

Generación de curvas de presión de formación y fractura para optimizar la perforación de pozo en el campo Gustavo Galindo Velasco

Generating the formation and fracture pressure curves to optimize well drilling in the Gustavo Galindo Velasco oilfield field

Kenny Escobar¹, Romel Erazo², Diana Armijo³, Johanna Oña⁴

¹ *Docente de la Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil-Ecuador. Universidad Espíritu Santo, Guayaquil-Ecuador. kescobar@espol.edu.ec*

² *Docente de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, Santa Elena-Ecuador. Escuela Superior Politécnica del Litoral, ESPOL, Guayaquil-Ecuador. rerazo@upse.edu.ec*

³ *Docente de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, Santa Elena-Ecuador. darmijo@upse.edu.ec*

⁴ *Docente de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, Santa Elena-Ecuador. joña@upse.edu.ec*

ISSN: 2661-6998

Fecha de recepción: 22-11-2018

Fecha de aceptación: 27-03-2019

Resumen

Durante la etapa de planeación de la perforación de un pozo es necesario conocer parámetros como la presión de formación, presión de fractura, con la finalidad de perforar un pozo en condiciones seguras y disminuir los tiempos improductivos (NPT).

Para generar las curvas de presión de formación y fractura de las formaciones San Andrés y Atlanta, se utilizaron Los datos de los registros sísmico y de densidad de pozos para aplicar el método de cálculo de predicción de presión mediante los modelos matemáticos de Eaton.

El cálculo correcto a través de dicho modelo nos da una ventana segura de perforación en cuanto a la utilización de un peso de lodo correcto que permite sostener las paredes del pozo evitando fracturar la perforación del mismo y manteniendo una presión lo suficientemente adecuada para evitar el reventón.

Palabras clave: Perforación, Presión de Formación, Presión de fractura, Registro de Densidad, Registro Sísmico

Abstract

During the planning stage of the drilling of a well it is necessary to know parameters such as formation pressure, fracture pressure, in order to drill a well in safe conditions, and reduce unproductive times (NPT).

To generate the formation and fracture pressure curves of the San Andrés and Atlanta formations, the sonic and well density data were used to apply the pressure prediction calculation method using the Eaton mathematical models.

The correct calculation through this model gives us a safe drilling window in terms of the use of a correct mud weight that allows the walls of the well to be maintained avoiding fracturing the hole and maintaining a pressure sufficiently adequate to avoid blowout.

Keywords: Drilling, Formation Pressure, Fracture Pressure, Density Log, Sonic Log

1. INTRODUCCIÓN

El Campo Ancón localizado en la Península de Santa Elena, se encuentra dividido por secciones o bloques, la presente investigación analizó el Bloque Gustavo Galindo Velasco (GGV). En los pozos someros que atraviesan las formaciones productoras se pueden presentar condiciones geológicas propias y por ende presentar diferentes tipos de imprevistos a medida que se va perforando cada estrato.

Durante la etapa de planeación de la perforación de un pozo es necesario conocer ciertos parámetros tales como, la presión de formación, presión de fractura, presión litostática, entre otros. Es de suma importancia conocer estos parámetros con la ayuda de correlaciones o pruebas de laboratorio y así poder realizar la perforación del pozo en condiciones seguras, con la finalidad de disminuir los tiempos no productivos (NPT), y por lo tanto disminuir el costo del proyecto. Los datos de registros eléctricos, obtenidos en el Perfilaje de los pozos, son de vital importancia para emplearlos en la metodología de cálculo de predicción de presiones, además existen diversos métodos aplicables como puede ser el método de Eaton, Hottman y Johnson, de profundidad equivalente, etc. Es indispensable reconocer el tipo de información para poder escoger la metodología más adecuada para cada caso.

Durante la perforación de pozos generalmente se presentan problemas de flujo, descontrol del pozo, pega de tubería por presión diferencial, pérdidas de circulación, colapsos de tuberías de revestimiento, derrumbes de formación y en el peor de los casos side tracks, los cuales suelen incrementar considerablemente el costo de un pozo y el tiempo de perforación del mismo, respecto a los parámetros establecidos en la planeación original del pozo. Los problemas mencionados anteriormente, generalmente se presentan por una deficiente predicción de las presiones de sobrecarga, poro y fractura de las formaciones a perforar, y cuya determinación es necesaria para realizar la planeación de la perforación, donde uno de los principales factores es determinar un peso de lodo dentro de la ventana de seguridad, es decir, que no fracture la formación y que mantenga la estabilidad del hueco.

Generalmente las presiones de poro y de fractura son calculadas desde los datos de registros usando el método de Eaton durante la perforación de pozos.

Entre los registros que presentan buena adquisición de datos podemos encontrar el registro sísmico y densidad, teniendo menor precisión al calcular la presión de fractura debido a la incertidumbre que se generan por los esfuerzos de sobrecarga.

Planteamiento y Justificación del problema

La predicción de la presión de poro es muy importante dentro del proceso de diseño de una perforación de pozo; la finalidad de estimar de manera precisa la presión de poro es disminuir los

NPT (Non Productive Time – Tiempo no productivo) durante las actividades de la perforación, minimizando los problemas de inestabilidad del pozo. Para el desarrollo de este estudio se consideró el proceso de compactación utilizando el tren normal de porosidad respecto a la profundidad.

Durante la planeación de la perforación se debe conocer, con alta precisión, el comportamiento de las curvas de presión de poro y presión de fractura con la finalidad de perforar el pozo en condiciones seguras. Mediante el desarrollo de esta investigación se busca generar curvas bien definidas de presión de poro y fractura a partir de los registros de densidad y sísmico con la finalidad de conocer la ventana óptima de perforación y realizar la construcción de un pozo en condiciones seguras.

De igual manera, una vez establecida la presión de poro y de fractura, se disminuirán los problemas de inestabilidad, limpieza, pérdida de circulación, y control de las presiones anormales del pozo durante la perforación, por lo tanto, no incrementarían los costos del proyecto.

Conociendo con exactitud el comportamiento óptimo de la presión de poro y fracturas se podrá realizar correctamente la planeación del pozo, lo que contribuirá a evitar problemas durante su perforación, disminuyendo los tiempos no productivos (NPT) para lograr mantener los costos iniciales establecidos en el proyecto.

Objetivo General

Desarrollar una metodología mediante el uso de los registros sísmico y densidad para con mayor precisión obtener las curvas de presión de poro y presión de fractura en el campo GGV de las formaciones San Andrés y Atlanta.

2. DESARROLLO

Se considera al Campo Gustavo Galindo Velasco como campo maduro que se extiende 1200 km² en su totalidad, de la cual se encuentra 480 km² costa afuera. Por problemas como la disminución en las presiones del flujo y aumentos en el corte de agua (BSW) la producción se encuentra declinando constantemente lo que conlleva a la reducción del factor de recobro y las tasas de producción.

La compañía de origen inglés Ecuadorian Oilfields Limited (ANGLO) inició operaciones de exploración Petrolera en el área del campo Ancón de la Península de Santa Elena en el año de 1911, el primer pozo perforado, el ANCON-001, dio inicio a las operaciones petroleras en la zona y en el país.

El método de perforación utilizado fue de percusión que consiste en una torre de madera, de la cual pende un tubo que es retenido por un cable metálico capaz de resistir; estratégicamente este se dejaba vencer una y otra vez (por la ley de la gravedad) e iba atravesando los estratos hasta que llegaba a las zonas de interés donde existía presencia de hidrocarburos. [1]

Los primeros pozos exploratorios perforados en la Península de Santa Elena, fueron correlacionados por los geólogos de la Anglo Ecuadorian Oilfields Limited (ANGLO) mediante estudios a los tipos de roca que existían en el campo Ancón con la zona de Monteverde (norte de la Península), ya que, de acuerdo al estudio de la secuencia lito-estratigráfica y de paleontología, se verificó que estas dos zonas presentaban correlación similar entre las facies sedimentológicas; se determinó además, que el miembro Guayaquil de la formación Atlanta es la roca madre y constituye el principal reservorio del Campo formado en la edad del Paleoceno. [2]

En el sector de Ancón se encuentra el grupo Ancón, formado en la edad del Eoceno Medio, en esta zona se sobrepasa a la formación Atlanta debido a la composición de sus minerales, lo que lleva a asumir que esta formación, pertenece a un bloque que fue desplazado desde la zona sur hasta donde se ubica actualmente, por efecto de un sobrecorrimiento producido en la fase tectónica en la edad del Eoceno Inferior. En relación al perfil costero ecuatoriano, este se caracteriza por poseer terrenos alóctonos originados por corrientes marinas en la era del Cretácico superior hasta el Terciario temprano añadido al margen continental andino. Sobre esta zona que comprende desde la frontera con el norte del Perú hasta la frontera con el sur de Colombia se desarrollaron algunas cuencas de antearco alternadas por tectónica de desplazamiento de rumbo. Las cuencas existentes son las de Esmeraldas/Nariño, Daule, Manabí, Progreso/Santa Elena, nombradas de norte a sur. [2]

Con respecto a la cuenca sedimentológica llamada Levantamiento de Santa Elena, comprende la secuencia sedimentológica que va desde el Cretácico hasta el Terciario Inferior (Paleoceno-Eoceno) ubicada en la cuenca del mismo nombre del bloque Santa Elena, la cual se desarrolló sobre una corteza oceánica.

Este levantamiento delimita desde el noreste por la falla regional conocida como “La Cruz” que está separada de la cuenca Progreso, el tipo de sedimentos proviene de la edad del Oligoceno-Plioceno, mientras que hacia el sur se encuentra el Alto de Santa Elena marcando el límite de la secuencia desde el Mioceno Inferior hasta el Pleistoceno representando la apertura del Golfo de Guayaquil.

Actualmente el límite que va hacia el oeste se constituye por el prisma de subducción Neógeno. En cuanto a la zona occidental del levantamiento Santa Elena, afloran rocas que se formaron en la edad del Cretácico (formaciones Wildflysh, Santa Elena, Carolina Chert), a su vez el sector central y oriental (que comprende las localidades de Sierra de Chanduy hasta Playas) surgen conglomerados y una secuencia gruesa de areniscas de la formación Azúcar.

Además, la región central presenta bastos afloramientos formados en la edad Eocena del Grupo Ancón. [2]

Ubicación del área de estudio

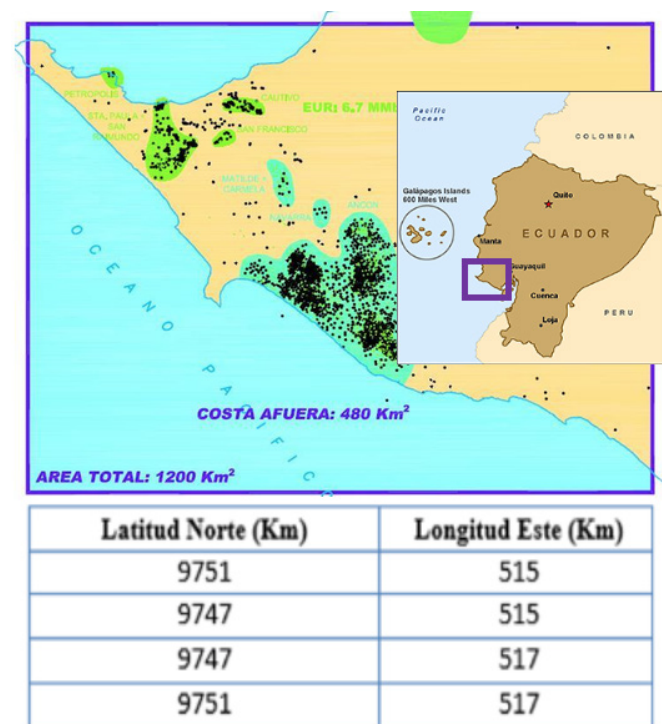


Figura 1: Mapa del campo Ancón

Fuente: Pacifpetrol S.A.

Localizado hacia el suroeste en la Península de Santa Elena se encuentra el Campo Gustavo Galindo Velasco, en la Figura 1 se muestra la localización geográfica del Campo GGV y la distribución de pozos (puntos negros).

Como se visualiza en la Figura 1 el área total comprende 1200 km² en la cual 40% se localiza costa afuera (offshore), los planos de posicionamiento de este campo se descubren en los contornos de la provincia de Santa Elena.

Características geológicas del campo

El modelo estructural de las formaciones del Campo Gustavo Galindo Velasco se realizó tomando en cuenta la correlación estructural y estratigráfica entre los registros de pozo y el análisis e interpretación de líneas sísmicas, a partir de aquí se diferenciaron rasgos estructurales principales vinculados al campo. [3]

Con referencia a las secuencias Cretácica y los estratos inferiores de la Formación Azúcar, brevemente se puede afirmar que soportaron esfuerzos compresivos; mientras que el Grupo Ancón y los estratos superiores de la Formación Azúcar se vieron afectadas por tectónica de desplazamiento de rumbo. La secuencia Neógena (Golfo de Guayaquil, Progreso) y los estratos superiores del Grupo Ancón examinaron tectónica distensiva. En cuanto al aspecto de esfuerzo transpresivo, este ayuda a determinar la existencia de algunos tipos de fallas geológicas, entre ellas las derivadas de la orientación que presentan donde se localizan fallas normales, en dirección inversa al esfuerzo principal. Otros tipos de fallas posibles son las normales sub

paralelas a la compresión principal y las fallas de desplazamiento de rumbo oblicuas a dicha compresión principal. [3]

Litología de las Formaciones

Las características de la litología del Campo Gustavo Galindo Velasco se muestran a continuación en la Figura 2 donde se presenta la columna estratigráfica y un corte geológico.

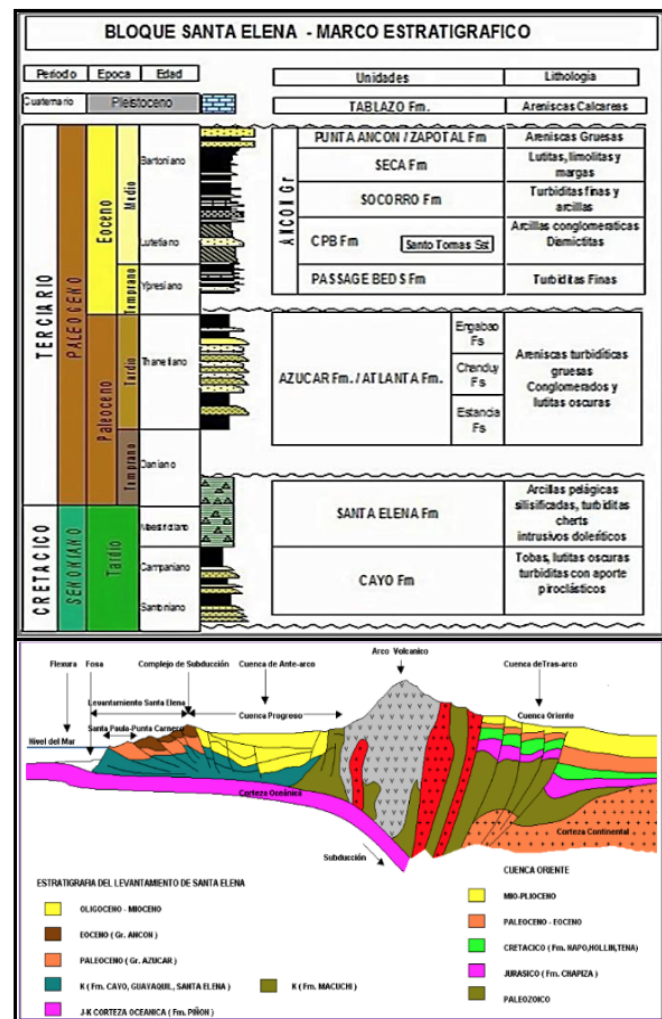


Figura 2: Columna Estratigráfica y corte geológico del Bloque Santa Elena

Fuente: Pacifpetrol S.A.

3. METODOLOGIA

Para el desarrollo de las curvas de presión de poro y fractura es necesario la utilización de los registros de pozo los cuales son mediciones que se realizan comúnmente en función del tiempo o de la profundidad, a veces efectuados ambos parámetros alrededor de un pozo o usando una o más magnitudes físicas.

Los registros necesarios para generar las curvas son los siguientes:

- Gamma Ray (GR)
- Densidad
- Sónico

Dichos registros se corren en el interior del pozo, en el caso del registro sónico a partir de un equipo que consiste en un transmisor, el cual emite ondas acústicas que son captadas por un receptor que las registra. Este perfil es conocido como tiempo de tránsito (DT), ya que está en función del tiempo necesario para que la onda sonora recorra un pie de la formación. El tiempo de tránsito depende de la porosidad y la litología. Si la litología de la formación es conocida entonces el registro sónico es aplicable como un perfil de porosidad. [4]

Presión de Formación

Es la presión que se produce por acción de los fluidos dentro de los espacios porales de la formación. También llamada presión de poro debido a que los fluidos yacen bajo cierto grado de presión en los poros de la roca del reservorio. Comúnmente se conoce a esta medición como la presión del yacimiento, puesto que mide la presión del fluido presente en los poros del reservorio, es decir es una fracción de la presión de sobrecarga que soporta el fluido del sistema.

Para este proyecto se aplicará el Método de Eaton el cual se explica a continuación:

Método de Eaton para cálculo de la Presión de Poros

En el año de 1972 Ben Eaton optimizó el método de Hottman y Jhonson (1965), debido a que este método usaba datos empíricos aumentando el nivel de incertidumbre al momento de calcular la presión de formación y mejoró la relación de la tendencia normal de los registros con los registros observados. La causa de la incertidumbre que se generaba según la teoría de Eaton provenía por los diferenciales de gradientes de sobrecarga.

Este método de predicción de presión de formación encuentra una relación del esfuerzo de sobrecarga, presión de poros normal, el registro observado y el valor del registro en una tendencia normal, los dos últimos elevados a un exponente empírico. Puede estar en función del registro de resistividad, registro sónico, o también del exponente "D". En el registro sónico (tiempo de tránsito), de exponente "D" o de resistividad se traza una línea de tendencia y el punto donde la línea diverge respecto a las lecturas medidas da el tope de anomalía en la presión de poros. La línea de tendencia normal llega hasta un perfil del pozo perforado coincidiendo con los sucesos de sobrepresión, mientras que la curva de presión de formación se calibra con el exponente elevado a la división del perfil observado con el normal (o viceversa) dependiendo cual registro de pozo está empleando. [5]

Los valores de estos exponentes son de 3 para el registro de tiempo de tránsito, 1.2 para el registro de resistividad, según resultados de estudios hechos en el Golfo de México [6].

Cabe recalcar que, si bien se puede comenzar el cálculo con estos valores promedio, es probable que se deban modificar debido a que se trata de una cuenca diferente para predecir la presión de formación. [5]

La Ecuación 1 define la Presión de Poros como:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\left(\frac{S}{D} - \frac{P_n}{D} \right) * \left(\frac{A_0}{A} \right)^a \right] \quad \text{Ec. 1}$$

Donde:

P/D = Gradiente de Presión de Formación

S/D = Gradiente de Esfuerzo de Sobrecarga.

P_n/D = Gradiente de Presión Normal.

A_0/A = Razón de los registros observados con la línea de tendencia

a = Parámetro de ajuste según cada registro

R_o = Resistividad observada

R_n = Resistividad normal

Δt_n = Cambio del tiempo de transito normal

Δt_{ob} = Cambio del tiempo de transito observado

De acuerdo a cada Registro Eléctrico se tiene:

Método del tiempo de tránsito:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\left(\frac{S}{D} - \frac{P_n}{D} \right) * \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_{ob}} \right)^a \right] \quad \text{Ec. 2}$$

Método de Resistividad:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\left(\frac{S}{D} - \frac{P_n}{D} \right) * \left(\frac{R_o}{R_n} \right)^a \right] \quad \text{Ec. 3}$$

Método del exponente "D"

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\left(\frac{S}{D} - \frac{P_n}{D} \right) * \left(\frac{d_p}{d_{pn}} \right)^a \right] \quad \frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\left(\frac{S}{D} - \frac{P_n}{D} \right) * \left(\frac{R_p}{R_n} \right)^a \right]$$

Presión de Fractura

Al igual que el conocimiento de la presión de formación, la presión de fractura varía a medida que se va profundizando, especialmente se toma en cuenta al perforar pozos muy profundos, ya que en estos suelen existir presiones anormales en las formaciones. Existen diversas técnicas para predecir la presión de fractura al igual que para calcular las presiones de poro, incluyendo métodos de verificación y predictivos. El plan inicial se sustenta en información sobre fracturas de la formación que se obtienen mediante métodos predictivos. Se realiza una prueba de integridad de formación mediante presión, aplicada

a la misma luego de haber revestido y cementado la sección anterior a la que se va a probar. para poder continuar el proceso de perforación en sus posteriores etapas.

Métodos de Predicción de Presión de Fractura

La predicción de la presión de fractura de formación se hace antes de colocar los revestidores del pozo, se basa fundamentalmente en correlaciones empíricas. Debido a que la presión de fractura está correlacionada con la presión de formación y es afectada por esta, se pueden aplicar los métodos de predicción de presión de poros para correlacionarlos con la presión de fractura. Los métodos y correlaciones que generalmente se emplean en el cálculo incluyen:

- Correlación de Eaton.
- Correlación de Pennbaker.
- Correlación de Matthews y Kelly.
- Correlación de MacPherson y Berry.
- Ecuación de Christman.
- Ecuación de Hubbert y Willis.

Correlación de Eaton para el cálculo de la Presión de Fractura

Según la correlación de Eaton, la relación existente entre los esfuerzos matriciales verticales y horizontales se denotan con exactitud por medio de la Ecuación 3.6:

$$\sigma_x = \sigma_y = \sigma_H = \frac{\mu}{1 - \mu} \sigma_z \quad \text{Ec. 5}$$

σ_x = Esfuerzos en la dirección x

σ_y = Esfuerzos en la dirección y

σ_H = Esfuerzo horizontal máximo

σ_z = Esfuerzos en la dirección z

Donde (μ) representa los valores del Coeficiente de Poisson, este valor se genera para predecir los gradientes de fracturas los cuales se pueden calcular a partir de la información de campo.

4. DESARROLLO DE UN ALGORITMO PARA OBTENCIÓN DE CURVAS DE PRESIÓN DE PORO Y DE FRACTURA

Existen diversos métodos para obtener las presiones de poro y de fractura, todos estos métodos se basan en el principio de Terzaghi, el cual resume su metodología en cuatro simples pasos utilizando la información de los registros geofísicos ya descritos y deducidos. Cabe recalcar que si existen pozos exploratorios cercanos a pozos de desarrollo se deben usar los registros eléctricos para obtener las geopresiones de dicho pozo,

así mismo se toma en cuenta la información de la sísmica para calcular las geopresiones en dichos pozos.

Los pasos a seguir son:

- Determinación de la Presión de Sobrecarga (S)
- Definición de los intervalos de lutitas limpias
- Determinación de la presión de poro (PP)
- Determinación de la presión de fractura (P_{Fr})

Determinación de la presión de Sobrecarga

El cálculo de la presión de sobrecarga se realizó en función de la densidad de la formación leída directamente del registro de densidad (ρ_l) a cada intervalo de profundidad conocido, es decir a cada formación que compone el campo Gustavo Galindo Velasco, la ecuación que describe la presión de sobrecarga en los pozos Ancón 1985, Ancón 1991 y Ancón 2002 se describe a continuación:

$$S = \frac{\sum_{i=1}^n \rho_l * (D_i - D_{i-1})}{10} \quad \text{Ec. 6}$$

Donde:

S = Presión de Sobrecarga (Kg/cm²)

ρ_l = Densidad promedio leída del registro (gr/cm³)

$D_i - D_{i-1}$ = Intervalo de la formación a la que se calcula la sobrecarga (m)

Fue necesario llevar los valores de profundidad que se tenían en pies (ft) a metros (m) para realizar los cálculos de Sobrecarga (S) en todos los pozos y todas las formaciones.

Selección de los intervalos de lutitas limpias

Es fundamental seleccionar los intervalos de lutitas limpias de cada pozo para generar la tendencia normal de compactación usando los valores de tiempo de tránsito del registro sísmico (DTI). Primero se establece la línea base de las lutitas desde el registro de Gamma Ray (GR) que es donde se visualizan los valores máximos de dichos registros, mientras que en el registro sísmico se toman en cuenta los valores mínimos. Una vez marcada la línea base de lutitas limpias en cada pozo se procede a seleccionar los puntos en la curva del tiempo de tránsito (puntos verdes en las figura 3) para la profundidad respectiva, estos puntos sirven para el análisis de la tendencia normal de compactación. Para entender el comportamiento de la porosidad en el registro Sónico (DTI) se procede a unir estos puntos de lutitas limpias (línea azul en las figura 3) con la finalidad de que la línea que une a estos puntos servirán para trazar la tendencia normal de compactación útil en el cálculo de la presión de poro.

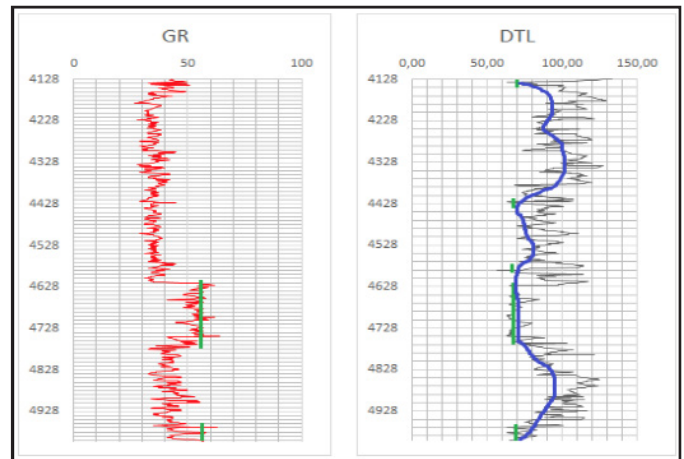


Figura 3: Unión de puntos de lutitas en el pozo Ancón 1985

Elaborado por: Armijos Diana, Oña Johanna

Determinación de la Presión de poro

En la industria hidrocarburífera existen más de quince métodos para calcular la presión de poro de las formaciones productoras, siendo los métodos más eficientes el Método de Eaton, el método de Hottman y Johnson, el método de Foster y Whalen o de profundidad equivalente y el método del exponente de., debido a que se utiliza información convencional y de fácil manejo. Para este proyecto se aplica el método de Eaton. El principio de Eaton indica que en la zona donde la presión es anormal la tendencia normal de compactación es alterada. Usando el registro de tiempo de tránsito vs profundidad, se debe trazar la línea de tendencia normal y extrapolarla hasta la profundidad total que se tiene. Se leen los valores de tiempo de tránsito de la tendencia normal T_{lun} y de la observada T_{lu} a la profundidad deseada D , o equivalente al valor del tiempo de tránsito observado D_n . En las Figuras 4, 5 y 6 se observan los valores obtenidos de T_{lun} y T_{lu} para cada pozo evaluado del Campo Gustavo Galindo Velasco.

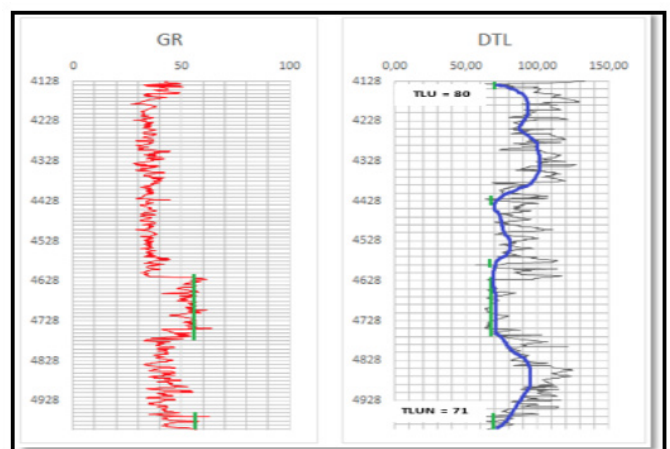


Figura 4: Valores de tendencia real vs tendencia normal en el pozo Ancón 1985

Elaborado por: Armijos Diana, Oña Johanna

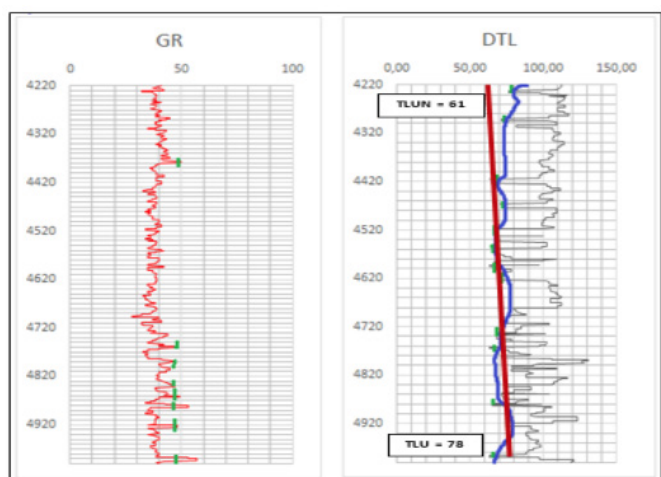


Figura 5: Valores de tendencia real vs tendencia normal en el pozo Ancón 1991

Elaborado por: Armijos Diana, Oña Johanna

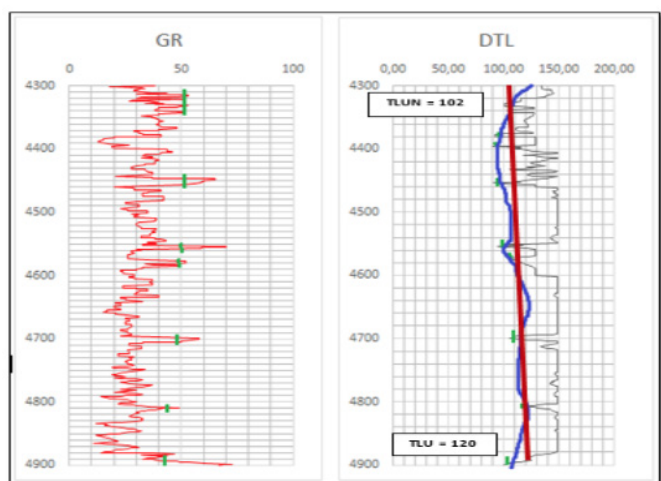


Figura 6: Valores de tendencia real vs tendencia normal en el pozo Ancón 2002

Elaborado por: Armijos Diana, Oña Johanna

Finalmente se calcula la presión de poro a cada profundidad de cada intervalo o formación, según el registro Sónico o de tiempo de tránsito se utiliza la ecuación 7

$$PP_D = S_D - (S_D - PP_{DN}) * \left(\frac{T_{lu}}{T_{lu_n}} \right)^{2.0} \quad Ec. 7$$

Donde:

PPD = Presión de poro a cada profundidad (Kg/cm²)

SD = Presión de sobrecarga a cada profundidad (Kg/cm²)

PPDN = Presión de poro normal (Kg/cm²) (Generalmente se utiliza el gradiente 0,03269 Kg/cm²/ft)

Tlun = Tiempo de tránsito de la tendencia normal (μseg/ft)

Tlu = Tiempo de tránsito de la tendencia observada (μseg/ft)

Determinación de la presión de fractura

Se denomina presión de fractura a la presión necesaria para vencer la resistencia de la roca y la presión de formación, utilizando el método de Eaton se calcula la presión de fractura de la siguiente manera:

Primero se realiza el cálculo de la relación de Poisson (v) el cual se define como una propiedad mecánica de la formación que está directamente relacionada con la deformación axial respecto a la deformación lateral de la roca, siempre y cuando esta esté sometida a un esfuerzo. La ecuación para realizar este cálculo se describe a partir del nomograma de Eaton:

$$v = 0,0645 * \ln(D) - 0,0673 \quad Ec. 8$$

Donde:

v = Relación de Poisson

D = Profundidad (m)

Finalmente, la presión de fractura (PFR) se calcula a partir de datos que están en función de la presión de poro (PP), de la sobrecarga (SD) y de la relación de Poisson (v) ya conocida. En la Ecuación 9 se observa la ecuación para obtener la presión de fractura.

$$P_{FR(D)} = P_{P(D)} + \left(\frac{v}{1-v} \right) [S_{(D)} - P_{P(D)}] \quad Ec. 9$$

Donde:

PFR(D) = Presión de Fractura (Kg/cm²)

PP(D) = Presión de Poro (Kg/cm²)

v = Relación de Poisson

Resultados de la Simulación

Una vez realizado los cálculos de Presión de Poro y Presión de Fractura se obtienen los resultados visualizados en las Figuras 7, 8 y 9, en estas gráficas se observa el comportamiento de las presiones dentro del yacimiento para las formaciones Atlanta y San Andrés.

En dichas representaciones la línea roja muestra el comportamiento de la Presión de Poro (PP), mientras que la línea azul refleja la Presión de Fractura (PFR), además como referencia se colocó la presión hidrostática (PH) (línea verde) que se calcula multiplicando el gradiente de presión de 0,433 Psi/ft por la profundidad (ft), de igual manera se sacó la presión anormal (PA) (línea naranja) multiplicando el gradiente de 1psi/ft por la profundidad (ft) para los pozos Ancón 1985, Ancón 1991 y Ancón 2002 del campo Gustavo Galindo Velasco, cabe recalcar que los valores de presión de poro y de fractura se calcularon en Kg/cm² y por lo tanto hubo que transformarlos a unidades de campo Psi para una mejor interpretación.

En las Figuras 7, 8 y 9 se comprueba que no existe sobrepresión en ninguna de las formaciones evaluadas, verificando con la curva de presión anormal.

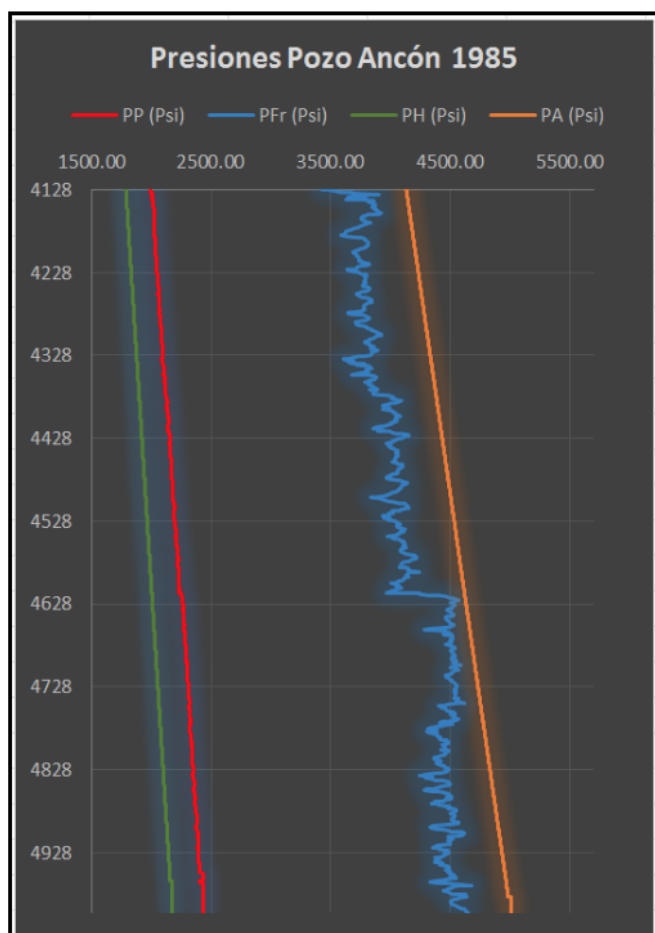


Figura 7: Comportamiento de Presiones en el Pozo Ancón 1985
Elaborado por: Armijos Diana, Oña Johanna

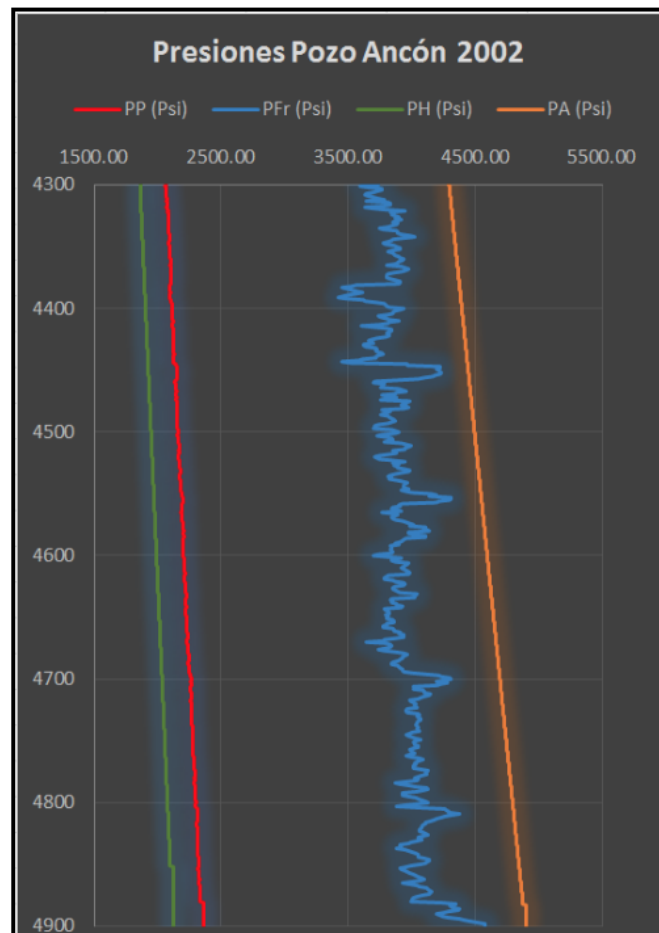


Figura 9: Comportamiento de Presiones en el Pozo Ancón 2002
Elaborado por: Armijos Diana, Oña Johanna

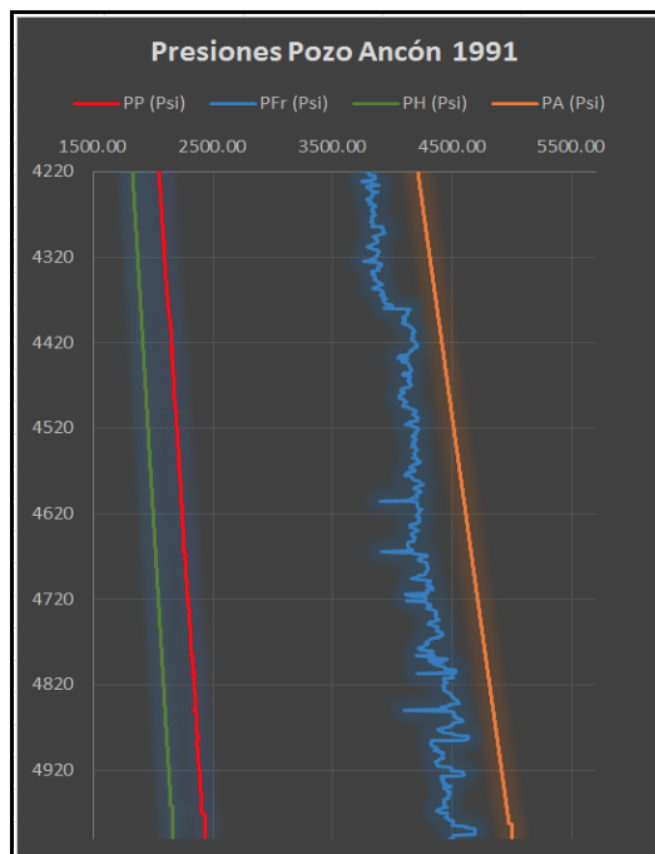


Figura 8: Comportamiento de Presiones en el Pozo Ancón 1991
Elaborado por: Armijos Diana, Oña Johanna

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

En la presente investigación se diseñó una metodología para el cálculo de las presiones de formación y de fractura basados en el método de Eaton, utilizando registros eléctricos en pozos petroleros del Campo GGV.

Se utilizó el método de Eaton para la predicción de las presiones de poro y de fractura dado a la facilidad de aplicación y también por la información disponible de los campos, este método también es aplicable si en lugar del registro sísmico (DT) se contara con un registro de resistividad (LLD).

El cálculo de la presión de poros permite prever posibles accidentes laborales ocasionados por los llamados “blowout” (re-ventón) que generan fallas en el sistema de control de presión debido al flujo incontrolado de fluidos, pudiendo producir incluso pérdidas de vidas humanas.

Los métodos de aplicación para predecir la presión de poro sirven además para predecir los influjos (kicks) no deseados en el pozo que suelen ocurrir por pérdida de circulación, peso del lodo o pega de la tubería entre otros que indiquen cuando

la presión es anormal para permitir al operador disminuir los tiempos en que no sea productiva la maquinaria ahorrando en el aspecto económico.

Para obtener los valores de la tendencia normal (T_{ln}) y la tendencia observada (T_{lo}) se tomó en consideración las discordancias geológicas de las formaciones evaluadas en cada pozo debido a que los analistas trazan estas líneas de tendencia de acuerdo a su criterio, ya sea al usar el método de Eaton o cualquier otro método generando mayores incertidumbres en los resultados.

Al calibrar los parámetros de las líneas de tendencia normal y observada se podría obtener la presión de poro en pozos cercanos incluso cuando estos aún no han sido perforados, tomando en cuenta que deben contar con similares consideraciones geológicas.

El uso del registro sónico (DT) fue de mayor importancia ya que es más efectivo que el de resistividad, debido que este no es afectado por factores externos como el lodo de perforación o los fluidos presentes en las formaciones o las condiciones del hoyo, los valores de los registros de resistividad si son afectados por estos factores.

Las gráficas del comportamiento de las presiones permiten verificar a que profundidades las presiones de formación son anormales tal y como se observó en los resultados, en este caso los pozos Ancón 1985, Ancón 1991 y Ancón 2002 no presentan sobrepresiones que provoquen imprevistos en dichos pozos.

Las rocas compactadas impermeables como las lutitas de las formaciones Atlanta y San Andrés tienden a generar presiones de poro anormalmente altas en ciertas zonas debido a la fragilidad de las lutitas preexistentes (lutita frágil), los fluidos intersticiales a veces no se pueden filtrar y por ello deben sustentar a toda la columna de la roca suprayacente.

Para futuras investigaciones es necesario analizar, también, el peso hidrostático de la columna de lodo, ya que este permite mantener la pared del hueco estable y a su vez no fractura la formación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M. L. Aguirre & A. Hidalgo (2015). Estudio técnico-económico de inyección alternada de nitrógeno Huff & Puff para recuperación mejorada de petróleo en pozos del campo Gustavo Galindo Velasco. Trabajo de Titulación. Facultad de Ciencias de la Ingeniería. Universidad Estatal Península de Santa Elena. La Libertad. Ecuador.
- [2] D. F. Rodríguez & J. L. Pilasagua (2014). Estudio de factibilidad para la implementación del sistema de bombas de cavidades progresivas en el campo "Gustavo Galindo Velasco" ubicado en la provincia de Santa Elena. Trabajo de Titulación. Facultad de Ciencias de la Ingeniería. Universidad Estatal Península de Santa Elena. La Libertad. Ecuador.
- [3] J. P. Gualé. (2013). Estudio para la optimización de sistemas de levantamiento artificial para la producción de petróleo en pozos de la zona central del campo Ancón Provincia de Santa Elena. Trabajo de Titulación. Facultad de Ciencias de la Ingeniería. Universidad Estatal Península de Santa Elena. La Libertad. Ecuador.
- [4] F. P. Kokesh & R. B. Blizard (1959). Geometric factors in sonic logging.
- [5] M. Mouchet (1989). Abnormal pressure while drilling. Manual Techniques 2, Boussens.
- [6] B. Eaton (1975). Graphical Method Predicts Geopressures Worldwide. World oil (7/76). pp 100-104.