REDEFINICIÓN DEL LIMITE ECONOMICO DE CAMPOS MADUROS POR MEDIO DE LA TOMA DE REGISTROS GEOFISICOS Y ELECTRICOS ESPECIALIZADOS. ENFASIS EN INGENIERIA DE PRODUCCION DE HIDROCARBUROS

JONATHAN HERNANDO FLOREZ LUCENA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS

ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS

MAESTRIA EN INGENIERIA DE PETRÓLEOS Y GAS

BUCARAMANGA

2019

REDEFINICIÓN DEL LIMITE ECONOMICO DE CAMPOS MADUROS POR MEDIO DE LA TOMA DE REGISTROS GEOFISICOS Y ELECTRICOS ESPECIALIZADOS. ENFASIS EN INGENIERIA DE PRODUCCION DE HIDROCARBUROS

JONATHAN HERNANDO FLOREZ LUCENA

Trabajo para optar al título de Magíster en Ingeniería de Petróleo y Gas

Directora

Ing. Maika Gambús Ordaz, PhD.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS

ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS

MAESTRIA EN INGENIERIA DE YACIMIENTOS

BUCARAMANGA

2019

DEDICATORIA

A Dios.

Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita misericordia y amor.

A mi madre y a mi padre.

Por los ejemplos de perseverancia y constancia que los caracterizan y que me ha infundado siempre, por el valor mostrado para salir adelante, 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.

Todo este trabajo ha sido posible gracias a ellos.

A mis instructores.

Por impulsar el desarrollo de nuestra formación profesional, por su gran apoyo y motivación para la culminación de nuestros estudios profesionales y para la elaboración de esta monografía.

A mis compañeros.

Que nos apoyamos mutuamente en nuestra formación profesional y que, hasta ahora, seguimos siendo amigos.

AGRADECIMIENTOS

No tengo palabras para expresar mi amor y mi gratitud por mis padres, por su fe, su generosidad y su incansable ayuda en todo momento, gracias a ellos he llegado a culminar un peldaño más de mi vida.

A mi directora Maika Gambús, quien desde el primer momento me brindó su amistad, su bondad, y fue de gran apoyo en la culminación de mi programa de especializacion.

Gracias a la Escuela de posgrados de Ingeniera de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, a toda la planta docente y administrativa por adoptarme todo es te tiempo, por tan incuantificables conocimientos, que me colaboraron con la elaboración de este trabajo, mi agradecimiento a ellos ya que sin su ayuda esto no sería posible.

Mi agradecimiento a todos, mi familia, mis amigos que de una u otra manera me brindaron su colaboración y se involucraron en este proyecto....

TABLA DE CONTENIDO

pág.

INTRODUCCION 20

1. CONCEPTOS BÁSICOS PARA LA DESCRIPCION DE UN CAMPO MADURO..... 24

1.1. DEFINICIÓN DE MADUREZ A NIVEL DE CAMPO 24

1.2. DEFINICIÓN DE MARGINALIDAD A NIVEL DE CAMPO..... 25

1.1. LIMITE ECONÓMICO 25

1.2. FACTOR DE RECOBRO 25

1.3. CRITERIOS PARA DETERMINAR EL GRADO DE MADUREZ DE UN CAMPO .. 26

2. REGISTROS GEOFISICOS Y ELECTRICOS ESPECIALIZADOS 29

2.1. ESTRUCTURA ATOMICA 31

2.2. RADIACTIVIDAD..... 36

2.3. PROCESOS DE DESINTEGRACIÓN..... 37

2.3.1 Decaimiento alfa α. 38

2.3.2 Decaimiento beta menos $\beta -$. 39

2.3.3 Decaimiento beta mas $\beta +$. 41

2.3.4. Radiación o Decaimiento gamma γ..... 41

2.3.5 Emision de neutrones η..... 42

2.4. NEUTRONES 43

2.5. FUENTE DE NEUTRONES 45

2.5.1 Generador de neutrones – minitrón. 46

2.6. VIDA DEL NEUTRON 49

2.6.1 Dispersión elástica. 51

2.6.2 Dispersión inelástica. 53

2.7. DETECCION DE NEUTRONES 54

2.8. INDICE DE HIDRÓGENO (IH) 57

2.9. PROFUNDIDAD DE INVESTIGACION DE LOS NEUTRONES 64

2.10. SECCION TRANSVERSAL DE CAPTURA 68

2.11. REGISTRO GEOFISICO NEUTRON – NEUTRON 70

2.11.1 Interacciones del Neutrón. 71

2.11.2 Absorción o captura de Neutrones Termales. 72

2.11.3 Absorción o captura de neutrones rápidos. 74

2.12. REGISTROS ELECTRICOS DE POZO 75

2.12.1 Historia de la generación de imágenes de la pared del pozo. 76

2.12.2 Aplicación de los registros de imágenes. 78

2.12.5 Aplicación de los registros de imagen resistivos. 87

3. DISEÑO DE LA METODOLOGIA PARA REDEFINIR EL LIMITE ECONOMICO DE LOS CAMPOS MADUROS 90

3.1. REJUVENECIMIENTO DE CAMPOS MADUROS 91

3.2. DISEÑO DE LA METODOLOGIA..... 91

3.3. RECOPILACION Y ANALISIS DE LA INFORMACION PRESENTE EN EL CAMPO MADURO 93

3.4. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN Y MAPAS DE LOS YACIMIENTOS 94

3.4.1 Mecanismos de Energía. 95

3.4.2 Mapas de los yacimientos. 97

3.4.3 Mapas geológicos. 97

3.4.4 Mapas estructurales. 98

3.4.5 Mapas isopacos. 98

3.4.6 Mapas de producción. 99

3.4.7 Mapa de Permeabilidades (k)..... 99

3.4.8 Mapa Isobárico. 99

3.4.9 Mapas de Burbuja 99

3.5. ANALISIS INTEGRAL DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS y DEL SISTEMA ROCA FLUIDO. 101

3.6. SATURACIÓN DE AGUA, GAS Y ACEITE 101

3.6.1 Migración. 102

3.6.2 Migración Primaria. 103

3.6.3 Migración secundaria. 103

3.6.4 Migración terciaria. 103

3.7. COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN 105

3.8. IDENTIFICACION DE PROBLEMAS DE AGUA ASOCIADA A LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS 106

3.8.1 Cuenca Caguán-Putumayo. 110

3.8.2 Evidencia de Hidrocarburos. 112

3.8.2.1 Fuente. 114

3.8.2.2 Migración. 115

3.8.2.3 Reservorio. 115

3.8.2.4 Sello. 116

3.8.2.5 Trampa. 116

3.8.2.6 Prospectividad. 116

3.8.2.7 Historia pozo Loro 3. 117

3.8.2.8 Diagrama mecánico actual del pozo. 119

3.8.3 Determinación de los contactos agua aceite y saturacion de fluidos por medio de registros geofisicos especializados. 120

3.9. IDENTIFICACION DE HIDROCARBURO NO DRENADO 143

3.9.1 Datos suministrados para el cálculo petrofísico de la Sw. 144

3.10. PERFORACION IN-FILL 149

3.11. COMPARACION DE LOS RESULTADOS DE DATOS DE LABORATORIO Vs REGISTRO GEOFISICOS Y ELECTRICOS DE POZO 151

3.11.1 Influencia del soterramiento en la calidad de la interpretación de los yacimientos de hidrocarburos. 154

Consecuencias del soterramiento en la petrofísica de núcleos. 155

3.11.1 Exponente de cementación (m). 159

3.11.2 Estimación del Factor de Cementación (m) usando registros geofísicos, eléctricos e imágenes de pozo. 164

3.11.3 Determinación del factor o exponente de saturación de registros de geofísicos y eléctricos de pozo. 164

3.11.4 Determinación del factor o exponente de saturación atraves registros de imágenes de pozo. 171

3.12. EVALUACION TECNICO-ECONOMICA 176

3.12.1 Evaluación técnica. 177

3.12.2 Evaluación financiera del proyecto. 177

3.12.3 Bases para la evaluación financiera. 180

3.12.4 Inversión inicial C.\. 180

3.12.5 Costo de capital i. 181

3.12.6 Vida económica (plazo) n. 181

3.12.7 Ingresos netos Ik para k=1 a n. 181

3.12.10 Periodo de retorno payback. 185

3.12.11 Limitaciones del payback. 185

3.13. REDEFINICIÓN DEL LIMITE ECONOMICO DEL CAMPO..... 185

4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA PARA REDEFINIR EL LIMITE ECONOMICO DE LOS CAMPOS MADUROS 187

4.1. FASE I RECOPILACION Y EVALUACION DE LA INFORMACION DISPONIBLE 187

4.1.1 Tecnologías usadas en la adquisición de registros de pozo en el campo loro 3.189

4.1.2 Edición, estandarización y correcciones de los registros. 190

4.1.3 Correcciones por control de calidad. 191

4.1.4 Información de núcleos para tener en cuenta en la redefinición del límite económico de los campos maduros. 193

4.2. FASE II COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION CAMPO LORO 195

4.3. FASE III IDENTIFICACION DE HIDROCARBURO NO DRENADO Y DETERMINACION DE CONTACTOS..... 197

4.3.1 Resultados de la captura de información sistema neutrón – neutrón..... 202

4.3.2 Identificación de oportunidades..... 202

4.4. FASE IV ZONA DE PERFORACION INFILL..... 206

4.5. FASE V REDEFINICION DEL LIMITE ECONOMICO DEL CAMPO LORO..... 208

4.6. DESARROLLOS DE MODELOS PETROFÍSICOS 209

4.6.1 Resultados y documentación del estudio. 211

5. CONCLUSIONES..... 213

6. RECOMENDACIONES 218

BIBLIOGRAFIA 219

LISTA DE FIGURAS

pág.

Figura 1. Tipos de radiación y su rango de alcance de penetración o estudio 38

Figura 2. Emisión de foto gamma de alta energía 42

Figura 3. Emisión de un neutrón desde el núcleo de un átomo..... 43

Figura 4. Minitrón típico 47

Figura 5. Esquemático de tiempo de vida típico de un neutrón de alta energía 50

Figura 6. Neutrón termal y fotón de radiación gamma secundaria 51

Figura 7. Esquemático de dispersión elástica 52

Figura 8. Esquemático de dispersión inelástica 53

Figura 9. Esquema típico de una detector He^3 55

Figura 10. Diferencias entre los sistemas de detección de la saturación de fluidos. 56

Figura 11. Distribución de energía durante las colisiones del neutrón con el núcleo ... 60

Figura 12. Rango de energía posibles para el neutrón después de las colisiones..... 61

Figura 13. Relación profundidad de investigación Vs Resolución Vertical 65

Figura 14. Máximo radio de investigación detectada en la formación 66

Figura 15. Esquemático del proceso de captura termal 72

Figura 16. Esquemático de captura de neutrón rápido..... 74

Figura 17. Avances en la generación de imágenes de pared de pozo 77

Figura 18. Registro de imagen resistiva 86

Figura 19. Metodología aplicada a redefinir el límite económico de los campos maduros 93

Figura 20. Pronóstico de la vida de un campo para algunos mecanismos de empuje . 96

Figura 21. Descripción de los diferentes tipos de mapas 99

Figura 22. Mapa de Burbujas 100

Figura 23. Etapas del proceso de migración de los hidrocarburos 102

Figura 24. Condiciones iniciales de saturación y contactos de los fluidos..... 107

Figura 25. Cuencas sedimentarias de Colombia 109

Figura 26. Localización y sistema petrolero de la cuenca Caguán-Putumayo. 111

Figura 27. Reservas y Producción de los Campos en las Cuenca 113

Figura 28. Reporte producción pozo Loro 3 118

Figura 29. Diagrama mecánico actual pozo Loro 3 119

Figura 30. Data cruda sistema Neutron-Neutron para determinar el WOC 120

Figura 31. Consideraciones generales del Campo Loro..... 145

Figura 32. Criterios de identificaciones de áreas prospectivas para la perforacion Infill. 151

Figura 33. Evaluación petrofísica cuantitativa basa en la integración núcleo-perfil.... 153

Figura 34. Modelo esquemático de una evolución petrofísica 156

Figura 35. Registro Eléctrico de imagen de pozo 158

Figura 36. Contribución del exponente de cementación en la incertidumbre del cálculo de la Swa. 160

Figura 37. Sistema típico de triple porosidad 163

Figura 38. Curvas de permeabilidad de un yacimiento mojado x agua 168

Figura 39. Comportamiento de $mmax$, $mvariable$ y $mmin$ 170

Figura 40. Correlación núcleo perfil..... 172

Figura 41. Nueva alternativa de Clasificación de los yacimiento basado en el factor de cementación mvaraible y tipo de poro. 175

Figura 42. Grupo Multidisciplinario 176

Figura 43. Evaluación económica del proyecto 179

Figura 44. Indicadores financieros más relevantes 184

Figura 45. Redefinición del límite económico de los campos maduros 186

Figura 46. La información técnica recolectada y evaluada en cada etapa de la fase. 188

Figura 47. Integración y evaluación de la información técnica recolectada en el campo Loro. 194

Figura 48. Datos mínimos requeridos para determinar cómo fue la produccion de pozo. 196

Figura 49. Información para descripción de la producción del pozo Loro 3. 197

Figura 50. Identificación de zona prospectiva no drenada 198

Figura 51. Demarcación de la dirección de la toma de registros en el mapa isopaco - estructural 199

Figura 52. Mapa estructural dirección NO-SE. 200

Figura 53. Demarcación de zona prospectiva y zonas excluidas 203

Figura 54. Valores variables de $mvariable$ según su tipo de poro 205

Figura 55. Información técnica adquirida por medio de un pozo infill 207

Figura 56. Integración de información técnica para una correcta evaluación financiera 208

Figura 57. Redefinicion del límite económico del campo loro. 209

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1. Colisiones para reducir un neutrón de valor rápido a terma 58

Tabla 2. Indice de hidrógeno para los diferentes componentes de un yacimiento..... 62

Tabla 3. Propiedades que afectan la profundidad de investigación del neutrón-gamma 66

Tabla 4. Datos de las fuentes radiactivas 68

Tabla 5. Sección Transversal de Captura..... 69

Tabla 6. Información de prueba de producción pozo Loro 3..... 117

Tabla 7. Identificación de zonas de hidrocarburos no drenadas..... 148

Tabla 8. Comparación de Porosidades..... 166

Tabla 9. Valores de m y condiciones de Swr y Swa para diferentes tipos de poros ... 174

Tabla 10. Consideraciones especiales campo loro..... 188

Tabla 11. Tecnologías usadas en la adquisición de los registros de pozo 190

Tabla 12.Impacto de las reservas en función del factor de cementación $mvariable$.. 211

RESUMEN

TITULO: REDEFINICIÓN DEL LIMITE ECONOMICO DE CAMPOS MADUROS POR MEDIO DE LA TOMA DE REGISTROS GEOFISICOS Y ELECTRICOS ESPECIALIZADOS*

AUTOR: JONATHAN HERNANDO FLOREZ LUCENA**

PALABRAS CLAVE: Campos maduros, Factor de cementación (m), limite económico.

DESCRIPCIÓN:

Evaluar la presencia de la saturación de hidrocarburos es el propósito más relevante en la ingeniería de yacimientos, con el fin de concientizarnos si los campos petroleros son o no comercialmente rentables, independientemente si son campos nuevos o campos maduros.

Redefinir el límite económico de los campos maduros, permitira discriminar con mayor precisión la zonas potenciales de hidrocarburos de las no potenciales. La revitalización de estos campos permite extender su productividad y ofrecen una oportunidad significativa en el incremento de las reservas. Los modelos convencionales de reservas no cotejan con la produccion, por lo tanto, se hace necesario llevar a cabo una nueva evaluación de formaciones, que les permita a los ingenieros de yacimientos, geólogos y petrofísicos determinar una constante de factor de cementación $m_{variable}$,con el propósito de no sobreestimar o subestimar el *Original oil in place* (OOIP) y las reservas de un yacimiento petrolífero.

El cálculo de un valor correcto en la saturación de agua en la ecuación de *Archie* este sujeto al valor de la variable denominada exponente de cementación (m) debido a que es la mayor contribuyente en la incertidumbre de dicho cálculo. El exponente de cementación (m) se calcula con base a la caracterizacion e identificación del tipo de poro obtenidos en el laboratorio, utilizando el análisis de núcleos o mediante la toma registros geofísicos y electricos especializados a pozos. La idea principal de este trabajo es evaluar y analizar el efecto que tiene el factor de cementación (m) sobre el cálculo de la saturación de agua con el objetivo de minimizar la incertidumbre entre las saturaciones de agua medidas y calculas, de modo que los valores del factor de cementación (m) impacten lo menos posible en cálculo de reservas (OOIP), con el propósito de presentarlo como una alternativa confiable y de bajo costo para el ajuste de reservas de los campos maduros que conlleven a la redefinición del límite económico.

---

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenieria Fisicoquímicas. Escuela de Ingenieria de petróleos. Directora Ing. Maika Gambús Ordaz, PhD

ABSTRACT

TITLE: REDEFINING THE ECONOMIC LIMIT OF MATURE FIELDS THROUGH THE TAKING OF GEOPHYSICAL AND ELECTRICAL SPECIALIZED LOG'S*

AUTHOR: JONATHAN HERNANDO FLOREZ LUCENA**

KEYWORDS: Mature field, Cementation Factor, Economic Limit.

DESCRIPTION:

Assessing the presence of hydrocarbon saturation is the most relevant purpose in reservoir engineering, in order to raise awareness of whether oil fields are commercially profitable, regardless of whether they are new fields or mature fields.

Redefining the economic limit of mature fields will allow to discriminate with greater precision the potential hydrocarbon zones of the non-potential ones. The revitalization of these fields allows to extend their productivity and offer a significant opportunity in the increase of reserves. Conventional reserve models do not compare with production, therefore, it is necessary to carry out a new evaluation of formations, which allows reservoir engineers, geologists and petrophysicists to determine a cement factor constant m_ {variable} , with the purpose of not overestimating or underestimating the Original oil in place (OOIP) and the reserves of an oil field.

The calculation of a correct value in the water saturation in the *Archie* equation is subject to the value of the variable named cementing exponent (m) because it is the largest contributor to the uncertainty of said calculation. The cementing exponent (m) is calculated based on the characterization and identification of the type of pore obtained in the laboratory, using core analysis or by taking specialized geophysical and electrical records to wells. The main idea of this work is to evaluate and analyze the effect that the cementing factor (m) has on the calculation of the water saturation in order to minimize the uncertainty between the water saturations measured and calculated, so that the values of the cementing factor (m) impact as little as possible in the calculation of reserves (OOIP), with the purpose of presenting it as a reliable and low-cost alternative for the adjustment of reserves of mature fields that lead to the redefinition of the economic limit.

---

* Bachelor Thesis

** Physiochemical Engineering Faculty. School of Petroleum Engineering. Manager Ing. Maika Gambús Ordaz, PhD

INTRODUCCION

La industria petrolera en Colombia conmemoró 100 años, del primer descubrimiento de petróleo. Desde entonces, más de un centenar de campos han sido puestos en operación de los cuales muchos se encuentran en etapa de producción. Estos campos exteriorizan un perfil de producción declinante, muchos de estos están cercanos a su límite económico y otros ya lo sobrepasan.

Actualmente, en Colombia más del 70 % de la producción de hidrocarburos proviene de campos maduros (Un campo maduro es aquél donde se ha superado el pico de producción previsto en el esquema original de explotación, así mismo son campos con declinación constante de producción que llevan más de 20 años en etapa de producción), a medida que se hacen más escasos los grandes descubrimientos de yacimientos petroleros con grandes reservas, debido a la incertidumbre y al riesgo técnico económico que conllevan los proyectos exploratorios, las compañías operadoras llegaron al nivel de postergar al máximo y hasta desistir de los proyectos exploratorios, lo que implicó una disminución de las reservas de hidrocarburos asociadas a la alta explotación sin remplazo de las mismas.

Es por esto, por lo que los campos denominados maduros o marginales están destinados a desempeñar una misión importante en el incremento de las reservas, en el aumento y sostenimiento de la producción de hidrocarburos, esto con el fin de evitar que Colombia

se transforme en un país importador de hidrocarburos. Para la fecha, la mayoría de los yacimientos en etapa de explotación en Colombia se encuentran en etapa madura, es por esto que las compañías petroleras propietarias de dichos campos están empezando a implementar planes estratégicos con el fin de encontrar alternativas con un mayor grado de certeza para su optima explotación que permitan mejorar la productividad y aprovechamiento al máximo de cada uno de ellos, con una inversión que en la mayoría de los casos, sea menor a la que demanda un proyecto exploratorio.

El éxito en el incremento de reservas, en el aumento de la producción de hidrocarburos, tienen un gran impacto en el mejoramiento de la productividad de los campos maduros, depende de estimación cuantitativa de las propiedades petrofísicas del yacimiento y de las condiciones de integridad de los pozos presentes en dichos campos.

Disponer de información técnica nueva de un yacimiento posibilita efectuar una re-caracterización con el fin de poder desarrollar una administración integral del mismo, facilitando la redefinición del límite económico, lo que conlleva a postergar el abandono de los campos maduros y a que las decisiones que se tomen sean las correctas evitando gastos innecesarios de dinero.

La dificultad de estimar las propiedades petrofísicas de los campos maduros proviene del hecho de que estas pueden variar significativamente alrededor de todo el volumen del yacimiento y generalmente en algunos sectores donde solo se tienen datos

puntuales, como los que comprenden aquellos pozos a los que se les han tomado un set de registros geofísicos y eléctricos básicos, trayendo consigo un alto rango de incertidumbre en la eficiencia en los proyectos de producción incrementales aquellos volúmenes de hidrocarburos recuperables y/o potencialmente recuperables con actividades de w*orkover's*, tratamientos y cambios de sistemas de levantamiento artificial se han incrementado, arrojando como resultado sobrecostos y la no recuperación de la producción proyectada.

Así que para lograr una estimación cuantitativa de las propiedades petrofísicas de yacimientos y de las condiciones de integridad de los pozos perforados en estos campos; se hace indispensable proponer una metodología para la toma registros geofísicos y eléctricos especializados que conlleven a la redefinición del límite económico de los campos denominados maduros.

En el primer capítulo de este libro se presentan conceptos básicos que están relacionados con la descripción de un campo maduro, que ayudan a contextualizar los principales criterios para determinar el grado de madurez de un campo. El segundo capítulo presenta la descripción de los principios basicos de funcionamientos de los registros geofisicos y electricos especializados utilizados en la redefinición de los limites económicos de los campos maduros. El tercer capítulo ilustra el diseño de una metodología para la redefinición del límite económico de los campos maduros, con el propósito de construir una base datos que nos permita tomar decisiones con el fin determinar el mejor escenario de redesarrollo para el campo maduro. El cuarto capítulo

describe el objetivo principal de la metodología con el fin de redefinir los limites económicos de los campos maduros, con el propósito de rejuvenecer dichos campos.

1. CONCEPTOS BÁSICOS PARA LA DESCRIPCION DE UN CAMPO MADURO

Existen algunos conceptos básicos para establecer la descripción de un campo maduro y un campo marginal en la industria petrolera, los cuales ayudan a contextualizar las diferencias existentes entre un campo maduro y un campo marginal. En este capítulo se presenta conceptos básicos que están relacionados con la descripción de un campo maduro y un campo marginal, tomando como base una serie de definiciones y conceptos que ayudan a situar los principales criterios para determinar el grado de madurez o marginalidad de un campo.

1.1. DEFINICIÓN DE MADUREZ A NIVEL DE CAMPO

Los campos de petróleo después de cierto periodo de producción primaria son llamados campos maduros. Los campos maduros son áreas que muestran una gran magnitud en sus reservas remanentes, como resultado de su bajo factor de recobro, de ahí que son candidatos para implementarse en ellos procesos de incorporacion de reservas, recuperación secundaria y/o mejorada, de ahí que evidenciaran pronósticos de producción futura aún por arriba de su límite económico.

1.2. DEFINICIÓN DE MARGINALIDAD A NIVEL DE CAMPO

Un campo marginal es aquel que esta próximo al límite de su viabilidad, por sus resultados técnicos o económicos, es decir por tener bajos índices de rentabilidad, altos costos de operación y por generar requerimientos de tecnología para su redesarrollo de ahí que no poseen un atractivo financiero para la compañía operadora.

1.3. LIMITE ECONÓMICO

El límite económico se define como la tasa de producción a la cual el ingreso neto de una propiedad (que puede ser un pozo individual, un contrato de arrendamiento o un campo completo) es igual al costo para operar esa propiedad (el costo para mantener la operación).

1.4. FACTOR DE RECOBRO

El factor de recobro está asociado directamente con la economía, porque la economía va a determinar cuáles son las condiciones a la que se van a obtener. Las compañías petroleras buscan maximizar el valor de un campo, extrayendo la mayor cantidad de todo

el volumen de hidrocarburos presente en un yacimiento. Sin embargo, no es posible recuperar todo el hidrocarburo presente en un yacimiento. Solo una fracción del volumen total de hidrocarburos presente en un yacimiento puede ser recuperado del campo o producido hasta la superficie a esto último se le denomina factor de recobro.

1.5. CRITERIOS PARA DETERMINAR EL GRADO DE MADUREZ DE UN CAMPO

- Limite económico del campo
- Factor de Recobro del campo
- Inactividad en la mayoría de los pozos.
- Inexistencia de planes de recuperación incremental de hidrocarburos
- Reducción de la productividad del campo.
- Carencia de Implementacion de nuevas tecnologías
- Altos costos operacionales.
- Excesiva producción de agua
- Costos del manejo de agua
- Relación agua aceite al límite económico WORe

La excesiva producción de agua representa un factor esencial para determinar el ciclo real de vida en el que se encuentra un campo petrolero. Conocer el costo verdadero que conlleva el manejo del agua en los campos petroleros y así mismo la relación agua aceite

al límite económico, representa un importante indicador financiero como es la viabilidad económica del campo. La relación agua-aceite al límite económico y el corte de agua al límite económico, son determinados por el valor del barril después de impuestos y costo del levantamiento (Vo), excluyendo el manejo del agua y el costo del manejo del agua, lo cual incluye transporte, tratamiento y los diferentes métodos y procedimientos asociados al agua de producción, en este caso los valores son asumidos para 20 USD/bbl oil para Vo y 0.7 USD/bbl water para Cw.

$$WOR_e = {}^{V_o}/_{Cw} \qquad (1)$$

$$= {}^{US\$\ 20/bbl\ oil}/_{US\$\ 0.7/bbl\ Water}$$

$$= 28.6\ \ bbl\ water/bbl\ oil$$

Donde:

$V_o = Valor\ de\ aceite\ despuesd\ de\ impuestos\ y\ costos\ de\ levantamiento$

$C_w = Costo\ del\ manejo\ del\ agua$

$$Water_{Cut} = WOR/(1 + WOR) \qquad (2)$$

$$= 28.6/(1 + 28.6)$$

$$= 96.6\% \; al \; limite \; economico$$

Donde:

$WORe \; = \; Relacion \; agua \; aceite \; al \; limite \; economico$

2. REGISTROS GEOFISICOS Y ELECTRICOS ESPECIALIZADOS

El propósito principal de los registros de saturación en los pozos es determinar la saturación de agua en los intervalos medidos. El sistema neutrón – neutrón tiene varios sensores que permiten la evaluación de la saturación de hidrocarburos, y algunos sensores más utilizados para otras interpretaciones como volumen de shale (Vsh) y porosidad. En la evaluación en formaciónes la saturación de hidrocarburos (S_h) generalmente se expresa a través de la saturación de agua (S_w). Usando el sistema neutrón – neutrón es posible hacer una evaluación de saturación cuantitativa o cualitativa.

Una evaluación cualitativa es una simple determinación de las zonas saturadas con hidrocarburos según las respuestas de las curvas del registro.

Una interpretación cuantitativa de la saturación de agua significa calcular qué cantidad de espacio de poro está saturado con hidrocarburos y cuanto con agua.

Hay una variedad de métodos de registros desarrollados para proveer soluciones en la evaluación de las formaciones. Todas estas tareas pueden ser unificadas en tres principales preguntas: 1. ¿Dónde está y Cuánto hay? 2. ¿Qué fluirá? 3. ¿Fluirá? La primera pregunta está relacionada con la disponibilidad de hidrocarburos en la roca

(porosidad), la segunda es muy clara es muy clara, se encontrará aceite, gas o agua (saturación) y la tercera pregunta se relaciona con ¿disponibilidad de producción.?

En el mercado existe una variedad de métodos de registros muy sofisticados y relativamente nuevos, están disponibles para trabajar en la perforación de nuevos pozos. ¿Pero qué pasa con los pozos viejos?, los que aún están en producción, pero de los cuales tenemos solamente registros básicos. ¿Cómo podemos monitorear esos pozos viejos y sus campos durante el resto de su vida productiva? ¿Cómo detectamos problemas de producción (avance de agua, flujo detrás del revestidor, zonas ladronas, etc.)? ¿Cómo predecir que algún problema pueda ocurrir? Las respuestas a esas y otras preguntas es el Neutrón - Neutrón.

¿Por qué el Neutrón – Neutrón pulsado? Empecemos por saber, primero, podemos controlar la emisión de los neutrones en forma de pulsos desde una fuente o generador de neutrones llamado "**minitrón**", la cual tiene mayor energía que las de fuentes químicas y también mayor cantidad de emision de neutrones. La energía de los neutrones emitidos del minitrón es más alta que la de las fuentes de neutrones químicas. En conclusión, una de las razones más importante, el por qué se debe usar una fuente de generación electrónica de nuestros, es que **no hay contaminación de radiactividad en superficie**. La herramienta no emite radiactividad mientras no se encuentre energizada. Por lo contrario, las fuentes de neutrones convencionales químicas (^{241}AmBe) emiten neutrones todo el tiempo, causando problemas de contaminación de radiactividad y por ende dificultad para el control de la exposición.

¿Por qué el segundo Neutrón - Neutrón Pulsado? Este segundo neutrón significa que esta herramienta o sistema, a diferencia de otras herramientas de neutrón pulsado, no registra los rayos gamma que son producto de la interacción de los neutrones termales capturados por la formación, sino que mide directamente los neutrones termales antes de ser capturados. En este capítulo se explicarán algunos principios básicos de lo que sucede con el neutrón después de que este es pulsado de la fuente, que factores en la vecindad de la herramienta influyen en las medidas, y como estos afectan a los valores obtenidos de la herramienta. En este capítulo se presenta el concepto de radiactividad y de la estructura atómica de los elementos que conforman los yacimientos, además de los principios físicos de lecturas del sistema neutrón – neutrón (elástico) y el sistema neutro – gamma secundario (inelástico).

2.1. ESTRUCTURA ATOMICA

En los últimos lustros del siglo XIX se descubrieron los rayos catódicos y fueron reconocidos como formados por partículas materiales con carga eléctrica negativa. En 1895 y en los años siguientes se produjeron los descubrimientos de la radiactividad por Becquerel, y los elementos radiactivos por los esposos Curie.[1]

[1] SERVICIO GEOLOGICO COLOMBIANO, Curso de protección radiológica para el manejo de materia radiactivo. Bogotá 2002, P 1, Unidad de seguridad nuclear, protección radiológica y gestion ambiental, Ministerio de Minas y Energia

Del conjunto de estos fenómenos emerge la idea de la existencia de partículas con cargadas subatómicas, es decir, contenidas dentro de los átomos. En 1899, *J.J. Thomson* condenso estos resultados en un modelo, que describía el átomo como “una esfera carga eléctrica positiva” neutralizada por un número apropiado de electrones contenidos en su interior.

Posteriormente *Rutherford* y sus colaboradores en 1909, realizaron estudios, sobre la dispersión de partículas alfa, para investigar la estructura de los átomos; los resultados de sus experiencias, publicados entre 1911 y 1913, dejaron establecida la existencia en cada átomo de un núcleo con Z cargas positivas. Como ya se conocía la existencia de los electrones, la imagen del átomo se completó admitiendo que alrededor del núcleo se mueven, en trayectorias circulares, Z electrones con carga unitaria negativa, gracias a lo cual el átomo en conjunto es neutro. La teoría completa de la estructura atómica fue elaborada subsiguientemente por *Bohr, Sommerfield* y *Pauli*. La teoría que rige la dinámica del átomo es debida a *Schroedinger, Dirac, De Brogile* y otros. [2]

Algunos parámetros importantes que se deben tener en cuenta cuando se estudia la estructura atómica son:

---

[2] SERVICIO GEOLOGICO COLOMBIANO, Curso de protección radiológica para el manejo de materia radiactivo. Bogotá 2002, P 1, Unidad de seguridad nuclear, protección radiológica y gestion ambiental, Ministerio de Minas y Energia.

- Dimensiones atómicas. El radio atómico no es una magnitud exactamente definida, se estima que el tamaño de un átomo es del orden de 10^{-10} m.
- Dimensiones nucleares. El radio nuclear es aproximadamente de 10^{-12} m.
- Unidad de masa atómica (u.m.a.). A partir de 1961 se adoptó como unidad de masa la basada en el carbono 12 (^{12}C). Se definió como la masa de un átomo de carbono 12 (^{12}C) dividida entre 12, donde la masa de un átomo de carbono (^{12}C), se obtiene dividiendo el peso atómico del átomo por el número de Avogadro. Para un átomo de carbono 12 (^{12}C) se tiene:

Masa del ^{12}C = $(12\ g/atom - g)/(6.023 * 10^{23} atomos/atom - g)$ (7)

= $1.99\ x\ 10^{-23} g$

u.m.a = $(1.99\ x\ 10^{-23})/12\ =\ 1.6\ x\ 10^{-24} g$

= $1.6\ x\ 10^{-27}\ \kappa g$

Donde:

$u.m.a\ =\ unidad\ de\ masa\ atomica$ [3]

[3] SERVICIO GEOLOGICO COLOMBIANO, Curso de protección radiológica para el manejo de materia radiactivo. Bogotá 2002, P 2, Unidad de seguridad nuclear, protección radiológica y gestion ambiental, Ministerio de Minas y Energia.

- Unidades de energía. En el sistema internacional de unidades la energía se expresa en Joules (J). Otras unidades utilizadas para cuantificar la energía son el ergio (erg.) y el electrón-voltio (eV), este último definido como la energía cinética adquirida por un electrón acelerado mediante una tensión de un voltio.

$$1eV = 1.602\ x\ 10^{-12}\ erg\ =\ 1.602\ x\ 10^{-19}\ J \qquad (8)$$

Donde:

$eV\ =\ Electrón - Voltio$

$erg\ =\ ergio$

$J\ =\ Joules$

- Número atómico y representación de los elementos químicos. Siendo los átomos eléctricamente neutros, el número de cargas positivas en el núcleo es igual al número de electrones presentes en el átomo, cantidad denominada número atómico, y representado por Z, el cual coincide con el número de orden de la tabla periódica de elementos, debido a que representa el número de protones que constituyen cada elemento químico.[4]

[4] SERVICIO GEOLOGICO COLOMBIANO, Curso de protección radiológica para el manejo de materia radiactivo. Bogotá 2002, P 2, Unidad de seguridad nuclear, protección radiológica y gestion ambiental, Ministerio de Minas y Energia.

La confirmación experimental de los protones en el núcleo de los átomos realizada por *Rutherford* en 1913 y la correspondencia de la masa nuclear con el número de protones era satisfactoria para los primeros elementos de la tabla periódica, sin embargo, al aumentar este número la diferencia con la masa nuclear era apreciable. La solución al problema de las masas nucleares se encontró con el descubrimiento de los neutrones en 1932 por *Chadwich*, partícula de masa similar a la del protón, pero sin carga eléctrica, estableciéndose que el núcleo de los átomos puede estar constituido por Z protones y N neutrones. A estas partículas que constituyen el núcleo de los átomos se les denomina comúnmente nucleones. Para representar un elemento químico, es decir un átomo, se utiliza el número atómico, Z, y el número másico, A. El número másico, A, es una medida aproximada de la masa atómica, debido a que se toma el número total de partículas nucleares, es decir el número de nucleones. Siendo N el número de neutrones y Z el número de protones, entonces:

$$A = Z + N \tag{9}$$

Donde:

$A = Numero\ masico$

$N = Numero\ de\ neutrones$

$Z = Numero\ de\ protones$[5]

Por consiguiente, la representación de cualquier elemento químico se hace mediante su símbolo (X) y los números másico y atómico, así:

$$^{A}_{Z}X$$

2.2. RADIACTIVIDAD

La radiactividad consiste en la transformación espontánea de los núcleos, esto implica la redistribución de los componentes del núcleo tendiendo a buscar una estructura más estable. Esto es posible mediante la emision de partículas y/o radiación electromagnética (fotones gamma) buscando así su estado de mínima energía. Los nucleidos que se transforman espontáneamente son conocidos como radionucleidos o radionúclidos, los cuales pueden ser naturales o artificial.[6]

---

[5] SERVICIO GEOLOGICO COLOMBIANO, Curso de protección radiológica para el manejo de materia radiactivo. Bogotá 2002, P 2, Unidad de seguridad nuclear, protección radiológica y gestion ambiental, Ministerio de Minas y Energia.
[6] Ibid., p.4.

2.3. PROCESOS DE DESINTEGRACIÓN

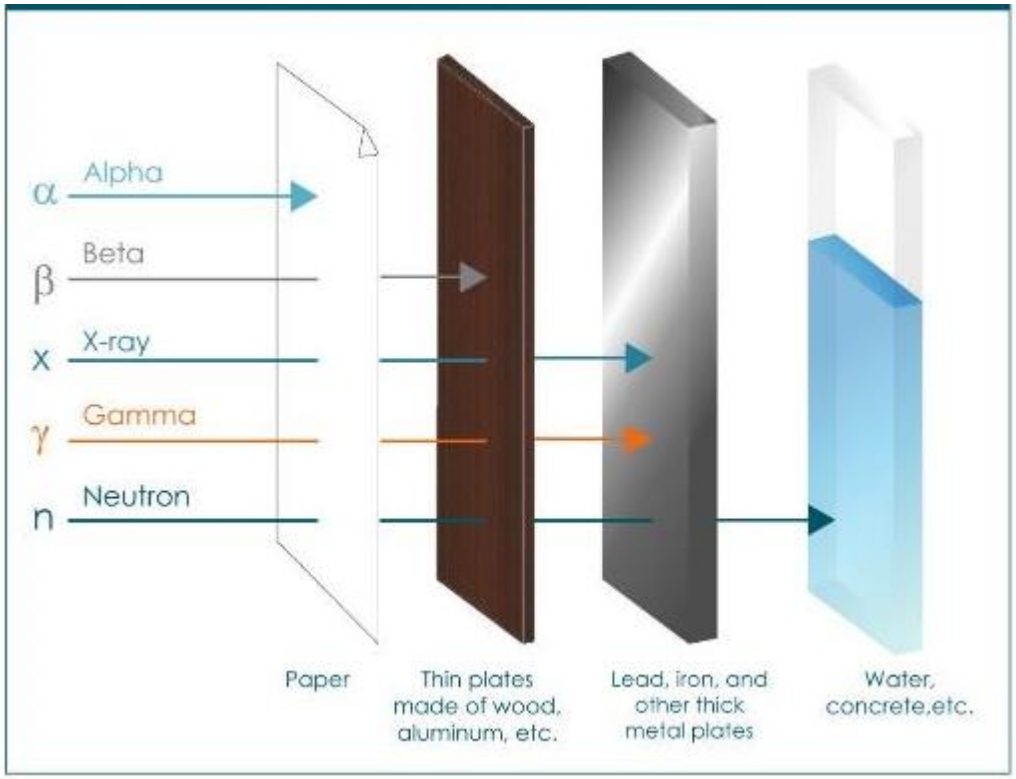
Los nucleidos inestables ya sean naturales o artificiales pueden lograr su estabilidad mediante un número limitado de modos de decaimientos:

- Decaimiento alfa (α)
- Decaimiento beta menos (β^{-})
- Decaimiento beta mas (β^{+})
- Decaimiento gamma (γ)
- Emisiones de neutrones (n)

La radiación ionizante toma algunas formas, partículas alfa (α), partículas beta (β), partículas de rayos gamma (γ) y partículas de neutrones (n). Todos los tipos son causados por átomos inestables que tiene un exceso de energía o masa o de ambos. Para alcanzar un estado estable deben liberan esa energía o más extra en forma de radiación.[7] La figura 1, muestra los tipos de radiación y su rango de alcance de penetración o estudio.

[7] SERVICIO GEOLOGICO COLOMBIANO, Curso de protección radiológica para el manejo de materia radiactivo. Bogotá 2002, P 4, Unidad de seguridad nuclear, protección radiológica y gestion ambiental, Ministerio de Minas y Energia.

Figura 1. Tipos de radiación y su rango de alcance de penetración o estudio



Fuente: Servicio geológico colombiano, Curso de protección radiológica para el manejo de materia radiactivo, Bogotá 2002.

2.3.1 Decaimiento alfa (α)**.** Esta forma de decaimiento tiene lugar principalmente en elementos pesados con numero atómico mayor a 82 y raramente en elementos livianos. Las partículas alfa poseen carga positiva, identificándose con átomos de helio doblemente ionizados, es decir sin sus electrones orbitales, por lo tanto, tiene un Z = 2 N = 2 A= 4 formado un núcleo de Helio 4 (4He).

Estas partículas al interactuar con la materia producen un gran número de iones en su recorrido perdiendo energía cinética, por consiguiente, su radio de investigación es corto,

siendo su poder de penetración relativamente menor. Pueden ser apagados por una hoja de papel.

La emision de la partícula alfa, se representa por:

$$ {}^{A}_{Z}X \rightarrow {}^{A-4}_{Z-2}Y \ + \ {}^{4}_{2}\alpha \ + \ \gamma \qquad (10) $$

$$ {}^{241}_{95}AM \rightarrow {}^{237}_{93}Np \ + \ {}^{4}_{2}He \ + \ \gamma \qquad (11) $$

En general el núcleo residual después de la emision alfa, emite radiación gamma, por haber quedado en un estado excitado.

2.3.2 Decaimiento beta menos $(\boldsymbol{\beta^{-}})$**.** La radiación beta menos corresponde a la emision de partículas cargadas negativamente y son idénticas a los electrones.[8] El alcance de las partículas beta menos es de varios metros en el aire, y debido a su bajo peso comparado con las partículas alfa, su poder de ionización es menos intenso, siendo fácilmente absorbidas por la materia. El poder de penetración depende de su energía y de la densidad del absorbedor. Las partículas beta menos no existen en el núcleo antes

[8] SERVICIO GEOLOGICO COLOMBIANO, Curso de protección radiológica para el manejo de materia radiactivo. Bogotá 2002, P 5, Unidad de seguridad nuclear, protección radiológica y gestion ambiental, Ministerio de Minas y Energia.

de la emisión, ésta se produce cuando en el núcleo inestable un neutrón se transforma en un protón:

$$ {}_{0}^{1}n \rightarrow {}_{1}^{1}p + {}_{-1}^{0}\beta + \bar{\mu} + \gamma \qquad (12) $$

Donde μ corresponde al antineutrino que acompaña a este tipo de desintegraciones y γ corresponde a radiación electromagnética, también conocida como radiación gamma, emitida por los radionucleidos que en el proceso de transformación nuclear quedan en un estado excitado, también llamado metaestable, la energía asociada a los fotones gamma es característica del radionucleido.

La representación de este tipo de emisión es:[9]

$$ {}_{Z}^{A}X \rightarrow {}_{Z+1}^{A}Y + {}_{-1}^{0}\beta + \mu \mp \gamma \qquad (13) $$

$$ {}_{15}^{32}P \rightarrow {}_{16}^{32}S + {}_{1}^{0}\beta + \mu \mp \gamma \qquad (14) $$

[9] SERVICIO GEOLOGICO COLOMBIANO, Curso de protección radiológica para el manejo de materia radiactivo. Bogotá 2002, P 5, Unidad de seguridad nuclear, protección radiológica y gestion ambiental, Ministerio de Minas y Energia.

2.3.3 Decaimiento beta mas $(\boldsymbol{\beta^+})$**.** La emisión de partículas β^+; positrones, los cuales poseen igual masa que la de un electrón e igual carga, pero de signo contrario (carga positiva). Este tipo de emisión fue descubierta en 1.932 y corresponde a la conversión de un protón en un neutrón, de manera que se emite la partícula beta más y un neutrino, en algunos casos el núcleo residual emite radiación electromagnética.

$$ {}^{1}_{1}p \rightarrow {}^{1}_{0}n + {}^{0}_{1}\beta + \mu + \gamma \qquad (15) $$

La emisión de positrones se puede representar por: [10]

$$ {}^{A}_{Z}X \rightarrow {}_{Z-1}^{A}Y + {}_{+1}^{0}\beta + \mu + \gamma \qquad (16) $$

$$ {}^{11}_{6}C \rightarrow {}^{11}_{5}B + {}_{+1}^{0}\beta + \mu + \gamma \qquad (17) $$

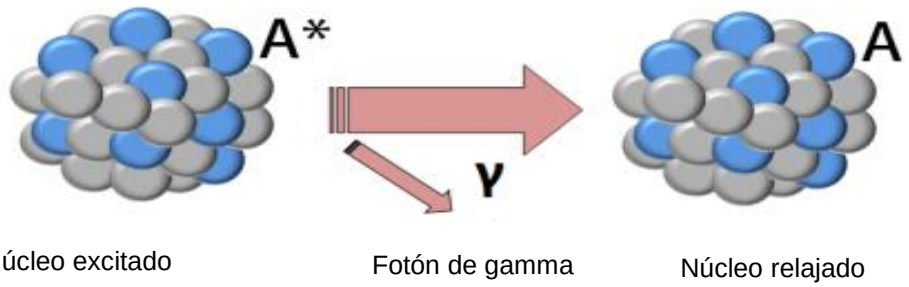
2.3.4. Radiación o Decaimiento gamma $(\boldsymbol{\gamma})$**.** La radiación gamma consiste en fotones de alta energía emitidos por un núcleo en un estado excitado. Dicho estado se relaja emitiendo dicha energía de excitación en forma de radiación electromagnética. Es por ello por lo que en este caso la composición del núcleo no se ve alterada ya que no se emiten partículas ni se ve modificada la carga. Es una radiación más penetrante que la

[10] SERVICIO GEOLOGICO COLOMBIANO, Curso de protección radiológica para el manejo de materia radiactivo. Bogotá 2002, P 5, Unidad de seguridad nuclear, protección radiológica y gestion ambiental, Ministerio de Minas y Energia.

alfa y beta.[11] La figura 2, muestra la emision de un fotón de alta energía emitido por un núcleo en estado excitado.

$$^{238}_{92}U \rightarrow \ ^{234}_{90}Th \ + \ ^{4}_{2}He \ + \ \gamma \qquad (18)$$

Figura 2. Emisión de foto gamma de alta energía



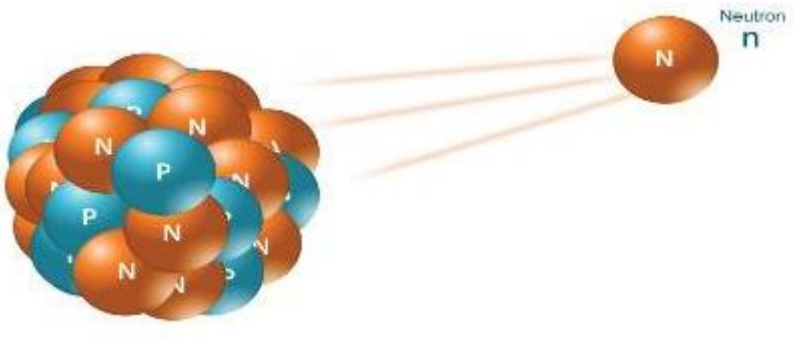
Fuente: Servicio geológico colombiano, Curso de protección radiológica para el manejo de materia radiactivo. Bogotá 2002.

2.3.5 Emision de neutrones (η). La emisión de neutrones es otra forma de decaimiento radiactivo en el caso de núcleos con exceso de neutrones o en algún estado excitado con necesidad de relajar la energía del sistema. Es la radiación más penetrante debido a que no poseen carga, tienden a viajar grandes distancias a causa de su poca

[11] SERVICIO GEOLOGICO COLOMBIANO, Curso de protección radiológica para el manejo de materia radiactivo. Bogotá 2002, P 6, Unidad de seguridad nuclear, protección radiológica y gestion ambiental, Ministerio de Minas y Energia.

interacción energética con la materia.[12] La figura 3, muestra la emision de neutrón desde el núcleo de un átomo.

Figura 3. Emisión de un neutrón desde el núcleo de un átomo



Fuente: Servicio geológico colombiano, Curso de protección radiológica para el manejo de materia radiactivo. Bogotá 2002.

2.4. NEUTRONES

El neutrón es como su nombre lo indica, una partícula neutral (partícula sin carga eléctrica) que tiene una masa similar a la masa de un protón. El hecho de que un neutrón no tenga carga permitiendo su penetración con mayor facilidad en la formación y por lo tanto su uso es ideal para las aplicaciones de registro. Los rayos gamma o algunas

[12] SERVICIO GEOLOGICO COLOMBIANO, Curso de protección radiológica para el manejo de materia radiactivo. Bogotá 2002, P 6, Unidad de seguridad nuclear, protección radiológica y gestion ambiental, Ministerio de Minas y Energia.

partículas cargadas generalmente interactúan con electrones en órbitas de átomos que están en la formación. Los neutrones interactúan principalmente con el núcleo del átomo. El rango de interacción es limitado por sus dimensiones físicas, dado que no tiene carga eléctrica. Por lo tanto, las reacciones del neutrón con la materia son relativamente raras, y el rango de penetración del neutrón es profunda.

Los neutrones pueden ser clasificados acordes a su energía:

- Neutrones rápidos: > 500 keV
- Neutrones intermedios: 1 keV a 500 keV
- Neutrones lentos: < 1 keV

Los neutrones lentos son subdivididos en:

- Neutrones Epitermales: 0.1 eV a 1 keV
- Neutrones Termales: < 0.1 eV

Los neutrones termales son llamados así porque están en equilibrio con su alrededor. Es importante notar que la propagación de neutrones rápidos es en línea recta (como un rayo) mientras que los neutrones termales se esparcen en forma de gas.

Masa del neutrón es:

$$m_n = 1.000864915\, u.m.a = 1.674927\, x\, 10^{-27}\, kg \qquad (19)$$

2.5. FUENTE DE NEUTRONES

Generalmente se emplean fuentes de neutrones para la exploración geofísica por las características especiales de dispersión que atesoran estas partículas en la materia, para comprender sus propiedades. Los neutrones son producidos acelerando un núcleo ligero hacia otro en reposo. En la industria del petróleo los registros de pozo son actualmente una de las principales herramientas y de actividades llevadas a cabo en la gran mayoría de las perforaciones petroleras a nivel mundial. Se utilizan principalmente para la determinación de las características petrofísicas y litológicas de las formaciones. En la actualidad existe una gama muy amplia de registros, que de acuerdo con su principio básico de medición utiliza alguna de los tres tipos de fuentes para la generación de neutrones: fisión espontánea, mezcla de emisiones alfa con berilium (fuente química ^{241}AmBe con energía del neutrón emitida de 4.2 MeV), y generador de neutrones (fuente eléctrica).

El generador de neutrones es la fuente de neutrones que utiliza las herramientas de saturación, y será explicado posteriormente en más detalle.

Lo básico de otro tipo de fuentes:

La fisión espontánea de ^{252}Cf divide el átomo de Cf en dos productos de fisión y emite uno o más neutrones. La energía de los neutrones emitidos esta entre 250 keV y 2 MeV.

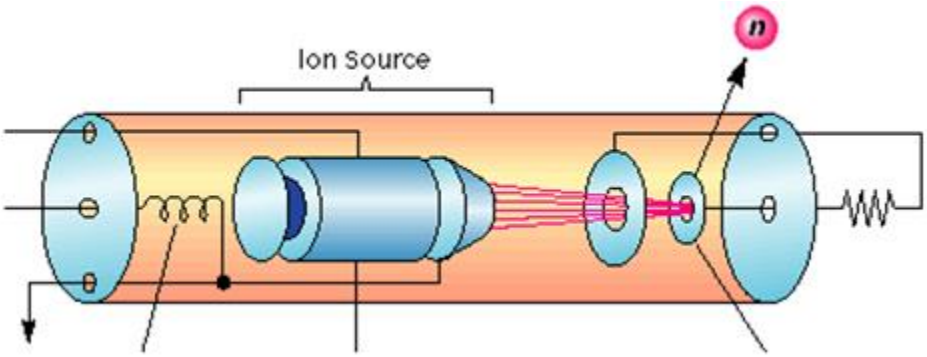
Fuentes mixtas son hechas de emisores alfa tales como Po, Pu, Am o Ra mezclado con Berilio. Los neutrones producidos tienen una energía entre 1 y 12 MeV. La mayoría de este tipo de fuentes tienen una energía promedio de 4.5 MeV. Estos neutrones de alta energía tienen mayor rango de trabajo, que los neutrones de ^{252}Cf, y por lo tanto mayor radio de investigación. Este tipo de fuente es el más común en el área de registros.

Las fuentes para registros de neutrones químicas tienen la ventaja que son prácticamente indestructibles. Estas no tienen partes electrónicas, por lo que siempre producen neutrones. Este hecho también define una desventaja de las fuentes químicas. Porque es imposible detener la emisión de neutrones, es necesario seguir estrictos procedimientos de seguridad. La herramienta de saturación (Neutrón - Neutrón) usa una fuente eléctrica de neutrones (generador), llamado minitrón.

2.5.1 Generador de neutrones – minitrón. El Minitrón es un acelerador electrónico de neutrones. Podemos decir que el minitrón es un tubo acelerador lineal que contiene

deuterium y tritium a baja presión. Mediante aceleración, el deuterium pulsa iones hacia el tritium, por lo que tal dispositivo crea neutrones con una energía de 14.1 MeV. La figura 4, muestra un minitrón típico.

Figura 4. Minitrón típico



Fuente: Plasek, R. E., Adolph, R. A., Stoller, C., Willis, D. J., Bordon, E. E., & Portal, M. G. Improved Pulsed Neutron Capture Logging with Slim Carbon-Oxygen Tools: Methodology.

El minitrón que se muestra en la figura es esencialmente un tubo cerámico que contiene tritio y deuterio a baja presión. Este dispositivo crea neutrones a una energía de 14.1 MeV al acelerar los iones deuterio en la cámara de tritio.[13]

El generador de neutrones posee algunas ventajas sobre las fuentes radiactivas. Primera, este puede ser apagado, por lo tanto, no produce daño mientras se encuentro

[13] Plasek, R. E., Adolph, R. A., Stoller, C., Willis, D. J., Bordon, E. E., & Portal, M. G. Improved Pulsed Neutron Capture Logging with Slim Carbon-Oxygen Tools: Methodology. Society of Petroleum Engineers. 30598-MS, 1995, January 1

en uso. Segundo, la energía de los neutrones es mucho mayor, y por eso el radio de investigación es mayor. Tercero, es pulsado, lo que permite un mayor número de técnicas de registro las cuales no se pueden aplicar con fuentes de emisión continua.

Las desventajas del generador de neutrones son: óptimo desempeño entre las 100 y 200 horas de trabajo; es muy costosa y es de mayor tamaño que las fuentes de neutrones química.

Algunas consideraciones importantes de seguridad son:

- Debido a la gran cantidad de neutrones emitidos por el minitrón, la herramienta no debe ser encendida en superficie, a menos que esta se encuentre en un tanque de prueba o, por lo menos, a 100 ft de profundidad.

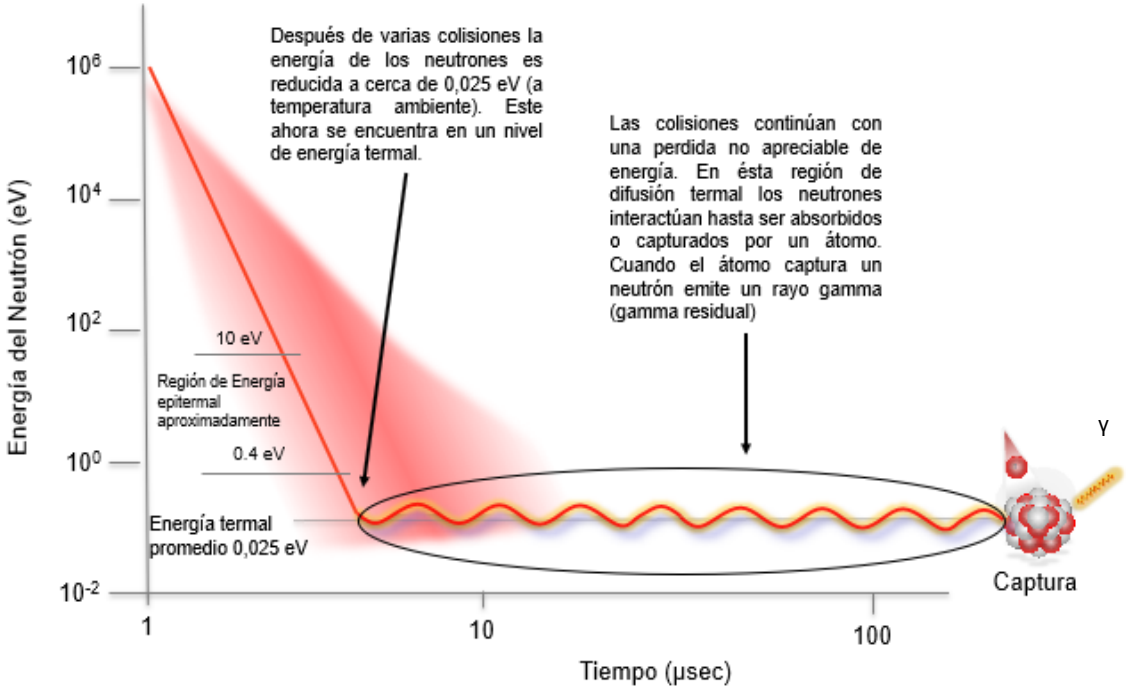
- Una vez terminado el trabajo, la herramienta debe ser apagada al menos 100 ft antes de llegar a la superficie, y dejarla en reposo durante 1/2 hora por cada 4 horas de perfilaje.

2.6. VIDA DEL NEUTRON

La trayectoria que el neutrón toma cuando se esparce, cambiando de dirección a una cierta distancia, algunas veces incluso hacia la fuente; pero en promedio, este gradualmente se mueve fuera de la fuente. Con cada interacción, el neutrón pierde algo de su energía cinética. Este continúa hasta tener un valor cercano a la energía termal (0,025 eV). Hasta este momento la velocidad de los neutrones fue más alta que la del núcleo objetivo de la formación, por lo que el núcleo objetivo podría ser considerado estacionario. Esto no es en la mayoría de los casos, ahora la energía del neutrón esta cercana a la energía termal. La energía del neutrón termal esta cercano a la energía de vibración termal de los núcleos de formación. Las siguientes colisiones, en promedio, mantendrán la energía del neutrón en equilibrio con la energía termal del núcleo de formación.

Durante esta fase de energía termal, cada neutrón puede ser considerado como una molécula de gas, la cual sufre repetidas colisiones y cambios en la dirección. Este proceso eventualmente termina cuando el neutrón es capturado por uno de los elementos de la formación. La figura 5, muestra la vida típica de un neutrón de 14.1 MeV.

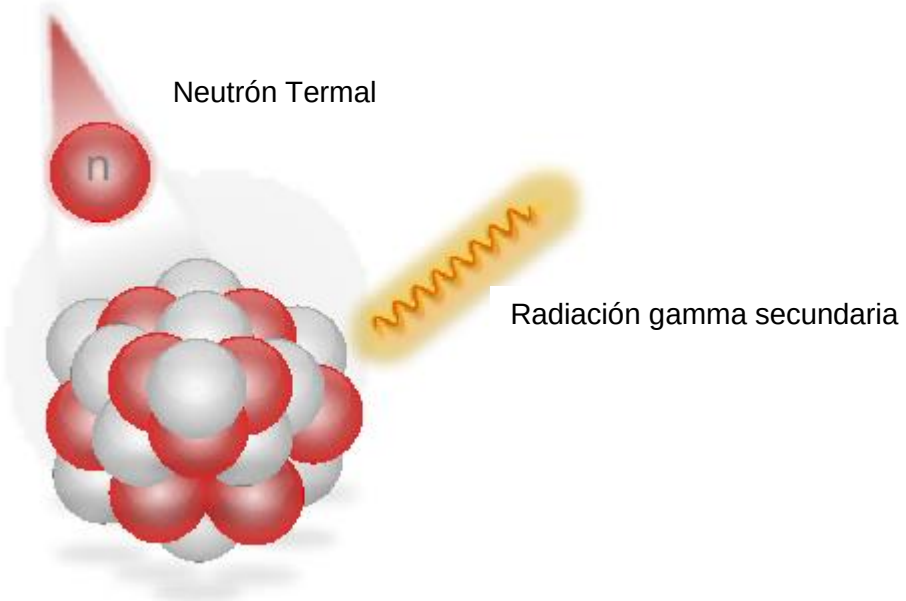
Figura 5. Esquemático de tiempo de vida típico de un neutrón de alta energía



Fuente: Fuente: Darwin V Ellis, Singer M. Julián. Well Logging for Earth Scientists, New York, 2008, p 345,Springer.

El decaimiento del neutrón a un nivel de energía termal es a una tasa bastante rápida. La tasa de decaimiento es determinada por el indice de Hidrógeno (IH) de todos los componentes o elementos que conforman el yacimiento y de los fluidos presentes en la formación que contienen una fracción significativa de hidrógeno. En adición, el intervalo de tiempo que un neutrón mantiene a nivel de energía termal es determinado por la sección transversal de captura de los fluidos de la formación. La figura 6, muestra el neutrón termal que es capturado por el metodo directo neutrón -neutrón y el fotón de radiación gamma secundario que es detectado por la técnica indirecta neutrón - gamma.

Figura 6. Neutrón termal y fotón de radiación gamma secundaria



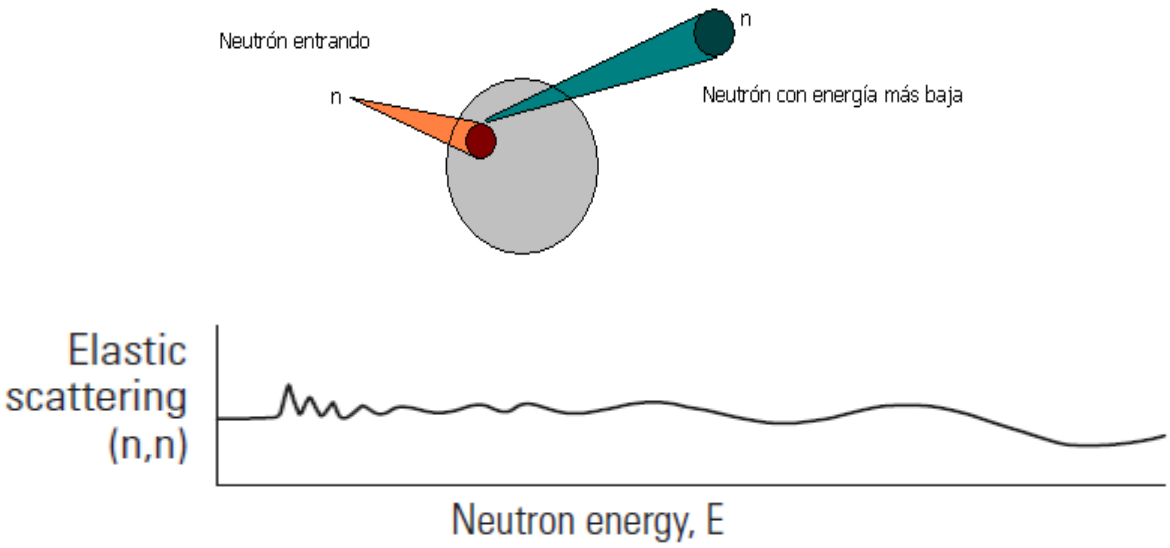
Fuente: Servicio geológico colombiano, Curso de protección radiológica para el manejo de materia radiactivo. Bogotá 2002.

2.6.1 Dispersión elástica. Los neutrones pueden interactuar elásticamente indiferentemente de sus energías cinéticas. Con cada interacción, el neutrón pierde energía cinética, concediendo algo al núcleo bombardeado, los cuales permanecen en su estado normalizado. Si el núcleo bombardeado es excitado a un estado de energía interna más alta en lugar de permanecer en su estado normalizado, la interacción vendría a ser inelástica.

La dispersión elástica, algunas veces referida como interacción de decaimiento, puede compararse la colisión de bolas de billar con la colisión de un neutrón rápido y un núcleo

estacionario en la formación. Como resultado de esta colisión, el núcleo recibe algo de energía y el neutrón debe perder la misma cantidad. La energía perdida depende de la masa atómica del núcleo objetivo relativo a la del neutrón y si la colisión es de frente. La figura 7, muestra el esquemático de dispersión elástica.

Figura 7. Esquemático de dispersión elástica



Fuente: Darwin V Ellis, Singer M. Julián. Well Logging for Earth Scientists, New York, 2008, p 331,Springer.

Si los núcleos colisionan de frente, el neutrón pierde la máxima cantidad de energía; en cambio, la colisión que no sea de frente, el neutrón pierde mucho menos energía.

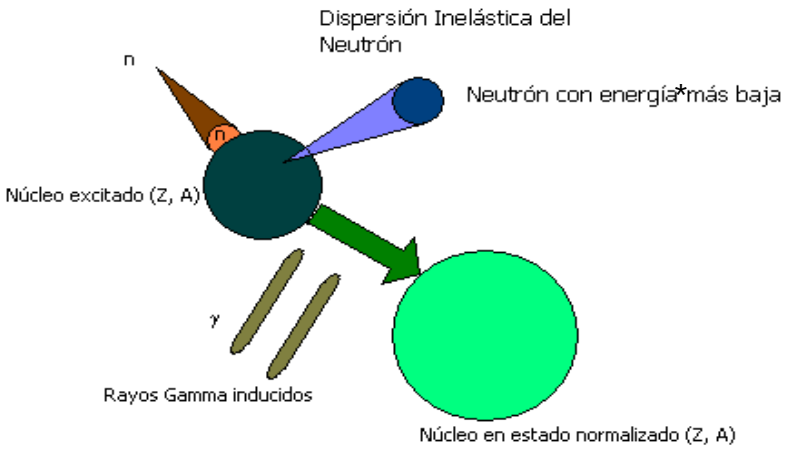
Los neutrones pierden en mayor proporción la energía cuando ellos interactúan elásticamente con el núcleo de Hidrógeno (H). Esto ocurre porque el núcleo de Hidrógeno tiene igual masa atómica que el neutrón. En consecuencia, como eficazmente

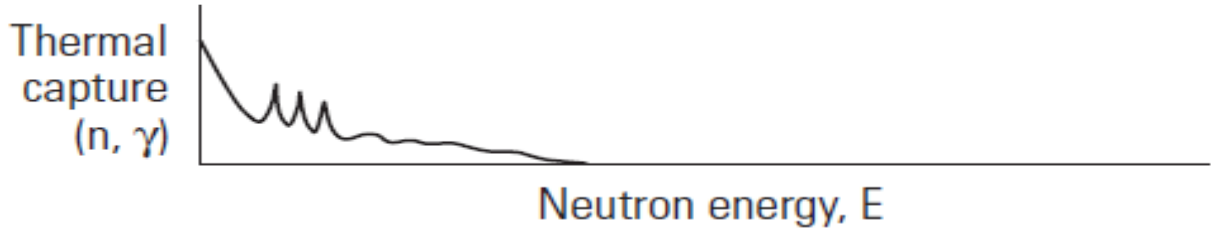
en una formación desciende el número de neutrones esto indica la abundancia de hidrógeno, un elemento presente primariamente en fluidos de formación y por consiguiente indicativo de porosidad.

2.6.2 Dispersión inelástica. Las interacciones inelásticas ocurren cuando un neutrón está viajando rápido, casi siempre con una energía cinética por encima de 1 MeV y excita el núcleo a un estado de energía interna más alta. Instantáneamente, el núcleo vuelve a su estado normalizado, emitiendo rayos gamma (también llamados rayos gamma inelásticos) con una energía única al núcleo objetivo (el elemento golpeado).

El espectro de energía de los rayos gamma inducidos emitidos durante la dispersión inelástica del neutrón, es principalmente usada para medir las concentraciones relativas de oxígeno (debido al agua) y carbono (debido al hidrocarburo) en los fluidos de la formación. Esas concentraciones son usadas para determinar la saturación de agua e hidrocarburo. El espectro de energía es también de mucha ayuda en la identificación del Silicio (Si), Calcio (Ca), Hierro (Fe) y Azufre (S), los cuales son muy útiles en la determinación de la litología. Este es el método tradicional de las herramientas de saturación. La figura 8, muestra el esquemático de dispersión inelástica.

Figura 8. Esquemático de dispersión inelástica





Fuente: Darwin V Ellis, Singer M. Julián. Well Logging for Earth Scientists, New York, 2008, p 331,Springer.

* Neutrón termal proceso físico de captura por el sistema Neutrón – Neutrón

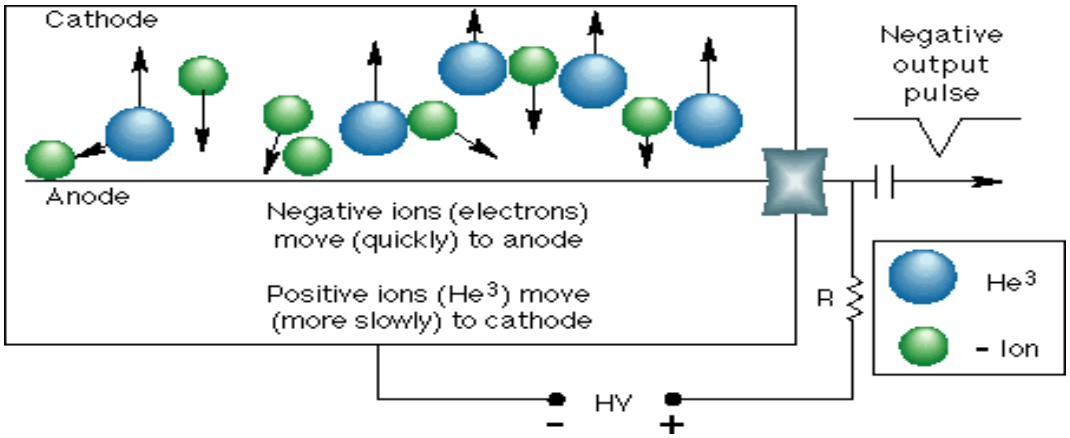
** Radiación gamma secundario proceso físico de captura Neutrón - Gamma

2.7. DETECCION DE NEUTRONES

Como fue mencionado en la introducción, la técnica Neutrón - Neutrón detecta neutrones termales que aún no han sido capturados o absorbidos por la formación, por esto es

importante comentar algo más sobre los detectores de neutrones. La figura 9, muestra un esquema típico de un detector He^3

Figura 9. Esquema típico de una detector He^3

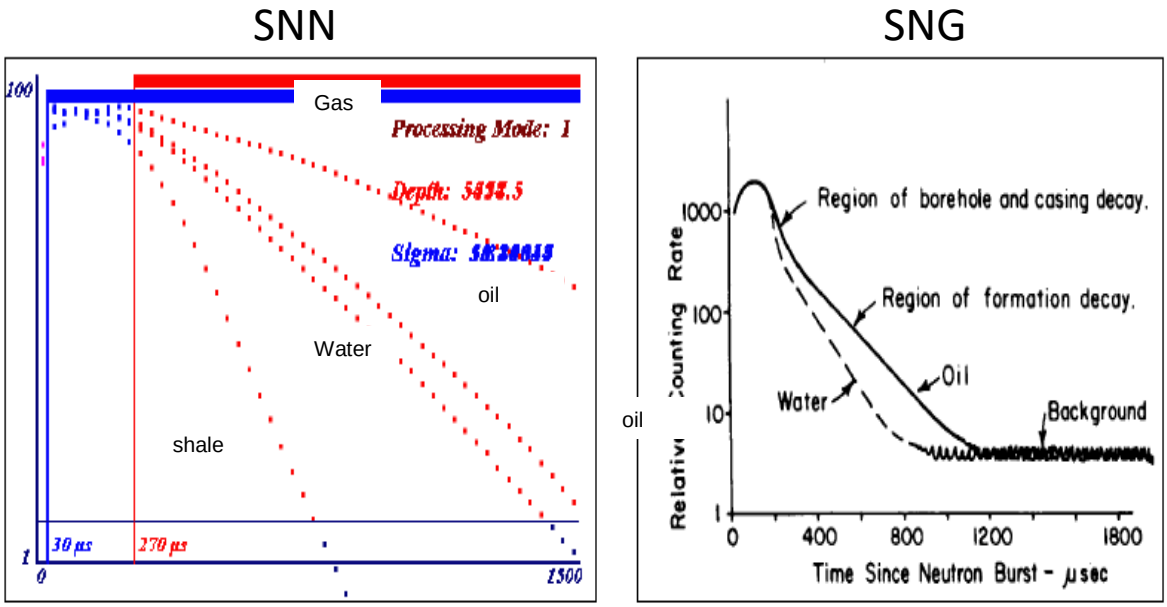


Fuente: Plasek, R. E., Adolph, R. A., Stoller, C., Willis, D. J., Bordon, E. E., & Portal, M. G. Improved Pulsed Neutron Capture Logging with Slim Carbon-Oxygen Tools Methodology.

Los neutrones termales pueden ser detectados directa o indirectamente. El método indirecto se basa en la detección de rayos gamma que son el resultado de la interacción del neutrón (captura) con la materia del núcleo circundante. Los rayos gamma son detectados usando detectores de *scintillantion*. El problema con este tipo de detección es que los rayos gamma resultantes de la captura de neutrones no son sólo los únicos que existen en la vecindad de la técnica durante el registro. Hay otras interacciones nucleares, y también los rayos gamma de la formación. Estos rayos gamma adicionales deben ser excluidos antes de procesar y obtener resultados.

La otra forma de detección es la directa, metodo de captura del sistema Neutrón - Neutrón, donde los neutrones termales son detectados directamente, antes de proceso de Captura. Los detectores de He^3 son los más usados en nuestros días. Los detectores pueden ser configurados para detectar neutrones epitermales o termales. El detector epitermal cuenta neutrones con energía desde 0.1 a 10 eV. El detector termal cuenta neutrones con energía alrededor de 0.025 eV. La única diferencia entre el detector epitermal y el termal es que el detector epitermal tiene una delgada hoja de *cadmium* alrededor de este. El cadmium es un excelente absorbente de neutrones termales (como se presenta más adelante en la tabla de "sección transversal de captura"). La figura 10, muestra la diferencia en la detección de saturación de fluidos en la roca, entre el sistema neutrón – neutrón detección directa y el sistema neutrón – gamma construcción sintética.

Figura 10. Diferencias entre los sistemas de detección de la saturación de fluidos.



2.8. INDICE DE HIDRÓGENO (IH)

La energía del neutrón perdida durante las colisiones (principalmente en la dispersión elástica) dependen del ángulo de dispersión y de la masa del núcleo. Para todos los elementos, el ángulo al cual un neutrón golpea un núcleo es aleatorio. Por lo tanto, el ángulo de dispersión no es un factor predominante en la determinación de cuales elementos tienen mayor efecto en el decaimiento de los neutrones. Sin embargo, la masa atómica del núcleo golpeado si es un factor predominante en la determinación de la energía perdida durante la colisión. La tabla 1, presenta los diferentes elementos que componen un yacimiento, la eficiencia de los elementos para reducir energía los neutrones y además presenta el numero promedio de colisiones necesarias para reducir un neutrón de 14.1 MeV a 0,025 eV, nivel termal.

$$\varepsilon = 1 + \frac{(A-1)}{(2 * A)} \, ln \, \frac{(A-1)}{(A+1)} \tag{20}$$

Donde:

$\varepsilon = Eficiencia\ de\ los\ elemenos\ para\ reducir\ la\ velocidad\ de\ los\ neutrones$

$A = Masa\ atomica\ de\ los\ elementos$

$$\eta = ln\,(E_F/E_T)\,/\,\varepsilon \qquad (21)$$

Donde:

$E_F = Energia\ emitida\ por\ la\ fuente\ 14.1\ MeV$

$E_T = Eneriga\ Termal\ 0.025\ eV$

$\epsilon = eficiencia\ de\ los\ atmos\ para\ reducir\ energia$

Tabla 1. Colisiones para reducir un neutrón de valor rápido a terma

Elemento	**Masa Atómica**	**Eficiencia** ϵ	**Número de Colisiones** η
Hidrógeno (H)	1.00794	0.99983	20.2
Berilio (Be)	9.012182	0.20634	97.66
Boro (B)	10.811	0.17408	115.75
Carbono (C)	12.0107	0.15764	127.83
Nitrógeno (N)	14.0067	0.13622	147.92
Oxigeno (O)	15.9994	0.11995	167.99
Sodio (Na)	22.98976	0.08453	238.40
Magnesio (Mg)	24.305	0.08008	251.64
Aluminio (Al)	26.98153	0.07233	278.61
Silicio (Si)	28.0855	0.06955	289.73
Azufre (S)	32.065	0.06110	329.82
Cloro (Cl)	35.453	0.05537	363.95
Potasio (K)	39.0983	0.05029	400.67
Calcio (Ca)	40.078	0.04908	410.54
Hierro (Fe)	55.845	0.03539	569.39
Cadmio (Cd)	112.441	0.01768	1139.60
Bario (Ba)	137.327	0.01449	1390.33

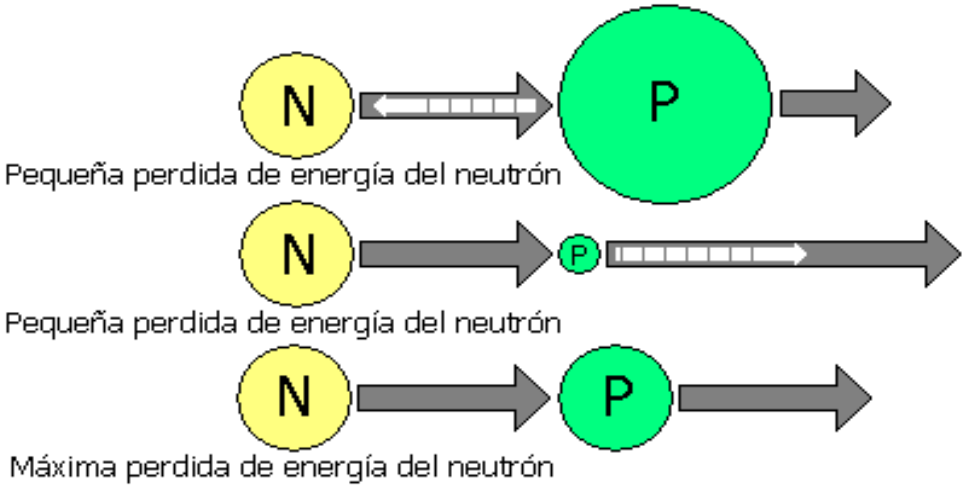
La pérdida de energía del neutrón en cualquier colisión en particular depende de la masa atómica del neutrón y de la masa atómica del elemento o partícula con la cual impacta o interactúa, como se muestra en la figura 11.

En el primer ejemplo, como se muestra en la figura 11, la partícula o elemento a ser golpeado tiene más masa atómica que el neutrón. Una pequeña cantidad de energía es transferida a la partícula o elemento, pero el neutrón da un brinco atrás, reteniendo gran cantidad de su energía cinética.

En el segundo ejemplo, como se muestra en la figura 11, el neutrón básicamente corre sobre la partícula o elemento de menos masa atómica, transfiriendo alguna energía a esta, pero continúa el neutrón con una gran cantidad de su energía.

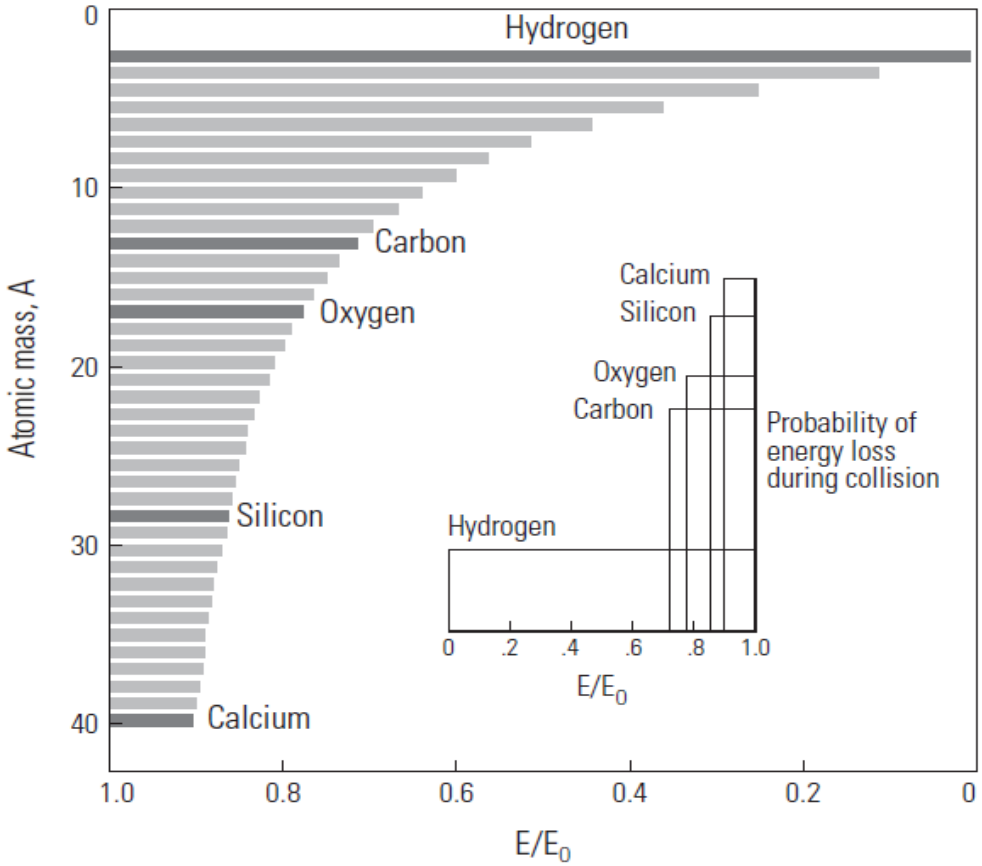
La mayor pérdida de energía resulta cuando un neutrón colisiona con una partícula o átomo de igual masa atómica. Esto se muestra en el tercer ejemplo de la Figura 11. Aquí, toda o casi toda la energía cinética del neutrón es pasada a la partícula o elemento de masa equivalente, lo que es similar al choque de frente de dos bolas de billar de igual masa. La figura 11, muestra los ejemplos de distribución de energía durante las colisiones del neutrón con el núcleo.

Figura 11. Distribución de energía durante las colisiones del neutrón con el núcleo



La similitud entre la masa del neutrón y la del hidrógeno significa que el hidrógeno es el elemento más efectivo en el proceso de decaimiento exponencial radiactivo de los neutrones (dispersión elástica). La cantidad de hidrógeno presente por unidad de volumen se cómo indice de hidrógeno (IH). Esto se conoce como el Índice de Hidrógeno (IH). Esto es una medida de la cantidad de hidrógeno por unidad de volumen. El indice de hidrógeno (IH) del agua fresca es definido como 1. La figura 10, muestra el rango de energía posible para el neutrón dispersado después de unas colisiones con núcleos con masa atómica que van ^{1}H a ^{40}Ca.

Figura 12. Rango de energía posibles para el neutrón después de las colisiones



Fuente: Fuente: Darwin V Ellis, Charles R. Case, Joseph M. Chiaramonte. Porosity from Neutron logs II: Interpretation, Society of Petrophysicists and well log Analysts, January 2004.

La densidad del flujo de neutrones decrece con respecto a la distancia de estos con la fuente y la tasa de decrecimiento de la densidad depende de la cantidad de hidrógeno presente. La población de neutrones en cualquier punto durante el registro depende principalmente de la cantidad de hidrógeno entre la fuente y ese punto. La tabla 2,

presenta los valores de Indice de hidrógeno (IH) para los diferentes elementos que componen un yacimiento.

Tabla 2. Indice de hidrógeno para los diferentes componentes de un yacimiento

	FORMULA QUIMICA			
	H_2O			
MATERIAL	TEMPERATURA	PRESION	DENSIDAD DE HIDRÓGENO	INDICE DE HIDRÓGENO (HI)
Agua Fresca	60 °F	14.7 psi	0.669	1
	200 °F	7000 psi	0.667	1
	NaCl			
Agua Salada	60 °F	14.7 psi	0.614	0.92
	200 °F	7000 psi	0.602	0.9
	CH_4			
Metano	60 °F	14.7 psi	0.614	0.92
	141 °F	3800 psi	0.602	0.9
	200 °F	7000 psi	0.329	0.49
	C_2H_4			
Etano	60 °F	14.7 psi	0.0015	0.0023
	200 °F	7000 psi	0.493	0.74
Promedio gas natural	60 °F	14.7 psi	0.0011	0.0017
	200 °F	7000 psi	0.363	0.54
	C_5H_{12}			
n-Pentano	68 °F	14.7 psi	0.627	0.94
	200 °F	7000 psi	0.604	0.9
	C_6H_{14}			
n-Hexano	68 °F	14.7 psi	0.645	0.96
	200 °F	7000 psi	0.615	0.92
	C_7H_{16}			
n-Heptano	68 °F	14.7 psi	0.658	0.99
	200 °F	7000 psi	0.632	0.95
	C_8H_{18}			
n-Octano	68 °F	14.7 psi	0.675	1.01
	200 °F	7000 psi	0.645	0.97
Caolinita	$Al_4(Si_4O_{10})(OH)_8$		0.25	0.37
Illita	$Kal_4(S7Al_2O_{20})_4(OH)_4$		0.059	0.09

Esmectita	$(1/2Ca)(AlMgFe)_4(SiAl)$		0.13
Clorita	$MgAl_4Fe(SiAl)_8O_{20}(OH)_{16}$	0.213	0.32
Yeso	$CaSO_4 . 2H_2O$	0.325	0.49
Antracita	C	0.268	0.4
Limonita	$FeO(OH).nH_2o$	0.369	0.55

La porosidad de la formación puede ser determinada usando el conocimiento del índice de hidrógeno (IH), podemos contar la cantidad de neutrones de baja energía (termal o epitermal) a cierta distancia de la fuente. Cuando el espacio poroso contiene gas, la cuenta de neutrones en el detector son altas (y la medida de porosidad más baja). Esto se refiere al efecto del gas porque el gas contribuye con menos hidrógeno para la dispersión de los neutrones que el agua o el petróleo.

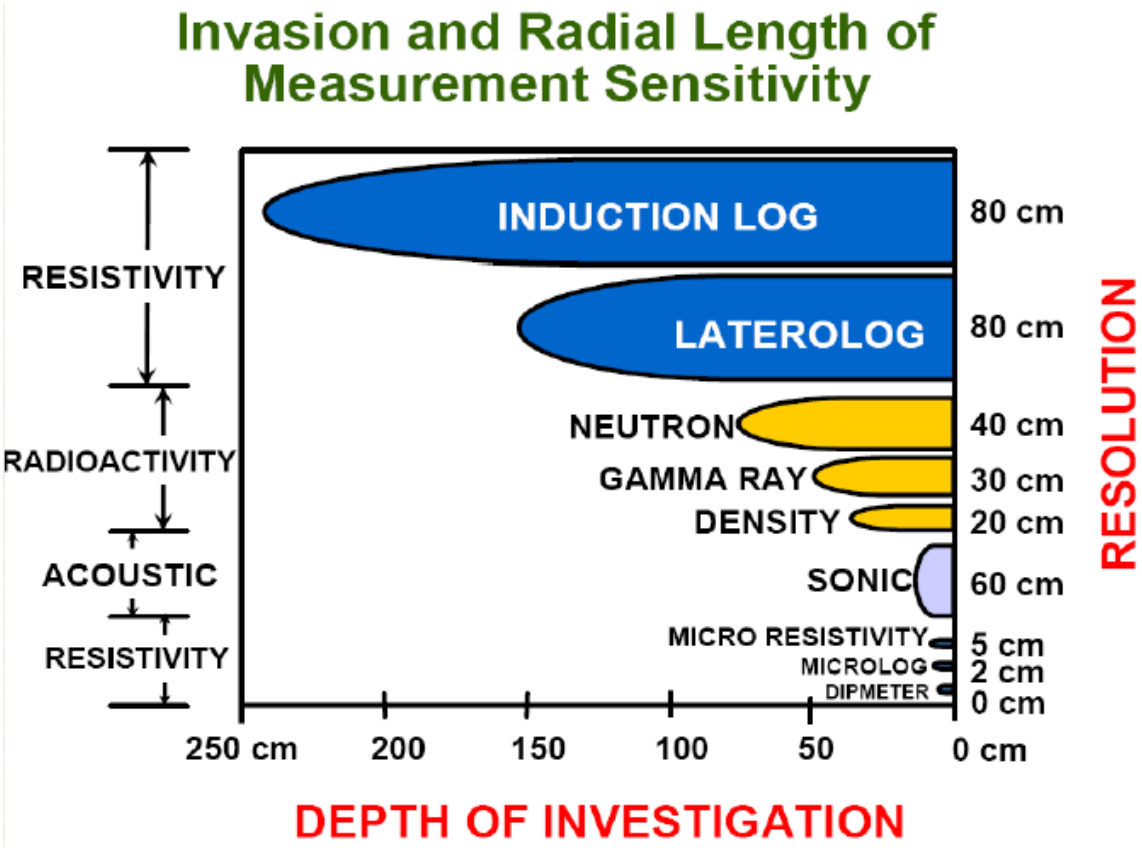
Es importante recordar que los neutrones serán afectados por el hidrógeno de la formación o de los fluidos de la formación, incluso consideraremos que el hidrógeno se encuentra más comúnmente en los fluidos. La situación donde el hidrógeno esta carente en el yacimiento (por ejemplo, zona de gas) es observado en algunos pozos.

- Indice de Hidrógeno (IH) altos; bajas porosidades
- Indice de Hidrógeno (IH) bajos; altas porosidades

2.9. PROFUNDIDAD DE INVESTIGACION DE LOS NEUTRONES

La profundidad de investigación de los sistemas de neutrones es de mucho interés cuando intentamos evaluar la saturación de fluidos de nuestros yacimientos. Sin embargo, a diferencia de la profundidad de investigación de los sistemas de inducción, es una cantidad bastante aparente. Los sistemas de inducción tienen muy buena profundidad de investigación su capacidad de estudio es de 250 cm (8 ft), pero a su vez poseen una regular resolución vertical la cual es de 80 cm (2.62 ft), esto determina que toda capa de menor espesor, el sistema no le puede realizar una evaluación cuantitativa. La figura 13, muestra la relación profundidad de investigación vs resolución vertical.

Figura 13. Relación profundidad de investigación Vs Resolución Vertical



Fuente: MORALES, Zúñiga, Emmanuelle Abdala, Metodología para la evaluación de formaciones en arenas arcillosas usando registros geofisicos de pozo, México, 2007.

En general la profundidad o radio de investigación de los neutrones es proporcional al espaciamiento entre los detectores de neutrones y el generador de neutrones, además depende también de la composición mineralógica de la formación, de la porosidad de la formación, de los fluidos presentes en la formación y de las condiciones del pozo. También debe notarse que el espaciado del detector a la fuente no es lo único que afecta la profundidad de investigación para el neutrón.

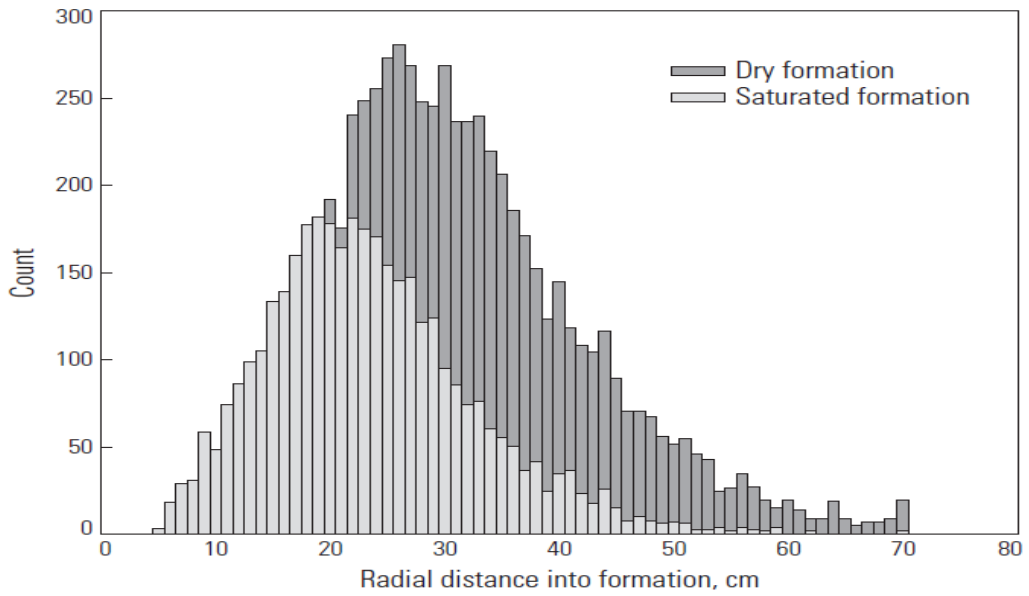
Cosas tales como el tipo de matriz y la densidad de la matriz, entre otros, también juegan un rol. La Tabla 3, muestra las propiedades de formación y de pozo que afectan la profundidad de investigación en los sistemas neutrón-gamma.

Tabla 3. Propiedades que afectan la profundidad de investigación del neutrón-gamma

FACTORES	
FORMACION	POZO
Tipo de Matriz	Fluido del Pozo
Porosidad	Tipo de Fluido
API	Salinidad
Salinidad	Temperatura
Tipo de fluido en el poro	Presión

La profundidad de investigación de una fuente química de ^{241}AmBe emisora de neutrones con energía promedio de 4.2 MeV, puede ser definida de 19 cm en yacimientos saturados con fluidos o del 25 cm en yacimientos de gas respectivamente, lo cual es equivalente 0.62 ft en yacimientos saturados con fluidos y al 0.82 ft yacimientos saturados con gas. La figura 14, muestra el máximo radio de investigación de una fuente química de ^{241}AmBe emisora de neutrones con energía promedio de 4.2 MeV.

Figura 14. Máximo radio de investigación detectada en la formación



Fuente: Darwin V Ellis, Singer M. Julián. Well Logging for Earth Scientists, New York, 2008, Springer.

Cuando el espaciado de la fuente a los detectores es aumentado, con el fin de mejorar la resolución vertical de la herramienta del sistema, el número de eventos detectados decrece y el punto donde el error estadístico ocurre es alcanzado, este error viene a ser tan alto que la exactitud de la medida es afectada.

La profundidad de investigación de una fuente Electrónica emisora de neutrones de ^{4}H (*Deuteriuem & Tritium*) con energía de 14.1 MeV, posee un radio de investigación de 2.18 ft desde el centro de la herramienta. La tabla 4, muestra los datos de las fuentes utilizados en la estimación de saturación de fluidos presentes en la roca.

Tabla 4. Datos de las fuentes radiactivas

	TIPO DE FUENTE							
FUENTE	QUIMICA	ELECTRONICA	ACTIVA	PASIVA	SIMBOLO	EMISION	E_F	PROFUNDIAD DE INVESTIGACION
^{241}Americum & Berylliuem	X		X		^{241}Am/Be	Neutrones	4.2 Mev	0.65 ft
Deuteriuem & Tritium (D+T)		X		X	^{4}H	Neutrones	14.1 MeV	2.18 ft

2.10. SECCION TRANSVERSAL DE CAPTURA

La tasa de decaimiento del neutrón termal en la formación puede ser determinado y usado para diferenciar entre hidrocarburos en el espacio poroso y agua salina. La habilidad de un mineral para absorber los neutrones termales es definido como su sección transversal de captura, llamado sigma.

Los neutros emitidos desde el minitrón son rápidamente descendidos al estado termal por un alto número de colisiones con el núcleo de elementos presentes en la formación. Los neutrones son eventualmente capturados por un núcleo a una tasa que depende de las secciones transversales de captura de los elementos abundantes en la formación. En cada punto de la formación una cierta fracción de los neutrones termales son absorbidos en una unidad de tiempo.

El sigma, es medido en unidades de captura (u. c.). El valor más alto de sigma, la mayor capacidad para capturar los neutrones termales. Midiendo la tasa a la cual los neutrones termales son absorbidos en la formación (midiendo los neutrones termales mismos o midiendo los rayos gamma emitidos durante la absorción de los neutrones termales), la sección transversal de captura de la formación y los fluidos de la formación pueden ser determinados en dos métodos, el primer metodo el sigma puede ser determinado de manera directa (sistema neutrón – neutrón) y el segundo metodo es de manera sintética (sistema neutrón-gamma). La Tabla 5, presenta la sección transversal de captura la cual muestra muchos de los elementos y compuestos que se encuentran en todo el mundo.

Tabla 5. Sección Transversal de Captura

Material puro	**Formula Química**	**Sigma Computado @ 20° C**
Cuarzo	SiO_2	4,26
Calcita	$CaCO_3$	7,07
Dolomita	$CaCO_3 . MgCO_3$	4,70
anhidrita	$CaCO_4$	12,5
Yeso	$CaSO_4 . 2H_2O$	18,4
Magnesita	$MgCO_3$	1,44
Hierro	Fe	193
Roca de sal	NaCl	753
Boro	B	99405
Cadmium	Cd	113315
Agua fresca	H_2O	22
Agua salina		22 a 130
oil		16 a 22
gas		5 a 17
Material Y Fluidos	**Formula Química**	**Sigma aparente**

Arenisca		8 a 16
Caliza		7 a 11
Dolomita		8 a 10

La tabla 5, lista algunos de los elementos y compuestos encontrados en el mundo. Formaciones, y aún más importante, fluidos de formaciones que contienen átomos de cloro son los capturadores más efectivos de neutrones termales. Esto es porque los más altos absorbedores de neutrones termales tales como el cadmio son raramente encontrados en la geología de los campos petroleros (El boro es más comúnmente encontrado, pero es sencillamente una gota en el cubo cuando se comparado con el agua salina). Desde la tabla, se puede notar que la roca de sal tiene un alto valor de sigma debido a su contenido de cloro. Los valores del agua salina están en el rango de 25.000 ppm (30 u.c.) a 275.000 ppm (130 u.c.) equivalentes al cloro.

Tambien se puede observar en la tabla que la sal de roca tiene un alto valor sigma debido a su contenido de cloro. Los valores de agua salada pueden variar de 25,000 ppm (30 u.c) a 275,000 ppm (130 u.c) de cloruros equivalentes.

2.11. REGISTRO GEOFISICO NEUTRON – NEUTRON

La formación es expuesta a un pulso de neutrón de alta energía (14.1 MeV), desde el Generador. Estos pulsos son consecutivos a una tasa de repetición (20 pulsos por segundo en el sistema Neutrón – Neutrón). La población de neutrones termales es muestreada entre los pulsos y su tasa de decaimiento puede ser calculada. En el sistema Neutrón – Neutrón, los neutrones termales son contados directamente.

En esta sección se explicarán algunos principios básicos de lo que sucede con el neutrón después de que este es pulsado de la fuente, que factores en la vecindad de la herramienta influyen en las medidas, y como estos afectan a los valores obtenidos de la herramienta.

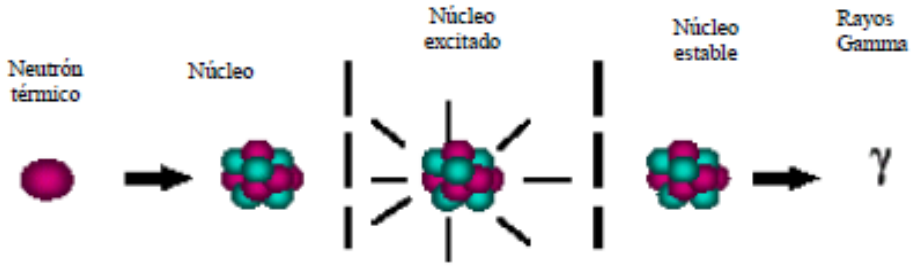
En función de cumplir con esta tarea es necesario decir algo más sobre las interacciones del neutrón con la materia y la vida del neutrón con respecto a las características de la materia (Índice de Hidrógeno y Sección Transversal de Captura) que influyen y posibilitan las medidas.

2.11.1 Interacciones del Neutrón. Los neutrones pueden interactuar con la materia en varias formas. Porque es raro que los neutrones sean absorbidos antes de que hayan perdido la mayor parte de su energía, cada neutrón frecuentemente tiene varias interacciones en el proceso de perdida de energía. Este proceso es también llamado *slowing down*. Las características de algunas de estas interacciones pueden usarse para predecir las propiedades de la formación. Para los registros, hay cuatro tipos principales

de interacciones entre un neutrón y un núcleo que puede ser usado para la evaluación de las formaciones: dispersión inelástica, dispersión elástica, absorción o captura de los neutrones termales rápidos o lentos. El tipo de interacción que suceda está en función de la energía del neutrón.

2.11.2 Absorción o captura de Neutrones Termales. La absorción o captura de neutrones es más común después de que el neutrón (*n*) ha sido termalizado por la dispersión elástica e inelástica a una energía termal alrededor de 0.025 eV a temperatura ambiente. Esta absorción, llamada captura de neutrón termal, por el átomo (^{A}Z) puede crear un nuevo isótopo estable o inestable con un núcleo excitado (^{A+1}Z). Inmediatamente, el núcleo excitado emite rayos gamma de única energía. La Figura 15, muestra el esquema del proceso de captura termal.

Figura 15. Esquemático del proceso de captura termal



Fuente: Servicio geológico colombiano, Curso de protección radiológica para el manejo de materia radiactivo. Bogotá 2002.

Este proceso puede también ser escrito como sigue:

$$n + A_Z \rightarrow A + 1_Z *\rightarrow A + 1_Z + \gamma \qquad (22)$$

Donde:

$n = Particua\ de\ neutron$

$A_Z = Nomenclatura\ atominca$

$A + 1_Z = Nomenclatura\ atomica\ excitada$

$\gamma = Emison\ electromaganetica\ gamma$

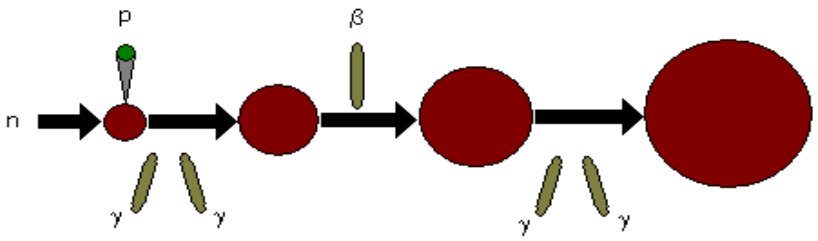
En las formaciones productoras de petroleo, el cloro (Cl) es el más eficiente, en cuanto a captura de los neutrones termales. La tasa de absorción de neutrones termales en la formación es usada para indicar presencia de cloro el cual está presente en el agua salina de la formación. Por lo tanto, la rápida absorción indica abundante agua salina, baja absorción indica agua fresca o hidrocarburo.

Este principio es la base de la medida de la tasa de decaimiento de neutrones termales (sigma) y es también empleado por las herramientas de decaimiento termal (TDT) de tiempo de decaimiento de neutrones termales.

2.11.3 Absorción o captura de neutrones rápidos. Si un neutrón es rápido (típicamente con energía cinética mayor a 1 MeV), el núcleo que lo absorbe puede inmediatamente expulsar un protón u otra partícula nuclear y volverse un núcleo excitado e inestable de un nuevo elemento. Un núcleo de silicio 28 (Si^{28}), absorbe un neutrón rápido y emite un protón para volverse un núcleo excitado, inestable de aluminio 28 (Al^{28}). La creación de un núcleo inestable es llamado activación. Alrededor de 10^{-15} segundos después de ser chocado por el neutrón, el nuevo núcleo de Al^{28} emite uno o más rayos gamas puntuales de energía específica. Luego el núcleo de Al^{28} vuelve a un estado de tierra, pero es aún inestable. El núcleo decae por partículas beta y emisión de antineutrinos con una vida media de 2,3 minutos, formando Si^{28}, el cual es estable pero excitado. Así el núcleo deja su estado excitado, y emite otro rayo gamma, llamado una emisión de rayo gamma retardado. La figura 16, muestra el esquemático del proceso de absorción o captura de un neutrón rápido.

La detección de rayos gamma directos desde las interacciones de neutrones rápidos no ocurre en aplicaciones del campo petrolero.

Figura 16. Esquemático de captura de neutrón rápido



Fuente: Servicio geológico colombiano, Curso de protección radiológica para el manejo de materia radiactivo. Bogotá 2002.

Cuando un neutrón es dispersado, este interactúa con un núcleo, pero ambas partículas reaparecen después de la interacción. En dispersión elástica la energía cinética total de las dos partículas que colisionan es conservada, pero redistribuida. En dispersión inelástica, parte de la energía cinética del neutrón es transferida al núcleo como energía de excitación.

2.12. REGISTROS ELECTRICOS DE POZO

Los yacimientos complejos requieren una detallada evaluación de la formación que sólo se puede lograr con herramientas de generación de imágenes de la pared del pozo. En campos de todo el mundo, el análisis de estos datos es un proceso de rutina, y los expertos en yacimientos han llegado a depender de la información proporcionada por las imágenes. Si bien la tecnología de generación de imágenes a partir de la microrresistividad ha avanzado durante los últimos 15 años para cubrir una mayor porción de la pared del pozo, para lograr una mejor resolución y para tener sistemas de medición más confiables, también se han producido cambios en el ambiente del pozo en que deben operar estas herramientas. Las utilidades prácticas de los registros de imagen

se enumeran como valiosas para interpretaciones estructurales como sedimentológicas de los datos de pozos.[14]

En la actualidad, las herramientas de generación de imágenes de la pared del pozo constituyen una fuente común de conocimientos geológicos y de yacimientos. Sin embargo, en fluidos de perforación base aceite y en lodos sintéticos, una limitación técnica ha impedido que la industria evalúe completamente los yacimientos utilizando las herramientas de generación de imágenes. Para dar respuesta a esta creciente necesidad, en 1997 la generación de imágenes en lodos no conductivos se convirtió en una prioridad central del equipo de investigación y desarrollo de las empresas de servicios de todo el mundo.

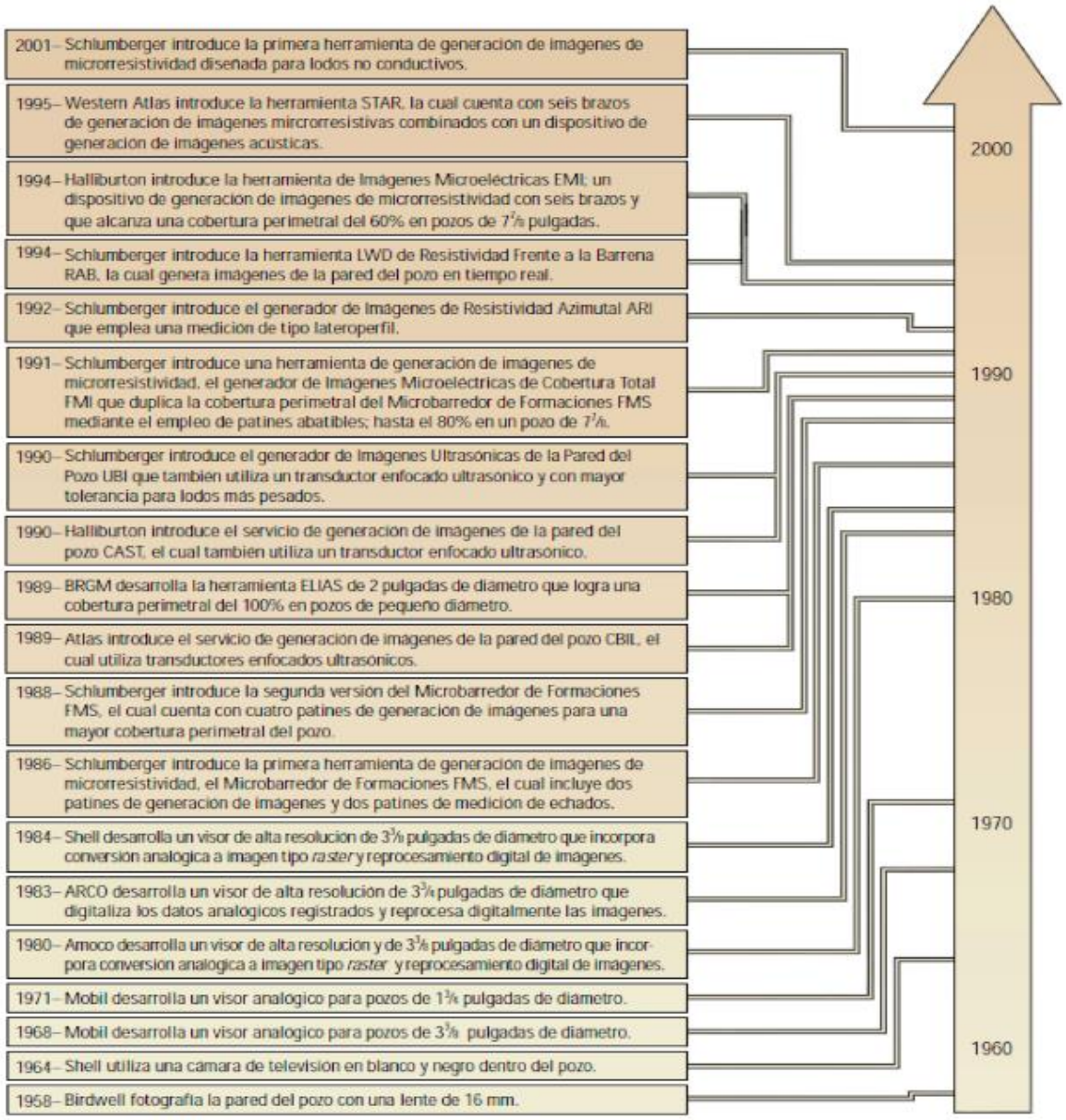
Los registros de imagen son herramientas bajadas con cable en un pozo abierto de aceite o gas, que miden propiedades físicas en la pared del pozo tales como la conductividad eléctrica, o el tiempo de viaje sónico más la reflectancia acústica, pero que se diferencian de otros registros similares en que la información obtenida es convertida en imágenes con colores de los 360° de la pared del pozo.

2.12.1 Historia de la generación de imágenes de la pared del pozo. Las técnicas de generación de imágenes de la pared del pozo con herramientas operadas a cable se desarrollaron mucho después de la aparición de los lodos OBM. Recién en 1958 se

[14] TERAN, Fajardo, Claudio Fabricio, SIRPA, Machaca, Juan Carlos, LAURE CALLISAYA, GONZALO, REGISTROS DE POZO, Bolivia, 2012, p 2, Universidad Mayor de San Andres, Facultad de Ingenieria.

usaron por primera vez dispositivos fotográficos, implementados por *Bridwell,* para obtener imágenes de la roca dentro del pozo.[15] La figura 17, muestra los avances más importantes en los registros de generación de imágenes de la pared del pozo.

Figura 17. Avances en la generación de imágenes de pared de pozo



[15] TERAN, Fajardo, Claudio Fabricio, SIRPA, Machaca, Juan Carlos, LAURE CALLISAYA, GONZALO, REGISTROS DE POZO, Bolivia, 2012, p 3, Universidad Mayor de San Andres, Facultad de Ingenieria.

Fuente: TERAN, Fajardo, Claudio Fabricio, SIRPA, Machaca, Juan Carlos, Laure Callisaya, Gonzalo, Registros de Pozo, Bolivia, 2012, Universidad Mayor de San Andres, Facultad de Ingenieria.

2.12.2 Aplicación de los registros de imágenes. La necesidad de mejorar las capacidades de generación de imágenes de la pared del pozo en lodos no conductivos se hizo evidente a mediados de la década de 1990. En aquel momento, los servicios de generación de imágenes de microrresistividad se empleaban en todo el mundo en pozos con lodos conductivos base agua. Las nuevas aplicaciones geológicas y de ingeniería para estas herramientas operadas a cable evolucionaron junto con los deseos de la industria de hallary explotar yacimientos de gas y de petróleo de manera más efectiva. La excepción notable fueron los pozos perforados con sistemas OBM y SBM.

Las herramientas de generación de imágenes de microrresistividad se han vuelto imprescindibles para los geólogos, ya que les ayudan a obtener información integral sobre las complejidades de los yacimientos controlados estratigráfica o estructuralmente, o mediante una combinación de ambos. A mayor escala espacial, las imágenes de la pared del pozo ayudan a los Intérpretes a definir la posición estructural del yacimiento ya detectar características tales como pliegues y fallas. Los geólogos y los geofísicos utilizan los detalles de las fallas y de los echados de la formación para refinar las interpretaciones sísmicas, con el objetivo de lograr una mayor comprensión y un mejor

mapeo del yacimiento, estimaciones de reservas más precisas y una mejor ubicación de los pozos de desarrollo.[16]

Los geólogos evalúan los cambios verticales y laterales del yacimiento mediante la identificación y caracterización de eventos sedimentarios a gran escala y de límites de secuencias estratigráficas a través de los campos. Mediante el uso de datos de imágenes de microrresistividad adquiridos con dispositivos tales como la herramienta FMI, también definen y determinan la orientación de eventos sedimentarios menores, para comprender los yacimientos controlados estratigráficamente.

Un examen detallado de la estratificación revela la historia de sedimentación en sucesiones verticales de tipos de sedimentos y tamaños de grano, contribuyendo a responder cuestiones sobre el origen del yacimiento (abajo). ¿Fue depositado por el viento, en un sistema de agua dulce, en un sistema marino o en una combinación de ambientes? ¿Fue depositado en aguas profundas o de Poca profundidad? ¿En qué dirección programaba el sistema sedimentario? ¿En qué dirección debería engrosarse o adelgazarse el yacimiento? Las respuestas a preguntas como éstas ayudan a los geólogos a determinar el tamaño potencial del yacimiento, las mejores ubicaciones para

[16] TERAN, Fajardo, Claudio Fabricio, SIRPA, Machaca, Juan Carlos, LAURE CALLISAYA, GONZALO, REGISTROS DE POZO, Bolivia, 2012, p 4, Universidad Mayor de San Andres, Facultad de Ingenieria.

Perforar pozos, y si se requieren pozos adicionales para una explotación eficiente del yacimiento. A menudo, existen yacimientos en los cuales tanto los elementos estratigráficos como estructurales confinan los hidrocarburos (trampa combinada).
Una práctica habitual para visualizar estos yacimientos durante su sedimentación consiste en quitarles el efecto del echado estructural.[17]

Si la historia tectónica de las rocas incluye múltiples episodios de deformación, puede necesitarse una reconstrucción integral para determinarla orientación relativa del yacimiento al momento de su sedimentación.

La mejor resolución vertical de las herramientas de generación de imágenes de microrresistividad ayuda a los petrofísicos a responder preguntas dificiles sobre tipo y distribución de porosidad, distribuciones de arena-arcilla, así como la correlación y orientación tanto de núcleos (testigo, coronas) de diámetros completo como núcleos laterales (muestra de pared).

En general estos registros pueden ser usados para correlacionar los núcleos a las profundidades, ayudar en la caracterización de las facies y procesos diagenéticos, y proporcionar información precisa y detallada para el análisis de las aleocorrientes. También son muy útiles en la interpretación de fracturas en los yacimientos, especialmente en determinar si esas fracturas son naturales y si fueron inducidas durante

[17] TERAN, Fajardo, Claudio Fabricio, SIRPA, Machaca, Juan Carlos, LAURE CALLISAYA, GONZALO, REGISTROS DE POZO, Bolivia, 2012, p 4, Universidad Mayor de San Andres, Facultad de Ingenieria

la perforación. En el análisis de fractura de pozos también es útil este tipo de registros. Debido a la alta resolución de los registros de imagen, es común que puedan proporcionar información del espesor y de la distribución de las capas en una secuencia. Adicionalmente, los registros de imagen pueden ser usados en una gran variedad de entornos geológicos y de perforación; brindando imágenes de alta resolución de la roca[18] y los fluidos en formaciones que van desde carbonatos fracturados a secuencias intercaladas de capas delgadas de arena y lutita (shale).

Se identifican dos grandes grupos de registros de imagen: los registros eléctricos de imagen y los registros acústicos de imagen.

2.12.3 Registros de imagen resistivos. Debido a la creciente demanda de combustibles fósiles, la exploración y el desarrollo de hidrocarburos de yacimientos convencionales y no convencionales están creciendo alrededor del mundo. Sin importar el tipo de hidrocarburos o de yacimiento, la necesidad de tener una evaluación detallada del yacimiento está llegando a ser cada vez más importante en fin de comprender y maximizar la producción de estos yacimientos. Además de las herramientas de evaluación como la sísmica, evaluación de núcleos y recortes, registros de lodo, registros básicos en hueco abierto, y pruebas de la formación, el rol de las imágenes de microrresistividad se está expandiendo y provee de información crítica para los geólogos e ingenieros igualmente.

---

[18] TERAN, Fajardo, Claudio Fabricio, SIRPA, Machaca, Juan Carlos, LAURE CALLISAYA, GONZALO, REGISTROS DE POZO, Bolivia, 2012, p 5, Universidad Mayor de San Andres, Facultad de Ingenieria

Numerosos ejemplos en los cuales las imágenes de microrresistividad han dado grandes beneficios para el entendimiento y el desarrollo de reservorios incluyen:[19]

- La identificación y caracterización de fracturas en yacimientos de gas profundos y no convencionales.
- La identificación de intercalaciones de gas en yacimientos no convencionales de baja permeabilidad.
- La identificación de esfuerzos característicos in-situ que resultan cuando se perforan pozos cerca o sobre balance.
- Aplicaciones en yacimientos de turbaditas cuando las estimaciones exactas de la proporción de las unidades de arenas finas en las secuencia es vital.
- La caracterización de las fracciones de porosidad secundaria en yacimientos de carbonatos vugulares y fracturados.

En general las aplicaciones listadas arriba son también caracterizadas por su alto costo De exploración y desarrollo. A pesar de las recientes mejoras en perforaciones profundas, exploración, y técnicas de extracción (las cuales han mejorado el manejo económico de muchos yacimientos), la necesidad de entender estos yacimientos en extremo detalle puede ser la diferencia entre un prospecto económico o no económico.

[19] TERAN, Fajardo, Claudio Fabricio, SIRPA, Machaca, Juan Carlos, LAURE CALLISAYA, GONZALO, REGISTROS DE POZO, Bolivia, 2012, p 5, Universidad Mayor de San Andres, Facultad de Ingenieria.

Por lo tanto, una alta resolución en las imágenes resistivas puede jugar un rol crítico en el sucesivo desarrollo de estos yacimientos.[20]

2.12.4 Descripción de las herramientas de imagen resistivas. Con el fin de detectar y visualizar características que pueda mejorar el entendimiento del yacimiento, el uso de herramientas de imágenes de resistividad de multi-botones ha sido empleado desde hace varios años. Estas herramientas son dos descendientes de los dip-meters; sin embargo, su potencia en términos del detalle que estos pueden proveer está bastante mejorada. Las herramientas tradicionales de dip-meter empleaban botones simples de resistividad empotrados en soportes que están en contacto con la cara del pozo. Las señales de la resistividad resultante que son grabadas permiten por medio de correlaciones obtener características estratigráficas alrededor y a través de la cara del pozo. Estos datos cuando se cambian con información direccional de magnetómetros proveen suficiente información suficiente para interpretar la orientación de cada capa o fractura que intercepta la cara del pozo. Con la disponibilidad de equipos cada vez más poderosos, más datos de resistividad pueden ser adquiridos añadiendo más botones a cada soporte. Estos datos adicionales son entonces mapeados en una paleta de color falso y las imágenes de alta resolución de la cara del pozo son generadas cuando los soportes tocan la formación. Estas imágenes pueden proveer información más detallada acerca de la roca. En función de proveer una imagen más detallada de la cara del pozo,

---

[20] TERAN, Fajardo, Claudio Fabricio, SIRPA, Machaca, Juan Carlos, LAURE CALLISAYA, GONZALO, REGISTROS DE POZO, Bolivia, 2012, p 5, Universidad Mayor de San Andres, Facultad de Ingenieria

nuevas herramientas de imágenes han emergido con nuevos diseños que permiten un máximo contacto entre la cara del pozo y el botón o el soporte.[21]

En muchos casos estas nuevas herramientas son diseñadas con diámetros relativamente grandes que proveen un máximo con la cara del pozo.

Los registros de imágenes de la cara del pozo han sido tradicionalmente usados en estudios de yacimientos para la identificación de estratos deposicionales y la determinación de límites estructurales alrededor del pozo. Las imágenes de la cara del pozo están es segundo lugar con respecto al análisis de núcleos en términos de la habilidad para resolver las texturas y estructuras dentro de la unidad. Ellos también pueden identificar cambios en las profundidades de las formaciones, capturar las características geológicas tanto planares como no planares, y precisión al delinear límites en las formaciones. Consecuentemente, los registros de imágenes de precisión de la cara del pozo pueden proveer al intérprete una riqueza de información única y útil para interpretar texturas y estructuras, fábricas deposicionales y diagenéticas, y evolución estructural y estratigráfica de los yacimientos.

Las herramientas de imágenes comúnmente proveen una gran densidad de datos (120 señales por pie en imágenes versus 4 señales por pie de otros registros). Un histograma estándar de ecualización y normalización es aplicado para medir las señales eléctricas,

---

[21] TERAN, Fajardo, Claudio Fabricio, SIRPA, Machaca, Juan Carlos, LAURE CALLISAYA, GONZALO, REGISTROS DE POZO, Bolivia, 2012, p 6, Universidad Mayor de San Andres, Facultad de Ingenieria

por medio del cual se genera imágenes ecualizadas estáticas y dinámicas que son usadas para observar e interpretar los registros de imágenes en términos de algunas características de las formaciones o superficies en la cara del pozo.[22]

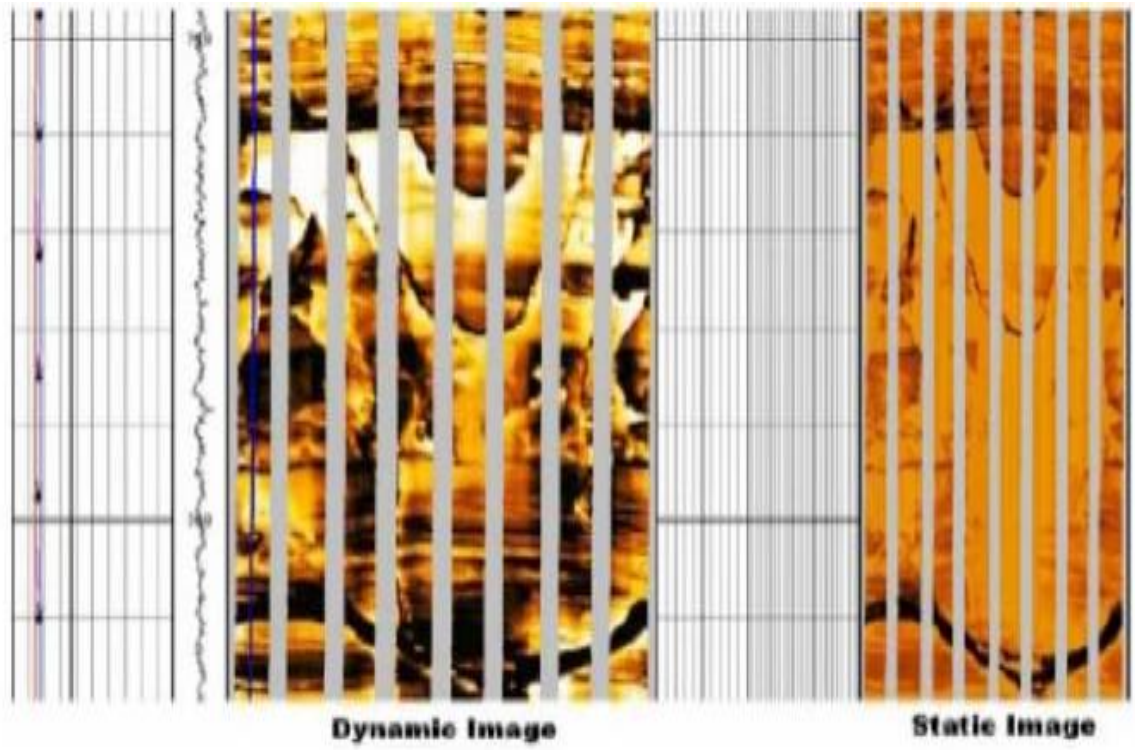
Típicamente, las imágenes son coloreadas para representar las lutitas (shale) como oscuros y yacimientos iluminados. Conjuntamente, las imágenes dinámicas y estáticas proveen un medio poderoso para interpretar visualmente las características del yacimiento por la expansión de escalas verticales y por la variación de radios de investigación. La figura 18, muestra la imágenes ecualizadas, dinámicas y estáticas generadas por un herramienta de imagen resistiva.[23]

---

[22] TERAN, Fajardo, Claudio Fabricio, SIRPA, Machaca, Juan Carlos, LAURE CALLISAYA, GONZALO, REGISTROS DE POZO, Bolivia, 2012, p 6, Universidad Mayor de San Andres, Facultad de Ingenieria

[23] TERAN, Fajardo, Claudio Fabricio, SIRPA, Machaca, Juan Carlos, LAURE CALLISAYA, GONZALO, REGISTROS DE POZO, Bolivia, 2012, p 7, Universidad Mayor de San Andres, Facultad de Ingenieria

Figura 18. Registro de imagen resistiva



Fuente: TERAN, Fajardo, Claudio Fabricio, SIRPA, Machaca, Juan Carlos, Laure Callisaya, Gonzalo, registros de pozo, Bolivia, 2012, Universidad Mayor de San Andres, Facultad de Ingenieria.

Hay diferentes tipos de herramientas de imágenes de microrresistividad disponibles en el mercado de diferentes compañías de servicios. Tradicionalmente las herramientas de wireline son usadas para la adquisición de imágenes después de que el pozo es perforado.

El tipo de fluido de perforación es un factor clave en la determinación de la herramienta usada ya que herramientas distintas deben ser usadas para lodos base agua o base aceite. Generalmente hablando, las herramientas diseñadas para lodos base aceite

tienen una resolución vertical pobre comparada con las herramientas diseñadas para sistemas de lodo base agua.

Las imágenes microrresistivas están también disponibles para aplicaciones de registros mientras se perfora (MWD). Estas herramientas dependen de la rotación de la sarta de perforación y de la rata de perforación que trabajan para obtener una completa cobertura y resolución vertical. En general, la resolución vertical de las imágenes de herramientas mientras se perfora es menor que la de herramientas diseñadas para sistemas de lodo base agua. Sin importar el tipo de herramienta de imágenes o del proveedor (cada proveedor usa diferentes diseños de herramientas, algoritmos y modos de operación) cada herramienta produce imágenes de la cara para el operador y este documento caracteriza la pared de la cara del pozo.[24]

2.12.5 Aplicación de los registros de imagen resistivos. Varias aplicaciones han sido desarrolladas para transformar las características de la pared del pozo en información útil para caracterizar el yacimiento. Como muchas de estas características son geológicas en naturaleza (las rocas, las intersecciones entre las diferentes unidades de rocas, las fracturas, etc.) pueden ser utilizados en las siguientes aplicaciones:

- Zonificación estructural (por análisis de buzamiento).
- Interpretación de límites estructurales.

---

[24] TERAN, Fajardo, Claudio Fabricio, SIRPA, Machaca, Juan Carlos, LAURE CALLISAYA, GONZALO, REGISTROS DE POZO, Bolivia, 2012, p 7, Universidad Mayor de San Andres, Facultad de Ingenieria

- Integración del análisis de Curvatura con los registros y datos sísmicos.
- Caracterización de la fractura, la descripción de la fractura y su distribución.
- Análisis del régimen de esfuerzos y parámetros geomecánicos.
- Evaluación de la porosidad secundaria.
- Determinación del espesor de arena neta.
- Determinación de la dirección de las paleocorrientes.

También puede que otras características de la pared del pozo sean no geológicas, pero también pueden ser interpretadas a partir de un registro de imagen resistivo.[25]
Algunos son creados por las tensiones de la perforación, las alteraciones de la pared del pozo causadas por los fluidos de perforación y de extracción de muestras y por operaciones de registros.

Un intérprete debe tener cuidado en estas situaciones para entender lo que las imágenes están retratando. Algunas de estas características no geológicas como ruptura y fracturas inducidas por la broca y por oleadas de lodo en el sistema en viajes dan una idea distorsionada de la compresión, tracción y las propiedades cortantes de las formaciones.

[25] TERAN, Fajardo, Claudio Fabricio, SIRPA, Machaca, Juan Carlos, LAURE CALLISAYA, GONZALO, REGISTROS DE POZO, Bolivia, 2012, p 8, Universidad Mayor de San Andres, Facultad de Ingenieria

Esta información puede ser utilizada por los ingenieros de perforación para comprender mejor la estabilidad del pozo y por ingenieros de yacimientos para ayudar en la caracterización de yacimientos, y en la producción y la toma de decisión de la finalización.[26]

[26] TERAN, Fajardo, Claudio Fabricio, SIRPA, Machaca, Juan Carlos, LAURE CALLISAYA, GONZALO, REGISTROS DE POZO, Bolivia, 2012, p 8, Universidad Mayor de San Andres, Facultad de Ingenieria

3. DISEÑO DE LA METODOLOGIA PARA REDEFINIR EL LIMITE ECONOMICO DE LOS CAMPOS MADUROS

Para tener éxito en la realización de un proyecto para redefinir el límite económico de los campos maduros, es de vital importancia incluir una etapa de planeación donde se seleccionen las mejores alternativas para lograr dar cumplimiento a los objetivos del proyecto. Por tal motivo se consideró necesario diseñar una metodología para la redefinición del límite económico aplicable a los campos maduros, la cual abarca y considera características específicas de estos campos.

En base a los parámetros tenidos en cuenta en la evaluación, localización y determinación del real ciclo de vida de los campos petroleros en Colombia, se diseñó una metodología enfocada a redefinir el límite económico de los campos maduros, los cuales disponen de poca información y limitada disponibilidad económica, procurando regularmente contar con la totalidad de la información básica requerida, obtenida de distintos proyectos e investigaciones realizadas.

Cabe recordar que la metodología está diseñada únicamente con el fin de sugerir la redefinición del límite económico como alternativa para incrementar reservas, aumentar producción y por ende la recuperación de productividad de los campos maduros.

Este capítulo da a conocer la conceptualización referente a al rejuvenecimiento de campos maduros y además de la metodología que permite el desarrollo de manera ordenada de la técnica para la redefinición del límite económico de los campos maduros.

3.1. REJUVENECIMIENTO DE CAMPOS MADUROS

El rejuvenecimiento de un campo maduro es una extensiva combinación de estudios de ingeniería de petróleos e ingeniería de yacimientos, que posibilita adoptar desiciones determinísticas y/o probabilísticas con el objetivo de evaluar una inversión de capital para la aplicación de nuevas tecnologías, la cual podremos emplear para adquirir información técnica nueva y detallada de los pozos perforados en el campos maduro, que nos permita por medio de su evaluación e interpretación realizar una apropiada recaracterización de los yacimientos.

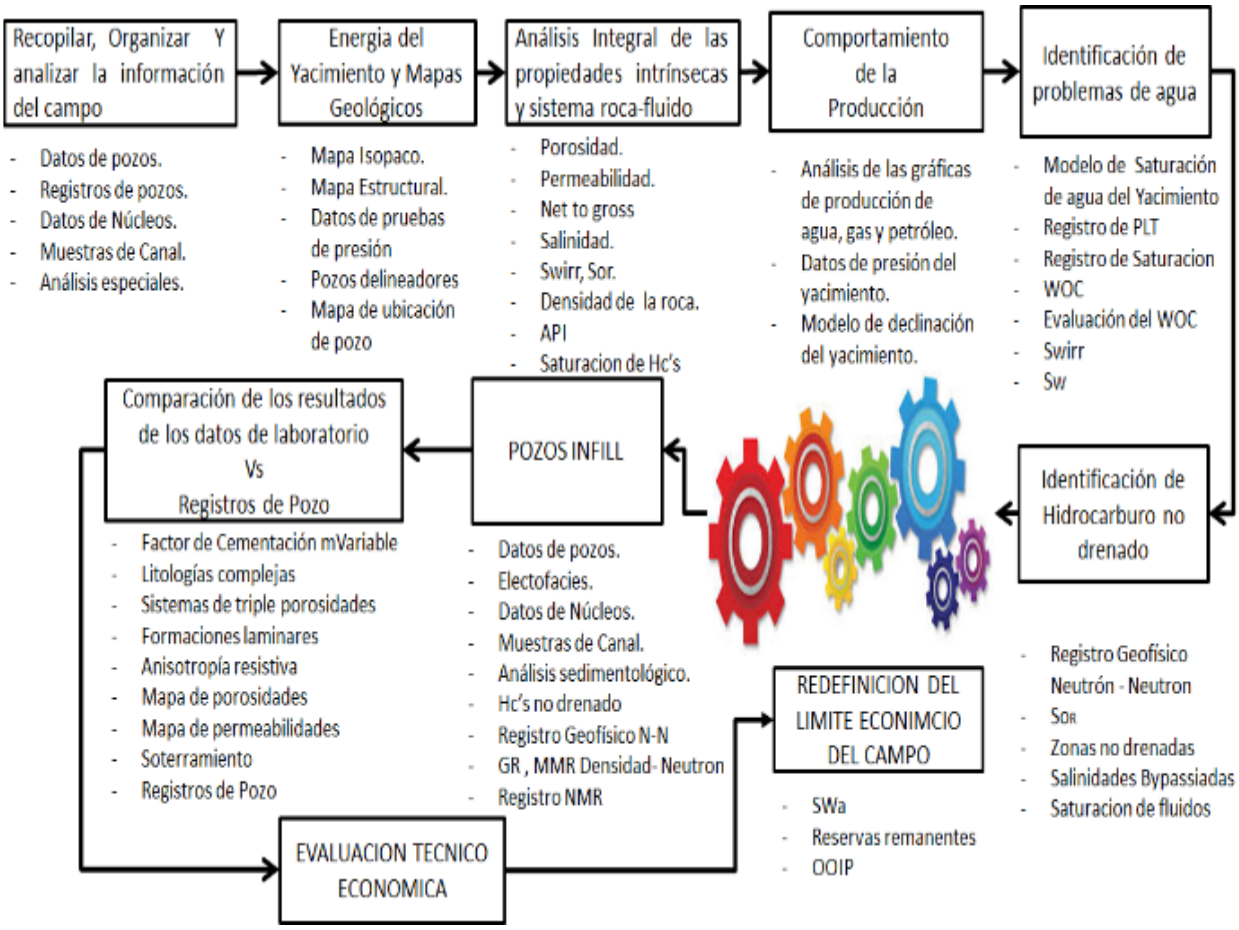
3.2. DISEÑO DE LA METODOLOGIA

El diseño de la metodología se divide en diez fases de trabajo consecuentes en las cuales se encuentra descrito de manera general, los aspectos más importantes en los proyectos de redefinición del límite económico de los campos maduros. Con el objetivo de conseguir más certidumbre en la información técnica, para esto lo que se procura es la

integración de las fases de trabajo para obtener una metodología confiable y aplicable no solo a los campos maduros, sino para los campos petroleros en general, ya que el resultado de esta es el conocimiento de las propiedades petrofísicas del yacimiento y la más importante, la cantidad de los hidrocarburos que hay disponible en el yacimiento.

Estos resultados permitieron diseñar las mejores estrategias, con el propósito de realizar evaluaciones más eficaces que posibilitaron implementar decisiones para el desarrollo de los proyectos de redefinición del límite económico de los campos maduros. En la figura 19, se muestra la metodología aplicada para el rejuvenecimiento de los campos maduros.

Figura 19. Metodología aplicada a redefinir el límite económico de los campos maduros



El desarrollo de esta metodología ha permitido incorporar campos maduros a una nueva etapa de vida productiva.

3.3. RECOPILACION Y ANALISIS DE LA INFORMACION PRESENTE EN EL CAMPO MADURO

La pretensión de esta etapa fue recopilar y analizar la información técnica o data, que se sitúa en un campo maduro, con miras a que funcione como herramienta fundamental para dar inicio a la metodología de redefinición del límite económico de los campos maduros, con el fin de especificar, de que tipo información técnica o data necesaria carece el campo maduro, por medio de la cual se posibilitará mejorar la caracterización del yacimiento, con el objetivo de maximizar el valor económico del campos maduros, además de establecer los proceso de recuperación que mejor se adapte a las características de este.

Estas actividades son elaboradas de manera integral por un equipo conjunto de geólogos, ingenieros, economistas, ambientalistas, y demás especialistas en cada una de las áreas que un estudio integral puede involucrar.

Los principales factores para el equipo integral son establecer que petróleo se ha producido, desde donde y como el petróleo y el agua llegan al pozo de producción.

3.4. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN Y MAPAS DE LOS YACIMIENTOS

El propósito de esta etapa de la metodología es la descripción del yacimiento a partir de los mapas, mecanismos de energía y datos de producción con el objetivo de extender

la vida útil de un campo en declinación, como parte de esencial de la redefinicion del límite económico de los campos maduros.

Estos conocimientos permitiran al equipo integral conformado por geocientíficos, ingenieros de yacimientos, ingenieros de producción e ingenieros de perforación, atacar el petróleo no drenado y posiblemente reducir el agua no deseada que fluye hacia los pozos de producción.

3.4.1 Mecanismos de Energía. Los mecanismos de producción se refieren a las fuerzas naturales del yacimiento que hacen que los fluidos se muevan hacia los pozos y sean extraídos.

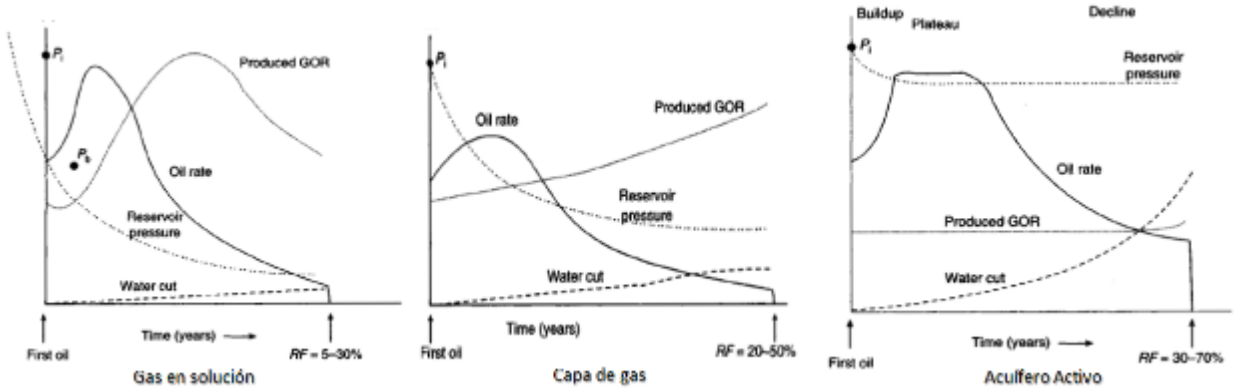
La producción primaria depende de la energía natural que el yacimiento pueda aportar para desplazar los fluidos hacia los pozos productores, a menudo llamada mecanismo de producción.

Esta varía dependiendo de la declinación de la presión, la evolución del gas disuelto, la expansión de la capa de gas, la presencia de un acuífero, entre otros factores que puedan estar asociados al yacimiento. La figura 20, muestra, el pronóstico de producción de la vida de un campo, para algunos mecanismos de empuje los cuales comúnmente incluirán una predicción para la producción de agua, así como para el petróleo y el gas.

En general, existen seis mecanismos de energía que proveen dicho empuje natural necesario para generar el flujo de fluidos hacia los pozos productores, hasta superficie. Estos son:

- Expansión de roca y fluidos.
- Compactación de la roca.
- Gas en solución.
- Capa de gas.
- Acuífero activo.
- Drenaje gravitacional. [27]

Figura 20. Pronóstico de la vida de un campo para algunos mecanismos de empuje



Fuente: Gluyas John, Swarbrick Richard. Petroleum Geoscience, UK, 2004, Blackwell Science Ltd.

[27] MUÑOZ, Navarro, Samuel Fernando, INGENIERIA DE YACIMIENTOS, Bucaramanga, 2017, P 197, Universidad Industrial de Santander, Ingeniarías Fisicoquímicas, Ingeniería de Petróleos.

$Pi = Presión\ Incial$

$Pb = Presió\ de\ Burbuja$

$GOR = Relacion\ gas\ aceite$

$Water\ cut = Corte\ de\ agua$

$Oil\ rate = Taza\ de\ produccion\ de\ aceite$

$FR = Factor\ de\ Recobro$ [28]

3.4.2 Mapas de los yacimientos. Existen dos categorías de mapas de yacimientos:

- Mapas geológicos
- Mapas de producción

3.4.3 Mapas geológicos. Los mapas geológicos de un yacimiento es una pintura de la forma como visualizaron los geólogos, los petrofísicos, los ingenieros un yacimiento el subsuelo.

Los mapas geológicos incluyen mapas estructurales, mapas de espesor bruto, mapas de espesor neto, mapas de volumen poroso de la zona productora y mapas de isovolumen

[28] Gluyas John, Swarbrick Richard. Petroleum Geoscience, UK, 2004, p 273,Blackwell Science Ltd.

de hidrocarburos, mapa de isocapacidades, así como secciones transversales estructurales y estratigráficas del yacimiento.

3.4.4 Mapas estructurales. Un mapa estructural es un mapa de contorno areal que muestra las curvas de nivel de elevación constante para la parte superior o la parte inferior del yacimiento. Los mapas de estructura muestran a partir de los datos sísmicos y de profundidades de formación obtenidas de los registros de pozos. Sin embargo, las elevaciones de los registros de pozo son una medición directa y son más precisas que las elevaciones derivadas de los datos sísmicos.

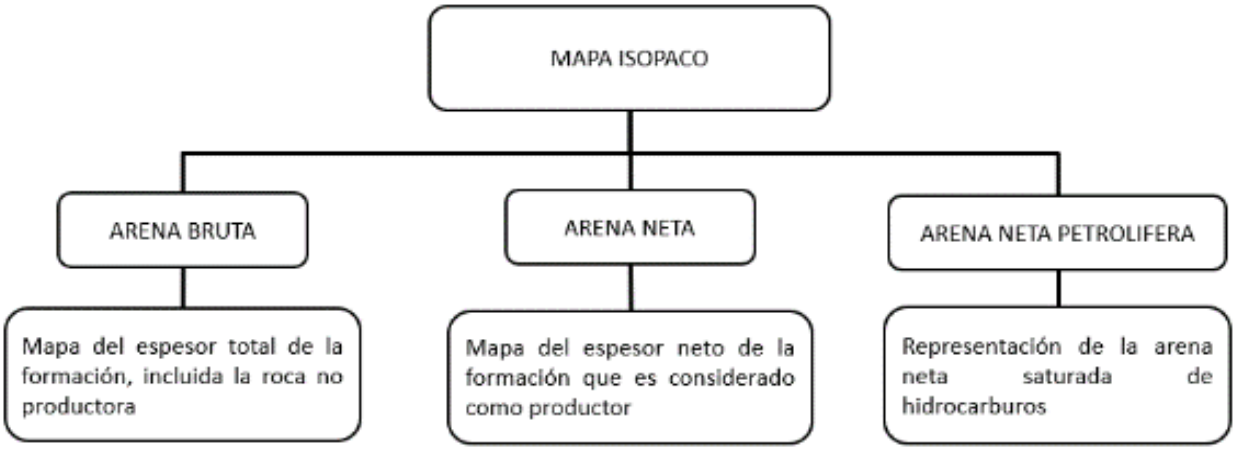
Típicamente, el primer mapa estructural del yacimiento muestra los datos obtenidos de la sísmica, antes de que cualquier pozo sea perforado. El mapeo se mejora a medida que se van perforando pozos que las elevaciones más exactas son obtenidas.[29]

3.4.5 Mapas isopacos. Un mapa isopaco muestran un indicio de los espesores variables de una unidad estratigráfica obtenidos por medio de los pozos en curvas trazadas por puntos de igual espesor. Estos pueden ser de espesor total, de arena bruta y de arena neta. La figura 21, muestra una breve descripción de los diferentes tipos de mapas isopacos.

---

[29] MUÑOZ, Navarro, Samuel Fernando, INGENIERIA DE YACIMIENTOS, Bucaramanga, 2017, P 165, Universidad Industrial de Santander, Ingeniarías Fisicoquímicas, Ingeniería de Petróleos.

Figura 21. Descripción de los diferentes tipos de mapas



3.4.6 Mapas de producción. Los mapas de producción de un yacimiento incluyen mapas de permeabilidad de la zona productora, mapas isobáricos y mapas de burbujas.

3.4.7 Mapa de Permeabilidades (k). Estos mapas muestran las zonas en la que pueda existir mayor desplazamiento de fluidos y fueron elaborados con los datos de permeabilidad obtenidos de las pruebas de presión DST y del análisis de núcleos.

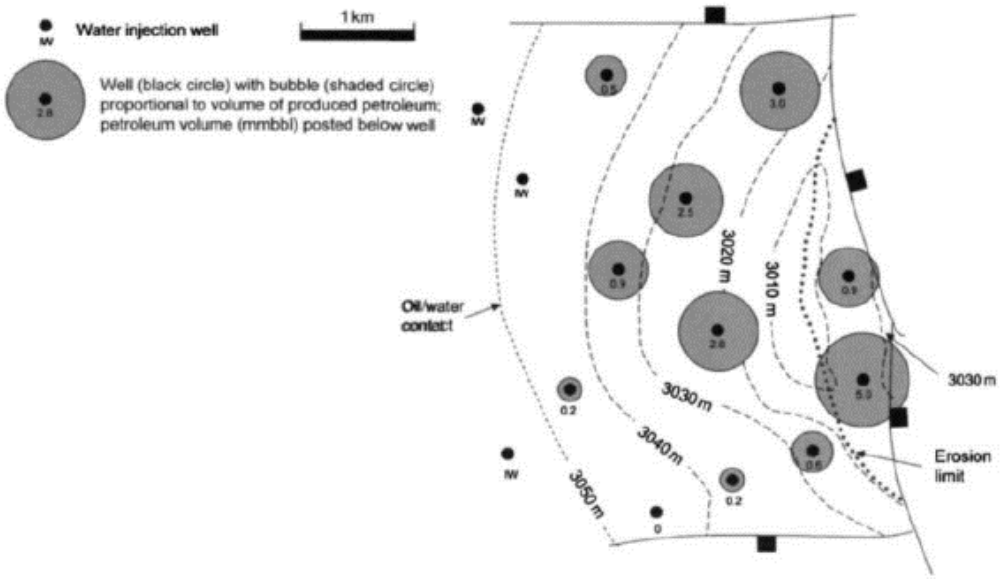
3.4.8 Mapa Isobárico. El mapa isobárico en la industria petrolera muestra los parámetros fundamentales como la presión promedio del yacimiento, la cual a determinando el comportamiento del yacimiento durante su recobro primario.

3.4.9 Mapas de Burbuja. El mapa de burbuja muestra la representación gráfica de los pozos activos en un yacimiento y además su producción de fluidos, estas progresiones

mapeadas muestran el avance del agua en el campo como resultado de la producción de petróleo y la declinación de la presión del yacimiento, desde cualquiera de estos mapas será posible visualizar como se ha comportado el campo a traves del tiempo.

El diámetro de la burbuja es proporcional al volumen de hidrocarburos y agua producidos en el campo. Los mapas de burbujas especialmente se pueden usar para identificar áreas de alta o baja productividad. La figura 22, muestra un análisis simple de los datos de producción del campo atraves de un mapa de burbuja.

Figura 22. Mapa de Burbujas



Fuente: Gluyas John, Swarbrick Richard. Petroleum Geoscience, UK, 2004, Blackwell Science Ltd.

3.5. ANALISIS INTEGRAL DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y DEL SISTEMA ROCA FLUIDO.

El objetivo principal de esta etapa de la metodología fue analizar la mayor información técnica de los yacimientos que normalmente se encuentra disponible en los campos maduros, con el fin de que el equipo integral pueda utilizarla como herramienta para construir una base de datos que albergue las propiedades del yacimiento las cuales muestran variaciones complejas en su continuidad, en sus patrones de espesor y en las propiedades roca – fluido, incluyendo porosidad permeabilidad, salinidades, densidades, saturación de agua irreducible, saturación de aceite irreducible y los diferentes sistemas composicionales, los cuales nos permita tomar desiciones con el fin de determinar la mejor estrategia de redesarrollo para el campo maduro con el objetivo de maximizar la producción del campo y el valor económico del yacimiento.

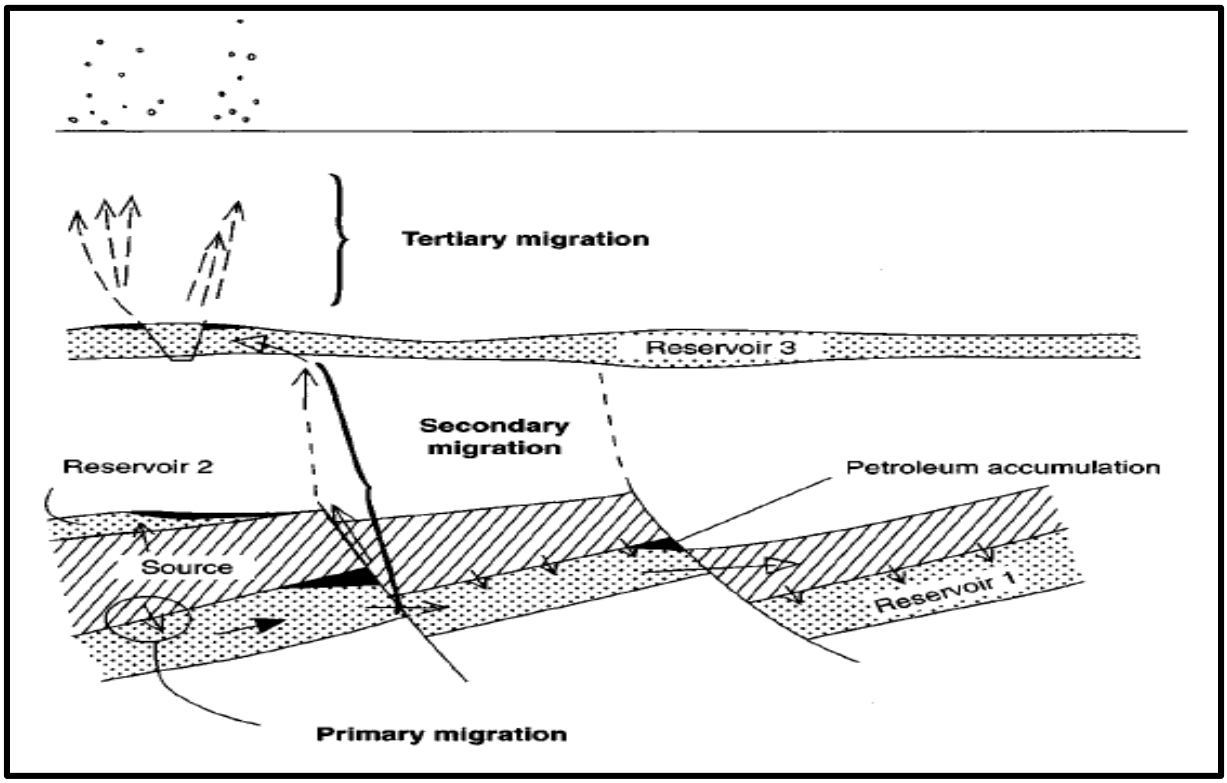
3.6. SATURACIÓN DE AGUA, GAS Y ACEITE

Es raro en la naturaleza encontrar un reservorio completamente saturado de petróleo (o gas). Más comúnmente, el sistema de poros contiene aceite y agua. Las proporciones de cada fase generalmente se expresan como porcentajes, vinculados a las abreviaturas Sw para agua, So para petróleo y Sg para gas. Las saturaciones de agua y petróleo no

son constantes a través de un reservorio. Varían en respuesta a la posición en la columna de petróleo y la permeabilidad y mineralogía de la roca. La saturación de aceite y agua también cambiará a medida que se produzca petróleo.

3.6.1 Migración. La migración es el proceso (o procesos) por el cual el petróleo se mueve desde su lugar de origen, la roca madre, hasta su destrucción en la superficie de la tierra. A lo largo de la ruta, el progreso del petróleo puede detenerse temporalmente y el petróleo puede "descansar" en su viaje dentro de una trampa. La figura 23, muestra el proceso de migración divido en tres etapas.

Figura 23. Etapas del proceso de migración de los hidrocarburos



Fuente: Gluyas John, Swarbrick Richard. Petroleum Geoscience, UK, 2004, Blackwell Science Ltd.

3.6.2 Migración Primaria. Expulsión de hidrocarburos de la roca generadora.

3.6.3 Migración secundaria. Viaje del hidrocarburo del exterior de la roca madre a la trampa.

3.6.4 Migración terciaria. La fuga y disipación del hidrocarburo hacia y en la superficie terrestre.

El medio a través del cual el hidrocarburo viaja durante la migración secundaria es bastante diferente al de la migración primaria o de la roca origen. El tamaño de los poros y, por lo tanto, la permeabilidad en un reservorio, como una arenisca, un carbonato o una litología fracturada, es mucho mayor que en una roca de madre. El movimiento del hidrocarburo en los sistemas portadores es muy similar a su movimiento desde el reservorio al pozo durante la producción de los hidrocarburos.

El flujo de petróleo migrante puede ser calculado usando la ley de *Darcy's*

$$q = -\frac{k}{\mu}\frac{d\theta}{dz} \tag{23}$$

$$k = Permeabilidad\ D$$

$$\mu = Viscosidad\ Cp$$

$$\frac{d\theta}{dz} = Gradiente\ potencial\ del\ fluido$$

Valores típicos de permeabilidades para areniscas varían de 1 D a 1 mD, para calizas varían entre 10 mD a 10 µD. Partiendo desde estos datos es posible calcular la velocidad de migración para los hidrocarburos en areniscas es 1 -1000 km x millón de años y en una caliza es 0.01 – 10 km x millón de años[30].

Los movimientos del hidrocarburos a través de la roca, producido por la migración terciaria artificial, a la que son sometidos los yacimientos atraves de los sistemas de levantamiento artificial, los cuales debido a la velocidades turbulentas de extracción de los hidrocarburos, producen cambios físicos en las rocas más puntualmente en su material cementante y/o cemento que une los granos compuesto en su mayoría por carbonatos de calcio, de magnesio, de hierro, limolita, hematita, dolomita de sulfato de calcio, arcilla y combinaciones de estos, esto debido a la velocidad del agua circulante.

[30] Gluyas John, Swarbrick Richard. Petroleum Geoscience, UK, 2004, p 147,Blackwell Science Ltd

3.7. COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN

La finalidad de esta etapa de la metodología fue comprender todos los detalles del comportamiento y rendimiento de los pozos y de hecho del campo en la producción de hidrocarburos. Estudiado solo los pozos anómalos o aquellos que superar el rendimiento o bajo rendimiento, puede ser posible comprender aproximadamente el 40% de las características del rendimiento del campo estudiando. En campos maduros con muchas decenas, cientos o incluso miles de pozos no será posible comprender todos los detalles de rendimiento de campo.

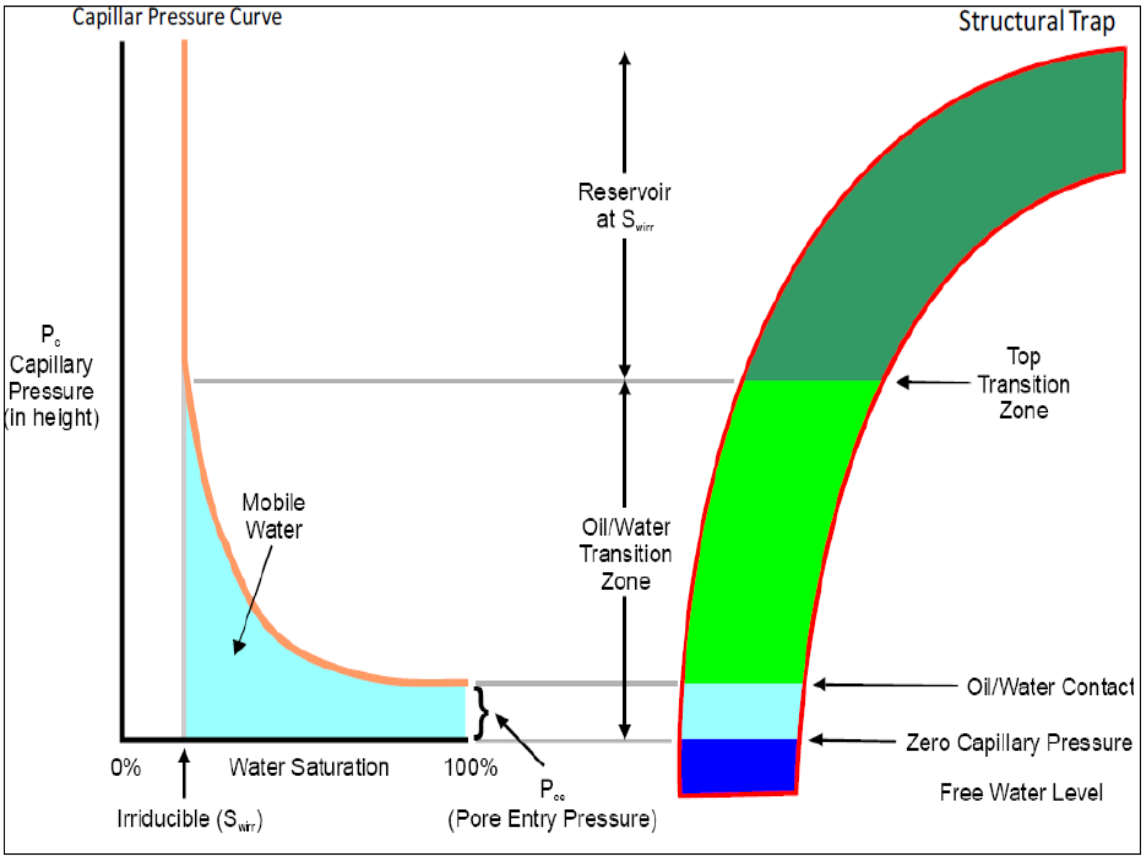
El comportamiento mostrado por los campos maduros es aleatorio e irregular, esto debido a que en el procedimiento de cálculo se asumieron e incluyeron condiciones que difícilmente se obtienen en la realidad debido a las tecnologías disponibles al momento de desarrollo de los campos maduros, además otras variables importantes no se tuvieron en cuenta entre las que están la tasa de velocidad con la que migra el aceite por el yacimiento, además del indicie de productividad (IPR), incluyendo la tasa de agua lo que conlleva a los sobredimensionamiento de los sistemas de levantamiento artificial.

Hay algunas cosas sobre la que se puede tener certeza cuando se produce hidrocarburos en un campo y una de esas certezas es que el campo no funcionara como los modelos obtenidos lo sugirieron.

3.8. IDENTIFICACION DE PROBLEMAS DE AGUA ASOCIADA A LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

A medida que un campo madura, eventualmente la producción de agua es inevitable trayendo consigo el aumento del corte de agua. La mayoría de los campos petroleros que se consideran maduros tienen una cosa en común, la excesiva producción de agua. En los campos maduros, el agua habitualmente se percibe como un mal necesario o como un residuo. El agua a menudo impulsa la producción primaria y ayuda en la recuperación secundaria, el exceso de agua producida representa una importante responsabilidad y un alto costo para el productor de hidrocarburos, lo cual amenaza la viabilidad económica de los campos. Una parte critica en la evaluación de los campos maduros, es precisar el avance de los contactos de fluido (gas/petróleo, gas/agua y aceite / agua). El nivel de agua libre es una propiedad del yacimiento, un contacto aceite / agua es un fenomeno local que depende del umbral de la presión capilar cerca del pozo. La figura 24, muestra las condiciones iniciales de saturación en un yacimiento petrolífero y los contactos de los fluidos.

Figura 24. Condiciones iniciales de saturación y contactos de los fluidos



Fuente: Gluyas John, Swarbrick Richard. Petroleum Geoscience, UK, 2004, Blackwell Science Ltd.

A menudo comienza con recopilación de información técnica del yacimiento, historial de producción y registros de producción. Es común encontrar la ausencia de los avances de los fluidos y contactos de los pozos, en la información técnica presente en los campos maduros. Por lo tanto, en ausencia de la identificación directa de un contacto petróleo /agua en un pozo, la profundidad del contacto se puede calcular a partir de los datos de presión tanto en las etapas de petróleo o gas y así como del acuífero.

La premisa básica es que en el contacto aceite / agua la presión en la zona de aceite debe ser igual a la de la zona de agua. En realidad, por supuesto, esta declaración de equilibrio define el nivel de agua libre. La presión en el agua (Pw > en el contacto aceite / agua está dada por:

$$P_W = X_{OWC} \, . \, G_W + C_1 \tag{24}$$

$P_W = Presion\ del\ Agua$

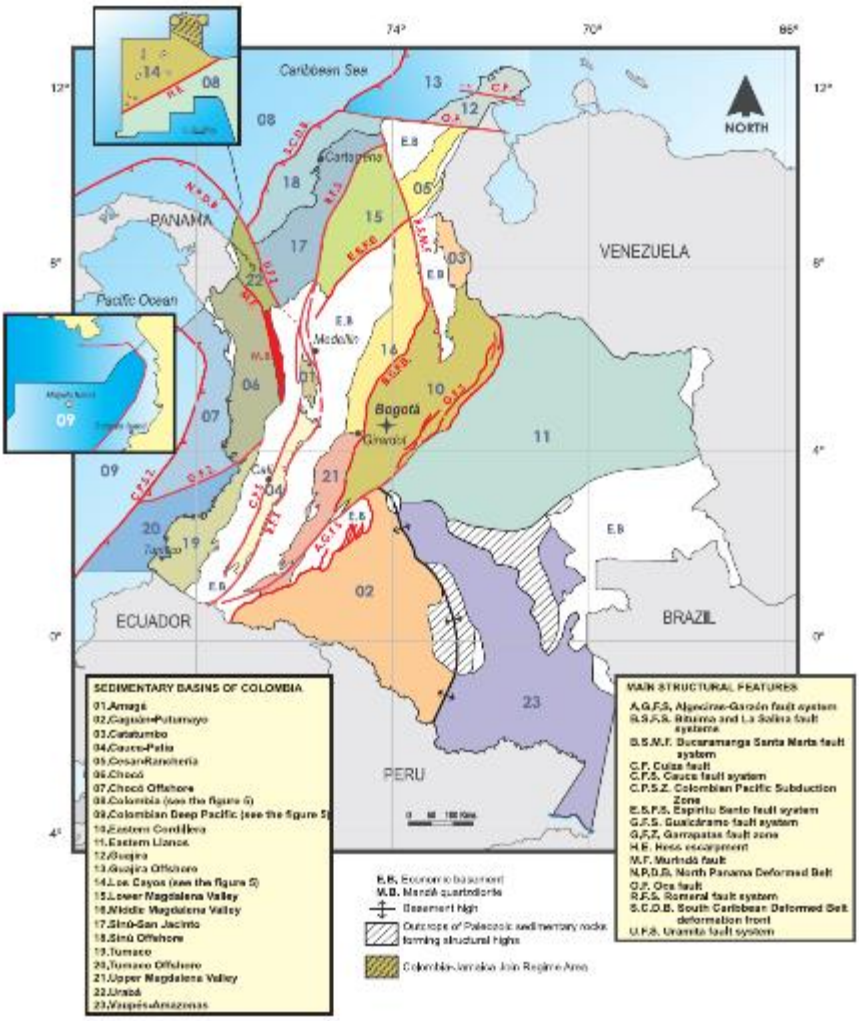
$X_{OWC} = P_{W(OWC)} = P_{O(OWC)}$

$C_1 = Constate\ de\ sobrepresion\ o\ baja\ presion$

Los datos de presión pueden recopilarse a partir de análisis *Measure Formation Tester* (MFT) y pruebas de presión de pozo (DST). Los datos de densidad de fluidos pueden medirse a partir de muestras de formación o calcularse a partir de registros de wireline. La información de saturación se puede medir desde el núcleo y los registros, mientras que los datos de presión capilar se toman de las mediciones del núcleo. Las lecturas del MFT proveen mayor calidad de datos de presión y corre continuamente para establecer el contacto entre fluidos.

El propósito de esta etapa de la metodología fue identificar la evolución del avance de los fluidos y de los contactos en pozo Loro 3 de la cuenca del Caguán-Putumayo, esta cuenca comprende los departamentos del Meta, Caqueta y Putumayo. La figura 25, muestra, la localización de las cuencas sedimentarias de Colombia.

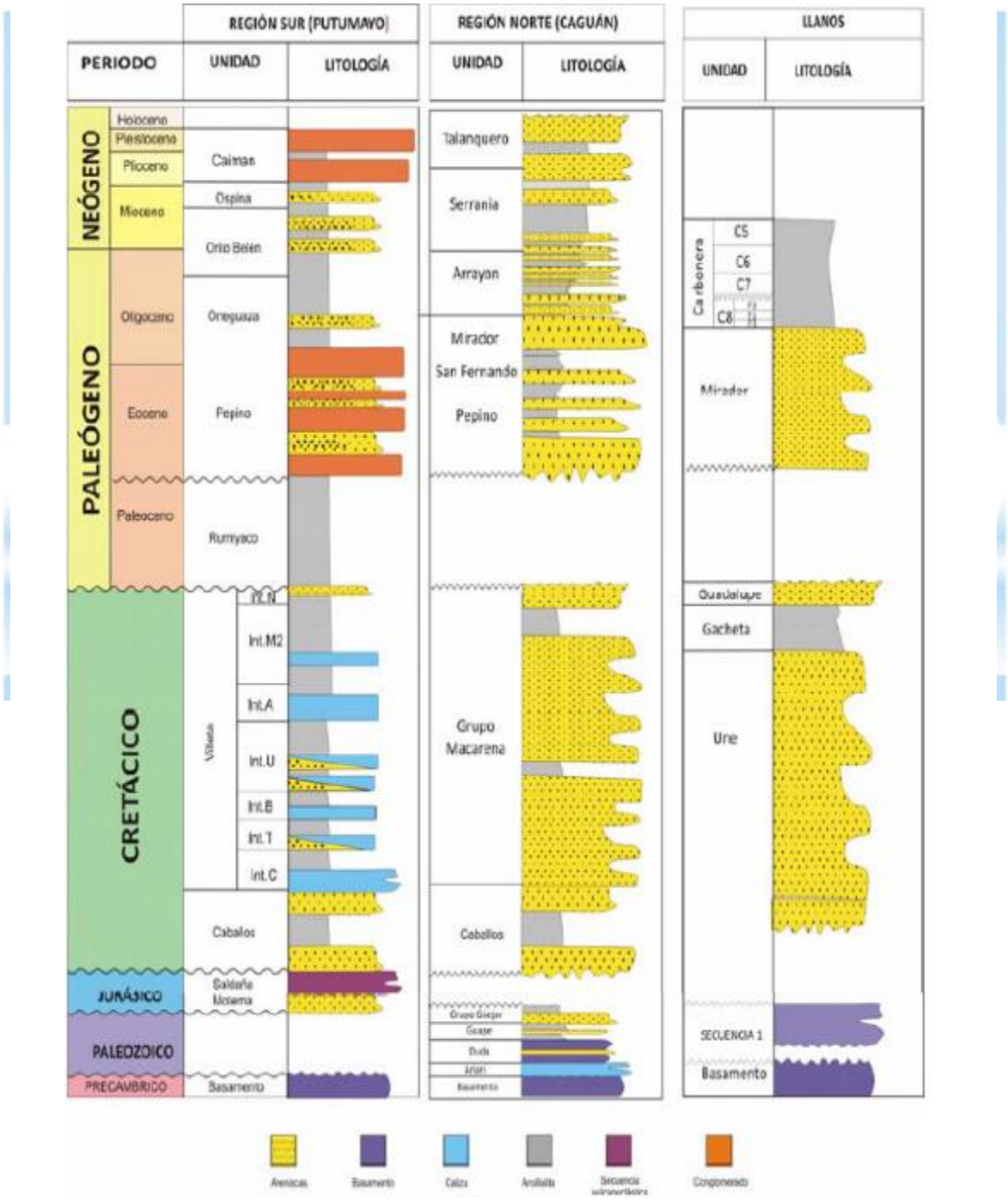
Figura 25. Cuencas sedimentarias de Colombia



Fuente: Barrero Dario, Pardo Andres, Vargas Carlos A, Martínez Juan F, Colombia Sedimentary Basis, Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology a New Proposal. Bogotá, 2007, Agencia Nacional de Hidrocarburos.

3.8.1 Cuenca Caguán-Putumayo. La Cuenca Caguán-Putumayo es la extensión norte de la Cuenca Oriente del Ecuador. Esta cuenca tiene una extensión de unos 104.000 km2, y hasta la fecha se han encontrado reservas de más de 365 MMBO en 19 campos petroleros. La exploración en la cuenca fue iniciada por Texaco en 1948. En 1963, esta compañía descubrió el principal campo petrolero de Orito con reservas del orden de 250 MMBO. La existencia de un sistema petrolífero en funcionamiento está documentada por los diversos campos petroleros descubiertos en la cuenca. La figura 26, muestra la localización y el cuadro del sistema petrolero de la cuenca Caguán-Putumayo.

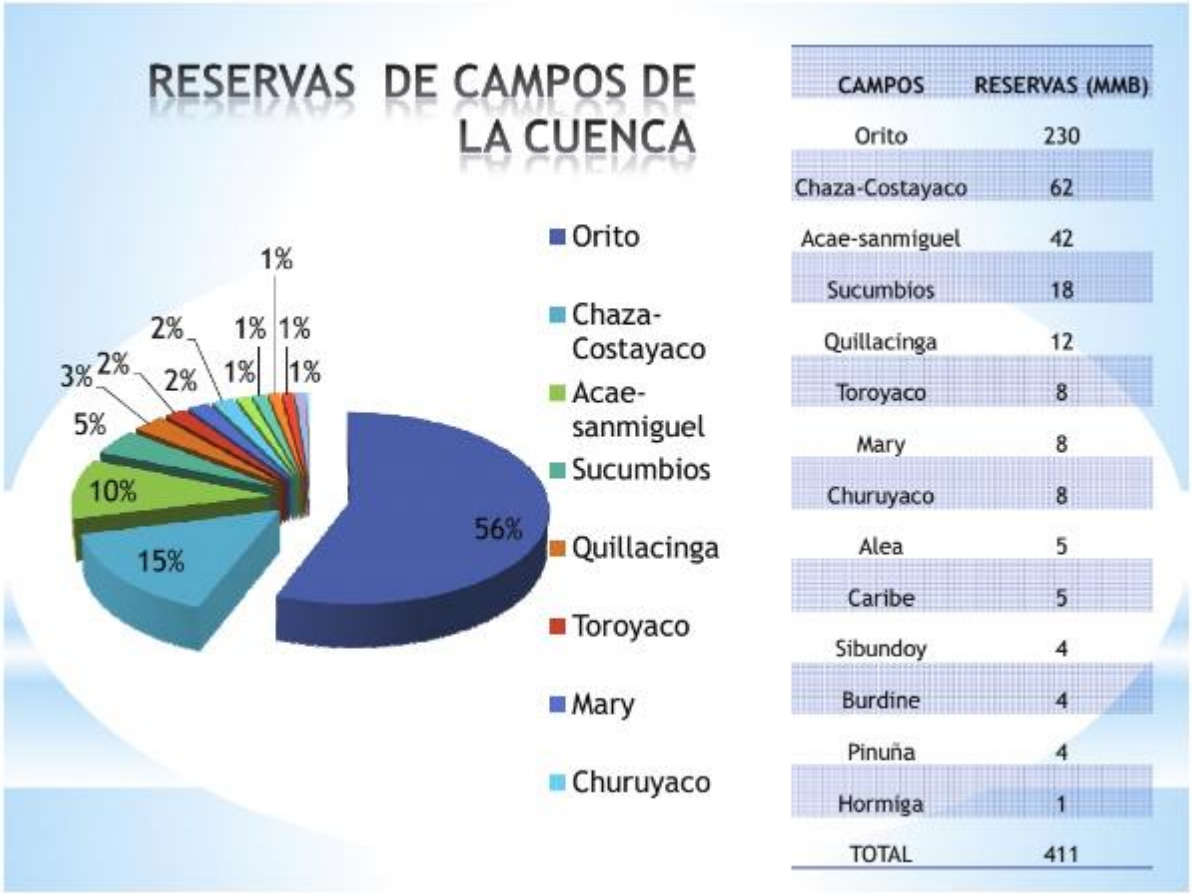
Figura 26. Localización y sistema petrolero de la cuenca Caguán-Putumayo.



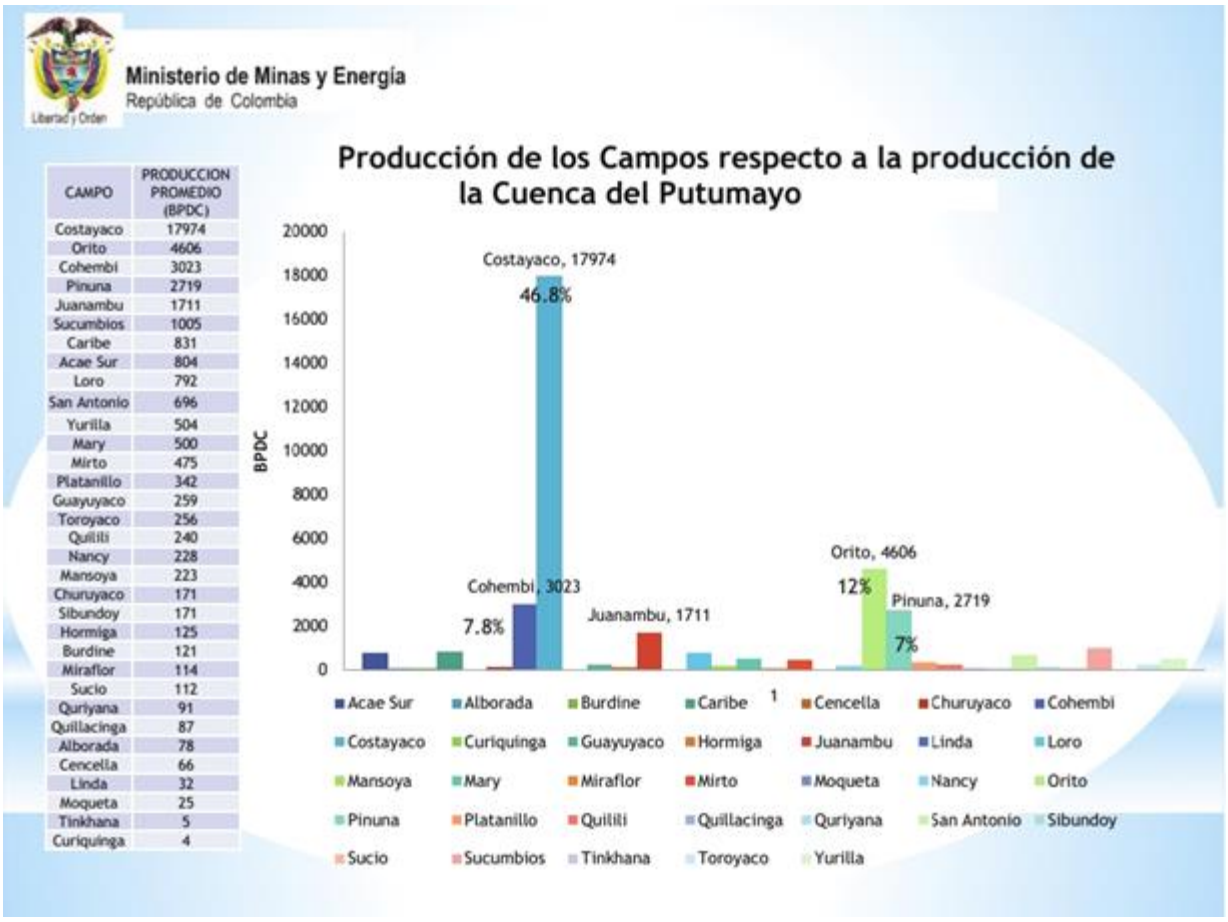
Fuente: Barrero Dario, Pardo Andres, Vargas Carlos A, Martínez Juan F, Colombia Sedimentary Basis, Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology a New Proposal. Bogotá, 2007, Agencia Nacional de Hidrocarburos.

3.8.2 Evidencia de Hidrocarburos. La producción significativa, proviene de un campo petrolero importante (Orito), 18 campos petroleros menores y la presencia de campos petroleros gigantes en la cercana cuenca del Oriente en Ecuador es la evidencia del potencial de exploración de esta cuenca. Las filtraciones gigantes de aceite están activas en el área norte de Caguán. Los principales campos son Orito, Ace-San Miguel, Loro y Sucumbíos. La figura 27, muestra la reservas y producción de los campos en la cuenca.

Figura 27. Reservas y Producción de los Campos en las Cuenca



CAMPOS	RESERVAS (MMB)
Orito	230
Chaza-Costayaco	62
Acae-sanmiguel	42
Sucumbios	18
Quillacinga	12
Toroyaco	8
Mary	8
Churuyaco	8
Alea	5
Caribe	5
Sibundoy	4
Burdine	4
Pinuña	4
Hormiga	1
TOTAL	411



Fuente: Barrero Dario, Pardo Andres, Vargas Carlos A, Martínez Juan F, Colombia Sedimentary Basis, Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology a New Proposal. Bogotá, 2007, Agencia Nacional de Hidrocarburos.

3.8.2.1 Fuente. Las calizas y lutitas cretácicas de la Formación Villeta, con materia orgánica marina tipo II, alto potencial petrolífero y un TOC promedio de 0.5-1.0 por ciento representan las mejores rocas generadoras de la cuenca. Los esquistos orgánicos cretáceos de la Formación Caballos, con un TOC promedio de más del 0,5% y materia orgánica de tipo III, son una fuente secundaria de hidrocarburos.

3.8.2.2 Migración. Dos capsulas de rocas de fuente activa dentro de la secuencia Cretácica, ubicadas en el flanco occidental de la cuenca, contribuyeron a la carga de hidrocarburos en la Cuenca del Putumayo. Las rutas de migración muestran varias opciones.[31]

La ruta de migración más probable parece ser de oeste a este, junto con las areniscas de las formaciones de Caballos y Villeta. También se ha documentado la migración vertical junto con fracturas y zonas de falla. La expulsión de hidrocarburos comenzó por el Mioceno tardío poco después de la formación de las estructuras principales.

3.8.2.3 Reservorio. Las areniscas cretácicas de la Formación Caballos son el principal reservorio en la cuenca con un espesor promedio de 300 pies, dependiendo de la morfología. Las porosidades van del 10% al 16% y las permeabilidades promedian 50 md. Los reservorios secundarios se encuentran en las areniscas de los conglomerados de Formación Villeta y Pepino.[32]

---

[31] BARRERO Dario, Pardo Andres, Vargas Carlos A, Martínez Juan F, Colombia Sedimentary Basis, Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology a New Proposal. Bogotá, 2007, p 57, Agencia Nacional de Hidrocarburos.
[32] Ibid. P 58

3.8.2.4 Sello. Las lutitas plásticas de cretácico de la Formación Villeta son excelentes unidades de sellado superior y lateral. Las lutitas Rumiyaco y Orteguaza también son focas potenciales.[33]

3.8.2.5 Trampa. Los objetivos principales son las trampas estructurales asociadas a los empujes y sub-empujes en el lado oeste de la cuenca, y los empujes hacia arriba en la cuenca del frente. Las trampas adicionales son pinchazos, valles incisos y acumulaciones de carbonato.

3.8.2.6 Prospectividad. Los campos petrolíferos en la cuenca están relacionados con trampas estructurales, principalmente pliegues relacionados con fallas contraccionales y fallas inversas. Se podrían encontrar reservas adicionales de petróleo en cantidades significativas atrapadas en trampas de sub-sótanos, anticlinales relacionadas con llaves, y cortinas en las alturas de los sótanos y trampas estratigráficas sutiles en el flanco este de la cuenca. La presencia de estas trampas sugiere que una gran parte de la cuenca aún tiene un potencial de exploración significativo.[34]

---

[33] BARRERO Dario, Pardo Andres, Vargas Carlos A, Martínez Juan F, Colombia Sedimentary Basis, Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology a New Proposal. Bogotá, 2007, p 59, Agencia Nacional de Hidrocarburos.

[34] BARRERO Dario, Pardo Andres, Vargas Carlos A, Martínez Juan F, Colombia Sedimentary Basis, Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology a New Proposal. Bogotá, 2007, p 60, Agencia Nacional de Hidrocarburos.

3.8.2.7 Historia pozo Loro 3. El pozo Loro 3 perforado por la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL en 1970 hasta una profundidad de 10680 ft en la cuenca Caguán- Putumayo, en el campo Loro atravesando las formaciones desde el tope de Orito-Belen hasta la base de la formación caballos. El pozo loro 3, fue completado en Abril 10 de 1974, después del completamiento se realizó una corrida de broca y raspador con tubería 2 7/8" hasta 1680 ft. Después del viaje de acondicionamiento la empresa *Schulumberger* corrió los registros GR-CLL y CBL en hueco revestido entre los intervalos 10676 -9200 ft, determinado el tope del cemento a 10572 ft y buen cemento desde 10668 – 10630 ft y 10620 -10610 ft. La empresa operadora realizo una cementación remedial entre los intervalos 10568 – 10570 ft. Se realizo cañoneo con una densidad de 2 spf, en el intervalo 10574 -1063 ft en la formación productora Caballos. Se bajaron 341 juntas de tubería de producción 2 7/8" N80, con empaque sentado a 10504 ft, se realizó la prueba de producción oficial el 10/4/1970. La Tabla 6, presenta la información de la prueba de producción del pozo loro 3.[35]

Tabla 6. Información de prueba de producción pozo Loro 3

PRUEBA DE PRODUCCIÓN POZO LORO 3	
Fecha del test	Abril 10, 1970
Formación	Caballos
Tope de la Arena	10537 ft
Tope de los Perforados	10574 ft
Base de los Perforados	10613 ft
No, de pies perforados	39 ft
BOPD en 24 horas	1800
MSCF en 24 horas	255
BWPD	24
GOR	142

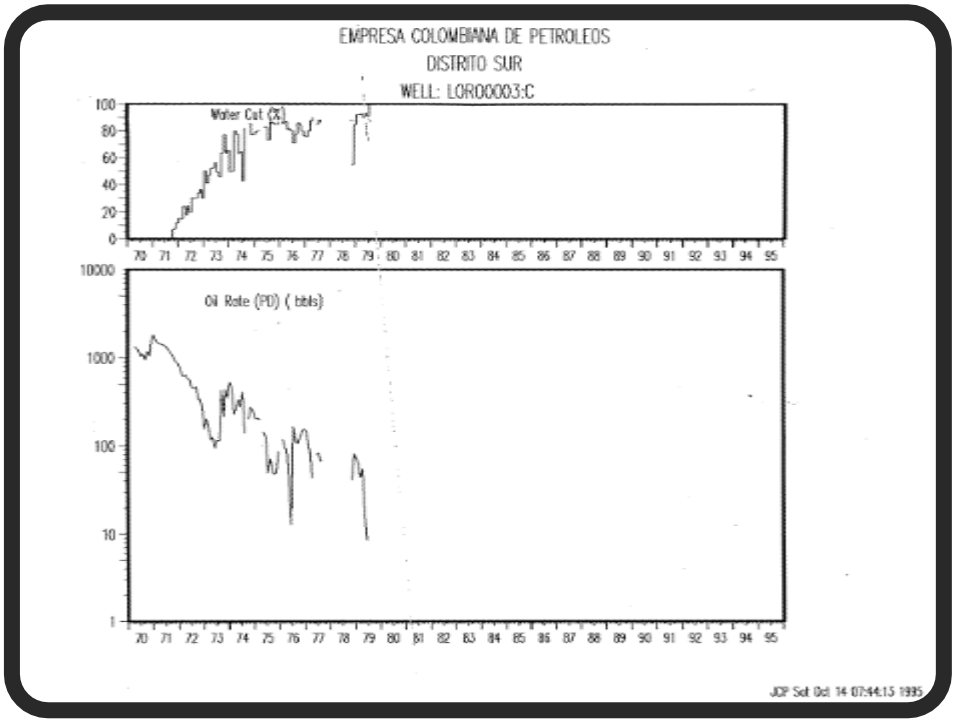
[35] Empresa Colombia de Petróleos, ECOPETROL, Regional Sur

FTP	90
AP1	30°
Choke size	wide open
THP	90
Intervalo productor	10574-10613

Fuente: Ecopetrol Regional Sur

El pozo loro 3 tuvo una producción declinante durante 10 años hasta 1980 fecha en la cual el pozo loro 3 alcanza un BSW del 100% y una producción de 10 BOPD. La figura 27, muestra un reporte de producción del pozo Loro 3.

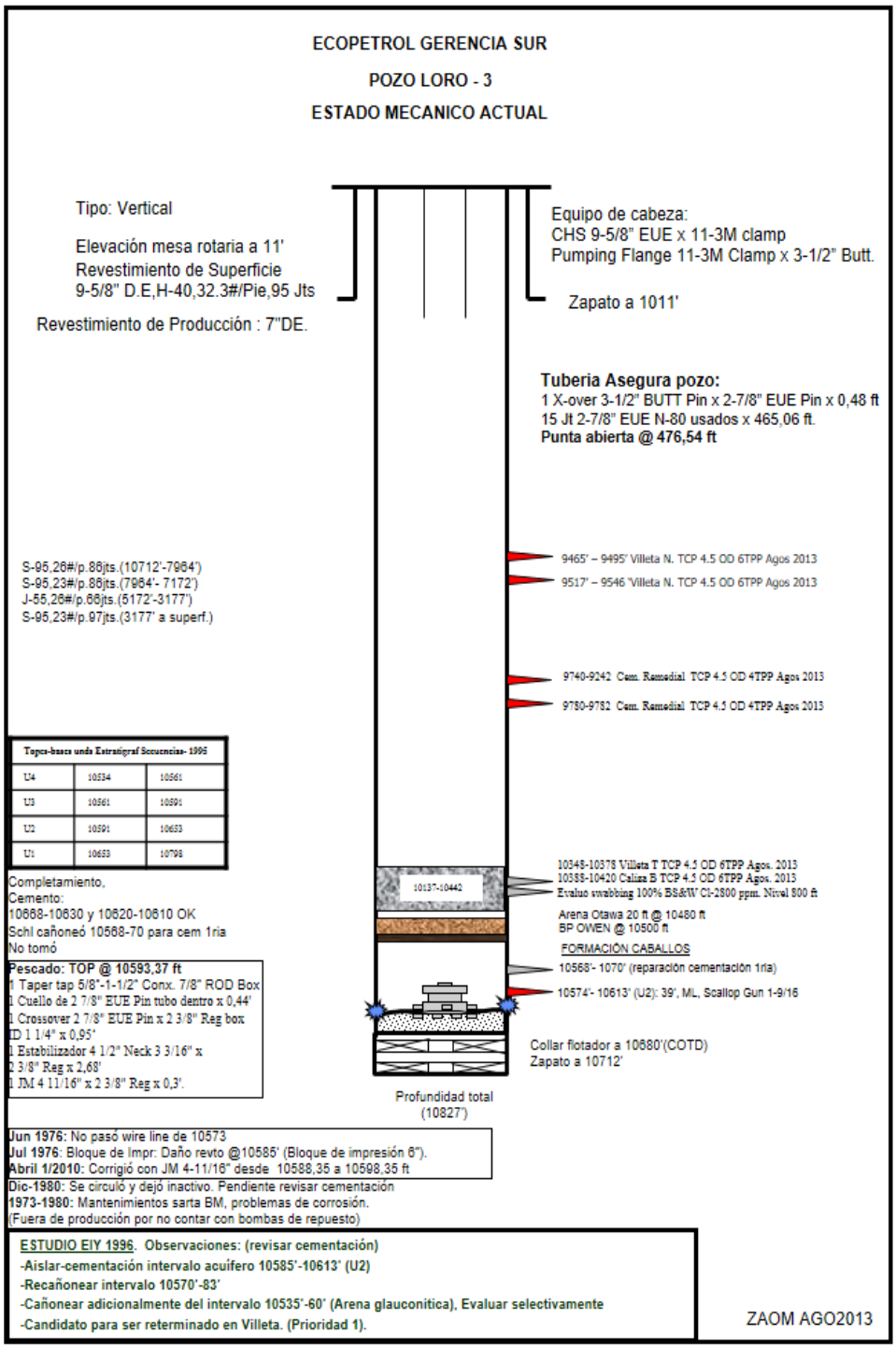
Figura 28. Reporte producción pozo Loro 3



Fuente: Ecopetrol Regional Sur

3.8.2.8 Diagrama mecánico actual del pozo.

Figura 29. Diagrama mecánico actual pozo Loro 3



Fuente: Ecopetrol Regional Sur

3.8.3 Determinación de los contactos agua aceite y saturacion de fluidos por medio de registros geofisicos especializados. La determinación del contacto agua-aceite se realizó en el pozo loro 3 de la cuenca del Caguán-Putumayo, atraves del registro geofísico especializado con el propósito de evaluar presencia de hidrocarburos, para calcular su distribución cuantitativa de la saturacion de fluidos y para establecer los contactos agua/petroleo en el pozo loro 3, en las formaciones Villeta, Rumiyaco, Pepino, Ortenguanza y Orito Belén en el tramo 8450 ft hasta 2300 ft. La figura 30, muestra la data procesada del registro geofísico especializado Neutron-Neutron, donde se puede determinar los avances de los contactos agua/aceite y la saturacion de fluidos.

Figura 30. Data cruda sistema Neutron-Neutron para determinar el WOC

PULSE NEUTRON NEUTRON
PNN
SATURATION LOG
1:200 MD

Company	ECOPETROL
Well	LORO 3
Field	LORO
County	LA HORMIGA
State	PUTUMAYO
Country	

Location: API # :

SEC TWP RGE

Other Services

Permanent Datum Elevation

Log Measured From

Drilling Measured From

Elevation
K.B.
D.F. 1006 FT
G.L. 993 FT

Date	18-DIC-2013
Run Number	1
Depth Driller	
Depth Logger	9590 FT
Bottom Logged Interval	9590 FT
Top Log Interval	5800 FT
Open Hole Size	
Type Fluid	
Density / Viscosity	
Max. Recorded Temp.	
Estimated Cement Top	
Time Well Ready	
Time Logger on Bottom	
Equipment Number	
Location	
Recorded By	Jonathan Florez
Witnessed By	Edgar Martinez

Borehole Record				Tubing Record			
Run Number	Bit	From	To	Size	Weight	From	To

Casing Record	Size	Wgt/Ft	Top	Bottom
Surface String				
Prot. String				
Production String				
Liner				

<<< Fold Here >>>

All interpretations are opinions based on inferences from electrical or other measurements and we cannot and do not guarantee the accuracy or correctness of any interpretation, and we shall not, except in the case of gross or willful negligence on our part, be liable or responsible for any loss, costs, damages, or expenses incurred or sustained by anyone resulting from any interpretation made by any of our officers, agents or employees. These interpretations are also subject to our general terms and conditions set out in our current Price Schedule.

Comments

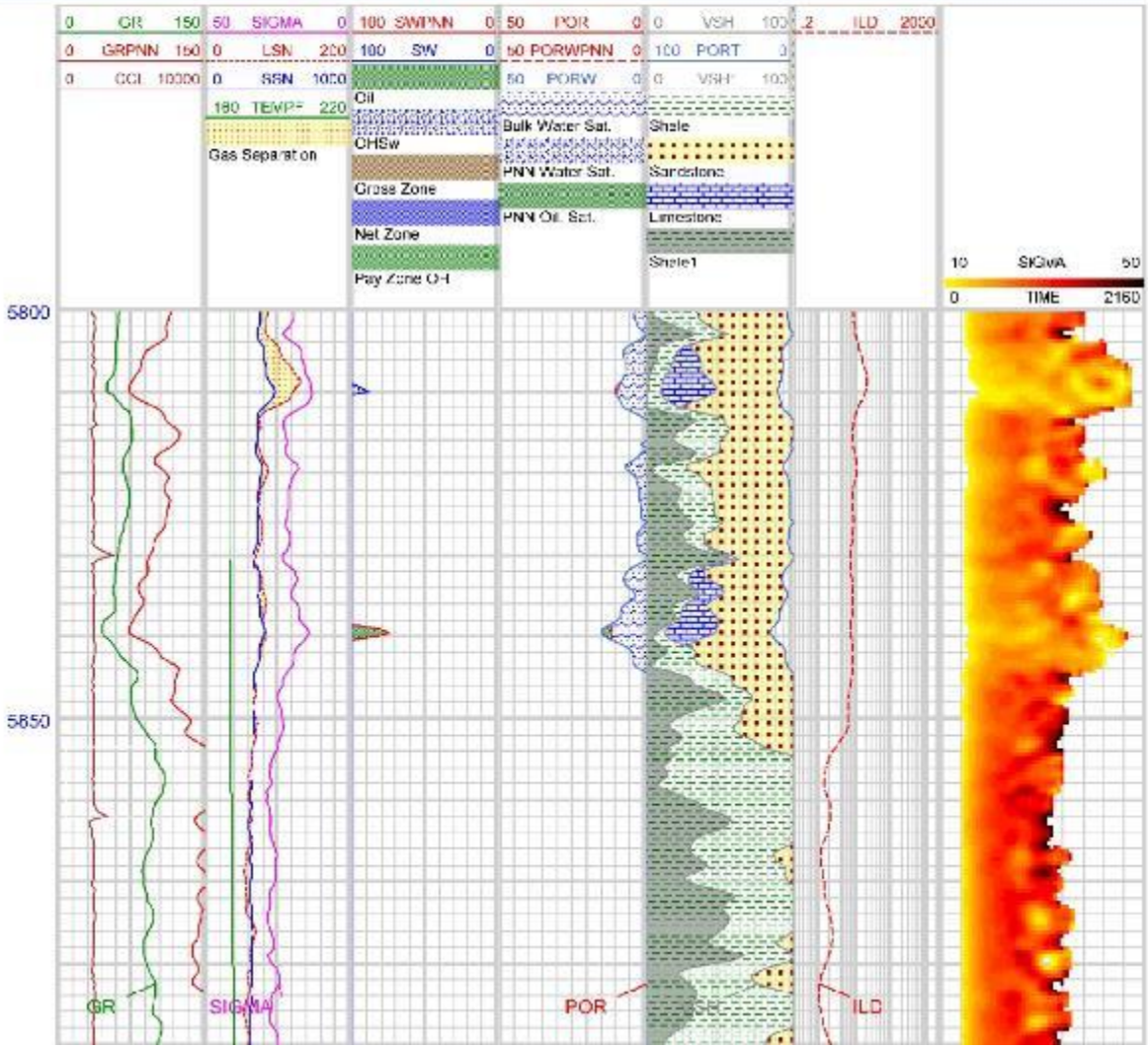
REGISTRO DE SATURACION PNN CORRELACIONADO CON REGISTROS OPEN HOLE
TOMADOS EN ABRIL DE 1970

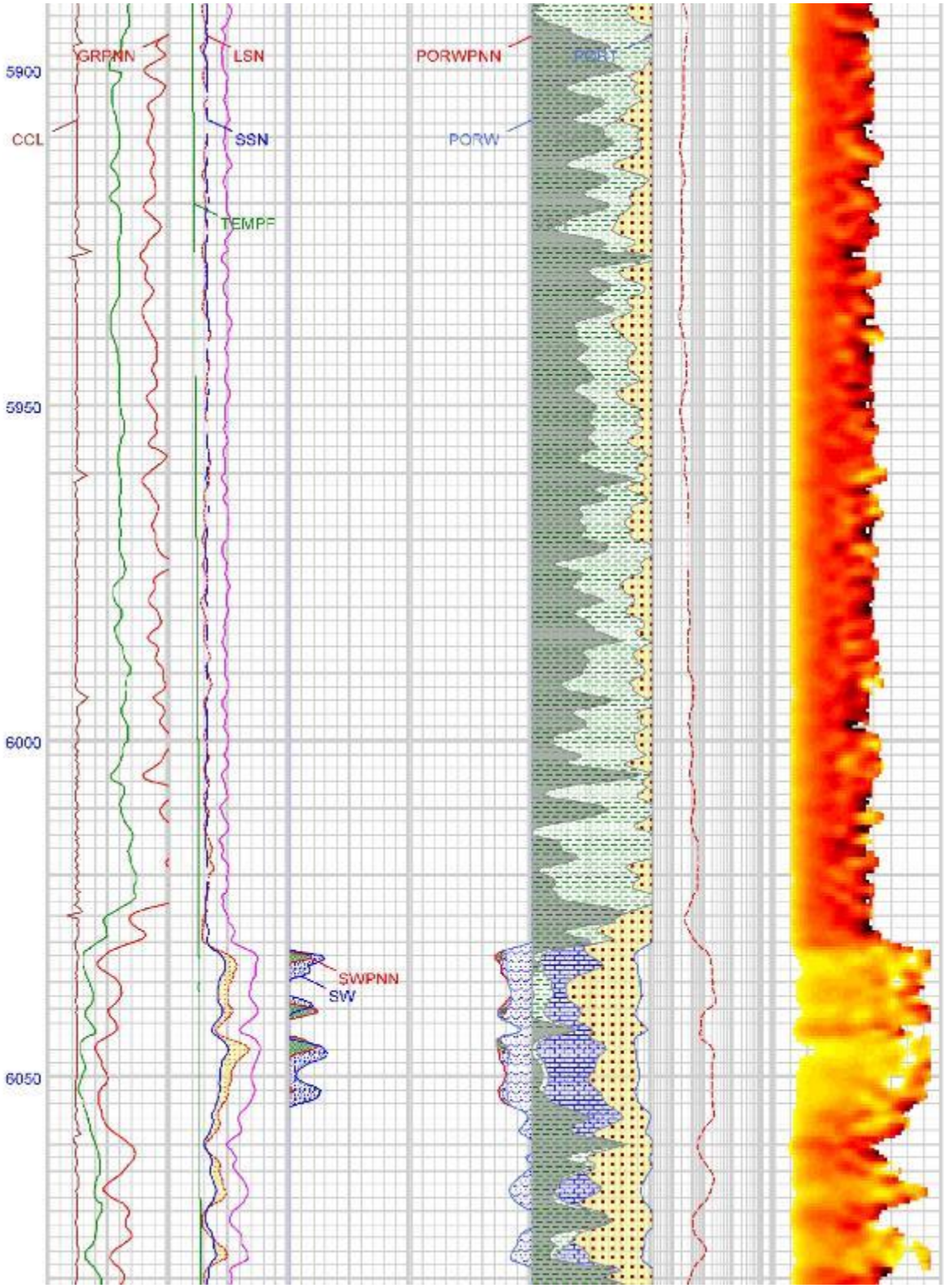
Standard PNN Processed Curves Mnemonics

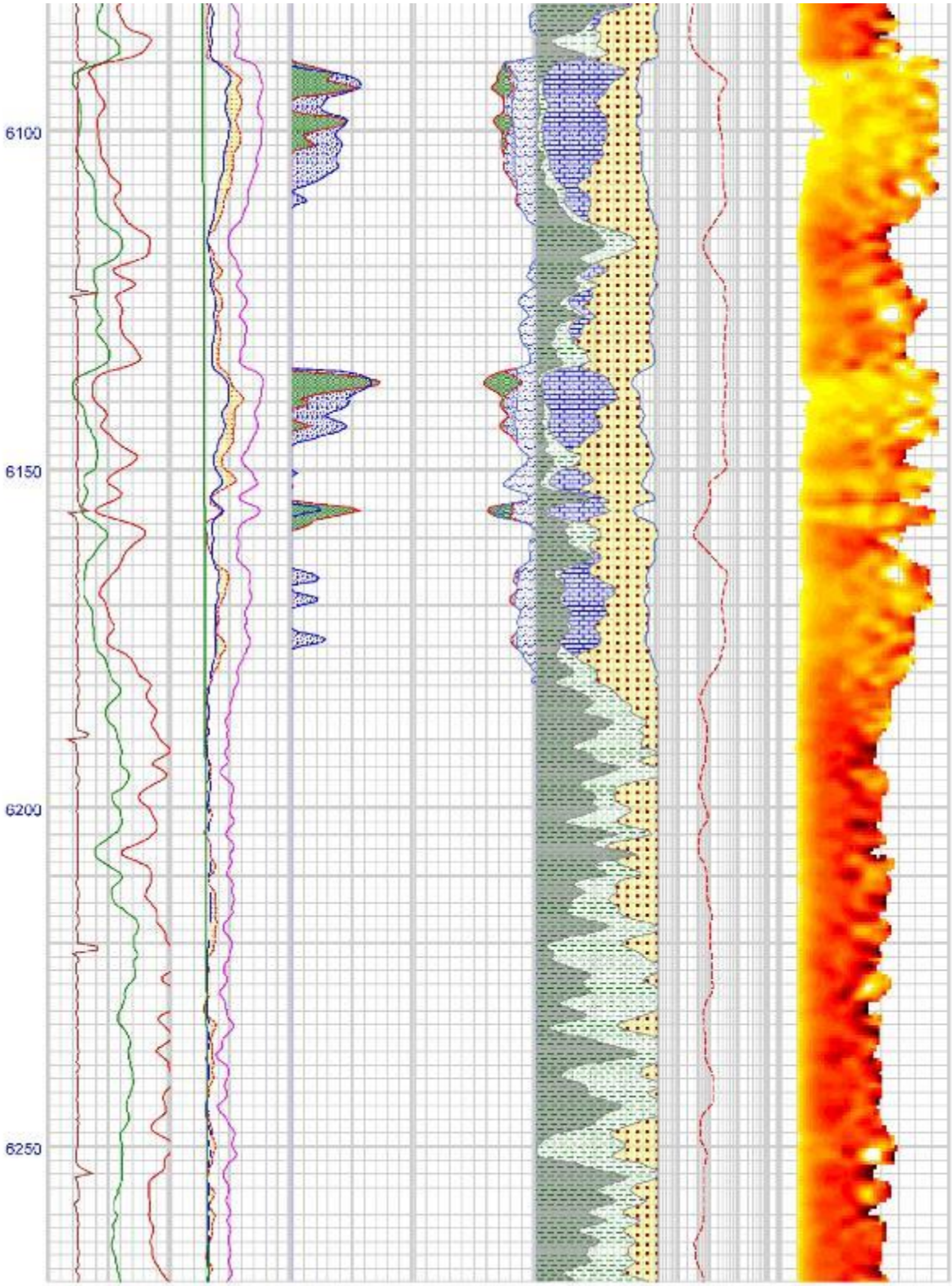
GRPNN	Natural gamma radioactivity from PNN (api)
SIGMA	Formation capture cross section (c.u.)
CCL	Casing collar locator (mV)
SSN	Short Spacing Detector count rates (cps)
LSN	Long Spacing Detector count rates (cps)

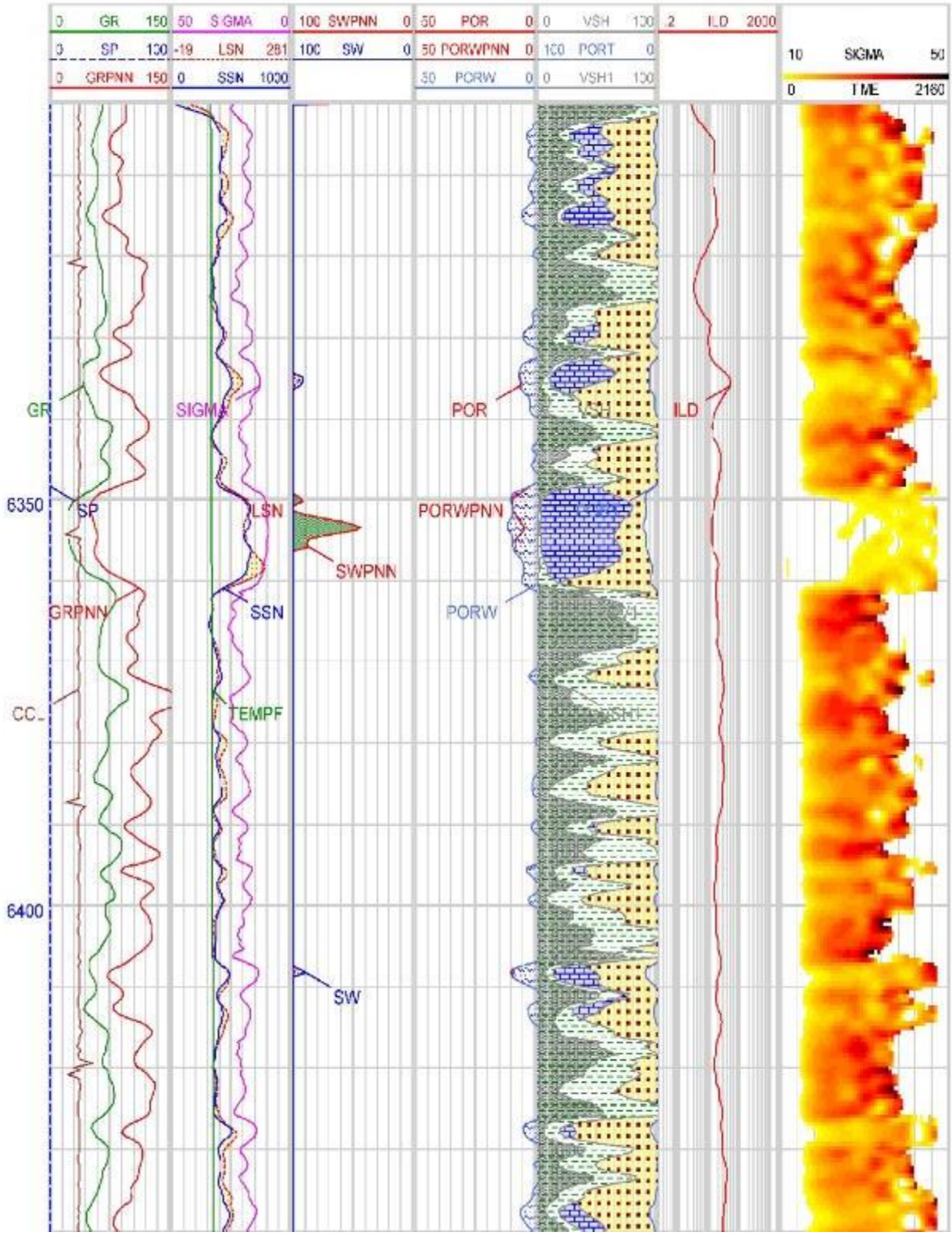
```
SW          Water Saturation from OH (%)
SWPNN       Water Saturation from PNN (%)
POR         Effective Porosity (%)
PORWPNN     Water saturated part of effective porosity PNN (%)
PORT        Effective Porosity (%)
GROSSHWP    Gross Zone
NETHWPACC   Net Zone
PAYHWPACC   Pay Zone from OH Calculation
PAYACC      Pay Zone from PNN Calculation
PORW        Water saturated part of effective porosity OH (%)
VSH         Volume of shale from OH (%)
CSND        Volume of Sand (%)
CLIM        Volume of Limestone (%)
CDOL        Volume of Dolomite (%)
TEMPF       Borehole temperature (deg C)
```

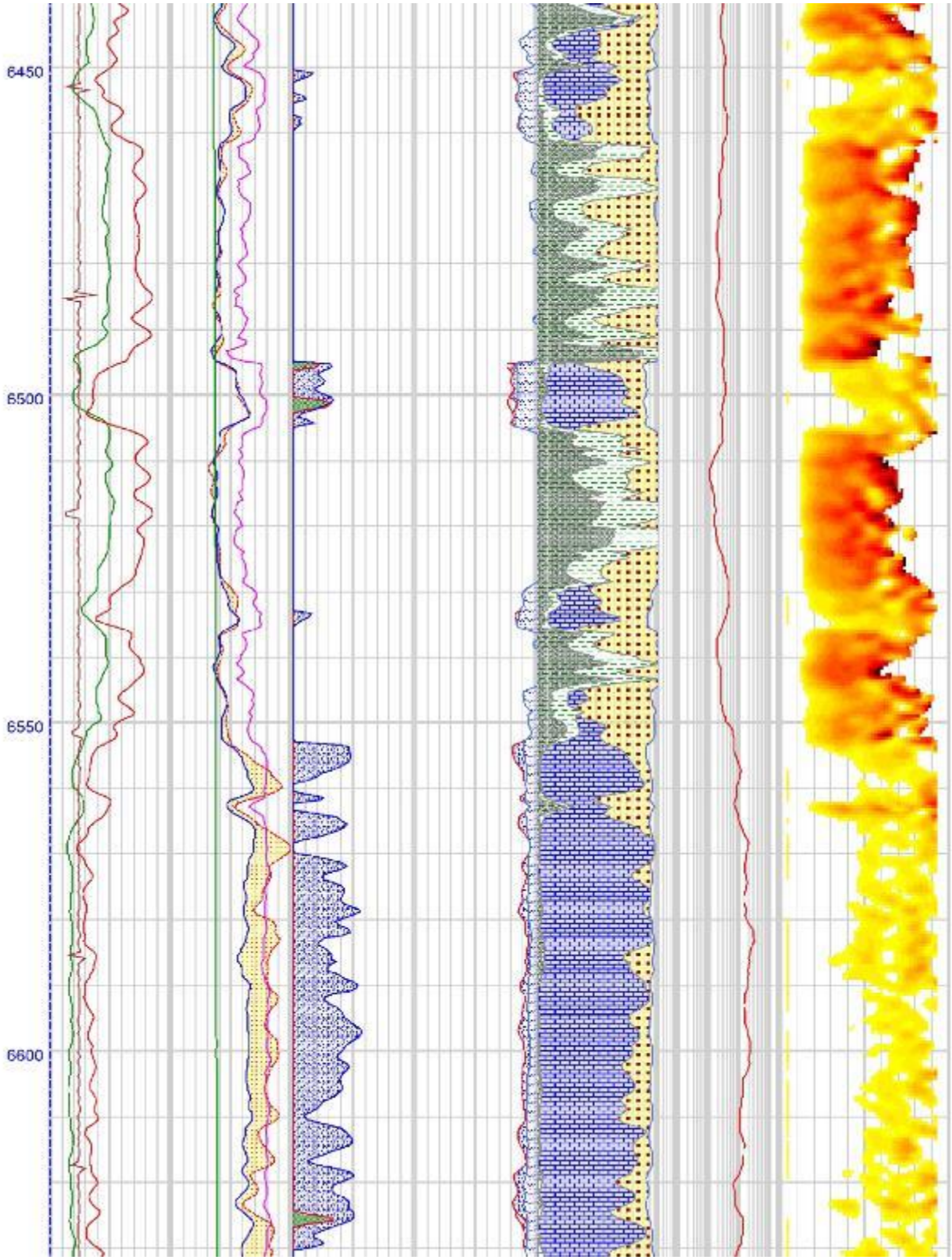
LORO 3 _PNN Analysis Top

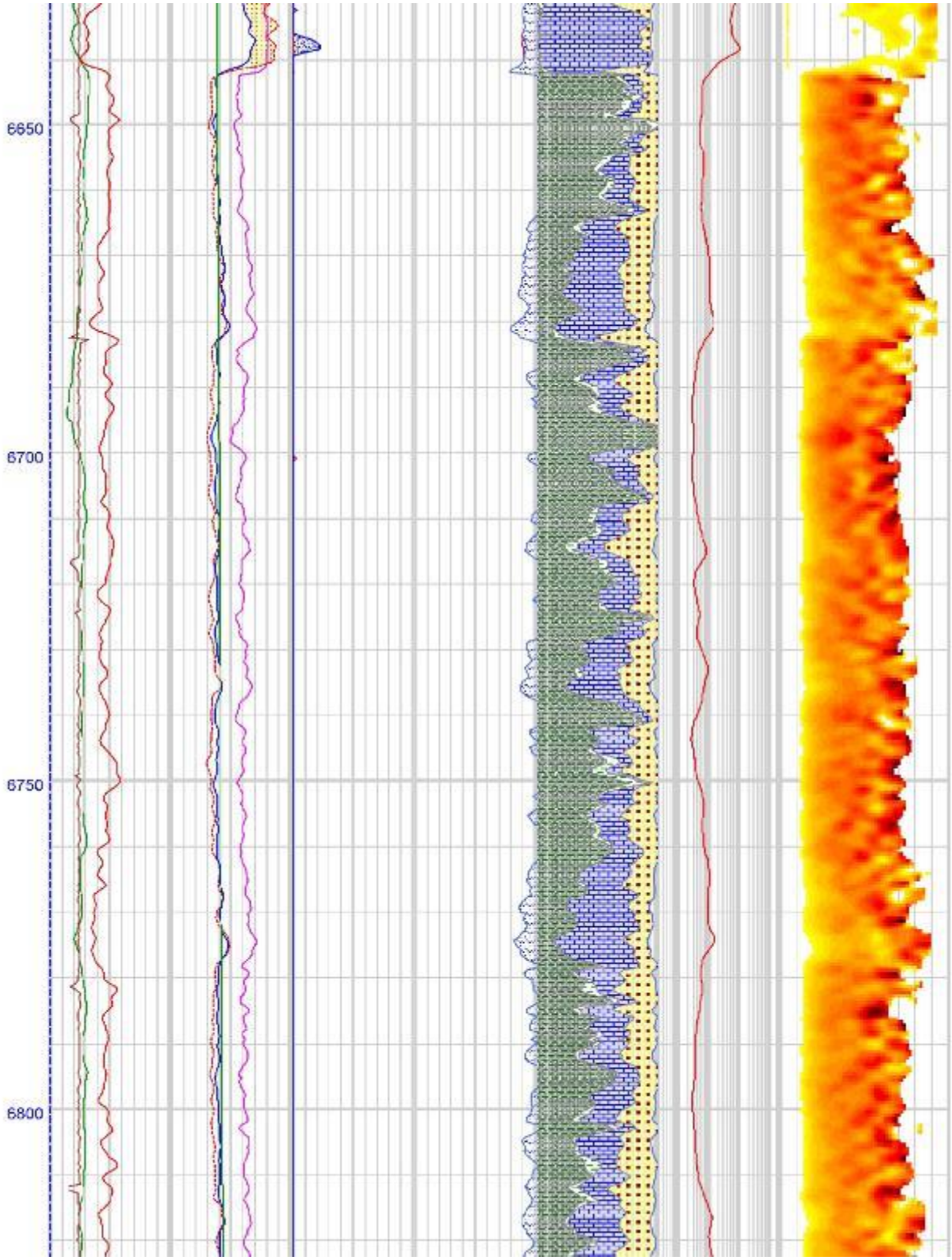


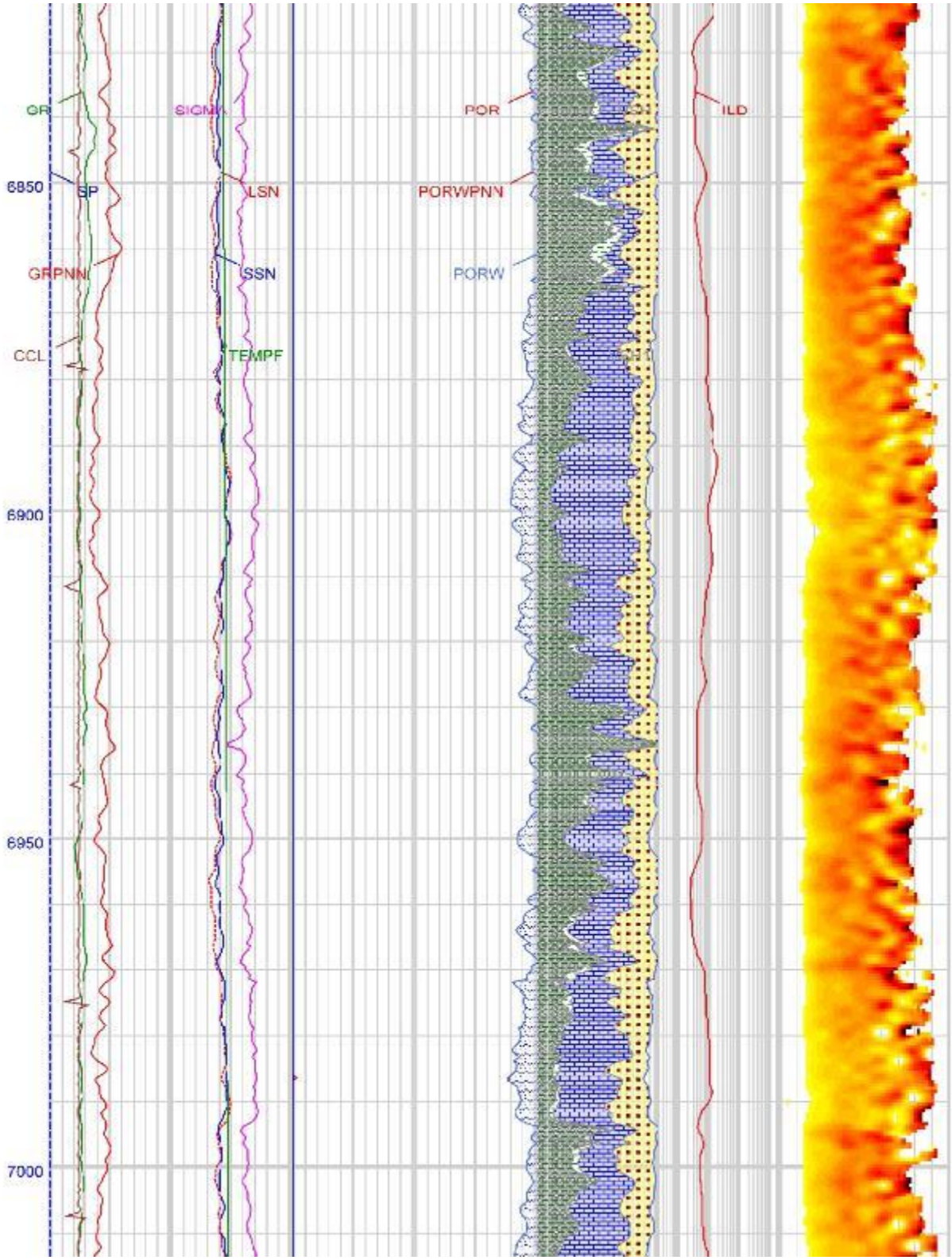

GRPNN
LSN
PORWPNN
5900
CCL
SSN
PORW
TEMPF
5950
6000
SWPNN
SW
6050

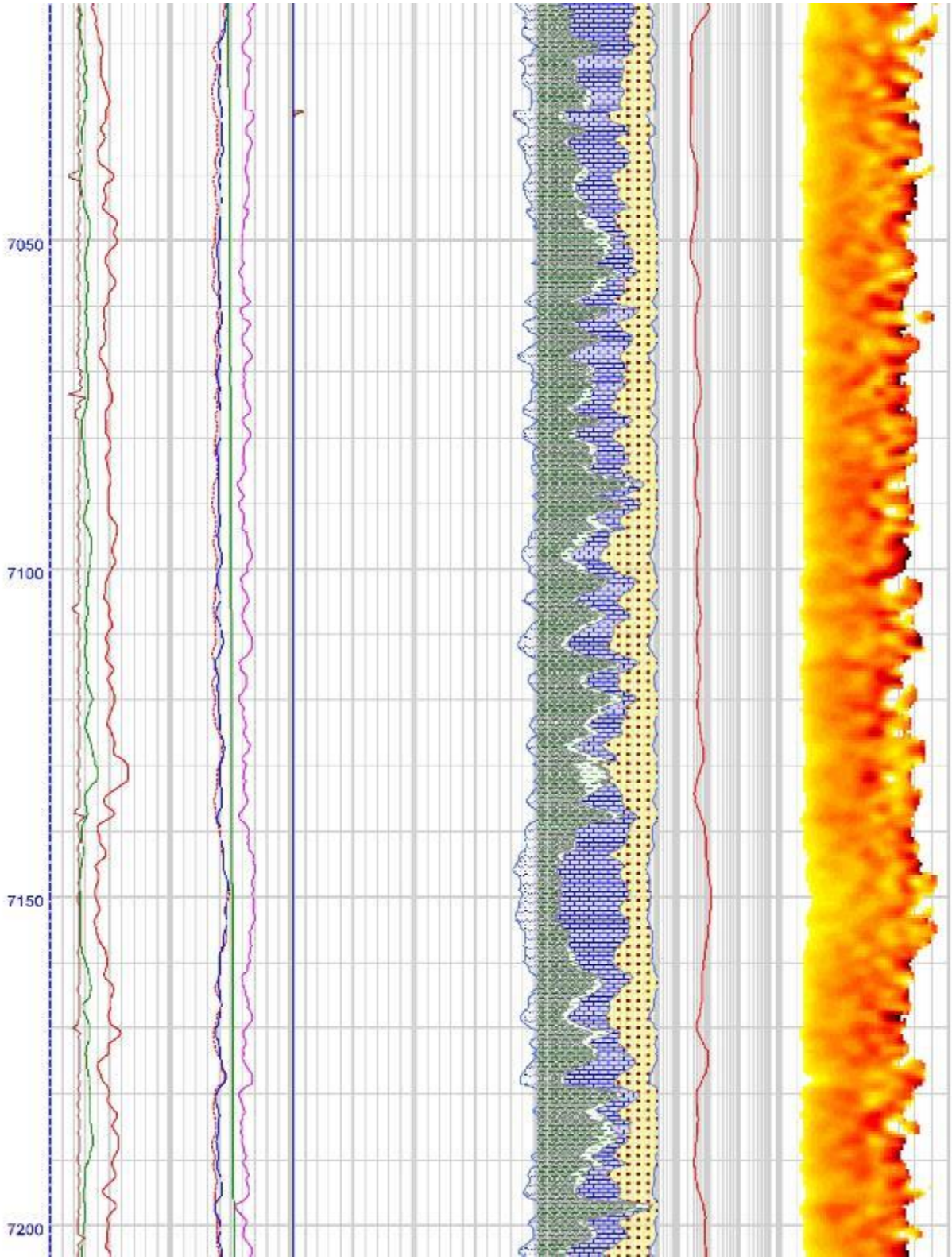

6100
6150
6200
6250

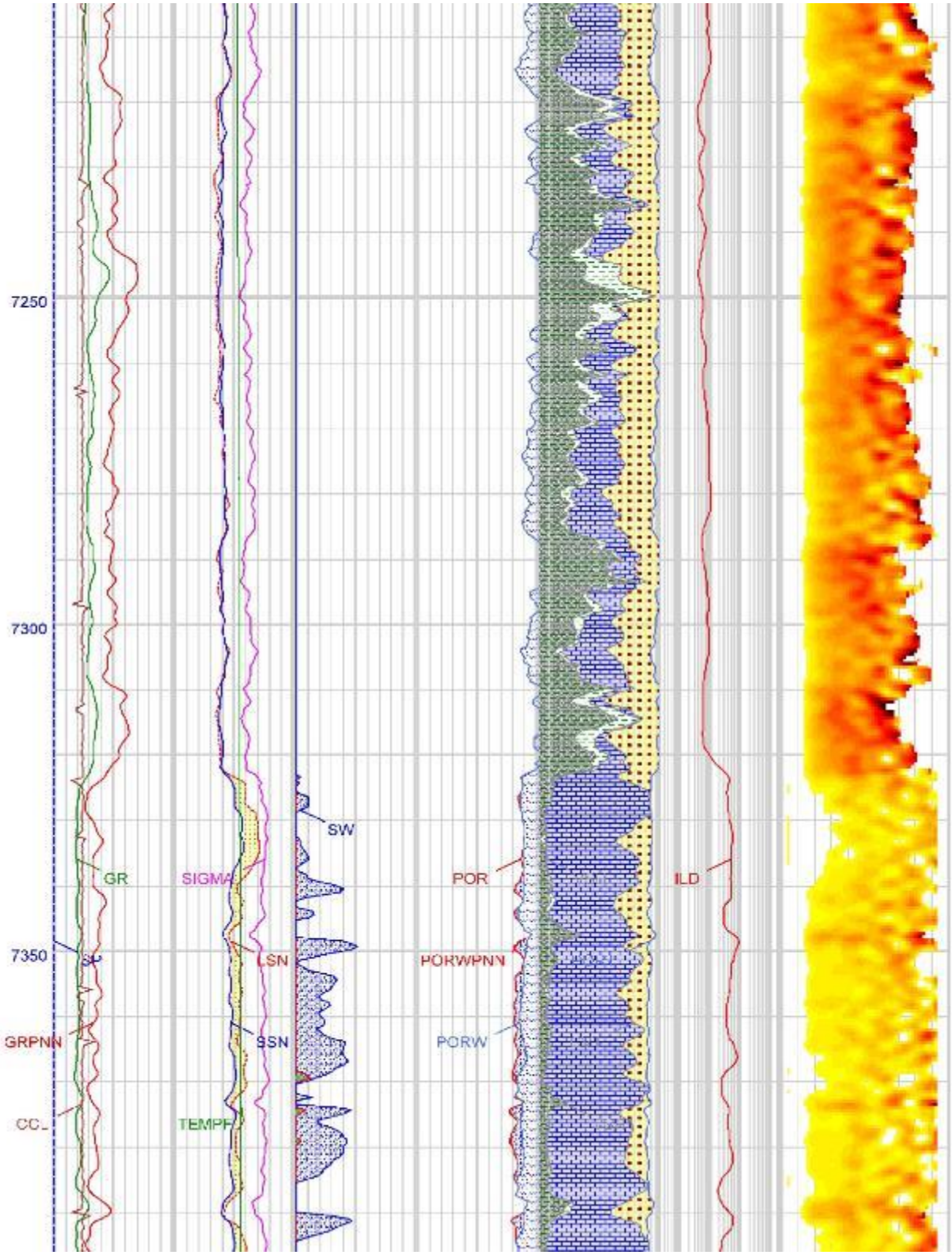

0 GR 150
0 SP 100
0 GRPNN 150
50 SIGMA 0
-19 LSN 281
0 SSN 1000
100 SWPNN 0
100 SW 0
50 POR 0
50 PORWPNN 0
50 PORW 0
0 VSH 100
100 PORT 0
0 VSH1 100
2 ILD 2000
10 SIGMA 50
0 TIME 2160
GR
SIGMA
POR
VSH
ILD
6350
SP
LSN
PORWPNN
SWPNN
GRPNN
SSN
PORW
CC
TEMPF
6400
SW

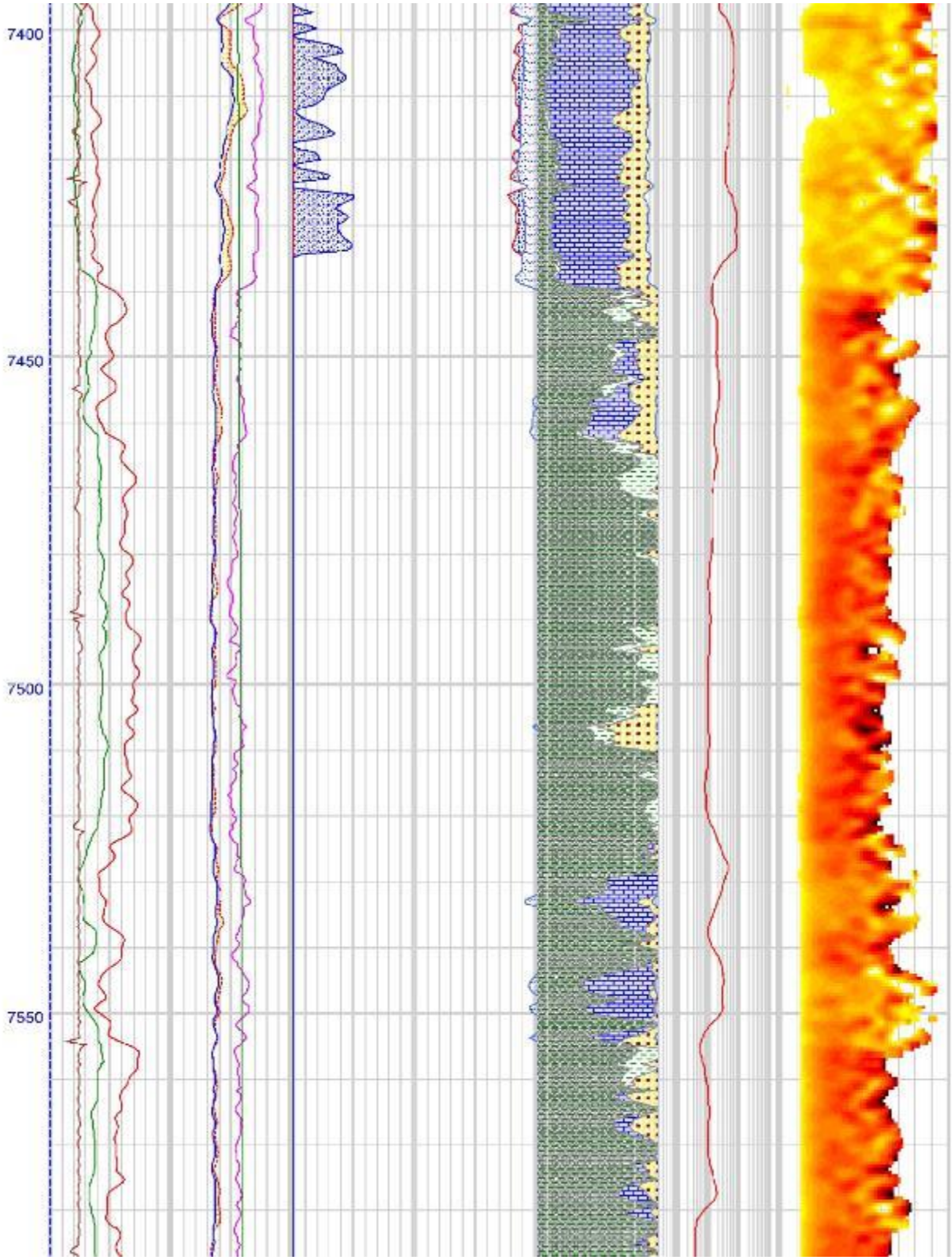

6450
6500
6550
6600

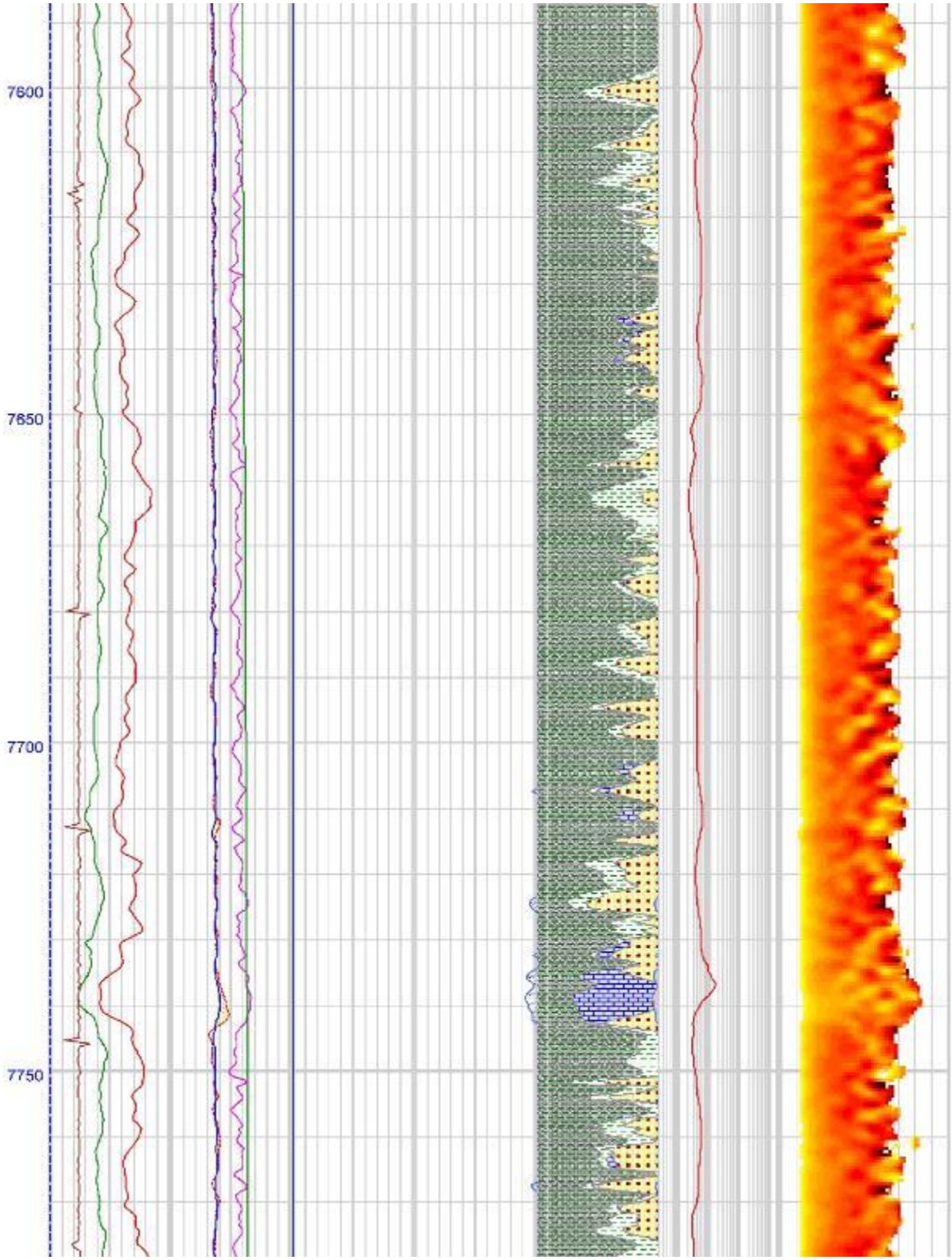

6650
6700
6750
6800

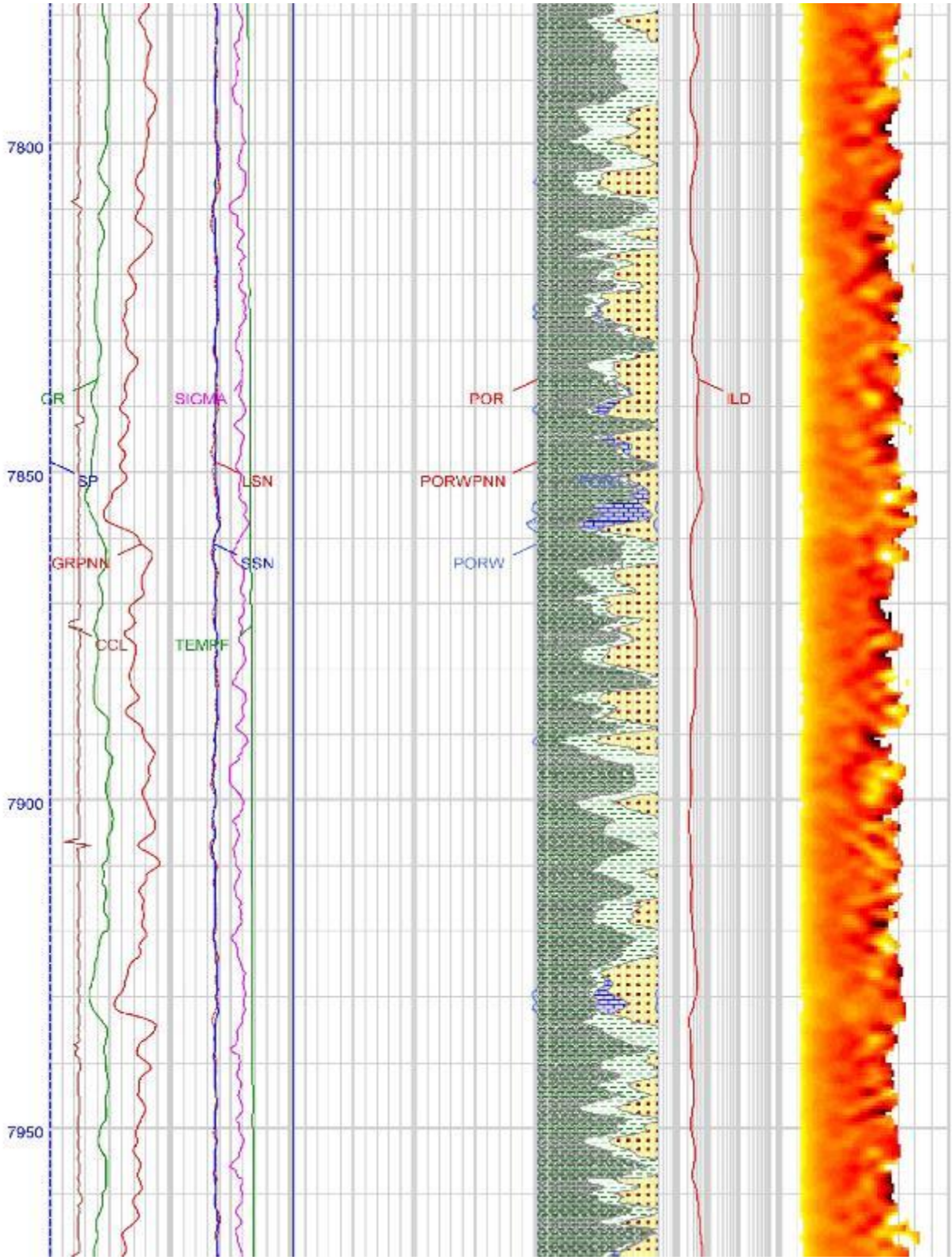

GR
SIGMA
POR
ILD
6850
SP
LSN
PORWPNN
GRPNN
SSN
PORW
CCL
TEMPF
6900
6950
7000

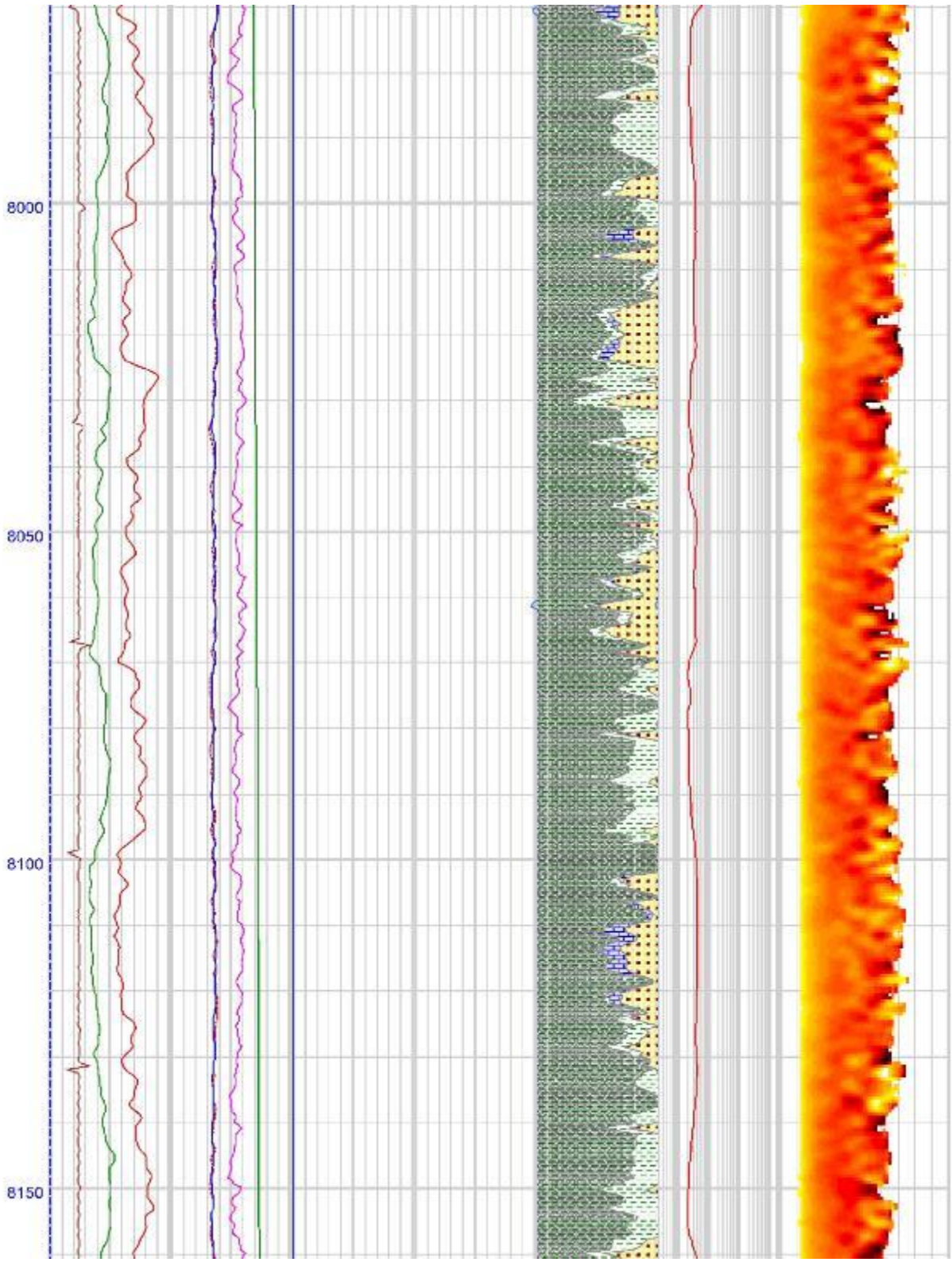

7050
7100
7150
7200

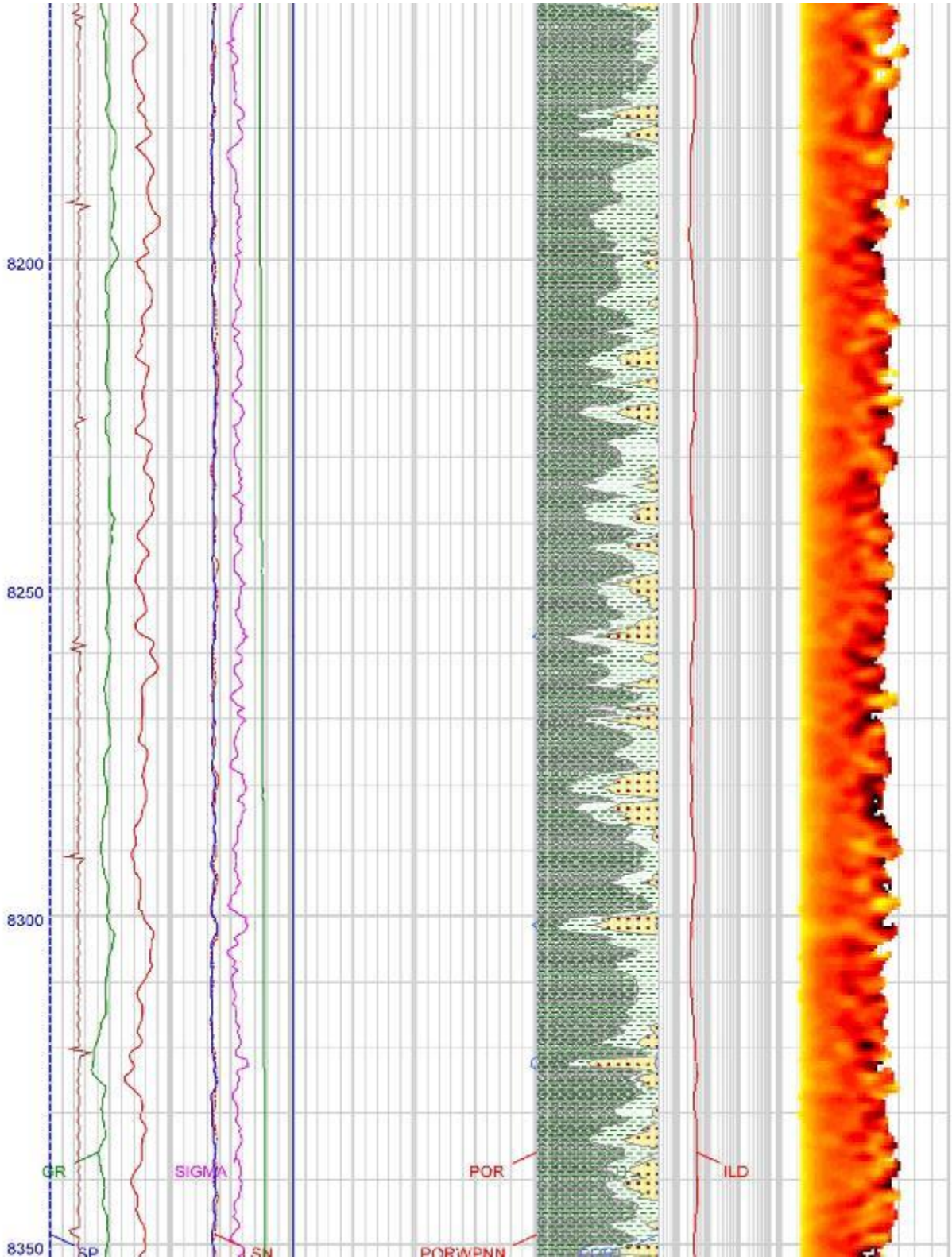

7250
7300
7350
GR
SIGMA
SW
POR
ILD
LSN
PORWPNN
GRPNN
SSN
PORW
CC_
TEMPF

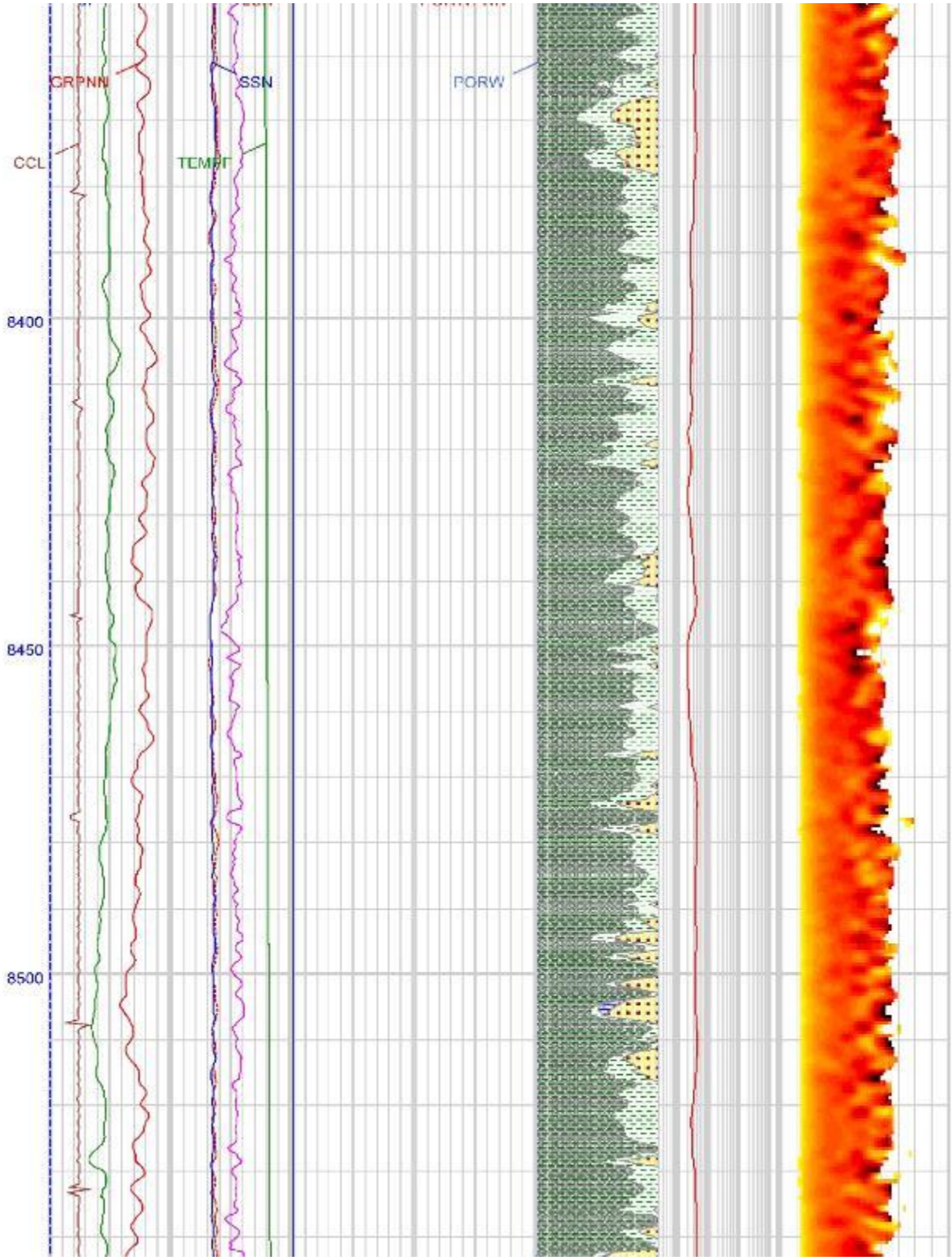

7400
7450
7500
7550

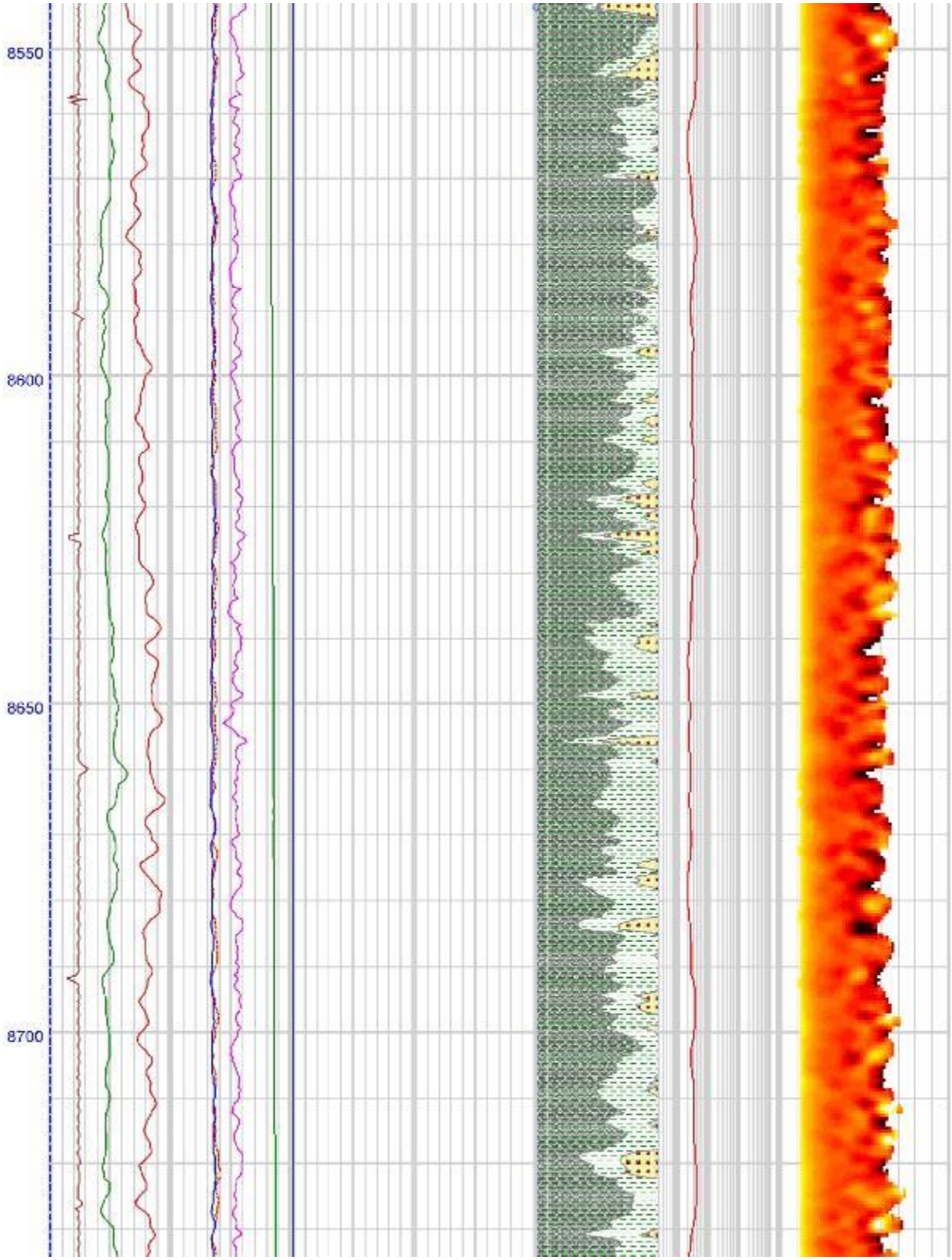

7600
7650
7700
7750

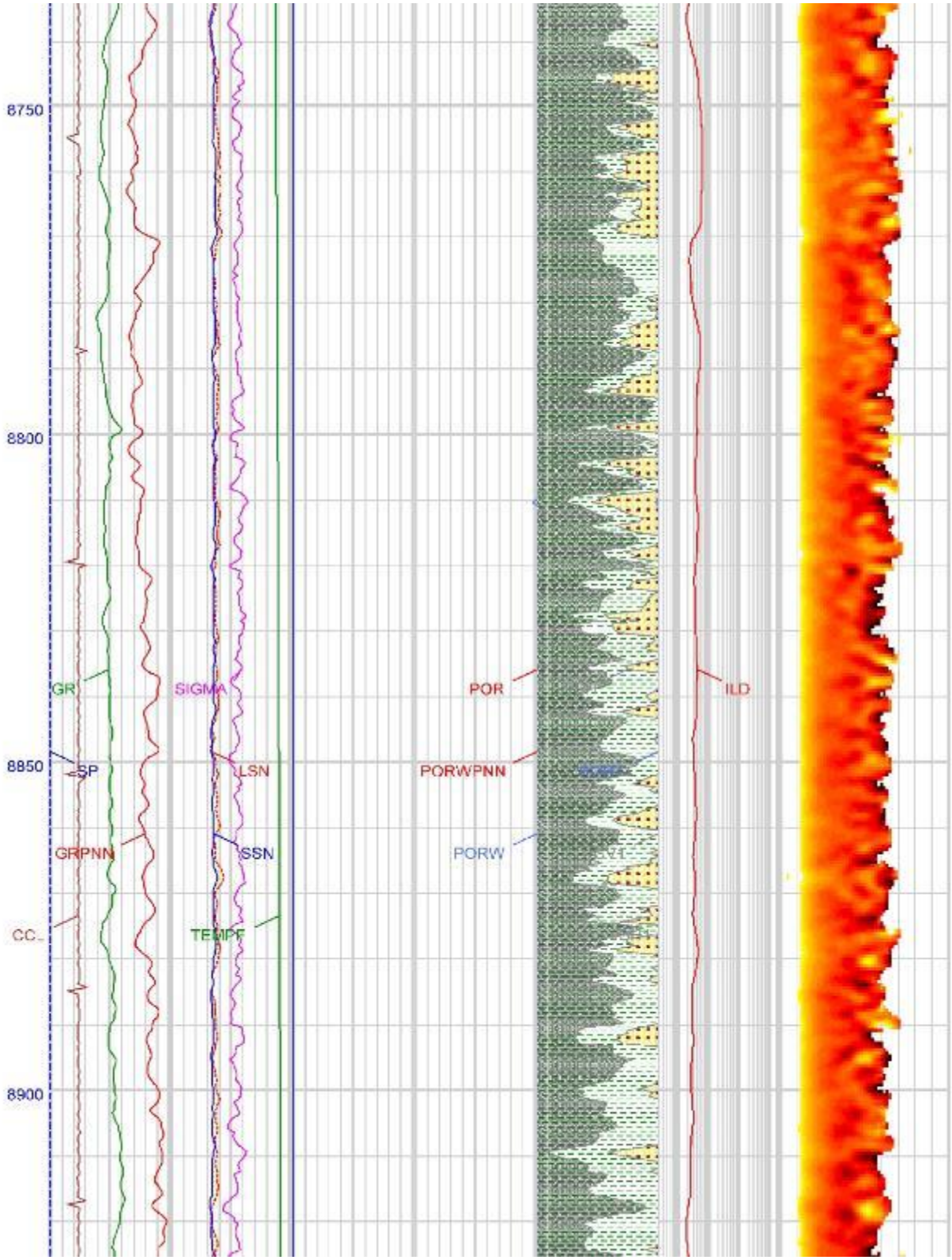

7800
7850
7900
7950
GR
SP
GRPNN
CCL
SIGMA
LSN
SSN
TEMPF
POR
PORWPNN
PORW
ILD

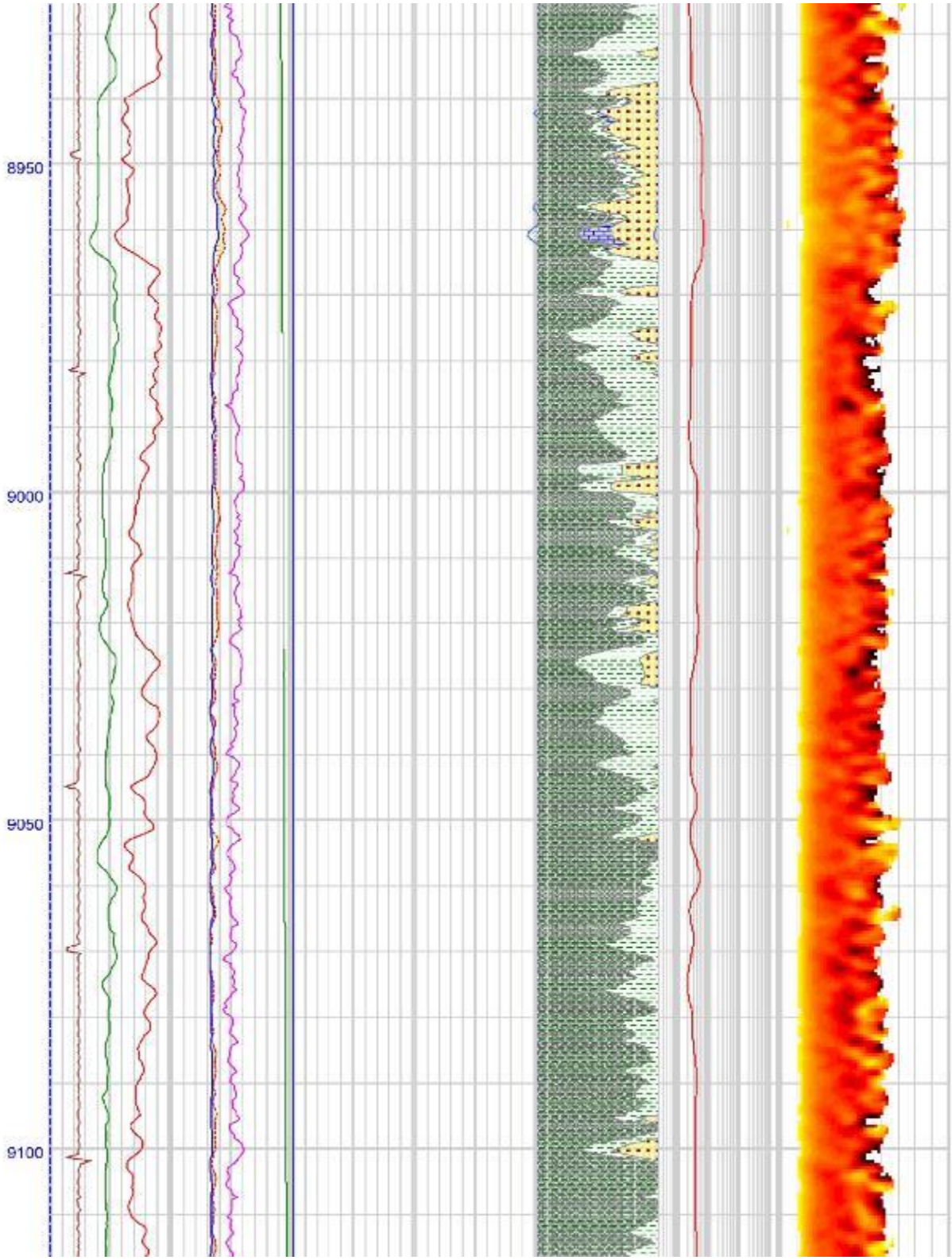

8000
8050
8100
8150

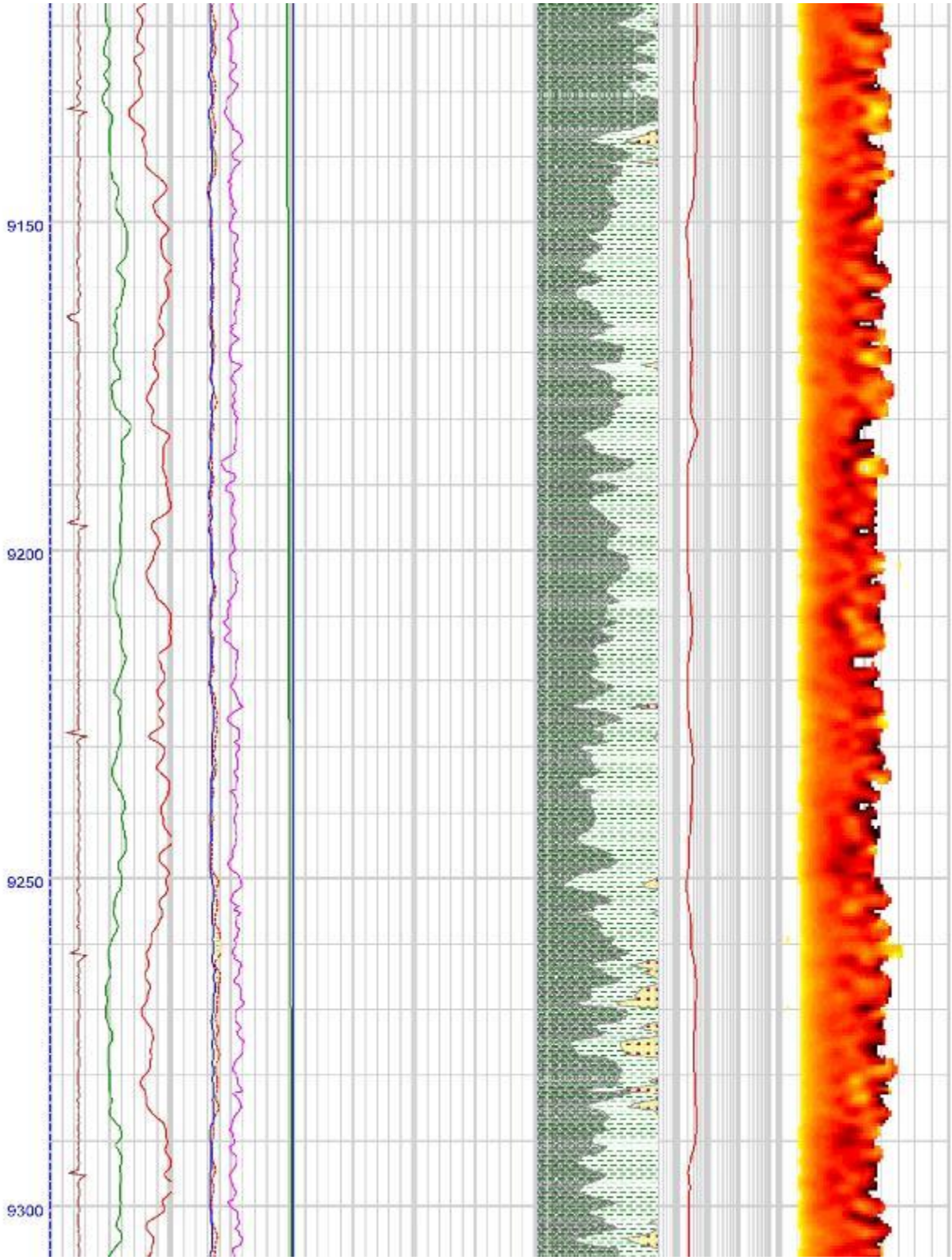

8200
8250
8300
8350
GR
SP
SIGMA
SN
POR
POR/PNN
ILD

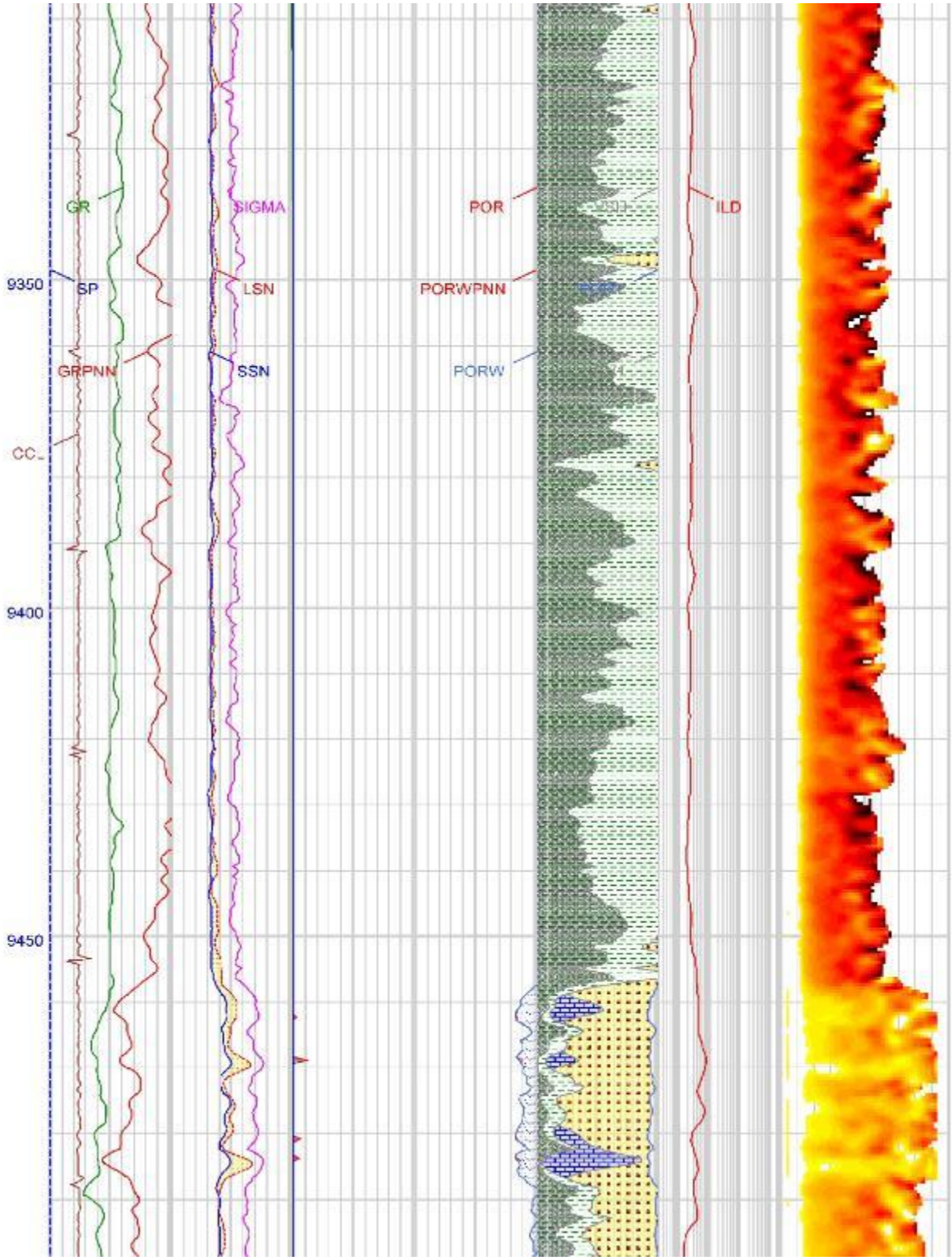

GRPNN
SSN
PORW
CCL
TEMPT
8400
8450
8500

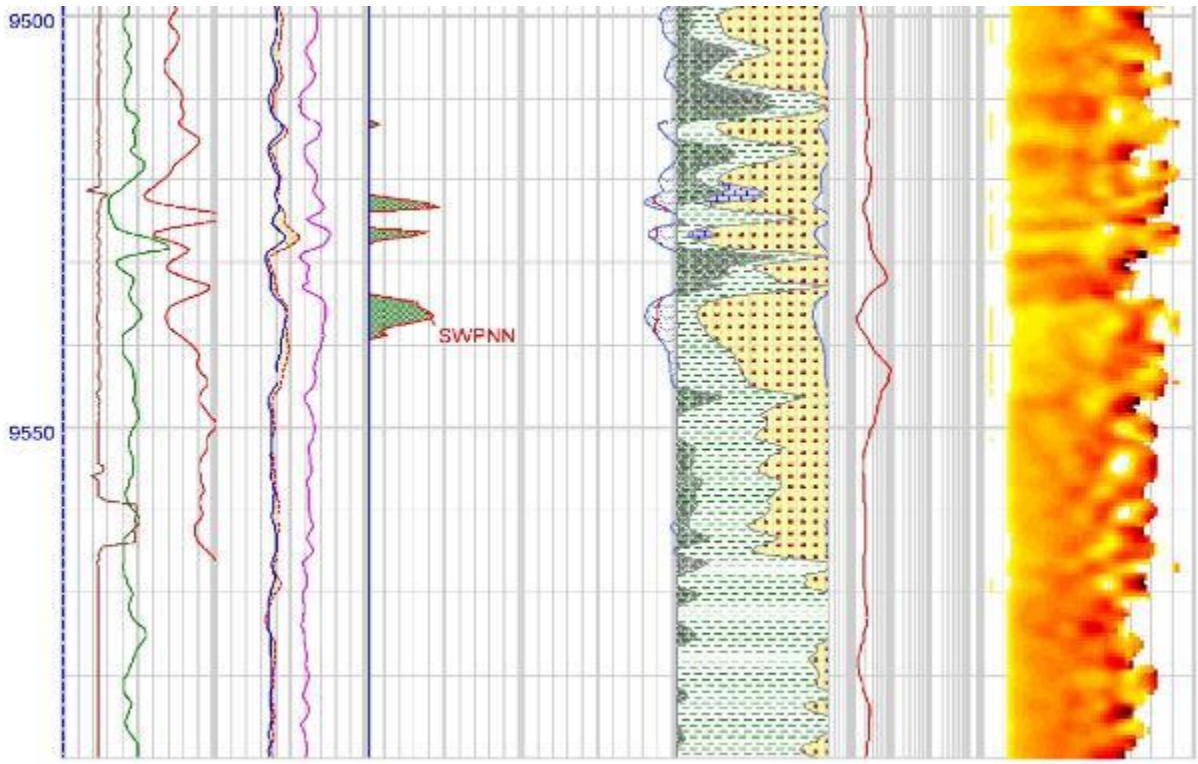

8550
8600
8650
8700


8750
8800
8850
8900
GR
SP
GRPNN
CC_
SIGMA
LSN
SSN
TEMPF
POR
PORWPNN
PORW
ILD


8950
9000
9050
9100


9150
9200
9250
9300


GR
SIGMA
POR
ILD
9350
SP
LSN
PORWPNN
GRPNN
SSN
PORW
CC
9400
9450


9500
9550
SWPNN

3.9. IDENTIFICACION DE HIDROCARBURO NO DRENADO

La finalidad de esta etapa de la metodología fue identificar las salinidades desconocidas o zonas no drenadas (hidrocarburo dejado atrás) por medio de la toma de registro geofisicos especializados Neutrón- Neutron en el pozo Loro 3 de la cuenca Caguán-Putumayo. Las zonas no drenadas son aquellas que no lograron ser identificadas por los registros de Open Hole adquiridos en la etapa de exploración y desarrollo de los campos maduros, esto a causa de su resolución vertical, a la profundidad de investigación y las condiciones de pozo.

La resolución vertical de las herramientas y su profundidad de investigación tiene un gran impacto tanto en la definición del espesor de la capa como el valor de saturación de agua.

Con miras a disminuir la incertidumbre asociada a la resolución vertical de las herramientas, se realizó un perfilaje de saturación con el sistema neutrón – neutrón, con la finalidad de remover el riesgo de subestimar zonas potencialmente productivas, que permitan realizar el cálculo adecuado de reservas con el objetivo de delinear óptimamente proyectos de recuperación de hidrocarburos técnicamente recuperable en aras de incrementar el factor de recobro (FR) y a su vez definir la mejor estrategia de producción de estos yacimientos.

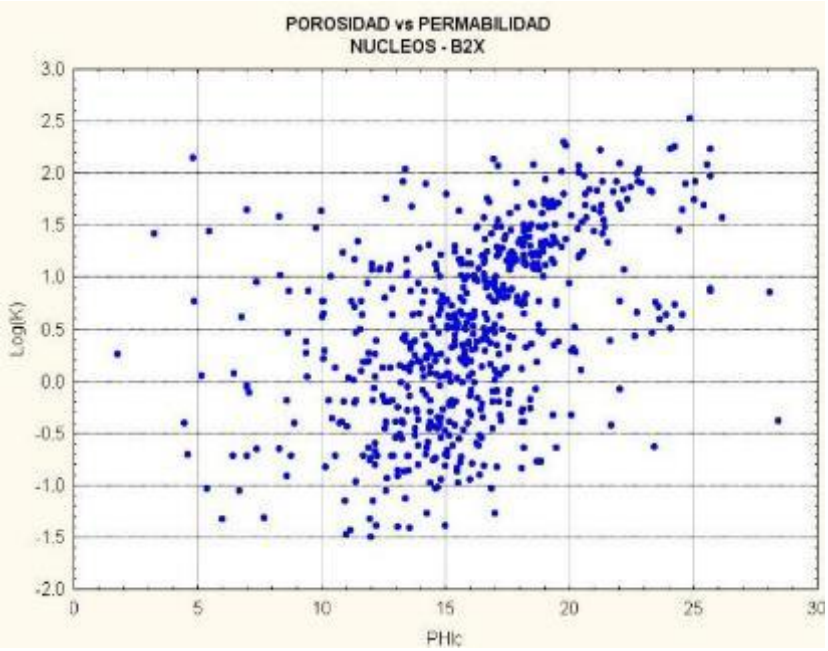
El sistema neutrón – neutrón permitió evaluar la presencia de hidrocarburos y los contactos agua petróleo, por medio de su distribución cuantitativa de la saturación de fluidos en el pozo, encontrando zonas no drenadas que no fueron registradas por efecto de las bajas salinidades del agua de formación y por la resolución vertical y/o profundidad de investigación de las tecnologías que fueron aplicadas para las épocas en que se desarrollaron los campos.

3.9.1 Datos suministrados para el cálculo petrofísico de la Sw. La salinidad del agua usada en para el análisis petrofísico se realiza basado en información recopilada por el cliente sumada a salinidad obtenida basada en cálculos de Rw y la calibración a los valores de Salinidad realizados en el análisis del pozo LORO-1 realizado en Marzo de 2013. De acuerdo con la formación las salinidades usadas son; Formación Caballos (2000 ppm), Formación Villeta (20000 ppm) y Formaciones Rumiyaco-Pepino-Orteguaza (6000 ppm).

El cliente suministro toda la data de open-hole (GR, Resistivos, Densidad-Neutron y Sonico) y *Cased-hole* (GR-CCL) disponibles, análisis sedimentológicos de los núcleos, datos de valores de permeabilidades 100mD, datos de valores de porosidad en un rango de 2 al 14%. La figura 31, muestra las consideraciones generales del campo Loro.

Figura 31. Consideraciones generales del Campo Loro.

OOIP(MMB)	42
Area(Acres)	92137.82
Espesor(pies)	120
FR(%)	15
Res.Rec(MMB)	6.3
RES.Rem(MMB)	3.8
NP(MMBN)	2.5
Pozo activos/inactivos	11/16
°API	24
Pi(psi)	1815
Pa	800
Pb	1497
Porosidad(%)	14
K(mD)	2
Datum(pies)	4100



Fuente: Ecopetrol Regional Sur

Para el cálculo petrofísico de la Sw se usaron parámetros petrofísicos a=1, m=2 Y n=2. La Petrofísica presentada en este reporte se realizó tomando en cuenta los valores de salinidad mencionados anteriormente y volumen de arcilla Vsh calculada del SP y SIGMA del sistema Neutrón - Neutrón. Se realizaron cálculos de porosidad con la curva de proporción RATPOR tomado en cuenta las curvas de densidad neutrón suministradas por el cliente.

$$S_{wa}^{n} = \frac{a * R_W}{\phi_e^m R_t} \qquad (25)$$

Donde:

$S_{wa} = Saturacion\ de\ agua\ de\ archie$

$a = indicice\ de\ tortuosidad$

$R_W = Resistividad\ del\ agua\ conata$

$R_t = Resistividad\ real\ de\ formacion$

$\phi_e = Porosidad\ Efectiva$

$\phi_e = Es\ de\ gran\ importancia\ contiene\ fluidos\ móviles$

$n = indice\ de\ Saturación$

$m = factor\ de\ cementación$

- Porosidad efectiva (ϕ_e) : Se define como la relación que existe entre el volumen de poros interconectados y el volumen total de roca. Tiene un valor aproximadamente igual a la absoluta para material pobremente cementado; sin embargo, existen diferencias significativas para material bien cementado. Desde el punto de vista de la Ingeniería de Yacimientos, la porosidad efectiva es la más

importante y se utiliza en todos los cálculos porque representa el espacio poroso que es ocupado por los fluidos extraíbles. [36]

El sistema neutrón – neutrón determino como zona prospectiva las arenas localizadas en la formación Orteguaza con saturaciones de agua promedio Sw = 60% localizada en los intervalos 5769 – 6148 ft. En la formación Orteguaza se determinó como zona prospectiva el intervalo comprendido entre 6053 – 6056 ft con una Sw = 35%, el intervalo 6059 – 6062 ft con una Sw = 40%, el intervalo 6092 – 6110 ft con una Sw = 60%, el intervalo 6136-6148 ft con un Sw = 55%. En la formación pepino se observa una arena a los 6.349'-6360' con Sw =80%, además se observan dos zona apretadas las cuales muestran separación entre las lecturas del sensor corto y largo LSN y SSN están dos zonas localizadas a 6553'-6630' con Sw=75% y 7325'-7435' con Sw=70% muestran saturaciones de hidrocarburo de 75% sin embargo las porosidades están alrededor del 6% al 9% y difícilmente producirá hidrocarburos; de ser probado muestra mejor prospectividad el intervalo inferior 7325'-7435' el cual es menos apretado que el superior. En la Formación Villeta se observan saturaciones de hidrocarburo considerables localizados en los intervalos cañoneados 9460'-9490' Sw= 65% y 9517'-9546' Sw=54%. La Tabla 7, muestra en rojo y verde, la identificación de zonas de hidrocarburos no drenadas debido a la resolución de vertical y profundidad de investigación de las herramientas.

[36] MUÑOZ, Navarro, Samuel Fernando, INGENIERIA DE YACIMIENTOS, Bucaramanga, 2017, p 32, Universidad Industrial de Santander, Ingeniarías Fisicoquímicas, Ingeniería de Petróleos.

Tabla 7. Identificación de zonas de hidrocarburos no drenadas

			INTERVALOS CAÑONEADOS		
FORMACION	INTERVALO FT	SwN-N	TOPE	BASE	SwSNN
	5769-5771	80%			
	5786-5789	72%			
	5793-5795	50%			
	5801-5804	85%			
	5819-5822	65%			
	5828-5831	65%			
	5987-6014	70%			
	6038-6041	65%			
	6053-6056	35%			
	6059-6062	40%			
	6092-6110	60%			
ORTENGUANZA	6136-6148	55%			
	6349-6360	80%			
	6408-6410	95%			
	6448-6460	95%			
	6495-6505	80%			
	6552-6556	75%			
	6566-6568	75%			
	6571-6574	81%			
	6577-6580	90%			
	6583-6586	85%			
	6600-6610	70%			
	6612-6620	82%			
	6622-6632	92%			
	7325-7335	80%			
	7380-7387	82%			
	7397-7398	80%			
	7401-7403	74%			
	7406-7409	73%			
	7423-7426	80%			
	7428-7431	84%			
PEPINO	7431-7435	82%			
VILLETA	9460-9466	58%	9460 ft		
	9467-9468	65%			
	9468-9472	68%			
	9476-9478	65%			

	9485-9486	63%			
	9488-9490	97%		9490 ft	
	9520-9522	56%	9520 ft		
	9525-9530	52%		9530 ft	
	9531-9535	60%	9535 ft		
	9538-9540	50%		9540 ft	

3.10. PERFORACION IN-FILL

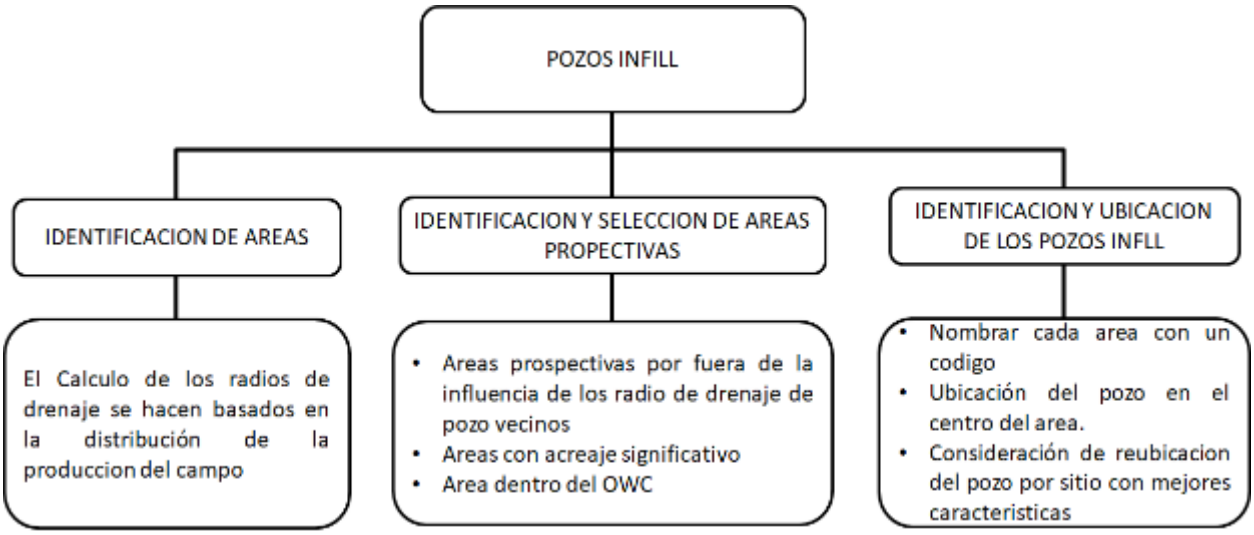
La perforacion *infill* es una técnica en la cual se perforan nuevos pozos adicionales a los pozos productores y/o inyectores después de una producción primaria o de un desarrollo secundario del campo con el objetivo de obtener una mejorara en las eficiencias de barrido vertical y areal, en la continuidad lateral entre zonas productoras debido a la reducción en el espaciamiento entre pozos, además aumentar los limites económicos de los proyectos debido a la aceleración en la producción o en el mejor de los casos en el aumento del factor de recobro (FR) por medio de proyectos incrementales de hidrocarburos técnicamente recuperables, así lograr maximizar el valor presente neto de los campos maduros.

El objetivo principal de esta etapa de la metodología es la ubicación de las áreas prospectivas para la perforacion *Infill* como primera medida se debe contar con información dinámica y estática la cual se obtienen a traves de análisis geológicos-

petrofísicos y de la conjugación de resultados derivados del análisis de diversas pruebas de pozo. Los datos estáticos representan mediciones directas de algunas propiedades del yacimiento o de los fluidos (por ejemplo, el modelo geológico, modelo estratigráfico, modelo estructural, modelo petrofísico y el modelo geoestadístico y demás, etc.). Los datos dinámicos se refieren a las propiedades roca-fluido, análisis de los fluidos del yacimiento (por ejemplo, presión, propiedades PVT, permeabilidad efectiva, el histórico de producción y la distribución de la producción del campo. El histórico de producción suministran los gráficos exactos que describen el comportamiento de los parámetros de producción (q_o, q_g, q_w, GOR, P_{wf}, P_r) reales del pozo y del yacimiento a lo largo de la fase de producción, la distribución de la producción del campo se logra atraves del mapa de burbujas el cual se utiliza como primer criterio para la identificación y selección de áreas prospectivas para la perforacion *In-fill.*

Antes de examinar las áreas prospectivas a partir del radio de drenaje de los pozos activos, se debe asegurar que los pozos cercanos que se encuentre con las siguientes causales de inactividad o abandono por baja producción, declinado, alta producción de agua y alta relación gas aceite, problemas mecánicos dispongan de una evaluación cuantitativa de las formaciones saturadas de hidrocarburos (Sh) atraves del sistema neutrón- neutrón, expresa en saturación de agua (Sw) y además de registro de condiciones de integridad de los pozos. La figura 31, muestra los criterios para la identificación y selección de áreas prospectivas para la perforacion *in-fill.*

Figura 32. Criterios de identificaciones de áreas prospectivas para la perforacion Infill.



3.11. COMPARACION DE LOS RESULTADOS DE DATOS DE LABORATORIO VS REGISTRO GEOFISICOS Y ELECTRICOS DE POZO

La interpretación petrofísica se ocupa principalmente de cuantificar el volumen y la movilidad de los hidrocarburos en el subsuelo en las ubicaciones de los pozos. El conjunto de datos más abundante para su trabajo se compone de conjuntos de mediciones de varias rocas, obtenidas a traves de registros por cable.

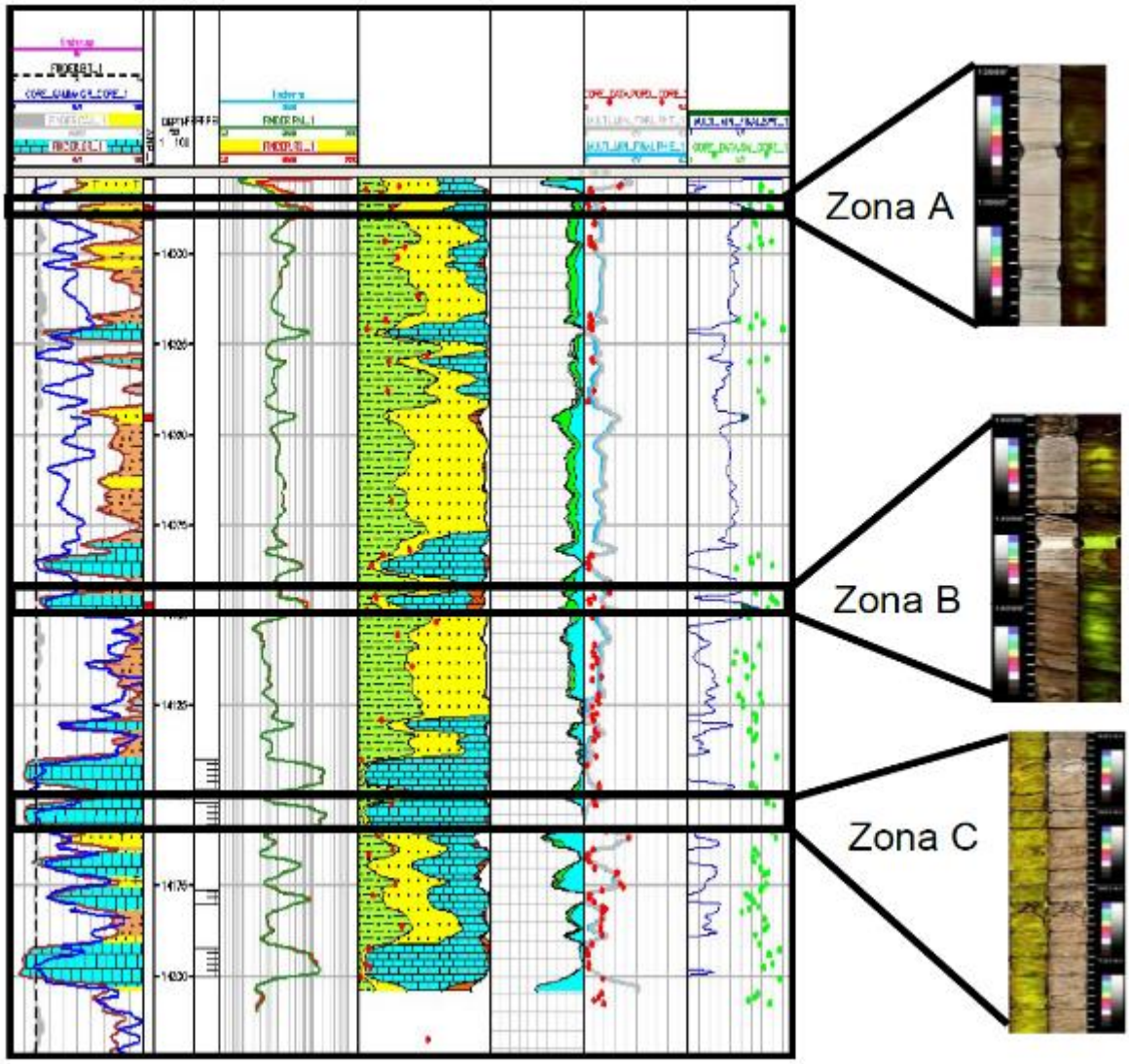
Aunque las muestras de núcleo pueden ser costosas de adquirir, proporcionan los únicos medios por los cuales se puede probar la interpretación petrofísica de cada propiedad de

formación. En otras palabras, los datos básicos proporcionan una "verdad fundamental" a la interpretación petrofísica.

El análisis del núcleo se realiza en muestras muy pequeñas. Variando en tamaño desde unos pocos centímetros cúbicos a unos pocos decímetros cúbicos. El análisis de registros, por otra parte, consiste en mediciones representativas de unos pocos metros cúbicos. Debido a estas diferentes escalas de medición, uno espera observar una dispersión aparente entre el tipo de datos. No obstante, los datos deberían tener una convergencia en torno a la línea de 45°. Desafortunadamente, el conocimiento de lo que constituye una convergencia aceptable entre las propiedades derivadas del registro y del núcleo es bajo.

La comparación de los resultados del registro con el análisis del núcleo es una tarea importante, ya que el análisis del núcleo es una medición directa de la propiedad, mientras que el análisis del registro es indirecto. Al comparar el análisis de registro con el análisis central, los analistas deben considerar las diferentes escalas de medición involucradas. La figura 33, muestra la evaluación petrofísica cuantitativa basada en la integración núcleo-perfil.

Figura 33. Evaluación petrofísica cuantitativa basa en la integración núcleo-perfil



Fuente: Darwin V Ellis, Singer M. Julián. Well Logging for Earth Scientists, New York, 2008, 699,Springer

Los resultados de la evaluación petrofísica integrada permitieron calcular de manera cuantitativa los volúmenes de minerales, la porosidad, la saturación de fluidos y la permeabilidad, además de identificar la presencia de nuevos tipos de roca. A un cuando

no se logró cuantificar de una manera precisa la saturación de agua, con esta aproximación se visualizaron los intervalos con mayor prospectividad.

Estas evaluaciones petrofísicas junto con modelos estratigráficos y sedimentológicas sientan las bases para la evaluación integral del potencial de producción de la cuenca Caguán -Putumayo específicamente del campo Loro.

3.11.1 Influencia del soterramiento en la calidad de la interpretación de los yacimientos de hidrocarburos. El soterramiento es la influencia de aplastamientos que influyen en la interpretación de las características petrofísicas de litologías que sostienen un sistema petrolero.

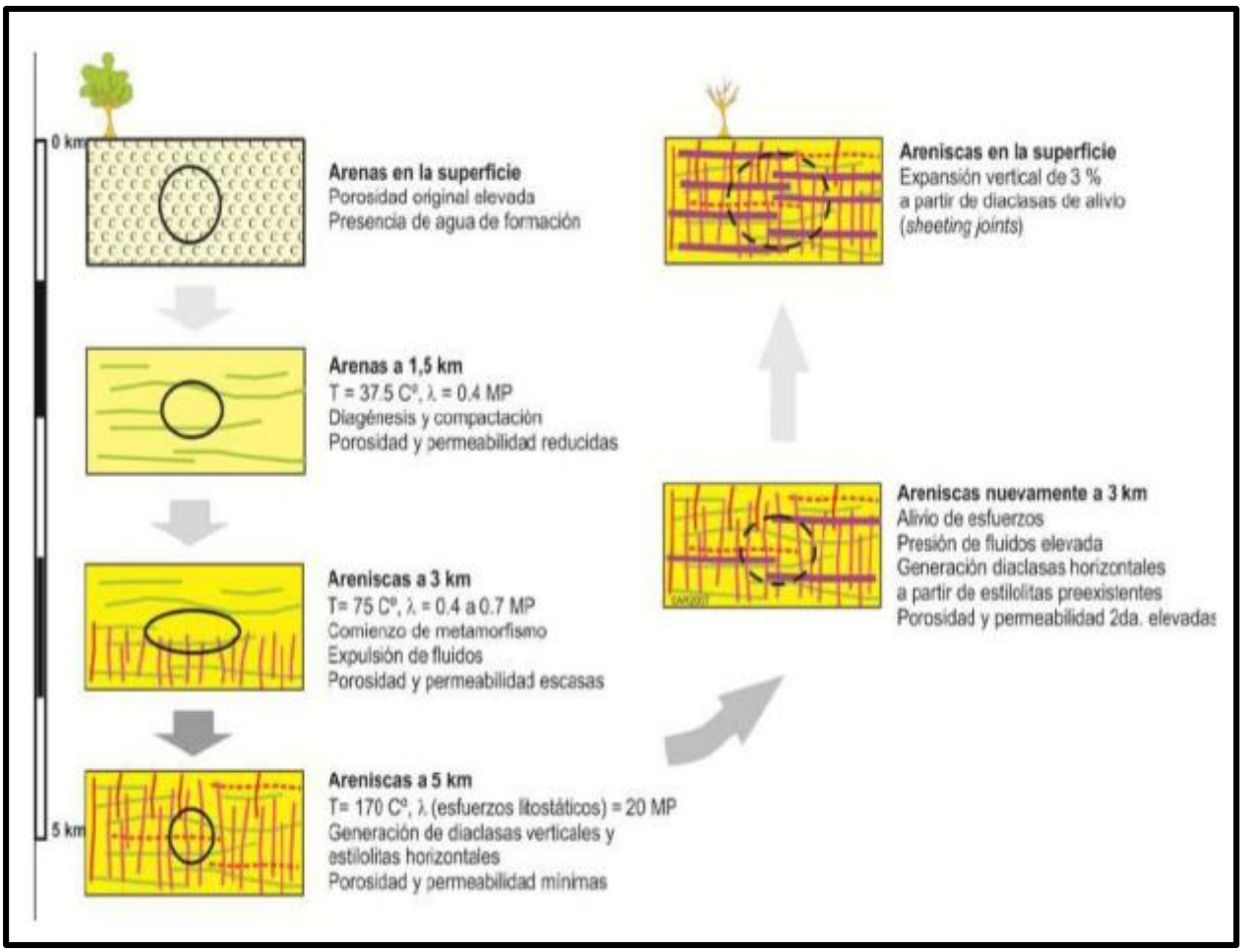
El soterramiento determina variaciones de tasas de compactación en función de las características petrológicas y tectosedimentarias originales que pueden afectar las interpretaciones. El conjunto de fenómenos diagenéticos como cementación, compactación, sustitución y recristalización transforman las partículas sin consolidar en el sedimento de una roca. La formación de esta roca dura a partir de los elementos sueltos se llaman litificación. Son ejemplos de transformación de arena en arenisca, de fango en arcilla o de turba en carbón (hulla). Estas modificaciones litológicas impactan directamente en la calidad de las condiciones petrofísicas (porosidad y permeabilidad) de las rocas que son esenciales en la definición del potencial productivo de los sistemas petroleros asociados.

Consecuencias del soterramiento en la petrofísica de núcleos. La presencia de evidencias de soterramiento es fácilmente reconocible en el estudio macroscópico de núcleos. Los núcleos muestran rasgos inequívocos que indican la presencia de tasas de compactación. Esta deformación fue adquirida tempranamente entre su depositación y la diagénesis que sufrieron debido a la expulsión de fluidos de formación y reordenamiento de sus componentes granulares y/o mineralógicos

A partir de este análisis idealizado de la evolución de un sedimento desde su depositación en un ambiente superficial y sus posteriores modificaciones dianéticas por los incrementos de presiones confinantes y temperaturas debidas a su soterramiento y posterior exhumación se pueden apreciar notables modificaciones en sus características petrofísicas. La figura 34, muestra un modelo esquemático idealizado de la evolución petrofísica y estructura de una arena que inicial que se diageniza a una arenisca que sufre modificaciones debido a las condiciones de enterramiento y exhumación.[37]

[37] Rosselló Eduardo A, Influencia del soterramiento en la calidad de los reservorios de hidrocarburos, fundamentos, metodologías prácticas de reconocimiento e interpretación, p 22, vol.75.

Figura 34. Modelo esquemático de una evolución petrofísica

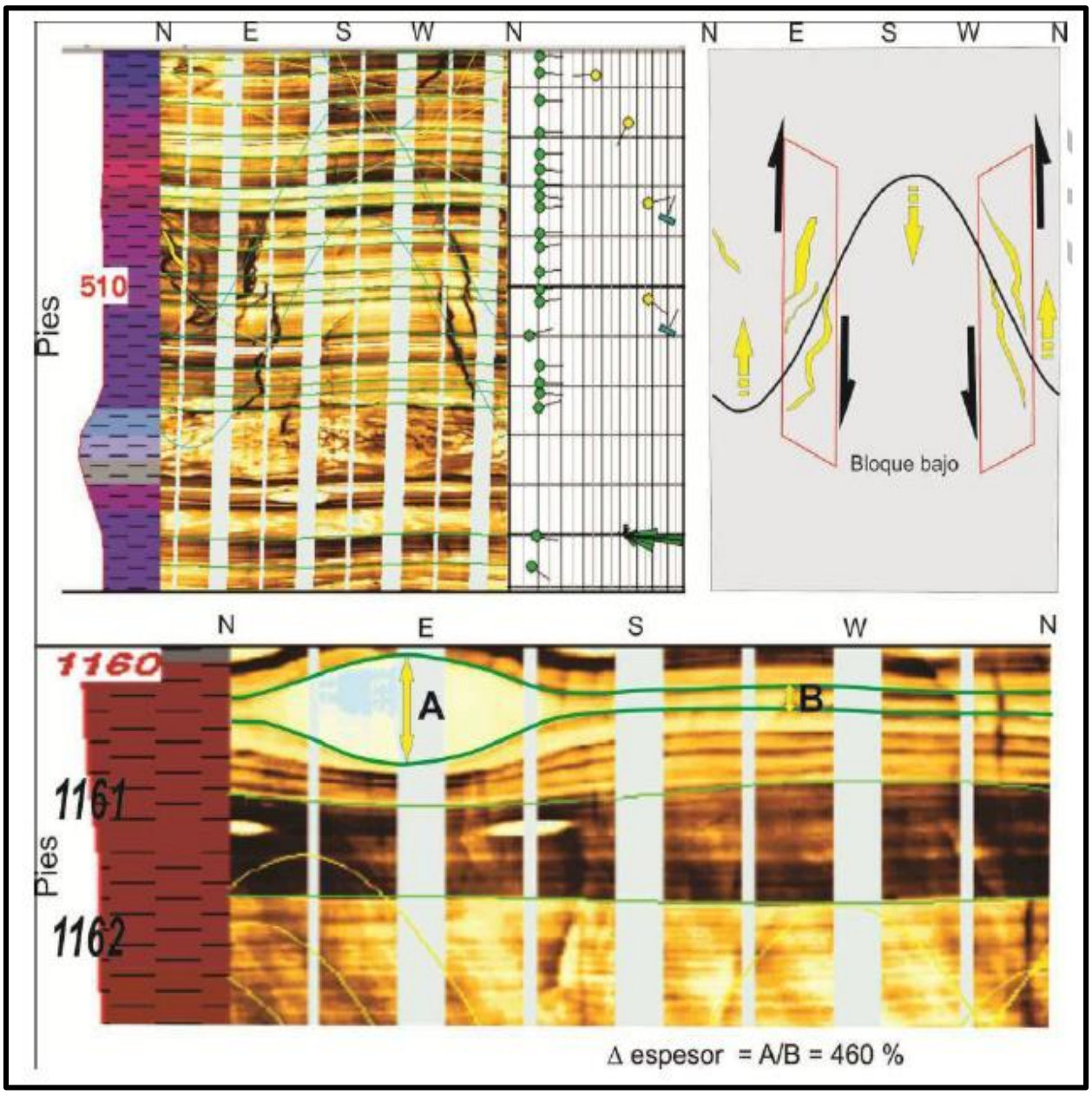


Fuente: Rosselló Eduardo A, Influencia del soterramiento en la calidad de los reservorios de hidrocarburos, fundamentos, metodologías prácticas de reconocimiento e interpretación, vol.75.

Igualmente, a partir del registro electico de imágenes de pozo es posible reconocer evidencias de aplastamiento, variaciones volumétricas, geométricas y rasgos de compactación por soterramiento que influyen en la evaluación de las características petrofísicas de las muestras obtenidas en pozos en in situ a profundidades de interés, pero analizadas a condiciones de laboratorio con presión y temperaturas ambientales.

Las incongruencias de los parámetros petrofísicos obtenidos en el laboratorio vs las reales in situ pueden condicionar notablemente la economía de un proyecto exploratorio y productivo de hidrocarburos. La figura 35, muestra el registro eléctrico de imágenes de pozo visualiza los eventos estructurales de la formación con el propósito de realizar una correlación núcleo perfil.

Figura 35. Registro Eléctrico de imagen de pozo



Fuente: Rosselló Eduardo A, Influencia del soterramiento en la calidad de los reservorios de hidrocarburos, fundamentos, metodologías prácticas de reconocimiento e interpretación, vol.75.

3.11.1 Exponente de cementación (m). Es una propiedad intrínseca de la roca, que indica el grado de interconexión presente entre los granos que componen el esqueleto mineral de la roca. El exponente de cementación “m” es el parámetro más importante en el cálculo de la Sw de *Archie.*

$$S_{wa^n} = \frac{a\ R_W}{\phi^m R_t} \tag{26}$$

Donde:

$n\ =\ exponente\ de\ saturacion$

$a\ =\ indice\ de\ tortuosidad$

$m\ =\ factor\ de\ cementacion$

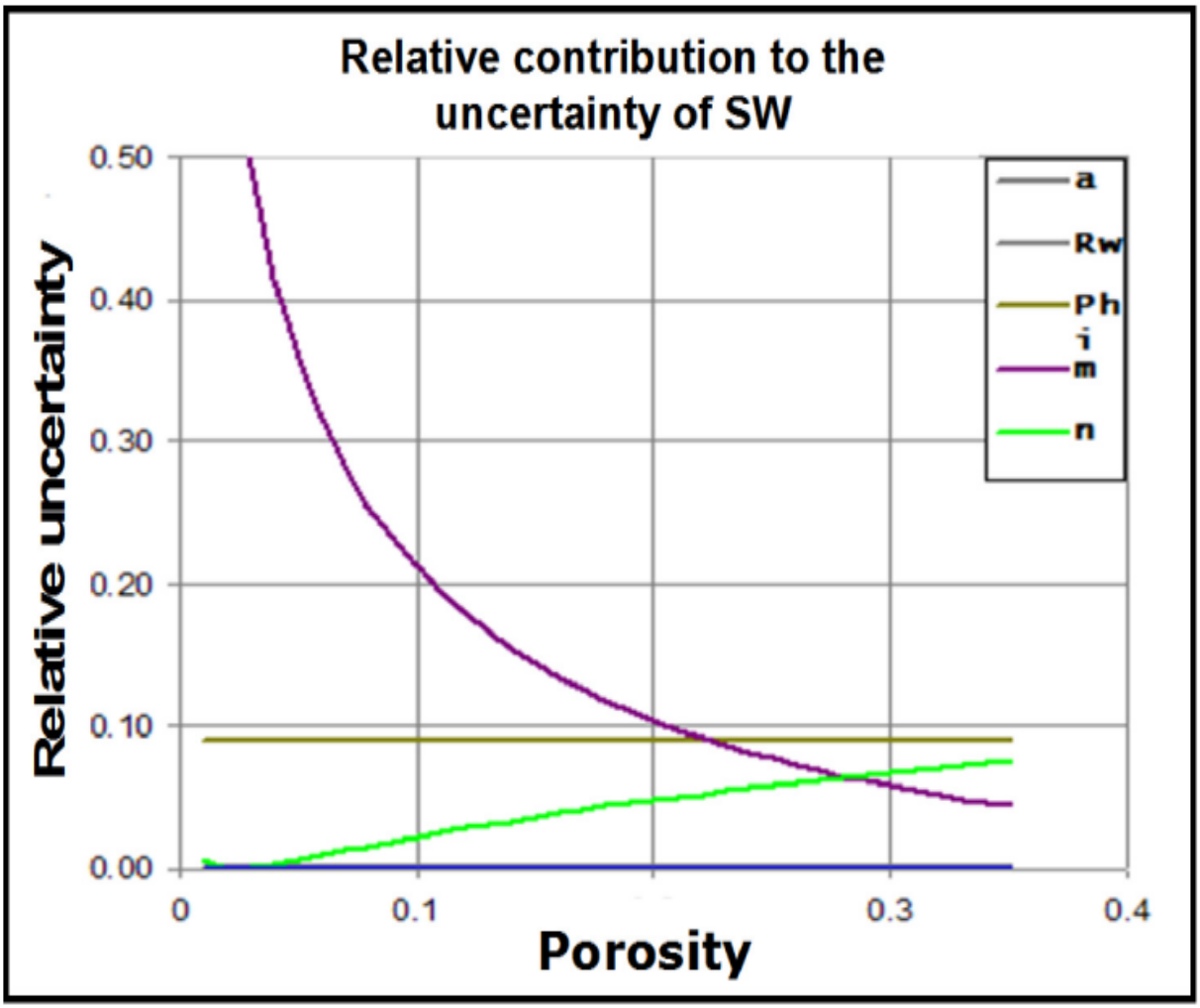
$R_W\ =\ Resistividad\ del\ agua\ conata$

$R_t\ =\ Resistividad\ real\ de\ formacion$

En efecto la cantidad de exponente de cementación “m” define la magnitud del volumen del poro en el cálculo de la saturación de agua de *Archie* (Swa). El exponente de cementación “m”, es el mayor contribuyente en la incertidumbre en el cálculo de la saturación de agua de *Archie* (Swa). Por lo tanto, los cambios en el valor del exponente de cementación pueden afectar mucho la saturación de agua calculada por la ecuación de *Archie.* La figura 36, muestra la contribución de la incertidumbre del exponente de

cementación en el cálculo de la saturación de agua (Swa) cuando las porosidades son menores al 30%.

Figura 36. Contribución del exponente de cementación en la incertidumbre del cálculo de la Swa.



Fuente: Soto, B Rodolfo, Martin Cintia, Perez Orlando, Arteaga Duarry. A New Reservoir classification based on pore types improves characterization. Society Petroleum Engineer SPE 152872, April 2012.

El factor o exponente de cementación “m”, es el parámetro más importante para calcular la saturación de agua en la ecuación de Archie. Es un hecho que este parámetro define el tamaño del volumen de poro en el cálculo de la saturación de agua.

El valor de m no es constante y puede variar entre 1.3 y 3.5, dependiendo del tipo de poro. Si el tipo de porosidad presente en el sistema es una fractura, el valor de m es menor que 2 y podría alcanzar valores de 1. Si el tipo de poro es intergranular, el valor de m es 2, y si es porosidad vugular, el valor de m es mucho mayor que 2. Si utilizáramos un valor de m constante en 2 para un sistema de fractura, los valores de saturación de agua utilizando la ecuación de Archie producirían valores muy altos, enmascarando potencialmente las zonas productoras de petróleo y, en el caso de Un vugular poroso, las zonas de agua se interpretan como zonas de aceite. Por lo tanto, el uso de un valor incorrecto de m podría fácilmente dar resultados erróneos de saturación de agua, lo que llevaría a los ingenieros a tomar decisiones que no tuvieron éxito.

El cálculo de la Swa usando un exponente de cementación m = 2 en cualquier tipo de reservorios es incorrecto ya que estos presentan diferentes litologías y tipos de poros. Estas definiciones basadas en sistemas de matriz y fractura no cubren todos los sistemas de poros presentes en el mundo real. Los tipos de poros pueden ser matrices, fracturas o vugulas o combinaciones de estos, estas disoluciones del factor cementante es causado en muchas ocasiones por las velocidades abrasivas en la migración terciaria artificial de los hidrocarburos, a las cuales se han sometido los yacimientos atraves de la incorrecta selección de los sistemas de levantamiento artificial.

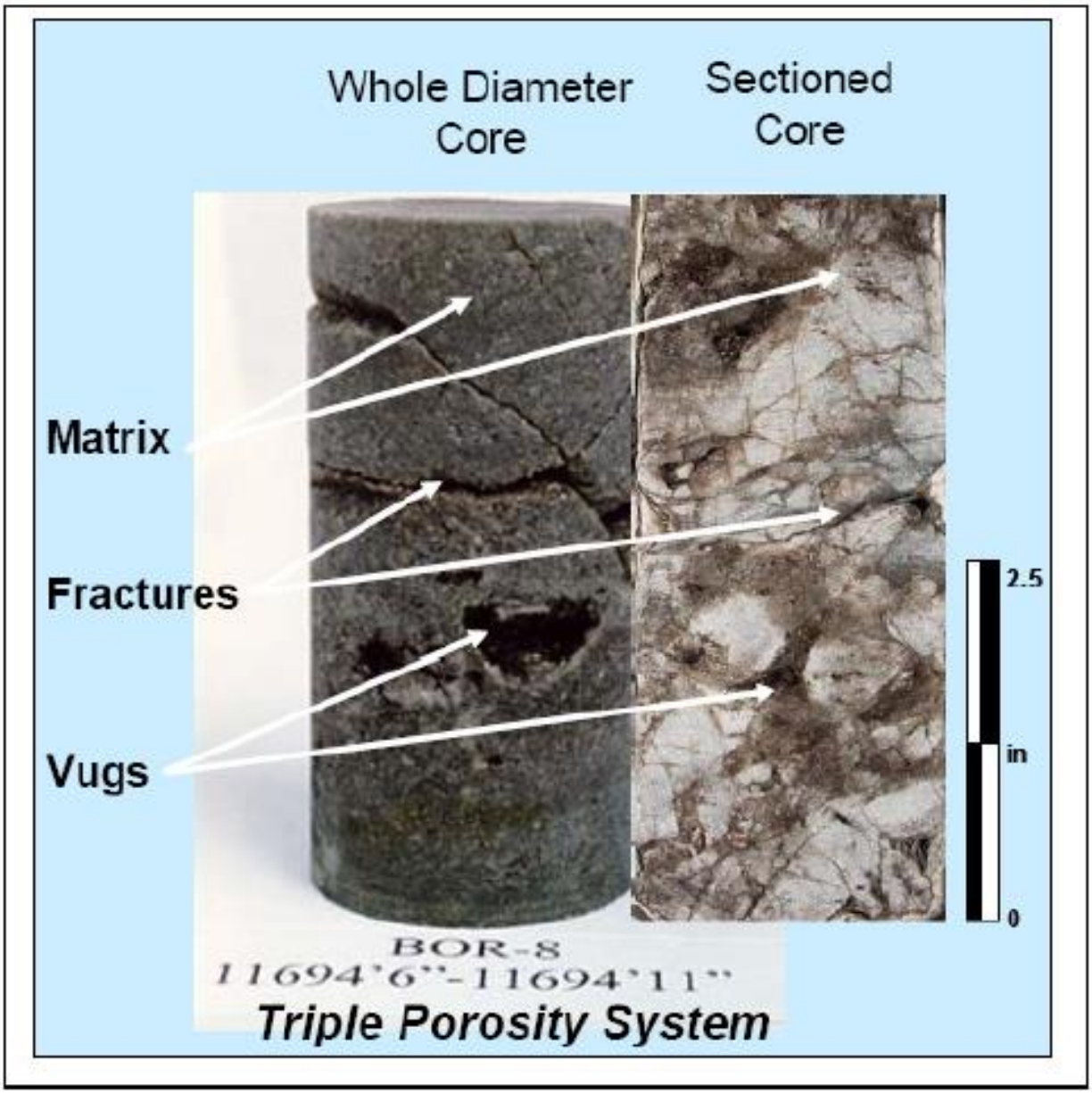
Uno de los problemas potenciales es que los ingenieros no han simplificado ese problema complejo y, por lo tanto, los yacimientos han producido erróneamente. Si hubiera una clasificación completa disponible en la literatura, posiblemente se habría hecho un mayor esfuerzo para reconocer todos los tipos de poros presentes en un reservorio específico para una mejor caracterización y producción.

Los reservorios de areniscas son el segundo tipo de roca sedimentaria más abundante (aproximadamente 37%), de los tres (areniscas, lutitas, carbonatos), es el tipo de roca reservorio más común y el segundo productor más alto (alrededor del 37%). La porosidad de estos reservorios está en el rango del 10 - 30% y la porosidad más común es intergranular y está determinada en gran medida por la clasificación (porosidad primaria). No significa que haya un grupo que pertenezca a reservorios fracturados de forma natural o ambos, un grupo de transición entre la porosidad intergranular y la fractura o vugulas.

Por otro lado, las rocas carbonatadas (piedra caliza y dolomita) son el productor más alto (aproximadamente el 61.5%) y las menos geológicamente abundantes (aproximadamente el 21%) y están compuestas en gran parte por restos esqueléticos o de conchas de organismos marinos poco profundos, que varían en tamaño y shale. Los carbonatos podrían ser casi 100% de fragmentos fósiles con gran porosidad. Son rocas duras, especialmente dolomita, susceptibles de disolución y fractura (porosidad secundaria). La porosidad en los carbonatos se puede subdividir según en los siguientes

dos tipos: (1) porosidad primaria, tales poros pueden estar presentes entre las partículas o los cristales, (2) la porosidad secundaria se forma como resultado del fracturamiento y (3) la porosidad terciaria se forma como resultado de la disolución del yacimiento. La figura 37, muestra un sistema típico de tripe porosidad.

Figura 37. Sistema típico de triple porosidad



Fuente: Soto, B Rodolfo, Martin Cintia, Perez Orlando, Arteaga Duarry. A New Reservoir classification based on pore types improves characterization. Society Petroleum Engineer SPE 152872, April 2012.

3.11.2 Estimación del Factor de Cementación (m) usando registros geofísicos, eléctricos e imágenes de pozo. La estimación del exponente de cementación atraves de registros de pozo es el principal objetivo de esta etapa de la metodología. La técnica que se aborda se basa en el supuesto de que la cantidad y el patrón de cementación “m”, causado por la diagénesis, en los carbonatos de calcio, magnesio y hierro es uno de los factores que controlan el valor de m. Por lo tanto, para estimarlo, se debe cuantificar la cementación en ellos. Se logró a través de la integración de registros geofisicos, electricos e imágenes de pozos comparados con los datos de los núcleos. Los datos sobre la cementación se usaron luego para estimar "m" como una curva continua para los reservorios.

3.11.3 Determinación del factor o exponente de saturación de registros de geofísicos y eléctricos de pozo. Usando la ecuación de *Archie* el factor o exponente de cementación podría ser calculado como:

$$m_{variable} = \frac{\log\left(\frac{R_w}{R_t x\ SW_R^2}\right)}{\log(\phi_e)} \qquad (27)$$

Donde:

$m = Factor\ o\ exponente\ de\ cementacion$

$R_w = Resistividad\ de\ agua\ conata, ohm - m$

$R_t = Resistividad\ Real\ de\ la\ formacion, ohm - m$

$\phi_e = Porosidad\ efectiva$

$$S_{wR} = \left(\frac{R_{xo}/R_t}{R_{mf}/R_w} \right)^{\frac{5}{8}} \tag{28}$$

$R_{XO} = Resistividad\ de\ la\ zona\ lavada$

$R_{mf} = Resistividad\ del\ filtrado$

La tabla 8, muestra la comparación entre las porosidades totales y efectivas.

$$\phi_t = \frac{Volumen\ Poral\ total}{Volumen\ total\ de\ roca}$$

$$\phi_e = \frac{Espacio\ poral\ Interconectado}{Volumen\ Total\ de\ roca}$$

$\phi_e = Es\ de\ gran\ importancia\ contiene\ fluidos\ móviles$

Tabla 8. Comparación de Porosidades

TIPO DE PORO	POROSIDADES SEGUN SU COMUNICACION ENTRE POROS
ARENAS MUY LIMPIAS	$\phi_e \longrightarrow \phi_t$
MATERIALES INTRAGRANULARES PROBREMENTE A MODERADAMENTE BIEN	$\phi_e \approx \phi_t$
MATERIALES ALTAMENTE CEMENTADO Y LA GRAN MAYORIA CON CARBONATOS	$\phi_e < \phi_t$

El valor del factor o exponente de cementación “m” debería variar entre un valor mínimo a un valor máximo. La curva con el valor máximo del exponente de cementación “m” es obtenida al suponer que la porosidad efectiva ϕ_e está saturada al 100% de agua (esto corresponde al máximo valor de agua en la roca). De la ecuación de Archie para determinar el exponente de cementación máximo “m_{max}”:

$$m_{max} = \left(\frac{\log(R_w/R_t)}{\log(\phi_e)}\right) \tag{29}$$

Donde:

$m_{max} = limite\ superior\ del\ exponente\ de\ cementacion$

$R_w = Resisitividad\ del\ agua\ conata$

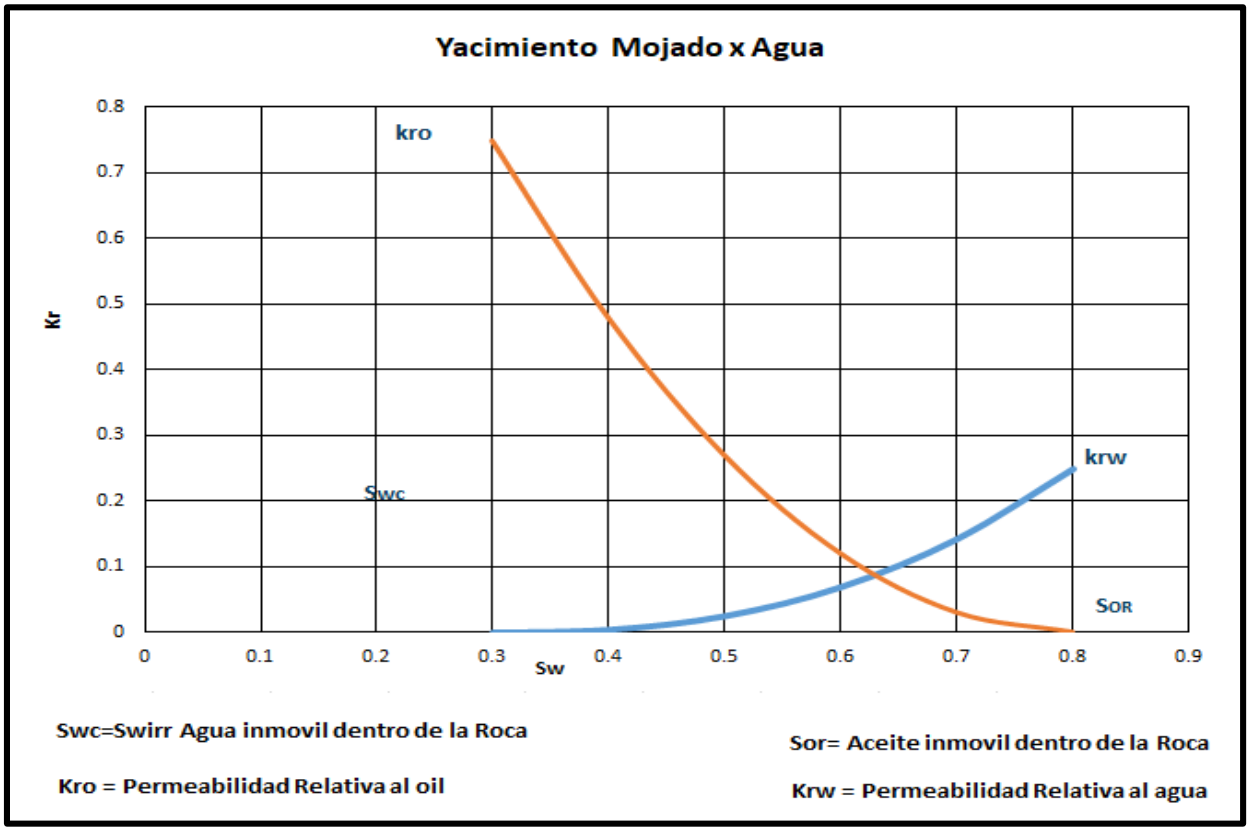
$R_t = Resistividad\ real\ de\ la\ formacion$

$\phi_e = Porosidad\ efectiva$

Para obtener la curva del mínimo valor del exponente de cementación “m”, se asume que la zona está en una saturación de agua irreducible (esto corresponde a la cantidad mínima de agua para cada tipo de roca). Representa el volumen de agua en la formación que no se moverá (que no puede ser movido por fuerzas capilares). Tenemos que recordar que, hay una curva de valores de agua irreducible de datos de presión capilar o de las curvas de permeabilidades relativas. La figura 38, muestra las curvas de permeabilidad relativas de un yacimiento mojado por agua.[38]

[38] Soto, B Rodolfo, Martin Cintia, Perez Orlando, Arteaga Duarry. A NEW RESORVOIR CLASSIFICATION BASED ON PORE TYPES IMPROCES CHARACTERIZATION. Society Petroleum Engineer SPE 152872, April 2012

Figura 38. Curvas de permeabilidad de un yacimiento mojado x agua



Entonces usando la ecuación de *Archie* y remplazando la saturación de agua por la saturación de agua irreducible S_{wirr}, para el factor o exponente de cementación "m":

$$m_{min} = \left(\frac{\log\left(R_w/\left(R_t \; x \; S_{wirr}^2\right)\right)}{\log(\phi_e)}\right) \qquad (30)$$

Donde:

$m_{min} = Limite\ inferiror\ del\ exponente\ de\ cementacion\ del\ reservorio$

$R_w = Resistividad\ de\ agua\ conata\ a\ temperatura\ de\ reservorio$

$R_t = Resistividad\ total\ de\ la\ formacion$

$\phi_e = Porosidad\ Efectiva$

$S_{wirr} = Saturacion\ de\ agua\ irreducible$

De las ecuaciones 29 y 30, las variables m_{max} y m_{min} podría estimarse y luego la $m_{varaible}$ se determinó a partir de la ecuación 27 de donde se tienen en cuenta las siguientes condiciones:

$$Si\ m_{varaible} > m_{max} \rightarrow m_{varaible} = m_{max}$$

$$Si\ m_{varaible} < m_{min} \rightarrow m_{variable} = m_{min}$$

La figura 39, muestra un ejemplo de una gráfica de m_{max} , $m_{variable}$, m_{min}, para un pozo. En esta grafica ve visualiza el rango del exponente de cementación, como un histograma (lado izquierdo), observando que la curva del factor o exponente de cementación "$m_{varaible}$" esta entre las curvas m_{max} y m_{min}.[39]

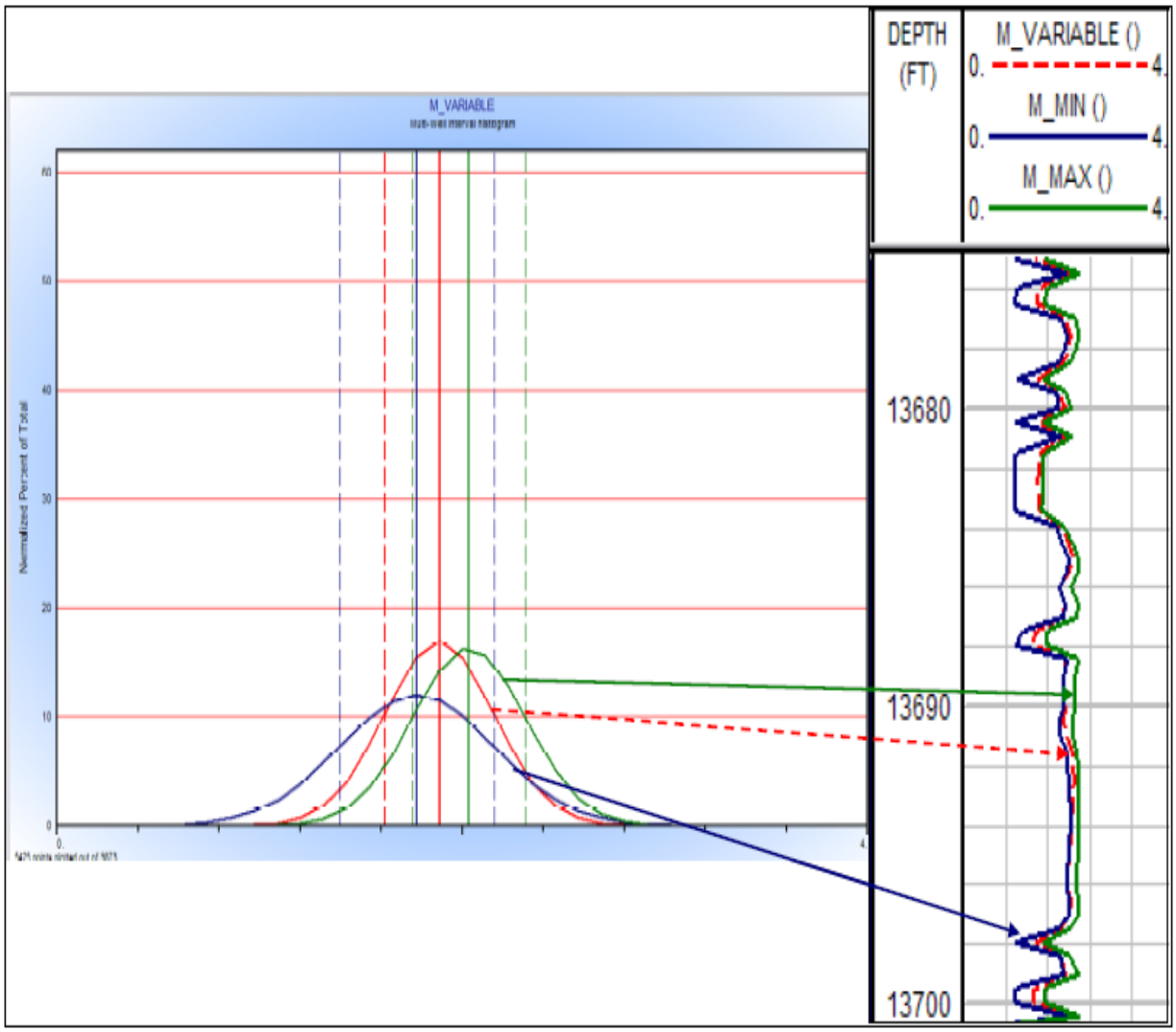
$$m_{variable} = Factor\ de\ Cementacion\ Variable$$

[39] Soto, B Rodolfo, Martin Cintia, Perez Orlando, Arteaga Duarry. A NEW RESORVOIR CLASSIFICATION BASED ON PORE TYPES IMPROCES CHARACTERIZATION. Society Petroleum Engineer SPE 152872, April 2012

$$m_{max} = Factor\ de\ Cemenetacion\ Maximo$$

$$m_{min} = Factor\ de\ Cementacion\ Minimo$$

Figura 39. Comportamiento de m_{max} , $m_{variable}$ y m_{min}

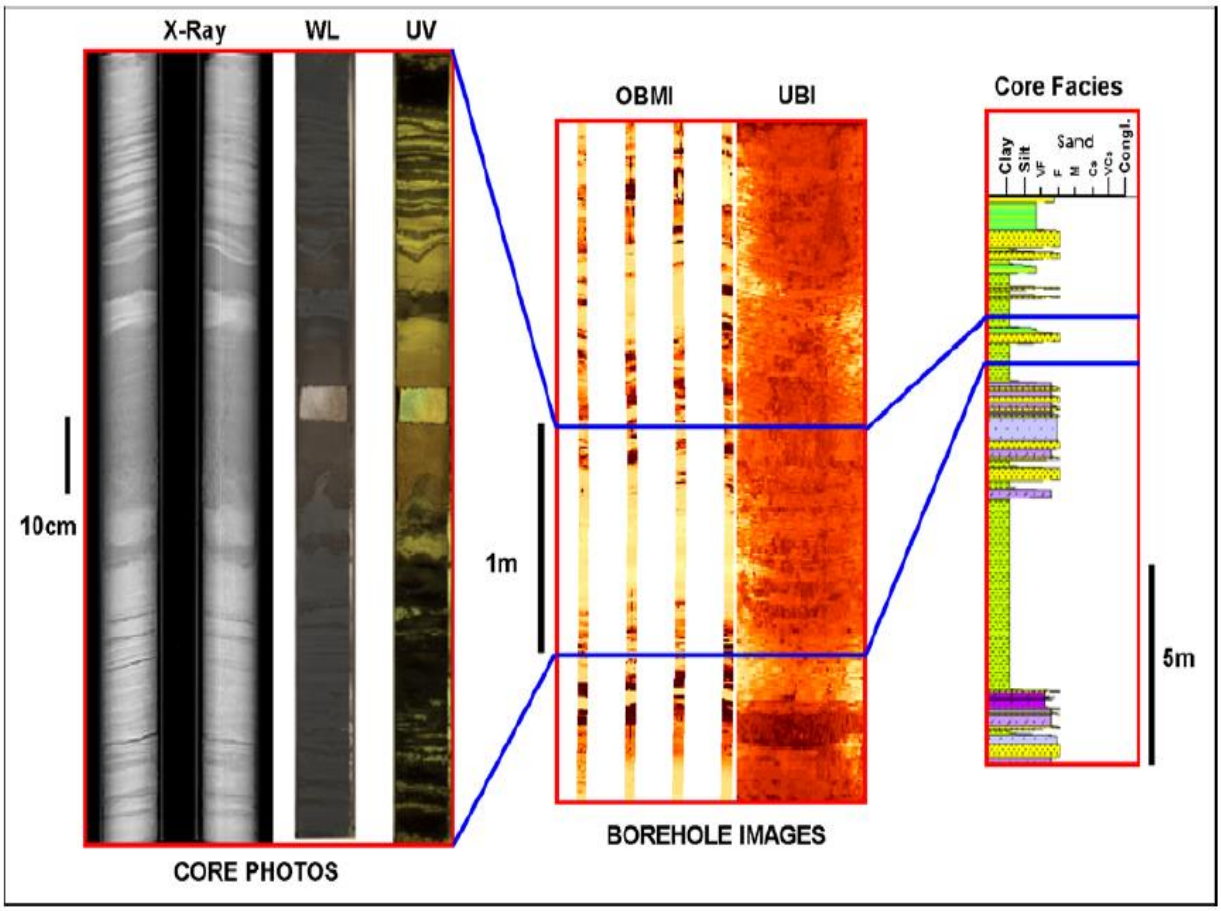


Fuente: Soto, B Rodolfo, Martin Cintia, Perez Orlando, Arteaga Duarry. A New Reservoir classification based on pore types improves characterization. Society Petroleum Engineer SPE 152872, April 2012.

3.11.4 Determinación del factor o exponente de saturación atraves registros de imágenes de pozo. El nuevo enfoque para la estimación del exponente de cementación $m_{variable}$, combina información de geología y petrofísica para captar las propiedades reales del yacimiento. Así que se pensó que, si este tipo de heterogeneidades se pudiera cuantificar en las rocas, posiblemente se podría hacer una estimación del factor o exponente de cementación "$m_{variable}$".

El factor principal que contribuye a la naturaleza heterogénea de un reservorio es la irregularidad debida a áreas de diferente porosidad y permeabilidad causadas por procesos diagenéticos y / o cambios en las facciones litho-facies. Para este propósito, se consideraron mejor opción los registros eléctricos de imágenes de pozos, los cuales revelan la verdadera heterogeneidad de un yacimiento. La combinación de los registros de open- hole con los registros electricos de imagen de pozo, se usan para examinar la litología interna de la roca y/o las unidades de reservorio. La figura 40, muestra, una correlación núcleo perfil para determinar el factor o exponente de cementación "$m_{variable}$" atraves del registro de imagen.

Figura 40. Correlación núcleo perfil



Fuente: Mahmood, Akbar, Schlumberger, Jan Steckhan, Masoume Tamimi, Tianhua Zhang, Salih Saner. Estimating cementation factor (m) for carbonates Using BORELHOLE IMAGES. Society Petroleum Engineer SPE 117786, Noviembre 2008.

Los resultados del análisis de heterogeneidad son curvas indexadas en profundidad para la proporción y el tamaño de cada tipo de heterogeneidad conductiva y resistiva. Dichas curvas pueden promediarse a lo largo de cualquier ventana y emitirse a cualquier tasa de muestreo. En general, se promedian en una ventana de más de 1.0 pies y se imprimen a 6 pulgadas para ser consistentes con los registros convencionales.

3.11.5 Identificación y caracterización del tipo de poro aplicando saturación de agua de Archie (S_{wa}) y resistividad de la saturación de agua (S_{wr}). El cálculo de la saturación de agua en los yacimientos es altamente afectado por el valor del factor de cementación m, usar m igual a 2 es incorrecto, ya que el factor de cementación m varía según el tipo de porosidad.

En función de los tipos de poros (vugular, fractura e intergranular) mediante el factor de cementación $m_{variable}$.

$$S_{wa} = \left(\frac{a * R_W}{\phi_e^2 * R_t}\right)^{0.5} \tag{31}$$

Donde:

$S_{wa} = Saturacion\ de\ agua\ de\ archie$

$a = indicice\ de\ tortuosidad$

$R_W = Resistividad\ del\ agua\ conata$

$R_t = Resistividad\ real\ de\ formacion$

$\phi_e = Porosidad\ Efectiva$

$\phi_e = Es\ de\ gran\ importancia\ contiene\ fluidos\ móviles$

$$S_{wr} = \left(\frac{(R_{XO} | R_t)}{(R_{mf} | R_w)}\right)^{0.625} \quad (32)$$

Donde:

$R_w = Resistividad\ de\ agua\ conata, ohm - m$

$R_t = Resistividad\ Real\ de\ la\ formacion, ohm - m$

$R_{XO} = Resistividad\ de\ la\ zona\ lavada$

$R_{mf} = Resistividad\ del\ filtrado$

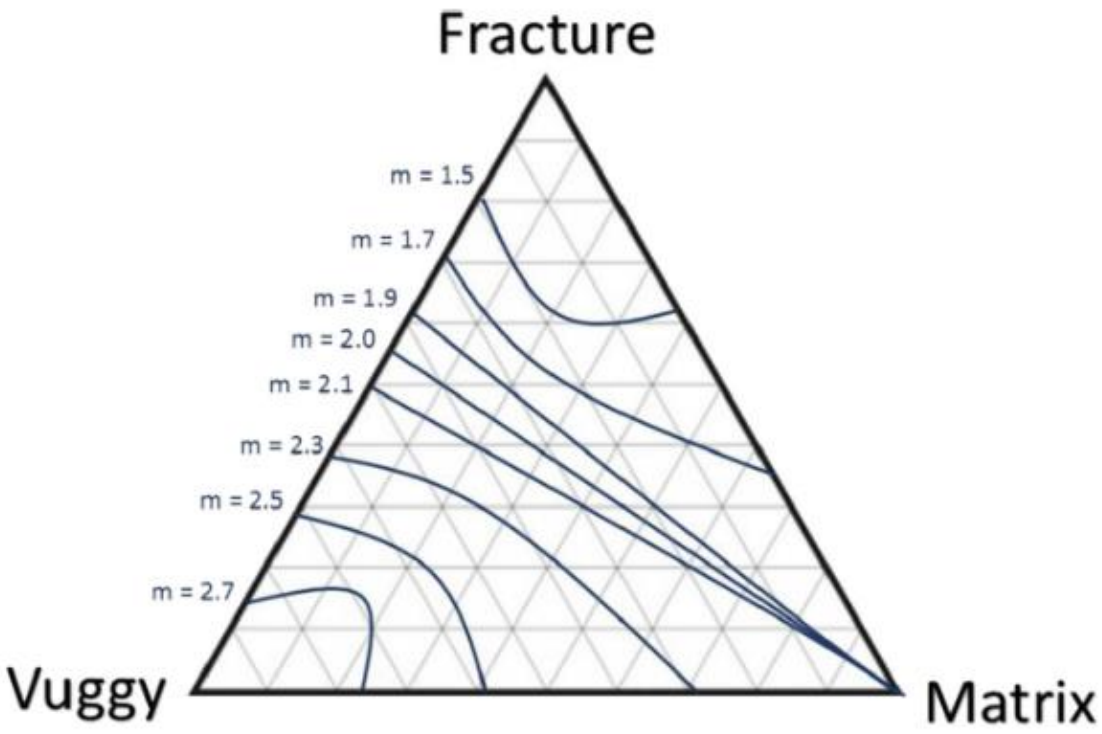
El modelo consiste en obtener los valores del factor de cementación m_{max} , m_{min} y $m_{variable}$ para la ecuación de Archie, conocidos los valores de saturacion de agua máxima Sw=100% e irreducible Swirr y Swr proveniente de los registros electricos de resistividad. La tabla 9, muestra valores del factor de cementación m y condiciones de Swr y Swa para diferentes tipos de poros.

Tabla 9. Valores de m y condiciones de Swr y Swa para diferentes tipos de poros

TIPO DE PORO	VALOR DE m	CONDICION
Intergranular	m = 2	$S_{wa} = S_{wr}$
Vugula (Conección Buena)	m > 2	$S_{wa} < S_{wr}$
Vugula (Conección pobre)	m >> 2	$S_{wa} \ll S_{wr}$
Fractura	m < 2	$S_{wa} > S_{wr}$

Si la porosidad es intergranular / intercristalina en una zona, los valores de Swa y Swr son aproximadamente iguales, y m es aproximadamente 2. Si la porosidad es vugular, Swr será mayor que Swa, porque el valor de m en el reservorio es mayor que 2. Además, cuanto menor sea la conexión de los poros, mayor será la diferencia entre las saturaciones de agua. En los depósitos fracturados, Swa será mayor que Swr porque m es menor que 2. La figura 41, muestra una nueva alternativa de clasificación de los yacimiento basada en el factor de cementación $m_{variable}$. y tipos de poros.

Figura 41. Nueva alternativa de Clasificación de los yacimiento basado en el factor de cementación $\mathrm{m_{varaible}}$ y tipo de poro.

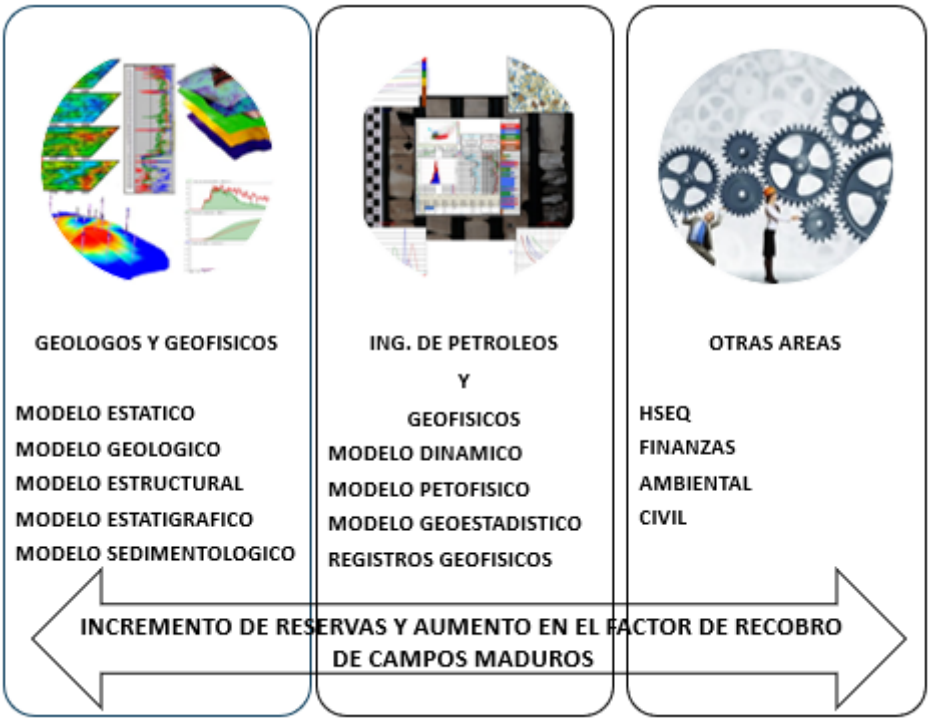


Fuente: Soto, O Jonathan, Soto O David, and Soto B Rodolfo, Digitoil. a New reservoir classification based on pore types improves characterization -part b. Society Petroleum Engineer SPE 177237, November 2017.

3.12. EVALUACION TECNICO-ECONOMICA

El objetivo principal de esta etapa de la metodología es la evaluación de la información técnica nueva, por parte del grupo multidisciplinario integrado por geocientíficos, geólogos, ingenieros, financieros y profesionales de otras áreas. La Figura 42, muestra el grupo multidisciplinario conformado por las diferentes disciplinas.

Figura 42. Grupo Multidisciplinario



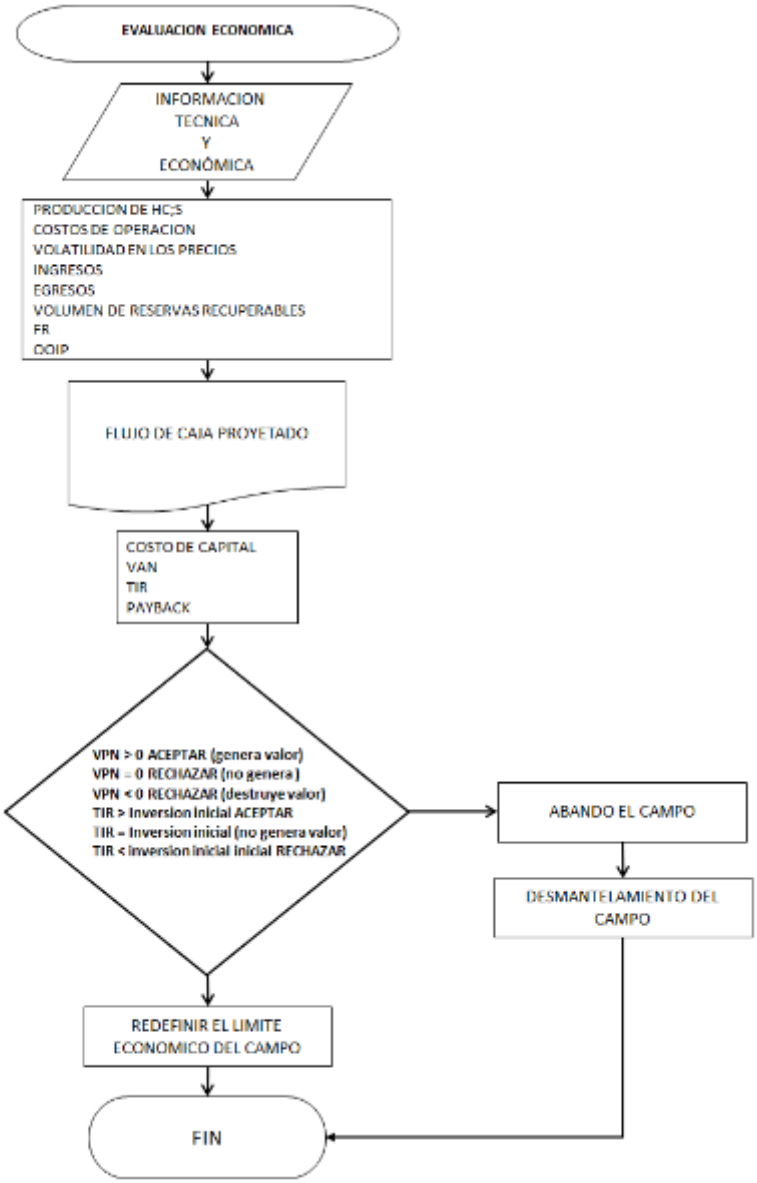
3.12.1 Evaluación técnica. La calidad y cantidad de información técnica evaluada, posibilitará la administración integral del yacimiento esto con el propósito de establecer con precisión el cálculo de reservas, incremento de las reservas de hidrocarburos, así como el incremento del factor de recobro han hecho que la gestión eficiente de los campos maduros tome relevancia en la industria de los hidrocarburos. Por lo tanto, la evaluación integral de la información técnica nueva permite identificar y observar si existen alternativas mediante las cuales a un yacimiento petrolero maduro se recuantifica, se redesarrolla, se explota, se monitorea y se evalúa durante todas sus etapas de producción, hasta su abandono y opciones que garanticen la disminución de la incertidumbre, el éxito o fracaso en la reactivación y/o el rejuvenecimiento de un campo maduro.

3.12.2 Evaluación financiera del proyecto. Las tendencias en las condiciones del mercado han demostrado una volatilidad significativa en los precios de los hidrocarburos y los costos asociados a su producción. Siempre que este permitido de acuerdo con las regulaciones de información relevantes y en ausencia de acuerdos contractuales firmes, se recomienda que para llevar a cabo una evaluación financiera con el fin de determinar los costos operativos y de abandono, en las condiciones netas actuales de un campo maduro debe basarse en las condiciones económicas actuales en la cual se use un valor promedio de 12 meses de los precios de los hidrocarburos, inmediatamente antes de la fecha efectiva de la evaluación para determinar reservas probadas y se permite la escalada de precios de hidrocarburos y costos de productos para volúmenes de reservas no probados

En esta etapa de la metodología consiste en la determinación de los costos consistentes para determinar los costos operativos y de abandono de los campos maduros en las condiciones actuales, debido a que las reservas probadas de petróleo deben basarse en las condiciones económicas actuales y estas condiciones no deben limitarse a los costos y precios, sino que deben incluir todos los factores de afectan la viabilidad del proyecto.

Una evaluación financiera es el establecimiento de las condiciones económicas actuales que deben incluir, como por ejemplo los precios históricos relevantes de los hidrocarburos, los costos asociados a su producción y la fluctuación de los precios relativamente a corto plazo. La figura 43, muestra las bases financieras para una evaluación económica.

Figura 43. Evaluación económica del proyecto



.

3.12.3 Bases para la evaluación financiera.

1. Definición de la capacidad de las facilidades instalada.
2. Definir la meta
3. Definición de la capacidad de producción.
4. Merma de producción.
5. Estructura de Precios CAPEX (volatilidad en precios, personal operativo y administrativo).
6. Tecnologías disponibles y su valor.
7. Perfiles del personal administrativo y operativo.
8. Costos totales de producción OPEX (fijo y lo variable).

3.12.4 Inversión inicial C.\. Comprende todos los gastos que se realizan desde que se piensa por primera vez en el proyecto, hasta que el proyecto está listo para comenzar a producir los bienes o servicios para los que fue concebido; así, forman parte de la inversión inicial los gastos en investigaciones previas, en estudios de campo, laboratorio y gabinete, en pruebes piloto, y desde luego en todos los activos que conforman el proyecto, incluyendo los intereses que el dinero invertido haya generado desde la primera erogación hasta el momento en que el proyecto comience a trabajar.[40]

[40] PINEDA, Quintana, Eder Gabriel, CAMPOS MADUROS Y MARGINALES BASES Y CRITERIOS PARA SU EXPLOTACION, México, 2010, p 28, Instituto Politécnico Nacional, Escuela de Ingeniería y Arquitectura, Ingeniería de Petróleos.

3.12.5 Costo de capital i. Es la tasa a la cual se pagan intereses por el uso del capital que se invierte. Esta tasa es la que se acuerda con la institución que financia el proyecto; si el capital es propio, su costo es la tasa a la que ganaría intereses en una inversión alternativa de mínimo riesgo y máxima liquidez.

3.12.6 Vida económica (plazo) n. Es el número de periodos estimados como duración de los activos que integran la inversión inicial. Podríamos decir que es el tiempo que va desde la puesta en marcha del proyecto hasta cuando la incosteabilidad de la reposición de partes hace indispensable la reposición total.[41]

3.12.7 Ingresos netos Ik para k=1 a n. Son la diferencia entre los ingresos brutos y los costos de operación y mantenimiento, los ingresos brutos, se obtienen multiplicando el volumen de ventas por el precio; los costos de operación y mantenimiento las erogaciones requeridas para el funcionamiento y conservación del negocio, no incluye la amortización de la inversión inicial.[42]

3.12.8 Valor Presente Neto (VPN). Es el valor en pesos equivalente en el momento cero (inicio del proyecto) que resulta de haber realizado el proyecto. Resulta de restar al valor presente de los futuros flujos de caja de un proyecto, el valor de la inversión inicial.

---

[41] Ibid., p.29
[42] PINEDA, Quintana, Eder Gabriel, CAMPOS MADUROS Y MARGINALES BASES Y CRITERIOS PARA SU EXPLOTACION, México, 2010, p 29, Instituto Politécnico Nacional, Escuela de Ingeniería y Arquitectura, Ingeniería de Petróleos.

$$VPN = \sum_{i=1}^{n} \frac{FNE}{(1+r)^n} \tag{31}$$

Donde:

$FNE = FLUJO\ NETO\ EFECTIVO$

$r = Costo\ capital$

$n = Periodo\ de\ evaluacion$

Criterios para poder invertir en el proyecto de rejuvenecimiento:

VPN > 0 ACEPTAR (genera valor, su rentabilidad es superior a la inversión inicial)

VPN = 0 RECHAZAR (genera una rentabilidad igual a la mínima esperada, no genera ni destruye valor).

VPN < 0 RECHAZAR (destruye valor, rentabilidad menor a la mínima esperada).

3.12.9 Tasa interna de retorno (TIR). Es la verdadera rentabilidad del proyecto. Es la tasa de interés que hace equivalentes los ingresos y los egresos de un proyecto, entendiendo que la inversión inicial es el primer egreso que se identifica en un proyecto. Eventualmente puede darse el caso de que en alguno o algunos períodos el resultado neto sea un egreso.

$$FNE_0 = \frac{FNE_1}{(1+r)^1} + \frac{FNE_2}{(1+r)^2} + \frac{FNE_3}{(1+r)^3} + \ldots\ldots + \frac{FNE_n}{(1+r)^n} \qquad (32)$$

Donde:

$FNE = FLUJO\ NETO\ EFECTIVO$

$r = Costo\ capital$

$n = Periodo\ de\ evaluacion$

La Tasa Interna de Retorno es la rentabilidad que ganan los presupuestos que serán invertidos en un proyecto. La figura 44, muestra los indicadores financieros más relevantes en una evaluación financiera.

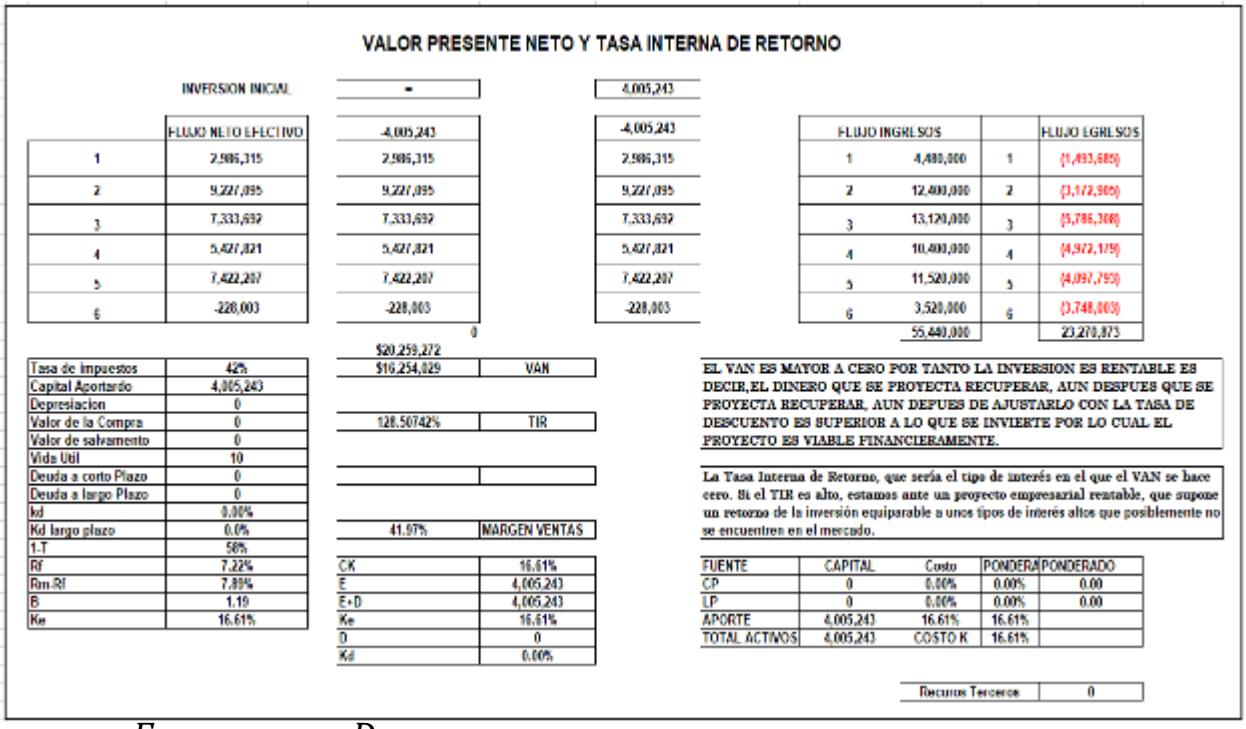
Criterios de la rentabilidad que generar un proyecto de rejuvenecimiento:

TIR > Costo inicial ACEPTAR

TIR = Costo inicial (no genera valor)

TIR < Costo inicial RECHAZAR

Figura 44. Indicadores financieros más relevantes



VALOR PRESENTE NETO Y TASA INTERNA DE RETORNO

INVERSION INICIAL		-	4,005,243
	FLUJO NETO EFECTIVO	-4,005,243	-4,005,243
1	2,986,315	2,986,315	2,986,315
2	9,227,095	9,227,095	9,227,095
3	7,333,692	7,333,692	7,333,692
4	5,427,821	5,427,821	5,427,821
5	7,422,207	7,422,207	7,422,207
6	-228,003	-228,003	-228,003
		0	

	FLUJO INGRESOS		FLUJO EGRESOS
1	4,480,000	1	(1,493,685)
2	12,400,000	2	(3,172,905)
3	13,120,000	3	(5,786,308)
4	10,400,000	4	(4,972,179)
5	11,520,000	5	(4,097,793)
6	3,520,000	6	(3,748,003)
	55,440,000		23,270,873

Tasa de impuestos	42%
Capital Aportado	4,005,243
Depreciacion	0
Valor de la Compra	0
Valor de salvamento	0
Vida Util	10
Deuda a corto Plazo	0
Deuda a largo Plazo	0
kd	0.00%
Kd largo plazo	0.0%
1-T	58%
Rf	7.22%
Rm-Rf	7.89%
B	1.19
Ke	16.61%

$20,259,272	
$16,254,029	VAN
128.50742%	TIR
41.97%	MARGEN VENTAS

CK	16.61%
E	4,005,243
E+D	4,005,243
Ke	16.61%
D	0
Kd	0.00%

EL VAN ES MAYOR A CERO POR TANTO LA INVERSION ES RENTABLE ES DECIR,EL DINERO QUE SE PROYECTA RECUPERAR, AUN DESPUES QUE SE PROYECTA RECUPERAR, AUN DEPUES DE AJUSTARLO CON LA TASA DE DESCUENTO ES SUPERIOR A LO QUE SE INVIERTE POR LO CUAL EL PROYECTO ES VIABLE FINANCIERAMENTE.

La Tasa Interna de Retorno, que sería el tipo de interés en el que el VAN se hace cero. Si el TIR es alto, estamos ante un proyecto empresarial rentable, que supone un retorno de la inversión equiparable a unos tipos de interés altos que posiblemente no se encuentren en el mercado.

FUENTE	CAPITAL	Costo	PONDERA	PONDERADO
CP	0	0.00%	0.00%	0.00
LP	0	0.00%	0.00%	0.00
APORTE	4,005,243	16.61%	16.61%	
TOTAL ACTIVOS	4,005,243	COSTO K	16.61%	

Recursos Terceros	0

$$CK = \frac{E}{E+D} * Ke + \frac{D}{E+D} * Kd * (1-T) \qquad (33)$$

Donde:

$E = Patrimonio$

$D = Pasivos$

$Ke = Costo\ Patrimonial\ o\ Costo\ del\ prestamo$

$Kd = Costo\ de\ la\ deuda$

$T = Impuestos$

$(1-T) = Escudo\ fiscal\ descuento\ por\ deudad$

3.12.10 Periodo de retorno payback. Es el tiempo que tarda en recuperarse la inversión inicial a partir de los flujos de cajas acumulados que genera el proyecto una vez en operación.[43]

$$payback = Np - \left(\frac{Cn}{Cp}\right) \tag{34}$$

$Np = Numero\ de\ a\tilde{n}os\ en\ los\ cuales\ el\ flujo\ de\ caja\ acumalado\ es\ negativo$

$Cn = Valor\ del\ ultimo\ fujo\ de\ caja\ acumulado\ negativo$

$Cp = Valor\ del\ flujo\ de\ Caja\ neto\ en\ el\ primer\ flujo\ de\ caja\ acumulado\ positivo$

3.12.11 Limitaciones del payback. No considera el valor del dinero en el tiempo, por lo tanto, es limitado y sólo debería usarse como complemento de los otros criterios VPN Y TIR.

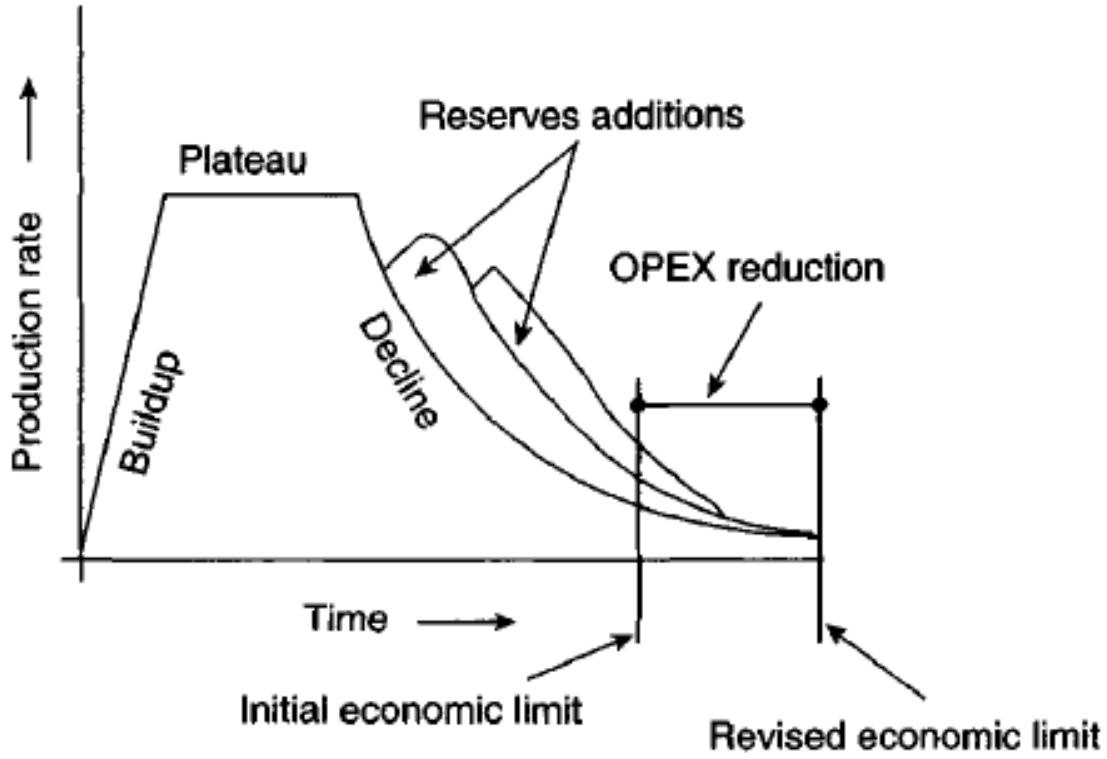
3.13. REDEFINICIÓN DEL LIMITE ECONOMICO DEL CAMPO

En esta etapa de la metodología examinamos la evaluación de los pronósticos de producción del campo esto incluye producción de agua, petróleo y gas, las reservas

[43] PINEDA, Quintana, Eder Gabriel, CAMPOS MADUROS Y MARGINALES BASES Y CRITERIOS PARA SU EXPLOTACION, México, 2010, p, 33, Instituto Politécnico Nacional, Escuela de Ingeniería y Arquitectura, Ingeniería de Petróleos.

remanentes, el factor de recobro, el OOIP, el modelo de saturación de agua, los cuales determinamos si abandonamos o reactivamos con el fin de convertirlo en un campo productor. La figura 45, muestra un perfil de producción idealizado para un campo petrolífero, además de un incremento de reservas y aumento de producción que conllevo a la redefinición del límite económico.

Figura 45. Redefinición del límite económico de los campos maduros



Fuente: Gluyas John, Swarbrick Richard. Petroleum Geoscience, UK, 2004, Blackwell Science Ltd.

4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA PARA REDEFINIR EL LIMITE ECONOMICO DE LOS CAMPOS MADUROS

El objetivo principal de la metodología para redefinir el límite económico de los campos maduros es realizar una descripción del yacimiento más completa y real para elaborar con exactitud un modelo que nos permita elegir el o los escenarios óptimos de explotación y así maximizar el valor presente neto de un campo.

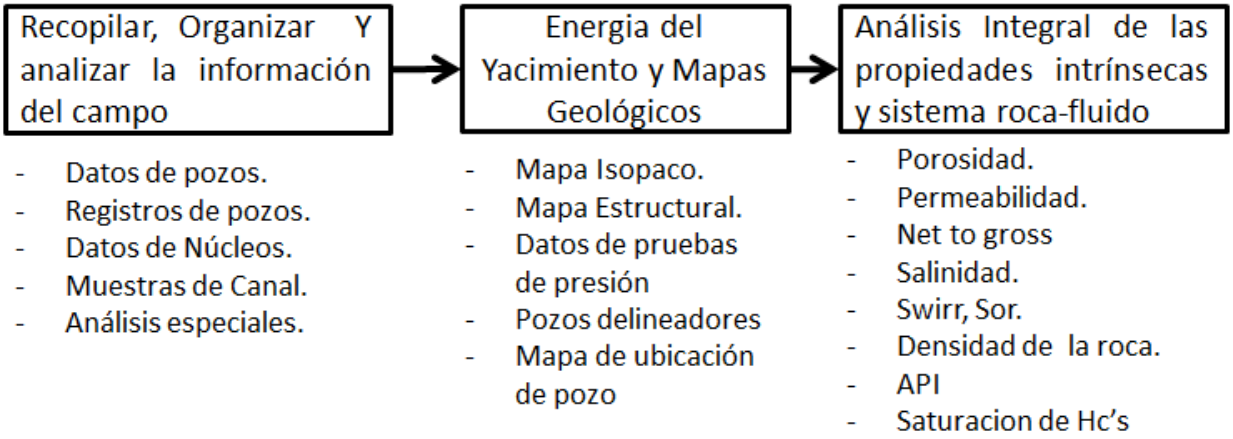
La metodología para redefinir limites económicos constituye un elemento importante en la fase de planeación, ya que en ella se integran diferentes disciplinas y datos geológicos, geofísicos, petrofísicos y de ingeniería disponibles para realizar un estudio integral del yacimiento, con el objetivo de construir un modelo detallado del yacimiento o campo maduro, en estudio. [44]

4.1. FASE I RECOPILACION Y EVALUACION DE LA INFORMACION DISPONIBLE

[44] CARMONA, Torres Diana Gabriela, Fernández, Sánchez Víctor Iván, Caracterización integrada de yacimientos petroleros, México, 2014, p 113, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingenieria, de Petróleos.

Esta etapa comprende la recolección, inventario, control de calidad y evaluación de la información técnica presente en el campo loro, integrada por consideraciones generales del campo, perfiles de pozo o registros de pozos y datos petrofísicos de núcleo. La figura 46, muestra la información técnica recolectada y evaluada en cada etapa de la fase.

Figura 46. La información técnica recolectada y evaluada en cada etapa de la fase



A continuación, se presenta el inventario de información para cada uno de os pozos que conforman el campo Loro, teniendo en cuenta el años de adquisición de los registros de pozo y las tecnologías disponibles en cada pozo. La tabla 10, muestra las consideraciones especiales del campo Loro

Tabla 10. Consideraciones especiales campo loro

OOIP(MMB)	42
Area(Acres)	92137.82
Espesor(pies)	120
FR(%)	15

Res.Rec(MMB)	6.3
RES.Rem(MMB)	3.8
NP(MMBN)	2.5
Pozo activos/inactivos	11/16
°API	24
Pi(psi)	1815
Pa	800
Pb	1497
Porosidad(%)	14
K(mD)	2
Datum(pies)	4100

4.1.1 Tecnologías usadas en la adquisición de registros de pozo en el campo loro 3. A continuación, se presenta el inventario de tecnologías usadas en la adquisición de los registros de pozo para el campo loro, teniendo en cuenta el año de adquisición y las unidades de presentación de cada registro.

En el campo loro se tiene información de registros de 10 pozos los cuales tiene un espacio temporal de 17 años entre el primer pozo (L-1 en 1961) y el ultimo pozo perforado (L – 10 en 1977), en los cuales se usaron diferentes tecnologías de perfilaje para la adquisición de las principales curvas de registros de pozo. En este campo se adquirió información de resistividad profunda “Deep induction Log” (IDL) y resistividad somera “Short normal” (SN) para el 100% de los pozos (10/10) en estudio, seguido de información de microresistividad en el 70% de los pozos (7/10), en menor proporción información de densidad de formación en el 50% de los pozos (5/10) y por ultimo información de registros sónicos 20% de los pozos (2/10) y LN en el 10% de los pozos

(1/10). La tabla 11, muestra las tecnologías usadas en la adquisición de los registros de pozo en el campo loro.

Tabla 11. Tecnologías usadas en la adquisición de los registros de pozo

POZOS/ AÑO DE ADQUISICION	TIPO DE REGISTRO	TECNOLOGIA UTILIZADA	CURVA OBTENIDA	UNIDADES	ABREVIARTURAS
L-1 (1961) al L-10 (1977)	INDUCCION	Doble inducción	Deep Induction Log	Ohm-m	IDL(RESD)
L-2 (1968) L-3 (1970) L-4 (1972) L-5 (1975) L-6(1976) L-7(1978)	MICRORESISTIVIDAD		Micro inverse Resistivity	Ohm-m	MINV
			Micro Normal Resistivity	Ohm-m	MNOR
L - 1 al 10	MEDICION ELECTRICA	MEDICION ELECTRICA (Schlumberger)	Short Normal	Ohm-m	SN 16" (RESS)
L - 2			Long Normal	Ohm-m	LN 64" (RESD)
L-2	POROSIDAD NEUTRON	Compensated Dual-Spacing Neutron Log	Neutron Porosity	%	NPhi
L-5					
L-6					
L-6	DENSIDAD	Formation Density Log Compensated Type	Density	gm/cc	RHOB
L-7					
L-8			Density Correction	gm/cc	DRHO
L-9					
L-10					
L-1	SONICO	Borehole Compensated Sonic Log	Sonic Travel Time	µsec/ft	DT
L-3					

4.1.2 Edición, estandarización y correcciones de los registros. La edición de los registros de pozos se debe hacer bajo dos criterios, las correcciones que se deben hacer

de acuerdo con el control de calidad de los datos y corrección por los efectos ambientales en las lecturas.

4.1.3 Correcciones por control de calidad.

- Correlación de profundidad

Antes de cualquier interpretación es necesario ajustar todas las fuentes de datos a una sola referencia de profundidad, debe a ver correlación entre:

- La profundidad medida por el perforador
- La profundidad medida por el registros con cable.
- La profundidad de los intervalos corazanados
- Los intervalos de profundidad a los que se hicieron pruebas de pozo
- Profundidad de los datos de sísmica de pozos.

Esta es una tarea muy importante algunos pozos han sido perforados en metros y registrados en pies y a veces se cometen errores en las equivalencias. Tambien ha habido casos de correlación de los datos de *mud logging* de un *sidetracks* con los datos de registro de otra sección del pozo o a veces se invierten las profundidades de los corazones.

- Datos faltantes o equivocados

Frecuentemente se observa que existen datos faltantes o equivocados en los encabezados de los registros que, sin ser esenciales para garantizar la calidad de registro, comprometen la calidad de su presentación. Ejemplos de estos son las escalas de profundidad, escalas de las curvas, identificación de trazo utilizado para cada curva, nombre del profesional que obtuvo el registro, así como de los profesionales que acompañaron el trabajo como observadores, identificación de los equipamientos utilizados, observaciones relativas a cualquier peculiaridad ocurrida durante el trabajo, etc.

Otro tipo de datos que son fundamentales y que no pueden faltar ni estar equivocados, son relativos a la identificación del pozo (nombre y coordenadas geográficas) la fecha en la cual se efectuó el trabajo, los registros obtenidos durante el mismo trabajo, los datos de resistividad y temperatura del lodo, torta de lodo y filtrado, temperaturas de superficie y de fondo, datos de calibración de las herramientas utilizadas.

- Controles de Calidad para registros impresos

En general los controles de calidad aplicados a la copia en papel no tienen relación con la calidad del registro en medio magnético: sin embargo, un dato faltante o equivocado en la copia en papel parablemente tambien faltara o está equivocado en el medio magnético en el caso tal que se requieran digitalizar.

Frecuentemente debe efectuarse una evaluación rápida en el pozo para tomar decisiones inmediatas, trabajando sobre la copia generada en el pozo. Si esta copia no está legible por ser muy oscura o excesivamente clara, se dificulta enormemente la tarea del interprete.

4.1.4 Información de núcleos para tener en cuenta en la redefinición del límite económico de los campos maduros. La información adecuada de núcleo de perforación a tener en cuenta para involucrar en un estudio de redefinicion del límite económico de campos maduros debe estar conformada por los siguientes requerimientos:

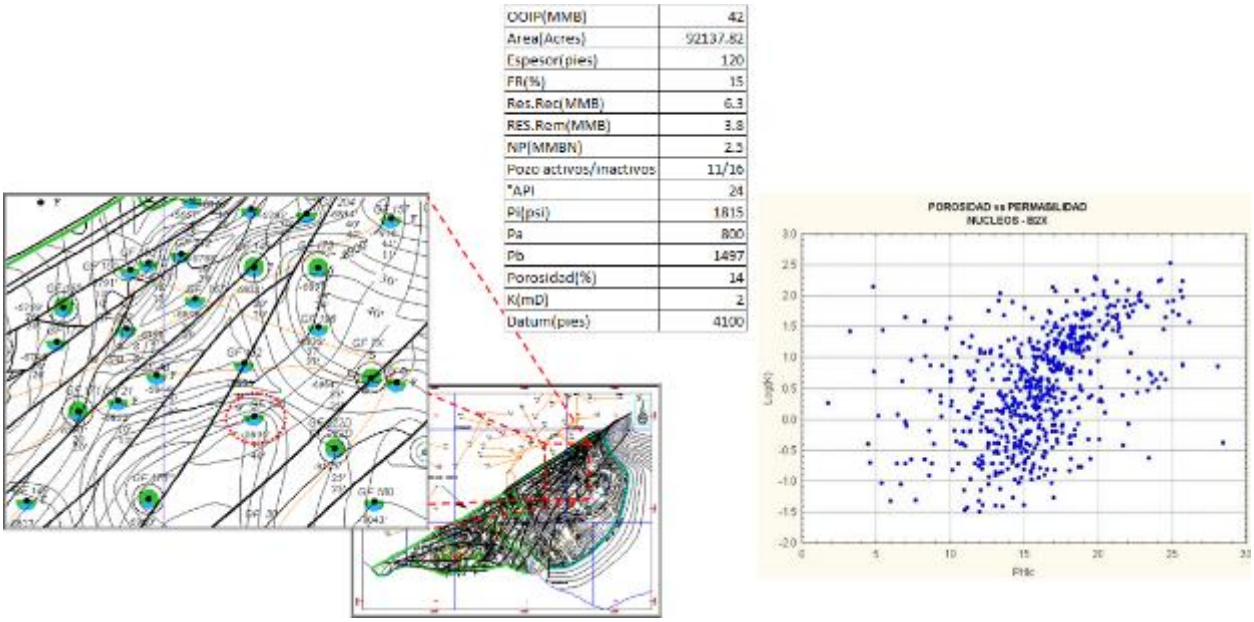
1. Análisis petrofísicos Basicos: Análisis basicos de porosidad y permeabilidad a dos puntos de presión, densidad de grano, saturación de aceite, saturación de agua.
2. Análisis petrofísicos Especiales: Presiones capilares, permeabilidades relativas, DRX, etc
3. Registros Core Gamma
4. Descripción sedimentológica y estratigráfica (Litofacies)
   - Los registros Core – gamma son esenciales para calcular el desfase roca – registro en profundidad.
   - Los análisis de porosidad y permeabilidad a dos puntos de presión son usados para realizar las correcciones de estos parámetros a presión de confinamiento.
   - La Saturación de fluidos se calcula usando el metodo de destilación fraccionada *Den Stark* mediante el cual se obtiene el volumen de agua

contendido en cada muestra, para determinar el contenido de petroleo de cada muestra (en el laboratorio), se toma en consideración la diferencia de peso entre la muestra saturada y la muestra limpia, a este valor se le resta el peso del volumen de agua recuperada en cada muestra para obtener el peso del petroleo contenido.

- Los parámetros de permeabilidad relativa medido a condiciones de presión y temperatura del yacimiento son esenciales para que la simulaciones del yacimiento determinen las reservas recuperables.
- Las presiones capilares se usan para conocer la distribución de saturacion de agua del yacimiento. El uso principal de estos datos es la de correlacionar las saturaciones de agua con permeabilidad o porosidad y altura por encima del contacto agua-petróleo. Esta información es utilizada para calcular el hidrocarburo en situó (OOIP).

Entre más información técnica de la mencionada anteriormente se disponga, los cálculos para identificar unidades hidráulicas y litotipos serán más acertadas, lo cual permite un mejor conocimiento de los intervalos de interés en el yacimiento. La figura 47, muestra la integración de la información técnica presente en el campo loro.

Figura 47. Integración y evaluación de la información técnica recolectada en el campo Loro.



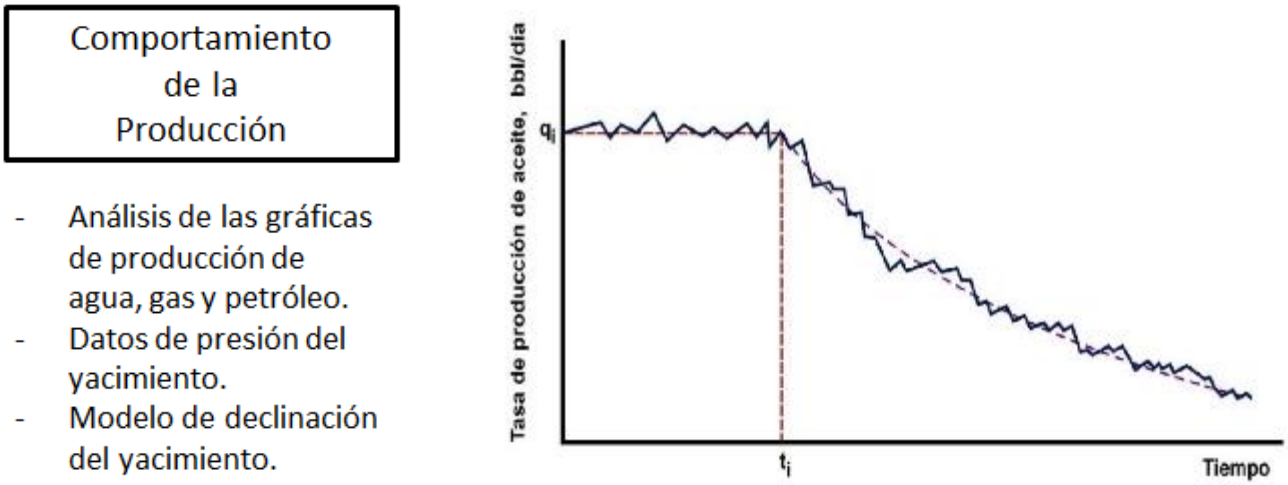
OOIP(MMB)	42
Area(Acres)	92137.82
Espesor(pies)	120
FR(%)	15
Res.Rec(MMB)	6.3
RES.Rem(MMB)	3.8
NP(MMBN)	2.5
Pozo activos/inactivos	11/16
°API	24
Pi(psi)	1815
Pa	800
Pb	1497
Porosidad(%)	14
K(mD)	2
Datum(pies)	4100

Fuente: Ecopetrol regional Sur

4.2. FASE II COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION CAMPO LORO

Esta fase se fundamentó en idear el comportamiento de la produccion del pozo loro 3 con respecto al tiempo, por medio de los datos de produccion suministrados por Ecopetrol regional Sur, se pudo establecer que después de un periodo tiempo se estabilizo la produccion del pozo loro 3, encontrándose un momento en que el pozo no podía sostener su produccion y su capacidad fue decayendo regularmente, es decir comenzó a declinar mes tras mes. La figura 48, muestra los datos mínimos que se requieren para describir el histórico de producción de un pozo.

Figura 48. Datos mínimos requeridos para determinar cómo fue la produccion de pozo.

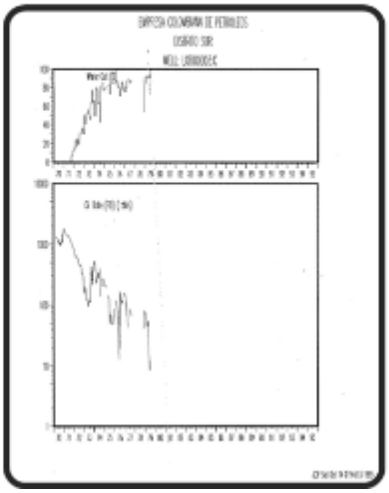


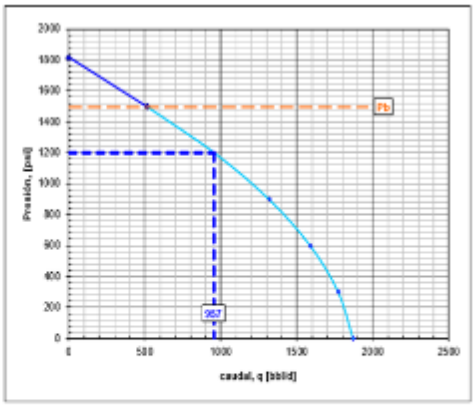
Fuente: DURAN, Ramos, Jose Francisco, RUIZ, Torres Juan, EXPLOTACIÓN DE CAMPOS MADUROS, APLICACIONES DE CAMPO, México, 2009.

Entre más información técnica anteriormente mencionada se disponga, la descripción de cómo fue la produccion o vida de un pozo o yacimiento serán más acertados, lo cual permite un mejor conocimiento de los intervalos (yacimiento) de interés. La figura 49, muestra la conjugación de información técnica disponible en el pozo Loro 3, para la descripción de su producción.

Figura 49. Información para descripción de la producción del pozo Loro 3.

PRUEBA DE PRODUCCIÓN POZO LORO 3	
Fecha del test	Abril 10, 1970
Formación	Caballos
Tope de la Arena	10537 ft
Tope de los Perforados	10574 ft
Base de los Perforados	10613 ft
No, de pies perforados	39 ft
BOPD en 24 horas	1800
MSCF en 24 horas	255
BWPD	24
GOR	142
FTP	90
AP	30°
Choke size	wide open
THP	90
Intervalo productor	10574 10613





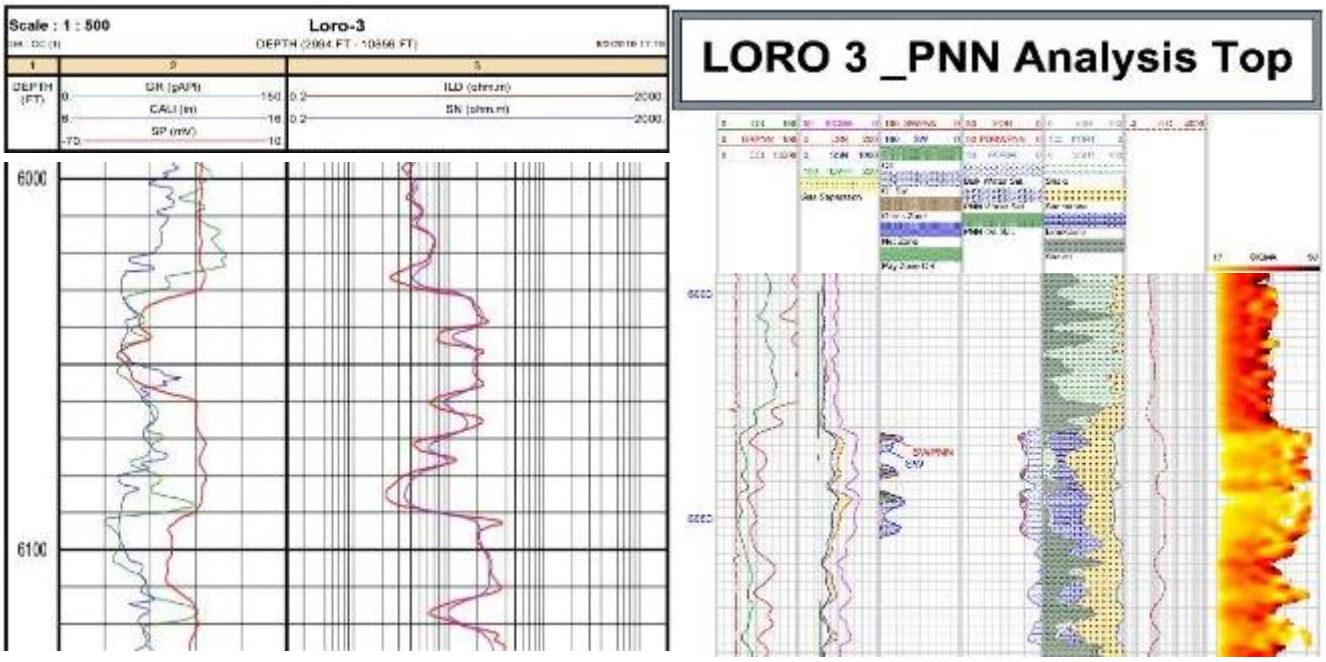
Fuente: Ecopetrol Regional Sur

4.3. FASE III IDENTIFICACION DE HIDROCARBURO NO DRENADO Y DETERMINACION DE CONTACTOS

Esta etapa se realiza la toma del registros de saturacion especializado sistema neutrón - neutrón con el propósito de determinar zonas de hidrocarburos no drenadas, las cuales no fueron incluidas dentro de los planes de explotacion originales por causas de resoluciones verticales de las herramientas de registro con las que fueron desarrollados los campos maduros, ademas de determinar el avance de los contactos de fluidos dentro

de los pozos. La figura 50, muestra la identificación de una zona prospectiva no drenada o no vista por causa de las resoluciones verticales de las herramientas de registro.

Figura 50. Identificación de zona prospectiva no drenada

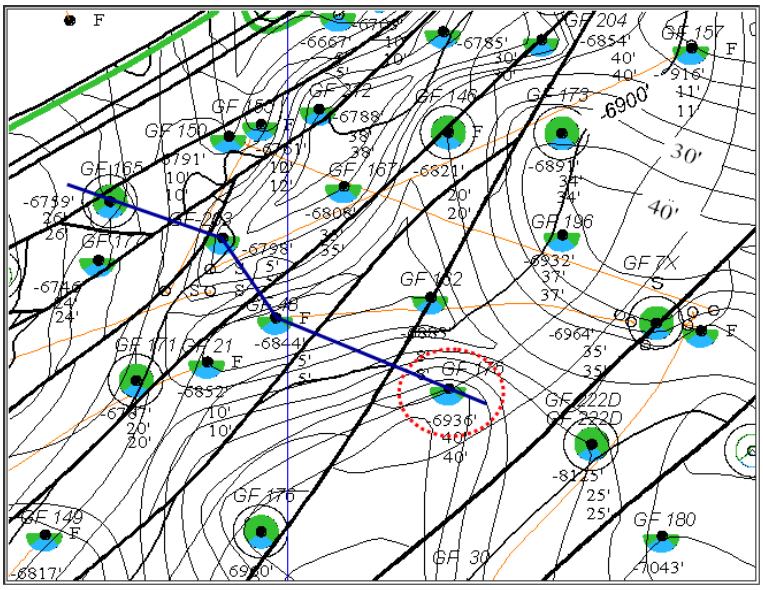


Fuente: Ecopetrol Regional Sur

Al finalizar el análisis del registro geofísico de saturacion agua, desde la base del pozo hasta el tope de la formación según como lo reporta el diagrama mecánico del pozo loro 3, se determinaron unas zonas prospectivas no drenadas que no había sido identificadas como muestra en la figura anterior esto debido a las resoluciones verticales y radios de profundidad de investigación.

Al observar esta zonas con saturaciones considerables se determinó realizar una toma de registros de saturacion sistema neutrón – neutrón en dirección NO-SE paralela a la dirección de sedimentación, donde se puede apreciar el desarrollo de cuerpos sedimentarios tipo canal según el patrón de electrofacies con valores de resistividad atractivas, al tope de la arena Orteguaza y en la arena Pepino. La figura 51, muestra la demarcación de la dirección de la toma de registros atraves del mapa isopaco – estructural.

Figura 51. Demarcación de la dirección de la toma de registros en el mapa isopaco - estructural



Fuente: Ecopetrol Regional Sur

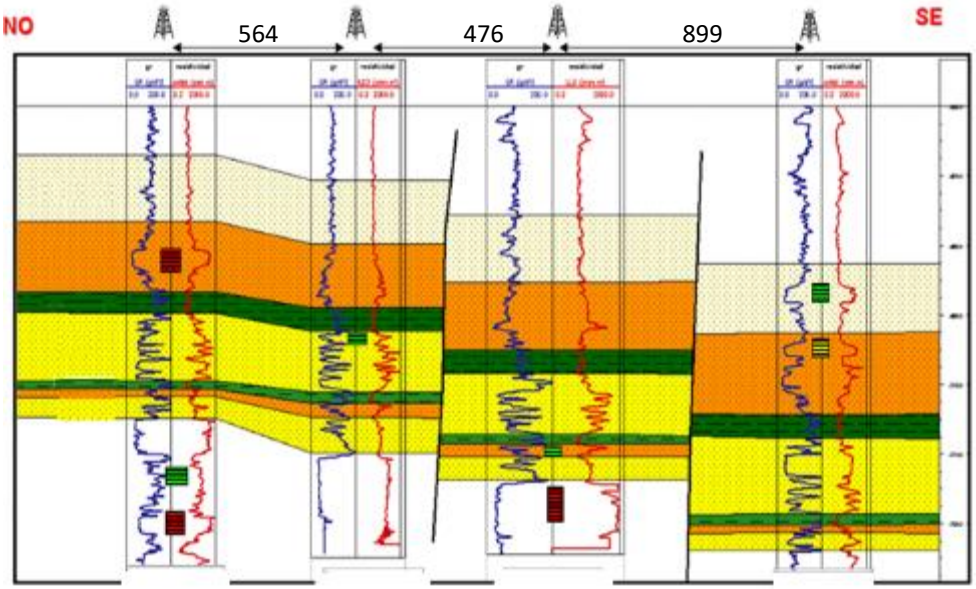
A nivel de la arena Orteguaza se observa un incremento del espesor a nivel del pozo Loro 3 debido a la presencia de un cuerpo adicional hacia la parte inferior de esta arena que se presenta como un depósito de canal. La presencia de este cuerpo no se ve

reflejada hacia el noroeste, y el pozo Loro 2 estuvo abierto a producción en esta arena desde Abril de 1968 hasta Julio de 1971 en un cuerpo sedimentario distinto e inferior al visualizado en el pozo Loro 3, motivo por el cual se puede presumir que las condiciones de saturación de hidrocarburo atractivas observadas en el cuerpo de interés en el pozo Loro 3 permanecen inalteradas y sin drenar. No obstante, esta condición se espera corroborar con los resultados que se obtengan de la corrida del registro de saturación de fluidos de formación.

Los resultados obtenidos de la toma de registros de saturacion atraves de los pozos en dirección NO-SE se observa que esta saturacion de agua determinada como zona prospectiva en la formación Orteguaza, en el intervalo comprendido entre 6053 – 6056 ft con una Sw = 35%, el intervalo 6059 – 6062 ft con una Sw = 40%, el intervalo 6092 – 6110 ft con una Sw = 60%, en el pozo loro 3, no se encuentra en los pozos aledaños en dirección NO-SE. La figura 52, muestra el mapa estructural el cual confirma la lectura del registro de saturacion neutrón -neutrón.

Figura 52. Mapa estructural dirección NO-SE.

L-7 L-9 L-5 L-3



Fuente: Ecopetrol Regional Sur

Desde el punto de vista estructural en dirección NO-SE, se observa la compartimentalización existente en el campo Loro área Sur, presentándose el pozo L-3 estructura abajo con respecto a los pozos L-5 y L-7 y a una distancia de 899 y 1857 ft respectivamente, separados de ambos pozos por fallas tipo inversa con un salto de 150 pies aproximadamente con respecto al pozo L-7 a nivel de la arena Orteguaza. A nivel de la arena Orteguaza, es importante resaltar que, aun cuando el pozo L-3 se ubica estructura abajo de sus pozos vecinos, el cuerpo sedimentario de interés hacia la base de esta arena mostrada en el pozo L-3 no está presente en el resto de los pozos, por lo cual se espera observar condición de saturación de fluido actual semejante a la observada en el cálculo se saturación original.

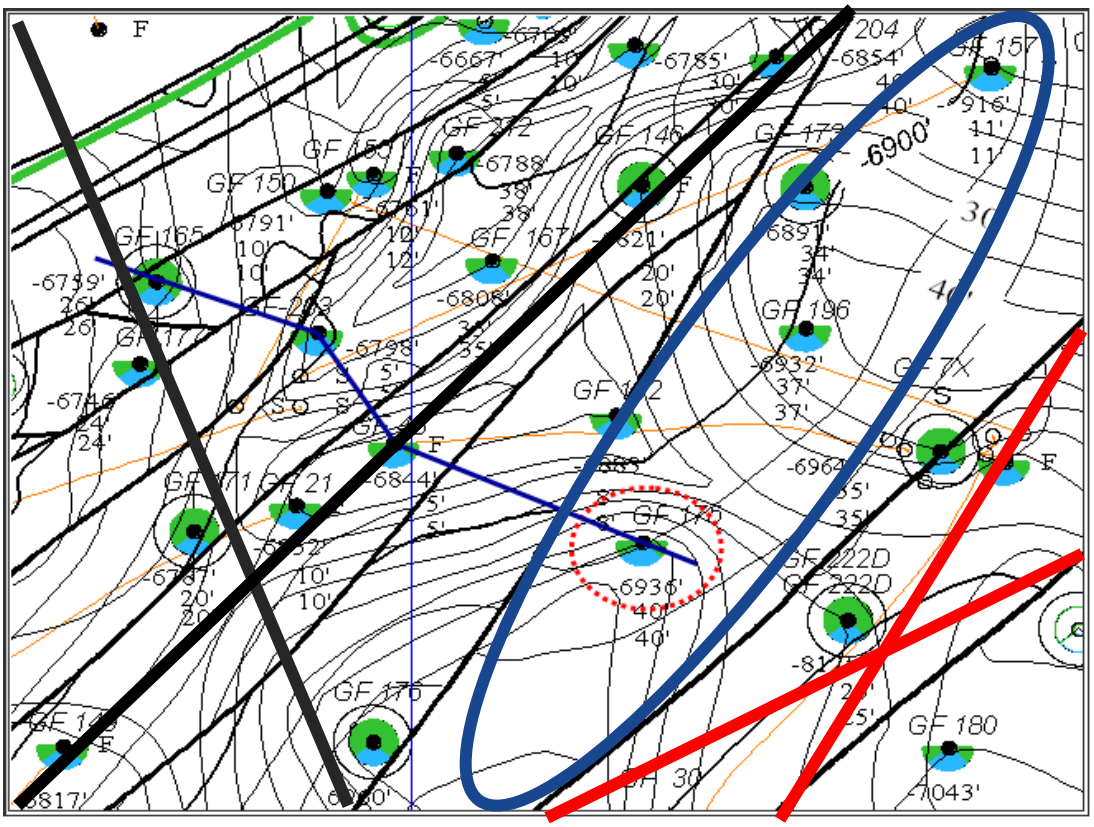
4.3.1 Resultados de la captura de información sistema neutrón – neutrón. Resultados del sistema neutrón – neutrón determino como zona prospectiva las arenas localizadas en la formación Orteguaza con saturaciones de agua promedio Sw = 60% localizada en los intervalos 5769 – 6148 ft. En la formación Orteguaza se determinó como zona prospectiva el intervalo comprendido entre 6053 – 6056 ft con una Sw = 35%, el intervalo 6059 – 6062 ft con una Sw = 40%, el intervalo 6092 – 6110 ft con una Sw = 60%, el intervalo 6136-6148 ft con un Sw = 55%. En la formación pepino se observa una arena a los 6.349'-6360' con Sw =80%, además se observan dos zona apretadas las cuales muestran separación entre las lecturas del sensor corto y largo LSN y SSN están dos zonas localizadas a 6553'-6630' con Sw=75% y 7325'-7435' con Sw=70% muestran saturaciones de hidrocarburo de 75% sin embargo las porosidades están alrededor del 6% al 9% y difícilmente producirá hidrocarburos; de ser probado muestra mejor prospectividad el intervalo inferior 7325'-7435' el cual es menos apretado que el superior. En la Formación Villeta se observan saturaciones de hidrocarburo considerables localizados en los intervalos cañoneados 9460'-9490' Sw= 65% y 9517'-9546' Sw=54%.

Resultados del análisis del históricos de producción y correlacionados con los registros de produccion PLT presentes en el campo Loro, se determinó que las zonas por debajo de 9600 ft de la formación Villeta, se presentan unidades litológicas sin presencia de hidrocarburos, Sw > 90%.

4.3.2 Identificación de oportunidades. De acuerdo con la geología se estima el área prospectiva por una estimación geológica la cual determina como probabilidad que una

arena de 30 ft de espesor puede tener un ancho de canal de $1\,km^2$, basados en la ecuación *Miall* (1976) o *Bridge and Tye* (2000). La figura 53, muestra la exclusión de zonas por produccion de agua en color rojo y exclusión de zonas por estructuras en color negro y la zona productiva enmarcada en un círculo.

Figura 53. Demarcación de zona prospectiva y zonas excluidas



Se realizo una campaña de perfilaje de pozos por medio del registro geofísico Neutron-Neutron, ubicados en la misma estructura, obtenida de la estimación del ancho de canal.

Realizar el cálculo petrofísico de la Sw con un factor de cementación m=2 puede sobreestimar o subestimar las reservas de un yacimiento. El cálculo de la Swa usando un exponente de cementación m = 2 en cualquier tipo de reservorios es incorrecto ya que estos presentan diferentes litologías y tipos de poros. Estas definiciones basadas en sistemas de matriz y fractura no cubren todos los sistemas de poros presentes en el mundo real. Los tipos de poros pueden ser matrices, fracturas o vugulas o combinaciones de estos, estas disoluciones del factor cementante es causado en muchas ocasiones por las velocidades abrasivas en la migración terciaria artificial de los hidrocarburos, a las cuales se han sometido los yacimientos atraves de la incorrecta selección de los sistemas de levantamiento artificial.

Con el objetivo de no subestimar o sobreestimar el yacimiento se estimó el exponente de cementación atraves de registros electricos de pozo. Ver ecuaciones 27,28,29,30.

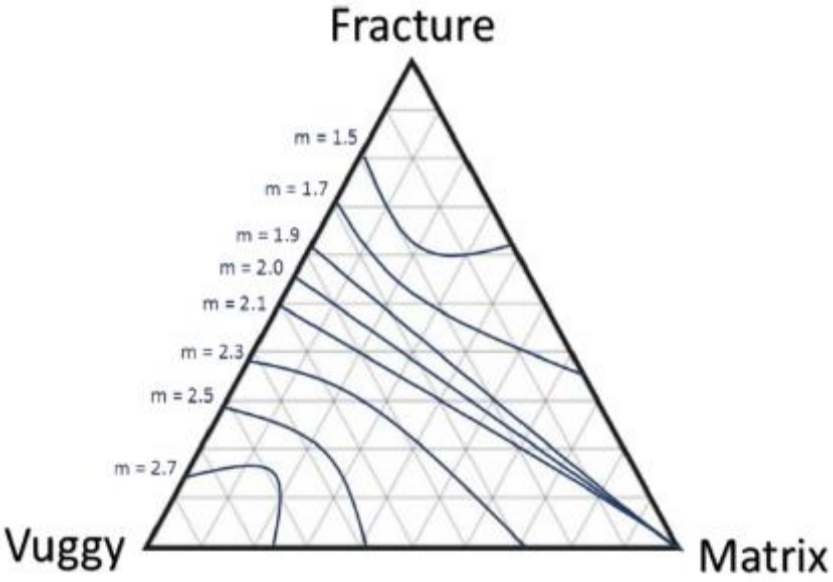
De las ecuaciones 29 y 30, las variables m_{max} y m_{min} podría estimarse y luego la $m_{varaible}$ se determinó a partir de la ecuación 27 de donde se tienen en cuenta las siguientes condiciones:

$$Si\ m_{varaible} > m_{max} \rightarrow m_{varaible} = m_{max}$$

$$Si\ m_{varaible} < m_{min} \rightarrow m_{variable} = m_{min}$$

Los resultados obtenidos de este metodo probabilístico el valor de $m_{variable} = 2$, valor con el cual determínanos la saturacion promedio de la zona. La figura 54, muestra los valores de m que nos son constantes y varían según el tipo de poro del yacimiento.

Figura 54. Valores variables de $m_{variable}$ según su tipo de poro



$$OOIP = \frac{7758 * A * h * \phi * S_w}{B_{Oi}} = Reservas\ Remanetes$$

$S_w = 40\%$

$\phi = 14\%$

$A = 247\ acres$

$B_{oi} = 1.17$

$h = 30\ ft$

$$OOIP = 3.05\ MMB = Reservas\ Remanentes$$

$Reservas\ Recuperables = Reservas\ Remanentes * FR$

$FR = 15\%$

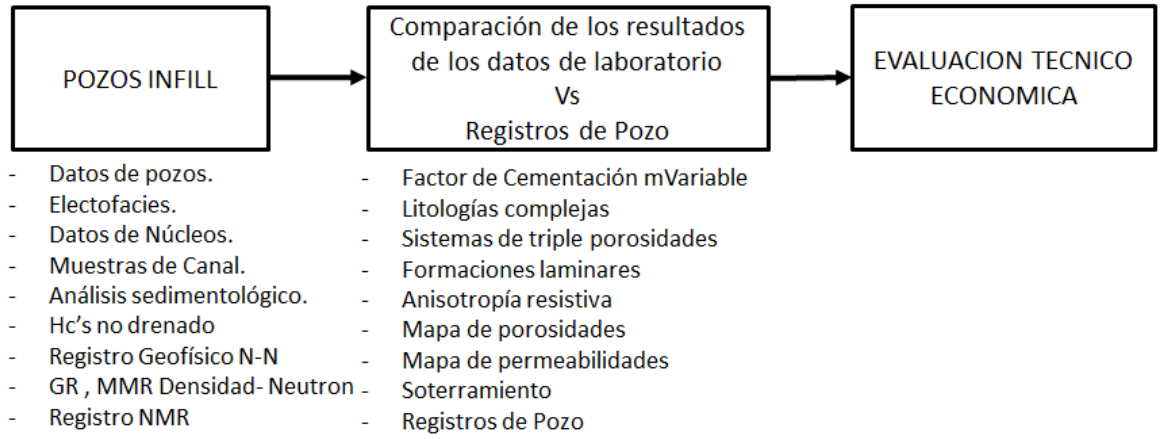
$Reservas\ Recuperables = 3.05\ MMB * 15\%$

$Reservas\ Recuperables = 457.5\ MB$

4.4. FASE IV ZONA DE PERFORACION INFILL

En esta fase se realizó la evaluación de las perforaciones *infill* con el objetivo de obtener una mejorara en las eficiencias de barrido vertical y areal, en la continuidad lateral entre zonas productoras debido a la reducción en el espaciamiento entre pozos, además aumentar los limites económicos de los proyectos debido a la aceleración en la producción o en el mejor de los casos en el aumento del factor de recobro (FR) por medio de proyectos incrementales de hidrocarburos técnicamente recuperables, así lograr maximizar el valor presente neto de los campos maduros. La figura 55, muestra la variedad de información técnica adquiera por medio de una perforacion *infill.*

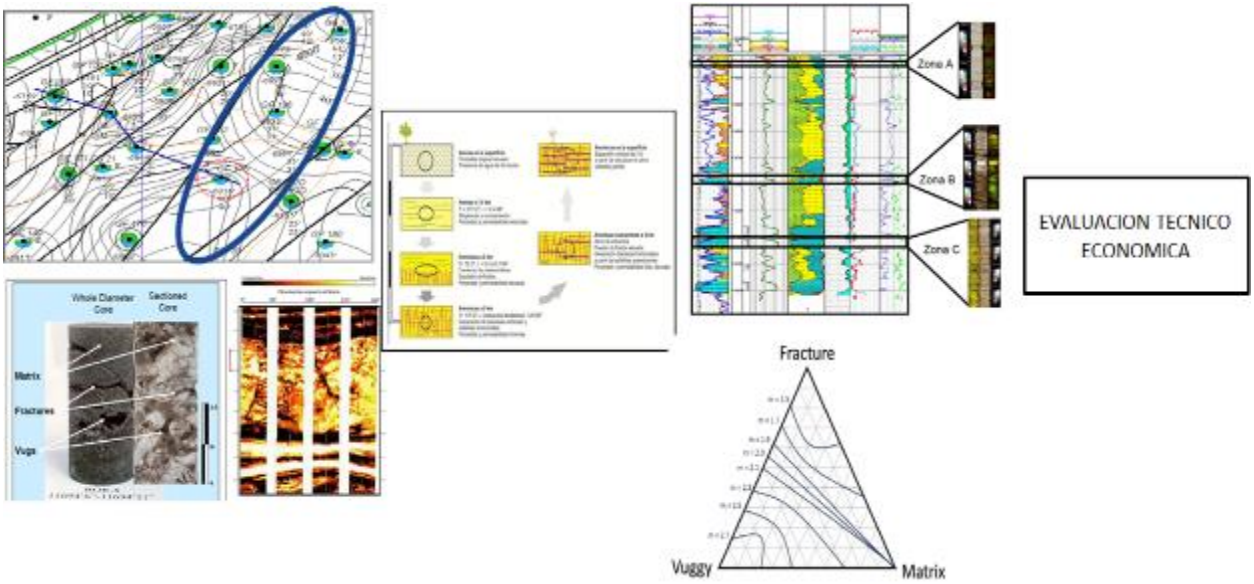
Figura 55. Información técnica adquirida por medio de un pozo infill



$$OOIP = 3.05\ MMB = Reservas\ Remanentes$$

Tomando el dato anterior de reservas remanentes como OOIP, se proyectó realizar un perforacion infill cumpliendo los criterios de la figura 32. Teniendo en cuenta los anteriores criterios para desarrollar un pozo infill, se propuso la toma de registros electicos especializados con el objetivo de minimizar el efecto del soterramiento sobre los núcleos tomados en pozo para disminuir la incertidumbre en la correlación de los datos de núcleos con los registros electricos de imagen. Permitiendo desarrollar una caracterizacion con más certidumbre, lo que permitió desarrollar una evaluación financiera más acorde a la productividad real del campo loro. La figura 56, muestra la integración de toda la información técnica adquirida en la perforación *infill* para desarrollar un correcta evaluación financiera del campo loro

Figura 56. Integración de información técnica para una correcta evaluación financiera

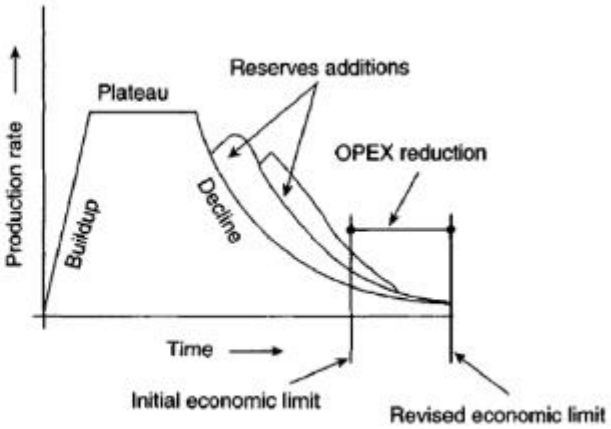


4.5. FASE V REDEFINICION DEL LIMITE ECONOMICO DEL CAMPO LORO

En esta fase se cumplió el objetivo principal de esta investigación atraves de la incorporacion de reservas y aumento de la produccion de hidrocarburos en el campo Loro. Realizando un extrapolación de la fase III, a todas las estructuras del campo loro, se logró un incremento del 30% en el OOIP que fue declarado, atraves de zonas no drenadas. La figura 57, muestra la redefinición del límite económico del campo loro por medio de la incorporacion de reservas y aumento de la producción.

Figura 57. Redefinicion del límite económico del campo loro.

Fuente: ANH Colombia Sedimentary Basins, 2011



4.6. DESARROLLOS DE MODELOS PETROFÍSICOS

En esta sección se incorporan todas las nuevas etapas generadas en el diseño de la metodología para redefinir el límite económico de los campos maduros en un modelo petrofísico confiable aplicando un sistema no-convencional e innovador (lógica difusa, redes neuronales y estadística multivariada) que permita discriminar con mayor presicion las zonas potenciales de hidrocarburos de las no potenciales. Usando modelos convencionales las reservas no cotejan con la producción, por lo tanto, se desarrolló una metodología que explique mejor el comportamiento real del campo maduro.

El modelo petrofísico confiable genera nuevas oportunidades, prospectividad que no se pueden observar con sistemas convencionales anterior.

- Conocer el volumen original de hidrocarburos OOIP, OGIP.
- Modelos Vshale confiables
- Tipo de roca y Tipos de poro
- Factor cementación $m_{variable}$
- Porosidades
- Permeabilidades
- Determinar el comportamiento de un campo de aceite bajo diferentes mecanismos de recuperación primaria, con el propósito de definir el uso de algún metodo de recobro secundario y/o recobro mejorado, como pueden ser: inyección de agua, inyeccion de agua mejorada inyeccion de gas, recobro térmico, etc.
- Optimizar la aplicación de los sistemas de levantamiento artificial.
- Determinar los efectos de la ubicación de los pozos y su espaciamiento.
- Estimar los efectos que tiene el gasto de producción sobre la recuperación.
- Definir valores de parámetros en el yacimiento, para llevar a cabo estudios económicos.
- Realizar estudios individuales de pozos.
- Cálculo y explotación de reservas
- Factores de recuperación de hidrocarburos.

4.6.1 Resultados y documentación del estudio. La elaboración del reporte es una de las actividades fundamentales del estudio. En este reporte se incluyen la información utilizada, la metodología y los resultados generados de la aplicación de dicha metodología para la caracterización del yacimiento. Asimismo, se incluye el soporte técnico de todas las actividades realizadas y los parámetros utilizados en el análisis de los datos, para que en futuras actualizaciones del estudio sean reanalizadas o reformuladas las metodologías utilizadas.

La información vertida en el reporte deberá estar completa en la descripción del desarrollo del estudio, así como el contenido técnico. El resumen como parte del reporte podrá describir el estudio en sus partes más importantes para la toma de decisiones. La tabla 12, muestra como la saturación de agua impacta las reservas en función del factor o exponente de saturación "$m_{variable}$".

Tabla 12.Impacto de las reservas en función del factor de cementación $m_{variable}$

<u>Case I</u> m= 2 OIP= 9.2 MMMstb	Sw= 0.33 Reservas= 2.5
<u>Case II</u> m= 1.77 OIP= 10.9 MMMstb	Sw= 0.21 Reservas= 3

Case III m= 1.5 OIP= 11.9 MMMstb	Sw= 0.10 Reservas= 3.28
Case IV m= 1.33 OIP= 12 MMMstb	Sw= 0.04 Reservas= 3.5

Fuente: National Iranian Oil Company (NIOC)

5. CONCLUSIONES

- La excesiva producción de agua es el indicador principal de longevidad y la principal amenaza de la viabilidad económica de los campos maduros.

- El corte de agua y la relación agua-aceite al límite económico pueden ser determinados por el Vo, es el valor del barril después de impuestos y costo del levantamiento, excluyendo el manejo del agua y Cw es el costo del manejo, transporte y tratamiento del agua.

- Los campos petroleros que estén en la región de 3 barriles de agua por uno de aceite producido deben ser llamados campos de agua.

- Las resoluciones verticales de las herramientas de registro con las que fueron explorados y desarrollados los campos maduros causaron un gran impacto en la definición del espesor de la capa como en el valor de la saturación de agua.

- La conjugación registros geofisicos y electricos especializados permiten caracterizar petrofísicamente los yacimientos, disminuyendo la incertidumbre asociada a la resolución vertical de las herramientas, removiendo el riesgo de subestimar zonas potencialmente productivas.

- Formaciones que lucen homogéneas y gruesas en realidad están compuestas de capas delgadas altamente heterogéneas.

- Los registros de imagen proporcionan imágenes o mapas de resistividades de la pared del pozo de buena nitidez y continuidad, además de las rocas en el subsuelo, que sirven para diferenciar capas de arenas, arcilla y para estudiar estructuras sedimentarias en las cuales son evidentes una gran variedad de características estructurales de las rocas registradas

- Después de los núcleos, los registros electricos de imagen revelan la verdadera heterogeneidad de un yacimiento.

- El no determinar correctamente heterogeneidades es la causa principal para subestimar zonas potencialmente productoras de hidrocarburos.

- La evolución de la influencia del soterramiento puede complementar más ajustadamente el conocimiento e interpretación geológica de las características estructurales, estratigráficas y petrofísicas de un ambiente sometido al estudio de potencial productivos de hidrocarburos.

- El manejo de los registros geofisicos y electricos especializados de pozo, tienen un papel muy importante en la evolución de formaciones ya que son una herramienta fundamental para determinar cualitativamente y/o cuantitativamente

las características petrofísicas de las rocas lo que permite una adecuada caracterizacion del yacimiento.

- El exponente de cementación “m” no es constante sino variable; y los cambios en el valor del exponente de cementación pueden afectar en gran medida la saturación de agua calculada por la ecuación de Archie, afectando el petróleo original en situ (OOIP), las reservas y la evaluación de las posibles zonas de petroleras.

- La probabilidad de obtener valores 'm' entre 1.75 y 2.0 es del 30%, y los valores de 'm' entre 1.5 y 2.0 es del 60%. Esto muestra que hasta un 50% de los datos 'm' es menor que 2.0 y una buena razón por la cual el error de saturación de agua relativa aumenta.

- El estudio del factor de o exponente de cementación “$m_{variable}$" , a partir de los registros geofisicos y electricos, deben ser realizados por las empresas para establecer qué tipo de reservorios tienen de acuerdo con esta nueva clasificación con el fin de hacer una mejor caracterización y estimación del reservorio de OOIP y reservas. También puede conducir a nuevos desarrollos en campos maduros.

- La determinación de operación o de abandono neto, está determinada por la volatilidad reciente en los precios de los hidrocarburos y costos asociados a su producción que no existían cuando se desarrollaron los campos maduros.

- Las evaluaciones económicas para determinar reservas probadas deben basarse en las condiciones económicas actuales, no se debe escalar los precios de hidrocarburos, las reservas se tienen que determinar con el valor promedio de 12 meses de los precios de los hidrocarburos, inmediatamente antes de la fecha efectiva de la evaluación.

- Los supuestos más pesimistas, indican que la rehabilitación de campos maduros son proyectos comercialmente viales y de hecho altamente rentables.

- Estimar con mayor exactitud la saturación de agua permiten un cálculo más realístico del OOIP.

- La industria petrolera en los próximos años se centrará en el gran potencial que atesoran los campos maduros para incrementar reservas y aumentar la producción.

- Teniendo en cuenta la producción actual de los campos maduro, su factor de recobro (FR) y sus reservas, la perforacion infill es una gran opción para llevar a cabo proyectos incrementales de hidrocarburos técnicamente recuperables.

- La aplicación de estas nuevas metodologías, y tecnologías emergentes, junto con el concurso de expertos ha permitido el desarrollo de modelos confiables de Vshale, tipos de poro, factor de cementación variable, porosidad, permeabilidad y

tipo de roca, en este proyecto, los cuales estimamos tendrán un alto impacto en la explicación del comportamiento de producción de los pozos, y en el cálculo y explotación de las reservas.

6. RECOMENDACIONES

- Se recomienda implementar como principal indicador de longevidad de los campos petroleros la excesiva producción de agua.

- Se recomienda que para identificar hidrocarburos dejados atrás se realice una caracterizacion integrada de los yacimientos maduros en conjunto con registros geofisicos y electricos especializados.

- Para realizar un óptimo plan de explotación de los yacimientos maduros se recomienda caracterizar petrofísicamente los yacimientos con el fin de cuantificar óptimamente los proyectos de incrementales por medio de técnicas IOR o los proyectos de recuperación mejorada EOR.

- Con el fin de disminuir el grado de incertidumbre, en la redefinición de los limites económicos de los campos maduros, es fundamental obtener datos petrofísicos de gran calidad para realizar las caracterizaciones de los yacimientos por lo que se recomienda realizar perforaciones *Infill* no siempre proyectadas a producción.

BIBLIOGRAFIA

- BARRERO Dario, Pardo Andres, Vargas Carlos A, Martínez Juan F, Colombia Sedimentary Basis, Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology a New Proposal. Bogotá, 2007, 92, Agencia Nacional de Hidrocarburos
- CARMONA, Torres Diana Gabriela, Fernández, Sánchez Víctor Iván, Caracterización integrada de yacimientos petroleros, México, 2014,144, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingenieria, de Petróleos.
- CORTES, Vara, Ana María, JARDON, Navarrete José Arturo, REJUVENECIMIENTO DE CAMPOS EN MEXICO, México, 2012,235, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería de Petróleos.
- Darwin V Ellis, Charles R. Case, Joseph M. Chiaramonte. Porosity from Neutron logs II: Interpretation, Society of Petrophysicists and well log Analysts, p 86, January 2004
- Darwin V Ellis, Singer M. Julian. Well Logging for Earth Scientists, New York, 2008, 699,Springer.
- DURAN, Ramos, Jose Francisco, RUIZ, Torres Juan, EXPLOTACIÓN DE CAMPOS MADUROS, APLICACIONES DE CAMPO, México, 2009,175, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, División de ciencias de la tierra.

- ESCOBAR, Cardona, Rogelio Andrés, GESTION DE CAMPOS MADUROS Y SU RELEVANCIA ANTE LA COYUNTURA ACTUAL DE LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS GENEREDA POR LA CAIDA DE LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO, Bucaramanga, 2017,47, Universidad Industrial de Santander, Ingeniarías Fisicoquímicas, Ingeniería de Petróleos.
- GAMBUS, Ordaz Maika, Caracterizacion de Yacimientos, Bucaramanga, 2018,312, Universidad Industrial de Santander, Ingenierías Fisicoquímicas, Ingeniería de Petróleos.
- Gluyas John, Swarbrick Richard. Petroleum Geoscience, UK, 2004, 389,Blackwell Science Ltd.
- LOPEZ, Valencia Noel, GUTIERREZ, Naranjo Diego Fernando, Metodología para la optimización de costos operativos y administrativos en campos maduros, Bucaramanga, 2011,52, Universidad Industrial de Santander, Ingeniarías Fisicoquímicas, Ingeniería de Petróleos.
- Mahmood, Akbar, Schlumberger, Jan Steckhan, Masoume Tamimi, Tianhua Zhang, Salih Saner. ESTIMATING CEMENTATION FACTOR (m) for carbonates Using BORELHOLE IMAGES. Society Petroleum Engineer SPE 117786, November 2008
- MORALES, Zúñiga, Emmanuelle Abdala, METODOLOGIA PARA LA EVALUACION DE FORMACIONES EN ARENAS ARCILLOSAS USANDO REGISTROS GEOFISICOS DE POZO, México, 2007,107, Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de Ingenieria y Arquitectura Unidad Ticomán.

- MORI, Alta, Marcelo, Filomeno. LA EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS EN CAMPOS MADUROS Y CAMPOS MARGINALES DEL NOROESTE PERUANO-IMPACTO DE LA NORMATIVIDAD APLICABLE.Peru,2006,134, Universidad Nacional de Ingenieria Facultad de Ingenieria de petróleo, gas natural y petroquimica.
- MUÑOZ, Navarro, Samuel Fernando, INGENIERIA DE YACIMIENTOS, Bucaramanga, 2017,300, Universidad Industrial de Santander, Ingeniarías Fisicoquímicas, Ingeniería de Petróleos.
- PINEDA, Quintana, Eder Gabriel, CAMPOS MADUROS Y MARGINALES BASES Y CRITERIOS PARA SU EXPLOTACIÓN, México, 2010,250, Instituto Politécnico Nacional, Escuela de Ingeniería y Arquitectura, Ingeniería de Petróleos.
- Plasek, R. E., Adolph, R. A., Stoller, C., Willis, D. J., Bordon, E. E., & Portal, M. G. Improved Pulsed Neutron Capture Logging with Slim Carbon-Oxygen Tools: Methodology. Society of Petroleum Engineers. 30598-MS, 1995, January 1.
- Richard Arnold, David B. Burnett, Jon Elphick, Thomas J. Feeley, Michel Galbrum, Mike Hightower, Zhizhuang Jian, Moin Khan, Matt Lavery, Fred Luffey, Paul Verbeek. Managing water-From waste to resource, 0ilfield Review, Summer 2004.
- ROMERO, Mejía, Carlos, Hernán, Metodología para el desarrollo de modelos petrofísicos aplicados a la optimización de producción en campos maduros optimización de costos operativos y administrativos en campos maduros, Bucaramanga, 2011,321, Universidad Industrial de Santander, Ingeniarías Fisicoquímicas, Escuela de Geología.

- Rosselló Eduardo A, Influencia del soterramiento en la calidad de los reservorios de hidrocarburos, fundamentos, metodologías prácticas de reconocimiento e interpretación, p 38, vol.75.
- SERVICIO GEOLOGICO COLOMBIANO, Curso de protección radiológica para el manejo de materia radiactivo. Bogotá 2002,140, Unidad de seguridad nuclear, protección radiológica y gestion ambiental, Ministerio de Minas y Energia.
- SIERRA, Zafra Jair Andrés, Suarez, Gelvez Wilson Alfredo, Plan Integral de desarrollo de campos Maduros, Bucaramanga, 2007,202, Universidad Industrial de Santander, Ingeniarías Fisicoquímicas, Ingeniería de Petróleos.
- Soto, B Rodolfo, Martin Cintia, Perez Orlando, Arteaga Duarry. A NEW RESORVOIR CLASSIFICATION BASED ON PORE TYPES IMPROCES CHARACTERIZATION. Society Petroleum Engineer SPE 152872, April 2012.
- Soto, O Jonathan, Soto O David, and Soto B Rodolfo, Digitoil. A NEW RESERVOIR CLASSIFICATION BASED ON PORE TYPES IMPROVES CHARACTERIZATION -PART B. Society Petroleum Engineer SPE 177237, November 2017.
- SPE, _, AAPG, _, WPC, _, & SPEE, Petroleum Resources Management System. Society of Petroleum Engineers.,2007,180934-SP,2007, January 1.
- TERAN, Fajardo, Claudio Fabricio, SIRPA, Machaca, Juan Carlos, LAURE CALLISAYA, GONZALO, REGISTROS DE POZO, Bolivia, 2012,227, Universidad Mayor de San Andres, Facultad de Ingenieria.

- Worthington, Paul. F, Gaffney, Cline & associates. The Application of Cutoffs in Integrated Reservoir Studies. Society of Petroleum Engineer. 95428-PA, 2008, December 1.