



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“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”**

**PROYECTO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEO**

**AUTORAS: DIANA ANABEL ARMIJOS LAINEZ
JOHANNA NATHALY OÑA MUÑOZ**

TUTOR: ING. ROMEL ERAZO BONE MSc.

LA LIBERTAD- ECUADOR

2018

UNIVERSIDAD ESTATAL

PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

ESCUELA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

**“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”**

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Previo a la obtención del título de:

INGENIERO EN PETRÓLEOS

AUTORES: DIANA ANABEL ARMIJOS LAINEZ

JOHANNA NATHALY OÑA MUÑOZ

TUTOR: ING. ROMEL ERAZO BONE Msc.

LA LIBERTAD-ECUADOR

2018

DECLARACIÓN DE AUTORÍA DE TESIS

Nosotras, Armijos Lainez Diana Anabel y Oña Muñoz Johanna Nathaly, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **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**, es de nuestra autoría. Además, expresamos que el mismo no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional y que hemos dispuesto de las referencias bibliográficas incluidas en este estudio.

Por medio de la presente declaración cedemos los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a 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 institucional vigente.

Santa Elena, Septiembre del 2018

Diana Anabel Armijos Laínez

Johanna Nathaly Oña Muñoz

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

La Libertad, 16 de agosto del 2018

CERTIFICACIÓN DE TUTOR

En mi calidad de Tutor de la Tesis: **"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"**, desarrollada por las estudiantes **DIANA ANABEL ARMIJOS LAINEZ, JOHANNA NATHALY OÑA MUÑOZ** egresadas de la carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del Título de Ingeniería en Petróleo.

Me permito declarar que luego de haber dirigido, estudiado y revisado, apruebo en su totalidad este trabajo de investigación.

Atentamente,


Ing. Romel Erazo Bone, MSc.
CI. 0802990838
Docente Tutor

TRIBUNAL DE GRADO

Ing. Juan Garcés, MSc
DECANO DE LA FACULTAD
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

Ing. Marllelis Gutiérrez, MSc.
DIRECTOR DE LA CARRERA
INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

Ing. Humberto Peña, Msc.
PROFESOR DE ÁREA

Ing. Romel Erazo Bone, Msc.
TUTOR DE TESIS

Abg. Victor Coronel Ortiz, Msc.
SECRETARIO GENERAL

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Dra. Marianela Silva Sánchez.

Cédula de identidad: 0962550133

Número de celular: 0999504411

Salinas- Provincia de Santa Elena.

Ecuador

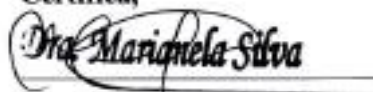
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Yo, Dra. Marianela Silva Sánchez, certifico que he revisado la redacción, estilo y ortografía del contenido del proyecto de investigación: **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**, elaborado por **Armijos Láinez, Diana Anabel y Oña Muñoz, Johanna Nathaly**; presentado como requisito académico previo a la obtención del título de Ingeniera en Petróleo, en la Universidad Estatal Península de Santa Elena, Facultad de Ciencias de la Ingeniería. 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 treinta días del mes de agosto del dos mil dieciocho.

Certifica,



Dra. Marianela Silva Sánchez

Licenciada en educación: SENESCYT número 862194454

Doctora en ciencias de la educación: SENESCYT número 8622110183

Especialista en Psicología Educativa

Diplomada en Metodología de investigación cualitativa

CERTIFICADO ANTIPLAGIO



Universidad Estatal
Península de Santa Elena



Biblioteca General

La Libertad, _16 de _Agosto del _2018_

CERTIFICADO ANTIPLAGIO 003-TUTOR RAEB-2018

En calidad de tutor del trabajo de titulación denominado "**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**", elaborado por las estudiantes **DIANA ANABEL ARMIJOS LAINEZ, JOHANNA NATHALY OÑA MUÑOZ**, egresado(a) de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, de la Facultad de CIENCIAS DE LA INGENIERÍA de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con 3% de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Adjunto reporte de similitud.

Atentamente,

Ing. Romel Angel Erazo Bone, MSc.

C.I:0802990838

DOCENTE TUTOR

Biblioteca General

Vía La Libertad - Santa Elena
Correo: biblioteca@upse.edu.ec
Teléfono: 042781738 ext. 136

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, agradezco a Dios, por permitirme seguir con vida, siendo mi guía y fortaleza para el logro exitoso de esta meta.

A mis padres Cumandá Muñoz y Marcos Oña, por ser el pilar fundamental que brinda el soporte para todo lo que me propongo, quienes siempre han estado presentes en mi etapa estudiantil, brindando su apoyo y fortalezas necesarias para conseguir este objetivo.

A mi hija Mayra Matias Oña, quien es el impulso para seguir adelante, mi motor principal en todo momento.

A la Ing. Mallerlis Gutiérrez Msc. directora de la carrera por el apoyo y las facilidades brindadas.

Al tutor de tesis Ing. Romel Erazo Bone Msc. por el apoyo profesional brindado en todo el proyecto, quien con paciencia ha estado presente asesorándonos con sus conocimientos en la elaboración del mismo y así poder culminar con éxito.

Al Ing. Carlos Portilla y al Ing. Richard Baque por la ayuda brindada en la elaboración de este proyecto.

Johanna Oña Muñoz

AGRADECIMIENTO

A Dios, quien ha estado presente en todo momento, dándome salud y fuerzas para poder culminar una nueva etapa de mi vida profesional.

A mi Familia quien es y será mi pilar fundamental, aquella que me dio ánimos para llegar a esta meta lograda con gran esfuerzo.

A mi esposo Adrián, a mis hijos Camila y Tahiel, por el apoyo que me brindaron durante todo el tiempo dedicado a mi formación profesional.

A todas las personas que siempre estuvieron conmigo y me motivaron durante todo este tiempo para lograr llegar a este objetivo, en especial a los directivos y docentes de la carrera de Ingeniería en Petróleo; por los conocimientos impartidos durante mi vida estudiantil.

Al Ing. Romel Erazo Bone Msc. por el apoyo y enseñanza para la elaboración de este proyecto, el cual incrementa mis conocimientos.

Diana Armijos Laínez

DEDICATORIA

El presente proyecto de tesis es dedicado principalmente a Dios, por estar presente en todo momento, bendiciéndome y guiándome en todo camino, dándome las fuerzas necesarias para seguir adelante, pudiendo así culminar este proceso con éxito obteniendo uno de mis más preciados anhelos.

Con todo cariño y amor a mi hija Mayra Matias Oña por ser mi mayor inspiración, sobre todo a mis padres Marcos Oña y Cumandá Muñoz por su apoyo incondicional, por haber puesto toda su confianza en mí, y así poder lograr una meta más en mi vida.

No podía faltar mi mejor amiga quien ha estado siempre conmigo y es participe en la elaboración de este proyecto.

A mi familia y todas las personas que me han apoyado y han hecho que el trabajo se realice con éxito, en especial a aquellos que me abrieron su puerta y compartieron sus conocimientos.

Johanna Oña Muñoz

DEDICATORIA

A Dios, por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente durante todo el periodo de estudio.

A mi madre Soraya Laínez, por darme la vida, por siempre mantenerme en sus oraciones, quererme mucho, creer en mí y por siempre apoyarme, todo te lo debo a ti.

A mi padre Carlos Armijos, por ser ejemplo de perseverancia y constancia y habérmelas infundado siempre, por el valor mostrado para salir adelante y por su amor; esto también te lo debo a ti.

A mi esposo Adrián Vélez, mis hijos Camila y Taniel por siempre contar con su gran amor y apoyo incondicional.

A mis hermanos, Daniela y Ronald; mi tía Mayra Laínez, por siempre estar dispuestos a ayudarme.

A mi mejor amiga Johanna, por siempre contar con ella y por todo lo vivido durante la elaboración del proyecto.

A mi amigo Richard Baque por compartir su conocimiento.

A mis docentes. Ing. Romel Bone Msc. por su gran apoyo y motivación para la culminación de mis estudios profesionales y para la elaboración de este proyecto; al Ing. Carlos Portilla por el tiempo compartido y por impulsar el desarrollo de mi formación profesional.

Diana Armijos Laínez

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

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

Autores: Diana Anabel Armijos Lainez
Johanna Nathaly Oña Muñoz

Tutor: Ing. Romel Erazo Bone. Msc.

RESUMEN

El presente proyecto de investigación tiene como objetivo general desarrollar una metodología mediante el uso de los registros de densidad y sísmico para determinar con mayor precisión las curvas de presión de poro y presión de fractura en el campo Gustavo Galindo Velasco (GGV) de las formaciones San Andrés y Atlanta. En el mencionado campo existen pozos que actualmente se están perforando, y el reconocimiento de parámetros como problemas de flujo, pegaduras de tuberías, pérdidas de circulación, derrumbes de formación, entre otros, permite ahorrar costos de perforación y reducir los tiempos propuestos en la etapa de planeación original. Los pozos Ancón 1985, Ancón 1991 y Ancón 2002 del complejo Gustavo Galindo Velasco ubicado en la Península de Santa Elena de la zona costera ecuatoriana, son los pozos escogidos para evaluar durante este proyecto, usando únicamente las formaciones productoras de Atlanta y San Andrés, puesto que disponen de la información necesaria sobre los registros eléctricos para evaluarlas (Registro de Rayos Gamma (GR), el registro de Contenido de Arcilla (Vsh) y los registros de porosidades del Neutrón y Sísmico (PHIN) y (PHIS) respectivamente). A partir de estos registros se pueden obtener otros perfiles eléctricos necesarios que se utilizaron como el registro de densidad (ρ_l), el registro de tiempo de tránsito del sísmico (DTI) y el registro de porosidad efectiva (PHIE), información útil para generar las curvas de presión de sobrecarga, presión de poros y presión de fractura propuestos. Los resultados de estas presiones se obtuvieron usando el método de Eaton para las presiones de formación y de fractura. Al final del trabajo se presenta la simulación de las curvas de presiones de poro (PP), Presión de Fractura (PFr), Presión Hidrostática (PH) y Presión Anormal (PA) a escala de profundidad para verificar las zonas donde podría existir influjo en los tres pozos propuestos.

Palabras claves: Presión de formación, presión de fractura, registro de pozos

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**METHODOLOGY TO GENERATE THE PRESSURE CURVES OF
FORMATION AND FRACTURE PRESSURE THROUGH AN
ALGORITHM FROM THE WELL RECORDS IN THE GUSTAVO
GALINDO VELASCO FIELD**

Autores: Diana Anabel Armijos Lainez
Johanna Nathaly Oña Muñoz

Tutor: Ing. Romel Erazo Bone. Msc.

ABSTRACT

The main objective of this research project is to develop a methodology through the use of density and sonic logs to more accurately determine the pore pressure and fracture pressure curves in the Gustavo Galindo Velasco field (GGV) of the San formations. Andrés and Atlanta. In the mentioned field there are wells that are currently being drilled, and the recognition of parameters such as flow problems, pipe sticking, circulation losses, landslides, among others, allows to save drilling costs and reduce the times proposed in the stage of original planning. The wells Ancón 1985, Ancón 1991 and Ancón 2002 of the Gustavo Galindo Velasco complex located in the Santa Elena Peninsula of the Ecuadorian coastal zone, are the wells chosen to be evaluated during this project, using only the production formations of Atlanta and San Andrés, they have the necessary information about the electrical registers to evaluate them (Gamma Ray Record (GR), the Clay Content Registry (Vsh) and the Neutron and Sonic porosity registers (PHIN) and (PHIS) respectively). From these records you can obtain other necessary electrical profiles that were used as the density register (ρ_l), the sonic transit time record (DTI) and the effective porosity register (PHIE), useful information to generate the pressure curves of proposed overload, pore pressure and fracture pressure. The results of these pressures were obtained using the Eaton method for formation and fracture pressures. At the end of the work, the simulation of pore pressure (PP), Fracture Pressure (P_{Fr}), Hydrostatic Pressure (PH) and Abnormal Pressure (PA) at depth scale is presented to verify the areas where there could be an influence in the three proposed wells.

Keywords: Formation pressure, fracture pressure, well logging.

ÍNDICE GENERAL

DECLARACIÓN DE AUTORÍA DE TESIS.....	ii
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR	iii
TRIBUNAL DE GRADO	iv
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA	v
CERTIFICADO ANTIPLAGIO	vi
AGRADECIMIENTO	vii
DEDICATORIA	ix
RESUMEN.....	xi
ABSTRACT.....	xii
ÍNDICE GENERAL	xiii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xvii
ÍNDICE DE TABLAS	xix
INTRODUCCIÒN	1
CAPÍTULO I.....	3
1. MARCO CONTEXTUAL DE LA INVESTIGACIÓN	3
1.1 ANTECEDENTES	3
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	4
1.3 JUSTIFICACIÓN	5
1.4 OBJETIVOS	6
1.4.1 Objetivo General.....	6
1.4.2 Objetivos Específicos	6
1.5 HIPÓTESIS DE TRABAJO:.....	6
1.6 METODOLOGÍA GENERAL	6
1.6.1 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	7
1.6.1.1 Método General	7
1.6.1.2 Modalidad.....	7
1.6.1.3 Técnicas	7
1.6.1.4 Materiales o recursos	7
CAPÍTULO II	9
2. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL CAMPO	9

2.1	Generalidades del Campo	9
2.2	Antecedentes históricos del Campo	10
2.3	Ubicación del área de estudio	12
2.4	Estructuras geológicas	15
2.4.1	Litología de las Formaciones	16
2.4.1.1	Formación Tablazo	18
2.4.1.2	Grupo Ancón.....	18
2.4.1.2.1	Formación Seca.....	18
2.4.1.2.2	Formación Socorro	18
2.4.1.2.3	Formación Clay Pebble Beds (CPB)	19
2.4.1.2.4	Formación Santo Tomás	19
2.4.1.2.5	Formación Passage Beds (PB).....	19
2.4.1.3	Formación Atlanta	19
2.4.1.4	Formación Santa Elena	19
2.4.1.5	Formación Cayo.....	20
2.4.1.6	Formación Piñón (Jurásico- Cretácico Medio).....	20
2.5	Propiedades de los Fluidos	20
2.5.1	Factor volumétrico del petróleo (β_o)	20
2.5.2	Densidad	21
2.5.3	Densidad °API	21
2.6	Propiedades de las rocas.	22
2.6.1	Porosidad	22
2.6.2	Permeabilidad	22
2.6.3	Saturación de Fluidos.....	23
CAPÍTULO III.....		25
3.	REGISTROS DE POZOS.....	25
3.1	Generalidades de los registros de Pozo.....	25
3.2	Registro Gamma Ray.....	26
3.2.1	Principio de Medición de la Herramienta NGS	28
3.2.2	Aplicaciones del Registro NGS	29
3.2.3	Equipo de Gamma Ray	30
3.3	Registro de Densidad.....	31

3.3.1	Principio del Registro de Densidad	32
3.3.2	Aplicaciones del Registro de Densidad	33
3.4	Registro sónico	34
3.4.1	Principio del Registro Sónico	35
3.4.2	Aplicaciones del Registro Sónico	35
3.5	Presión de Sobrecarga.....	36
3.5.1	Esfuerzo efectivo	36
3.5.2	Principio de Terzaghi.....	37
3.6	Presión de Formación	38
3.6.1	Métodos de Predicción de presión de formación.....	38
3.6.2	Método de Eaton para cálculo de la Presión de Poros.....	38
3.7	Presión de Fractura	40
3.7.1	Métodos de Predicción de Presión de Fractura.....	41
3.7.2	Correlación de Eaton para el cálculo de la Presión de Fractura	41
3.8	Comportamiento de las Curvas de Presión en los Reservorios	42
CAPÍTULO IV		46
4.	SIMULACIÓN Y OBTENCIÓN DE RESULTADOS	46
4.1	Procesamiento de datos de campo	46
4.2	Litología de la Formación.....	48
4.2.1	Identificación de zonas permeables y zonas impermeables.....	49
4.3	Cálculo de Registros complementarios.....	52
4.4	Desarrollo de un algoritmo para obtención de curvas de presión de poro y de fractura	56
4.4.1	Determinación de la presión de Sobrecarga	56
4.4.2	Selección de los intervalos de lutitas limpias	57
4.4.3	Determinación de la Presión de poro.....	61
4.4.4	Determinación de la presión de fractura	64
4.5	Simulación de escenarios.....	65
CAPÍTULO V		70
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	70
5.1	Conclusiones.....	70
5.2	Recomendaciones	72

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....73

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Mapa del campo Ancón.....	12
Figura 2.2 Mapa catastral petrolero del Ecuador 2012	14
Figura 2.3 Columna Estratigráfica del Bloque Santa Elena.....	16
Figura 2.4 Corte Geológico del Campo Gustavo Galindo Velasco	17
Figura 3.1 Visualización de un Registro Gamma Ray (GR).....	28
Figura 3.2 Registro de Espectrometría de Rayos Gamma (NGS).....	29
Figura 3.3 Herramienta usada para la Corrida del Registro Gamma Ray.....	30
Figura 3.4 Registro de Densidad.....	32
Figura 3.5 Herramienta para obtener el Registro de Densidad de la Formación .	33
Figura 3.6 Visualización del Registro Sónico.....	34
Figura 3.7 Presión de Sobrecarga, Presión de Poro y Esfuerzo Efectivo	36
Figura 3.8 Principio de Terzaghi.....	37
Figura 3.9 Gradiente promedio de Sobrecarga	42
Figura 3.10: Comportamiento de las presiones en la Formación	44
Figura 4.1 Registros eléctricos del pozo Ancón 1985	47
Figura 4.2 Registros eléctricos del pozo Ancón 1991	47
Figura 4.3 Registros eléctricos del pozo Ancón 2002	48
Figura 4.4 Registros obtenidos del pozo Ancón 1985	54
Figura 4.5 Registros obtenidos del pozo Ancón 1991	55
Figura 4.6 Registros obtenidos del pozo Ancón 2002	55
Figura 4.7 Línea base de lutitas en pozo Ancón 1985	57
Figura 4.8 Línea base de lutitas en pozo Ancón 1991	58
Figura 4.9 Línea base de lutitas en pozo Ancón 2002	58
Figura 4.10 Unión de puntos de lutitas en el pozo Ancón 1985	59
Figura 4.11 Unión de puntos de lutitas en el pozo Ancón 1991	60
Figura 4.12 Unión de puntos de lutitas en el pozo Ancón 2002	60
Figura 4.13 Valores de tendencia real vs tendencia normal en el pozo Ancón 1985.....	62
Figura 4.14 Valores de tendencia real vs tendencia normal en el pozo Ancón 1991.....	62

Figura 4.15 Valores de tendencia real vs tendencia normal en el pozo Ancón 2002.....	63
Figura 4.16 Comportamiento de Presiones en el Pozo Ancón 1985.....	66
Figura 4.17 Comportamiento de Presiones en el Pozo Ancón 1991.....	67
Figura 4.18 Comportamiento de Presiones en el Pozo Ancón 2002.....	68

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Coordenadas UTM del campo Gustavo Galindo Velasco	13
Tabla 2.2 Coordenadas Geográficas del campo Gustavo Galindo Velasco	13
Tabla 2.3 Distribución de Secciones del Campo Gustavo Galindo Velasco por Zonas	15
Tabla 2.4 Valores promedios de Factor Volumétrico y ° API del Campo Ancón	21
Tabla 2.5 Propiedades de la roca del Campo Ancón.....	23
Tabla 4.1 Tipos de estrato en el pozo Ancón 1985	50
Tabla 4.2 Tipos de estrato en el pozo Ancón 1991	51
Tabla 4.3 Tipos de estrato en el pozo Ancón 2002	52

INTRODUCCIÓN

El Campo Ancón localizado en la península de Santa Elena se encuentra dividido por algunos bloques entre los cuales se destaca el bloque Gustavo Galindo Velasco usado para el presente trabajo, los pozos someros atraviesan las formaciones productoras en las que se pueden presentar diferentes tipos de imprevistos a medida que se va perforando cada estrato.

Durante la etapa de planeación de la perforación de un pozo es necesario conocer parámetros como la presión de formación, presión de fractura, presión de sobrecarga, entre otros. Es de suma importancia conocer estos parámetros mediante correlaciones o pruebas de laboratorio para poder realizar la perforación del pozo en condiciones seguras, con la finalidad de disminuir los tiempos muertos, y por lo tanto disminuir el costo del proyecto.

Los datos de registros eléctricos son de vital importancia para emplearlos en la metodología de cálculo de predicción de presiones, además existen diversos métodos aplicables como puede ser el de Eaton, Hottman y Jhonson, de profundidad equivalente, etc. Es indispensable reconocer el tipo de información para poder escoger la metodología más adecuada para cada caso.

El conocimiento exacto de las presiones de formación y de fractura serán parte fundamental durante la perforación del pozo y la determinación de las profundidades de asentamiento de los diferentes casing con la finalidad de continuar la perforación en condiciones seguras, y preservar la integridad del pozo durante la vida productiva.

CAPÍTULO I

MARCO CONTEXTUAL DE LA INVESTIGACIÓN

CAPÍTULO I

1. MARCO CONTEXTUAL DE LA INVESTIGACIÓN

Durante la etapa de planeación de la perforación de un pozo es necesario conocer parámetros como la presión de formación, presión de fractura, presión de sobrecarga, entre otros. Es de suma importancia conocer estos parámetros mediante correlaciones o pruebas de laboratorio para poder realizar la perforación del pozo en condiciones seguras, con la finalidad de disminuir los tiempos muertos, y por lo tanto disminuir el costo del proyecto.

El conocimiento exacto de las presiones de formación y de fractura serán parte fundamental durante la perforación del pozo y la determinación de las profundidades de asentamiento de los diferentes casing con la finalidad de continuar la perforación en condiciones seguras, y preservar la integridad del pozo durante la vida productiva.

1.1 ANTECEDENTES

Durante la perforación de pozos generalmente se presentan problemas de flujo, descontrol del pozo, pegaduras de tubería por presión diferencial, pérdidas de circulación, colapsos de tuberías de revestimiento y derrumbes de formación, los cuales suelen incrementar considerablemente el costo de un pozo y el tiempo de perforación del mismo, respecto a los parámetros establecidos en la planeación original del pozo.

Los problemas mencionados anteriormente, generalmente se presentan por una deficiente predicción de las presiones de sobrecarga, poro y fractura de las formaciones a perforar, y cuya determinación es necesaria para realizar la planeación de la perforación de un pozo.

En relación a lo antes expuesto, la literatura relacionada con la industria del petróleo ha publicado varios modelos y métodos con la finalidad de predecir la presión de poro y fractura; a continuación, se mencionan los trabajos científicos que anteceden este estudio de investigación.

Las relaciones empíricas derivadas de los datos durante la perforación de pozos y pruebas de build up, pueden ser usados para mejorar su control durante la fase de planeación del diseño de la perforación de un pozo, teniendo especial énfasis en zonas geo presurizadas. Durante el bombeo la presión de cierre al tiempo instantáneo es obtenida desde los datos grabados en superficie.

Generalmente las presiones de poro y de fractura son calculadas desde los datos de registros de pozo usando el método de Eaton durante la perforación de pozos. Entre los registros que presentan buena adquisición de datos son el sónico y densidad, teniendo menor precisión al calcular la presión de fractura debido a la incertidumbre que se generan por los esfuerzos de sobrecarga. Una forma para ganar en el desarrollo de un proyecto de perforación es considerar las probabilidades de mayor peso que podrían generar riesgos como la presión de poro.

La predicción de la presión de poro es muy importante dentro del proceso de diseño de la planeación de perforación de pozo; la finalidad de estimar de manera precisa la presión de poro es disminuir los NPT (Non Productive-Time – Tiempo no productivo) durante las actividades de la perforación de pozos, minimizando los problemas con la inestabilidad del pozo. Para el desarrollo de este estudio se consideró el proceso de compactación utilizando el tren normal de porosidad respecto a la profundidad.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El campo Gustavo Galindo Velasco (GGV) cuenta con reservas comercialmente atractivas debido a la calidad del crudo, por lo que es imperioso realizar

inversiones para perforar pozos y recuperar la mayor cantidad de reservas posibles que existen en este campo.

Por lo antes mencionado, durante la planeación de la perforación de un pozo se debe conocer, con alta precisión, el comportamiento de las curvas de presión de poro y presión de fractura con la finalidad de perforar el pozo en condiciones seguras; por lo tanto, para la perforación de pozos en el campo GGV es necesario, planificar para asegurar su integridad y reducir los NPT (Tiempos no productivos).

El desconocimiento de los datos reales como la presión de poro y la presión de fractura podría ocasionar que durante la fase de planeación del pozo se estimen valores erróneos, generando problemas durante la fase de perforación de los pozos.

1.3 JUSTIFICACIÓN

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

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

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

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General

Desarrollar una metodología mediante el uso de los registros de densidad y sónico para determinar con mayor precisión las curvas de presión de poro y presión de fractura en el campo Gustavo Galindo Velasco (GGV) de las formaciones San Andrés y Atlanta.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Determinar las características geológicas del campo GGV.
- Interpretar los registros eléctricos existentes para evaluar las formaciones.
- Desarrollar una metodología para calcular las presiones de sobrecarga, de formación y de fractura.
- Simular el comportamiento de las curvas de presiones mediante un algoritmo propuesto.

1.5 HIPÓTESIS DE TRABAJO:

La correcta predicción de la presión de poro y fractura antes de la perforación de pozos ayuda a prevenir problemas durante la perforación y a disminuir los tiempos no productivos.

1.6 METODOLOGÍA GENERAL

Para el desarrollo de este proyecto se plantea el uso de la metodología investigativa, basada en la revisión bibliográfica, lectura y análisis de artículos de carácter científicos, recopilación de datos de campo relacionados con el problema que se quiere solucionar.

1.6.1 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

Los métodos de investigación utilizados son los siguientes:

1.6.1.1 Método General

- Método Inductivo (Desarrollo de una metodología usando los datos disponibles).
- Método de Análisis (Registros de pozos y litología de las formaciones)
- Método de Síntesis (Curvas de presiones obtenidas, verificación de resultados para observar si existen influjos)

1.6.1.2 Modalidad

- Descriptiva

1.6.1.3 Técnicas

- Consulta a Expertos
- Manejo de software

1.6.1.4 Materiales o recursos

- Libros
- Manuales
- Internet

CAPÍTULO II

CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO

CAPÍTULO II

2. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL CAMPO

2.1 Generalidades del Campo

Los primeros pozos exploratorios perforados en la Península de Santa Elena, fueron correlacionados por los geólogos de la Anglo Ecuadorian Oilfields Limited (ANGLO) mediante estudios a los tipos de roca que existían en el campo Ancón con la zona de Monteverde (norte de la Península), ya que, de acuerdo al estudio de la secuencia lito-estratigráfica y de paleontología, se verificó que estas dos zonas presentaban correlación similar entre las facies sedimentológicas; se determinó además, que el miembro Guayaquil de la formación Atlanta es la roca madre y constituye el principal reservorio del Campo formado en la edad del Paleoceno. (Modificado de Rodríguez, Pilasagua, 2014)

En el sector de Ancón se encuentra el grupo Ancón, formado en la edad del Eoceno Medio, en esta zona se sobrepasa a la formación Atlanta debido a la composición de sus minerales, lo que lleva a asumir que esta formación pertenece a un bloque que fue desplazado desde la zona sur hasta donde se ubica actualmente por efecto de un sobre corrimiento producido en la fase tectónica en la edad del Eoceno Inferior.

En relación al perfil costero ecuatoriano, este se caracteriza por poseer terrenos alóctonos originados por corrientes marinas justificadas en la era del Cretácico superior hasta el Terciario temprano añadido al margen continental andino. Sobre esta zona que comprende desde la frontera con el norte del Perú hasta la frontera con el sur de Colombia se desarrollaron algunas cuencas de antearco alternadas por tectónica de desplazamiento de rumbo. Las cuencas existentes son las de Esmeraldas/Nariño, Daule, Manabí, Progreso/Santa Elena, nombradas de norte a sur. (Modificado de Rodríguez, Pilasagua, 2014)

Con respecto a la cuenca sedimentológica llamada Levantamiento de Santa Elena, comprende la secuencia sedimentológica que va desde el Cretácico hasta el Terciario Inferior (Paleoceno-Eoceno) ubicada en la cuenca del mismo nombre del bloque Santa Elena, la cual se desarrolló sobre una corteza oceánica. Este levantamiento delimita desde el noreste por la falla regional conocida como “La Cruz” que está separada de la cuenca Progreso, el tipo de sedimentos proviene de la edad del Oligoceno- Plioceno, mientras que hacia el sur se encuentra el Alto de Santa Elena marcando límite de la secuencia desde el Mioceno Inferior hasta el Pleistoceno representando la apertura del Golfo de Guayaquil. Actualmente el límite que va hacia el oeste se constituye por el prisma de subducción Neógeno.

En cuanto a la zona occidental del levantamiento Santa Elena, afloran rocas que se formaron en la edad del Cretácico (formaciones Wildflysh, Santa Elena, Carolina Chert), a su vez el sector central y oriental (que comprende las localidades de Sierra de Chanduy hasta Playas) surgen conglomerados y una secuencia gruesa de areniscas de la formación Azúcar. Además, la región central presenta bastos afloramientos formados en la edad Eocena del Grupo Ancón. (Modificado de Rodríguez, Pilasagua, 2014)

2.2 Antecedentes históricos del Campo

La compañía de origen inglés Ecuadorian Oilfields Limited (ANGLO) inició operaciones de exploración Petrolera en el área del campo Ancón de la Península de Santa Elena en el año de 1911, el primer pozo perforado, el ANC-001, dio inicio a las operaciones petroleras en la zona y en el país. El método de perforación utilizado fue de percusión que consiste en una torre de madera, de la cual pende un tubo que es retenido por un cable metálico capaz de resistir; estratégicamente este se dejaba vencer una y otra vez (por la ley de la gravedad) e iba atravesando los estratos hasta que llegaba a las zonas de interés donde existía presencia de hidrocarburos. (Modificado de Aguirre, Hidalgo, 2015)

Este fue el precedente más importante que marcó al Ecuador en la inserción de los procesos que llevaron a su industrialización y a su desarrollo económico. Hacia el año 1921 ya se perforó el Ancón-004 el cual tuvo una producción cercana a los 300 BPPD, desde esa fecha se fueron incrementando los pozos perforados y paulatinamente surgían problemas provenientes de algunos pozos que mostraban caídas en su diferencial de presión, tampoco se aprovechó de la mejor manera la energía derivada del gas, todo correlacionado con la desacertada administración los pozos de los campos petroleros de la Península de Santa Elena.

Por su parte, la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) fue creada para convertirse en el símbolo petrolero nacional, asumió las operaciones de estos campos en el periodo de 1976 a 1989 dotando al país de toda la infraestructura indispensable para la industria del petróleo que comenzaba a florecer. El 26 de septiembre de 1989 se crea PETROPRODUCCIÓN como filial de PETROECUADOR (actualmente llamada EP PETROECUADOR) y comienzan sus operaciones, concluyendo en el año de 1996 teniendo una producción promedio de 780 barriles de petróleo por día y 37 barriles de gasolina natural por día.

La Empresa Estatal de Petróleos, PETROECUADOR, suscribió el 27 de diciembre de 1994 por medio de su filial PETROPRODUCCIÓN y la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL) el Contrato de Servicios Específicos para la producción de hidrocarburos del campo “Gustavo Galindo Velasco” ubicado en la Península de Santa Elena. (Modificado de Aguirre, Hidalgo, 2015).

Luego, el Campo Gustavo Galindo Velasco pasó a ser administrado por la Cía. PACIFPETROL S.A. el 1 de enero del 2002. En la actualidad el campo cuenta con 2882 pozos perforados y de estos 1265 se encuentran produciendo. Tomando en cuenta desde que PACIFPETROL S.A. asumió el manejo del Campo Gustavo Galindo Velasco se ha aumentado a un 65% la producción, basados en inversiones tecnológicas, perforaciones nuevas y técnicas de cañoneo.

Derivado de la mencionada intervención de la empresa en el Campo Gustavo Galindo Velasco, se rehabilitó y mejoró la eficiencia de producción de estos pozos, de manera que en la actualidad el campo produce 1112 barriles de petróleo por día con un grado API promedio de 35,7. (Modificado de Aguirre, Hidalgo, 2015)

2.3 Ubicación del área de estudio

Localizado hacia el suroeste en la Península de Santa Elena se encuentra el Campo Gustavo Galindo Velasco, en la Figura 2.1 se muestra la localización geográfica del Campo Gustavo Galindo Velasco y de la distribución de pozos (puntos negros) en la Península de Santa Elena.

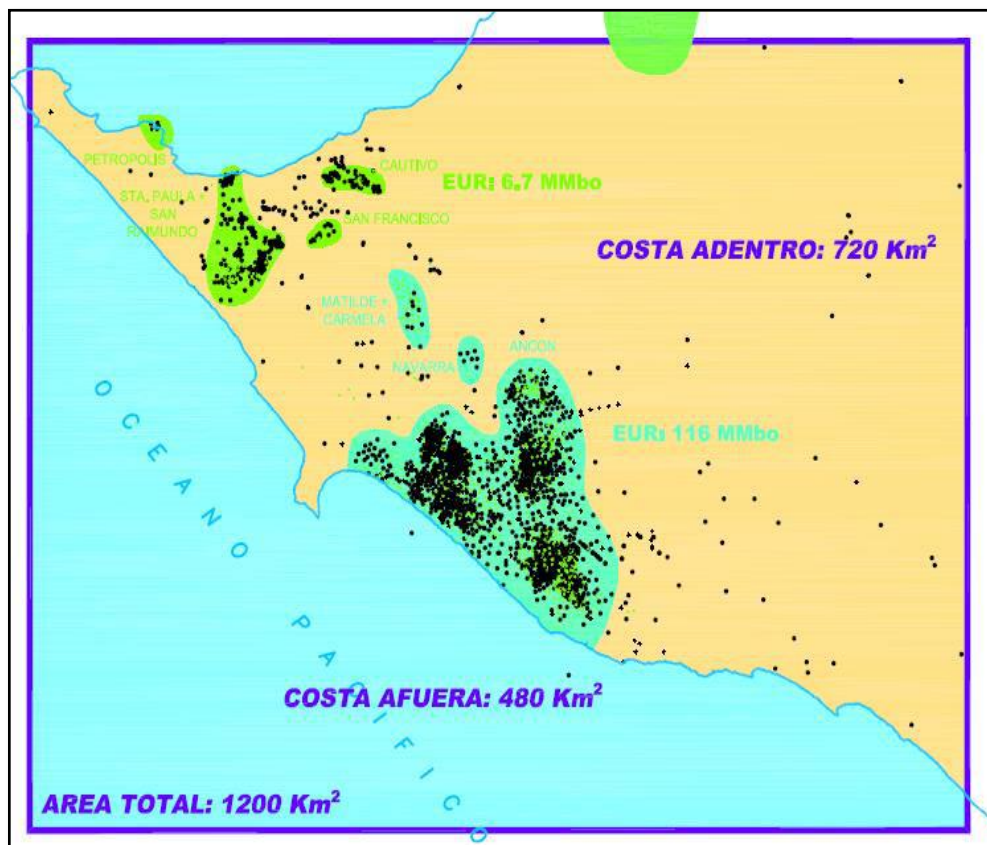


Figura 2.1 Mapa del campo Ancón

Fuente: Pacifpetrol

Como se visualiza en la Figura 2.1 el área total comprende 1200 km² en la cual 40% se localiza costa afuera (offshore), los planos de posicionamiento de este campo se descubren en los contornos de la provincia de Santa Elena. Los límites del área se muestran en la Tabla 2.1 en coordenadas UTM y en la Tabla 2.2 en coordenadas geográficas delimitados por cuatro puntos.

Latitud Norte	Longitud Este
N9°751.000	E515.000
N9°747.000	E515.000
N9°747.000	E517.000
N9°751.000	E517.000

Tabla 2.1 Coordenadas UTM del campo Gustavo Galindo Velasco

Fuente: Pacifpetrol

Latitud Sur	Longitud Oeste
2015°8.11" Long.	80051°53.51"
2017°17.8" Long.	80051°53.51"
2017°17.8" Long.	80050°48.65"
2015°8.11" Long.	80050°48.65"

Tabla 2.2 Coordenadas Geográficas del campo Gustavo Galindo Velasco

Fuente: Pacifpetrol

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

En el mismo orden de ideas, la mayoría de los pozos explorados presentan pérdidas del flujo natural debido a que el gas natural no ha sido bien aprovechado; en otros casos estos han quedado ocultos por el incremento de las zonas urbanas, mientras que existen otros que fueron abandonados para taponarlos definitivamente.

Por otro lado, el cálculo del Índice de Producción Relativa (IPR) ayuda a verificar si con el sistema actual de producción, realizando un análisis técnico- económico, serían factibles o rentables los proyectos sobre los pozos de este campo, esto con el fin de reducir costos y potenciar producción, incrementar la eficiencia del tipo de levantamiento, optimizar la recuperación de reservas y disminuir los riesgos de pérdidas.

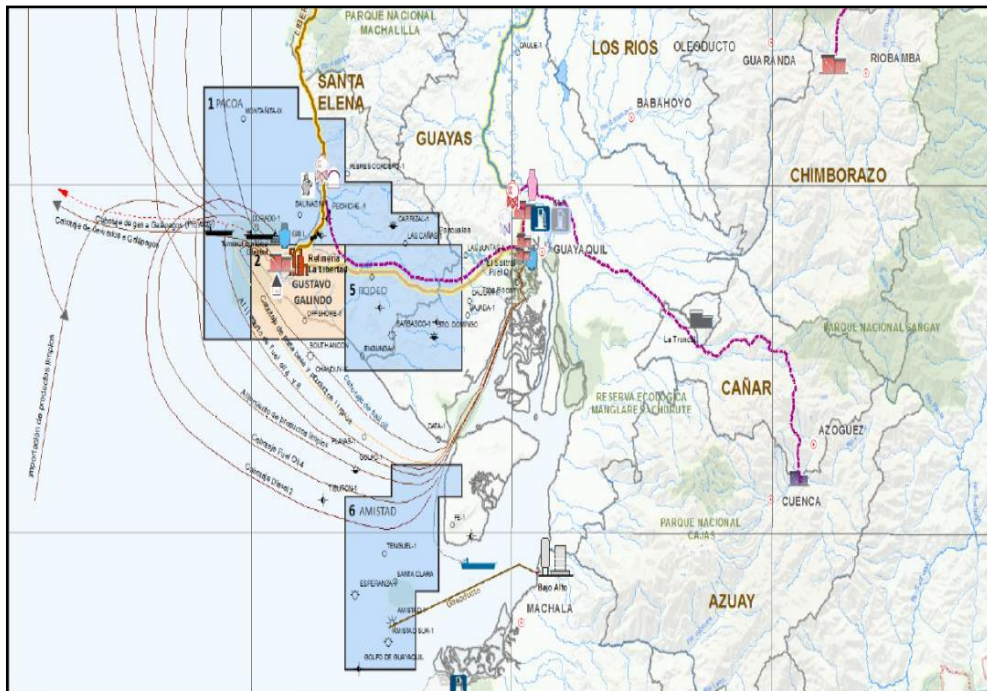


Figura 2.2 Mapa catastral petrolero del Ecuador 2012

Fuente: EP PETROECUADOR

En la Figura 2.2 se visualizan los bloques que componen el campo Gustavo Galindo Velasco y hacia donde se transportan los productos que se obtienen. Estos bloques se dividen en tres zonas, Zona Norte, Zona Centro y Zona Sur.

La Tabla 2.3 muestra la distribución de todas las zonas con su respectiva sección.

Sección	Zona	Sección	Zona
65	Sur	73	Norte
66	Central	74	Central
67	Central	Morrillo	Norte
68	Sur	Certeza	Sur
69	Sur	Tigre	Central
70	Sur	Carmela	Norte
71	Sur	Santa Paula	Norte
72	Sur	Petrópolis	Norte

Tabla 2.3 Distribución de Secciones del Campo Gustavo Galindo Velasco por Zonas

Fuente: PACIFPETROL S.A.

2.4 Estructuras geológicas

El modelo estructural de las formaciones del Campo Gustavo Galindo Velasco se realizó tomando en cuenta la correlación entre los registros eléctricos y el análisis e interpretación de líneas sísmicas, a partir de aquí se diferenciaron rasgos estructurales principales vinculados al campo. (Modificado de Guale, 2013)

Con referencia a las secuencias Cretácica y las profundidades inferiores de la Formación Azúcar, brevemente se puede afirmar que soportaron esfuerzos compresivos; mientras que el Grupo Ancón y las profundidades superiores de la Formación Azúcar se vieron afectadas por tectónica de desplazamiento de rumbo. La secuencia Neógena (Golfo de Guayaquil, Progreso) y las profundidades altas del Grupo Ancón examinaron tectónica distensiva. (Modificado de Guale, 2013)

En cuanto al aspecto de esfuerzo transgresivo, éste ayuda a determinar la existencia de algunos tipos de fallas geológicas, entre ellas las derivadas de la orientación que presentan donde se localizan fallas normales inversas al esfuerzo principal. Otros tipos de fallas posibles son las normales sub paralelas a la

compresión principal y las fallas de desplazamiento de rumbo oblicuas a dicha compresión principal. (Modificado de Guale, 2013)

2.4.1 Litología de las Formaciones

Las características de la litología del Campo Gustavo Galindo Velasco se muestran a continuación en la Figura 2.3 donde se presenta la columna estratigráfica del Campo, mientras que en la figura 2.4 se visualiza un corte geológico.

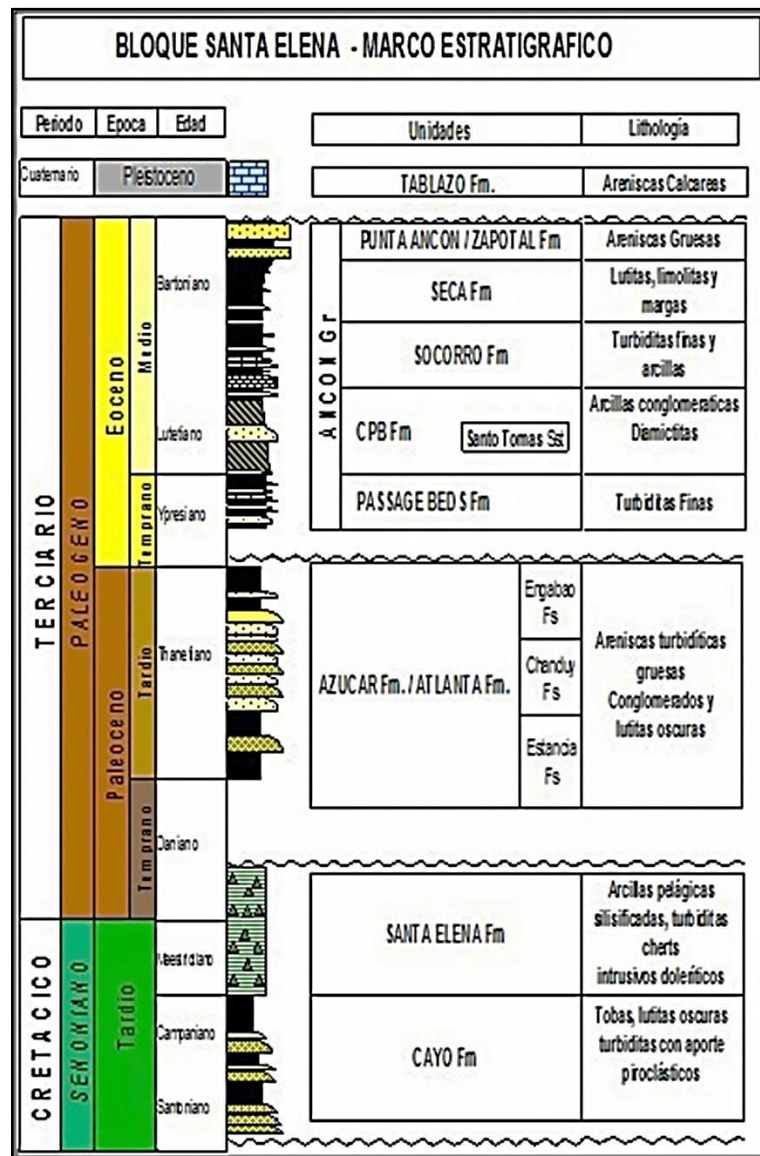


Figura 2.3 Columna Estratigráfica del Bloque Santa Elena

Fuente: Modificado por los autores (PACIFPETROL S.A., 2010); (Malone, 1999)

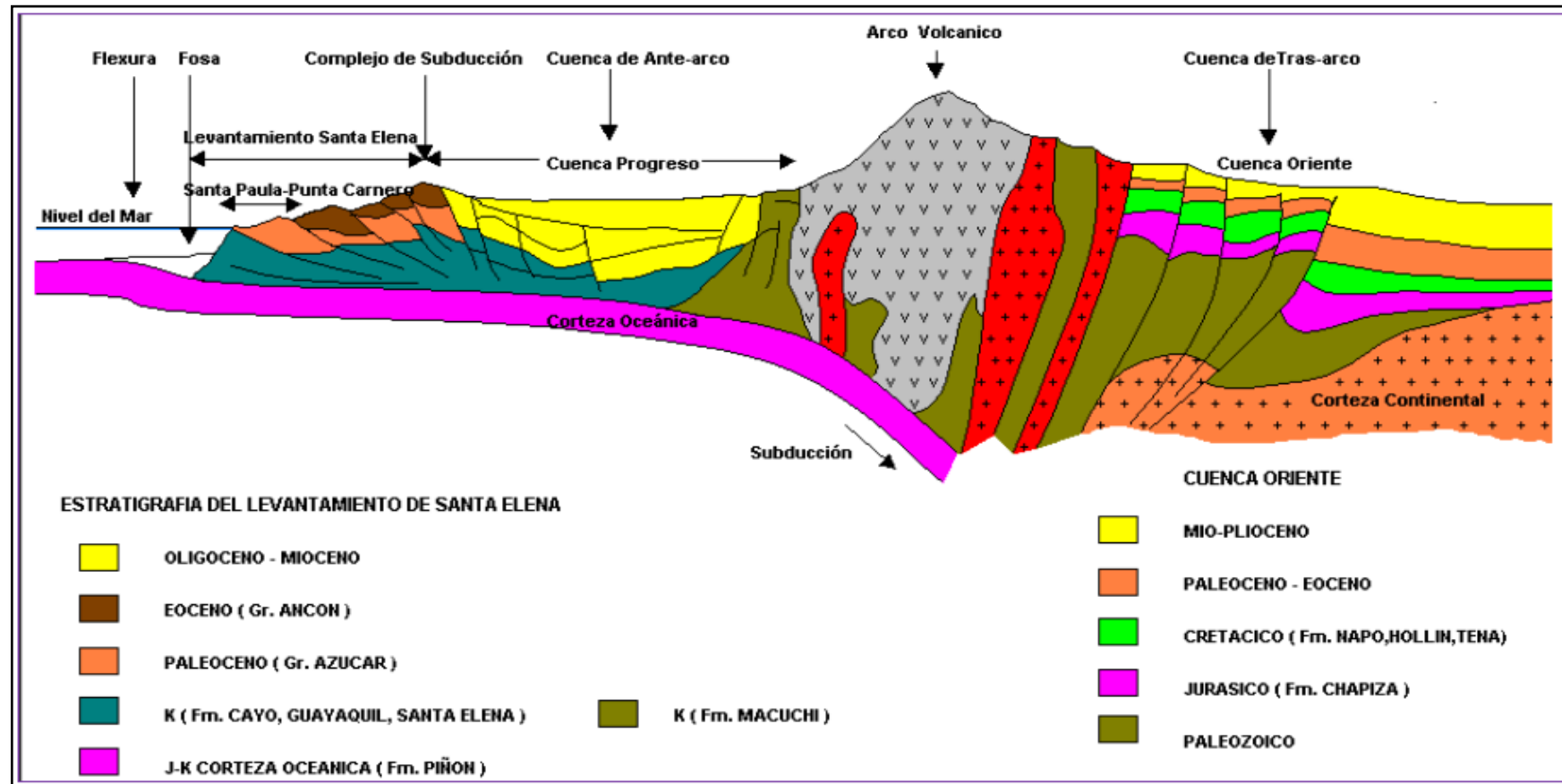


Figura 2.4 Corte Geológico del Campo Gustavo Galindo Velasco

Fuente: PACIFPETROL S.A.

2.4.1.1 Formación Tablazo

La Formación Tablazo fue formada en la edad del Pleistoceno, consta de calizas arenosas con bancos de conchillas y areniscas gruesas. La zona de profundidades de plataforma marina creadas en la edad Pleistocena yace en discordancia erosiva fuerte (y angular) sobre rocas paleógenas y rocas cretácicas de la Península de Santa Elena. Presentan muy poca potencia (hasta algunas decenas de metros, alrededor de 30 m en promedio) su disposición se muestra de manera sub horizontal en casi la totalidad del campo. (Modificado de Rodríguez, Pílasagua, 2014).

2.4.1.2 Grupo Ancón

Formada en la edad del Eoceno, consta de un grupo de formaciones que lleva el mismo nombre del campo petrolero Ancón, su composición se basa en rocas silicoclásticas; las formaciones que componen este conglomerado son: Formación Socorro, Formación Seca, Formación Passage Beds y la Formación Clay Pebble Beds la cual abarca la arenisca Santo Tomás.

2.4.1.2.1 Formación Seca

La Formación Seca formada en la edad del Eoceno Medio compone la roca sello de los yacimientos presentes en la Formación Socorro, está compuesta por arcillitas (grises o verdosas) con interposiciones raras de areniscas finas, hacia la parte superior presentan un color rojizo - amarillento.

2.4.1.2.2 Formación Socorro

Formada en la Edad del Eoceno Medio Temprano, está constituida por pelitas y areniscas turbidíticas que abriga a la Formación Clay Pebble Beds (CPB), se muestran en un color que va de gris hasta negro para las lutitas y verdoso para las areniscas turbidíticas delgadas.

2.4.1.2.3 Formación Clay Pebble Beds (CPB)

Está constituida por una secuencia de matriz arcillosa que se origina por el desplazamiento sin – sedimentario del tipo de fluidos densos de barro submarinos, se encuentran interestratificado con arenas turbiditas. Esta formación proviene de la edad del Eoceno Inferior.

2.4.1.2.4 Formación Santo Tomás

Este banco de areniscas que presentan modestas potencias se ubica solamente en el extremo Noreste del Campo Gustavo Galindo Velasco en el subsuelo del sector del campo Ancón, presentan la finalización del ciclo turbidítico de la Formación Passage Beds.

2.4.1.2.5 Formación Passage Beds (PB)

Se forma mediante capas de transición constituidas por rígidos estratos de areniscas delgados, además se intercalan con areniscas calcáreas.

2.4.1.3 Formación Atlanta

Se formó posiblemente en la edad del Paleoceno, constituye el principal yacimiento del Campo Ancón, esta formación muestra areniscas duras de color gris con textura de gruesa a media, debido a las fracturas que posee es representado como el principal reservorio reconocido en las perforaciones.

2.4.1.4 Formación Santa Elena

La Formación Santa Elena muestra depósitos finos turbidíticos de aguas profundas, flujos de detritos y deslizamientos. Se formó en la edad del Cretácico y viene representada por finas elevaciones de radiolaritas y pelitas silíceas estratificadas con colaboración de tobáceas que muestran colores blanquecinos.

Son caracterizados en su conjunto por una deformación dúctil con incremento de clivaje penetrativo que ayuda a determinar fallamientos y pliegues.

2.4.1.5 Formación Cayo

Formada en la edad del Cretácico, consiste en la formación de sedimentos marinos que contienen turbiditas finas y lutitas bituminosas, además contiene sedimentos volcánicos por la presencia de lavas almohadilladas, y sedimentos volcánico-clásticos por la existencia de tobas. Esta formación se localiza en los alrededores de Guayaquil y el espesor promedio es de 3000 m que no afloran en la Península de Santa Elena, está constituida por secuencias de espesos estratos volcánicos y volcano-sedimentarios.

2.4.1.6 Formación Piñón (Jurásico- Cretácico Medio)

Está constituida por doleritas intrusivas, basaltos almohadillados afaníticos y ciertas intrusiones de ultramáficas y gabroides. La edad de esta formación corresponde aproximadamente desde el Jurásico hasta el Cretácico Medio establecida en el Aptiano Superior – Albiano.

2.5 Propiedades de los Fluidos

Las propiedades de los fluidos se obtuvieron en los reservorios del Campo Gustavo Galindo Velasco por medio de muestras de fluidos tomadas a condiciones de confinamiento en el fondo de los pozos, de esta manera se asegura que los valores resultantes son confiables para cualquier estudio de yacimientos del Campo.

2.5.1 Factor volumétrico del petróleo (β_0)

Se define al factor volumétrico de petróleo (β_0) como la relación que existe entre el volumen de petróleo a condiciones del reservorio añadido su gas en solución,

respecto al volumen de petróleo a condiciones de superficie (Ecuación 2.1). El valor promedio del factor volumétrico de petróleo para cada estrato del Campo Ancón se muestra en la Tabla 2.4

$$\beta_o = \frac{\text{Volumen de petróleo con gas en solución}}{\text{Volumen de petróleo a condiciones normales}} \left[\frac{BY}{BN} \right] \quad \text{Ec. 2.1}$$

Campo	Yacimiento	° API	Bo
Ancón			BY/BN
	Socorro	36.8	1.200
	CPB	39	1.200
	Santo Tomas	38.8	1.200
	PB	39	1.200
	Atlanta	40	1.200
	Santa Elena	33.6	1.200

Tabla 2.4 Valores promedios de Factor Volumétrico y ° API del Campo Ancón

Fuente: RED. (Ralph E. Davis) Associates. Inc. Estudio realizado en diciembre del 2009

2.5.2 Densidad

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

2.5.3 Densidad °API

La densidad °API, por sus siglas en inglés (American Petroleum Institute), señala que tan pesado o liviano es el petróleo respecto al agua. Por ejemplo, si se tiene crudo de valores mayores a 10 ° API, esto quiere decir que va a ser más liviano que el agua. La gravedad API además se aplica para diferenciar las densidades de petróleo extraídas en fracciones.

La Ecuación 2.2 describe la forma para obtener el valor de la Gravedad API.

$$^{\circ} API = \left(\frac{141.5}{GE} \right) - 131.5 \quad Ec. 2.2$$

Siendo GE la gravedad específica del fluido.

2.6 Propiedades de las rocas.

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

2.6.1 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 misma. Sus unidades son adimensionales y se la expresa en términos porcentuales. Ecuación 2.3 se refiere a la porosidad de las rocas.

$$\phi = \frac{\text{Volumen Poroso}}{\text{Volumen Total}} \quad Ec. 2.3$$

2.6.2 Permeabilidad

La permeabilidad es la capacidad que tiene la roca para permitir el paso del fluido a través de los espacios porosos interconectados. Esta propiedad depende del grado de conectividad, tipo de cemento que hay entre los granos, abertura de los poros. Las unidades con las que se expresa la permeabilidad son en darcys o en milidarcys. La Ecuación 2.4 de Timur (1968) representa la permeabilidad (K) donde ϕ representa la porosidad y S_{wi} a la saturación de agua inicial.

$$K = 0,136 \frac{\phi^{4.4}}{S_{wi}^2} \quad Ec. 2.4$$

2.6.3 Saturación de Fluidos

La saturación de fluidos de una roca se define como la relación del volumen de fluido que existe dentro del volumen poroso total. Se expresa en porcentaje de volumen poroso, la Ecuación 2.5 muestra que la sumatoria de las saturaciones de todos los tipos de fluidos es igual a 1.

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad \text{Ec. 2.5}$$

Donde S_w es la Saturación del agua, S_o la saturación de petróleo y S_g corresponde a la saturación del gas.

A continuación se muestra la Tabla 2.5 en donde se presentan los valores promedio de algunas propiedades de las rocas para los yacimientos productores del Campo Gustavo Galindo Velasco.

Campo	Yacimiento	Φ	K	S_w	$^{\circ}$ API	Vol. Roca
Ancón		(Frac)	(md)	(Frac)		Acre/Pie
	Socorro	0.250	82	0.45	36.8	267.808
	CPB	0.100	55	0.50	39	72.808
	Santo Tomas	0.110	6	0.64	38.8	521.001
	PB	0.075	5	0.64	39	480.034
	Atlanta	0.100	3	0.64	40	3.963.844
	Santa Elena	0.110	7.7	0.60	33.6	220.360

Tabla 2.5 Propiedades de la roca del Campo Ancón

Fuente: RED. (Ralph E. Davis) Associates. Inc. Estudio realizado en diciembre del 2009

CAPÍTULO III

REGISTROS DE POZOS

CAPÍTULO III

3. REGISTROS DE POZOS

Los registros de pozo son mediciones que se realizan comúnmente en función del tiempo o de la profundidad, a veces efectuados ambos parámetros alrededor de un pozo o usando una o más magnitudes físicas. Se utiliza generalmente el término inglés “log” teniendo el sentido de una nota o un registro.

El método de funcionamiento convencional de un registro es ejecutado a través de una sonda que consiste en una herramienta compuesta por sensores que miden la respuesta física del material litológico sobre las paredes del pozo. La respuesta medida va a estar en función del tiempo de la herramienta que se utiliza; los registros se transmiten a superficie donde se obtiene un diagnóstico continuo, puntual y de alta resolución de los perfiles eléctricos de pozos, convirtiéndola en una técnica indispensable para la industria petrolera, geotécnica, geohidrología, geotérmica, y minera.

Considerando lo antes expuesto, para realizar los registros durante la perforación (MWD) y los que son adquiridos también durante la perforación (LWD) se toman desde el fondo del agujero y se transmiten mediante pulsos de lodo a la superficie, o en otros casos se registran en el fondo del hoyo y cuando el instrumento sale a la superficie se lo recupera. Los registros de lodo que especifican muestras de recortes perforados se adquieren y registran en superficie.

3.1 Generalidades de los registros de Pozo

Los registros eléctricos fueron introducidos a la industria en el año 1927 y a partir de allí constituyen una herramienta indispensable para la evaluación de formaciones. Una manera sencilla de comprender los registros de pozos, es definiéndolos como son representaciones analógicas o digitales de alguna

propiedad física del yacimiento (porosidad, permeabilidad, resistividad, etc.) que se mide respecto a la profundidad.

La finalidad de los registros es medir cierto número de parámetros físicos correlacionados con las propiedades petrofísicas y geológicas de las formaciones que se han perforado, además los perfiles eléctricos proporcionan información sobre los fluidos existentes en los poros de las rocas (porcentaje de petróleo, agua o gas), es así que las informaciones de los registros constituyen la descripción de la roca.

Derivado de lo planteado se estudia la evaluación de formaciones, la cual presenta métodos básicos para el estudio y análisis de las formaciones y de los equipos y herramientas que se emplean al momento de interpretar el yacimiento. Una vez analizada la formación, se relaciona con una de las funciones de los registros de pozos que es la evaluación y ubicación de los estratos de interés, los datos de los perfiles permiten caracterizar las formaciones en el subsuelo mediante los siguientes objetivos:

- Predecir el potencial de hidrocarburos in situ.
- Identificar la presencia de zonas de interés.
- Ayuda a identificar los ambientes deposicionales.
- Estimación del volumen de hidrocarburos recuperables.
- Permite delimitar las formaciones de los yacimientos.
- Identifica los estratos litológicos.
- Hace correlaciones de pozos a nivel de campo.
- Se puede calcular las porosidades o los diferentes parámetros petrofísicos.

3.2 Registro Gamma Ray

El registro de Gamma Ray (GR) es un método que permite medir la radiación gamma de los sedimentos o las rocas en el interior del pozo. El diferencial que resulta de la radioactividad permite identificar los estratos arcillosos y los no

arcillosos. Este tipo de registro es afectado por los fluidos o por el diámetro del pozo, sin embargo, no es necesario hacer muchas correcciones porque el registro se utiliza de manera cualitativa. (Modificado de ingenieriadelpetroleo.com)

El objetivo principal del Registro de Rayos Gamma es diferenciar los estratos en las formaciones, definir el contenido de arcilla en el yacimiento y la cantidad de dolomitas de las rocas de formación. El contenido de las rocas reservorio consta de Uranio (U), Torio (Th) y Potasio (K) en pocos porcentajes y por lo tanto tienen un nivel bajo de radiación GR. La herramienta registra los rayos gamma espontáneamente emitidos por los tres isótopos. Las unidades API se usan para registrar el valor de un Gamma Ray y por lo general se denota en una escala de 0 a 150 API, como se visualiza en la Figura 3.1. (Modificado de ingenieriadelpetroleo.com)

La información del registro Gamma Ray contribuye a la interpretación de medioambientes deposicionales, donde se originan acumulaciones de nódulos fosfáticos por las discontinuidades las cuales se evidencian como una cresta anómala del Uranio en el perfil de Gamma Ray Spectral (NGS). El Gamma Ray comúnmente no distingue elementos radioactivos que si los detecta el Gamma Spectral mediante la diferencia de la longitud de onda de las radiaciones gamma. (Modificado de ingenieriadelpetroleo.com)

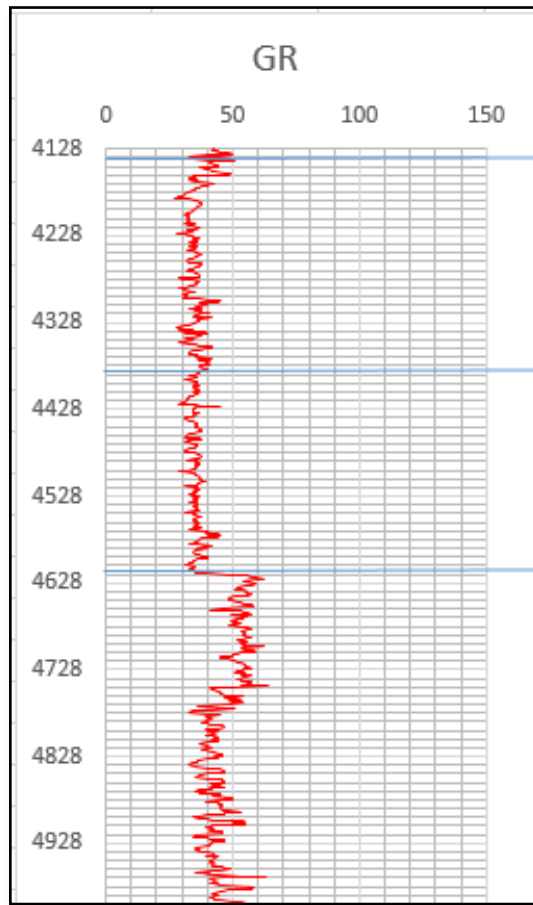


Figura 3.1 Visualización de un Registro Gamma Ray (GR)

Elaborado por: Armijos Diana, Oña Johanna

3.2.1 Principio de Medición de la Herramienta NGS

El registro de Espectrometría de Rayos Gamma Naturales (NGS) mide la radiactividad de las formaciones a diferencia del Gamma Ray que mide la radioactividad total. Este perfil eléctrico mide el nivel de energía y la cantidad de rayos gamma para reconocer las concentraciones de uranio, torio y potasio radioactivos. (Ver Figura 3.2)

Esta herramienta consta de una caja de presión que contiene un detector de centello de yoduro de sodio que se mantiene contra las paredes del pozo al momento de la corrida del registro mediante un resorte inclinado. Los rayos gamma que se propagan, pierden energía y se dispersan por posibles interacciones por dispersión de Compton, efecto fotoeléctrico o producción de pares en la

formación; y casi nunca llegan hasta donde se encuentra el detector. Debido a esto los espectros originales se transforman en espectros manchados por las interacciones y las respuestas del detector centello de cloruro de sodio.

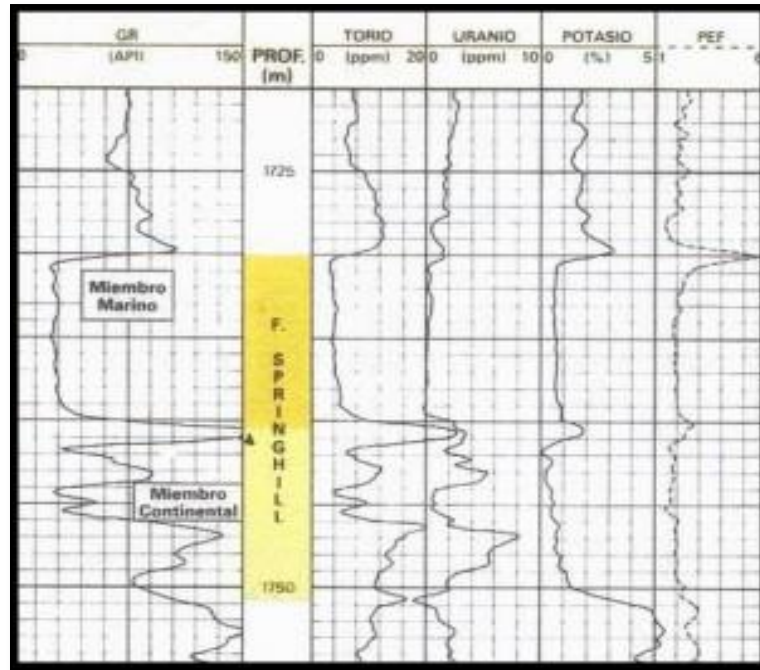


Figura 3.2 Registro de Espectrometría de Rayos Gamma (NGS)

Fuente: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/registros-electricos-sp-gr-ngs/>

3.2.2 Aplicaciones del Registro NGS

Las principales utilidades del registro de Espectrometría de Rayos Gamma son:

- Evaluar e identificar minerales radioactivos.
- Cálculo del volumen de arcilla (Vsh)
- Identificar el tipo de arena presente en las formaciones

Conjuntamente, si se utiliza el registro NGS con otros perfiles de litología como por ejemplo el registro de Potencial Espontáneo (SP) se producen resultados más concretos sobre los análisis minerales volumétricos de mezclas litológicas complejas, permite que el cálculo del volumen de arcilla (Vsh) se realice con mayor precisión y para identificar con mayor exactitud a los minerales. Para

reservorios previamente explotados se utiliza el uranio del perfil NGS como indicador de flujo movido en pozos que ya se han perforado.

3.2.3 Equipo de Gamma Ray

El equipo de Gamma Ray consta de una sonda con un detector que mide los rayos gamma originados en la formación donde se coloca la sonda. Actualmente para las mediciones se disponen de contadores de centelleo que solo necesitan pocas pulgadas de longitud lo que da un buen bosquejo de los estratos adyacentes.

En la Figura 3.3 se observa el equipo usado para la corrida del Gamma Ray la cual se incluye en combinación con el paquete de herramientas de registros que las operadoras de servicios colocan en el agujero revestido.

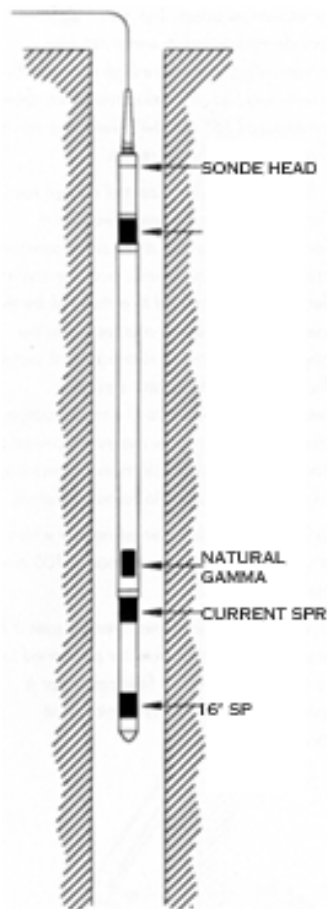


Figura 3.3 Herramienta usada para la Corrida del Registro Gamma Ray

Fuente: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/registros-de-rayos-gamma-gr.html>

3.3 Registro de Densidad

El registro de densidad es un perfil para evaluar la porosidad de la formación que se obtiene del equipo o herramientas corridas en el interior del pozo. Este perfil mide la densidad de las rocas ajustándose a las irregularidades presentes en los pozos. Se utiliza una fuente de cesio en los rayos gamma para bombardear o disparar a las rocas.

Este registro permite obtener el valor de la densidad aparente de cada estrato en los yacimientos, si se tiene conocimiento de los valores de densidad de la matriz y del líquido es posible calcular la porosidad en las formaciones a partir del mismo. Actualmente estos registros miden, en la formación, la sección de adsorción transversal fotoeléctrica para estimar correctamente la densidad de la matriz y para identificar el estrato litológico. Las unidades en las que se presenta digitalmente el registro vienen en gr/cm^3 y generalmente se muestran en escalas de 2 a 3 gr/cm^3 , como se visualiza en la figura 3.4

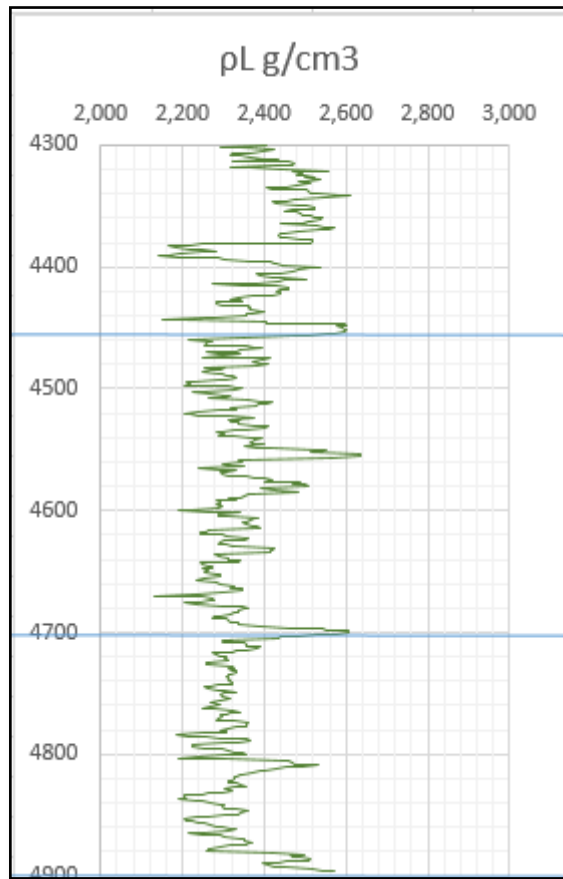


Figura 3.4 Registro de Densidad

Elaborado por: Armijos Diana, Oña Johanna

3.3.1 Principio del Registro de Densidad

La herramienta para obtener el registro de densidad cuenta con una fuente radioactiva que produce rayos gamma en la formación a media energía. Estos rayos gamma generan partículas de alta velocidad que van chocando en los estratos con electrones. Debido a estos choques van cediéndole energía al electrón mientras los rayos gamma van perdiendo energía, llegando con una disminución en su energía. Cuando los rayos gamma llegan al detector son contados para marcar la densidad de la formación. (Houston, 1992)

El número de electrones de la arena está directamente relacionado con el número de colisiones. En efecto, la herramienta densidad da respuesta generalmente por la densidad de electrones de las formaciones. La densidad electrónica depende del

volumen de densidad, y está relacionado con la porosidad de la formación, densidad del material de la matriz de la roca, y densidad de fluidos existentes en los poros de la roca. (Houston, 1992) En la Figura 3.5 se observa la herramienta para obtener el registro de densidad.



Figura 3.5 Herramienta para obtener el Registro de Densidad de la Formación

Fuente: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/registro-de-densidad-compensada/>

3.3.2 Aplicaciones del Registro de Densidad

Entre sus múltiples aplicaciones en la industria hidrocarburífera están:

- Detección del gas.
- Evaluación de litologías complejas y arenas arcillosas.
- Determinación la producción de lutitas con volumen de aceite.
- Identificación hasta 23 minerales distintos.
- Cálculo de la presión de sobrecarga de las formaciones.
- Propiedades mecánicas de las rocas. (Sutiyono).

3.4 Registro sónico

El registro sónico se corre en el interior del pozo a partir de un equipo que consiste en un transistor, el cual emite ondas acústicas que son captadas por un receptor que las registra. Este perfil es conocido como tiempo de tránsito, ya que está en función del tiempo necesario para que la onda sonora recorra un pie de la formación. El tiempo de tránsito depende de la porosidad y la litología. Si la litología de la formación es conocida entonces el registro sónico es aplicable como un perfil de porosidad. (Kokesh & Blizerd, 1959)

El tiempo de tránsito que emiten los registros sónicos se expresan en $\mu\text{seg}/\text{ft}$, y también es conocido como Δt , que es el inverso de la velocidad de la onda sonora. Los registros sónicos además son útiles para la interpretación de registros o secciones sísmicas gracias a los tiempos de tránsito sónico integrados. Al igual que la mayoría este registro se puede correr simultáneamente con otros tipos de perfiles eléctricos.

En la Figura 3.6 se muestra el registro sónico donde se observa las longitudes de ondas producidas y los valores de tiempo de tránsito a escala de profundidad.

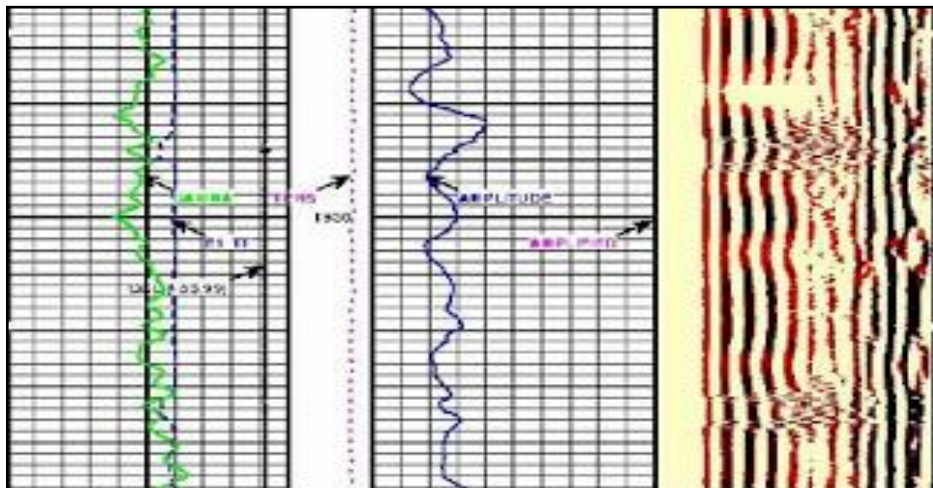


Figura 3.6 Visualización del Registro Sónico

Fuente: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/04/registros-para-medir-porosidades-en-el.html>

3.4.1 Principio del Registro Sónico

El principio del registro sónico expresa que la propagación de las ondas acústicas de un pozo es un fenómeno regido por las propiedades mecánicas de distintos ambientes acústicos, incluyendo la columna de fluido, la formación y hasta la misma herramienta del registro que se baja al pozo. El sonido que se emite desde el transmisor choca con las paredes del pozo produciendo ondas de cizallamiento y compresión a lo largo de la formación., ondas acústicas dentro de la columna de fluido y ondas acústicas de superficie a lo largo de las paredes del hoyo. Las paredes de los pozos, la rugosidad del hoyo las fracturas y las capas de formación representan discontinuidades acústicas más significativas en los registros de pozos. (Modificado de lacomunidadpetrolera.com).

3.4.2 Aplicaciones del Registro Sónico

El registro acústico se aplica principalmente para:

- Calcular de la porosidad a partir del registro sónico.
- Correlaciones estratigráficas.
- Identificar y diferenciar facies.
- Generación de sismogramas sintéticos.
- Calcular la calidad de cementación de sondeo (CBL).
- Caracterizar compactaciones y fracturas.
- Selección y caracterización de litologías.
- Calibración de perfiles sísmicos.
- Cálculo de propiedades mecánicas de las rocas (Modulo de Young, Compresibilidad, Razón de Poisson, etc.).

3.5 Presión de Sobrecarga

La presión de sobrecarga (S) es el peso de la columna de los fluidos más la roca contenidos en los espacios porosos a una determinada profundidad que soporta una formación. (Ver Figura 3.7)

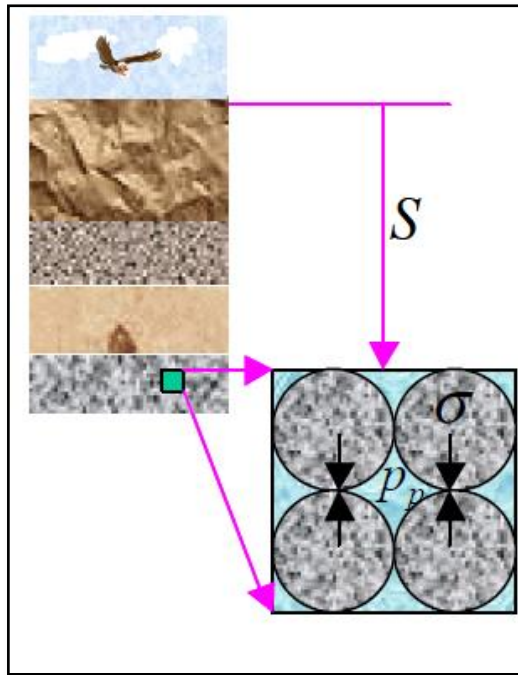


Figura 3.7 Presión de Sobrecarga, Presión de Poro y Esfuerzo Efectivo

Fuente: Guía para la predicción de Geopresiones

3.5.1 Esfuerzo efectivo

El esfuerzo de matriz o esfuerzo efectivo (σ) se define como el esfuerzo que se produce por la fricción grano a grano de la matriz de la roca, estando a la profundidad de interés en función de la sobrecarga.

Los registros geofísicos de las formaciones proporcionan información sobre las propiedades o características de las lutitas que se miden (densidad, temperatura, tiempo de tránsito, resistividad, presión) incluyendo la velocidad sísmica, todos estos parámetros se relacionan con la porosidad de la formación.

Si algunos de estos parámetros se grafican a escala de profundidad, habría una sección de presión normal siguiendo una tendencia lineal cuando la porosidad disminuya respecto a la profundidad de la formación. Una presión anormal se generaría si existiera una desviación de la tendencia normal. La desviación de la tendencia normal se utiliza como principio para el cálculo de las presiones de formación.

3.5.2 Principio de Terzaghi

Los métodos para el cálculo de presiones de sobrecarga, formaciones y fracturas se basan en el Principio de Terzaghi (Figura 3.8), el cual asume que la presión de sobrecarga (S) es el resultado de la suma de la presión de Poro (P_p) y el esfuerzo vertical efectivo (σ). Tal como se muestra en la Ecuación 3.1. (Modificado de: Guía para la predicción de geopresiones).

$$S = P_p + \sigma \quad \text{Ec. 3.1}$$

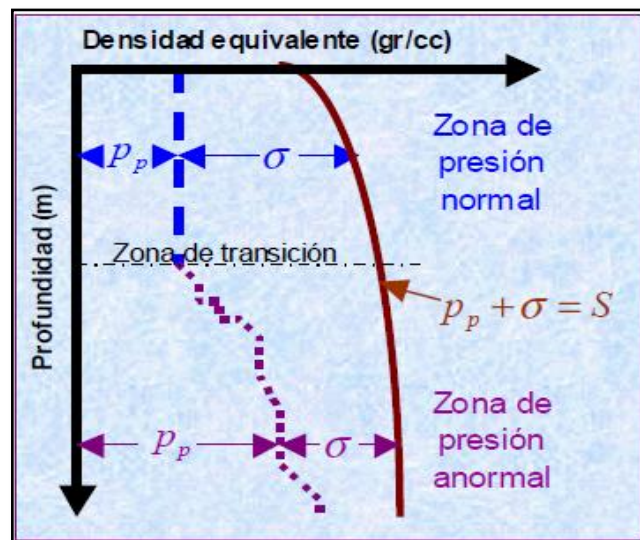


Figura 3.8 Principio de Terzaghi

Fuente: Guía para la predicción de Geopresiones

3.6 Presión de Formación

Es la presión que se produce por acción de los fluidos dentro de los espacios porales de la formación. También llamada presión de poro debido a que los fluidos yacen bajo cierto grado de presión en los poros de la roca del reservorio. (Modificado de: Guía para la predicción de geopresiones).

Comúnmente se conoce a esta medición como la presión del yacimiento, puesto que mide la presión del fluido presente en los poros del reservorio, es decir es una fracción de la presión de sobrecarga que soporta el fluido del sistema. (Modificado de: Guía para la predicción de geopresiones).

3.6.1 Métodos de Predicción de presión de formación

- Método de Eaton (1975).
- Método de Hottman y Jhonson.
- Método del Exponente “D”.
- Método de Profundidad equivalente.
- Método de Bowers (1995).
- Método acústico.
- Método Resistivo.

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

3.6.2 Método de Eaton para cálculo de la Presión de Poros

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

causa de la incertidumbre que se generaba según la teoría de Eaton provenía por los diferenciales de gradientes de sobrecarga. (Moutchet y Mitchell, 1989).

Este método de predicción de presión de formación encuentra una relación del esfuerzo de sobrecarga, presión de poros normal, el registro observado y el valor del registro en una tendencia normal, los dos últimos elevados a un exponente empírico. Puede estar en función del registro de resistividad, registro sísmico, o también del exponente “D”. (Moutchet y Mitchell, 1989).

En el registro sísmico (tiempo de tránsito), de exponente “D” o de resistividad se traza una línea de tendencia y el punto donde la línea diverge respecto a las lecturas medidas da el tope de anomalía en la presión de poros. La línea de tendencia normal llega hasta un perfil del pozo perforado coincidiendo con los sucesos de sobrepresión, mientras que la curva de presión de formación se calibra con el exponente elevado a la división del perfil observado con el normal (o viceversa) dependiendo cual registro eléctrico se está empleando. (Moutchet y Mitchell, 1989).

Los valores de estos exponentes son de 3 para el registro de tiempo de tránsito, 1.2 para el registro de resistividad, según resultados de estudios hechos en el Golfo de México (Eaton, 1975). Cabe recalcar que, si bien se puede comenzar el cálculo con estos valores promedio, es probable que se deban modificar debido a que se trata de una cuenca diferente para predecir la presión de formación. (Moutchet y Mitchell, 1989).

La Ecuación 3.2 define la Presión de Poros como:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\left(\frac{S}{D} - \frac{P_n}{D} \right) * \left(\frac{A_0}{A} \right)^a \right] \quad \text{Ec. 3.2}$$

Donde:

P/D = Gradiente de Presión de Formación

S/D = Gradiente de Esfuerzo de Sobrecarga.

P_n/D = Gradiente de Presión Normal.

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

a = Parámetro de ajuste según cada registro

De acuerdo a cada Registro Eléctrico se tiene:

Método del tiempo de tránsito:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\left(\frac{S}{D} - \frac{P_n}{D} \right) * \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_{ob}} \right)^a \right] \quad Ec. 3.3$$

Método de Resistividad:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\left(\frac{S}{D} - \frac{P_n}{D} \right) * \left(\frac{R_o}{R_n} \right)^a \right] \quad Ec. 3.4$$

Método del exponente "D"

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\left(\frac{S}{D} - \frac{P_n}{D} \right) * \left(\frac{d_o}{d_{on}} \right)^a \right] \quad Ec. 3.5$$

3.7 Presión de Fractura

Al igual que el conocimiento de la presión de formación, la presión de fractura varía a medida que se va profundizando, especialmente se toma en cuenta al perforar pozos muy profundos, ya que en estos suelen existir presiones anormales en las formaciones.

Existen diversas técnicas para predecir la presión de fractura al igual que para calcular las presiones de poro, incluyendo métodos de verificación y predictivos. El plan inicial se sustenta en información sobre fracturas de la formación que se obtienen mediante métodos predictivos. Se debe verificar la resistencia anticipada

a la fractura de la formación luego que el revestido es cementado y colocado realizando pruebas de presión para poder continuar el proceso de perforación en sus posteriores etapas.

3.7.1 Métodos de Predicción de Presión de Fractura

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

Los métodos y correlaciones que generalmente se emplean en el cálculo incluyen:

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

3.7.2 Correlación de Eaton para el cálculo de la Presión de Fractura

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

$$\sigma_x = \sigma_y = \sigma_H = \frac{\mu}{1 - \mu} \sigma_z \quad \text{Ec. 3.6}$$

Donde (μ) representa los valores del Coeficiente de Poisson, este valor se genera para predecir los gradientes de fracturas los cuales se pueden calcular a partir de la información de campo, utilizando un ejemplo como la correlación que se observa en la Figura 3.9.

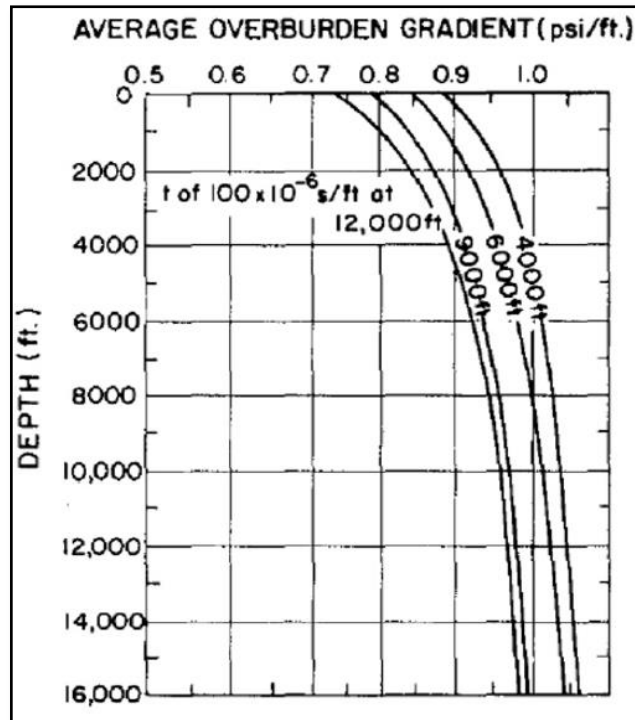


Figura 3.9 Gradiente promedio de Sobrecarga

Si no se puede utilizar el gradiente promedio de sobrecarga se puede calcular el coeficiente de Poisson (μ) por medio de la ecuación del nomograma de Eaton (Ec. 4.7).

3.8 Comportamiento de las Curvas de Presión en los Reservorios

En los análisis de estabilidad del pozo la diferencia entre los enfoques usados en la geomecánica y la perforación, es saber definir los límites de la ventana para el peso seguro del lodo. Los ingenieros geomecánicos emplean el gradiente de falla de corte del agujero, mientras que los ingenieros de perforación utilizan el gradiente de presión de formación para determinar el límite inferior de dicha ventana.

Si el pozo no muestra inestabilidad, el gradiente de presión de formación se acepta para delimitar el margen inferior del peso del lodo. Por otro lado, si se visualizan

desagües en el interior del agujero, el gradiente de falla de corte supone el margen inferior del peso de lodo (Figura 3.10).

En los márgenes superiores se aplican el gradiente de fractura según los ingenieros de perforación y la presión de cierre para los ingenieros geomecánicos (que sería la tensión mínima horizontal en el caso de que se trate de un pozo vertical). La definición del margen superior del peso de lodo se torna arbitraria cuando hay ausencia de falla en la tracción del pozo. Esto vuelve la definición del margen superior de la ventana del peso de lodo del pozo a veces controvertida, generando incertidumbres especialmente sobre las prácticas mejor relacionadas.

La medición de la presión constituye uno de los parámetros más fiables para el desarrollo del reservorio debido a que se involucra directamente en todo el proceso de desarrollo de los campos hidrocarburíferos.

El cálculo de las presiones de reservorios durante la perforación de pozos se utiliza para la determinación de las propiedades dinámicas del reservorio, cálculo del volumen de reservas, para seleccionar el tipo de terminación a emplear en el pozo, para caracterizar los fluidos del yacimiento, y para diseñar el tipo de instalaciones necesarias para la producción de crudos.

Las presiones a las cuales están sometidos los hidrocarburos generan preocupación en función de la seguridad al momento de tomar las decisiones más críticas, la eficiencia, las operaciones y la productividad sobre las consecuencias que atraerán, tomando en cuenta que sea rentable y sustentable para optimizar la explotación de cualquier estrato hidrocarburíferos.

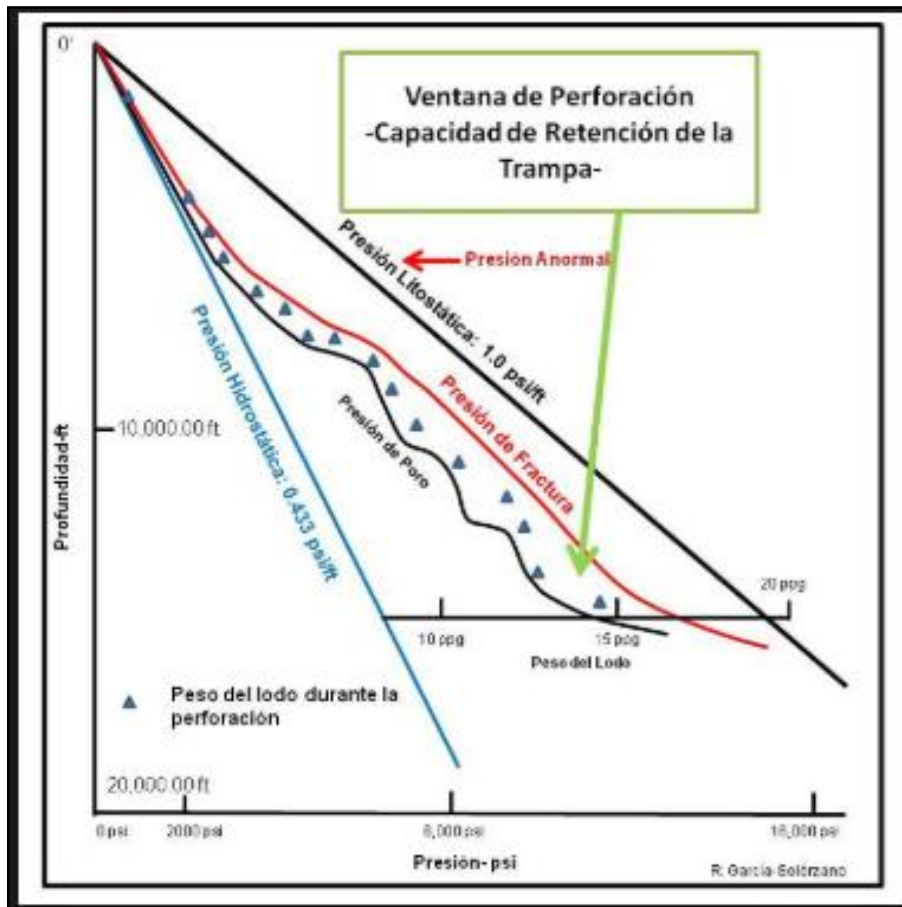


Figura 3.10: Comportamiento de las presiones en la Formación

Fuente: Roberto García Solórzano

CAPÍTULO IV

SIMULACIÓN Y OBTENCIÓN DE RESULTADOS

CAPÍTULO IV

4. SIMULACIÓN Y OBTENCIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo se detallada la metodología empleada para generar las curvas de presión de formación y de fractura de tres pozos del Campo Gustavo Galindo Velasco, para lo cual se realizó un reordenamiento de la información facilitada y se generaron los registros eléctricos necesarios para poder emplear el Método de Eaton. Al final se muestran los resultados obtenidos del comportamiento de estas presiones en la simulación de pozos que fue generada desde el programa Microsoft Excel.

4.1 Procesamiento de datos de campo

El primer paso para aplicar la metodología es realizar un control de calidad de la información disponible, se suministraron datos de registros eléctricos de tres pozos del campo Gustavo Galindo Velasco en los intervalos de las formaciones productoras de Atlanta y San Andrés. En las Figuras 4.1, 4.2 y 4.3 se visualizan los registros eléctricos de Gamma Ray (GR) (color rojo) a la izquierda, Volumen de arcilla (V_{sh}) (color verde) en el centro, y los registros de porosidades de Neutrón (PHIN) (color naranja) y Sónico (PHIS) (color azul) a la derecha, de los pozos Ancón 1985, Ancón 1991 y Ancón 2002 respectivamente, además se ubican los topes formacionales de cada pozo.

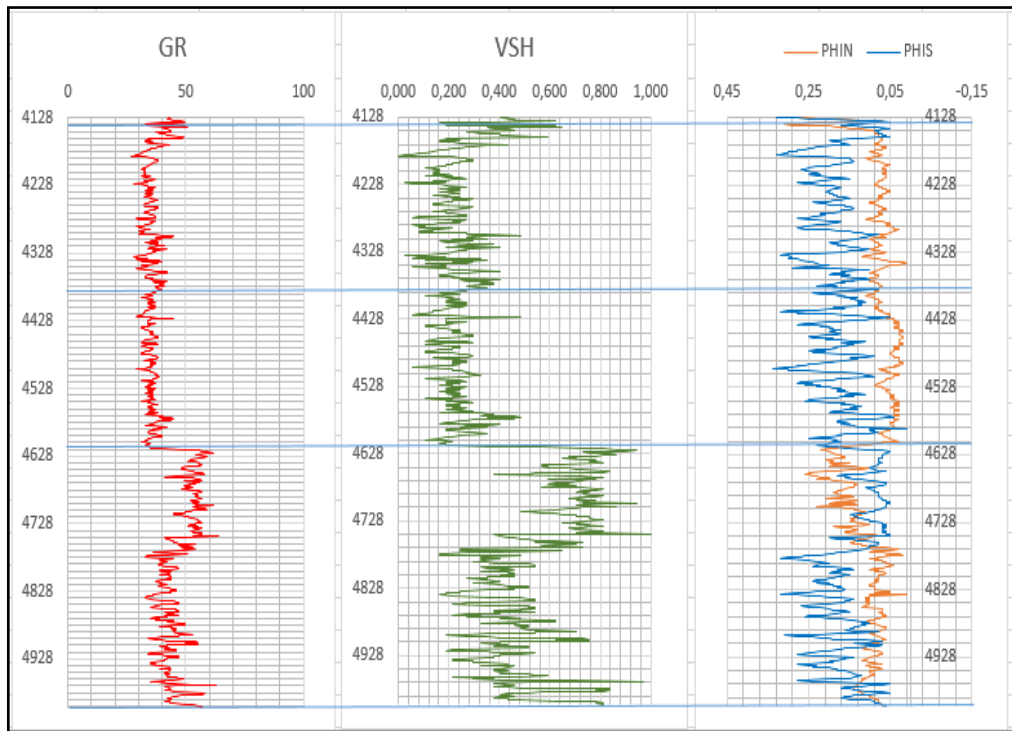


Figura 4.1 Registros eléctricos del pozo Ancón 1985

Elaborado por: Armijos Diana, Oña Johanna

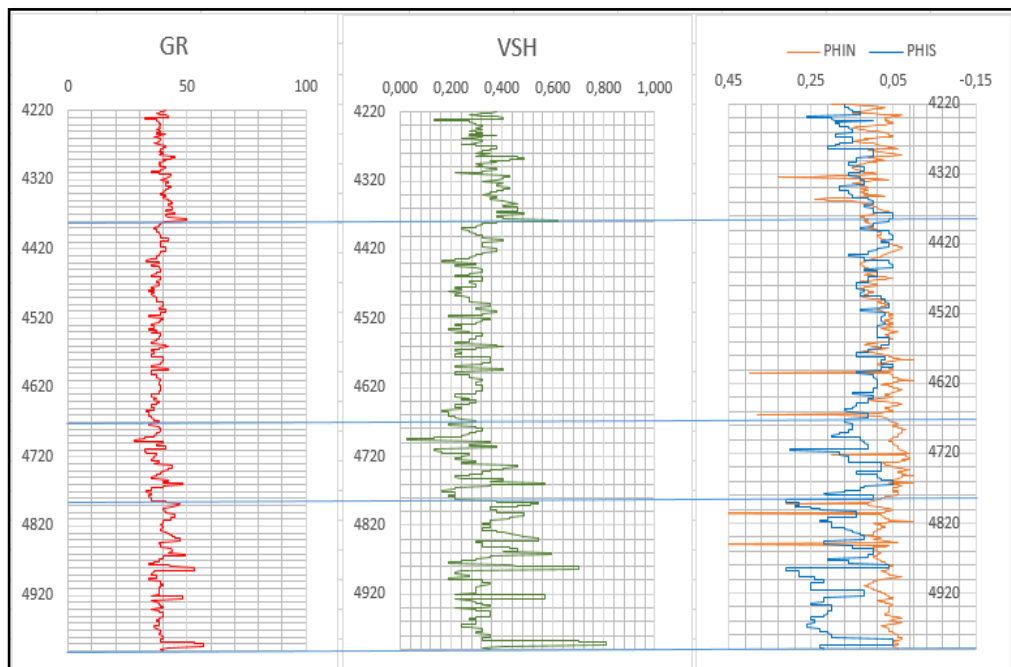


Figura 4.2 Registros eléctricos del pozo Ancón 1991

Elaborado por: Armijos Diana, Oña Johanna

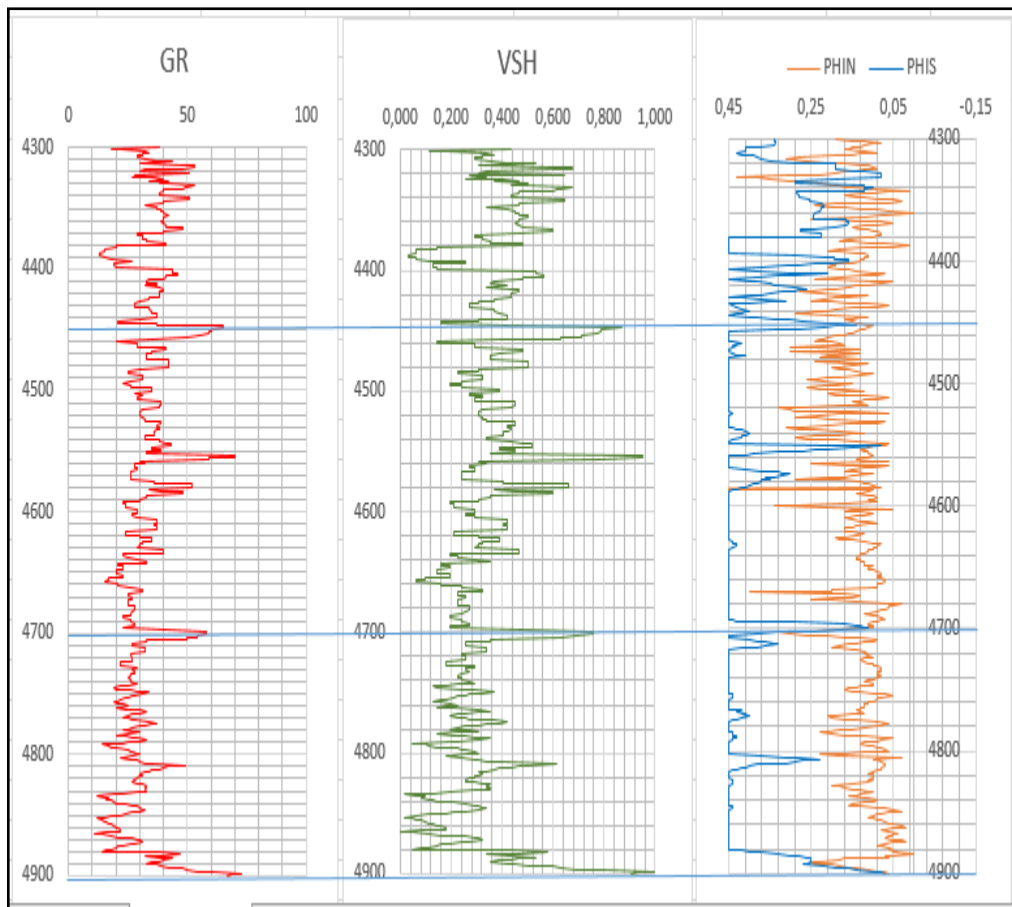


Figura 4.3 Registros eléctricos del pozo Ancón 2002

Elaborado por: Armijos Diana, Oña Johanna

Los datos de los registros fueron llevados a la plataforma de Microsoft Excel donde se realizaron los cálculos de las demás propiedades.

4.2 Litología de la Formación

Para construir la columna estratigráfica del campo Gustavo Galindo Velasco se empleó el Registro Gamma Ray (GR) en unidades API y el registro de porosidad de Neutrón (PHIN) en unidades cuentas por segundo (cps) o las actualmente usadas que son adimensionales (V/V); esto como referencia para la determinación de zonas permeables.

Las zonas de interés se tomaron tomando en cuenta los siguientes parámetros de las propiedades petrofísicas del reservorio:

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

4.2.1 Identificación de zonas permeables y zonas impermeables

Se identificaron las zonas de pago o permeables tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- Valores bajos en la lectura del registro Gamma Ray (GR)
- Separación de las curvas de la porosidad de neutrón y sus cuentas (cps).

Las zonas impermeables se detectaron bajo los siguientes parámetros:

- Valores más altos en la lectura del registro Gamma Ray (GR).
- Mayor separación entre las lecturas del registro de porosidad del neutrón y sus cuentas (cps).

Realizando este estudio litológico para cada pozo usando los registros de Gamma Ray (GR), Volumen de Arcilla (Vsh) y Porosidad del Neutrón (PHIN), se ubicaron los mejores intervalos de estratos, esto es para diferenciar los diferentes datos en todas las formaciones productoras; en las Tablas 4.1, 4.2 y 4.3 se señalan los mejores intervalos de estrato para cada formación.

Pozo Ancón 1985		
Intervalo (ft)	Espesor (ft)	Tipo de estrato
Formación Atlanta (4128 – 4133)		
4128 – 4133	5	Lutita
Intervalo SA – 11 (4133 – 4376)		
4135 – 4142	7	Arenisca limpia
4181 – 4186	5	Areno arcilloso
4200 – 4219	19	Areno arcilloso
4224 – 4248	24	Areno arcilloso
4250 – 4260	10	Areno arcilloso
4275 – 4280	5	Areno arcilloso
4283 – 4300	17	Areno arcilloso
4330 – 4336	6	Arena limpia
4342 – 4352	10	Arena más limpia
Intervalo SA 11.2 (4375 – 4614)		
4382 – 4421	39	Zona arcillosa
4424 – 4568	144	Zona areno-arcillosa
4583 – 4597	14	Zona areno-arcillosa
4600 – 4614	14	Zona limpia
Intervalo SA-10 (4614 – 5000)		
4625 – 4764	139	Zona arcillosa
4766 – 4771	6	Zona areno-arcillosa
4772 – 4792	20	Zona arena-lutita
4794 – 4840	46	Zona areno-arcillosa
4894 – 4900	6	Zona areno-arcillosa
4918 – 4926	8	Zona arcillosa
4930 – 4944	14	Zona arena-lutita
4950 – 5000	50	Arena-lutita

Tabla 4.1 Tipos de estrato en el pozo Ancón 1985

Elaborado por: Armijos Diana, Oña Johanna

Pozo Ancón 1991		
Intervalo (ft)	Espesor (ft)	Tipo de estrato
Formación Atlanta (4220 – 4380)		
4232 – 4238	6	Arena compacta
4290 – 4294	4	Arena limpia
4304 – 4308	4	Areno arcilloso
Intervalo SA – 11 (4381 – 4667)		
4414 – 4418	4	Arena limpia
4418 – 4424	6	Areno arcilloso
4466 – 4474	8	Areno arcilloso
4518 – 4532	14	Areno arcilloso
4534 – 4544	10	Areno arcilloso
4558 – 4580	22	Bastante arcilloso
4585 – 4592	7	Areno arcilloso
4594 – 4624	30	Areno arcilloso
Intervalo SA 11.2 (4667 – 4788)		
4682 – 4734	52	Zonas limpias
4736 – 4750	14	Más limpio
4762 – 4788	26	Areno-arcilloso
Intervalo SA-10 (4788 – 5000)		
4796 – 4804	8	Areno-arcilloso
4808 – 4824	16	Areno-arcilloso
4840 – 4858	18	Areno-arcilloso más limpio
4860 – 4880	20	Areno-arcilloso
4882 – 4906	24	Areno-arcilloso
4920 – 4990	70	Areno-arcilloso

Tabla 4.2 Tipos de estrato en el pozo Ancón 1991

Elaborado por: Armijos Diana, Oña Johanna

Pozo Ancón 2002		
Formación Atlanta (4300 – 4444)		
Intervalo (ft)	Espesor (ft)	Tipo de estrato
4376 – 4396	20	Areno-arcilloso
4428 – 4433	5	Areno-arcilloso
4438 – 4443	5	Areno-arcilloso
Intervalo SA – 11 (4444 – 4702)		
4454 – 4460	6	Areno-arcilloso
4554 – 4600	46	Areno-arcilloso
Intervalo SA 11.2 (4702 – 4896)		
4702 – 4896	194	Arenisca arcillosa-lutita

Tabla 4.3 Tipos de estrato en el pozo Ancón 2002

Elaborado por: Armijos Diana, Oña Johanna

4.3 Cálculo de Registros complementarios

Una vez ingresados los valores de los registros eléctricos en Excel, se procede al cálculo de otras propiedades a utilizar en el desarrollo de este proyecto donde se aplicó el método de Eaton utilizando valores de tiempo de tránsito, por lo tanto, es necesario obtener el registro Sónico.

El registro sónico (DT_l) se calcula a partir del registro de porosidad del Sónico (PHIS) utilizando los tiempos de tránsito de matriz (DT_{ma}) con los intervalos de estratos que se explicaron en las tablas anteriores, la ecuación para calcular el DT_l se describe a continuación:

$$DT_l = DT_{ma} - PHIS * (DT_{ma} - DT_f) \quad Ec. 4.1$$

Donde:

DT_l = Tiempo de tránsito leído (o en este caso calculado) ($\mu\text{seg}/\text{ft}$)

DT_{ma} = Tiempo de tránsito de la matriz ($\mu\text{seg}/\text{ft}$) (55,5 para arenas o 91 para lutitas)

$PHIS$ = Porosidad del sónico (leído en el registro) (Adimensional)

DT_f = Tiempo de tránsito del fluido ($\mu\text{seg}/\text{ft}$) (218 asumiendo agua dulce)

Debido a que no se contó con el registro de Densidad (ρ_1) ni de Porosidad del Density (PHID), en este caso se calculó primero la Porosidad Efectiva (PHIE) y se reemplazó con (PHID) para tener un aproximado de los valores de porosidad que se obtienen del registro de densidad. De esta manera se pudo realizar el cálculo de la presión de sobrecarga en cada formación.

Para calcular PHIE (Ecuación 4.3) primero se calcula la Porosidad Aparente (PHIA) con la Ecuación 4.2.

$$PHIA = \frac{PHIS + PHIN}{2} \quad Ec. 4.2$$

$$PHIE = PHIA * (1 - V_{sh}) \quad Ec. 4.3$$

Donde:

$PHIA$ = Porosidad Aparente

$PHIS$ = Porosidad del registro sónico

$PHIN$ = Porosidad del registro neutrón

V_{sh} = Volumen de arcilla de la formación

Todos los valores son adimensionales.

El Registro de Densidad (ρ_1) se obtuvo utilizando la Porosidad Efectiva de la formación (PHIE) que va a reemplazar al registro de Porosidad del Density (PHID) con la Ecuación 4.4:

$$\rho_l = (PHID * \rho_f) + (\rho_{ma} * (1 - PHID)) \quad Ec. 4.4$$

Donde:

ρ_l = Registro de densidad leído (gr/cm³) (En este caso calculado)

PHID = Porosidad del Density (Reemplazada con PHIE)

ρ_f = Densidad del fluido (gr/cm³) (1 para agua dulce)

ρ_{ma} = Densidad de la matriz (gr/cm³) (2,65 para arenisca y lutita)

De esta manera se obtuvieron valores que se representan gráficamente en las Figuras 4.4, 4.5 y 4.6 para cada pozo respectivamente, a la izquierda se observa el registro Sónico DT₁ obtenido, en el centro el registro de Densidad ρ_l y a la derecha el registro de Porosidad Efectiva PHIE.

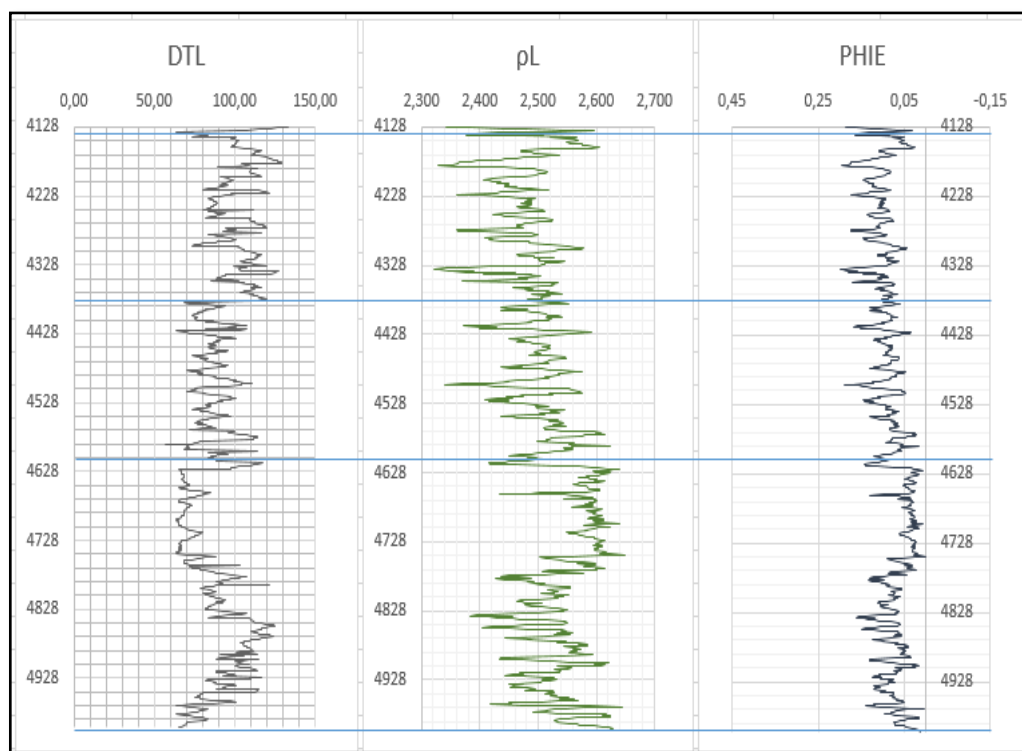


Figura 4.4 Registros obtenidos del pozo Ancón 1985

Elaborado por: Armijos Diana, Oña Johanna

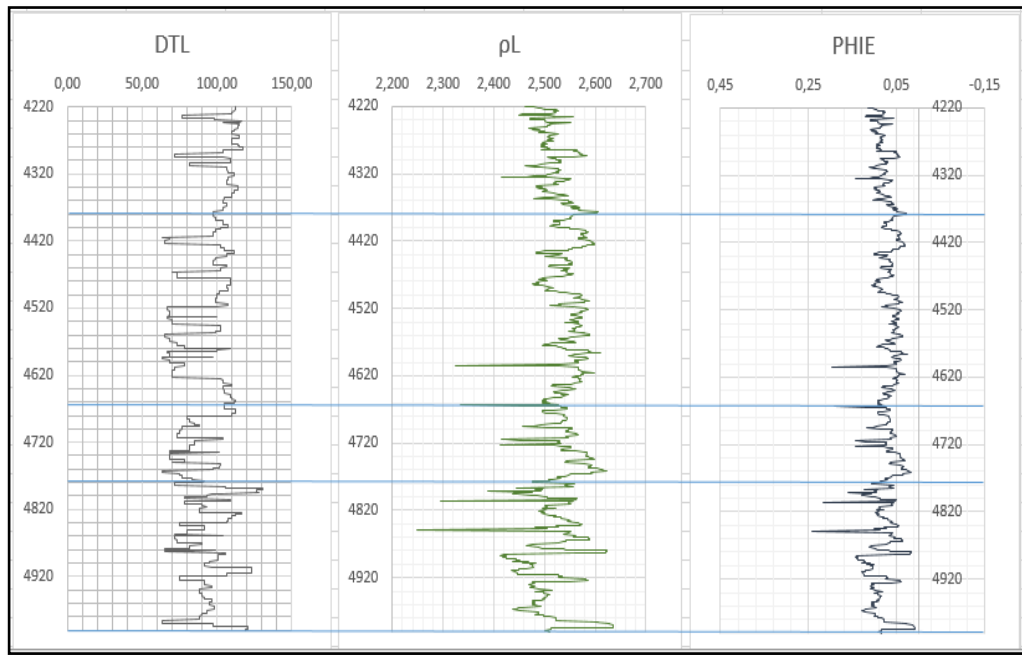


Figura 4.5 Registros obtenidos del pozo Ancón 1991

Elaborado por: Armijos Diana, Oña Johanna

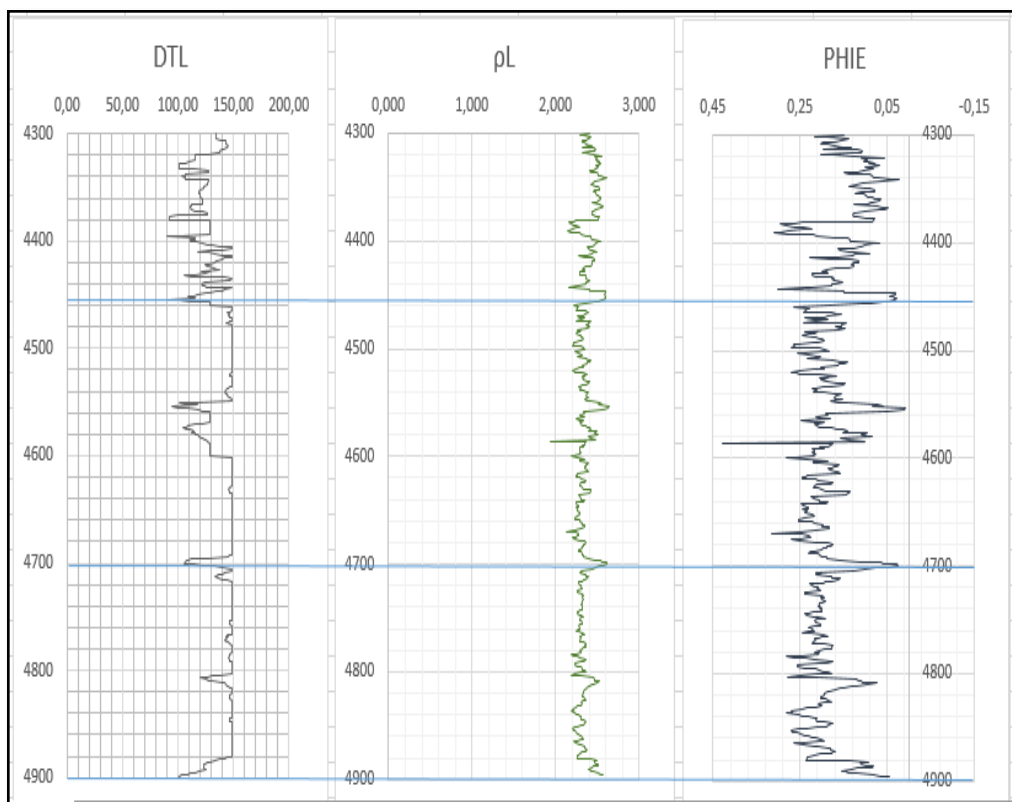


Figura 4.6 Registros obtenidos del pozo Ancón 2002

Elaborado por: Armijos Diana, Oña Johanna

4.4 Desarrollo de un algoritmo para obtención de curvas de presión de poro y de fractura

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

Los pasos a seguir son:

- Determinación de la Presión de Sobrecarga (S)
- Definición de los intervalos de lutitas limpias
- Determinación de la presión de poro (PP)
- Determinación de la presión de fractura (PFr)

4.4.1 Determinación de la presión de Sobrecarga

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

$$S = \frac{\sum_{n=1}^n \rho_l * (D_i - D_{i-1})}{10} \quad Ec. 4.5$$

Donde:

S = Presión de Sobrecarga (Kg/cm²)

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

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

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

4.4.2 Selección de los intervalos de lutitas limpias

Es fundamental seleccionar los intervalos de lutitas limpias de cada pozo para generar la tendencia normal de compactación usando los valores de tiempo de tránsito del registro sónico (DT_1). Primero se establece la línea base de las lutitas desde el registro de Gamma Ray (GR) que es donde se visualizan los valores máximos de dichos registros, mientras que en el registro sónico se toman en cuenta los valores mínimos. A continuación, se muestran las Figuras 4.7, 4.8 y 4.9 donde se colocó la línea base de las lutitas en cada pozo.

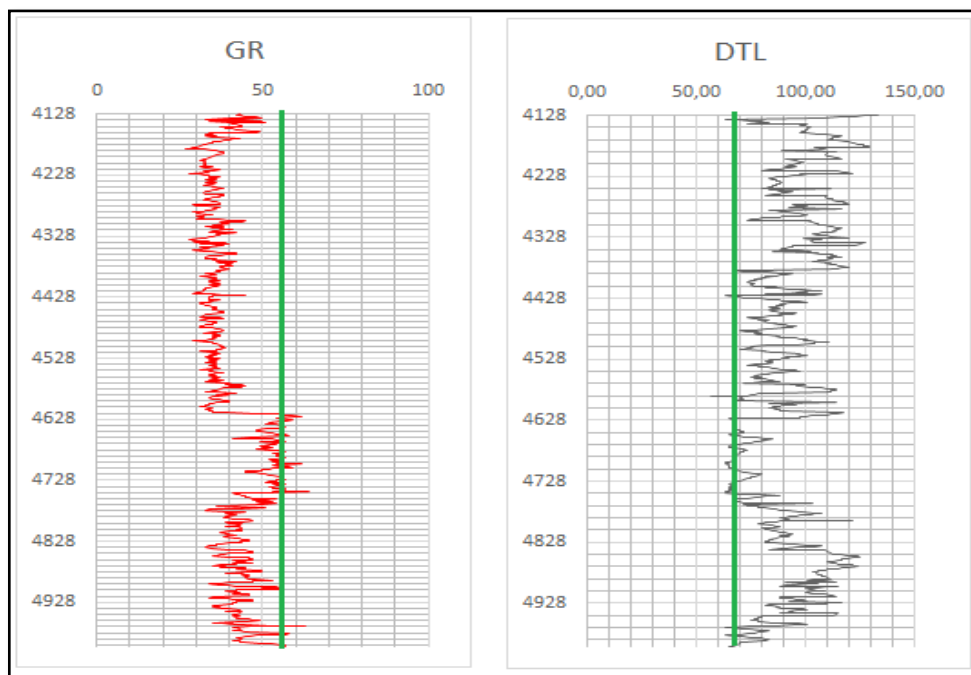


Figura 4.7 Línea base de lutitas en pozo Ancón 1985

Elaborado por: Armijos Diana, Oña Johanna

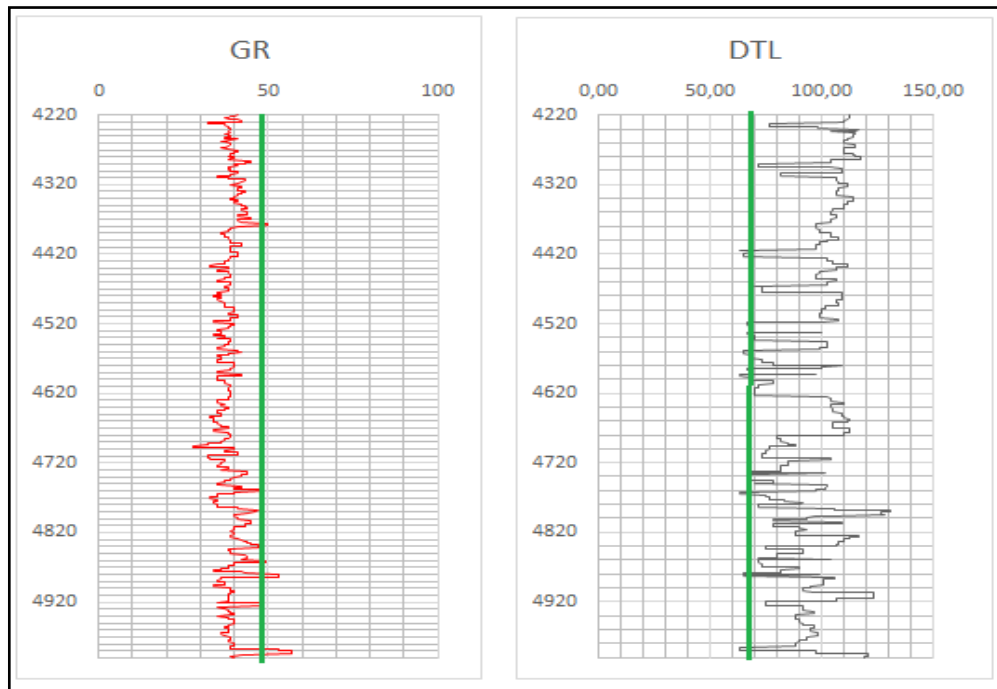


Figura 4.8 Línea base de lutitas en pozo Ancón 1991

Elaborado por: Armijos Diana, Oña Johanna

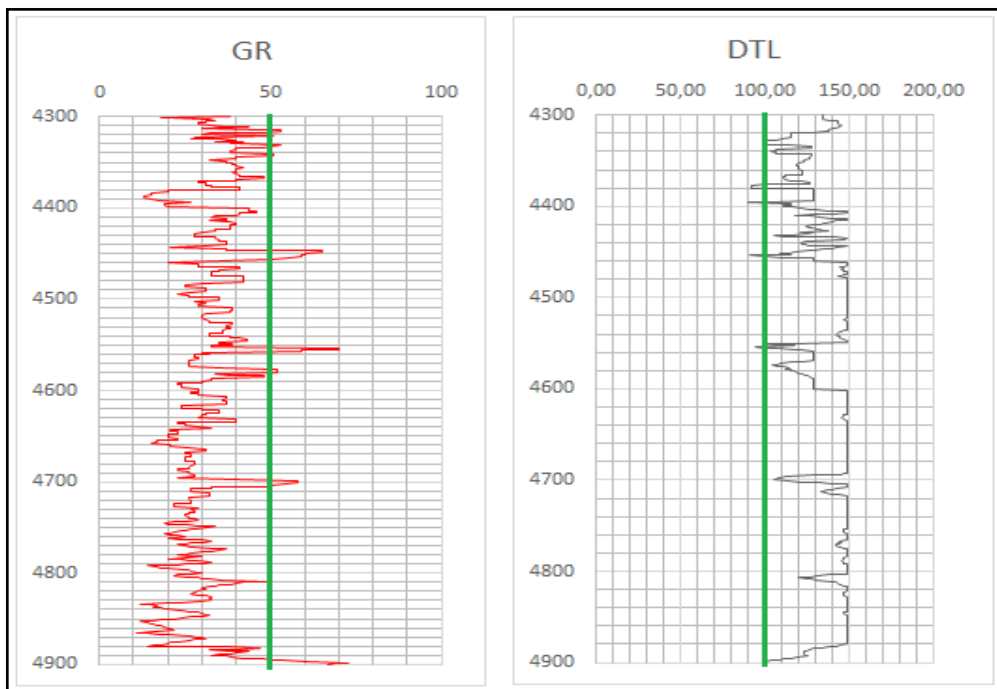


Figura 4.9 Línea base de lutitas en pozo Ancón 2002

Elaborado por: Armijos Diana, Oña Johanna

Una vez marcada la línea base de lutitas limpias en cada pozo se procede a seleccionar los puntos en la curva del tiempo de tránsito (puntos verdes en las Figuras 4.10, 4.11 y 4.12) para la profundidad respectiva, estos puntos sirven para el análisis de la tendencia normal de compactación.

Para entender el comportamiento de la porosidad en el registro Sónico (DT_1) se procede a unir estos puntos de lutitas limpias (línea azul en las Figuras 4.10, 4.11 y 4.12) con la finalidad de que la línea que une a estos puntos servirán para trazar la tendencia normal de compactación útil en el cálculo de la presión de poro.

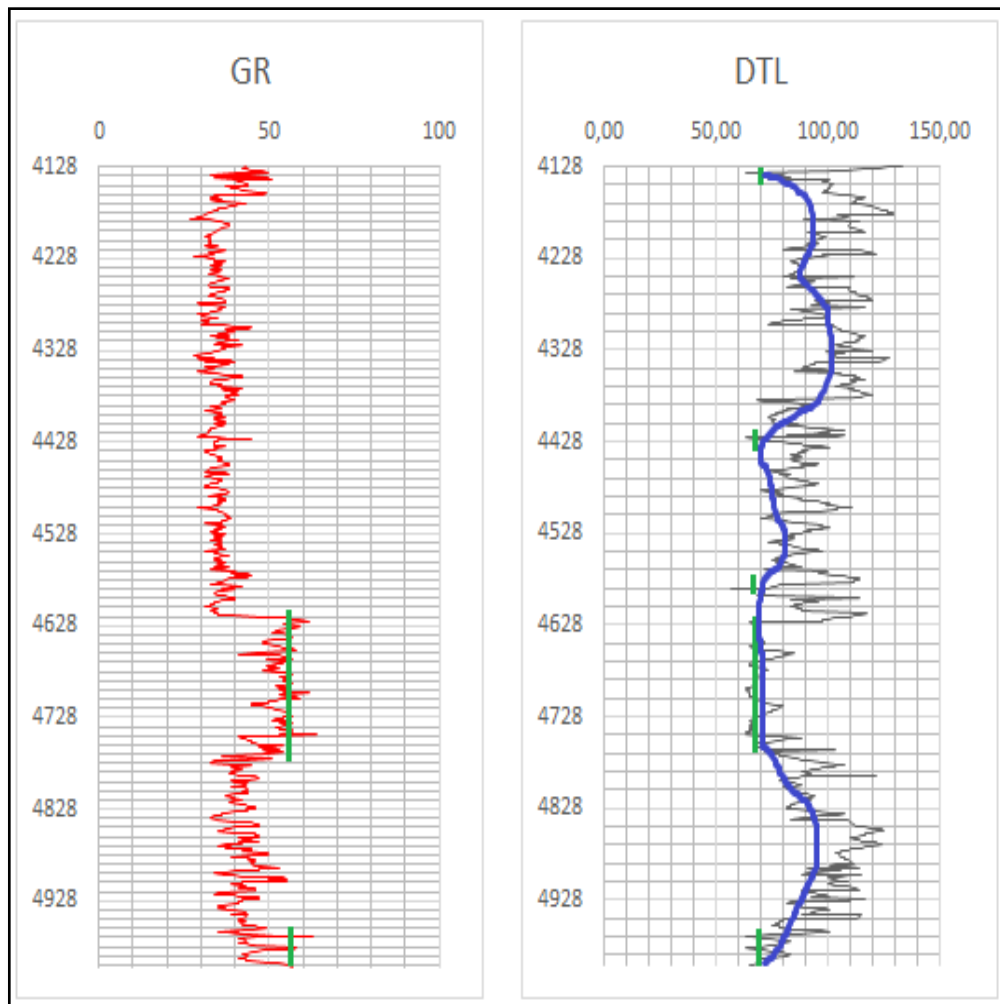


Figura 4.10 Unión de puntos de lutitas en el pozo Ancón 1985

Elaborado por: Armijos Diana, Oña Johanna

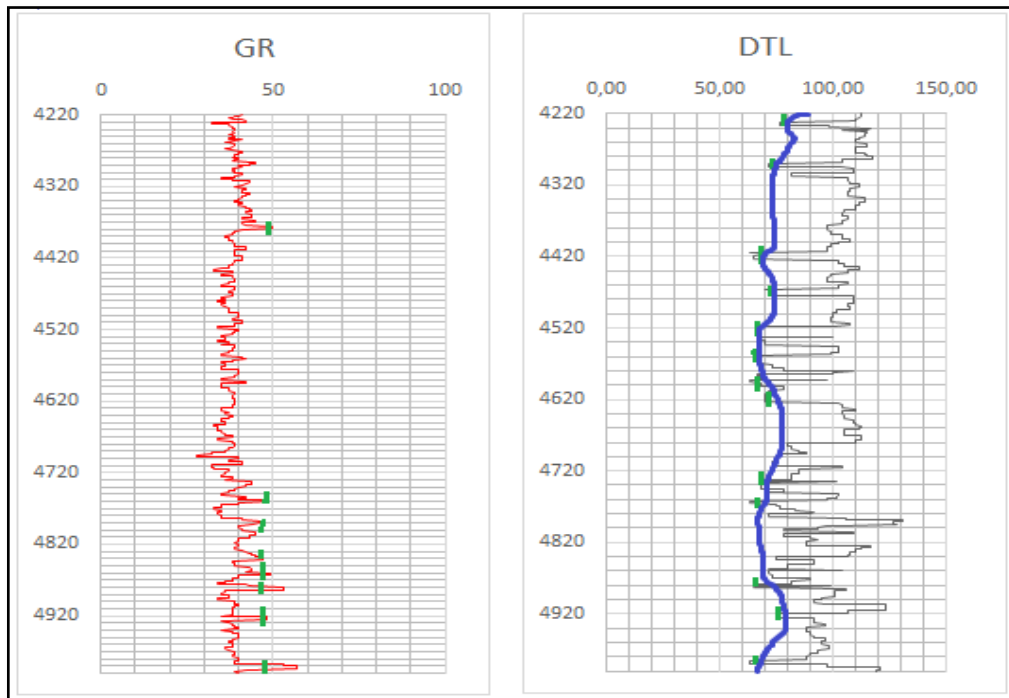


Figura 4.11 Unión de puntos de lutitas en el pozo Ancón 1991

Elaborado por: Armijos Diana, Oña Johanna

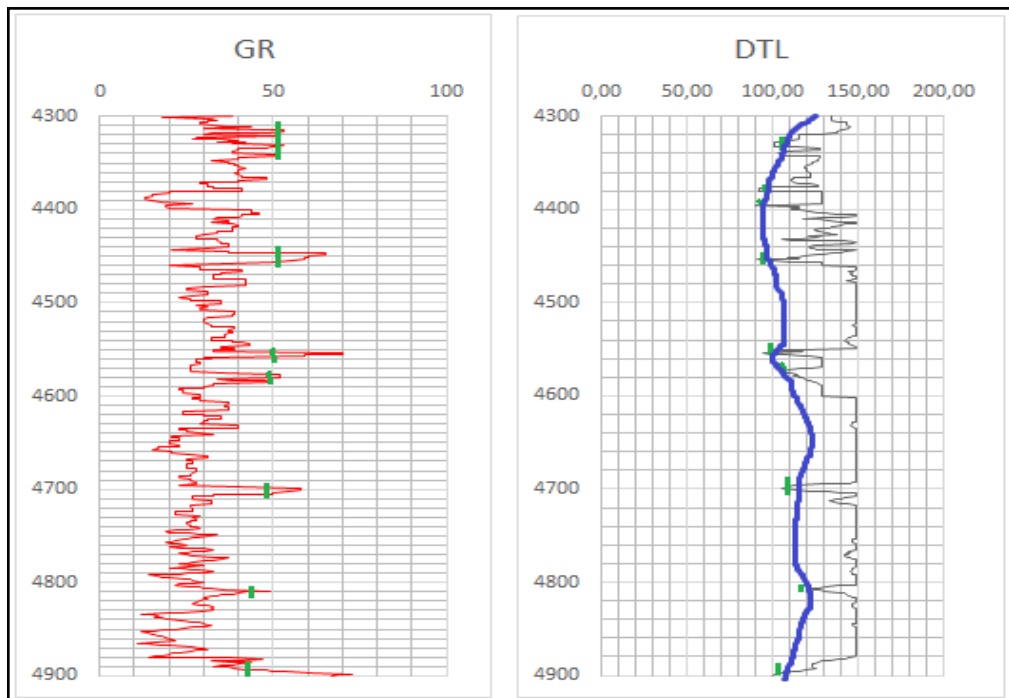


Figura 4.12 Unión de puntos de lutitas en el pozo Ancón 2002

Elaborado por: Armijos Diana, Oña Johanna

4.4.3 Determinación de la Presión de poro

En la industria hidrocarburífera existen más de quince métodos para calcular la presión de poro de las formaciones productoras, siendo los métodos más eficientes el Método de Eaton, el método de Hottman y Johnson, el método de Foster y Whalen o de profundidad equivalente y el método del exponente dc., debido a que se utiliza información convencional y de fácil manejo. Para este proyecto se aplica el método de Eaton.

El principio de Eaton indica que en la zona donde la presión es anormal la tendencia normal de compactación es alterada. Usando el registro de tiempo de tránsito vs profundidad, se debe trazar la línea de tendencia normal y extrapolarla hasta la profundidad total que se tiene. Se leen los valores de tiempo de tránsito de la tendencia normal T_{lun} y de la observada T_{lu} a la profundidad deseada D , o equivalente al valor del tiempo de tránsito observado D_n .

En las Figuras 4.13, 4.14 y 4.15 se observan los valores obtenidos de T_{lun} y T_{lu} para cada pozo evaluado del Campo Gustavo Galindo Velasco.

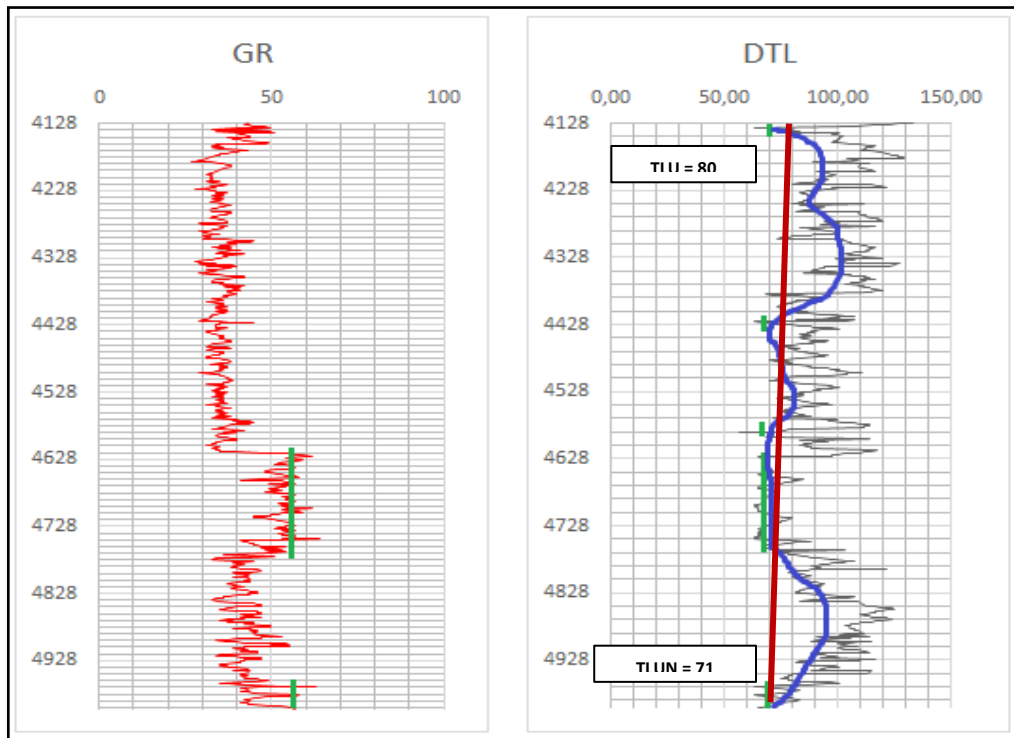


Figura 4.13 Valores de tendencia real vs tendencia normal en el pozo Ancón 1985

Elaborado por: Armijos Diana, Oña Johanna

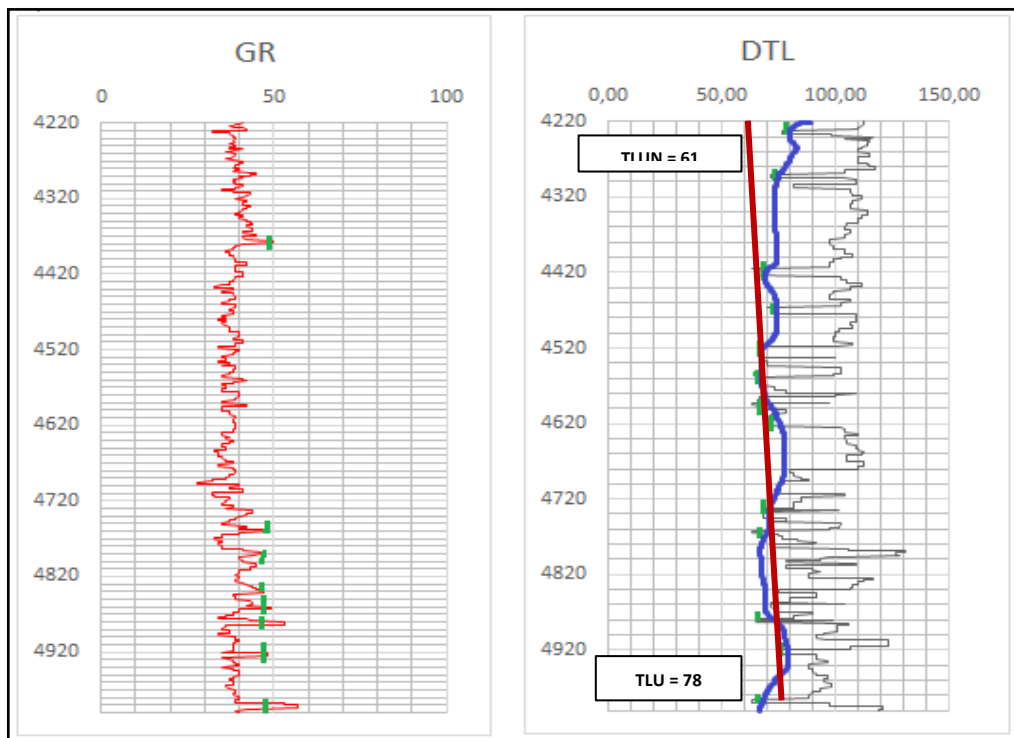


Figura 4.14 Valores de tendencia real vs tendencia normal en el pozo Ancón 1991

Elaborado por: Armijos Diana, Oña Johanna

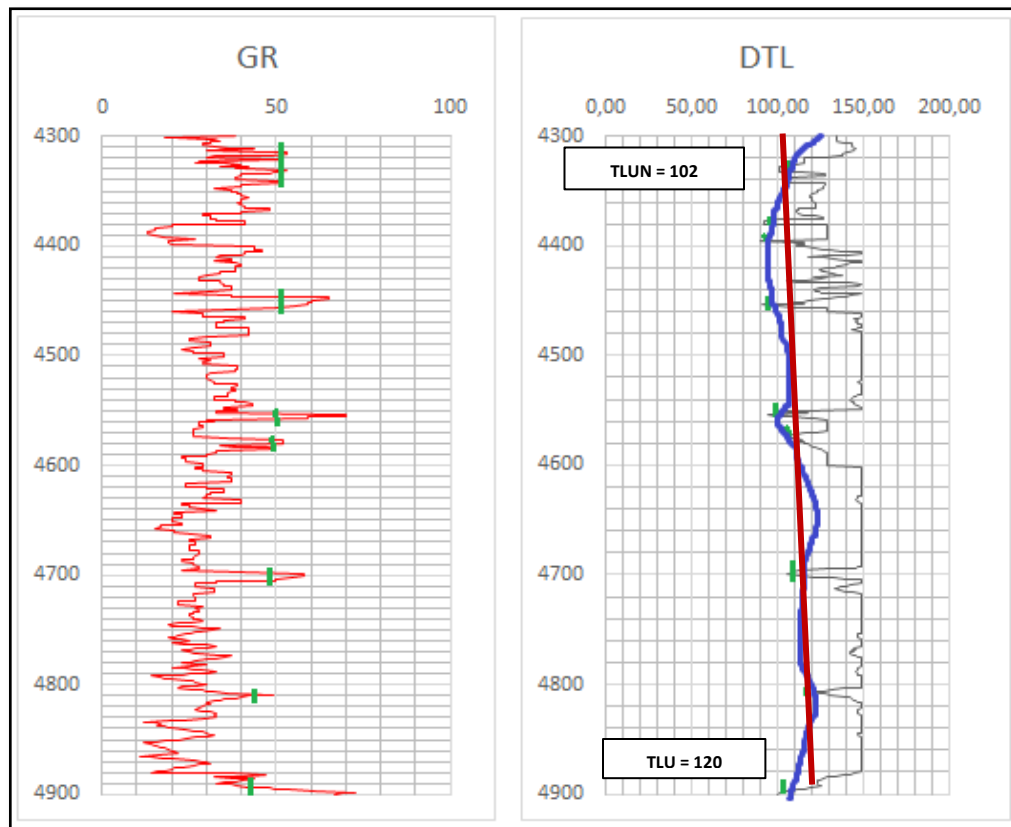


Figura 4.15 Valores de tendencia real vs tendencia normal en el pozo Ancón 2002

Elaborado por: Armijos Diana, Oña Johanna

Finalmente se calcula la presión de poro a cada profundidad de cada intervalo o formación, según el registro Sónico o de tiempo de transito se utiliza la ecuación 4.6

$$PP_D = S_D - (S_D - PP_{DN}) * \left(\frac{T_{lun}}{T_{lu}}\right)^{3.0} \quad Ec. 4.6$$

Donde:

PP_D = Presión de poro a cada profundidad (Kg/cm^2)

S_D = Presión de sobrecarga a cada profundidad (Kg/cm^2)

PP_{DN} = Presión de poro normal (Kg/cm^2) (Generalmente se utiliza el gradiente 0,03269 $Kg/cm^2/ft$)

T_{ln} = Tiempo de tránsito de la tendencia normal (μ seg/ft)

T_{lo} = Tiempo de tránsito de la tendencia observada (μ seg/ft)

4.4.4 Determinación de la presión de fractura

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

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

$$\nu = 0,0645 * \ln(D) - 0,0673 \quad Ec. 4.7$$

Donde:

ν = Relación de Poisson

D = Profundidad (m)

Finalmente, la presión de fractura (P_{FR}) se calcula a partir de datos que están en función de la presión de poro (P_P), de la sobrecarga (S_D) y de la relación de Poisson (ν) ya conocida. En la Ecuación 4.8 se observa la ecuación para obtener la presión de fractura.

$$P_{FR(D)} = P_{P(D)} + \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) [S_{(D)} - P_{P(D)}] \quad Ec. 4.8$$

Donde:

$P_{FR(D)}$ = Presión de Fractura (Kg/cm^2)

$P_{P(D)}$ = Presión de Poro (Kg/cm^2)

ν = Relación de Poisson

4.5 Simulación de escenarios

Una vez realizado los cálculos de Presión de Poro y Presión de Fractura se obtienen los resultados visualizados en las Figuras 4.16, 4.17 y 4.18, en estas gráficas se observa el comportamiento de las presiones dentro del yacimiento para las formaciones Atlanta y San Andrés.

En dichas representaciones la línea roja muestra el comportamiento de la Presión de Poro (PP), mientras que la línea azul refleja la Presión de Fractura (PFr), además como referencia se colocó la presión hidrostática (PH) (línea verde) que se calcula multiplicando el gradiente de presión de 0,433 Psi/ft por la profundidad (ft), de igual manera se sacó la presión anormal (PA) (línea naranja) multiplicando la el gradiente de 1Psi/ft por la profundidad (ft) para los pozos Ancón 1985, Ancón 1991 y Ancón 2002 del campo Gustavo Galindo Velasco, cabe recalcar que los valores de presión de poro y de fractura se calcularon en Kg/cm^2 y por lo tanto hubo que transformarlos a unidades de campo Psi para una mejor interpretación.

En las Figuras 4.16, 4.17 y 4.18 se comprueba que no existe sobrepresión en ninguna de las formaciones evaluadas, verificando con la curva de presión anormal.



Figura 4.16 Comportamiento de Presiones en el Pozo Ancón 1985

Elaborado por: Armijos Diana, Oña Johanna

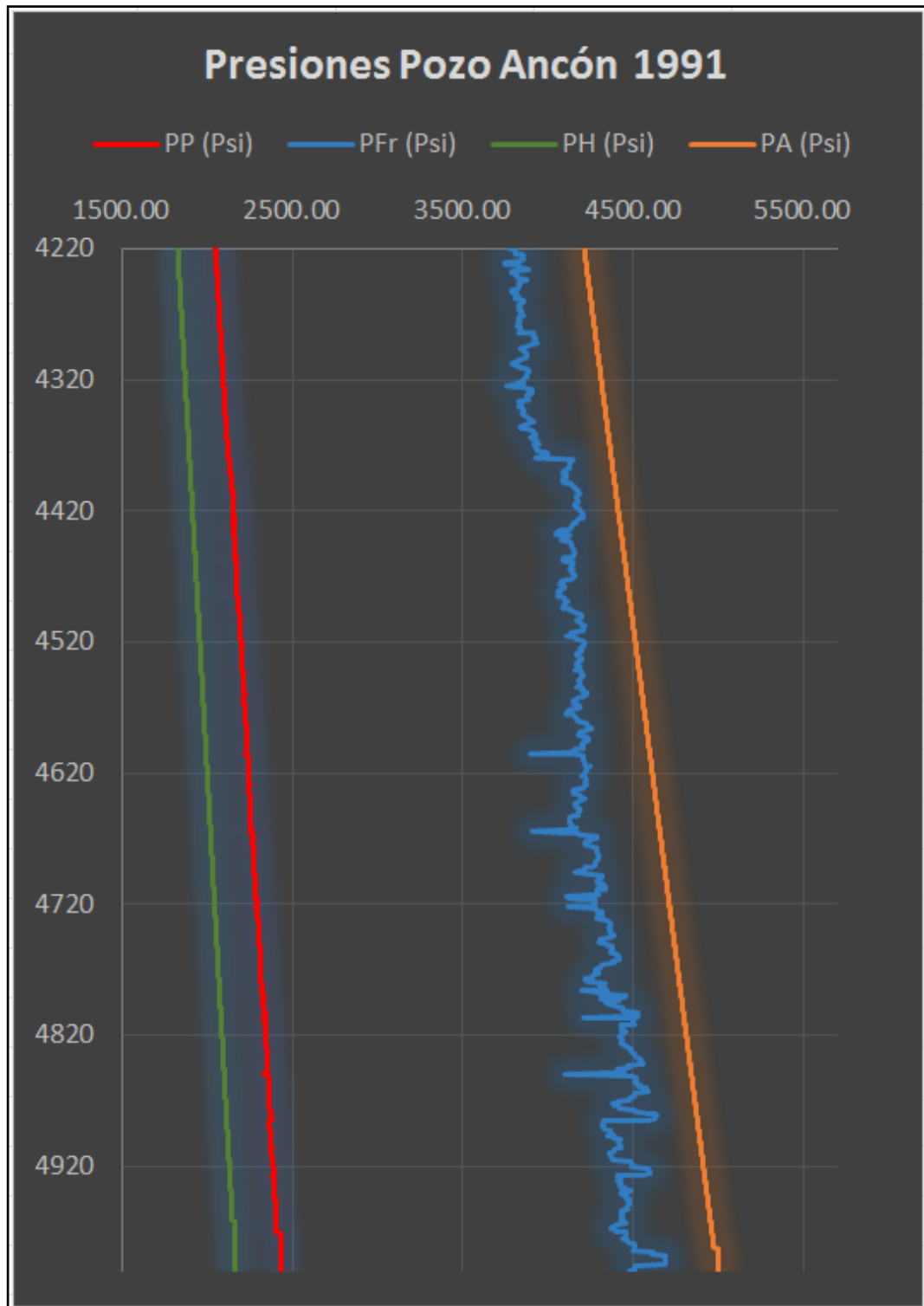


Figura 4.17 Comportamiento de Presiones en el Pozo Ancón 1991
Elaborado por: Armijos Diana, Oña Johanna

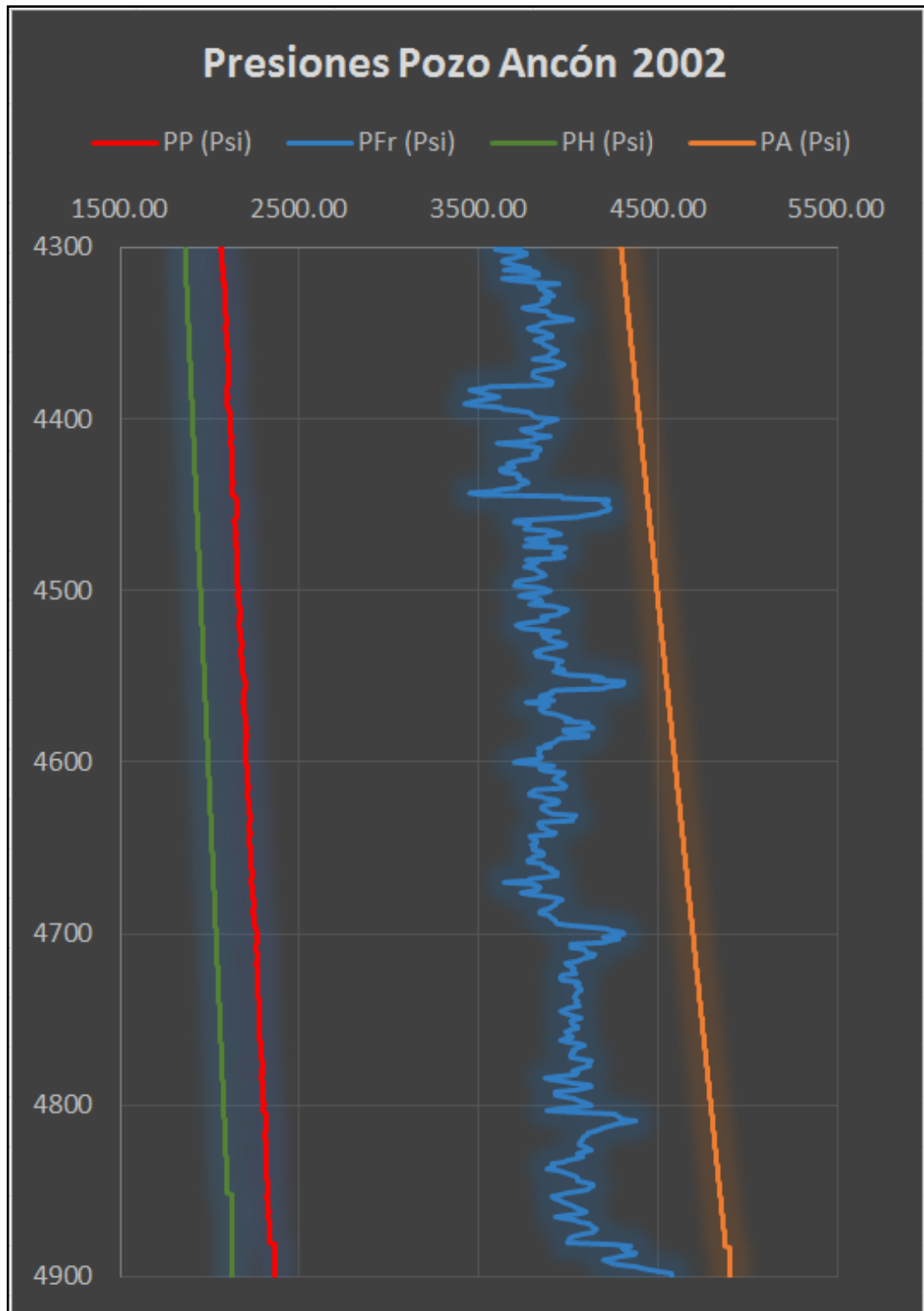


Figura 4.18 Comportamiento de Presiones en el Pozo Ancón 2002

Elaborado por: Armijos Diana, Oña Johanna

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

- En el presente trabajo se diseñó una metodología para el cálculo de las presiones de formación y de fractura basados en el método de Eaton, utilizando registros eléctricos en pozos petroleros del Campo Gustavo Galindo Velasco.
- La aplicación del método de cálculo de las presiones de poro, sobrecarga y fractura se realizaron en Microsoft Excel, fue necesario llevar los registros primarios a este programa para ingresar los diferentes algoritmos o ecuaciones de cálculo de cada variable.
- Se utilizó el método de Eaton para la predicción de las presiones de poro y de fractura dado a la facilidad de aplicación y también por la información disponible de los campos, este método también es aplicable si en lugar del registro sísmico (DT) se contara con un registro de resistividad (LLD).
- El cálculo de la presión de poros permite prever posibles accidentes laborales ocasionados por los llamados “blowout” (reventón) que generan fallas en el sistema de control de presión debido al flujo incontrolado de fluidos, pudiendo producir incluso pérdidas de vidas humanas.
- Los métodos de aplicación para predecir la presión de poro sirven además para predecir los influjos (kicks) no deseados en el pozo que suelen ocurrir por pérdida de circulación, peso del lodo o pega de la tubería entre otros que indiquen cuando la presión es anormal para permitir al operador disminuir los tiempos en que no sea productiva la maquinaria ahorrando en el aspecto económico.

- Para obtener los valores de la tendencia normal (T_{ln}) y la tendencia observada (T_{lo}) se tomó en consideración las discordancias geológicas de las formaciones evaluadas en cada pozo debido a que los analistas trazan estas líneas de tendencia de acuerdo a su criterio, ya sea al usar el método de Eaton o cualquier otro método generando mayores incertidumbres en los resultados.
- Al calibrar los parámetros de las líneas de tendencia normal y observada se podría obtener la presión de poros en pozos cercanos incluso cuando estos aún no han sido perforados, tomando en cuenta que deben contar con similares consideraciones geológicas.
- El uso del registro sísmico (DT) fue de mayor importancia ya que es más efectivo que el de resistividad, debido que este no es afectado por factores externos como el lodo de perforación o los fluidos presentes en las formaciones o las condiciones del hoyo, los valores de los registros de resistividad si son afectados por estos factores.
- Las gráficas del comportamiento de las presiones permiten verificar a que profundidades las presiones de formación son anormales tal y como se observó en los resultados, en este caso los pozos Ancón 1985, Ancón 1991 y Ancón 2002 no presentan sobrepresiones que provoquen imprevistos en dichos pozos.
- Las rocas compactadas impermeables como las lutitas de las formaciones Atlanta y San Andrés tienden a generar presiones de poro anormalmente altas en ciertas zonas debido a la fragilidad de las lutitas preexistentes (lutita frágil), los fluidos intersticiales a veces no se pueden filtrar y por ello deben sustentar a toda la columna de la roca suprayacente.

5.2 Recomendaciones

- Se recomienda no utilizar esta metodología cuando se tienen formaciones calcáreas formadas por anhidritas, dolomitas o calizas debido a que la presión de formación está relacionada con parámetros dependientes de la compactación de las lutitas.
- Dotar de mayor información para realizar el cálculo completo a toda la profundidad en todas las formaciones, así mismo para utilizar otros métodos de cálculo de presión de formación y de fractura y poder correlacionarlos para optimizar los resultados.
- La metodología descrita en el presente trabajo puede usarse para predecir las geopresiones tanto en pozos exploratorios como en pozos de desarrollo.
- Es recomendable utilizar los datos de tiempo de tránsito del registro Sónico (DT) ya que estos eliminan problemas ocasionados por variaciones en la salinidad del agua de formación usando datos disponibles de conductividad o resistividad de las formaciones.
- Cuando se emplea el método de Eaton para realizar el cálculo de la presión de formación, es recomendable caracterizar el exponente de la ecuación de Eaton siempre y cuando se cuente con mayor información ya que este varía levemente según el campo en estudio.
- Se recomienda realizar evaluación y análisis de geopresiones (sobrecarga, presión de poro y presión de fractura) antes, durante y después de la perforación de los pozos para prevenir las sobrepresiones o geopresiones.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1) AGUIRRE, H. (2015). Estudio técnico-económico de inyección alternada de nitrógeno Huff & Puff para recuperación mejorada de petróleo en pozos del campo Gustavo Galindo Velasco. Trabajo de Titulación. Facultad de Ciencias de la Ingeniería. Universidad Estatal Península de Santa Elena. La Libertad. Ecuador.
- 2) CAVERO, C. (2010). Análisis de métodos para la predicción de presión de poros aplicado a la estabilidad de pozos de perforación petrolera. Proyecto de Titulación. Facultad de Ingeniería. Universidad Ricardo Palma. Lima. Perú.
- 3) CÓRDOVA, F. (2017). Desarrollo de un simulador para análisis e interpretación de registros eléctricos de pozos petroleros. Trabajo de Titulación. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. Universidad Central del Ecuador. Quito. Ecuador.
- 4) DAVIS, R. (2009). Estudio de propiedades de fluidos y de las rocas en el campo Gustavo Galindo Velasco. Associates. Inc.
- 5) EATON B. Graphical Method Predicts Geopressures Worldwide. World oil (7/76). pp 100-104.
- 6) EP PETROECUADOR. Información técnica.
- 7) GARCÍA, V. (2014). Estudio Técnico – Económico de los sistemas de producción en los pozos de la sección santa paula del campo Gustavo Galindo Velasco para definir el mejor sistema de producción para cada pozo. Trabajo de Titulación. Facultad de Ciencias de la Ingeniería. Universidad Estatal Península de Santa Elena. La Libertad. Ecuador.

- 8) GUALE, J. (2013). Estudio para la optimización de sistemas de levantamiento artificial para la producción de petróleo en pozos de la zona central del campo Ancón Provincia de Santa Elena. Trabajo de Titulación. Facultad de Ciencias de la Ingeniería. Universidad Estatal Península de Santa Elena. La Libertad. Ecuador.
- 9) HOUSTON, B. (1992). Baker Hughes advanced wireline & mwd procedures manual.
- 10) KOKESH, B. (1959). Geometric factors in sonic logging.
- 11) MALONE, F., T. Informe geológico y de reservorios del campo Ancón.
- 12) MOUCHET, M. (1989). Abnormal pressure while drilling. Manual Techniques 2, Boussens.
- 13) PACIFPETROL. Información Técnica.
- 14) RODRÍGUEZ, P. (2014). Estudio de factibilidad para la implementación del sistema de bombas de cavidades progresivas en el campo “Gustavo Galindo Velasco” ubicado en la provincia de Santa Elena. Trabajo de Titulación. Facultad de Ciencias de la Ingeniería. Universidad Estatal Península de Santa Elena. La Libertad. Ecuador.
- 15) SUTUYONO, S. Basic well logging design.
- 16) TERZAGHI, K., (1943). Theoretical soil mechanics, John Wiley & sons, Inc. New York.

Páginas Web:

17) Aplicaciones del Registro Sónico

http://www.geosma.es/?page_id=752

18) Comportamiento de las presiones

<http://www.nejasayoil.com/2010/11/los-fluidos-y-presiones-en-el-subsuelo.html>

19) Equipos de Rayos Gamma

<http://www.ingenieriadepetroleo.com/registros-electricos-sp-gr-ngs/>

20) Guía para la predicción de geopresiones

<https://escueladeporfora.files.wordpress.com/2011/09/guia-para-la-presdiccio-n-de-geopresiones.pdf>

21) Registro de Densidad

<http://www.ingenieriadepetroleo.com/registro-de-densidad-compensada/>

22) Registros de Pozos

http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/well_log.aspx

23) Registros de Rayos Gamma y Espectrometría de Rayos Gamma

<https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/registros-de-rayos-gamma-gr.html>

24) Principios del Registro Sónico

<https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/04/registros-para-medir-porosidades-en-el.html>