0,225	4,63
4542	2424	0,534	10,56	1033	0,227	4,67
4715	2660	0,564	11,15	1134	0,240	4,92
4865	2742	0,564	11,14	1169	0,240	4,92
5012	2614	0,521	10,33	1114	0,222	4,57
5157	2713	0,526	10,42	1156	0,224	4,61
5295	2998	0,566	11,19	1278	0,241	4,94
5395	3366	0,624	12,30	1435	0,266	5,41
5525	3160	0,572	11,30	1347	0,244	4,99
5628	2949	0,524	10,38	1257	0,223	4,59

Profundidad (ft)	Presión de Formación (psi) Inicial	Gradiente de Formación (psi/ft) Inicial	Densidad Mínima Del Lodo Inicial (lb/Gal)	Presión de Formación (Psi) a 2007	Gradiente de Formación a 2007	Densidad de Lodo Mínima a 2007
5722	3253	0,568	11,23	1386	0,242	4,96
5813	3313	0,570	11,26	1412	0,243	4,97
5899	3397	0,576	11,38	1448	0,245	5,02
5999	3359	0,560	11,07	1432	0,239	4,89
6108	3533	0,578	11,42	1506	0,247	5,04
6228	3622	0,582	11,48	1544	0,248	5,07
6383	3943	0,618	12,18	1681	0,263	5,36

Continuación de la Tabla.

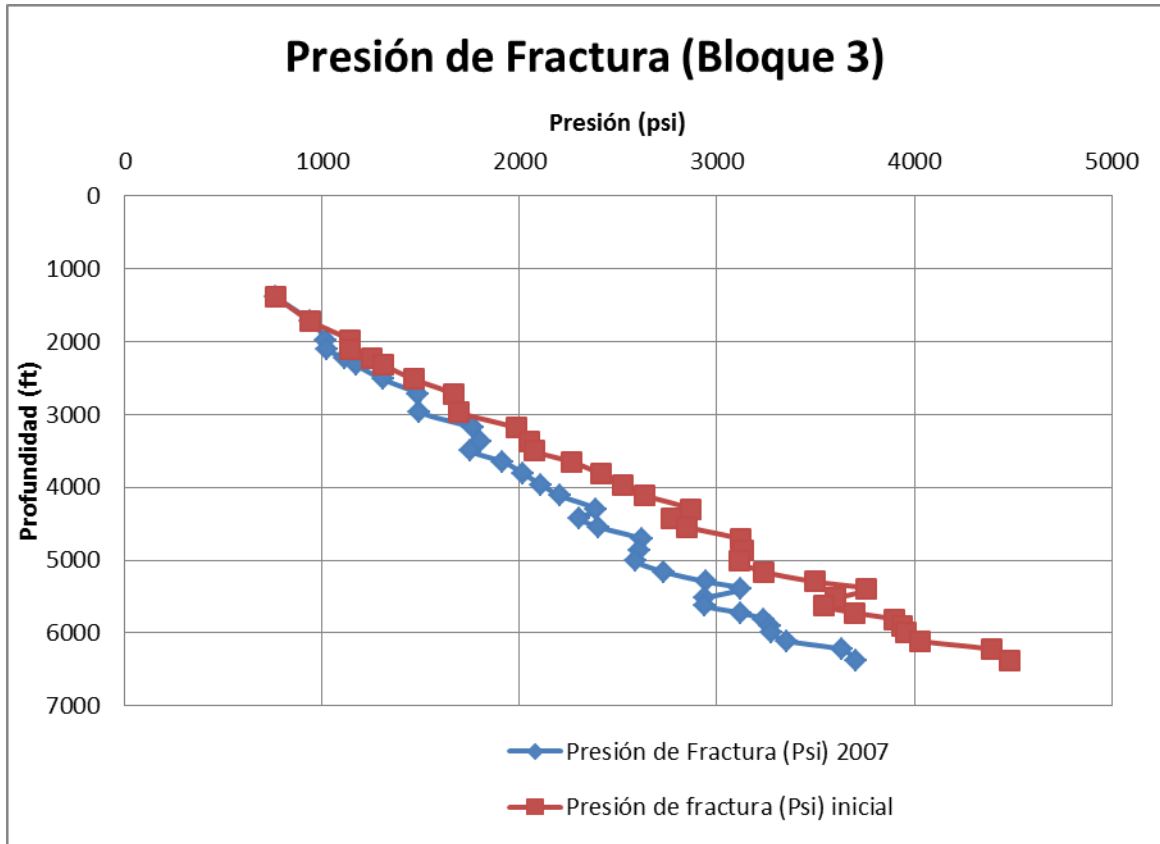
Tabla 20 Datos de presiones y gradientes de fractura inicial y a 2007 (Bloque 3) del Campo Colorado

Para la presión de Fractura se uso el registro gamma ray del pozo Col 30							
Profundidad (ft)	Presión de fractura (Psi) Inicial	Gradiente de Fractura (Psi/ft) Inicial	Densidad equivalent e de Fractura (Lb/Gal) Inicial	Densidad máxima del Lodo (lb/gal) Inicial	Presión de Fractura (Psi) 2007	Gradiente de Fractura (lb/gal) 2007	Densidad del lodo máxima (lb/gal) 2007
520							
1391	766	0,551	10,59	10,09	766	10,59	10,09
1713	939	0,548	10,54	10,04	939	10,54	10,04
1978	1141	0,577	11,09	10,59	1019	9,90	9,40
2101	1143	0,544	10,46	9,96	1021	9,34	8,84
2234	1251	0,560	10,77	10,27	1117	9,62	9,12
2322	1310	0,564	10,85	10,35	1170	9,69	9,19
2516	1463	0,581	11,18	10,68	1307	9,99	9,49
2727	1663	0,610	11,73	11,23	1486	10,48	9,98
2963	1693	0,572	10,99	10,49	1494	9,70	9,20
3185	1982	0,622	11,97	11,47	1762	10,64	10,14
3371	2047	0,607	11,68	11,18	1801	10,28	9,78
3503	2074	0,592	11,39	10,89	1754	9,63	9,13
3649	2263	0,620	11,93	11,43	1916	10,10	9,60
3813	2410	0,632	12,16	11,66	2020	10,19	9,69
3964	2520	0,636	12,23	11,73	2110	10,23	9,73
4112	2637	0,641	12,33	11,83	2203	10,30	9,80
Profundidad	Presión de	Gradiente	Densidad	Densidad	Presión de	Gradiente	Densidad

(ft)	fractura (Psi) Inicial	de Fractura (Psi/ft) Inicial	equivalent e de Fractura (Lb/Gal) Inicial	máxima del Lodo (lb/gal) Inicial	Fractura (Psi) 2007	de Fractura (lb/gal) 2007	del lodo máxima (lb/gal) 2007
4302	2866	0,666	12,81	12,31	2386	10,67	10,17
4421	2769	0,626	12,04	11,54	2305	10,02	9,52
4542	2849	0,627	12,06	11,56	2397	10,15	9,65
4715	3121	0,662	12,73	12,23	2621	10,69	10,19
4865	3133	0,644	12,38	11,88	2605	10,30	9,80
5012	3111	0,621	11,94	11,44	2587	9,93	9,43
5157	3235	0,627	12,06	11,56	2728	10,17	9,67
5295	3494	0,660	12,69	12,19	2942	10,69	10,19
5395	3756	0,696	13,39	12,89	3121	11,12	10,62
5525	3601	0,652	12,53	12,03	2936	10,22	9,72
5628	3542	0,629	12,10	11,60	2937	10,04	9,54
5722	3701	0,647	12,44	11,94	3118	10,48	9,98
5813	3901	0,671	12,91	12,41	3240	10,72	10,22
5899	3936	0,667	12,83	12,33	3267	10,65	10,15
5999	3955	0,659	12,68	12,18	3276	10,50	10,00
6108	4030	0,660	12,69	12,19	3356	10,57	10,07
6228	4394	0,705	13,57	13,07	3636	11,23	10,73
6383	4481	0,702	13,50	13,00	3705	11,16	10,66

Continuación de la Tabla.

Figura 62 Presión de fractura inicial y a 2007 para el Bloque 3



BLOQUE 4

Tabla 21 Datos de presiones y gradientes de formación Iniciales y a 2007 (Bloque 4) del Campo Colorado

Para la presión de Formación se uso el pozo Col 67 y Col 59						
Profundidad (ft)	Presión de Formación (psi) Inicial	Gradiente de Formación (psi/ft) Inicial	Densidad Mínima Del Lodo Inicial (lb/Gal)	Presión de Formación (Psi) a 2007	Gradiente de Formación a 2007	Densidad de Lodo Mínima a 2007
47	22	0,465	9,24	22	0,465	9,24
520	242	0,465	9,24	242	0,465	9,24
647	301	0,465	9,24	301	0,465	9,24
1039	483	0,465	9,24	483	0,465	9,24
1401	651	0,465	9,24	374	0,267	5,43
1660	772	0,465	9,24	443	0,267	5,43

Profundidad (ft)	Presión de Formación (psi) Inicial	Gradiente de Formación (psi/ft) Inicial	Densidad Mínima Del Lodo Inicial (lb/Gal)	Presión de Formación (Psi) a 2007	Gradiente de Formación a 2007	Densidad de Lodo Mínima a 2007
1883	876	0,465	9,24	502	0,267	5,43
2118	985	0,465	9,24	565	0,267	5,43
2325	1081	0,465	9,24	620	0,267	5,43
2530	1176	0,465	9,24	675	0,267	5,43
2690	1343	0,499	9,90	770	0,286	5,81
2810	1505	0,536	10,60	863	0,307	6,21
2976	1572	0,528	10,46	901	0,303	6,12
3085	1606	0,521	10,31	921	0,299	6,04
3180	1716	0,539	10,67	731	0,230	4,72
3307	1827	0,552	10,92	779	0,235	4,83
3443	2077	0,603	11,90	885	0,257	5,24
3519	2123	0,603	11,90	905	0,257	5,24
3580	2159	0,603	11,90	920	0,257	5,24
3701	2232	0,603	11,90	951	0,257	5,24
3807	2072	0,544	10,77	883	0,232	4,76
3910	2194	0,561	11,09	935	0,239	4,90
3997	2224	0,556	11,00	948	0,237	4,86
4067	2263	0,556	11,00	964	0,237	4,86
4135	2301	0,556	11,00	981	0,237	4,86
4250	2387	0,562	11,10	1017	0,239	4,90
4352	2535	0,582	11,50	1080	0,248	5,07
4433	2582	0,582	11,50	1100	0,248	5,07
4530	2613	0,577	11,39	1114	0,246	5,03
4660	2683	0,576	11,37	1143	0,245	5,02
4745	2667	0,562	11,11	1137	0,240	4,91
4840	2690	0,556	10,99	1146	0,237	4,85
4910	2778	0,566	11,18	1184	0,241	4,94
4939	2609	0,528	10,46	1112	0,225	4,63
5005	2760	0,551	10,90	1176	0,235	4,82
5062	2884	0,570	11,26	1229	0,243	4,97
5135	3036	0,591	11,67	1294	0,252	5,15
5187	2956	0,570	11,26	1260	0,243	4,97
5219	3020	0,579	11,43	1287	0,247	5,04
5279	3045	0,577	11,39	1298	0,246	5,03
5300	3083	0,582	11,49	1314	0,248	5,07

Profundidad (ft)	Presión de Formación (psi) Inicial	Gradiente de Formación (psi/ft) Inicial	Densidad Mínima Del Lodo Inicial (lb/Gal)	Presión de Formación (Psi) a 2007	Gradiente de Formación a 2007	Densidad de Lodo Mínima a 2007
5353	3062	0,572	11,30	1305	0,244	4,99
5418	2832	0,523	10,35	1207	0,223	4,58
5474	2878	0,526	10,41	1226	0,224	4,61
5524	2887	0,523	10,35	1231	0,223	4,58
5577	2918	0,523	10,36	1243	0,223	4,59
5636	2986	0,530	10,49	1273	0,226	4,64
5691	3014	0,530	10,49	1285	0,226	4,64
5789	3260	0,563	11,13	1390	0,240	4,92
5840	3099	0,531	10,50	1321	0,226	4,65
5888	3129	0,531	10,52	1334	0,226	4,66
5936	3214	0,541	10,71	1370	0,231	4,74
5992	3251	0,543	10,73	1385	0,231	4,75
6047	3181	0,526	10,42	1356	0,224	4,61
6102	3192	0,523	10,36	1361	0,223	4,59
6163	3369	0,547	10,81	1436	0,233	4,78
6220	3543	0,570	11,26	1510	0,243	4,97
6270	3500	0,558	11,03	1492	0,238	4,88
6307	3491	0,554	10,95	1488	0,236	4,84
6325	3360	0,531	10,51	1432	0,226	4,65

Continuación de la Tabla.

Tabla 22 Datos de presiones y gradientes de fractura inicial y a 2007 (Bloque 4) del Campo Colorado

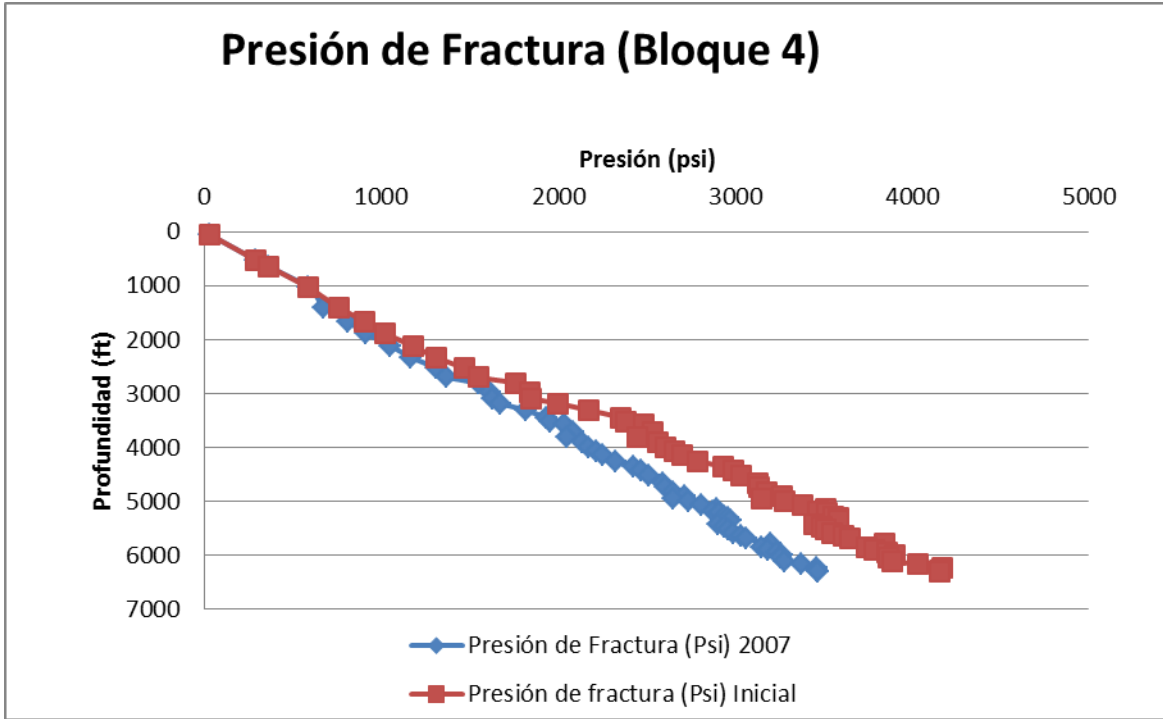
Para la presión de Fractura se uso el Registro Gamma Ray del pozo Col 72							
Profundidad (ft)	Presión de fractura (Psi) Inicial	Gradiente de Fractura (Psi/ft) Inicial	Densidad equivalent e de Fractura (Lb/Gal) Inicial	Densidad máxima del Lodo (lb/gal) Inicial	Presión de Fractura (Psi) 2007	Gradiente de Fractura (lb/gal) 2007	Densidad del lodo máxima (lb/gal) 2007
47	26	0,560	10,77	10,27	26	10,77	10,27
520	288	0,553	10,64	10,14	288	10,64	10,14
647	365	0,564	10,84	10,34	365	10,84	10,34
1039	589	0,567	10,91	10,41	589	10,91	10,41
1401	758	0,541	10,41	9,91	677	9,29	8,79

Profundidad (ft)	Presión de fractura (Psi) Inicial	Gradiente de Fractura (Psi/ft) Inicial	Densidad equivalente de Fractura (Lb/Gal) Inicial	Densidad máxima del Lodo (lb/gal) Inicial	Presión de Fractura (Psi) 2007	Gradiente de Fractura (lb/gal) 2007	Densidad del lodo máxima (lb/gal) 2007
1660	905	0,545	10,49	9,99	809	9,37	8,87
1883	1022	0,543	10,44	9,94	913	9,32	8,82
2118	1179	0,557	10,70	10,20	1053	9,56	9,06
2325	1308	0,563	10,82	10,32	1169	9,67	9,17
2530	1467	0,580	11,15	10,65	1310	9,96	9,46
2690	1548	0,575	11,06	10,56	1371	9,80	9,30
2810	1761	0,627	12,05	11,55	1546	10,58	10,08
2976	1838	0,618	11,88	11,38	1617	10,45	9,95
3085	1849	0,599	11,53	11,03	1629	10,16	9,66
3180	1998	0,628	12,08	11,58	1675	10,13	9,63
3307	2174	0,657	12,64	12,14	1814	10,55	10,05
3443	2353	0,683	13,14	12,64	1931	10,79	10,29
3519	2383	0,677	13,02	12,52	1956	10,69	10,19
3580	2481	0,693	13,33	12,83	2037	10,94	10,44
3701	2536	0,685	13,18	12,68	2082	10,82	10,32
3807	2449	0,643	12,37	11,87	2050	10,36	9,86
3910	2566	0,656	12,62	12,12	2136	10,50	10,00
3997	2610	0,653	12,56	12,06	2175	10,47	9,97
4067	2655	0,653	12,56	12,06	2214	10,47	9,97
4135	2700	0,653	12,56	12,06	2251	10,47	9,97
4250	2791	0,657	12,63	12,13	2322	10,51	10,01
4352	2935	0,674	12,97	12,47	2426	10,72	10,22
4433	2990	0,674	12,97	12,47	2471	10,72	10,22
4530	3037	0,670	12,89	12,39	2515	10,68	10,18
4660	3127	0,671	12,90	12,40	2590	10,69	10,19
4745	3137	0,661	12,71	12,21	2610	10,58	10,08
4840	3178	0,657	12,63	12,13	2650	10,53	10,03
4910	3267	0,665	12,79	12,29	2715	10,63	10,13
4939	3153	0,638	12,28	11,78	2652	10,33	9,83
5005	3278	0,655	12,59	12,09	2737	10,52	10,02
5062	3382	0,668	12,85	12,35	2807	10,66	10,16
5135	3510	0,684	13,15	12,65	2893	10,83	10,33
5187	3466	0,668	12,85	12,35	2877	10,67	10,17
5219	3521	0,675	12,97	12,47	2914	10,74	10,24

Profundidad (ft)	Presión de fractura (Psi) Inicial	Gradiente de Fractura (Psi/ft) Inicial	Densidad equivalente de Fractura (Lb/Gal) Inicial	Densidad máxima del Lodo (lb/gal) Inicial	Presión de Fractura (Psi) 2007	Gradiente de Fractura (lb/gal) 2007	Densidad del lodo máxima (lb/gal) 2007
5279	3554	0,673	12,95	12,45	2943	10,72	10,22
5300	3586	0,677	13,01	12,51	2965	10,76	10,26
5353	3585	0,670	12,88	12,38	2973	10,68	10,18
5418	3444	0,636	12,22	11,72	2903	10,30	9,80
5474	3492	0,638	12,27	11,77	2940	10,33	9,83
5524	3512	0,636	12,22	11,72	2960	10,30	9,80
5577	3547	0,636	12,23	11,73	2989	10,31	9,81
5636	3612	0,641	12,32	11,82	3037	10,36	9,86
5691	3646	0,641	12,32	11,82	3066	10,36	9,86
5789	3849	0,665	12,79	12,29	3201	10,63	10,13
5840	3746	0,641	12,33	11,83	3149	10,37	9,87
5888	3788	0,643	12,37	11,87	3184	10,40	9,90
5936	3862	0,651	12,51	12,01	3235	10,48	9,98
5992	3903	0,651	12,53	12,03	3268	10,49	9,99
6047	3867	0,640	12,30	11,80	3256	10,35	9,85
6102	3890	0,637	12,26	11,76	3278	10,33	9,83
6163	4033	0,654	12,58	12,08	3372	10,52	10,02
6220	4173	0,671	12,90	12,40	3464	10,71	10,21
6270	4155	0,663	12,74	12,24	3461	10,62	10,12
6307	4158	0,659	12,68	12,18	3470	10,58	10,08

Continuación de la Tabla.

Figura 63 Presión de fractura Inicial y a 2007 para el Bloque 4



BLOQUE 5

Tabla 23 Datos de presiones y gradientes de formación Iniciales y a 2007 (Bloque 5) del Campo Colorado

Para La presión de Formación del Bloque 5 se Usaron los datos de Col 75, Col 74 y Col 56						
Profundidad (ft)	Presión de Formación (psi) Inicial	Gradiente de Formación (psi/ft) Inicial	Densidad Mínima Del Lodo Inicial (lb/Gal)	Presión de Formación (Psi) a 2007	Gradiente de formación a 2007	Densidad de Lodo Mínima a 2007
520						
877						
1226	570	0,465	9,24	570	0,465	9,24
1280	595	0,465	9,24	595	0,465	9,24
1426	663	0,465	9,24	663	0,465	9,24
1509	702	0,465	9,24	702	0,465	9,24
1604	746	0,465	9,24	746	0,465	9,24

Profundidad (ft)	Presión de Formación (psi) Inicial	Gradiente de Formación (psi/ft) Inicial	Densidad Mínima Del Lodo Inicial (lb/Gal)	Presión de Formación (Psi) a 2007	Gradiente de formación a 2007	Densidad de Lodo Mínima a 2007
1709	795	0,465	9,24	795	0,465	9,24
1856	863	0,465	9,24	863	0,465	9,24
1958	910	0,465	9,24	910	0,465	9,24
2030	944	0,465	9,24	944	0,465	9,24
2116	984	0,465	9,24	984	0,465	9,24
2176	1012	0,465	9,24	1012	0,465	9,24
2253	1048	0,465	9,24	1048	0,465	9,24
2329	1083	0,465	9,24	1083	0,465	9,24
2415	1123	0,465	9,24	1123	0,465	9,24
2482	1154	0,465	9,24	1154	0,465	9,24
2580	1200	0,465	9,24	688	0,267	5,43
2677	1245	0,465	9,24	714	0,267	5,43
2740	1274	0,465	9,24	731	0,267	5,43
2829	1315	0,465	9,24	754	0,267	5,43
2927	1361	0,465	9,24	780	0,267	5,43
3010	1565	0,520	10,30	897	0,298	6,03
3104	1614	0,520	10,30	926	0,298	6,03
3233	1681	0,520	10,30	964	0,298	6,03
3244	1687	0,520	10,30	967	0,298	6,03
3313	1723	0,520	10,30	988	0,298	6,03
3416	1776	0,520	10,30	1019	0,298	6,03
3514	1827	0,520	10,30	1048	0,298	6,03
3614	1894	0,524	10,38	1086	0,300	6,08
3730	2049	0,549	10,87	1175	0,315	6,36
3792	2070	0,546	10,80	1187	0,313	6,32
3908	2134	0,546	10,80	1224	0,313	6,32
3992	2242	0,562	11,10	1286	0,322	6,49
4105	2305	0,562	11,10	1322	0,322	6,49
4197	2357	0,562	11,10	1352	0,322	6,49
4317	2469	0,572	11,30	1416	0,328	6,61
4461	2575	0,577	11,40	1476	0,331	6,66
4587	2648	0,577	11,40	1128	0,246	5,03
4674	2795	0,598	11,80	1191	0,255	5,20
4772	2854	0,598	11,80	1216	0,255	5,20
4854	2928	0,603	11,90	1248	0,257	5,24

Profundidad (ft)	Presión de Formación (psi) Inicial	Gradiente de Formación (psi/ft) Inicial	Densidad Mínima Del Lodo Inicial (lb/Gal)	Presión de Formación (Psi) a 2007	Gradiente de formación a 2007	Densidad de Lodo Mínima a 2007
4932	2975	0,603	11,90	1268	0,257	5,24
5008	2995	0,598	11,80	1276	0,255	5,20
5096	2850	0,559	11,05	1215	0,238	4,88
5188	2949	0,568	11,23	1257	0,242	4,96
5262	2984	0,567	11,21	1272	0,242	4,95
5352	3091	0,578	11,41	1318	0,246	5,03
5431	3190	0,587	11,60	1360	0,250	5,11
5514	3256	0,591	11,66	1388	0,252	5,14
5575	3294	0,591	11,66	1404	0,252	5,14
5634	3147	0,559	11,04	1341	0,238	4,88
5698	3103	0,545	10,77	1322	0,232	4,76

Continuación de la Tabla.

Tabla 24 Datos de presiones y gradientes de fractura inicial y a 2007 (Bloque 5) del Campo Colorado

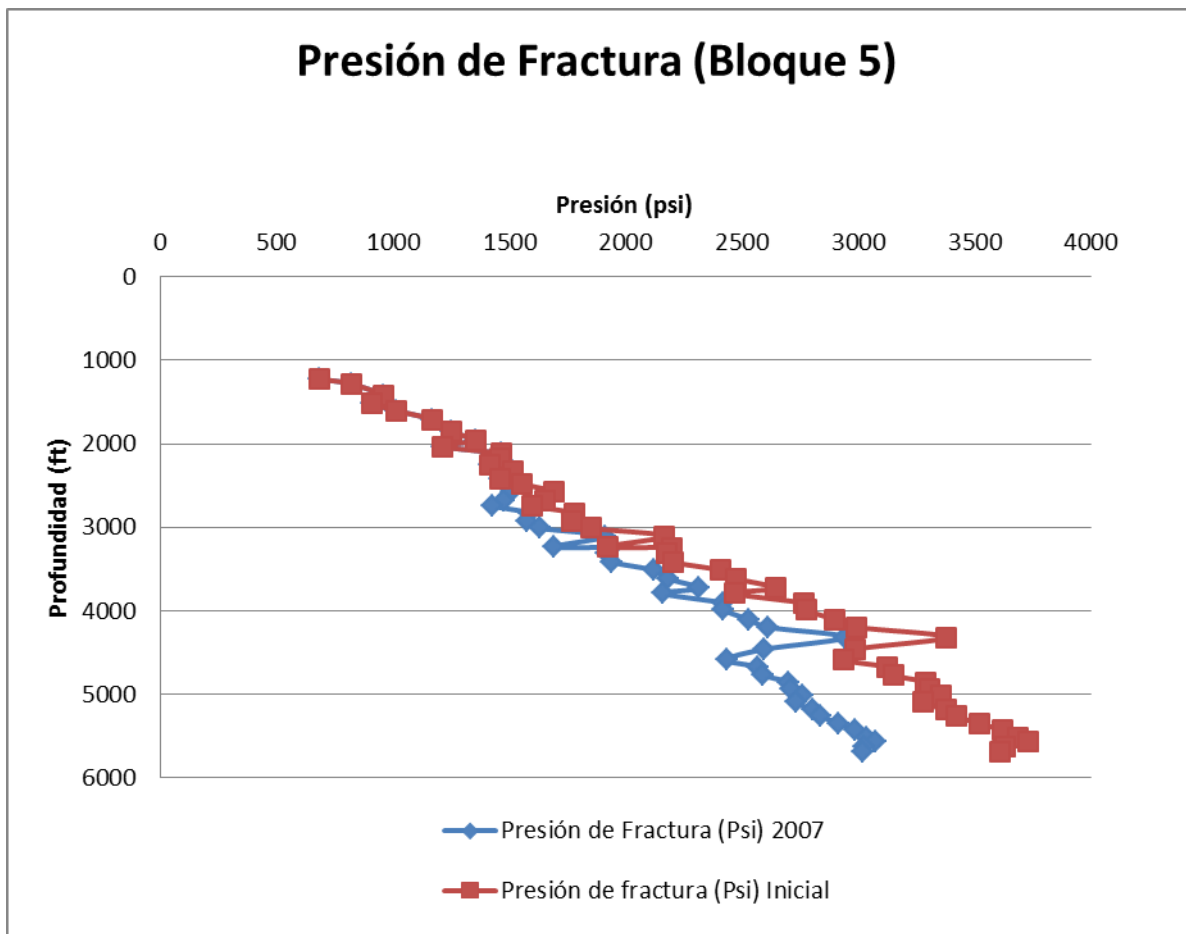
Para la Presión de Fractura se usaron los datos del registro gamma ray de Col 75							
Profundidad (ft)	Presión de fractura (Psi) Inicial	Gradiente de Fractura (Psi/ft) Inicial	Densidad equivalent e de Fractura (Lb/Gal) Inicial	Densidad máxima del Lodo (lb/gal) Inicial	Presión de Fractura (Psi) 2007	Gradiente de Fractura (lb/gal) 2007	Densidad del lodo máxima (lb/gal) 2007
520							
877							
1226	686	0,560	10,76	10,26	686	10,76	10,26
1280	819	0,640	12,31	11,81	819	12,31	11,81
1426	961	0,674	12,96	12,46	961	12,96	12,46
1509	908	0,602	11,57	11,07	908	11,57	11,07
1604	1017	0,634	12,19	11,69	1017	12,19	11,69
1709	1169	0,684	13,16	12,66	1169	13,16	12,66
1856	1250	0,673	12,95	12,45	1250	12,95	12,45
1958	1355	0,692	13,31	12,81	1355	13,31	12,81
2030	1212	0,597	11,48	10,98	1212	11,48	10,98
2116	1468	0,694	13,34	12,84	1468	13,34	12,84
2176	1463	0,672	12,93	12,43	1463	12,93	12,43

Profundidad (ft)	Presión de fractura (Psi) Inicial	Gradiente de Fractura (Psi/ft) Inicial	Densidad equivalente de Fractura (Lb/Gal) Inicial	Densidad máxima del Lodo (lb/gal) Inicial	Presión de Fractura (Psi) 2007	Gradiente de Fractura (lb/gal) 2007	Densidad del lodo máxima (lb/gal) 2007
2253	1416	0,629	12,09	11,59	1416	12,09	11,59
2329	1517	0,651	12,52	12,02	1517	12,52	12,02
2415	1459	0,604	11,61	11,11	1459	11,61	11,11
2482	1556	0,627	12,06	11,56	1556	12,06	11,56
2580	1694	0,657	12,63	12,13	1513	11,28	10,78
2677	1653	0,618	11,88	11,38	1476	10,61	10,11
2740	1597	0,583	11,21	10,71	1426	10,01	9,51
2829	1778	0,628	12,09	11,59	1588	10,79	10,29
2927	1767	0,604	11,61	11,11	1578	10,37	9,87
3010	1851	0,615	11,82	11,32	1631	10,42	9,92
3104	2167	0,698	13,43	12,93	1910	11,83	11,33
3233	1922	0,595	11,43	10,93	1694	10,08	9,58
3244	2200	0,678	13,04	12,54	1939	11,49	10,99
3313	2178	0,657	12,64	12,14	1920	11,14	10,64
3416	2204	0,645	12,41	11,91	1943	10,94	10,44
3514	2408	0,685	13,18	12,68	2122	11,61	11,11
3614	2476	0,685	13,17	12,67	2180	11,60	11,10
3730	2645	0,709	13,64	13,14	2314	11,93	11,43
3792	2467	0,651	12,51	12,01	2160	10,95	10,45
3908	2764	0,707	13,60	13,10	2421	11,91	11,41
3992	2776	0,695	13,37	12,87	2422	11,67	11,17
4105	2901	0,707	13,59	13,09	2530	11,85	11,35
4197	2993	0,713	13,71	13,21	2611	11,96	11,46
4317	3380	0,783	15,06	14,56	2941	13,10	12,60
4461	2987	0,670	12,88	12,38	2596	11,19	10,69
4587	2940	0,641	12,33	11,83	2434	10,20	9,70
4674	3122	0,668	12,85	12,35	2568	10,56	10,06
4772	3152	0,661	12,70	12,20	2592	10,45	9,95
4854	3291	0,678	13,04	12,54	2701	10,70	10,20
4932	3305	0,670	12,89	12,39	2713	10,58	10,08
5008	3355	0,670	12,88	12,38	2759	10,59	10,09
5096	3281	0,644	12,38	11,88	2733	10,31	9,81
5188	3377	0,651	12,52	12,02	2804	10,39	9,89
5262	3420	0,650	12,50	12,00	2841	10,38	9,88

Profundidad (ft)	Presión de fractura (Psi) Inicial	Gradiente de Fractura (Psi/ft) Inicial	Densidad equivalente de Fractura (Lb/Gal) Inicial	Densidad máxima del Lodo (lb/gal) Inicial	Presión de Fractura (Psi) 2007	Gradiente de Fractura (lb/gal) 2007	Densidad del lodo máxima (lb/gal) 2007
5352	3521	0,658	12,65	12,15	2915	10,47	9,97
5431	3620	0,667	12,82	12,32	2987	10,58	10,08
5514	3686	0,668	12,85	12,35	3038	10,60	10,10
5575	3730	0,669	12,87	12,37	3075	10,61	10,11
5634	3631	0,645	12,39	11,89	3025	10,32	9,82
5698	3611	0,634	12,19	11,69	3022	10,20	9,70

Continuación de la Tabla.

Figura 64 Presión de fractura Inicial y a 2007 para el Bloque 5



BLOQUE 6

Tabla 25 Datos de presiones y gradientes de formación Inicial y a 2007 (Bloque 6) del Campo Colorado

La presión de Formación Del Bloque 6 se tomo con los datos de Col 37 y Col 61						
Profundidad (ft)	Presión de Formación (psi) Inicial	Gradiente de Formación (psi/ft) Inicial	Densidad Mínima Del Lodo Inicial (lb/Gal)	Presión de Formación (Psi) a 2007	Gradiente de formación a 2007	Densidad de Lodo Mínima a 2007
42	20	0,465	9,24	20	0,465	9,24
383	178	0,465	9,24	178	0,465	9,24
620	288	0,465	9,24	288	0,465	9,24
847	394	0,465	9,24	394	0,465	9,24
1228	571	0,465	9,24	571	0,465	9,24
1564	727	0,465	9,24	727	0,465	9,24
1841	856	0,465	9,24	856	0,465	9,24
2142	996	0,465	9,24	571	0,267	5,43
2335	1086	0,465	9,24	623	0,267	5,43
2503	1164	0,465	9,24	667	0,267	5,43
2627	1222	0,465	9,24	700	0,267	5,43
2770	1288	0,465	9,24	739	0,267	5,43
2911	1354	0,465	9,24	776	0,267	5,43
3112	1447	0,465	9,24	830	0,267	5,43
3249	1511	0,465	9,24	866	0,267	5,43
3382	1573	0,465	9,24	902	0,267	5,43
3593	1671	0,465	9,24	958	0,267	5,43
3814	1774	0,465	9,24	1017	0,267	5,43
3978	1850	0,465	9,24	1061	0,267	5,43
4116	1914	0,465	9,24	1097	0,267	5,43
4242	2206	0,520	10,30	1265	0,298	6,03
4367	2498	0,572	11,30	1432	0,328	6,61
4493	2687	0,598	11,80	1541	0,343	6,89
4629	2552	0,551	10,90	1463	0,316	6,38
4780	2734	0,572	11,30	1568	0,328	6,61
4926	2946	0,598	11,80	1255	0,255	5,20
5096	3047	0,598	11,80	1299	0,255	5,20
5250	2839	0,541	10,70	1210	0,230	4,73
5372	2793	0,520	10,30	1191	0,222	4,56

Profundidad (ft)	Presión de Formación (psi) Inicial	Gradiente de Formación (psi/ft) Inicial	Densidad Mínima Del Lodo Inicial (lb/Gal)	Presión de Formación (Psi) a 2007	Gradiente de formación a 2007	Densidad de Lodo Mínima a 2007
5491	3398	0,619	12,20	1448	0,264	5,37
5582	2816	0,504	10,00	1200	0,215	4,43
5742	2986	0,520	10,30	1273	0,222	4,56
5891	3063	0,520	10,30	1306	0,222	4,56
6022	3288	0,546	10,80	1401	0,233	4,78
6147	3516	0,572	11,30	1499	0,244	4,99
6282	3528	0,562	11,10	1504	0,239	4,90
6415	3836	0,598	11,80	1635	0,255	5,20
6542	3912	0,598	11,80	1667	0,255	5,20
6642	3937	0,593	11,70	1678	0,253	5,16
6704	3765	0,562	11,10	1605	0,239	4,90
6736	3783	0,562	11,10	1612	0,239	4,90
6773	3804	0,562	11,10	1621	0,239	4,90
6856	3815	0,556	11,00	1626	0,237	4,86
6911	3986	0,577	11,39	1699	0,246	5,03
6943	3396	0,489	9,71	1447	0,208	4,31
6966	3728	0,535	10,59	1589	0,228	4,69
7011	3526	0,503	9,97	1503	0,214	4,42
7048	3722	0,528	10,46	1587	0,225	4,63
7078	3719	0,525	10,40	1585	0,224	4,61

Tabla 26 Datos de presiones y gradientes de fractura Inicial y a 2007 (Bloque 6) del Campo Colorado

Para la Densidad de Fractura se Usaron los datos Del registro gamma ray de Colorado 37							
Profundidad (ft)	Presión de fractura (Psi) Inicial	Gradiente de Fractura (Psi/ft) Inicial	Densidad equivalente de Fractura (Lb/Gal) Inicial	Densidad máxima del Lodo (lb/gal) Inicial	Presión de Fractura (Psi) 2007	Gradiente de Fractura (lb/gal) 2007	Densidad del lodo máxima (lb/gal) 2007
42	23	0,539	10,36	9,86	23	10,36	9,86
383	207	0,540	10,38	9,88	207	10,38	9,88

Profundidad (ft)	Presión de fractura (Psi) Inicial	Gradiente de Fractura (Psi/ft) Inicial	Densidad equivalente de Fractura (Lb/Gal) Inicial	Densidad máxima del Lodo (lb/gal) Inicial	Presión de Fractura (Psi) 2007	Gradiente de Fractura (lb/gal) 2007	Densidad del lodo máxima (lb/gal) 2007
620	335	0,540	10,38	9,88	335	10,38	9,88
847	460	0,543	10,44	9,94	460	10,44	9,94
1228	667	0,543	10,44	9,94	667	10,44	9,94
1564	849	0,543	10,44	9,94	849	10,44	9,94
1841	1003	0,545	10,48	9,98	1003	10,48	9,98
2142	1165	0,544	10,46	9,96	1041	9,34	8,84
2335	1296	0,555	10,68	10,18	1158	9,54	9,04
2503	1418	0,566	10,89	10,39	1266	9,73	9,23
2627	1478	0,563	10,82	10,32	1320	9,66	9,16
2770	1486	0,537	10,32	9,82	1328	9,22	8,72
2911	1611	0,553	10,64	10,14	1439	9,51	9,01
3112	1693	0,544	10,46	9,96	1512	9,34	8,84
3249	1807	0,556	10,69	10,19	1614	9,55	9,05
3382	1872	0,554	10,64	10,14	1672	9,51	9,01
3593	2153	0,599	11,52	11,02	1923	10,29	9,79
3814	2147	0,563	10,82	10,32	1917	9,67	9,17
3978	2188	0,550	10,58	10,08	1954	9,45	8,95
4116	2301	0,559	10,75	10,25	2055	9,60	9,10
4242	2562	0,604	11,61	11,11	2257	10,23	9,73
4367	2791	0,639	12,29	11,79	2429	10,70	10,20
4493	2985	0,664	12,78	12,28	2581	11,05	10,55
4629	2920	0,631	12,13	11,63	2554	10,61	10,11
4780	3079	0,644	12,39	11,89	2679	10,78	10,28
4926	3253	0,660	12,70	12,20	2675	10,44	9,94
5096	3371	0,662	12,72	12,22	2772	10,46	9,96
5250	3228	0,615	11,82	11,32	2704	9,91	9,41
5372	3266	0,608	11,69	11,19	2755	9,86	9,36
5491	3737	0,681	13,09	12,59	3052	10,69	10,19
5582	3333	0,597	11,48	10,98	2826	9,74	9,24
5742	3507	0,611	11,75	11,25	2959	9,91	9,41
5891	3493	0,593	11,40	10,90	2946	9,62	9,12
6022	3704	0,615	11,83	11,33	3098	9,89	9,39
6147	3912	0,636	12,24	11,74	3245	10,15	9,65
6282	3944	0,628	12,08	11,58	3283	10,05	9,55
6415	4219	0,658	12,65	12,15	3470	10,40	9,90

Profundidad (ft)	Presión de fractura (Psi) Inicial	Gradiente de Fractura (Psi/ft) Inicial	Densidad equivalente de Fractura (Lb/Gal) Inicial	Densidad máxima del Lodo (lb/gal) Inicial	Presión de Fractura (Psi) 2007	Gradiente de Fractura (lb/gal) 2007	Densidad del lodo máxima (lb/gal) 2007
6542	4303	0,658	12,65	12,15	3539	10,40	9,90
6642	4340	0,653	12,57	12,07	3575	10,35	9,85
6704	4215	0,629	12,09	11,59	3508	10,06	9,56
6736	4236	0,629	12,09	11,59	3525	10,06	9,56
6773	4259	0,629	12,09	11,59	3544	10,06	9,56
6856	4282	0,625	12,01	11,51	3569	10,01	9,51
6911	4432	0,641	12,33	11,83	3670	10,21	9,71
6943	3953	0,569	10,95	10,45	3369	9,33	8,83
6966	4229	0,607	11,68	11,18	3550	9,80	9,30
7011	4071	0,581	11,17	10,67	3454	9,47	8,97
7048	4239	0,601	11,57	11,07	3566	9,73	9,23
7078	4240	0,599	11,52	11,02	3571	9,70	9,20

Continuación de la Tabla.

Figura 65 Presión de fractura inicial y a 2007 para el Bloque 6

