



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 22 de septiembre de 2017

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

William Steven Quiñones Vargas, con C.C. No. 1116206019

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o William Steven Quiñones Vargas

Titulado CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE LA FORMACIÓN PEPINO EN EL CAMPO ORITO (ORITO-PUTUMAYO) PARA EL DESARROLLO A FUTURO DE UN PROYECTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Presentado y aprobado en el año 2017 como requisito para optar al título de

Ingeniero de Petróleos;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.

Vigilada Mineducación



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores” , los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:  _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Caracterización de la formación Pepino en el campo Orito (Orito - Putumayo) para el desarrollo a futuro de un proyecto de recuperación secundaria.

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Quiñones Vargas	William Steven

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Martínez Valladares	Richard Alberto
Muñoz Quijano	Ingrid Natalia

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
N/A	N/A

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de Petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2017 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 127

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Vigilada mieducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



Diagramas___ Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general X
Grabados___ Láminas___ Litografías___ Mapas___ Música impresa___ Planos___
Retratos___ Sin ilustraciones___ Tablas o Cuadros X

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

Lector de PDF de preferencia

MATERIAL ANEXO:

N/A

PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*):

N/A

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. <u>Inyección de agua</u>	<u>Waterflooding</u>
2. <u>Volumen de arcilla</u>	<u>Clay volumen</u>
3. <u>Saturación de agua</u>	<u>Water saturation</u>
4. <u>Porosidad</u>	<u>Porosity</u>
5. <u>Permeabilidad</u>	<u>Permeability</u>

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Con los escenarios de precios bajos del petróleo, muchas compañías operadores están optando por evaluar oportunidades que en algún momento fueron identificadas como objetivos secundarios, lo cual las cataloga en grandes oportunidades de crecimiento y desarrollo de estos activos por la rentabilidad que presenta. El campo Orito es uno de estos, el cual cuenta con tres formaciones productoras (formación Pepino, Villeta y



Caballos).

Este trabajo se enfoca en la caracterización petrofísica de la formación Pepino, en un área en particular, en donde se desea implementar un proyecto piloto de inyección de agua (recuperación secundaria).

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

With the low oil prices scenario, many operating companies are opting to evaluate opportunities that at some point were identified as secondary targets; which catalogs them as big growing and development opportunities since they have a significant profitability. Orito field is one of those, and it is comprised of three main producing formations (Pepino, Villeta and Caballos).

This work is focused on the petrophysical characterization of Pepino formation for a particular area, where it is expected to implement a waterflooding pilot project (secondary recovery).

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: Jairo Antonio Sepúlveda Gaona

Firma:

Nombre Jurado: Freddy Humberto Escobar Macualo

Firma:

**CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE LA FORMACIÓN PEPINO EN EL
CAMPO ORITO (ORITO-PUTUMAYO) PARA EL DESARROLLO A FUTURO DE
UN PROYECTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA**

WILLIAM STEVEN QUIÑONES VARGAS

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA - HUILA
2017**

**CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE LA FORMACIÓN PEPINO EN EL
CAMPO ORITO (ORITO-PUTUMAYO) PARA EL DESARROLLO A FUTURO DE
UN PROYECTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA**

WILLIAM STEVEN QUIÑONES VARGAS

**TESIS PRESENTADA PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director

ING. RICHARD ALBERTO MARTINEZ VALLADARES

Codirector (a)

GEÓLOGA PhD INGRID NATALIA MUÑOZ QUIJANO

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA - HUILA
2017**

Nota de Aceptación

FIRMA DEL DIRECTOR

FIRMA DEL JURADO

FIRMA DEL JURADO

DEDICATORIA

A Dios por permitirme culminar una etapa más en mi vida y darme la fortaleza para solucionar todos los obstáculos que se presentaron.

A mi familia, mis padres William Quiñones Rico y Luz Mary Vargas Luligo, mis hermanos Harlen, Edinson y Anyela María Quiñones Vargas, por su inmenso amor, cariño, esfuerzo y apoyo incondicional en todos los momentos.

A mi novia Yeimy Paola Mosquera amor y apoyo, por estar conmigo en cada instante y ayudarme en todo momento.

A mis familiares, amigos, compañeros y demás personas que siempre creyeron en este proyecto que hoy llega a su etapa final.

William Steven Quiñones Vargas

AGRADECIMIENTOS

En este largo camino, son muchas las personas que aportaron de alguna manera para que este proyecto se llevara a cabo, por ello me disculpo por no nombrarlos a todos.

De manera muy especial agradezco a Dios por darme la oportunidad de compartir con mi familia este logro, a mis padres por su dedicación, apoyo y amor incondicional, que hicieron de este momento un sueño hecho realidad.

A Pacific E&P por ser una escuela y darme la oportunidad de prepararme, darme todas las oportunidades para culminar este proyecto de grado. A sus gerentes, líderes y empleados.

A la Universidad Surcolombiana por todo lo aprendido, a sus docentes por estar en esta etapa de enseñanza y crecimiento académico, y fortalecimiento personal.

A mi director Richard Martinez, por su colaboración y enseñanza para que este proyecto se realizara de manera satisfactoria, con su habilidad como profesional y docente ayudo a ampliar mis conocimientos.

A mis codirectores los geólogos la doctora PhD Ingird Natalia Muñoz y el geólogo M.Sc Jorge Arturo Camargo, por los conocimientos, recomendaciones y sugerencias aportadas para garantizar el buen realizar del proyecto de grado.

A mis compañeros y amigos del código 2011+ que durante este largo tiempo, con su cariño y afecto, fueron mi segunda familia en este camino.

A todos y cada uno de ellos, un abrazo enorme e infinitas gracias.

TABLA DE CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN.....	1
	1.1 Objetivos.....	2
	1.1.1 Objetivo general	2
	1.1.2 Objetivos específicas.....	2
	1.2 Antecedentes.....	3
	1.3 Modelamiento petrofísico	4
2.	CONTEXTO GEOLÓGICO	7
	2.1 Localización del área.....	7
	2.2 Geología estructural	9
	2.3 Formación Pepino	9
	2.3.1 Edad	10
	2.3.2 Localización	11
	2.3.3 Miembro Inferior.....	11
	2.3.4 Miembro Medio	12
	2.3.5 Miembro Superior	12
	2.3.6 Contacto	13
	2.3.7 Ambiente deposicional y estratigrafía.....	13
	2.4 Breve historia de la producción de la formación Pepino ¡Error! Marcador no definido.	
3.	MARCO TEÓRICO	17
	3.1 Historia.....	17
	3.2 Conceptos y principios básicos de petrofísica y registros eléctricos.	18
	3.2.1 Petrofísica.....	19
	3.2.2 Fundamentos de la interpretación cuantitativa de registros.....	19
	3.2.2.1 Porosidad.	19
	3.2.2.2 Saturación.	20
	3.2.2.3 Permeabilidad.	21
	3.2.2.3.1 Permeabilidad absoluta.....	21
	3.2.2.3.2 Permeabilidad efectiva.....	22
	3.2.2.3.3 Permeabilidad relativa.....	22
	3.3 Registros eléctricos.	22
	3.3.1 Registros resistivos.....	22
	3.3.2 Registros de porosidad.	22

3.3.3 Registro de rayos gamma y potencial espontáneo.....	23
4. APLICACIÓN Y RESULTADOS DE LA METODOLOGÍA	24
4.1 Recolección y organización de la información.....	24
4.2 Control de calidad de la información.....	28
4.3 Edición de la información.....	30
4.4 Trazado de la línea base.....	31
4.5 Gradiente de temperatura.....	31
4.6 Modelo de arcillosidad.....	34
4.6.1 Identificación de hueco malo.....	34
4.6.2 Cálculo del volumen de arcilla (Vcl).....	35
4.6.2.1 Curva rayos gamma.....	35
4.6.2.2 Curva de resistividad.....	36
4.6.2.3 Curvas de densidad y neutrón.....	37
4.6.3 Valores de corte (cut-off).....	39
4.6.4 Cálculos.....	43
4.7 Cálculo de la resistividad del agua (Rw).....	47
4.7.1 Cálculos.....	52
4.8 Cálculo de la porosidad y saturación de agua.....	56
4.8.1 Porosidad.....	57
4.8.1.1 Modelo de porosidad (Registro de Densidad).....	58
4.8.1.2 Modelo de porosidad (Registro Neutrón).....	58
4.8.1.3 Modelo de porosidad (densidad-neutrón).....	59
4.8.2 Porosidad sintética.....	62
4.8.3 Saturación de agua.....	65
4.9 Cálculo de la permeabilidad.....	66
4.10 Sumarios petrofísicos.....	67
4.11 Acumulado.....	69
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS	73
6. CONCLUSIONES.....	76
7. RECOMENDACIONES	78
BIBLIOGRAFÍA	79
ANEXOS	81
Anexo A.....	81
Anexo B.....	90

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Información y metodología para realizar la caracterización petrofísica de la formación Pepino. (Fuente: Autor).....	6
Figura 2. Ubicación de la cuenca Putumayo en el mapa de Colombia. (Fuente: ANH, 2010).	7
Figura 3. Ubicación geográfica del área de Orito. (Fuente: Autor).....	8
Figura 5. Mapa estructural de la formación Pepino. (Fuente: OFM, 2012).	10
Figura 6. Columna estratigráfica generalizada. (Fuente: ANH, 2009).	15
Figura 7. El primer registro: puntos trazados en papel cuadriculado por Henri Doll. (Fuente: Schlumberger, 1998).	18
Figura 8. Ubicación de la zona de interés. (Fuente: OFM, 2012).	25
Figura 9. Fragmento del registro eléctrico (Fuente: Texa Petroleum, 1971).....	29
Figura 10. Imagen del registro GR cargado en el Software IP. (Fuente: autor, Software IP, 2012).	29
Figura 11. Desplazamiento de la curva de resistividad en el pozo Orito-A. (Ejemplo a razón de ilustrar el uso del comando). (Fuente: autor, Software IP, 2012).....	30
Figura 12. Continuación de la curva LLD. (Fuente: autor, Software IP, 2012).....	32
Figura 13. Cálculo del gradiente de temperatura por medio de la plataforma IP para el pozo Orito-C. (Fuente: autor, Software IP, 2012).....	33
Figura 14. Identificación de hueco malo para el pozo Orito-L. (Fuente: autor, Software IP, 2012).	35
Figura 15. Método de dos puntos para el cálculo del volumen de arcilla por densidad-neutrón. (Fuente: Manual del usuario de Interactive Petrophysics. Senergy software ltd. 2012).	38
Figura 16. Cálculo del volumen de arcilla desde el software IP para el pozo Orito-L. (Fuente: autor, Software IP, 2012).....	39
Figura 17. Líneas de valores de corte para los registros rayos gamma y densidad-neutrón para el pozo Orito-I. (Fuente: autor, Software IP, 2012).....	40
Figura 18. Determinación del volumen de arcilla por el método de un solo punto (curva de rayos gamma) y el método de dos puntos (curva de densidad y neutrón). (Fuente: autor, Software IP, 2012).....	48

Figura 19. Determinación del volumen de arcilla por el método de un solo punto (curva de resistividad). (Fuente: autor, Software IP, 2012).	49
Figura 20. Cálculo del R_w a partir de la curva SP para el pozo Orito-I. (Fuente: autor, Software IP, 2012).....	52
Figura 21. Curvas de SP, R_w a partir del SP y salinidad al R_w , con sus respectivos valores a una profundidad de 1975 ft para el pozo Orito-I. (Fuente: IP, 2012).	55
Figura 22. Curva de R_w a partir del SP con las líneas de corte (color verde en el track 6 “salinity”) para cada unidad del pozo Orito-I. (Fuente: autor, Software IP, 2012).	57
Figura 23. Determinación de la porosidad y la saturación de agua desde el software IP para el pozo Orito-L. (Fuente: autor, Software IP, 2012).....	60
Figura 24. Curvas generadas para el pozo Orito-L desde el software IP. (Fuente: autor, Software IP, 2012).	61
Figura 25. Grafica de PHIE Vs. VCLGR de pozo Orito-K, para determinar la mejor correlación de la misma y así hallar la porosidad sintética del pozo vecino Orito-H. (Fuente: autor, Software IP, 2012).	63
Figura 26. Cálculo de la porosidad sintética para el pozo Orito-H con la ayuda de la correlación determinada del pozo Orito-K. (Fuente: autor, Software IP, 2012).....	63
Figura 27. Determinación de la porosidad y la saturación de agua con el modelo pass through y doble agua respectivamente para el pozo Orito-H. (Fuente: autor, Software IP, 2012).	64
Figura 28. Imagen de la herramienta que permite determinar la permeabilidad para el pozo Orito-K. (Fuente: autor, Software IP, 2012).	67
Figura 29. Determinación del sumario petrofísico con los valores de corte (Cut-Offs), para el pozo Orito-H desde el software IP. (Fuente: autor, Software IP, 2012).	71
Figura 30. Sumario petrofísico (reservoir summary y pay summary) del pozo Orito-P. (Fuente: autor, Software IP, 2012).	72
Figura 31. Índice de localización. (Fuente: Ingeominas, 2003).....	110
Figura 32. Leyenda Geológica. (Fuente: Ingeominas, 2003).....	111
Figura 33. Plancha 449-Orito. (Fuente: Ingeominas, 2003).....	112
Figura 34. Plancha 449-Orito. (Fuente: Ingeominas, 2003).....	113

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Formaciones productoras del campo Orito.....	9
Tabla 2. Información de registros de los pozos de estudio.....	27
Tabla 3. Información de núcleos disponibles de los pozos de estudio.	27
Tabla 4. Valores de rayos gamma limpio (GR clean) y rayos gamma arcilloso (GR clay) para los pozos del proyecto excepto el Orito-C, Orito-D Orito-E.	40
Tabla 5. Valores de resistividad limpio (Res clean) y resistividad arcilloso (Res clay) para los pozos Orito-C, Orito-D y Orito-E.....	42
Tabla 6. Valores de densidad arcilloso (Den clay) y neutrón arcilloso (Neu clay) para los pozos Orito-I, Orito-J, Orito-K, Orito-L, Orito-N y Orito-P.	42
Tabla 7. Valores de corte (cut-off) de resistividad del agua, para cada unidad.....	56
Tabla 8. Distancia en metros, entre los pozos correlacionados:.....	62
Tabla 9. Intervalos propuestos para completamiento.	77

RESUMEN

TITULO: CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE LA FORMACIÓN PEPINO EN EL CAMPO ORITO (ORITO-PUTUMAYO) PARA EL DESARROLLO A FUTURO DE UN PROYECTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA.

AUTOR: WILLIAM STEVEN QUIÑONES VARGAS

Con los escenarios de precios bajos del petróleo, muchas compañías operadores están optando por evaluar oportunidades que en algún momento fueron identificadas como objetivos secundarios, lo cual las cataloga en grandes oportunidades de crecimiento y desarrollo de estos activos por la rentabilidad que presenta. El campo Orito es uno de estos, el cual cuenta con tres formaciones productoras (formación Pepino, Villeta y Caballos).

Este trabajo se enfoca en la caracterización petrofísica de la formación Pepino, en un área en particular, en donde se desea implementar un proyecto piloto de inyección de agua (recuperación secundaria).

Por lo anterior se implementa una metodología determinística del modelamiento petrofísico de rocas a partir de las respuestas de los registros de pozo. Determinando así las propiedades petrofísicas de la formación Pepino, complementado con los estudios ya realizados y facilitados por la empresa.

Las respuestas de los registros muestran que los cuerpos de arena no son muy limpios y el conocimiento de la baja salinidad del agua de formación se convierte en el parámetro principal para optar por el mejor modelo petrofísico.

El estudio se realiza a 16 pozos del campo Orito (Orito-A, Orito-B, Orito-C, Orito-D, Orito-E, Orito-F, Orito-G, Orito-H, Orito-I, Orito-J, Orito-K, Orito-L, Orito-M, Orito-N, Orito-O, Orito-P) que fueron seleccionados por su cercanía a los pozos involucrados en el proyecto. Cabe resaltar que la formación Pepino cuenta con 4 unidades potencialmente productoras (Tope Pepino, Pepino superior, Pepino inferior y Pepino medio).

Con el estudio realizado se determina el volumen de arcilla, la saturación de agua, la porosidad, la permeabilidad y el espesor neto rentable en cada uno de sus unidades y para cada pozo del proyecto.

ABSTRACT

TITLE: PETROPHYSICAL CHARACTERIZATION OF PEPINO FORMATION IN ORITO FIELD (ORITO- PUTUMAYO) FOR THE FUTURE DEVELOPMENT OF A SECONDARY RECOVERY PROJECT

AUTHOR: WILLAM STEVEN QUIÑONES VARGAS

With the low oil prices scenario, many operating companies are opting to evaluate opportunities that at some point were identified as secondary targets; which catalogs them as big growing and development opportunities since they have a significant profitability. Orito field is one of those, and it is comprised of three main producing formations (Pepino, Villeta and Caballos).

This work is focused on the petrophysical characterization of Pepino formation for a particular area, where it is expected to implement a waterflooding pilot project (secondary recovery).

Therefore, a deterministic methodology of the petrophysical modeling of rocks is used from the well logging responses. That way the petrophysical properties of Pepino formation are determined, as a complement to the previous studied carried out and handled by the company.

The well logging responses show that the sand bodies are not very clean and the low salinity of the formation water becomes a main parameter to opt for a better petrophysical model.

The study is made in 16 wells of the Orito field (Orito-A, Orito-B, Orito-C, Orito-D, Orito-E, Orito-F, Orito-G, Orito-H, Orito-I, Orito-J, Orito-K, Orito-L, Orito-M, Orito-N,

Orito-O, Orito-P) which were selected because of their closeness to the wells involved in the project. It is important to remark that Pepino formation has 4 potentially producing units (Top Pepino, Upper Pepino, Lower Pepino and Middle Pepino).

With the present study it has been possible to determine clay volume, water saturation, porosity, permeability and cost-effective net thickness for each unit and each well of the project.

1. INTRODUCCIÓN

Las nuevas oportunidades de inversión en campos maduros por parte de las compañías operadores de petróleo y gas, toman como principal parámetro la evaluación del volumen de hidrocarburos presentes en el yacimiento. De tal manera que se hace necesario el desarrollo de un estudio rápido de la estimación del petróleo original en sitio (POES), involucrando las propiedades petrofísicas básicas del yacimiento a partir de un modelamiento de registro de pozos.

La localización y cuantificación de las reservas de hidrocarburos, se logra gracias a las interpretaciones realizadas a los registros de pozo. Además de obtener datos necesarios para la planificación de las operaciones de completamiento.

Existen tres tipos básicos de registros que permiten analizar en su totalidad una formación: los perfiles de litología, de resistividad y de porosidad. El procedimiento que por lo general sigue la mayoría de los ingenieros para obtener los registros de pozos, comienza con la corrida de un perfil identificador de litología acompañado con uno de resistividad. De esta manera se determina la posición estructural del pozo y haciendo un análisis cuidadoso de las curvas se identifica aquellas zonas de la formación que podrían tener la porosidad, la permeabilidad y la saturación de hidrocarburos esencial para que un yacimiento tenga interés comercial.

La formación Pepino fue inicialmente desarrollada por otros operadores en los años 70's. Para ese entonces, no fue el objetivo primario en el desarrollo del Campo Orito. Dentro de los objetivos de sostenibilidad suministrados por la corporación se encuentra la operatividad un escenario de bajos precios del petróleo. En tal sentido se justificó caracterizar estática y dinámicamente la formación Pepino mediante el desarrollo de una prueba piloto de inyección de agua. Para la caracterización estática de la formación Pepino es importante cuantificar las reservas de hidrocarburos remanentes que pudieran ser recuperadas, de forma tal que se hace necesario desarrollar un modelo petrofísico

que ajustado con la información de núcleos y producción permita cuantificar el petróleo original en sitio (POES), a partir de la construcción de un modelo estático del yacimiento.

El objetivo de este estudio es estimar los valores de arcillosidad, porosidad efectiva, saturación de agua requeridos para estimar las reservas en sitio (POES), así como la permeabilidad de la formación Pepino en el Campo Orito.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo general

Elaborar el modelo petrofísico para la formación Pepino (en el área de estudio) perteneciente al Campo Orito (Orito – Putumayo).

1.1.2 Objetivos específicas

- Desarrollar una base de datos actualizada (inventarios de información disponible) para la Fm. Pepino, Campo Orito.
- Caracterizar las aguas de formación tomando en cuenta muestras de agua de formación y/o relaciones empíricas mediante registros eléctricos.
- Determinar la distribución de fluidos (saturación de agua) en los yacimientos que conforman la Fm. Pepino, Campo Orito.
- Determinar la distribución de arcillosidad (Volumen de arcilla) en los yacimientos que conforman la Fm. Pepino, Campo Orito.
- Determinar la distribución de porosidad (Porosidad) en los yacimientos que conforman la Fm. Pepino, Campo Orito.
- Determinar el “*cutoff*” o valores de corte de porosidad, saturación y volumen de arcilla para la formación Pepino.

- Determinar las propiedades petrofísicas promedio a partir de los cortes anteriormente mencionados.

1.2 Antecedentes

Groves Petrophysical Ltd (2015), generó un reporte petrofísico inédito solicitado por Pacific E&P (2015) a partir de la disponibilidad de la información que oscila entre los años de 1963 y 2008. Además, se obtuvo que la información de los diferentes registros eléctricos y datos de núcleos es muy variable y por lo general no se encuentra en su totalidad para cada pozo, por tanto, a la hora de hacer la caracterización petrofísica genera un alto nivel de incertidumbre.

Para la determinación de la saturación de agua (S_w), Groves Petrophysical Ltd (2015), midió los factores de formación del núcleo recuperado de la formación Pepino en el pozo Orito-XX. Estas mediciones se realizaron a presiones de sobrecarga neta de 450 y 900 psi. El valor de “m” parece ser variable con un rango de porosidad de una medida $m=1,70$ para porosidades inferiores al 6,5% (grupo 1), un promedio de $m=1,92$ para porosidades mayores o iguales a 6,5% e inferiores al 17% (grupo 2) y un promedio de $m=2,17$ para porosidades mayores de 17% (grupo 3). Estos valores de “m” son promedios de las mediciones a las presiones de sobrecarga neta inferiores y superiores.

Los índices de resistividad se midieron en el núcleo de Orito-XX. El valor de “n” promedio fue 2,19. Los intervalos de “n” se midieron a las presiones de confinamiento.

Los análisis de laboratorio en las muestras de aguas de la formación de Pepino, fueron limitados. Los valores de pH obtenidos en las muestras recuperadas, sugieren contaminación con ácido inferiores a 6.5 y contaminación por lodo superiores a 7.5. Los valores de pH razonables mostraron que las salinidades y resistividades de las aguas de la formación Pepino son extremadamente variables

y frescas (aguas con muy baja salinidad). Variando entre 823 y 7422 (ppm NaCl) las salinidades, y el R_w entre 0.838 y 7.143 (ohm-m @ 77°F).

El R_w mínimo medido por el SP durante este intervalo es 0,286 ohm-m a 117,4 °F (temperatura de formación).

Lo anterior llevo a la conclusión de una fuerte influencia en la formación por recarga de agua, que posiblemente sucedió después de la deposición del hidrocarburo.

El volumen de arcilla fue menor de 30%, la porosidad varía entre el 1.5% y el 18% y la permeabilidad calculada esta entre 0.1 y 200 md.

Con el objetivo de brindar solidez para la realización del proyecto piloto de inyección de agua (recuperación secundaria), la empresa Pacific E&P busca verificar la información obtenida, generando nuevas interpretaciones que se acerquen más a la realidad de la formación Pepino en el área de estudio. Por tal motivo se tienen en cuenta el estudio previamente mencionado para ayudar a modelar la interpretación que se realizara en este trabajo.

1.3 Modelamiento petrofísico

Para el buen desarrollo del modelo petrofísico, se realiza el ajuste de la información de los registros obtenidos, con los datos de las historias de producción, para que brinde una idea clara de las características del yacimiento que permita definir las diferentes propiedades de la roca (permeabilidad, porosidad, saturación de agua y volumen de arcilla). Con el objetivo de determinar los espesores netos prospectivos.

Como fuentes principales de información para desarrollar el modelo petrofísico se tienen los registros eléctricos de pozos y las historias de producción, además del reporte inédito de estudio realizado por Groves Petrophysical Ltda., mencionado en los antecedentes. Toda la información fue facilitada por la empresa Pacific

E&P, al igual que la licencia para el manejo del software petrofísica interactiva (interactive petrophysics “IP”), para realizar las interpretaciones. De esta manera se obtuvo a partir de una adecuada integración de la información disponible, un modelo petrofísico confiable.

A continuación se muestran las actividades realizadas en este trabajo:

- 1- La primera actividad consistió en la revisión de la información de los pozos y generalidades del área de estudio. De esta manera se trazó un plan de desarrollo bajo las condiciones de información disponible. La revisión de la información incluye registros digitales e interpretaciones previas.
- 2- Luego se seleccionaron los pozos para el estudio, teniendo en cuenta la información disponible para llevar a cabo de manera adecuada la caracterización petrofísica.
- 3- Las propiedades eléctricas de la roca, fueron determinadas a partir del estudio realizado al pozo Orito-XX, del cual se habla en el capítulo 4.
- 4- Se determinaron las propiedades petrofísicas (V_{cl} , Φ , S_w , K).
- 5- Se realizaron los sumarios petrofísicos y dan los resultados del yacimiento en el área de estudio.
- 6- Se propusieron intervalos de completamiento a partir de la evaluación de oportunidades obtenidas.

Además, la metodología para un modelado petrofísico también está constituido por diferentes actividades como, calcular la curva de gradiente de temperatura, normalizar la curva del registro de potencial espontáneo, estimar la resistividad del agua a partir del registro de potencial espontáneo.

En la figura 2 se muestra un diagrama de la información disponible y la metodología que se lleva a cabo para realizar la caracterización petrofísica de la formación Pepino.

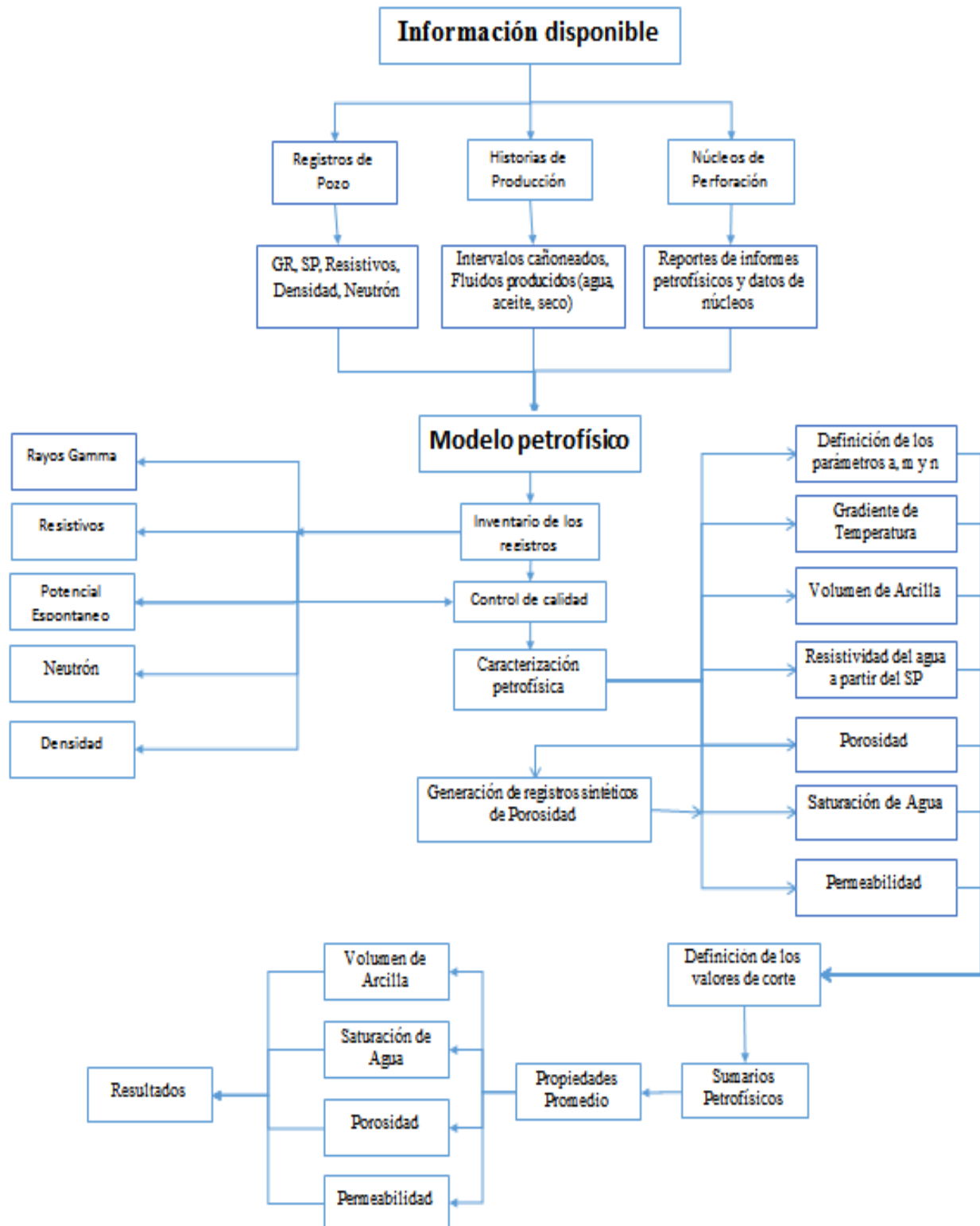


Figura 1. Información y metodología para realizar la caracterización petrofísica de la formación Pepino. (Fuente: Autor).

2. CONTEXTO GEOLÓGICO

2.1 Localización del área

El campo Orito está localizado en la cuenca del Putumayo, en la parte sur occidental de Colombia, cerca de los límites con Ecuador, a 0.65° de latitud norte y 74° de longitud occidental y ocupa un área de 80 kilómetros cuadrados. En el cual se han reportado importantes acumulaciones de hidrocarburos en formaciones estratigráficas tales como: Caballos, Villeta y Pepino (ANH, 2010).

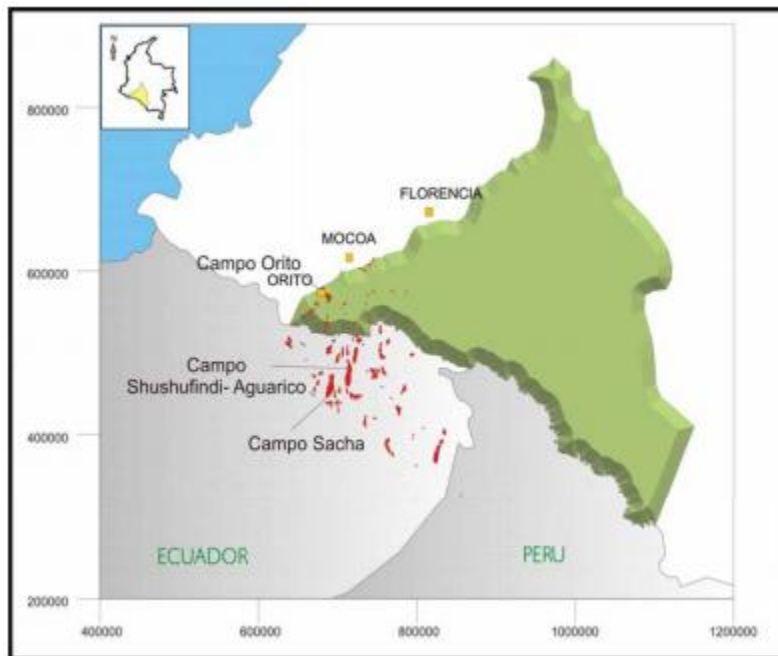


Figura 2. Ubicación de la cuenca Putumayo en el mapa de Colombia. (Fuente: ANH, 2010).

El campo Orito se encuentra ubicado sobre la cuenca Putumayo, en el municipio de Orito, al noroccidente del departamento del Putumayo. Su descubrimiento como yacimiento petrolífero se remonta al año 1963 por la compañía Texaco,

iniciando la explotación para el año de 1969, con una producción máxima de 68000 barriles de petróleo por día (BOPD) a finales de 1970. Ecopetrol recibió la administración del campo en el año de 1979. (ANH, 2010).

Las formaciones productivas del campo Orito son tres, Caballos, Villeta y Pepino, las características generales se presentan en la tabla 1.

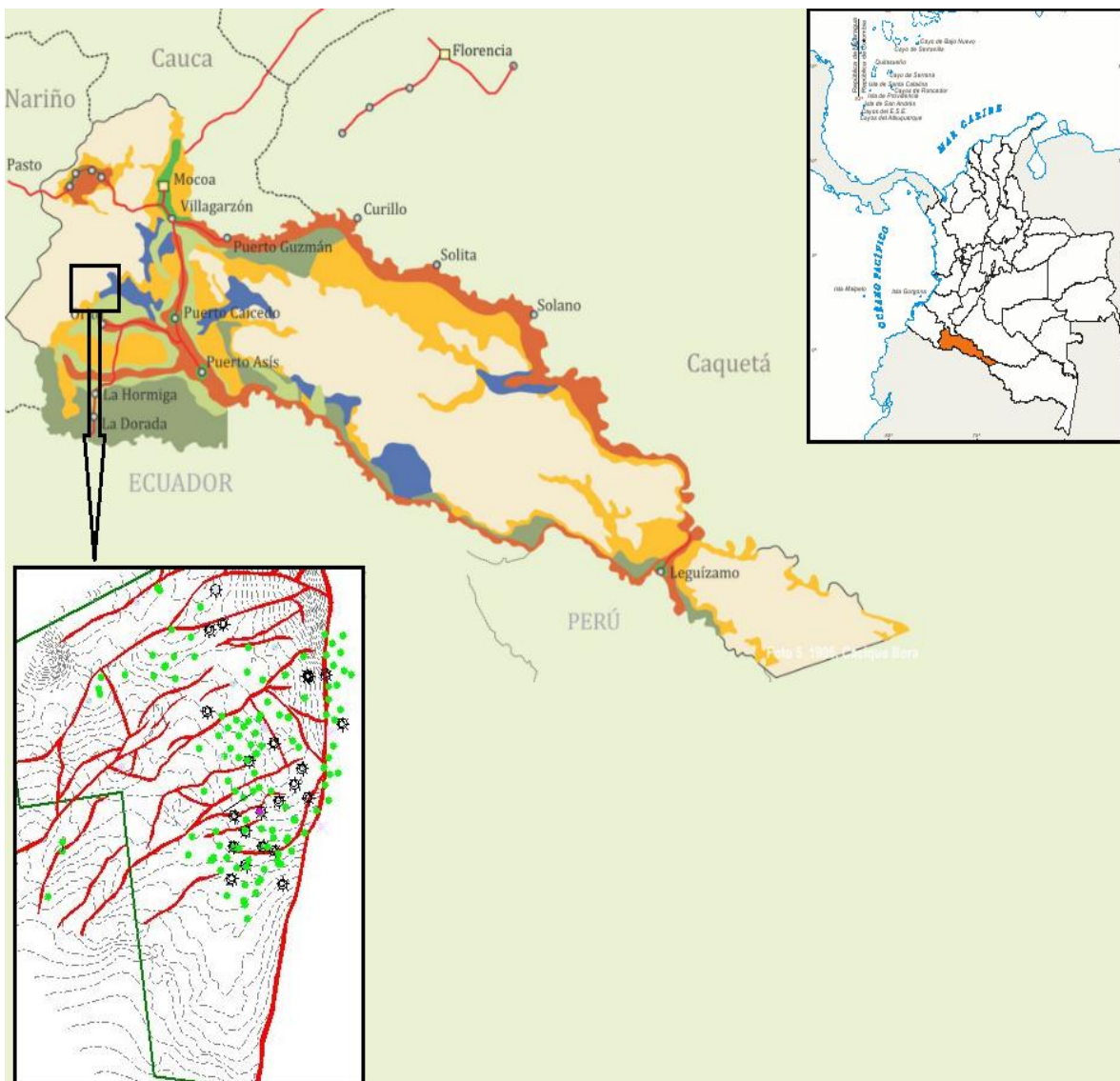


Figura 3. Ubicación geográfica del área de Orito. (Fuente: Autor).

Tabla 1. Formaciones productoras del campo Orito.

	Caballos	Villeta	Pepino
Edad	Cretáceo inferior	Cretáceo superior	Eoceno
Espesor (ft)	250	1200	2000
Profundidad (ft)	6100-6400	3200-4500	1000 – 3200

Fuente: Presentación general del bloque Orito, Pacific E&P, 2016

2.2 Geología estructural

La estructura del campo Orito es de un anticlinal asimétrico con dirección norte-sur (N-S), el oriente se encuentra limitado por una falla inversa de fuerte ángulo y desplazamiento llamada falla de Orito (figura 5). La estructura anticlinal presenta dos altos estructurales o domos, llamados domo norte y domo sur, ambos productores. (PETRESIM. 1998).

2.3 Formación Pepino

De acuerdo con de Porta (1974), la primera referencia publicada que se tiene del termino de formación Pepino se debe a Olsson (in Jenks, 1956) que la sitúa en la cuenca del Amazonas, sin que se hubiera identificado ni el autor ni la descripción original. Aparentemente la unidad fue definida por Saville (1943, en Miley & McGirk, 1948) al sur de Mocoa, cerca de la población de San José de Pepino; Miley & McGirk (1948) describen mejores secciones estratigráficas en las quebradas Sardina y Tobonyaco, que están localizadas pocos kilómetros al sur del caserío mencionado. Este nombre es de uso común en la Cuenca del Putumayo. (INGEOMINAS, 2003).

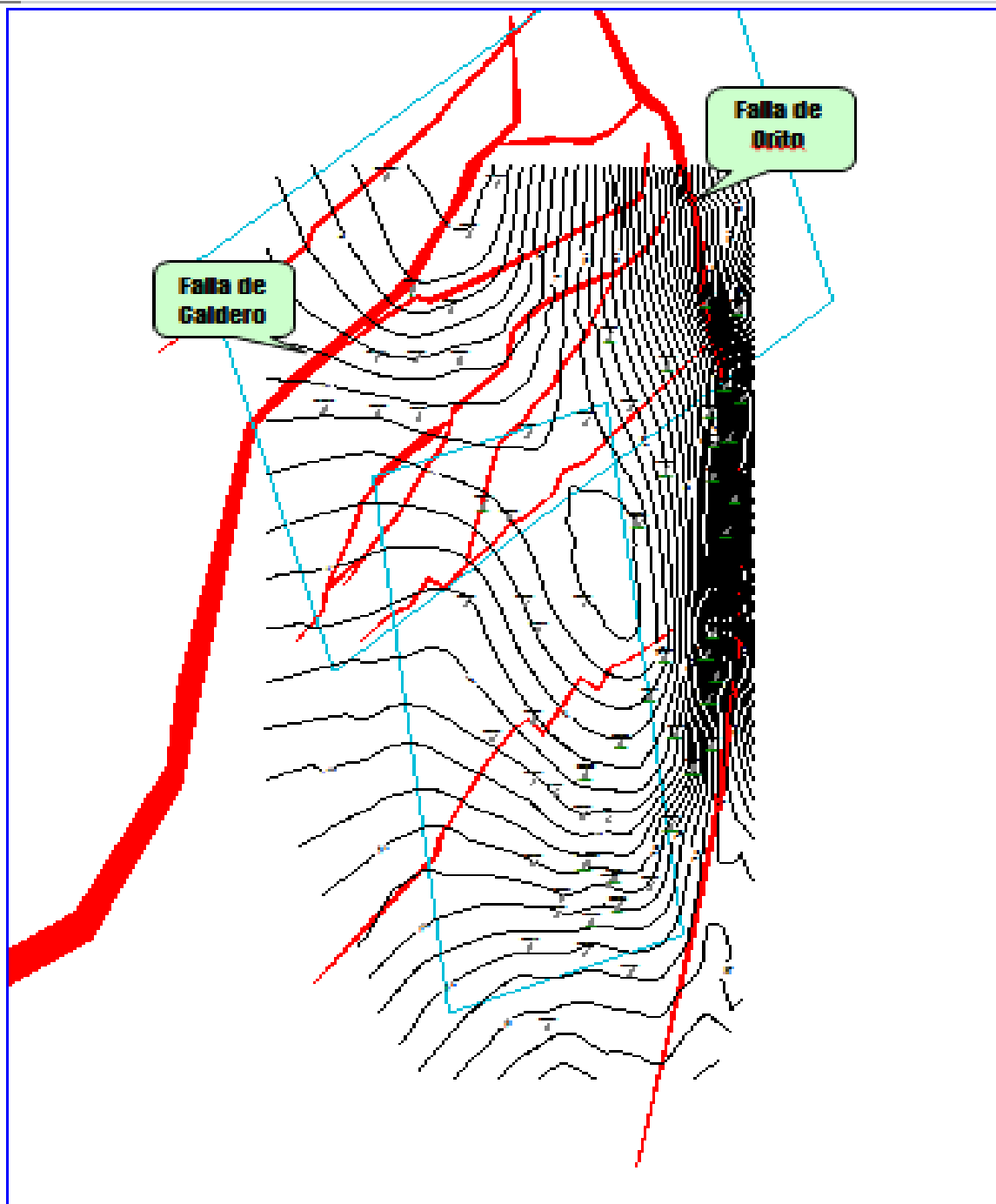


Figura 4. Mapa estructural de la formación Pepino. (Fuente: OFM, 2012).

2.3.1 Edad

Mora (1998), con base en información palinológica de una muestra colectada en el Miembro Medio de la Formación Pepino, dató su deposición en el Eoceno tardío;

con base en esta información se le asigna edad entre el Eoceno medio a tardío al Miembro Inferior. Con base en palinomorfos del Miembro Superior, colectados al suroeste de la confluencia de los ríos Sucio y Guamués, Geoestudios (1993a) obtuvo resultados que sugieren una edad del Eoceno al Oligoceno temprano para la acumulación de la totalidad de la unidad.

2.3.2 Localización

La formación Pepino, en la plancha 449 Orito, presenta relativamente buenos afloramientos, todos localizados en la parte centro occidental al norte del río Orito y al oeste del río Vides, en el piedemonte cordillerano. (INGEOMINAS, 2003).

La formación Pepino se divide en tres miembros: Inferior, Medio y Superior, que pueden ser diferenciados litológicamente y cartográficamente a escala 1:100.000. La base cartográfica de la formación Pepino del campo Orito se encuentra en el anexo C.

2.3.3 Miembro Inferior

Según Ingeominas (2003), el miembro está conformado por un potente conglomerado clastosoportado, cuyos gránulos, compuestos por chert y cuarzo están en proporción de 3:1. Los guijos, por lo general son redondeados y no superan los 6 cm de diámetro máximo, aunque ocasionalmente alcanzan 25 cm. Los conglomerados se presentan en capas gruesas a muy gruesas, lenticulares, que grandan a litoarenitas de grano medio. En ciertos sectores de estas planchas la unidad contiene menor proporción de materiales gruesos y paquetes de conglomerados se ven limitados a unos pocos metros de espesor, y se presentan capas gruesas de lodolitas. Es común encontrar plaeocanales y estratificación inclinada de alto ángulo en los conglomerados y laminación inclinada fuerte, en las litoarenitas.

2.3.4 Miembro Medio

Según Ingeominas (2003), el miembro aflora con gran continuidad lateral en sus facies; en términos generales es un nivel en el cual las capas de conglomerados dejan de ser predominantes y los niveles de lodolitas y arcillolitas son más representativos. Son comunes capas delgadas a medias de arenitas, con delgados lentes conglomeráticos y capas finas, medias y gruesas en las lodolitas que son abigarradas. Las arenitas tienen moteado gris a verde, laminación planoparalela difusa e intensa bioperturbación.

En cuanto a la textura y composición de las rocas, se tiene que son muy similares a la composición del Miembro Inferior, pero su granulometría es más fina. La coloración de las sedimentitas es roja y gris. Como estructuras comunes se observó laminación ondulosa, laminación inclinada a pequeña escala, laminación plano paralela y contactos ondulados entre capas subtabulares; en algunos niveles la alta bioperturbación induce un aspecto moteado a las rocas.

2.3.5 Miembro Superior

Según Ingeominas (2003), de los tres miembros de la formación Pepino, el superior es el que desarrolla los cerros más prominentes y las pendientes estructurales más continuas, y se puede afirmar que esta parte de la Formación Pepino es la más uniforme, tanto en su geomorfología escarpada, como en sus características faciales.

Al igual que en el miembro inferior, aquí también predominan los conglomerados sobre las lodolitas, pero las proporciones de chert disminuyen y su relación con el cuarzo lechoso es de 1:2. Los granos y los guijos que los componen, cuyo tamaño generalmente no supera los 2 cm de diámetro máximo, son redondeados a bien redondeados y presentan un buen calibrado. En general, el miembro superior de la formación Pepino tiene color amarillo quemado.

Las capas de conglomerado son medias y las de litoarenitas de grano medio a grueso son muy gruesas y con gran continuidad lateral. Los paquetes son granodecrecientes y gradan desde conglomerados medios, hasta arcillolitas gris oscuras en capas finas, con abundante contenido de material carbonoso. Localmente se presenta bioperturbación y hacia el tope se pueden apreciar canales pequeños.

Por lo regular, los estratos son gruesos y muy gruesos tabulares, constituidos por conglomerados polimícticos, granosoportados en litoarenitas de textura gruesa submaduras, con clastos de chert negro, cuarzo lechoso y liditas, cemento ferruginoso; intercalados con arenitas de textura fina a muy fina, localmente lodosas, en estratos medios a gruesos ondulados. Igualmente, se reconocen intercalaciones de estratos gruesos de limolitas y lodolitas grises, pardas y abigarradas, con óxidos de hierro, localmente con relictos de materia orgánica. Es posible identificar varios ciclos granodecrecientes en los estratos que conforman este segmento de la formación Pepino.

2.3.6 Contacto

El contacto entre los tres miembros de la formación Pepino es generalmente gradual; en algunos sectores el límite entre el miembro medio y el miembro superior se observó neto irregular, marcado en el primer paquete de conglomerado con el cual se inicia el segmento superior. Con las unidades infra y suprayacente, formación Rumiyaco y grupo Orito, respectivamente, son disconformes (INGEOMINAS & Geoestudios, 1998b; 1999b; 2000b; 2000c).

2.3.7 Ambiente deposicional y estratigrafía

Los sedimentos de la formación Pepino se depositaron de manera de llanura aluvial. Esta llanura puede ser subdividida en llanura de inundación y ambientes de canal. La llanura de inundación consta de lodolitas, arcillas y delgadas capas

de areniscas depositadas entre canales. Mientras que los ambientes de canal son representados por conglomerados y areniscas de grano fino. (PETCAR LTDA, 1986).

Debido a la larga diagénesis de la formación Pepino, muestran que algunos patrones (incremento del GR, descenso de los registros de resistividad y baja respuesta del SP) se han ocultado en alguna proporción. La figura 6 muestra la columna estratigráfica del campo Orito. (PETCAR LTDA, 1986).

Es importante destacar varios puntos referentes al contacto agua-petróleo en la formación Pepino (Richard M. 2017). La formación Pepino es la formación más somera dentro del campo Orito. Aun cuando desde el punto de vista estructural la formación Caballos es más compleja y se han identificado fallas importantes que compartimentalizan la estructura de los yacimientos en esta formación, aparentemente este régimen de fallas no afecta y no compartimentaliza la formación Pepino. Tanto es que en general cuando se han realizado las correlaciones estructurales y estratigráficas, regionalmente no ha habido pérdida de sección ni mucho menos repetición de secciones. Lo que sí es importante destacar, es que de acuerdo a los estudios previos realizados a la formación Pepino, fue considerada como un ambiente estuarino lo cual hace más difícil poder identificar realmente cual puede ser la fuente de agua, posiblemente por los cambios laterales de facies o canales que se pudieran presentar y que es característico de este tipo de ambiente. De allí correlacionar cuerpos de arenas entre pozo y pozo tiene un alto grado de incertidumbre, y hace aún más difícil establecer un contacto de agua solo basado en producción.

2.4 Breve historia de la producción de la formación Pepino

La formación Pepino, fue desarrollada inicialmente desde sus flancos. El mayor desarrollo del campo se realizó a finales de los setenta, con aproximadamente la puesta en producción de 70 pozos con una tasa de producción de 13500 BOPD. La presión del yacimiento disminuyó por debajo de la presión de saturación,

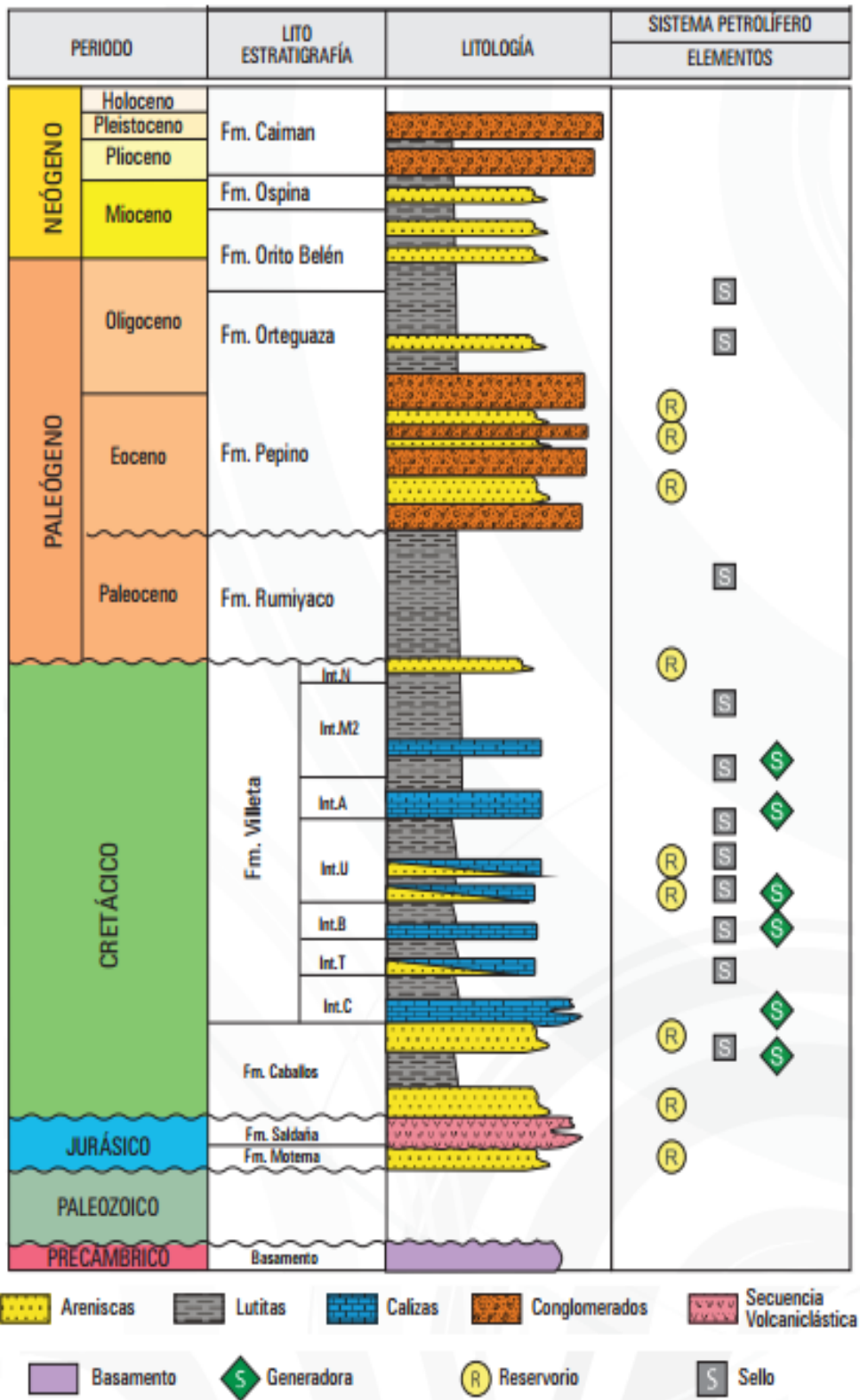


Figura 5. Columna estratigráfica generalizada. (Fuente: ANH, 2009).

liberando gas. Desde 1971 a 1977 el proceso de inyección de gas fue implementado para mantener la presión, pero se suspendió por canalización del gas. El crudo acumulado de la formación Pepino hacia el 30 de diciembre de 2003, alcanzó los 30.9 millones de barriles (MMBbls), con una producción para esa fecha de 809 BOPD. (PACIFIC E&P. 2015).

El área de la formación Pepino incluye 4 intervalos denominados tope de Pepino, Pepino superior, Pepino medio y Pepino inferior (Pepino top, upper pepino, middle pepino y lower pepino, respectivamente), con un total de 70 pozos completados. Entre sus principales métodos de levantamiento artificial se encuentra el gas lift, bombeo mecánico (BM), bombeo por cavidades progresivas (PCP) y bombeo electrosumergible (BES). (PACIFIC E&P. 2015).

Las areniscas y conglomerados se encuentran en dirección dispersa de forma areal, pero cada zona es de gran espesor formando una malla con líneas bien definidas, con orientación noreste-sureste. Este escenario es de llano de inundación y canales medianos. Canales con espacios muy restringidos que pudieron estar activos en el mismo momento. (Petresim, 1998).

3. MARCO TEÓRICO

Este capítulo describe de manera general los conceptos básicos relacionados con la petrofísica. Con el fin de dar una guía elemental de los principios que componen la determinación de la caracterización petrofísica.

3.1 Historia.

El primer registro eléctrico se realizó en el año de 1927, en el pequeño campo petrolero de Pechelbronn, Alsacia, provincia del noreste de Francia. Este registro, es una gráfica única de la resistividad eléctrica de las formaciones rocosas atravesadas por el pozo, se realizó por el método de “estaciones”. El instrumento de medición del fondo (llamado sonda), se detenía en intervalos periódicos en el hueco, se hacían mediciones, y la resistividad calculada se trazaba manualmente en una gráfica. Este procedimiento se repetía de estación en estación hasta que se grabara todo el registro. Una parte de este primer registro se muestra en la figura 6. (Schlumberger, 1998).

Para la identificación de zonas que contienen hidrocarburo, la industria petrolera determina la importancia de la medición de la resistividad. Medición dada en el año de 1929 en Venezuela, Estados Unidos y Rusia. Más tarde, para el año de 1931, se introdujo la medición del registro potencial espontáneo (SP), curva que se incluyó con la curva de resistividad del registro eléctrico. También para ese año los hermanos Schlumberger, Marcel y Cornad, realizaron el primer trazador gráfico y perfeccionaron el método de registro continuo. Además de crear un nuevo tipo de arreglo, mejorando así la calidad de la curva normal.

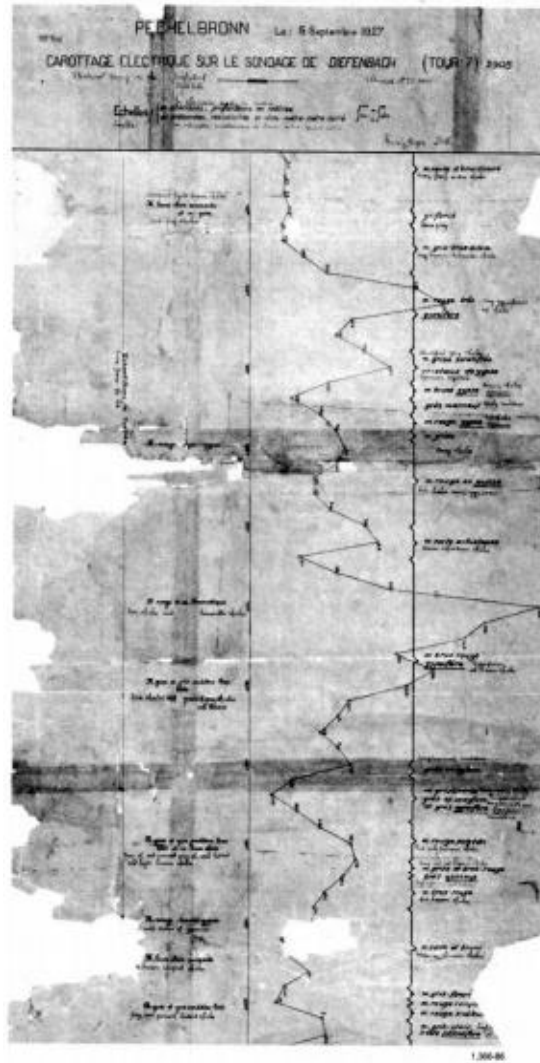


Figura 6. El primer registro: puntos trazados en papel cuadriculado por Henri Doll. (Fuente: Schlumberger, 1998).

3.2 Conceptos y principios básicos de petrofísica y registros eléctricos.

El objetivo principal es conocer los conceptos básicos de petrofísica y la estimación cuantitativa de la saturación de agua e hidrocarburo (S_w , S_{hc}), porosidad (ϕ), permeabilidad (k) y volumen de arcilla (V_{cl}). Y de esta manera comprender la interpretación cuantitativa de los registros eléctricos.

3.2.1 Petrofísica.

La evaluación de cualquier formación, se determina de las propiedades petrofísicas, las cuales son el estudio de las propiedades físicas y químicas del reservorio y de los fluidos contenidos en ella. (Bendeck, 1992).

La interpretación petrofísica de los resultados obtenidos de los registros eléctricos (porosidad, saturación de agua y permeabilidad), permite conocer la relación roca-fluidos (interacción del fluido a través del medio poroso); de esta manera se determina el volumen y la capacidad de producción de los hidrocarburos.

3.2.2 Fundamentos de la interpretación cuantitativa de registros.

La producción de petróleo y gas, se extrae de las acumulaciones en los espacios porosos de las rocas del yacimiento, generalmente areniscas, calizas o dolomitas. La cantidad de petróleo o gas contenida en una unidad volumétrica del yacimiento es el producto de su porosidad por la saturación de hidrocarburos. (Schlumberger, 1998).

3.2.2.1 Porosidad.

La porosidad es la medida de espacios vacíos en una roca, siendo esta la fracción del espacio poroso sobre el volumen total. El símbolo de la porosidad es ϕ .

La porosidad puede ser efectiva, en donde esta es el volumen total de poros comunicados entre el volumen total de la roca, y se expresa de la siguiente forma:

$$\Phi = \frac{V_{pc}}{V_t} \frac{[\text{m}^3 \text{ de poros comunicados}]}{[\text{m}^3 \text{ de roca}]} \quad (1)$$

Y la porosidad absoluta, es la relación del volumen total de poros (comunicados y no comunicados) entre el volumen total de roca, y se expresa de la siguiente forma:

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} \frac{[\text{m}^3 \text{ de poros comunicados} + \text{poros no comunicados}]}{[\text{m}^3 \text{ de roca}]} \quad (2)$$

Las porosidades de las formaciones subterráneas pueden variar en alto grado. Los carbonatos densos (calizas y dolomitas) y las evaporitas (sal, anhidrita, yeso, silvita, etc.) pueden tener una porosidad prácticamente de cero; las areniscas bien consolidadas pueden tener una porosidad de 10 a 15%, las arenas no consolidadas pueden llegar a 30 % o más de porosidad, las lutitas o arcillas pueden tener una porosidad con contenido de agua de más de 40%, sin embargo, las gargantas de los poros son generalmente tan pequeñas que la roca es impermeable al flujo de los líquidos. (Schlumberger, 1998).

3.2.2.2 Saturación.

La saturación de un fluido en una formación, se define como la fracción del volumen poroso ocupado por el fluido con respecto al volumen poroso de la roca. El símbolo de la saturación es S y se utilizan los subíndices para denotar el líquido en particular (saturación de agua S_w , saturación de hidrocarburo S_{hc} , saturación de gas S_g).

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \frac{\text{Volumen del fluido (aceite,gas o agua) del medio poroso}}{\text{Volumen de espacios comunicados del medio poroso}} \quad (3)$$

La saturación de petróleo o gas es la fracción del volumen poroso que contiene petróleo o gas. Los poros deben saturarse con algún líquido. De este modo, la suma de todas las saturaciones de una determinada roca de formación debe ser igual al 100%. La presencia de una saturación de agua menor al 100% generalmente implica una saturación de hidrocarburos igual a 100% menos la saturación de agua (o sea $1-S_w$). (Schlumberger, 1998).

Muy rara vez la saturación de agua llega a ser cero, siempre habrá una pequeña cantidad de agua que el petróleo no puede desalojar y dicha saturación es llamada saturación de agua irreducible o connata. Por otro lado la saturación de hidrocarburo que no se puede recuperar es conocida como saturación de hidrocarburo residual.

3.2.2.3 Permeabilidad.

La permeabilidad es la facilidad que tiene un líquido de fluir a través de una formación, esta será constante siempre y cuando el líquido no interactúe con la roca.

La unidad de la permeabilidad utilizada es el milidarcy (md) y el símbolo es k.

Una roca debe tener fracturas, capilares o poros interconectados para ser permeable. Así, existe cierta relación entre la porosidad y la permeabilidad. Por lo general, una permeabilidad mayor se acompaña de una porosidad mayor; sin embargo, esta regla no es absoluta. (Schlumberger, 1998).

3.2.2.3.1 Permeabilidad absoluta.

Es la medida que tiene la roca para dejar pasar fluidos a través de la misma, no tiene en cuenta el tipo de fluido. (Fonseca, 2002).

3.2.2.3.2 Permeabilidad efectiva.

Se refiere siempre a un tipo de fluido (agua, petróleo o gas). Lo cual indica que la permeabilidad efectiva de cada fluido disminuye respecto a la permeabilidad absoluta de la roca, pero esta tiende a ser la misma cuando la roca está saturada con un solo fluido. (Fonseca, 2002).

3.2.2.3.3 Permeabilidad relativa.

La permeabilidad relativa es la relación entre la permeabilidad efectiva y la absoluta. Su valor varía entre 0 y 1. (Fonseca, 2002).

3.3 Registros eléctricos.

3.3.1 Registros resistivos.

Los registros resistivos miden la capacidad de una sustancia a impedir el flujo de corriente eléctrica a través de sí. Utiliza la unidad de ohmio-metro ($\Omega \cdot m$); su recíproco es la conductividad.

Este registro es fundamental ya que las rocas saturadas con hidrocarburo arrojan valores de resistividad altos en comparación a las rocas saturadas con aguas de formación, ya que por lo general contienen una gran cantidad de sales que las hacen muy conductivas. (Schlumberger, 1998).

3.3.2 Registros de porosidad.

Actualmente la porosidad de una formación puede ser determinada a través de tres tipos de herramientas (registro sísmico, registro de densidad y registro neutrónico) o combinación de ellas.

La herramienta sónica mide el tiempo que una onda acústica requiere en recorrer 1 pie o metro de formación. Mientras que la herramienta de densidad determina la densidad de los electrones del material en la formación y por último la herramienta neutrónica responde a la presencia de átomos de hidrogeno presentes en el espacio poroso de la formación. (Schlumberger, 1998).

3.3.3 Registro de rayos gamma y potencial espontáneo.

El registro de rayos gamma (GR) indica la radioactividad de las formaciones, está dada por la cantidad de concentración de potasio, torio y uranio. Mientras que el registro de potencial espontáneo (SP) mide el voltaje o potencial eléctrico producido por la interacción del agua de formación, el fluido de perforación conductivo y ciertas rocas selectiva de iones (lutita). (Schlumberger, 1998).

4. APLICACIÓN Y RESULTADOS DE LA METODOLOGÍA

Este capítulo muestra la descripción del procedimiento realizado para la interpretación de las propiedades petrofísicas de la formación Pepino en el campo Orito, teniendo en cuenta la metodología realizada y descrita en el capítulo 1, además de los reportes facilitados por la empresa Pacific E&P descritos brevemente en el capítulo 2.

Este estudio tiene como objetivo realizar la interpretación petrofísica de una zona específica (figura 7), en donde se quiere implementar un proyecto piloto de recuperación secundaria “mediante inyección de agua”, por ello se busca los valores promedios de volumen de arcilla, saturación de agua, porosidad y permeabilidad, así como determinar las zonas de posible acumulación de hidrocarburos (espesores neto) en los intervalos correspondientes de la formación Pepino, y realizar una comparación con las zonas ya completadas de dicha formación.

4.1 Recolección y organización de la información.

En esta etapa se recopiló toda la información existente de la formación Pepino del campo Orito, informes de las historias de producción, reportes, registros digitales e información de núcleos.

Seguido a esto se realiza un inventario de toda la información existente y faltante que pudiera afectar el buen desarrollo del estudio, con el fin de establecer recomendaciones si así fuese el caso.

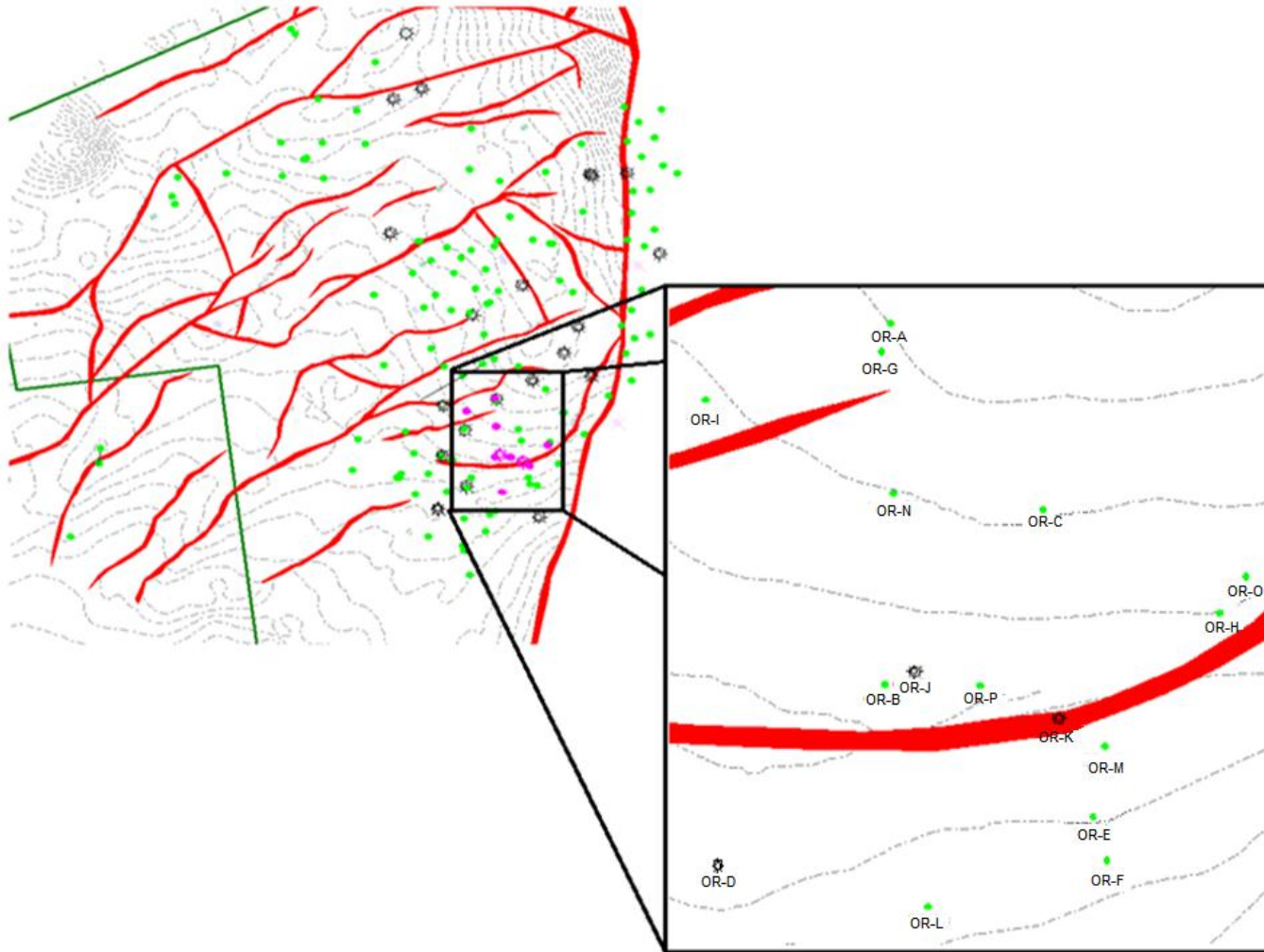


Figura 7. Ubicación de la zona de interés. (Fuente: OFM, 2012).

El inventario correspondiente a la información disponible a la zona de interés (16 pozos), en donde se realizará la caracterización petrofísica ya planteada anteriormente, representa un análisis detallado, teniendo en cuenta el tipo de registro y estado de las curvas. Se observa que solo 6 pozos tienen un conjunto completo de registros (Rayos Gamma, Resistividad, Neutrón y Densidad), además 3 pozos no cuentan con registros SP y GR, y solo 3 cuentan con núcleos, pero a la información y análisis de soporte no se tiene acceso. También se conoce que no se cuenta con registros que permitan determinar la naturaleza de las arcillas, sobre todo en los cuerpos de arenas que se pudieran encontrar. Por lo cual a partir de esta información se trabaja el modelo.

El modelo se realiza a todos los pozos que se encuentran dentro de la zona de interés, metodología aplicada a 16 pozos, pero no todos cuentan con la información necesaria para determinar las propiedades petrofísicas:

- Intervalos corazonados de la formación Pepino.
- Registro litológico.
- Registros de porosidad, registros (Neutrón y Densidad), se realizó sintéticos de porosidad para llevar acabo la metodología.
- Pozos con encabezado del registro (parámetros del lodo, temperatura y profundidad).

Las siguientes tablas (2 y 3) muestran los pozos de estudio con la información disponible, que constituye un criterio de selección para el modelamiento petrofísico.

Tabla 2. Información de registros de los pozos de estudio.

POZOS							
Estudio	Rayos Gamma (GR)	Potencial Espontáneo (SP)	Resistividad	Densidad	Neutrón	Diámetro del Pozo	Diámetro de la Broca
Orito-A	Si	Si	Si (ILD)	No	No	No	Si (Bit Size)
Orito-B	Si	Si	Si (ILD)	No	No	No	Si (Bit Size)
Orito-C	No	Si	Si (ILD)	No	No	No	Si (Bit Size)
Orito-D	No	Si	Si (ILD)	No	No	No	Si (Bit Size)
Orito-E	No	Si	Si (ILD)	No	No	No	Si (Bit Size)
Orito-F	Si	No	No	No	No	Si (Caliper)	Si (Bit Size)
Orito-G	Si	No	No	No	No	No	Si (Bit Size)
Orito-H	Si	Si	Si (ILD)	No	No	No	Si (Bit Size)
Orito-I	Si	Si	Si (ILD)	Si (RHOB)	Si (NPHLS)	Si (Caliper)	Si (Bit Size)
Orito-J	Si	Si	Si (ILD)	Si (RHOB)	Si (NPHLS)	Si (Caliper)	Si (Bit Size)
Orito-K	Si	Si	Si (ILD)	Si (RHOB)	Si (NPHLS)	Si (Caliper)	Si (Bit Size)
Orito-L	Si	Si	Si (ILD)	Si (RHOB)	Si (NPHLS)	Si (Caliper)	Si (Bit Size)
Orito-M	Si	Si	Si (ILD)	No	Si (NPHLS)	Si (Caliper)	Si (Bit Size)
Orito-N	Si	Si	Si (RXOZ)	Si (RHOZ)	Si (TNPMLS)	Si (HCAL)	Si (Bit Size)
Orito-O	Si	No	No	No	Si (TNPMLS)	No	Si (Bit Size)
Orito-P	Si	Si	Si (RXOZ)	Si (RHOZ)	Si (TNPMLS)	Si (HCAL)	Si (Bit Size)

Tabla 3. Información de núcleos disponibles de los pozos de estudio.

POZOS		
Estudio	Datos de núcleos	Análisis de núcleos
Orito-A	Si	No
Orito-B	No	No
Orito-C	No	No
Orito-D	No	No
Orito-E	No	No
Orito-F	Si	No
Orito-G	No	No
Orito-H	No	No
Orito-I	No	No
Orito-J	No	No
Orito-K	No	No
Orito-L	No	No
Orito-M	Si	No
Orito-N	No	No
Orito-O	No	No
Orito-P	No	No

La información de los datos que se tienen de núcleos fue escasa y no presentan análisis, por lo cual se decidió trabajar con el estudio especial de análisis de núcleo (Special Core Analysis Study “SCAL”) realizado al pozo Orito-XX, realizado por Core Laboratories INC (1971) sobre la formación Pepino, para continuar con la caracterización petrofísica de la formación Pepino.

4.2 Control de calidad de la información.

Este control consistió en garantizar que la información digital disponible corresponda a cada uno de los pozos, comparando la base de datos existente con cada uno de los registros que se tiene en el software petrofísica interactiva (Interactive Petrophysics “IP”), determinando las posibles anomalías presentes en ellos y descartando los registros que presentaron erróneas interpretaciones.

Teniendo en cuenta la tabla 2 y 3 en donde se tiene la información disponible, se realiza el control de calidad para dicha información y se presenta en el anexo A.

La figura 8 y 9 hace una comparación del GR de un registro eléctrico del pozo Orito-A, tomado por la compañía Texas Petroleum (1971) y el cargado en el software IP.

Como se mencionó anteriormente, la información de núcleos de perforación sobre el área de estudio es limitada y no se tiene un estudio de análisis especial de núcleo (Special Core Analysis Study “SCAL”), por lo cual se trabaja con el facilitado por la empresa Pacific E&P, realizado al pozo Orito-XX en la formación Pepino. En este estudio se definen los parámetros para la saturación de agua “a”, “m” y “n”, descritos en el capítulo 2 numeral 2.2.2, estos parámetros serán tenidos en cuenta para realizar la metodología planteada en la figura 1.

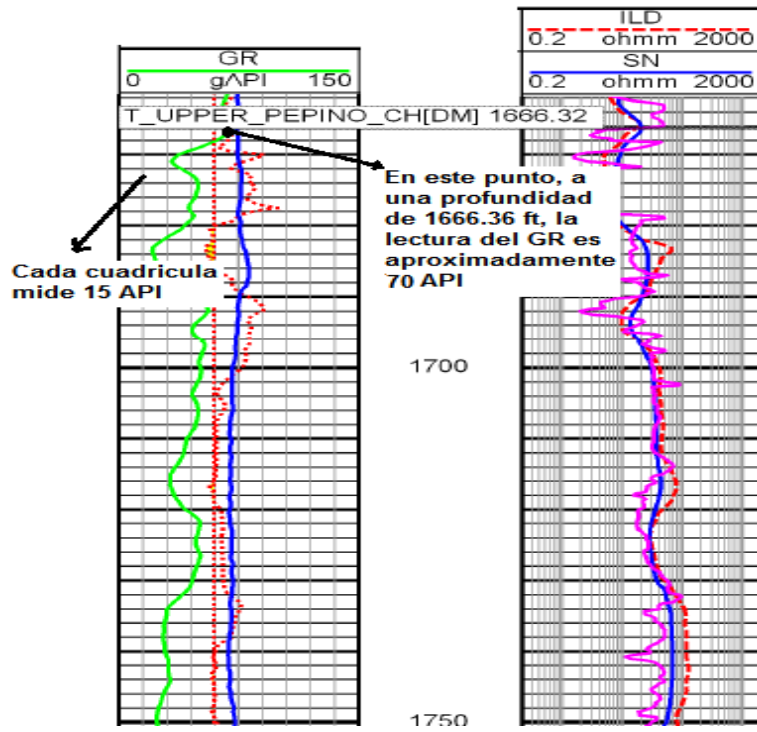


Figura 8. Fragmento del registro eléctrico (Fuente: Texa Petroleum, 1971).

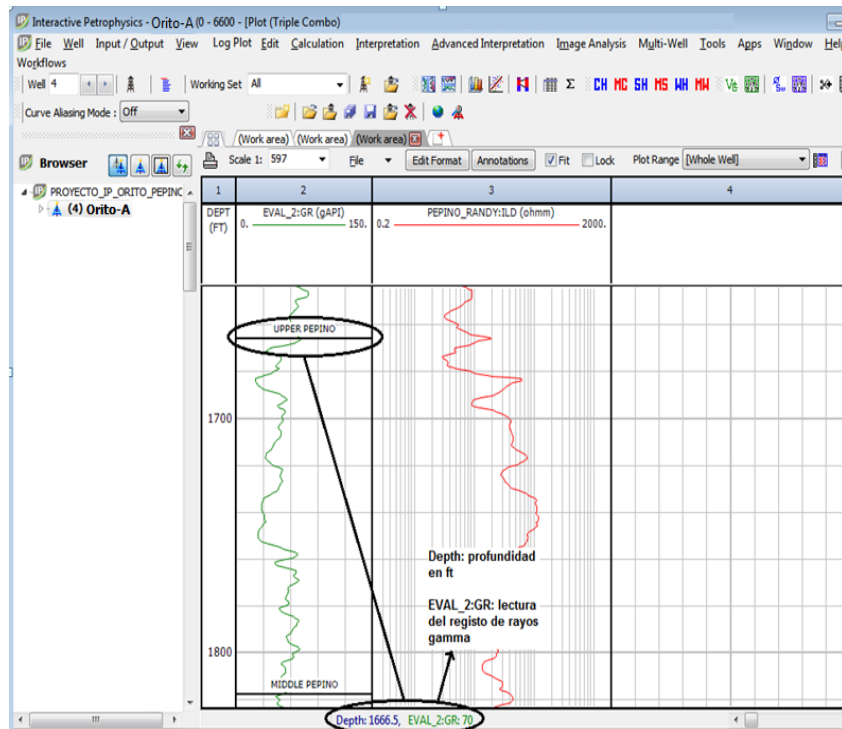


Figura 9. Imagen del registro GR cargado en el Software IP. (Fuente: autor, Software IP, 2012).

4.3 Edición de la información.

Una vez realizado el control de calidad, se realizó la edición pozo a pozo, corrigiendo los errores de digitalización que se presenten. Es normal que algunas curvas estén desfasadas o no se encuentren en profundidad, pero este no es el caso de las curvas presentes en la formación Pepino.

A continuación se da un ejemplo del comando llamado cambio de profundidad (depth shift), si fuese necesario usarla. Se toma la curva de GR (por lo general es la curva que se encuentra en profundidad) como referencia para corregir las curvas que no se encuentren en profundidad.

La figura 10 muestra el ajuste hecho a la curva de resistividad del pozo Orito-A, teniendo en cuenta que dicha curva no se encontraba en profundidad y con la ayuda de la herramienta que brinda el software IP (Depth Shift) se desplaza por aproximadamente 11.5 pies. El track número 2 contiene las curvas GR (color verde) y las curvas de resistividad (fucsia punteada es la curva original y la roja es la desplazada), cabe resaltar que la escala de la curva de resistividad es invertida para efectos de manejo y que se realizó a manera de ejemplo.

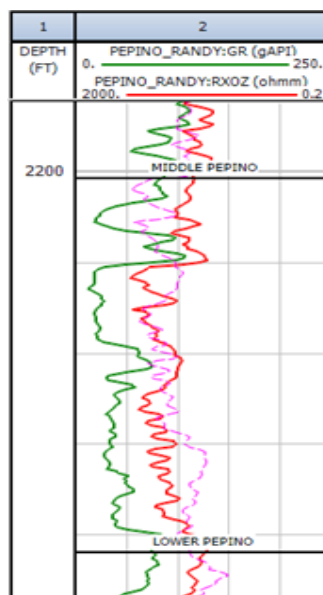


Figura 10. Desplazamiento de la curva de resistividad en el pozo Orito-A. (Ejemplo a razón de ilustrar el uso del comando). (Fuente: autor, Software IP, 2012).

El recorte de las terminaciones de los registros, se realiza cuando al desplegar las curvas en el software IP, en un tramo de la curva los valores permanecen constantes, lo cual determina que las lecturas de los intervalos son anómalas.

El ejemplo de la figura 11, muestra un particular caso del pozo Orito-M, ya que el registro de resistividad profunda (LLD) solo hizo lecturas hasta 2100 ft de profundidad. Esto impide la determinación de la porosidad por el método neutrónico descrito en el numeral 3.8.1.2, para los intervalos más profundos. La necesidad de determinar la porosidad para estos intervalos, se debe a que los datos que se tienen de porosidad y permeabilidad de la muestra del núcleo, se encuentran a una profundidad mayor a 2100 ft, de este modo y con el único objetivo de poder colocar los datos de la muestra del núcleo en profundidad, se determina extender la curva de resistividad profunda (LLD). Despreciando los datos de porosidad y permeabilidad arrojados con la curva de resistividad profunda a partir de 2100 ft hacia abajo.

Cabe resaltar que los datos de la muestra del núcleo no son representativos para hacer un análisis extensivo de la formación Pepino.

4.4 Trazado de la línea base.

La línea base fue definida teniendo en cuenta la distribución de frecuencia que presenta el registro de rayos gamma en las arcillas, proceso descrito y realizado más adelante.

4.5 Gradiente de temperatura.

La determinación de este parámetro se generó a partir de la ecuación 4, la cual es utilizada por el software IP para el cálculo del gradiente de temperatura. Los valores a ingresar para este cálculo se obtienen de la información que brindan en

el encabezado del registro. La figura 12 muestra cómo se determina el gradiente de temperatura a partir de software IP.

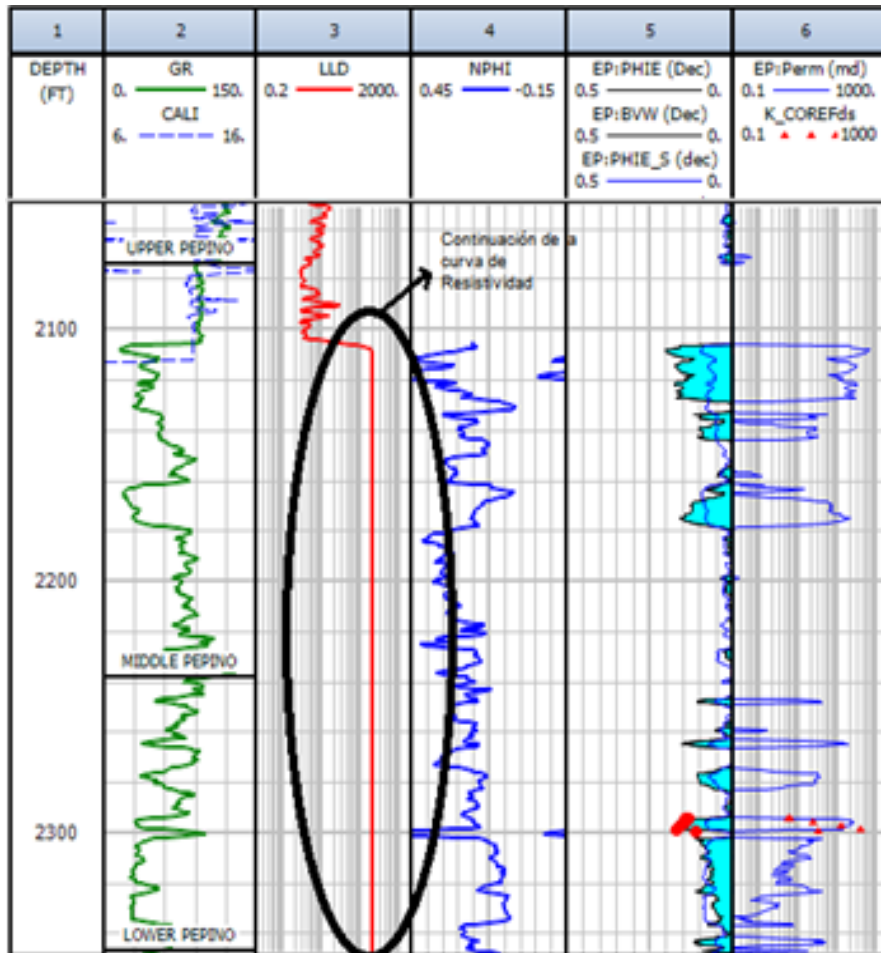


Figura 11. Continuación de la curva LLD. (Fuente: autor, Software IP, 2012).

$$\nabla G = \frac{T_f - T_s}{h_f - h_s} \quad (4)$$

Dónde:

∇G : Gradiente de Temperatura.

Tf: Temperatura de Fondo (°F).

Ts: Temperatura de Superficie (°F).

hf: Referencia de la altura en Fondo (ft).

hs: Referencia de altura en Superficie (ft). (Es igual a cero).

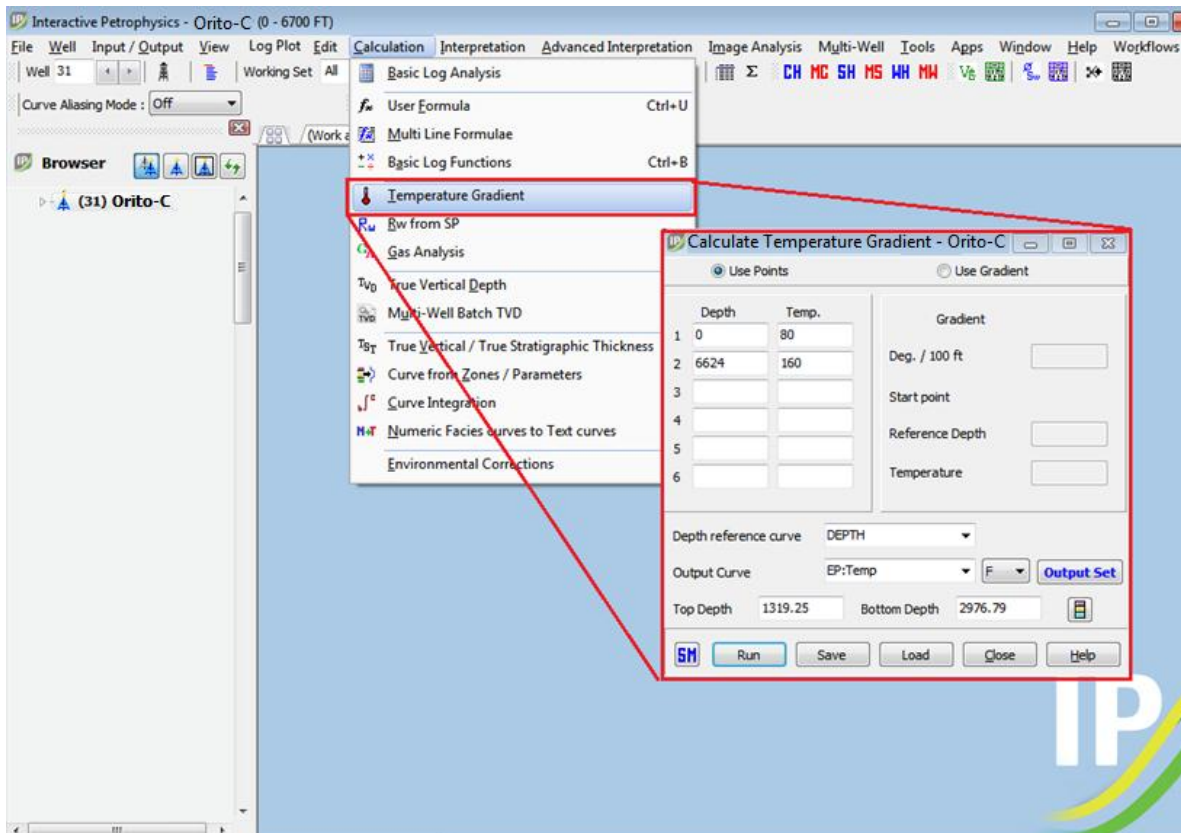


Figura 12. Cálculo del gradiente de temperatura por medio de la plataforma IP para el pozo Orito-C. (Fuente: autor, Software IP, 2012).

El gradiente de temperatura para el pozo Orito-C es:

$$\nabla G = \frac{160 - 80}{6624 - 0}$$

$$\nabla G = 0.012$$

Al ingresar los valores del encabezado del registro, con la curva de referencia de profundidad y el valor del gradiente que se calculó anteriormente, el software IP determina la curva de temperatura, la cual se utilizara más adelante.

4.6 Modelo de arcillosidad.

4.6.1 Identificación de hueco malo.

Se definió como indicador de hueco malo a las lecturas que cumplen las siguientes relaciones:

$$\text{Caliper} \geq \text{BS} + 2''$$

$$|\text{DRHO}| \geq 0.1 \text{ gr/cc}$$

Lo anterior se aplica para no tener en cuenta las lecturas de los registros de densidad, debido a que el derrumbe que hay en hueco afecta la lectura del patín de la herramienta.

La figura 13 muestra cómo se determina las condiciones para un punto del pozo Orito-L, a la profundidad de 1687 ft las lecturas registradas para el Caliper= 11.2 in, BS= 8.5 in y la corrección del registro de densidad (DRHO)=0.157. Lo anterior indica que la lectura de la densidad en ese punto no es confiable.

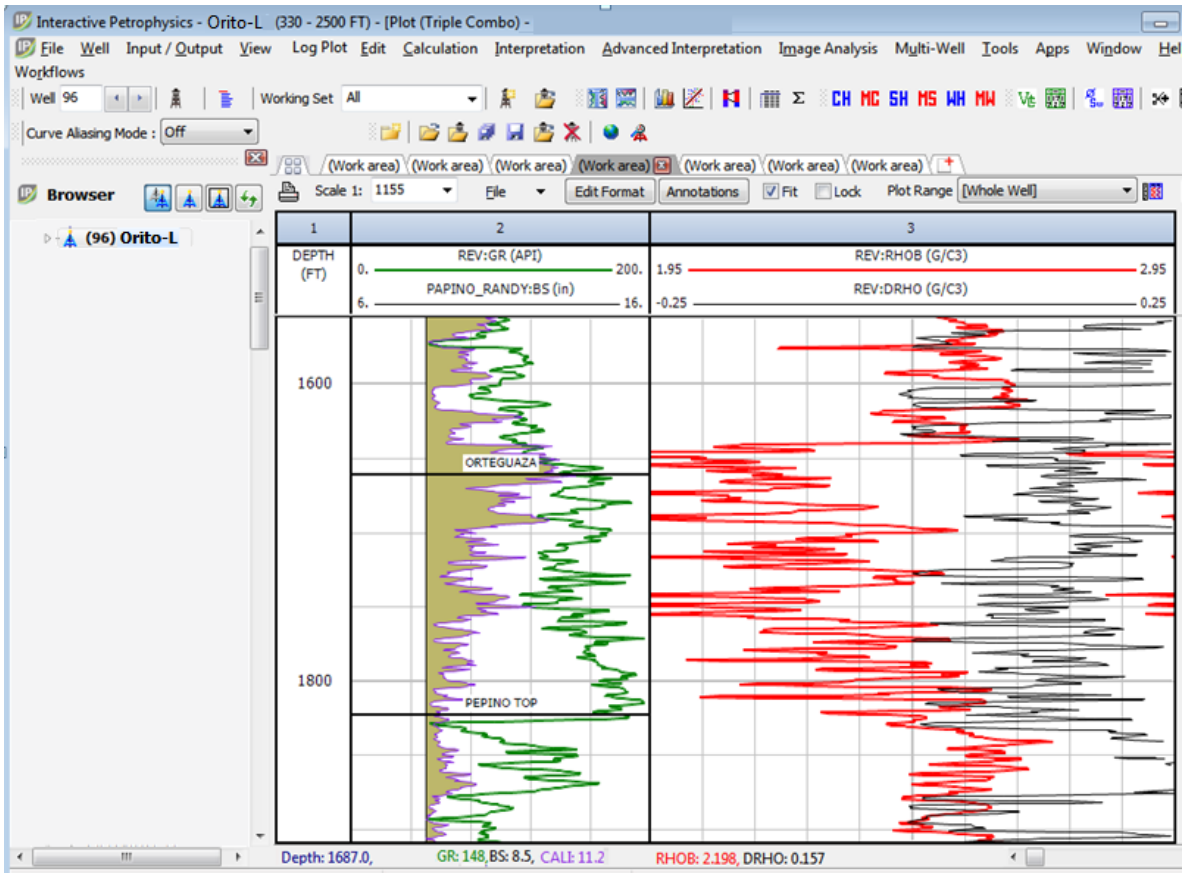


Figura 13. Identificación de hueco malo para el pozo Orito-L. (Fuente: autor, Software IP, 2012).

4.6.2 Cálculo del volumen de arcilla (Vcl).

4.6.2.1 Curva rayos gamma.

La determinación del volumen de arcilla se llevó a cabo con el perfil del registro de rayos gamma (GR) y la herramienta que brinda el software IP (un solo indicador de arcilla o un solo punto), para los pozos (tabla 2) que no tienen registros de densidad, neutrón. Se determinó a partir de la siguiente ecuación:

$$V_{cl@GR} = \frac{GR - GR_{clean}}{GR_{clay} - GR_{clean}} \quad (5)$$

Dónde:

$V_{cl@GR}$: Volumen de arcillosidad calculado por el método de GR

GR_{clean} : Valor del GR corregido por arenas, API

GR_{clay} : Valor del GR corregido por arcillas, API

GR: valor del registro de GR, API

4.6.2.2 Curva de resistividad.

Para los pozos Orito-C, Orito-D y Orito-E que no tienen registros de rayos gamma, el volumen de arcilla se determinó a partir del registro de resistividad, en el software se cambia la opción de rayos gamma (gamma ray) por la opción de resistividad (resistivity), en el cálculo del volumen de arcilla por un solo punto. La ecuación que el software utiliza es la siguiente:

$$Z = \frac{R_{clay}}{R_t} * \frac{(R_{clean} - R_t)}{(R_{clean} - R_{clay})} \quad (6)$$

$$\text{Si } R_t \leq 2 * R_{clay} \quad V_{cl_{RD}} = Z$$

$$\text{Si } R_t \geq 2 * R_{clay} \quad V_{cl_{RD}} = 0.5 * (2 * Z)^{(0.67 * (Z+1))}$$

Dónde:

Vcl_RD: Volumen de arcilla por el método de Resistividad.

Rt = Resistividad profundidad (ohm-m).

Rclay = Resistividad en la arcilla (ohm-m).

Rclean = Resistividad en la arena limpia (ohm-m).

4.6.2.3 Curvas de densidad y neutrón.

Cuando se cuenta con registros de densidad y neutrón, el software permite determinar el volumen de arcilla por el método de dos puntos o doble indicador en paralelo al método de un solo punto con el registro de rayos gamma. La figura 14 ilustra el diagrama cruzado del indicador de arcilla para el método de dos puntos del densidad-neutrón.

“Los indicadores de doble arcilla trabajan sobre el principio de definir una línea limpia y un punto de arcilla. El volumen de arcilla se calcula como la distancia que los datos de entrada caen entre el punto de arcilla y la línea limpia. La siguiente gráfica ilustra el principio” (Manual IP).

La ecuación 7 es la utilizada por el método de dos puntos para la determinación del volumen de arcilla.

$$V_{clND} = \frac{(\text{DenCl2} - \text{DenCl1}) * (\text{Neu} - \text{NeuCl1}) - (\text{Den} - \text{DenCl1}) * (\text{NeuCl2} - \text{NeuCl1})}{(\text{DenCl2} - \text{DenCl1}) * (\text{NeuClay} - \text{NeuCl1}) - (\text{DenClay} - \text{DenCl1}) * (\text{NeuCl2} - \text{NeuCl1})}$$

Dónde:

VclND: Volumen de Arcilla por el método de dos puntos.

DenCI1, NeuCI1, DenCI2 y NeuCI2 son los valores de Densidad y Neutrón para los dos extremos de la línea limpia. (g/cc)

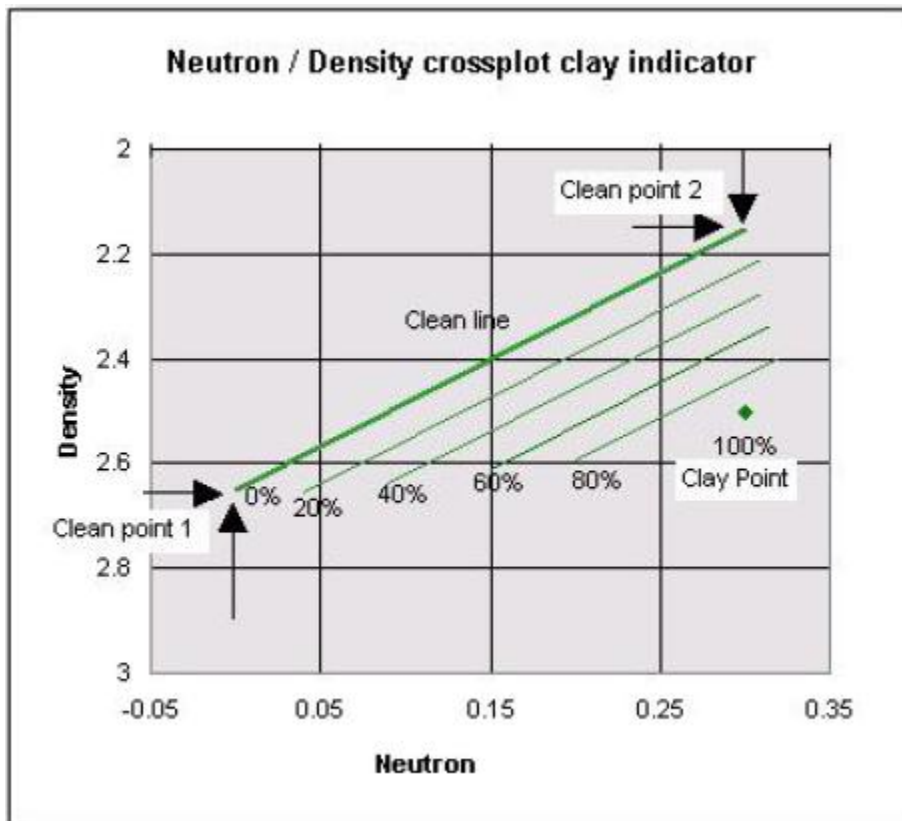


Figura 14. Método de dos puntos para el cálculo del volumen de arcilla por densidad-neutrón. (Fuente: Manual del usuario de Interactive Petrophysics. Senergy software ltd. 2012).

La figura 15 muestra el procedimiento que se realiza en el software IP para el cálculo del volumen de arcilla, donde las elipses rojas identifican el método de un solo punto con las opciones de selección (rayos gamma, neutrón, resistividad o potencial espontáneo), las elipses de color amarillo identifican el método de dos puntos con las opciones de selección (densidad-neutrón, densidad-sónico, sónico-

neutrón y cualquier otra recomendación). Y la elipse azul marca las curvas que el software IP genera de volumen de arcilla por los diferentes métodos.

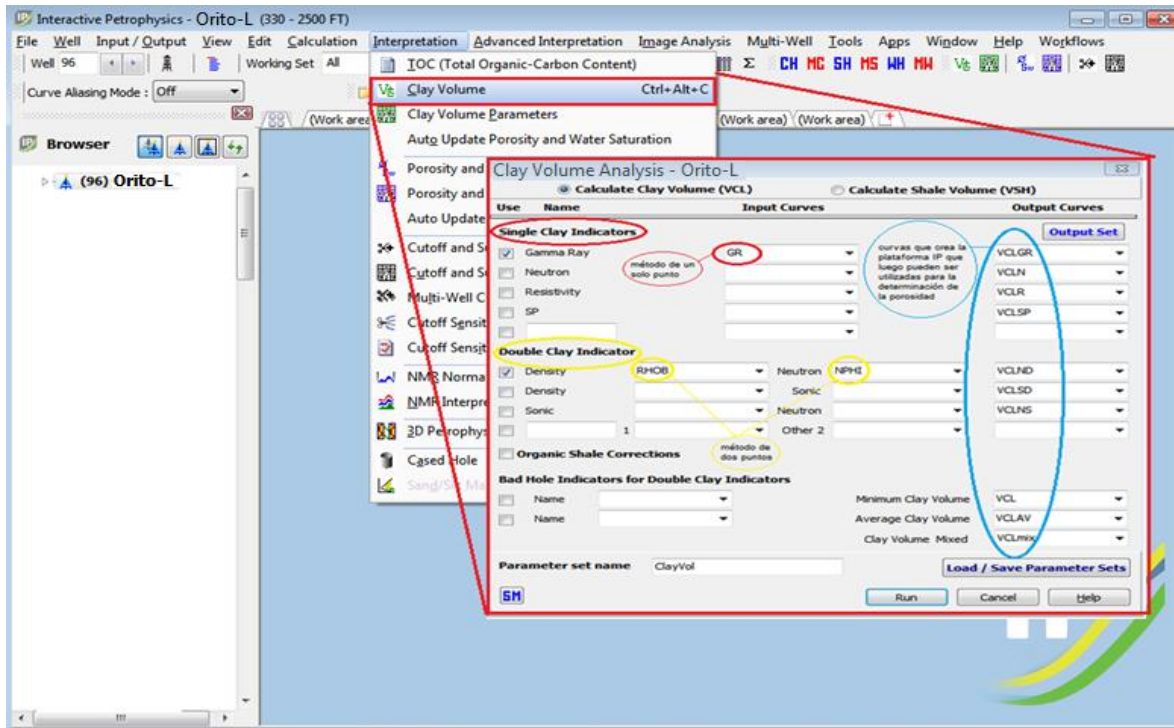


Figura 15. Cálculo del volumen de arcilla desde el software IP para el pozo Orito-L. (Fuente: autor, Software IP, 2012).

4.6.3 Valores de corte (cut-off).

Los valores de corte (cut-off) para el cálculo de arcilla (Vcl), se determinaron manualmente desde la opción brindada por el software IP. Para cada pozo se establecieron los valores máximos y mínimos correspondientes a arenas limpias encontradas a partir de los criterios del evaluador y la interpretación del registro de rayos gamma (figura 16) o en su defecto los registros de resistividad, o los de densidad-neutrón, según sea el caso. Para la formación Pepino se tomaron los valores de corte dependiendo la unidad (Pepino tope, Pepino superior, Pepino medio y Pepino inferior).

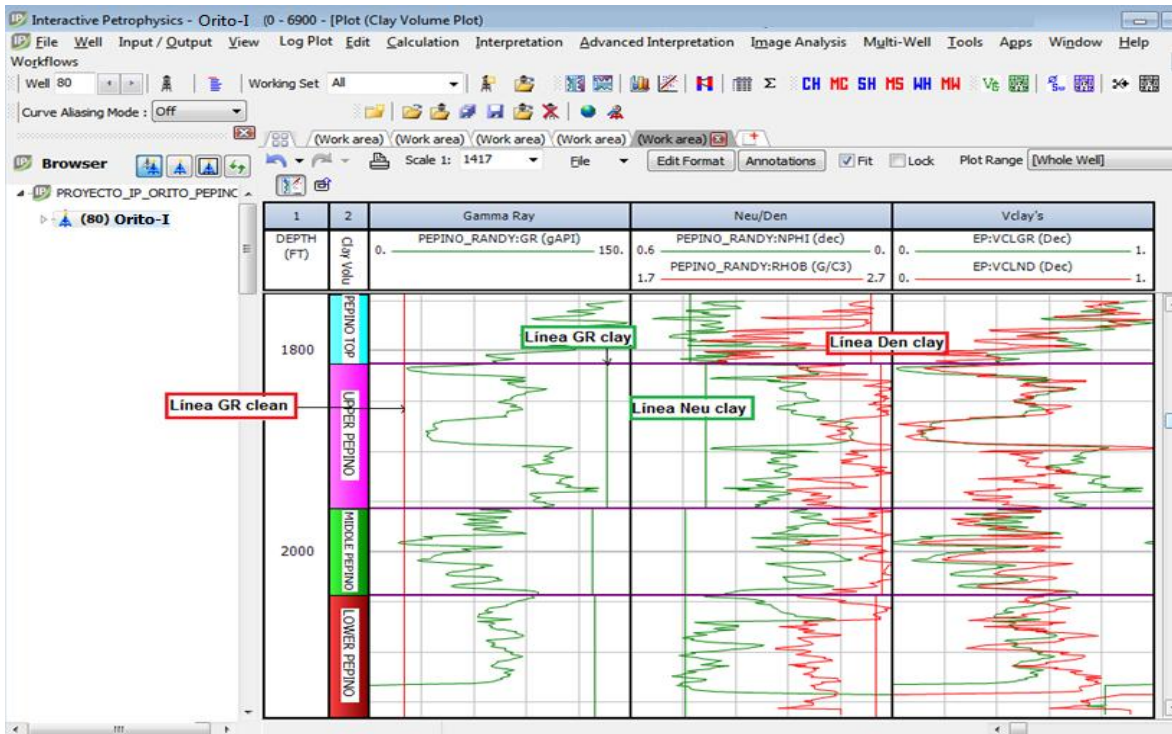


Figura 16. Líneas de valores de corte para los registros rayos gamma y densidad-neutrón para el pozo Orito-I. (Fuente: autor, Software IP, 2012).

La tabla 4 muestra los valores de corte para el volumen de arcilla determinado a partir del registro de rayos gamma, la tabla 5 para el registro de resistividad y la tabla 6 para el registro de densidad-neutrón.

Tabla 4. Valores de rayos gamma limpio (GR clean) y rayos gamma arcilloso (GR clay) para los pozos del proyecto excepto el Orito-C, Orito-D Orito-E.

Pozo	Unidad	GR Clean	GR Clay
Orito-A	Pepino Top	44	97
	Upper Pepino	22	75
	Middle Pepino	18.9	73
	Lower Pepino	21	63
Orito-B	Pepino Top	5	95
	Upper Pepino	11	83
	Middle Pepino	10	120
	Lower Pepino	10	120

Orito-F	Pepino Top	49	159
	Upper Pepino	17.8	125
	Middle Pepino	17.8	125
	Lower Pepino	17.8	125
Orito-G	Pepino Top	24	116
	Upper Pepino	12	101
	Middle Pepino	11	101
	Lower Pepino	2.3	100
Orito-H	Pepino Top	25	111
	Upper Pepino	15.9	100
	Middle Pepino	17	99
	Lower Pepino	19	100
Orito-I	Pepino Top	20	151
	Upper Pepino	20	136
	Middle Pepino	20	128
	Lower Pepino	20	129
Orito-J	Pepino Top	30	147
	Upper Pepino	24	147
	Middle Pepino	21.3	128
	Lower Pepino	21.3	128
Orito-K	Pepino Top	37	140
	Upper Pepino	18.8	117
	Middle Pepino	18.8	113
	Lower Pepino	18.8	114
Orito-L	Pepino Top	46	199
	Upper Pepino	16.3	149
	Middle Pepino	16.3	149
	Lower Pepino	16.3	234.8
Orito-M	Pepino Top	52	175
	Upper Pepino	13	134
	Middle Pepino	16.5	125
	Lower Pepino	16.5	111
Orito-N	Pepino Top	NL	NL
	Upper Pepino	30	130
	Middle Pepino	17.5	109
	Lower Pepino	29	109
Orito-O	Pepino Top	NL	NL
	Upper Pepino	12.4	78.7
	Middle Pepino	12.4	77

	Lower Pepino	12.4	69
Orito-P	Pepino Top	13.9	133.3
	Upper Pepino	13.9	133.3
	Middle Pepino	12	112
	Lower Pepino	14	97

NL: No hay lectura.

El herramienta no registró lecturas de rayos gamma en la unidad de tope Pepino (Pepino top) para el pozo Orito-N y Orito-O.

Tabla 5. Valores de resistividad limpio (Res clean) y resistividad arcilloso (Res clay) para los pozos Orito-C, Orito-D y Orito-E.

Pozo	Unidad	Res. Clean	Res. Clay
Orito- C	Pepino Top	48.7	2.3
	Upper Pepino	86.1	3.28
	Middle Pepino	192	15
	Lower Pepino	206	9
Orito-D	Pepino Top	143	2.17
	Upper Pepino	504	2.17
	Middle Pepino	504	2.17
	Lower Pepino	143	2.17
Orito-E	Pepino Top	143	2.17
	Upper Pepino	504	2.17
	Middle Pepino	504	2.17
	Lower Pepino	143	2.17

Tabla 6. Valores de densidad arcilloso (Den clay) y neutrón arcilloso (Neu clay) para los pozos Orito-I, Orito-J, Orito-K, Orito-L, Orito-N y Orito-P.

Pozo	Unidad	Den Clay	Neu Clay	Den Clean 1	Den Clean 2	Neu Clean 1	Neu Clean 2
Orito-I	Pepino Top	2.617	0.465	2.65	2.05	-0.04	0.3
	Upper Pepino	2.656	0.429	2.65	2.05	-0.04	0.3
	Middle Pepino	2.66	0.475	2.65	2.05	-0.04	0.3
	Lower Pepino	2.635	0.475	2.65	2.05	-0.04	0.3

Orito-J	Pepino Top	2.558	0.536	2.65	2.05	-0.04	0.3
	Upper Pepino	2.627	0.475	2.65	2.05	-0.04	0.3
	Middle Pepino	2.629	0.439	2.65	2.05	-0.04	0.3
	Lower Pepino	2.588	0.499	2.65	2.05	-0.04	0.3
Orito-K	Pepino Top	2.589	0.465	2.65	2.05	-0.04	0.3
	Upper Pepino	2.647	0.465	2.65	2.05	-0.04	0.3
	Middle Pepino	2.599	0.524	2.65	2.05	-0.04	0.3
	Lower Pepino	2.597	0.522	2.65	2.05	-0.04	0.3
Orito-L	Pepino Top	2.606	0.444	2.65	2.05	-0.04	0.3
	Upper Pepino	2.643	0.384	2.65	2.05	-0.04	0.3
	Middle Pepino	2.639	0.329	2.65	2.05	-0.04	0.3
	Lower Pepino	2.579	0.414	2.65	2.05	-0.04	0.3
Orito-N	Pepino Top	NL	NL	2.65	2.05	-0.04	0.3
	Upper Pepino	2.648	0.35	2.65	2.05	-0.04	0.3
	Middle Pepino	2.648	0.35	2.65	2.05	-0.04	0.3
	Lower Pepino	2.604	0.519	2.65	2.05	-0.04	0.3
Orito-P	Pepino Top	2.5	0.45	2.65	2.05	-0.04	0.3
	Upper Pepino	2.689	0.419	2.65	2.05	-0.04	0.3
	Middle Pepino	2.691	0.367	2.65	2.05	-0.04	0.3
	Lower Pepino	2.577	0.415	2.65	2.05	-0.04	0.3

NL: No hay lectura.

La herramienta no tomo lectura de los registros densidad y neutrón para la unidad de tope Pepino (Pepino top) para el pozo Orito-N. Además los valores de densidad y neutrón limpio 1 y 2 son dados por defecto a partir del método de dos puntos que se utiliza para calcular el volumen de arcilla.

A continuación se una muestra de cálculo para determinar el volumen de arcilla desde los tres métodos descritos anteriormente.

4.6.4 Cálculos.

Se realizó el cálculo del volumen de arcilla a partir de la curva de rayos gamma para el pozo Orito-I, la figura 17 muestra los valores tomados y los resultados obtenidos desde el software IP:

Datos de entrada:

GR: 29 API

GR_{clean}: 20 API

GR_{clay}: 128 API

Resultado del registro:

Vcl@GR= 0.085

$$Vcl@GR = \frac{GR - GR_{clean}}{GR_{clay} - GR_{clean}}$$

$$Vcl@GR = \frac{29 - 20}{128 - 20}$$

$$Vcl@GR = \frac{9}{108}$$

$$Vcl@GR = 0.0833$$

Cálculo del volumen de arcilla a partir de la curva de resistividad para el pozo Orito-C, la figura 18 muestra los valores tomados y los resultados obtenidos desde el software IP:

Datos de entrada:

Rt = 6.83 ohm-m.

Rclay = 2.3 ohm-m

$$R_{\text{clean}} = 48.7 \text{ ohm-m}$$

Resultado del registro:

$$V_{\text{clRD}} = 0.343$$

$$Z = \frac{R_{\text{clay}}}{R_t} * \frac{(R_{\text{clean}} - R_t)}{(R_{\text{clean}} - R_{\text{clay}})}$$

$$Z = \frac{2.3}{6.38} * \frac{(48.7 - 6.38)}{(48.7 - 2.3)}$$

$$Z = 0.361 * \frac{42.32}{46.4}$$

$$Z = 0.361 * 0.9121$$

$$Z = 0.33$$

$$\text{Si } R_t \leq 2 * R_{\text{clay}} \quad 6.38 \leq 2 * 2.3$$

$$V_{\text{clRD}} = Z \quad 6.38 \geq 4.6; \quad \text{No se cumple}$$

Entonces:

$$V_{\text{clRD}} = 0.5 * (2 * Z)^{(0.67 * (Z+1))}$$

$$V_{\text{clRD}} = 0.5 * (2 * 0.33)^{(0.67 * (0.33+1))}$$

$$V_{cl_{RD}} = 0.5 * (0.691)^{(0.8911)}$$

$$V_{cl_{RD}} = 0.3455$$

Cálculo del volumen de arcilla a partir del método de dos puntos, con las curvas de densidad y neutrón para el pozo Orito-I, la figura 17 muestra los valores tomados y los resultados obtenidos desde el software IP:

Datos de entrada:

Den: 2.635 gr/cc

Neu: 0.106 dec

DenClay: 2.66 gr/cc

NeuClay: 0.475 dec

DenCl1: 2.65 gr/cc

DenCl2: 2.05 gr/cc

NeuCl1: -0.04 dec

NeuCl2: 0.3 dec

Resultado del registro

VclIND= 0.263

Se realiza la verificación de “hueco malo” según los criterios establecidos en el numeral 3.6.1:

Caliper $\geq 2+BS$

$8.9 \leq 2+8.5$

$8.9 \leq 10.5$

Además

$|DRHO| \geq 1.0 \text{ gr/cc}$

$|DRHO| = 0.027 \text{ gr/cc}$

$$V_{clND} = \frac{(\text{DenCl2} - \text{DenCl1}) * (\text{Neu} - \text{NeuCl1}) - (\text{Den} - \text{DenCl1}) * (\text{NeuCl2} - \text{NeuCl1})}{(\text{DenCl2} - \text{DenCl1}) * (\text{NeuClay} - \text{NeuCl1}) - (\text{DenClay} - \text{DenCl1}) * (\text{NeuCl2} - \text{NeuCl1})}$$

$$V_{clND} = \frac{(2.05 - 2.65) * (0.106 - (-0.04)) - (2.635 - 2.65) * (0.3 - (-0.04))}{(2.05 - 2.65) * (0.475 - (-0.04)) - (2.66 - 2.65) * (0.3 - (-0.04))}$$

$$V_{clND} = \frac{(-0.6) * (0.146) - (-0.015) * (0.34)}{(-0.6) * (0.515) - (0.01) * (0.34)}$$

$$V_{clND} = \frac{-0.085 + 0.0051}{-0.309 - 0.0034}$$

$$V_{clND} = \frac{-0.0825}{-0.3124}$$

$$V_{clND} = 0.2641$$

4.7 Cálculo de la resistividad del agua (R_w).

Con las condiciones de la información disponible de la formación Pepino, se determinó el método para el cálculo de la resistividad del agua, el cual es el método de estimación de la resistividad del agua a partir de la curva del registro de

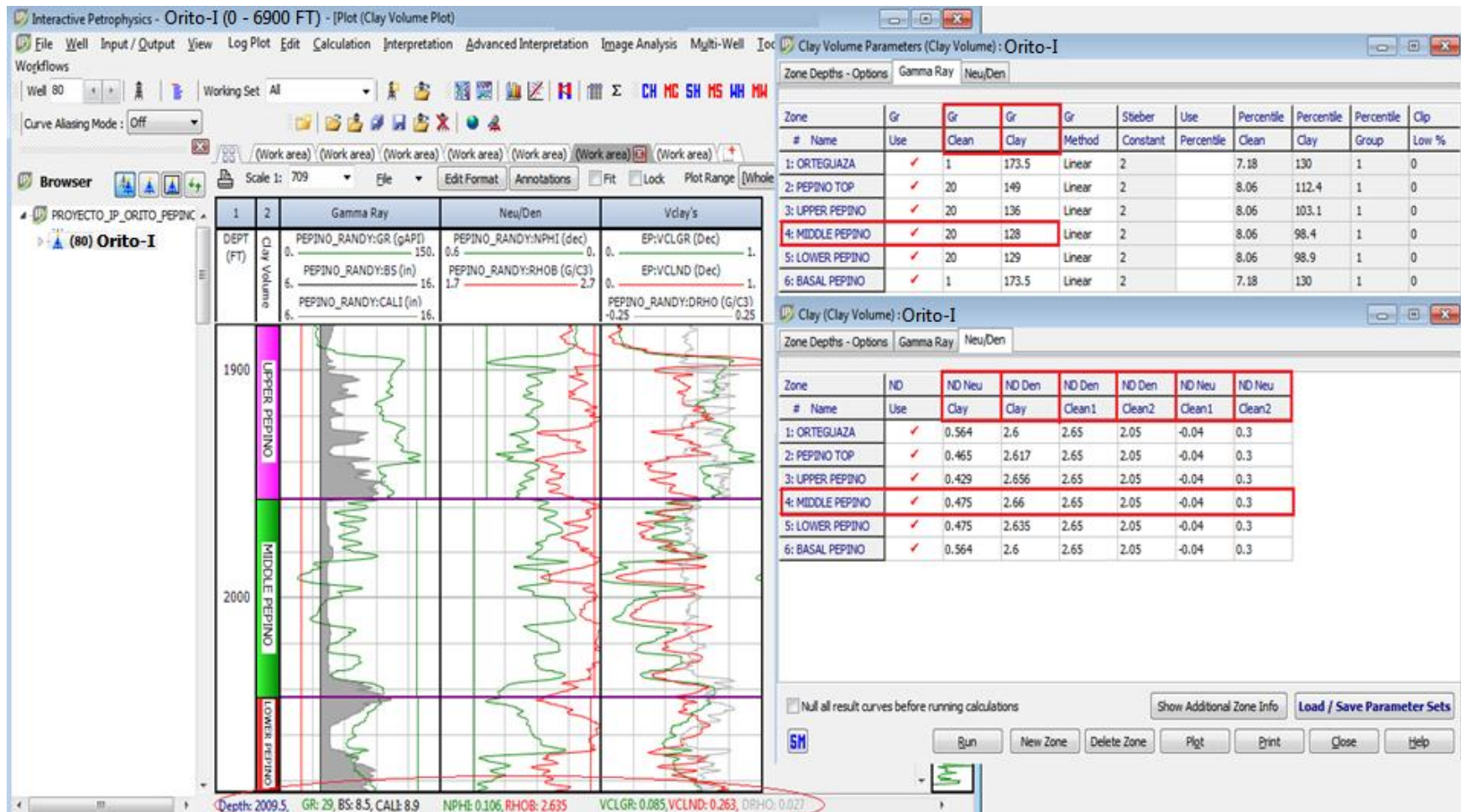


Figura 17. Determinación del volumen de arcilla por el método de un solo punto (curva de rayos gamma) y el método de dos puntos (curva de densidad y neutrón). (Fuente: autor, Software IP, 2012).

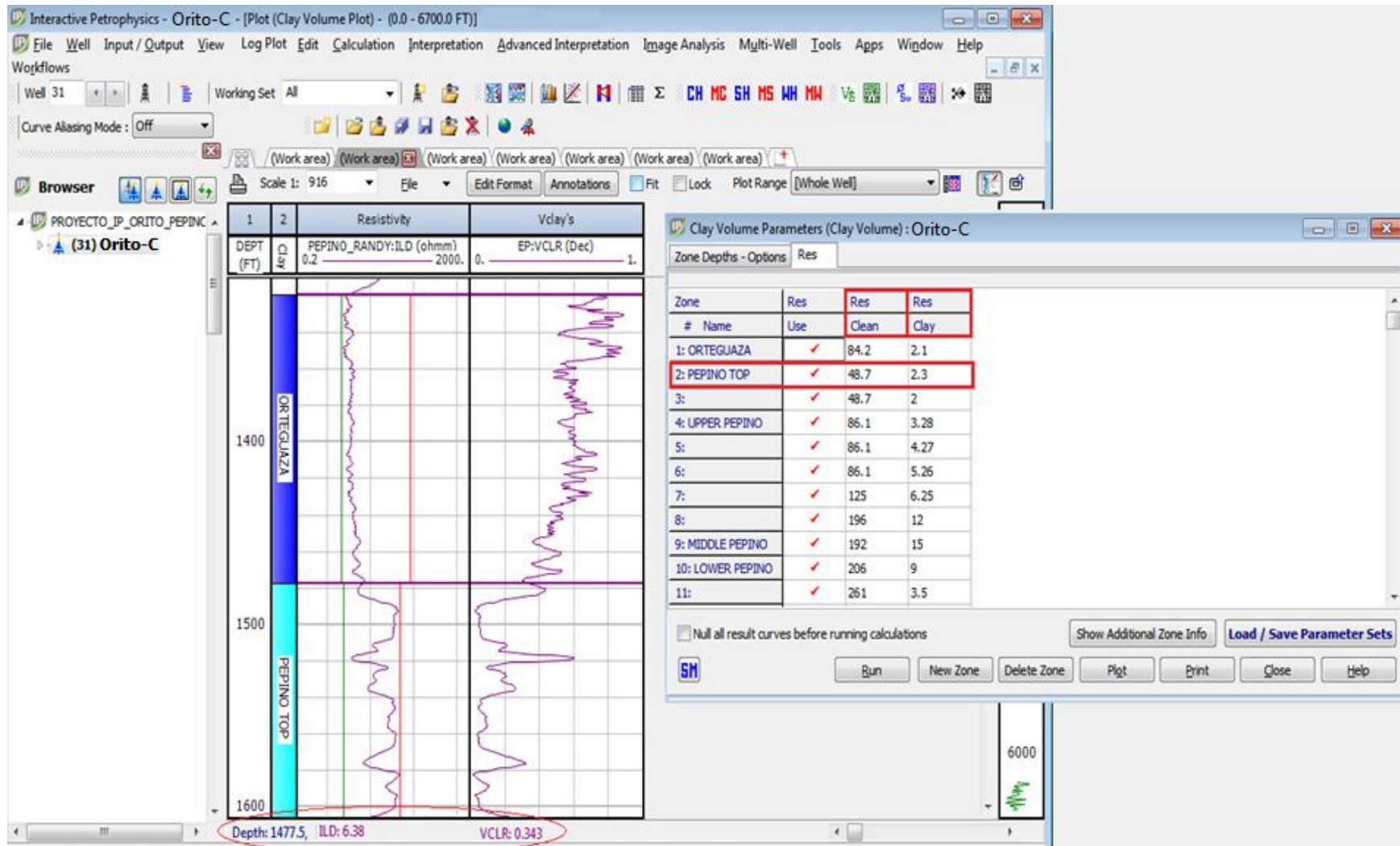


Figura 18. Determinación del volumen de arcilla por el método de un solo punto (curva de resistividad). (Fuente: autor, Software IP, 2012).

potencial espontáneo (R_w a partir de SP). Este método tiene como condición que las arenas sean limpias, de gran espesor y con contenido de agua.

Se debe tener en cuenta que en los estudios de laboratorio realizados a las aguas de producción descritos en el capítulo 1 (Antecedentes), se indica la baja salinidad con suposiciones de re-carga de agua por algunos de los pozos que se encuentran completados en la formación Pepino, soportando así la decisión tomada anteriormente.

A continuación se muestra las ecuaciones que utiliza el software IP para realizar el cálculo de la resistividad del agua a partir de la curva de potencial espontáneo y la figura 19 ilustra el paso a paso desde el software IP:

$$SSP = -K * \text{Log} \left(\frac{R_{mfe}}{R_{we}} \right) \quad (8)$$

$$K = 61 + (0.133 * T_{\circ F}) \quad (9)$$

$$R_{mf@75^{\circ}F} = R_{mf@T^{\circ}F} * \left(\frac{T_{Rmf^{\circ}F} + 6.77}{T@75^{\circ}F + 6.77} \right) \quad (10)$$

Dónde:

SSP : Potencial espontáneo estático (mV), el SP se corrige respecto al SSP

K : Coeficiente de proporcionalidad a la temperatura absoluta ($^{\circ}F$)

R_{mfe} : Resistividad equivalente del filtrado del lodo (ohm-m)

R_{we} : Resistividad equivalente del agua (ohm-m)

$T_{\circ F}$: Temperatura absoluta °F, (77 para NaCl u otro valor en presencia de otras sales con temperatura de formación)

$T_{Rmf^{\circ F}}$: Temperatura de referencia del filtrado del lodo (°F)

R_{mf} : Resistividad del filtrado del lodo (ohm-m)

R_w : Resistividad del agua de formación (ohm-m)

Cálculo del R_{mfe} con el R_{mf} :

Si $R_{mf@75^{\circ}F} < 0.1$

$$R_{mfe@75^{\circ}F} = \frac{146 * R_{mf@75^{\circ}F} - 5}{337 * R_{mf@75^{\circ}F} + 77} \quad (11)$$

Si $R_{mf@75^{\circ}F} > 0.1$

$$R_{mfe@75^{\circ}F} = 0.85 * R_{mf@75^{\circ}F} \quad (12)$$

Despejando de la ecuación 8 el R_{we} y reemplazando, se determina dicho valor a temperatura de 75°F. Luego se halla el R_w a 75°F:

Si $R_{we@75^{\circ}F} < 0.12$

$$R_w@75^{\circ}F = \frac{77 * R_{we@75^{\circ}F} + 5}{146 - 377 * R_{we@75^{\circ}F}} \quad (13)$$

Si $R_{we@75^{\circ}F} > 0.12$

$$R_w@75^{\circ}F = -\left[0.58 - 10^{(0.69 * R_{we@75^{\circ}F} - 0.24)}\right] \quad (14)$$

Luego se determina el R_w a cualquier temperatura con la ecuación 10.

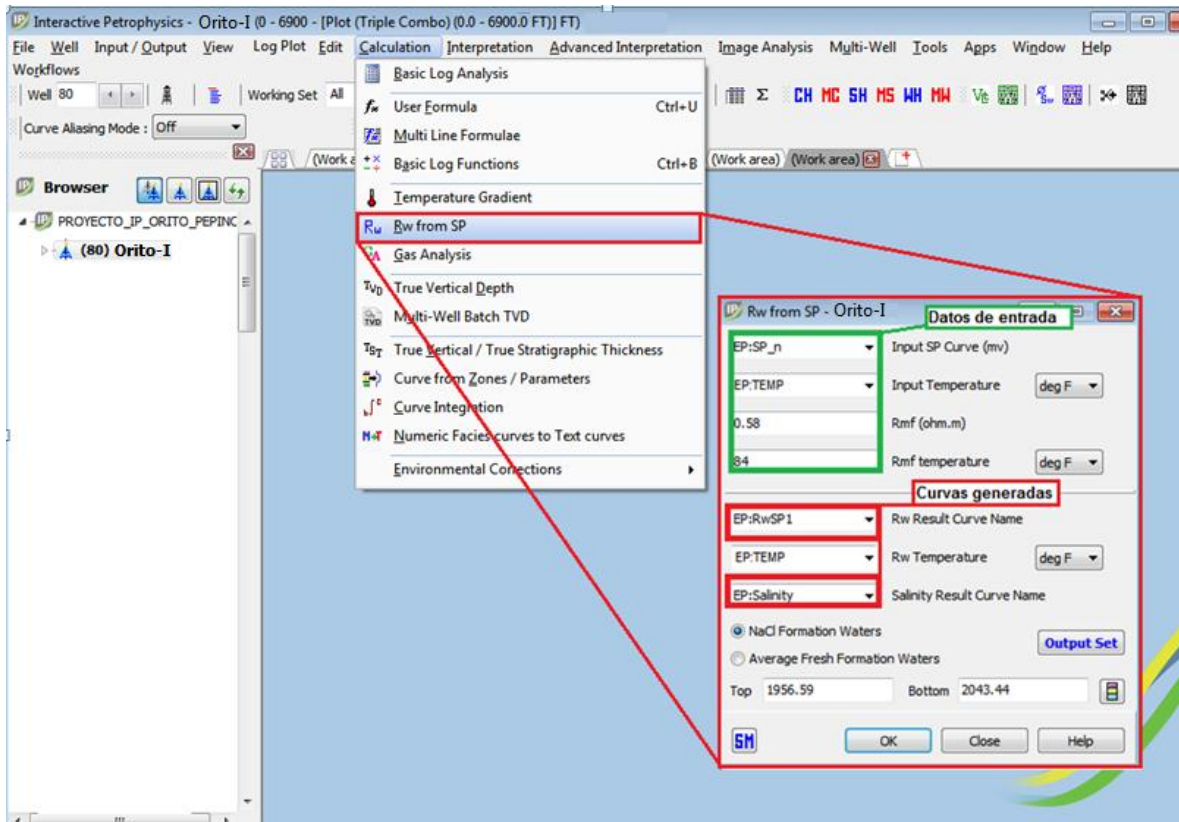


Figura 19. Cálculo del R_w a partir de la curva SP para el pozo Orito-I. (Fuente: autor, Software IP, 2012).

4.7.1 Cálculos.

Datos de entrada:

H (profundidad a la que fue tomada las lecturas de las curvas)= 1975 ft

$R_{mf}@84^{\circ}F = 0.58 \text{ ohm}\cdot\text{m}$

$SP_n = -25 \text{ mV}$

Temperatura de formación= $106^{\circ}F$

Resultados del registro SP:

RwSP= 0.21 ohm-m @106°F

Salinidad= 20300 ppm NaCl

Resultado por medio de cálculos:

$$SSP = -K * \text{Log} \left(\frac{R_{mfe}}{R_{we}} \right)$$

$$K = 61 + (0.133 * 106)$$

$$K = 75.098$$

$$R_{mf}@75^\circ F = 0.58 * \left(\frac{84 + 6.77}{75 + 6.77} \right)$$

$$R_{mf}@75^\circ F = 0.58 * \left(\frac{90.77}{81.77} \right)$$

$$R_{mf}@75^\circ F = 0.58 * (1.11)$$

$$R_{mf}@75^\circ F = 0.644$$

Como el Rmf@75°F > 0.1, entonces:

$$R_{mfe}@75^\circ F = 0.85 * 0.644$$

$$R_{mfe}@75^\circ F = 0.547$$

Despejando Rwe y reemplazando en la ecuación 8

$$R_{we}@75^\circ F = \frac{R_{mfe}@75^\circ F}{10^{-\left(\frac{SSP}{K}\right)}}$$

$$R_{we}@75^{\circ}F = \frac{0.547}{10^{-\left(\frac{-25}{75.098}\right)}}$$

$$R_{we}@75^{\circ}F = \frac{0.547}{10^{0.333}}$$

$$R_{we}@75^{\circ}F = \frac{0.547}{2.15}$$

$$R_{we}@75^{\circ}F = 0.254$$

Como $R_{we}@75^{\circ}F > 0.12$, entonces

$$R_w@75^{\circ}F = -[0.58 - 10^{(0.69*0.254-0.24)}]$$

$$R_w@75^{\circ}F = -[0.58 - 10^{-0.06474}]$$

$$R_w@75^{\circ}F = -[0.58 - 0.812]$$

$$R_w@75^{\circ}F = 0.282$$

Ahora lo llevamos a la temperatura de formación:

$$R_w@106^{\circ}F = 0.282 * \left(\frac{75 + 6.77}{106 + 6.77}\right)$$

$$R_w@106^{\circ}F = 0.282 * \left(\frac{81.77}{112.77}\right)$$

$$R_w@106^{\circ}F = 0.282 * (0.725)$$

$$R_w@106^{\circ}F = 0.205$$

Se realiza la conversión y la salinidad para $R_w@106^{\circ}F=0.205$ es de 21114 ppm NaCl.

La figura 20 muestra los resultados obtenidos en el software IP para el pozo Orito-I.

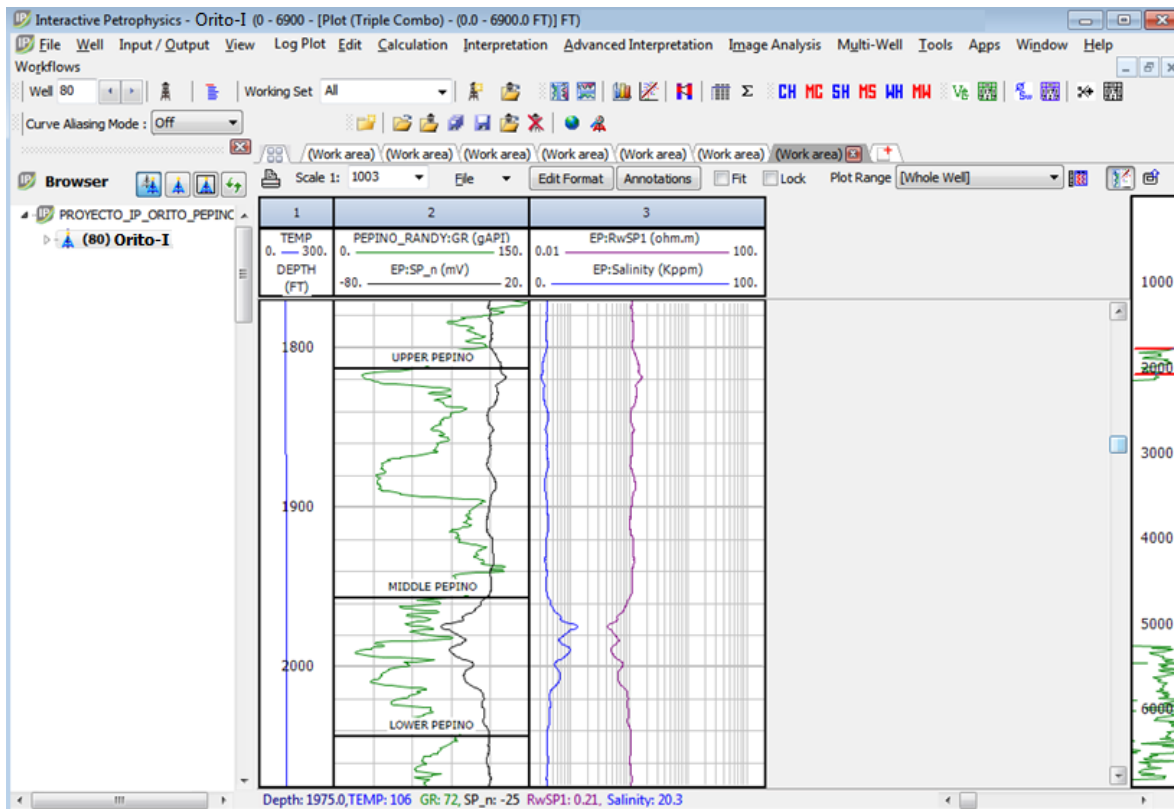


Figura 20. Curvas de SP, Rw a partir del SP y salinidad al Rw, con sus respectivos valores a una profundidad de 1975 ft para el pozo Orito-I. (Fuente: IP, 2012).

Luego de realizar los cálculos anteriormente descritos, el software IP utiliza las curvas de resistividad del agua calculada a partir de la curva del potencial espontáneo para la determinación de la saturación de agua, esta será explicada en el numeral 3.8.3. Además para cada unidad se realiza un ajuste manual del Rw, teniendo en cuenta que los pozos de la formación Pepino tienen una re-carga de agua dulce (descrito en capítulo 1, “Antecedentes”).

La línea de corte (cut-off) del $Rw@77^{\circ}F$ para cada unidad, se realiza con referencia a la curva de resistividad del agua calculada a partir de la curva de

potencial espontáneo y sus valores son presentados en la tabla 7. También, la figura 21 muestra lo descrito anteriormente desde el software IP.

Tabla 7. Valores de corte (cut-off) de resistividad del agua, para cada unidad.

Pozo	Unidad (Rw@77°F)			
	Pepino Top	Upper Pepino	Middle Pepino	Lower Pepino
Orito-A	0,111	0,24	0,245	0,0634
Orito-B	0,51	0,528	0,492	0,587
Orito-C	0,0634	0,124	0,124	0,0453
Orito-D	0,1	0,1	0,1	0,1
Orito-E	0,171	0,238	0,154	0,159
Orito-H	0,135	0,17	0,211	0,133
Orito-I	0,237	0,451	0,327	0,435
Orito-J	0,1	0,467	0,166	0,327
Orito-K	0,245	0,238	0,133	0,198
Orito-L	0,38	0,38	0,38	0,38
Orito-M	0,205	0,339	0,133	0,198
Orito-N	NL	0,213	0,213	0,221
Orito-P	0,5	0,777	0,749	0,723

NL: No hay lectura.

Los pozos Orito-F, Orito-G y Orito-O, no tienen registro de potencial espontáneo, por lo cual no se determinó la resistividad del agua y se excluyen de los demás cálculos, ya que la determinación de la resistividad es un factor importante para llevar a cabo la caracterización petrofísica de la formación Pepino. Además en el pozo Orito-N, la herramienta no tomó lectura del potencial espontáneo de la unidad tope Pepino (Pepino top).

4.8 Cálculo de la porosidad y saturación de agua.

El módulo de interpretación de porosidad y saturación de agua, calcula interactivamente estas dos propiedades a partir de los diferentes parámetros que serán descritos a continuación, algunos de ellos determinados por defecto desde el software IP.

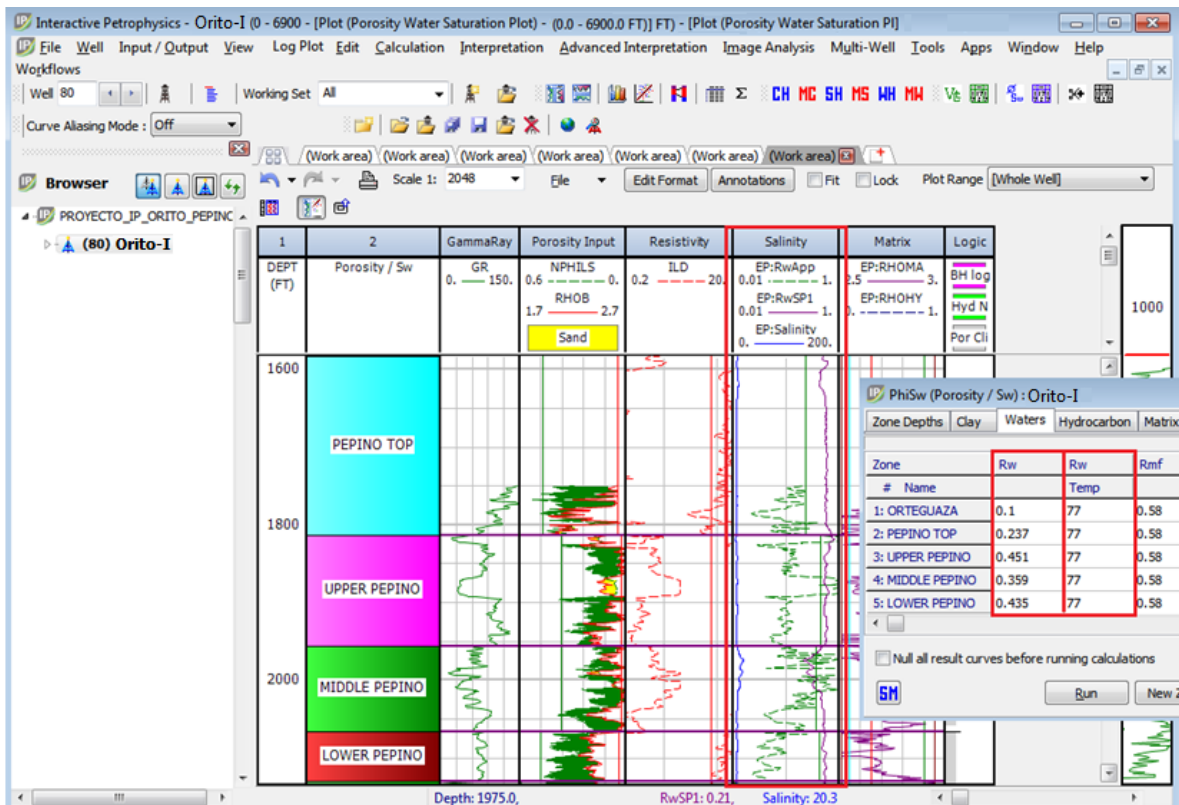


Figura 21. Curva de R_w a partir del SP con las líneas de corte (color verde en el track 6 “salinity”) para cada unidad del pozo Orito-I. (Fuente: autor, Software IP, 2012).

4.8.1 Porosidad.

La determinación de la porosidad se realizó a partir del método de densidad-neutrón, opción que brinda el software IP y que ilustra en la figura 22.

Al software se ingresan las curvas de los registros de densidad, neutrón, resistividad, volumen de arcilla (hallada a partir de la curva de rayos gamma) y la curva de temperatura (hallada a partir del gradiente de temperatura, determinada desde el software con los datos de profundidad y temperatura del encabezado del registro).

Primero se determina la porosidad a partir de la curva de densidad, haciendo una corrección por el volumen de arcilla, luego se determina la porosidad a partir de la curva del neutrón, con sus debidas correcciones; y finalmente se determina la

porosidad con el método densidad-neutrón, el cual correlaciona los dos métodos anteriores. Estos métodos serán descritos a continuación:

4.8.1.1 Modelo de porosidad (Registro de Densidad).

$$\varphi = \left(\frac{\rho_{ma} - \rho_b - V_{cl} * (\rho_{ma} - \rho_{cl})}{\rho_{ma} - \rho_{fl} * S_{xo} - \rho_{HyAp} * (1 - S_{xo})} \right) \quad (15)$$

Dónde:

ρ_{ma} : Densidad de la matriz, g/cc.

ρ_b : Densidad bulk, g/cc.

ρ_{cl} : Densidad de la arcilla, g/cc.

ρ_{HyAp} : Densidad aparente del hidrocarburo, g/cc.

V_{cl} : Volumen de arcilla húmeda, V/V.

S_{xo} : Saturación de agua en la zona lavada.

4.8.1.2 Modelo de porosidad (Registro Neutrón).

$$\varphi = \left(\frac{\varphi_{neu} - V_{cl} * NeuCl + NeuMatrix + Exfact + NeuSal}{S_{xo} + (1 - S_{xo}) * NeuHyHI} \right) \quad (16)$$

$$\text{Exfact} = \left(\frac{\rho_{\text{ma}}}{2.65}\right)^2 * (2 * \text{SwX} * \varphi_x^2 + 0.04 * \varphi_x) * (1 - \text{SwX}) \quad (17)$$

$$\varphi_x = \varphi + \text{Vcl} * \text{NeuCl} \quad (18)$$

$$\text{SwX} = \frac{\varphi * (\text{Sxo} + (1 - \text{Sxo}) * \text{NeuHyHI}) + \text{Vcl} * \text{NeuCl}}{\varphi_x} \quad (19)$$

Dónde:

φ_{neu} : Porosidad dada por el registro neutrón.

Vcl: Volumen de arcilla húmeda.

NeuCl: Valor de arcilla húmeda dado por el perfil neutrónico.

NeuMatrix: Corrección de la matriz dado por el perfil neutrónico.

Exfact: Factor de excavación dado por el perfil neutrónico.

NeuSal: Corrección de la salinidad de la formación dado por el perfil neutrónico.

Sxo: Saturación de agua en la zona lavada.

NeuHyHI: Índice de hidrogeno aparente del hidrocarburo dado por el perfil neutrónico.

4.8.1.3 Modelo de porosidad (densidad-neutrón).

$$\varphi = \varphi_{D1} + \frac{\varphi_{N1} - \varphi_{D1}}{1 - (\varphi_{N1} - \varphi_{N2}) / (\varphi_{D1} - \varphi_{D2})} \quad (20)$$

Dónde:

φ_{N1} : Corrección de la porosidad del neutrón por la matriz 1

φ_{N2} : Corrección de la porosidad del neutrón por la matriz 2

φ_{D1} : Corrección de la porosidad de la densidad por la matriz 1

φ_{D2} : Corrección de la porosidad de la densidad por la matriz 2

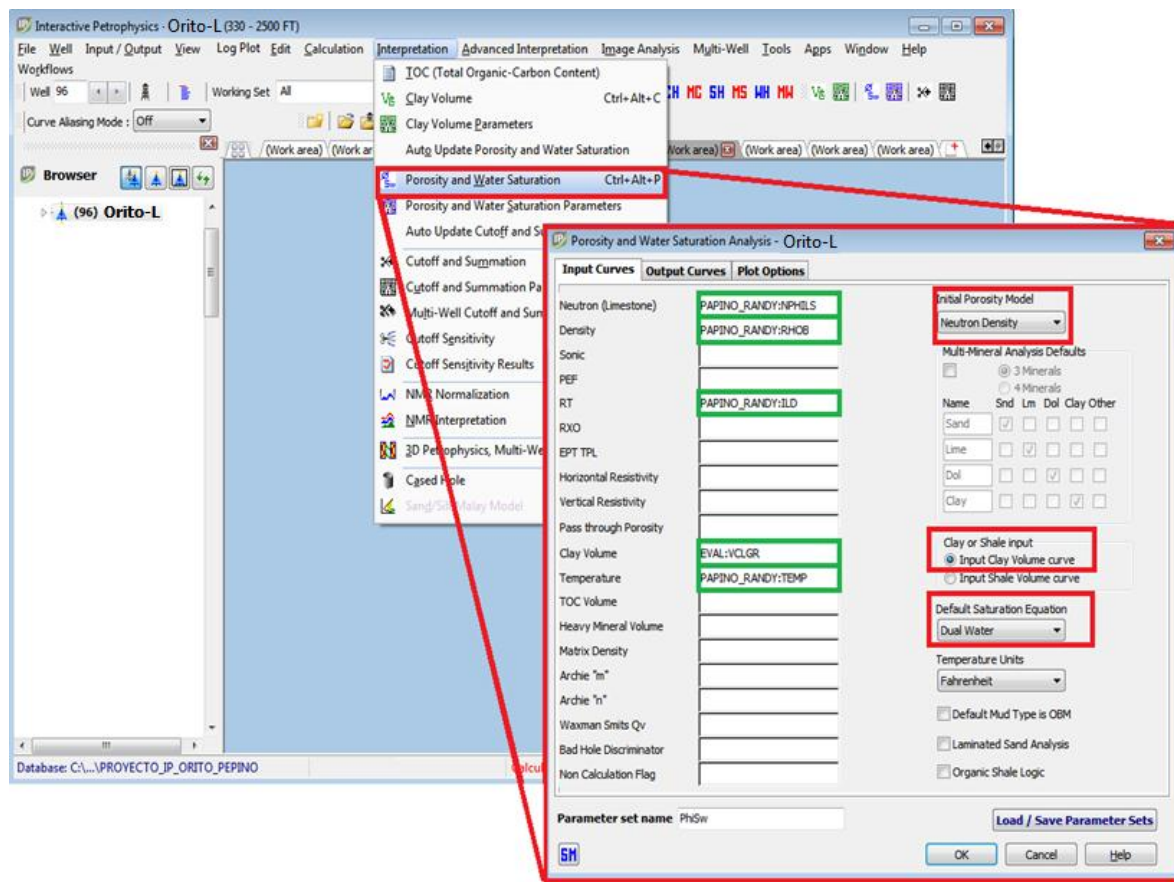


Figura 22. Determinación de la porosidad y la saturación de agua desde el software IP para el pozo Orito-L. (Fuente: autor, Software IP, 2012).

Los cuadros verdes demarcan las curvas necesarias (volumen de arcilla, temperatura, resistividad, densidad y neutrón) de entrada para que se determine la

porosidad y saturación de agua por los modelos de densidad-neutrón y doble agua respectivamente (cuadros de color rojo).

Las curvas generadas por los procesos iterativos realizados por el software IP se muestran en la figura 23. Además se debe tener en cuenta que los resultados están sujetos a ajustes que el intérprete realiza para mejorar su modelamiento.

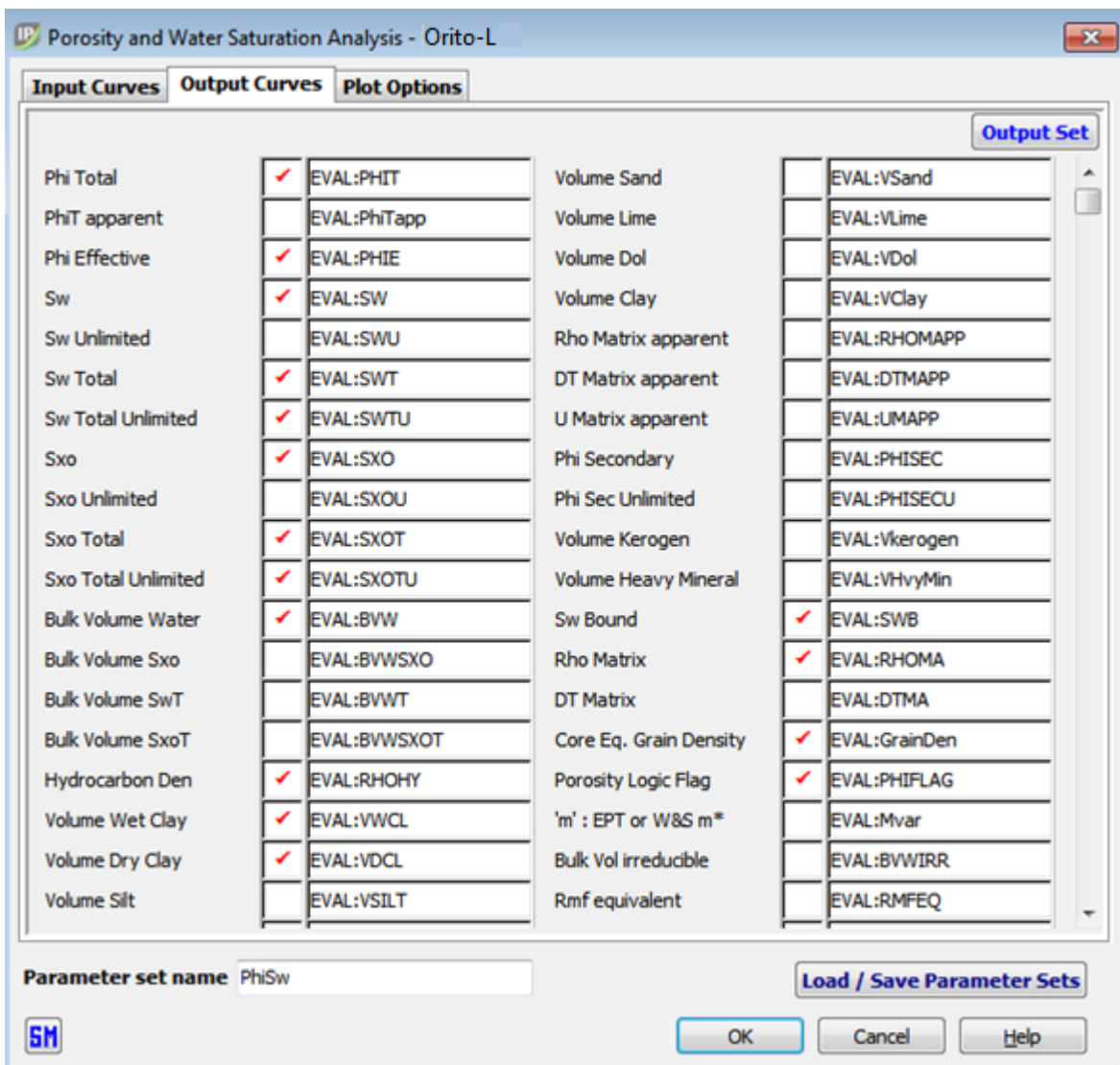


Figura 23. Curvas generadas para el pozo Orito-L desde el software IP. (Fuente: autor, Software IP, 2012).

4.8.2 Porosidad sintética.

Se determinaron las curvas sintéticas de porosidad para suplir la falta de información de los pozos Orito-A, Orito-B, Orito-H y Orito-M, que no cuentan con registros de densidad y neutrón. La correlación pozo a pozo se hace con aquellos que se encuentren a menor distancia (tabla 8), para que esta no altere los resultados y el nivel de incertidumbre sea menor. El proceso para realizar este procedimiento será descrito a continuación:

Tabla 8. Distancia en metros, entre los pozos correlacionados:

Pozos		Distancia (m)
Con (Den-Neu)	Sin (Den-Neu)	
Orito-N	Orito-A	502.6
Orito-J	Orito-B	88.1
Orito-K	Orito-H	524.1
Orito-K	Orito-M	146.4

Para poder correlacionar los pozos, se debe tener el registro de rayos gamma en los pozos que no contienen registro de densidad y neutrón, ya que a partir de la gráfica de porosidad (determinada por el método densidad-neutrón) versus volumen de arcilla, para los pozos que contienen la información completa, se halla la ecuación que permite determinar la porosidad para aquellos pozos que no la tienen. La figura 24 y 25 muestra el procedimiento anteriormente descrito, aplicado para determinar la porosidad sintética del pozo Orito-H a partir del pozo Orito-K (pozo más cercano).

La ecuación se determina a partir del grafico de PHIE Vs. VCLGR del pozo Orito-K, ajustando la mejor regresión para los puntos. Esta regresión se utiliza luego para calcular la porosidad sintética a partir del volumen de arcilla del pozo Orito-H, el cual no tiene registros de densidad y neutrón.

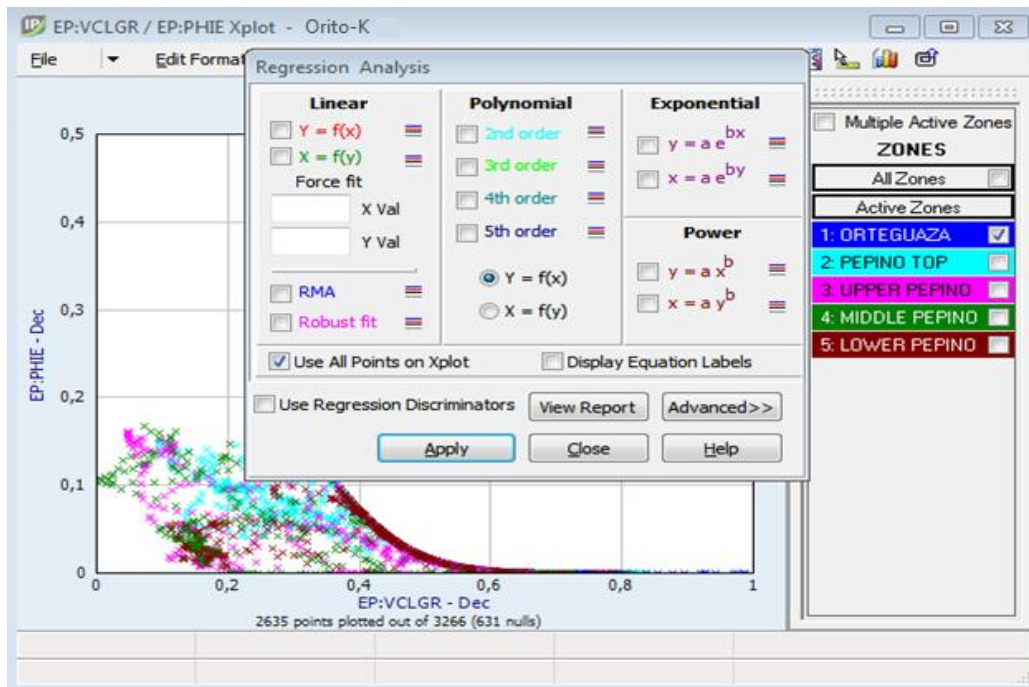


Figura 24. Grafica de PHIE Vs. VCLGR de pozo Orito-K, para determinar la mejor correlación de la misma y así hallar la porosidad sintética del pozo vecino Orito-H. (Fuente: autor, Software IP, 2012).

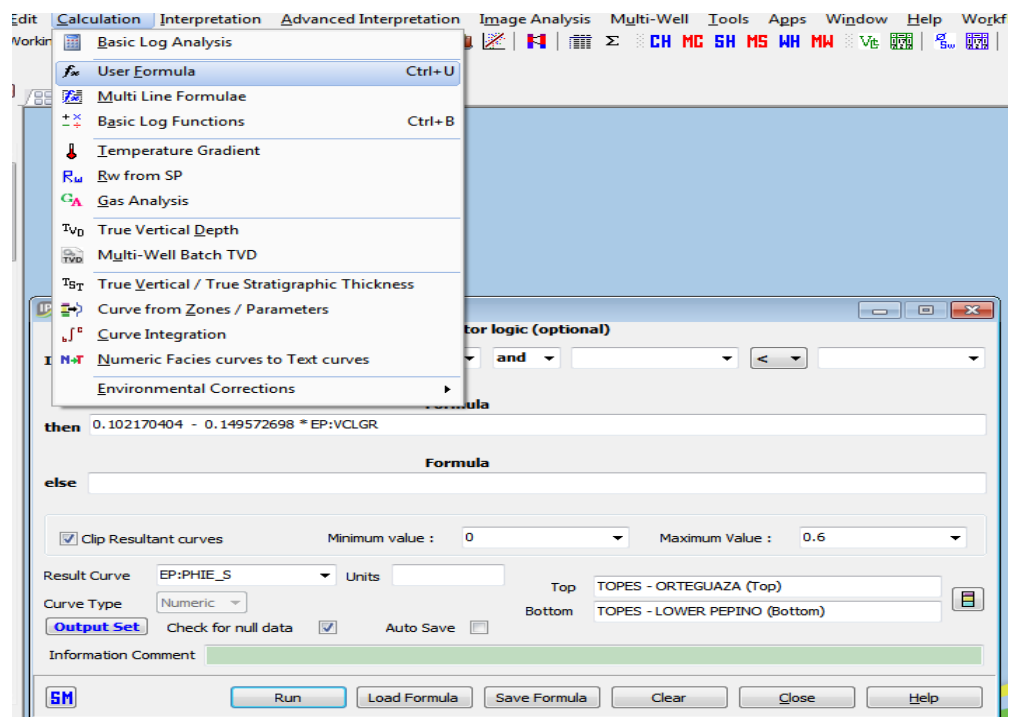


Figura 25. Cálculo de la porosidad sintética para el pozo Orito-H con la ayuda de la correlación determinada del pozo Orito-K. (Fuente: autor, Software IP, 2012).

El registro sintético de porosidad se utiliza para determinar iterativamente la porosidad y la saturación de agua como se describió anteriormente, para este caso el método para calcular la porosidad es el “Pass Through” como se muestra en la figura 26.

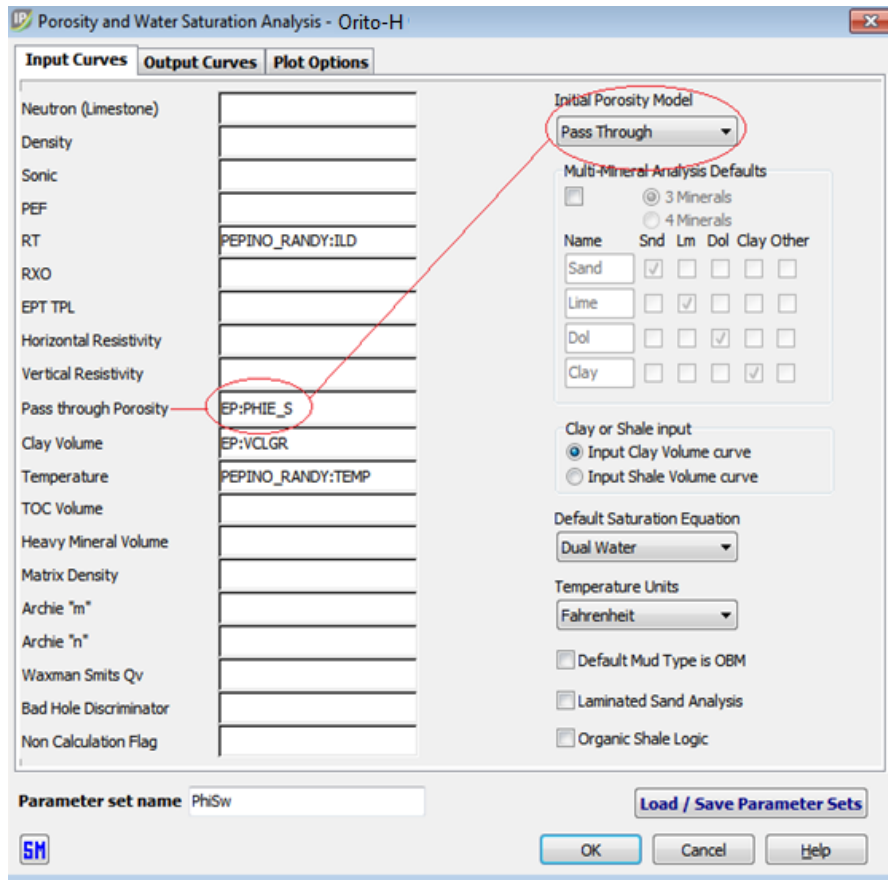


Figura 26. Determinación de la porosidad y la saturación de agua con el modelo pass through y doble agua respectivamente para el pozo Orito-H. (Fuente: autor, Software IP, 2012).

La ecuación utilizada por el software IP es la siguiente:

$$\varphi_e = \varphi_t - V_{cl} * \varphi_{tClay} \quad (21)$$

Dónde:

φ_t : Porosidad de entrada

V_{cl} : Volumen de arcilla

φ_{tClay} : Parámetro de entrada de la densidad de arcilla seca.

Los pozos Orito-C, Orito-D y Orito-E, no cuentan con registros de densidad-neutrón ni rayos gamma, por lo cual la metodología anteriormente descrita no es aplicable a estos pozos y se excluyen del modelo.

4.8.3 Saturación de agua.

Se determinó la saturación de agua por el método de dual wáter figura 22, ya que es el método que se ajusta mejor a las variaciones de salinidades y la información disponible que se tiene de la formación Pepino, además de ser un método estable cuando se presentan salinidades bajas.

También es el método escogido por la empresa para sus modelamientos petrofísicos; brindado muy buenos resultados.

Modelo Doble Agua:

$$S_{wDA} = \sqrt[n]{\frac{DRWO}{R_t}} \quad (22)$$

Si $R_{wb} \geq R_w$ entonces:

$$DWRO = \frac{a}{\varphi^m} * \left(\frac{R_w * R_{wb}}{R_w * V_{sh} + R_{wb} * (1 - V_{sh})} \right) \quad (23)$$

Dónde:

SwDA: Saturación de agua por dual wáter

Rw: Resistividad del agua de formación, ohmm

Rwb: Resistividad del agua “Bound”, ohmm

Rt: Resistividad verdadera de la formación, ohmm

Vsh: Fracción de arcilla

Φ : Porosidad efectiva

a: Factor de tortuosidad, 1

m: Exponente de cementación

n: Exponente de saturación

Los parámetros “a”, “m” y “n” son obtenidos de la prueba del estudio especial al análisis de corazón (SCAL) realizado al pozo Orito-XX.

4.9 Cálculo de la permeabilidad.

El cálculo de la permeabilidad se hizo utilizando una herramienta facilitada por el software IP, la cual es llamada Schlumberger Chart K3, que está dada por la siguiente ecuación:

$$K = a * \frac{\varphi^b}{S_{wi}^c} \quad (24)$$

Dónde:

K: Permeabilidad

a: Constante de valor de 10000

b: Constante de valor de 4.5

c: Constante de valor de 2

ϕ : Porosidad dada por la curva de PHIE

Swir: Saturación de agua irreducible

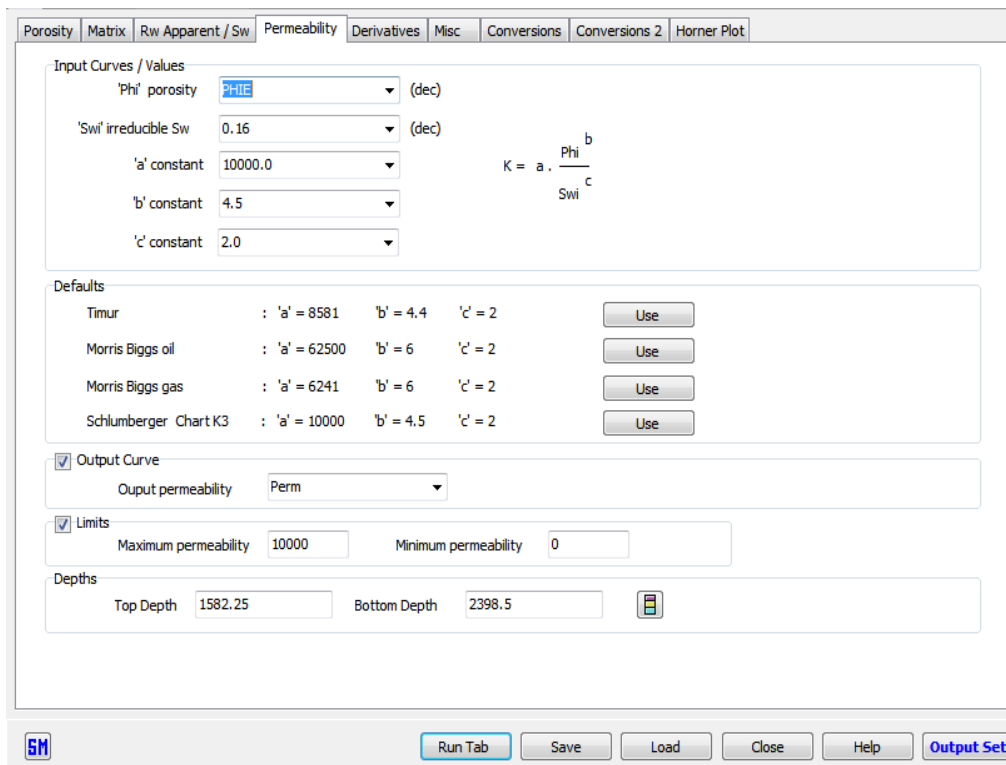


Figura 27. Imagen de la herramienta que permite determinar la permeabilidad para el pozo Orito-K. (Fuente: autor, Software IP, 2012).

4.10 Sumarios petrofísicos.

Los sumarios petrofísicos están dados por el software IP en una de sus herramientas, la cual será mostrada en la figura 28, además de las ecuaciones (Senergy software ltd. 2012) que a continuación se mencionan:

- Porosidad promedio:

$$\varphi_{av} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} \varphi_i * h_i}{\sum_{i=1}^{i=n} h_i} \quad (25)$$

- Saturación de agua promedio:

$$S_{av} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} \varphi_i * h_i * (1 - S_w)}{\sum_{i=1}^{i=n} h_i * \varphi_i} \quad (26)$$

- Volumen de arcilla promedio:

$$Vcl_{av} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} Vcl_i * h_i}{\sum_{i=1}^{i=n} h_i} \quad (27)$$

- Permeabilidad promedio:

$$k_{av} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} k_i * h_i}{\sum_{i=1}^{i=n} h_i} \quad (28)$$

Los resultados los sumarios petrofísicos están sujetos a los valores de corte que se darán a continuación:

$$Vcl < 0,4$$

$$SW < 60$$

$$PHIE \geq 0.08$$

Espesor neto $> 2 \text{ ft}$

Estos ajustes hechos por los valores de corte, permite definir qué zonas son de interés, mencionadas brevemente a continuación:

1. Pepino medio (Middle Pepino), presente en la mayoría de los pozos.
2. Tope Pepino (Pepino Top).
3. Pepino superior (Upper Pepino).
4. Pepino inferior (Lower Pepino).

El software presenta dos tipos de resultados, el primero es yacimiento “reservoir summary” (tiene en cuenta la porosidad y el volumen de arcilla) y la pay zone “pay summary” que se ilustra en la figura 29.

4.11 Acumulado

Teniendo en cuenta las propiedades promedios calculadas en este trabajo, las variables definidas por la empresa Pacific E&P (área, espesor y factor volumétrico) y la ecuación 29, se estima el acumulado sobre la formación Pepino, este valor es comparado con el reporte presentado en la historia que registra el campo Orito sobre dicha formación en el numeral 2.4, en donde el acumulado de crudo hacia el 30 de diciembre de 2003, alcanzó los 30.9 millones de barriles (MMBbls).

$$N = \frac{7758 \cdot \varphi \cdot (1 - S_w) \cdot A \cdot h}{\beta_o} \quad (29)$$

Dónde:

N: Es el acumulado de crudo en millones de barriles (MMbbls)

Φ : Porosidad (%)

S_w : Saturación de agua (%)

A: Área en acres

h: Espesor en pies

β_o : Factor volumétrico

Con los siguientes datos se estima el acumulado de crudo a la fecha:

Datos suministrados por Pacific E&P:

A: 10873 acres

h: 30 ft

β_o : 1.05

Datos promedios determinados en el trabajo:

Φ : 12.45%

S_w : 45.65%

$$N = \frac{7758 * 12.45\% * (1 - 45.65\%) * 10873 * 30}{30}$$

$$N = 163.1 \text{ MMBbls}$$



Figura 28. Determinación del sumario petrofísico con los valores de corte (Cut-Offs), para el pozo Orito-H desde el software IP. (Fuente: autor, Software IP, 2012).

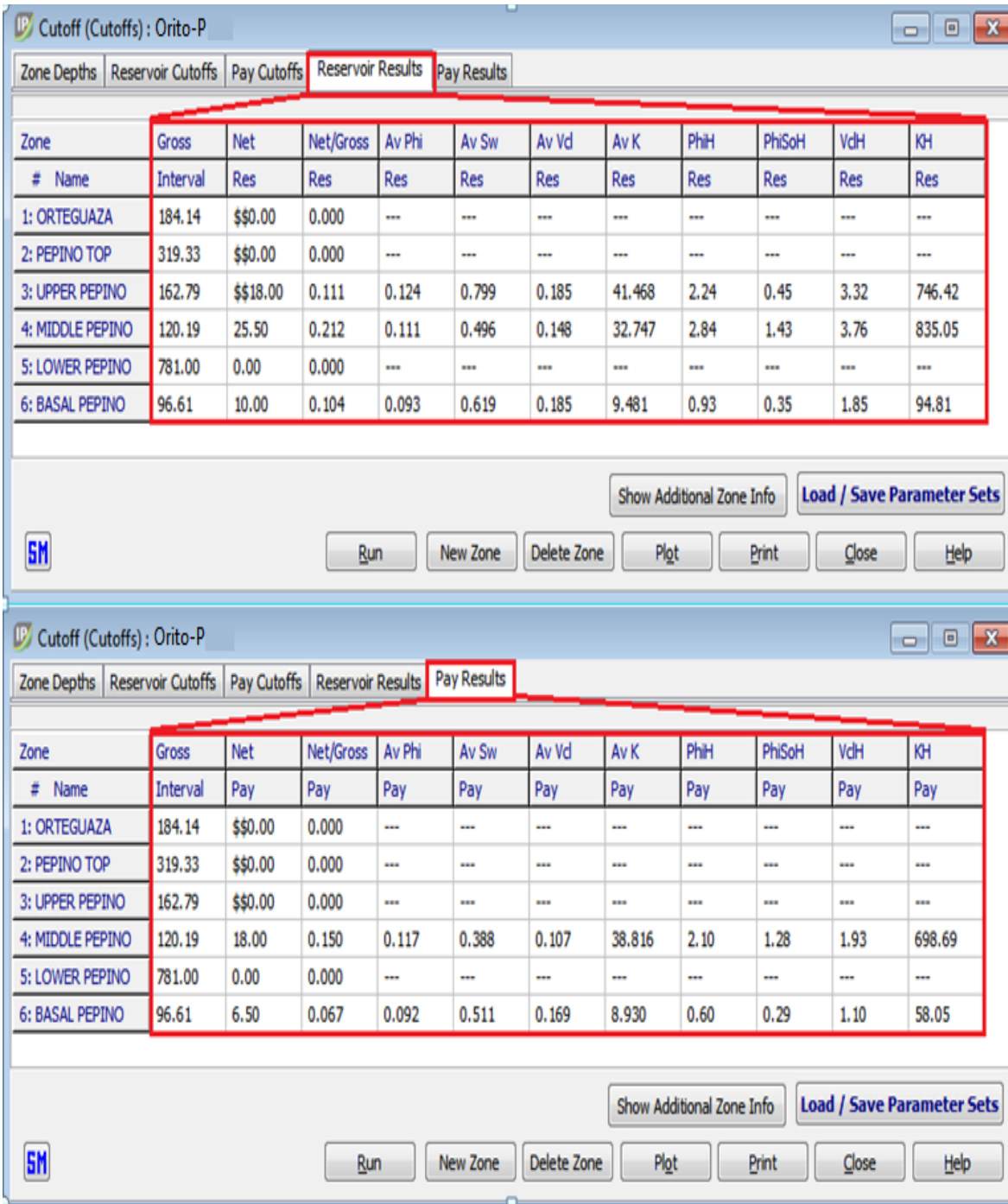


Figura 29. Sumario petrofísico (reservoir summary y pay summary) del pozo Orito-P. (Fuente: autor, Software IP, 2012).

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los pozos Orito-C, Orito-D y Orito-E no cuentan con registros de rayos gamma ni registros de densidad y neutrón, por lo cual la metodología no se pudo aplicar, ya que las interpretaciones que se pudieran hacer, tienen mucha incertidumbre.

Los pozos Orito-F, Orito-G y Orito-O no cuentan con registro de potencial espontáneo, ni información disponible para determinar la resistividad del agua, información vital para realizar el modelamiento petrofísico, por lo cual, estos pozos no fueron tenidos en cuenta.

El pozo Orito-M cuenta con una información muy variable, ya que para las lecturas de resistividad, el registro neutrón no tomo lecturas y viceversa. Esto llevo a realizar la determinación de la porosidad por el método “Pass through porosity” en donde se tiene lecturas del registro de resistividad. La unidad que muestra propiedades petrofísicas (volumen de arcilla, saturación de agua, porosidad y permeabilidad) que son de interés, es Pepino tope. Es importante resaltar que pass through porosity es una entrada de porosidad sintética para poder estimar la saturación de agua. La porosidad sintética se determina identificando una relación porosidad vs volumen de arcilla de los pozos que cuenta con registros de porosidad, para reproducir sintéticamente una porosidad basada en arcillosidad.

Los pozos Orito-I, Orito-J, Orito-K, Orito-L, Orito-N y Orito-P, son los que tienen el conjunto más completo de registros (registros de rayos gamma, potencial espontáneo, caliper, resistividad, neutrón y densidad) y con la información del reporte de núcleo (análisis especial de núcleo del pozo Orito-XX, ya que ningún otro pozo se tiene dicho análisis), ayudaron realizar el modelamiento petrofísico planteado en la figura 1. Además estos pozos son tenidos en cuenta para realizar las curvas sintéticas de porosidad a los pozos Orito-A, Orito-B, Orito-H y Orito-M, cumpliendo con las condiciones dadas en el numeral 4.8.2 del capítulo 4, para completar el conjunto de registros y poder determinar las propiedades petrofísicas para dichos pozos.

Los resultados o sumario petrofísicos se muestran en el anexo B, con las imágenes de los modelos para los pozos ya mencionados.

Además el control de calidad realizado para cada uno de los pozos, es favorable en las arenas. (Ver anexo A).

Se resalta que el espesor neto (net pay) mayor a 2 ft se considera prospectivo y rentable, ya que las historias de pozo muestran que intervalos con estos espesores han producido hidrocarburos de 36 °API (crudo liviano). Por lo anterior, la metodología aplicada a los pozos muestra que la unidad de Pepino medio, presenta buenas propiedades petrofísicas (volumen de arcilla, saturación de agua, porosidad y permeabilidad), respecto a los valores de corte ya mencionados. Además su espesor neto varía entre 8.5 y 41 ft, y se encuentra presente en casi todos los pozos, excepto Orito-M. Las demás unidades solo aparecen con buenas oportunidades en 4 de los 10 pozos, donde:

Pepino tope están presentes los pozos Orito-H, Orito-K, Orito-L y Orito-M con espesor neto entre 6.5 y 22.5 ft; Pepino superior están presentes los pozos Orito-A, Orito-B, Orito-I y Orito-K, con espesor neto entre 2.5 y 23.5 ft; y por ultimo Pepino inferior están presentes los pozos Orito-A, Orito-B, Orito-H y Orito-J, con espesor neto entre 3.5 y 14.5 ft.

A partir de las historias de producción de los pozos, es difícil determinar el contacto agua-petróleo. Además mediante los registros de resistividad tampoco es posible determinar el contacto agua-petróleo, ya que reducciones en las lecturas de resistividad en las principales arenas que pueden contener hidrocarburos se debe más a una condición de calidad de roca e incremento de arcillosidad.

Los pozos Orito-A y Orito-H no presentan corte de agua, mientras que los pozos Orito-B y Orito-L presentan bajo corte de agua después de haber realizado un fracturamiento hidráulico, y el pozo Orito-K fue fracturado desde su completamiento y su producción fue de 65 barriles de agua. Solo se presentan estos 5 pozos porque los restantes (Orito-I, Orito-J, Orito-N y Orito-P), no fueron

completados en la formación Pepino. Estos indicios prueban que en producción este intervalo no presenta cercanía a un posible contacto de agua. Por el contrario, muchos pozos que fueron completados en la formación Pepino tuvieron que ser fracturados, ya que por la calidad de roca los aportes de producción fueron bajos. En algunos casos las fracturas pudieran enmascarar la cercanía del contacto ya que verticalmente una fractura pudiera comunicar con una arena saturada con agua e incrementar el corte de agua.

Además se destaca otro aspecto importante, la formación Pepino históricamente no fue considerada como el objetivo principal; el objetivo principal siempre fue la formación Caballos. De allí se justifica el hecho de no tomar la información necesaria para caracterizar.

Debido a los problemas operacionales que impedían llegar a la formación Caballos, llevaron a los ingenieros de la época a completar en la formación Pepino y por ello hay pozos productores en esta formación. También se resalta que hasta el momento la información de registros de cementación se desconoce, lo que pudiera aclarar dudas por posible comunicación de acuíferos por detrás del revestimiento. El operador actual maneja la hipótesis que posiblemente la calidad del cemento en general a nivel de la formación Pepino es mala, ya que no era el objetivo principal para desarrollar y explotar.

6. CONCLUSIONES

Según los modelos implementados en la caracterización petrofísica, los valores de cada una de las propiedades petrofísicas varían en el siguiente rango:

Propiedades Petrofísicas			
Volumen de arcilla (%)	Saturación de agua (%)	Porosidad (%)	Permeabilidad (md)
4.3-26	32.3-59	8.9-16	5-179

Y teniendo en cuenta un promedio entre las variaciones de porosidad y saturación de agua, se estima un acumulado de 163.1 MMBbls, el cual da un panorama alentador para la explotación de la formación Pepino.

Los pozos Orito-C, Orito-D, Orito-E, Orito-F, Orito-G y Orito-O fueron descartados para aplicar la metodología planteada en la figura 1, debido a su falta de información.

Las zonas completadas que registran las historias de producción de los pozos Orito-I, Orito-J, Orito-N y Orito-P están entre los intervalos (espesores netos de hidrocarburo) determinados en la caracterización petrofísica realizada en este trabajo. Lo cual genera confianza y credibilidad del trabajo realizado.

Además de las zonas ya probadas, la caracterización petrofísica muestra zonas con posible presencia de hidrocarburos (espesores netos no probados) y con propiedades promedio (volumen de arcilla, saturación de agua, porosidad y permeabilidad), que cumplen con los valores de corte (volumen de arcilla menor a 40%, saturación de agua menor al 60%, porosidad mayor o igual al 8% y espesor neto de hidrocarburo mayor a 2 ft).

De las respuestas de los registros, los resultados de las propiedades promedio (volumen de arcilla, saturación de agua, porosidad y permeabilidad) y espesor neto (espesor de arena con hidrocarburo) presentados en el anexo B, y los intervalos completados (presentes en las historias de producción); se proponen los siguientes intervalos para completamiento.

Tabla 9. Intervalos propuestos para completamiento.

Pozo	Unidad	Intervalo (ft)	Propiedades Promedio				
			Espesor neto (ft)	Φ (%)	Sw (%)	Vcl (%)	K (md)
Orito-A	Pepino superior	1681-1688	15.00	0.168	0.327	0.079	179.462
		1735-1740					
		1747-1753					
Orito-B	Pepino superior	2070-2075	23.50	0.099	0.587	0.246	19.768
		2082-2092					
		2113-2119					
	Pepino medio	2267-2287	41.00	0.101	0.582	0.261	21.168
Pepino inferior	2297-2302	3.50	0.099	0.588	0.209	20.025	
Orito-H	Pepino inferior	2110-2120	7.50	0.094	0.524	0.058	9.208
Orito-I	Pepino superior	1817-1823	6.50	0.147	0.474	0.072	110.082
	Pepino medio	1985-1995	10.00	0.143	0.331	0.100	87.567
Orito-J	Pepino medio	2200-2222	27.00	0.105	0.334	0.115	21.430
		2240-2249					
	Pepino inferior	2289-2301	14.50	0.108	0.510	0.149	24.242
Orito-K	Tope Pepino	1753-1760	22.50	0.110	0.534	0.209	22.157
		1814-1820					
		1848-1854					
Orito-L	Tope Pepino	1833-1839	12.50	0.139	0.527	0.122	60.540
		1898-1905					
		1934-1940					
Orito-M	Tope Pepino	1780-1784	13.00	0.091	0.486	0.043	8.373
		1866-1870					
		1880-1886					
Orito-N	Pepino medio	1990-2000	8.50	0.117	0.452	0.087	28.538
Orito-P	Pepino medio	2207-2213	9.00	0.126	0.525	0.079	48.474
		2223-2233					

Basados en el ambiente de depositación que domino la sedimentación de la formación Pepino (Ambiente Estuarino), explica los cambios y variaciones en salinidad. En donde el informe presentado por el operador muestra un R_w igual a 0.42 ohm*m a 77°F y este trabajo presenta un R_w que varía entre 0.23 y 0.33 ohm*m a 77°F. Ambos estimados a partir de la curva de potencial espontaneo.

7. RECOMENDACIONES

Se recomienda hacer un estudio de análisis químico del agua de formación, para determinar con mayor precisión la resistividad del agua y la salinidad en la formación Pepino, y de esta manera disminuir el nivel de incertidumbre en el R_w .

Se recomienda hacer un estudio de análisis especial de corazón (SCAL) para la zona de estudio, ya que el análisis que se tiene es del pozo Orito-XX y no se encuentra en la zona de estudio, por lo cual genera incertidumbre en los resultados obtenidos. Se recomienda alguno de los pozos que han sido corazonados (Orito-A, Orito-F u Orito-M) para dicho estudio. Además, la determinación las propiedades eléctricas “a”, “m” y “n” en dicho estudio, hará más confiable el modelo.

Se recomienda incluir la nueva toma de registros litológicos (GR y SP), registros de porosidad (DT, NPHI y RHOB), resistivos (cortos, medios y profundos), caliper, herramientas de inducción y resonancia magnética, sobre los pozos que se planeen perforar, para validar el modelo planteado en este estudio y permitan identificar los contactos de agua y petróleo, ya que su falta de contraste no permite hacerlo con las herramientas que se tienen.

Se recomienda realizar un estudio petrográfico que incluya análisis difracción de rayos x (DRX), para caracterizar las arcillas asociadas a las rocas reservorio. Esta información es indispensable para realizar el proyecto piloto (método de inyección de agua).

BIBLIOGRAFÍA

Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2009); Opend Round Colombia. Cuenca Caguan-Putumayo. [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-yGeofisica/EstudiosIntegradosyModelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuenca%20CaguanPutumayo%20Geol.%20Claudia%20Posada%20\(pdf\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-yGeofisica/EstudiosIntegradosyModelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuenca%20CaguanPutumayo%20Geol.%20Claudia%20Posada%20(pdf).pdf)

Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2010); Open Round Colombia: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-IntegradosyModelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Tipo%201%20\(PDF\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-IntegradosyModelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Tipo%201%20(PDF).pdf)

Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2009); Sistemas hidrocarburiferos y análisis de pays en la cuenca Caguan-Putumayo: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-IntegradosyModelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Geol%20Alvaro%20Vargas%20\(PDF\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-IntegradosyModelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Geol%20Alvaro%20Vargas%20(PDF).pdf)

Bendeck, J. (2002); Perfiles eléctricos, una herramienta para la evaluación de formaciones.

Core Laboratories INC, (1971); Special Core Analysis Study, Orite Field, Putumayo – Colombia, (reporte inédito).

Fonseca, P. (2002); Definicion conceptual, experimental y aplicada de la porosidad total, efectiva y microporosa.

Groves Petrophysical Ltd (2015); Informe de recolección de datos de evaluación petrofísica formación Pepino; (reporte inédito).

Ingeominas, (2003); Geología de la plancha 449 Orito, Modificado por: Nuñez, A. & Gomez, J.: http://srvags.sgc.gov.co/Flexviewer/Estado_Cartografía_Geologica.

Pacific E&P. (2015); Petrophysical Evaluation, Pepino formation, Orito field, Putumayo-Colombia; (reporte inédito).

Pacific E&P. (2016); Presentación general del bloque Orito; (reporte inédito).

Petcar Ltda. (1986); Estudio de ingeniería del yacimiento pepino; (reporte inédito).

Petresim Integrated Technologies. (1998); Integrated reservoir study Pepino reservoir, Orito field; (reporte inédito).

Senergy software ltd. (2012); manual interactive petrophysics.

Schlumberger. (1998); Log Interpretation Principles/Applications, Séptima impresión.

Texas petroleum company. (1971); Computed Curve Definitions, GR, ILD y SN.

SOFTWARE

Interactive Petrophysics v.4.2, 2012

OFM Oil Field Manager, 2012

ANEXOS

Anexo A

El control de calidad se realiza bajo la información disponible de la formación Pepino, registrada en la tabla 2 del capítulo 3.

Debido a que solo se tiene medidas del diámetro del hueco (Caliper) para los pozos Otiro-F, Orito-I, Orito-J, Orito-K, Orito-L, Orito-M, Orito-N y Orito P, se puede determinar la siguiente condición:

Condición 1. $\text{Caliper} > 2+BS$.

Y para los Pozos Orito-I, Orito-J, Orito-K y Orito-L que tienen registros de densidad:

Condición 2. $|\text{DRHO}| > 0.1 \text{ gr/cc}$.

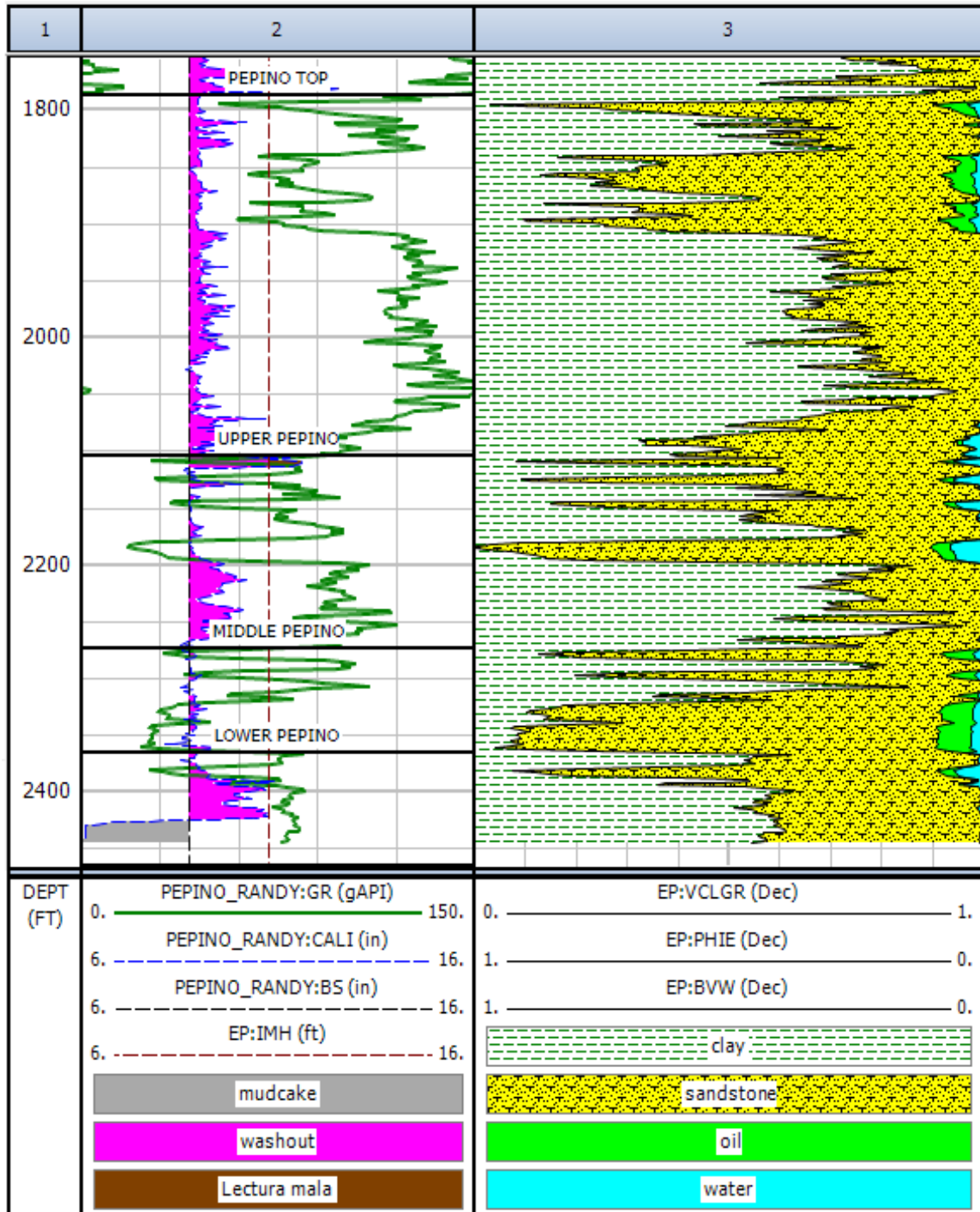
Si se cumplen una de las dos condiciones mencionadas anteriormente, las lecturas de los registros no se tienen en cuenta. Se considera que las condiciones del hueco afectan la lectura.

La evaluación de la condición del hueco se realizó para las unidades tope, superior, medio e inferior de la formación Pepino (Pepino top, upper Pepino, middle Pepino y lower Pepino).

Se resalta que las condiciones del lodo no interfirieron o alteraron la lectura del registro de rayos gamma.

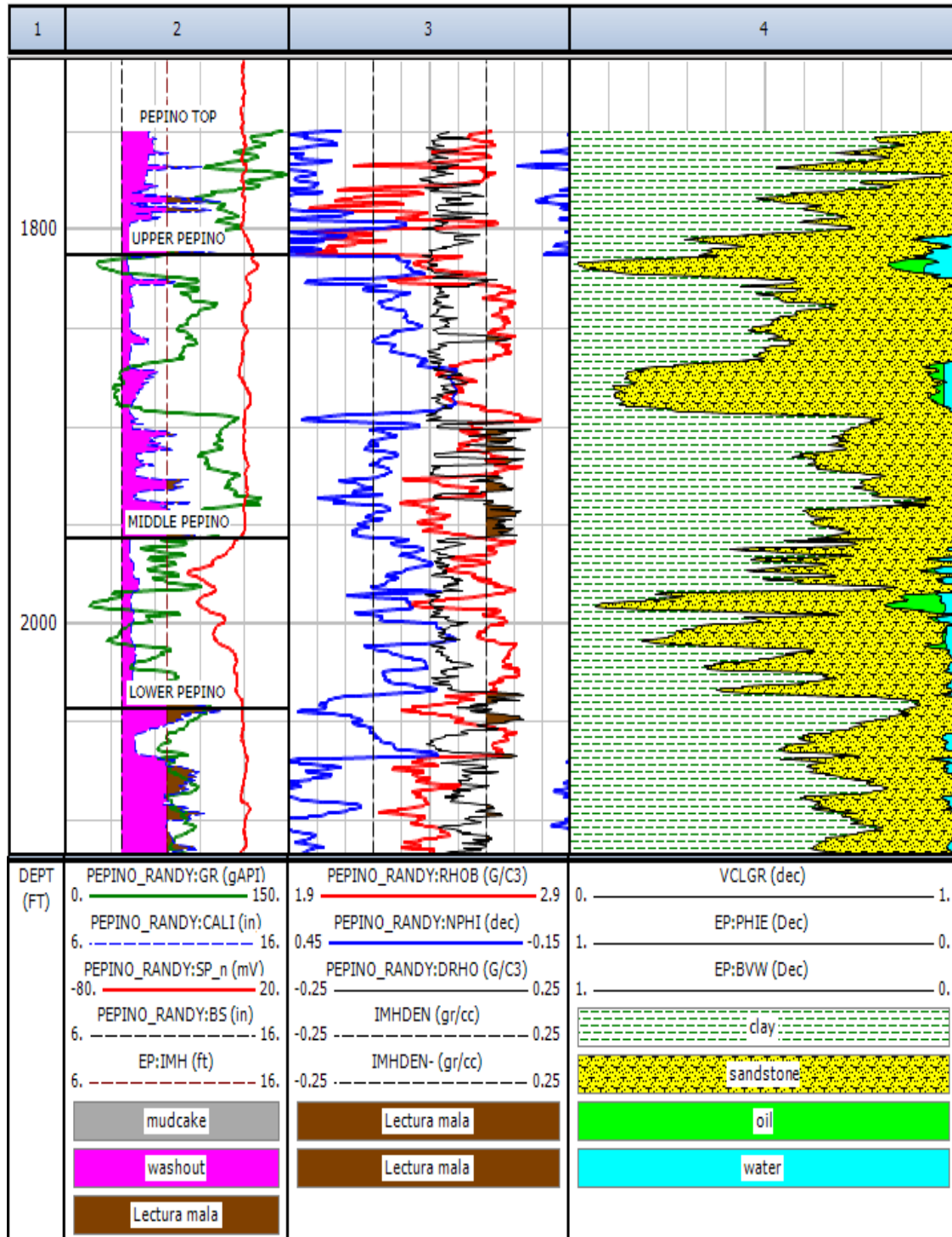
Orito-F

Existe excavación (washout) por parte del fluido de perforación sobre las unidades, pero esta no cumple la condición mencionada anteriormente, por lo cual las lecturas son válidas, como se puede apreciar en la siguiente imagen:



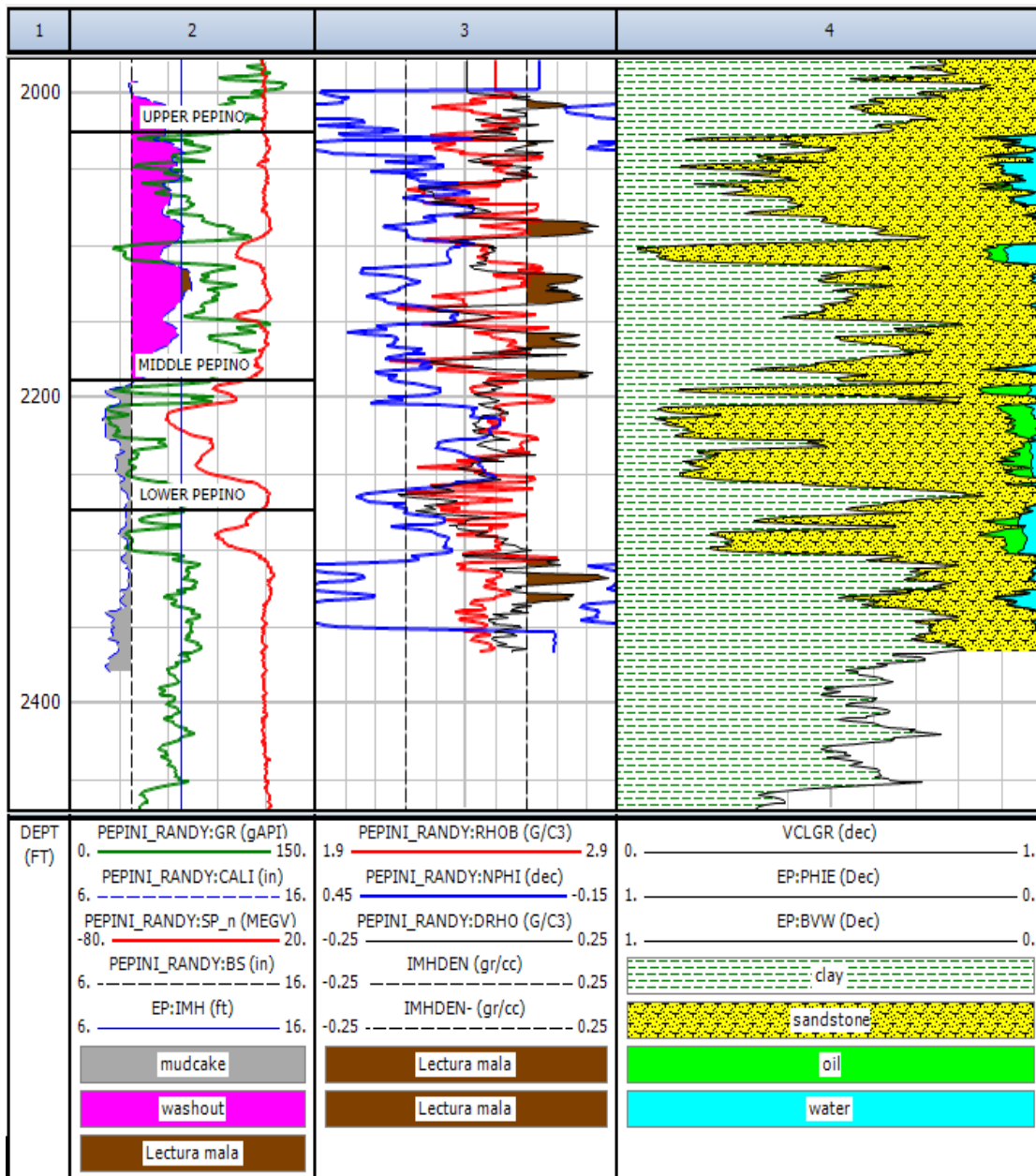
Orito-I

La excavación existente en las unidades no afecta los cuerpos de arena que se pueden apreciar en la siguiente imagen y por lo tanto las lecturas son válidas:



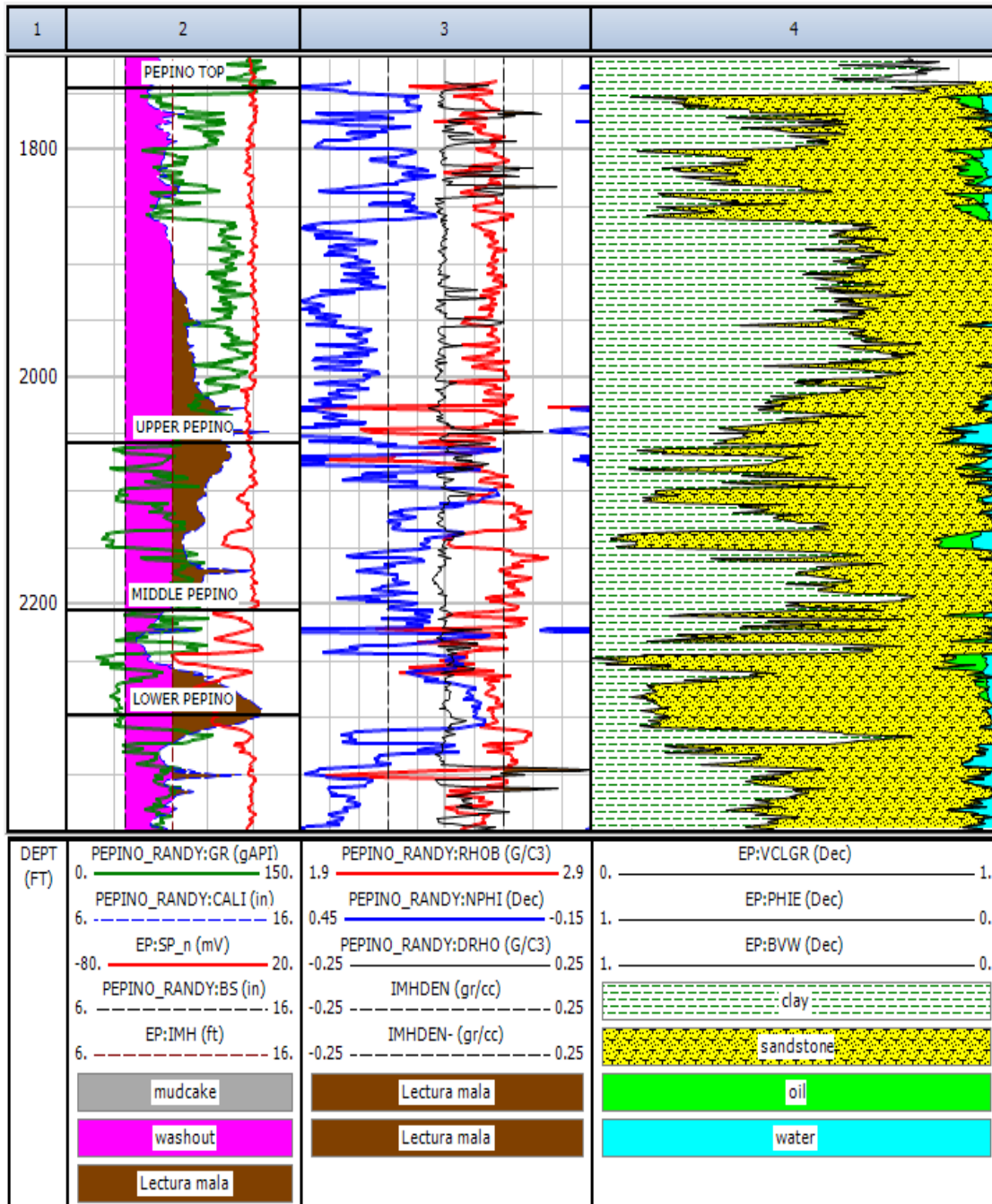
Orito-J

Solo se presentan lecturas de densidad y neutrón en las unidades superior y media de Pepino (upper y middle Pepino). La unidad superior de Pepino (upper Pepino) muestra una considerable excavación del pozo, pero no supera el límite en los cuerpos de arena, mientras que para la unidad media de Pepino (middle Pepino) se aprecia una retorta del lodo (mudcake) pero las lecturas del corrector de densidad son válidas, como se aprecia en la siguiente imagen:



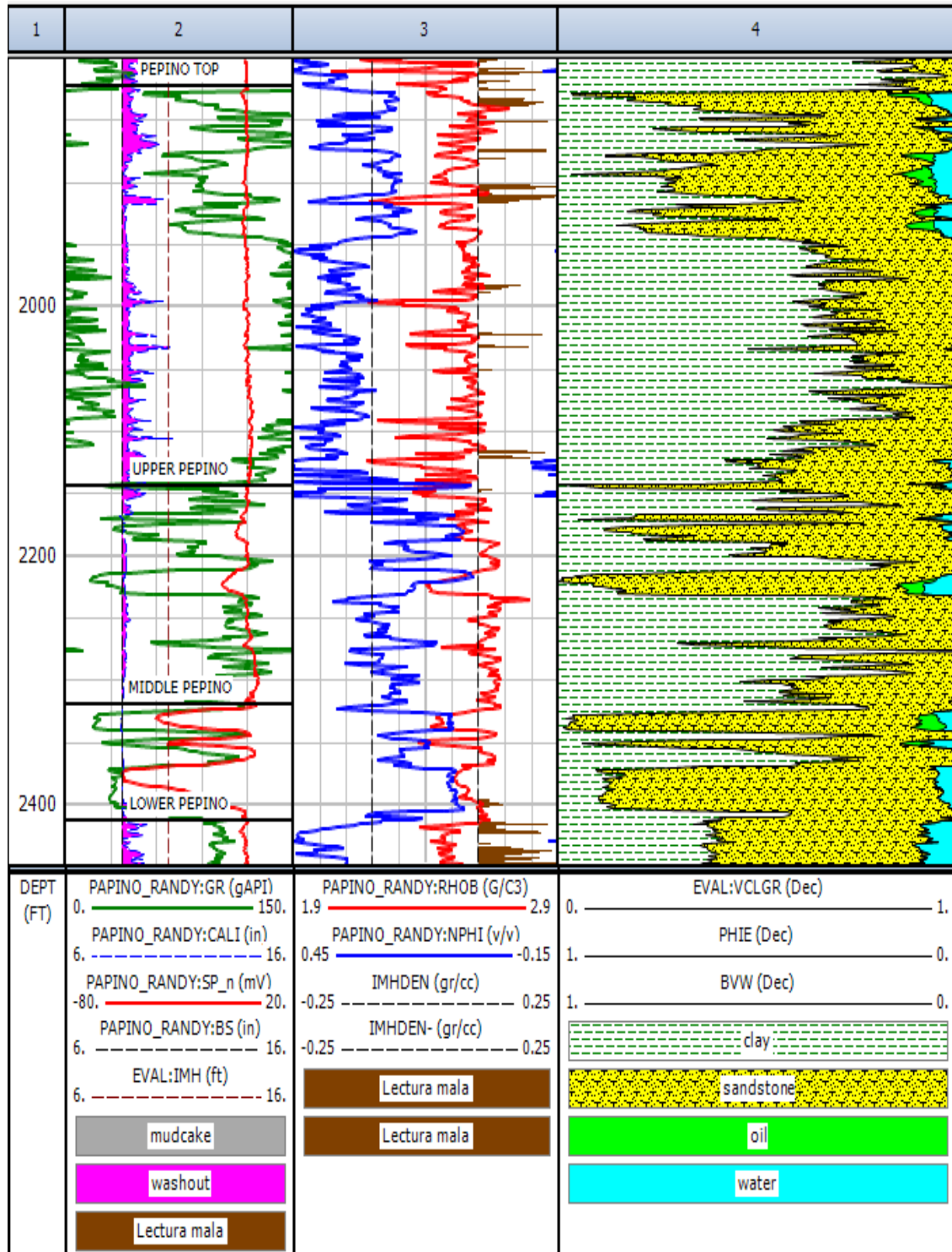
Orito-K

Gran parte del hueco se encuentra afectado por excavación (washout), pero los cuerpos de arena de interés sobre las unidades tope, medio e inferior (Pepino top, middle Pepino y lower Pepino) como lo muestra la siguiente imagen, por lo cual, estas zonas se tienen en cuenta para la interpretación petrofísica.



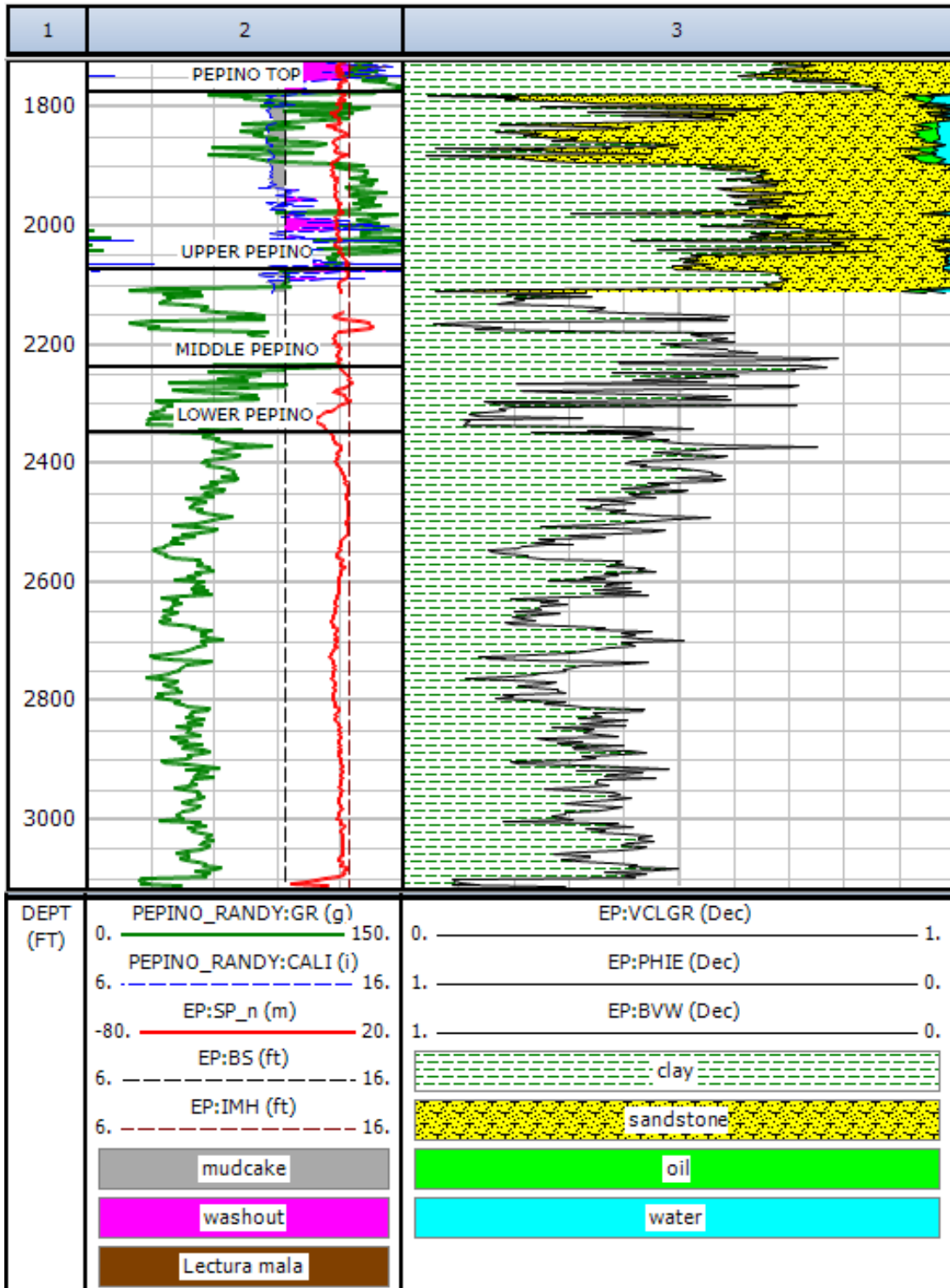
Orito-L

Las condiciones para este pozo en general son favorables, como se puede apreciar en la imagen:



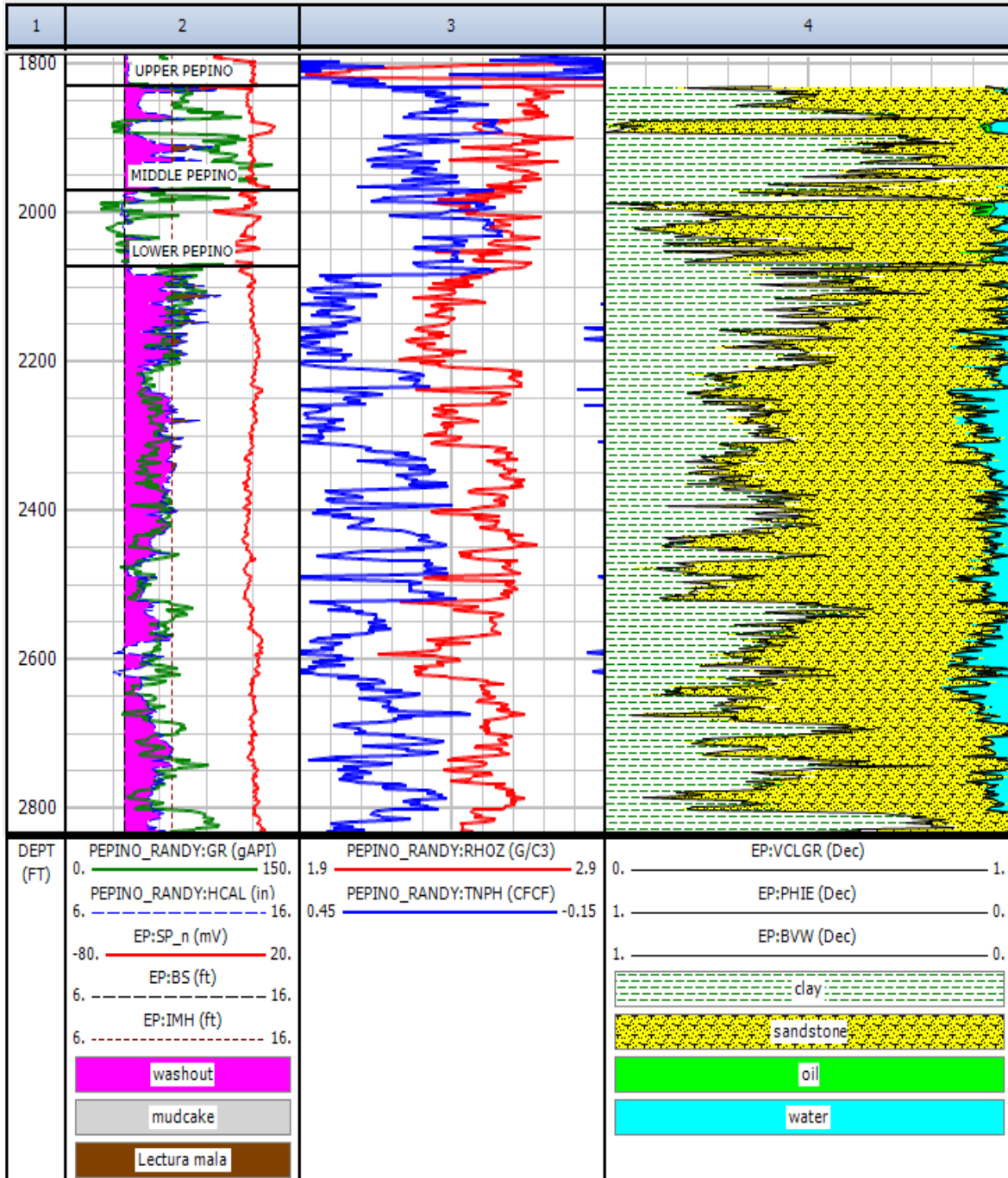
Orito-M

Para el intervalo en donde se tiene lectura del registro caliper (Pepino top), la condición no se cumple, como se muestra en la siguiente imagen:



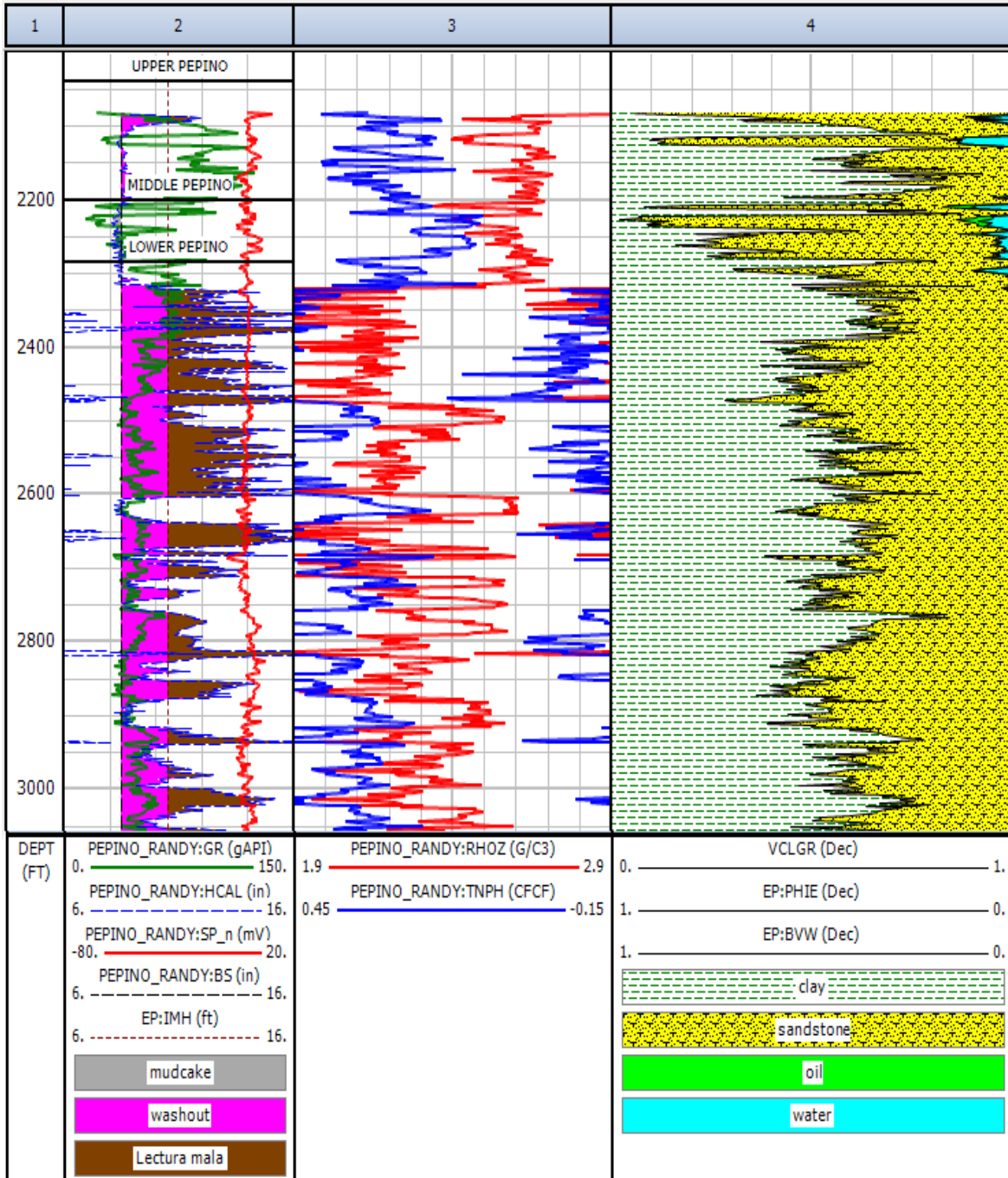
Orito-N

La calidad del hueso para la unidad media de Pepino es buena, para Pepino superior es regular y no cumple con las condiciones dadas y para Pepino inferior es muy regular, pero la unidad no muestra cuerpos de arenas importante, como se ve en la siguiente imagen.



Orito-P

La calidad del hueco es buena en las unidades de Pepino superior y Pepino medio, pero para la unidad Pepino inferior es muy mala, por lo cual no se tienen en cuenta las lecturas tomadas por la herramienta en dicha unidad, como se puede apreciar en la siguiente imagen:



Anexo B

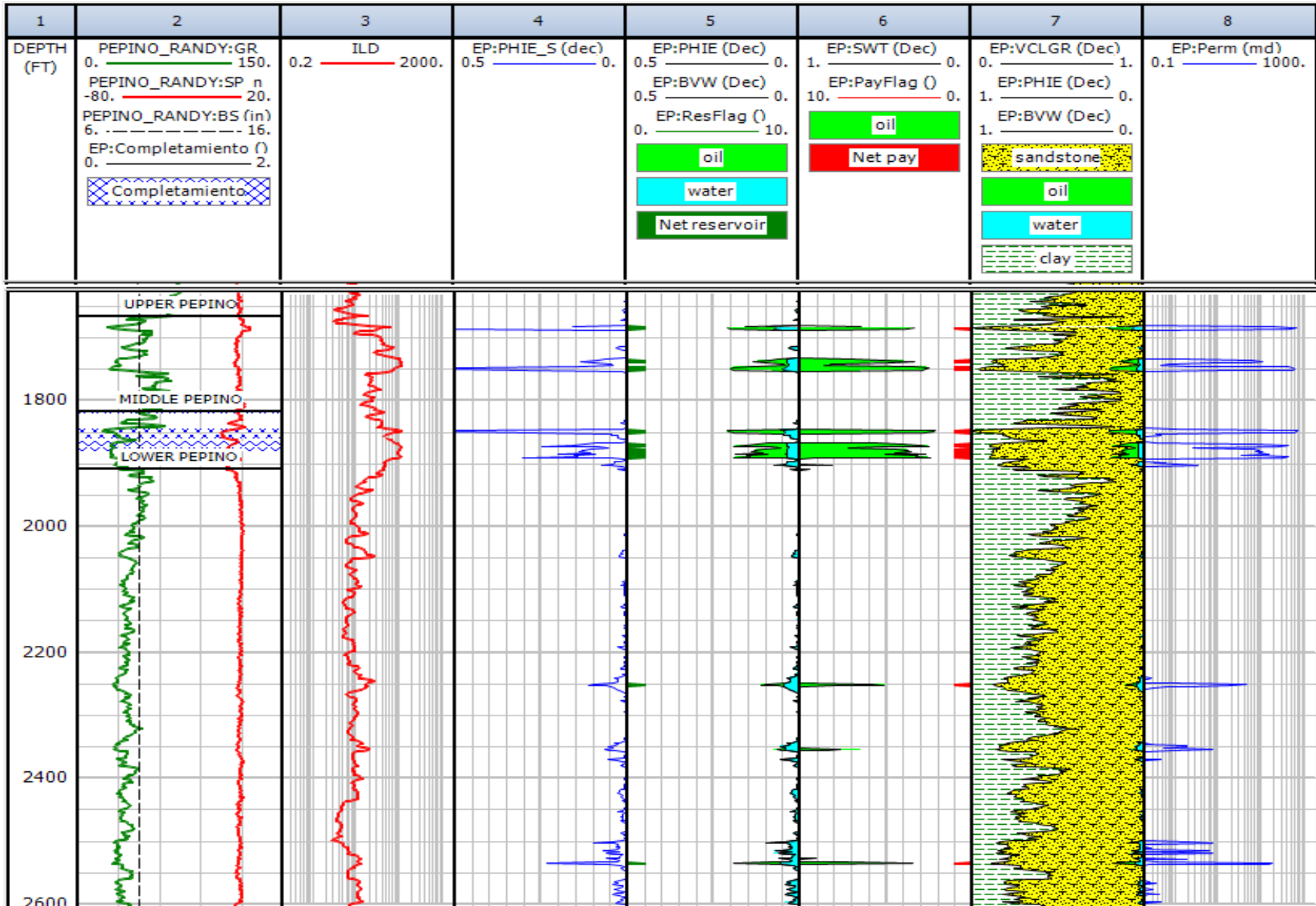
Sumarios y modelos petrofísicos

Orito-A

Sumario para el reservorio												
No.	Unidad	Tope (ft)	Base (ft)	Espesor (ft)	Espesor neto (ft)	N/G	Av Phi (%)	Av Sw (%)	Av Vcl (%)	Av K (md)	Phi*H	PhiSo*H
1	PEPINO TOP	1342.69	1666.08	323.39	0.00	0.000	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC
2	UPPER PEPINO	1666.08	1817.53	151.45	16.50	0.109	0.163	0.349	0.083	167.018	2.69	1.75
3	MIDDLE PEPINO	1817.53	1907.91	90.38	28.00	0.310	0.150	0.323	0.099	118.093	4.19	2.84
4	LOWER PEPINO	1907.91	2740.81	832.90	6.50	0.008	0.121	0.545	0.122	56.598	0.79	0.36
Sumario para la pay zone												
No.	Unidad	Tope (ft)	Base (ft)	Espesor (ft)	Espesor neto (ft)	N/G	Av Phi (%)	Av Sw (%)	Av Vcl (%)	Av K (md)	Phi*H	PhiSo*H
1	PEPINO TOP	1342.69	1666.08	323.39	0.00	0.000	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC
2	UPPER PEPINO	1666.08	1817.53	151.45	15.00	0.099	0.168	0.327	0.079	179.462	2.51	1.69
3	MIDDLE PEPINO	1817.53	1907.91	90.38	28.00	0.310	0.150	0.323	0.099	118.093	4.19	2.84
4	LOWER PEPINO	1907.91	2740.81	832.90	4.50	0.005	0.135	0.452	0.115	78.324	0.61	0.33

NCVC: No cumple con los valores de corte

Av Phi: Porosidad Promedio (%), Av Sw: Saturación de agua Promedio (%), Av Vcl: Volumen de Arcilla Promedio (%). Av K: Permeabilidad Promedio (md), Phi*H y PhiSo*H, los cuales son el espesor neto de la roca reservorio y el hidrocarburo calculado en los poros de el espesor de la roca reservorio, respectivamente.



Orito B

Sumario para el reservorio

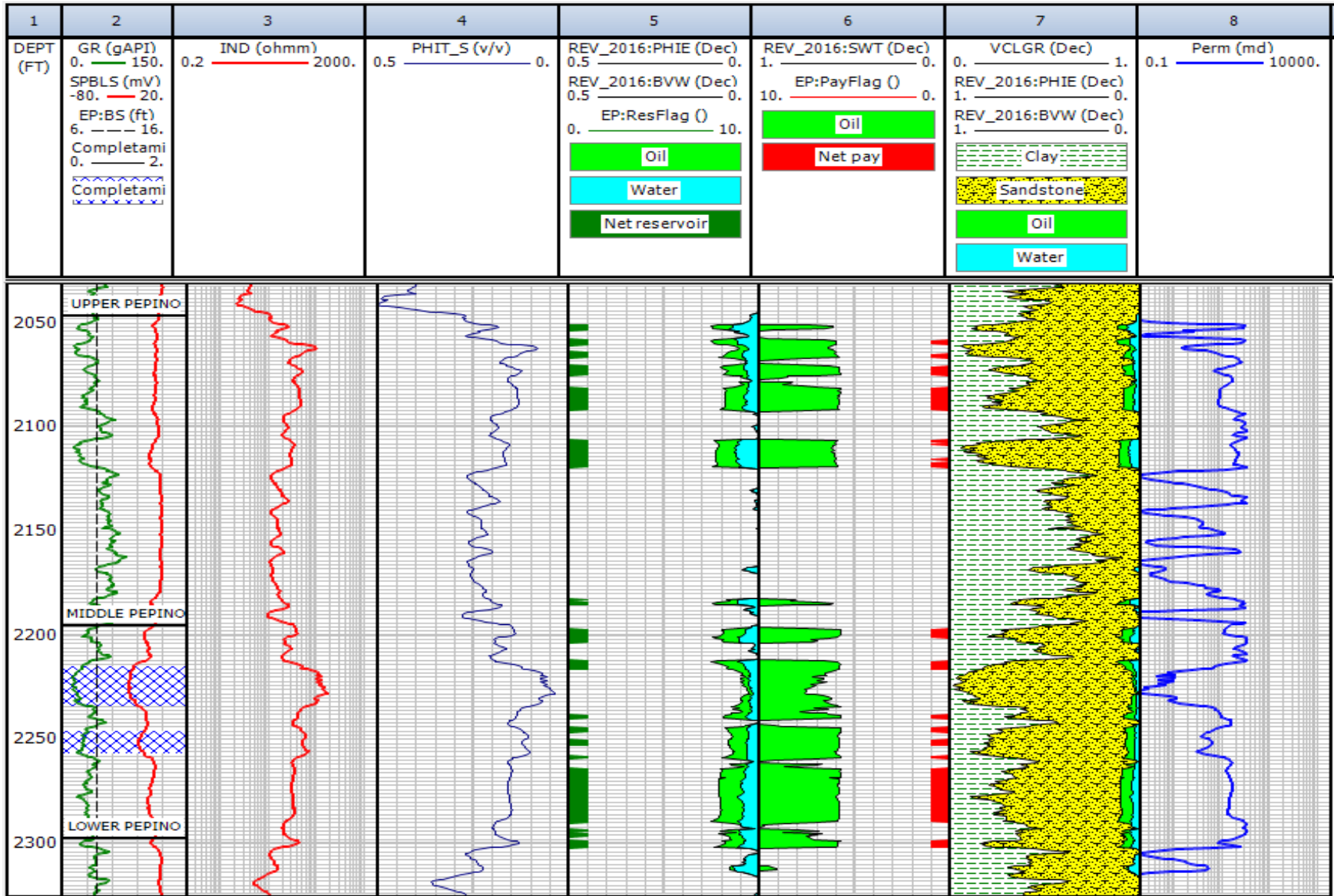
No.	Unidad	Tope (ft)	Base (ft)	Espesor (ft)	Espesor neto (ft)	N/G	Av Phi (%)	Av Sw (%)	Av Vcl (%)	Av K (md)	Phi*H	PhiSo*H
1	PEPINO TOP	1714.59	1845.54	130.95	0.00	0.000	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC
2	UPPER PEPINO	2046.76	2195.65	148.89	39.00	0.262	0.103	0.607	0.212	24.832	4.00	1.57
3	MIDDLE PEPINO	2195.65	2297.48	101.83	48.00	0.471	0.100	0.597	0.272	25.730	4.81	1.94
4	LOWER PEPINO	2297.48	3090.26	792.78	\$\$4.00	0.005	0.100	0.604	0.226	22.311	0.40	0.16

Sumario para la pay zone

No.	Unidad	Tope (ft)	Base (ft)	Espesor (ft)	Espesor neto (ft)	N/G	Av Phi (%)	Av Sw (%)	Av Vcl (%)	Av K (md)	Phi*H	PhiSo*H
1	PEPINO TOP	1714.59	1845.54	130.95	0.00	0.000	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC
2	UPPER PEPINO	2046.76	2195.65	148.89	23.50	0.158	0.099	0.587	0.246	19.768	2.32	0.96
3	MIDDLE PEPINO	2195.65	2297.48	101.83	41.00	0.403	0.101	0.582	0.261	21.168	4.14	1.73
4	LOWER PEPINO	2297.48	3090.26	792.78	3.50	0.004	0.099	0.588	0.209	20.025	0.35	0.14

NCVC: No cumple con los valores de corte

Av Phi: Porosidad Promedio (%), Av Sw: Saturación de agua Promedio (%), Av Vcl: Volumen de Arcilla Promedio (%). Av K: Permeabilidad Promedio (md), Phi*H y PhiSo*H, los cuales son el espesor neto de la roca reservorio y el hidrocarburo calculado en los poros de el espesor de la roca reservorio, respectivamente.



Orito H

Sumario para el reservorio

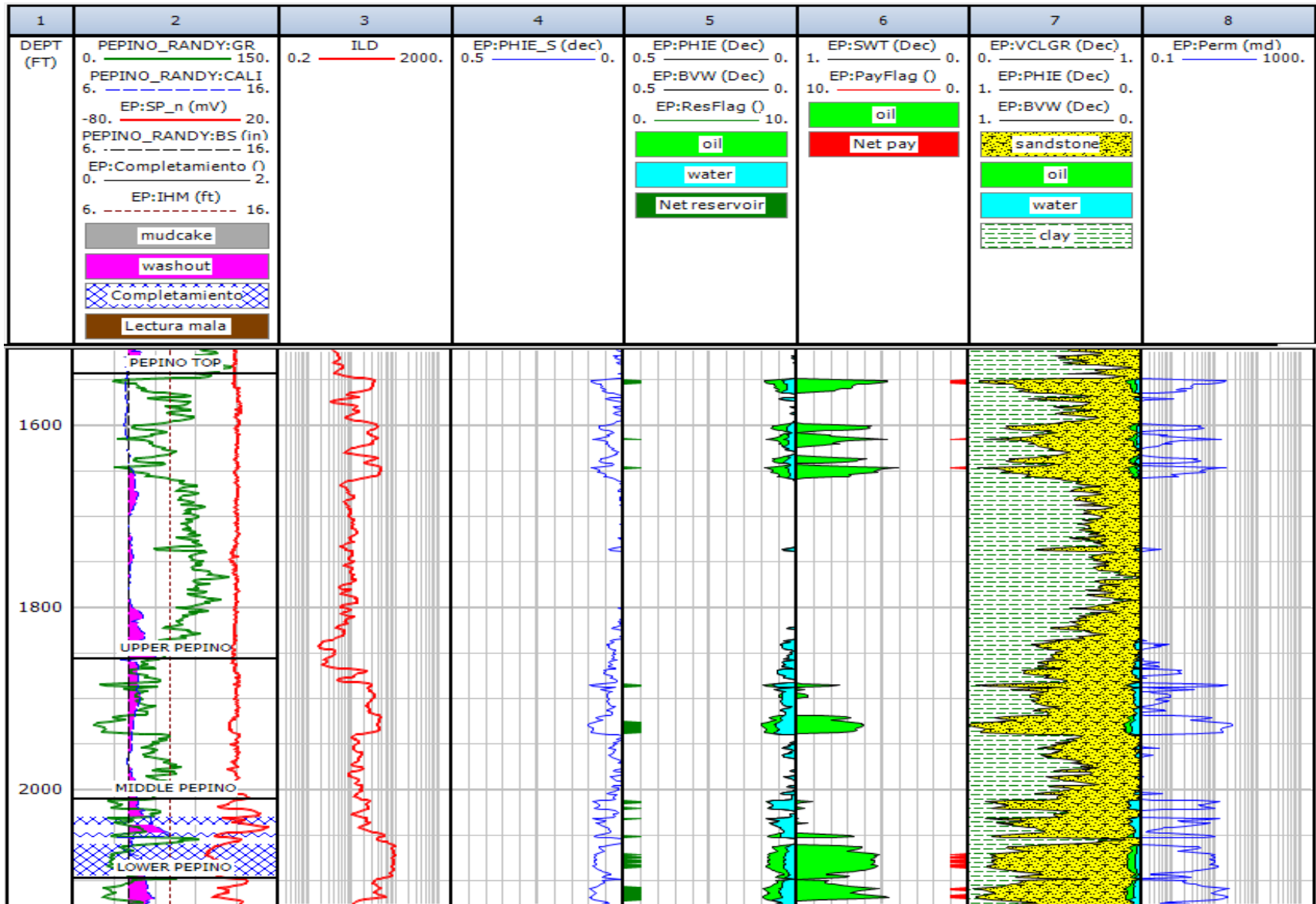
No.	Unidad	Tope (ft)	Base (ft)	Espesor (ft)	Espesor neto (ft)	N/G	Av Phi (%)	Av Sw (%)	Av Vcl (%)	Av K (md)	Phi*H	PhiSo*H
1	PEPINO TOP	1543.39	1856.16	312.77	6.50	0.021	0.089	0.471	0.091	7.333	0.58	0.30
2	UPPER PEPINO	1856.16	2009.80	153.64	13.75	0.089	0.093	0.662	0.061	9.217	1.28	0.43
3	MIDDLE PEPINO	2009.80	2097.01	87.21	14.75	0.169	0.083	0.666	0.130	5.271	1.22	0.41
4	LOWER PEPINO	2097.01	2197.01	100.00	13.50	0.135	0.089	0.589	0.086	7.668	1.21	0.50

Sumario para la pay zone

No.	Unidad	Tope (ft)	Base (ft)	Espesor (ft)	Espesor neto (ft)	N/G	Av Phi (%)	Av Sw (%)	Av Vcl (%)	Av K (md)	Phi*H	PhiSo*H
1	PEPINO TOP	1543.39	1856.16	312.77	6.50	0.021	0.089	0.471	0.091	7.333	0.58	0.30
2	UPPER PEPINO	1856.16	2009.80	153.64	0.00	0.000	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC
3	MIDDLE PEPINO	2009.80	2097.01	87.21	9.50	0.109	0.082	0.540	0.132	5.195	0.78	0.36
4	LOWER PEPINO	2097.01	2197.01	100.00	7.50	0.075	0.094	0.524	0.058	9.208	0.70	0.33

NCVC: No cumple con los valores de corte

Av Phi: Porosidad Promedio (%), Av Sw: Saturación de agua Promedio (%), Av Vcl: Volumen de Arcilla Promedio (%). Av K: Permeabilidad Promedio (md), Phi*H y PhiSo*H, los cuales son el espesor neto de la roca reservorio y el hidrocarburo calculado en los poros de el espesor de la roca reservorio, respectivamente.

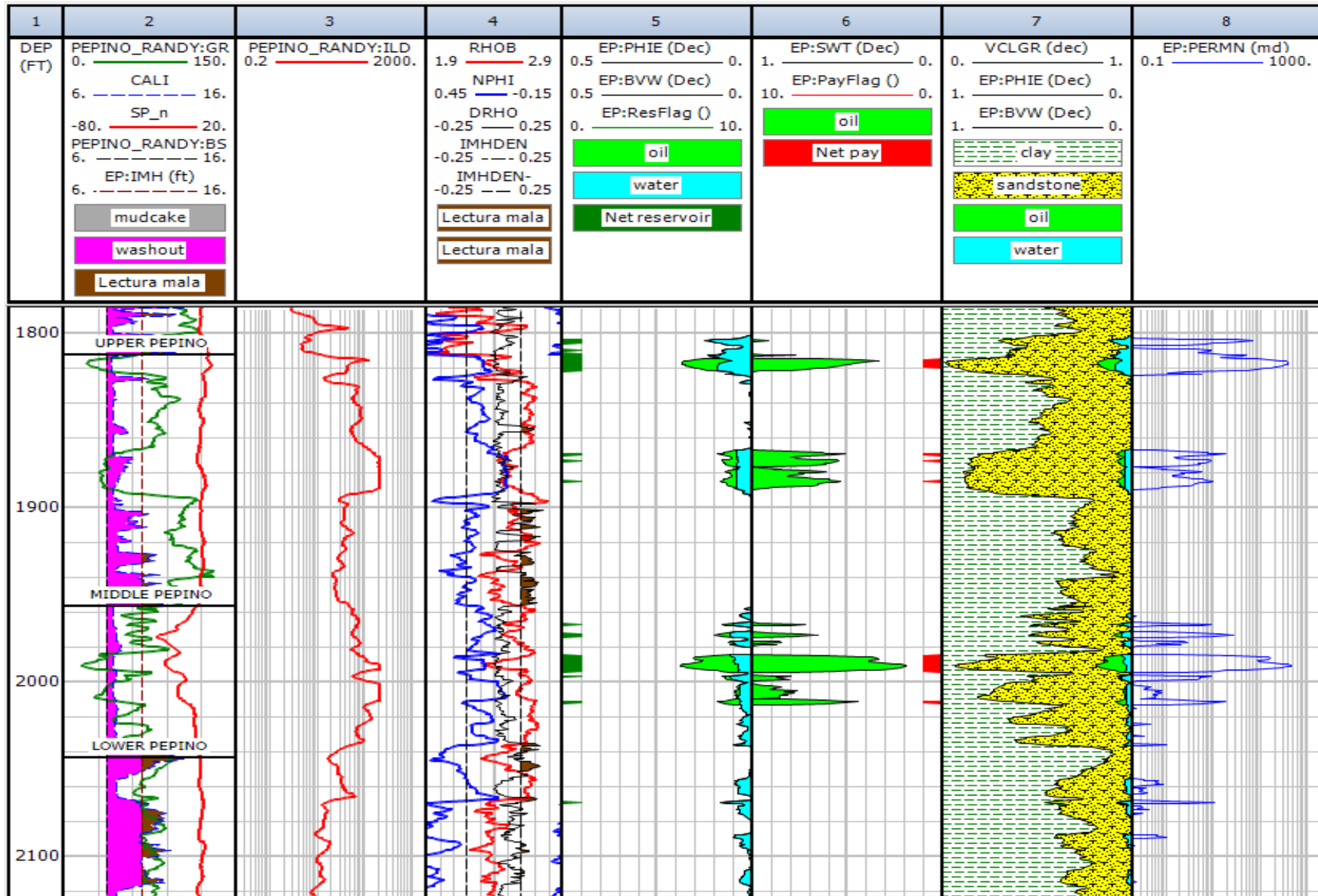


Orito-I

Sumario para el reservorio												
No.	Unidad	Tope (ft)	Base (ft)	Espesor (ft)	Espesor neto (ft)	N/G	Av Phi (%)	Av Sw (%)	Av Vcl (%)	Av K (md)	Phi*H	PhiSo*H
1	PEPINO TOP	1469.34	1813.02	343.68	2.77	0.008	0.102	0.981	0.363	14.953	0.28	0.01
2	UPPER PEPINO	1813.02	1956.59	143.57	11.23	0.078	0.135	0.598	0.120	77.882	1.52	0.61
3	MIDDLE PEPINO	1956.59	2043.44	86.85	13.50	0.155	0.129	0.404	0.152	67.127	1.75	1.04
4	LOWER PEPINO	2043.44	2897.29	853.85	0.50	0.001	0.083	1.000	0.385	5.284	0.04	0.00
Sumario para la pay zone												
No.	Unidad	Tope (ft)	Base (ft)	Espesor (ft)	Espesor neto (ft)	N/G	Av Phi (%)	Av Sw (%)	Av Vcl (%)	Av K (md)	Phi*H	PhiSo*H
1	PEPINO TOP	1469.34	1813.02	343.68	0.00	0.000	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC
2	UPPER PEPINO	1813.02	1956.59	143.57	6.50	0.045	0.147	0.474	0.072	110.082	0.96	0.50
3	MIDDLE PEPINO	1956.59	2043.44	86.85	10.00	0.115	0.143	0.331	0.100	87.567	1.43	0.96
4	LOWER PEPINO	2043.44	2897.29	853.85	0.00	0.000	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC

NCVC: No cumple con los valores de corte

Av Phi: Porosidad Promedio (%), Av Sw: Saturación de agua Promedio (%), Av Vcl: Volumen de Arcilla Promedio (%). Av K: Permeabilidad Promedio (md), Phi*H y PhiSo*H, los cuales son el espesor neto de la roca reservorio y el hidrocarburo calculado en los poros de el espesor de la roca reservorio, respectivamente.

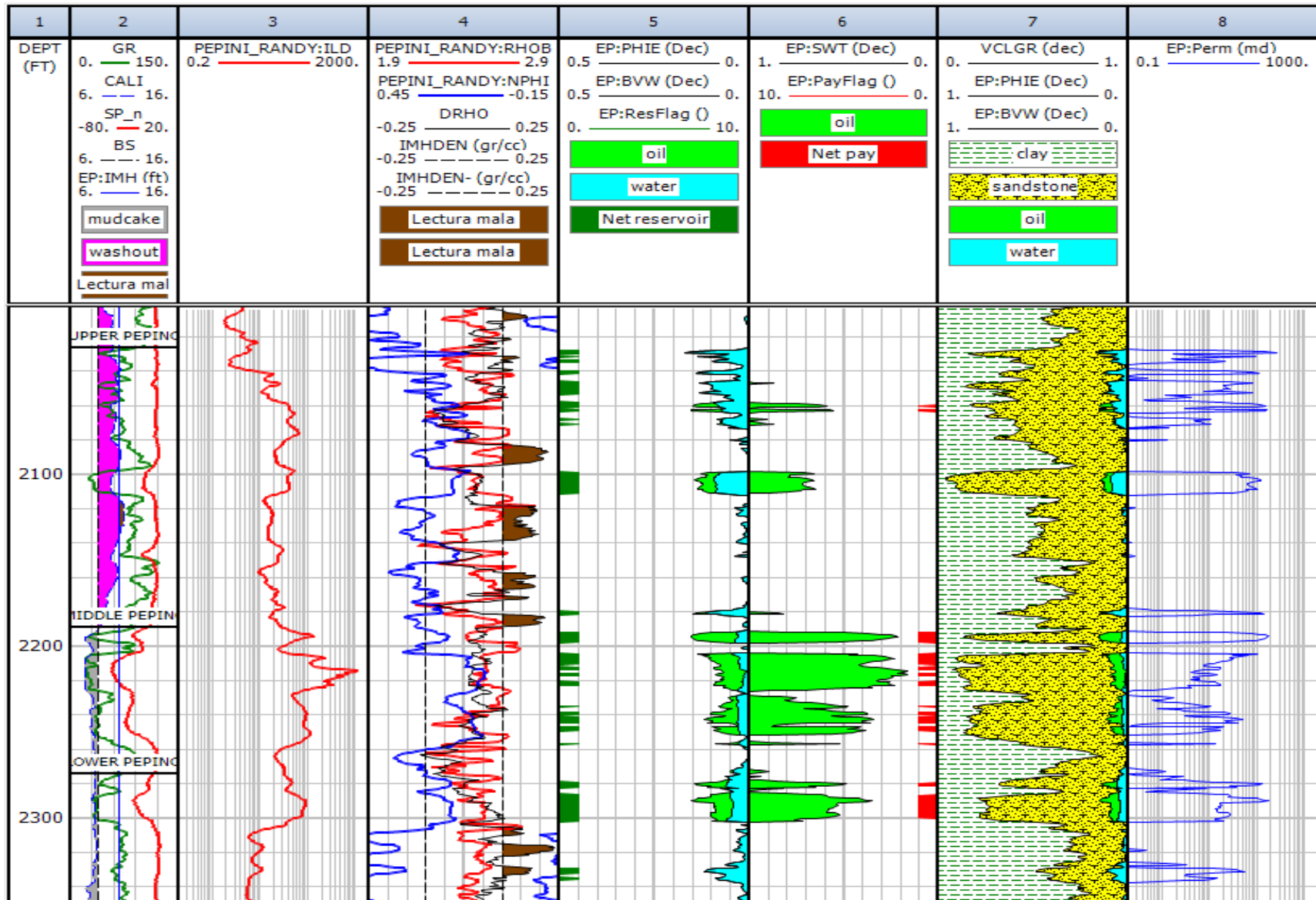


Orito-J

Sumario para el reservorio												
No.	Unidad	Tope (ft)	Base (ft)	Espesor (ft)	Espesor neto (ft)	N/G	Av Phi (%)	Av Sw (%)	Av Vcl (%)	Av K (md)	Phi*H	PhiSo*H
1	PEPINO TOP	1705.61	2026.57	320.96	0.00	0.000	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC
2	UPPER PEPINO	2026.57	2188.92	162.35	34.00	0.209	0.116	0.835	0.203	31.147	3.96	0.65
3	MIDDLE PEPINO	2188.92	2274.19	85.27	27.00	0.317	0.105	0.334	0.115	21.430	2.83	1.89
4	LOWER PEPINO	2274.19	3085.66	811.47	24.50	0.030	0.103	0.631	0.207	18.996	2.53	0.93
Sumario para la pay zone												
No.	Unidad	Tope (ft)	Base (ft)	Espesor (ft)	Espesor neto (ft)	N/G	Av Phi (%)	Av Sw (%)	Av Vcl (%)	Av K (md)	Phi*H	PhiSo*H
1	PEPINO TOP	1705.61	2026.57	320.96	0.00	0.000	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC
2	UPPER PEPINO	2026.57	2188.92	162.35	1.50	0.009	0.150	0.573	0.240	77.616	0.23	0.10
3	MIDDLE PEPINO	2188.92	2274.19	85.27	27.00	0.317	0.105	0.334	0.115	21.430	2.83	1.89
4	LOWER PEPINO	2274.19	3085.66	811.47	14.50	0.018	0.108	0.510	0.149	24.242	1.57	0.77

NCVC: No cumple con los valores de corte

Av Phi: Porosidad Promedio (%), Av Sw: Saturación de agua Promedio (%), Av Vcl: Volumen de Arcilla Promedio (%). Av K: Permeabilidad Promedio (md), Phi*H y PhiSo*H, los cuales son el espesor neto de la roca reservorio y el hidrocarburo calculado en los poros de el espesor de la roca reservorio, respectivamente.

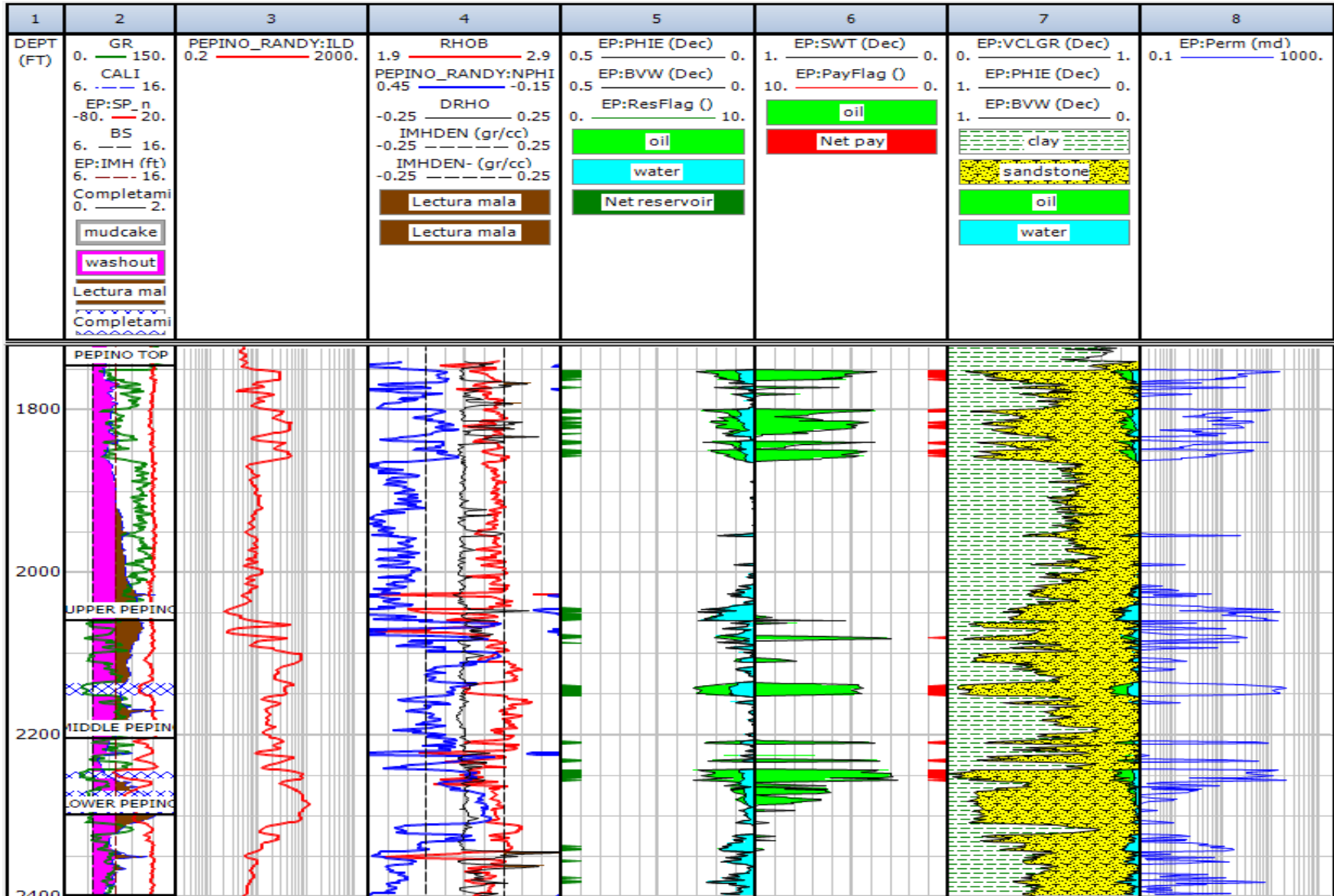


Orito-K

Sumario para el reservorio												
No.	Unidad	Tope (ft)	Base (ft)	Espesor (ft)	Espesor neto (ft)	N/G	Av Phi (%)	Av Sw (%)	Av Vcl (%)	Av K (md)	Phi*H	PhiSo*H
1	PEPINO TOP	1745.48	2058.98	313.50	52.50	0.167	0.108	0.716	0.265	22.470	5.67	1.61
2	UPPER PEPINO	2058.98	2205.02	146.04	20.00	0.137	0.125	0.638	0.151	43.043	2.49	0.90
3	MIDDLE PEPINO	2205.02	2298.57	93.55	18.00	0.192	0.120	0.406	0.128	35.072	2.17	1.29
4	LOWER PEPINO	2298.57	2398.57	100.00	9.75	0.097	0.095	0.998	0.347	12.372	0.92	0.00
Sumario para la pay zone												
No.	Unidad	Tope (ft)	Base (ft)	Espesor (ft)	Espesor neto (ft)	N/G	Av Phi (%)	Av Sw (%)	Av Vcl (%)	Av K (md)	Phi*H	PhiSo*H
1	PEPINO TOP	1745.48	2058.98	313.50	22.50	0.072	0.110	0.534	0.209	22.157	2.46	1.15
2	UPPER PEPINO	2058.98	2205.02	146.04	12.00	0.082	0.142	0.506	0.081	63.103	1.70	0.84
3	MIDDLE PEPINO	2205.02	2298.57	93.55	17.25	0.184	0.122	0.396	0.120	36.059	2.10	1.27
4	LOWER PEPINO	2298.57	2398.57	100.00	0.00	0.000	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC

NCVC: No cumple con los valores de corte

Av Phi: Porosidad Promedio (%), Av Sw: Saturación de agua Promedio (%), Av Vcl: Volumen de Arcilla Promedio (%). Av K: Permeabilidad Promedio (md), Phi*H y PhiSo*H, los cuales son el espesor neto de la roca reservorio y el hidrocarburo calculado en los poros de el espesor de la roca reservorio, respectivamente.



Orito-L

Sumario para el reservorio

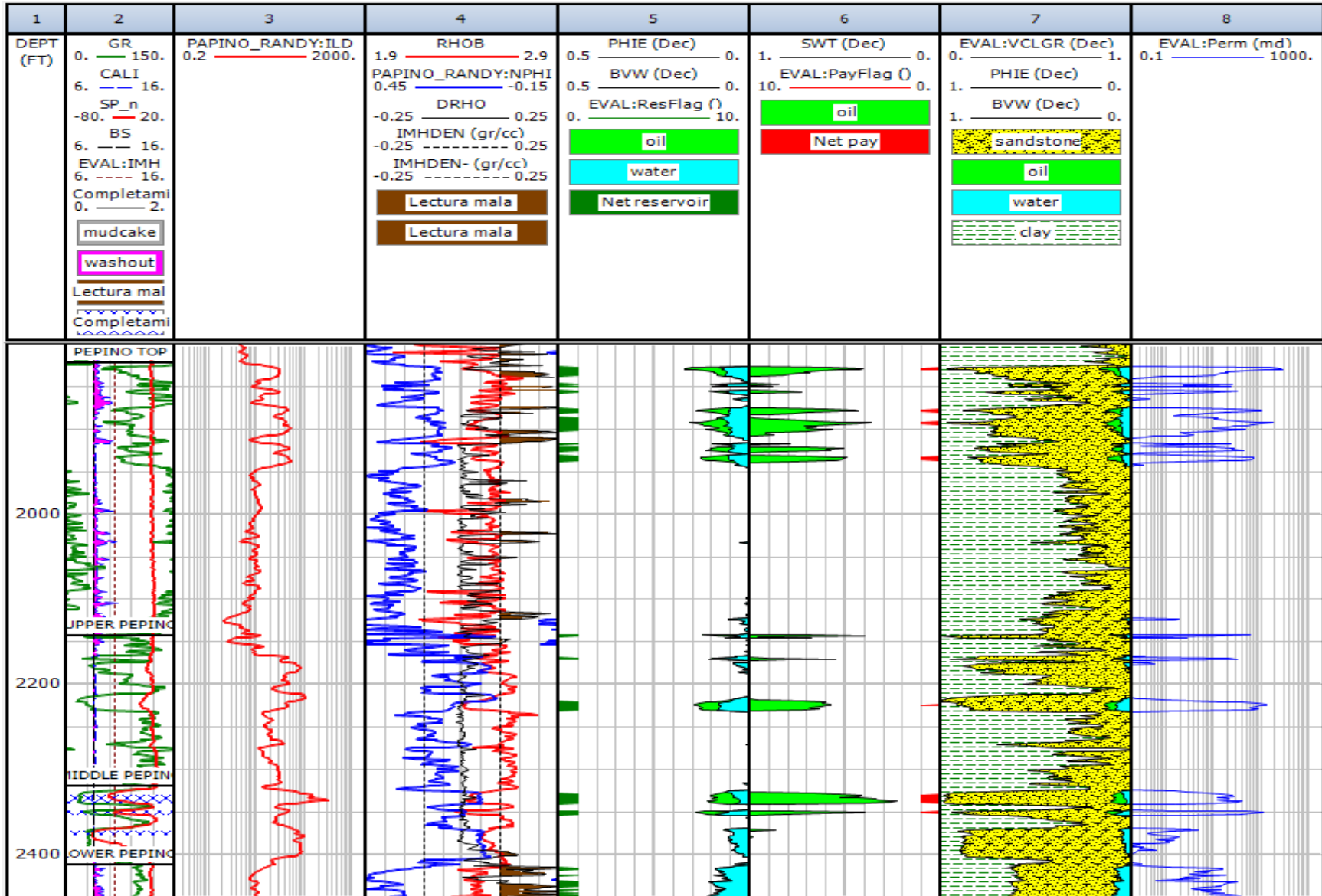
No.	Unidad	Tope (ft)	Base (ft)	Espesor (ft)	Espesor neto (ft)	N/G	Av Phi (%)	Av Sw (%)	Av Vcl (%)	Av K (md)	Phi*H	PhiSo*H
1	PEPINO TOP	1822.64	2143.29	320.65	48.00	0.150	0.111	0.686	0.223	26.759	5.31	1.67
2	UPPER PEPINO	2143.29	2319.22	175.93	13.50	0.077	0.122	0.739	0.107	34.642	1.65	0.43
3	MIDDLE PEPINO	2319.22	2411.82	92.60	16.50	0.178	0.102	0.577	0.059	16.212	1.69	0.71
4	LOWER PEPINO	2411.82	2511.82	88.43	19.50	0.221	0.093	1.000	0.372	9.771	1.82	0.00

Sumario para la pay zone

No.	Unidad	Tope (ft)	Base (ft)	Espesor (ft)	Espesor neto (ft)	N/G	Av Phi (%)	Av Sw (%)	Av Vcl (%)	Av K (md)	Phi*H	PhiSo*H
1	PEPINO TOP	1822.64	2143.29	320.65	12.50	0.039	0.139	0.527	0.122	60.540	1.74	0.82
2	UPPER PEPINO	2143.29	2319.22	175.93	1.00	0.006	0.146	0.590	0.088	68.106	0.15	0.06
3	MIDDLE PEPINO	2319.22	2411.82	92.60	10.50	0.113	0.102	0.477	0.030	16.185	1.07	0.56
4	LOWER PEPINO	2411.82	2511.82	88.43	0.00	0.000	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC

NCVC: No cumple con los valores de corte

Av Phi: Porosidad Promedio (%), Av Sw: Saturación de agua Promedio (%), Av Vcl: Volumen de Arcilla Promedio (%). Av K: Permeabilidad Promedio (md), Phi*H y PhiSo*H, los cuales son el espesor neto de la roca reservorio y el hidrocarburo calculado en los poros de el espesor de la roca reservorio, respectivamente.



Orito-M

Sumario para el reservorio

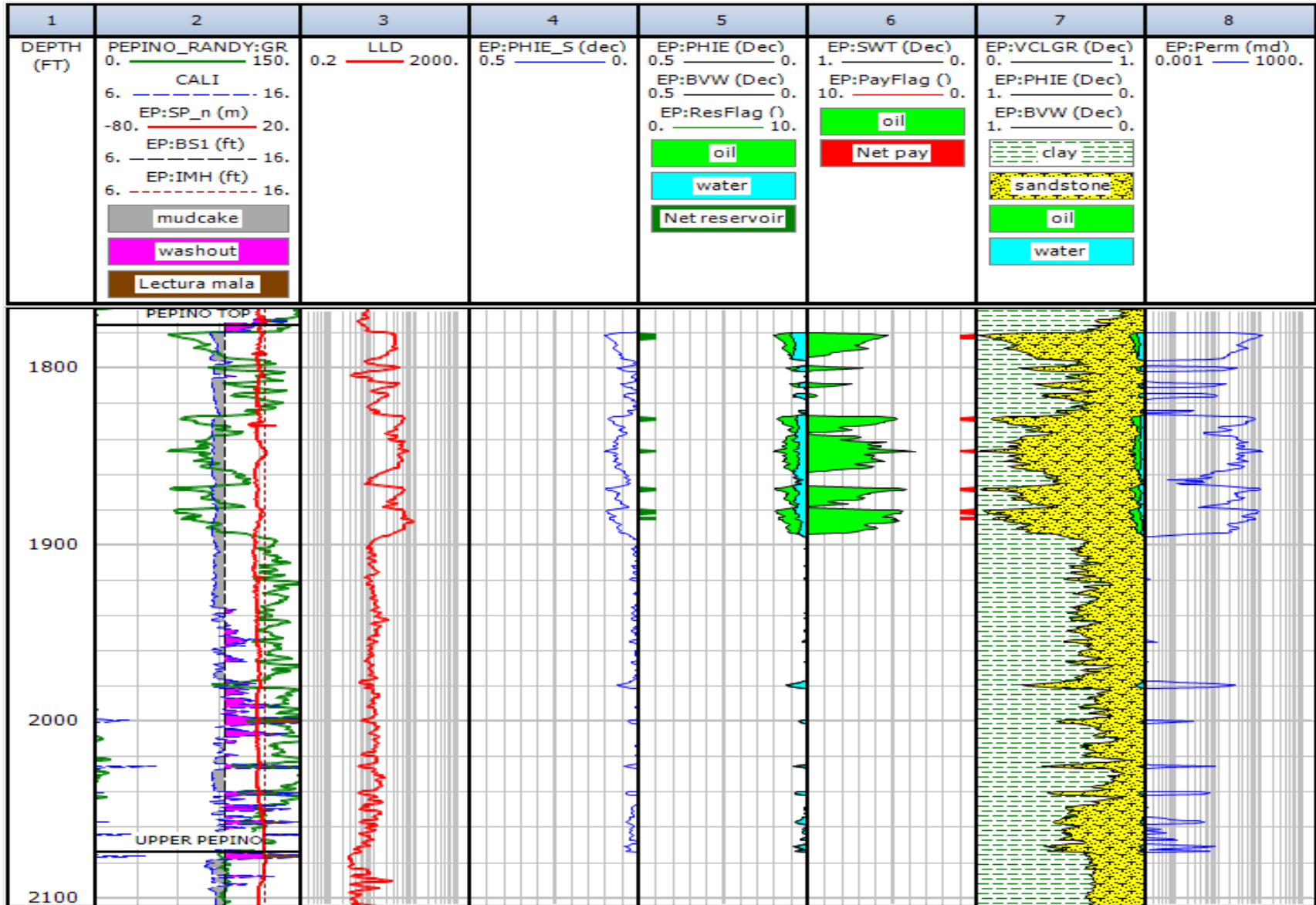
No.	Unidad	Tope (ft)	Base (ft)	Espesor (ft)	Espesor neto (ft)	N/G	Av Phi (%)	Av Sw (%)	Av Vcl (%)	Av K (md)	Phi*H	PhiSo*H
2	PEPINO TOP	1775.83	2073.97	298.14	14.00	0.047	0.091	0.495	0.046	8.228	1.27	0.64
3	UPPER PEPINO	2073.97	2238.03	164.06	40.50	0.247	0.138	1.000	0.023	73.012	5.58	0.00
4	MIDDLE PEPINO	2238.03	2347.06	109.03	28.31	0.260	0.111	1.000	0.024	26.234	3.14	0.00
5	LOWER PEPINO	2347.06	3151.38	804.32	479.32	0.596	0.126	1.000	0.007	32.743	60.57	0.00

Sumario para la pay zone

No.	Unidad	Tope (ft)	Base (ft)	Espesor (ft)	Espesor neto (ft)	N/G	Av Phi (%)	Av Sw (%)	Av Vcl (%)	Av K (md)	Phi*H	PhiSo*H
2	PEPINO TOP	1775.83	2073.97	298.14	13.00	0.044	0.091	0.486	0.043	8.373	1.18	0.61
3	UPPER PEPINO	2073.97	2238.03	164.06	0.00	0.000	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC
4	MIDDLE PEPINO	2238.03	2347.06	109.03	0.00	0.000	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC
5	LOWER PEPINO	2347.06	3151.38	804.32	0.00	0.000	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC

NCVC: No cumple con los valores de corte

Av Phi: Porosidad Promedio (%), Av Sw: Saturación de agua Promedio (%), Av Vcl: Volumen de Arcilla Promedio (%). Av K: Permeabilidad Promedio (md), Phi*H y PhiSo*H, los cuales son el espesor neto de la roca reservorio y el hidrocarburo calculado en los poros de el espesor de la roca reservorio, respectivamente.

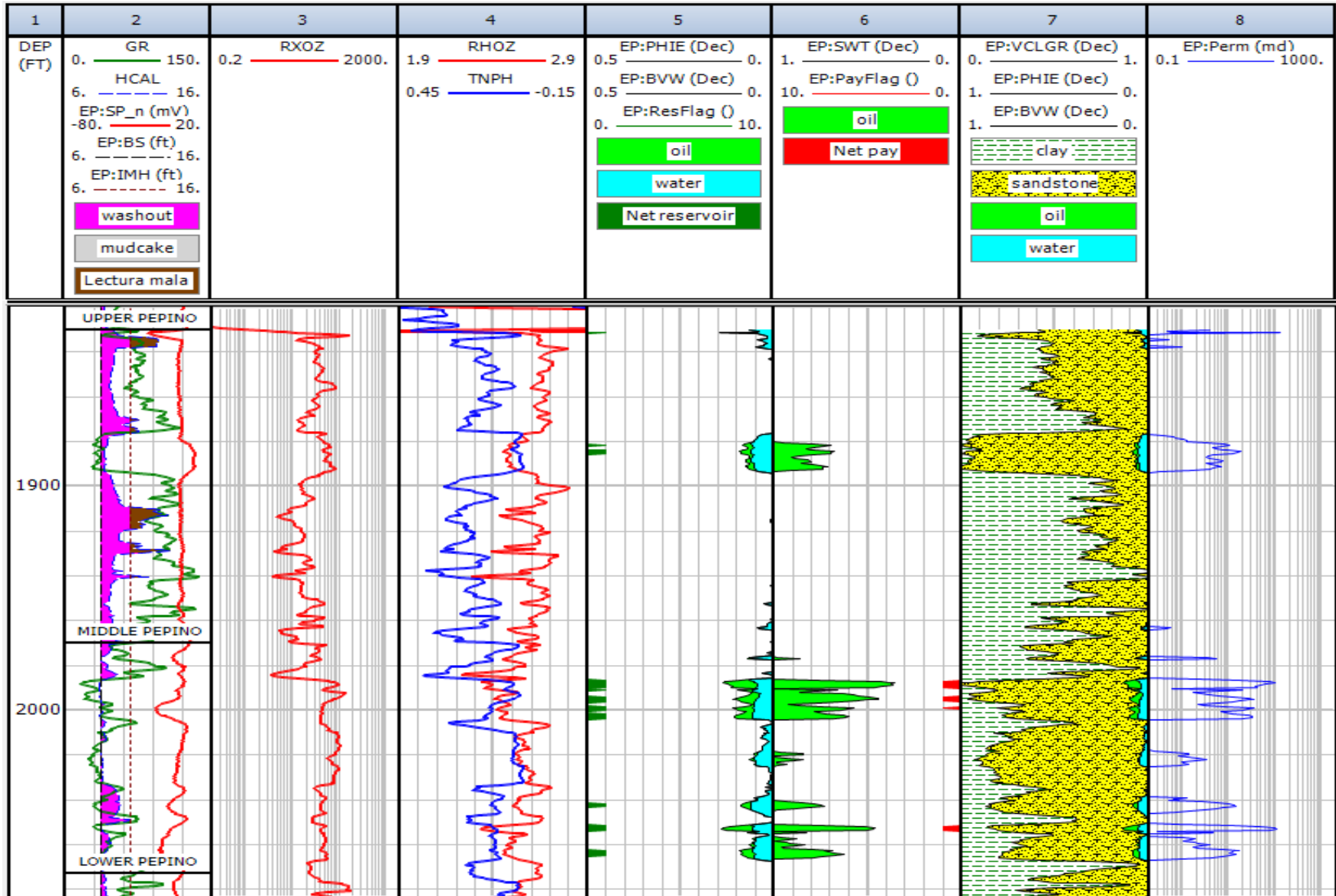


Orito-N

Sumario para el reservorio												
No.	Unidad	Tope (ft)	Base (ft)	Espesor (ft)	Espesor neto (ft)	N/G	Av Phi (%)	Av Sw (%)	Av Vcl (%)	Av K (md)	Phi*H	PhiSo*H
2	UPPER PEPINO	1830.06	1969.99	139.93	3.00	0.021	0.096	0.781	0.074	15.814	0.29	0.06
3	MIDDLE PEPINO	1969.99	2073.10	103.11	19.50	0.189	0.103	0.566	0.163	17.466	2.00	0.87
4	LOWER PEPINO	2073.10	2880.75	807.65	183.50	0.227	0.118	1.000	0.302	36.166	21.63	0.00
Sumario para la pay zone												
No.	Unidad	Tope (ft)	Base (ft)	Espesor (ft)	Espesor neto (ft)	N/G	Av Phi (%)	Av Sw (%)	Av Vcl (%)	Av K (md)	Phi*H	PhiSo*H
2	UPPER PEPINO	1830.06	1969.99	139.93	0.00	0.000	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC
3	MIDDLE PEPINO	1969.99	2073.10	103.11	8.50	0.082	0.117	0.452	0.087	28.538	0.99	0.54
4	LOWER PEPINO	2073.10	2880.75	807.65	0.00	0.000	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC

NCVC: No cumple con los valores de corte

Av Phi: Porosidad Promedio (%), Av Sw: Saturación de agua Promedio (%), Av Vcl: Volumen de Arcilla Promedio (%). Av K: Permeabilidad Promedio (md), Phi*H y PhiSo*H, los cuales son el espesor neto de la roca reservorio y el hidrocarburo calculado en los poros de el espesor de la roca reservorio, respectivamente.



Orito-P

Sumario para el reservorio

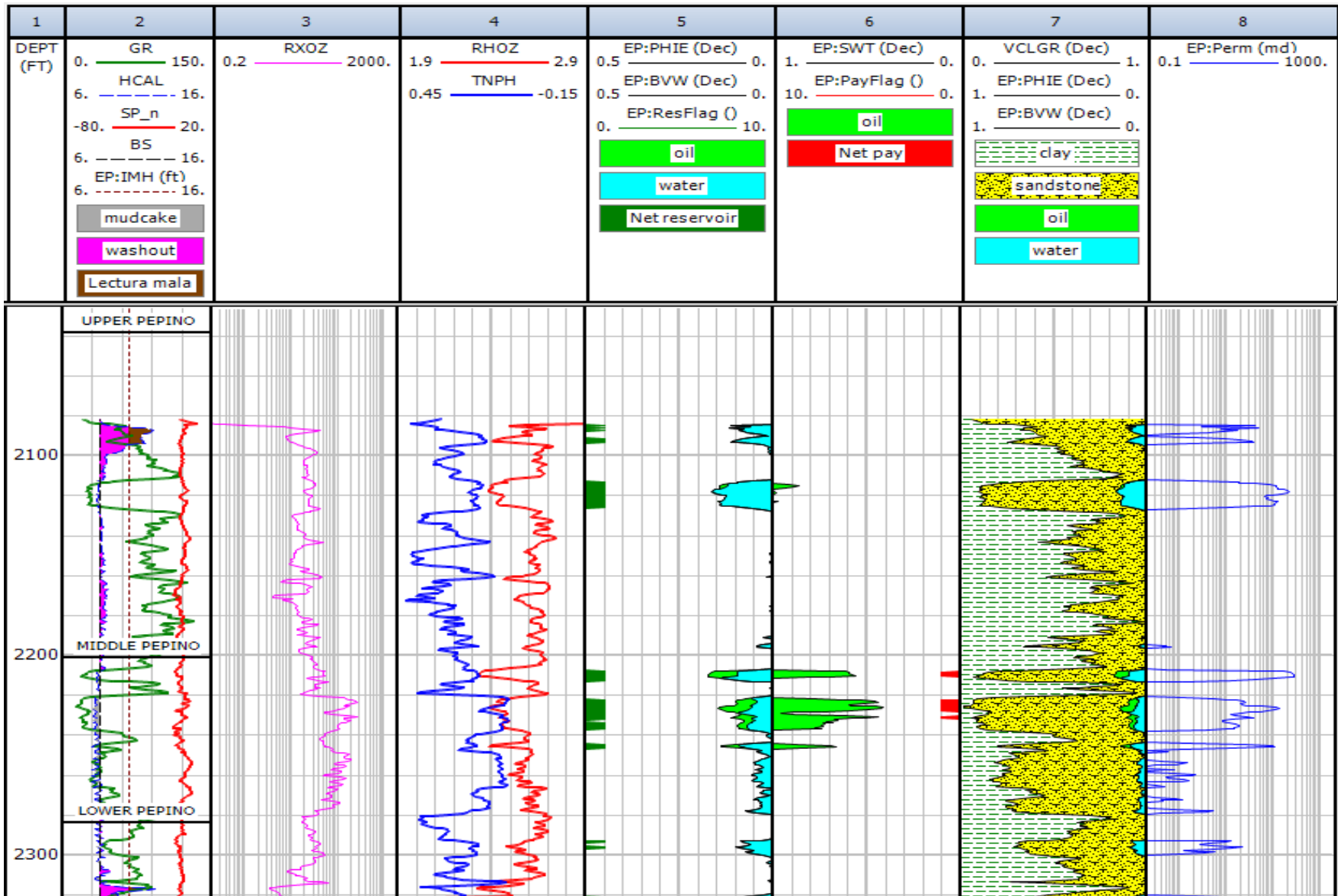
No.	Unidad	Tope (ft)	Base (ft)	Espesor (ft)	Espesor neto (ft)	N/G	Av Phi (%)	Av Sw (%)	Av Vcl (%)	Av K (md)	Phi*H	PhiSo*H
1	PEPINO TOP	1719.19	2038.52	319.33	0.00	0.000	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC
2	UPPER PEPINO	2038.52	2201.31	162.79	18.00	0.111	0.125	0.986	0.185	41.468	2.25	0.03
3	MIDDLE PEPINO	2201.31	2321.50	120.19	25.50	0.212	0.112	0.694	0.148	32.747	2.86	0.87
4	LOWER PEPINO	2321.50	3102.50	781.00	0.00	0.000	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC

Sumario para la pay zone

No.	Unidad	Tope (ft)	Base (ft)	Espesor (ft)	Espesor neto (ft)	N/G	Av Phi (%)	Av Sw (%)	Av Vcl (%)	Av K (md)	Phi*H	PhiSo*H
1	PEPINO TOP	1719.19	2038.52	319.33	0.00	0.000	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC
2	UPPER PEPINO	2038.52	2201.31	162.79	0.00	0.000	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC
3	MIDDLE PEPINO	2201.31	2321.50	120.19	9.00	0.075	0.126	0.525	0.079	48.474	1.13	0.54
4	LOWER PEPINO	2321.50	3102.50	781.00	0.00	0.000	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC	NCVC

NCVC: No cumple con los valores de corte

Av Phi: Porosidad Promedio (%), Av Sw: Saturación de agua Promedio (%), Av Vcl: Volumen de Arcilla Promedio (%). Av K: Permeabilidad Promedio (md), Phi*H y PhiSo*H, los cuales son el espesor neto de la roca reservorio y el hidrocarburo calculado en los poros de el espesor de la roca reservorio, respectivamente.



Anexo C

En este anexo se encuentra la base cartográfica tomada de las planchas a escala de 1:100.000 del IGAC-2008.

La información es correspondiente a la geología plancha número 449 de Orito.

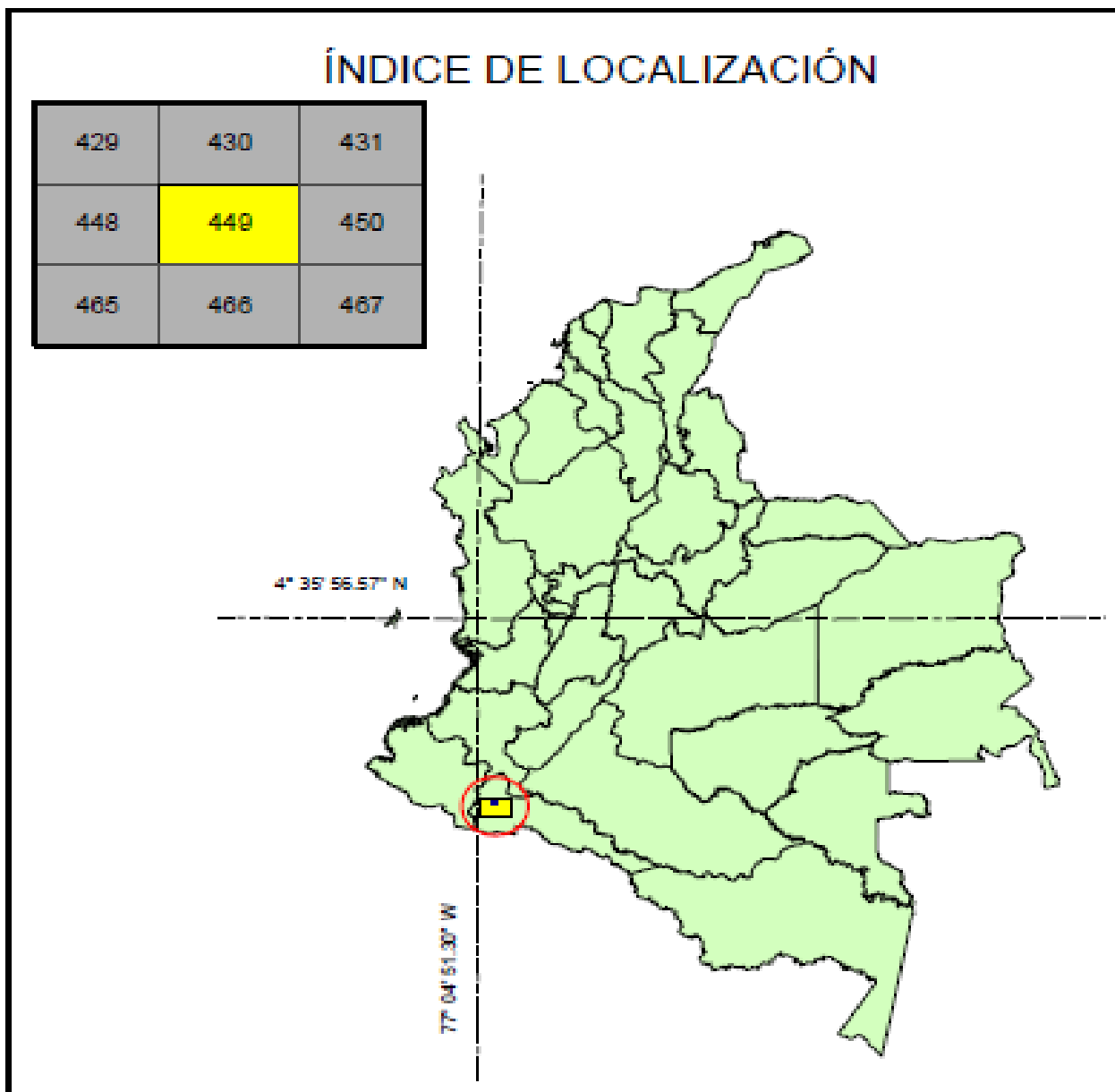


Figura 30. Índice de localización. (Fuente: Ingeominas, 2003).

LEYENDA GEOLÓGICA

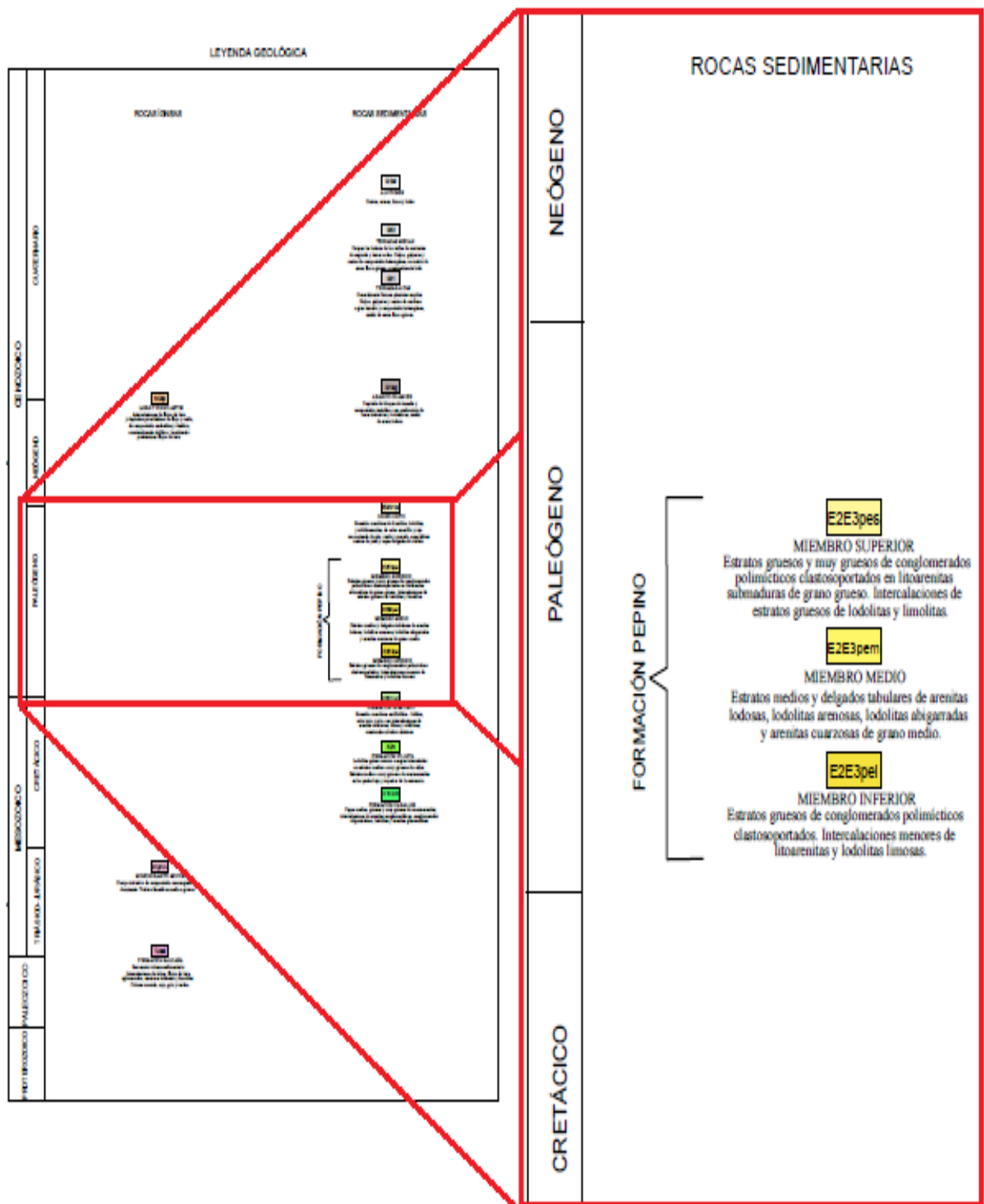


Figura 31. Leyenda Geológica. (Fuente: Ingeominas, 2003).

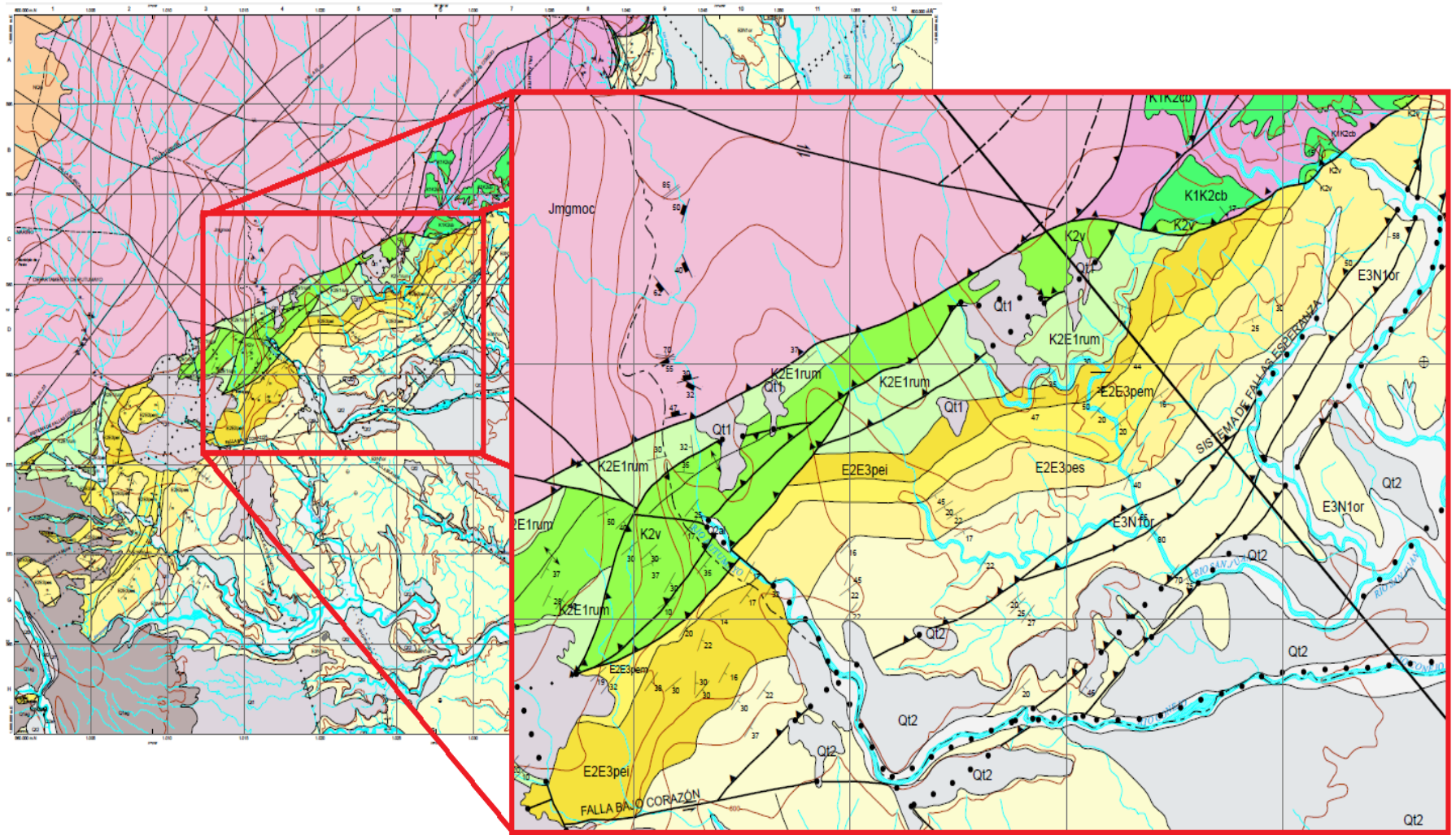
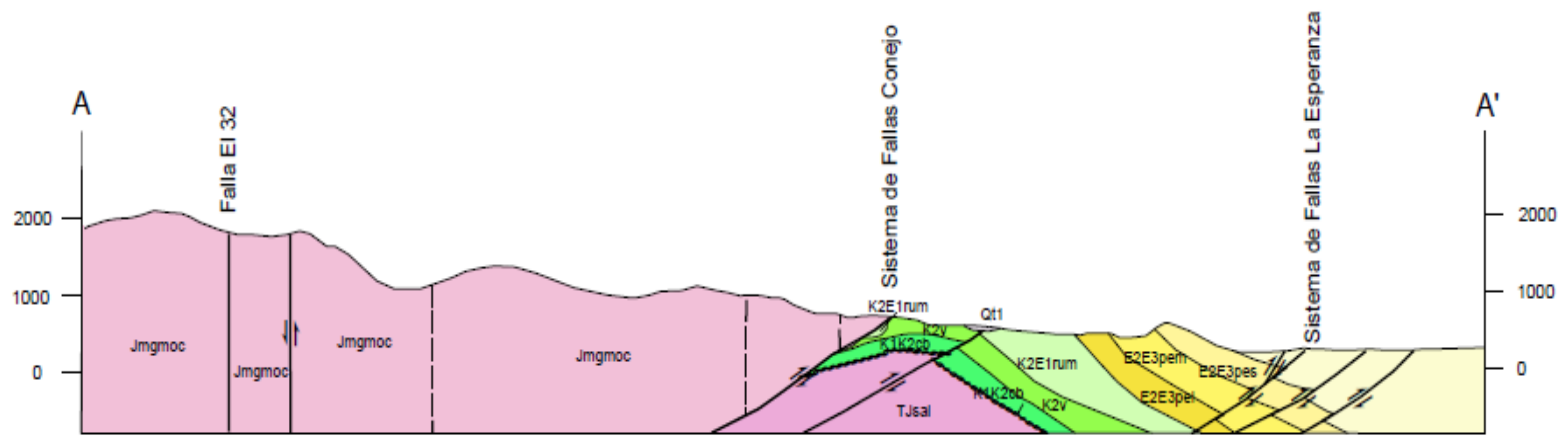


Figura 32. Plancha 449-Orito. (Fuente: Ingeominas, 2003).



CONTACTOS Y FALLAS		ESTRUCTURAS PLEGADAS		DATOS MEDIDOS EN ROCAS SEDIMENTARIAS		BASE CARTOGRÁFICA		ÍNDICE DE PARTICIPACIÓN					
—	Falla definida	—	Sinclinal definido	15	Capa inclinada		Área construida	4	1, 4, 7	1, 4, 5, 6	4, 6		
- - -	Falla inferida	- - -	Sinclinal inferido	⊕	Capa horizontal		Drenaje doble, laguna, cuerpo de agua	1, 3, 4, 5	1, 3, 4, 7	1, 4	4, 6		
•••••	Falla cubierta	•••••	Sinclinal cubierto	⊖	Capa invertida		Pantano (aguas transitorias)	1, 4, 5	1, 3, 4	1, 4	4, 6		
↘	Falla inversa o de cabalgamiento	↘	Sinclinal con cabeceo	↘		—	Ferrocarril	1, 2, 4, 5	3, 4, 5	1, 4	4, 6		
↔	Falla de rumbo	↔	Sinclinal volcado	↖		- - -	Límite de municipio						
↔	Falla de rumbo sinestral	↔	Sinclinal volcado cubierto	↗		—	Curva de nivel						
—	Contacto definido	↔	Anticlinal definido	↖		—	Drenaje sencillo, canal						
		- - -	Anticlinal inferido	↗		—	Carretera transitible todo el año						
		•••••	Anticlinal cubierto	↖		15							
		↔	Anticlinal volcado	↗		↖							
		↔	Anticlinal volcado cubierto	↖		↗							
		↔	Anticlinal volcado con cabeceo	↖		↗							
				↖		15							
				↗		↖							
				↗		↖							
				↖									

Figura 33. Plancha 449-Orito. (Fuente: Ingeominas, 2003).