



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO

**“ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MODELOS DE EATON Y
HOTTMAN & JOHNSON PARA GENERAR LAS CURVAS DE PRESIÓN
DE FORMACIÓN A PARTIR DE REGISTROS DE POZOS DE LA
CUENCA ORIENTE”**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR
PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:
INGENIERO EN PETRÓLEO**

AUTORES:

**ARIEL JONATHAN BAQUE ALEJANDRO
JEFFERSON MIGUEL VILLEGAS YAGUAL**

TUTOR:

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, MSc

LA LIBERTAD, ECUADOR

2021

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

TEMA:

**“ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MODELOS DE EATON Y
HOTTMAN & JOHNSON PARA GENERAR LAS CURVAS DE
PRESIÓN DE FORMACIÓN A PARTIR DE REGISTROS DE
POZOS DE LA CUENCA ORIENTE”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

**ARIEL JONATHAN BAQUE ALEJANDRO
JEFFERSON MIGUEL VILLEGAS YAGUAL**

TUTOR:

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, MSc

LA LIBERTAD - ECUADOR

2021

UPSE

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

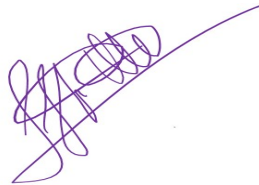
Nosotros, **ARIEL JONATHAN BAQUE ALEJANDRO** con C.I. **2450876806** y **JEFFERSON MIGUEL VILLEGAS YAGUAL** con C.I. **0923403778**, declaramos bajo juramento que el presente trabajo denominado “**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MODELOS DE EATON Y HOTTMAN & JOHNSON PARA GENERAR LAS CURVAS DE PRESIÓN DE FORMACIÓN A PARTIR DE REGISTROS DE POZOS DE LA CUENCA ORIENTE**” es de nuestra autoría; el cual no ha sido presentado para ningún grado o calificación profesional y que hemos consultado las referencias bibliográficas incluidas en este documento.

Posteriormente, cedemos, los derechos de propiedad intelectual sobre este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de Propiedad Intelectual, por su reglamento y por la normativa intelectual vigente.



Ariel Jonathan Baque Alejandro

C.I. 2450876806



Jefferson Miguel Villegas Yagual

C.I. 0923403778

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing Carlos Alberto Portilla Lazo, Msc.
TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN
Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo “ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MODELOS DE EATON Y HOTTMAN & JOHNSON PARA GENERAR LAS CURVAS DE PRESIÓN DE FORMACIÓN A PARTIR DE REGISTROS DE POZOS DE LA CUENCA ORIENTE” previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo elaborado por Ariel Jonathan Baque Alejandro y Jefferson Miguel Villegas Yagual, egresados de la Escuela de Petróleo, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, MSC.

C.I. 0913412367

TUTOR

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

La Libertad, 16 de agosto de 2021

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Yo **Alejandro Orrala Letty Gisela**, con cédula de ciudadanía **0912208253**, certifico que he revisado la redacción, estilo y ortografía del contenido del proyecto de investigación: **“Análisis comparativo de los modelos de Eaton y Hottman & Johnson para generar las curvas de presión de formación a partir de registros de pozos de la Cuenca Oriente”**, elaborado por **Ariel Jonathan Baque Alejandro** y **Jefferson Miguel Villegas Yagual**, presentado como requisito académico previo a la obtención del título de **Ingeniero en Petróleo** de la **Universidad Estatal Península de Santa Elena** de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la carrera de Ingeniería en Petróleo.

El mencionado trabajo, en el contexto general, cumple con los requisitos de redacción, estilo y ortografía para el uso del idioma español.

Certificación que otorgo para fines académicos pertinentes, en la ciudad de Santa Elena a los dieciséis días del mes de agosto de dos mil veinte y uno.

Atentamente,



Letty Gisela Alejandro Orrala
“MAGISTER EN DISEÑO Y
EVALUACIÓN DE MODELOS EDUCATIVOS”
Número de cédula: 0912208253
Número de celular: 0993171533
Número de registro del SENESCYT: 1050-12-86029461



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
Creación: Ley No. 110 R.O. No. 366 (Suplemento) 1998-07-22

La Libertad, 18 de agosto de 2021

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

002-CAPL-2021

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema **“ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MODELOS DE EATON Y HOTTMAN & JOHNSON PARA GENERAR LAS CURVAS DE PRESIÓN DE FORMACIÓN A PARTIR DE REGISTROS DE POZOS DE LA CUENCA ORIENTE”** elaborado por los estudiantes Ariel Jonathan Baque Alejandro y Jefferson Miguel Villegas Yagual, egresados de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema anti plagio URKUND, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 7% de la valoración permitida.

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, MSC.
DOCENTE TUTOR
C.I. 0913412367



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
Creación: Ley No. 110 R.O. No. 366 (Suplemento) 1998-07-22

REPORTE URKUND

TEMA: “ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MODELOS DE EATON Y HOTTMAN & JOHNSON PARA GENERAR LAS CURVAS DE PRESIÓN DE FORMACIÓN A PARTIR DE REGISTROS DE POZOS DE LA CUENCA ORIENTE”

**AUTORES: ARIEL JONATHAN BAQUE ALEJANDRO
JEFFERSON MIGUEL VILLEGAS YAGUAL**

Capture del reporte URKUND: Porcentaje de similitud

URKUND

Documento	TESIS PARA REVISIÓN BAQUE ALEJANDRO - VILLEGAS YAGUAL.docx (D111443114)
Presentado	2021-08-18 19:15 (-05:00)
Presentado por	cportilla@upse.edu.ec
Recibido	cportilla.upse@analysis.arkund.com

7% de estas 37 páginas, se componen de texto presente en 17 fuentes.

Capture del reporte URKUND: Fuentes de similitud

Lista de fuentes Bloques PORTILLA LAZO CARLOS ALBERTO (cportilla@upse.edu.ec)

⊕	Categoría	Enlace/nombre de archivo	⊖
⊕	>	https://de.slideshare.net/alexiscorrea5811/tesis-formacion-napounlocked	⊖
⊕	📄	https://1library.co/document/q7l817ky-caracterizacion-conglomerado-formacion-tiyuyacu-oriental-ecuador-adequa...	⊖
⊕	📄	1571851150_420__Riofrio_Silva_Andrés_Tarea4.pdf	☑
⊕	📄	1571858806_842__Deber_perforación.docx	☑
⊕	📄	1526707782_T18__tarea_2_intro.docx	⊖
⊕	📄	https://horizon.documentation.ird.fr/exl-doc/pleins_textes/doc34-08/010036207.pdf	☐
⊕	📄	Tesis urkund Diana-Johana.docx	☐

DEDICATORIA

A Dios por habernos dado la fuerza y la voluntad para llegar hasta este paso tan importante en nuestras vidas, darnos la fortaleza y la esperanza de cumplir con esta gran meta que es culminar nuestra carrera.

A nuestros padres por ser apoyo fundamental tanto emocional como económico pues con su gran sacrificio hemos llegado a cumplir cada uno de nuestros propósitos.

A nuestros hermanos porque nos han ayudado a forjar un carácter fuerte el mismo que nos ayudará a sobrellevar cada uno de los problemas que se presenten en el camino.

A nuestro tutor de tesis quien con sus enseñanzas nos han inculcado cada uno de sus conocimientos con la única finalidad de que logremos ser unos grandes profesionales.

A todos nuestros maestros por ser la guía desde la infancia hasta la actualidad porque han sabido educarnos e hicieron de nosotros unos niños de bien, los mismos niños que luego se convirtieron en unos jóvenes con muchas ganas de salir adelante y ser unos profesionales.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena por abrirnos sus puertas y darnos ese espacio para educarnos y convertirnos en profesionales en Ingeniería en Petróleos.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por haberme dado la fuerza y voluntad para llegar hasta este paso tan importante en mi vida.

A todos mis maestros por ser mi guía desde la infancia hasta la actualidad porque han sabido educarme e hicieron de mí un niño de bien, el mismo niño que luego se convirtió en un joven con muchas ganas de salir adelante y ser un profesional un sueño hecho realidad.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena por abrirme sus puertas y darme ese espacio para educarme y convertirme en un Ingeniero en Petróleos.

A mis padres por haberme hecho un hombre de bien para poder culminar este gran añorado paso que es el título universitario.

A mi hermano por haberme apoyado en los momentos en los momentos que he necesitado.

A nuestro tutor Ing. Carlos Portilla Lazo por habernos ayudado en este trabajo de investigación invirtiendo tiempo y sabiduría para lograr que este tema se cumpla con todos los conocimientos adquiridos en nuestra vida estudiantil.

Jefferson Miguel Villegas Yagual

AGRADECIMIENTOS

Agradezco eternamente a mis padres que han sido los pilares fundamentales y mi apoyo en cada paso que doy, agradezco su paciencia y esmero por ayudarme a conseguir cada meta que me propongo.

A mis hermanos que con sus enseñanzas me motivaron a seguir preparándome y ser una excelente persona.

A mi tía Lic. Letty Alejandro que siempre estuvo dispuesta a brindarme algún tipo de apoyo para poder salir adelante al igual que toda mi familia.

A nuestro docente tutor Ing. Carlos Portilla Lazo por las enseñanzas brindadas y la confianza que prestó en nosotros para realizar este trabajo.


A todos los docentes con los que he aprendido tantas cosas que serán muy importantes en mi vida profesional.

Ariel Jonathan Baque Alejandro

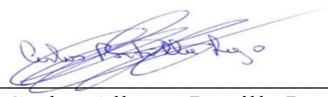
TRIBUNAL DE GRADO



Qf. Rolando Calero Mendoza, PhD.
DIRECTOR DE LA CARRERA
DE PETRÓLEOS



Ing. Jorge Paul Ordoñez Andrade, MSc
PROFESOR DE ARÉA



Ing. Carlos Alberto Portilla Lazo, MSc
TUTOR



Firmado digitalmente
por ERICA
LORENZO
GARCIA
Lcda. Erica Lorenzo García, PhD.
DOCENTE Y SECRETARÍA DE LA UIC

CONTENIDO

	Pag.
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	I
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	II
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA	III
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	IV
DEDICATORIA	VI
AGRADECIMIENTOS	VII
TRIBUNAL DE GRADO.....	IX
ABREVIATURAS	XVI
RESUMEN	XVIII
ABSTRACT	XIX
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	2
1.1 DESCRIPCIÓN DEL TEMA	2
1.2 ANTECEDENTES.....	2
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.4 JUSTIFICACIÓN	4
1.5 OBJETIVOS.....	4
1.5.1 Objetivo general.	4
1.5.2 Objetivos específicos	4
1.6 ALCANCE.....	4
1.7 HIPÓTESIS.....	5
1.8 VARIABLES	5
1.8.1 Variable Dependiente	5
1.8.2 Variable independiente.....	5
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	6
3.1 GENERALIDADES DE LA CUENCA ORIENTE.....	6
3.1.1 Ubicación.....	6

3.1.2	Historia de la Cuenca Oriente.....	7
3.1.3	Estratigrafía de la Cuenca Oriente.....	10
3.2	DATOS ESPECÍFICOS DEL CAMPO SACHA.....	21
3.2.1	Ubicación.....	21
3.3	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.	22
3.3.1	Factor Volumétrico De Petróleo (β_o).....	23
3.3.2	Densidad.	23
3.3.3	Densidad °API.....	24
3.4	PROPIEDADES DE LA ROCA.....	24
3.4.1	Porosidad.	24
3.4.2	Permeabilidad.	25
3.4.3	Saturación de Fluidos.	25
3.5	CONCEPTOS GENERALES.....	25
3.5.1	Presión de burbuja.	25
3.5.2	Presión de poro.	26
3.5.3	Causas de presiones anormales.....	27
3.5.4	Registros de Pozos.....	33
3.6	MODELOS PARA CALCULAR LA PRESIÓN DE PORO.....	38
3.6.1	Método de (Eaton, 1975).....	38
3.6.2	Método de Hottman & Johnson.....	39
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA		43
4.1	METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....	43
4.1.1	Tipo y diseño de la investigación.	43
4.1.2	Método de investigación a emplearse.....	43
4.1.3	Población y Muestra.	43
4.2	PROCEDIMIENTO REALIZADO PARA LA OBTENCIÓN DE RESULTADOS	44
4.2.1	Ingreso de los datos de pozos.	44
4.2.2	Lecturas del registro de gamma ray.....	45
4.2.3	Litología del campo.	49
4.2.4	Identificación de las zonas permeables y zonas impermeables.	50
4.2.5	Cálculos de la presión de sobrecarga.....	55
4.2.6	Determinar los intervalos de lutitas limpias.	56
4.2.7	Cálculo de la presión de poro según el método de Eaton.....	61
4.2.8	Cálculo de la presión de poro según el método de Hottman & Johnson. .	66

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	70
5.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL MÉTODO DE EATON Y HOTTMAN & JOHNSON.....	70
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	75
6.1 CONCLUSIONES	75
6.2 RECOMENDACIONES	76
BIBLIOGRAFÍA	77

LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1. Propiedades De Los Fluidos-Análisis P.V.T.....	23
Tabla 2. Tipos de estrato en el pozo Sacha 4.....	50
Tabla 3. Tipos de estrato en el pozo Sacha 12.....	51
Tabla 4. Tipos de estrato en el pozo Sacha 20.....	52
Tabla 5. Tipos de estrato en el pozo Sacha 32.....	54

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1. Ubicación de la Cuenca Oriente en los andes centrales Y septentrionales	6
Figura 2. Torre de la Cía. Shell, en la perforación del pozo Oglan Shell 1	10
Figura 3. Columna lito -estratigráfica de la Cuenca Oriente	11
Figura 4. Columna estratigráfica general del Cretácico en la Cuenca Oriente,.....	16
Figura 5. Delimitación del Campo Sacha	22
Figura 6. Mecanismo de generacion de sobrepresion ((Osborne & Swarbrick, 1997)) .	28
Figura 7. Mecanismos de generación de sobrepresión (Grauls, 1999).....	29
Figura 8. Desequilibrio de compactación	30
Figura 9. Presión acuatermal, magnitud de sobrepresión producida	31
Figura 10. Representación de la cementación en el espacio poroso.....	32
Figura 11. Registro SP, línea de lutita y línea de areniscas.....	34
Figura 12. Registro de espectrometría de rayos gamma.....	35
Figura 13. Registros sínicos.....	36
Figura 14. Ejemplo de perfil de resistividad.....	37
Figura 15. Gráficos desarrollados por Hottman & Johnson. a) Registros sínicos y b) Registros de resistividad.....	41
Figura 16. Datos procesados en Excel.....	45
Figura 17. Registro Gamma Ray del pozo 4	46
Figura 18. Registro Gamma Ray del pozo 12	47
Figura 19. Registro Gamma Ray del pozo 20	48
Figura 20. Registro Gamma Ray del pozo 32	49
Figura 21. Profundidades y densidades de formaciones atravesadas durante la perforación.....	56
Figura 22. Línea base de lutitas del pozo 4	57

Figura 23. Línea base de lutitas del pozo 12	57
Figura 24. Línea base de lutitas del pozo 20	58
Figura 25. Línea base de lutitas del pozo 32	58
Figura 26. Selección de puntos de lutitas del pozo 4.....	59
Figura 27. Selección de puntos de lutitas del pozo 12.....	59
Figura 28. Selección de puntos de lutitas del pozo 20.....	60
Figura 29. Selección de puntos de lutitas del pozo 32.....	60
Figura 30. Tendencia normal y tendencia observada del pozo 4.....	62
Figura 31. Tendencia normal y tendencia observada del pozo 12.....	63
Figura 32. Tendencia normal y tendencia observada del pozo 12.....	64
Figura 33. Tendencia normal y tendencia observada del pozo 32.....	65
Figura 34. Correlación De H&J Para El Pozo Sacha 4	67
Figura 35. Correlación De H&J Para El Pozo Sacha 12	68
Figura 36. Correlación De H&J Para El Pozo Sacha 20	68
Figura 37. Correlación De H&J Para El Pozo Sacha 32	69
Figura 38. Comparación de las presiones en el pozo Sacha 4.....	71
Figura 39. Comparación de las presiones en el pozo Sacha 12.....	72
Figura 40. Comparación de las presiones en el pozo Sacha 20.....	73
Figura 41. Comparación de las presiones en el pozo Sacha 32.....	74

ABREVIATURAS

a: Es el coeficiente cuyo valor depende de la cuenca de interés.

API: American Petroleum Institute.

BN: Barriles a condiciones de normales.

BY: Barriles a condiciones de yacimiento.

Co. Ltda.: Compañía limitada.

Cps: Cuentas por segundos.

DEPTH: Profundidad.

DT: Datos del perfil de porosidad.

Fig: Figura.

Ft: Pies.

GE: Gravedad específica.

GR: Gamma ray.

K: Potasio.

Km: Kilometro.

Km2: kilómetros cuadrados.

LITH: Litología.

m: Metros.

Ma: Millones de años.

Pb: Presión de burbuja.

PN: Es la presión normal de Poro.

Pp: Presión de poro.

PR: Presión de reservorio.

Psi: Libras por pulgada cuadrada.

PVT: Presión, volumen, temperatura.

RESD: Datos del perfil de resistividad.

RHOB: Datos del perfil de densidad.

RN, CN y TN: Son los valores obtenidos de las líneas de tendencias de compactación.

Ro, Co y To: Son los valores obtenidos a partir de los registros resistivos, conductivos y sónicos.

Ron: Resistividad de la tendencia de compactación.

Rw: Radio del pozo.

S: Presión de sobrecarga.

Sg: Saturación de gas.

So: Saturación de petróleo.

SP: Potencial espontáneo.

Sw: Saturación de agua.

TOC: Contenido de materia orgánica.

Ton: Lecturas de tiempo de tránsito.

U: Uranio.

Us: Microsegundo por pie.

Vp: Volumen total.

VSH: Contenido de Arcilla.

Vt: Volumen total.

**“ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MODELOS DE EATON Y HOTTMAN
& JOHNSON PARA GENERAR LAS CURVAS DE PRESIÓN DE FORMACIÓN
A PARTIR DE REGISTROS DE POZOS DE LA CUENCA ORIENTE”**

RESUMEN

El presente trabajo consiste en analizar los métodos de Eaton y Hottman & Johnson para realizar una comparación y determinar cuál es el método más confiable, con el fin de mantener la integridad de los pozos estudiados durante la perforación, que generalmente presentan inconvenientes producidos por sobrepresiones. Para esto se comparan los métodos de predicción de presión de poro donde se selecciona el más idóneo y preciso. En el desarrollo del proyecto se utilizan datos de cuatro pozos pertenecientes al campo Sacha de la Cuenca Oriente en donde se interpretan los datos de registros eléctricos tales como gamma ray, potencial espontaneo, sónico, densidad, resistividad y el porcentaje de arcilla; los topes y bases de las formaciones, los estratos litológicos del campo para desarrollar la metodología a utilizar y el procedimiento a llevarse a cabo con estos métodos de predicción de poro (Eaton y Hottman & Johnson). Se muestran las gráficas de los registros obtenidos con los datos ingresados en una hoja de cálculo en formato excel y las ecuaciones correspondientes. Los resultados que se generan a partir de los dos métodos de predicción de presión de poro permiten identificar las zonas de los yacimientos donde existen influjos o sobrepresiones a nivel de la profundidad. Se concluyó que el método de Eaton resulta ser más eficiente por sus lecturas en las curvas de presión de poro.

PALABRAS CLAVE: SOBREPRESIONES / POROSIDAD / PRESIÓN DE PORO.

**“ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MODELOS DE EATON Y HOTTMAN
& JOHNSON PARA GENERAR LAS CURVAS DE PRESIÓN DE FORMACIÓN
A PARTIR DE REGISTROS DE POZOS DE LA CUENCA ORIENTE”**

ABSTRACT

The present work consists of analyzing the Eaton and Hottman & Johnson methods in order to make a comparison and determine which is the most reliable method, in order to maintain the integrity of the wells studied during drilling, which generally have drawbacks due to overpressures. To achieve this task, pore pressure prediction methods are compared, where the most appropriate and accurate is selected. In the development of the project, data from four wells belonging to the Sacha field of the Oriente Basin are used, where data from electrical records such as gamma rays, spontaneous and sonic potential, density, resistivity and the percentage of clay are interpreted; the tops and bases of the formations, the lithological strata of the field to develop the methodology to be used and the procedure to be carried out with these pore prediction methods (Eaton and Hottman & Johnson). The graphs of the records obtained with the input data in a spreadsheet in excel format and the corresponding equations are shown. The results generated from the two pore pressure prediction methods make it possible to identify the areas of the reservoirs where there are inflows or overpressures at depth level. It was concluded that the Eaton method turns out to be more efficient due to its readings in the pore pressure curves.

KEYWORDS: OVERPRESSURES / POROSITY / PORE PRESSURE.

INTRODUCCIÓN

La geomecánica en la actualidad contribuye de manera significativa en la ingeniería del petróleo, posibilitando evaluar los posibles riesgos que presentan las rocas y fluidos en cuanto a cambios de esfuerzo, presiones y temperatura. Gracias a esto es posible obtener mejores resultados al momento de perforar los pozos y también al ponerlos en producción.

En este trabajo de investigación, se abarcan temas importantes durante la perforación, por ejemplo: presiones, sobrepresiones, influjos, registros de pozos y los métodos que se utilizaran para generar las curvas de presión de poro.

En el primer capítulo se indican aspectos generales como: breve descripción del tema, planteamiento del problema, antecedentes de investigaciones previas referentes a curvas de presión de formación, objetivo general, objetivos específicos y la justificación del porqué se realizó el proyecto.

El capítulo II contiene información referente a la Cuenca Oriente, las propiedades de la roca como lo son la porosidad, permeabilidad y saturación. A su vez, también se describen las propiedades de los fluidos en donde se encuentran la densidad, densidad Api y el comportamiento del factor volumétrico, también de los conceptos de los modelos para calcular la presión de poro.

El capítulo III detalla los procedimientos para la obtención del gradiente de presión de poro y a su vez la presión de poro a través de los métodos de Eaton y Hottman & Johnson, donde se empieza por interpretar los registros de pozo y elaborar las respectivas gráficas para generar los resultados deseados para cada pozo.

En el capítulo IV está conformado por los resultados obtenidos en esta investigación y con esto plantear el método más eficaz para obtener la presión de poro.

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 DESCRIPCIÓN DEL TEMA

En la planificación de la perforación de un pozo se deben contemplar varios aspectos, como los tiempos y costos de operación. Todos estos estudios se los debe realizar obligatoriamente, ya que comúnmente durante la perforación se pueden presentar varios problemas a medida que se perforan las formaciones productoras. Conociendo que en la Cuenca Oriente los pozos en su mayoría son profundos, sobrepasando los 10000 pies los cuales los inconvenientes van a presentarse con mayor frecuencia (Aizprúa & Quinde, 2014).

De los registros de pozos, tales como: gamma ray, potencial espontáneo, sísmico y densidad, se pueden obtener datos muy importantes para predecir las presiones que existen en el subsuelo, como son la presión de sobrecarga, presión de fractura y las presiones de poro. Hay varios métodos para poder realizar estas predicciones y las que se utilizan en este trabajo de investigación serán el Método de Eaton y el de Hottman & Johnson.

Por lo expuesto, para generar las curvas de presión de poro se realiza un algoritmo en las hojas de cálculo de excel con sus respectivas gráficas.

1.2 ANTECEDENTES

En el tiempo de perforación de un pozo de producción los problemas más comunes que suelen haber pueden ser: problema de flujo, descontrol del pozo, pegaduras de tubería por presión diferencial, ojo de llave, pérdidas de circulación, colapso de tuberías de revestimiento y posibles desmoronamientos en el pozo por formaciones débiles. En consecuencia, provoca pérdida de tiempo de perforación y aumento de costos ya establecidos en la planeación del pozo.

Los problemas expuestos son en su mayoría ocasionados por la deficiencia del método aplicado para identificar las presiones de poro, por ende, se busca generar la curva más eficiente para evitar este tipo de inconvenientes. Dicho de otra manera, se debe correr registros a los pozos del campo Sacha para identificar los métodos que más se relacionan con la realidad de los pozos seleccionados, y así evitar los problemas que ocasionan contratiempos al momento de perforar.

Existen otros trabajos de investigación donde se han estudiado temas relacionados a este trabajo, tal como (Agatón & Sandra, 2018) en el cuál realizaron una predicción de la presión de poros en el terciario y cretácico para la planeación y perforación de un pozo inyector donde se utiliza el método de Eaton. Otro trabajo guía (Oña & Armijos, 2018) que explica la “Metodología para generar las curvas de presión de formación y presión de fractura mediante un algoritmo a partir de los registros de pozo en el campo Gustavo Galindo Velasco”, en el cual aplican el método de Eaton para identificar lo ya mencionado en tres pozos del campo Ancón, siendo estos trabajos los que tomamos de referencia para realizar este proyecto.

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Para saber si un pozo es rentable económicamente, hay que conocer datos relevantes para la planificación de perforación y predecir el comportamiento de las presiones en el yacimiento, optimizando el tiempo y el costo de la perforación.

En la Cuenca Oriente se encuentran grandes reservas de hidrocarburo, pero al ser pozos en su mayoría de más de 10000 pies de profundidad, requieren una inversión mayor para preservar la integridad del pozo (Aizprúa & Quinde, 2014).

Existen varios problemas que suelen surgir generalmente durante la perforación, los cuáles pueden ser: influjos, problemas en control, pegadura de tubería por presión diferencial, pérdidas de circulación, derrumbes de formación, descontrol de las presiones anormales del pozo durante la perforación, entre otros.

Para todo esto, es indispensable conocer el comportamiento de las curvas de presión de poro y así perforar en condiciones estables y seguras, asegurando la integridad del pozo y evitando costos no programados, así como reduciendo los tiempos de no producción.

1.4 JUSTIFICACIÓN

Mediante el desarrollo de esta investigación se busca determinar la mejor opción mediante la comparación de dos modelos matemáticos para generar la curva de presión de poro de los registros de densidad, gamma ray, porosidad y sónico, con la finalidad de tener una óptima ventana de perforación, para poder perforar de una manera eficiente y en condiciones seguras.

El proyecto será más eficiente si determinamos las presiones de poro, con lo cual van a disminuir los problemas de inestabilidad, pérdida de circulación, presiones anormales y aumentando la limpieza del pozo. Por tal motivo, los costos de perforación no aumentarán.

1.5 OBJETIVOS

1.5.1 Objetivo general.

- Desarrollar una comparación entre los modelos de Eaton y Hottman & Jhonson aplicando registros de densidad, porosidad, sónico y gamma ray, para determinar con una mayor precisión y generar la curva de presión de formación.

1.5.2 Objetivos específicos

- Determinar las propiedades geológicas del campo.
- Realizar un análisis PVT en dicho campo.
- Indagar sobre las características generales de los registros de pozos aplicados en dicho campo.
- Determinar qué modelos matemáticos son eficientes para aplicarlos en este proyecto.
- Determinar si el modelo matemático es factiblemente económico para aplicarlo.

1.6 ALCANCE

Con este trabajo de investigación se busca tener una diferencia significativa entre los dos métodos que se estudiarán, para así analizar cuál es más conveniente aplicar, se busca el beneficio tanto salvaguardando la integridad del pozo como también la parte económica.

Con datos más exactos se espera predecir futuros problemas por presiones anormales y prevenir problemas durante la perforación.

1.7 HIPÓTESIS

El “Análisis comparativo de dos modelos matemáticos para generar las curvas de presión de formación a partir de registros de pozos de la Cuenca Oriente”, permitirá mejorar la precisión de las curvas de presión de poro con cálculos más exactos y ayudará a evitar problemas de sobrepresiones en los pozos.

1.8 VARIABLES

1.8.1 Variable Dependiente

La predicción de las sobrepresiones que se forman en el interior del yacimiento durante la perforación de pozos petrolíferos permite estimar un posible inconveniente o reducir el nivel de incertidumbre.

1.8.2 Variable independiente

La implementación de registros eléctricos de pozos exploratorios de la Cuenca Oriente permite generar curvas de presiones de sobrecarga, presión de poro, presiones anormales, presión hidrostática aplicando los métodos de Eaton y el de Hottman & Johnson en una hoja de cálculo de excel.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

3.1 GENERALIDADES DE LA CUENCA ORIENTE

3.1.1 Ubicación.

La Cuenca Oriente es una cuenca de antepaís de trasarco que forma parte del cinturón desarrollado al este de la Cordillera de los Andes, y pertenece a la Provincia Geológica Petrolera Putumayo - Oriente - Marañón (Figura 1), cuya evolución está ligada al desarrollo de la Cordillera Andina.

La cadena de cuencas subandinas orientales se desarrolló desde Venezuela hasta Bolivia entre la Cordillera de los Andes y el Escudo Guayano – Brasileño.

Se ubica al norte de la charnela entre los Andes Centrales y los Septentrionales (Figura1). Está situada en una zona estructuralmente muy compleja, razón por la cual esta región sufre cambios de esfuerzos significativos que pueden ser causantes de la gran actividad sísmica y volcánica. La evolución geodinámica tanto de los Andes Centrales como Septentrionales está ligada a la subducción de la placa Nazca (oceánica) bajo la placa Sudamericana (continental) (Baby, Rivadeneira, & Barragan r, 2004).



Figura 1. Ubicación de la Cuenca Oriente en los andes centrales Y septentrionales
Fuente: (Marlon & Johanna, 2013))

3.1.2 Historia de la Cuenca Oriente.

a Etapa exploratoria.

Esta etapa, se extendió hasta mediados de la década de 1960, y abarca el conocimiento natural de las manifestaciones superficiales de hidrocarburos manaderos, conocidos desde épocas ancestrales, pasando por los estudios de varios naturalistas hasta los trabajos exploratorios iniciales (Baby, Rivadeneira, & Barragan r, 2004).

Como resultado, se categorizó a la Cuenca Oriente como cuenca sedimentaria, con una columna estratigráfica de espesor considerable que va del Paleozoico al Reciente, con rocas porosas y permeables, con excelente potencial de roca reservorio, con arcillas y calizas negras, bituminosas, cualitativamente susceptibles de ser consideradas como potenciales rocas madres, con posibilidad de encontrar trampas ya que los niveles del reservorio están cubiertos por capas impermeables arcillosas y calcáreas y con un grado de estructuración importante relacionado con la evolución histórica de la vecina Cordillera Andina, todo lo que permitió definir a la Cuenca Oriente como potencialmente hidrocarburífera, y que se consolidó, aún más, con el descubrimiento de crudo por parte de Shell en el reservorio Tena Basal del pozo Tiputini Shell 1, y pequeñas producciones en los reservorios Hollín y T del pozo Vuano 1. Sin embargo, en esta etapa no se encontraron acumulaciones comerciales de crudo (Baby, Rivadeneira, & Barragan r, 2004).

b El inicio de la exploración petrolera.

En 1921, el Gobierno Nacional otorgó a la compañía norteamericana Leonard Exploration Company, la primera concesión en la historia de la cuenca, en una extensión de 25.000 km², que abarcó gran parte del piedemonte entre el volcán Sumaco al Norte y la ciudad de Macas al Sur. El plazo de dicho contrato fue de 50 años (Gordillo, 2003).

La compañía antes mencionada concentró su actividad en estudios de geología de campo en el área de su concesión, donde los resultados obtenidos por los geólogos T. Watson, J. Sinclair y Colony, se convirtieron en los pioneros de la estratigrafía de la cuenca, al describir y nombrar por primera vez los “basaltos y tobas Misahuallí”, que subyacen a la “arenisca Hollín” y a las “calizas y lutitas Napo”, nombres tomados de los principales ríos que atraviesan la parte sur del Levantamiento Napo. En sus informes,

describen además las “capas rojas y conglomerados” que sobreyacen a los sedimentos Napo, y que posteriormente serían bautizadas como formaciones Tena y Tiyuyacu (Rivadeneira & Baby, 1999). Sin embargo poco después de llegada la compañía al país se desato una polémica por el contrato firmado, tal como refleja en el diario El Comercio en la edición del 22 de septiembre de 1921, en el cual el periodista concluyó: *“Necesitamos negociar nuestra riqueza petrolera y no hay mercader caballero hoy en día en asunto. Lo único que nos ha de librar de todo peligro son la honradez administrativa y la justicia y propiedad de la ley de la materia...”*.

Finalmente, esta compañía se retiró abruptamente del país, incumpliendo con casi todos los compromisos contraídos con el gobierno, incluyendo la construcción de un tramo de ferrocarril entre Pelileo y Baños, también un camino de herradura entre Baños y Mera (a ese tiempo no existían vías carrozables que penetren la Región Amazónica) (Rivadeneira & Baby, 1999).

c El trabajo geológico pionero de la Shell.

En 1937, la Royal Dutch Shell recibió a través de la Anglo Saxon Petroleum Co. Ltda. Una concesión de diez millones de hectáreas que prácticamente cubría toda la Cuenca Oriente (Larrea, 2009, pág. 149). Luego, como consecuencia de los límites territoriales impuestos post guerra con Perú, el área de esta concesión se redujo drásticamente. Su base de operaciones la estableció en Mera, cerca al Puyo, en donde construyeron un aeropuerto, por lo que, el nombre de dicha compañía quedó impreso en el poblado, actualmente cantón, conocido desde entonces como Shell Mera.

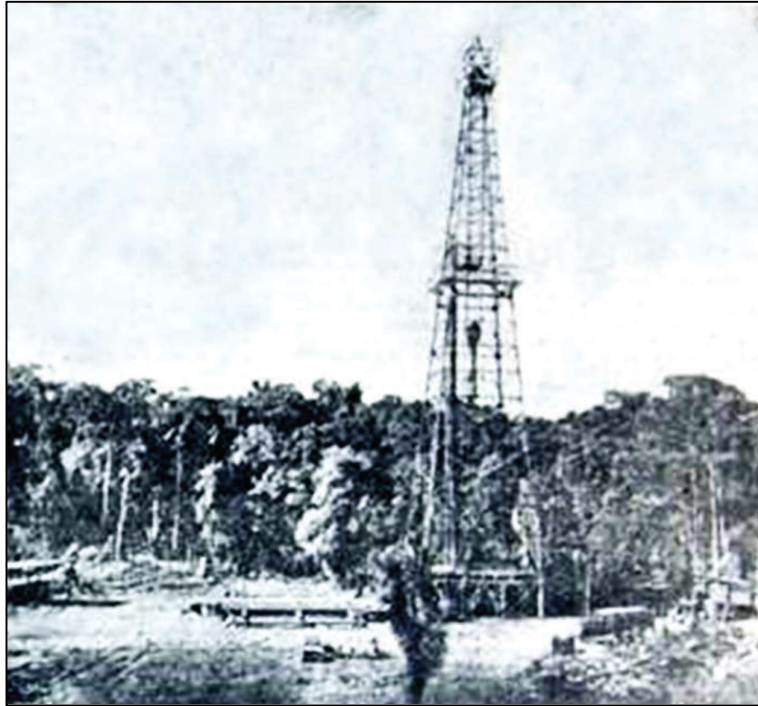
En 1938, la Shell inicia su actividad exploratoria, que fue de lejos la más importante de esta etapa, al abarcar entre 1939 y 1946, con gravimetría; toda su concesión (el Subandino y gran parte del resto de la cuenca), con 4.553 estaciones, definiendo con este método la forma de la cuenca, que muestra una pendiente regional que va desde valores de +15 mgls cerca al borde este hasta -140 mgls al pie de la Cordillera de los Andes en Mera al (Tschopp, 1953). Determino con el método de gravimetría los rasgos destacados de la flexura del Yasuní o la estructura fallada, representada en el mapa obtenido realizando la prueba, e identifica que con este método no se logró determinar con exactitud las estructuras importantes de la cuenca, con excepción de la antes mencionada estructura del Yasuní y la zona Subandina. Además de esto, se efectuó un levantamiento

aéreo-fotográfico en un área de 33.000 km² comprendido entre la parte central de la cuenca y el Subandino, desarrollado por la compañía Royal Dutch Shell. Finalmente, entre julio de 1943 y agosto de 1949, se obtuvo el registro de un total de 4.070 km de líneas sísmicas divididos en varias campañas, iniciando con un levantamiento para definir el alto Vuano, posteriormente probado con perforación exploratoria (Baby, Rivadeneira, & Barragan r, 2004).

Los geólogos de campo de la Shell desarrollaron un trabajo sistemático de gran calidad que, junto al efectuado por los geólogos de Leonard Exploration, sirvió para sentar las bases de la estratigrafía y de la geología del petróleo de la Cuenca Oriente. (Tschopp, 1953), geólogo del Grupo Royal Dutch Shell y gerente (en ese entonces) de la Shell en Ecuador, publicó en octubre de 1953, en el boletín (volumen 37), de la Asociación Americana de Geólogos del Petróleo (AAPG por sus siglas en inglés), el artículo “Oil Exploration In The Oriente Of Ecuador, 1938-1950”. (Rivadeneira & Baby, 1999)

En dicho artículo se describió (por primera vez) la estratigrafía completa de la Cuenca Oriente, basada en los informes de los trabajos de campo realizados entre 1938 y 1948 por los geólogos de la Leonard Exploration, en la publicación de un artículo de (Rivadeneira & Baby, 1999) aparecido en el Anuario “La Minería y el Petróleo en el Ecuador” de 1941, en donde por primera vez se describen los nombres de algunas formaciones de la cuenca, y, principalmente en los informes de sus subalternos, los geólogos J. Dozy y K. Goldschmidt, fueron quienes efectuaron la primera descripción de las formaciones Paleozoicas Macuma y Pumbuiza. Goldschmidt, además, fue el primero en describir las formaciones Jurásicas Santiago y Chapiza. (Rivadeneira & Baby, 1999)

El mérito de (Tschopp, 1953) está en haber sistematizado y descrito la columna estratigráfica del Paleozoico al Reciente, incluida la Formación Mesa del Plio-Pleistoceno, con excepción de la Formación Orteguzza del Oligoceno, no conocida hasta ese entonces en afloramientos del Subandino. Asimismo, (Tschopp, 1953) estableció los marcadores sísmicos más importantes, la presencia de reservorios cretácicos y de una potencial roca madre: “La Napo, es una formación bituminosa, la cual se extiende a través de todo el Oriente”.



*Figura 2. Torre de la Cía. Shell, en la perforación del pozo Oglan Shell 1
Fuente; (Comercio, 1948)*

3.1.3 Estratigrafía de la Cuenca Oriente.

a Precámbrico.

En el Ecuador, las rocas de esta era no afloran mucho, pero cuando se perforaron los pozos exploratorios Paracucha 1, Shushufindi 1, VHR 1 se encontraron los primeros afloramientos en la Cuenca Oriente. Este sustrato está compuesto por rocas ígneas y metamórficas, el basamento cratón de Guyana ha sido con el que más se ha relacionado el sustrato. La muestra tomada en el pozo Tapi 1, arrojó que la edad estimada es de 1600 ± 40 millones de años según Texeira 1989 en (Rivadeneira & Baby, 1999, pág. 72)

COLUMNA ESTRATIGRAFICA CUENCA ORIENTE

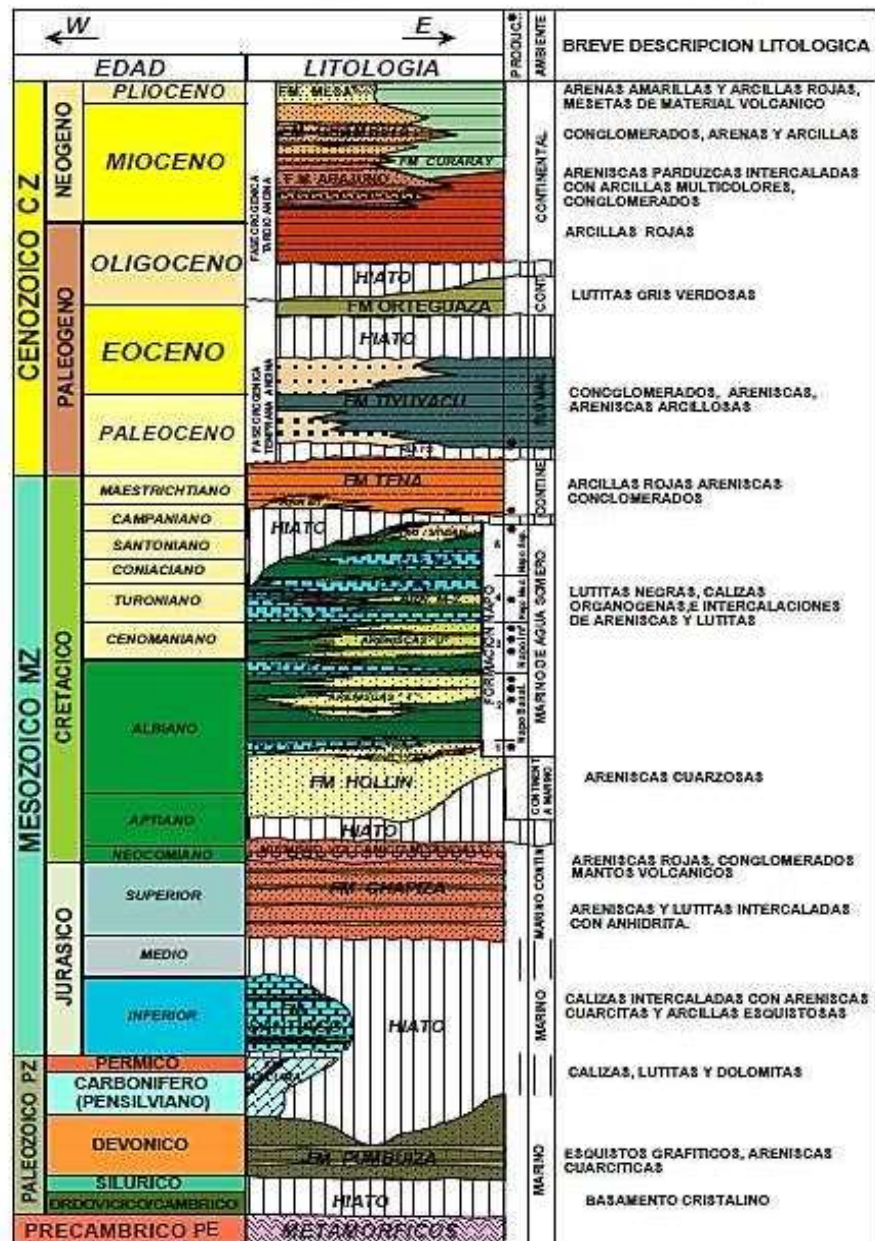


Figura 3. Columna lito -estratigráfica de la Cuenca Oriente
Fuente: (Dashwood & Abbott, 1990)

b Paleozoico.

- *Formación Pumbuiza.*

Esta formación aflora al Noroeste del cerro Macuma, en el Río Llushín y en la cordillera de Tiririco, consiste principalmente de pizarras grises a negras, en algunos lugares gráficas, con intercalaciones de areniscas cuarcíticas duras de grano fino y

conglomerados de color gris oscuro con cláston subangulares a subredondeados muy compactos y de matriz silíceas. (Rivadeneira & Baby, 1999, pág. 18). El espesor es desconocido, está por debajo de la formación Macuma. El contacto que ejercen es una discordancia angular. Son rocas que se formaron en un ambiente marino de plataforma a las que se le calculó una edad Paleozoica Pre-Carbonífera.

- *Formación Macuma.*

La formación Macuma la conforman calizas bioclásticas y lutitas negras sobreyacidas por pizarras y calcitas blancas a verdosas. Aflora en los núcleos anticlinales mayores, asociada con la formación Pumbuiza. Correlaciones paleontológicas sugieren una edad del Pensilvaniano Temprano hasta el Pérmico (Duque, 2000, pág. 46).

Un análisis estratigráfico secuencial distinguió tres miembros relacionados con eventos eustáticos: (Christophoul, 1998, págs. 14-16):

Miembro Regresivo Inferior: Consiste de tres secuencias compuestas sucesivamente de arcillas pizarrosas, areniscas y calizas bioclásticas. El tope de este miembro está formado por arcillas rojas que pueden expresar una emersión.

Miembro Transgresivo: Consiste de dos secuencias; la primera formada por calizas blancas bioclásticas y arcillas pizarrosas. La segunda empieza con areniscas glauconíticas granodecrecientes y termina con arcillas oscuras.

Miembro Regresivo Superior: Consiste de una secuencia de arcillas oscuras, sobreyacida por calizas con trilobites.

En el norte del levantamiento del Cutucú, la formación Macuma se encuentra en una discordancia angular sobre la formación Pumbuiza. El contacto superior es una discordancia angular con la Formación Santiago.

c Triásico - Jurásico Temprano.

Se desconoce en afloramientos y podría constituir el relleno de los semigrabens que se encuentran en el dominio oriental de la cuenca (conglomerados del semigraben de Tiputini). Sería equivalente de la Formación Mitu encontrada en el pozo Bolognesi de la Cuenca Maraón (Rivadeneira & Baby, 1999, pág. 9).

- *Formación Sacha.*

El pozo Sacha profundo 1 fue el encargado de identificar la formación Sacha, sobre la base de los estudios palinológicos que arrojaron una edad triásica a las capas rojas localizadas inmediatamente sobre los pedimientos de la formación Macuma. Esta formación constituye un equivalente lateral continental de la Formación Santiago definida más al sur, en el Levantamiento Cutucú. Está conservada en grabens o semigrabens, erosionados y sellados por la Formación Yaupi.

- *Formación Santiago.*

La Formación Santiago está conformada por rocas enigmáticas que se encuentra en la cordillera de Cututú, que fueron investigadas por (Baby, Rivadeneira, & Barragan r, 2004), se encargaron de describir la litoestratigrafía de estas rocas. Y en otro ámbito otros decidieron investigar el carácter petrolífero de estas rocas, determinando que la roca tenía un gran potencial para ser roca madre.

No existen estudios previos que identifiquen el entorno de formación de estas rocas. Como resultado, esta formación se ha convertido en uno de los sistemas menos estudiados a nivel regional, que guarda más secretos sobre cómo era la Tierra hace 170 millones de años y cómo evolucionó un relieve desde entonces.

d Jurásico Medio – Cretácico Temprano.

- *Formación Chapiza.*

Se encuentra en el sur de la cuenca (Levantamiento Cutucú), formada por una sucesión de sedimentos clásticos continentales (capas rojas) que se depositaron en un ambiente continental de clima seco o desértico, con pequeñas incursiones marinas (transgresiones) de distribución local. Su espesor varía de 600 a 4500 metros. Se la considera de edad jurásica medio a terminal (Rivadeneira & Baby, 1999).

La Formación Chapiza fue distribuida por (Tschopp, 1953) en 3 partes:

- Chapiza Inferior: Conocida como Chapiza roja y gris, la que consiste en una alternancia de lutitas; areniscas de color gris, rosado, violeta; delgados horizontes de evaporitas y concreciones de dolomitas.

- Chapiza Medio: Comprende una alternancia de lutitas y areniscas de color rojo, sin intercalaciones de evaporitas.
- Chapiza Superior: Lutitas rojas; areniscas feldespáticas y conglomerados interestratificados con tobas violáceas, grises y verdes; brechas tobáceas y basaltos.

- *La Formación Yaupi.*

Ubicada en la parte norte de la cuenca, corresponde a los depósitos de la parte superior de la Formación Chapiza, datados del Jurásico Superior - Cretácico Inferior. En el pozo Sacha Profundo 1, están conformados por argilitas abigarradas con intercalaciones de tobas basálticas, tobas intercaladas con limolitas y arcillolitas multicolores con basaltos (Baby, Rivadeneira, & Barragan r, 2004). La diferencia de esta secuencia volcano – clástica, con la categoría de formación, se da en base a la respuesta sísmica y a su correlación con la columna del pozo Sacha profundo 1.

- *Formación volcánica Misahuallí.*

Cuya zona de afloramiento parece estar restringida a la zona Subandina, es un equivalente lateral del miembro inferior, en medio de la Formación Chapiza y probablemente de la Formación Yaupi. Forman parte del arco magmático que corre desde el norte del Perú hasta el norte de Colombia (Romeuf, 1995) por estar constituida de acumulaciones volcánicas masivas y gruesas. Según nuevos datos radiométricos, su edad abarca el intervalo Liásico Tardío – Jurásico Superior Temprano 190 - 150 Ma, Pliensbachiano – Oxfordiano y una edad radiométrica de 172.3 ± 2.1 (Romeuf, 1995).

e Cretácico.

- *Formación Hollín.*

Las areniscas cuarzosas blancas epicontinentales de la Formación Hollín, sobreyacen a varias rocas Preaptienses a través de la región Oriental del Ecuador. La formación posee un espesor de 80 a 240 metros y también están compuestas por lutitas fracturadas. Las cuarcitas de Hollín afloran extensamente en la zona subandina, particularmente estando expuestos en algunas partes del levantamiento Napo. Estas subyacen gran parte del este

oriental formando un importante reservorio de rocas en los campos petroleros del nororiente ecuatoriano. (Baldock, 1982, pág. 20).

- *Grupo Napo.*

El Grupo Napo, es talvez la secuencia con más importancia en la Cuenca Oriente, está conformado por una sucesión de lutitas negras, areniscas calcáreas y calizas grises a negras. Los espesores de esta formación varían en un intervalo de 200 a 700 metros y sobreyace paralela a la formación Hollín por todo el Oriente (Baldock, 1982, pág. 20).

El Grupo Napo está dividido en las siguientes formaciones:

- *Formación Napo Basal.*

(Ordoñez, 2006) Determino que la formación es una secuencia de trasgresión (arenisca basal y caliza «C») y regresiva (calizas y areniscas «T») de los mayores transgresores de lutitas Napo basal, es el último banco arenoso de la formación Hollín, areniscas T y calizas C y T.

La edad de las Areniscas basales y Calizas C varía entre el Albiano Medio Temprano (suroeste) y el Albiano Medio Tardío (centro). Desaparecen hacia el este o noreste, Por lo tanto, no pueden ser utilizadas como línea de tiempo (Jaillarde, 1997, pág. 77).

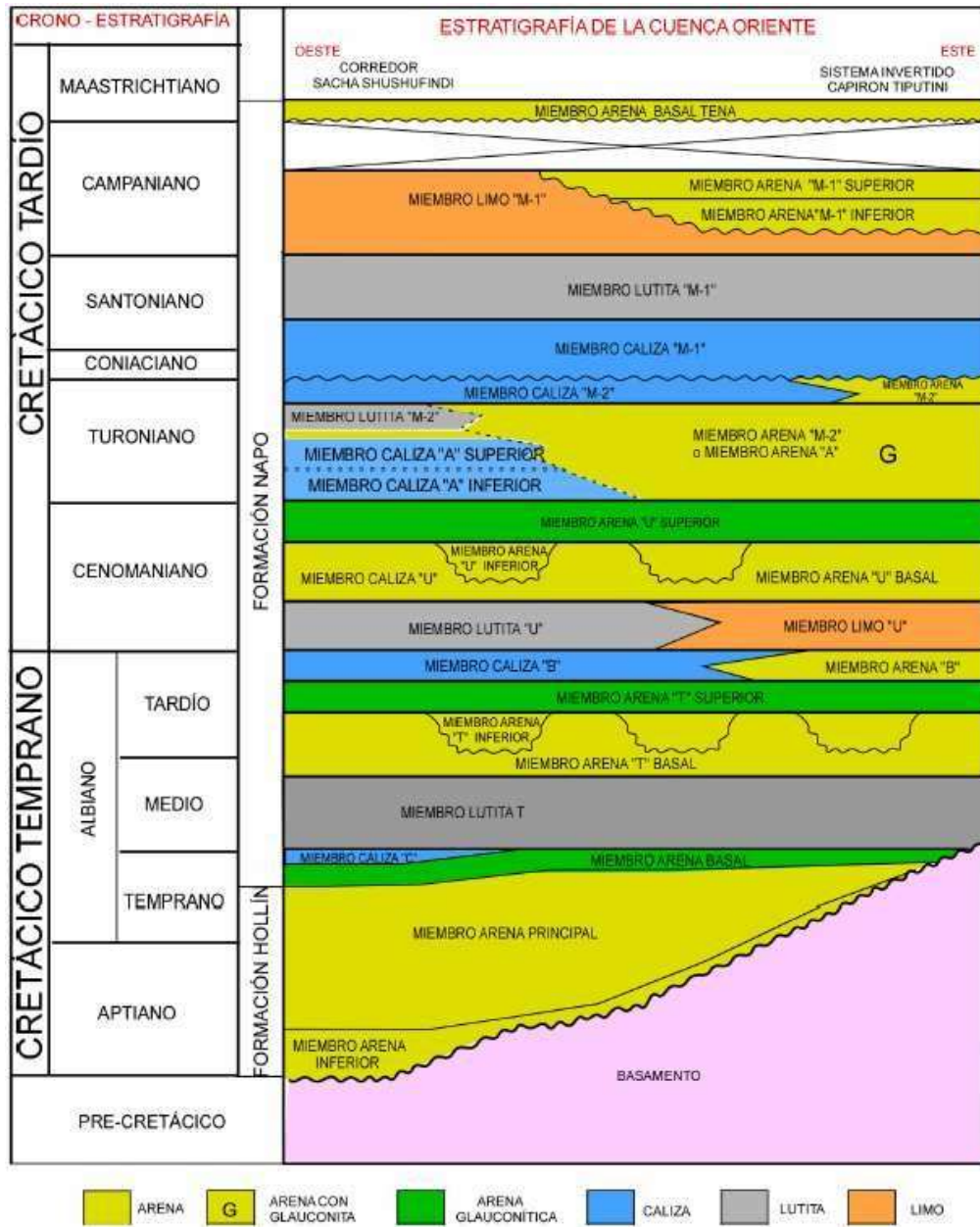


Figura 4. Columna estratigráfica general del Cretácico en la Cuenca Oriente,

Fuente: Vaca, 2004

Lutitas Napo Basal.

Poseen un contacto basal muy diacrónico: Albiano Medio parte temprana a mediana en el Suroeste, y base del Albiano superior en el Centro y Noreste de la cuenca (fig. 4). En cambio, su parte superior es una transgresión mayor que constituye una buena línea de tiempo de edad base del Albiano Superior.

- **Las Calizas T.-** Solo son conocidas en el oeste y sur de la cuenca. Hacia el este, es probable que pasen lateralmente a formar parte de las areniscas T. Tienen una edad Albiano Superior, parte inferior. Un leve dicromismo de la base de la unidad es posible, pero es despreciable (Jaillarde, 1997, pág. 77).
- **Las Areniscas T.-** Su edad es Albiano Superior, parte Inferior a Mediana. Su base transgresiva parece ser una buena ígnea de tiempo. En cambio, no está claro todavía si el tope es también una ígnea de tiempo, ya que los diferentes cuerpos de las Areniscas T (T principal, T superior, etc.) no son fácilmente correlacionables de campo a campo o de campos a afloramientos (Jaillarde, 1997, pág. 77).
- **Las Calizas B.-** Son de edad Albiano Superior parte Mediana. Solo están conocidas en el Noroeste de la cuenca con una facies laminada y anóxica. Es probable que existan también en la parte Sur y Oeste de la cuenca con unas facies diferentes, ya que pasan al Perú a depósitos de plataforma carbonatada abierta. Hacia el este, se confunden con el tope de las Areniscas T. Consisten de calizas masivas, muy fosilíferas y disturbadas, contienen abundantes granos de glauconita e intercalaciones arenosas cuya proporción disminuye hacia arriba, como en ciertos afloramientos (Misahuallí y Ongota), presentan una superficie erosional accidentada y perforada sobreyacida por un nivel de arenisca calcárea glauconítica, que representa probablemente una emersión. Expresan un medio de plataforma muy somera, abierta, de buena energía y probablemente costera (influencias terrígenas), también un ambiente transgresivo.
- **Las Lutitas U.-** Son de edad Cenomaniano Inferior y son conocidas en toda la cuenca.
- **Las Areniscas U.-** En el centro y el este de la cuenca, las areniscas U sobreyacen a las calizas U, y serán más jóvenes, aunque no alcanzan al Cenomaniano Tardío. En el Centro de la cuenca, la base transgresiva de las areniscas U constituyen una buena línea de tiempo (Jaillarde, 1997, pág. 77).

- **Las Calizas A.-** Son de edad Turoniano Inferior Tardío, y Turoniano Medio. Están probablemente separadas de las areniscas U por un hiato de parte del intervalo Cenomaniano Tardío - Turoniano basal (Jaillard, 1997, pág. 77).
- **Las Calizas M-2.-** Son probablemente de edad Turoniano Superior, y alcanzan el Coniaciano basal para el tope (fig. 4). Hacia el este, pasan a las areniscas M-2 glauconíticas que son mayormente coetáneas de las calizas M-2, aunque una equivalencia con la parte superior de las calizas A es posible (Jaillard, 1997, pág. 88).
- **Las Calizas M-I.-** Son una secuencia de calizas-lutitas-margas. La base de las lutitas traduce una transgresión mayor de edad Coniaciano Inferior y constituye una muy buena línea de tiempo. Sus facies son bastante homogéneas en toda la cuenca (Jaillard, 1997, pág. 88).
- **Las Lutitas M-I.-** Traducen una nueva transgresión marina importante, cuya base está datada del Santoniano Inferior en Perú. Las condensaciones ligadas a la transgresión están materializadas por niveles de fosforitas radioactivas que constituyen buenas líneas de tiempo locales. No parecen alcanzar el Santoniano superior. Son muy homogéneas en la cuenca, pero experimentan una erosión creciente hacia el Oeste (Jaillard, 1997, pág. 88).

- *Formación Tena.*

Posee una litología que varía desde areniscas arkósicas al este, pasando hacia cuarzo areniscas, cuarzo areniscas arkósicas y cuarzo areniscas calcáreas en la parte central y norte. Hacia la zona subandina, se encuentran microconglomerados, brechas calcáreas y areniscas cuarzosas. La base de este miembro pertenece a una discordancia regional perteneciente a un cambio litológico importante. Esta discordancia se puede observar en algunos afloramientos de la zona subandina y en ciertas secciones sísmicas de la parte occidental de la Cuenca Oriente.

La Formación Tena debería ser dividida en dos unidades. La unidad inferior sería de edad Maastrichtiano (fig. 4). Y empieza por una transgresión mayor del Maastrichtiano inferior que constituye una buena línea de tiempo. La unidad superior podría pertenecer

a la edad del Paleoceno, y estaría separada de la anterior por un hiato del Maastrichtiano Superior Paleoceno Inferior (Jaillard, 1997, pág. 78).

f **Cenozoico.**

- *Formación Tiyuyacu (Eoceno Temprano A Media).*

Los estudios realizados en las secciones sísmicas del oriente ecuatoriano permitieron identificar una fuerte erosión intra - Tiyuyacu, diferenciando entre una formación superior y otra inferior.

- **Miembro Tiyuyacu inferior.** – Se encuentra conformado por conglomerados siendo estos los más notables y en una menor proporción de lutitas y areniscas gruesas. Los conglomerados dominan un 90% de rocas rojizas y angulosas y un 10 % de cuarzos lechosos y rocas metamórficas. Estos depósitos están organizados en rellenos de canales complejos (Christophoul, 1998). Su base está reconocida como una superficie de erosión regional.
- **Miembro Tiyuyacu superior.** – Está conformado mayormente por conglomerados y en menor proporción por areniscas y lutitas. La base del Miembro superior es igual a una superficie de erosión a tal punto que en ciertas partes de la cuenca (cordillera de Shaime).

- *Formación Orteguaza.*

La formación Orteguaza se encuentra sobre la formación Tiyuyacu Superior y se encuentra debajo de los sedimentos continentales fluviales de la Formación Chalcana. Está conformada por una serie marina somera compuesta de areniscas grises a verdusca y lutitas gris verdosas a negras. El color negro o gris muy oscuro de las lutitas, su fisilidad y la presencia de nódulos piríticos hacen énfasis a un ambiente reductor, al igual que la plataforma marina interna (zona intertidal).

En términos de ambiente de depositación, la formación Orteguaza muestra una mezcla de ambientes partiendo de una plataforma abierta (lutitas y lutitas bioturbadas), pasando por zonas bajo influencia de mareas caracterizada por “flaser” y “wavy bedding” hasta una llanura aluvial (canales conglomeráticos al tope) (Yuquilema, 2010).

g Neógeno Y Cuaternario.

- *Formación Chacal.*

La Formación Chalcana, está constituida de una secuencia de capas rojas representadas por una variedad de arcillas rojizas abigarradas con yeso (Rivadeneira & Baby, 1999). Su parte basal corresponde al equivalente lateral en facies continentales de la formación Orteguaza (Rivadeneira & Baby, 1999).

- *Formación Arajuno.*

Esta Formación está conformada principalmente por areniscas finas a gruesas, conglomerados intercalados con limolitas y arcillosas rojizas (Rivadeneira & Baby, 1999, pág. 14). Se encuentra separada de la formación Chalcana por un contacto bien definido, aunque hacia el sur, el cambio es más transicional. La Arajuno es una potente secuencia (más de 1.000 m) con variación litológica y ha sido dividida en tres: una arenisca inferior con conglomerado e intercalaciones de arcillas bentoníticas; una unidad intermedia de arcillas rojizas, yesíferas en la base y tobáceas en la parte superior, y una subdivisión superior de areniscas con lignitos (Baldock, 1982, pág. 24).

- *Formación Chambira.*

La Formación Chambira es una secuencia no fosilífera de gran espesor (de 1.000 – 1.500 metros) de sedimentos clásticos gruesos, sobreyacen a la formación Arajuno y transgrediendo a la formación Curacay, se lo ha dividido en tres unidades; la intermedia es tobácea, pero la Chambira básicamente consiste de un abanico de piedemonte y de sedimentos fluviales depositados durante una intensa erosión de la cordillera al oeste del oriente (Yuquilema, 2010, pág. 47).

- *Formación Curaray.*

La Formación está ubicada al este del oriente ecuatoriano, en donde subyace gran parte del territorio o cubierta por jungla bajo las delgadas capas aluviales. La formación está conformada por una serie potente de arcillas rojas, verdosas y azuladas, bien estratificadas. En ella se encuentra yeso, alternando con horizontes de areniscas de grano fino, horizontes tobáceos y carbonáceos. La formación Curaray contiene una abundante fauna (Anomocytheridae, Cyclocypris), que indica una sedimentación en agua dulce y, ocasionalmente, salobre y una edad Mioceno Superior. La secuencia tiene por lo menos

750 m de espesor y probablemente represente un ambiente entre lacustre y de estuario comparado con las condiciones continentales de agua dulce de la gran formación Arajuno, en su mayor parte sincrónica (Baldock, 1982).

- *Formación Mesa.*

La Formación mesa (rotuno) comprende una serie de terrazas disceptadas, compuestas de depósitos clásticos de medios a gruesos, debido de la continua erosión de la Sierra. La formación es más gruesa en el oeste, cerca de la cordillera (1.000 metros) en cambio en el este de la zona subandina es apenas 100 metros de espesor, aunque todavía se encuentran varios horizontes tobáceos (Jonatan, 2010, pág. 28). Las terrazas tienen evidencia de fallamiento, levantamiento y están parcialmente cubiertas por depósitos cuaternarios posteriores.

- *Formación Mera.*

La formación Mera está conformado por terrazas más jóvenes (topográficamente inferiores) estos depósitos están compuestos por abanicos de piedemonte del Cuaternario, areniscas tobáceas y arcillas, las que post datan al último periodo importante de fallamiento, y están menos disectadas que las terrazas remanentes de la formación Mesa (Rotuno), en el este los sedimentos de las terrazas reducen su espesor, tamaño de grano y altitud, casualmente gradan transicional hacia el aluvión del cuaternario parcialmente retrabajado de las cuencas de drenajes actuales (Baldock, 1982, pág. 24).

3.2 DATOS ESPECÍFICOS DEL CAMPO SACHA

3.2.1 Ubicación.

Se encuentra ubicado en el Cantón “La Joya De Los Sachas” de la Provincia de Orellana al nororiente de la región ecuatoriana, entre las coordenadas: 00 11’ 00’’ y 00 24’ 30’’ latitud sur y 76 49’40’’ a 76 54’16’’ longitud oeste, siendo uno de los principales bloques petroleros con los que dispone Ecuador que se encarga de abarcar la mayor cantidad de producción de todo el distrito Amazónico (Borja & Aguinaga, 2011).

Dispone de un ancho de 4 km al norte, entre 7 km al centro y sur, y una longitud aproximada de 33 km. Abarca una superficie de aproximadamente 300 km², siendo esta la encargada del 27% de toda la producción petrolera nacional (Borja & Aguinaga, 2011).

Se encuentra limitada al norte por la estructura Palo Rojo, Eno, Ron y Vista. Al sur por el campo Culebra - Yulebra. Al este por los campos Mauro Dávalos Cordero, además de Shushufindi y Aguarico. Al oeste por Pucuna, Paraíso y Huachito (Fig.5).

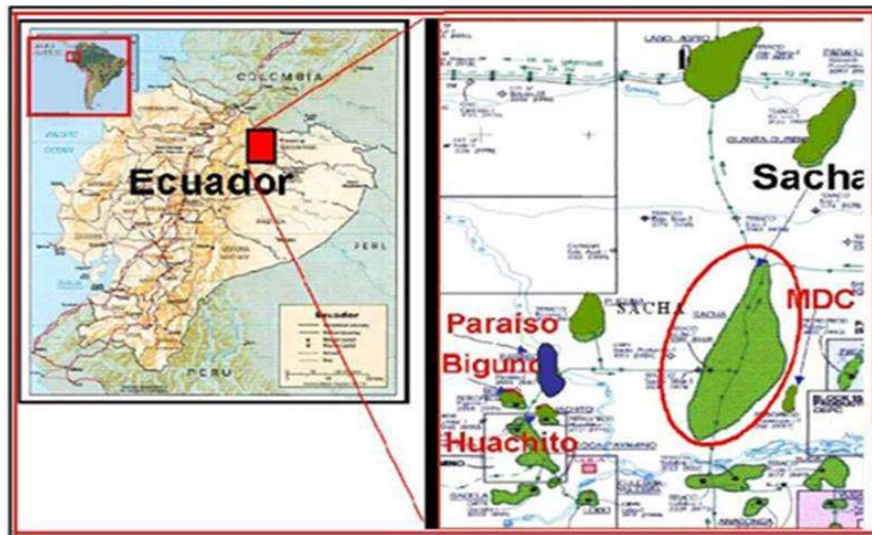


Figura 5. Delimitación del Campo Sacha

Fuente: (Baby, Rivadeneira, & Barragan r, 2004)

3.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.

Los parámetros petrofísicos y propiedades de los fluidos pueden variar dependiendo del yacimiento y de la arena. Los valores de estos parámetros para los fluidos del campo Sacha se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 1. Propiedades De Los Fluidos-Análisis P.V.T.

Arena	Pb (PSI)	T (°F)	° API	GOR	Bo	GE gas	Salinidad
Hollin inferior	78	225	27.1	24	1.163	1.5767	500
Hollin superior	550	225	27.3	124	1.133	1.3511	3890
Napo T	1310	216	30.3	436	1373	1.2518	25000
Napo U	1050	211	26.7	270	1.28	1.1324	60000
Napo U inferior	1170	218	22.8	224	1.23	1.21	35000
U+T	-	-	28	436	1.3	-	
Bazal Tena	807	181	24.1	150	1.117	1.099	24000

Fuente: (Petroproduccion, 2008)

Tomando en cuenta los valores que se obtiene en la tabla 1, se determina que el Campo Sacha produce petróleo liviano de 26.6 °API, con una relación gas – petróleo de 238 MPCs/Bi.

3.3.1 Factor Volumétrico De Petróleo (β_o).

Se conoce como la relación que existe entre el volumen del petróleo a condiciones de reservorio añadido su gas en solución, con respecto al volumen de petróleo a condiciones de superficie (Ecuación 1). El valor promedio del factor volumétrico de petróleo para cada estrato del Campo Sacha se muestra en la Tabla 1.

$$\beta_o = \frac{\text{Volumen de petróleo con gas en solución}}{\text{Volumen de petróleo a condiciones normales}} \left[\frac{BY}{BN} \right] \quad \text{Ec. 1}$$

3.3.2 Densidad.

La densidad (ρ), se refiere a la relación que existe entre el peso específico de fluidez de los hidrocarburos con respecto al agua.

3.3.3 Densidad °API.

La densidad °API, se refiere que tan pesado o liviano puede ser el petróleo respecto al agua, sus siglas en inglés son (American Petroleum Institute). Por ejemplo, si se obtiene un crudo donde los valores de °API son mayor a 10, esto quiere decir que va a ser más liviano que el agua. La gravedad API también se aplica para distinguir las densidades de petróleo extraídas en fracciones.

La gravedad de los crudos de los yacimientos Hollín principal, Hollín superior, Napo U y T y Tena Basal varían entre 24.1 y 30.3 °API, por lo que los crudos en las formaciones del campo Sacha son clasificados como crudos medianos, ver tabla 1.

La Ecuación 2 describe la forma para obtener el valor de la Gravedad API.

$$^{\circ}API = \left(\frac{141.5}{GE} \right) - 131.5 \quad \text{Ec. 2}$$

Siendo GE la gravedad específica del fluido.

3.4 PROPIEDADES DE LA ROCA.

Las propiedades de las rocas son las que acaparan los fluidos y tienen características petrofísicas como la saturación de fluidos, permeabilidad, presión capilar, porosidad y mojabilidad.

3.4.1 Porosidad.

Se define como porosidad a la capacidad que poseen las rocas para almacenar los fluidos, es la razón que tienen los volúmenes vacíos o porosos de la roca respecto al volumen total de la roca. Sus unidades son adimensionales y se la expresa en términos porcentuales. Se expresa en la Ecuación 3.

$$\phi = \frac{\text{Volumen Poroso}}{\text{Volumen Total}} \quad \text{Ec. 3}$$

3.4.2 Permeabilidad.

La permeabilidad es la capacidad que tiene la roca para permitir el paso del fluido a través de los espacios porosos interconectados sin alterar su composición. Esta propiedad depende del grado de conectividad, tipo de sedimento que hay entre los granos y apertura de los poros. Las unidades de campo más utilizadas para expresar la permeabilidad en la industria del petróleo son los Darcy.

3.4.3 Saturación de Fluidos.

Se define como la relación del volumen de fluido que existe dentro del volumen poroso total, se expresa en porcentaje de volumen poroso, en la Ecuación 4 se muestra que la suma de todas las saturaciones de los tipos de fluidos es igual a 1.

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad \text{Ec. 4}$$

Donde:

S_w : Saturación de agua.

S_o : Saturación de petróleo.

S_g : Saturación del gas.

3.5 CONCEPTOS GENERALES

3.5.1 Presión de burbuja.

Es aquella presión a la cual aparece la primera burbuja de gas en el yacimiento. Se abrevia como P_b y cuando la presión del yacimiento (P_R) es mayor a la presión de burbuja (P_b) se tiene un yacimiento no saturado; por ende, cuando la presión de burbuja (P_b) es mayor que la presión del reservorio (P_R) se tiene un yacimiento saturado (Rodríguez, 2007).

3.5.2 Presión de poro.

Es aquella presión a la que se encuentran los fluidos confinados en el espacio poroso. La presión de poro es uno de los parámetros más importantes al momento de planear la perforación de un pozo y para los análisis geológicos y geomecánicos, con el cual se establece certeza en medidas de ventanas de lodo, la composición química del lodo y una trayectoria adecuada del pozo (Muñoz, 2005).

El gradiente de presión de poro se expresa como la presión de poro dividida por la profundidad real. Este término es comúnmente más usado en la ingeniería de perforación, ya que ayuda a determinar fácilmente el peso del lodo, o en el modelado de cuencas, para estimar cada una de sus variables.

La presión de poro puede clasificarse de la siguiente manera:

a Presión normal.

La presión normal es la presión hidrostática que produce una columna de fluido propia de una formación. El gradiente de columna hidrostática varía entre 0.433 psi/ft para formaciones saturadas con agua dulce y 0.465 psi/ft para formaciones saturadas con agua salada (Forero & Díaz, 2014).

b Presiones anormales.

El conocimiento de la presión de poro es importante para la perforación exploratoria en áreas donde es difícil identificar y controlar presiones anormales.

Esto ocurre cuando la presión de poro de una formación geológica, aumenta o cae por debajo de la presión de formación normal. Las presiones anormales pueden ser producidas generalmente por el aumento del esfuerzo compresivo, cambio en el volumen de fluido de poro o la matriz de la roca y también por la flotabilidad (Forero & Díaz, 2014).

c Presiones subnormales.

Son las presiones que se encuentran por debajo del gradiente de presión normal, en la misma profundidad. Pese a ser muy comunes como las sobrepresiones, estas no reciben el mismo cuidado, se producen cuando hay agotamiento de los yacimientos de

hidrocarburo o de los acuíferos debido a la producción o drenaje en estas zonas (Forero & Díaz, 2014).

d Sobrepresiones.

El fluido en los poros está sobrepresionado cuando la presión a la que se encuentra excede a la presión normal o al gradiente de presión normal a una profundidad dada. Se han observado sedimentos sobrepresionados en cuencas sedimentarias alrededor de todo el planeta. En la geología, la sobrepresión es muy importante en aspectos como la diagénesis y la calidad del reservorio (Burley, 2003).

Cuando se compactan rápidamente las rocas impermeables, los fluidos que se encuentran en los poros no siempre pueden escapar y deben soportar parte de la columna de roca suprayacente, generando aumento de presión.

3.5.3 Causas de presiones anormales.

Debido a la evolución de la exploración, se han sugerido varios mecanismos para la expulsión de fluidos y el incremento de presión y han sido estudiados, ya sea para objetivos más profundos y/o cuencas tectónicamente (Balderas & Cisneros, 2015).

(Osborne & Swarbrick, 1997) Sugieren que los siguientes procesos pueden causar sobrepresión:

- Incremento del esfuerzo de compresión ocasionado por el desequilibrio de compactación y compresión tectónica.
- Cambios en el volumen de fluido de poro o matriz de roca por el aumento de temperatura, digénesis, generación de hidrocarburos y craqueo de gas.
- Movimiento de fluidos y procesos vinculados a las diferencias de densidades entre fluidos y gases ocasionados por la columna hidrostática, ósmosis y boyanza.

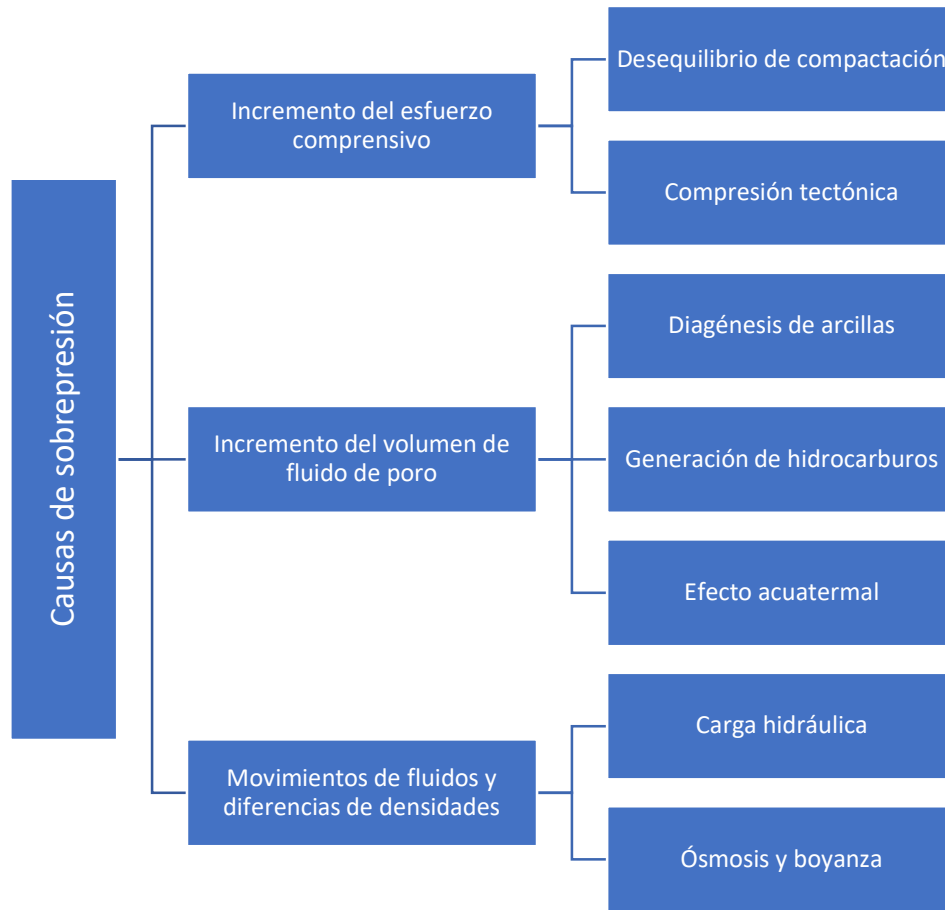


Figura 6. Mecanismo de generación de sobrepresión ((Osborne & Swarbrick, 1997))

Fuente: (Osborne & Swarbrick, 1997)

Según (Grauls, 1999) son cinco las causas generadoras de sobrepresión, esfuerzos mecánicos, efectos térmicos, transferencias dinámicas, esfuerzos químicos, entre otros; puestos en orden de importancia. Los cuáles están divididos en trece mecanismos posibles como se muestra en la figura 7.

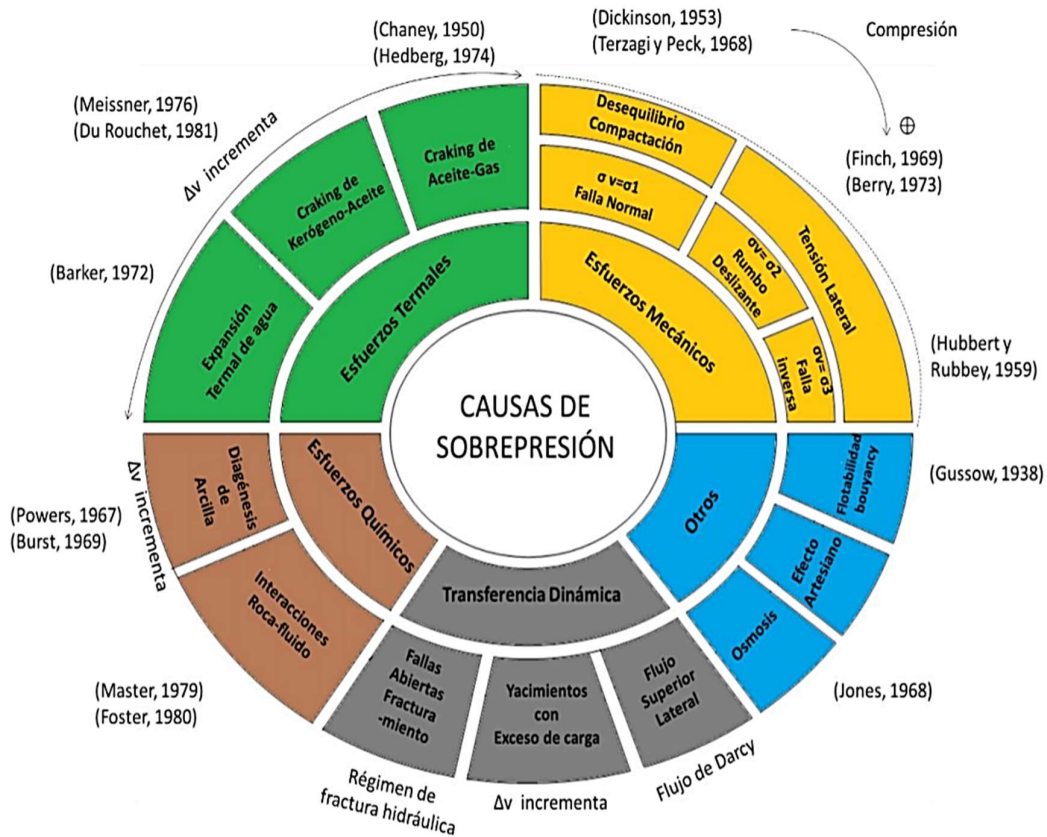


Figura 7. Mecanismos de generación de sobrepresión (Grauls, 1999)
Fuente: (Grauls, 1999)

a Esfuerzos Mecánicos.

Los cambios en el estado de esfuerzos de la roca pueden ser el resultado de la compresión vertical o enterramiento y de la compresión horizontal debido al movimiento de la corteza o fuerzas tectónicas.

Debido al aumento de la carga sedimentaria durante el tiempo de deposición, generalmente la roca se comprime, el volumen poroso se reduce y fuerzan la salida de los fluidos de formación. La velocidad de sedimentación controla la compactación y la expulsión de fluidos para lograr un equilibrio entre sobrecarga y reducción de fluido de poro (Osborne & Swarbrick, 1997).

El principio de compresión es causado por un proceso de enterramiento rápido donde la velocidad de expulsión no es suficientemente rápida y la presión se eleva por encima de la presión normal (Osborne & Swarbrick, 1997).

La presión de poro incrementa junto con el gradiente de presión hidrostática (Figura 3, punto B), que drena el líquido del sedimento hacia la superficie. Con el paso del tiempo, se siguen acumulando sedimentos, aumentando la sobrecarga causando pérdida de porosidad y reducción de permeabilidad, por consiguiente el fluido el fluido queda aislado aumentando la presión (Figura 8, punto C).

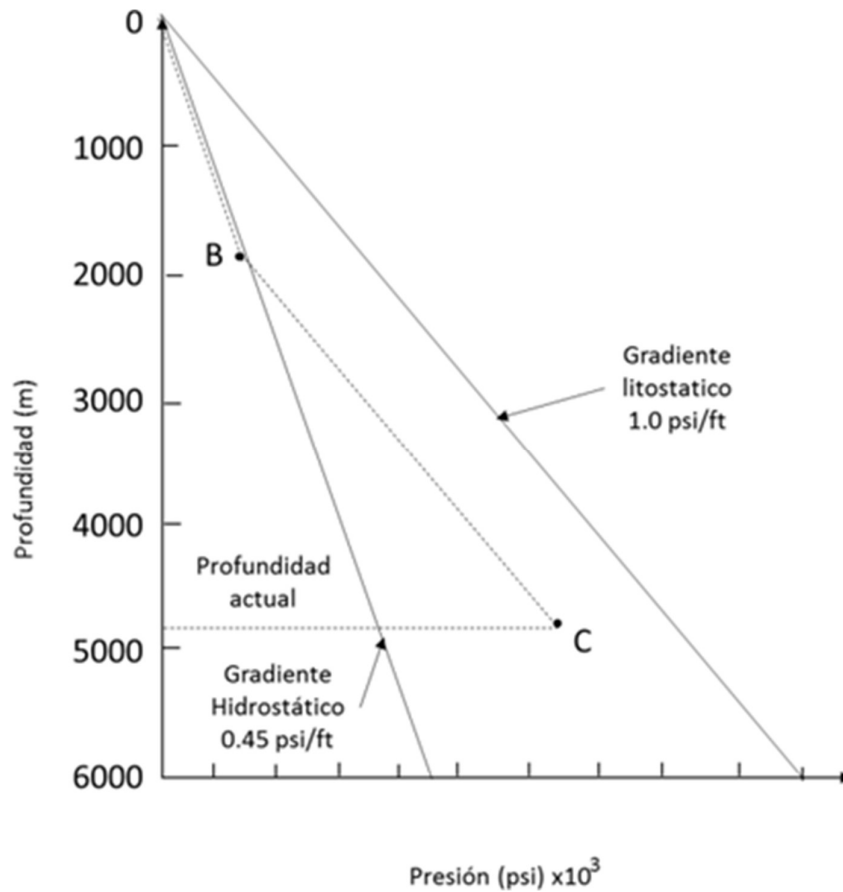


Figura 8. Desequilibrio de compactación

Fuentes: (Osborne & Swarbrick, 1997)

b Esfuerzos termales.

(Osborne & Swarbrick, 1997) Identificaron esta causa como generadora de fluidos o cambio en la relación líquido – sólido. Estos autores clasificaron este mecanismo en varias causas generadoras tal como efecto acuatermal, generación de hidrocarburos y diagénesis (Según (Grauls, 1999) mecanismo químico).

Tanto el agua, como cualquier tipo de fluido pueden expandirse ligeramente cuando se calientan y la presión aumenta rápidamente cuando estos se encuentran aislado (Figura 9).

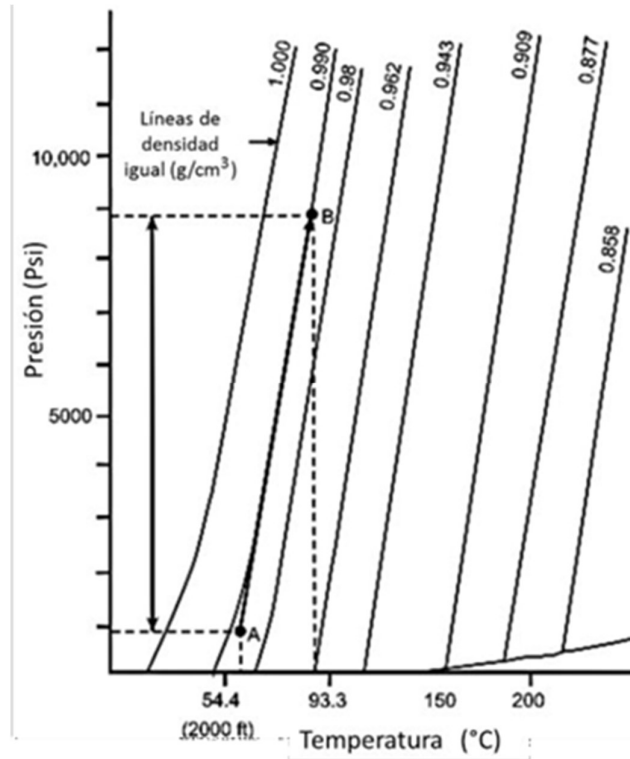


Figura 9. Presión acuatermal, magnitud de sobrepresión producida
Fuente: (Barker, 1972)

Cuando los sedimentos son enterrados, estos se calientan debido al flujo de calor de la corteza del manto (Zoback & Townend, 2001). La magnitud del efecto depende de las propiedades de los fluidos y la roca, tales como el coeficiente de la expansión roca fluido, volumen y el gradiente de temperatura.

Por otro lado, el proceso de generación de hidrocarburos además de verse influenciado principalmente por la temperatura, debe cumplir con ciertas condiciones para que el valor de sobrepresión sea importante. El proceso termogénico depende principalmente de parámetros geoquímicos como la maduración, el contenido de materia orgánica (TOC) y el tipo de kerógeno.

c Transferencia dinámica.

La sobrepresión que se genera a profundidades superiores a 9500 ft (Grauls, 1999), puede estar relacionada con estratos pocos profundos en caso de transferencias laterales o verticales, este proceso está directamente relacionado al flujo lateral de Darcy.

Para la migración de los fluidos, el flujo hidráulico a través de las fracturas y fallas son un camino preferencial. Este efecto dependerá también de la cantidad de fluido transferido, la velocidad de carga, el depósito y la compresibilidad del fluido (Grauls, 1999).

La transferencia dinámica puede hacer que la sobrepresión se propague desde una profundidad mayor a una menor profundidad.

d Esfuerzos químicos.

Estos esfuerzos pueden definirse como la causa de la diagénesis. Esto se debe a que a medida que los sedimentos se depositan, se someten a procesos como cambios de temperatura y presión. Dentro de estos cambios, puede ocurrir la transformación de los minerales dando como resultado la pérdida en la porosidad y liberación en el espacio poroso (Bruce, 1984).

Las reacciones de diagénesis y geoquímicas pueden producir sobrepresión de dos maneras (Bruce, 1984), crecimiento de cemento en el espacio poroso y deshidratación de minerales.



Figura 10. Representación de la cementación en el espacio poroso
Fuente: (José, 2017)

3.5.4 Registros de Pozos.

El uso de los diferentes registros de pozos representa una necesidad para el análisis y desarrollo de los modelos geomecánicos. Este trabajo de investigación utiliza los registros de pozos para recopilar la mayor cantidad de datos midiendo las propiedades físicas, eléctricas, radioactivas y acústicas de las formaciones atravesadas durante la perforación. De esta forma los registros se pueden utilizar para relacionar datos y observar comportamientos para deducir información como las propiedades petrofísicas, litología y evidencia en los estratos de posibles fluidos presentes.

El tener una variedad de registros implica una gran cantidad de flujos de datos de distintos parámetros, lo que proporciona mucha información con la que se puede inferir las características de las rocas con modelos matemáticos o correlaciones, también, mediante estos registros se pueden determinar profundidades y espesores.

El análisis de estas propiedades se basa en la tenencia de las curvas registradas en función de profundidad y se realiza generalmente con los registros de potencial espontáneo y gamma ray, que también son los más adecuados en la identificación de la secuencia litológica.

a Registro de Potencial Espontáneo (SP).

Los registros de Potencial Espontáneo determinan la diferencia de potencial entre un electrodo móvil en el pozo y un potencial fijo que está en la superficie, medido con un voltímetro. La curva de potencial espontáneo se basa en una línea recta llamada línea de lutita.

En formaciones permeables cuando esta curva nos muestra desviaciones con respecto a la línea base, la curva alcanza una desviación constante y define así una línea de arena. La desviación a partir de ella puede ser hacia la derecha o la izquierda, dependiendo de las diferencias de salinidad entre el agua de formación y el filtrado. Si la salinidad del agua de formación es mayor, la desviación será hacia la izquierda, de lo contrario será en dirección contraria (Figura 11).

Estos registros se ven afectados por varios aspectos como el espesor de la capa, el contenido de arcilla en la formación, la resistividad y el diámetro del pozo. La curva SP puede determinar zonas porosas y permeables, calcular el valor de R_w , correlacionar estratos y litologías y puede determinar el contenido de arcilla en la formación (Ecuación 5).

$$V_{clay} = V_{shale} = \frac{SP_{clean} - SP_{log}}{SP_{clean} - SP_{shale}} \quad Ec. 5$$

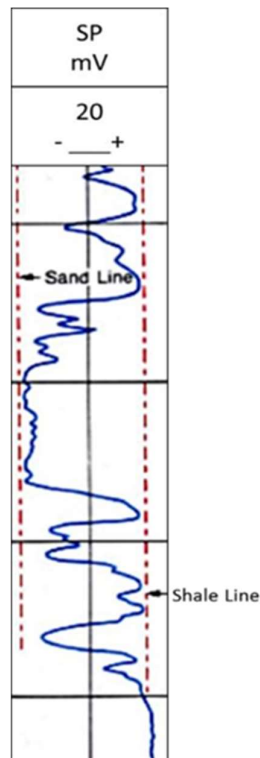


Figura 11. Registro SP, línea de lutita y línea de areniscas
Fuente: (Schlumberger)

b Registro gamma ray.

Se trata de un registro que mide la radioactividad natural de una formación, es decir, una medida de la radiación emitida espontáneamente. Por lo tanto, es útil para detectar y evaluar minerales como el potasio (K) y uranio (U).

El gamma ray puede ser utilizado en pozos entubados, resultando muy útil en operaciones de completación y reacondicionamiento. Es comúnmente usado como sustituto del registro de potencial espontáneo en los pozos entubados y también en pozos

abiertos cuando las lecturas del registro SP no son satisfactorias. En los dos casos es útil en la ubicación de capas no arcillosas para correlaciones.

A medida que los rayos gamma atraviesan la formación, pierden energía por colisión, provocando un fenómeno conocido como efecto Compton, siendo absorbidos por los átomos en la formación liberando electrones, este es un fenómeno conocido como efecto fotoeléctrico.

Las formaciones sedimentarias se caracterizan porque sus estratos se han formado por el movimiento del material a la superficie formando así una capa sobre otra y reflejando el contenido de arcilla en los registros. Esto se debe a que los elementos radioactivos tienden a acumularse en lutitas y arcillas.

En los estratos sedimentarios, el potasio (K) es común en arcillas y lutitas, haciendo más fácil la evaluación ya que el potasio sólo emite radiación gamma en un nivel energético de 1,44 eV.

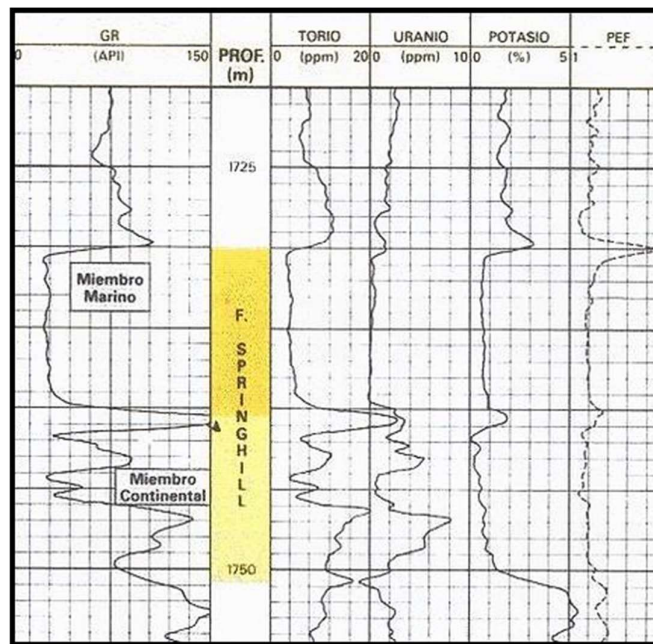


Figura 12. Registro de espectrometría de rayos gamma
Fuente: (Villegas & Elías, 2013)

c Registros Sónicos.

Para la interpretación sísmica estos registros son de gran utilidad, ya que nos muestran con exactitud la profundidad de las interfaces acústicas en el subsuelo las cuales originan las reflexiones o refracciones de las ondas sísmicas que se propagan en este medio. También han sido un factor importante en el desarrollo de sismógrafos sintéticos, esenciales para la calibración sísmica - pozo, entre otras aplicaciones.

El objetivo principal de este registro es determinar la porosidad en las rocas por donde se perfora el pozo, a partir del tiempo de tránsito de las ondas. Mientras mayor sea el tiempo de tránsito, la velocidad es menor, entonces, la porosidad en la roca es mayor.

La lectura de la curva de DT es de derecha a izquierda y su unidad de medida es en micro segundo por pie (us/ft) de 140 – 40.

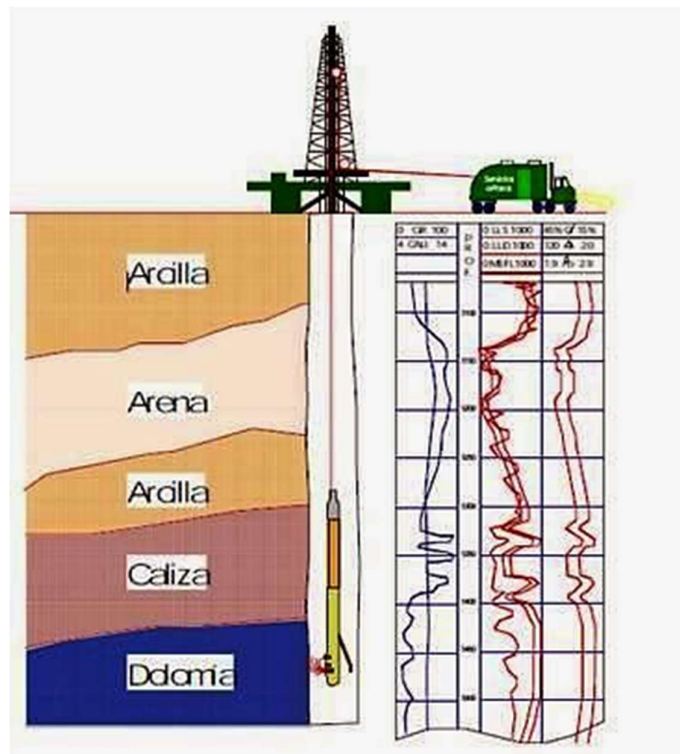


Figura 13. Registros sónicos
Fuente: (Campos, 2014)

d Registros Resistivos.

Los registros resistivos ayudan a determinar los valores de la resistividad verdadera de la roca y la resistividad de la zona lavada, para esto, es necesario el uso de perfiles de

resistividad con diferentes diámetros de investigación con el fin de evaluar varias curvas de resistividad diferenciándose cada una de ellas según el alcance de investigación que se busque.

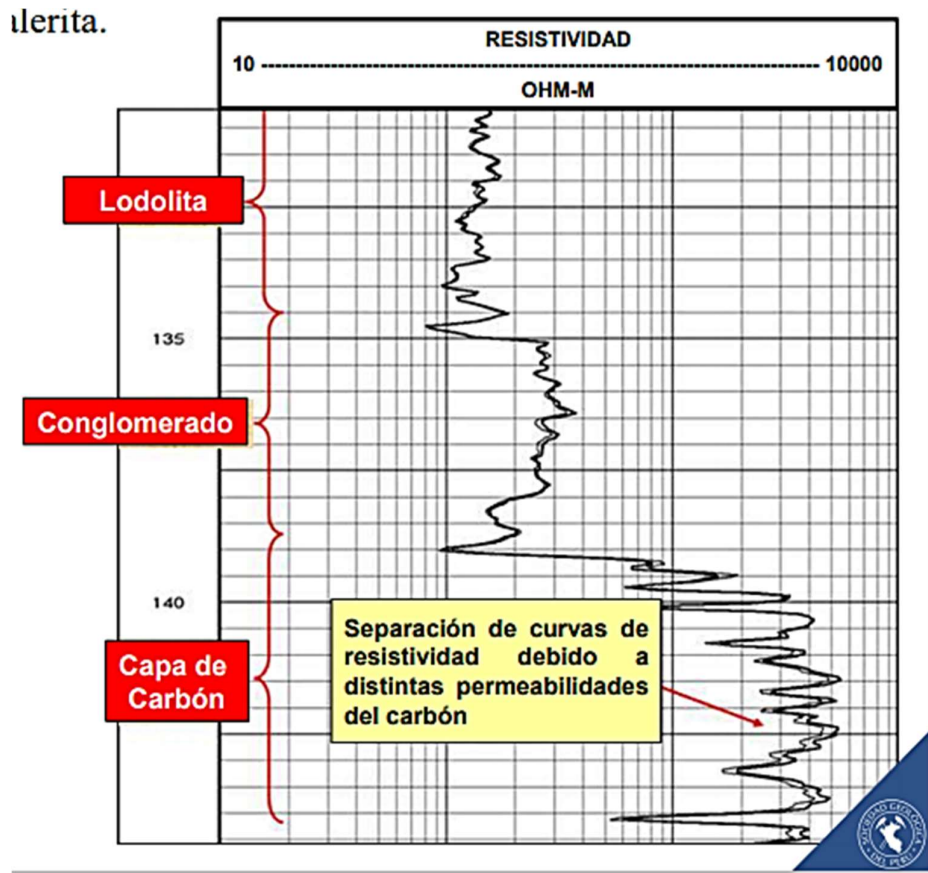


Figura 14. Ejemplo de perfil de resistividad
Fuente: (Campos, 2014)

Actualmente, las mediciones se centran principalmente en registros laterales y de inducción. Los registros de inducción no requieren la transmisión de electricidad a través del lodo de perforación por lo que se puede usar en petróleo, aire, pozos perforados neumáticamente y brinda una buena respuesta para formaciones con resistividades bajas. Mientras que el lateral opera eficazmente en lodos salados y responden correctamente ante formaciones altamente resistivas (>200).

Los perfiles de resistividad se utilizan principalmente para:

- Determinar zonas productivas de hidrocarburo vs las productoras de agua.

- Determinar la porosidad a través de la resistividad.
- Determinación de la resistividad de la arcilla.

3.6 MODELOS PARA CALCULAR LA PRESIÓN DE PORO

3.6.1 Método de (Eaton, 1975).

En este método, Ben Eaton propuso una serie de fórmulas empíricas basadas en mediciones de las propiedades sensibles a la consolidación de rocas como resistividad, conductividad eléctrica y tiempo de propagación (Eaton, 1975).

Estas fórmulas relacionan directamente la presión de formación con la magnitud de la desviación entre los valores del registro observado y los obtenidos de la línea de tendencia normal. Las siguientes fórmulas nos muestran las relaciones matemáticas para calcular la presión de formación utilizando registros resistivos, conductivos y sónicos (Pérez, Ojeda, & Mateus, 2009):

$$P_p = S - (S - P_N) * \left[\frac{R_o}{R_N} \right]^a \quad \text{Ec. 6}$$

$$P_p = S - (S - P_N) * \left[\frac{C_N}{C_o} \right]^a \quad \text{Ec. 7}$$

$$P_p = S - (S - P_N) * \left[\frac{\Delta T_N}{\Delta T_o} \right]^a \quad \text{Ec. 8}$$

Donde:

S: Presión de sobrecarga.

P_N: Es la presión normal de Poro.

a: Es el coeficiente cuyo valor depende de la cuenca de interés.

R_o, C_o y T_o: Son los valores obtenidos a partir de los registros resistivos, conductivos y sónicos.

R_N , C_N y T_N : Son los valores obtenidos de las líneas de tendencias de compactación.

El subíndice O representa los datos observados del registro y el subíndice N representa los datos obtenidos de la curva de tendencia normal. En este caso, asumiendo que en la parte somera del subsuelo se posee un comportamiento de compactación normal, que debe verse reflejado en los registros, ya sea en el caso de resistividad, conductivos o sísmicos (Pérez, Ojeda, & Mateus, 2009).

Para determinar la curva de tendencia normal, generalmente asume que el tiempo de propagación medido disminuye con la profundidad de la sección presurizada. Esto se debe a que, a medida que aumenta la profundidad, aumenta la compactación, y, por lo tanto, disminuye gradualmente la porosidad. En las secciones sobrepresionadas, los tiempos de propagación medidos son mayores debido al incremento de la porosidad en la formación y su baja compresión, en comparación con las formaciones de presión normal a la misma profundidad (Sayers, 2012).

A partir de lo anterior, se puede obtener la curva de tendencia normal calculando los tiempos de propagación a partir de las velocidades de intervalo procedentes de la sísmica de superficie. Sin embargo, dado que el cálculo de la presión de formación depende del campo de velocidades, es importante tener en cuenta los siguientes parámetros que pueden reducir la precisión de los resultados de este campo de velocidades: relación señal-ruido baja, el muestro inadecuado de la información sísmica, fuerte comportamiento anisótropo en los datos debido a una geología compleja, entre otros. (Salinas & Guerra, 2006)

Para la aplicación de esta metodología, el procesamiento preciso es esencial para obtener tasas de intervalo, y se debe tener en cuenta la certeza de este procesamiento para hacer más eficiente la interpretación del campo de presión. Del mismo modo, es necesario calcular para cada zona de estudio los valores de exponente adecuados porque estos dependen de las mismas características de las lutitas y no pueden extrapolarse de una cuenca a otra (Pérez, Ojeda, & Mateus, 2009).

3.6.2 Método de Hottman & Johnson.

Es uno de los métodos más utilizados, se trata de calcular las presiones de formación mediante la interpretación de registros acústicos y eléctricos. Hottman & Johnson definen la presión normal igual a la presión hidrostática, de la misma manera definen como formaciones sobrepresionadas, aquellas formaciones que poseen presiones más elevadas que la presión hidrostática (Sanchez & Iriani, 2013).

Las propiedades eléctricas y acústicas de las lutitas están directamente relacionadas con la porosidad. Entonces, una medición de las propiedades de la lutita debería ser representativa de la formación in-situ. En formaciones poco profundas, bajo condición de presiones normales, las mediciones de resistividad de la lutita aumentan con la profundidad siguiendo una tendencia normal. Este aumento se debe a la disminución en la porosidad en la formación durante el proceso de compactación normal. En una sección de presiones anormales, hay una desviación de la tendencia normal en las mediciones de resistividad en lutitas.

Basándose en esto, Hottman & Johnson plantearon razonablemente la hipótesis de que la presión de fluido contenida en el espacio poroso de una lutita con presiones anormales, es la misma que la presión de fluido de poro de una formación permeable aislada adyacente. Por consiguiente, al estimar la presión de poro usando la resistividad o mediciones acústicas, es posible predecir la presión de poro en formaciones permeables adyacentes. Fue así como, usando datos reales de 18 pozos offshore y onshore en el Golfo de Texas y Luisiana. Hottman & Johnson establecieron una relación empírica entre la actual medición de presión en formaciones permeables y la magnitud de desviación de lutitas adyacentes (Sanchez & Iriani, 2013).

Utilizando el gráfico desarrollado para los registros sínicos, la magnitud de la desviación es simplemente la diferencia entre el valor del registro medido y el valor determinado por la línea normal a la misma profundidad. La gráfica de resistividad es distinta porque se basa en el radio de las resistividades observadas, para las resistividades normales predichas en la línea de tendencia normal. (Figura 15)

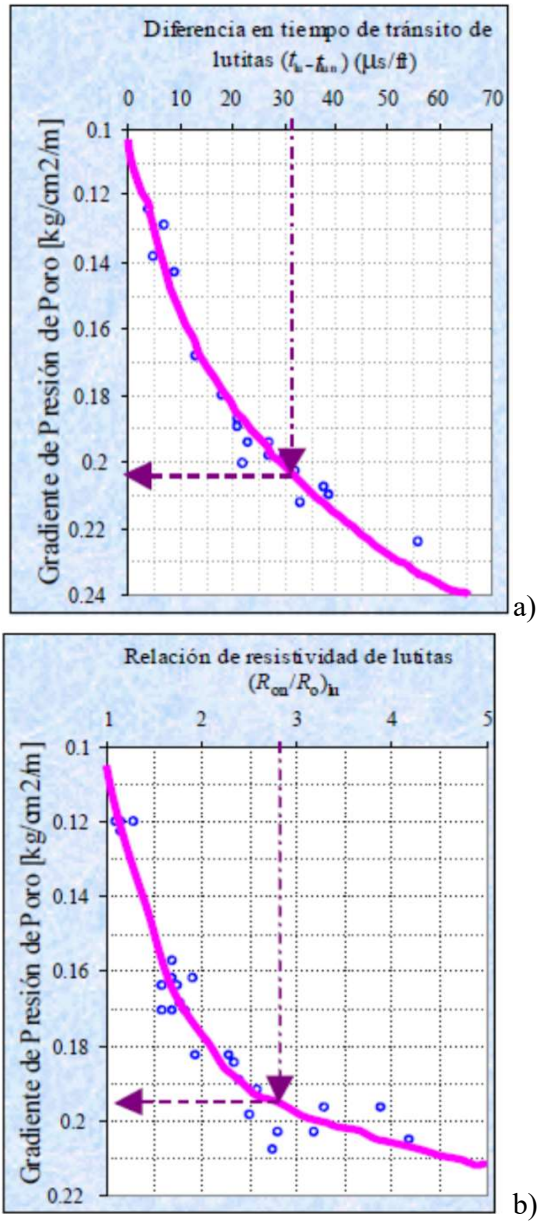


Figura 15. Gráficos desarrollados por Hottman & Johnson. a) Registros sísmicos y b) Registros de resistividad.

Fuente: (Sánchez & Irian, 2013)

Pasos para obtener la presión de poro con el método de Hottman & Johnson:

- Leer de los registros sínicos las lutitas gruesas y limpias (al menos 20 pies de espesor), para así establecer los intervalos de lutitas limpias.
- Luego de cada lectura de registro se traza en papel semilog para cada registro para cada profundidad equivalente.
- A partir del gráfico de tiempo de tránsito vs profundidad, se establece la línea de compactación de lutitas.
- La línea normal se extiende luego hacia abajo en las profundidades de presiones normales.
- En la profundidad de interés, se lee los valores de tiempo de tránsito o de resistividad de la tendencia de compactación de lutitas (t_{on} o R_{on}) y la curva graficada con los valores de registro (t_o o R_o).
- Posteriormente, se calcula la diferencia de lecturas de tiempo de tránsito ($t_o - R_o$) o la relación de las resistividades (R_{on}/R_o) entre los valores reales del registro y los valores leídos de la línea de tendencia de compactación extrapolada.
- Finalmente, con el valor obtenido en el paso anterior, se ingresa a la correlación de Hottman & Johnson y posterior a ello se determina el gradiente de presión de poro.

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

4.1 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.

4.1.1 Tipo y diseño de la investigación.

Este trabajo de investigación se realiza con información proporcionada de registros de la Cuenca Oriente, datos generales de los campos, realización de algoritmos, estudios realizados por diferentes empresas en la Cuenca y fuentes bibliográficas confiables.

4.1.2 Método de investigación a emplearse.

Para este tipo de investigación se utilizan los siguientes métodos:

- Método General: Método inductivo, Método de análisis, Método de síntesis
- Modalidad: Descriptiva.
- Técnicas: Consulta a expertos y personal operativo del Campo.
- Instrumentos: Libros, Manuales, Software, Internet, Consultas técnicas específicas.

4.1.3 Población y Muestra.

El proyecto se realiza en la amazonía ecuatoriana en un campo de la Cuenca Oriente y la información se recopila de forma confidencial debido a las normas establecidas por las empresas, contando con información disponible de los entes de control y fiscalización.

4.2 PROCEDIMIENTO REALIZADO PARA LA OBTENCIÓN DE RESULTADOS

En el presente capítulo se detallan los pasos a seguir para obtener la presión de poro por el método de Eaton y por el método de Hottman & Johnson. Los datos que se utilizaron provienen de 4 pozos del campo “Sacha” y son datos de registros en formato .txt, por lo que se procedió a ingresar los datos en el programa microsoft excel con el fin de obtener las gráficas de los registros y realizar los cálculos correspondientes.

4.2.1 Ingreso de los datos de pozos.

El primer paso consistió en tomar los datos necesarios para el procedimiento que se realizaría, estos fueron:

- DEPTH (Profundidad).
- LITH (Litología).
- VSH (Contenido de Arcilla).
- RESD (Datos del perfil de resistividad).
- RHOB (Datos del perfil de densidad).
- DT (Datos del perfil de porosidad).
- GR (Datos del perfil de Rayos Gamma).

Luego, se procedió a ingresar los datos mencionados anteriormente en microsoft excel a partir de la profundidad de las zonas productoras las cuáles son las arenas U superior, U inferior, T superior y T inferior, cabe recalcar que fueron ingresados los datos por cada pie como se muestra a continuación:

	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	2,44449997	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

Figura 16. Datos procesados en Excel
Elaborado por: (Baque Ariel, Villegas Jefferson)

4.2.2 Lecturas del registro de gamma ray.

Se procedió elaborar el perfil de gamma ray con los datos ingresados y se obtuvieron las siguientes curvas para poder determinar la litología en las formaciones y las zonas de interés.

Los topes formacionales en cada pozo son separados en cada gráfica y también la zona de transición, a continuación, se muestra el registro gamma ray de cada pozo.

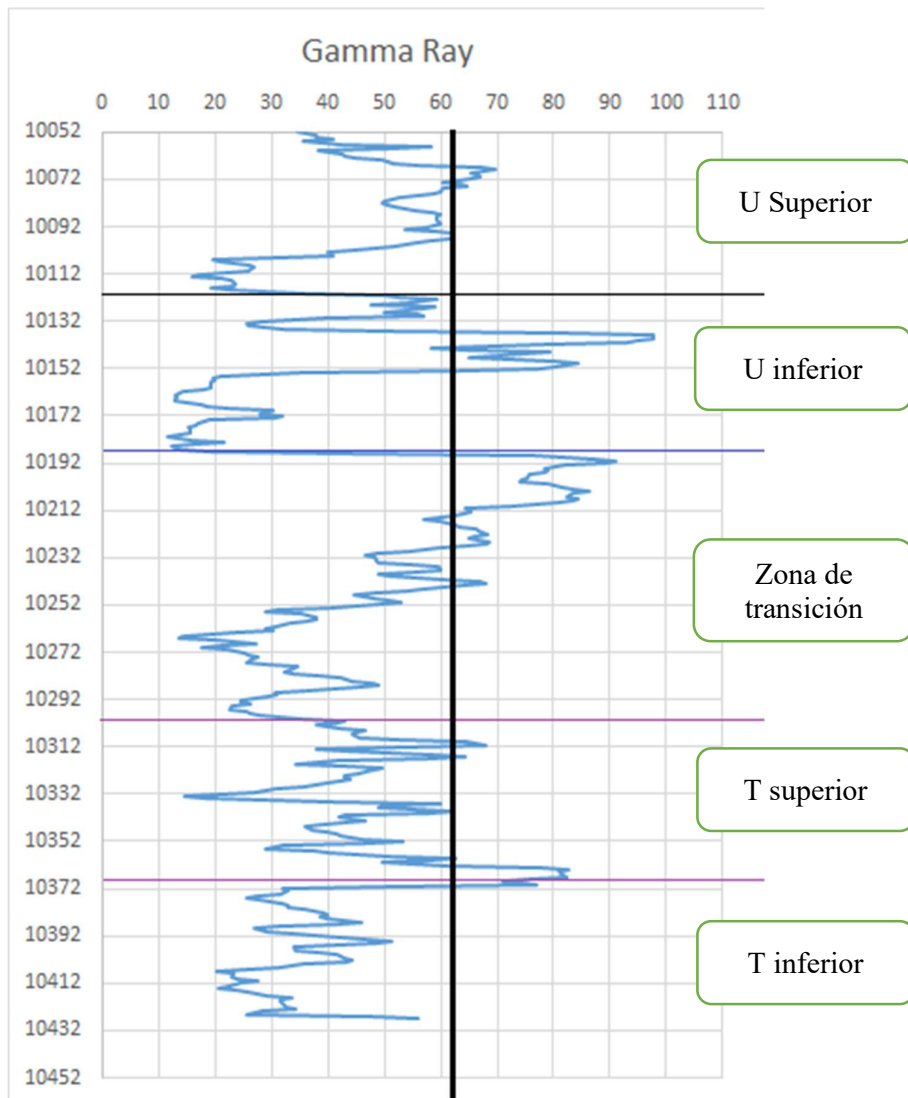
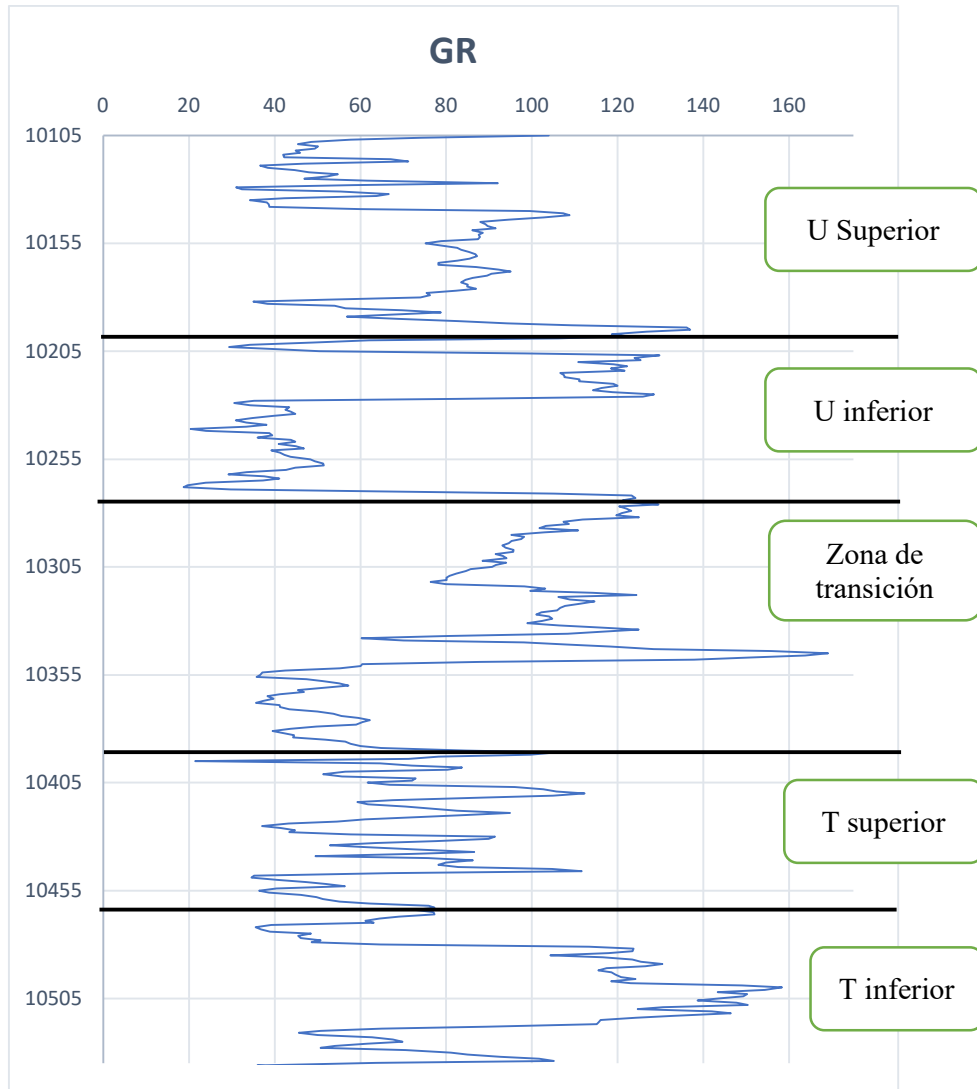
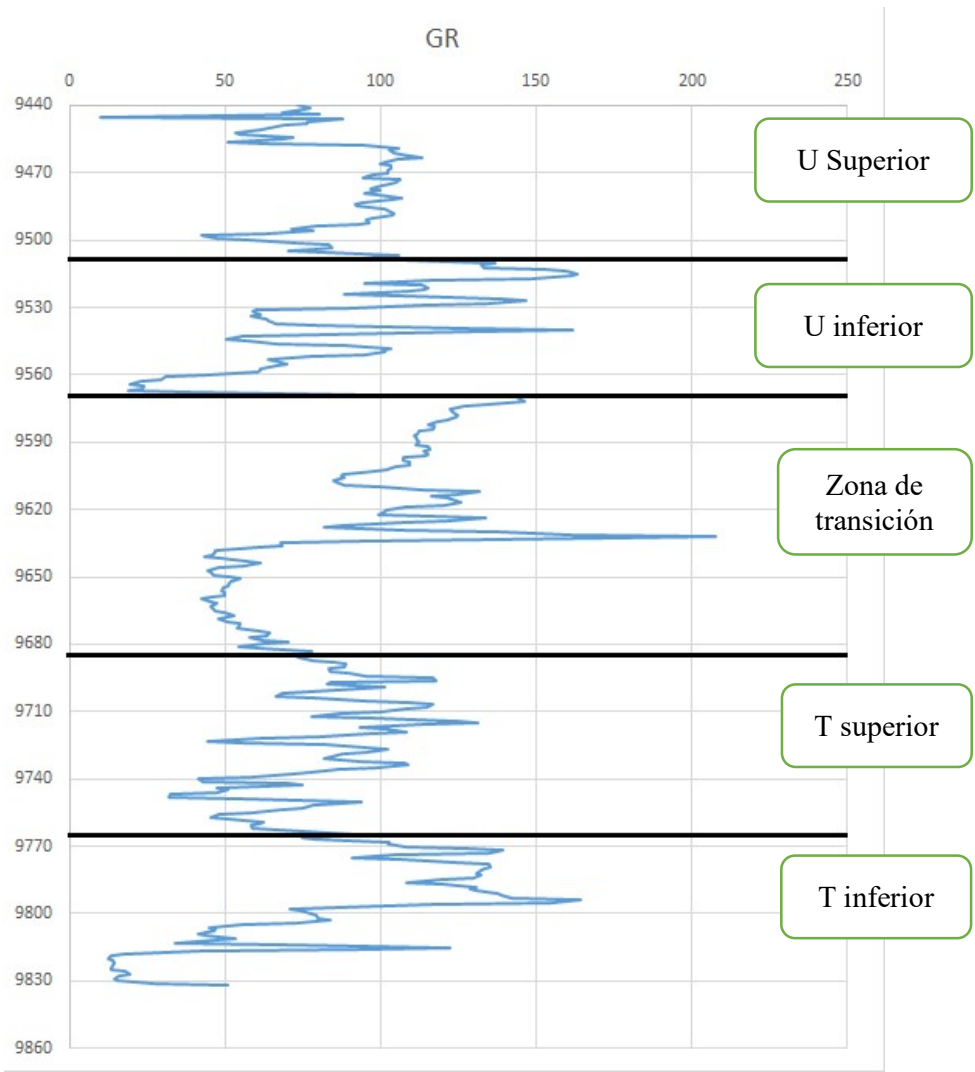


Figura 17. Registro Gamma Ray del pozo 4
 Elaborado por: (Baque Ariel, Villegas Jefferson)



*Figura 18. Registro Gamma Ray del pozo 12
Elaborado por: (Baque Ariel, Villegas Jefferson)*



*Figura 19. Registro Gamma Ray del pozo 20
Elaborado por: (Baque Ariel, Villegas Jefferson)*

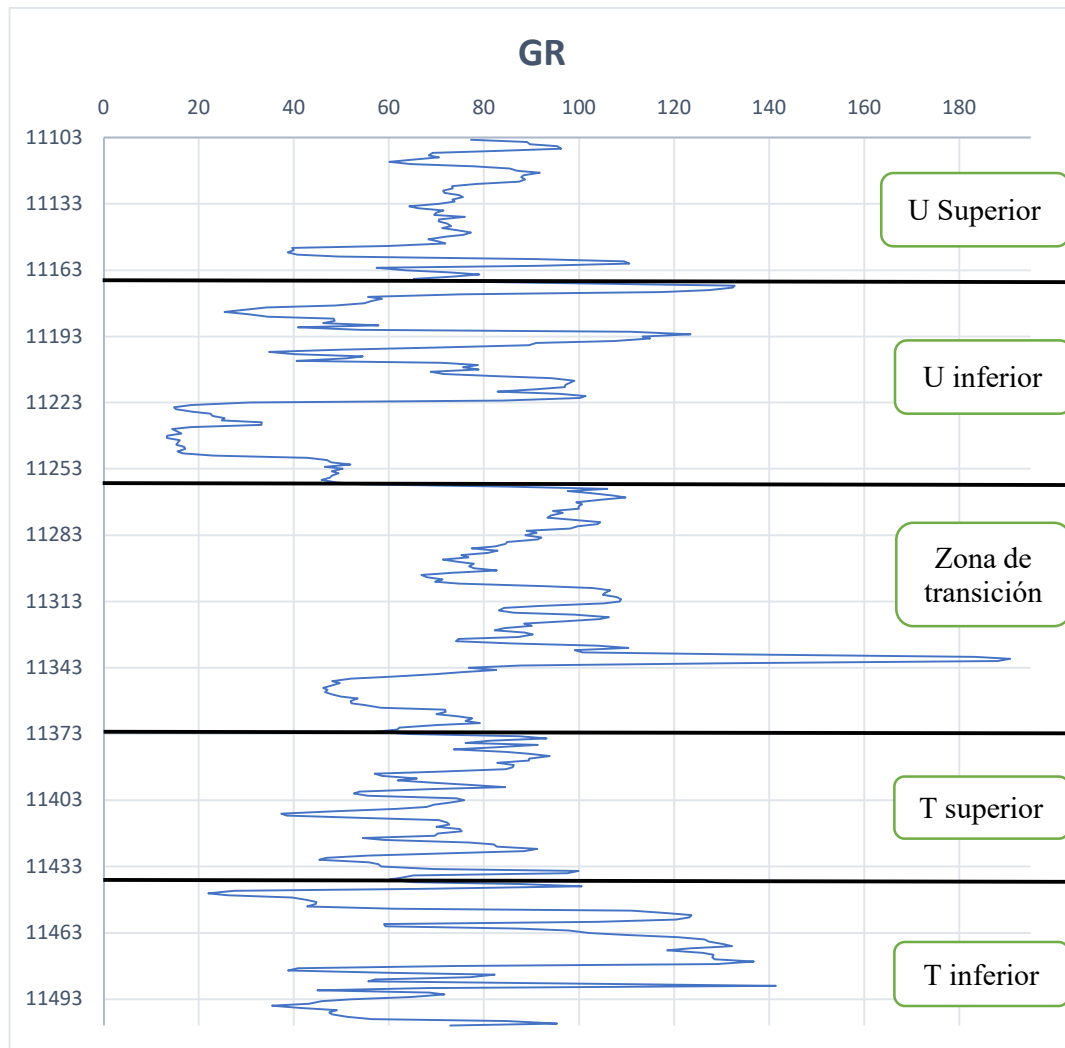


Figura 20. Registro Gamma Ray del pozo 32
Elaborado por: (Baque Ariel, Villegas Jefferson)

4.2.3 Litología del campo.

Para la construcción de la columna estratigráfica del campo Sacha se utilizó el registro gamma ray en unidades API y el registro de porosidad sónico en unidades de cuentas por segundo (cps) o las actualmente usadas que son adimensionales (V/V), usando estos registros para determinar las zonas permeables.

Las zonas de interés fueron tomadas por los parámetros de las propiedades petrofísicas del reservorio, las cuales son:

- Porosidad > 5%
- Volumen de arcilla < 60%

4.2.4 Identificación de las zonas permeables y zonas impermeables.

Las zonas permeables se toman teniendo en cuenta los siguientes parámetros.

- Valores bajos en el registro gamma ray.
- Separación de las curvas del registro Sónico (cps).

Las zonas impermeables se toman teniendo en cuenta los siguientes parámetros.

- Valores más altos en la lectura del registro gamma ray.
- Mayor separación entre la lectura del registro sónico (cps).

En el momento que se ejecutaba este estudio litológico para cada pozo usando los registros antes mencionados, se encontraron los mejores intervalos de estratos. Esto se realiza para identificar y diferenciar los datos de todas las formaciones productoras en las siguientes tablas señalando los mejores intervalos de estrato para cada formación.

Tabla 2. Tipos de estrato en el pozo Sacha 4

Intervalo (ft)	Espesor (ft)	Tipo de estrato
Formación U Superior (10052 - 10121)		
10052 - 10054	6	Lutita
10055 - 10056	4	Arena Moderada
10057 - 10059	6	Lutita
10063 - 10066	4	Arena Moderada
10067 - 10104	6	Lutita
10110 - 10107	6	Lutita
10114 - 10115	3	Glauconita
Formación U Inferior (10121 - 10187)		
10121 - 10124	6	Lutita
10131 - 10133	4	Arena Moderada
10137 - 10153	6	Lutita
10156 - 10171	1	Arena limpia
10172 - 10173	2	Arena Limpia
10174 - 10187	1	Arena limpia
Zona de transición (10187 - 10298)		
10188 - 10259	6	Lutita

10260 – 10272	5	Arena Moderada
10273 – 10286	6	Lutita
10287 – 10297	5	Arena Moderada
Formación T Superior (10298 – 10370)		
10298 – 10300	5	Arena Moderada
10301 – 10329	6	Lutita
10330 – 10332	2	Arena Limpia
10335 – 10369	6	Lutita
Formación T inferior (10370 – 10426)		
10370 – 10371	6	Lutita
10372 - 10392	2	Arena Limpia
10393 – 10395	6	Lutita
10397	4	Arena Moderada
10398 – 10402	2	Arena Limpia
10406 – 10422	1	Arena Limpia
10423 – 10424	2	Arena Limpia
10427	6	Lutitas
Elaborado por: Baque Ariel, Villegas Jefferson		

Tabla 3. Tipos de estrato en el pozo Sacha 12

Intervalo (ft)	Espesor (ft)	Tipo de estrato
Formación U Superior (10105 - 10194)		
10105 - 10111	5	Arena Moderada
10112 – 10113	1	Arena Limpia
10115 – 10118	6	Lutita
10120 – 10125	2	Arena Moderada
10126 – 10128	6	Lutita
10129 - 10130	1	Arena Limpia
10131 – 10133	6	Lutita
10135 – 10137	2	Arena Limpia
10139 – 10153	6	Lutita
10154 – 10156	4	Arena Moderada
10157 – 10187	6	Lutita
10181 – 10193	5	Arena Moderada
Formación U Inferior (10194 – 10270)		
10194 - 10199	6	Lutita
10200 – 10201	4	Arena Moderada
10204 – 10205	2	Arena Limpia
10208 – 10227	6	Lutita
10228 – 10245	1	Arena Limpia

10246 – 10260	2	Arena limpia
10260 – 10266	1	Arena Limpia
10267 – 10269	4	Arena Moderada
Zona de transición (10270 – 10391)		
10270 – 10305	6	Lutita
10307 - 10313	4	Arena Moderada
10314 – 10315	6	Lutita
10316 – 10319	4	Arena Moderada
10320 - 10336	6	Lutita
10340 – 10360	5	Arena Moderada
10361 – 10367	6	Lutita
10368 – 10390	5	Arena Moderada
Formación T Superior (10391 – 10462)		
10391 – 10402	5	Arena M
10403 – 10413	6	Lutita
10414 – 10416	4	Arena Moderada
10418 – 10423	6	Lutita
10425 – 10426	3	Glauconita
10430 – 10447	6	Lutita
10448 – 10453	4	Arena Moderado
10454 – 10455	2	Arena Limpia
10456 – 10460	4	Arena Moderada

Formación T inferior (10461 – 10539)		
10461 – 10469	6	Lutita
10470 – 10479	4	Arena Moderada
10480 – 10519	6	Lutita
10520 - 10522	4	Arena Moderada
10523 – 10539	6	Lutita

Elaborado por: Baque Ariel, Villegas Jefferson

Tabla 4. Tipos de estrato en el pozo Sacha 20

Intervalo (ft)	Espesor (ft)	Tipo de estrato
Formación U Superior (9440 - 9508)		
9440 - 9443	4	Arena Moderada
9444 – 9446	6	Lutita
9447 – 9452	4	Arena Moderada
9453 – 9455	6	Lutita

9456 – 9457	4	Arena Moderada
9458 – 9496	6	Lutita
9457 – 9498	5	Arena Moderada
9499 – 9500	3	Glauconita
9501 - 9507	6	Lutita
Formación U Inferior (9509 – 9569)		
9509 – 9530	6	Lutita
9531 – 9537	4	Arena Moderada
9538 – 9542	6	Lutita
9543 – 9546	4	Arena Moderada
9547 – 9551	6	Lutita
9552 – 9560	4	Arena Moderada
9561 – 9566	1	Arena Limpia
9567 – 9568	4	Arena Moderada
Zona de transición (9569 – 9684)		
9569 – 9603	6	Lutita
9604 – 9605	2	Arena Limpia
9606 – 9607	4	Arena Moderada
9609 – 9632	6	Lutita
9633 – 9639	5	Arena Moderada
9640 – 9641	1	Arena Limpia
9642 – 9645	5	Arena Normal
9646 – 9684	6	Lutita
Formación T Superior (9684 – 9767)		
9684 – 9690	6	Lutita
9691 – 9698	5	Arena Moderada
9699 – 9720	6	Lutitas
9721 – 9724	5	Arena Moderada
9725 – 9745	6	Lutita
9446 – 9447	6	Lutita
9748 - 9749	2	Arena Limpia
9750 – 9754	6	Lutita
9755 – 9756	5	Arena Moderada
9757 – 9761	4	Arena Moderada
9762 – 9766	6	Lutita
Formación T inferior (9767 – 9832)		
9767 – 9797	6	Lutita
9798 – 9812	4	Arena Moderada
9813 – 9815	6	Lutita
9816 – 9817	4	Arena Moderada

9818 – 9832 1 Arena Limpia

Elaborado por: Baque Ariel, Villegas Jefferson

Tabla 5. Tipos de estrato en el pozo Sacha 32

Intervalo (ft)	Espesor (ft)	Tipo de estrato
Formación U Superior (11104 - 11169)		
11104 – 11109	6	Lutita
11110 – 11115	4	Arena Moderada
11117 – 11152	6	Lutita
11153 – 11156	2	Arena Limpia
11157 – 11164	6	Lutita
11165 – 11169	5	Arena Moderada
Formación U Inferior (11169 – 11260)		
11170 – 11172	6	Lutita
11174 – 11175	2	Arena Limpia
11176 – 11176	4	Arena Moderada
11178 – 11180	2	Arena Limpia
11181 – 11183	1	Arena Limpia
11184 – 11186	2	Arena Limpia
11187 – 11190	1	Arena Limpia
11191 – 11195	6	Lutita
11196 – 11198	1	Arena Limpia
11201 – 11221	6	Lutita
11222 – 11223	2	Arena Limpia
11224 – 11240	1	Arena Limpia
11241 – 11243	4	Arena Moderada
11244 – 11247	1	Arena Limpia
11248 – 11260	4	Arena Moderada
Zona de transición (11261 – 11373)		
11261 -11297	6	Lutita
11298 – 11301	1	Arena Limpia
11302 – 11306	4	Arena Moderada
11307 – 11339	6	Lutita
11340 – 11344	5	Arena Moderada
11345 - 11363	6	Lutita
11364 - 11373	5	Arena Normal
Formación T Superior (11374 – 11435)		
11374 – 11407	6	Lutita
11408 – 11411	4	Arena Moderada
11412 – 11418	6	Lutitas
11419 – 11420	4	Arena Moderada

11423 – 11427	6	Lutita
11428 – 11430	5	Arenas Moderadas
11431 – 11435	3	Glauconita
Formación T inferior (11436 – 11505)		
11436 - 11440	4	Arenas Moderadas
11441 – 11443	6	Lutitas
11444 – 11446	1	Arenas Limpias
11447 – 11451	2	Arenas Limpias
11452 – 11458	6	Lutitas
11459 – 11462	4	Arenas Moderadas
11463 – 11478	6	Lutitas
11479 – 11480	2	Arenas Limpias
11481 – 11487	6	Lutitas
11488 – 11489	2	Arenas Limpias
11490 – 11492	6	Lutitas
11493 – 11501	2	Arenas Limpias
11502 – 11505	6	Lutitas

Elaborado por: Baque Ariel, Villegas Jefferson

4.2.5 Cálculos de la presión de sobrecarga.

Con ayuda de los datos del registro de densidad (RHOB), se procedió a calcular la presión de sobrecarga para cada pie de profundidad en los cuatro pozos, es decir el peso total de la columna de roca más los fluidos contenidos en el espacio poroso.

Para calcular la presión de sobrecarga utilizamos la siguiente ecuación:

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

Donde:

S = Presión de sobrecarga (Kg/cm²).

ρ_l = Densidad promedio leído del registro (gr/cm³).

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

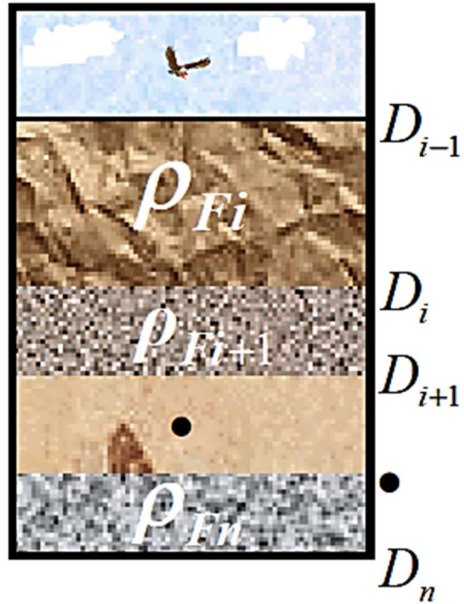


Figura 21. Profundidades y densidades de formaciones atravesadas durante la perforación.
Fuente: (ingeniería, 2017)

4.2.6 Determinar los intervalos de lutitas limpias.

Para determinar la tendencia normal de compactación todos los métodos que calculan la presión de poro necesitan los valores de tiempo de tránsito con el registro sísmico (DT) o en algunos casos de resistividad, entonces, es fundamental seleccionar los intervalos de lutitas limpias.

Primero se toman los registros de gamma ray y se traza la línea en donde se encuentra los valores máximos del registro, mientras en el perfil DT se selecciona los valores mínimos para trazar la línea como se muestra a continuación.

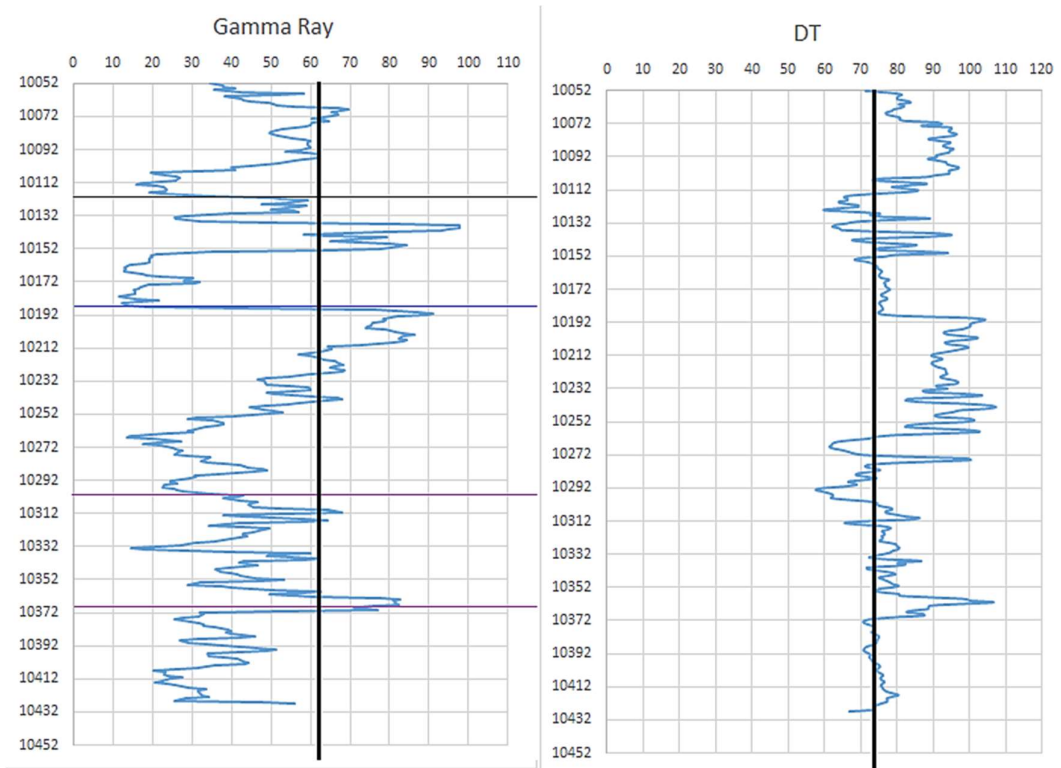


Figura 22. Línea base de lutitas del pozo 4

Elaborado por: (Baque Ariel, Villegas Jefferson)

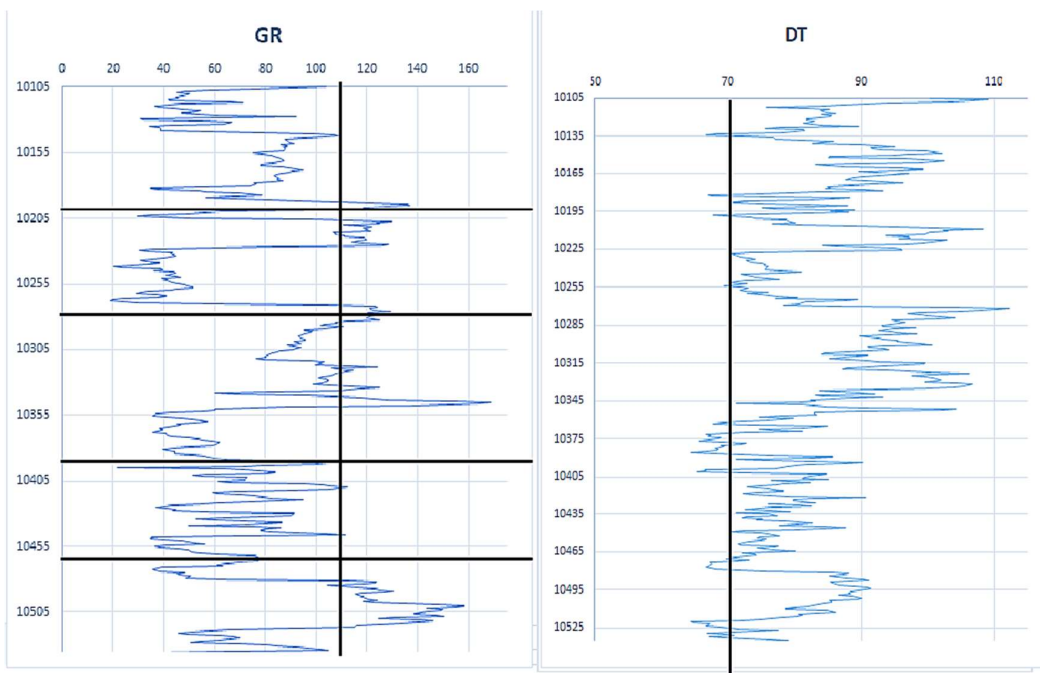


Figura 23. Línea base de lutitas del pozo 12
Elaborado por: (Baque Ariel, Villegas Jefferson)

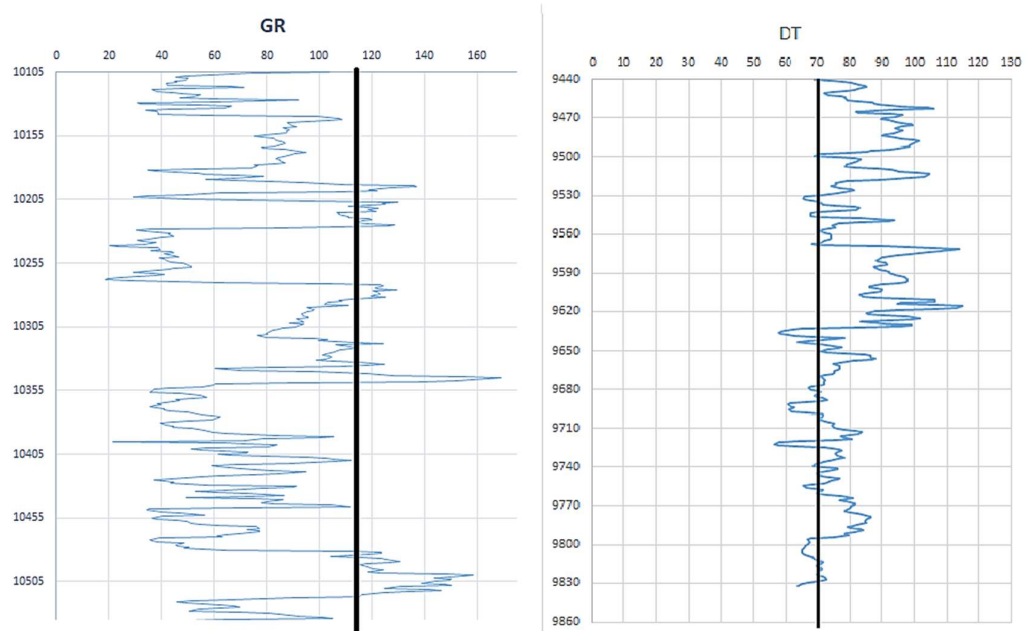


Figura 24. Línea base de lutitas del pozo 20
Elaborado por: (Baque Ariel, Villegas Jefferson)

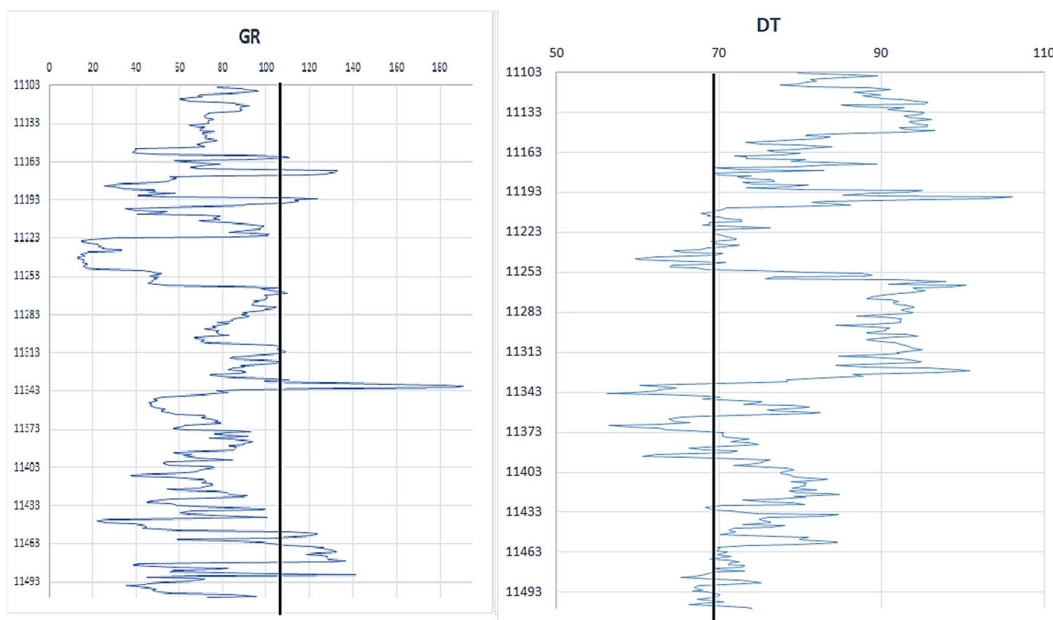


Figura 25. Línea base de lutitas del pozo 32
Elaborado por: (Baque Ariel, Villegas Jefferson)

Luego se seleccionan los puntos de lutitas, que ayudan para el análisis de tendencia normal de compactación. Estos puntos se encuentran entre las diferentes profundidades donde topan las líneas base de lutitas.

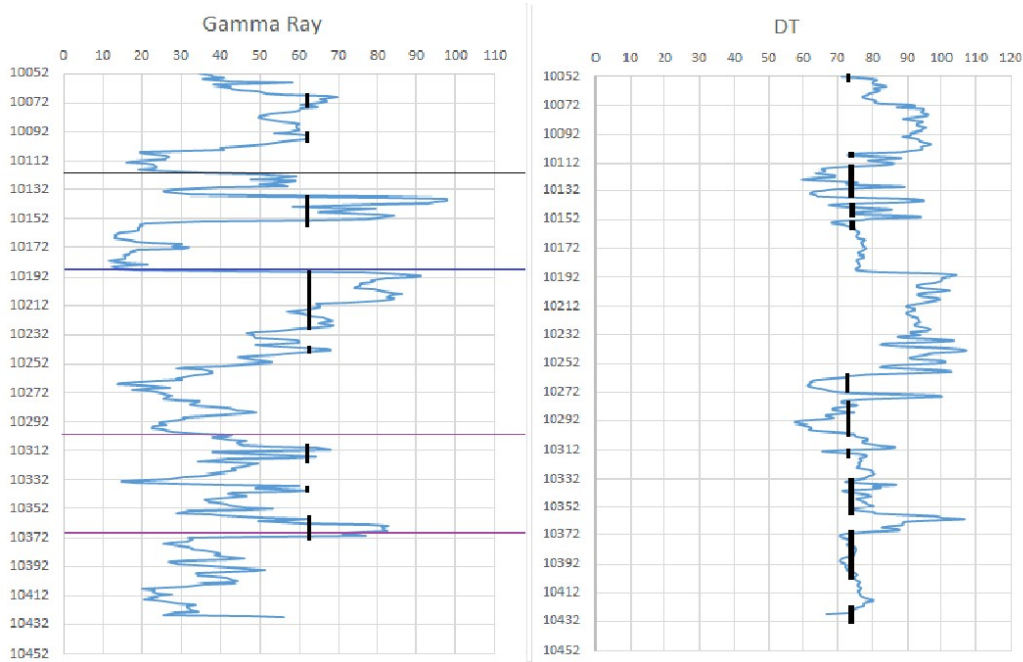


Figura 26. Selección de puntos de lutitas del pozo 4
Elaborado por: (Baque Ariel, Villegas Jefferson)

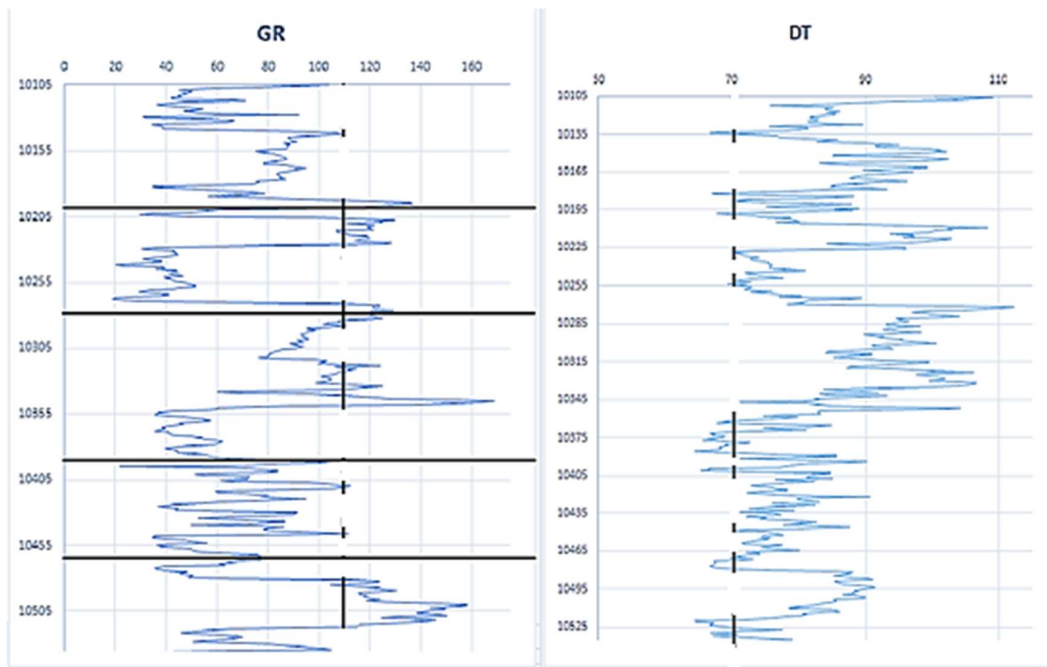


Figura 27. Selección de puntos de lutitas del pozo 12
Elaborado por: (Baque Ariel, Villegas Jefferson)

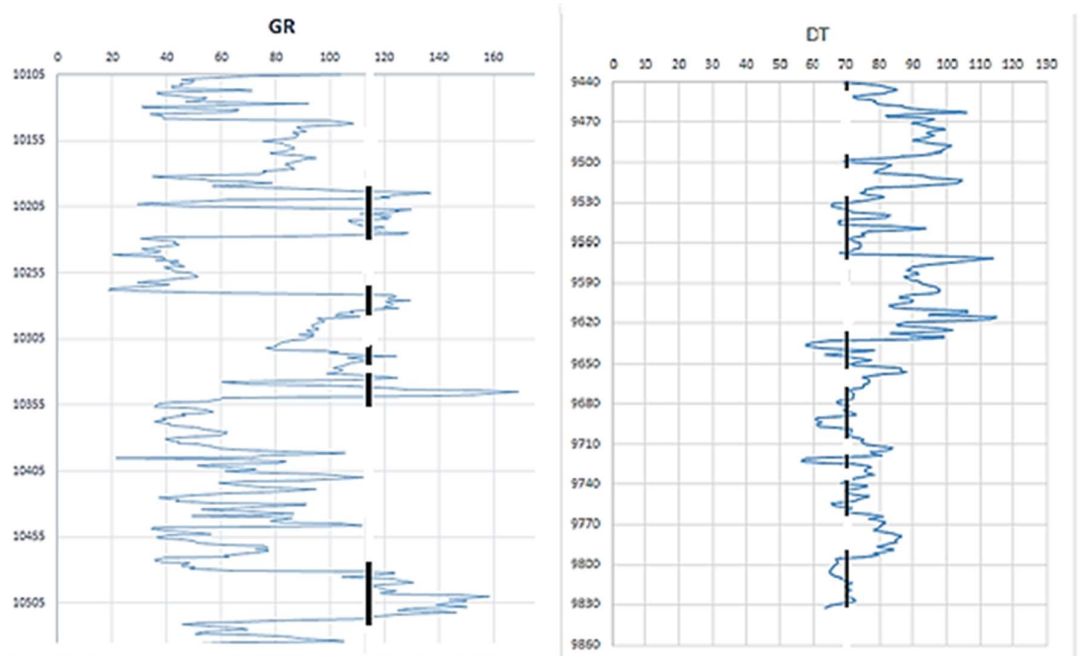


Figura 28. Selección de puntos de lutitas del pozo 20
Elaborado por: (Baque Ariel, Villegas Jefferson)

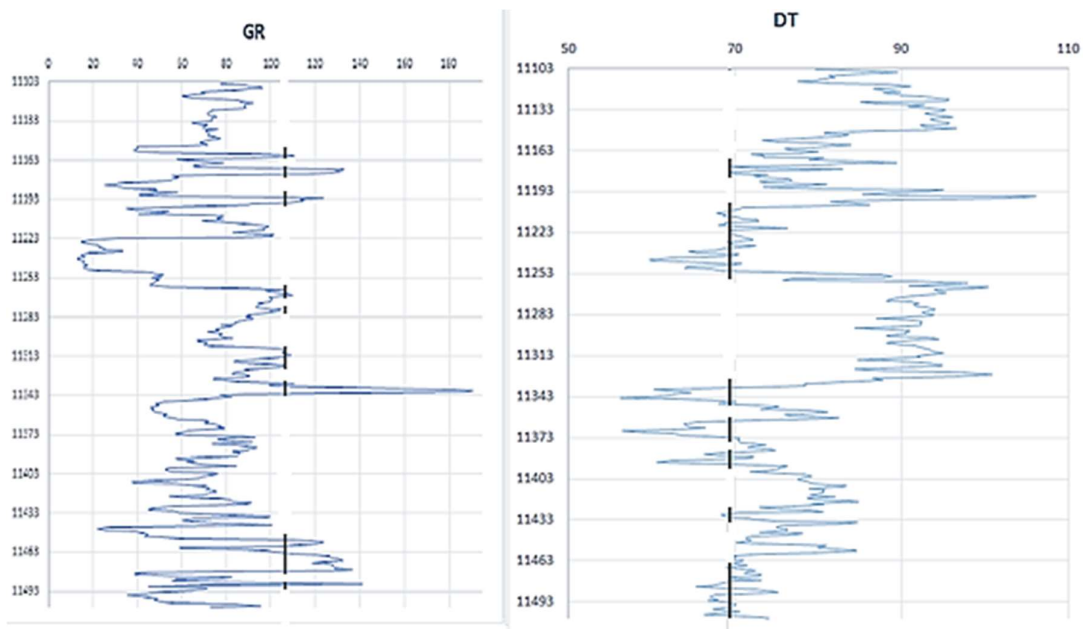


Figura 29. Selección de puntos de lutitas del pozo 32
Elaborado por: (Baque Ariel, Villegas Jefferson)

Con estos puntos seleccionados, se procede a unirlos para determinar el comportamiento de la porosidad en los registros que se utilizan. Después, la línea que une a los puntos de Lutita servirán para trazar la tendencia normal de compactación para finalmente calcular la presión de poro.

4.2.7 Cálculo de la presión de poro según el método de Eaton.

El método de Eaton se basa en el principio que establece que la tendencia normal de compactación se altera en la zona de presiones anormales. Eaton usó gran cantidad de datos de registros geofísicos y mediciones de presiones de poro de diferentes regiones geológicas para desarrollar una serie de ecuaciones, mediante las cuales se relacionan directamente la presión de poro con la magnitud de los valores observados y los obtenidos de la tendencia normal extrapolada.

El procedimiento es el siguiente:

- Luego de la unión de los puntos de lutitas limpias, se grafica profundidad vs tiempo de tránsito o resistividad de las lutitas.
- Dibuje una línea de tendencia normal y extrapole a la profundidad total.
- En la profundidad de interés, lea los valores de tiempo de tránsito de la tendencia normal (T_{ln}) y de la tendencia observada (T_{ln}) y también la profundidad equivalente al mismo valor del tiempo de tránsito observado (D_n).

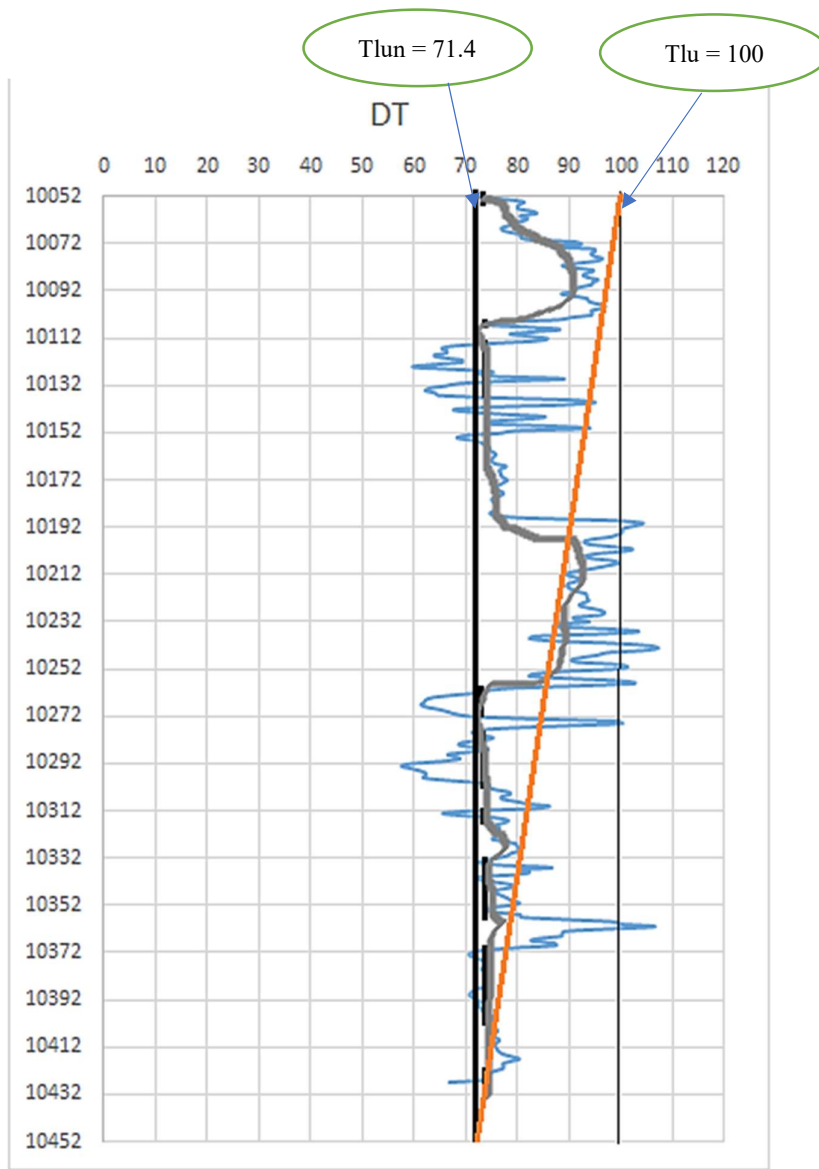


Figura 30. Tendencia normal y tendencia observada del pozo 4
 Elaborado por: (Baque Ariel, Villegas Jefferson)

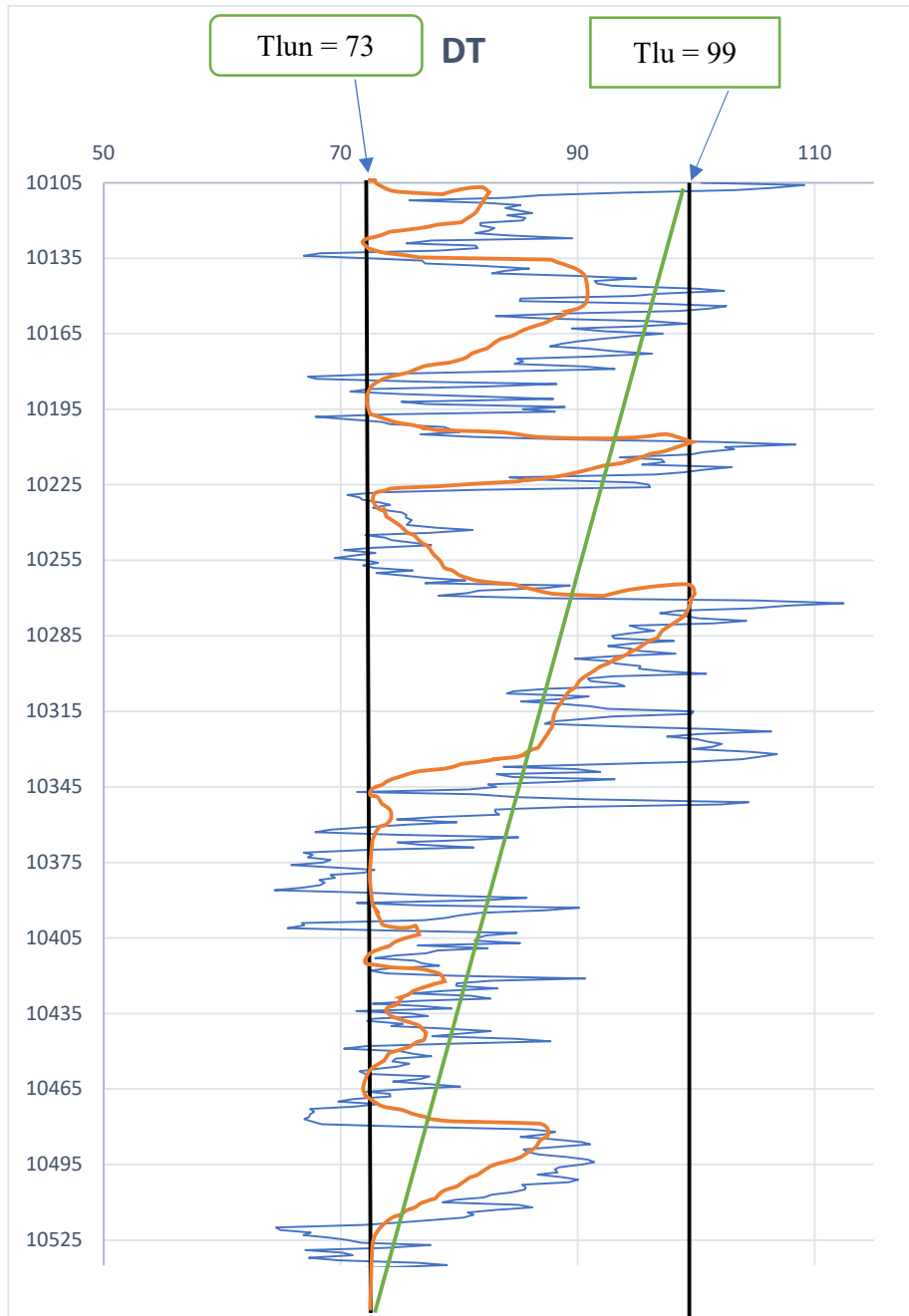


Figura 31. Tendencia normal y tendencia observada del pozo 12
 Elaborado por: (Baque Ariel, Villegas Jefferson)

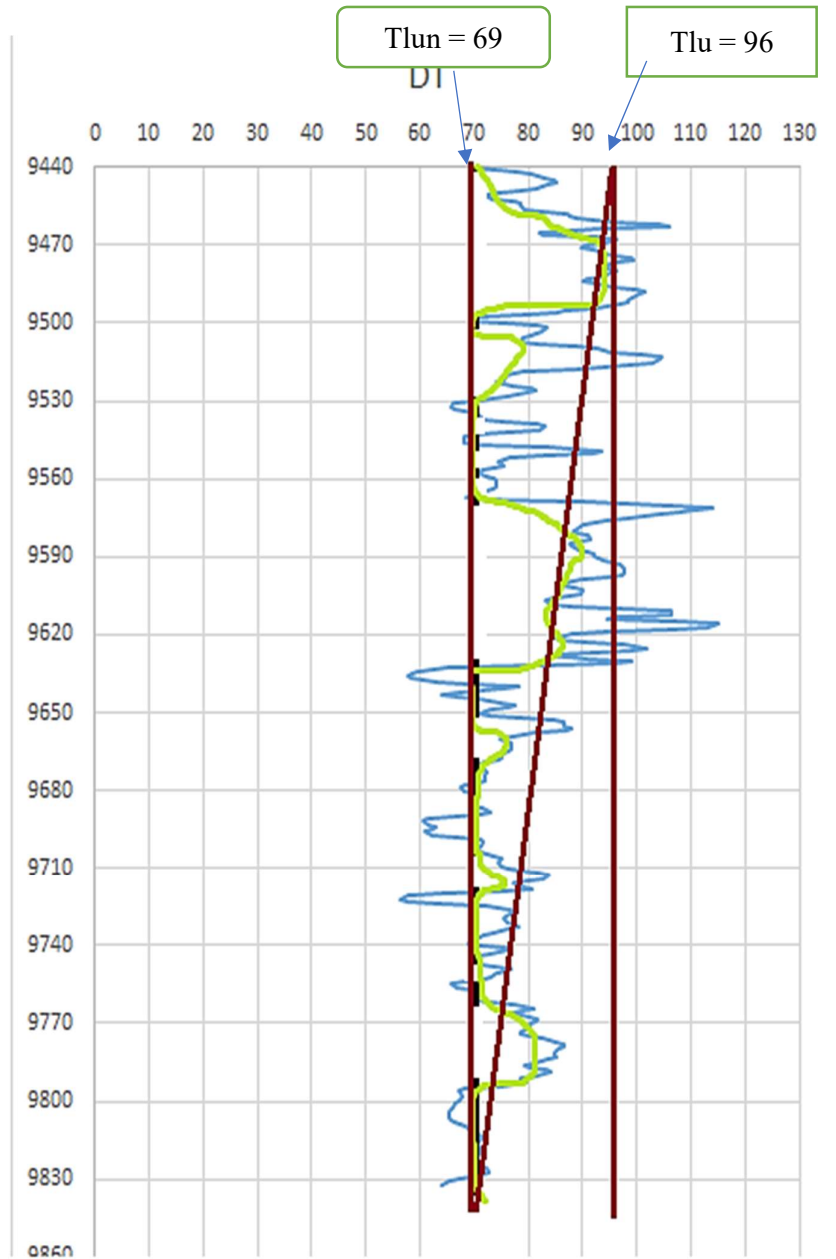


Figura 32. Tendencia normal y tendencia observada del pozo 12
 Elaborado por: (Baque Ariel, Villegas Jefferson)

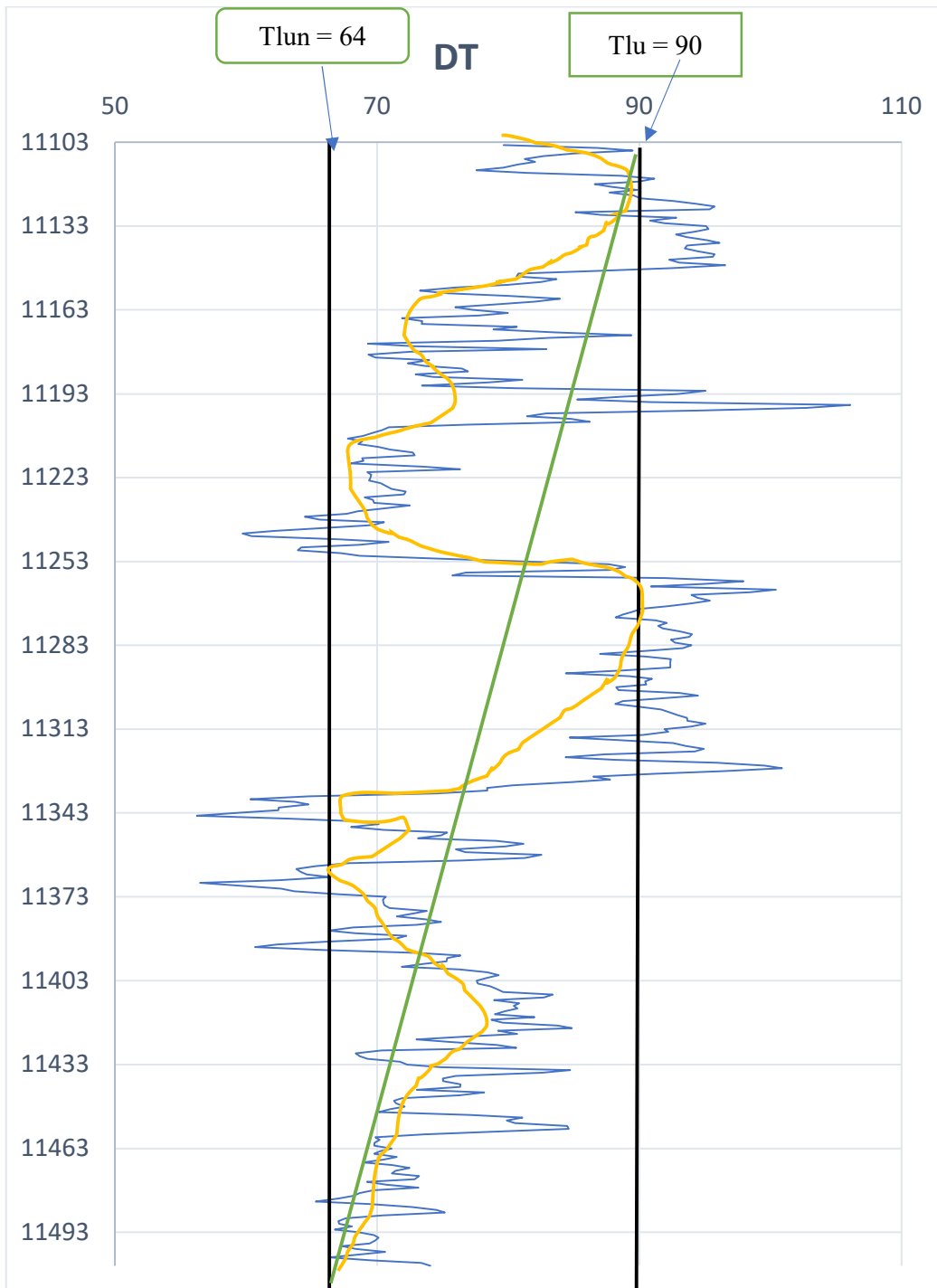


Figura 33. Tendencia normal y tendencia observada del pozo 32
 Elaborado por: (Baque Ariel, Villegas Jefferson)

Dependiendo del registro, se utilizan varias ecuaciones para calcular la presión de poro a la profundidad de interés. En este caso se utiliza el registro sísmico y se aplica la siguiente ecuación.

$$PP_D = S_D - (S_D - PP_{DN}) * \left(\frac{T_{lun}}{T_{lu}} \right)^{3.0}$$

Donde:

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

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

PP_{DN} = Presión de poro normal (Kg/cm²) (Generalmente se utiliza el gradiente 0,03269 Kg/cm²/ft)

T_{lun} = Tiempo de tránsito de la tendencia normal (µseg/ft)

T_{lu} = Tiempo de tránsito de la tendencia observada (µseg/ft)

4.2.8 Cálculo de la presión de poro según el método de Hottman & Johnson.

En 1965, Hottman & Johnson presentaron el método para predecir las magnitudes de las sobrepresiones por medio de registros de resistividad y registros sísmico, a pesar de solo ser desarrollado en las costas del golfo ha recibido una gran aceptación.

Los gráficos que utiliza el método relacionan las líneas de tendencia de los registros que indican el gradiente de presión de poros con la presión de poro a una cierta profundidad.

En este trabajo de investigación se aplica el método acústico que aporta la estimación de la porosidad de las rocas sedimentarias entre otros factores. Las velocidades sísmicas dependen de diferentes parámetros, los cuales incluyen al grado de compactación, la porosidad, el contenido de fluido y la litología, la velocidad sísmica se verá afectada si

existen variaciones en las líneas de tendencia normal de la porosidad o de la densidad, y por ende la tendencia de la presión de poros.

El procedimiento es el siguiente:

1. Graficar la línea de tendencia normal de la curva de tránsito de tiempo.
2. Identificar el tope de la formación de la zona sobrepresionada para diferenciar de la línea de tendencia graficada y extrapolarla hasta la profundidad total.
3. La presión de Poro a cualquier profundidad se encuentra con los siguientes pasos;
 - Encontrar el tope de la divergencia de la tendencia normal.
 - Diferenciar $\Delta t_{lun} - \Delta t_{lu}$, encontrar el gradiente de presión en la gráfica entre los valores reales del registro y los valores leídos de la línea de tendencia normal extrapolada.
 - Con el valor obtenido en el punto se entra a la correlación de H&J y se determina el gradiente de presión de poro.
 - Por último, el gradiente de presión de poro obtenido en el ítem anterior se multiplica por la profundidad para obtener la presión de poro buscada.

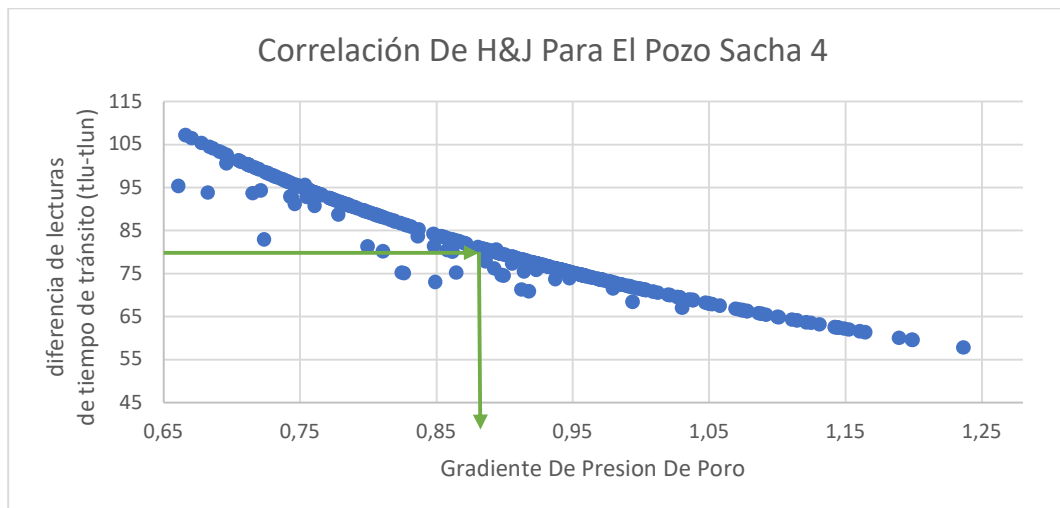


Figura 34. Correlación De H&J Para El Pozo Sacha 4
Elaborado por: (Baque Ariel, Villegas Jefferson)

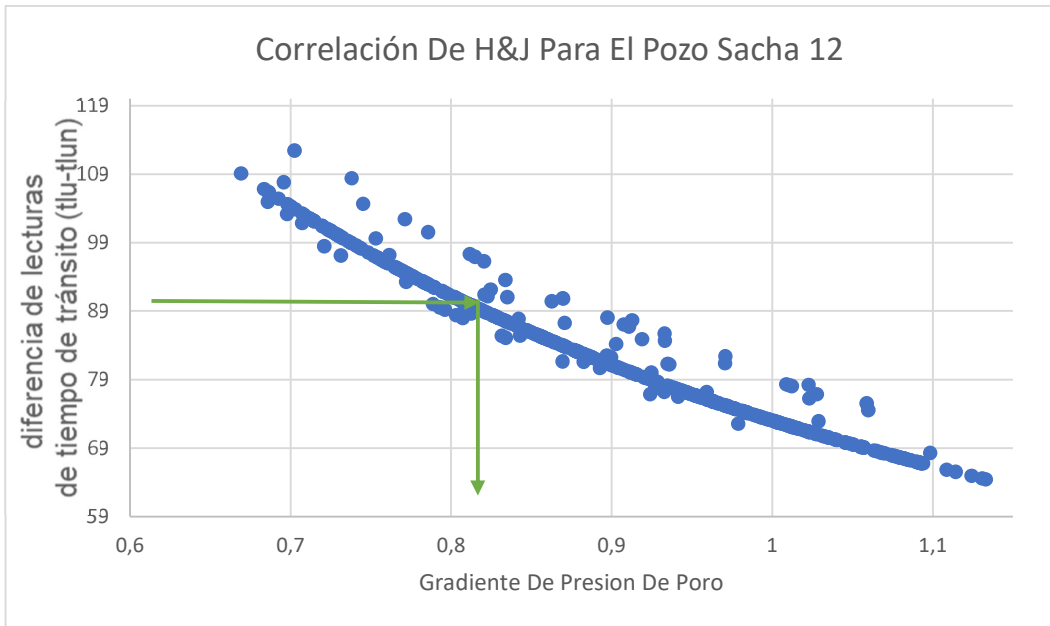


Figura 35. Correlación De H&J Para El Pozo Sacha 12
Elaborado por: (Baque Ariel, Villegas Jefferson)

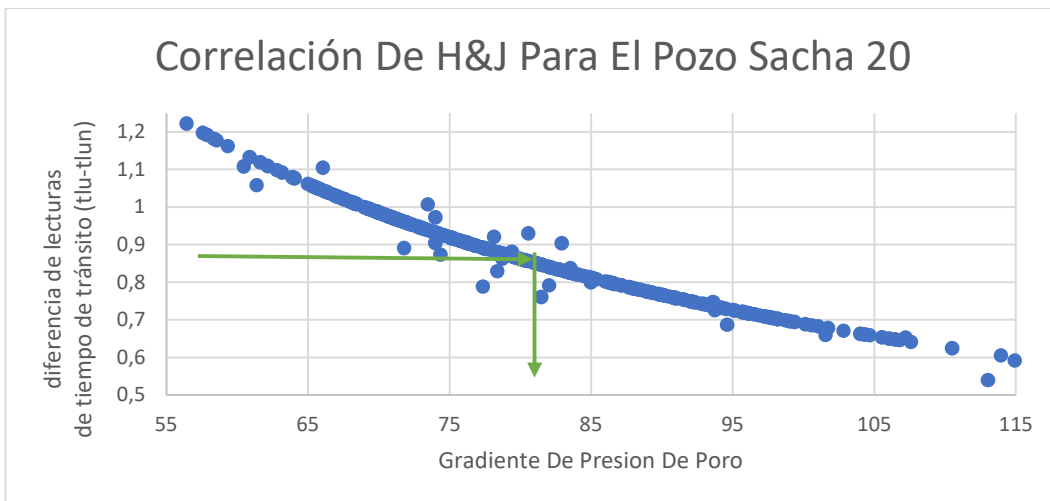


Figura 36. Correlación De H&J Para El Pozo Sacha 20
Elaborado por: (Baque Ariel, Villegas Jefferson)

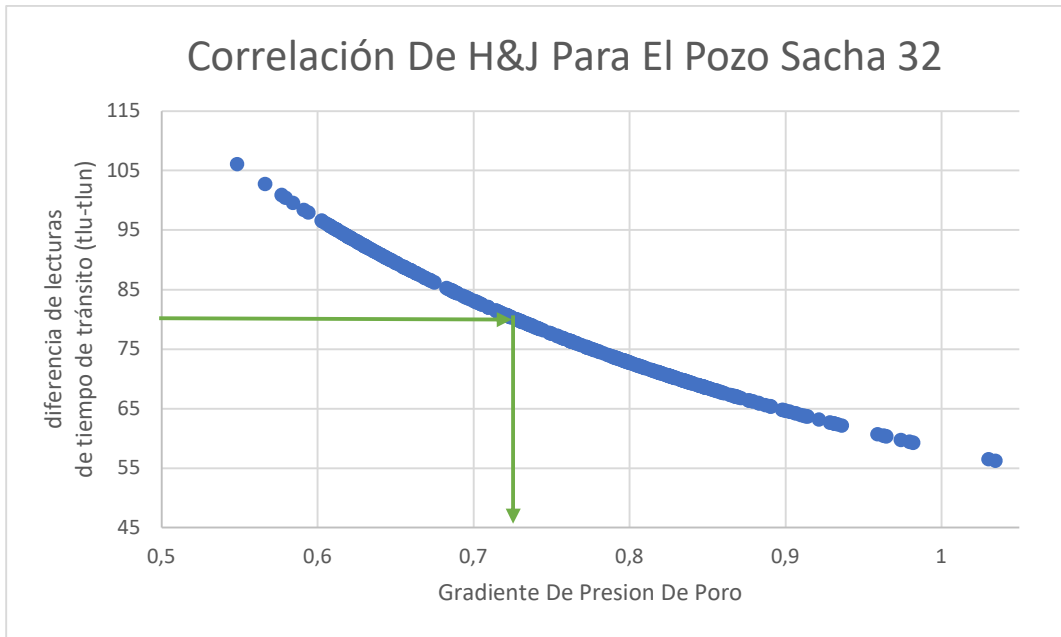


Figura 37. Correlación De H&J Para El Pozo Sacha 32
 Elaborado por: (Baque Ariel, Villegas Jefferson)

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL MÉTODO DE EATON Y HOTTMAN & JOHNSON

Una vez aplicada la ecuación 8 a cada una de las profundidades, se obtuvo el valor de presión de poro en unidades de Kg/cm², luego se procedió a convertir cada resultado en unidades de campo multiplicando por la constante de conversión 14,223 para dejarlas en unidades psi.

Luego se procedió a hacer la gráfica profundidad vs presión de poro y se agregó una curva de presión anormal con el objetivo de verificar si la presión de poro excede en algún punto del subsuelo a la presión anormal y tener las respectivas prevenciones.

También se agregó la curva obtenida del método de Hottman & Johnson para lograr una mejor comprensión de lo que sucede a diferentes profundidades.

A simple vista se puede notar que el método de Eaton sigue una secuencia lógica en cuanto a presiones se refiere, en cambio el de Hottman & Johnson muestra alteraciones drásticas en su curva por lo que no genera confianza al momento de intentar predecir inconvenientes por sobrepresión.

A continuación, se muestra los resultados de las curvas de los métodos con respecto a la presión anormal.

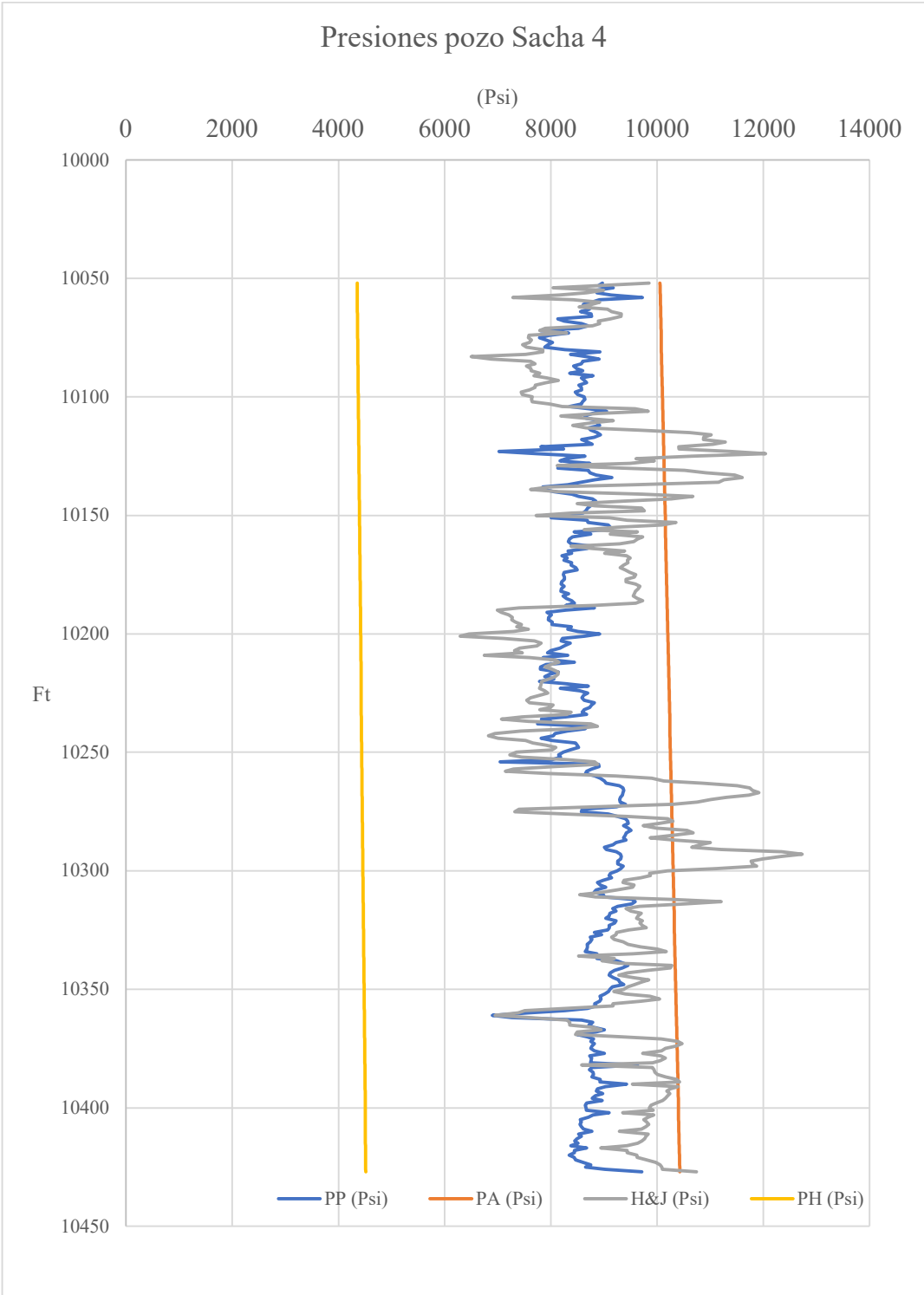


Figura 38. Comparación de las presiones en el pozo Sacha 4

Elaborado por: (Baque Ariel, Villegas Jefferson)

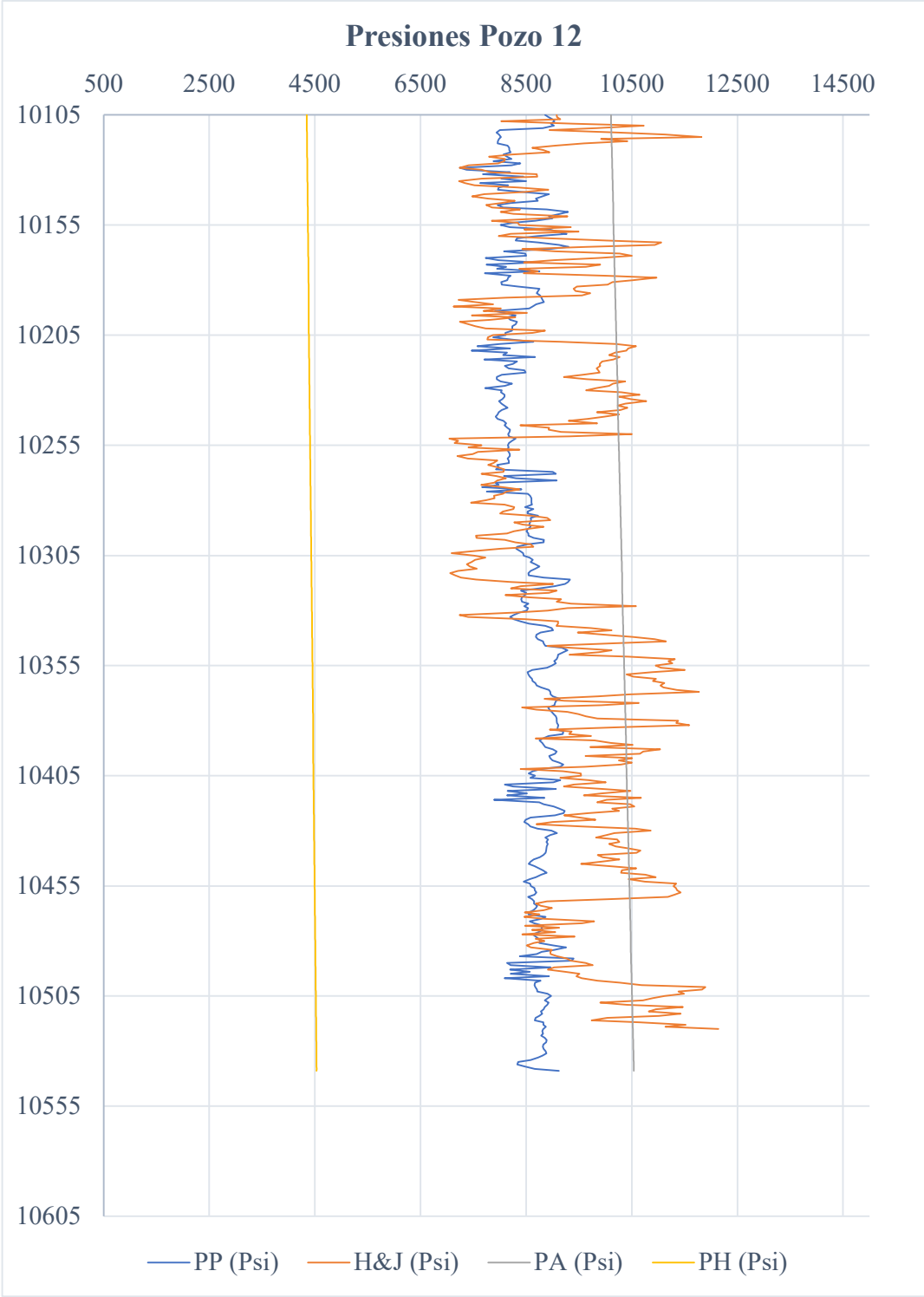


Figura 39. Comparación de las presiones en el pozo Sacha 12

Elaborado por: (Baque Ariel, Villegas Jefferson)

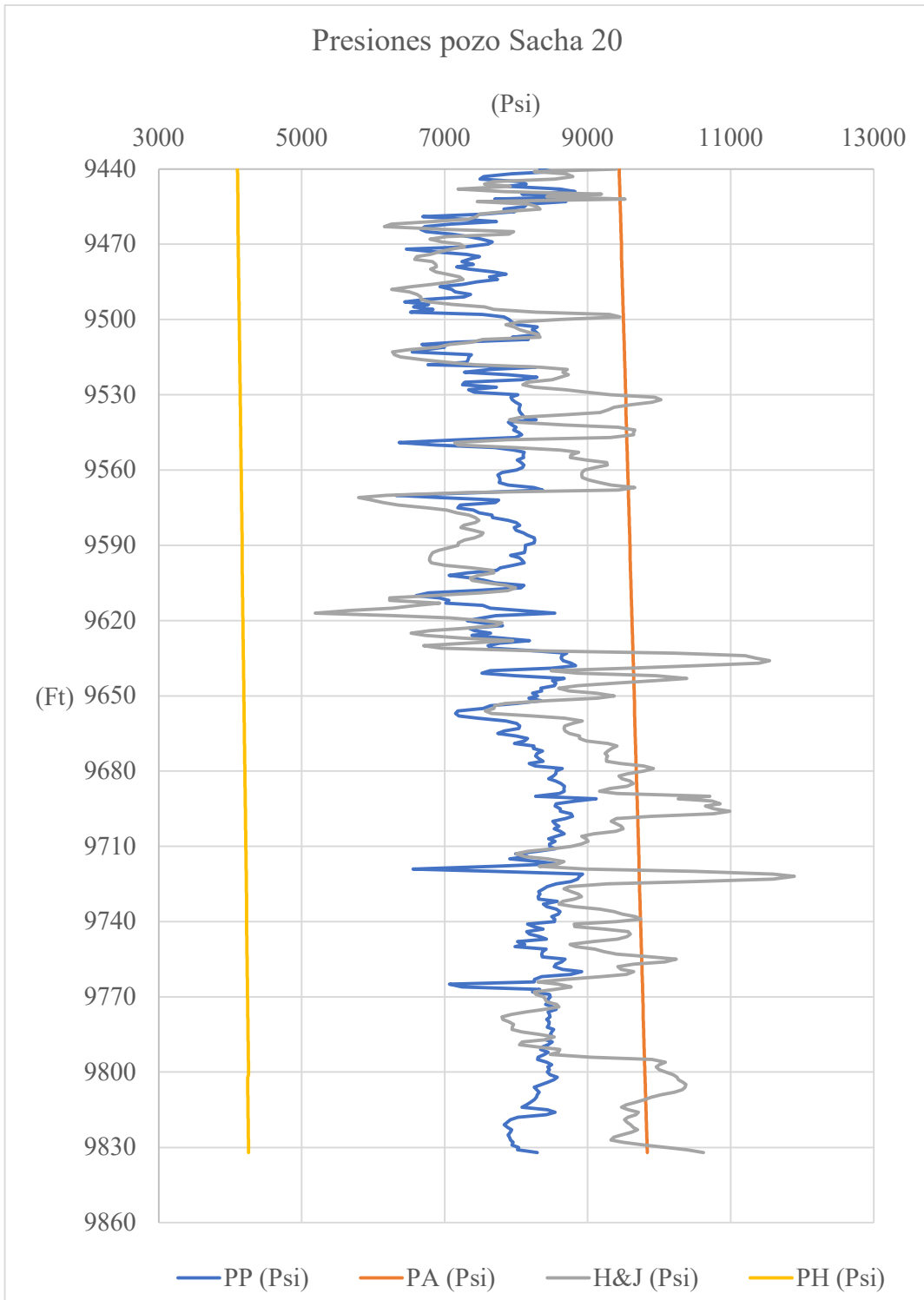


Figura 40. Comparación de las presiones en el pozo Sacha 20

Elaborado por: (Baque Ariel, Villegas Jefferson)

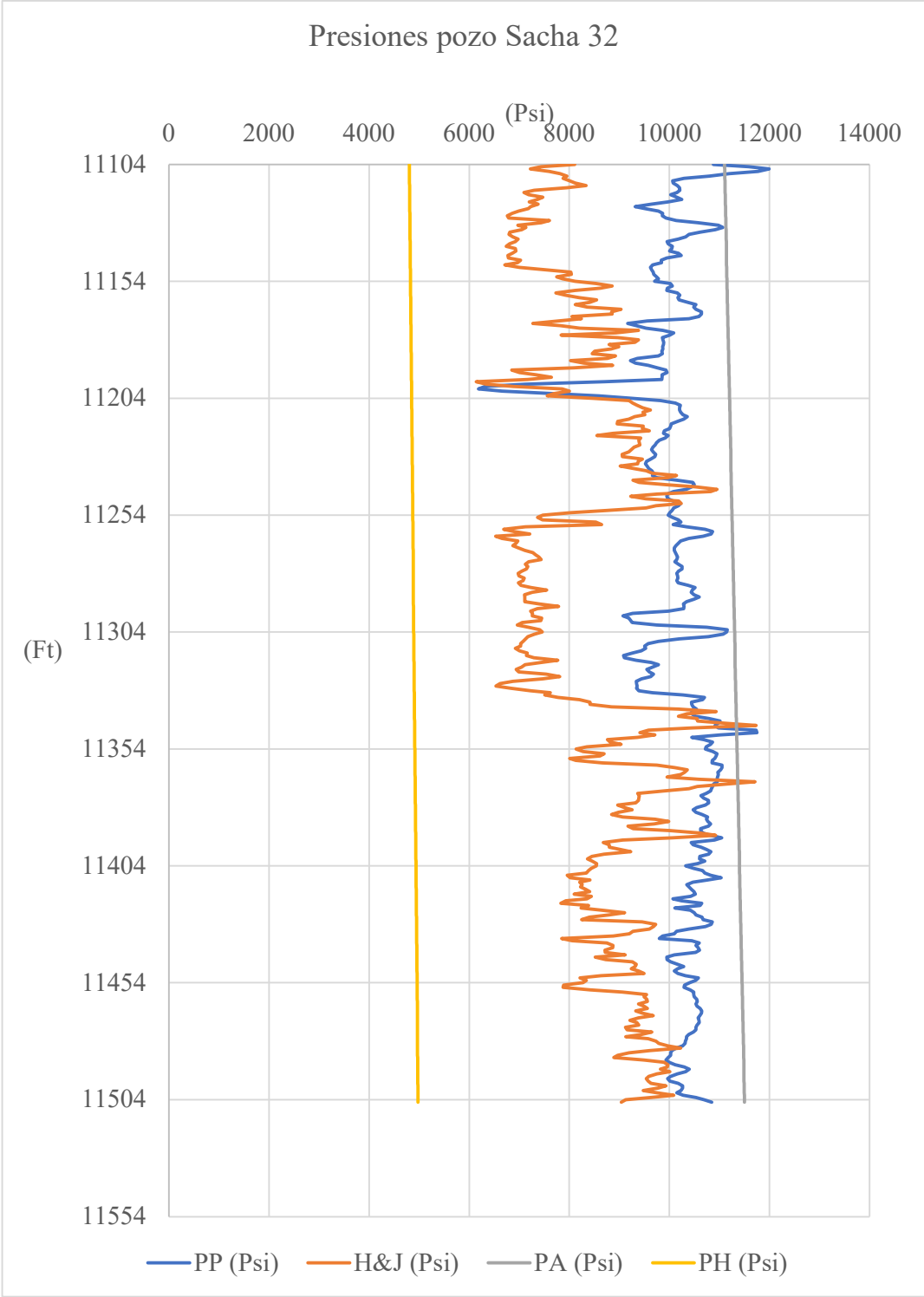


Figura 41. Comparación de las presiones en el pozo Sacha 32

Elaborado por: (Baque Ariel, Villegas Jefferson)

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- En el análisis de los métodos para calcular la presión de poro, se utilizaron datos de cuatro pozos (pozo 4, pozo 12, pozo 20 y pozo 32) pertenecientes al campo Sacha de la Cuenca Oriente, los cuales consisten en: registros eléctricos (GR, Sónico), topes, bases de las formaciones y facies sedimentarias para cada pozo.
- De los análisis PVT realizado en los cuatro pozos del campo Sacha se obtuvo que producen petróleo liviano de 26° API con una relación gas – petróleo de 238 MPCS / Bt.
- Para los dos métodos utilizados (Eaton y Hottman & Johnson) se aplicó el procedimiento acústico, por lo que se utilizaron los registros de Gamma Ray y Sónico, que resulta ser más eficiente que el procedimiento resistivo, ya que este es afectado por la presencia del lodo de perforación.
- El registro Gamma Ray permitió ubicar las rocas compactadas impermeables (lutitas) en donde se encontraban zonas de presiones de poro anormalmente elevadas (como se registraron en las tablas 2,3,4 y 5) y el registro Sónico permitió obtener valores de tendencia normal y tendencia observada en cada pozo.
- De acuerdo a los resultados obtenidos y las gráficas observadas (figuras 38, 39, 40 y 41) para los pozos 4, 12, 20 y 32, el método de Eaton resultó ser más conveniente, ya que gráficamente muestra una secuencia lógica por cada profundidad, lo que no sucede con el método de Hottman & Johnson que sus

- valores en ciertas partes sobrepasan drásticamente la presión anormal y no tienen una tendencia definida. Con respecto a la figura 41 perteneciente al pozo 32 se pudo determinar que a las profundidades de 11106 pies y 11344 pies existen presiones que sobrepasan la presión anormal, mediante la aplicación del método de Eaton, la implementación de esta metodología resultó factiblemente económica debido a que permitirá evitar los diferentes problemas causados por las sobrepresiones.

6.2 RECOMENDACIONES

- Es recomendable contar con los softwares apropiados para poder ejecutar los registros, ya que facilitaría en la lectura de los perfiles de pozos adquiriendo datos más precisos y se podría optimizar el tiempo en la investigación.
- Se recomienda poner más énfasis en el registro de Gamma Ray, porque es el responsable de predecir el tipo de litología a la profundidad a la que se encuentre, también, saber dónde se encuentran las rocas compactadas impermeables (lutitas) que son las que podrían ocasionar problemas de sobrepresión.
- Se debe tener en cuenta que el método a utilizar sea el más preciso posible, ya que a nivel mundial los principales problemas operativos, ocasionados durante la perforación son por una mala predicción de las geopresiones. Estos problemas ocasionan también el aumento de costos operativos y en muy pocos casos la pérdida del mismo pozo.
- Considerar que el método de Eaton en este proyecto es económicamente rentable a comparación del método de Hottman & Johnson, debido a que sólo en un pozo (pozo 32) a las profundidades de 11106 y 11344 existen presiones que sobrepasan la presión anormal, colocando al método de Eaton como el que mejor calibra la presión de poro.

BIBLIOGRAFÍA

- Agatón, R., & Sandra. (2018). *Predicción de la presión de poro en el terciario y cretácico para la planeación de perforación de un pozo inyector*. México. Obtenido de <http://132.248.52.100:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/14688>
- Aizprúa, J., & Quinde, M. (2014). *Cementación primaria del pozo Jame*. Guayaquil: ESPOL. Obtenido de <https://www.dspace.espol.edu.ec/retrieve/88509/D-70074.pdf>
- Baby, p., Rivadeneira, m., & Barragan r. (2004). *La Cuenca Oriente geología y petróleo*. Instituto Frances de Estudios Andinos. Obtenido de https://horizon.documentation.ird.fr/exl-doc/pleins_textes/doc34-08/010036207.pdf
- Balderas, C., & Cisneros, J. (2015). *Determinación de geopresiones para el asentamiento de tuberías de revestimiento*. Mexico: Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura Unidad Ticoman. Obtenido de <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15500/Determinaci%C3%B3n%20de%20geopresiones%20para%20el%20asentamiento%20de%20tuberias%20de%20revestimiento.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Baldock, J. W. (1982). *Geología del Ecuador / por JW Baldock; transl. español por la división de investigación geológico-Minera*. Quito: Quito, Ecuador: Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos, Dirección General de Geología y Minas, 1982. Obtenido de <https://lib.ugent.be/catalog/rug01:001703388>
- Barker, C. (1972). *Aquathermal pressuring - Role of temperature in development of abnormal-pressure areas*. Obtenido de <https://archives.datapages.com/data/bulletns/1971-73/data/pg/0056/0010/2050/2068.htm?doi=10.1306%2F819A41B0-16C5-11D7-8645000102C1865D>
- Borja, D., & Aguinaga, J. (2011). *Estudio De Los Pozos Cerrados Para Ser Rehabilitados A La Producción Del Campo Sacha*. Quito: Escuela Politécnica Nacional .
- Bruce, N. (1984). *EL MUNDO TRAS LA ERA DEL PETROLEO*. PLANETA, ARGENTINA. Obtenido de <https://www.iberlibro.com/primer-edicion/MUNDO-PETROLEO-BRUCE-NUSSBAUM-PLANETA-ARGENTINA/2986032061/bd>
- Burley, S. (2003). *Sandstone Diagenesis: Recent and Ancient*. Copyright © 2003 International Association of Sedimentologists. Obtenido de <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/9781444304459>
- Campos, V. (2014). *Acerca de nosotros: Petróleo América*. Obtenido de Registros Sónicos una utilidad en la Geofísica y Geomecánica: <http://www.petroleoamerica.com/2014/10/registros-conicos-una-utilidad-en-la.html>
- Christophoul, F. (Marzo de 1998). Comisión zona Gualaquiza, carretera Mendez-Patuca-Santiago-Morona y Cerro Macuma. *ORSTOM*. Obtenido de

- las cordilleras colonche, costera y occidental* /. Quito. Obtenido de <https://biblioteca.epn.edu.ec/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=24908>
- Osborne, M., & Swarbrick, R. (1997). *Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins; a reevaluation*. AAPG Bulletin. Obtenido de <http://aapgbull.geoscienceworld.org/content/81/6/1023>.
- Pérez, Z., Ojeda, G., & Mateus, D. (2009). Estimación de presión de poro a partir de velocidades sísmicas. *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro*, 10. Obtenido de http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0122-53832009000100001
- Petroproduccion. (2008). *Propiedades De Los Fluidos*. Departamento de corrosión Sacha.
- Petroproducción. (s.f.). *archivos campo sachá*. Obtenido de <https://docplayer.es/173708272-Escuela-politecnica-nacional.html>
- Rivadeneira, M. V., & Baby, P. (1999). *LA CUENCA ORIENTE, Estilo tectónico, Etapas de Deformación y Características Geológicas de los Principales Campos de Petroproducción*. QUITO: IRD. Obtenido de https://horizon.documentation.ird.fr/exl-doc/pleins_textes/divers17-06/010021332.pdf
- Rodríguez, J. (2007). *Ingeniería Básica de Yacimientos*. Anzoátegui. Obtenido de <http://blog.espol.edu.ec/alberto/files/2012/01/Rodr%C3%ADguez-J.-R.-Ingenier%C3%ADa-B%C3%A1sica-de-Yacimientos.pdf>
- Romeuf. (1995). Middle Jurassic Volcanism in the Northern and Central Andes . *Revista Geológica de Chile* , 22.
- Salinas, & Guerra. (2006). *Estimación de presiones de poro basadas en velocidades sísmicas*. (E. S.-I. (ICP), Ed.) Obtenido de http://scholar.google.com/scholar_lookup?title=Estimaci%C3%B3n+de+presiones+de+poro+basadas+en+velocidades+s%C3%ADsmicas+Informe+Final&author=Salinas+T.&author=Guerra+J.&publication_year=20062006
- Sánchez, & Irian. (Junio de 2013). METODOLOGÍA PARA MEJORAR LA TASA DE INYECCIÓN. Obtenido de <http://saber.ucv.ve/bitstream/123456789/4595/1/TRABAJO%20ESPECIAL%20DE%20GRADO.pdf>
- Sánchez, A., & Irian, F. (Junio de 2013). METODOLOGÍA PARA MEJORAR LA TASA DE INYECCIÓN. Obtenido de <http://saber.ucv.ve/bitstream/123456789/4595/1/TRABAJO%20ESPECIAL%20DE%20GRADO.pdf>
- Sanchez, B., & Iriani, F. (2013). *Metodología para mejorar la tasa de inyección de geles en las arenas A/B, formación Gobernador, campo Borburata*. Caracas: Universidad Central de Venezuela. Obtenido de <http://saber.ucv.ve/bitstream/123456789/4595/1/TRABAJO%20ESPECIAL%20DE%20GRADO.pdf>
- Sayers, C. (2012). *An introduction to velocity-based pore-pressure estimation*. 2006 Society of Exploration Geophysicists. Obtenido de <https://doi.org/10.1190/1.2405335>
- Schlumberger. (s.f.). *Principios - aplicaciones de la interpretación de registros / Schlumberger*. Obtenido de https://biblioteca.epn.edu.ec/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=71697&shelfbrowse_itemnumber=92172

- Tschopp, H. (01 de Octubre de 1953). Exploraciones petroleras en el Oriente de Ecuador. Obtenido de <https://pubs.geoscienceworld.org/aapgbull/article-abstract/37/10/2303/33842/Oil-Explorations-in-the-Oriente-of-Ecuador-1938?redirectedFrom=fulltext>
- Villegas, F., & Elías, J. (2013). *Interpretación de Registros de Pozos de Petróleo*. Obtenido de https://sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtualdata/tesis/basic/falla_ve/cap3.pdf
- Weatherford, O. (2010). *Control de producción Campo Sacha*. Quito: Estudio Site Discovery, Orellana.
- Yuquilema, J. (2010). *MODELO DEPOSITACIONAL DE LA ARENISCA T EN LA CUENCA ORIENTE*. Quito, Ecuador . Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2417/1/CD-3148.pdf>
- Zoback, M., & Townend, J. (2001). *Implications of hydrostatic pore pressures and high crustal strength for the deformation of intraplate lithosphere*. Stanford: Department of Geophysics, Stanford University. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0040195101000919>