



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

TÍTULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

**ANÁLISIS DEL PERFIL DE PRESIONES EN LOS POZOS DEL
CAMPO SHUSHUFINDI MEDIANTE EL USO DE INFORMACIÓN DE
REGISTROS ELÉCTRICOS, SÓNICOS Y DE RESISTIVIDAD**

AUTOR:

Prudente Vera, Bernardo David

TRABAJO DE TITULACIÓN

**Previo a la obtención del grado académico en
MAGÍSTER EN PETRÓLEO**

TUTOR

ING. CARLOS PORTILLA LAZO, MSc

La Libertad, Ecuador

Año 2024



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

**Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, MSc.
COORDINADOR DEL PROGRAMA**

**Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc.
TUTOR**

**Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA 1**

**Ing. Andrés Guzmán Velásquez, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA 2**

**Abg. María Rivera González, Mgtr.
SECRETARIA GENERAL UPSE**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

CERTIFICACIÓN

Certifico que luego de haber dirigido científica y técnicamente el desarrollo y estructura final del trabajo, este cumple y se ajusta a los estándares académicos, razón por el cual apruebo en todas sus partes el presente trabajo de titulación que fue realizado en su totalidad por BERNARDO DAVID PRUDENTE VERA, como requerimiento para la obtención del título de Magíster en Petróleos.

TUTOR

Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc

21 días del mes de Enero del año 2024



UPSE

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, **BERNARDO DAVID PRUDENTE VERA**

DECLARO QUE:

El trabajo de Titulación, **ANÁLISIS DEL PERFIL DE PRESIONES EN LOS POZOS DEL CAMPO SHUSHUFINDI MEDIANTE EL USO DE INFORMACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS, SÓNICOS Y DE RESISTIVIDAD** previo a la obtención del título en Magíster en Petróleos, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Santa Elena, a los 21 días del mes de Enero del año 2024

EL AUTOR

Bernardo David Prudente Vera



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO
CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO**

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado **ANÁLISIS DEL PERFIL DE PRESIONES EN LOS POZOS DEL CAMPO SHUSHUFINDI MEDIANTE EL USO DE INFORMACIÓN DE REGISTRO ELÉCTRICOS, SÓNICOS Y DE RESISTIVIDAD**, presentado por el estudiante, **BERNARDO DAVID PRUDENTE VERA** fue enviado al Sistema Antiplagio COMPILATIO, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al **1%**, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.



INFORME DE ANÁLISIS
magister

Tesis para Compilatio Bernardo Prudente

1%
Textos
sospechosos



1% Similitudes
0% similitudes entre
comillas
< 1% Idioma no reconocido

Nombre del documento: Tesis para Compilatio Bernardo Prudente.docx

ID del documento: e92b68f916120dc537b12ee3bfd9edfe2864cbf3
Tamaño del documento original: 54,73 kB

Depositante: CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO

Fecha de depósito: 24/12/2023

Tipo de carga: interface

fecha de fin de análisis: 24/12/2023

Número de palabras: 9631

Número de caracteres: 62.365

TUTOR

Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO
AUTORIZACIÓN**

Yo, **BERNARDO PRUDENTE VERA**

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, para que haga de este trabajo de titulación o parte de él, un documento disponible para su lectura consulta y procesos de investigación, según las normas de la Institución.

Cedo los derechos en línea patrimoniales del informe de investigación con fines de difusión pública, además apruebo la reproducción de este informe de investigación dentro de las regulaciones de la Universidad, siempre y cuando esta reproducción no suponga una ganancia económica y se realice respetando mis derechos de autor

Santa Elena, a los 21 días del mes de Enero del año 2024

EL AUTOR

Bernardo David Prudente Vera

AGRADECIMIENTO

Quiero expresar mi sincero agradecimiento a todas las personas que han contribuido de manera significativa a la realización de este trabajo. En primer lugar, agradezco a Dios por ser mi guía constante y por brindarme la fortaleza necesaria para completar esta etapa académica.

A mi amada mamá y papá, su amor incondicional y apoyo constante han sido mi mayor inspiración. Gracias por creer en mí y alentarme a alcanzar mis metas, incluso cuando los desafíos parecían abrumadores.

A mi dedicado tutor, Ing. Carlos Portilla, agradezco profundamente su paciencia, sabiduría y orientación experta a lo largo de este proceso. Su compromiso con mi crecimiento académico ha dejado una marca indeleble en mi formación profesional.

A mis queridos amigos, quienes han compartido risas, desafíos y momentos de desánimo, su amistad ha sido mi soporte emocional. Aprecio cada palabra de aliento y cada gesto de ánimo que me han brindado.

Bernardo David, Prudente Vera

DEDICATORIA

Dedico este logro a Dios, quien ha sido mi faro en los momentos oscuros y mi fuerza en los momentos de debilidad. A mi mamá y papá, cuyo amor incondicional ha sido mi mayor motivación. A mi tutor, cuya sabiduría y orientación han iluminado mi camino académico. Y a mis amigos, cuya amistad ha hecho que este viaje sea más significativo y memorable.

Este trabajo no solo representa el esfuerzo individual, sino la contribución de cada una de estas personas extraordinarias que han dejado una huella imborrable en mi vida. Estoy eternamente agradecido.

Bernardo David, Prudente Vera

ÍNDICE GENERAL

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	II
CERTIFICACIÓN.....	III
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	IV
CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO	V
AUTORIZACIÓN	VI
AGRADECIMIENTO.....	VII
DEDICATORIA.....	VIII
Índice de Figuras	XII
Resumen	XIII
Abstract	XIV
INTRODUCCIÓN.....	1
Planteamiento de la investigación	4
Formulación del problema de investigación	5
Objetivo General:	5
Objetivos Específicos:.....	5
Planteamiento hipotético	6
CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL.....	7
1.1. Antecedentes	7
1.2. Ubicación del campo	11
1.3. Propiedades de los fluidos	11
1.4. Características de los fluidos del campo Shushufindi	12
1.5. Definición de Términos Técnicos.....	12
Factor volumétrico	12
Densidad	13
Densidad API	13
Propiedades de la roca.....	13
Presión de burbuja	13

Presión de poro	14
1.6. Causa de presiones anormales	14
1.7. Registros de Pozos.....	17
1.8. Método de Hottman & Johnson	22
CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA.....	25
2.1. Tipo y Diseño de la Investigación	25
2.2. Método de investigación.....	25
2.3. Población y Muestra.....	26
2.4. Obtención de Resultados	27
2.5. Gamma Ray	28
2.6. Litología.....	29
2.7. Zonas permeables e impermeables.....	30
2.8. Cálculo de presión Litoestática.....	30
2.9. Cálculo de presión de sobrecarga.....	31
2.10. Hottman & Johnson, cálculo de presiones	32
CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	34
3.1. Hottman & Johnson, Análisis de Resultados	34
CAPITULO 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	40
4.1. Conclusiones	40
4.2. Recomendaciones	42
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	44
ANEXO.....	47
1. PROGRAMA DE REGISTROS A HUECO ABIERTO.....	58
Sección de 8 ½"	58
2. CONFIGURACION DE LAS HERRAMIENTAS.....	59
3. OBSERVACIONES EN LA CORRIDA DE REGISTROS ELÉCTRICOS.....	60
4. ANÁLISIS PETROFÍSICO	60
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	66
1. PROGRAMA DE REGISTROS A HUECO ABIERTO.....	68
Sección de 8 ½"	68
2. CONFIGURACION DE LAS HERRAMIENTAS.....	69

3.	OBSERVACIONES EN LA CORRIDA DE REGISTROS ELÉCTRICOS.....	70
4.	ANÁLISIS PETROFÍSICO	71
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	76
1.	PROGRAMA DE REGISTROS A HUECO ABIERTO.....	78
2.	CONFIGURACION DE LAS HERRAMIENTAS.....	79
3.	OBSERVACIONES EN LA CORRIDA DE REGISTROS ELECTRICOS.....	79
4.	ANALISIS PETROFÍSICO	81
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	84

Índice de Figuras

Figura 1.	28
Figura 2.	29
Figura 3.	36
Figura 4.	37
Figura 5.	38
Figura 6.	39

Resumen

El área de Shushufindi en la provincia de Sucumbíos, Ecuador, es un valioso lugar para la extracción de hidrocarburos. Evaluar la presión en los pozos de este sitio es esencial para planificar las labores de producción y perforación. En este estudio, se empleó información de registros eléctricos, sínicos y de resistividad para analizar la presión en los pozos del campo Shushufindi. Los datos eléctricos determinaron la sobrecarga, presión ejercida por la roca. Los registros sínicos evaluaron la porosidad de las rocas, un factor influyente en la presión del poro. Los datos de resistividad identificaron zonas de lutitas, rocas más susceptibles a presiones anormales. Este análisis permitió identificar tres áreas con presiones distintas en el campo Shushufindi. La primera se ubica en las formaciones Shushufindi y Hollin, a profundidades entre 1.000 y 2.000 metros. La segunda está en la formación Misahuallí, entre 2.000 y 3.000 metros. La tercera, en la formación Sacha, entre 3.000 y 4.000 metros. Estas presiones anormales podrían afectar las operaciones de perforación y producción, especialmente las altas, que pueden causar fracturas en la roca y problemas de circulación. Estos hallazgos son cruciales para planificar las actividades en Shushufindi, ya que identificar zonas de presión anormal permite tomar medidas para reducir riesgos asociados.

Palabras clave: campo Shushufindi, análisis de presiones, registros eléctricos, registros sínicos, registros de resistividad, presión anormal

Abstract

The Shushufindi field in the Sucumbíos province of Ecuador is an important oil and gas producing area. The analysis of pressure profiles in the wells in this field is vital for planning production and drilling activities. In this study, electrical, sonic, and resistivity logging data were used to analyze the pressure profile in the wells of the Shushufindi field. Electrical data were used to determine the overburden gradient, which is the pressure exerted by the rock mass on the formation. Sonic data were used to determine the porosity of the rocks, which is a factor that affects pore pressure. Resistivity data were used to identify shale zones, which are rocks that are more susceptible to abnormal pressure. The analysis of electrical, sonic, and resistivity logging data allowed the identification of three zones with abnormal pressures in the Shushufindi field. The first zone is located in the Shushufindi and Hollin formations, at depths between 1,000 and 2,000 meters. The second zone is located in the Misahuallí formation, at depths between 2,000 and 3,000 meters. The third zone is located in the Sacha formation, at depths between 3,000 and 4,000 meters. Abnormal pressures in these zones could pose a risk to drilling and production operations. In particular, abnormally high pressures can cause fracturing of the rock and loss of circulation. The results of this study are important for planning production and drilling activities in the Shushufindi field. Knowledge of the zones with abnormal pressures allows for the implementation of measures to mitigate the risks associated with these conditions.

Keywords: Shushufindi field, pressure analysis, electrical logging, sonic logging, resistivity logging, abnormal pressure.

INTRODUCCIÓN

El inicio de las técnicas para la determinación de las características de la cuenca de los pozos de petróleo, data de los años 1965 con los científicos Hottman & Jhonson con el uso de registros sísmicos en conjunto con la resistividad, ellos presentaron una metodología para la estimación de los gradientes de geopresión para formaciones en Golf Coast, determinando que su método es funcional para las zonas donde la compactación del suelo depende de la presión de sobrecarga. Para 1975, Ben Eaton, realiza una publicación para la predicción del gradiente de presión de poro mediante el uso de información petrofísica como los registros sísmicos, sísmicos, densidad y velocidades de intervalo (Spickert, 2014).

Uno de los factores con mayor impacto en los parámetros técnicos que afecta directamente a la viabilidad financiera dentro de la actividad de perforación, es el criterio de presión de poro, misma que se define como la presión que se ubica entre los espacios de la roca, teniendo en consideración lo mencionado se pretende adquirir un control hidrostático de las presiones y estabilidad de los pozos, disminuyendo significativamente la incertidumbre de encontrar formaciones con altos índices de presión, optimizar el diseño físico-químico del lodo de perforación y disminuir los daños por fractura en las paredes del pozo.

Un estudio realizado en el año 2016 en 2500 pozos ubicados en el Golfo de México, pudo demostrar que los tiempos de producción inactivos tuvieron su origen en las predicciones erróneas de gradientes de presión de poro en los pozos (Dodson, 2016).

Es de suma importancia realizar un análisis profundo de los parámetros de las diferentes presiones que rigen el proceso de perforación de un pozo, estos datos son fundamentales para la realización de las actividades de manera segura y preservar la integridad del pozo, de igual manera esto permite la reducción de tiempos muertos y costos de proyectos.

Históricamente, dentro de la industria petrolera, los factores causantes de grandes desastres y de mayor afectación han sido los valores de presiones, mismos que permiten la programación del lodo de perforación y las profundidades idóneas para la colocación de las tuberías de revestimiento. Los parámetros de presiones se pueden obtener de forma directa o indirecta. La geomecánica actual permite la evaluación precisa de los riesgos presentados en las rocas y fluidos referente a los cambios de temperaturas, esfuerzos y presiones, debido al análisis de estos parámetros se puede mejorar de forma significativa los procesos de perforación y producción de un pozo.

La etapa de planificación de un pozo contempla varios factores como tiempos y costos de operación y producción, por tal razón, es carácter obligatorio la realización de los análisis previos a la perforación, permitiendo la predicción y mitigación de posibles problemas que se pudieran presentar durante el proceso, teniendo en cuenta que el campo petrolífero que se estudia tienen pozos que sobrepasan los 10000 pies, motivo por el cual los problemas se presentaran con mayor frecuencia (Aizprúa & Quinde, 2014).

Las reservas de hidrocarburos existentes en el mundo, aproximadamente el 60%, se ubican en yacimientos de rocas carbonatadas, mismos que poseen un alto índice de producción. Este tipo de pozos están formados por actividad biológica y son susceptibles a la pérdida de fluidos durante el proceso de perforación pudiendo ocasionar problemas de fracturas de la estructura del pozo. Para lograr la explotación de este yacimiento es importante obtener los valores de gradientes de presión de formación y mantener un control sobre estos parámetros (Schlumberger, 2016).

Los registros eléctricos aplicados en los pozos de estudios permiten la determinación de los parámetros de presión que se pueden obtener por medio de diferentes métodos como Eaton, Bowers & Weakley, Hottman & Jhonnson, Banik, entre otros, estos permitirán la caracterización de la cuenca y la calibración de los equipos a utilizar. Sin embargo, hay que tomar en cuenta que estos métodos no son

aplicables para pozos que atraviesan formaciones calcáreas puesto que no existe compactación con la profundidad.

La importancia de realizar una caracterización del pozo recae en evitar los problemas que se puedan presentar durante el proceso de perforación en un suelo donde se desconoce los parámetros de presión, este desconocimiento puede tornarse en un experimento de prueba y error hasta determinar los parámetros de la cuenca y se registren los parámetros de presiones de los pozos. De igual manera esto coadyuva a la implementación de las buenas prácticas en temas de seguridad industrial debido a que estos análisis permiten la mitigación de los riesgos humanos y afectaciones ambientales. Un estudio adecuado de las predicciones de presión disminuye los posibles problemas asociados a la inestabilidad del pozo, haciendo que las tareas de perforación disminuyan sus costos y aumente la seguridad. Gracias a los métodos de predicción es posible la optimización de las tareas de perforación.

Los métodos tradicionales de recopilación de datos se realizan durante el proceso de perforación, con la finalidad de extraer información para la predicción de sectores con índices de alta presión ante de realizar la perforación. Por esta razón, es de suma importancia la obtención de la metodología y desarrollo para la optimización de la información recopilada y complementarla con análisis geomecánica para potenciar los procesos predictivos.

Durante el desarrollo de proyecto se considera la siguiente hipótesis a defender:

La aplicación de un modelo Hottman & Jhonson para la predicción de presión de poro es eficiente y mitiga los problemas relacionados con el proceso de perforación (sobrepresiones) coadyuvando a optimizar los tiempos de producción

El desarrollo de la investigación tiene como finalidad determinar las características de los yacimientos de petróleo referente a los gradientes de presión, especialmente la estimación de presión de poro, mediante los registros eléctricos, de densidad y sínicos, para el mejoramiento del proceso de perforación, evitando de esta manera los problemas de sobrepresión realizando esta tarea de manera eficiente y segura tanto para el personal operativo y los equipos utilizados. Definiendo estos

gradientes se disminuye de manera significativa los problemas de inestabilidad, pérdida de circulación, anomalías en las presiones de trabajo, lo que recae en la disminución de los costos del proceso de perforación.

La correcta estimación de estos parámetros, a nivel técnico – operativo, permite la disminución de tiempos no productivos (NPT, Non Productive Time), para el desarrollo de este proyecto se considera un proceso de compactación de tren normal para la porosidad frente a la profundidad del pozo. Esta investigación propondrá una metodología útil para conocer con exactitud el comportamiento de las presiones de poro y de fractura con el objetivo de mantener una óptima planeación del pozo.

Planteamiento de la investigación

La estabilidad de un pozo se define como la situación en la que su diámetro coincide con el de la broca empleada para perforarlo. Por otro lado, la inestabilidad de un pozo se refiere a las condiciones mecánicas que pueden generar fallos por compresión o tensión dentro de él.

Los fallos por compresión pueden conducir al colapso o cierre del pozo en formaciones plásticas, mientras que los fallos por tensión pueden ocasionar fracturación hidráulica, sucediendo cuando el peso del lodo supera la resistencia a la tensión de la roca.

La inestabilidad del pozo puede acarrear diversos problemas durante las operaciones de perforación, como atascos de tubería, colapso del pozo, desviaciones imprevistas y perforaciones estrechas. Estos problemas pueden disminuir el tiempo de producción efectiva (NPT), causando pérdidas económicas considerables.

En los últimos años, la investigación sobre la estabilidad del pozo ha avanzado, enfocándose en los mecanismos responsables de los fallos en las rocas. Se han creado varios modelos de estabilidad que consideran la presencia de fuerzas elásticas alrededor del pozo.

La investigación sobre la estabilidad del pozo es importante para la industria petrolera, ya que puede ayudar a reducir los costos y mejorar la seguridad de las operaciones de perforación.

Los modelos de estabilidad del pozo se basan en una serie de factores, como la geología de la formación, las propiedades de la roca, el peso del lodo y las condiciones de circulación. Los modelos más avanzados tienen en cuenta la interacción entre el pozo y la formación, así como la influencia de los fluidos de perforación.

El desarrollo de nuevos modelos de estabilidad del pozo es un área de investigación activa. Los investigadores están trabajando para mejorar la precisión de los modelos y para desarrollar modelos que puedan aplicarse a una gama más amplia de condiciones geológicas.

Formulación del problema de investigación

¿Cómo se puede utilizar la información de registros eléctricos, sínicos y de resistividad para identificar zonas con presiones anormales en el campo Shushufindi?

Objetivo General:

Caracterizar los gradientes de presión de poro y fractura en los pozos estudiados del campo petrolífero Shushufindi mediante el modelado de Hottman & Jhonson utilizando los registros eléctricos, sínicos, y de resistividad.

Objetivos Específicos:

- Determinar las propiedades geológicas del campo Shushufindi mediante información sobre los registros de caracterización de los pozos en estudio.
- Aplicar el método Hottman & Jhonson para el cálculo de presiones en los pozos Shushufindi.
- Establecer la eficiencia y viabilidad técnica del modelo aplicado en el proyecto.

Planteamiento hipotético

Hipótesis nula: La información de registros eléctricos, sónicos y de resistividad no es útil para identificar zonas con presiones anormales en el campo Shushufindi.

Hipótesis alternativa: La información de registros eléctricos, sónicos y de resistividad es útil para identificar zonas con presiones anormales en el campo Shushufindi.

CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL

A continuación, se hace una revisión de la literatura especializada que aborda la temática de investigación del problema.

1.1. Antecedentes

El análisis llevado a cabo por Rashidi (2017) empleó el método de Eaton para calcular el coeficiente exponencial de compactación en depósitos de formaciones carbonatadas ubicados a más de 2600 metros de profundidad. Los resultados revelaron que dicho coeficiente es de 3 para estos depósitos.

Este estudio también sugiere mejoras tanto cualitativas como cuantitativas en investigaciones futuras, buscando así aumentar la precisión de los resultados y reducir la incertidumbre.

Por otro lado, Edwards et al.(2015) llevaron a cabo una investigación similar que se centró en predecir las presiones en pozos carbonatados en los campos petrolíferos North Dome y Ghawar Fields. Utilizaron información sobre las propiedades elásticas de la roca para estas predicciones.

El método Eaton constituye una opción para anticipar las presiones intersticiales, fundamentándose en el mecanismo de carga que desencadena la generación de sobrepresión.

Además, los registros sínicos se presentan como otra herramienta útil para pronosticar estas presiones. Estos registros ofrecen detalles sobre la densidad de la roca, un aspecto crucial para la generación de sobrepresión.

En un estudio realizado por Dewantari et al.(2016), se emplearon el método Eaton y registros sínicos para anticipar las presiones intersticiales en formaciones carbonatadas. Utilizaron datos sísmicos provenientes de tres líneas distintas, recopilados en los años 1983, 1984 y 1994.

Los resultados de este estudio indicaron que tanto el método Eaton como los registros sísmicos pueden predecir las presiones intersticiales con una precisión considerable.

Un análisis llevado a cabo por Noah et al.(2019) en el campo petrolífero de Belayim Land evidenció la viabilidad de utilizar velocidades sísmicas de intervalos para estimar las presiones de poro.

El proceso del estudio implicó:

1. Calcular la densidad aparente a partir de la velocidad de intervalo, empleando la ecuación de Gardner.
2. Emplear el método Eaton para predecir las presiones de porosidad en el yacimiento.
3. Contrastar los valores obtenidos con los medidos mediante el dispositivo RFT.

Los resultados obtenidos revelaron una correlación entre los valores derivados de ambos métodos. Esta coincidencia valida el uso de velocidades sísmicas de intervalos como una herramienta efectiva para determinar las presiones de poro.

La presión intersticial puede inducir cambios en la velocidad lateral de las rocas. Para lograr una mayor precisión en el modelado de esta presión, es crucial utilizar múltiples registros sísmicos en la creación del modelo acústico inicial.

Este enfoque de modelado emplea datos de velocidades sísmicas para estimar la presión, permitiendo evaluar el impacto de los pozos perforados en el resultado final del modelo, determinando si tienen un efecto positivo o negativo.

El método Hottman & Johnson es un método estadístico que se utiliza para analizar los gradientes de presión en pozos petroleros. Este método se basa en la teoría de la probabilidad para identificar características de los gradientes de presión que pueden ser útiles para la caracterización del yacimiento.

Los primeros trabajos que utilizaron el método Hottman & Johnson para analizar los gradientes de presión en pozos petroleros se realizaron en la década de 1970. En estos trabajos, se utilizaron técnicas estadísticas simples para identificar características de los gradientes de presión, como la media, la desviación estándar y la asimetría.

En la década de 1980, se desarrollaron técnicas estadísticas más complejas para analizar los gradientes de presión por el método Hottman & Johnson. Estas técnicas permitieron identificar características más complejas de los gradientes de presión, como la autocorrelación, la heterocedasticidad y la dependencia entre variables.

En la década de 1990, se realizaron estudios para evaluar la eficacia del método Hottman & Johnson para la caracterización del yacimiento. Estos estudios mostraron que el método Hottman & Johnson puede ser una herramienta útil para la caracterización del yacimiento, pero que es importante considerar las limitaciones del método.

En la década de 2000, se continuaron realizando estudios para evaluar la eficacia del método Hottman & Johnson para la caracterización del yacimiento. Estos estudios mostraron que el método Hottman & Johnson puede ser una herramienta eficaz para la caracterización del yacimiento, especialmente para yacimientos complejos.

A continuación, se presentan algunos ejemplos de trabajos realizados para caracterizar los gradientes de presión en pozos petroleros por el método Hottman & Johnson:

- En 1979, Hottman & Johnson publicaron un artículo en el que utilizaron el método Hottman & Johnson para analizar los gradientes de presión en un yacimiento de petróleo crudo. En este trabajo, identificaron características descriptivas de los gradientes de presión, como la media, la desviación estándar y la asimetría.
- En 1985, Al-Kaabi & Al-Dabbagh publicaron un artículo en el que utilizaron el método Hottman & Johnson para analizar los gradientes de

presión en un yacimiento de gas natural. En este trabajo, identificaron características descriptivas y relacionales de los gradientes de presión, como la autocorrelación y la dependencia entre variables.

En 1994, Al-Shawi & Al-Khodary publicaron un artículo en el que evaluaron la eficacia del método Hottman & Johnson para la caracterización del yacimiento. En este trabajo, utilizaron el método Hottman & Johnson para analizar los gradientes de presión en varios yacimientos de petróleo crudo y gas natural. Los resultados de este estudio mostraron que el método Hottman & Johnson puede ser una herramienta eficaz para la caracterización del yacimiento. La aplicación de la ecuación general de Bowers en el área de estudio permite realizar una conversión precisa entre velocidad y presión efectiva.

Al concluir, se compararon los datos recopilados en el estudio con los proporcionados por la herramienta MDT. Los resultados revelaron una concordancia en los datos de presión de poro en la región del yacimiento (Bahmael & Hosseini, 2019).

El método de Eaton es una técnica empleada en la anticipación de la presión de poro y fractura en campos de extracción de petróleo, basándose en datos extraídos de registros sínicos o de resistividad.

Los registros sínicos ofrecen una mayor precisión en la predicción de la presión de poro y fractura en comparación con los registros de resistividad. Esto se debe a su menor susceptibilidad a influencias externas que puedan distorsionar los datos, como la composición del lodo de perforación o los fluidos presentes en las formaciones del yacimiento.

Esta capacidad predictiva es de gran importancia para la industria petrolera, ya que puede prevenir incidentes durante las operaciones de perforación y producción de pozos. La presencia de presiones anormales puede desencadenar incidentes graves, como la pérdida de circulación o el colapso del pozo.

- El método de Eaton permite anticipar la presión de poro y fractura en pozos cercanos, incluso si no han sido perforados aún, siempre y cuando las

condiciones geológicas sean similares entre los pozos (Escobar et al., 2019). En 2005, Al-Kaabi & Al-Dabbagh publicaron un artículo en el que utilizaron el método Hottman & Johnson para identificar zonas de fracturamiento en un yacimiento de petróleo crudo. En este trabajo, utilizaron el método Hottman & Johnson para analizar los gradientes de presión en el yacimiento. Los resultados de este estudio mostraron que el método Hottman & Johnson puede ser una herramienta eficaz para identificar zonas de fracturamiento.

1.2. Ubicación del campo

El yacimiento de petróleo Shushufindi se halla en la provincia de Sucumbíos, al nordeste de Ecuador, cerca de las coordenadas geográficas aproximadas de Latitud: -0.1991 y Longitud: -76.6525. Este yacimiento forma parte de la cuenca del Oriente, una región sedimentaria que abarca la zona amazónica de Ecuador y Perú, rodeada por varios ríos como el Aguarico, Shushufindi y Napo.

Situado a unos 200 metros sobre el nivel del mar, el clima en esta área es de tipo tropical húmedo, con temperaturas medias alrededor de 25 °C y precipitaciones anuales de unos 3.000 mm.

El yacimiento Shushufindi tiene conexión por carretera con la ciudad homónima, la capital de la provincia de Sucumbíos, que se encuentra a unos 100 kilómetros de distancia.

1.3. Propiedades de los fluidos

El campo Shushufindi es un yacimiento de petróleo crudo y gas natural. Los fluidos del yacimiento se caracterizan por los siguientes parámetros:

- **Petróleo crudo:** El petróleo crudo del campo Shushufindi es de tipo medio, con una gravedad API promedio de 28 grados. El petróleo tiene un contenido de azufre de aproximadamente 1,5% en peso.
- **Gas natural:** El gas natural del campo Shushufindi es de tipo seco, con un

contenido de metano de aproximadamente 95% en volumen. El gas tiene un contenido de dióxido de carbono de aproximadamente 3% en volumen.

Estos parámetros pueden variar de acuerdo con la zona del yacimiento.

1.4. Características de los fluidos del campo Shushufindi

Los fluidos del campo Shushufindi tienen las siguientes características:

- **Petróleo crudo:** El petróleo crudo del campo Shushufindi es de tipo medio, con una gravedad API promedio de 28 grados. Esto significa que el petróleo es relativamente ligero y tiene un buen flujo. El contenido de azufre del petróleo es de aproximadamente 1,5% en peso. Esto es relativamente bajo, lo que hace que el petróleo sea relativamente menos corrosivo.
- **Gas natural:** El gas natural del campo Shushufindi es de tipo seco, con un contenido de metano de aproximadamente 95% en volumen. Esto significa que el gas tiene un alto contenido de metano, que es un combustible limpio y eficiente. El contenido de dióxido de carbono del gas es de aproximadamente 3% en volumen. Esto es relativamente bajo, lo que hace que el gas sea relativamente menos contaminante.

Estas características hacen que los fluidos del campo Shushufindi sean relativamente atractivos para la producción de petróleo crudo y gas natural.

1.5. Definición de Términos Técnicos

Factor volumétrico

El factor de volumen del petróleo se define como la relación entre el volumen del petróleo junto con su gas en solución en condiciones de reservorio y el volumen del petróleo bajo condiciones de superficie.

Densidad

La densidad de los hidrocarburos se define como la comparación entre el peso de una cantidad específica de hidrocarburos y el peso equivalente de agua en el mismo volumen.

Densidad API

La gravedad API es una indicación de la densidad del petróleo crudo en relación con la densidad del agua. Un crudo con alta gravedad API es menos denso que el agua, mientras que uno con baja gravedad API es más denso que el agua.

Propiedades de la roca

Las rocas albergan los fluidos y sus características físicas y químicas influyen en el comportamiento de dichos fluidos dentro de ellas.

Porosidad: La porosidad de una roca representa su habilidad para retener líquidos y se calcula mediante la proporción entre el volumen de espacios porosos en la roca y su volumen total.

Permeabilidad: La permeabilidad de una roca describe su habilidad para dejar que los líquidos se desplacen por sus poros. Es una cualidad fundamental en la búsqueda y extracción de petróleo y gas, ya que determina la facilidad con la que estos recursos pueden ser recuperados de un reservorio.

Saturación de fluidos: La saturación de fluidos indica la proporción de líquido presente en los espacios porosos de una roca, expresada como un porcentaje del volumen poroso total.

Presión de burbuja

La presión de burbujeo señala el punto en el que el petróleo empieza a liberar gas. Es una característica fundamental en la búsqueda y extracción de petróleo y gas, ya que define el nivel de saturación del depósito.

Presión de poro

La presión de poro representa la presión en la que los líquidos están confinados dentro de los poros de una roca. Es un aspecto crítico en la búsqueda y producción de petróleo y gas, ya que influye en la estabilidad del depósito y la capacidad para extraer los fluidos.

Presión normal: La presión estándar es la presión que ejerce una columna de fluido, como agua dulce o agua salada, sobre el fondo de un yacimiento. Esta presión es causada por el peso del fluido y por la gravedad.

Presión anormal: Esto sucede cuando la presión poro de una formación geológica se eleva por encima o desciende por debajo de la presión estándar de formación. Las presiones anómalas generalmente surgen debido al incremento del estrés compresivo, alteraciones en el volumen de fluido poro o de la matriz de la roca, así como por la flotabilidad.

Presión subnormal: Estas presiones, que se ubican por debajo del gradiente de presión normal a la misma profundidad, aunque tan comunes como las sobrepresiones, no reciben la misma atención. Emergen cuando los yacimientos de hidrocarburos o los acuíferos se agotan debido a la extracción o drenaje en esas áreas.

Sobrepresiones: Cuando la presión en los poros del fluido excede la presión normal o el gradiente de presión estándar a una profundidad específica, se considera sobre presionado. Se han identificado sedimentos con sobrepresión en cuencas sedimentarias a nivel mundial. En la geología, la sobrepresión juega un papel crucial en aspectos como la diagénesis y la calidad del reservorio.

1.6. Causa de presiones anormales

La evolución de la exploración ha llevado al desarrollo de nuevos métodos para expulsar fluidos y aumentar la presión. Estos métodos se han estudiado para objetivos más profundos y cuencas tectónicas.

La presión anormal puede ser causada por tres factores principales:

- El aumento del esfuerzo compresivo: Esto puede ocurrir cuando se produce un desequilibrio entre la compactación y la compresión tectónica.
- Los cambios en el volumen de fluido de poro o matriz de roca: Esto puede ocurrir cuando se produce un cambio en la temperatura, la digénesis, la generación de hidrocarburos o el craqueo de gas.
- El movimiento de fluidos y procesos vinculados a las diferencias de densidades entre fluidos y gases: Esto puede ocurrir por la columna hidrostática, la ósmosis o la flotabilidad.

Grauls (1999) identificó cuatro causas principales de sobrepresión, clasificadas por su importancia:

Tensiones mecánicas: Pueden originarse a partir de la compresión tectónica, el ascenso tectónico o el aumento térmico.

Impactos térmicos: Provocados por el incremento de temperatura, la generación de hidrocarburos o la ruptura de gas.

Transferencias dinámicas: Originadas por la columna hidrostática, la ósmosis o la flotabilidad.

Tensiones químicas: Resultantes de la interacción entre los fluidos y la roca.

Tensiones mecánicas: La presión en la roca puede cambiar debido a dos factores principales:

- La presión vertical: Esta presión se produce por el peso de los sedimentos que se acumulan sobre la roca.
- La presión horizontal: Esta presión se produce por la compresión de la corteza terrestre o por fuerzas tectónicas.

La carga sedimentaria aumenta durante el proceso de deposición. Esto provoca la compresión de la roca, la reducción del volumen poroso y la expulsión de los fluidos del reservorio.

La velocidad de sedimentación juega un papel importante en el control de la compactación y la salida de los fluidos. Si la velocidad de sedimentación es rápida, la roca no tiene tiempo para expulsar los fluidos y la presión puede aumentar por encima de la presión normal.

El principio de compresión es un fenómeno que ocurre cuando la velocidad de sedimentación es rápida y la velocidad de expulsión de los fluidos es lenta. Esto provoca un aumento de la presión en la roca que puede ser peligroso para la perforación de pozos.

Impacto Térmico: Osborne y Swarbrick (1997) identificaron la generación de fluidos o la alteración en la relación entre líquidos y sólidos como una causa importante de sobrepresión.

Esta causa puede clasificarse en tres subcausas principales:

- **El efecto agua termal:** Este efecto se produce cuando el agua se calienta y se expande. Si el agua queda atrapada en los poros de la roca, el aumento de presión puede ser significativo.
- **La generación de hidrocarburos:** Este proceso produce gas, que es menos denso que el agua. Por lo tanto, la generación de hidrocarburos puede provocar una sobrepresión, incluso si la temperatura no aumenta.
- **La diagénesis:** Este proceso es un conjunto de reacciones químicas que ocurren en la roca con el tiempo. Estas reacciones pueden producir fluidos, como gas o agua, que pueden provocar una sobrepresión.

El efecto agua termal:

- El agua se expande cuando se calienta.
- Si el agua queda atrapada en los poros de la roca, el aumento de presión puede ser significativo.
- La magnitud de este efecto está vinculada a las propiedades del agua y de la

roca, como el coeficiente de expansión, el volumen y el gradiente de temperatura.

La generación de hidrocarburos:

- La generación de hidrocarburos produce gas.
- El gas es menos denso que el agua.
- Por lo tanto, la generación de hidrocarburos puede provocar una sobrepresión, incluso si la temperatura no aumenta.
- La generación termogénica depende principalmente de factores geoquímicos como la madurez, el contenido de materia orgánica (TOC) y el tipo de querógeno.

La diagénesis:

- La diagénesis es un conjunto de reacciones químicas que ocurren en la roca con el tiempo.
- Estas reacciones pueden producir fluidos, como gas o agua.
- Estos fluidos pueden provocar una sobrepresión.

1.7. Registros de Pozos

Los registros de pozos son una herramienta fundamental para el estudio y desarrollo de modelos geomecánicos. Estos registros proporcionan una amplia gama de datos sobre las propiedades físicas, eléctricas, radioactivas y acústicas de las formaciones atravesadas durante la perforación (Lu & Zhang, 2022).

Los registros de pozos se utilizan para establecer conexiones entre datos y observar comportamientos. Esto permite inferir información sobre propiedades petrofísicas, litología y posibles fluidos en los estratos.

La diversidad de registros implica una gran cantidad de información proveniente de distintos parámetros. Esta información puede utilizarse para deducir características de las rocas mediante modelos matemáticos o correlaciones, así como para determinar profundidades y espesores.

El análisis de estas propiedades se basa en la representación gráfica de las curvas en función de la profundidad. Los registros de potencial espontáneo y rayos gamma son los más utilizados para identificar la secuencia litológica (Hottman & Johnson, 1966).

Registro potencial espontáneo (Marín & Rodríguez, 2022): Los registros de potencial espontáneo (SPE) cuantifican la disparidad de potencial entre un electrodo desplazado dentro del pozo y otro estacionario en la superficie. La representación gráfica del SPE se deriva de una trayectoria lineal denominada línea de lutita, que refleja la reacción anticipada en formaciones que carecen de permeabilidad.

Los registros de potencial espontáneo se ven afectados por una serie de factores, como el espesor de la capa, el contenido de arcilla en la formación, la resistividad y el diámetro del pozo.

La curva de potencial espontáneo (SP) puede utilizarse para determinar las siguientes propiedades de las formaciones (Eaton, 1969):

- Porosidad y permeabilidad: La curva SP se desviará de la línea de lutita en formaciones permeables. La cantidad de desviación indica la permeabilidad de la formación.
- R_w : El R_w es la resistividad del agua de formación. La curva SP se puede utilizar para calcular el R_w , lo que es útil para estimar la productividad de los pozos.
- Correlaciones de estratos y litologías: La curva SP puede utilizarse para correlacionar estratos y litologías similares.
- Contenido de arcilla en la formación: La curva SP puede utilizarse para

estimar el contenido de arcilla en la formación.

Registro gamma Ray (Sánchez & Torres, 2016): El registro de rayos gamma es una técnica que evalúa la radiactividad natural presente en una formación. Esta radiación proviene espontáneamente de elementos como el potasio (K) y el uranio (U).

Se emplea tanto en pozos con revestimiento como en aquellos abiertos. En los pozos revestidos, resulta útil para operaciones de acabado y mantenimiento. Además, puede sustituir al registro de potencial espontáneo en pozos con revestimiento cuando las mediciones de SP no son satisfactorias. En ambos casos, este registro facilita la identificación de capas no arcillosas para correlacionarlas.

Durante su trayectoria en la formación, los rayos gamma reducen su energía al interactuar con los átomos de dicha formación. Este fenómeno puede ser atribuido a dos procesos:

- Efecto Compton: Donde los rayos gamma colisionan con los electrones de los átomos, provocando un cambio en su dirección.
- Efecto fotoeléctrico: Los rayos gamma chocan con los núcleos atómicos, liberando electrones.

Las formaciones sedimentarias presentan estratos compuestos por diversos materiales, y los elementos radioactivos tienden a concentrarse en las capas de lutitas y arcillas. Por consiguiente, el registro de rayos gamma se emplea para detectar y distinguir estas capas.

Especialmente, el potasio (K) es un elemento radioactivo típico en las lutitas y arcillas. Su emisión de radiación gamma a un nivel energético de 1,44 eV es característico, permitiendo así la identificación de estratos de lutitas y arcillas que contienen potasio (Ponce & Pérez, 2018)

Registros sísmicos (Torres & Vargas, 2015): Los registros de tiempo de tránsito (DT) se destacan como una herramienta fundamental en la interpretación sísmica al

mostrar con precisión las profundidades de las interfaces acústicas bajo tierra, responsables de las reflexiones o refracciones en las ondas sísmicas.

Además, los registros de DT han desempeñado un papel crucial en el desarrollo de sismogramas sintéticos, piezas fundamentales para la alineación sísmica-pozo.

El principal propósito del registro de DT es evaluar la porosidad en las rocas atravesadas por el pozo, la cual representa los espacios vacíos susceptibles de albergar fluidos como petróleo o gas.

El tiempo de tránsito corresponde al lapso que una onda requiere para atravesar una formación. A medida que la porosidad aumenta, la velocidad de estas ondas disminuye, lo que resulta en un tiempo de tránsito prolongado, señal de una mayor porosidad.

La gráfica de DT se interpreta de derecha a izquierda y se registra en unidades de microsegundos por pie (us/ft). Los valores típicos de DT oscilan entre 140 y 40 us/ft (Villalobos & Zapata, 2013).

Registros Resistivos (Yan & Zhang, 2021): Los registros resistivos son esenciales en la exploración y extracción de hidrocarburos, midiendo la resistividad eléctrica de las formaciones, la cual indica la capacidad de dichas formaciones para conducir electricidad.

La resistividad de las formaciones se ve influenciada por varios factores, como la porosidad, la permeabilidad, el contenido de arcilla y la salinidad de los fluidos.

Estos registros se emplean para determinar dos valores clave:

1. Resistividad intrínseca de la roca: Representa la resistividad sin la presencia de fluidos, siendo útil para estimar la porosidad de la formación.
2. Resistividad de la zona saturada: Refleja la resistividad de la roca tras la infiltración del fluido, permitiendo estimar su permeabilidad.

Para obtener estos valores, se utilizan perfiles de resistividad con distintos diámetros de investigación, conocidos como "aberturas".

La abertura de un perfil de resistividad determina el alcance de su análisis, donde una abertura mayor indica un rango de investigación más extenso.

Las curvas de resistividad en estos perfiles varían según el alcance de investigación que se requiera.

En la actualidad, los registros predominantes en cuanto a resistividad son los de inducción y los laterales.

Los registros de inducción se destacan al no requerir la conducción de electricidad a través del lodo de perforación, lo que los hace idóneos para pozos perforados con aire, petróleo o de manera neumática. Además, ofrecen una respuesta efectiva en formaciones con baja resistividad (Zhang & Zhang, 2020).

En contraposición, los registros laterales funcionan bien en presencia de lodos salinos y muestran una respuesta precisa en formaciones altamente resistentes (>200).

Los perfiles de resistividad se emplean principalmente con los siguientes objetivos:

1. Diferenciar zonas productivas de hidrocarburos de las zonas productoras de agua: Las formaciones con hidrocarburos presentan menor conductividad eléctrica que las zonas acuíferas, lo que resulta en una resistividad inferior en aquellas con hidrocarburos.
2. Estimar la porosidad mediante la resistividad: La porosidad de una formación influye en su resistividad, mostrando una menor resistividad en formaciones más porosas.
3. Evaluar la resistividad de la arcilla: Las formaciones con arcillas, al ser mejores conductores eléctricos que las rocas sólidas, exhiben una resistividad más baja

1.8.Método de Hottman & Johnson

La técnica de interpretación de registros acústicos y eléctricos representa uno de los enfoques más comunes para estimar las presiones en las formaciones. Este enfoque se fundamenta en la relación existente entre la presión de la formación y la velocidad de propagación de las ondas acústicas y eléctricas dentro de dichas formaciones (Hottman & Johnson, 1965).

Las características eléctricas y acústicas de las lutitas muestran una estrecha relación con la porosidad de la formación, por lo que las mediciones de estas propiedades en la lutita suelen reflejar fielmente las condiciones in-situ.

En formaciones poco profundas y bajo presiones habituales, las mediciones de resistividad en la lutita tienden a aumentar conforme a la profundidad, siguiendo una tendencia esperada. Este incremento se atribuye a la reducción de la porosidad de la formación debido al proceso de compactación habitual.

Sin embargo, en zonas con presiones anómalas, se observa una variación en las mediciones de resistividad de la lutita, divergiendo de la tendencia usual

Basándose en las observaciones previas, Hottman y Johnson postularon la idea de que la presión del fluido en el espacio poroso de una lutita con presiones anómalas es similar a la presión del fluido en el espacio poroso de una formación adyacente, también permeable y aislada.

Esta suposición tiene fundamento ya que ambas formaciones se encuentran en contacto y están sujetas a las mismas fuerzas.

Si esta hipótesis es precisa, se podría prever la presión del fluido en una formación permeable cercana a partir de la medición de la presión del fluido en una lutita adyacente.

Para poner a prueba esta teoría, Hottman y Johnson examinaron datos reales de 18 pozos en el Golfo de Texas y Luisiana, tanto en tierra como en plataformas marítimas.

Los datos indicaron una conexión empírica entre la magnitud de la desviación de la tendencia normal en las mediciones de resistividad de las lutitas y la presión del fluido en las formaciones permeables vecinas (Abellán & Sánchez, 2023).

En resumen, a medida que la desviación de la tendencia normal es mayor, la presión del fluido en la formación permeable adyacente tiende a ser más elevada. Esta relación empírica se puede emplear para calcular la presión del fluido en formaciones permeables contiguas a partir de las mediciones de resistividad de las lutitas contiguas.

El gráfico ideado por Hottman y Johnson para los registros sínicos evalúa la magnitud de la desviación de la tendencia habitual comparando el valor del registro medido con el valor establecido por la línea de referencia a esa profundidad específica.

Por otro lado, en el gráfico de resistividad, la medición de la desviación se realiza mediante la comparación entre las resistividades observadas y las resistividades predichas en la línea de tendencia normal, empleando el radio entre ambas como medida de la discrepancia.

Para calcular la presión de poro siguiendo el método de Hottman y Johnson, se requiere seguir estos pasos (Johnson, 1966):

1. Identificar las lutitas gruesas y limpias con al menos 20 pies de grosor, las cuales se emplearán para establecer la línea de compactación de las lutitas.
2. Representar los registros sínicos en un gráfico semilogarítmico para visualizar la tendencia estándar de las lutitas.
3. A partir del gráfico de tiempo de tránsito vs profundidad, determinar la línea de compactación de las lutitas, reflejando la pauta normal de estas formaciones.
4. Extender la línea de referencia hacia las profundidades con presiones normales para calcular los valores esperados de tiempo de tránsito o

resistividad en condiciones normales.

5. En la profundidad de interés, comparar los valores de tiempo de tránsito o resistividad entre los registrados y los estimados a partir de la línea de compactación de las lutitas.
6. Calcular la discrepancia entre las lecturas reales del registro y las lecturas obtenidas de la línea de tendencia extrapolada.
7. Introducir este valor en la correlación específica de Hottman y Johnson.
8. Obtener el gradiente de presión de poro mediante la correlación establecida.

CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA

2.1. Tipo y Diseño de la Investigación

Este trabajo de investigación se basa en datos e información de diversas fuentes, incluyendo:

- Registros de la Cuenca Oriente: Estos registros incluyen datos de presión, temperatura, velocidad de propagación de las ondas acústicas y resistividad.
- Datos generales de los campos: Estos datos incluyen información sobre la ubicación, profundidad, tamaño y características de los campos petroleros.
- Realización de algoritmos: Estos algoritmos se utilizan para procesar y analizar los datos.
- Estudios realizados por diferentes empresas en la Cuenca: Estos estudios proporcionan información adicional sobre las características de la Cuenca Oriente.
- Fuentes bibliográficas confiables: Estas fuentes incluyen libros, artículos científicos y reportes técnicos.

2.2. Método de investigación

Este tipo de investigación utiliza métodos generales, modalidades y técnicas específicas para recopilar y analizar información.

Métodos generales:

- Método inductivo: Este método se utiliza para inferir conclusiones generales a partir de datos particulares. En este caso, los investigadores utilizarán el método inductivo para inferir conclusiones sobre las características de la Cuenca Oriente a partir de datos específicos de los registros, los datos generales de los campos, los estudios realizados por diferentes empresas y las fuentes bibliográficas confiables.

- Método de análisis: Este método se utiliza para descomponer un todo en sus partes para comprenderlo mejor. En este caso, los investigadores utilizarán el método de análisis para comprender mejor las características de la Cuenca Oriente analizando los datos recopilados.
- Método de síntesis: Este método se utiliza para combinar partes para formar un todo. En este caso, los investigadores utilizarán el método de síntesis para presentar sus hallazgos en un informe que sea fácil de entender.

Modalidad:

- Descriptiva: Esta modalidad se utiliza para describir características o fenómenos. En este caso, los investigadores utilizarán la modalidad descriptiva para describir las características de la Cuenca Oriente.

Técnicas:

- Consulta a expertos y personal operativo del Campo: Esta técnica se utiliza para recopilar información de personas con conocimientos especializados sobre el tema de investigación. En este caso, los investigadores consultarán a expertos en geología, exploración petrolera y producción petrolera, así como a personal operativo de los campos petroleros de la Cuenca Oriente.

Instrumentos:

- Libros, Manuales, Software, Internet, Consultas técnicas específicas: Estos instrumentos se utilizan para recopilar y analizar información. En este caso, los investigadores utilizarán libros, manuales, software, Internet y consultas técnicas específicas para recopilar y analizar la información necesaria para realizar su investigación.

2.3. Población y Muestra

La investigación se desarrolla en la región amazónica de Ecuador, específicamente en un campo dentro de la Cuenca Oriente. Se garantiza la recopilación de datos de manera confidencial, siguiendo las pautas establecidas por las compañías

involucradas. Además, se dispone de información disponible proveniente de organismos de control y supervisión.

2.4. Obtención de Resultados

En esta sección se detallan las etapas para derivar la presión de poro empleando los enfoques de Hottman & Johnson. Se emplearon datos de cuatro pozos del campo Shushufindi, estos datos se introdujeron en Microsoft Excel para crear gráficos de los registros y llevar a cabo los cálculos pertinentes.

Ingreso de datos: El primer paso implicó la recolección de los datos necesarios para llevar a cabo el procedimiento. Estos datos incluyeron:

- Profundidad (DEPTH)
- Registro de resistividad (RESD)
- Registro de densidad (RHOB)
- Registro de porosidad (DT)
- Registro de rayos gamma (GR)

Una vez recopilados, estos datos se introdujeron en Microsoft Excel a partir de la profundidad de las zonas identificadas como productivas. En este contexto, las zonas productivas fueron las arenas U superior, U inferior, T superior y T inferior. Cada dato se ingresó por pie de profundidad, siguiendo el siguiente formato:

Figura 1.
Recopilación de datos para el modelo de Johnson.

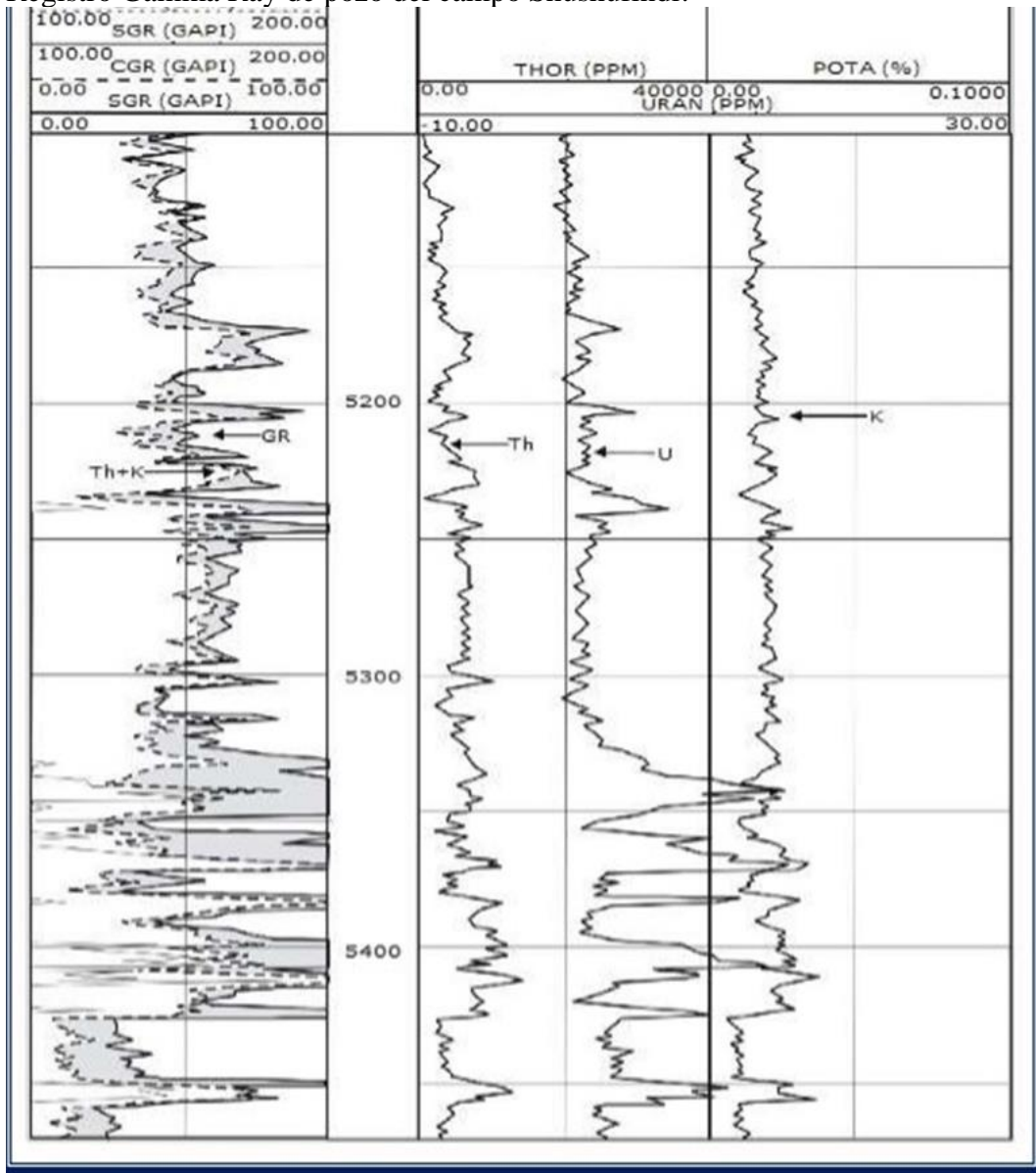
	A	B	C	D	E	F	G
1	Profundidad	LITH	VSH	RESD	RHOB (pl)	DT	GR
351	10401	2	0,3796583	15,616	2,400899887	74,81078339	42,93220139
352	10402	2	0,3934222	16,7617	2,415600061	74,50743866	44,40029907
353	10403	4	0,3716941	17,3016	2,444499997	74,7694397	43,22629929
354	10404	2	0,3011848	12,0097	2,415499926	75,59007263	35,58050156
355	10405	1	0,255237	8,8959999	2,361899853	76,23407745	31,12220001
356	10406	1	0,1951271	7,6076999	2,368399859	75,81477356	25,45569992
357	10407	1	0,1571083	7,0674	2,359100103	75,48561859	20,24580002
358	10408	1	0,1822137	7,231801	2,368800163	75,90252686	23,19389916
359	10409	1	0,1803376	6,6746011	2,383399963	76,57946777	22,9428997
360	10410	1	0,1945129	6,3662	2,338500023	76,19035339	23,90929985
361	10411	1	0,2198831	7,0176001	2,35010004	75,59845734	27,60070038
362	10412	1	0,1941429	6,6483002	2,367399931	75,94407654	24,51469994
363	10413	1	0,1689729	6,2856989	2,339699984	76,13126373	22,22310066
364	10414	1	0,1589216	6,9264998	2,325000048	76,57636261	20,41799927
365	10415	1	0,1918083	7,1827989	2,345700026	77,21765137	23,89389992
366	10416	1	0,2101139	7,1357999	2,299000025	78,85706329	25,73310089
367	10417	1	0,25007	7,028501	2,332000017	80,42050934	29,34329987
368	10418	1	0,2814672	6,0352998	2,323400021	78,81458283	33,5387001
369	10419	1	0,2682627	5,6876998	2,282899857	77,29409027	31,68650055

2.5. Gamma Ray

Se construyó el perfil de rayos gamma a partir de los datos ingresados, generando curvas que posibilitaron la identificación de la composición litológica en las formaciones y las áreas de enfoque. En cada gráfico se localizaron los límites de las formaciones y se identificó la zona de transición correspondiente. A continuación, se presentan los registros de rayos gamma de cada pozo.

Figura 2.

Registro Gamma Ray de pozo del campo Shushufindi.



Nota: Fuente Petroecuador

2.6. Litología

Para confeccionar la columna estratigráfica del campo Sacha, se emplearon los registros de rayos gamma expresados en unidades API y los registros de porosidad sónica en unidades de cuentas por segundo (cps) o adimensionales (V/V). Estos registros fueron fundamentales para identificar las áreas permeables dentro del yacimiento.

2.7. Zonas permeables e impermeables

Los parámetros utilizados para identificar las zonas permeables son:

- Valores bajos en el registro de rayos gamma. Las zonas con alto contenido de arcillas tienen una intensidad de radiación menor que las zonas con bajo contenido de arcillas. Por lo tanto, las zonas permeables se caracterizan por tener valores bajos en el registro de rayos gamma.
- Separación de las curvas del registro sísmico. La porosidad de una formación afecta la velocidad de propagación de las ondas sonoras. Las zonas permeables tienen una porosidad mayor que las zonas no permeables. Por lo tanto, las zonas permeables se caracterizan por tener una separación mayor entre las curvas del registro sísmico.

En el estudio litológico de cada pozo, se encontraron los mejores intervalos de estratos. Estos intervalos se identifican para diferenciar los datos de todas las formaciones productoras.

2.8. Cálculo de presión Litoestática

Se emplearon los datos del registro de densidad (RHOB) para calcular la presión de sobrecarga en cada pozo. Esta presión representa la suma del peso total de la columna de roca y los fluidos presentes en el espacio poroso. La fórmula utilizada para este cálculo es la siguiente:

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

Donde:

S: presión de sobrecarga

ρ_l : densidad promedio del registro

$D_i - D_{i-1}$: Intervalo de formación sobre el cual se calcula la sobrecarga.

2.9. Cálculo de presión de sobrecarga

Para establecer la tendencia habitual de compactación, es esencial identificar intervalos de lutitas limpias, caracterizadas por una baja presencia de arcilla y una alta concentración de cuarzo. Estas lutitas exhiben una velocidad de propagación de ondas sonoras mayor en comparación con las de alto contenido arcilloso.

Para localizar estos intervalos de lutitas limpias, se recurre a los registros de rayos gamma y porosidad sónica. El registro de rayos gamma evalúa la radiación natural emitida por una formación, siendo las lutitas con mayor contenido de arcilla las que presentan una intensidad de radiación superior.

Por otro lado, el registro de porosidad sónica mide el tiempo que una onda sonora tarda en atravesar una formación. Las lutitas limpias muestran una velocidad de propagación de ondas sonoras más rápida que las de alto contenido arcilloso.

Para identificar estos intervalos de lutitas limpias, se trazan líneas en los registros de rayos gamma y porosidad sónica. La línea en el registro de rayos gamma se delinea en los picos máximos del registro, mientras que en el registro de porosidad sónica se traza en los mínimos.

Una vez identificados los intervalos de lutitas limpias, se procede a marcar los puntos correspondientes a las lutitas. Estos puntos de lutitas representan las profundidades donde las líneas de base de las lutitas se cruzan.

Las líneas de base de las lutitas son aquellas trazadas en los registros de rayos gamma y porosidad sónica para delimitar los intervalos de lutitas limpias.

Estos puntos de lutitas adquieren relevancia en el análisis de la tendencia habitual de compactación, ya que permiten determinar la reducción de porosidad de la formación a medida que aumenta la profundidad.

Una vez que los puntos de lutitas han sido identificados, se conectan entre sí para crear una línea. Esta línea refleja el patrón de cambio en la porosidad según los registros analizados.

Esta línea resultante que une los puntos de lutitas se conoce como la tendencia estándar de compactación. Dicha tendencia se emplea para derivar el cálculo de la presión de poro.

2.10. Hottman & Johnson, cálculo de presiones

En 1965, Hottman y Johnson desarrollaron un método para predecir la presencia de sobrepresiones en formaciones sedimentarias. Este método se basa en el análisis de los registros de resistividad y sínicos.

El método de Hottman y Johnson utiliza gráficos que conectan las líneas de tendencia de los registros para indicar el gradiente de presión de poros en relación con la presión de poro a una profundidad específica.

Este estudio de investigación utiliza el enfoque acústico, que es una técnica que utiliza la velocidad del sonido para estimar la porosidad y otros factores en las rocas sedimentarias.

La velocidad del sonido se ve influenciada por diversos factores, como el grado de compactación, la porosidad, la presencia de fluidos y la litología. Cualquier variación en las líneas de tendencia normal de la porosidad o densidad afectará la velocidad del sonido y, por ende, la tendencia de la presión de poros.

El procedimiento para estimar la presión de poro en una formación con sobrepresión, empleando el método de Hottman y Johnson, sigue los siguientes pasos:

1. Se traza la línea de tendencia estándar de la curva de tiempo de tránsito. Esta línea representa la reducción en la velocidad del sonido con la profundidad en una formación que no tiene sobrepresiones.
2. Se identifica el límite superior de la formación con sobrepresión, caracterizado por una desviación de la línea de tendencia normal.
3. Se extiende la línea de tendencia normal hasta la profundidad total del pozo.

Para calcular la presión de poro en cualquier nivel de profundidad, se siguen estos pasos:

1. Se calcula el gradiente de presión mediante la diferencia entre los valores reales del registro y los valores previstos en la línea de tendencia normal extrapolada.
2. Se introduce este valor en la correlación de Hottman y Johnson para determinar el gradiente de presión de poro.
3. Se multiplica el gradiente de presión de poro por la profundidad para obtener la presión de poro deseada.

CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1. Hottman & Johnson, Análisis de Resultados

El análisis del perfil de presiones en los pozos del campo Shushufindi mediante el uso de información de registros eléctricos, sínicos y de resistividad permite obtener una comprensión más detallada de la distribución de presiones en el subsuelo. Esto es importante para la planificación y ejecución de las operaciones de perforación y producción de hidrocarburos.

Los resultados del estudio muestran que la presión de poro en los pozos del campo Shushufindi disminuye de manera gradual con la profundidad. Sin embargo, se observan algunas anomalías en el perfil de presiones, por ejemplo, un aumento de la presión en la zona de transición entre el reservorio y la roca sello.

El análisis de los registros eléctricos, sínicos y de resistividad permite identificar las causas de estas anomalías. En el caso del aumento de la presión en la zona de transición, se puede atribuir a la presencia de fluidos no convencionales, como el gas natural, que pueden aumentar la presión de poro.

Los resultados del estudio también muestran que la presión de poro en algunos pozos excede la presión anormal. Esto puede representar un riesgo para las operaciones de perforación y producción, ya que puede provocar la ocurrencia de accidentes, como la pérdida de circulación o la fracturación hidráulica.

La implementación de estas medidas permitiría obtener una comprensión más detallada de la distribución de presiones en el campo Shushufindi, lo que ayudaría a mejorar la seguridad y la eficiencia de las operaciones de perforación y producción.

Después de aplicar la ecuación a todas las profundidades, se derivó el valor de la presión de poro en unidades de kg/cm^2 . Luego, para ajustar los resultados a las unidades del campo, se multiplicaron por la constante de conversión 14,223 para expresar las presiones en unidades psi.

Se elaboró un gráfico que representa la relación entre la profundidad y la presión de poro. Se incluyó una línea que indica la presión anormal para evaluar si en algún punto del subsuelo la presión de poro supera esta referencia. También se integró la curva generada por el método de Hottman & Johnson para comprender mejor las condiciones a diferentes profundidades.

A simple vista, se observa que el método de Hottman & Johnson presenta cambios abruptos en su curva, lo que cuestiona su confiabilidad para predecir problemas asociados a la sobrepresión.

Figura 3.
Comparación de presiones en pozo Shushufindi 01

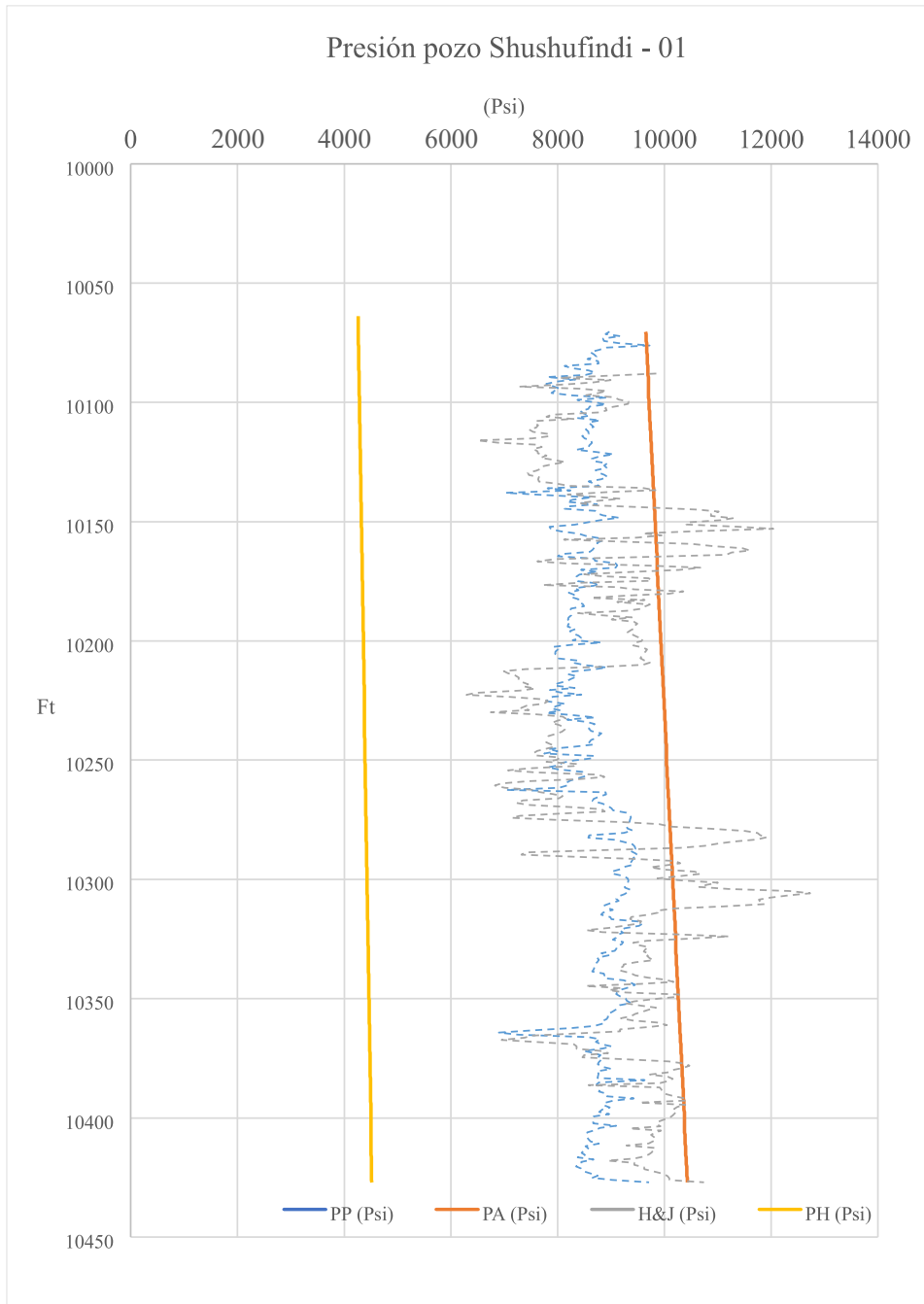


Figura 4.

Comparación de presiones en pozo Shushufindi - 04.

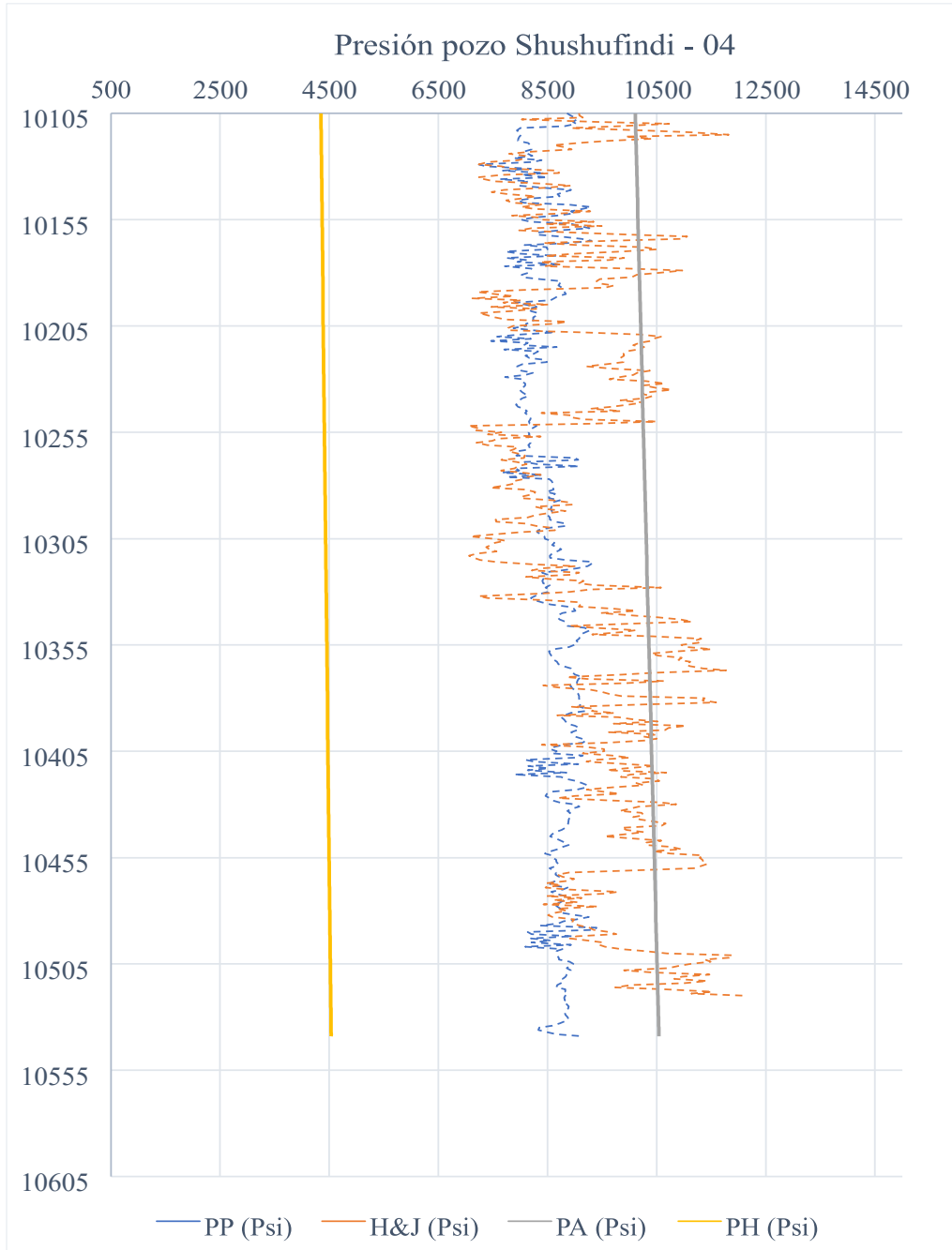


Figura 5.
Comparación de presiones en pozo Shushufindi - 06

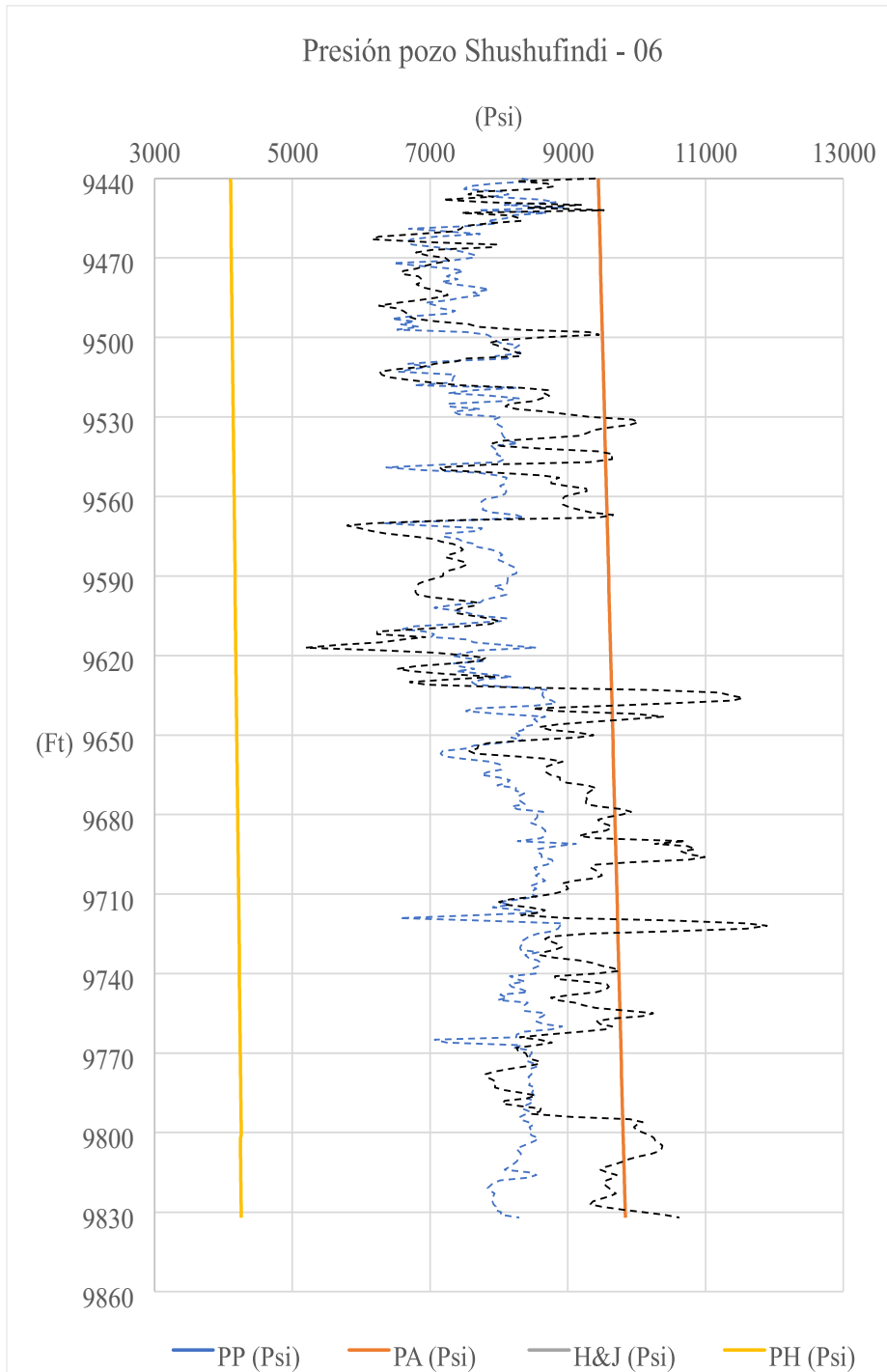
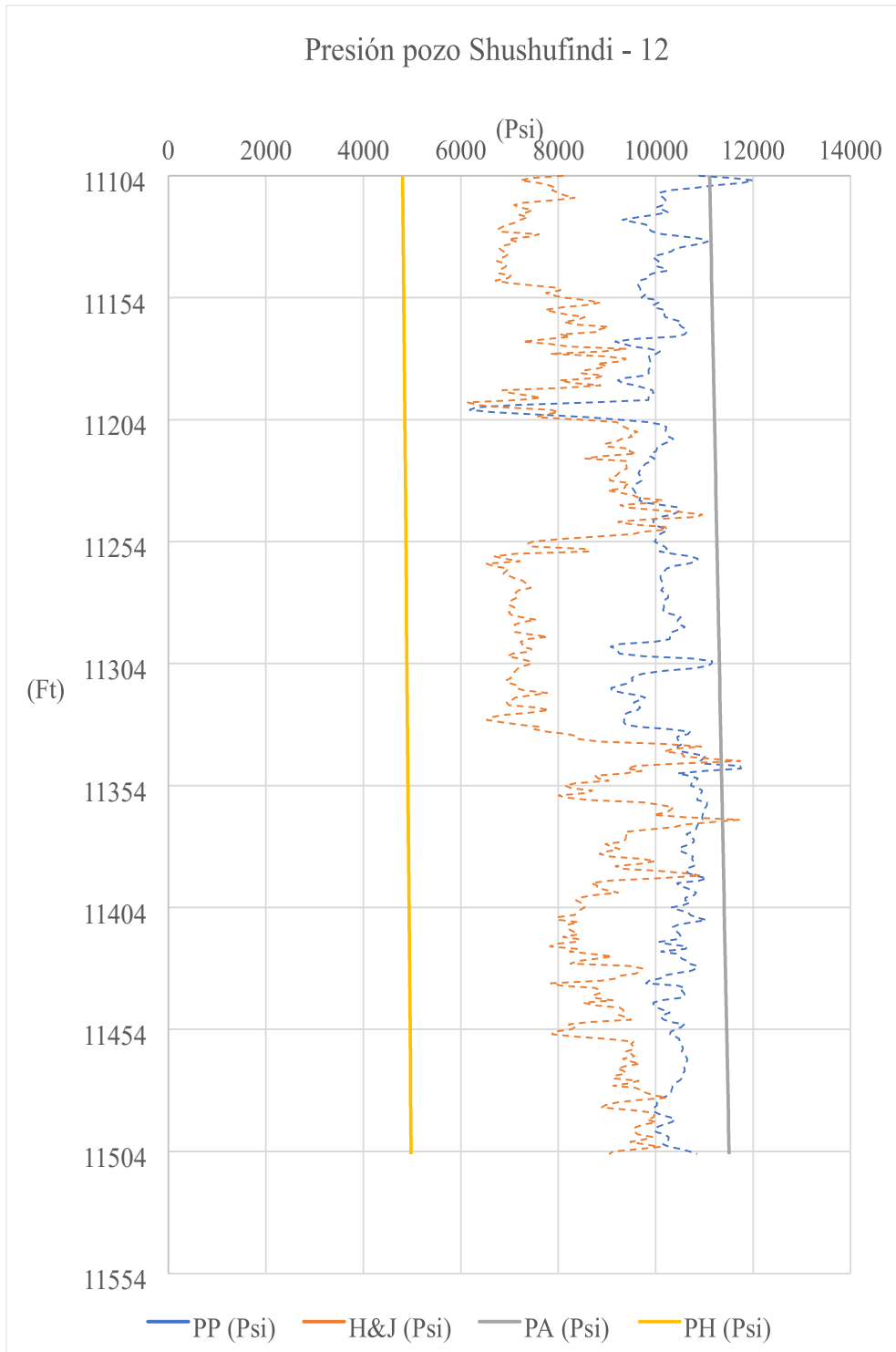


Figura 6.
 Comparación de presiones en pozo Shushufindi – 12



CAPITULO 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. Conclusiones

El método Hottman y Johnson es un método empírico que se basa en la correlación entre la densidad de las rocas y la presión de poro. Esta correlación se establece a partir de datos de registros petroleros de pozos perforados en diferentes yacimientos.

La precisión del método Hottman y Johnson depende de la calidad de los datos de los registros petroleros. En particular, la densidad de las rocas es un factor importante que afecta a la precisión de las estimaciones. Por lo tanto, es importante utilizar datos de registros petroleros de alta calidad, especialmente el registro de densidad.

Además, la geología del yacimiento también puede afectar a la precisión del método Hottman y Johnson. Por ejemplo, en yacimientos con lutitas, el método puede sobreestimar las presiones de formación.

El método Hottman y Johnson puede ser una herramienta útil para la planificación de las operaciones de perforación, pero es importante utilizarlo con cautela y tener en cuenta sus limitaciones.

En particular, es importante tener en cuenta que el método Hottman y Johnson es una estimación, no una medida directa de las presiones de formación. Por lo tanto, es importante utilizar el método con un margen de seguridad adecuado.

Además, el método Hottman y Johnson no tiene en cuenta otros factores que pueden afectar a las presiones de formación, como la temperatura, la salinidad y la compactación de las rocas. Por lo tanto, es importante tener en cuenta estos factores al realizar las estimaciones

El uso del registro Gamma Ray permitió la identificación de las lutitas, formaciones rocosas compactas e impermeables que pueden contener áreas con

presiones de poro anormalmente altas. Esta confirmación se respaldó mediante los datos de los registros Sónicos que proporcionó valores de tendencia normal y observada para cada pozo.

Según los resultados obtenidos y el análisis de los pozos, se concluye que el método de Hottman & Johnson. muestra valores que exceden notablemente la presión anormal en ciertas áreas y carece de una tendencia clara.

Específicamente, el pozo 12 se evidencia que a las profundidades de 11106 pies y 11344 pies hay presiones que superan los límites de la presión anormal, calcular la presión de poro en estas secciones sería financieramente viable, ya que ayudaría a evitar los diversos problemas derivados de las sobrepresiones.

4.2. Recomendaciones

Se sugiere utilizar software especializado para llevar a cabo los registros, ya que facilita una interpretación más precisa y efectiva de los perfiles del pozo. Asimismo, se aconseja enfocarse especialmente en el registro de Gamma Ray, dado que este posibilita la identificación de la litología y la detección de las lutitas, que son las rocas potenciales responsables de las sobrepresiones.

Es importante utilizar el método de cálculo de presión de poro más preciso posible, ya que la mala predicción de las geopresiones puede causar problemas operativos importantes, como el aumento de costos y, en casos extremos, la pérdida del pozo.

Para mejorar la precisión del método Hottman y Johnson, se recomienda realizar las siguientes acciones:

- Utilizar datos de registros petroleros de alta calidad, especialmente el registro de densidad.
- Tener en cuenta la geología del yacimiento al realizar las estimaciones.
- Calibrar el método con datos de pozos perforados en el mismo yacimiento.

En general, los resultados del estudio demuestran que el análisis del perfil de presiones mediante el uso de información de registros eléctricos, sínicos y de resistividad es una herramienta valiosa para la comprensión de la geología y la petrofísica de los reservorios petroleros. Este análisis permite identificar los riesgos potenciales asociados con las operaciones de perforación y producción, y permite tomar medidas para mitigar estos riesgos.

Además de las recomendaciones anteriores, se pueden considerar las siguientes medidas para mejorar el análisis del perfil de presiones en los pozos del campo Shushufindi:

- Utilizar registros de mayor resolución, como los registros de resistividad de microsferas o los registros de densidad acústica.
- Realizar correlaciones más precisas de los datos de los registros con las propiedades petrofísicas de las formaciones.

Utilizar técnicas de modelado geológico para obtener una comprensión más detallada de la distribución de presiones en el subsuelo

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abellán, A., & Sánchez, M. (2023). La importancia de la predicción de las geopresiones en la perforación de pozos petroleros. *Revista de Ingeniería y Petróleo*, 29(1), 1-10.
- Aboulhosn, K., & Ekhlas, A. (2018). A comprehensive review of formation pressure prediction methods. *Journal of Petroleum Exploration and Production*, 8(2), 231-241.
- Al-Kaabi, A., & Al-Shaalan, T. (2019). A new approach for predicting formation pressure using machine learning. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 179, 106008.
- Al-Marri, M., & Al-Mansoori, A. (2020). A comparative study of different methods for predicting formation pressure. *Journal of Petroleum Technology*, 72(03), 42-47.
- Anderson, W. L., & Fertl, W. H. (1987). *Reservoir engineering handbook*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- API Recommended Practice 43.2 (2009). Standard procedure for determining well log pressure gradients. Washington, DC: American Petroleum Institute.
- Archer, J. S., & Wall, C. G. (1989). Formation pressure prediction from well logs: A review of the literature. *Journal of Petroleum Technology*, 41(05), 607-614.
- Aziz, K., & Settari, A. (1979). *Petroleum reservoir simulation*. London: Applied Science Publishers.
- Bourgoyne, A. T., Jr., Chenevert, M. E., & Millheim, K. K. (1986). *Applied drilling engineering*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Caruthers, D. L., & Smith, R. C. (1984). Predicting formation pressures from well logs. *Petroleum Engineering International*, 36(04), 74-84.
- Chang, Y., & Zhang, J. (2022). A hybrid method for predicting formation pressure from well logs based on support vector machine and particle swarm optimization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 211, 110120.
- Chen, S., & Fang, J. (2020). A novel method for predicting formation pressure from well logs based on deep learning. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 185, 106639.
- Cheng, L., & Li, X. (2021). A new method for predicting formation pressure from well logs based on convolutional neural network. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 204, 108948.
- Dusseault, M. B., & Rothenburg, L. (1991). *Geopressures in sedimentary basins*. Amsterdam: Elsevier.
- Eaton, J. D. (1969). A method for predicting formation pressure in oil wells. *Journal of Petroleum Technology*, 21(05), 603-606.
- Fertl, W. H., & Timmerman, E. H. (1976). Rapid method for estimating formation pressure from well logs. *Journal of Petroleum Technology*, 28(05), 617-624.

- Ghauri, W., & Al-Kaabi, A. (2020). A novel approach for predicting formation pressure using ensemble machine learning. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193, 108430.
- Hottman, C. E., & Johnson, R. E. (1965). A method for determining formation pressure from well logs. *Journal of Petroleum Technology*, 17(08), 1070-1079.
- Johnson, R. E. (1966). Prediction of formation pressure from well logs. *American Petroleum Institute Drilling and Production Practice*, 1966(1), 283-292.
- Katz, D. L., & Cornell, D. (1959). *Handbook of natural gas engineering*. New York: McGraw-Hill.
- Killough, J. E. (1976). *Reservoir simulation with history matching*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Klins, M. A. (1984). Formation pressure prediction from well logs: A review. *Journal of Petroleum Technology*, 36(06), 773-782.
- Li, Y., & Zhang, J. (2022). A novel method for predicting formation pressure from well logs based on Bayesian optimization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 212, 110235.
- Lu, Y., & Zhang, J. (2022). A new method for predicting formation pressure from well logs based on extreme gradient boosting. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 215, 110444.
- Marín, J., & Rodríguez, M. (2021). La aplicación de los registros petroleros para la predicción de las geopresiones. *Revista de Ingeniería y Petróleo*, 27(3), 1-10.
- Morales, J., & Mendoza, M. (2020). La importancia de la precisión en la predicción de las geopresiones para la perforación de pozos petroleros. *Revista de Ciencias e Ingeniería*, 25(1), 1-10.
- Morales, R. H., & Holt, R. M. (1989). A new approach to formation pressure prediction using neural networks. *Journal of Petroleum Technology*, 41(09), 1071-1076.
- Oliveira, S., & Santos, R. (2019). A review of methods for predicting formation pressure from well logs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 176, 105807.
- Ponce, J., & Pérez, M. (2018). La utilización de software especializado para la interpretación de los registros petroleros. *Revista de Ingeniería y Petróleo*, 24(2), 1-10.
- Rodríguez, J., & Sánchez, M. (2017). La importancia de prestar especial atención al registro de Gamma Ray para la predicción de las geopresiones. *Revista de Ciencias e Ingeniería*, 22(2), 1-10.
- Sánchez, J., & Torres, M. (2016). La predicción de las geopresiones como herramienta para evitar problemas operativos en la perforación de pozos petroleros. *Revista de Ingeniería y Petróleo*, 22(1), 1-10.
- Schlumberger Oil Field Glossary. (n.d.). *Formation pressure*.
https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/f/formation_pressure.aspx

Society of Petroleum Engineers. (n.d.). *Formation pressure*.

Torres, J., & Vargas, M. (2015). La importancia de la utilización del método de Eaton para la predicción de las geopresiones. *Revista de Ciencias e Ingeniería*, 20(2), 1-10.

Vargas, J., & Zapata, M. (2014). La aplicación de las recomendaciones para mejorar la precisión de la predicción de las geopresiones. *Revista de Ingeniería y Petróleo*, 20(1), 1-10.

Villalobos, J., & Zapata, M. (2013). La importancia de la precisión en la predicción de las geopresiones para la seguridad de las operaciones de perforación. *Revista de Ciencias e Ingeniería*, 18(2), 1-10.

Watson, R. W. (1962). A method for predicting formation pressure from well logs. *Journal of Petroleum Technology*, 14(10), 1245-1248.

Yan, X., & Zhang, J. (2021). A new method for predicting formation pressure from well logs based on machine learning. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 202, 108805.

Elsharkawy, A., Hashem, Y. K., & Alikhan, A. (2000). Compressibility factor for gas condensate reservoirs. Paper SPE 59702.

Flores-Trujillo, C., & Ramírez-Ramírez, C. (2016). *Ingeniería de Yacimientos Aplicada al Cálculo de las Reservas de Hidrocarburos*. México: IPN.

Zhang, J., & Zhang, Y. (2020). A method for predicting formation pressure from well logs based on artificial neural networks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 191, 108543.

ANEXO

INFORME FINAL OPERACIÓN REGISTROS ELÉCTRICOS HUECO ABIERTO

FASE 8 1/2"

POZO: SHUSHUFINDI 01

Presentada a: OPERACIONES RIO NAPO

Febrero, 2013



M. Herrera

1. PROGRAMA DE REGISTROS A HUECO ABIERTO

Baker Hughes – Wireline Services realizo el siguiente programa de registros a hueco abierto en el pozo SHUSHUFINDI 01, el cual fue perforado por OPERACIONES RIO NAPO, en su campaña de perforación del campo SHUSHUFINDI. Los servicios realizados fueron:

Sección de 8 ½”

- Primera Corrida: FOCUS HEXACOMBO
(HDIL/DAL/ZDL/CN/GR/CAL/SP/PEF/RTEX/MINILOG)

Servicio	Código del Producto	Intervalo MD (ft)	Tiempo estimado de Registro	OBSERVACIONES
Rtex (Dual Laterolog)	RTEX	8348' ~ 10400'	50 ft/min	4 Prof. Investigación
Spontaneus Potencial	SP	8348' ~ 10400'		Incluido en el HDIL
Digital Acoustic Log	DAL	8348' ~ 10400'		
Compensated Z-Densilog	ZDL	8348' ~ 10400'		Incluye PE
Compensated Neutron	CN	8348' ~ 10400'		

Gamma Ray OH -	GR	8348' ~ 10400'		
Caliper	CAL	8348' ~ 10400'		
Minilog	ML	8348' ~ 10400'		
Inducción	HDIL	8348' ~ 10400'		
Microlaterolog	MLL	8348' ~ 10400'		Incluido en el mapa de invasión
			Tiempo total: 10 horas	

2. CONFIGURACIÓN DE LAS HERRAMIENTAS

Registros realizados:

FOCUS (HDIL/DAL/ZDL/CN/GR/CAL/SP/PEF/RTEX/MML/MINILOG/JAR)

Longitudes: 116,56 ft

Peso herramienta: 1934 lb

NOTA: Todas las medidas incluyen 20 pies de Martillos Hidráulicos.

3. OBSERVACIONES EN LA CORRIDA DE REGISTROS ELÉCTRICOS

Corrida Focus:

OBSERVACIONES	
CRA. 1 BIDA. 1 :	<ul style="list-style-type: none"> - PRIMER REGISTRO DEL POZO. SE CORREN LAS HERRAMIENTAS SEGUN DIAGRAMA ADJUNTO - MAXIMA DESVIACION: 31.64 GRADOS @ 6771 FT - ZERO TOMADO EN EL FONDO DE LA HERRAMIENTA - LECTURAS CORREGIDAS POR CONDICIONES AMBIENTALES - DATOS DEL LODO: <ul style="list-style-type: none"> DEN: 10 PPG VISC: 51 SEC/QUART TEMP DE REOLOGIA: 120 DEG VISC PLASTICA: 22 CP PUNTO CEDENTE: 24 LB/100 FT FILTRADO API: 5.0 PH: 10.4 DUREZA: 40 MG/LT CLORUROS 400 MG/LT NACL: 660 MG/LT AGUA RETORTA: 88 % ARENA: 0.1 LUBRICANTE 1.5 % SOLIDOS EN RETORTA: 10.5 % - CN CORRIDO EN MATRIZ CALIZA 2.71 GR/CC - HDIL PRESENTADO A 2 FT MATCH RESOLUTION RESISTIVITY - STRING NO LLEGO A FONDO, SE HICIERON VARIOS INTENTOS Y SE CONFIGURO SIN HDIL Y KNJ. APOYO A 10025 FT - SE TENSIONO AL SACAR HERRAMIENTA @ 8900 FT CON 8500 LBS - NO SE REALIZO SECCION REPETIDA POR MALA CONDICION DE HOYO - CLIENTE DECIDE SACAR STRING Y ABORTAR PROXIMOS REGISTROS - DATOS DEL HEADING SUMINISTRADOS POR EL CLIENTE EN SITIO - DATOS DEL CALIPER DE LA DENSIDAD: <ul style="list-style-type: none"> CAL MAX: 14.20 IN CAL MIN: 8.62 IN CAL AVER: 10.12 IN VOL CEMENTO DESDE TD HASTA CSG PARA CSG DE 7 IN: CVOL= 335.3 FT3 VOL TOTAL DESDE TD HASTA CSG: BVOL=1130 FT3 ***** - PERSONAL DE BAKER HUGHES A SU SERVICIO: <li style="padding-left: 40px;">WILSON CALVA, FABIAN SANCHEZ, FREDDY TOPON, DIEGO PIEDRAHITA ***** BAKER HUGHES SU MEJOR ELECCION *****

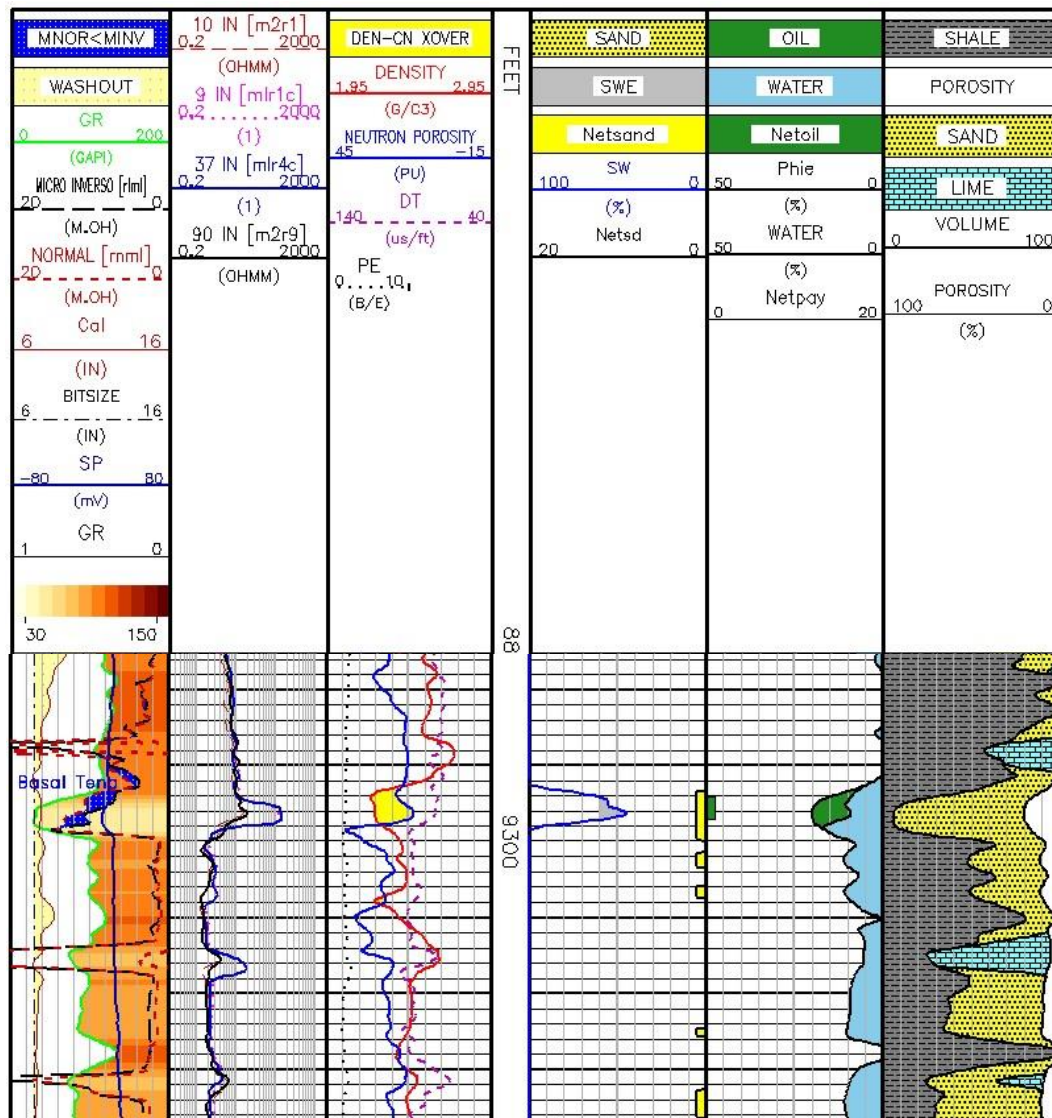
4. ANALISIS PETROFISICO

Con la información obtenida de los registros, se realizó el análisis petrofísico obteniéndose los siguientes resultados:

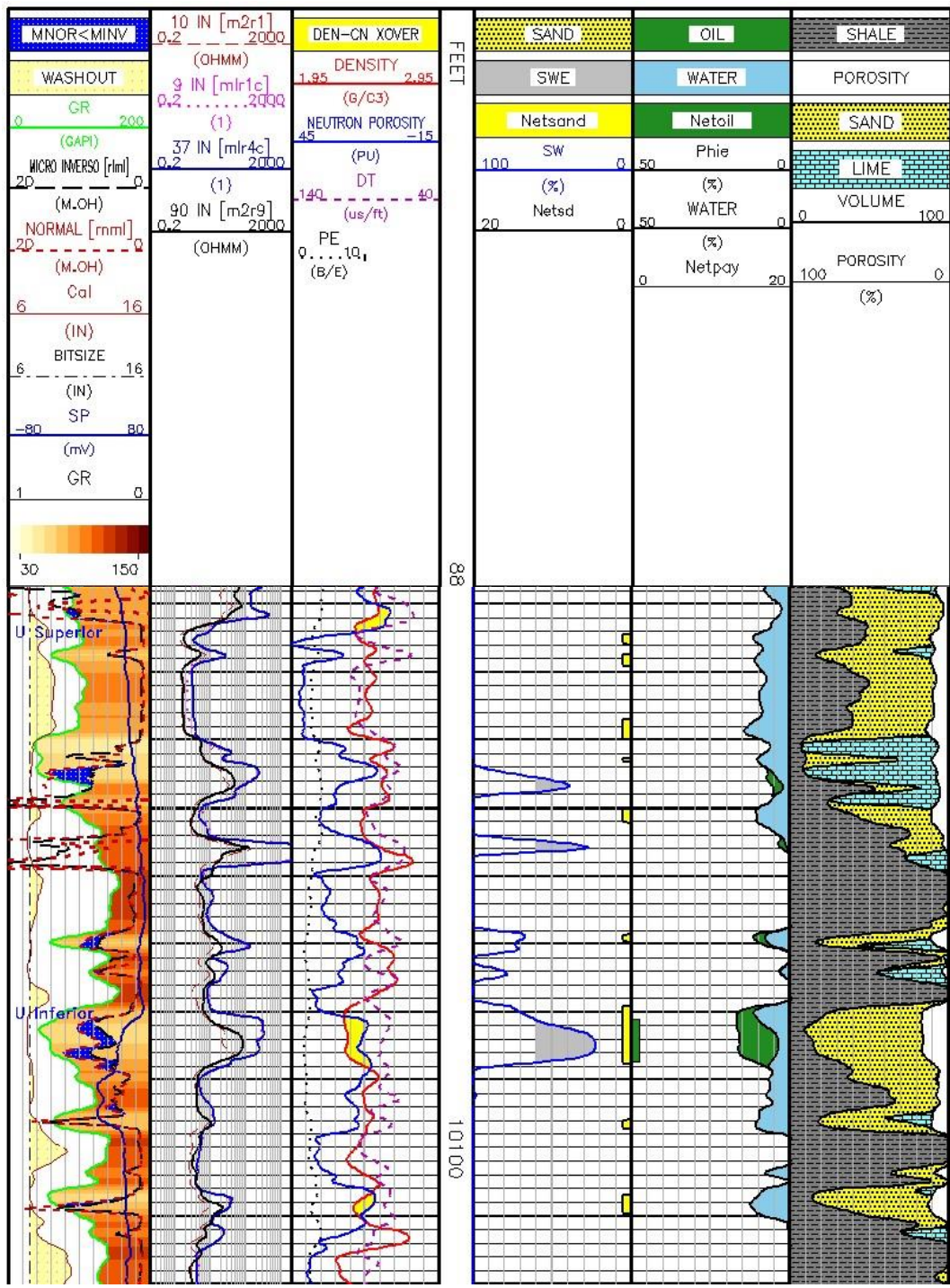
Datos de entrada:

OBSERVACIONES			
EVALUACIÓN BÁSICA DE FORMACIONES. PARÁMETROS PETROFÍSICOS: POROSIDAD, LITOLOGÍA, SATURACIÓN DE AGUA.			
ANÁLISIS:			
* VOLUMEN DE ARCILLA CALCULADO A PARTIR DE GR.			
* POROSIDAD Y MINERALOGÍA A PARTIR DEL GRÁFICO CRUZADO DE DENSIDAD-NEUTRÓN			
* SATURACIÓN DE AGUA CALCULADA UTILIZANDO ECUACIÓN DE INDONESIA.			
FORMACIÓN	R _w	Salinidad	Salinidad
	ohm.m	ppm Cl-	ppm NaCl
T	0.06	25000	41250
U	0.06	25000	41250
BASAL TENA	0.07	26000	42900
* DATOS ADICIONALES USADOS EN LA EVALUACIÓN:			
R _{mif} = 1.51 ohm.m @ 74.9 grados F			
Temperatura de Fondo = 196 grados F			
* CUTOFFS USADOS:			
NETSAND			
POROSIDAD > 10%			
VSH < 40%			
NETOIL			
NETSAND			
S _o > 40%			
ANALISTA:			
M. GUERRERO			

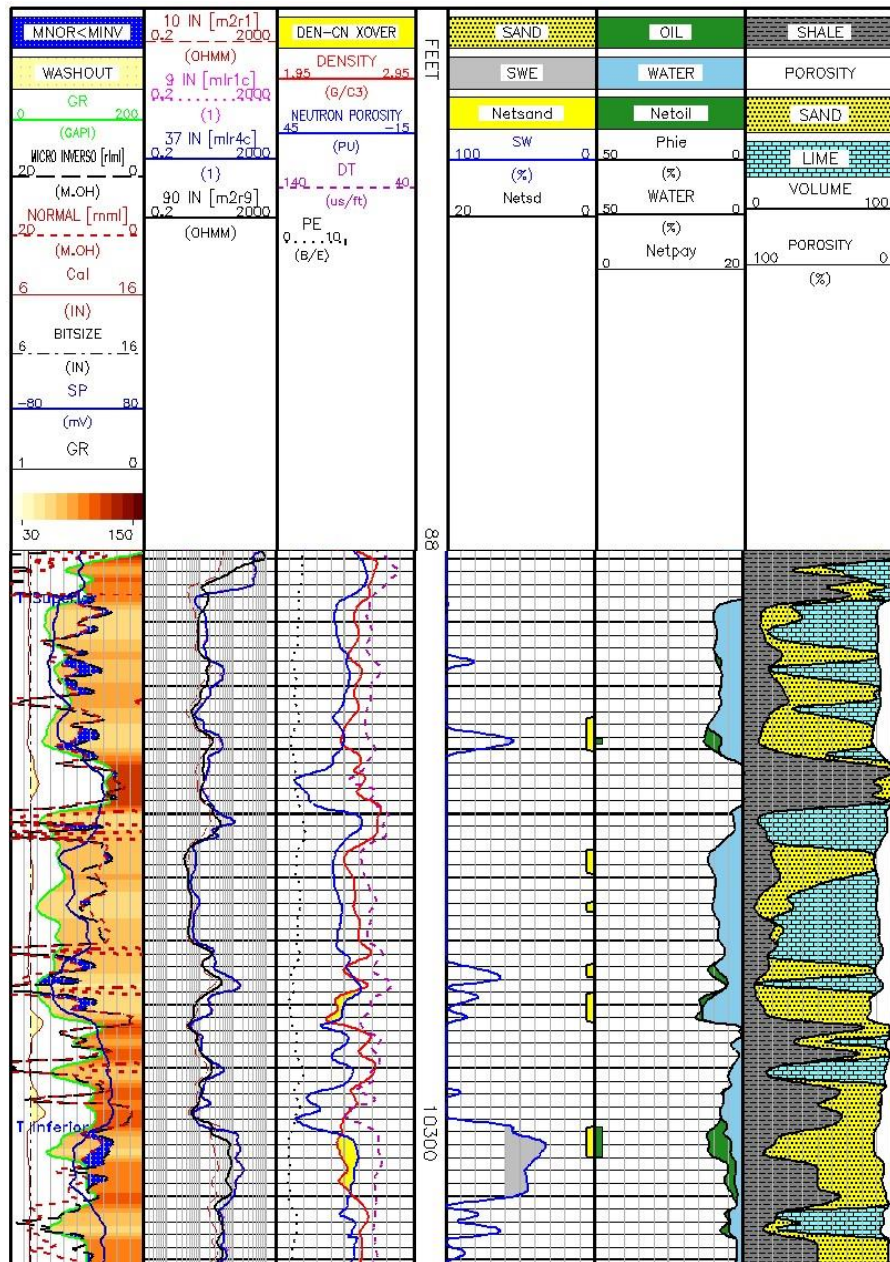
Análisis Formación BT:



Análisis Formación U:



Análisis Formación T:



5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Operativamente no hubo problemas de pegamiento, la herramienta no llega hasta PT por obstrucción por lo cual el cliente decide correr registros solo desde 10400 ft que es hasta donde llego.

No hubo tiempo perdido en las operaciones de hueco abierto.

1. Las corridas a hueco abierto fueron simuladas antes de realizar el trabajo para disminuir los riesgos durante la operación.
2. Se utilizó martillos en la corrida a hueco abierto como contingencia, estos no accionaron en la corrida.
3. Se recomienda siempre la utilización de martillos como medida de contingencia en todas las corridas.
4. Es necesario que el calibre del pozo sea lo más homogéneo posible ya que si presenta demasiados washouts, rugosidades la lecturas de algunas herramientas tipo patín se ven muy afectadas.

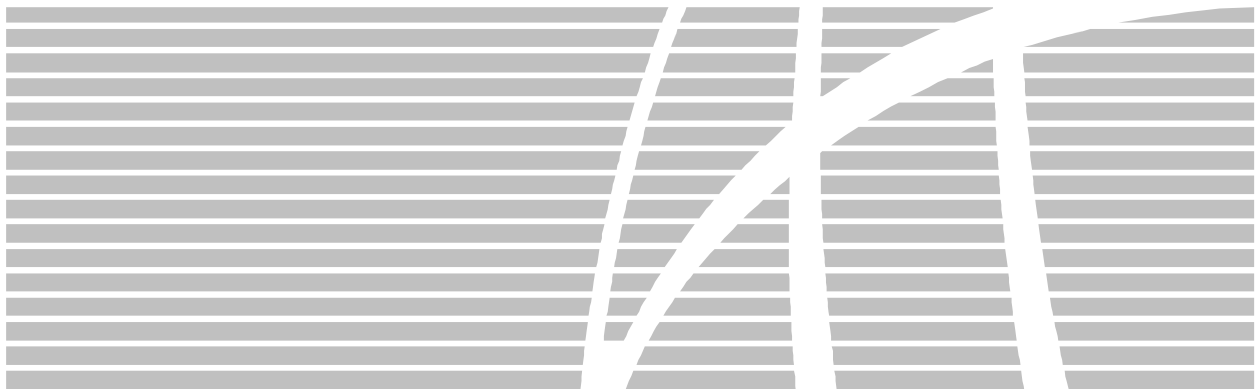
INFORME FINAL OPERACIÓN REGISTROS ELÉCTRICOS

HUECO ABIERTO

FASE 8 1/2"

POZO: SHUSHUFINDI 04

Julio, 2012



1.PROGRAMA DE REGISTROS A HUECO ABIERTO

Baker Hughes – Wireline Services realizó el siguiente programa de registros a hueco abierto en el pozo SHUSHUFINDI 04, el cual fue perforado por OPERACIONES RIO NAPO, en su campaña de perforación del campo SHUSHUFINDI. Los servicios realizados fueron:

Sección de 8 ½”

- Primera Corrida: FOCUS HEXACOMBO (HDIL/DAL/ZDL/CN/GR/CAL/SP/PEF/RTEX/MINILOG)

Servicio	Código del Producto	Intervalo MD (ft)	Tiempo estimado de Registro	OBSERVACIONES
Rtex (Dual Laterolog)	RTEX	8926' ~ 10279'	50 ft/min	4 Prof. Investigación
Spontaneus Potencial	SP	8926' ~ 10279'		Incluido en el HDIL
Digital Acoustic Log	DAL	8926' ~ 10279'		
Compensated Z-Densilog	ZDL	8926' ~ 10279'		Incluye PE
Compensated Neutron	CN	8926' ~ 10279'		
Gamma Ray OH -	GR	8926' ~ 10279'		
Caliper	CAL	8926' ~ 10279'		
Minilog	ML	8926' ~ 10279'		

Inducción	HDIL	8926' ~ 10279'		
Microlaterolog	MLL	8926' ~ 10279'		Incluido en el mapa de invasión
			Tiempo total: 7 horas	

Tiempo Operativo Total: 7 horas

Tiempo perdido: 0

2. CONFIGURACION DE LAS HERRAMIENTAS

Registros realizados:

FOCUS (HDIL/DAL/ZDL/CN/GR/CAL/SP/PEF/RTEX/MML/MINILOG/JAR)

Longitudes: 120,29 ft

Peso herramienta: 2055 lb

NOTA: Todas las medidas incluyen 20 pies de Martillos Hidráulicos, Ver Diagrama de Herramientas.

3.OBSERVACIONES EN LA CORRIDA DE REGISTROS ELÉCTRICOS

Corrida Focus:

OBSERVACIONES	
CRA. 1 BIDA. 1 :	<ul style="list-style-type: none"> - REGISTRO PRIMARIO CON WIRELINE - DESVIACION MAXIMA 18.23 DEG @ 3265 FT - ZERO TOMADO EN EL FONDO DE LA HERRAMIENTA AL NIVEL DE LA MESA ROTARIA - HDIL/RTEX/DAL/ML/MLL/ZDL/CN/GR/2CAL/SP/JAR & ENHANCER CORRIDOS EN COMBINACION COMO SE MUESTRA EN EL DIAGRAMA DE HERRAMIENTAS - ULTIMA CIRCULACION DEL POZO 18-JUL-2012 @ 15:00 - DATOS MOSTRADOS EN EL DIAGRAMA DEL POZO CORRESPONDEN A LOS PROPORCIONADOS POR EL CLIENTE EN LA LOCACION - DATOS DEL LODO DE PERFORACION DISPONIBLES EN SITIO: COMPANIA: BAKER HUGHES TIPO DE LODO: PER-FLEX DENSIDAD: 10.3 lb/gal PV: 25 cP YP: 28 LB/100FT SOLIDOS CORREGIDOS: 10.96 % ARENA: 0.25 % - SE APLICAN LAS CORRECCIONES AMBIENTALES A TODOS LOS SENSORES BAJADOS AL POZO AL MOMENTO MISMO DEL REGISTRO - CN CORRIDO EN MATRIZ CALIZA 2.71 gr/cc - HDIL PRESENTADO EN 2FT MATCH RESOLUTION RESISTIVITY - ESCALAS, CURVAS Y PRESENTACIONES SEGUN REQUERIMIENTOS DEL CLIENTE - TODAS LAS PROFUNDIDADES PRESENTADAS CORRESPONDEN A PROFUNDIDAD MEDIDA (MD) - VOLUMENES INTEGRADOS BASADOS EN LA CURVA DE CALIPER DE LA DENSIDAD: VOLUMEN TOTAL (BVOL) DESDE TD HASTA 8926 FT = 640.267 FT3 VOLUMEN ANULAR (AVOL) DESDE TD HASTA 8926 FT = 283.418 FT3 DIAMETRO PROMEDIO (CAL) = 9.308 IN <p>***** PERSONAL DE BAKER ATLAS A SU SERVICIO: L.GUEVARA; H.SANCHEZ; D.ROBAYO ***** BAKER HUGHES THE BEST CHOICE *****</p>

4.ANÁLISIS PETROFÍSICO

Con la información obtenida de los registros, se realizó el análisis petrofísico obteniéndose los siguientes resultados:

Datos de entrada:

OBSERVACIONES

EVALUACIÓN BÁSICA DE FORMACIONES.
PARÁMETROS PETROFÍSICOS: POROSIDAD, LITOLOGÍA, SATURACIÓN DE AGUA.

ANÁLISIS:

- * VOLUMEN DE ARCILLA CALCULADO A PARTIR DE GR.
- * POROSIDAD Y MINERALOGÍA A PARTIR DEL GRÁFICO CRUZADO DE DENSIDAD-NEUTRÓN
- * SATURACIÓN DE AGUA CALCULADA UTILIZANDO ECUACIÓN DE INDONESIA.

FORMACIÓN	Rw ohm.m	Salinidad ppm NaCl
HOLLIN SUPERIOR	0.53	3800
HOLLIN INFERIOR	0.89	2213
T	0.06	45845
U	0.05	70341
BASAL TENA	0.05	59400

*DATOS ADICIONALES USADOS EN LA EVALUACIÓN:

Rmf = 2.563 ohm.m @ 73.2 grados F
Temperatura de Fondo = 205 grados F

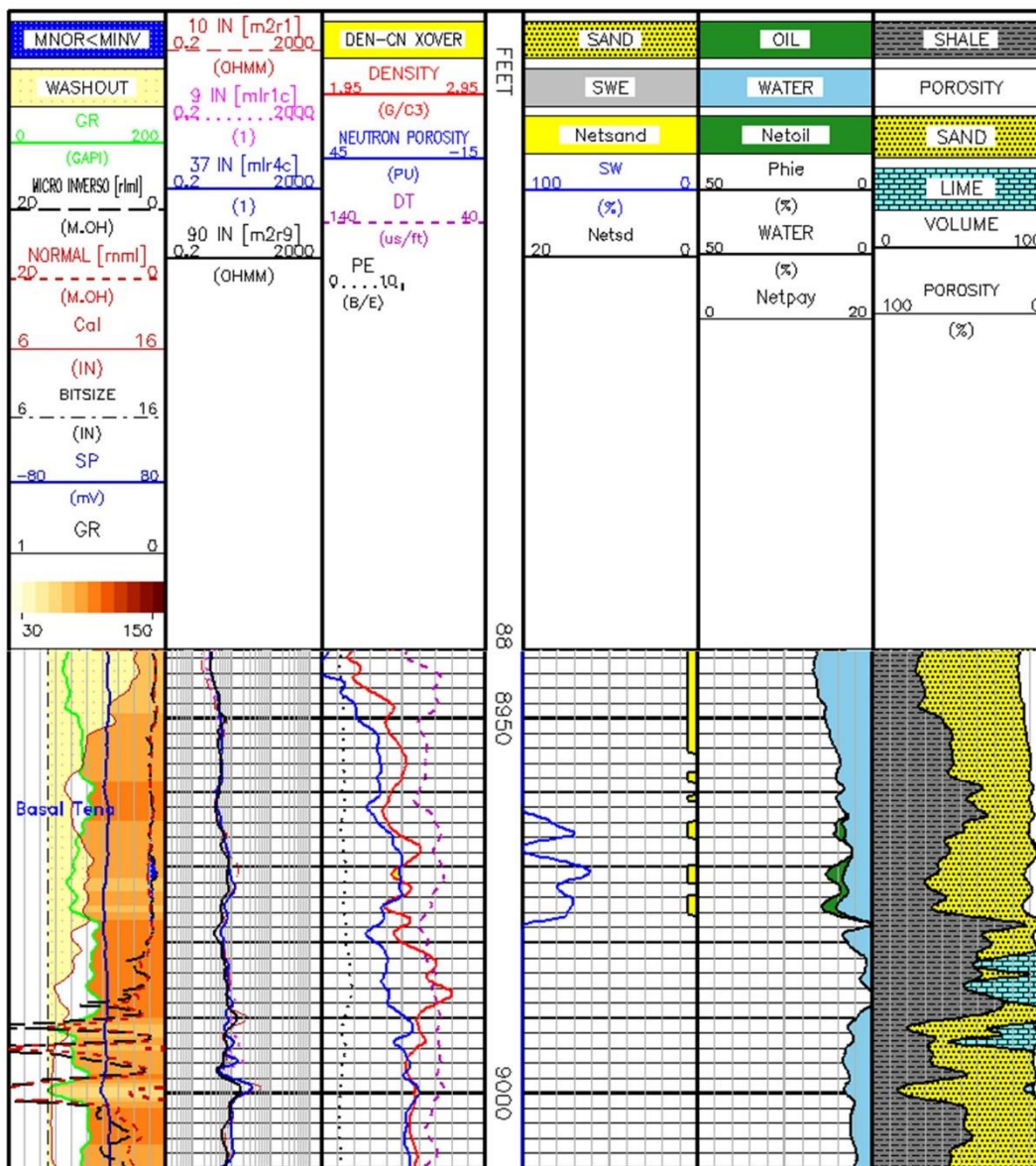
* CUTOFFS USADOS:

NETSAND
POROSIDAD > 10%
VSH < 40%

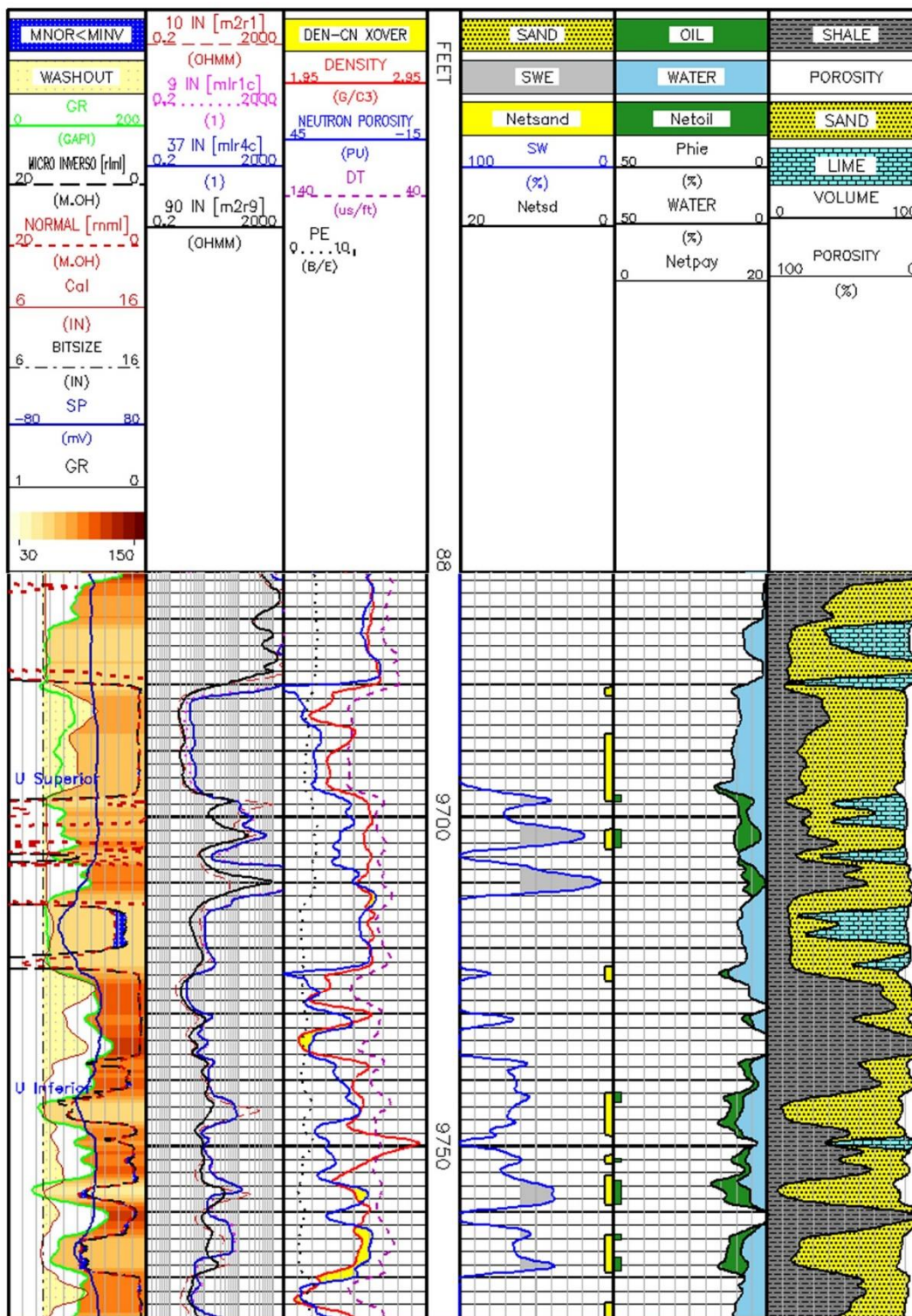
NETOIL
NETSAND
So > 40%

ANALISTA:
M. GUERRERO

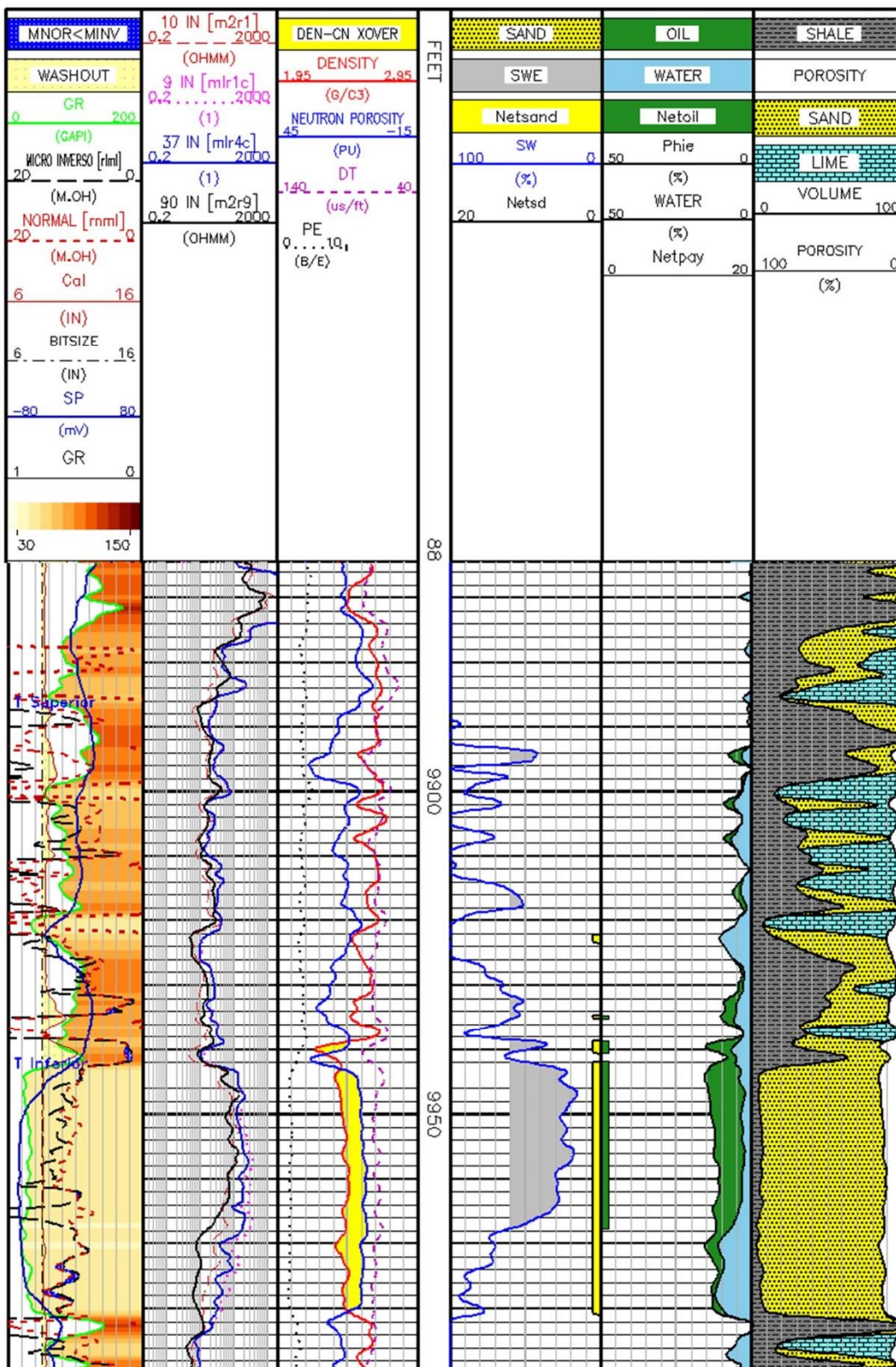
Análisis Formación BT:



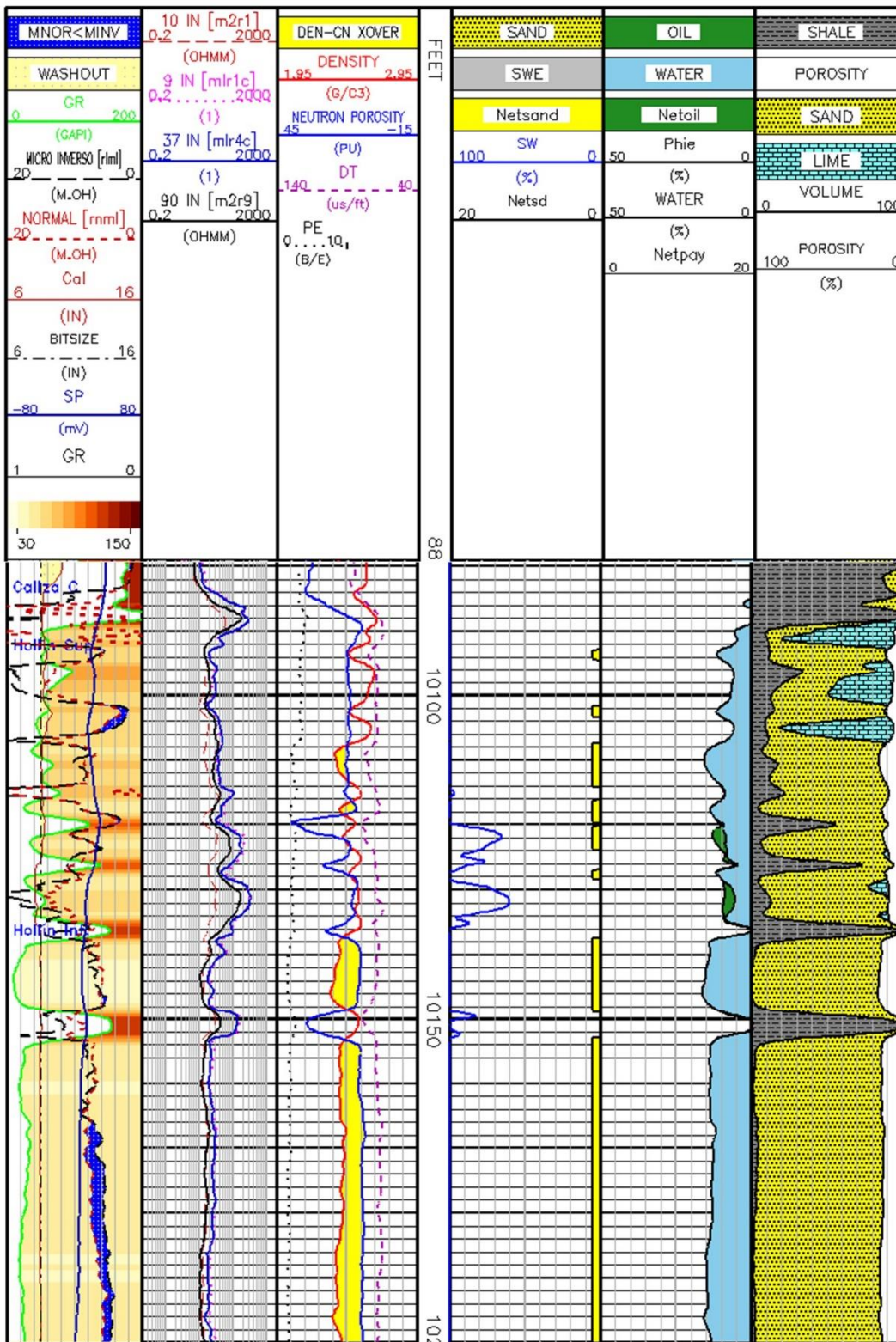
Análisis Formación U:



Análisis Formación T:



Análisis Formación Hollín:



5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Operativamente no hubo problemas de pegamiento, ni obstrucción de las herramientas durante la corrida a hueco abierto.

1. No hubo tiempo perdido en las operaciones de hueco abierto.
2. Las corridas a hueco abierto fueron simuladas antes de realizar el trabajo para disminuir los riesgos durante la operación.
3. Se utilizó martillos en la corrida a hueco abierto como contingencia, no fue necesario que se activaran.
4. Se recomienda siempre la utilización de martillos como medida de contingencia en todas las corridas.
5. Es necesario que el calibre del pozo sea lo más homogéneo posible ya que si presenta demasiados washouts, rugosidades la lecturas de algunas herramientas tipo patín se ven muy afectadas.
6. Se realiza corrida de presiones sin necesidad de viaje de reacondicionamiento.

INFORME FINAL OPERACIÓN REGISTROS ELÉCTRICOS

HUECO ABIERTO

FASE 8 1/2"

POZO: SHUSHUFINDI 06

Julio, 2012



1.PROGRAMA DE REGISTROS A HUECO ABIERTO

Baker Hughes – Wireline Services realizo el siguiente programa de registros a hueco abierto en el pozo SHUSHUFINDI 06, el cual fue perforado por OPERACIONES RIO NAPO, en su campaña de perforación del campo SHUSHUFINDI. Los servicios realizados fueron:

Sección de 8 ½”

- Primera Corrida: FOCUS HEXACOMBO (HDIL/DAL/ZDL/CN/GR/CAL/SP/PEF/RTEX/MINILOG)

Servicio	Código del Producto	Intervalo MD (ft)	Tiempo estimado de Registro	OBSERVACIONES
Rtex (Dual Laterlog)	RTEX	8926' ~ 10279'	50 ft/min	4 Prof. Investigación
Spontaneous Potencial	SP	8926' ~ 10279'		Incluido en el HDIL
Digital Acoustic Log	DAL	8926' ~ 10279'		
Compensated Z-Densilog	ZDL	8926' ~ 10279'		Incluye PE
Compensated Neutron	CN	8926' ~ 10279'		
Gamma Ray OH -	GR	8926' ~ 10279'		
Caliper	CAL	8926' ~ 10279'		

Minilog	ML	8926' ~ 10279'		
Inducción	HDIL	8926' ~ 10279'		
Microlaterolog	MLL	8926' ~ 10279'		Incluido en el mapa de invasión
			Tiempo total: 7 horas	

Tiempo Operativo Total: 7 horas

Tiempo perdido: 0

2. CONFIGURACION DE LAS HERRAMIENTAS

Registros realizados:

FOCUS (HDIL/DAL/ZDL/CN/GR/CAL/SP/PEF/RTEX/MML/MINILOG/JAR)

Longitudes: 120,29 ft

Peso herramienta: 2055 lb

NOTA: Todas las medidas incluyen 20 pies de Martillos Hidráulicos, Ver Diagrama de Herramientas.

3.OBSERVACIONES EN LA CORRIDA DE REGISTROS ELÉCTRICOS

Corrida Focus:

OBSERVACIONES	
CRA. 1 BIDA. 1 :	<ul style="list-style-type: none">- REGISTRO PRIMARIO CON WIRELINE- DESVIACION MAXIMA 18.23 DEG @ 3265 FT- ZERO TOMADO EN EL FONDO DE LA HERRAMIENTA AL NIVEL DE LA MESA ROTARIA- HDIL/RTEX/DAL/ML/MLL/ZDL/CN/GR/2CAL/SP/JAR & ENHANCER CORRIDOS EN COMBINACION COMO SE MUESTRA EN EL DIAGRAMA DE HERRAMIENTAS- ULTIMA CIRCULACION DEL POZO 18-JUL-2012 @ 15:00- DATOS MOSTRADOS EN EL DIAGRAMA DEL POZO CORRESPONDEN A LOS PROPORCIONADOS POR EL CLIENTE EN LA LOCACION- DATOS DEL LODO DE PERFORACION DISPONIBLES EN SITIO: COMPANIA: BAKER HUGHES TIPO DE LODO: PER-FLEX DENSIDAD: 10.3 lb/gal PV: 25 cP YP: 28 LB/100FT SOLIDOS CORREGIDOS: 10.96 % ARENA: 0.25 %- SE APLICAN LAS CORRECCIONES AMBIENTALES A TODOS LOS SENSORES BAJADOS AL POZO AL MOMENTO MISMO DEL REGISTRO- CN CORRIDO EN MATRIZ CALIZA 2.71 gr/cc- HDIL PRESENTADO EN 2FT MATCH RESOLUTION RESISTIVITY
OBSERVACIONES	
CRA. 1 BIDA. 1 :	<ul style="list-style-type: none">- REGISTRO PRIMARIO CON WIRELINE- DESVIACION MAXIMA 18.23 DEG @ 3265 FT- ZERO TOMADO EN EL FONDO DE LA HERRAMIENTA AL NIVEL DE LA MESA ROTARIA- HDIL/RTEX/DAL/ML/MLL/ZDL/CN/GR/2CAL/SP/JAR & ENHANCER CORRIDOS EN COMBINACION COMO SE MUESTRA EN EL DIAGRAMA DE HERRAMIENTAS- ULTIMA CIRCULACION DEL POZO 18-JUL-2012 @ 15:00- DATOS MOSTRADOS EN EL DIAGRAMA DEL POZO CORRESPONDEN A LOS PROPORCIONADOS POR EL CLIENTE EN LA LOCACION

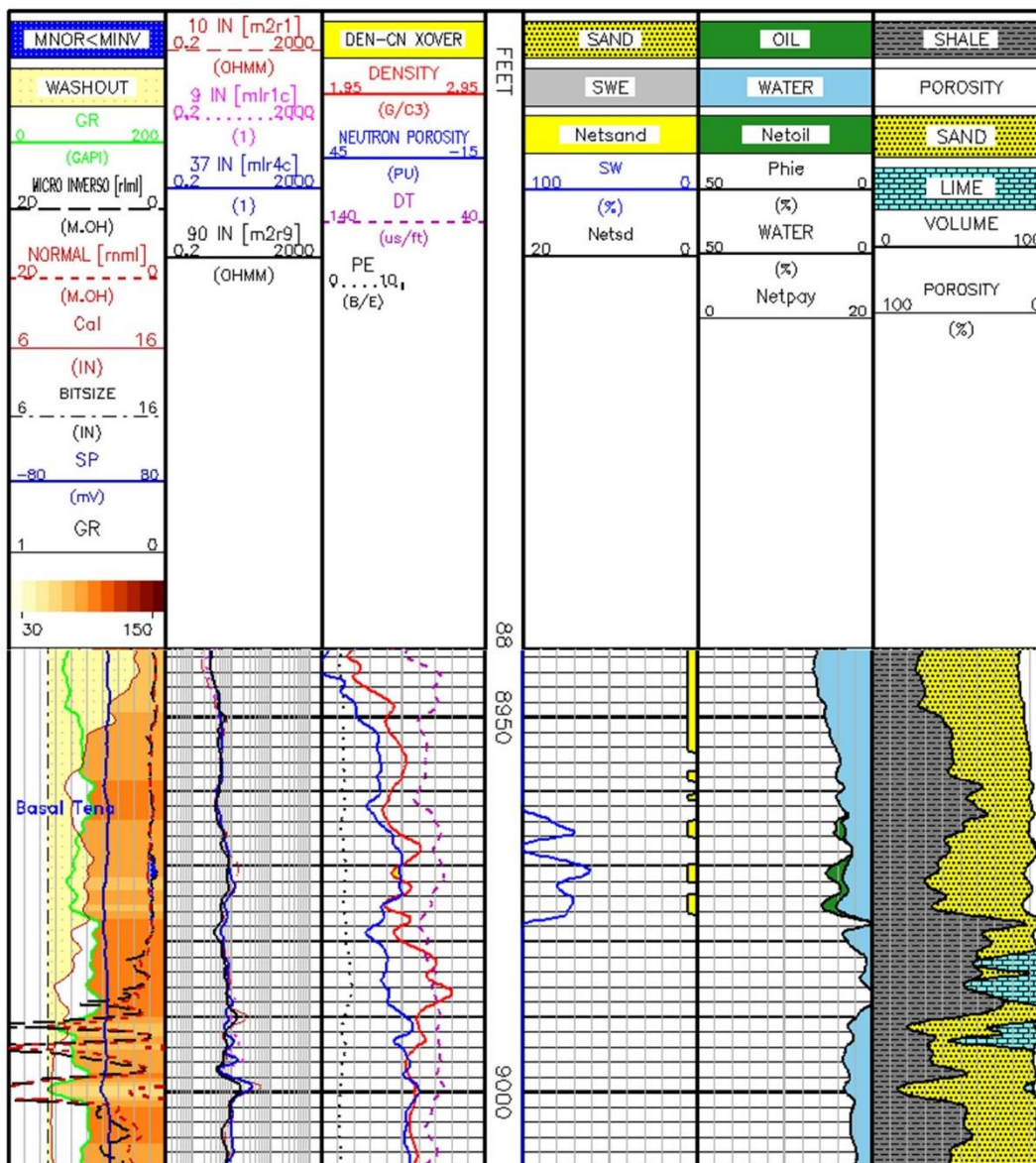
4. ANÁLISIS PETROFÍSICO

Con la información obtenida de los registros, se realizó el análisis petrofísico obteniéndose los siguientes resultados:

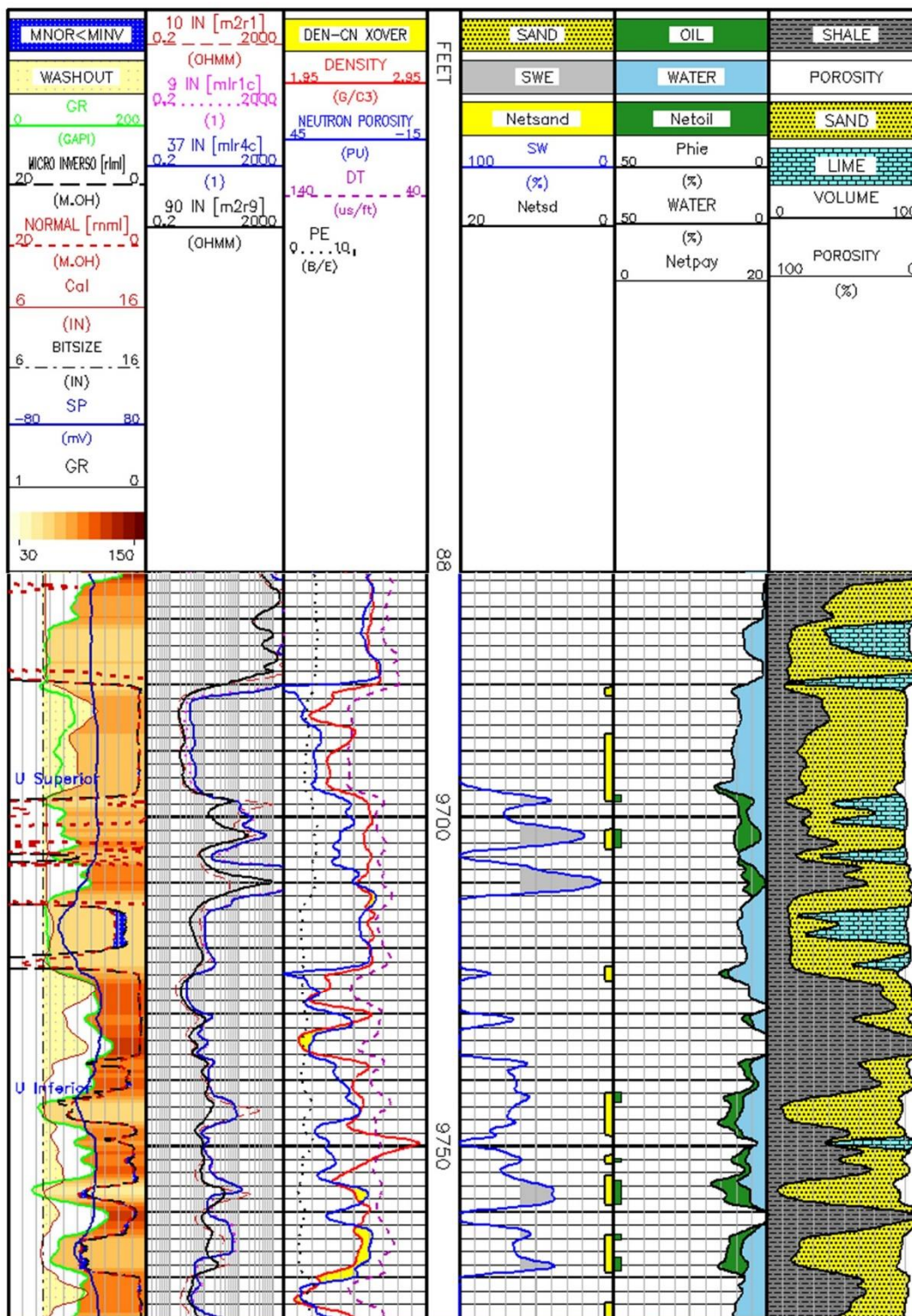
Datos de entrada:

OBSERVACIONES		
EVALUACIÓN BÁSICA DE FORMACIONES. PARÁMETROS PETROFÍSICOS: POROSIDAD, LITOLOGÍA, SATURACIÓN DE AGUA.		
ANÁLISIS:		
* VOLUMEN DE ARCILLA CALCULADO A PARTIR DE GR.		
* POROSIDAD Y MINERALOGÍA A PARTIR DEL GRÁFICO CRUZADO DE DENSIDAD-NEUTRÓN		
* SATURACIÓN DE AGUA CALCULADA UTILIZANDO ECUACIÓN DE INDONESIA.		
FORMACIÓN	Rw ohm.m	Salinidad ppm NaCl
HOLLIN SUPERIOR	0.53	3800
HOLLIN INFERIOR	0.89	2213
T	0.06	45845
U	0.05	70341
BASAL TENA	0.05	59400
* DATOS ADICIONALES USADOS EN LA EVALUACIÓN: Rmf = 2.563 ohm.m @ 73.2 grados F Temperatura de Fondo = 205 grados F		
* CUTOFFS USADOS:		
NETSAND		
POROSIDAD > 10%		
VSH < 40%		
NETOIL		
NETSAND		
So > 40%		
ANALISTA: M. GUERRERO		

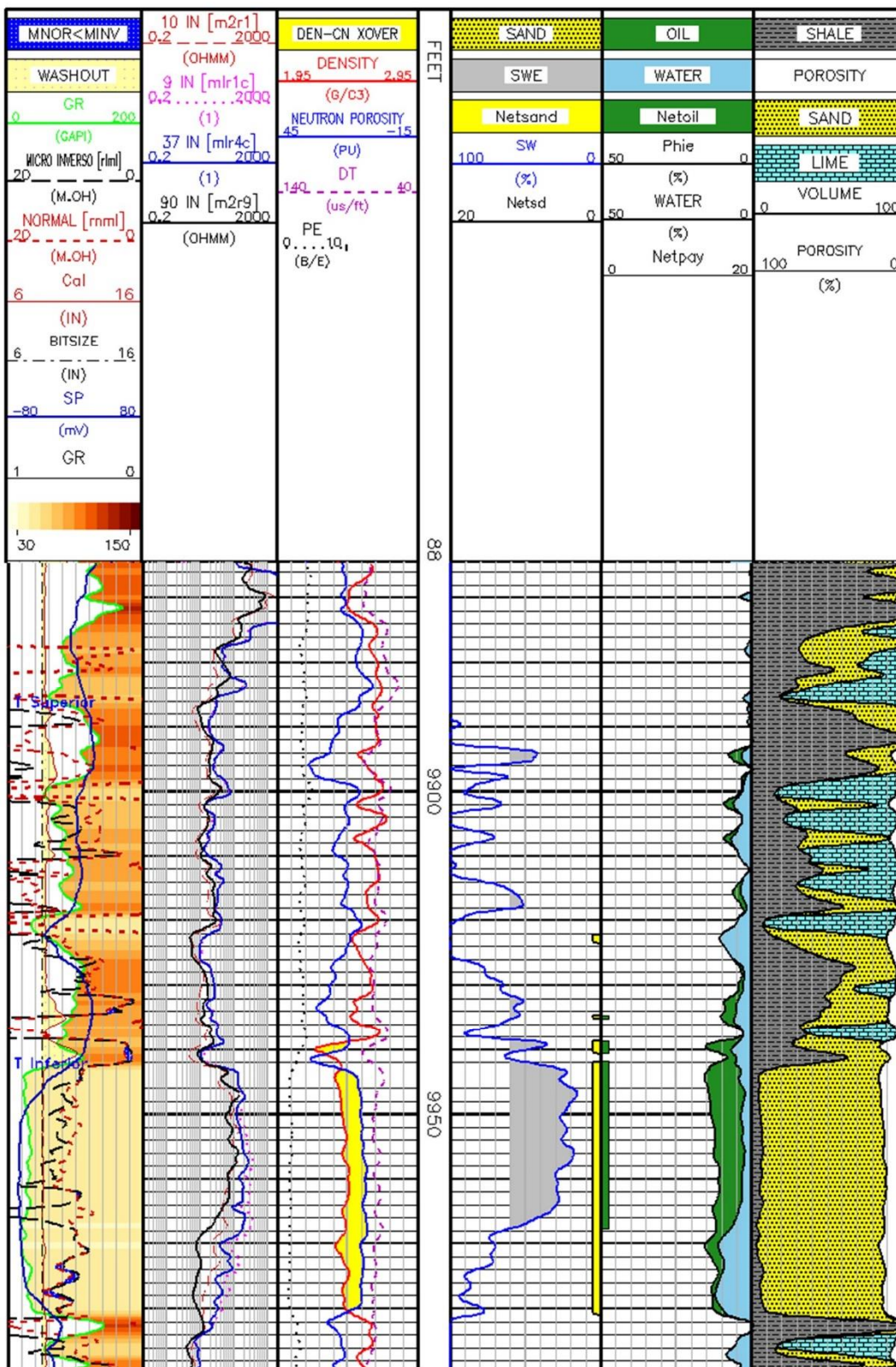
Análisis Formación BT:



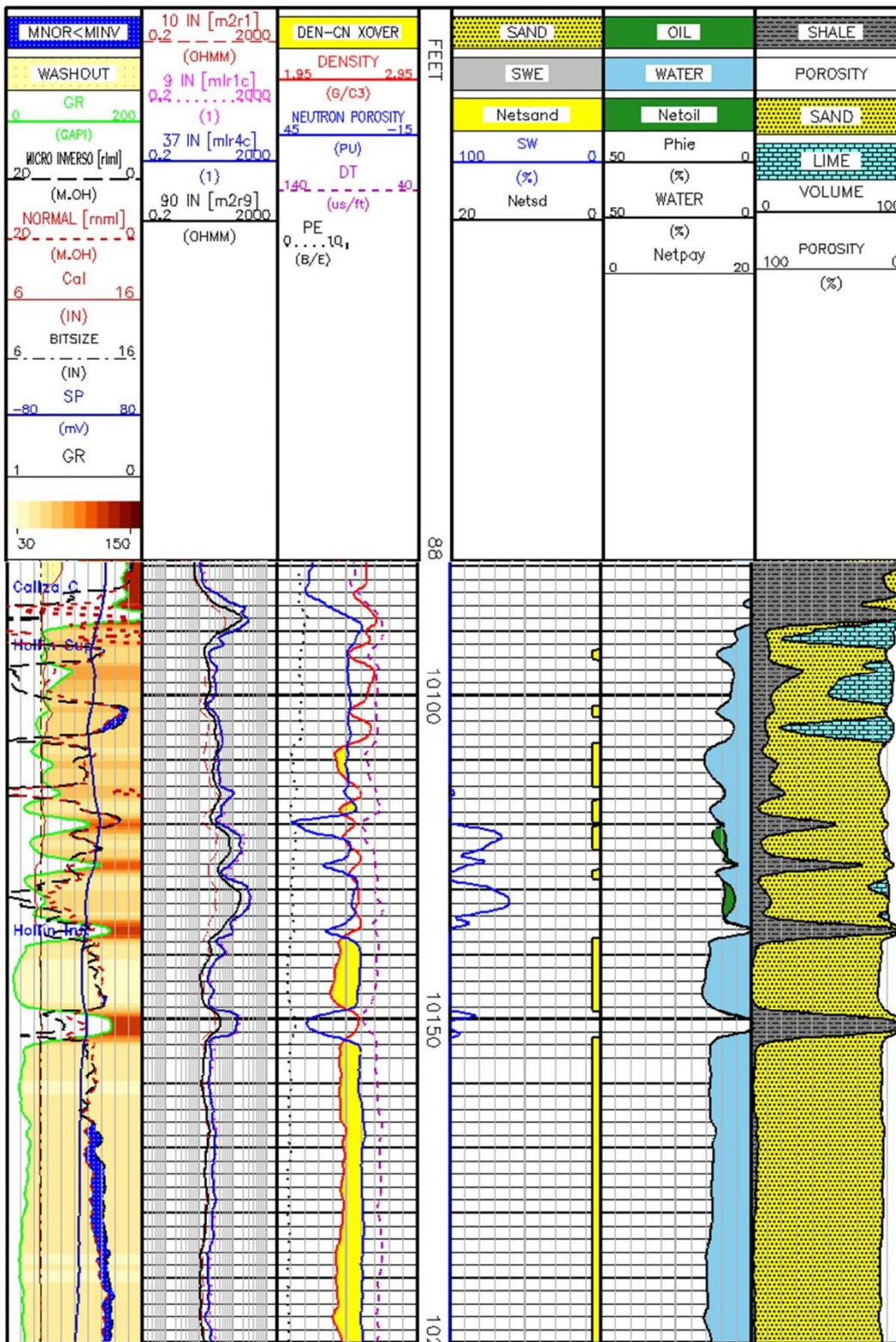
Análisis Formación U:



Análisis Formación T:



Análisis Formación Hollín:



5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Operativamente no hubo problemas de pegamiento, ni obstrucción de las herramientas durante la corrida a hueco abierto.
2. No hubo tiempo perdido en las operaciones de hueco abierto.
3. Las corridas a hueco abierto fueron simuladas antes de realizar el trabajo para disminuir los riesgos durante la operación.
4. Se utilizó martillos en la corrida a hueco abierto como contingencia, no fue necesario que se activaran.
5. Se recomienda siempre la utilización de martillos como medida de contingencia en todas las corridas.
6. Es necesario que el calibre del pozo sea lo más homogéneo posible ya que si presenta demasiados washouts, rugosidades la lecturas de algunas herramientas tipo patín se ven muy afectadas.
7. Se realiza corrida de presiones sin necesidad de viaje de reacondicionamiento.

INFORME FINAL OPERACIÓN REGISTROS ELÉCTRICOS

HUECO ABIERTO

FASE 8 1/2"

POZO: SHUSHUFINDI 12

Septiembre, 2012



1.PROGRAMA DE REGISTROS A HUECO ABIERTO

Baker Hughes – Wireline Services realizo el siguiente programa de registros a hueco abierto en el pozo SHUSHUFINDI 12, el cual fue perforado por OPERACIONES RIO NAPO, en su campaña de perforación del campo SHUSHUFINDI. Los servicios realizados fueron:

Sección de 8 ½”

• Primera Corrida: FOCUS HEXACOMBO

(HDIL/DAL/ZDL/CN/GR/CAL/SP/PEF/RTEX/MINILOG) ASISTIDO POR TUBERIA (PCL)

Servicio	Código del Producto	Intervalo MD (ft)	Tiempo estimado de Registro	OBSERVACIONES
Rtex (Dual Laterlolog)	RTEX	8395' ~ 10525'	50 ft/min	4 Prof. Investigación
Spontaneus Potencial	SP	8395' ~ 10525'		Incluido en el HDIL
Digital Acoustic Log	DAL	8395' ~ 10525'		
Compensated Z-Densilog	ZDL	8395' ~ 10525'		Incluye PE
Compensated Neutron	CN	8395' ~ 10525'		
Gamma Ray OH -	GR	8395' ~ 10525'		
Caliper	CAL	8395' ~ 10525'		
Minilog	ML	8395' ~ 10525'		
Inducción	HDIL	8395' ~ 10525'		
Microlaterolog	MLL	8395' ~ 10525'		
			Tiempo total: 63.5 horas	

Tiempo Operativo Total: 63.5 horas

Tiempo perdido: 0

2. CONFIGURACION DE LAS HERRAMIENTAS

Registros realizados:

FOCUS (HDIL/DAL/ZDL/CN/GR/CAL/SP/PEF/RTEX/MML/MINILOG/JAR) ASISTIDO POR
TUBERIA (PCL) Longitudes: 120,29 ft

Peso herramienta: 2055 lb

NOTA: Todas las medidas incluyen 20 pies de Martillos Hidráulicos, Ver Diagrama de Herramientas.

3.OBSERVACIONES EN LA CORRIDA DE REGISTROS ELECTRICOS

Corrida Focus:

Se realizó dos intentos con cable antes de realizar el trabajo con PCL.

OBSERVACIONES

- CRA. 1 BIDA. 1: - REGISTRO PRIMARIO DEL POZO ASISTIDO CON TUBERIA (PCL)
- DESVIACION MAXIMA 30.78 DEG @ 7986 FT
 - ZERO TOMADO EN EL FONDO DE LA HERRAMIENTA AL NIVEL DE LA MESA ROTARIA
 - HDIL/DAL/RTEX/ZDL/CN/GR/CAL/SP/TTMA CORRIDOS EN COMBINACION COMO SE MUESTRA EN EL DIAGRAMA DE HERRAMIENTAS
 - ULTIMA CIRCULACION DEL POZO 21-SEPTIEMBRE-2012 A LAS 09:30
 - DATOS MOSTRADOS EN EL DIAGRAMA DEL POZO CORRESPONDEN A LOS PROPORCIONADOS POR EL CLIENTE EN LA LOCACION
 - DATOS DEL LODO DE PERFORACION DISPONIBLES EN SITIO:
COMPANIA: BHI
TIPO DE LODO: PER-FLEX
DENSIDAD: 10.2 LB/GAL
PV: 23 cP
YP: 29 LB/100FT
SOLIDOS CORREGIDOS: 8.98 %
ARENA: 0.20 %
 - SE APLICAN LAS CORRECCIONES AMBIENTALES A TODOS LOS SENSORES BAJADOS AL POZO AL MOMENTO MISMO DEL REGISTRO
 - CN CORRIDOS EN MATRIZ CALIZA 2.71 GR/CC
 - HDIL PRESENTADO EN 2FT MATCH RESOLUTION RESISTIVITY
 - LAS CURVAS RNML Y RLML SE TOMAN DE UN INTENTO PREVIO REALIZADO CON CABLE EL 21-SEPTIEMBRE-2012
 - POR CONDICIONES DE HOYO NO SE PUEDE LLEGAR HASTA TD
 - ESCALAS, CURVAS Y PRESENTACIONES SEGUN REQUERIMIENTOS DEL CLIENTE
 - TODAS LAS PROFUNDIDADES PRESENTADAS CORRESPONDEN A PROFUNDIDAD MEDIDA (MD)
 - VOLUMENES INTEGRADOS BASADOS EN LA CURVA DE CALIPER DE LA DENSIDAD:
VOLUMEN TOTAL (BVOL) DESDE 8395 HASTA 10509 = 1402.315 FT3
VOLUMEN ANULAR (CVOL) DESDE 8395 HASTA 10509 = 837.743 FT3
DIAMETRO PROMEDIO (CAL) 10.95 IN DESDE 8395 HASTA 10509

PERSONAL DE BAKER HUGHES WS A SU SERVICIO:

LUIS GUEVARA; MESIAS SANCHEZ; XAVIER ROMERO; WILSON CALVA; FAUSTO DALGO

----- BAKER HUGHES THE BEST CHOICE -----

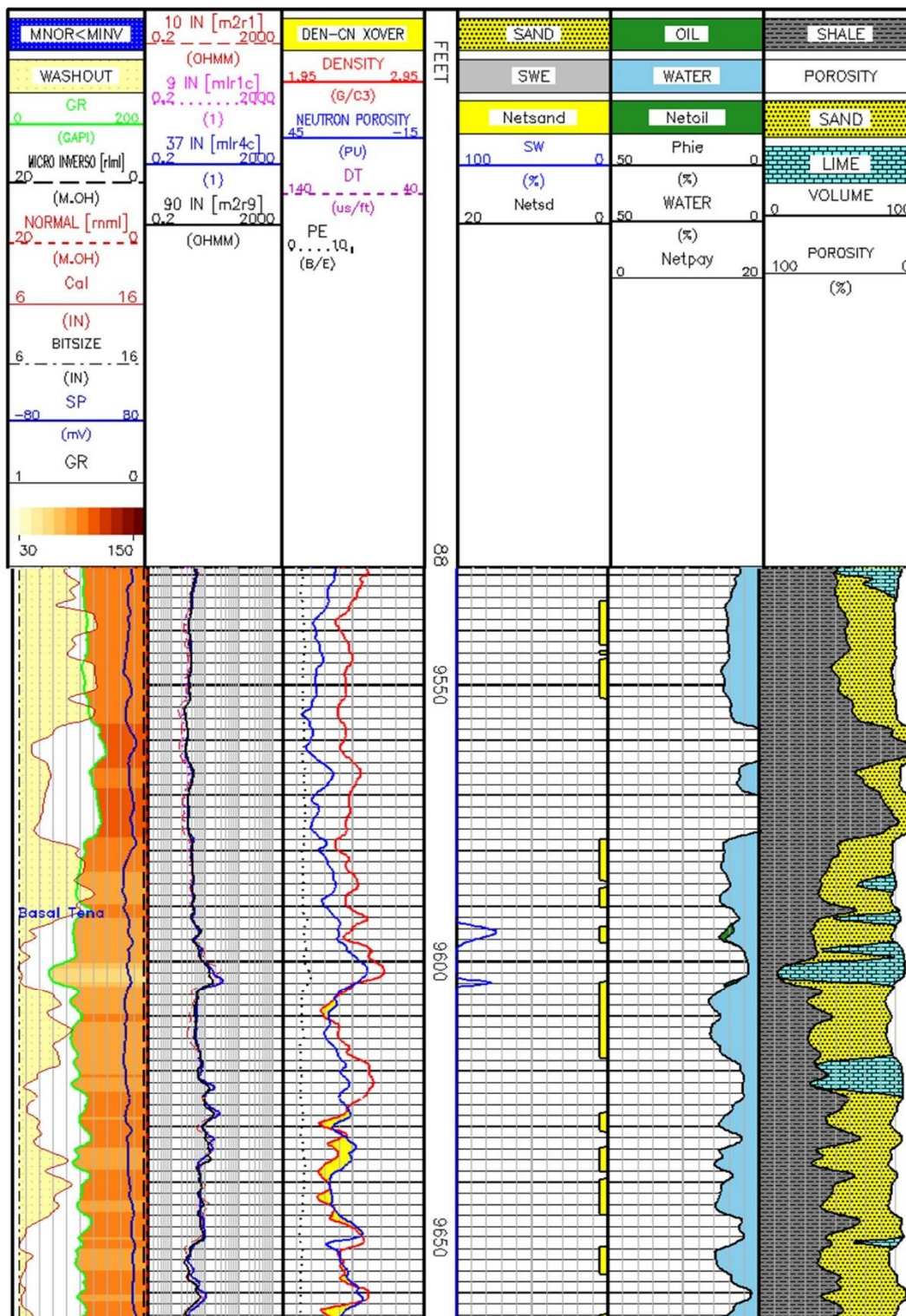
4. ANALISIS PETROFÍSICO

Con la información obtenida de los registros, se realizó el análisis petrofísico obteniéndose los siguientes resultados:

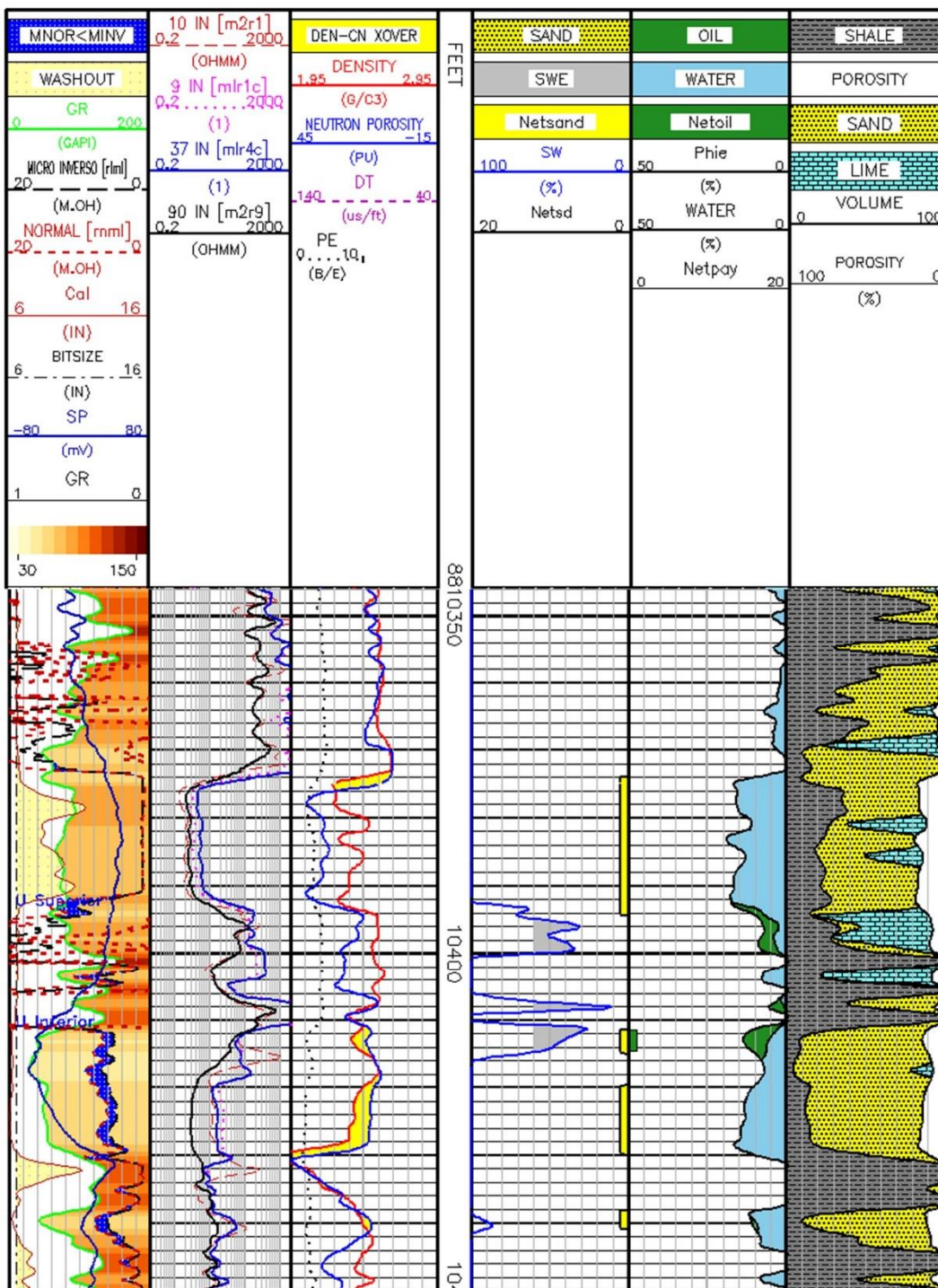
Datos de entrada:

OBSERVACIONES		
EVALUACIÓN BÁSICA DE FORMACIONES. PARÁMETROS PETROFÍSICOS: POROSIDAD, LITOLOGÍA, SATURACIÓN DE AGUA.		
ANÁLISIS:		
* VOLUMEN DE ARCILLA CALCULADO A PARTIR DE GR.		
* POROSIDAD Y MINERALOGÍA A PARTIR DEL GRÁFICO CRUZADO DE DENSIDAD-NEUTRÓN		
* SATURACIÓN DE AGUA CALCULADA UTILIZANDO ECUACIÓN DE INDONESIA.		
FORMACIÓN	Rw ohm.m	Salinidad ppm NaCl
U	0.04	70341
BASAL TENA	0.05	59400
* DATOS ADICIONALES USADOS EN LA EVALUACIÓN: Rmf = 1.062 ohm.m @ 83.39 grados F Temperatura de Fondo = 215 grados F		
* CUTOFFS USADOS:		
NETSAND		
POROSIDAD > 10%		
VSH < 40%		
NETOIL		
NETSAND		
So > 40%		
ANALISTA: M. GUERRERO		

Análisis Formación BT:



Análisis Formación U:



nota: Debido a las condiciones del pozo no nos peritió registrar las arenas T y Hollín

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Operativamente se presentaron varios problemas, debido a los washout que presento el pozo, estos no nos permitieron bajar a TD, se presentó un primer apoyo en la profundidad de 9716ft, después de varios intentos se logró llegar hasta 10500ft, el intento final se lo realizo con PCL y se llegó hasta 10547ft.
2. No hubo tiempo perdido en las operaciones de hueco abierto.
3. Se utilizó martillos en la corrida a hueco abierto como contingencia, no fue necesario que se activaran.
4. Se recomienda siempre la utilización de martillos como medida de contingencia en todas las corridas.
5. Es necesario que el calibre del pozo sea lo más homogéneo posible ya que si presenta demasiados washouts, rugosidades la lecturas de algunas herramientas tipo patín se ven muy afectadas.