

**DESARROLLO DE UN NUEVO MODELO PARA LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA
DE YACIMIENTOS RICOS EN DIÓXIDO DE CARBONO**

**JOSE WILDER LOSADA CERQUERA
OSCAR IVÁN FRANCO LOZANO**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
NEIVA – HUILA
2014**

**DESARROLLO DE UN NUEVO MODELO PARA LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA
DE YACIMIENTOS RICOS EN DIÓXIDO DE CARBONO**

**JOSE WILDER LOSADA CERQUERA
OSCAR IVÁN FRANCO LOZANO**

Proyecto de grado presentado como requisito para optar el Título de
Ingeniero de Petróleos

**Director:
JORGE ARTURO CAMARGO PUERTO
INGENIERO GEOLOGO**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
NEIVA - HUILA**

2014

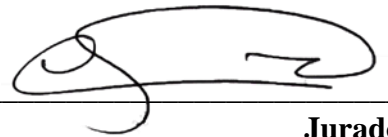
Nota de aceptación:



Director



Jurado



Jurado

Neiva, 16 de diciembre de 2014

DEDICATORIA

A Dios, por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo el período de estudio.

A mis padres, Miguel Losada y María Carmen Cerquera, por darme la vida, quererme mucho, creer en mí y porque siempre estuvieron para apoyarme. A mis hermanas Eliana y Yuliany por estar conmigo y apoyarme siempre, las quiero mucho. A mis sobrinos Adrián y Víctor por llenarme siempre de alegría y para que vean en mí un ejemplo a seguir. A todos mis familiares, profesores y demás personas que han contribuido en mi formación profesional.

Jose Wilder Losada Cerquera

Son muchas las personas especiales a las que me gustaría agradecer su amistad, apoyo, ánimo y compañía en las diferentes etapas de mi vida.

Sin importar en dónde estén o si alguna vez llegan a leer estas dedicatorias quiero darles las gracias por formar parte de mi vida, por lo que me han brindado y por todas sus bendiciones.

A mi madre Cecilia, por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor. mi padre Jaime, por los ejemplos de perseverancia y constancia que lo caracterizan y que me ha infundado siempre.

A mi novia Yasmín, por estar siempre a mi lado, por aconsejarme, motivarme y apoyarme en las extensas jornadas de trabajo y estudio. A mis hermanos, Jaime Andrés, Leidy Mireya y Carlos Mauricio por su apoyo incondicional y por la confianza que me tienen. A mi sobrina Isis Juliana, aunque todavía no puedes leer, un día vas a aprender y por eso también te dedico esta tesis, gracias por alegrarme con tus sonrisas.

Oscar Iván Franco Lozano

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus más sinceros agradecimientos:

A Dios, por todas las oportunidades y bendiciones que nos ha otorgado a lo largo de nuestras vidas, gracias a él hemos podido cumplir cada una de nuestras metas.

A nuestros padres y hermanos, por lo que somos y por todo el tiempo que les robamos pensando en nosotros.

A Jorge Arturo Camargo, M.Sc. en geología, director del presente proyecto de grado.

A nuestros jurados Jairo Antonio Sepulveda Gaona, M.Sc. en ingeniería de yacimientos y Roberto Vargas Cuervo, M.Sc. en geología.

A Vicente Pérez, ingeniero electrónico.

A Jose Luis Motta, auxiliar técnico del laboratorio de pruebas especiales LAPE.

Contenido

| | |
|--|----|
| Introducción | 9 |
| 1.1 Planteamiento del problema. | 10 |
| 1.2 Justificación | 10 |
| 1.3 Objetivos..... | 10 |
| 1.3.1 Objetivo General | 10 |
| 1.3.2 Objetivo específico..... | 11 |
| 2. Generalidades de la Cuenca Caguán - Putumayo..... | 12 |
| 2.1 Estratigrafía | 13 |
| 2.2 Mineralogía..... | 13 |
| 3. Marco Teórico..... | 16 |
| 3.1 Perfil de resistividad | 19 |
| 3.2 Perfiles de porosidad | 20 |
| 3.2.1 Perfil de densidad | 21 |
| 3.2.2 Perfil neutrónico compensado..... | 22 |
| 3.2.3 Perfil Sónico compensado..... | 23 |
| 3.3 Resonancia magnética nuclear..... | 24 |
| 3.4 Combinación de perfiles de porosidad | 25 |
| 3.4.1 Perfil neutrónico y densidad..... | 25 |
| 3.4.2 Perfil de resonancia magnética y de densidad..... | 26 |
| 4. Estado del arte en cuantificación de CO ₂ | 28 |
| 5. Mediciones de laboratorio | 31 |
| 5.1 Mediciones de resistividad | 31 |
| 5.2 Mediciones de velocidad acústica | 32 |
| 6. Modelo de Evaluación Petrofísica..... | 36 |
| 6.1 Información disponible..... | 36 |
| 6.2 Calidad de la información..... | 37 |
| 6.3 Cálculo de la profundidad de invasión del filtrado..... | 38 |
| 6.4 Modelo de arcillosidad | 41 |
| 6.4.1 Calculo de volumen de arcilla a partir del perfil gama ray | 41 |
| 6.4.2 Cálculo de volumen de arcilla a partir de los perfiles neutrón y densidad..... | 42 |
| 6.4.3 Validación del modelo de arcillosidad por comparación roca-perfil | 42 |

| | | |
|-------|---|----|
| 6.5 | Modelo de porosidad | 43 |
| 6.5.1 | Identificación de la densidad de matriz..... | 43 |
| 6.5.2 | Cálculo de la porosidad verdadera | 43 |
| 6.5.3 | Comparación de porosidades aparentes con porosidad de núcleo | 44 |
| 6.6 | Modelo de saturación de agua | 45 |
| 6.6.1 | Selección del valor de resistividad de agua..... | 45 |
| 6.6.2 | Determinación de parámetros petrofísicos..... | 46 |
| 6.6.3 | Cálculo de saturación de agua con el modelo de Archie..... | 48 |
| 6.6.4 | Cálculo de saturación de agua con el modelo de Simandoux | 48 |
| 6.6.5 | Cálculo de saturación de agua con el modelo de Indonesia..... | 48 |
| 6.6.6 | Comparación de la saturación de agua con los datos de producción | 50 |
| 7. | Estimación de la Saturación de Dióxido de Carbono..... | 52 |
| 7.1 | Interpretación del efecto gas en los perfiles de densidad y neutrón. | 52 |
| 7.2 | Interpretación del efecto de CO ₂ sobre los perfiles de densidad y de resonancia magnética. | 63 |
| 7.3 | Saturación de CO ₂ a partir de análisis PVT..... | 65 |
| 7.4 | Saturación de CO ₂ a partir de los perfiles de porosidad. | 66 |
| 7.5 | Saturación de CO ₂ a partir de probadores de formaciones..... | 68 |
| 7.6 | Comparación de los métodos de cuantificación del CO ₂ | 70 |
| 8. | Conclusiones | 71 |
| 9. | Recomendaciones..... | 73 |
| | Bibliografía..... | 75 |
| | Anexos..... | 77 |

Listado de figuras

| | |
|--|----|
| Figura 2-1. Localización geográfica de la Cuenca Caguán Putumayo | 12 |
| Figura 2-2. Columna estratigráfica de la Cuenca Caguán – Putumayo. | 14 |
| Figura 3-1. Diagrama de P-T típico para un sistema multicomponente de hidrocarburos | 17 |
| Figura 5-1. Resultados de tiempo de viaje neto para el CO ₂ | 34 |
| Figura 5-2. Resultados de tiempo de viaje neto para el crudo. | 34 |
| Figura 6-1. Composición de la matriz y de minerales arcillosos de la arenisca reservorio en el pozo A | 42 |
| Figura 6-2. Grafico utilizado para el cálculo del exponente de cementación (m). | 47 |
| Figura 6-3. Grafico utilizado para el cálculo del exponente de saturación (n). | 47 |
| Figura 6-4. Perfiles eléctricos e interpretación del pozo A en la unidad U1. | 49 |
| Figura 7-1. Perfiles eléctricos del pozo A en el tramo de la unidad U1 | 54 |
| Figura 7-2. Perfiles eléctricos del pozo B en el tramo de la unidad U1..... | 55 |
| Figura 7-3. Perfiles eléctricos del pozo C en el tramo de la unidad U1..... | 56 |
| Figura 7-4. Perfiles eléctricos del pozo D en el tramo de la arenisca de la unidad U1..... | 57 |
| Figura 7-5. Perfiles eléctricos del pozo E en el tramo de la arenisca de la unidad U1. | 58 |
| Figura 7-6. Perfiles eléctricos del pozo F en el tramo de la arenisca de la unidad U1 | 59 |
| Figura 7-7. Perfiles eléctricos del pozo H en el tramo de la arenisca de la unidad U1..... | 60 |
| Figura 7-8. Perfiles eléctricos del pozo G en el tramo de la arenisca de la unidad U1..... | 61 |
| Figura 7-9. Perfiles eléctricos del pozo J en el tramo de la arenisca de la unidad U1. | 62 |
| Figura 7-10. Perfiles eléctricos y porosidad de resonancia (TPHI) del pozo Sucumbió 5 | 64 |
| Figura 7-11. Diagrama de flujo del modelo de evaluación petrofísica. | 69 |

Listado de Tablas

| | |
|---|----|
| Tabla 3-1. Presiones iniciales de yacimiento y de punto de burbuja. | 19 |
| Tabla 5-1. Tiempos de viaje neto en ($\mu\text{s}/\text{pie}$) para el dióxido de carbono. | 33 |
| Tabla 5-2. Tiempos de viaje neto en ($\mu\text{s}/\text{pie}$) para un crudo. | 33 |
| Tabla 6-1. Parámetros petrofísicos del pozo A obtenidos en el laboratorio. | 36 |
| Tabla 6-2. Diámetros de invasión para el pozo A. | 39 |
| Tabla 6-3. Diámetros de invasión para el pozo B. | 39 |
| Tabla 6-4. Diámetros de invasión para el pozo D. | 40 |
| Tabla 6-5. Diámetros de invasión para el pozo E. | 40 |
| Tabla 6-6. Diámetros de invasión para el pozo F. | 40 |
| Tabla 6-7. Diámetros de invasión para el pozo H. | 40 |
| Tabla 6-8. Porosidades para el pozo A. | 44 |
| Tabla 6-9. Valores de R_w obtenidos de análisis fisicoquímico. | 46 |
| Tabla 6-10. Resultados de saturación promedio de agua en la arenisca U1 calculada con cada modelo para los pozos seleccionados. | 50 |
| Tabla 6-11. Saturación y corte de agua para los pozos del estudio. | 51 |
| Tabla 7-1. Resultados de saturación de CO_2 obtenidos para los pozos con análisis PVT. | 66 |
| Tabla 7-2. Resumen de porosidades verdaderas y saturaciones de CO_2 promedio para la arenisca U1. | 67 |
| Tabla 7-3. Comparación de métodos para cuantificar el CO_2 | 70 |

RESUMEN

TITULO

DESARROLLO DE UN NUEVO MODELO PARA LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA DE YACIMIENTOS RICOS EN DIÓXIDO DE CARBONO

AUTORES

OSCAR IVÁN FRANCO LOZANO

JOSE WILDER LOSADA CERQUERA

PALABRAS CLAVE

Modelo petrofísico, Resistividad, Perfil neutrón, Perfil densidad, Perfil Sónico, Resonancia Magnética, Evaluación petrofísica, Dióxido de Carbono.

DESCRIPCIÓN

La cuenca Caguán-Putumayo, se conoce que además de agua de formación, petróleo y gas natural, existe dióxido de carbono disuelto en el yacimiento en concentraciones altas, cuyo efecto sobre los perfiles de resistividad y de porosidad se desconoce y se constituye en el objeto de la presente investigación.

El efecto sobre los perfiles de resistividad y perfil sónico se simuló con mediciones en laboratorio concluyendo que estos perfiles no se afectan por presencia de dióxido de carbono.

Fundamentados en la teoría de medición de la herramienta de densidad y neutrón se determinó que son altamente afectadas por la presencia de CO₂ en los yacimientos de la cuenca

A partir de análisis PVT realizados en algunos de los pozos en estudio, se diseñó un modelo para calcular la saturación de CO₂ en el yacimiento.

ABSTRACT

TITLE

DEVELOPMENT OF A NEW MODEL FOR PETROPHYSICAL EVALUATION OF RICH RESERVOIR IN CARBON DIOXIDE

AUTHORS

IVAN FRANCO OSCAR LOZANO

JOSE WILDER LOSADA CERQUERA

KEYWORDS

Petrophysical model, Resistivity, Neutron log, Density log, Sonic log, Magnetic Resonance, Petrophysical Evaluation, Carbon Dioxide.

DESCRIPTION

The Caguán-Putumayo basin is well known that water, oil and natural gas formation, dissolved carbon dioxide exists in the reservoir at high concentrations, the effect on the profiles of resistivity and porosity is unknown and constitutes the object of this investigation.

The effect on resistivity log and sonic log was simulated sonic laboratory measurements concluding that these profiles are not affected by the presence of carbon dioxide. We grounded in the theory of measurement of density and neutron tool was determined to be highly affected by the presence of CO₂ in the reservoir basin

From PVT analysis performed in some of the wells in the study, a model was designed to estimate CO₂ saturation in the reservoir.

Introducción

La Cuenca Caguán-Putumayo (Colombia) ha sido interpretada bajo un modelo de interpretación convencional, utilizando parámetros petrofísicos obtenidos de estudios de laboratorio a los primeros pozos de la cuenca. La perforación de nuevos pozos y estudios de laboratorio realizados durante el desarrollo de la cuenca, fortalece los parámetros petrofísicos a utilizar en la interpretación de pozos futuros.

El sector occidente de la Cuenca se caracteriza por altos contenidos de CO₂ en cada uno de los pozos, y el modelo de interpretación no está diseñado para la evaluación de yacimientos ricos en dióxido de carbono (CO₂).

Los perfiles eléctricos y los perfiles de porosidad que se registran luego de la perforación de un pozo, responden entre otros factores a los fluidos presentes en la formación, por lo tanto, es de esperar que en alguna medida han resultado afectados por la presencia de CO₂ y por consiguiente, utilizar un modelo de interpretación convencional que no contempla la presencia de CO₂, cuantifica de forma inexacta las reservas de hidrocarburos.

Es importante desarrollar un modelo de evaluación petrofísica, que considere la presencia de CO₂ y utilice los parámetros petrofísicos más representativos disponibles, para interpretar correctamente las formaciones, estimar reservas de forma más confiable y optimizar el manejo de los campos teniendo en cuenta el efecto del CO₂ sobre el comportamiento de los fluidos.

1.1 Planteamiento del problema.

Los campos ubicados en la zona occidental de la Cuenca Caguán-Putumayo, operados por la Empresa Colombiana de Petróleos - ECOPETROL S.A, presentan altas concentraciones de CO₂ que afectan los perfiles eléctricos y de porosidad de los pozos. El método de evaluación petrofísica convencional conlleva a una interpretación incorrecta de los perfiles de pozo abierto, porque desconoce los efectos generados por el CO₂ sobre estos perfiles, principalmente sobre el perfil neutrón y de densidad.

1.2 Justificación

La considerable producción de CO₂ en los 6 campos del sector occidental de la Cuenca Caguán – Putumayo hizo necesario cuantificar el efecto del CO₂ en los perfiles de hueco abierto, desarrollando una nueva metodología de evaluación petrofísica que considere el efecto de CO₂ y que permita estimar con exactitud las saturaciones de fluidos y las reservas de hidrocarburos en el subsuelo. También permite estudiar el comportamiento de los fluidos con el fin de diseñar un óptimo manejo termodinámico de los campos.

La nueva metodología de evaluación petrofísica, es aplicable en todos los pozos que presenten CO₂, incluyendo los demás sectores de la cuenca que producen CO₂ en menores proporciones.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Construir un modelo de evaluación petrofísica que considere el efecto del CO₂ sobre los perfiles de hueco abierto.

1.3.2 **Objetivos específicos**

- Determinar el efecto del CO₂ sobre los perfiles de hueco abierto, principalmente los de resistividad y porosidad.
- Crear un modelo para estimar la saturación de CO₂ a partir de análisis PVT y de los perfiles de porosidad.
- Proponer una nueva metodología para la interpretación de los perfiles de pozo abierto, que considere la presencia de CO₂ en los reservorios.
- Aplicar el nuevo modelo de evaluación petrofísica usando el software Prizm de la plataforma Geographics Discovery a 20 pozos representativos del área, operados por la superintendencia de Operaciones Caguán-Putumayo (SOP-ECOPETROL), de los cuales se recibió información de perfiles de pozo abierto.

2. Generalidades de la Cuenca Caguán – Putumayo

La Cuenca Caguán – Putumayo abarca una zona de 110304 km^2 (al norte, Caguán y al sur Putumayo), en el suroeste de Colombia. Limita al occidente con la Cordillera Oriental y al oriente con el Escudo de Guyana; al norte con la Serranía de la Macarena y al sur con el límite internacional con Ecuador (Ver figura 2-1). Esta cuenca hace parte junto con la cuenca de Oriente Ecuador de una cuenca antepaís (Foreland) con respecto a la cadena montañosa andina. (ANH, 2009). En la cuenca se han perforado 374 pozos, que componen 30 campos descubiertos. (ANH & UPTC, 2010)

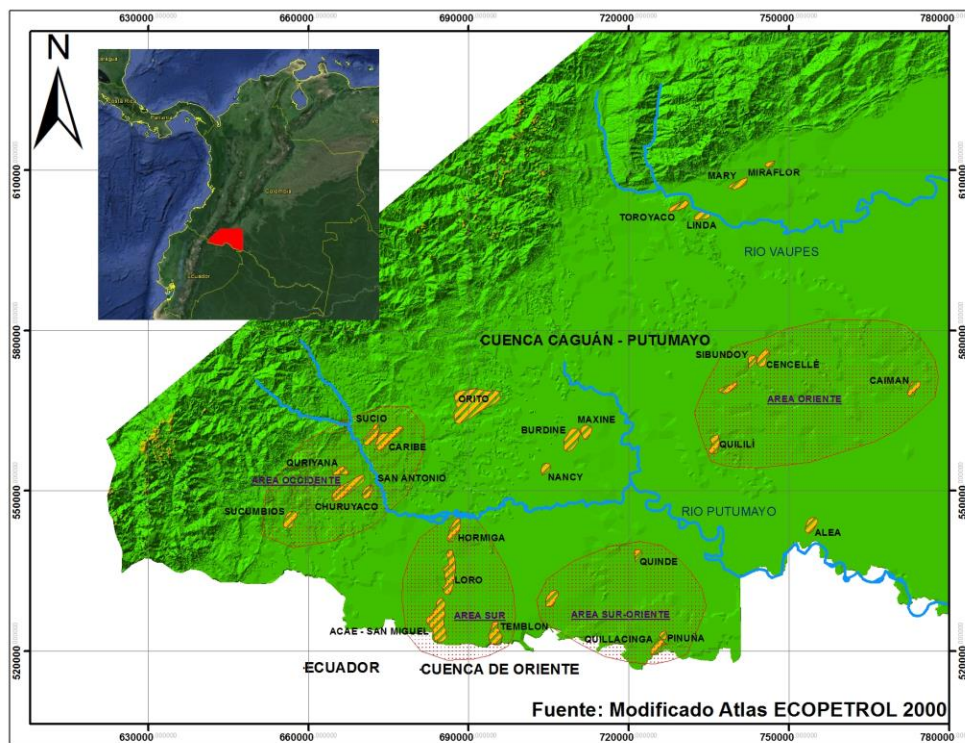


Figura 2-1. Localización geográfica de la Cuenca Caguán Putumayo

2.1 Estratigrafía

Generalmente sobre el piedemonte afloran unidades del Mesoneoproterozoico, el Jurásico (formación Saldaña), el Cretácico (formaciones Villeta y Caballos) y del Cenozoico (formaciones Rumiyaco y Pepino).

La sedimentación Cretácica estuvo restringida al sector oeste de la cuenca, producto de la transgresión marina del Aptiano - Albiano que avanzó hacia el este creando los ambientes de deposición de las formaciones Villeta y Caballos. En el Neógeno, los primeros pulsos de la Orogenia Andina producen un cambio en el proceso de sedimentación de la cuenca.

Estratigráficamente el sector norte de la cuenca se correlaciona mejor con la Cuenca de los Llanos Orientales, pero operativamente se le asignará a este sector la nomenclatura estratigráfica del sector de Putumayo. En la figura 2.2 se muestra la columna estratigráfica de la cuenca.

2.2 Mineralogía

Las Formación Caballos es la fuente principal de producción de hidrocarburo de la cuenca. La formación consiste en areniscas con intercalaciones de shale y algunas capas delgadas de carbón. Las areniscas están compuestas primariamente de cuarzo arenitas; los feldespatos son menores al 5% y otros minerales están presentes en cantidades mínimas. El tope de la formación se compone de arenisca glauconítica.

La formación caballos se ha dividido en 4 unidades de arenisca, denominadas de base a tope U1, U2, U3 y U4. Estas se describen brevemente a continuación:

| PERIOD | STRATIGRAPHIC UNIT | LITHOLOGY | ROCK | | | REMARKS |
|-------------|--------------------|-----------|---------------------|-----------------|-------------------------------|------------------------------|
| | | | R | SL | SR | |
| QUATERNARY | | | | | | |
| NEOGENE | CAIMAN Fm. | | | | | Continental shales |
| | OSPINA Fm. | | | | | |
| | ORITO BELEN Gr. | | | | | |
| PALEOGENE | ORTEGUAZA Fm. | | | | | Sandstones and Conglomerates |
| | PEPINO Fm. | | | | | |
| | RUMIYACO Fm. | | | | | |
| CRETACEOUS | VILLETA Fm. | Int. N | | | | Marine shales |
| | | Int. M2 | | | | |
| | Int. A | | | | Limestones and Sandstones | |
| | Int. U | | | | | |
| | Int. B | | | | | |
| | Int. T | | | | Sandstones | |
| | Int. C | | | | | |
| | Caballos Fm. | | | | non explored potential target | |
| Saldaña Fm. | | | | | | |
| JURASSIC | Payande Fm. | | | | | |
| TRIASSIC | Basement | | | | | |
| PRECAMBRIC | | | | | | |
| | | | R= RESERVOIR | SL= SEAL | SR= SOURCE | |

Recuperado de Agencia Nacional de Hidrocarburos. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá. 2007. Pág. 58

Figura 2-2. Columna estratigráfica de la Cuenca Caguán – Putumayo.

Unidad U1: es la arenisca basal de la formación, se compone de sedimentos de grano grueso; Su porosidad varía entre 12 y 15% con una permeabilidad entre 200 y 300 md. El contenido de cuarzo se encuentra entre el 88 y 90 % mientras el contenido de arcilla es solo de 5 a 7 %, compuesta principalmente por caolinita, ilita y clorita. Esta unidad es la más limpia y de mayor potencial de producción.

Unidad U2: En esta unidad la arenisca tiene mayor contenido de sedimentos con tamaño de grano fino y se intercala con niveles de arcillolitas. La calidad del yacimiento es menor que la unidad 1. La porosidad varía entre 5 y 12% y la permeabilidad se encuentra entre 50 y 150 md.

Unidad U3: En esta unidad las areniscas son algo arcillosas y se intercalan con niveles de arcillolitas; la unidad es considerada como un intervalo de buena calidad y presenta porosidades entre 12 y 16% y permeabilidad de 200 a 280 md.

Unidad U4: La unidad corresponde a un depósito netamente transgresivo; se trata de una arenisca glauconítica, ligeramente calcárea y bioturbada, depositada en ambiente marino. El potencial petrolífero y sus propiedades petrofísicas no son bien conocidas. (Franco et al. 2012).

3. Marco Teórico

El dióxido de carbono (CO_2) es un gas incoloro, de olor picante, no inflamable, tóxico cuando su contenido en la atmósfera alcanza un valor de 10 %, aunque también puede encontrarse como líquido y en estado sólido. Su masa molecular es de 44,01 g/mol y tiene una densidad con respecto al aire de 1,529 gr/cc a condiciones normales (14.7 psi y 32 °F). Su temperatura y presión crítica es de 87.8 °F y 1070 psi respectivamente.

La profundidad de yacimiento de la formación Caballos en los campos de estudio fluctúa entre 7630 y 10830 pies; a esta profundidad la temperatura y la presión es en promedio de 200 °F y 3000 psi respectivamente. A estas condiciones, el diagrama P-T para el CO_2 , indica que éste se encuentra en fase líquida y supercrítica. El diagrama P-T para un crudo es más complejo y se obtiene a través de un análisis al sistema multicomponente de hidrocarburo. El sistema multicomponente es una solución ideal donde los componentes no ejercen influencias fisicoquímicas mutuas y la presión de vapor de cada componente es proporcional a su fracción molar en el líquido. El comportamiento de fases de estos sistemas en la región líquido – vapor es muy similar a los sistemas de dos componentes. Un mayor número de componentes hace más complejo el sistema, y los rangos de presión y temperatura en los que existen dos fases aumentan significativamente.

Los diagramas P-T son usados normalmente para clasificar yacimientos y describir el comportamiento de fases del fluido de reservorio.

En la figura 3.1 se muestra un diagrama típico de presión – temperatura de una composición específica para un sistema multicomponente de hidrocarburo. La configuración general de estos diagramas es similar, pero varía para composiciones diferentes.

- Envolvente de fases (región de 2 fases): Es la región donde el gas y el líquido coexisten en equilibrio, ésta área es envuelta por la curva de puntos de burbuja y puntos de rocío; línea (BCA).
- Líneas de calidad: Son líneas que describen las condiciones de presión y temperatura para volúmenes iguales de líquido. Note que estas líneas convergen al punto crítico (punto C).
- Curva de puntos de burbuja: Es definida como la línea que separa la región de la fase líquida de la región de dos fases. Línea BC en la figura 3.1.
- Curva de puntos de rocío: es la línea que separa la región de la fase vapor de la región de dos fases. Línea CA en la figura 3.1.

Para clasificar adecuadamente un yacimiento es importante conocer su mecanismo de producción y el comportamiento termodinámico de fases del fluido. Generalmente los yacimientos son clasificados a condición de presión y temperatura iniciales sobre el diagrama P-T del fluido. Conforme a lo anterior los yacimientos pueden ser clasificados en:

- Yacimiento de Petróleo: cuando la temperatura del yacimiento T_y es menor que la temperatura crítica T_c del fluido de yacimiento, es clasificado como un yacimiento de petróleo.
- Yacimientos de gas: Sí la temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura crítica de su fluido, es considerado como yacimiento de gas.

La presión de burbuja (P_b) de un sistema hidrocarburo es definida como la presión del punto en el cual la primera burbuja de gas se libera del petróleo.

En la tabla 3.1 se relaciona las presiones de yacimiento y de burbuja para los 6 campos del sector occidental y un campo del sector sur de la cuenca Caguán Putumayo.

Tabla 3-1. Presiones iniciales de yacimiento y de punto de burbuja.

| Campo | Presión inicial Yacimiento (psi) | Presión de Burbuja (psi) |
|--------------|---|-------------------------------------|
| 1 | 3300 | 1577 |
| 2 | 3900 | 482 |
| 3 | 3900 | 1530 |
| 4 | 3200 | 915 |
| 5 | 3037 | 1168 |
| 6 | 4705 | 1600 |

Fuente: Ecopetrol. Datos técnicos. Auditoria de reservas, año 2013.

De la Tabla 3-1 se concluye que todos los campos se clasifican como subsaturados y en consecuencia, cuando se registraron los perfiles eléctricos, éstos contenían únicamente hidrocarburos en fase líquida. De otro lado, la historia de producción de estos campos muestra que la relación gas petróleo (RGP) son muy bajas, típicas de yacimientos subsaturados.

A continuación se presentan los modelos conceptuales que explican la respuesta de las diferentes herramientas de pozo abierto a la roca y sus fluidos porales, en función de su profundidad de investigación y su interacción con la invasión de filtrado de lodo.

Como se verá a continuación, la cuantificación del contenido de CO₂ en yacimientos petrolíferos, representa un desafío para los petrofísicos, porque dentro del arsenal de herramientas convencionales de pozo abierto disponibles en la industria, no existe ninguna herramienta diseñada para este fin.

3.1 Perfil de resistividad

Las herramientas convencionales de resistividad están diseñadas para medir resistividad de la roca y sus fluidos a tres profundidades diferentes respecto a la pared del pozo; en la zona

lavada (R_{xo}), en la zona de transición (R_i) y en la zona virgen (R_t), la cual refleja la verdadera resistividad de la roca y sus fluidos originales.

El perfil R_t es muy sensible a la presencia de fluidos no conductivos en la zona virgen como son los hidrocarburos; los perfiles R_{xo} y R_i miden resistividades que resultan muy influenciadas por la resistividad del filtrado de lodo de perforación que desplaza los fluidos originales.

3.2 Perfiles de porosidad

Las herramientas de porosidad de densidad, neutrónica y sónica no miden la porosidad directamente sino que esta se calcula siempre y cuando se conozca la litología (matriz) de la roca reservorio y el fluido poral existente en la zona lavada debido a que la profundidad de investigación de estas herramientas es somera.

Las tres (3) herramientas de porosidad responden de manera diferente a las distintas litologías y a la presencia de gas o de un fluido liviano en los poros. En yacimientos gasíferos la porosidad de densidad resulta muy alta, la porosidad neutrónica muy baja, comparativamente con la porosidad real, mientras que la porosidad sónica, en rocas bien consolidadas o compactadas, no es influenciada por la presencia de gas (Hilchie, 1982).

A continuación se explica el parámetro que miden las tres (3) herramientas de porosidad, su profundidad de investigación y se teoriza respecto al efecto del CO_2 , en alta concentración, sobre sus mediciones.

3.2.1 Perfil de densidad

La herramienta de densidad mide la densidad de electrones en la roca y sus fluidos porales que es relacionable con la densidad total del conjunto roca-fluido (ρ_b). La densidad total del conjunto roca-fluido es una función lineal de las densidades de la roca y del fluido poral:

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_{ma} \quad 3-1$$

$$\rho_f = S_w \cdot \rho_w + S_o \cdot \rho_o + S_g \cdot \rho_g \quad 3-2$$

Si se conoce la densidad de la roca o matriz (ρ_{ma}) y la densidad del fluido poral (ρ_f) la ecuación de respuesta de la herramienta de densidad permite calcular la porosidad con exactitud:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad 3-3$$

Debido a que la profundidad de investigación de la herramienta compensada de densidad es muy somera, de 1" a 3" (Hilchie, 1982) el fluido poral presente es principalmente filtrado de lodo, cuya densidad varía desde 1.0 para lodos dulces y hasta 1.2 para lodos salados.

Sin embargo, cuando existe petróleo residual en la zona lavada, la densidad total (ρ_b) que lee la herramienta se afecta muy poco porque la densidad del crudo y del agua no son muy diferentes, pero en contraste, cuando hay gas residual de hidrocarburo, cuya densidad varía entre 0.1-0.3 g/cc, la densidad total resulta muy baja y la porosidad calculada será mayor a la real. Para corregir por este efecto Hilchie (1982) sugiere usar en la ecuación anterior densidad de fluido de 0.7 g/cc, cuando no se conoce la densidad del gas.

Se deduce que el crudo residual rico en CO₂, que tiene densidad entre 0.6-0.9 g/cc en función de la presión de poro y del contenido de CO₂, produce un efecto intermedio, entre el efecto del crudo y el efecto del gas de hidrocarburo, sobre la porosidad de densidad.

En los yacimientos ricos en CO₂, la densidad del fluido (ρ_f) no se puede calcular porque las saturaciones y densidades del crudo y del CO₂ no se conocen y por tanto, resulta imposible cuantificar el CO₂ a partir únicamente de la densidad total (ρ_b) que proporciona la herramienta de densidad; en consecuencia se toma la densidad del fluido como la densidad del filtrado de lodo y se acepta que la porosidad aparente que se obtienen con la herramienta de densidad resulta mayor a la real.

3.2.2 Perfil neutrónico compensado

La herramienta neutrónica responde a la cantidad de átomos de hidrógeno (H) presentes en los fluidos de poros, fracturas y al agua atada a las arcillas. Esto significa que en rocas limpias y con poros llenos de fluido (agua o crudo), la porosidad aparente que mide la herramienta neutrónica, es un buen indicador de la porosidad total de la roca, sea que los poros estén o no intercomunicados.

La cantidad de H por unidad de volumen de una formación se expresa mediante el índice de hidrogeno (IH) el cual por definición, es igual a 1 para el agua dulce. El IH para el crudo es cercano a 1, pero para un hidrocarburo gaseoso es muy inferior a 1.

La porosidad neutrónica es representada por la siguiente ecuación:

$$\phi_N = \phi * IH_f + (1 - \phi) * IH_{ma} - \Delta\phi_{exc} \quad 3-4$$

Donde IH es el índice de hidrogeno, que para el fluido se presenta de la siguiente forma:

$$IH_f = S_{xo} * IH_{mf} + S_o * IH_o + S_g * IH_g \quad 3-5$$

La profundidad de investigación de la herramienta neutrónica varía con el contenido de hidrogeno que es función de la porosidad; en rocas de alta porosidad es de aproximadamente

8” y en rocas de baja porosidad es de 14”, de modo que esta herramienta investiga principalmente la zona lavada.

Esto significa que cuando hay gas residual en la zona de invasión la herramienta neutrónica lee porosidad aparente menor a la real. Esta menor concentración de H no es corregida por el software de procesamiento de la herramienta neutrónica (Asquith and Krigowsky, 2007)

Debido a que el CO₂ no contiene hidrógeno en su composición, la herramienta neutrónica no lo detecta y en consecuencia en yacimientos con CO₂, el déficit de H es grande y la porosidad aparente del perfil neutrónico resulta mucho menor que la real.

3.2.3 Perfil Sónico compensado

Este perfil de porosidad mide el tiempo de tránsito (Δt) que gasta una onda compresional en atravesar una distancia de un pie de formación. La porosidad se calcula mediante la ecuación de respuesta de la herramienta sónica basada en el modelo matemático propuesto por Wyllie:

$$\phi_s = \frac{\Delta t_c - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad 3-6$$

$$\Delta t_c = \phi \cdot \Delta t_f + (1 - \phi) \cdot \Delta t_{ma} \quad 3-7$$

Donde el tiempo de transito del fluido se presenta de la siguiente forma:

$$\Delta t_f = \Delta t_{mf} + S_{xo} + \Delta t_o * S_o + \Delta t_g * S_g \quad 3-8$$

El modelo de Wyllie responde bien en rocas limpias con porosidad intergranular uniforme y mide porosidad primaria. Cuando en los poros existe gas el tiempo de viaje Δt_c se hace mayor y en consecuencia la porosidad sónica calculada resulta mayor a la real.

La profundidad de investigación de la herramienta sónica convencional es muy somera, de 8” a 12” (Hilchie, 1982), de forma que la señal acústica se propaga prioritariamente por la

zona lavada donde los poros están llenos de filtrado de lodo. En consecuencia, el perfil sónico no detecta el gas o un fluido de baja densidad como el CO₂ en los fluidos porales cuando la profundidad de invasión del filtrado del lodo es superior a la profundidad de investigación de la herramienta sónica.

Teniendo en cuenta que las herramientasónicas compensadas bajadas a los pozos estudiados, tienen una profundidad de investigación somera y debido a que las areniscas de la Unidad 1 presentan invasión profunda a consecuencia de su baja porosidad, el tiempo de viaje resulta influenciado principalmente por el filtrado de lodo y en los perfiles sónicos no se observan tiempos de viaje Δt_c largos prueba de que no detectan el CO₂ presente en los reservorios de la formación Caballos. A condiciones de reservorio, el CO₂ se encuentra en fase líquida supercrítica, por lo tanto, su tiempo de viaje ya no es similar al tiempo de tránsito de los gases hidrocarburo, y si muy semejante al tiempo de viaje del filtrado

3.3 Resonancia magnética nuclear

Esta técnica puede utilizarse sólo para estudiar núcleos atómicos con un número impar de protones o neutrones, como es el caso del núcleo de hidrógeno ^1H , que se comporta como un pequeño imán.

La herramienta de RMN, de manera análoga a la herramienta neutrónica, responde a la cantidad de hidrógeno o índice de hidrógeno I_H de los fluidos porales, pero a diferencia de esta, no detecta el hidrógeno existente en la matriz de la roca y en los minerales de arcilla, es decir, que es sensible sólo al hidrógeno presente en los fluidos porales.

Como el CO₂ es un fluido no hidrogenado, la herramienta de RNM no lo detecta y en consecuencia la porosidad aparente leída en este perfil frente a yacimientos ricos en CO₂ resulta menor a la porosidad real medida en laboratorio.

3.4 Combinación de perfiles de porosidad

3.4.1 Perfil neutrónico y densidad

En la actualidad la detección de gas en los reservorios se hace mediante el denominado “efecto gas” utilizando los perfiles neutrónico y de densidad conjuntamente. Otras combinaciones de perfiles de porosidad se utilizan a veces pero su interpretación es más difícil.

En todos los pozos objeto de estudio, la herramienta neutrónica se calibró en matriz de arenisca y la porosidad densidad fue estimada usando matriz arenisca $\rho_{ma} = 2.65 \text{ gr/cc}$ en la ecuación de respuesta de la herramienta de densidad.

El crudo con respecto al agua se caracteriza porque tiene menor densidad, pero aproximadamente el mismo índice de hidrogeno; el gas de hidrocarburo y el CO₂, con respecto al agua, tienen una marcada menor densidad y mucho menor índice de hidrogeno.

Lo anterior implica que cuando se superponen los perfiles de densidad y neutrónico, calibrados en la misma matriz, y graficados en escalas compatibles de porosidad, frente a reservorios acuíferos y limpios, estos perfiles “leen” igual porosidad, pero frente a reservorios con gas o con CO₂ el perfil neutrónico lee porosidad aparente inferior y el perfil de densidad lee porosidad aparente mayor que la real. Este patrón de respuesta frente a rocas reservorio se detecta fácil de manera visual en la superposición de estos perfiles y se denomina “efecto gas”.

Como el CO₂ tiene menor densidad que el agua y como su índice de hidrogeno es cero (no posee hidrogeno en su composición), su presencia en los reservorios, ya sea que se encuentre libre o disuelto en el crudo, en un gráfico de la superposición de perfiles de densidad y neutrónico, el CO₂ debe manifestar “efecto gas”.

La profundidad de invasión del filtrado de lodo se convierte en la mayor limitación a la detección del CO₂ mediante esta combinación de herramientas; el caso más favorable para la detección del CO₂ se da en condiciones de invasión somera, propias de arenisca de alta porosidad.

La herramienta neutrónica lee el todo el hidrogeno presente en la formación, incluso el hidrogeno asociado a los minerales de arcilla, que no representan porosidad efectiva. Esto significa que en un reservorio arcilloso la porosidad aparente que lee esta herramienta resulta mayor a la porosidad efectiva y si en el reservorio además de arcilla hay gas, este puede pasar desapercibido, porque la arcillosidad y el gas alteran la porosidad neutrónica en direcciones opuestas.

Afortunadamente las areniscas de la unidad U1, son relativamente limpias y es de esperar que el CO₂, fluido de baja densidad (0.6 gr/cc) y sin hidrogeno sea detectado cuando se superponen los perfiles neutrónico y densidad.

3.4.2 Perfil de resonancia magnética y de densidad

Esta combinación también reconoce el CO₂ por el denominado “efecto gas” debido a que el CO₂ tiene menor densidad que el agua y posee índice de hidrogeno igual a cero, su presencia en los reservorios, ya sea que se encuentre libre o disuelto en el crudo, teóricamente debe manifestarse cuando se superponen los perfiles de densidad y de RMN por el “efecto gas”,

en el cual la curva de porosidad de densidad se desplaza hacia el extremo de altos valores de la escala y la curva de la porosidad RMN se desplaza hacia el extremo de bajos valores de la escala.

Como la profundidad de investigación de la herramienta RMN es somera, de 14 a 16 pulgadas (Halliburton, 1999), la magnitud del efecto gas manifestada por la separación de los perfiles de densidad y RMN, depende de la profundidad de la invasión del filtrado, de la porosidad de la arenisca y del contraste entre el índice de hidrogeno del filtrado y el índice de hidrogeno del hidrocarburo residual. El índice de hidrogeno del hidrocarburo residual es inversamente proporcional a la cantidad de CO₂ que contiene.

La profundidad de invasión del filtrado de lodo se convierte en el mayor obstáculo a la detección del CO₂ mediante esta combinación de herramientas; el caso más favorable para la detección del CO₂ se da en condiciones de invasión somera, propias de areniscas de alta porosidad.

4. Estado del arte en cuantificación de CO₂

La técnica de recuperación mejorada mediante la inyección de CO₂ se utilizó exitosamente a escala industrial por primera vez en 1972 sobre el campo de Nelly-Snyder en Texas.

En la actualidad existe más de un centenar de proyectos activos de recuperación mejorada EOR con inyección de CO₂ en Estados Unidos, Canadá, Venezuela, México, Trinidad, Libia y Turquía.

A raíz de la creciente preocupación por el calentamiento global, en la última década se han realizado numerosos trabajos de investigación relacionados con la captura y posterior inyección de CO₂ en yacimientos petrolíferos ya depletados o en trampas estructurales con rocas sello de buen espesor y calidad, en las cuales las rocas reservorio son preferentemente areniscas.

Existen numerosas referencias sobre pruebas de laboratorio, en las cuales se inyecta CO₂ en fase líquida, en núcleos de arenisca saturados con salmuera, con la ayuda celdas o porta núcleos diseñados para medir resistividad y velocidad acústica a condiciones altas de presión y temperatura, simulando condiciones del subsuelo. A continuación se resumen algunas de las pruebas de laboratorio más significativas:

(Onishi et al. 2006), inyectaron CO₂ en fase gas, líquida y supercrítica en núcleos de roca saturados con salmuera a tres tasas diferentes monitoreando los cambios de resistividad durante la inyección. Concluye que la saturación de CO₂ en la roca reservorio se puede estimar con bastante exactitud aplicando la ecuación de Archie, conociendo previamente el factor de formación de la roca (F), la resistividad de la salmuera (R_w), y la resistividad verdadera del conjunto roca-fluido (R_t).

(Nakatsuka et al. 2010) presentaron un modelo para cuantificar la saturación de CO₂ inyectada en un núcleo de arenisca que usa el índice de resistividad y tiene en cuenta el índice de shale. En este modelo el índice de shale se determina mediante el perfil gama ray.

(Kim et al. 2010) hicieron mediciones de resistividad a lo largo de núcleos de roca con inyecciones de CO₂ en estado supercrítico utilizando un arreglo de cuatro electrodos. Concluyen que la velocidad sísmica y la resistividad son útiles para monitorear el CO₂ basados en la teoría de sustitución de fluidos de Gassman y en la teoría del índice de resistividad respectivamente.

Los resultados obtenidos en estas investigaciones permitieron concluir que el ingreso del CO₂ a la roca reservorio aumenta significativamente la resistividad y disminuye la velocidad acústica y en consecuencia el proceso de inyección de CO₂ en el subsuelo se puede monitorear desde superficie, aplicando alguna de las modalidades del método eléctrico y del método sísmico y comparando mediciones realizadas a lo largo de secciones de referencia pero con desfase en el tiempo.

El ingreso del CO₂ a un reservorio acuífero, disminuye la velocidad acústica y con ello se genera un contraste entre los coeficientes de reflexión de la roca reservorio saturada con agua y de la roca saturada con agua y CO₂, que es detectable en las secciones sísmicas por la variación de amplitud en la onda de respuesta.

No se encontró ninguna experiencia de laboratorio orientada a cuantificar mediante mediciones de resistividad y velocidad acústica la cantidad de CO₂ en un reservorio, cuando en el espacio poral además de agua existe hidrocarburo. Por esta razón, se optó evaluar el

efecto del CO₂ sobre los perfiles de resistividad y de porosidad sónica en yacimientos de petróleo y gas.

En las fuentes bibliográficas consultadas (Onepetro y ScienceDirect) tampoco se encontró ninguna metodología de interpretación petrofísica que evalúe cuantitativamente el efecto de altas concentración del CO₂ sobre las mediciones de resistividad y porosidad que se adquieren durante el perfilaje de pozos con herramientas convencionales, de forma que pudiese ser aplicada en la solución del problema objeto estudio.

5. Mediciones de laboratorio

Para evaluar los efectos del CO₂ sobre los perfiles de pozo abierto, se construyeron dos portanúcleos, uno para medir resistividad y otro para medir velocidad acústica, sobre un núcleo de arenisca saturada con salmuera, CO₂ y crudo en diferentes proporciones.

5.1 Mediciones de resistividad

Se midió la resistividad de un núcleo de arenisca 100% saturado con crudo y se obtuvo resistividad infinita; luego se desplazó sucesivamente el 25%, el 50% y el 75% del volumen de crudo por CO₂ y en todos los casos la resistividad medida fue infinita. Se comprobó que el CO₂ al igual que el crudo, es un fluido no polar, no conductivo de la corriente eléctrica.

El experimento anterior permite concluir que los perfiles de resistividad no diferencian el crudo del CO₂ en los yacimientos, más aún cuando el CO₂ está disuelto en el crudo como es el caso de los campos del área occidente de la cuenca Caguán- Putumayo.

No obstante, se realizaron mediciones de resistividad a diferentes condiciones de temperatura y presión sobre un núcleo saturado con salmuera de diferente salinidad (primero de 10.000 y luego de 30.000 ppm de KCl) y mediante una bomba Gilson se desplazó sucesivamente el 25%, el 50% y el 75% del volumen de salmuera por CO₂. El objetivo de estas mediciones era evaluar el incremento del índice de resistividad IR de la una roca reservorio en función del incremento de la saturación de CO₂.

Los resultados obtenidos muestran que la resistividad del núcleo aumentó muy poco cuando la saturación de CO₂ se incrementó de 25% a 50% y a 75%, contrariando así el principio que

la resistencia de un conductor es inversamente proporcional al área conductiva, es decir, a la porosidad ocupada por la salmuera.

El anterior comportamiento de la resistividad se explica porque probablemente el CO₂ desplazó la salmuera y en lugar de distribuirse de manera uniforme a lo largo del núcleo formó un tapón al inicio del mismo que ocupó prácticamente toda el área conductiva, debido a que el tiempo transcurrido entre el momento de la inyección del CO₂ y la lectura de la resistividad fue muy corto. Esta es una desventaja propia de sistema de medición de la resistividad con dos electrodos, uno en cada extremo del núcleo, como prototipo utilizado en las mediciones.

5.2 Mediciones de velocidad acústica

Ayudados de un porta-núcleo diseñado específicamente para esta investigación, se midió la velocidad de propagación de la onda P sobre un núcleo de porosidad conocida, primero saturado cien por ciento de CO₂ y luego cien por ciento de crudo. Las lecturas se realizaron en función de la temperatura y presión del conjunto roca fluido. A partir del dato leído, las propiedades del núcleo, y características del porta-núcleos se obtuvo el tiempo de viaje neto para el crudo y para el CO₂. (El equipo permitía mediciones hasta 160 °F, por lo cual las mediciones para temperaturas superiores han sido producto de un proceso de extrapolación). A continuación se muestran los resultados obtenidos:

Tabla 5-1. Tiempos de viaje neto en (μ s/pie) para el dióxido de carbono.

| Temperatura (°F) | Presión (Psia) | | | | |
|-------------------------|-----------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | 1000 | 1500 | 2000 | 2500 | 3000 |
| 77 | 221.68 | 245.84 | 274.25 | 307.66 | 346.77 |
| 104 | 200.68 | 217.10 | 236.42 | 259.37 | 286.67 |
| 140 | 185.80 | 195.41 | 206.11 | 218.62 | 233.67 |
| 160 | 179.60 | 187.16 | 194.79 | 203.22 | 213.19 |
| 180* | 171.98 | 178.71 | 184.51 | 190.11 | 196.23 |
| 200* | 160.66 | 167.80 | 173.01 | 177.00 | 180.51 |
| 220* | 143.36 | 152.15 | 157.99 | 161.61 | 163.74 |

*Tiempos de viaje extrapolados

Tabla 5-2. Tiempos de viaje neto en (μ s/pie) para un crudo.

| Temperatura (°F) | Presión (Psia) | | | | |
|-------------------------|-----------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | 1000 | 1500 | 2000 | 2500 | 3000 |
| 77 | 183.57 | 189.21 | 199.49 | 214.46 | 234.14 |
| 104 | 186.18 | 191.91 | 202.25 | 217.22 | 236.85 |
| 140 | 192.74 | 198.54 | 208.71 | 223.23 | 242.07 |
| 160 | 196.67 | 202.47 | 212.49 | 226.67 | 244.95 |
| 180* | 200.48 | 206.27 | 216.11 | 229.94 | 247.65 |
| 200* | 204.10 | 209.85 | 219.51 | 232.97 | 250.12 |
| 220* | 207.47 | 213.19 | 222.65 | 235.76 | 252.36 |

* Tiempos de viaje extrapolados

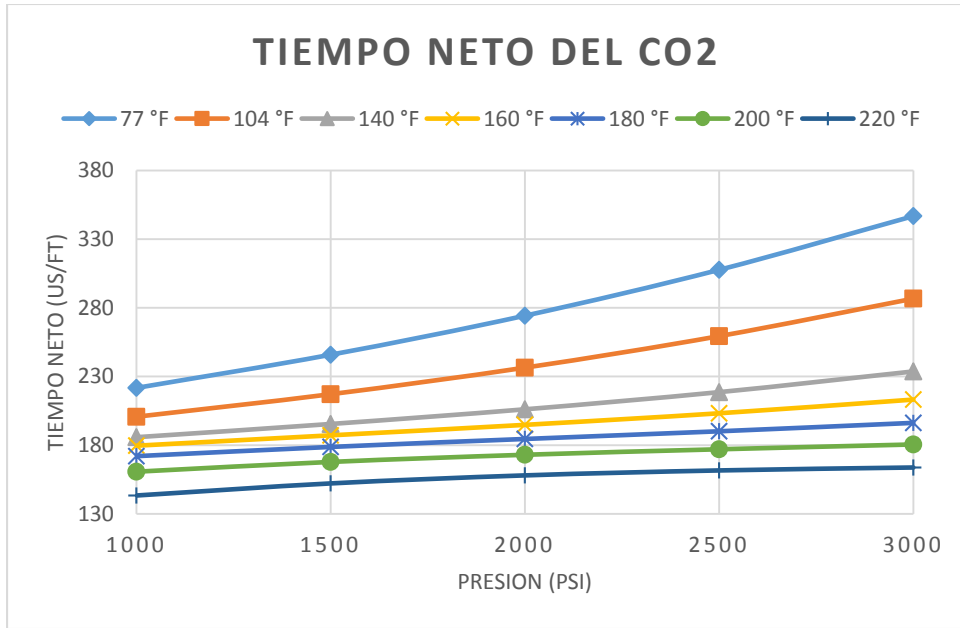


Figura 5-1. Resultados de tiempo de viaje neto para el CO2

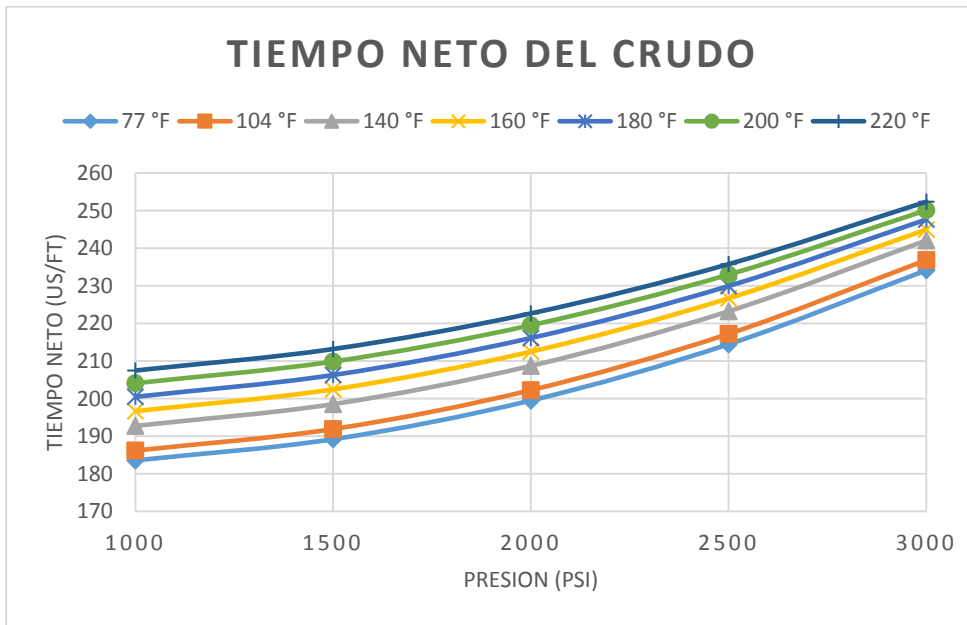


Figura 5-2. Resultados de tiempo de viaje neto para el crudo.

Las figuras 5.1 y 5.2 muestran que el tiempo de viaje en el crudo y el CO₂ aumenta a medida que se incrementa la presión, como se explica a continuación:

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3} * \mu}{\rho}} \quad 5-1$$

La velocidad de la onda P es representada por la ecuación anterior. Cuando se aumenta la presión, el sistema se comprime y la densidad se aumenta, por lo tanto el tiempo de viaje que es inverso a la velocidad de onda también aumenta.

El comportamiento del tiempo de viaje en función de la temperatura es opuesto para los dos fluidos; la figura 5.1 muestra que el tiempo de viaje a través del CO₂ disminuye a medida que se aumenta la temperatura; y por el contrario, el tiempo de viaje neto para el crudo aumenta como se observa en la figura 5.2.

Basados en los resultados de las mediciones de tiempo de viaje para CO₂ y crudo se realizaron los siguientes cálculos para cuantificar el efecto generado por la presencia de CO₂ sobre el tiempo de viaje promedio de los fluidos de formación. Debido a la poca profundidad de investigación de la herramienta sónica, las lecturas se registran principalmente sobre la zona lavada, donde existe mayor cantidad filtrado y una saturación residual de crudo. El tiempo de viaje de los fluidos para el caso se representa a través de la siguiente ecuación:

$$\Delta t_f = S_{xo} * \Delta t_{mf} + S_o * \Delta t_o + S_{CO2} * \Delta t_{CO2} \quad 5-2$$

Las condiciones de la Cuenca son aproximadamente 3000 psi de presión y 200 °F de temperatura. A estas condiciones el CO₂ y el crudo tienen tiempo de viaje neto de 180 y 250 $\mu s/pie$ como se observa en las figuras 5.1 y 5.2. El tiempo de viaje para el CO₂ comparado con el tiempo de viaje del filtrado que en teoría es 189 $\mu s/pie$ resulta muy cercano, de forma que no existe suficiente contraste para determinar la presencia de CO₂ a través del perfil sísmico.

6. Modelo de Evaluación Petrofísica

6.1 Información disponible

La Tabla 2 del **Anexo A** recoge toda la información de perfiles de hueco abierto recibida de Ecopetrol en formato LAS para cada uno de los 20 pozos objetivo en este estudio. La Tabla 3 del **Anexo A** incluye la información relevante extractada de los encabezados de los pozos.

Las resistividades de agua de formación se tomaron de análisis fisicoquímicos para el agua de los pozos, en otros casos se hizo la conversión de salinidad a resistividad con la Carta Gen-9 de Schlumberger.

Para el pozo A se recibió información especial como: perfil PLT reciente, perfil de resonancia magnética nuclear MRIL (intervalo 8784-9155 pies) y perfil gamma ray espectral de los núcleos recuperados en las arenisca de la formación Caballos (intervalo 8717-9107 pies) con sus correspondientes resultados petrofísicos obtenidos en el Laboratorio de Análisis Especiales del ICP.

Tabla 6-1. Parámetros petrofísicos del pozo A obtenidos en el laboratorio.

| Profundidad (pies) | Porosidad (%) | Permeabilidad (md) | Ro (Ω .m) | Factor de Formación (Ro/Rw) |
|-----------------------|------------------|-----------------------|----------------------|-----------------------------------|
| 8869.83 | 6.9 | 1.8 | 89,11 | 171,27 |
| 8892.29 | 6.2 | 1.3 | 133,32 | 256,24 |
| 8894.50 | 5.8 | 3.8 | 141,15 | 271,28 |
| 8898.38 | 9.2 | 176 | 46,31 | 89,01 |
| 9050.50 | 10.8 | 152 | 36,01 | 69,21 |
| 9058.50 | 10.8 | 300 | 36,94 | 70,99 |
| 9079.08 | 8.4 | 270 | 56,72 | 109,02 |
| 9092.50 | 10.2 | 248 | 40,49 | 77,82 |
| 9101.42 | 10.0 | 72 | 44,76 | 86,03 |

Fuente. Laboratorio de Análisis Especiales del ICP, 2010.

En el Laboratorio de Análisis Especiales de ICP se midió la porosidad y la permeabilidad de los núcleos recuperados en el pozo A en areniscas de la formación Caballos. Además se determinó que el coeficiente de cementación m es igual a 1.93, el exponente de saturación n es igual a 1.79 y el coeficiente de tortuosidad a es igual a 1.

6.2 Calidad de la información

Para el estudio, es importante contar con 3 resistividades de diferente profundidad de investigación, perfil de densidad y perfil neutrón. Estos factores fueron determinantes en la nueva selección de pozos a estudiar. De los 20 pozos se seleccionaron los siguientes 9 pozos que contaban con información confiable, aunque en algunos casos incompleta: A, B, D, C, E, F, H, G, J.

Teniendo en cuenta que las areniscas de la formación Caballos se presentan en capas gruesas, y además fueron perforadas con diámetro de perforación 6 pulgadas, a los perfiles de resistividad no se les aplicó corrección ni por diámetro de pozo ni por espesor de capa, solamente se les corrigió por profundidad de invasión utilizando las cartas tornado correspondientes a las herramientas DLL o DILL utilizadas.

Según la información consignada en los encabezados de los pozos, durante el proceso de adquisición los perfiles neutrónicos fueron corregidos por calibre de pozo y temperatura que son las correcciones que más afectan la lectura. Las demás correcciones ambientales produjeron cambios insignificantes por lo que se optó interpretar las curvas originales sin aplicar ninguna corrección ambiental. Además no fue posible aplicar correcciones en los pozos más antiguos porque carecen de los datos necesarios para la aplicación de las correcciones ambientales; en estos casos se cuenta con las curvas de registro pero la información tal como la serie y tipo de herramienta, tipo y características lodo no existe.

A los perfiles neutrón y densidad se les aplicó corrección por efecto de litología, propuestas por (Bassiouni, 1994).

La resistividad del agua de formación es un parámetro determinante en la saturación de agua; tal que una variación mínima en el R_w , altera exponencialmente la estimación de la saturación de agua. Es por esto que el R_w debe ser específico y exacto, por lo tanto, los análisis provenientes de baterías o líneas donde se ha mezclado la producción de dos o más pozos no fueron de utilidad para el estudio.

En todos los pozos seleccionados para elaborar el modelo petrofísico, el perfil de potencial espontáneo tiene pobre resolución debido posiblemente al bajo contraste de resistividad entre el filtrado de lodo y las aguas de formación y a la alta resistividad del conjunto roca-fluido de las areniscas de la formación Caballos y en consecuencia su utilidad en la delimitación de topes y base y en la determinación del valor del R_w es deficiente.

El perfil gama ray en todos los pozos muestra buena definición y excelente resolución vertical. La arenisca U1 según el perfil gamma ray es una secuencia grano-decreciente hacia arriba, limpia en la base y ligeramente arcillosa hacia el tope; y para su evaluación petrofísica puede ser clasificada como una arenisca limpia.

6.3 Cálculo de la profundidad de invasión del filtrado

Los perfiles de resistividad somera R_{xo} , y profunda R_t se corrigieron por efecto de invasión mediante las cartas de corrección diseñada por cada compañía y sistematizadas en el software Prizm; obteniendo el diámetro de invasión frente a la arenisca de la unidad U1 para cada pozo (ver anexo H). Adicionalmente se hizo correcciones manuales a varias profundidades utilizando las cartas de cada compañía, concluyendo que las cartas de Weatherford y

Halliburton son muy similares. Como el software no dispone de cartas de corrección para las herramientas de la compañía Weatherford, la corrección por invasión a los pozos registrados por esta empresa se realizó en el software pero utilizando las cartas de Halliburton.

Los pozos que disponían de solo uno o dos perfiles de resistividad fue imposible corregirlos por invasión, puesto que la corrección por invasión requiere obligatoriamente de los tres perfiles de resistividad. A partir del diámetro de invasión se obtuvo la profundidad de invasión mediante la siguiente ecuación:

$$PDI = \frac{Di - ID}{2} \quad 6-1$$

A continuación se muestran los resultados puntuales de Di y PDI obtenidos para la unidad U1 en los pozos incluidos para el modelo petrofísico.

Tabla 6-2. Diámetros de invasión para el pozo A

| Depth (ft.) | ID pozo (in) | Rxo | Ri | Rt | Di (in) | PDI | Efecto CO2 |
|-------------|--------------|------|------|------|---------|------|------------|
| 8912 | 6.23 | 56 | 7468 | 6505 | 20 | 7 | Si |
| 8913 | 6.23 | 116 | 5775 | 6368 | 20 | 7 | Si |
| 9013 | 6.28 | 5.83 | 692 | 605 | 20 | 7 | Si |
| 9030 | 6.29 | 124 | 520 | 814 | 36 | 15 | No |
| 9060 | 6.22 | 61 | 165 | 458 | 55 | 24.5 | No |
| 9080 | 6.22 | 124 | 274 | 567 | 58 | 26 | No |

Tabla 6-3. Diámetros de invasión para el pozo B

| Depth (ft) | ID pozo (in) | Rxo | Ri | Rt | Di (in) | PDI | Efecto CO2 |
|-------------|--------------|-----|------|------|---------|-----|------------|
| 9760 | 5.69 | 47 | 1330 | 1574 | 20 | 7 | Si |
| 9800 | 5.7 | 191 | 4871 | 7044 | 25 | 9.5 | Si |
| 9900 | 5.59 | 80 | 1177 | 4919 | 36 | 15 | No |
| 9930 | 5.65 | 37 | 1664 | 2418 | 23 | 8.5 | Si |
| 9955 | 5.68 | 25 | 516 | 743 | 25 | 9.5 | Si |

Tabla 6-4. Diámetros de invasión para el pozo D

| Depth (ft) | ID pozo (in) | Rxo | Ri | Rt | Di (in) | PDI | Efecto CO2 |
|-------------------|---------------------|------------|-----------|-----------|----------------|------------|-------------------|
| 8130 | 6.23 | 262 | 175 | 212 | 120 | 57 | No |
| 8280 | 6.13 | 2363 | 1189 | 340 | — | — | Si |
| 8315 | 6.09 | 261 | 350 | 545 | 20 | 7 | Si |
| 8334 | 6.15 | 877 | 242 | 175 | 43 | 18.5 | Si |
| 8360 | 6.39 | 845 | 291 | 234 | 38 | 16 | No |

Tabla 6-5. Diámetros de invasión para el pozo E.

| Depth (ft) | ID pozo (in) | Rxo | Ri | Rt | Di (in) | PDI | Efecto CO2 |
|-------------------|---------------------|------------|-----------|-----------|----------------|------------|-------------------|
| 7960 | 5.81 | 1272 | 1608 | 1782 | 40 | 17 | Si |
| 8010 | 6.05 | 1871 | 2989 | 5896 | 73 | 33.5 | No |
| 8080 | — | 3894 | 4336 | 7579 | — | — | |
| 8136 | — | 580 | 1068 | 3105 | 75 | 34.5 | Si |
| 8140 | — | 1454 | 2893 | 3627 | 35 | 14.5 | Si |

Tabla 6-6. Diámetros de invasión para el pozo F

| Depth (ft) | ID pozo | Rxo | Ri | Rt | Di (in) | PDI | Efecto CO2 |
|-------------------|----------------|------------|-----------|-----------|----------------|------------|-------------------|
| 7716 | 5.91 | 219 | 4537 | 4509 | 18 | 6 | Si |
| 7758 | 5.89 | 121 | 2195 | 2195 | 18 | 6 | No |
| 7808 | 5.88 | 130 | 915 | 1113 | 23 | 8.5 | Si |
| 7830 | 5.88 | 257 | 458 | 458 | 18 | 6 | No |
| 7890 | 5.92 | 152 | 1368 | 2856 | 35 | 14.5 | No |
| 7920 | 5.92 | 143 | 303 | 303 | 18 | 6 | Si |

Tabla 6-7. Diámetros de invasión para el pozo H

| Depth (ft) | ID (in) | Rxo | Ri | Rt | Di (in) | PDI (in) | Efecto CO2 |
|-------------------|----------------|------------|-----------|-----------|----------------|-----------------|-------------------|
| 10544 | 10.45 | 437 | 343 | 353 | 20 | 5 | Si |
| 10590 | 8.15 | 744 | 934 | 864 | 20 | 6 | Si |
| 10620 | 8.33 | 409 | 471 | 451 | 20 | 6 | Si |
| 10676 | 8.12 | 146 | 163 | 119 | - | - | Si |
| 10720 | 8.20 | 54 | 53 | 43 | - | - | Si |

Como se aprecia en las tablas anteriores, la PDI frente a la arenisca U1 varía entre 6 y 57”; los intervalos con PDI superior a 14” no evidencian efecto gas como ocurre en los pozos A, F a diferencia de los pozos con PDI moderada menor a 12” que si muestran efecto gas.

(Wiley & Patchett, 1994), sostienen que “invasiones profundas superiores a 18” reducen o eliminan la separación por gas entre el perfil de densidad y el perfil neutrónico termal”.

La diferencia en la profundidad de invasión se refleja también en la separación de los perfiles de resistividad de la zona virgen R_t y de la zona de transición R_i . Los pozos C y G que muestran efecto gas, fueron incluidos en el grupo de los 9 pozos para evaluar contenido de CO_2 aunque no poseen los 3 perfiles de resistividad.

6.4 Modelo de arcillosidad

6.4.1 Cálculo de volumen de arcilla a partir del perfil gama ray

EL cálculo de arcillosidad se realizó a partir del perfil gamma ray, usando el método de Larionov para rocas antiguas y consolidadas.

$$Vsh = 0.33 * (2^{2*Ish} - 1) \quad 6-2$$

Donde,

$$Ish = \frac{GRlog - GRmin}{GRmax - GRmin} \quad 6-3$$

El perfil de rayos gamma se registró en todos los pozos; su calidad es muy buena y con excelente resolución vertical. Aparentemente la presencia de CO_2 en las rocas reservorio afecta mínimamente la cantidad de rayos gamma que llegan al sensor, de forma que su efecto puede ser despreciado.

6.4.2 Cálculo de volumen de arcilla a partir de los perfiles neutrón y densidad

En reservorios ricos de CO₂ este método no es aplicable porque los perfiles neutrónicos y de densidad están distorsionados como se explicó en el numeral 3.2.

Para reservorios sin CO₂ la arcillosidad usualmente se determina mediante los perfiles neutrónico y densidad, pero para ello el software exige conocer dos parámetros: densidad de lodo y del filtrado, los cuales en algunos de los pozos incluidos en este estudio no se conocen (H, G, J).

6.4.3 Validación del modelo de arcillosidad por comparación roca-perfil

La arcillosidad estimada por el método de Larionov correlaciona bien con los resultados del análisis de arcilla obtenido en laboratorio para el pozo A; donde el volumen de arcilla en las areniscas de la formación caballo es menor a 10% como se muestra en la figura 6.1.

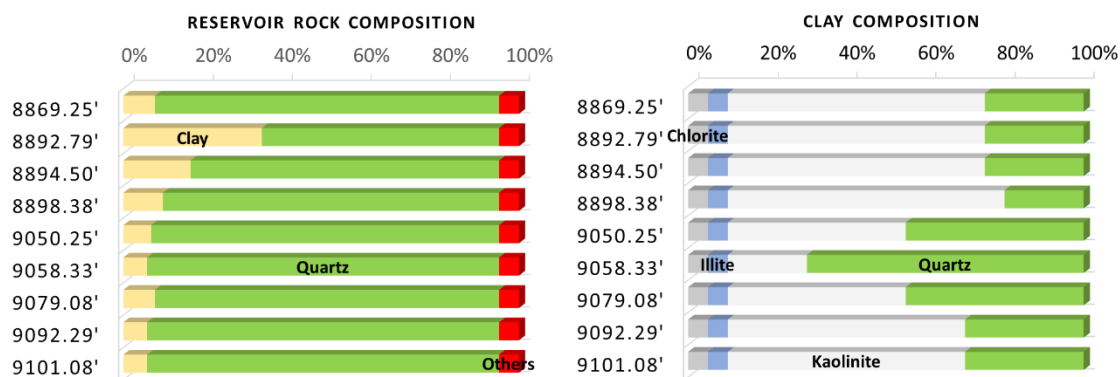


Figura 6-1. Composición de la matriz y de minerales arcillosos de la arenisca reservorio en el pozo A

De acuerdo a los resultados del DRX practicado a núcleos recuperados del pozo A se conoce que el mineral de arcilla más abundante es Caolinita; en menor proporción están presentes Clorita, Illita y polvo de cuarzo. (Franco, et al. 2012).

6.5 Modelo de porosidad

La porosidad aparente de los perfiles de densidad y sónico se calcula con la ecuación de respuesta de cada herramienta.

$$\phi_D = \frac{\rho_m - \rho_b}{\rho_m - \rho_f} \quad 6-4$$

$$\phi_S = \frac{\Delta t_{Log} - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} \quad 6-5$$

A los perfiles de porosidad neutrónica, de densidad y sónica se les aplicó corrección por efecto de arcilla (shale) de conformidad con las siguientes ecuaciones propuestas por (Bassiouni, 1994)

$$\phi'_N = \phi_N - Vsh * \phi_{Nsh} \quad 6-6$$

$$\phi'_D = \phi_D - Vsh * \phi_{Dsh} \quad 6-7$$

$$\phi'_S = \phi_S - Vsh * \phi_{Ssh} \quad 6-8$$

6.5.1 Identificación de la densidad de matriz

La información extractada de los encabezados de perfiles de pozo, indica que la matriz predominante en la formación caballos es arenisca, por lo cual se utiliza una densidad de matriz de 2,65 gr/cc y tiempo de viaje de 55,5 $\mu s/pie$.

6.5.2 Cálculo de la porosidad verdadera

La porosidad verdadera (ϕ_t) de rocas reservorio saturadas con gas o con un fluido de menor densidad que el filtrado tradicionalmente se obtiene aplicando la ecuación de Gaymard.

$$\phi_t = \sqrt{\frac{\phi_N^2 + \phi_D^2}{2}} \quad 6-9$$

Sin embargo otros investigadores, entre ellos (Ijasa & Torres, 2013) afirman que las porosidades calculadas con la ecuación de Gaymard especialmente en formaciones limpias gasíferas resultan muy aproximadas y propone diferentes metodologías para estimar con mayor exactitud la porosidad verdadera a partir de los perfiles de densidad y neutrónico.

En este estudio se seleccionó un método directo y fácil de aplicar propuesto por DasGupta para estimar la porosidad verdadera.

$$\phi_t = \frac{2}{3}\phi_D + \frac{1}{3}\phi_N \quad 6-10$$

Se considera que en condiciones de invasión moderada a somera este modelo da mejores resultados porque tiene en cuenta que las herramientas neutrón y de densidad se afectan de manera desigual por el filtrado de lodo, dado que la profundidad de investigación de las herramientas es diferente.

6.5.3 Comparación de porosidades aparentes con porosidad de núcleo

Para el pozo A, se comparó la porosidad medida en núcleo con las porosidades de densidad, neutrónica, sónica y de resonancia magnética.

Tabla 6-8. Porosidades para el pozo A.

| Profundidad (pies) | Porosidad del núcleo (%) | Porosidad de densidad (%) | Porosidad neutrónica (%) | Porosidad sónica (%) | Porosidad NMR (%) |
|--------------------|--------------------------|---------------------------|--------------------------|----------------------|-------------------|
| 9050.50 | 10.8 | 12.4 | 13.9 | 11.5 | 5.0 |
| 9058.50 | 10.8 | 9.0 | 9.73 | 7.2 | 10.5 |
| 9079.08 | 8.4 | 6.8 | 6.7 | 6.0 | 6.1 |
| 9092.50 | 10.2 | 4.0 | 8.2 | 9.6 | 7.0 |
| 9101.42 | 10.0 | 6.6 | 11.4 | 9.1 | 8.0 |

Como se aprecia en la tabla 6.8 las porosidades obtenidas con las diferentes herramientas de perfilaje resultan muy cercanas a la porosidad verdadera medida en núcleos.

6.6 Modelo de saturación de agua

El cálculo de saturación de agua en el medio poroso, requiere de propiedades petrofísicas como la resistividad del agua de formación (R_w), tortuosidad (a), exponente de cementación (m), exponente de saturación (n) y finalmente la determinación de la saturación de agua (S_w) por medio de varios modelos disponibles en la literatura. Debido a la falta de análisis de núcleos la S_w se calculó en todos los pozos utilizando los parámetros petrofísicos **a, m y n** obtenidos por el ICP en análisis de núcleos del pozo A.

6.6.1 Selección del valor de resistividad de agua

La saturación de agua es muy sensible al valor de R_w que se utilice, por consiguiente, se requiere un valor de R_w que sea muy representativo para las diferentes areniscas productoras. La selección del valor de resistividad del agua de formación R_w se hizo cuidadosamente a partir de la información de los análisis fisicoquímicos disponibles para cada pozo, teniendo en cuenta que la fecha de muestreo sea la más cercana a la fecha de perforación del pozo.

El valor del R_w a partir del SP no se pudo estimar por falta de zonas acuíferas claramente definidas. Por esta misma razón no fue posible aplicar los métodos de Hingle y de Pickett que requieren lecturas mínimo de tres zonas acuíferas con valores diferentes de porosidad.

Esta dificultad no permitió validar el valor del R_w obtenido mediante análisis fisicoquímicos con otras fuentes.

A continuación se muestra la tabla 6-9 que relaciona los valores de R_w seleccionados para cada pozo, a partir de los diferentes archivos de análisis fisicoquímicos de agua suministrados por Ecopetrol.

Tabla 6-9. Valores de R_w obtenidos de análisis fisicoquímico.

| Pozo | R_w @ 75 F | R_w @ Ty |
|-------------|--------------------------------|------------------------------|
| B | 0.75 | 0.25 |
| C | 2.8 | 1.06 |
| D | 0.42 | 0.185 |
| E | 3.65 | 3.12 |
| F | 5.1 | 2.24 |
| A | 0.335 | 0.134 |
| H | 0.356 | 0.120 |
| G | 0.398 | 0.133 |
| J | 1.685 | 0.569 |

6.6.2 Determinación de parámetros petrofísicos

Los parámetros petrofísicos de la roca, tales como exponente de cementación (m), tortuosidad (a) y exponente de saturación (n) fueron calculados por el ICP en estudios realizados a 9 muestras del pozo A.

Para el cálculo de m realizaron un gráfico Log–Log para las diferentes muestras, donde se ilustran los valores obtenidos del factor de formación en función de la porosidad. En la figura 6.2 se muestra la tendencia lineal que permite obtener el valor $a = 1$ como el intercepto de la ordenada, y exponente de cementación $m = 1.93$ como su pendiente.

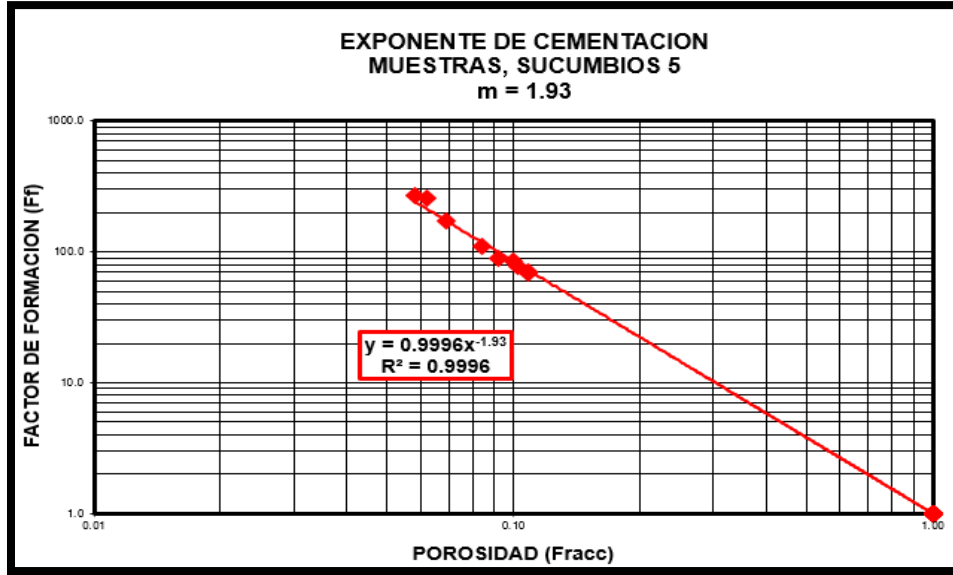


Figura 6-2. Grafico utilizado para el cálculo del exponente de cementación (m).

En la figura 6.3 se muestra el grafico Log-Log de índice de resistividad en función de la saturación de la solución salina utilizada en el estudio. La pendiente de la línea de tendencia indica el valor de $n = 1.79$.

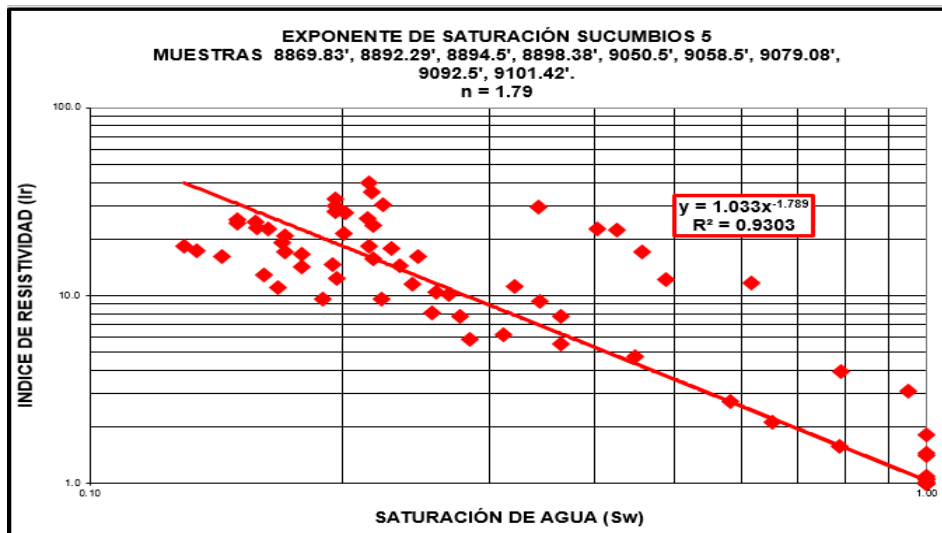


Figura 6-3. Grafico utilizado para el cálculo del exponente de saturación (n).

6.6.3 Cálculo de saturación de agua con el modelo de Archie

El modelo de Archie es propuesto para formaciones limpias, con un volumen máximo de 10 % de arcillosidad. Aplicable en las zonas más limpias de la formación Caballos. La relación de Archie se muestra a continuación:

$$S_{WA} = \left(\frac{a}{\phi^m} * \frac{R_W}{R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \quad 6-11$$

Teniendo en cuenta que no todas las areniscas de la formación Caballos son limpias como la unidad U1 y que la salinidad de las aguas de formación varía en un amplio rango (1000 a 20.000 ppm de NaCl), se consideró necesario estimar Sw utilizando otros modelos.

6.6.4 Cálculo de saturación de agua con el modelo de Simandoux

El modelo de modificado de Simandoux produce buenos resultados en areniscas con shale que contengan agua poral salada.

$$S_{WMS} = \left(\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{4\phi_e^m R_t}{aR_w * (1 - V_{sh})} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^{\frac{1}{2}} * \frac{aR_w * (1 - V_{sh})}{2\phi_e^m} \quad 6-12$$

6.6.5 Cálculo de saturación de agua con el modelo de Indonesia

El modelo de Indonesia produce buenos resultados en areniscas con shale que contengan agua poral dulce.

$$S_{WI} = \sqrt{\frac{1}{R_t} * \frac{\sqrt{R_{sh}}}{(V_{sh})^{(1-0.5*V_{sh})}}} + \sqrt{\frac{\phi_e^m}{aR_w}} \quad 6-13$$

En la figura 6.4 se muestra el perfil de Sw en la arenisca U1 del pozo A. Debido a la similitud entre las Sw calculadas mediante Simandoux e Indonesia se decidió mostrar únicamente el perfil obtenido usando Archie y Simandoux.

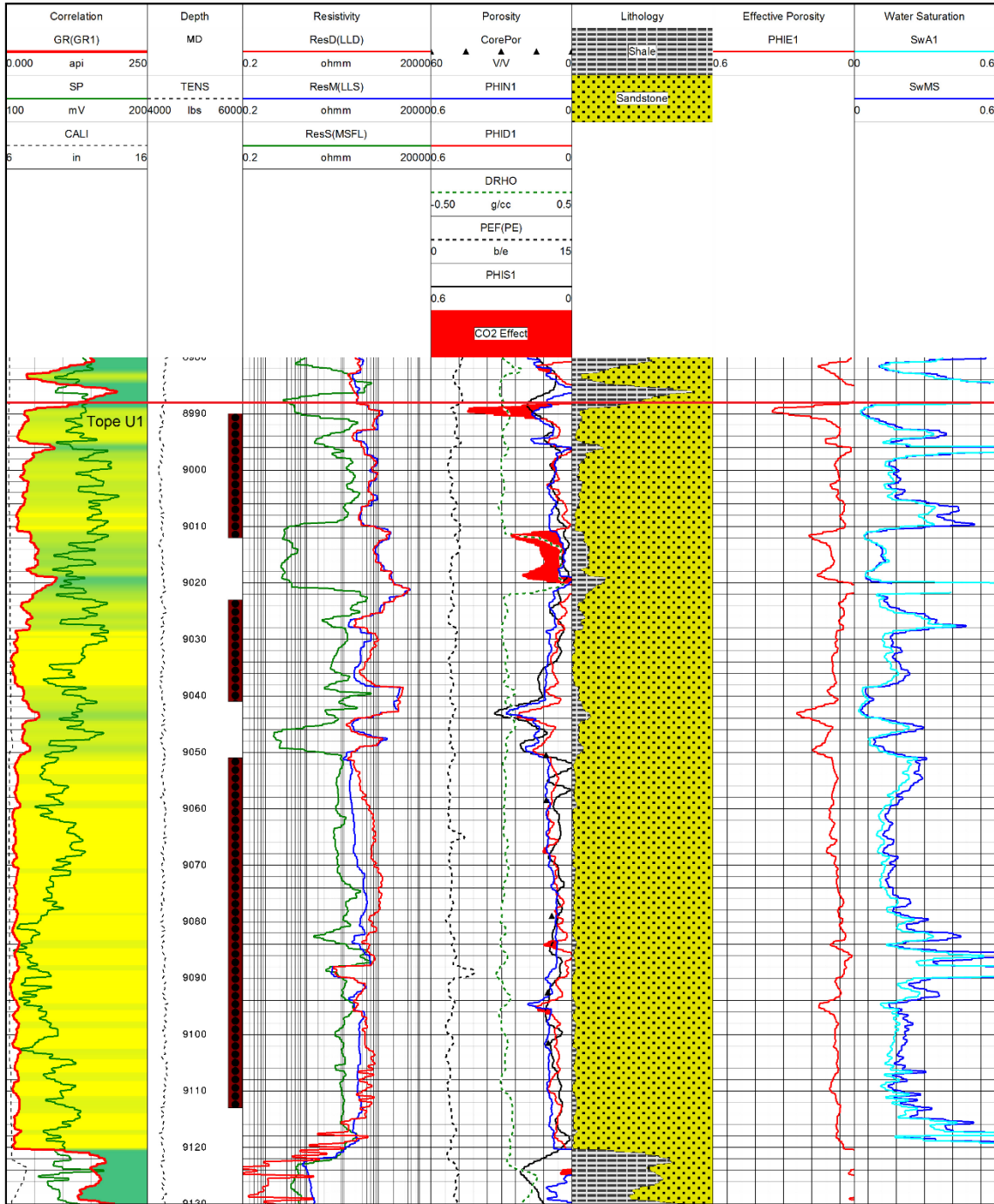


Figura 6-4. Perfiles eléctricos e interpretación del pozo A en la unidad U1.

La tabla 6.10 resume los valores de saturación promedio de agua de la arenisca U1 de la formación Caballos para los pozos seleccionados en este estudio utilizando los modelos de

Archie, Simandoux modificado e Indonesia. Se aclara que esta saturación es promedio de 7 lecturas de porosidad tomadas en cada pozo a diferentes profundidades en la arenisca U1.

Tabla 6-10. Resultados de saturación promedio de agua en la arenisca U1 calculada con cada modelo para los pozos seleccionados.

| Pozo | Rw | Rt | Archie | Simandoux M. | Indonesia |
|------|-------|---------|--------|--------------|-----------|
| A | 0.134 | 374.06 | 16.60 | 19.54 | 19.73 |
| D | 0.185 | 239.55 | 26.96 | 27.88 | 28.87 |
| C | 1.06 | 4551.87 | 11.33 | 15.13 | 15.39 |
| B | 0.25 | 2700.83 | 7.26 | 9.34 | 9.43 |
| E | 1.55 | 3902.55 | 17.44 | 18.78 | 19.98 |
| F | 2.24 | 1310.39 | 40.93 | 40.17 | 42.70 |
| G | 0.133 | 205.95 | 24.92 | 28.71 | 28.80 |
| H | 0.12 | 539.36 | 13.35 | 13.41 | 14.88 |
| J | 0.569 | 1034.39 | 30.28 | 27.04 | 30.80 |

La saturación de agua por el método de Archie resultó la más optimista. El método de Simandoux e Indonesia estima saturaciones de agua muy similares. Se considera el método de Simandoux el más apropiado para estimar la saturación de agua a utilizar en el modelo de interpretación, teniendo en cuenta que la mayoría de los pozos objeto de estudio contienen aguas de formación saladas.

Los valores bajos en saturación de agua en la mayoría de pozos, indica que estos pozos inicialmente estaban a saturación de agua irreducible.

6.6.6 Comparación de la saturación de agua con los datos de producción

La siguiente tabla muestra una comparación de la saturación de agua calculada por el método de Simandoux y el corte de agua según los historiales de producción recibidos de Ecopetrol para los siguientes pozos.

Tabla 6-11. Saturación y corte de agua para los pozos del estudio

| Pozo | S_{WMS} (%) | Corte de agua (%) |
|-------------|---------------------------------|--------------------------|
| A | 19.54 | 7.5 |
| D | 27.88 | 60 |
| C | 15.13 | 60.7 |
| B | 9.34 | 50 |
| E | 18.78 | 12 |
| F | 40.17 | 30 |
| G | 28.71 | — |
| H | 13.41 | 80 |
| J | 27.04 | 73 |

La saturación de agua calculada mediante perfiles es única y refleja la saturación de fluidos original del reservorio. De acuerdo a la tabla 6-11, la saturación de agua para los pozos pertenecientes al campo Caribe, correlaciona con el corte de agua tomado del estimativo de potenciales de producción del año 2013 (inédito). En los demás pozos, las diferencias observadas sugieren que la S_w para esos pozos ha aumentado durante la vida productiva de los mismos

7. Estimación de la Saturación de Dióxido de Carbono

Para la industria es un objetivo principal cuantificar los fluidos económicamente recuperables, disponibles en los campos. Normalmente los fluidos de yacimiento están compuestos por hidrocarburo líquido o gaseoso y agua de formación; también es común hallar el hidrocarburo en ambas fases. Es de aclarar, que las mezclas hidrocarburos contienen componentes impuros que normalmente están presentes en cantidades despreciables, y carecen de importancia al momento de cuantificar los fluidos totales del yacimiento, proceso denominado estimación de reservas.

Si la composición química del petróleo, muestra componentes no hidrocarburos en cantidades apreciables, se hace necesario cuantificarlos en el proceso de estimación de reservas, es decir, no incurrir en el error de sobreestimar el volumen neto de hidrocarburo. La presencia de CO₂ en los yacimientos objeto de la investigación, conlleva a cuantificar la relación volumétrica entre el CO₂ y el fluido de yacimiento a condiciones iniciales.

A partir de los análisis PVT disponibles y a partir de los perfiles de pozo abierto disponibles (densidad, neutrónico y en un caso el perfil de resonancia magnética) se proponen los siguientes métodos para determinar la saturación de CO₂.

7.1 Interpretación del efecto gas en los perfiles de densidad y neutrón.

El efecto gas observado es resultado de la concentración de CO₂ en el fluido poral de la arenisca y no obedece a la presencia de gas de hidrocarburo, toda vez que tratándose de yacimientos subsaturados no puede existir hidrocarburo en fase gaseosa.

En las zonas con efecto gas, la separación de los perfiles de densidad y neutrónico varía entre 4 y 9 unidades de porosidad. El efecto gas se caracteriza porque la curva de densidad se

desvía hacia la izquierda de forma pronunciada mientras que el perfil neutrónico se desvía levemente hacia la derecha o permanece constante. Esta asimetría en el patrón del efecto gas sugiere que las herramientas de porosidad fueron afectadas en diferente grado por la invasión del filtrado, dado que su profundidad de investigación es diferente.

Frente a las zonas de arenisca con CO₂, las porosidades aparentes registradas por las tres herramientas después de aplicar la corrección por arcillosidad se relacionan así:

$$\phi_D > \phi_N > \phi_S$$

Teniendo en cuenta que la herramienta sónica mide porosidad primaria y las herramientas de densidad y neutrónica miden porosidad total incluida la porosidad secundaria, es de esperar que la porosidad sónica sea menor

En las siguientes figuras se muestran los perfiles correspondientes a los pozos A, B, C, D, E, F, G, H y J, en el tramo correspondiente a la arenisca basal U1 de la formación Caballos que es el reservorio más importante desde el punto de vista de producción y que está constituido por arenisca cuarcítica limpia, de grano grueso, con porosidades entre 12-15 % y permeabilidades entre 200 y 300 md.

En la figura 7-1 se muestran los perfiles del pozo A. Los datos de producción demuestran que este pozo produce bastante CO₂, sin embargo la invasión fue tan profunda que eliminó casi por completo el efecto gas a excepción de algunas zonas puntuales.

En el tramo de 9010' a 9020' se aprecia un falso efecto gas debido a mal contacto del patín de la herramienta de densidad como lo demuestra el perfil $\Delta\rho$ (Curva DRHO).

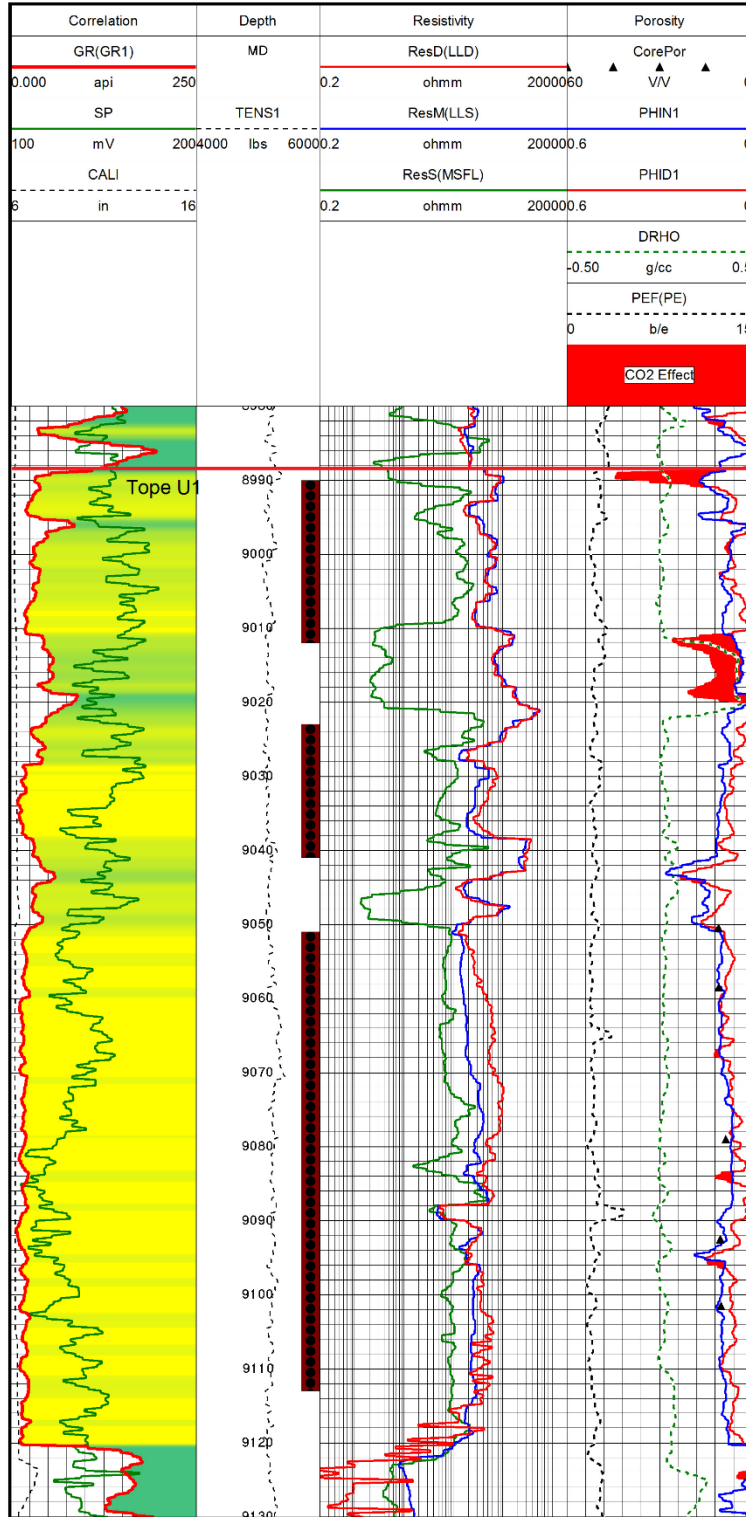


Figura 7-1. Perfiles eléctricos del pozo A en el tramo de la arenisca de la unidad U1

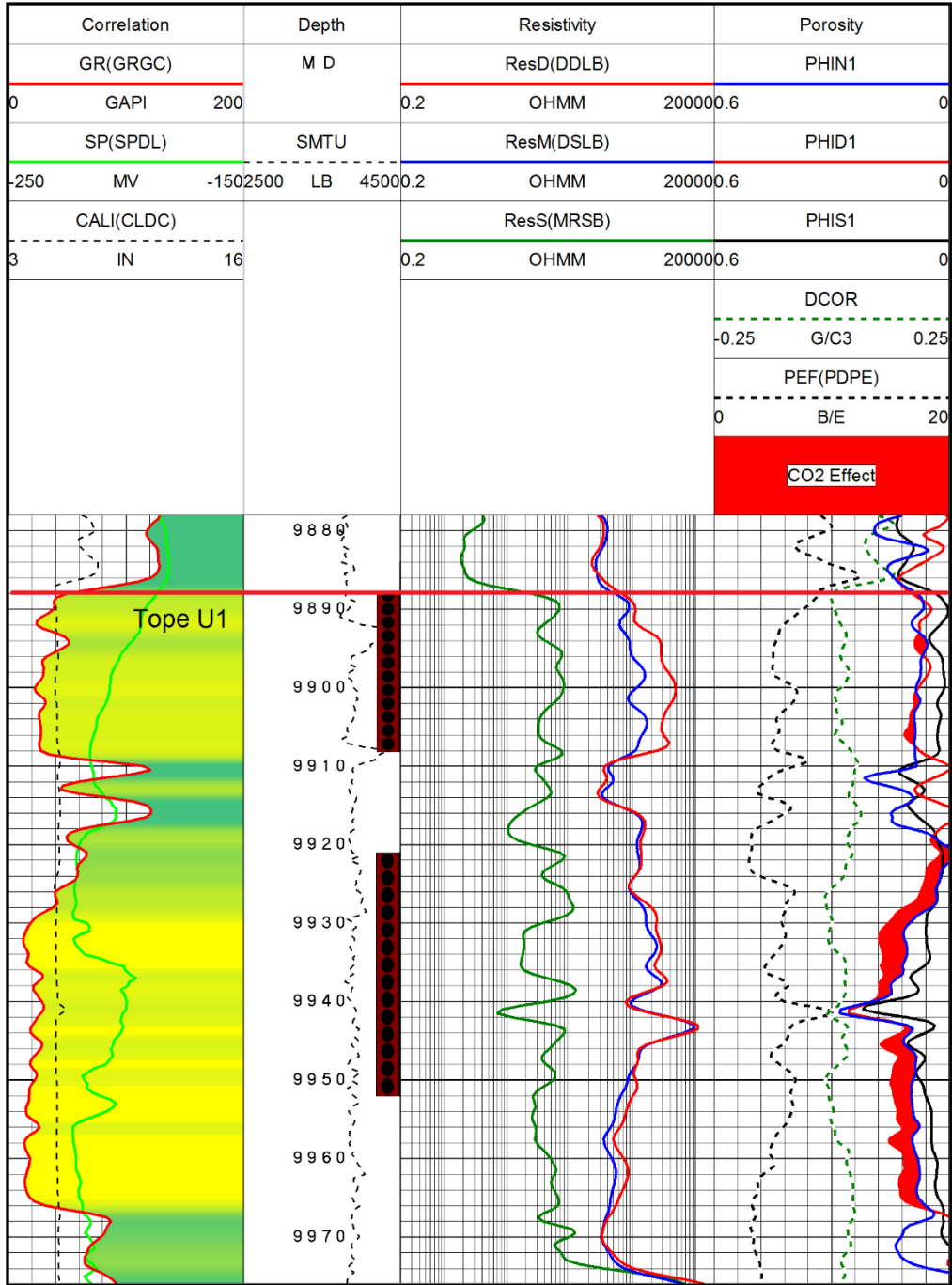


Figura 7-2. Perfiles eléctricos del pozo B en el tramo de la arenisca de la unidad U1.

En este pozo la invasión fue somera y el CO₂ generó efecto gas de forma continua, exceptuando las zonas de shale.

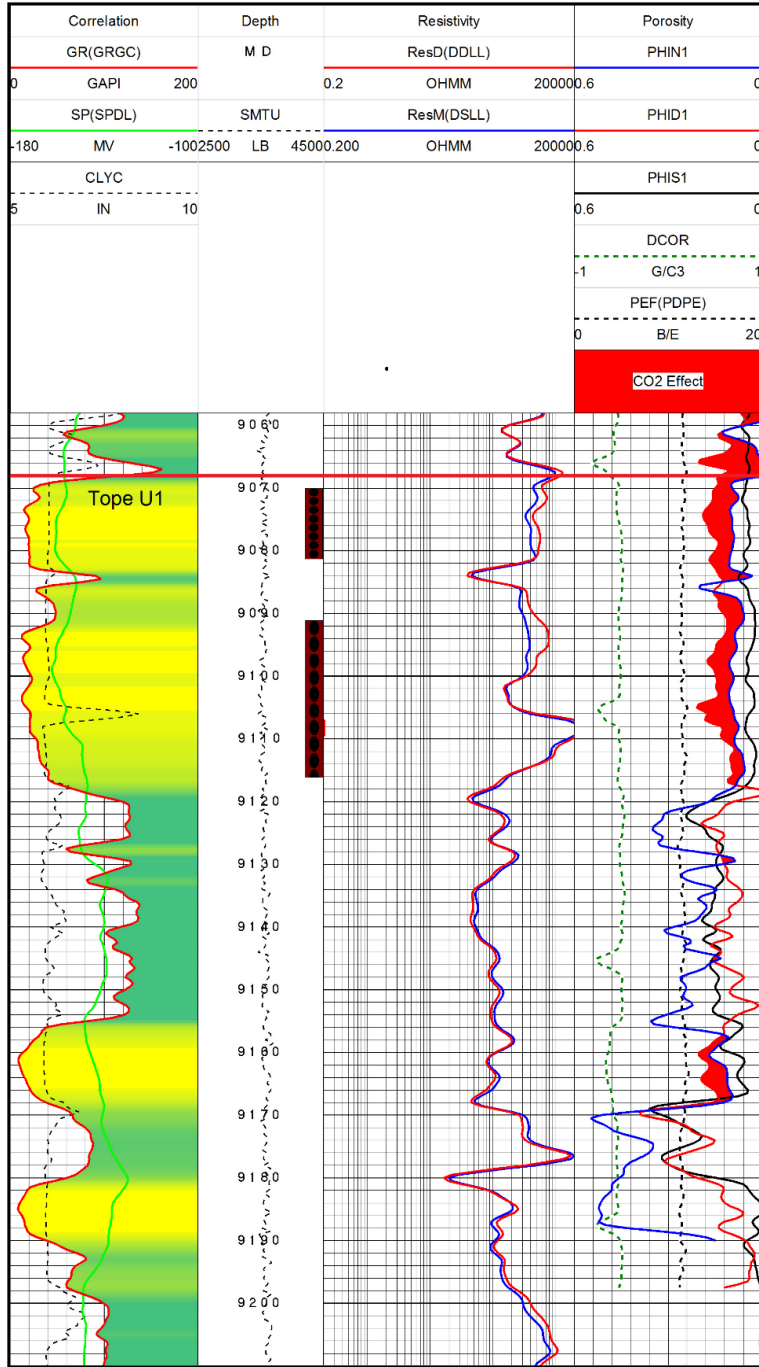


Figura 7-3. Perfiles eléctricos del pozo C en el tramo de la arenisca de la unidad U1.

En este pozo, el efecto gas es continuo en las zonas limpias. La falta del perfil Rxo no permitió estimar la PDI, sin embargo, la separación entre Ri y Rt indica invasión somera.

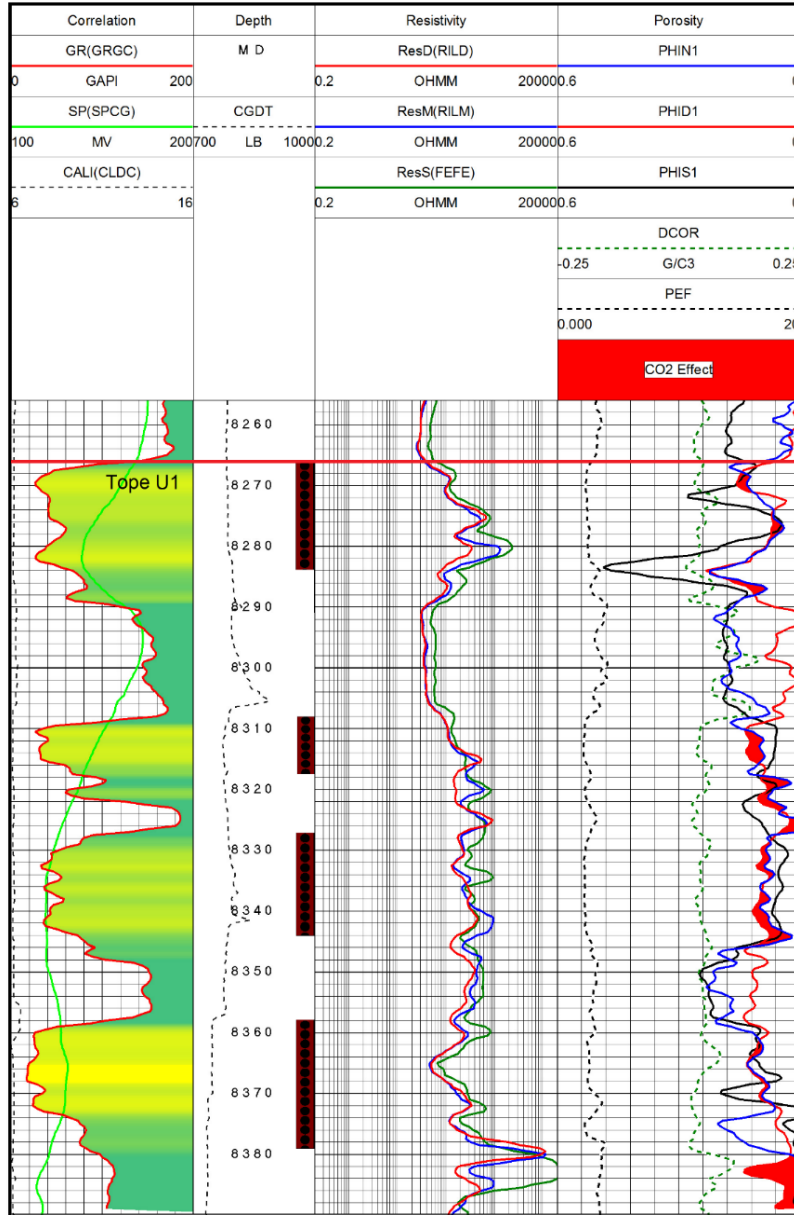


Figura 7-4. Perfiles eléctricos del pozo D en el tramo de la arenisca de la unidad U1. En este pozo la PDI fue somera, por lo cual, se presenta un efecto gas leve en el intervalo 8310' a 8346'. De acuerdo al perfil $\Delta\rho$ la curva de los valores de densidad de 9290 a 9310 son anómalos.

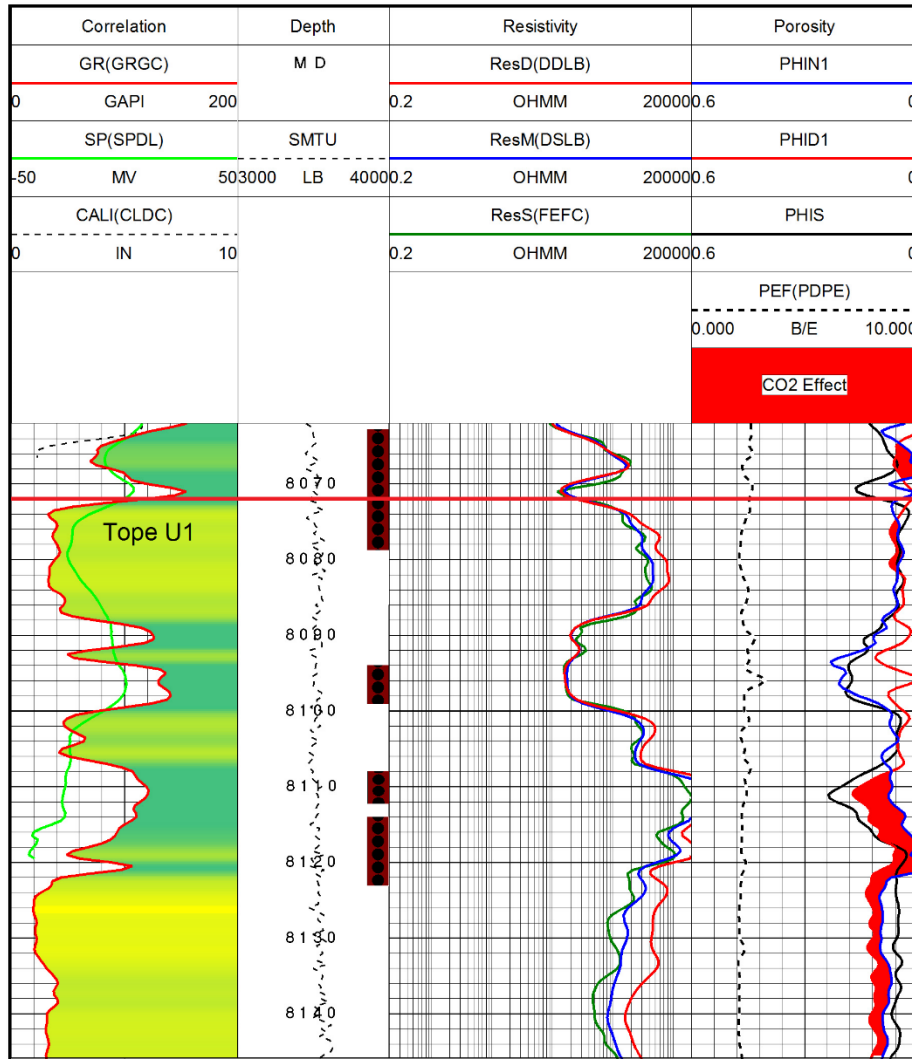


Figura 7-5. Perfiles eléctricos del pozo E en el tramo de la arenisca de la unidad U1.

En el tramo 8120 a 8146 pies se observa efecto gas a pesar de la invasión profunda de filtrado que varía entre 32 y 34.5”. Esta anomalía posiblemente sea causada por mal contacto del patín de la herramienta de densidad, que este caso no se puede confirmar porque en este tramo no hay perfil $\Delta\rho$ o caliper.

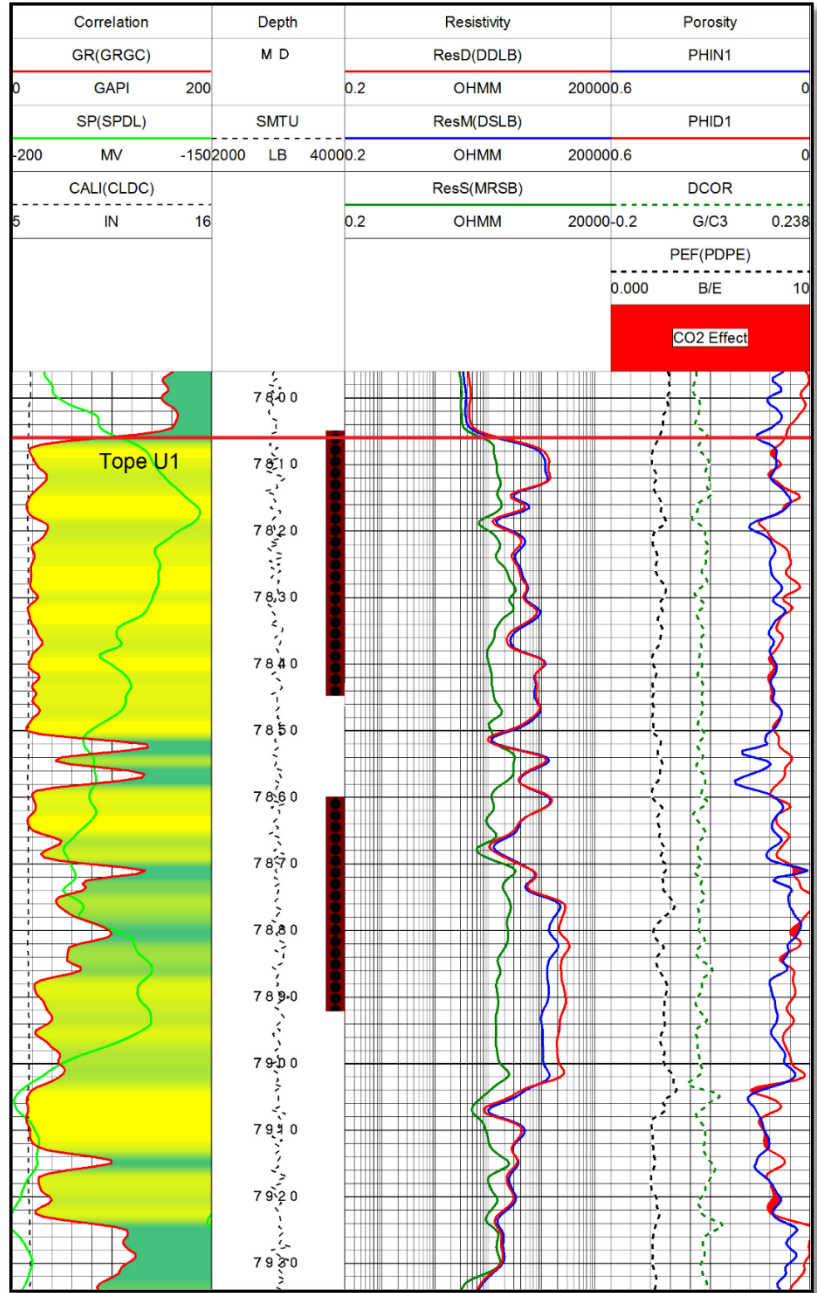


Figura 7-6. *Perfiles eléctricos del pozo F en el tramo de la arenisca de la unidad U1*
 En este pozo la invasión fue profunda y eliminó el efecto gas a excepción de algunas zonas puntuales.

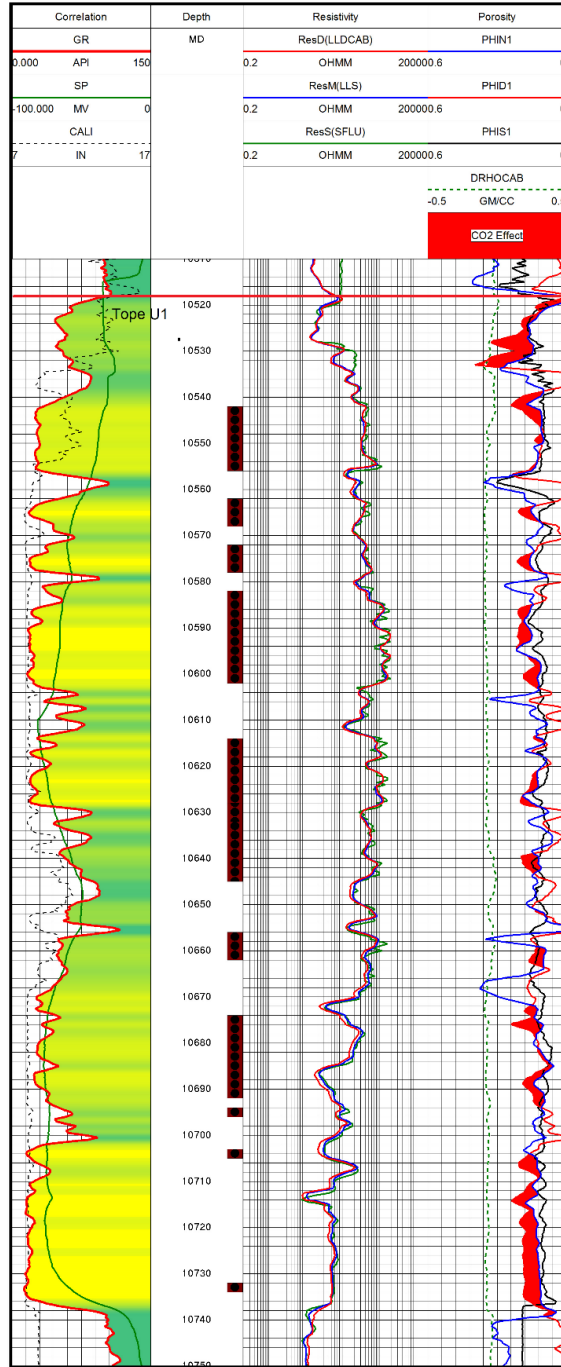


Figura 7-7. Perfiles eléctricos del pozo H en el tramo de la arenisca de la unidad U1
 En este pozo la invasión fue somera y en consecuencia el CO₂ formó efecto gas de forma continua exceptuando las zonas de shale.

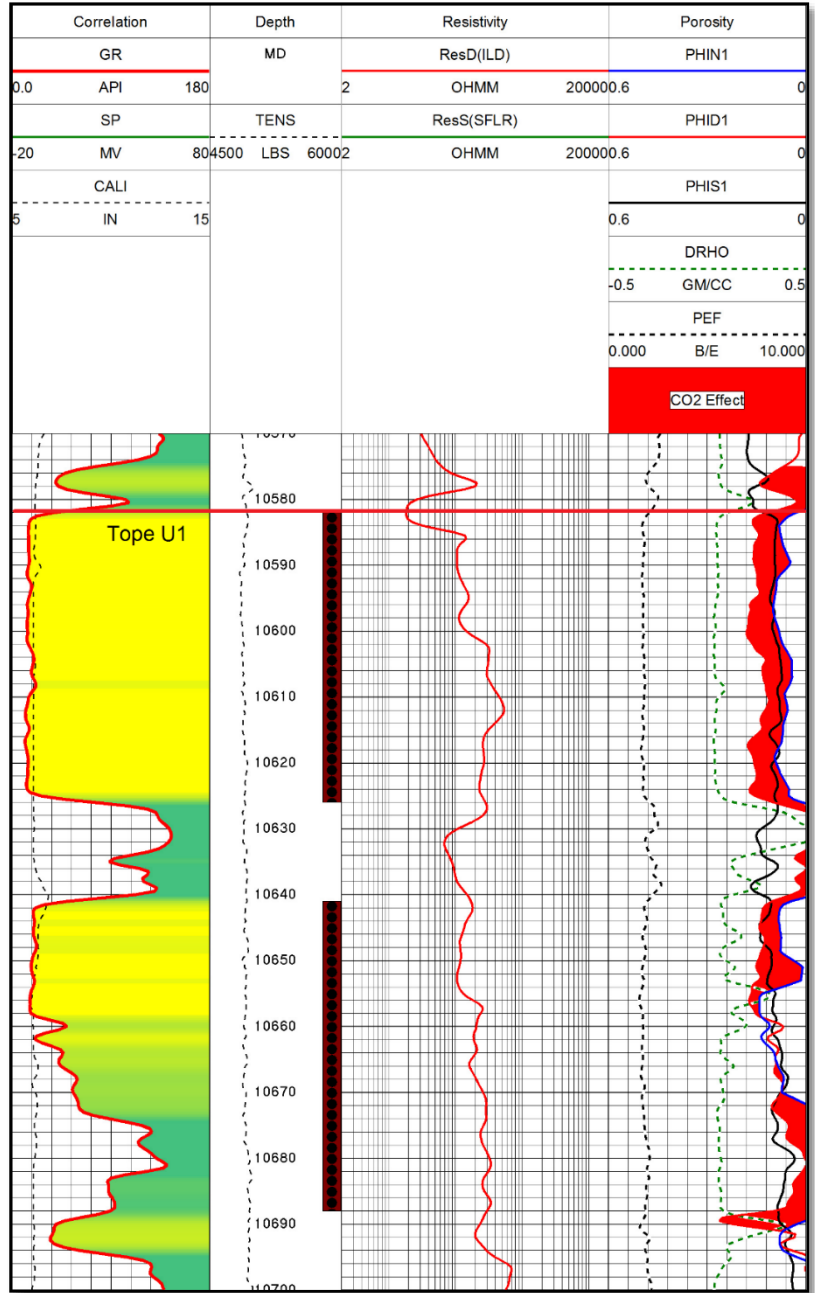


Figura 7-8. *Perfiles eléctricos del pozo G en el tramo de la arenisca de la unidad U1.*
 En este pozo el efecto gas es continuo en toda la arenisca limpia. La PDI no fue posible calcularla porque el perfil Rxo y Ri no fueron registrados para este intervalo.

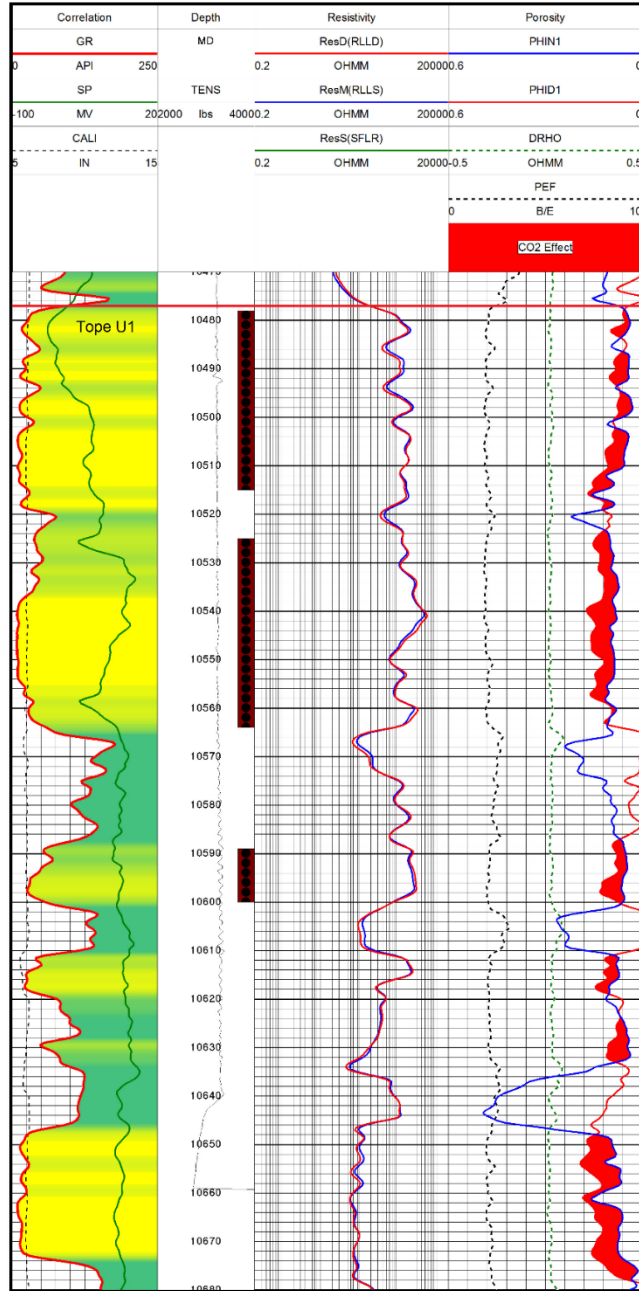


Figura 7-9. *Perfiles eléctricos del pozo J en el tramo de la arenisca de la unidad U1.*

En este pozo la invasión fue somera y el CO₂ generó efecto gas de forma continua, exceptuando las zonas de shale.

7.2 Interpretación del efecto de CO₂ sobre los perfiles de densidad y de resonancia magnética.

La resonancia magnética se destaca sobre los demás perfiles, porque interactúa únicamente con los fluidos de la formación y nunca con la roca, por lo tanto, es inalterable a los tipos de litología. El perfil de porosidad de la resonancia magnética es muy similar al perfil neutrón, ambos responden a los hidrogeniones encontrados en la formación, pero la porosidad aparente medida por la herramienta de resonancia será menor que la porosidad aparente del perfil neutrón debido a los hidrogeniones presentes en la roca. La tabla 6.8 muestra que la porosidad aparente de resonancia es menor que la porosidad de densidad y neutrón para todos los datos de porosidad de los núcleos.

La superposición del perfil de porosidad densidad con la porosidad de resonancia, produce “efecto gas” como en el caso de la superposición neutrón – densidad, que por cierto ratifica la presencia de CO₂ en la formación.

Esta interpretación de perfiles se aplicó únicamente al pozo A, porque los demás pozos objeto de estudio no disponían del perfil de resonancia magnética. El resultado es mostrado en la figura 7-10 donde el “efecto gas” por CO₂ se representa por las zonas coloreadas con rojo.

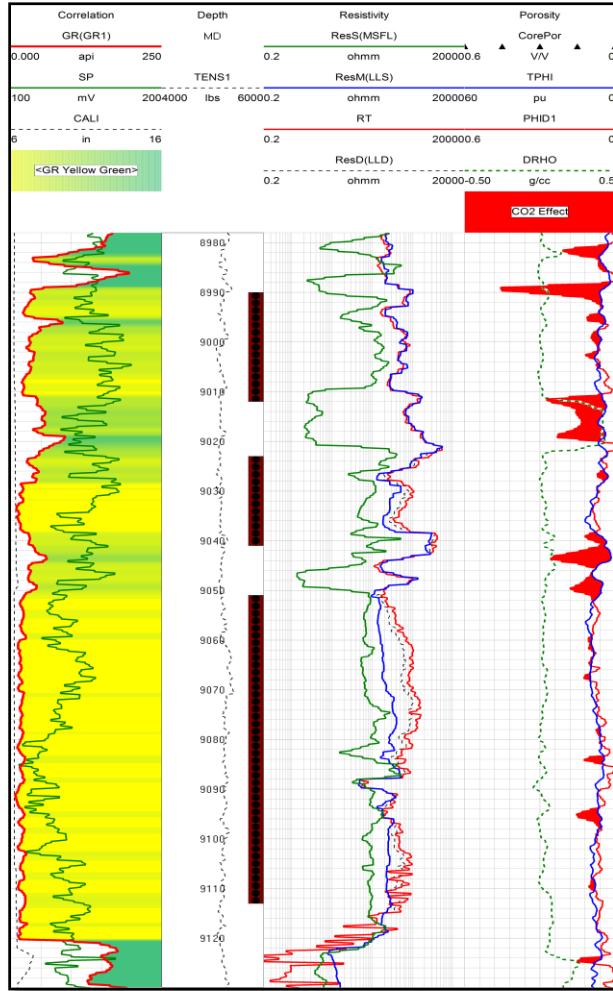


Figura 7-10. Perfiles eléctricos y porosidad de resonancia (TPHI) del pozo A

Para este caso el efecto CO₂ fue ligeramente mayor respecto a la superposición de densidad con el perfil neutrónico. En el tramo de 9010 a 9020 se aprecia un efecto gas falso debido a mal contacto del patín de la herramienta de densidad.

7.3 Saturación de CO₂ a partir de análisis PVT.

Es un método exacto para determinar la saturación de CO₂. El proceso se aplicó a los pozos Q, D, A, únicos pozos objetivo de los 9 estudiados, que disponían de análisis PVT.

La metodología parte de la composición química del fluido de yacimiento, y con la ayuda de un simulador se obtiene el factor de compresibilidad del líquido (Z) a CY; luego se aplica el siguiente procedimiento:

1. Se calcula los moles totales que corresponden a un volumen arbitrario de fluido de yacimiento.

$$n_t = \frac{P * V_t}{Z * R * T} \quad 7-1$$

2. A partir de los moles totales, y la fracción molar del CO₂, se aplica la siguiente ecuación para obtener los moles de CO₂:

$$n_{CO_2} = Z_{CO_2} * n_t \quad 7-2$$

3. De la siguiente manera se obtiene la masa equivalente a los moles de CO₂:

$$m_{CO_2} = n_{CO_2} * MW_{CO_2} \quad 7-3$$

4. Con la densidad a condiciones de yacimiento se calcula el volumen equivalente a la masa de CO₂.

$$V_{CO_2} = \frac{m_{CO_2}}{\rho_{CO_2}} \quad 7-4$$

5. La fracción volumétrica de CO₂ en el crudo se consigue con la siguiente ecuación:

$$f_{CO_2} = \frac{V_{CO_2}}{V_t} \quad 7-5$$

6. La saturación de CO₂ se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$S_{CO_2} = f_{CO_2} * (1 - S_w) \quad 7-6$$

La densidad del CO₂ se calcula mediante la correlación de (Ouyang, 2011). A continuación se muestra el resumen de las saturaciones de CO₂ obtenidas

Tabla 7-1. Resultados de saturación de CO₂ obtenidos para los pozos con análisis PVT.

| Pozo | CO ₂ en el crudo (% mol) | CO ₂ en el crudo (% Vol) | Sw (%) | S _{CO₂} (%) |
|------|-------------------------------------|-------------------------------------|--------|---------------------------------|
| A | 47.25 | 19.64 | 20 | 16 |
| D | 22.17 | 6.75 | 28 | 5 |
| Q | 0.51 | 0.15 | 25 | 0.11 |

En el cálculo de la saturación de CO₂, se utilizó la saturación de agua promedio de la arenisca U1 de la formación caballos, que se calculó con perfiles de pozo abierto usando la ecuación modificada de Simandoux.

7.4 Saturación de CO₂ a partir de los perfiles de porosidad.

Considerando que en reservorios ricos en CO₂, la porosidad neutrónica está disminuida respecto a la porosidad verdadera, porque la herramienta neutrónica ignora el volumen ocupado por CO₂, entonces la diferencia entre la porosidad verdadera y la neutrónica corresponde a la porosidad ocupada por CO₂. En lugar de la porosidad neutrónica se puede utilizar la porosidad de resonancia magnética.

$$\phi_{CO_2} = \phi_t - \phi_N \quad 7-7$$

$$\phi_{CO_2} = \phi_t - \phi_{RMN} \quad 7-8$$

La saturación de CO₂ se calcula dividiendo la porosidad del CO₂ por la porosidad verdadera de la roca, calculada a partir de los perfiles de densidad y neutrón utilizando la ecuación propuesta por DasGupta.

$$S_{CO_2} = \frac{\phi_{CO_2}}{\phi_t} * 100 \quad 7-9$$

Tabla 7-2. Resumen de porosidades verdaderas y saturaciones de CO₂ promedio para la arenisca U1

| POZO | Porosidad verdadera | | | | | Saturación de CO ₂ | | |
|------------|---------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------------------------|----------------|----------------|
| | ϕ_D (%) | ϕ_N (%) | Dasgupta | Gaymard | Hilchie | Dasgupta | Gaymard | Hilchie |
| | | | ϕ_t (%) | ϕ_t (%) | ϕ_t (%) | S_{CO_2} (%) | S_{CO_2} (%) | S_{CO_2} (%) |
| A * | 9.79 | 6.49 ** | 8.69 | 8.41 | 9.22 | 24.29 | 22.20 | 26.20 |
| D | 10.70 | 8.70 | 10.04 | 9.76 | 10.01 | 13.34 | 10.91 | 12.54 |
| C * | 16.03 | 10.08 | 14.04 | 13.43 | 14.81 | 29.12 | 25.86 | 32.30 |
| B | 13.57 | 9.22 | 12.12 | 11.62 | 12.39 | 22.26 | 19.15 | 23.80 |
| E | 10.73 | 8.22 | 9.89 | 9.58 | 10.01 | 17.85 | 15.17 | 15.85 |
| F | 12.81 | 10.97 | 12.20 | 11.93 | 12.10 | 10.29 | 8.26 | 7.20 |
| G | 14.06 | 6.22 | 11.45 | 10.93 | 12.90 | 46.14 | 43.53 | 51.54 |
| H | 17.91 | 11.86 | 15.90 | 15.21 | 18.33 | 25.62 | 22.29 | 34.71 |
| J | 10.82 | 6.33 | 8.58 | 8.89 | 10.27 | 26.88 | 29.40 | 38.63 |

La tabla 7.2 muestra las porosidades y saturaciones de CO₂ promedio obtenidas para las areniscas U1. Los pozos con mayor concentración de CO₂ son: G (50.54%), J (26.88%) y H (25.62%). La menor concentración de CO₂ se encontró en los pozos: F (10.29%), D (13.34%) y E (17.85%). Del pozo A se sabe que produce bastante CO₂ pero la concentración estimada mediante este método probablemente resultó muy disminuida por la invasión de filtrado.

Las saturaciones de CO₂ obtenidas mediante este método para los pozos A y D resulto mayor en 8% que la saturación de CO₂ obtenida por el análisis PVT. Esta diferencia se debe posiblemente a que la prueba PVT refleja la saturación puntual de CO₂, en tanto que las saturaciones obtenidas mediante el método de separación de perfiles corresponden a un promedio de 7 lecturas de porosidad tomadas en cada pozo a diferentes profundidades en la arenisca U1.

En reservorios subsaturados con CO₂, el método de separación de perfiles proporciona la saturación mínima o residual que no fue desplazada por el filtrado de lodo. Sin embargo, mediante la utilización de lodos especiales, que producen baja o nula invasión, este método podría proporcionar la saturación de CO₂ de la zona virgen.

7.5 Saturación de CO₂ a partir de probadores de formaciones

La industria ofrece multiprobadores de formaciones del tipo RDT y MDT que permiten medir en tiempo real, la concentración de CO₂ en los fluidos de yacimiento mediante espectroscopia de infrarrojo cercano utilizando la técnica DFA (Análisis de Fluido en Fondo de Pozo). Este método a diferencia del procedimiento convencional para evaluar el contenido de CO₂, que consiste en tomar muestras de fluidos en fondo de pozo para enviarlas al laboratorio para análisis, dado que cuantifica el CO₂ en fondo de pozo lo que evita que la concentración de CO₂ cambie significativamente por reacción con aguas de formación y filtrado de lodo durante el desplazamiento de la muestra al laboratorio debido a la naturaleza reactiva del CO₂. Esta nueva tecnología es aplicable en pozo abierto y en consecuencia no es útil para conocer la concentración de CO₂ en los campos productores del área occidente de la cuenca Caguán – Putumayo.

El modelo para la evaluación petrofísica de yacimientos ricos en CO₂ propuesto en esta investigación se resume gráficamente en la figura 7.11.

Modelo de interpretación petrofísica de formaciones

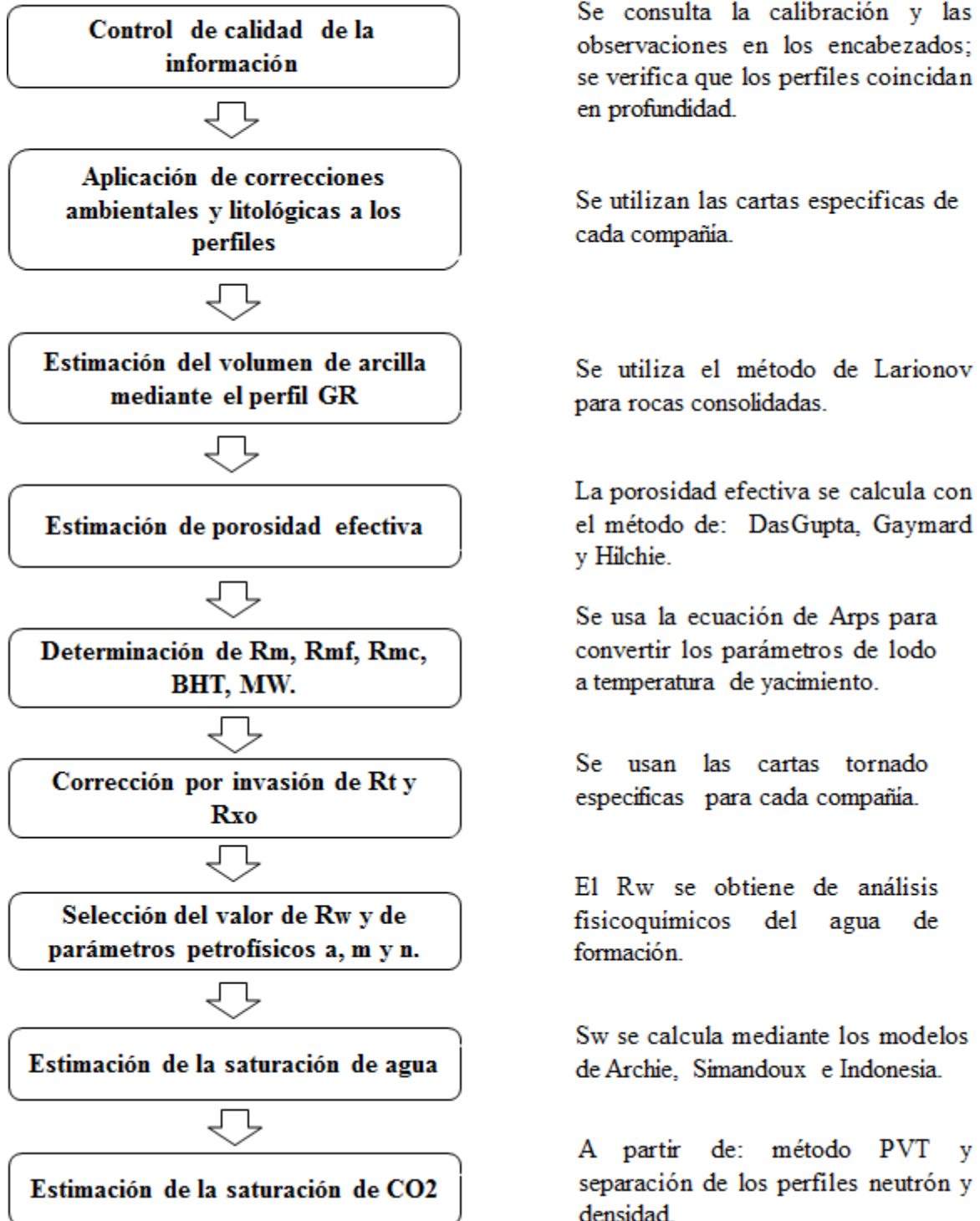


Figura 7-11. Diagrama de flujo del modelo de evaluación petrofísica.

7.6 Comparación de los métodos de cuantificación del CO₂.

El siguiente cuadro resume las ventajas y desventajas de cada uno de los tres métodos arriba expuestos.

Tabla 7-3 Comparación de métodos para cuantificar el CO₂.

| Método | Ventajas | Desventajas |
|--|--|---|
| Análisis PVT | <ul style="list-style-type: none"> • La fracción de CO₂ se mide de forma directa en laboratorio. • Es una medición exacta. • El análisis ofrece información adicional sobre los fluidos de yacimiento. | <ul style="list-style-type: none"> • La prueba para análisis PVT es representativa para un intervalo estratigráfico no mayor a 30 pies. • Pocos pozos disponen de análisis PVT. • La prueba PVT es costosa. |
| Separación entre los perfiles neutrón y densidad | <ul style="list-style-type: none"> • El método es aplicable a todos los campos subsaturados que contengan CO₂ en las formaciones Caballos, Villeta y Pepino. • Únicamente requiere los perfiles densidad y neutrónico o en su defecto densidad y resonancia magnética. • Su aplicación no requiere ningún costo adicional. | <ul style="list-style-type: none"> • El efecto se aprecia en condiciones de invasión somera y moderada. • La invasión profunda del filtrado desplaza el CO₂ e impide la aplicación del método. • Este método detecta la saturación de CO₂ que no fue desplazada por la invasión. • La determinación de la porosidad verdadera en zonas de gas a partir de los perfiles neutrónica y densidad es aproximada. |
| Medición con la herramienta MDT | <ul style="list-style-type: none"> • Mediante espectroscopia de infrarrojo cercano se cuantifica el contenido de CO₂ in situ en los fluidos en fondo de pozo. • La medición es en tiempo real. | <ul style="list-style-type: none"> • Esta prueba es costosa. • Es aplicable solo a pozos nuevos. • Es una prueba de muestreo puntual. • La presencia de agua en los fluidos de yacimiento limitan este método. |

8. Conclusiones

- Las mediciones de resistividad y de velocidad acústica realizadas en laboratorio sobre núcleos de roca saturada con salmuera, crudo y CO₂ resultaron de gran valor para entender el efecto del CO₂ sobre las propiedades estudiadas; pero estas propiedades infortunadamente no resultaron útiles para detectar el CO₂ en los perfiles de pozo abierto.
- La porosidad sónica no permite detectar el CO₂ porque a condiciones de yacimiento existe bajo contraste entre las velocidades del filtrado de lodo y del CO₂.
- De manera análoga, el perfil de resistividad profunda no permite diferenciar el CO₂ del crudo porque estos fluidos no presentan contraste de resistividad.
- Detectar el CO₂ en los reservorios es factible mediante la superposición de los perfiles de porosidad neutrónica y de densidad. La detección de CO₂ por este método es factible en condiciones de invasión somera a moderada del filtrado. Este método detecta la saturación de CO₂ que no fue desplazada por la invasión.
- Los pozos B, E, C, D del área occidente y los pozos H, G y J del área sur son los más ricos en CO₂. Aunque se conoce que el pozo A produce bastante CO₂, este método detecta un efecto gas muy tenue debido a la invasión profunda del filtrado
- El método de superposición de perfiles de densidad y neutrónico propuesto en este estudio para evaluar CO₂ es aplicable a yacimientos subsaturados constituidos por areniscas limpias o arcillosas de las formaciones Caballos, Villeta y Pepino, a condición de que los pozos posean perfiles de porosidad de neutrónica y de densidad.
- La herramienta de resonancia magnética tiene mayor profundidad de investigación que la herramienta neutrónica y además no se afecta por la presencia de arcilla y en

consecuencia la combinación de perfiles densidad - RMN resulta más efectiva para detectar el CO₂ que la combinación de densidad y neutrónico.

- El análisis PVT permite cuantificar con exactitud el volumen de CO₂ existente en el espacio poral del yacimiento, utilizando la composición química del fluido reportada en la prueba PVT

9. Recomendaciones

- Registrar un conjunto completo de perfiles eléctricos que incluya: gamma ray espectral, resistividad mínimo a 3 profundidades de investigación, porosidad neutrónica, porosidad densidad y porosidad sónica. También se recomienda registrar el perfil de resonancia magnética.
- Controlar la invasión del filtrado durante la perforación, para disminuir su efecto negativo sobre las mediciones realizadas con las herramientas de porosidad y de resistividad.
- Recuperar núcleos, mínimo en un pozo por campo, en las areniscas productoras y determinar en laboratorio porosidad, permeabilidad, exponente de cementación, exponente de saturación, tortuosidad y además realizar difracción de rayos X y microscopía electrónica.
- Realizar un análisis PVT por campo para caracterizar los fluidos de la formación. La composición química obtenida en el análisis PVT es útil para determinar la saturación de CO₂ en el yacimiento y así estimar correctamente las reservas de hidrocarburo.
- Evaluar la conveniencia de reinyectar en los yacimientos el CO₂ y el gas de hidrocarburo producido a fin de mantener la presión de yacimiento, aumentar el factor de recobro y disminuir el impacto sobre el medio ambiente.

NOMENCLATURA

| | | | |
|------------------|--|-------------------|---|
| ϕ_D | Porosidad de densidad | IH_{ma} | Índice de hidrogeno de la matriz |
| ϕ_s | Porosidad sónica | IH_g | Índice de hidrogeno del gas |
| ϕ_N | Porosidad neutrónica | IH_{mf} | Índice de hidrogeno del filtrado |
| ρ_{ma} | Densidad de la matriz | ϕ_e | Porosidad efectiva |
| ρ_b | Densidad total | ϕ_A | Porosidad Absoluta |
| ρ_f | Densidad del fluido | m | Exponente de cementación |
| Δt_c | Tiempo de viaje la onda compresional | n | Exponente de saturación |
| Δt_{Log} | Tiempo de viaje la onda compresional | T_y | Temperatura de yacimiento |
| Δt_{ma} | Tiempo de viaje de la matriz | a | Coefficiente de tortuosidad |
| Δt_f | Tiempo de viaje del fluido | S_{WA} | Saturación de agua con Archie |
| v_p | Velocidad de la onda P | S_{WMS} | Saturación de agua con Simandoux Modificado |
| K | Módulo de compresibilidad del material | S_{WI} | Saturación de agua con Indonesia |
| μ | Módulo de corte o rigidez | R_{sh} | Resistividad del shale |
| ρ | Densidad | P | Presión de yacimiento (psia) |
| Sxo | Saturación de agua en la zona lavada | T | Temperatura de Yacimiento (°R) |
| Δt_{mf} | Tiempo de viaje de filtrado de lodo | R | Constante de la ecuación de estado $R = (10.73 \text{ psi} \cdot \text{ft}^3) / (\text{lb mol} \cdot \text{°R})$ |
| Shc | Saturación de hidrocarburo | Z | Factor de compresibilidad de los fluidos |
| Δt_{hc} | Tiempo de viaje del hidrocarburo | Z_{CO2} | Fraccion molar del CO2 para fluido de yacimiento |
| S_{CO2} | Saturación de CO ₂ | Vt | Volumen de fluido de yacimiento (ft ³) |
| Δt_{CO2} | Tiempo de viaje del CO ₂ | nt | Moles totales (lbmol) |
| R_{xo} | Resistividad somera | n_{CO2} | Moles de CO ₂ (lbmol) |
| R_w | Resistividad de agua de formación | m_{CO2} | Masa del CO ₂ (lbs) |
| R_t | Resistividad mediana | MWCO ₂ | Peso molecular del CO ₂ (lb/lb mol) |
| R_t | Resistividad profunda | ρ_{CO2} | Densidad del CO ₂ a las condiciones de P y T (lbs/bbl) |
| R_o | Resistividad de la zona acuífera | V_{CO2} | Volumen de CO ₂ (bbl) |
| ID | Diámetro interno de pozo | S_{CO2} | Saturación de CO ₂ en yacimiento |
| Di | Diámetro de invasión de filtrado | f_{CO2} | Fracción volumétrica de CO ₂ en el crudo |
| $\Delta \rho$ | Delta de densidad | I_{sh} | Índice de shale |
| ϕ'_N | Porosidad neutrónica corregida | GR_{max} | Gamma Ray clay |
| ϕ_{Nsh} | Porosidad neutrónica leída en zona de shale | GR_{max} | Gamma Ray clean |
| ϕ'_D | Porosidad de densidad corregida | GR_{Log} | Gamma leído en el registro |
| ϕ_{Dsh} | Porosidad de densidad leída en zona de shale | | |
| V_{sh} | Volumen de shale | | |
| IH_f | Índice de hidrogeno del fluido. | | |
| IH_L | Índice de hidrogeno del líquido. | | |

Bibliografía

- Ahmed, T. (1989). *Hydrocarbon Phase Behavior* (Vol. 7). Houston , Texas: Gulf Publishing Company.
- ANH. (2009). *Sistemas hidrocarbúricos y análisis de plays en la Cuenca Caguán - Putumayo*.
- ANH, & UPTC. (2010, Diciembre). *Open Round Colombia 2010*. Universidad Tecnológica y Pedagógica de Colombia. Bogotá DC: Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- Asquith, G., & Krygowski, D. (2004). *Basic well logs analysis*. Tulsa: AAPG.
- Bassiouni, Z. (1994). *Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs* (Vol. 7). United States of America: Society of Petroleum Engineers Inc.
- Camargo, J. A. (2008). *Introducción a la interpretación de perfiles de pozo abierto*. Neiva, Colombia: Universidad Surcolombiana.
- Crotti, M., & Badessich, M. F. (n.d.). *Coexistencia de petróleo subsaturado con un casquete de gas. El dióxido de carbono en equilibrio con petróleos pesados*.
- Crotti, M., Fernandez, G., & Terrado, M. (2007). Improving Reserves and Production Using a CO₂ Fluid Model in El Trapial Field, Argentina. *SPE International*.
- Dasgupta, U. (1997). *Houston Patent No. 5684299*.
- Ecopetrol. (2004). *Evaluación del potencial petrolífero y plan conceptual de desarrollo para el área occidente*. Inedito.
- Franco , C. A., Garcia, C. C., Henao, W. A., & Zapata, J. F. (2012). Formation Damage Modeling Improves Well Candidate Selection and Stimulation Treatment Design in Western Area of Putumayo Basin, Colombia. *SPE International*.
- Halliburton. (1991). *Open hole log analysis and formation evaluation*. (H. L. Services, Ed.) Houston, Texas.
- Halliburton. (1999). *NMR Logging Principles and Applications*. Houston: Halliburton Energy Services.
- Hamada, G. M., & Abushanab, M. A. (2008). Better porosity estimate of gas sandstone reservoir using density and NMR logging data. *Emirates Journal for Engineering Research*, 47 - 54.
- Hangx, S. J. (2005). *Behavior of the CO₂-H₂O system and preliminary mineralisation model and experiments*. Utrecht University, Department of Earth Sciences .
- Hilchie, D. W. (1982). *Advanced well log interpretation*. Golden, Colorado, United States of America .

- Ijasan, O., & Torres, C. (2013). Estimation of porosity and fluid constituents from neutron and density logs using an interactive matrix scale. *SPWLA 54th Annual Logging Symposium* (pp. 1-12). New Orleans: SPWLA.
- Kim, J. W., Xue, Z., & Matsouka, T. (2010). Experimental Study on CO₂ Monitoring and Saturation with Combined P-wave Velocity and Resistivity. *Society of Petroleum Engineers*.
- Muller, N., & Elshahawi, H. (2006). *Quantification of carbon dioxide using downhole wireline formation tester measurements*. San Antonio: SPE.
- Nakatsuka, Y., Xue, Z., Yamada, Y., & Matsuoka, T. (2010). Experimental study on CO₂ monitoring and quantifying of stored CO₂ in saline formation using resistivity formation . *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 209-216.
- Ohen, H. A. (2011). *Formation Damage Review of ECP Fields in Western Putumayo Basin, Colombia*. Ecopetrol, Reservoir Division . HTV Global Resource Ventures Inc.
- Onishi, K., Ishikawa, Y., Yamada, Y., & Matsuoka, T. (2006). Measuring electric resistivity of rock specimens injected with gas, liquid and supercritical CO₂ . *SEG*.
- Ouyang, L.-B. (2011). New Correlations for Predicting the Density and Viscosity of Supercritical Carbon Dioxide Under Conditions Expected in Carbon Capture and Sequestration Operations. *The Open Petroleum Engineering Journal*, 14-15.
- Parra, R. (2011). *Propiedades Fisicas de los Fluidos de Yacimientos*. Neiva: Universidad Surcolombiana.
- Perez, V., & Bettin, J. M. (2014). *Modelamiento del efecto de la concentracion de CO₂ sobre la resistividad y sobre la velocidad del sonido en nucleos de rocas reservorio de la formacion Caballos del campo Sucumbios*. Universidad Surcolombiana, Departamento de Ingeniería, Neiva.
- Weatherford. (2014, Enero). Retrieved Noviembre 20, 2014, from www.weatherford.com
- Wiley, R., & Patchett, J. G. (1994). The effects of invasion and density / thermal neutron porosity interpretation. *SPWLA 35th Annual Logging Symposium*, (pp. 1-15).

Anexos

Anexo A: Información disponible de perfiles de pozo abierto.

Tabla 1. Tipos de herramientas de perfilaje utilizadas para cada pozo.

| Pozo | Compañía | Herramientas de resistividad | Herramientas Neutrónicas | Herramientas de Densidad | Herramientas Sónicas |
|-------------|-----------------|-------------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|-----------------------------|
| A | Halliburton | DLL - MSFL | DSN | CDL | BCS |
| B | Weatherford | DLL - MFE | CNT | DEN | HBC |
| C | Weatherford | DLL - MFE | CNT | DEN | HBC |
| D | Weatherford | DIL - MFE | CNT | DEN | HBC |
| E | Weatherford | DLL - MFE | CNT | DEN | HBC |
| F | Weatherford | DLL - MFE | CNT | DEN | HBC |
| H | Schlumberger | DLL - MSFL | CNL | FDC | BHC |
| T | Schlumberger | DLL - MSFL | CNL | FDC | BHC |
| G | Schlumberger | DLL - MSFL | CNL | FDC | BHC |
| J | Schlumberger | DLL - MSFL | CNL | FDC | BHC |

Tabla 2. Resumen de perfiles de pozo abierto proporcionados para los 20 pozos.

| N° pozo | Pozo | Litología | | | Resistividad | | | Porosidad | | | |
|---------|------|-----------|----|----|--------------|------|------|------------|----------|--------|-----|
| | | Caliper | GR | SP | ResS | ResM | ResD | Neutrónica | Densidad | Sónica | Pef |
| 1 | K | Si | Si | Si | Si | No | Si | Si | No | No | No |
| 2 | B | Si | Si | Si | Si | No | Si | Si | Si | Si | Si |
| 3 | C | Si | Si | Si | Si | No | Si | No | No | Si | No |
| 4 | D | Si | Si | Si | Si | Si | Si | Si | Si | Si | Si |
| 5 | E | Si | Si | Si | Si | Si | Si | Si | Si | Si | Si |
| 6 | F | Si | Si | Si | Si | No | Si | Si | Si | Si | Si |
| 7 | L | No | Si | No | No | No | No | No | No | No | No |
| 8 | M | No | Si | Si | Si | Si | Si | Si | Si | Si | Si |
| 9 | N | Si | Si | Si | Si | Si | Si | No | No | No | No |
| 10 | O | No | No | No | No | No | No | No | No | No | No |
| 11 | P | Si | Si | Si | Si | No | Si | No | No | Si | No |
| 12 | A | Si | Si | Si | Si | Si | Si | Si | Si | No | Si |
| 13 | Q | Si | Si | Si | Si | No | Si | Si | Si | Si | No |
| 14 | R | Si | Si | Si | Si | Si | Si | Si | Si | Si | No |
| 15 | H | Si | Si | Si | Si | Si | Si | Si | Si | Si | No |
| 16 | S | No | No | No | Si | No | Si | No | Si | No | No |
| 17 | T | Si | Si | Si | Si | Si | Si | Si | Si | Si | No |
| 18 | G | Si | Si | No | No | No | Si | Si | Si | Si | Si |
| 19 | J | Si | Si | Si | Si | No | Si | Si | Si | Si | Si |
| 20 | U | Si | Si | Si | No | No | Si | Si | Si | Si | No |

Tabla 3. Resumen de información relevante contenida en los archivos LAS

| Pozo | Empresa | Año | Lodo | Bs (in) | ρ lodo (lb./gal) | Temp. Y (°F) | TD (pies) | Rm @ 75 F (Ω.m) | Rmf @ 75 F (Ω.m) | Rmc @ 75 F (Ω.m) |
|-------------|----------------|------------|-------------|--------------------|---|-------------------------|----------------------|--|---|---|
| K | Schlumberger | 1969 | Spersene | 8.75 | 14.3 | 192 | 9398 | 1.203 | 0.601 | 2.575 |
| B | Weatherford | 2010 | Kla gard b | 6 | 11.5 | 207 | 10080 | 0.5 | 0.43 | 1.49 |
| C | Weatherford | 2009 | Flo pro | 6 | 11.7 | 194 | 9290 | 0.54 | 0.38 | 1.2 |
| D | Weatherford | 2009 | Flo pro | 6 | 8.8 | 185 | 8446 | 1.2 | 1.1 | 1.8 |
| E | Weatherford | 2008 | Kla gard | 6 | 10.4 | 190 | 8196 | 1.6 | 1.4 | 1.75 |
| F | Weatherford | 2010 | Q drill in | 6 | 8.9 | 179 | 8041 | 1.99 | 1.83 | 2.6 |
| L | Schlumberger | 1980 | Polinox | 8.5 | 11.5 | 202 | 9460 | 1.056 | 0.908 | 1.873 |
| N | Petrominerales | 2006 | Q drill in | 6.25 | 9.2 | 165 | 6518 | 2.507 | 0.753 | 0.736 |
| P | Schlumberger | 1969 | Unical | | 10.1 | | | | | |
| A | Halliburton | 2010 | Boremax | 8.5 | 13.7 | Nd | 4527 | 1.827 | 0.992 | 2.865 |

En los demás pozos, los encabezados que contienen la información son ausentes.

Anexo B: Estimación de la saturación de CO₂ para el pozo A

El pozo A según su fluido pertenece a un yacimiento de petróleo subsaturado, catalogado como de alto contenido de dióxido de carbono. La tabla 1 resume datos relevantes del pozo y los datos tomados del análisis PVT realizado a una muestra recombinada.

Tabla 1. Resumen de información relevante para el pozo A.

| Pozo | A |
|--|-------------|
| Presión de yacimiento | 3300 Psia |
| Temperatura de yacimiento | 200 °F |
| Presión de burbuja | 1577 Psia |
| Fracción molar del CO ₂ | 47.25 % |
| Factor de compresibilidad del fluido (Z) | 1.3669 @ CY |

Esta prueba fue realizada en el año 2010, cuando el pozo iniciaba su vida productiva, lo cual es representativo de los fluidos originales. A partir de la composición química y datos anteriores se caracterizó el fluido del pozo A, utilizando WINPROP 2012, software altamente aceptado en la industria, diseñado para modelar el comportamiento de fases de fluidos. En la figura 1 se muestra el diagrama de fases obtenido.

La compresibilidad del líquido se obtuvo simulando una prueba instantánea de fase en dicho software, a la condición de presión y temperatura del yacimiento

Los resultados de la prueba se muestran en la siguiente figura donde claramente a condiciones iniciales el yacimiento presenta cien por ciento de fase líquida y la totalidad de moles está en dicha fase. La compresibilidad del fluido es $Z = 1.3669$.

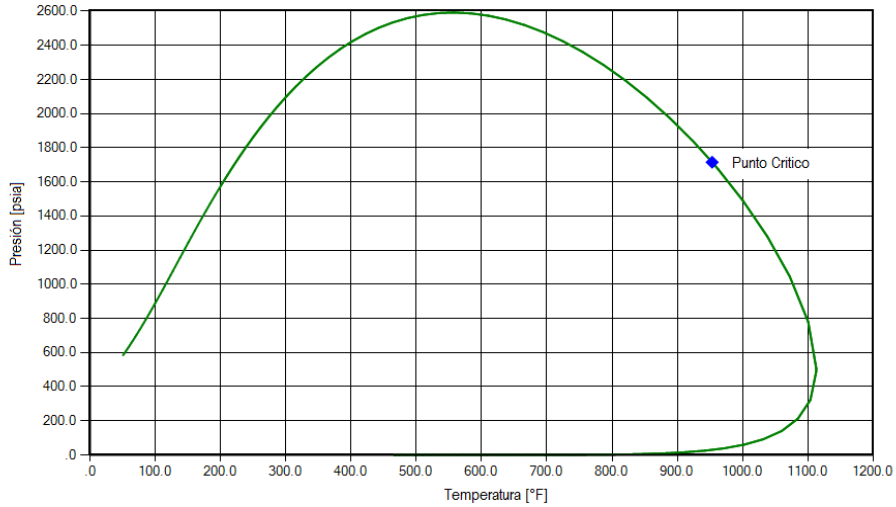


Figura 1. Diagrama de fases para el pozo A

| | | |
|---------------------------------|-----------|----------|
| | | liquid |
| Z-factor | | 1.3669 |
| Molar vol, m ³ /kmol | 0.18306 | 0.18306 |
| MW, g/mol | 146.561 | 146.56 |
| Ideal H, BTU/lbmol | 21597.972 | 21597.97 |
| Enthalpy, BTU/lbmol | 6001.123 | 6001.12 |
| Ideal Cp, BTU/lbmol-R | | 60.736 |
| Cp, BTU/lbmol-R | | 73.054 |
| Ideal S, BTU/lbmol-R | | 79.996 |
| Entropy, BTU/lbmol-R | | 66.999 |
| Density, lb/ft ³ | | 49.9816 |
| Viscosity, cp | | 0.3325 |
| Phase volume % | | 100.0000 |
| Phase mole % | | 100.0000 |

Figura 2. Resultado de la prueba instantánea de fases a condiciones de yacimiento para el pozo A.

A continuación se indica el procedimiento paso a paso para realizar los cálculos como se explicó en el literal 7.1:

Se calcula los moles totales equivalentes al barril de fluido con la ecuación 7.1

$$n_t = \frac{P * V_t}{Z * R * T} = \frac{3300 * 5.6146}{1.3669 * 10.73 * 660} = 1.9140 \text{ lbmol totales}$$

Se obtiene los moles de CO₂ presentes en la muestra de fluido con la ecuación 7.2.

$$n_{CO_2} = Z_{CO_2} * nt = 0.472582 * 1.9140 = 0.9045 \text{ lbmoles de } CO_2$$

Se calcula la masa del CO₂ con la ecuación 7.3.

$$m_{CO_2} = n_{CO_2} * MW_{CO_2} = 0.9045 \text{ lbmol} * \frac{44.01 \text{ lbs}}{\text{lbmol}}$$

$$m_{CO_2} = 39.8089 \text{ lbs de } CO_2$$

A partir de la correlación de (Ouyang, 2011) a 3300 psi y 200 °F se obtiene que la densidad del CO₂ es $\rho_{CO_2} = 202.71 \frac{\text{lbs}}{\text{bbl}}$. Luego se calcula el volumen de CO₂ con la ecuación 7.4

$$V_{CO_2} = \frac{m_{CO_2}}{\rho_{CO_2}} = \frac{39.8089 \text{ lbs}}{\frac{202.71 \text{ lbs}}{\text{bbl}}} = 0.1964 \text{ bbl}$$

Relacionando el volumen de CO₂ con el volumen de fluido mediante la ecuación 7.5, se obtiene que la fracción volumétrica de CO₂ (f_{CO_2}) es 0.1964. La saturación de CO₂ (S_{CO_2}) se calculó a través de la ecuación 7.6 donde S_w es la saturación de agua promedio de la arenisca U1 de la formación caballos para el pozo A; que tiene un valor de 20 % y fue obtenida de interpretación de perfiles de pozo.

$$S_{CO_2} = f_{CO_2} * (1 - S_w) = 0.1964 * (1 - 0.2) = 0.16$$

Anexo C: Estimación de la saturación de CO₂ para el pozo D

El análisis PVT para el pozo D clasifica el yacimiento como subsaturado. La tabla 1 resume información y datos del análisis PVT relevantes para el procedimiento.

Tabla 1. Resumen de información relevante para el pozo D.

| Pozo | D |
|--|-------------|
| Presión de yacimiento | 3150 Psia |
| Temperatura de yacimiento | 171 °F |
| Presión de burbuja | 915 Psia |
| Fracción molar del CO ₂ | 21.56 % |
| Factor de compresibilidad del fluido (Z) | 1.6148 @ CY |

El diagrama P-T simulado mediante software para el fluido de yacimiento correspondiente al pozo D es presentado en la figura 1.

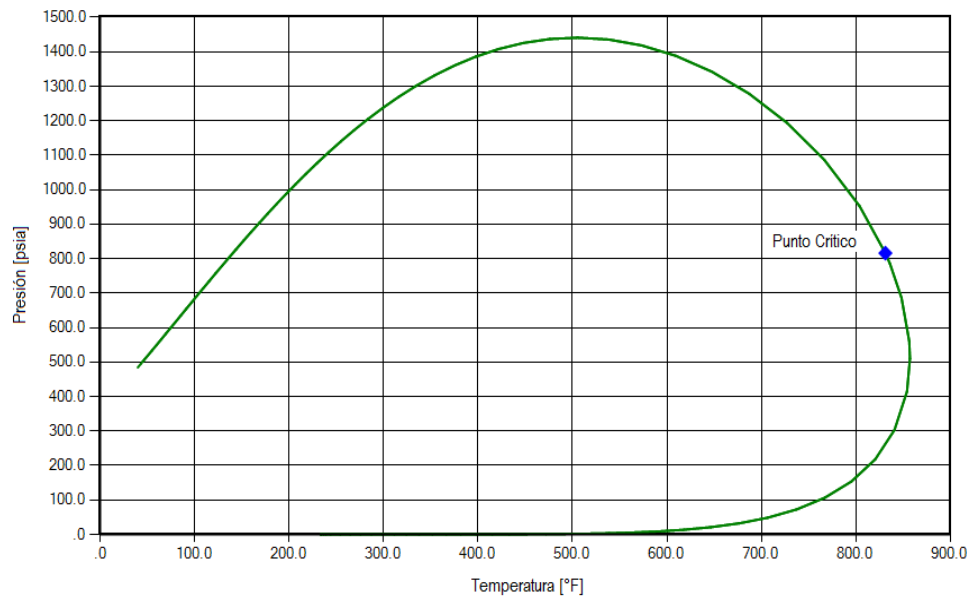


Figura 1. Diagrama P-T del fluido de yacimiento de D.

De la prueba instantánea de fases para el pozo D a condiciones iniciales de yacimiento se obtiene un factor de compresibilidad (Z) de 1.6148. En la figura 2 se muestra el resultado de la prueba.

| | | |
|---------------------------------|-----------|----------|
| Z-factor | | liquid |
| | | 1.6148 |
| Molar vol, m ³ /kmol | 0.21670 | 0.21670 |
| MW, g/mol | 187.827 | 187.83 |
| Ideal H, BTU/lbmol | 25844.550 | 25844.55 |
| Enthalpy, BTU/lbmol | 7950.601 | 7950.60 |
| Ideal Cp, BTU/lbmol-R | | 78.040 |
| Cp, BTU/lbmol-R | | 92.308 |
| Ideal S, BTU/lbmol-R | | 87.975 |
| Entropy, BTU/lbmol-R | | 72.607 |
| Density, lb/ft ³ | | 54.1101 |
| Viscosity, cp | | 2.2673 |
| Phase volume % | | 100.0000 |
| Phase mole % | | 100.0000 |

Figura 2. Resultado de la prueba instantánea de fases a condiciones de yacimiento para el pozo D.

El paso a paso para realizar los cálculos como se explicó en el literal 7.1 es el siguiente:

Se calcula los moles totales equivalentes al barril de fluido con la ecuación 7.1.

$$n_t = \frac{P * V_t}{Z * R * T} = \frac{3150 * 5.6146}{1.6148 * 10.73 * 631} = 1.6176 \text{ lbmol totales}$$

Se obtiene los moles de CO₂ presentes en la muestra de fluido con la ecuación 7.2.

$$n_{CO_2} = Z_{CO_2} * n_t = 0.2155 * 1.6176 = 0.3487 \text{ lbmoles de } CO_2$$

Se calcula la masa del CO₂ con la ecuación 7.3.

$$m_{CO_2} = n_{CO_2} * MW_{CO_2} = 0.3487 \text{ lbmol} * \frac{44.01 \text{ lbs}}{\text{lbmol}}$$

$$m_{CO_2} = 15.3484 \text{ lbs de } CO_2$$

La densidad del CO₂ a 3150 psi y 171 °F es $\rho_{CO_2} = 227.51 \frac{lbs}{bbl}$. Se calcula el volumen de CO₂ con la ecuación 7.4.

$$V_{CO_2} = \frac{m_{CO_2}}{\rho_{CO_2}} = \frac{15.3484 \text{ lbs}}{227.51 \frac{\text{lbs}}{\text{bbl}}} = 0.0675 \text{ bbl}$$

La fracción volumétrica para este pozo es $f_{CO_2} = 0.0675$. La saturación de agua promedio para el pozo D es 28 % en la formación caballos, por lo tanto, la saturación de CO₂ es:

$$S_{CO_2} = f_{CO_2} * (1 - S_w) = 0.0675 * (1 - 0.28) = 0.05$$

Anexo D: Estimación de la saturación de CO₂ para el pozo Q

Este pozo cuenta con análisis PVT de una muestra de fondo tomada en 1965, poco tiempo después del inicio de la vida productiva del pozo. La presión de burbuja del fluido lo cataloga como yacimiento subsaturado. La información se resume en la siguiente tabla.

Tabla 1. Resumen de información relevante para el pozo Q.

| Pozo | Q |
|--|-------------|
| Presión de yacimiento | 4640 Psia |
| Temperatura de yacimiento | 234 °F |
| Presión de burbuja | 1600 Psia |
| Fracción molar del CO ₂ | 0.51 % |
| Factor de compresibilidad del fluido (Z) | 2.2511 @ CY |

La figura 1 muestra el diagrama P-T para el fluido de yacimiento correspondiente al pozo Q:

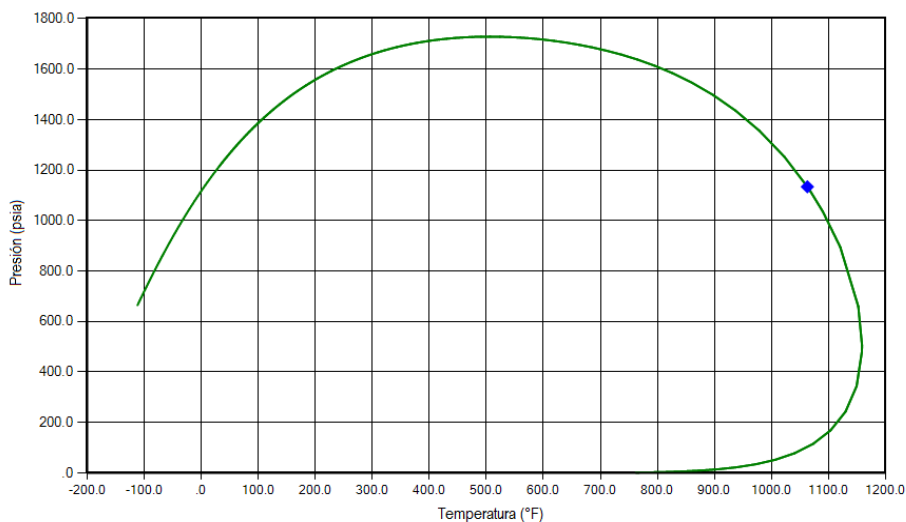


Figura 1. Diagrama P-T para el fluido del pozo Q.

En la figura 2 se muestran los resultados de la prueba instantánea para el pozo Q.

| | | |
|---------------------------------|-----------|----------|
| Z-factor | | liquid |
| | | 2.2452 |
| Molar vol, m ³ /kmol | 0.22488 | 0.22488 |
| MW, g/mol | 190.134 | 190.13 |
| Ideal H, BTU/lbmol | 29391.278 | 29391.28 |
| Enthalpy, BTU/lbmol | 8812.169 | 8812.17 |
| Ideal Cp, BTU/lbmol-R | | 83.593 |
| Cp, BTU/lbmol-R | | 97.354 |
| Ideal S, BTU/lbmol-R | | 68.078 |
| Entropy, BTU/lbmol-R | | 52.530 |
| Density, lb/ft ³ | | 52.7825 |
| Viscosity, cp | | 0.4016 |
| Phase volume % | | 100.0000 |
| Phase mole % | | 100.0000 |

Figura 2. Resultado prueba instantánea de fases para muestra de fluidos del pozo Q.

El procedimiento para calcular la saturación de CO₂ del pozo es el siguiente:

Se calcula los moles totales equivalentes al barril de fluido con la ecuación 7.1

$$nt = \frac{P * Vt}{Z * R * T} = \frac{4640 * 5.6146}{2.2452 * 10.73 * 694} = 1.5581 \text{ lbmol totales}$$

Se obtiene los moles de CO₂ presentes en la muestra de fluido con la ecuación 7.2.

$$n_{CO_2} = Z_{CO_2} * nt = 0.005 * 1.5581 = 0.0078 \text{ lbmoles de } CO_2$$

Se calcula la masa del CO₂ con la ecuación 7.3.

$$m_{CO_2} = n_{CO_2} * MW_{CO_2} = 0.0078 \text{ lbmol} * \frac{44.01 \text{ lbs}}{\text{lbmol}}$$

$$m_{CO_2} = 0.3429 \text{ lbs de } CO_2$$

La densidad del CO₂ a 4640 psi y 234 °F es $\rho_{CO_2} = 223.98 \frac{\text{lbs}}{\text{bbl}}$. Se calcula el volumen de CO₂. Con

la ecuación 7.4.

$$V_{CO_2} = \frac{m_{CO_2}}{\rho_{CO_2}} = \frac{0.3429 \text{ lbs}}{223.98 \frac{\text{lbs}}{\text{bbl}}} = 0.0015 \text{ bbl}$$

Como se notaba en la composición química, el contenido CO₂ en el fluido del pozo Q es muy bajo; la fracción volumétrica es $f_{CO_2} = 0.0015$. La saturación de agua promedio del pozo Q en la formación caballos es 25 %, por lo que la saturación de CO₂ es:

$$S_{CO_2} = f_{CO_2} * (1 - S_w) = 0.0015 * (1 - 0.25) = 0.0011$$

Anexo E. Porosidades verdaderas y saturación de CO₂ mediante el método de superposición de perfiles para la arenisca U1.

Tabla 1. Porosidades verdaderas y saturaciones de CO₂ del pozo A para la arenisca U1.

| Profundidad | Porosidad verdadera | | | | | Saturación de CO ₂ | | |
|-------------|---------------------|-----------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------------------|----------------|----------------|
| | \emptyset_D (%) | \emptyset_{RMN} (%) | DasGupta | Gaymard | Hilchie | DasGupta | Gaymard | Hilchie |
| | | | \emptyset_t (%) | \emptyset_t (%) | \emptyset_t (%) | S_{CO_2} (%) | S_{CO_2} (%) | S_{CO_2} (%) |
| 9050.5 | 11.22 | 5.37 | 9.27 | 8.80 | 10.84 | 42.07 | 38.95 | 50.45 |
| 9052 | 8.68 | 8.08 | 8.48 | 8.39 | 8.23 | 4.72 | 3.64 | 1.77 |
| 9060 | 10.42 | 9.32 | 10.05 | 9.89 | 9.63 | 7.29 | 5.72 | 3.26 |
| 9079 | 6.08 | 5.56 | 5.91 | 5.83 | 5.90 | 5.87 | 4.56 | 5.75 |
| 9084 | 11.71 | 4.1 | 9.17 | 8.77 | 11.09 | 55.31 | 53.27 | 63.03 |
| 9096 | 10.96 | 5.2 | 9.04 | 8.58 | 10.16 | 42.48 | 39.38 | 48.82 |
| 9109 | 9.44 | 7.8 | 8.89 | 8.66 | 8.70 | 12.29 | 9.92 | 10.34 |

Tabla 2. Porosidades verdaderas y saturaciones de CO₂ del pozo D para la arenisca U1.

| Profundidad | Porosidad verdadera | | | | | Saturación de CO ₂ | | |
|-------------|---------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------------------|----------------|----------------|
| | \emptyset_D (%) | \emptyset_N (%) | DasGupta | Gaymard | Hilchie | DasGupta | Gaymard | Hilchie |
| | | | \emptyset_t (%) | \emptyset_t (%) | \emptyset_t (%) | S_{CO_2} (%) | S_{CO_2} (%) | S_{CO_2} (%) |
| 8270 | 15.46 | 13.02 | 14.65 | 14.29 | 14.26 | 11.11 | 8.90 | 8.46 |
| 8278 | 7 | 5.51 | 6.50 | 6.30 | 6.89 | 15.27 | 12.53 | 17.81 |
| 8315 | 12.33 | 8.97 | 11.21 | 10.78 | 11.27 | 19.98 | 16.80 | 20.05 |
| 8334 | 7.66 | 6.23 | 7.18 | 6.98 | 7.41 | 13.27 | 10.77 | 14.21 |
| 8340 | 11.63 | 8.89 | 10.72 | 10.35 | 10.77 | 17.05 | 14.12 | 16.74 |
| 8363 | 11.02 | 9.24 | 10.43 | 10.17 | 10.33 | 11.38 | 9.14 | 10.15 |
| 8370 | 9.82 | 9.06 | 9.57 | 9.45 | 9.16 | 5.30 | 4.10 | 0.40 |

Tabla 3. Porosidades verdaderas y saturaciones de CO₂ del pozo C para la arenisca U1.

| Profundidad | Porosidad verdadera | | | | | Saturación de CO ₂ | | |
|-------------|---------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------------------|----------------|----------------|
| | \emptyset_D (%) | \emptyset_N (%) | DasGupta | Gaymard | Hilchie | DasGupta | Gaymard | Hilchie |
| | | | \emptyset_t (%) | \emptyset_t (%) | \emptyset_t (%) | S_{CO_2} (%) | S_{CO_2} (%) | S_{CO_2} (%) |
| 9074 | 18.65 | 10.02 | 15.77 | 14.97 | 16.94 | 36.48 | 33.07 | 40.74 |
| 9080 | 14.82 | 9.63 | 13.09 | 12.50 | 13.57 | 26.43 | 22.94 | 28.84 |
| 9090 | 12.21 | 5.76 | 10.06 | 9.55 | 11.86 | 42.74 | 39.66 | 50.52 |
| 9100 | 14.71 | 9.05 | 12.82 | 12.21 | 13.58 | 29.43 | 25.90 | 33.12 |
| 9110 | 12.53 | 8.78 | 11.28 | 10.82 | 11.59 | 22.16 | 18.84 | 23.82 |
| 9160 | 19.99 | 16.3 | 18.76 | 18.24 | 18.34 | 13.11 | 10.63 | 11.09 |
| 9164 | 19.29 | 10.99 | 16.52 | 15.70 | 17.74 | 33.49 | 29.99 | 37.95 |

Tabla 4. Porosidades verdaderas y saturaciones de CO₂ del pozo B para la arenisca U1.

| Profundidad | Porosidad verdadera | | | | | Saturación de CO ₂ | | |
|-------------|---------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|-------------------------------|----------------------|----------------------|
| | ∅ _D (%) | ∅ _N (%) | DasGupta | Gaymard | Hilchie | DasGupta | Gaymard | Hilchie |
| | | | ∅ _t (%) | ∅ _t (%) | ∅ _t (%) | S _{CO2} (%) | S _{CO2} (%) | S _{CO2} (%) |
| 9760 | 19.54 | 11.9 | 16.99 | 16.18 | 17.48 | 29.97 | 26.44 | 31.92 |
| 9806 | 9.1 | 7.48 | 8.56 | 8.33 | 8.66 | 12.62 | 10.20 | 13.60 |
| 9902 | 8.67 | 7.43 | 8.26 | 8.07 | 8.35 | 10.01 | 7.97 | 11.01 |
| 9930 | 15.32 | 10.03 | 13.56 | 12.95 | 13.83 | 26.01 | 22.54 | 27.50 |
| 9932 | 17.82 | 11.3 | 15.65 | 14.92 | 15.99 | 27.78 | 24.27 | 29.33 |
| 9955 | 13.22 | 8.5 | 11.65 | 11.11 | 12.08 | 27.02 | 23.52 | 29.63 |
| 9960 | 11.34 | 7.91 | 10.20 | 9.78 | 10.35 | 22.43 | 19.09 | 23.58 |

Tabla 5. Porosidades verdaderas y saturaciones de CO₂ del pozo E para la arenisca U1.

| Profundidad | Porosidad verdadera | | | | | Saturación de CO ₂ | | |
|-------------|---------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|-------------------------------|----------------------|----------------------|
| | ∅ _D (%) | ∅ _N (%) | DasGupta | Gaymard | Hilchie | DasGupta | Gaymard | Hilchie |
| | | | ∅ _t (%) | ∅ _t (%) | ∅ _t (%) | S _{CO2} (%) | S _{CO2} (%) | S _{CO2} (%) |
| 7960 | 11.95 | 11.29 | 11.73 | 11.62 | 11.33 | 3.75 | 2.88 | -9.10 |
| 8008 | 9.95 | 8.36 | 9.42 | 9.19 | 9.13 | 11.25 | 9.03 | 5.04 |
| 8080 | 7.02 | 4.38 | 6.14 | 5.85 | 6.69 | 28.66 | 25.14 | 22.38 |
| 8130 | 11.77 | 9.59 | 11.04 | 10.74 | 10.73 | 13.16 | 10.67 | 9.52 |
| 8136 | 11.58 | 6.88 | 10.01 | 9.52 | 10.88 | 31.29 | 27.76 | 28.29 |
| 8140 | 12.24 | 9.21 | 11.23 | 10.83 | 11.40 | 17.99 | 14.97 | 14.88 |
| 8144 | 10.57 | 7.84 | 9.66 | 9.31 | 9.89 | 18.84 | 15.75 | 14.96 |

Tabla 6. Porosidades verdaderas y saturaciones de CO₂ del pozo F para la arenisca U1.

| Profundidad | Porosidad verdadera | | | | | Saturación de CO ₂ | | |
|-------------|---------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|-------------------------------|----------------------|----------------------|
| | ∅ _D (%) | ∅ _N (%) | DasGupta | Gaymard | Hilchie | DasGupta | Gaymard | Hilchie |
| | | | ∅ _t (%) | ∅ _t (%) | ∅ _t (%) | S _{CO2} (%) | S _{CO2} (%) | S _{CO2} (%) |
| 7716 | 8.84 | 6.71 | 8.13 | 7.85 | 8.34 | 17.47 | 14.50 | 4.15 |
| 7755 | 14.15 | 12.26 | 13.52 | 13.24 | 13.21 | 9.32 | 7.39 | -0.84 |
| 7808 | 11.52 | 9.9 | 10.98 | 10.74 | 10.73 | 9.84 | 7.83 | 7.72 |
| 7840 | 11.15 | 10.1 | 10.80 | 10.64 | 10.40 | 6.48 | 5.06 | 2.85 |
| 7904 | 17.88 | 14.8 | 16.85 | 16.41 | 16.69 | 12.18 | 9.82 | 11.31 |
| 7912 | 13.69 | 12.06 | 13.15 | 12.90 | 13.09 | 8.27 | 6.52 | 7.66 |
| 7922 | 12.46 | 10.94 | 11.95 | 11.72 | 12.22 | 8.48 | 6.69 | 9.52 |

Tabla 7. Porosidades verdaderas y saturaciones de CO₂ del pozo G para la arenisca U1.

| Profundidad | Porosidad verdadera | | | | | Saturación de CO ₂ | | |
|-------------|---------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------------------|----------------|----------------|
| | \emptyset_D (%) | \emptyset_N (%) | DasGupta | Gaymard | Hilchie | DasGupta | Gaymard | Hilchie |
| | | | \emptyset_t (%) | \emptyset_t (%) | \emptyset_t (%) | S_{CO_2} (%) | S_{CO_2} (%) | S_{CO_2} (%) |
| 10584 | 15.76 | 8.05 | 13.19 | 12.51 | 14.70 | 38.97 | 35.67 | 45.24 |
| 10590 | 15.5 | 4.91 | 11.97 | 11.50 | 14.20 | 58.98 | 57.29 | 65.42 |
| 10605 | 12.65 | 4.2 | 9.83 | 9.43 | 11.56 | 57.29 | 55.44 | 63.67 |
| 10610 | 11.35 | 6.25 | 9.65 | 9.16 | 10.34 | 35.23 | 31.78 | 39.53 |
| 10620 | 15.71 | 8.94 | 13.45 | 12.78 | 14.23 | 33.55 | 30.05 | 37.16 |
| 10646 | 13 | 7.51 | 11.17 | 10.62 | 12.00 | 32.77 | 29.26 | 37.44 |
| 10650 | 14.45 | 3.67 | 10.86 | 10.54 | 13.26 | 66.20 | 65.19 | 72.32 |

Tabla 8. Porosidades verdaderas y saturaciones de CO₂ del pozo H para la arenisca U1.

| Profundidad | Porosidad verdadera | | | | | Saturación de CO ₂ | | |
|-------------|---------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------------------|----------------|----------------|
| | \emptyset_D (%) | \emptyset_N (%) | DasGupta | Gaymard | Hilchie | DasGupta | Gaymard | Hilchie |
| | | | \emptyset_t (%) | \emptyset_t (%) | \emptyset_t (%) | S_{CO_2} (%) | S_{CO_2} (%) | S_{CO_2} (%) |
| 10544 | 19.29 | 10.56 | 16.38 | 15.55 | 16.35 | 35.53 | 32.09 | 35.41 |
| 10590 | 20.37 | 16.06 | 18.93 | 18.34 | 18.77 | 15.18 | 12.44 | 14.43 |
| 10600 | 18.31 | 11.69 | 16.10 | 15.36 | 16.58 | 27.41 | 23.90 | 29.47 |
| 10640 | 19.19 | 11.83 | 16.74 | 15.94 | 23.89 | 29.32 | 25.79 | 50.48 |
| 10660 | 13.41 | 8.56 | 11.79 | 11.25 | 17.26 | 27.42 | 23.91 | 50.40 |
| 10690 | 16.36 | 11.67 | 14.80 | 14.21 | 17.68 | 21.13 | 17.87 | 34.01 |
| 10720 | 18.47 | 12.67 | 16.54 | 15.84 | 17.78 | 23.38 | 20.00 | 28.74 |

Tabla 9. Porosidades verdaderas y saturaciones de CO₂ del pozo J para la arenisca U1.

| Profundidad | Porosidad verdadera | | | | | Saturación de CO ₂ | | |
|-------------|---------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------------------|----------------|----------------|
| | \emptyset_D (%) | \emptyset_N (%) | DasGupta | Gaymard | Hilchie | DasGupta | Gaymard | Hilchie |
| | | | \emptyset_t (%) | \emptyset_t (%) | \emptyset_t (%) | S_{CO_2} (%) | S_{CO_2} (%) | S_{CO_2} (%) |
| 10490 | 7.96 | 4.24 | 6.10 | 6.38 | 7.47 | 30.49 | 33.51 | 43.26 |
| 10510 | 10.32 | 5.54 | 7.93 | 8.28 | 9.40 | 30.14 | 33.11 | 41.08 |
| 10530 | 13.09 | 9.11 | 11.10 | 11.28 | 12.38 | 17.93 | 19.22 | 26.43 |
| 10550 | 11.97 | 8.51 | 10.24 | 10.39 | 11.01 | 16.89 | 18.06 | 22.73 |
| 10590 | 7.75 | 4.98 | 6.37 | 6.51 | 7.67 | 21.76 | 23.55 | 35.06 |
| 10630 | 10.57 | 4.53 | 7.55 | 8.13 | 10.57 | 40.00 | 44.29 | 57.16 |
| 10670 | 14.07 | 7.42 | 10.75 | 11.25 | 13.41 | 30.94 | 34.03 | 44.67 |

Anexo F: Estimación de la saturación de CO₂ por el método 1

Del manual de interpretación de Halliburton, se tomó las siguientes ecuaciones para deducir otra ecuación representativa de la densidad de la mezcla crudo y CO₂ presente en los reservorios.

$$\rho_b = \phi S_{xo} \rho_{mf} + \phi(1 - S_{xo})\rho_{mz} + (1 - \phi)\rho_{ma} \quad 0-1$$

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{mz} - (\rho_{mf} - \rho_{mz}) S_{xo}} \quad 0-2$$

$$\phi S_{xo} = \left(\frac{R_{mf}}{R_{xo}} \right)^{1/2} \quad 0-3$$

De las ecuaciones 1, 2 y 3 matemáticamente se obtiene la ecuación 4.

$$\phi_D = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b) + (\rho_{mf} - \rho_{mz}) \left(\frac{R_{mf}}{R_{xo}} \right)^{1/2}}{\rho_{ma} - \rho_{mz}} \quad 0-4$$

De la ecuación 4 se deriva de la ecuación 5, que representa la densidad de la mezcla hidrocarburo y CO₂ (ρ_{mz}):

$$\rho_{mz} = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b) + \rho_{mf} \left(\frac{R_{mf}}{R_{xo}} \right)^{1/2} - \phi_D \rho_{ma}}{\left(\frac{R_{mf}}{R_{xo}} \right)^{1/2} - \phi_D} \quad 0-5$$

Asumiendo la densidad de la mezcla como la suma ponderada de la densidad del CO₂ y el hidrocarburo, se obtiene la ecuación 6 y 7:

$$\rho_{mz} = (1 - S_{co2})\rho_{oil} + S_{co2} \rho_{co2} \quad 0-6$$

$$S_{co2} = \frac{\rho_{mz} - \rho_{oil}}{\rho_{CO2} - \rho_{oil}} \quad 0-7$$

La saturación de CO₂ se calcula con la ecuación 7 y teniendo en cuenta lo siguiente:

- La densidad del CO₂ en función de la temperatura y presión se calcula con la correlación de Ouyang 2011. .
- Densidad del hidrocarburo se asume entre 0,85 y 0,95 gr/cc de acuerdo al API de los campos de estudio.

Primero se calcula la densidad del CO₂ a determinadas condiciones de P y T con la correlación, junto con la densidad de la mezcla empleando la ecuación 6.

Para el pozo D se tiene $\rho_{CO_2} = 0.6103$ gr/cc a T = 185°F y P = 3200 psia.

Tabla 1. Densidades de la mezcla hidrocarburo – CO₂ calculados para el pozo D a diferentes profundidades.

| D | |
|----------------------|---------------------|
| Profundidades (pies) | ρ_{mz} (gr/cc) |
| 8270 | 1.013 |
| 8278 | 1.196 |
| 8315 | 1.035 |
| 8334 | 1.147 |
| 8340 | 1.068 |
| 8363 | 1.030 |
| 8370 | 1.057 |

Tabla 2. Saturación de CO₂ para el pozo D a diferentes profundidades.

| D | | | | | | |
|---------------------------------|----------------|---------------|----------------|---------------|----------------|---------------|
| Densidad De Hidrocarburo | | | | | | |
| Profundidades (pies) | 0.85 | | 0.9 | | 0.95 | |
| | S_{CO_2} (%) | S_{oil} (%) | S_{CO_2} (%) | S_{oil} (%) | S_{CO_2} (%) | S_{oil} (%) |
| 8270 | -0.6794 | 1.6794 | -0.3895 | 1.3895 | -0.1850 | 1.1850 |
| 8278 | -1.4420 | 2.4420 | -1.0206 | 2.0206 | -0.7232 | 1.7232 |
| 8315 | -0.7709 | 1.7709 | -0.4653 | 1.4653 | -0.2496 | 1.2496 |
| 8334 | -1.2404 | 2.2404 | -0.8537 | 1.8537 | -0.5809 | 1.5809 |
| 8340 | -0.9087 | 1.9087 | -0.5793 | 1.5793 | -0.3469 | 1.3469 |
| 8363 | -0.7508 | 1.7508 | -0.4487 | 1.4487 | -0.2354 | 1.2354 |
| 8370 | -0.8652 | 1.8652 | -0.5433 | 1.5433 | -0.3162 | 1.3162 |

Para el pozo A se tiene $\rho_{CO_2} = 0,6642$ gr/cc a T = 190°F y P = 3800 psia.

Tabla 3. Densidades de la mezcla hidrocarburo – CO₂ calculados para el pozo A a diferentes profundidades.

| A | |
|----------------------|---------------------|
| Profundidades (pies) | ρ_{mz} (gr/cc) |
| 9050.5 | 1.156 |
| 9052 | 1.128 |
| 9060 | 1.071 |
| 9079.08 | 2.022 |
| 9084 | 1.126 |
| 9096 | 1.042 |
| 9109 | 1.058 |

Tabla 4. Saturación de CO₂ utilizando para el pozo A a diferentes profundidades.

| A | | | | | | |
|--------------------------|----------------|---------------|----------------|---------------|----------------|---------------|
| Densidad De Hidrocarburo | | | | | | |
| Profundidades (pies) | 0.85 | | 0.9 | | 0.95 | |
| | S_{CO_2} (%) | S_{oil} (%) | S_{CO_2} (%) | S_{oil} (%) | S_{CO_2} (%) | S_{oil} (%) |
| 9050.5 | -1.646 | 2.646 | -1.085 | 2.085 | -0.720 | 1.720 |
| 9052 | -1.497 | 2.497 | -0.967 | 1.967 | -0.623 | 1.623 |
| 9060 | -1.191 | 2.191 | -0.726 | 1.726 | -0.424 | 1.424 |
| 9079.08 | -6.308 | 7.308 | -4.759 | 5.759 | -3.751 | 4.751 |
| 9084 | -1.485 | 2.485 | -0.958 | 1.958 | -0.616 | 1.616 |
| 9096 | -1.035 | 2.035 | -0.604 | 1.604 | -0.323 | 1.323 |
| 9109 | -1.121 | 2.121 | -0.671 | 1.671 | -0.379 | 1.379 |

Los resultados de la tabla 2 y 4 para los pozos D y A respectivamente muestran resultados errados (valores negativos para saturaciones de CO₂), y no consecuentes con los esperados, debido inicialmente a que los valores de la densidad de la mezcla (hidrocarburo - CO₂) deberían ser mayores a la densidad del CO₂ y menores a la densidad propuesta del hidrocarburo, pero por el contrario son mayores de 1 gr/cc para ambos pozos.

En conclusión este método no funciona para cuantificar el CO₂ porque la ecuación para el cálculo de la densidad de la mezcla no genera resultados lógicos de densidad, es decir, básicamente el problema reside en el cálculo de la densidad de la mezcla (hidrocarburo - CO₂), además puede suceder que al no tener en cuenta al agua formación como parte de la mezcla, el resultado este alterado.

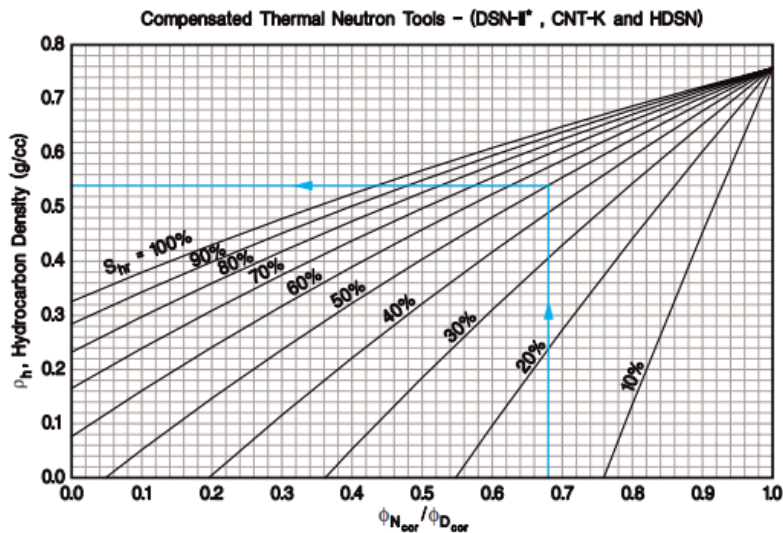
Anexo G. Resultados de estimación de CO₂ por el método 2.

Este método se fundamenta bajo el mismo principio que el método 1, a diferencia que la densidad de la mezcla (hidrocarburo – CO₂), se calcula con la ecuación 8 o gráficamente con la figura 1, también tomada del manual de interpretación de Halliburton.

La correlación es empírica y fue establecida para calcular la densidad del hidrocarburo, pero se empleó para el cálculo de la densidad de la mezcla hidrocarburo y CO₂.

$$\rho_{mz} = \frac{\left[\frac{\phi_N}{\phi_D} \right] - 1 + S_{hr} \left[1.89 + 0.72 \left[\frac{\phi_N}{\phi_D} \right] \right]}{S_{hr} \left[2.67 + 0.75 \left[\frac{\phi_N}{\phi_D} \right] \right]} \quad 0-8$$

O gráficamente



Recuperado de Cartas de interpretación Halliburton.

Figura 1. Gráfico para calcular la densidad de hidrocarburo.

La saturación de CO₂ se calcula con la ecuación 9 propuesta en el método perfil de densidad.

$$S_{CO_2} = \frac{\rho_{mz} - \rho_{oil}}{\rho_{CO_2} - \rho_{oil}} \quad 0-9$$

Las consideraciones del método 2 para aplicar la ecuación 9 son las mismas propuestas por el método 1.

Primero se calcula la densidad del CO₂ a determinadas condiciones de P y T con tablas, junto con la densidad de la mezcla empleando la ecuación 8.

Para el pozo D se tiene $\rho_{CO_2} = 0.6103$ gr/cc a T = 185°F y P = 3200 psia.

Tabla 1: Densidades de la mezcla hidrocarburo – CO₂ calculados para el pozo D a diferentes profundidades.

| D | |
|----------------------|---------------------|
| Profundidades (pies) | ρ_{mz} (gr/cc) |
| 8270 | 0.677 |
| 8278 | 0.619 |
| 8315 | 0.618 |
| 8334 | 0.648 |
| 8340 | 0.639 |
| 8363 | 0.667 |
| 8370 | 0.711 |

Tabla 2. Saturación de CO₂ para el pozo D a diferentes profundidades.

| D | | | | | | |
|---------------------------------|----------------|---------------|----------------|---------------|----------------|---------------|
| Densidad De Hidrocarburo | | | | | | |
| Profundidades (pies) | 0.8 | | 0.85 | | 0.9 | |
| | S_{CO_2} (%) | S_{oil} (%) | S_{CO_2} (%) | S_{oil} (%) | S_{CO_2} (%) | S_{oil} (%) |
| 8270 | 0.6486 | 0.3514 | 0.7219 | 0.2781 | 0.7699 | 0.2301 |
| 8278 | 0.9538 | 0.0462 | 0.9635 | 0.0365 | 0.9698 | 0.0302 |
| 8315 | 0.9609 | 0.0391 | 0.9690 | 0.0310 | 0.9744 | 0.0256 |

| | | | | | | |
|------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 8334 | 0.8021 | 0.1979 | 0.8434 | 0.1566 | 0.8704 | 0.1296 |
| 8340 | 0.8503 | 0.1497 | 0.8815 | 0.1185 | 0.9020 | 0.0980 |
| 8363 | 0.6991 | 0.3009 | 0.7619 | 0.2381 | 0.8030 | 0.1970 |
| 8370 | 0.4714 | 0.5286 | 0.5816 | 0.4184 | 0.6539 | 0.3461 |

Para el pozo A se tiene $\rho_{CO_2} = 0,6642$ gr/cc a $T = 190^\circ\text{F}$ y $P = 3800$ psia.

Tabla 3. Densidades de la mezcla hidrocarburo – CO_2 calculados para el pozo A a diferentes profundidades.

| A | |
|----------------------|---------------------|
| Profundidades (pies) | ρ_{mz} (gr/cc) |
| 9050.5 | 0.842 |
| 9052 | 0.771 |
| 9060 | 0.722 |
| 9079.08 | 0.763 |
| 9084 | 0.399 |
| 9096 | 0.631 |
| 9109 | 0.817 |

Tabla 4. Saturación de CO_2 para el pozo A a diferentes profundidades.

| A | | | | | | |
|----------------------|--------------------------|---------------|----------------|---------------|----------------|---------------|
| Profundidades (pies) | Densidad De Hidrocarburo | | | | | |
| | 0.85 | | 0.9 | | 0.95 | |
| | S_{CO_2} (%) | S_{oil} (%) | S_{CO_2} (%) | S_{oil} (%) | S_{CO_2} (%) | S_{oil} (%) |
| 9050.5 | 0.042 | 0.958 | 0.245 | 0.755 | 0.377 | 0.623 |
| 9052 | 0.425 | 0.575 | 0.547 | 0.453 | 0.626 | 0.374 |
| 9060 | 0.690 | 0.310 | 0.756 | 0.244 | 0.798 | 0.202 |
| 9079.08 | 0.467 | 0.533 | 0.580 | 0.420 | 0.654 | 0.346 |
| 9084 | 2.430 | -1.430 | 2.127 | -1.127 | 1.930 | -0.930 |
| 9096 | 1.176 | -0.176 | 1.139 | -0.139 | 1.114 | -0.114 |
| 9109 | 0.176 | 0.824 | 0.351 | 0.649 | 0.465 | 0.535 |

Los resultados para el método 2 mostrados en las tablas 2 y 4 para los pozos D y A respectivamente, manifiestan valores de saturación de CO₂ físicamente más lógicos en comparación con el método perfil de densidad.

Para el pozo D la tabla 2 muestra valores de saturación de CO₂ entre 47,14% y 76,99% suponiendo densidades de hidrocarburo de 0.8, 0.85 y 0.9 gr/cc. Estos valores de saturación de CO₂ comparados con los obtenidos con análisis PVT ($S_{CO_2} = 5\%$) son un poco elevados lo que hace pensar que al método le haga falta algunos ajustes, pero que en definitiva sirven para estimar de forma aproximada la cantidad de CO₂ en estos yacimientos.

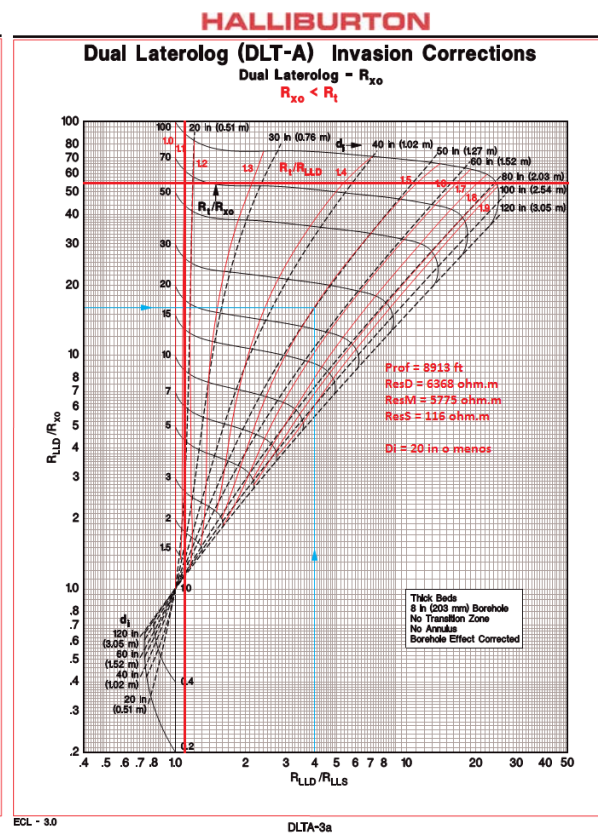
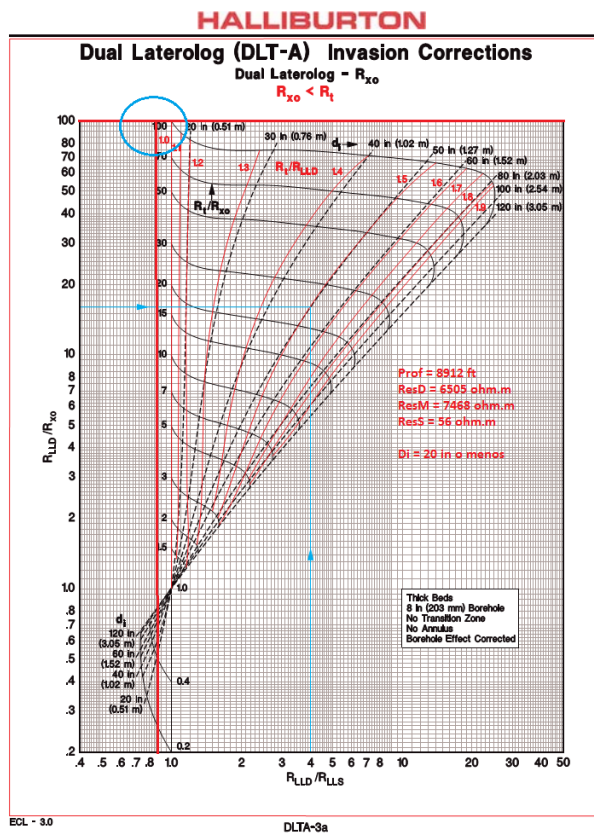
Para efecto de obtener un dato representativo de saturación de CO₂ en pozo D se halló un valor promedio de 76.95% para una densidad de hidrocarburo supuesta de 0.8 gr/cc, que es muy alto en comparación con el hallado con análisis PVT, dentro de las razones por las cuales los valores de saturación de CO₂ son muy elevados está el hecho de utilizar una ecuación empírica (ecuación 8) con coeficientes que no se ajustan debido a la presencia de CO₂ en el hidrocarburo.

Para el pozo A en la tabla 4 se observa solo 2 profundidades con valores anómalos (9084ft y 9096ft), sin embargo los demás datos de saturación de CO₂ son físicamente aceptable pero se mantienen un poco elevados con respecto al valor obtenido en el análisis PVT ($S_{CO_2} = 16\%$). Tomando un valor supuesto para la densidad del hidrocarburo de 0.85 gr/cc el rango de saturación de CO₂ va de 4.2% a 69% con una saturación promedio de 36%.

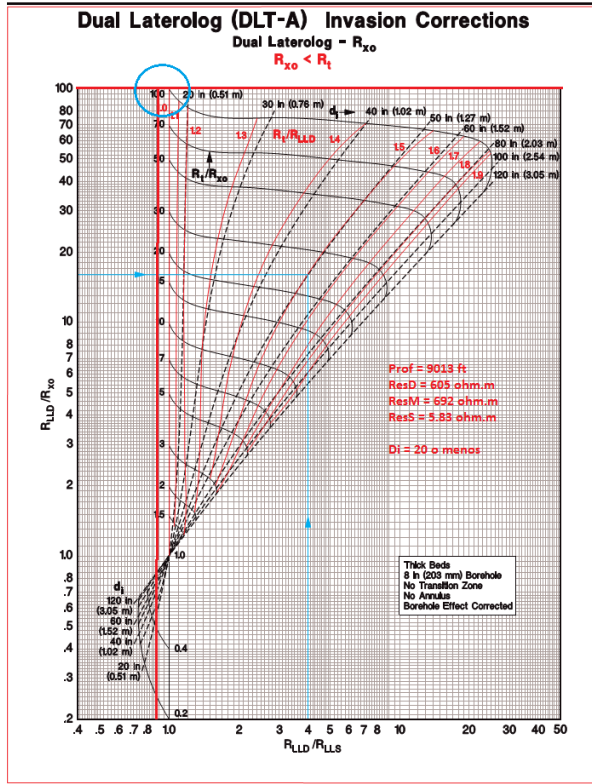
Anexo H. Cálculo de los diámetros de invasión.

Tabla 0-1. Diámetros de invasión para el pozo A

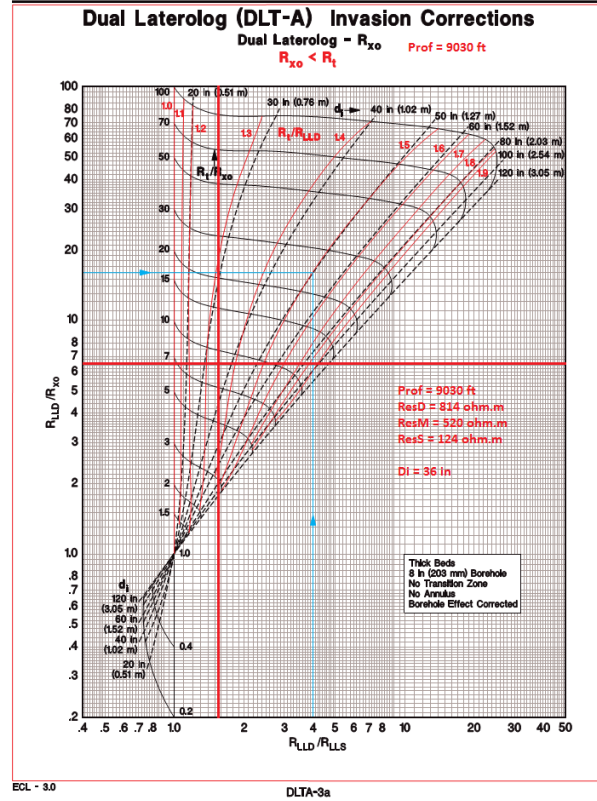
| Depth (ft.) | ID pozo (in) | R _{xo} | R _i | R _t | Di (in) | PDI | Efecto CO ₂ |
|-------------|--------------|-----------------|----------------|----------------|---------|------|------------------------|
| 8912 | 6.23 | 56 | 7468 | 6505 | 20 | 7 | Si |
| 8913 | 6.23 | 116 | 5775 | 6368 | 20 | 7 | Si |
| 9013 | 6.28 | 5.83 | 692 | 605 | 20 | 7 | Si |
| 9030 | 6.29 | 124 | 520 | 814 | 36 | 15 | No |
| 9060 | 6.22 | 61 | 165 | 458 | 55 | 24.5 | No |
| 9080 | 6.22 | 124 | 274 | 567 | 58 | 26 | No |



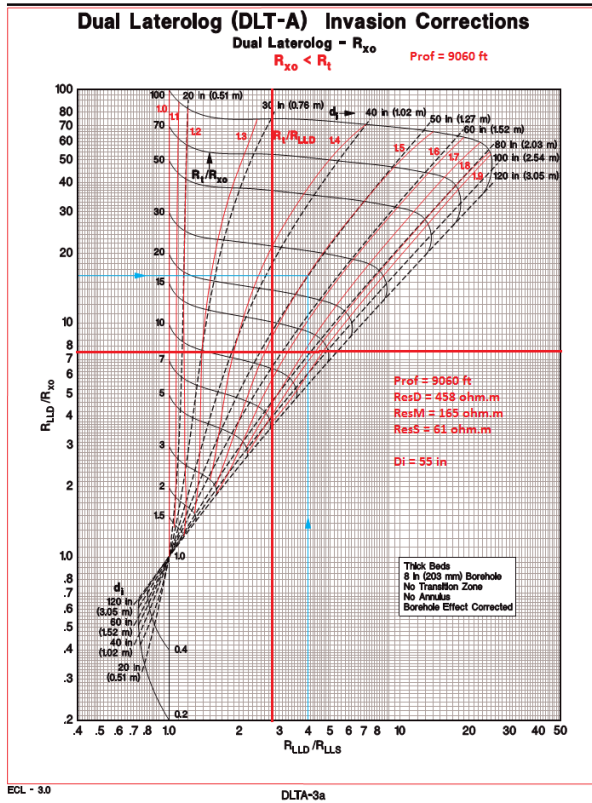
HALLIBURTON



HALLIBURTON



HALLIBURTON



HALLIBURTON

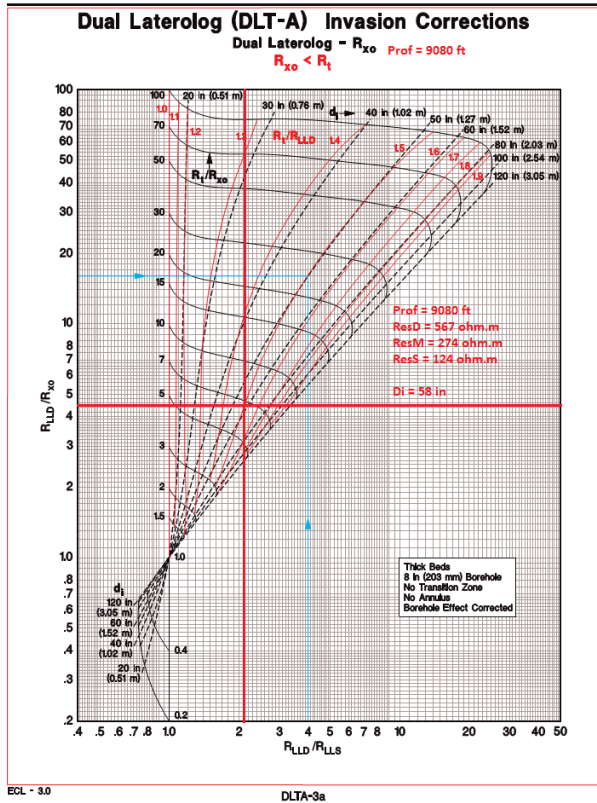
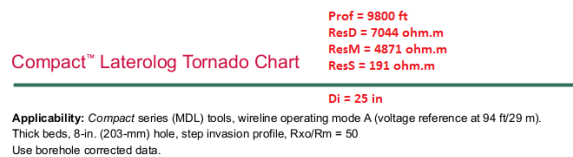
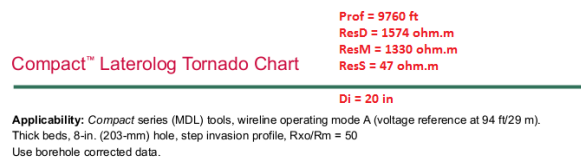


Tabla 0-2. Diámetros de invasión para el pozo B

| Depth (ft) | ID pozo (in) | Rxo | Ri | Rt | Di (in) | PDI | Efecto CO2 |
|------------|--------------|-----|------|------|---------|-----|------------|
| 9760 | 5.69 | 47 | 1330 | 1574 | 20 | 7 | Si |
| 9800 | 5.7 | 191 | 4871 | 7044 | 25 | 9.5 | Si |
| 9900 | 5.59 | 80 | 1177 | 4919 | 36 | 15 | No |
| 9930 | 5.65 | 37 | 1664 | 2418 | 23 | 8.5 | Si |
| 9955 | 5.68 | 25 | 516 | 743 | 25 | 9.5 | Si |



Prof: 9900' [ohm-m]
 ResD = 4919 >> 6739
 ResM = 1177
 ResS = 80 >> 80.35
 Compact™ Laterolog Tornado Chart
 Di = 36 in

Applicability: Compact series (MDL) tools, wireline operating mode A (voltage reference at 94 ft/29 m).
 Thick beds, 8-in. (203-mm) hole, step invasion profile, Rxo/Rm = 50
 Use borehole corrected data.

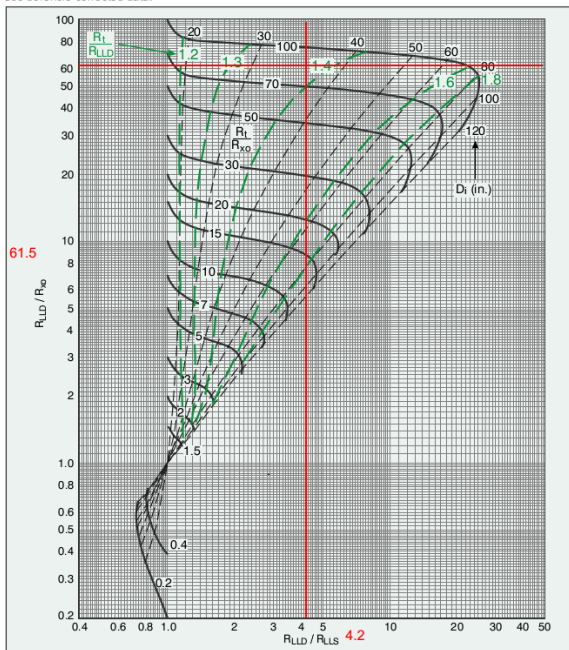


Chart Lat-6

Prof: 9930' [ohm-m]
 ResD = 2418 >> 2974
 ResM = 1664
 ResS = 37 >> 34.58
 Compact™ Laterolog Tornado Chart
 Di = 23 in

Applicability: Compact series (MDL) tools, wireline operating mode A (voltage reference at 94 ft/29 m).
 Thick beds, 8-in. (203-mm) hole, step invasion profile, Rxo/Rm = 50
 Use borehole corrected data.

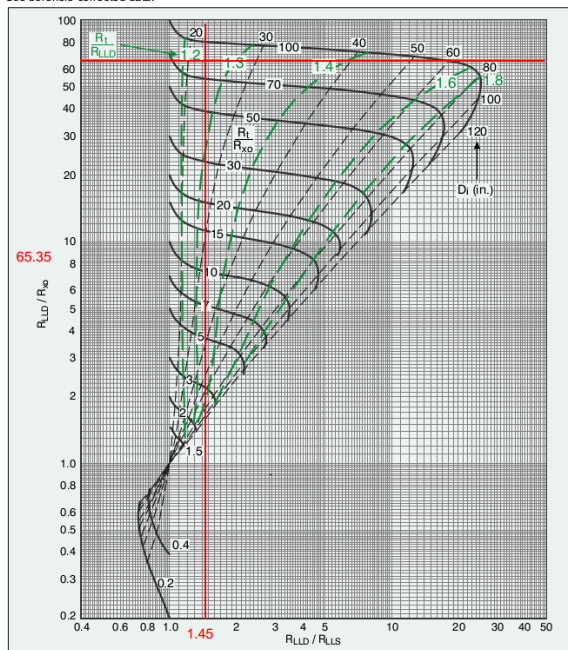


Chart Lat-6

Prof: 9955' [ohm-m]
 ResD = 743
 ResM = 516
 ResS = 25
 Compact™ Laterolog Tornado Chart
 Di = 25 in

Applicability: Compact series (MDL) tools, wireline operating mode A (voltage reference at 94 ft/29 m).
 Thick beds, 8-in. (203-mm) hole, step invasion profile, Rxo/Rm = 50
 Use borehole corrected data.

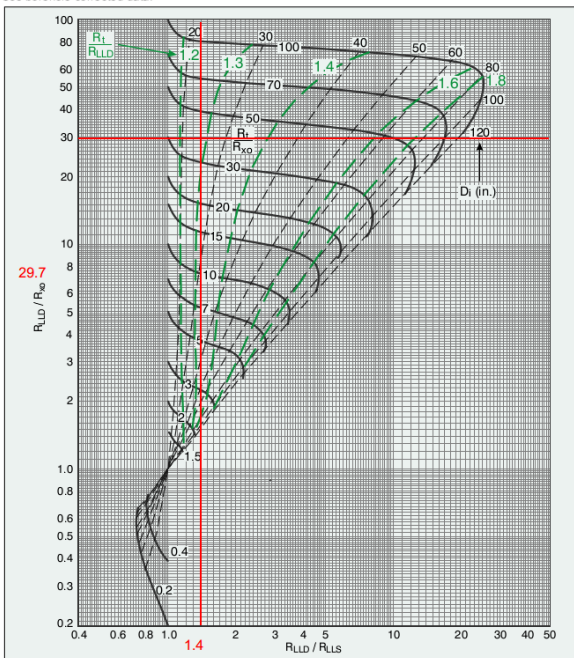


Chart Lat-6

Tabla 0-3. Diámetros de invasión para el pozo D

| Depth (ft) | ID pozo (in) | Rxo | Ri | Rt | Di (in) | PDI | Efecto CO2 |
|------------|--------------|------|------|-----|---------|------|------------|
| 8130 | 6.23 | 262 | 175 | 212 | 120 | 57 | No |
| 8280 | 6.13 | 2363 | 1189 | 340 | — | — | Si |
| 8315 | 6.09 | 261 | 350 | 545 | 20 | 7 | Si |
| 8334 | 6.15 | 877 | 242 | 175 | 43 | 18.5 | Si |
| 8360 | 6.39 | 845 | 291 | 234 | 38 | 16 | No |

Prof: 8130'
Compact™ Array Induction Tornado Chart

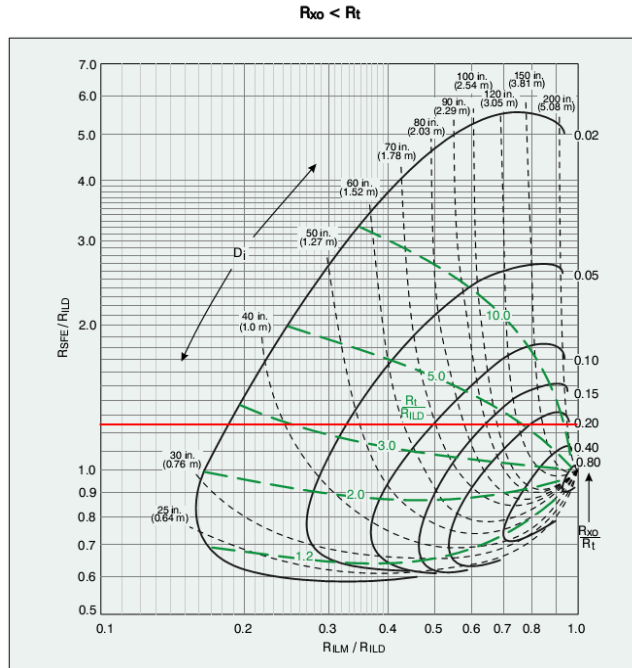
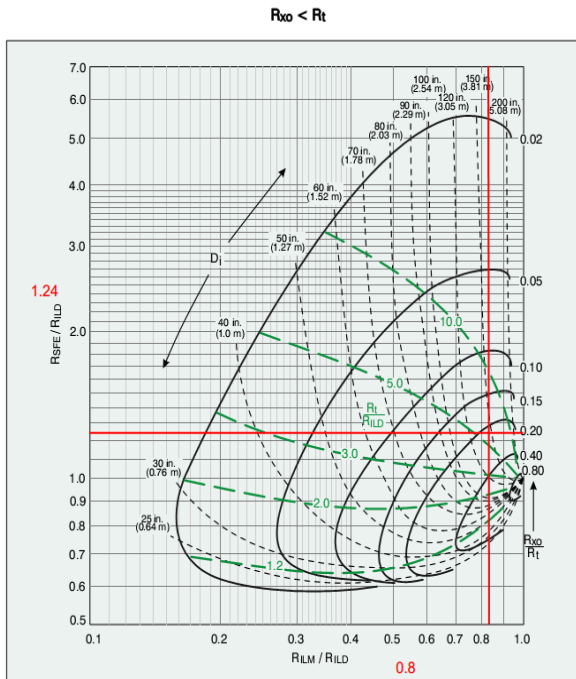
ResD = 212 >> 1272
ResM = 175
ResS = 262 >> 305
Di = 145 in

Prof: 8280'
Compact™ Array Induction Tornado Chart

ResD = 340 >>
ResM = 1189
ResS = 2363 >>
Di = in

Applicability: Compact series (MAI) tools.
Thick beds. Use borehole corrected data.

Applicability: Compact series (MAI) tools.
Thick beds. Use borehole corrected data.



Compact™ Array Induction Tornado Chart

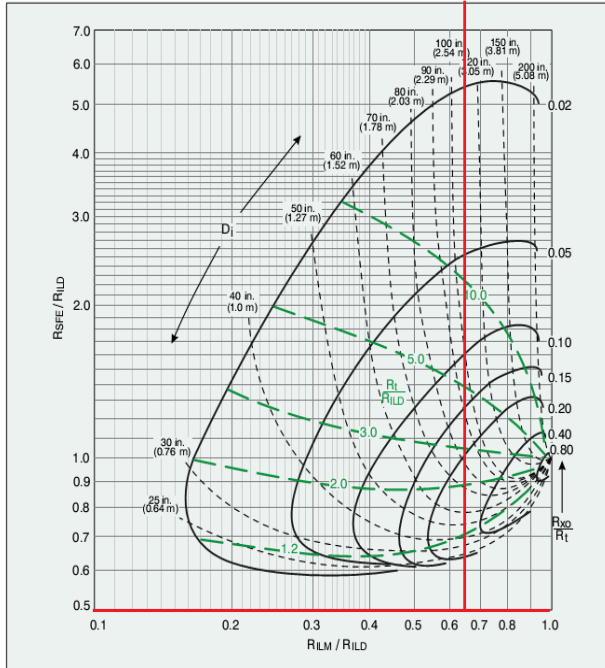
Prof = 8315

Applicability: Compact series (MAI) tools.
Thick beds. Use borehole corrected data.

ResD = 545
ResM = 350
ResS = 261

$R_{xo} < R_t$

Di = 20 in



Compact™ Array Induction Tornado Chart

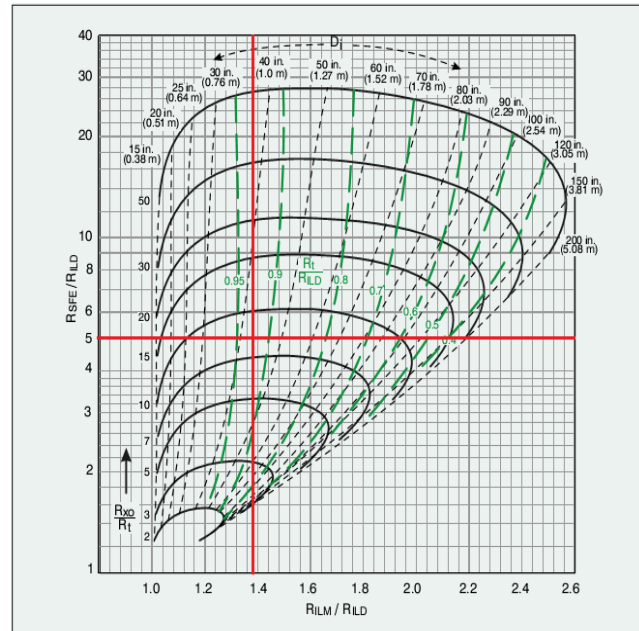
Prof = 8334 ft

Applicability: Compact series (MAI) tools.
Thick beds. Use borehole corrected data.

ResD = 175 ohm.m
ResM = 242 ohm.m
ResS = 877 ohm.m

$R_{xo} = 100 \Omega$

Di = 43 in



Prof = 8360 ft

Compact™ Array Induction Tornado Chart

ResD = 234 ohm.m
ResM = 291 ohm.m
ResS = 845 ohm.m

Applicability: Compact series (MAI) tools.
Thick beds. Use borehole corrected data.

Di = 38 in

$R_{xo} = 100 \Omega$

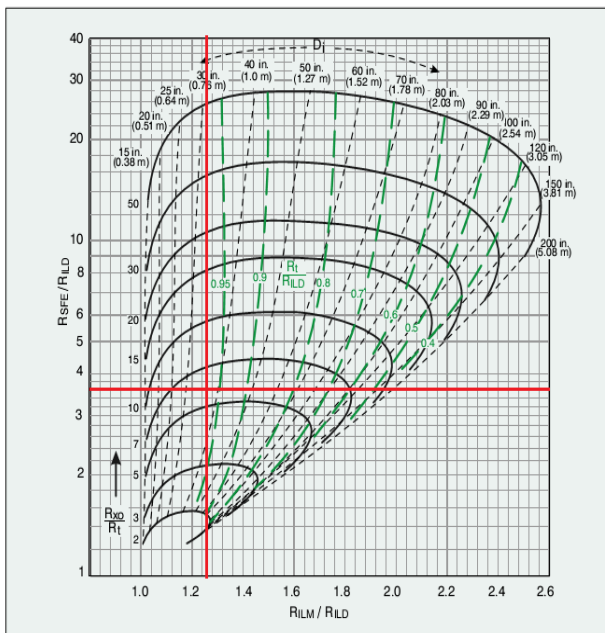


Tabla 0-4. Diámetros de invasión para el pozo E.

| Depth (ft) | ID pozo (in) | Rxo | Ri | Rt | Di (in) | PDI | Efecto CO2 |
|------------|--------------|------|------|------|---------|------|------------|
| 7960 | 5.81 | 1272 | 1608 | 1782 | 40 | 17 | Si |
| 8010 | 6.05 | 1871 | 2989 | 5896 | 73 | 33.5 | No |
| 8080 | — | 3894 | 4336 | 7579 | — | — | |
| 8136 | — | 580 | 1068 | 3105 | 75 | 34.5 | Si |
| 8140 | — | 1454 | 2893 | 3627 | 35 | 14.5 | Si |

Compact™ Laterolog Tornado Chart

Prof = 7960 ft
ResD = 1782 ohm.m
ResM = 1608 ohm.m
ResS = 1272 ohm.m

Di = 40 in

Applicability: Compact series (MDL) tools, wireline operating mode A (voltage reference at 94 ft/29 m). Thick beds, 8-in. (203-mm) hole, step invasion profile, Rxo/Rm = 50. Use borehole corrected data.

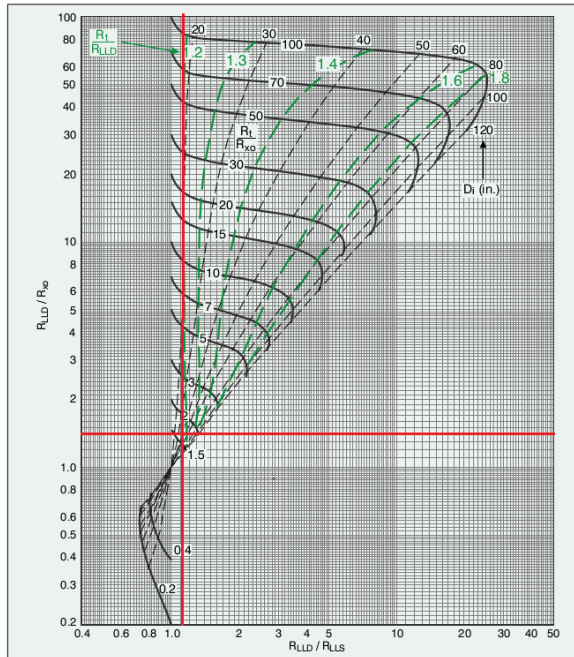


Chart Lat-6

Compact™ Laterolog Tornado Chart

Prof = 8010 ft
ResD = 5896 ohm.m
ResM = 2989 ohm.m
ResS = 1871 ohm.m

Di = 73 in

Applicability: Compact series (MDL) tools, wireline operating mode A (voltage reference at 94 ft/29 m). Thick beds, 8-in. (203-mm) hole, step invasion profile, Rxo/Rm = 50. Use borehole corrected data.

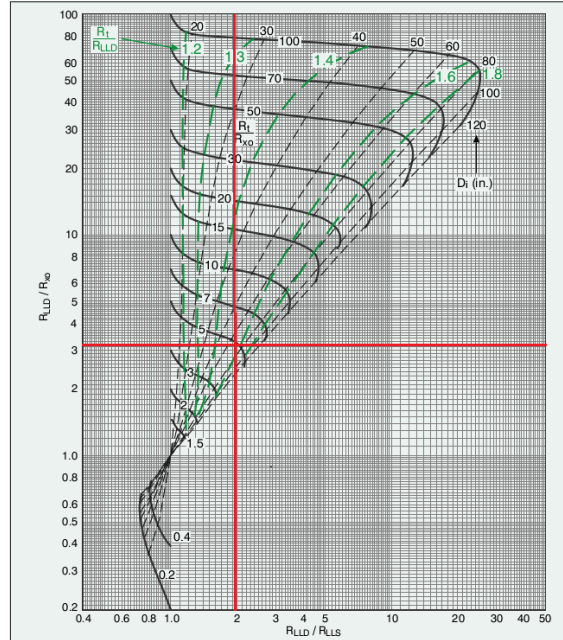


Chart Lat-6

Compact™ Laterolog Tornado Chart

Prof = 8080 ft
 ResD = 7579 ohm.m
 ResM = 4336 ohm.m
 ResS = 3894 ohm.m

Di = 120 in

Applicability: Compact series (MDL) tools, wireline operating mode A (voltage reference at 94 ft/29 m).
 Thick beds, 8-in. (203-mm) hole, step invasion profile, $R_{xo}/R_m = 50$
 Use borehole corrected data.

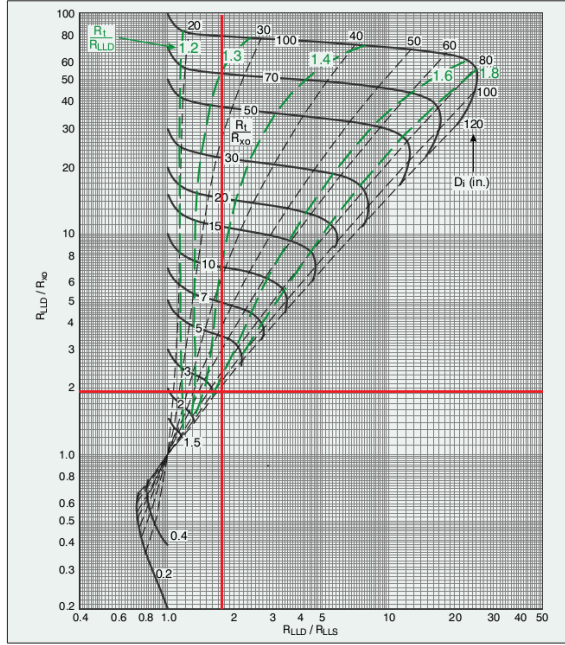


Chart Lat-6

Compact™ Laterolog Tornado Chart

Prof = 8136 ft
 ResD = 3105 ohm.m
 ResM = 1068 ohm.m
 ResS = 580 ohm.m

Di = 75 in

Applicability: Compact series (MDL) tools, wireline operating mode A (voltage reference at 94 ft/29 m).
 Thick beds, 8-in. (203-mm) hole, step invasion profile, $R_{xo}/R_m = 50$
 Use borehole corrected data.

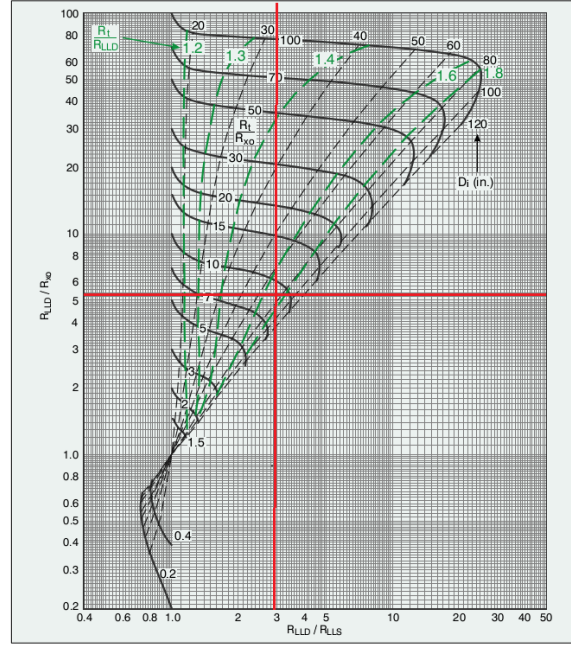


Chart Lat-6

Compact™ Laterolog Tornado Chart

Prof = 8140 ft
 ResD = 3627 ohm.m
 ResM = 2893 ohm.m
 ResS = 1454 ohm.m

Di = 35 in

Applicability: Compact series (MDL) tools, wireline operating mode A (voltage reference at 94 ft/29 m).
 Thick beds, 8-in. (203-mm) hole, step invasion profile, $R_{xo}/R_m = 50$
 Use borehole corrected data.

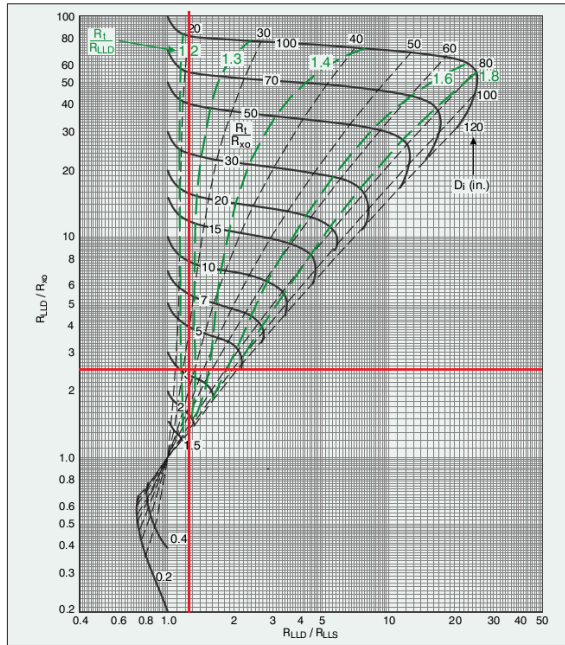


Chart Lat-6

Tabla 0-5. Diámetros de invasión para el pozo F

| Depth (ft) | ID pozo | Rxo | Ri | Rt | Di (in) | PDI | Efecto CO2 |
|------------|---------|-----|------|------|---------|------|------------|
| 7716 | 5.91 | 219 | 4537 | 4509 | 18 | 6 | Si |
| 7758 | 5.89 | 121 | 2195 | 2195 | 18 | 6 | No |
| 7808 | 5.88 | 130 | 915 | 1113 | 23 | 8.5 | Si |
| 7830 | 5.88 | 257 | 458 | 458 | 18 | 6 | No |
| 7890 | 5.92 | 152 | 1368 | 2856 | 35 | 14.5 | No |
| 7920 | 5.92 | 143 | 303 | 303 | 18 | 6 | Si |

Prof: 7716'
 Compact™ Laterolog Tomado Chart
 ResD = 4509 >> 4509
 ResM = 4509
 ResS = 219 >>
 Di = 18 in

Prof: 7758'
 Compact™ Laterolog Tomado Chart
 ResD = 2195 >> 2195
 ResM = 2195
 ResS = 121 >> 121.94
 Di = 18 in

Applicability: Compact series (MDL) tools, wireline operating mode A (voltage reference at 94 ft/29 m).
 Thick beds, 8-in. (203-mm) hole, step invasion profile, Rxo/Rm = 50
 Use borehole corrected data.

Applicability: Compact series (MDL) tools, wireline operating mode A (voltage reference at 94 ft/29 m).
 Thick beds, 8-in. (203-mm) hole, step invasion profile, Rxo/Rm = 50
 Use borehole corrected data.

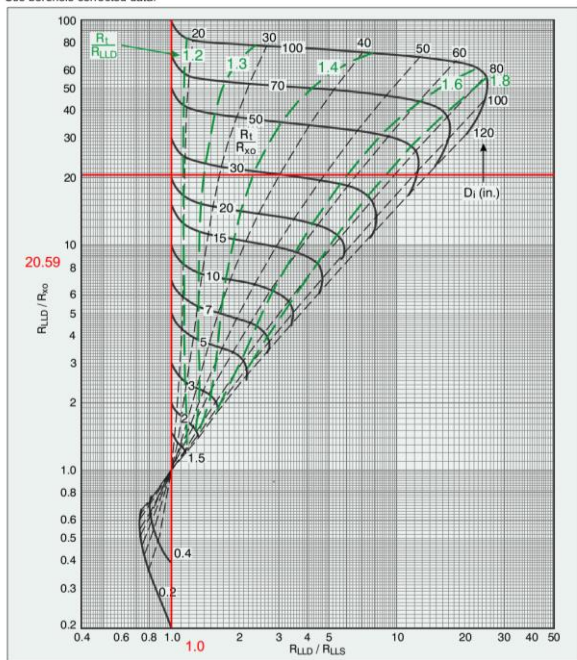


Chart Lat-6

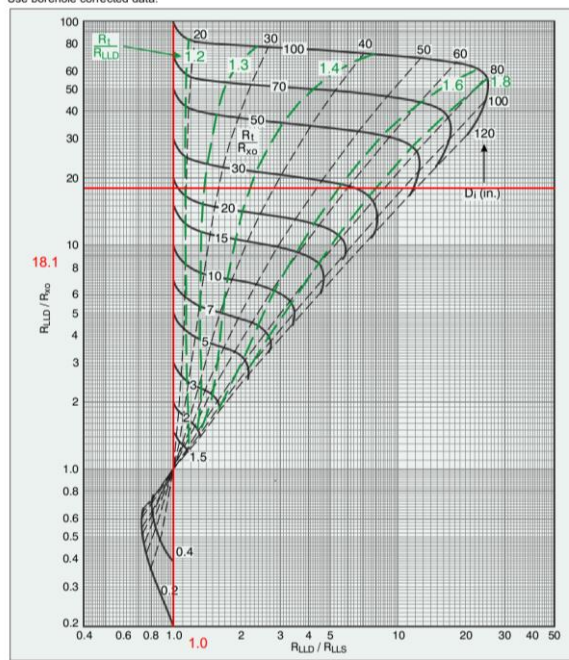


Chart Lat-6

Prof. 7808'
Compact™ Laterolog Tomado Chart

ResD = 1113 >> 1335
 ResM = 915
 ResS = 130 >> 127
 Di = 23 in

Applicability: Compact series (MDL) tools, wireline operating mode A (voltage reference at 94 ft/29 m).
 Thick beds, 8-in. (203-mm) hole, step invasion profile, Rxo/Rm = 50
 Use borehole corrected data.

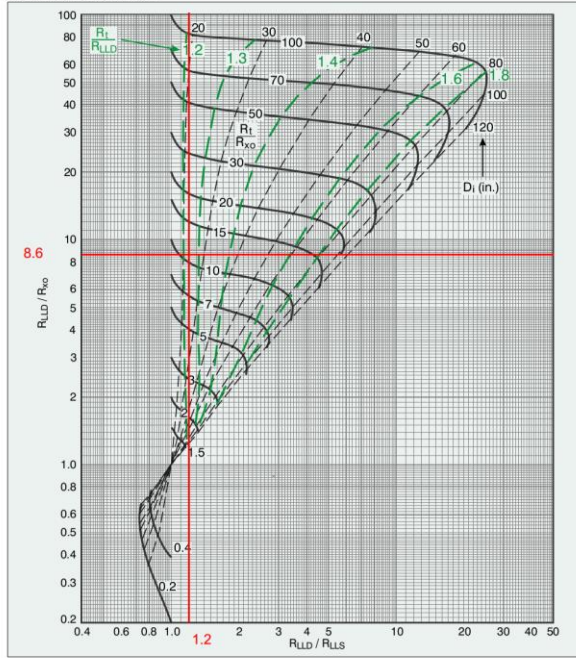


Chart Lat-6

Prof. 7830'
Compact™ Laterolog Tomado Chart

ResD = 458 >> 458
 ResM = 458
 ResS = 257 >> 241
 Di = 18 in

Applicability: Compact series (MDL) tools, wireline operating mode A (voltage reference at 94 ft/29 m).
 Thick beds, 8-in. (203-mm) hole, step invasion profile, Rxo/Rm = 50
 Use borehole corrected data.

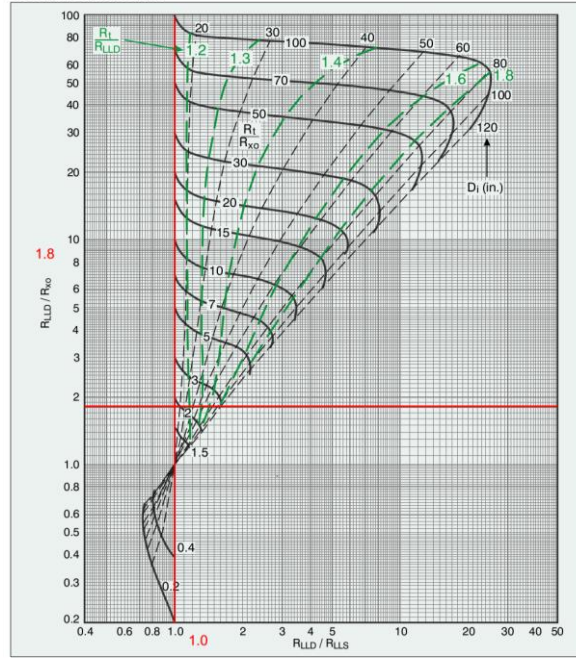


Chart Lat-6

Prof. 7890'
Compact™ Laterolog Tomado Chart

ResD = 2856 >> 3969
 ResM = 1368
 ResS = 152 >> 153
 Di = 35 in

Applicability: Compact series (MDL) tools, wireline operating mode A (voltage reference at 94 ft/29 m).
 Thick beds, 8-in. (203-mm) hole, step invasion profile, Rxo/Rm = 50
 Use borehole corrected data.

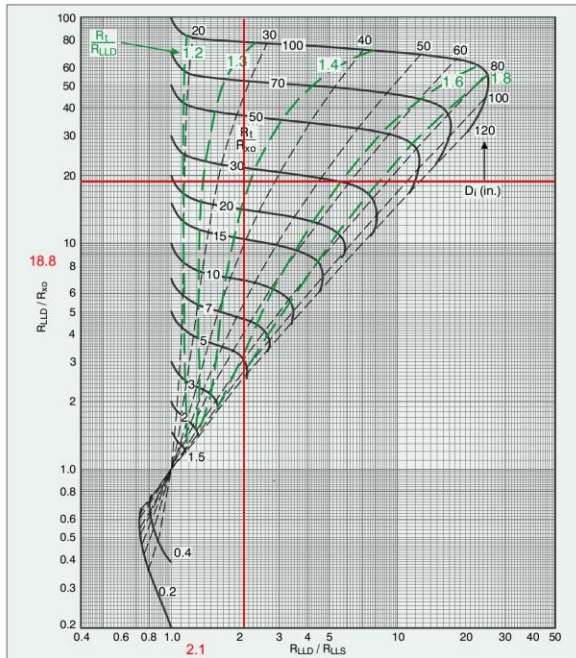


Chart Lat-6

Prof. 7920'
Compact™ Laterolog Tomado Chart

ResD = 303 >> 303
 ResM = 303
 ResS = 143 >> 137
 Di = 18 in

Applicability: Compact series (MDL) tools, wireline operating mode A (voltage reference at 94 ft/29 m).
 Thick beds, 8-in. (203-mm) hole, step invasion profile, Rxo/Rm = 50
 Use borehole corrected data.

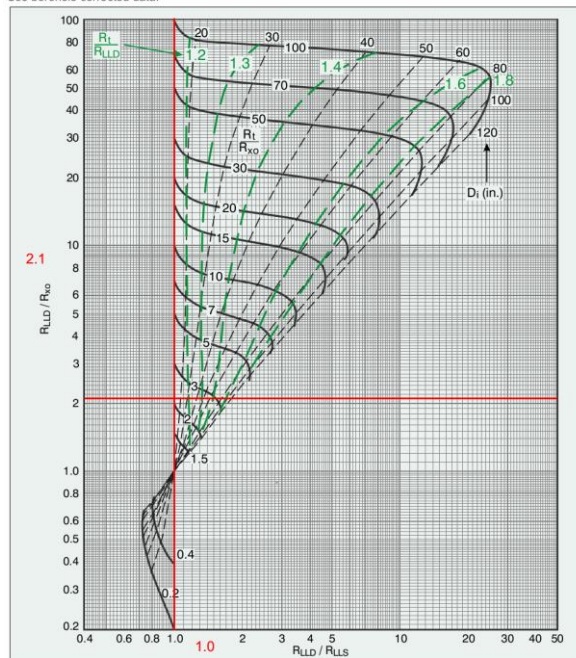


Chart Lat-6