

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**CARACTERIZACIÓN DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN EN
POZOS HORIZONTALES MEDIANTE LA GENERACIÓN DE
UN MODELO GEOLÓGICO DEL MIEMBRO MORICHAL,
FORMACIÓN OFICINA, EN UN SECTOR DEL BLOQUE
CARABOBO, EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL
ORINOCO HUGO CHÁVEZ, VENEZUELA**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Ing. Pulido V., Carlos
Para optar al Título
de Magister Scientiarum
en Ciencias Geológicas

Caracas, 2018

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

CARACTERIZACIÓN DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN EN POZOS HORIZONTALES MEDIANTE LA GENERACIÓN DE UN MODELO GEOLÓGICO DEL MIEMBRO MORICHAL, FORMACIÓN OFICINA, EN UN SECTOR DEL BLOQUE CARABOBO, EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO HUGO CHÁVEZ, VENEZUELA

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Francisco Barrios

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Rolando García

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Ing. Pulido V., Carlos
Para optar al Título
de Magister Scientiarum
en Ciencias Geológicas

Caracas, 2018



VEREDICTO

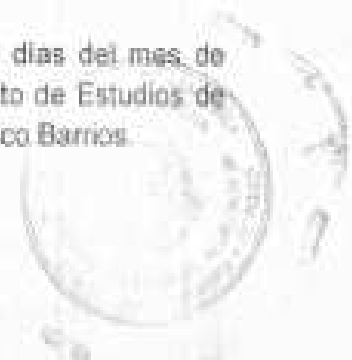
Quienes suscriben, miembros del jurado designado por el Consejo de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela, para examinar el Trabajo Grado presentado por el Ing. CARLOS PULIDO, portador de la Cédula de Identidad No CEDULA 17 839.508, bajo el título "CARACTERIZACIÓN DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN EN POZOS HORIZONTALES MEDIANTE LA GENERACIÓN DE UN MODELO GEOLÓGICO DEL MIEMBRO MORICHAL, FORMACIÓN OFICINA, EN UN SECTOR DEL BLOQUE CARABOBO, EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO HUGO CHÁVEZ, VENEZUELA", a fin de cumplir con el requisito legal para optar al grado académico de Magister en Ciencias Geológicas; dejan constancia de lo siguiente:

1.- Leído como fue dicho trabajo por cada uno de los miembros del jurado, se fijó el día 8 de octubre de 2018, a las 10:00 a.m., para que el autor lo defendiera en forma pública, lo que éste hizo en el salón 312, en el piso 2do la escuela de Geología, Minas y Geofísica, mediante un resumen oral de su contenido, luego de lo cual respondió a las preguntas que le fueron formuladas por el jurado, todo ello conforme con lo dispuesto en el Reglamento de Estudios de Postgrado.

2.- Finalizada la defensa del trabajo, el jurado decidió aprobarlo, por considerar, sin hacerse solidario con la ideas expuestas por el autor, que se ajusta a lo dispuesto y exigido en el Reglamento de Estudios de Postgrado.

Para este veredicto, el Jurado, los profesores estimaron que la obra examinada representa en su conjunto un aporte importante. Esta investigación presenta un enfoque novedoso y el jurado por unanimidad le asigna la calificación de "APROBADO".

En fe de lo cual se levanta la presente ACTA, a los ocho (8) días del mes de octubre del año 2018, conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Estudios de Postgrado, actuó como Coordinador del Jurado el M.Sc. Francisco Barrios.





Dr. Laura Torres

16.922.508

(JURADO)

(ICT-UCV)




M.Sc. Lenín González

12.259.380

(JURADO)

(FI-UCV)

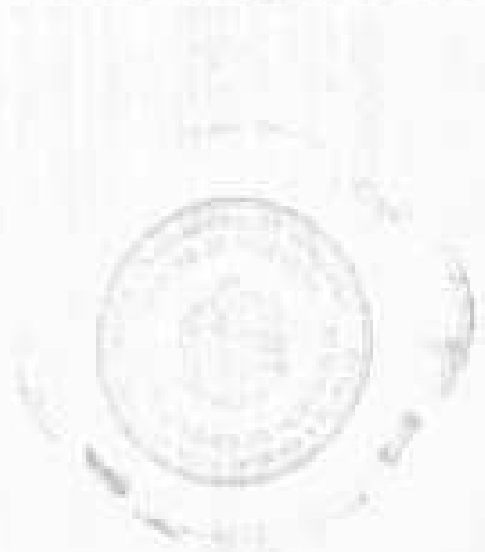


M.Sc. Francisco Barrios

4.551.816

(TUTOR)

ROSNEFT



AGRADECIMIENTOS

Me gustaría que estas líneas sirvieran para expresar mi más profundo y sincero agradecimiento a todas aquellas personas que con su ayuda han colaborado, de alguna manera, en la realización del presente trabajo.

En primer lugar, este proyecto fue posible por la generosidad de Petróleos de Venezuela, PDVSA S.A., a través de su filial Petromonagas, S.A., el cual proveyó de la data técnica que me permitió iniciar esta investigación.

También quiero extender mis agradecimientos al equipo de Estudios Integrados de Petromonagas por su interés y cooperación y la facilitación del acceso a la data.

Un especial agradecimiento a los Profesores Rolando García y Francisco Barrios por su inexhaustible paciencia, ayuda y guía durante tantas estimulantes discusiones y observaciones para el entendimiento y realización de este trabajo.

Por último, agradecer a mi familia, a mi abuela MariaIginia, por hacerme el hombre que soy, a mi madre Blanca, por ser más que mi madre y ser mi amiga, a mi hermana Carla, porque en vez de yo ser su guía, ella me ha mostrado ser una fuente de inspiración para mí, a mi tía Iraida por brindarme un gran apoyo en las etapas tempranas de este proyecto de vida y finalmente, a mi esposa, Larissa, por su entusiasmo y empuje para la culminación de mi tesis.

Pulido V., Carlos

CARACTERIZACIÓN DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN EN POZOS HORIZONTALES MEDIANTE LA GENERACIÓN DE UN MODELO GEOLÓGICO DEL MIEMBRO MORICHAL, FORMACIÓN OFICINA, EN UN SECTOR DEL BLOQUE CARABOBO, EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO HUGO CHÁVEZ, VENEZUELA.

Tutor Académico: Prof. Francisco Barrios. Tutor Industrial: Ing. Rolando García. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Geológica, Minas y Geofísica. Año 2018, 239 p.

Palabras Claves: Faja Petrolífera, Pozos Horizontales, Acuíferos, Soggy Roks, Hidrogeoquímica, Saturación de Agua, Geomodelado.

Resumen. Estudios de yacimientos en un sector del Bloque Carabobo, en la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez (FPOHCh), Venezuela, han puesto en relieve los problemas de zonas de agua en los pozos horizontales. El principal objetivo de este trabajo es caracterizar las zonas de agua mediante la generación de un modelo geológico del Miembro Morichal, de la Formación Oficina. Este estudio contó con información proveniente de registros eléctricos, sísmica y la data del histórico de producción, así como, análisis fisicoquímico, logrando un modelo de distribución de fluidos útil para representar potenciales áreas de riesgo de producción de agua. Con la caracterización de las aguas se demostró: Altas (≥ 30.000 ppm) concentraciones de Sólidos Totales Disueltos (STD) hacia el sur del área, mientras que hacia el norte es alrededor de (≤ 10.000 ppm) de STD; estas sensibles variaciones de la salinidad del agua condicionan el cálculo de los valores de Resistividad del Agua (R_w) y en consecuencia del Modelo de Saturación de Agua (S_w). En estas zonas de agua la estimación y distribución de la Saturación de Agua Irreducible (S_{wi}) y la Saturación de Agua Total (S_w) es crítica para la consideración de esquemas de explotación y consolidación de estrategias de optimización del campo. Con la implementación de prácticas como la Geonavegación, es posible maximizar la producción de petróleo y el desarrollo de reservas en estas zonas de alto riesgo.

ÍNDICE

| | |
|---|-----|
| AGRADECIMIENTOS | v |
| ÍNDICE | vii |
| LISTA DE CUADROS Y GRÁFICOS | xii |
| LISTA DE TABLAS | xix |
| LISTA DE ECUACIONES..... | xx |
| INTRODUCCIÓN | xxi |
| | |
| CAPÍTULO I..... | 24 |
| PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA | 24 |
| 1.1. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN | 25 |
| 1.1.1. Objetivo General: | 25 |
| 1.1.2. Objetivos Específicos: | 25 |
| 1.2. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN | 26 |
| 1.3. ALCANCES DE LA INVESTIGACIÓN..... | 27 |
| 1.4. LIMITACIONES DE LA INVESTIGACIÓN | 27 |
| | |
| CAPÍTULO II..... | 28 |
| MARCO REFERENCIAL..... | 28 |
| 2.1. ANTECEDENTES | 28 |
| 2.2. ÁREA DE ESTUDIO | 30 |
| 2.2.1. Ubicación relativa del área de estudio..... | 30 |
| 2.3. DESCRIPCIÓN DEL RESERVORIO | 31 |
| 2.3.1. Petrofísica y propiedades de los fluidos..... | 31 |
| 2.4. ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN DEL ÁREA | 33 |
| 2.5. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE AGUA DEL CAMPO | 34 |
| 2.6. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL | 35 |
| 2.6.1. Generalidades | 35 |
| 2.6.2. Evolución geológica del área de estudio | 39 |

| | |
|---|----|
| 2.6.2.1. Pre-Mioceno..... | 40 |
| 2.6.2.2. Mioceno 20-23 m.a. | 42 |
| 2.6.2.3. Plioceno – Pleistoceno 5 m.a. | 47 |
| 2.6.2.4. Modelo Cronoestratigráfico y Superficies Claves | 48 |
| 2.6.2.5. Modelo Geológico Estructural del área..... | 54 |
| 2.6.2.6. Sistema Petrolífero | 58 |
| 2.6.2.7. Modelo Hidrodinámico Regional..... | 61 |
| 2.7. BASES TEÓRICAS | 64 |
| 2.7.1. Aguas de formación..... | 64 |
| 2.7.2. Sistemas de clasificación de las aguas de formación | 65 |
| 2.7.3. Salinidad de las aguas de formación | 67 |
| 2.7.4. Evolución geoquímica de las aguas subterráneas..... | 68 |
| 2.7.4.1. Procesos específicos que son capaces de alterar la composición y/o concentración de las aguas de formación..... | 71 |
| 2.7.5. Métodos geoquímicos para la caracterización de las aguas | 75 |
| 2.7.5.1. Relaciones interelementales | 75 |
| 2.7.5.2. Diagrama de Stiff | 77 |
| 2.7.5.3. Diagramas de Piper | 78 |
| 2.7.5.4. Diagramas de Schoeller- Barkalof | 80 |
| 2.7.6. Propiedades petrofísicas y distribución de fluidos | 81 |
| 2.7.6.1. Porosidad..... | 81 |
| 2.7.6.2. Permeabilidad..... | 82 |
| 2.7.6.3. Humectabilidad | 83 |
| 2.7.6.4. Saturación de los fluidos | 85 |
| 2.7.6.5. Presión capilar..... | 87 |
| 2.7.6.6. Distribución de los fluidos en el yacimiento..... | 88 |
| 2.7.7. Fundamentos del modelado..... | 93 |
| 2.7.7.1. Modelos Geológicos..... | 93 |
| 2.7.7.2. Modelos Geológicos Determinísticos Vs. Estocásticos..... | 96 |

| | |
|--|---------|
| CAPÍTULO III..... | 99 |
| METODOLOGÍA | 99 |
| 3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN | 99 |
| 3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN | 100 |
| 3.3. POBLACIÓN Y MUESTRAS | 101 |
| 3.4. PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO..... | 102 |
| 3.4.1. Recolección y análisis de información..... | 102 |
| 3.4.2. Datos utilizados | 102 |
| 3.4.2.1. Datos de pozos | 102 |
| 3.4.2.2. Información Sísmica-Estructural | 104 |
| 3.4.2.3. Muestras de aguas de formación | 105 |
| 3.4.2.4. Histórico de Producción..... | 105 |
| 3.4.3. Fases de estudio..... | 106 |
| 3.4.3.1. Identificación las fuentes de agua del Miembro Morichal, Formación Oficina, mediante la reinterpretación del Modelo Geológico preexistente | 106 |
| 3.4.3.2. Caracterización de las propiedades fisicoquímica de las aguas de producción en los pozos horizontales | 108 |
| 3.4.3.3. Análisis del origen de la entrada de agua de producción en los pozos horizontales | 111 |
| 3.4.3.4. Integración del Modelo Geológico, Malla 3D con los Datos de Producción (1999-2015) de los pozos horizontales para representación de áreas de riesgo de producción de agua de formación y potenciales esquemas de explotación | 112 |
| 3.4.3.5. Presentación las mejores prácticas para optimizar la producción de crudo a partir de Geonavegación; pozos control de agua y control por Diferencia de Presión (Draw-Down) | 125 |
| CAPÍTULO IV..... | 127 |
| ANALISIS Y RESULTADOS..... | 127 |

| | |
|--|-----|
| 4.1. IDENTIFICACIÓN DE LAS FUENTES DE AGUA DEL MIEMBRO MORICHAL MEDIANTE LA INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL Y ESTRATIGRÁFICA DEL ÁREA..... | 127 |
| 4.1.1. Tipo 1- Zonas de Agua Libre | 127 |
| 4.1.1.1. Acuífero..... | 127 |
| 4.1.1.2. Las Poncheras o aguas entrampadas localmente..... | 131 |
| 4.1.2. Tipo 2- Zonas de agua móvil en zonas saturadas de petróleo | 138 |
| 4.1.2.1. Zonas de Transición Capilar | 138 |
| 4.1.2.2. Zonas de alta saturación de agua por litología o "Soggy Rocks" | 141 |
| 4.2. CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE AGUAS DE FORMACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO A TRAVÉS DEL ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DE SÓLIDOS DISUELTOS..... | 146 |
| 4.2.1. Relaciones interelementales | 146 |
| 4.2.2. Caracterización de las aguas de formación mediante diagramas gráficos | 155 |
| 4.2.3. Salinidad..... | 161 |
| 4.2.4. Problemas asociados a la producción de agua salada..... | 165 |
| 4.3. ANÁLISIS DEL ORIGEN DE LA ENTRADA DE AGUAS DE PRODUCCIÓN EN LOS POZOS HORIZONTALES | 167 |
| 4.3.1. Pozos productores del Acuífero | 167 |
| 4.3.2. Pozos productores en zonas de Poncheras | 173 |
| 4.3.3. Pozos productores en zonas de Transición Capilar | 180 |
| 4.3.4. Pozos productores en zonas de alta saturación de agua por litología o "Soggy Rocks" | 185 |
| 4.4. INTEGRACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO GEOCELULAR 3D CON LOS DATOS DE PRODUCCIÓN (1999-2015) DE LOS POZOS HORIZONTALES, PARA LA REPRESENTACIÓN DE ÁREAS DE RIESGO DE PRODUCCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN Y POTENCIALES ESQUEMAS DE EXPLOTACIÓN EN UN SECTOR DEL BLOQUE CARABOBO | 191 |
| 4.4.1. Discusión del Modelo de Saturación de Agua | 191 |

| | |
|--|-----|
| 4.4.2. Representación de áreas de riesgo de producción de agua de formación y potenciales esquemas de explotación | 193 |
| 4.4.2.1. Oportunidades de perforación en Macolla U | 193 |
| 4.4.2.2. Oportunidades de perforación en Macolla V | 199 |
| 4.5. MEJORES PRÁCTICAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO A PARTIR DE GEONAVEGACIÓN DE POZOS HORIZONTALES; POZOS CONTROL DE AGUA Y CONTROL POR DIFERENCIA DE PRESIÓN (DRAW-DOWN) | 206 |
| 4.5.1. Optimización de Pozos Productores por diferencial de presión (Draw Down) en Zonas de Agua..... | 206 |
| 4.5.2. Pozos control de agua..... | 208 |
| 4.5.3. Ubicación de Pozos por Geonavegación | 210 |
| CONCLUSIONES | 214 |
| RECOMENDACIONES | 217 |
| BIBLIOGRAFÍA | 219 |
| GLOSARIO DE TÉRMINOS..... | 235 |
| ABREVIATURAS Y UNIDADES | 238 |

LISTA DE CUADROS Y GRÁFICOS

| | |
|--|----|
| Fig. 2.2.1- Ubicación geográfica de la zona en estudio | 31 |
| Fig. 2.4.1- Esquema de explotación del área en estudio | 34 |
| Fig. 2.6.1- Columna estratigráfica del Mioceno, área de Cerro Negro. (Modificado de la columna estratigráfica de la Cuenca Oriental, Léxico Estratigráfico de Venezuela, 2007) | 37 |
| Fig. 2.6.2- Principales características estructurales de la cuenca Oriental de Venezuela. Sección geológica norte- sur Fig. 2.6.3 (Modificado de Informe interno, 2002) | 38 |
| Fig. 2.6.3- Sección norte sur de la FPOHCh en el área de Carabobo, donde se muestra una columna estratigráfica esquemática de la Formación Oficina. (Modificado de Villarroel, T. et al. 2013)..... | 40 |
| Fig. 2.6.4- a) Sección sísmica no interpretada dentro del área de estudio; b) Sección sísmica interpretada, donde se muestra horizonte sísmico asociado al Basamento | 41 |
| Fig. 2.6.5- Esquema Estratigráfico y Análogos Sedimentarios del Miembro Morichal dentro del área de estudio..... | 46 |
| Fig. 2.6.6- Identificación del marcador informal TS. (Modificado de Tinedo, C. et al. 2013) | 49 |
| Fig. 2.6.7- Identificación del marcador informal MFS. (Modificado de Tinedo C., et al. 2013)..... | 50 |
| Fig. 2.6.8- Pozo Tipo mostrado la columna estratigráfica del área de estudio. (Modificada de Yegres, F. 2015) | 54 |
| Fig. 2.6.9- Mapa estructural del Basamento, donde se muestran los sistemas de fallas presentes en el área y sección sísmica de la Fig. 2.5.10. (Salazar, L., Rodríguez, I. y González, J. 2015)..... | 56 |
| Fig. 2.6.10- Modelo estructural tridimensional donde se muestran elementos estructurales del área de estudio. (Modificado de Salazar, L., Rodríguez, I. y González, J. 2015)..... | 58 |

| | |
|--|----|
| Fig. 2.6.11- Sección estructural norte sur mostrando diagrama del origen y migración de los crudos en el sector Cerro Negro, así como, dirección de la recarga de los acuíferos. (Modificado de Fiorillo, G. 1982 y ARC Solutions 2009)..... | 63 |
| Fig. 2.7.1- Movimiento del agua y procesos que pueden incidir en la evolución del agua de formación. (Modificado de Abdou, M. et al., 2011)..... | 65 |
| Fig. 2.7.2- Secuencia de Chevotareb. (Chevotareb 1955, citado por Sánchez, F. 2012) | 69 |
| Fig. 2.7.3- Distintos tipos de flujo en una misma área. (Doménico, P. 1972, citado por Sánchez, F. 2012)..... | 70 |
| Fig. 2.7.4- Principales tipos de flujos que actúan en las cuencas sedimentarias. Basado en Bjarlykke, K. (1983), Galloway, W. (1984) y Bethke, C. (1985) y modificado de Arche A. (2010) | 74 |
| Fig. 2.7.5- Diagramas de Stiff (1951) del agua fósil y meteórica, respectivamente. (Alves, Y., 2007)..... | 78 |
| Fig. 2.7. 6- Diagrama de Piper (Piper, A. 1953) | 79 |
| Fig. 2.7.7- Gráfico de una muestra de agua en Schoeller (1962)..... | 81 |
| Fig. 2.7.8- Ángulo de contacto entre las fases agua-petróleo resultado del equilibrio de fuerzas de la interacción de tres tensiones superficiales: entre el petróleo y la superficie (γ_{so}), entre el agua y la superficie (γ_{sw}) y el petróleo y el agua (γ_{ow}). | 83 |
| Fig. 2.7.9- (a) Sección esquemática de un medio poroso en un sistema mojado por agua. | 84 |
| Fig. 2.7.10- Ascenso del agua en un tubo capilar. García, A. (2009) recuperado y modificado de http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica_/fluidos/tension/capilar/capilar.html | 87 |
| Fig. 2.7.11- Gradiente de presiones y contacto agua petróleo en ausencia de medio poroso. Crotti, M. (2002) recuperado y modificado de http://www.inlab.com.ar/RFT1.htm | 89 |
| Fig. 2.7.12- Gradiente de presiones y contacto agua petróleo en presencia de ascenso de agua en un tubo capilar. Crotti, M. (2002) recuperado y modificado de http://www.inlab.com.ar/RFT1.htm | 90 |

| | |
|---|-----|
| Fig. 2.7.13- Esquema de ascenso capilar en un medio heterogéneo. Crotti, M. (2002), recuperado y modificado de http://www.inlab.com.ar/RFT1.htm | 91 |
| Fig. 2.7.14- Gradiente de presiones y contacto agua petróleo en un medio poroso. Crotti, M. (2002), recuperado y modificado de http://www.inlab.com.ar/RFT1.htm . 92 | 92 |
| Fig. 2.7.15- Distribución de fluidos en un yacimiento homogéneo. (Modificado de Martínez, J. 2003) | 93 |
| Fig. 2.7.16- Tipos de modelos geométricos. (Modificado de Delgado, Y. 2011)..... | 96 |
| Fig. 2.7.17- (a) Modelo de litofacies generado usando métodos basados en objetos. 98 | 98 |
| Fig. 3.4.1- Distribución de los pozos estratigráficos y pozos horizontales productores en el área | 104 |
| Fig. 3.4.2- Vista 3D de una sección del cubo sísmico en profundidad con los horizontes sísmicos y fallas interpretadas en el área de estudio | 105 |
| Fig. 3.4.3- Sección sísmica norte - sur del área del Acuífero | 107 |
| Fig. 3.4.4- Registro eléctrico y núcleo del pozo H..... | 108 |
| Fig. 3.4.5- Mapa de ubicación de las muestras de agua con datos de salinidad y fisicoquímica validados..... | 109 |
| Fig. 3.4.6- Determinación de la extensión del contacto agua-petróleo mediante el modelo tridimensional del área de estudio..... | 115 |
| Fig. 3.4.7- El análisis de los pozos horizontales ha sido utilizado para entender el modelo de distribución de fluido..... | 116 |
| Fig. 3.4.8- Mapas de burbujas de la unidad más basal de Morichal Inferior (a) Potencial inicial vs. Espesor de ANP; (b) % AyS vs. Mapa de saturación promedio | 117 |
| Fig. 3.4.9- Vista 3D y sección norte sur de la malla geocelular..... | 119 |
| Fig. 3.4.10- Vista 3D y en planta de las zonas de agua construidas en el modelo geocelular | 120 |
| Fig. 3.4.11- Sección norte-sur y vista 3D donde se observa la distribución de la saturación de agua en el mallado | 122 |
| Fig. 3.4.12- Histograma con la distribución de Tipos de Rocas dentro del modelo. 123 | 123 |
| Fig. 3.4.13- Flujograma de la metodología aplicada para la construcción del modelo | 124 |

| | |
|--|-----|
| Fig. 4.1.1-Cartografiado del Acuífero localizado al norte del campo..... | 128 |
| Fig. 4.1.2-Sección sísmica y sección estructural del modelo 3D correspondiente al área del Acuífero | 129 |
| Fig. 4.1.3- Mapa estructural del basamento y sección sísmica norte-sur donde se muestra el sistema de fallas y las depresiones cercanas al pozo H | 130 |
| Fig. 4.1.4- Sección sísmica y estructural del modelo 3D en dirección este- oeste ... | 131 |
| Fig. 4.1.5- Ubicación geográfica de las Poncheras identificadas e interpretadas a nivel de la unidad Morichal Inferior | 132 |
| Fig. 4.1.6-Interpretación petrofísica del pozo G3 ubicado en zona de Ponchera..... | 134 |
| Fig. 4.1.7- Interpretación estructural de la zona de Ponchera..... | 135 |
| Fig. 4.1.8- Registro eléctrico del pozo Q con contactos agua-petróleo a diferentes niveles dentro de la columna estratigráfica..... | 137 |
| Fig. 4.1.9- Interpretación estructural de la zona de agua atrapada local o "Ponchera", en el pozo Q | 137 |
| Fig. 4.1.10- Diferencia de densidad entre el crudo extrapesado y el agua de formación del pozo GH02 (Bitor/OCN/INTEVEP, 2001) | 139 |
| Fig. 4.1.11- Presión capilar a condición de reservorio del Miembro Morichal. (Brito, A. 2014) | 140 |
| Fig. 4.1.12- Unidad basal del pozo Z, el cual muestra la fluctuación vertical en la saturación de agua debido a una posible zona de transición. El contacto agua petróleo se interpreta a -3.726 pies TVDss | 141 |
| Fig. 4.1.13- Curva Agua Irreducible Vs. Índice Calidad Roca (ICR). (Correa, D. y Guevara, E. 2015) | 142 |
| Fig. 4.1.14- Sección delgada H63ST1 y esquema de la interface agua/petróleo dentro del cuerpo poroso, en este fenómeno el crudo rellena solo parte del espacio poroso y deja dentro la roca cierto volumen de agua móvil | 143 |
| Fig. 4.1.15- Cartografiado Zonas con "Soggy Rocks" dentro de la unidad Morichal Medio | 144 |
| Fig. 4.1.16-Interpretación petrofísica (Franja Azul) de arenas con agua móvil atrapada por litología o "Soggy Rocks" | 145 |

| | |
|--|-----|
| Fig. 4.1.17- Histograma de tipo de roca con saturación de agua móvil entre 10% y 45% | 146 |
| Fig. 4.2.1- Relaciones interelementales de Mg^{+2} , Ca^{+2} , K^{+} y Na^{+} respecto al Cl^{-} | 148 |
| Fig. 4.2.2- Relación entre el Cl^{-} y los STD para las muestras analizadas | 150 |
| Fig. 4.2.3- (a) Relación Na^{+}/HCO_3^{-} . (b) Relación HCO_3^{-}/STD | 151 |
| Fig. 4.2.4- Relación Na^{+}/Cl^{-} | 152 |
| Fig. 4.2.5- Relaciones de intercambio catiónico (Modificado de Jalali, M. 2005)... | 154 |
| Fig. 4.2.6- Diagrama de Piper para muestras de agua de Formación Oficina Miembro Morichal del área de estudio (Piper, A. 1953) | 156 |
| Fig. 4.2.7- Distribución areal de la salinidad del agua representada con diagramas de Stiff..... | 157 |
| Fig. 4.2.8- Comportamiento de las agua de formación del campo mediante el uso de Diagramas de Stiff (Stiff, H. 1951)..... | 158 |
| Fig. 4.2.9- Ubicación en perfiles de las figuras de Stiff para las muestras de aguas de formación del área de estudio | 159 |
| Fig. 4.2.10- Diagrama de Schoeller- Barkalof con las muestras aguas de formación (Schoeller, H. 1962)..... | 160 |
| Fig. 4.2.11- Distribución y comportamiento de las salinidades promedio de la unidad Morichal Inferior..... | 164 |
| Fig. 4.2.12- (a) Detalle de la superficie externa de la tubería de acero al carbono con picaduras por corrosión. (b) Apariencia de la superficie externa de los “couplings” de la tubería de soporte de sensores | 166 |
| Fig. 4.3.1– Mapa de burbuja a) %AyS, b) producción acumulada de agua en los pozos de Morichal Inferior de Macolla K | 168 |
| Fig. 4.3.2- Sección estratigrafía y evaluación petrofísica de los pozos ubicados en el Acuífero (PDVSA, 2015)..... | 169 |
| Fig. 4.3.3- Trayectoria del pozo GK23 completado en la unidad Morichal Inferior con una sección horizontal de 100% de arena neta contactada. | 170 |
| Fig. 4.3.4- Perfil de producción del pozo GK23 afectado por la presencia del Acuífero | 171 |

| | |
|---|-----|
| Fig. 4.3.5- Perfil de producción del pozo GK28 afectado por la presencia del Acuífero | 172 |
| Fig. 4.3.6- Análisis del avance lateral del Acuífero al este de macolla K | 173 |
| Fig. 4.3.7 Mapa de burbuja a) % AyS, b) producción acumulada de agua en los pozos de Morichal Inferior de Macolla A | 174 |
| Fig. 4.3.8- Evaluación petrofísica y registros base de la sección horizontal del pozo GA1ST1 (PDVSA, 2015)..... | 175 |
| Fig. 4.3.9- Perfil de producción del pozo GA1ST1 afectado por la presencia de la Ponchera..... | 176 |
| Fig. 4.3.10- Trayectoria del pozo GA1ST1 completado en la unidad Morichal Inferior con una sección horizontal de 100% de arena neta contactada..... | 177 |
| Fig. 4.3.11- Mapa y sección estratigráfica de los pozos pertenecientes a la macolla J afectados por la zona interpretada como Ponchera..... | 178 |
| Fig. 4.3.12- Sección estratigráfica del pozo GJ1ST2 ubicado directamente sobre la Ponchera..... | 180 |
| Fig. 4.3.13- Curva de permeabilidad relativa (Kr) obtenida del análisis especial del núcleo del pozo H38 (Brito, A. 2014)..... | 181 |
| Fig. 4.3.14- Perfil de producción del pozo GJ2 afectado por la presencia de una zona de transición de una zona interpretada como Ponchera | 183 |
| Fig. 4.3.15- Sección estratigráfica del pozo GJ2 alejado de la Ponchera pero ubicado en la zona de transición..... | 184 |
| Fig. 4.3.16- Evaluación petrofísica de la arena basa de Morichal Inferior en el pozo GJ32ST1 (PDVSA, 2015)..... | 185 |
| Fig. 4.3.17- Esquema donde se asocian las diferentes curvas de presión capilar con los cambios laterales de facies atravesadas durante la navegación de un pozo horizontal..... | 187 |
| Fig. 4.3.18- Perfil de producción del pozo GH7 afectado por la presencia de una zona de “Soggy Rocks” | 188 |
| Fig. 4.3.19- Trayectoria y sección horizontal del pozo GH7 con variaciones en la resistividad asociadas a intervalos de arena con alta saturación de agua..... | 189 |

| | |
|---|-----|
| Fig. 4.3.20- Perfil de producción del pozo HB10 afectado por la presencia de una zona de “Soggy Rocks” | 190 |
| Fig. 4.3.21-Trayectoria y sección horizontal del pozo HB10 con variaciones en la resistividad asociadas a intervalos de arena con alta saturación de agua..... | 190 |
| Fig. 4.4.1- Distribución de saturación de agua vs. Tipos de Rocas | 192 |
| Fig. 4.4.2- Vistas en planta de las trayectorias norte- sur Vs. este – oeste de la Macolla U, donde se propone el escenario más pesimista de la ubicación de las zonas de agua interpretadas en el área | 194 |
| Fig. 4.4.3- Sección estructural norte-sur del área correspondiente al desarrollo de Macolla U..... | 196 |
| Fig. 4.4.4- Sección estructural este- oeste del área correspondiente al desarrollo de Macolla V..... | 201 |
| Fig. 4.4.5- Configuración original de la macolla, así como la zona de agua identificada que estaría afectando los pozos más al norte..... | 202 |
| Fig. 4.4.6- Modelo Simulación 2D y perfiles de producción de la antigua configuración (pozos más cerca de la zona de agua) | 203 |
| Fig. 4.4.7- Nueva configuración propuesta para la macolla V..... | 204 |
| Fig. 4.4.8- Vista 2D del modelo simulación y perfiles de producción de la nueva configuración (pozos más alejados de la zona de agua) | 205 |
| Fig. 4.5.1– Evaluación petrofísica y registros base de la sección horizontal del pozo GA10ST1 (PDVSA, 2015)..... | 207 |
| Fig. 4.5.2- Perfil de producción del pozo GA10ST1 afectado por la presencia de una zona de Ponchera y manejado a ROP controlada..... | 208 |
| Fig. 4.5.3- Comportamiento de %AyS de los pozos de macolla J durante la puesta en práctica de la técnica de pozos control de agua | 210 |
| Fig. 4.5.4- Vista 3D y Perfil Resistivo de la trayectoria planifica vs. la trayectoria real del pozo GK3 completado en la unidad Morichal Inferior | 212 |
| Fig. 4.5.5- Perfil de producción del pozo GK3 ubicado en la zona del Acuífero | 213 |

LISTA DE TABLAS

| | |
|--|-----|
| Tabla 2.3.1- Resumen de las propiedades de los Fluidos | 32 |
| Tabla 2.3.2- Propiedades petrofísicas promedio | 32 |
| Tabla 2.7.1- Variaciones de la salinidad en diferentes tipos de agua | 68 |
| Tabla 3.4.1- Coordenadas y sistema de unidades seleccionada para el proyecto | 113 |
| Tabla 3.4.2- Pozos con contacto agua – petróleo identificados dentro del área de estudio | 114 |
| Tabla 4.1.1- Diferencia de densidad entre el crudo extrapesado y el agua de formación del pozo GH02 (Bitor/OCN/INTEVEP, 2001)..... | 138 |
| Tabla 4.2.1- Resultados obtenidos en los diferentes análisis fisicoquímicos de las muestras de los pozos del área de estudio..... | 149 |
| Tabla 4.2.2- Clasificación de las muestras según la relación $(Na^+ - Cl^-) / SO_4^{2-}$ | 153 |
| Tabla 4.2.3- Salinidad equivalente NaCl de los pozos con muestras de agua | 162 |
| Tabla 4.3.1- %AyS de los pozos productores de la macolla J afectados por la zona interpretada como Ponchera..... | 179 |

LISTA DE ECUACIONES

| | | |
|-------------------------------------|-------|----|
| Ec. 2.7.1 Porosidad | | 82 |
| Ec. 2.7.2 Saturación de los Fluidos | | 86 |
| Ec. 2.7.3 Presión Capilar | | 87 |

INTRODUCCIÓN

El objeto de todo proceso de Exploración y Producción Petrolera es maximizar el valor económico a largo plazo en el uso de las reservas de hidrocarburos; pero el crudo no es el único fluido presente en el yacimiento; adicionalmente, el gas y el agua también se encuentran asociados, pero este último, resulta ser el fluido más abundante y muchas veces indeseable, al afectar a los pozos productores de petróleo (Kuchuk, F., Sencul, M. y Zeybek M., 1999).

El área de estudio se encuentra ubicada en un sector del Bloque Carabobo, en el área limítrofe de los estados Anzoátegui y Monagas, el cual, se dedica a la producción en frío de 130,000 BPD de crudo extrapesado (XP) de gravedad 8,5 °API, y que posteriormente, es mejorado a una calidad de 16 °API.

El sector de estudio inició su etapa de reexploración en 1980, apartir de una campaña de evaluación de recursos (POES) con quince (15) pozos verticales. A finales de 1999, continúa con la fase de producción comercial, que en 24 meses condujo a la perforación de 121 pozos horizontales, alcanzando a una producción promedio anual de 120.000 BNP en Diciembre, 2000 (Zubizarreta, J. et. al 2001).

En la fase de mantenimiento de producción, para Diciembre de 2015, se han completado un total de dieciséis (16) pozos verticales y trescientos veintidos (322) pozos horizontales, con producción acumulada total de 627.594.452 BNP de crudo, 287.790.488MPCN de gas y 31.371.572BN de agua, con una producción promedio diaria de 130.800 blsd de crudo y 12.845 blsd de agua, aumentando de 2 % durante sus inicios hasta alcanzar un 9 % de la producción diaria del campo.

Los estudios de yacimientos han identificado que el agua ha estado sectorizada a zonas con alta saturación de agua móvil. La diferencia de viscosidad entre el agua y el crudo XP, es extremadamente desfavorable (+/-3000 cP) para la

producción de crudo sintético (Knopp, C. 1960; Ferrer, M., 2001 y Bailey, B., Crabtree, M., Tyrie, J., Elphick, J., Kuchuk, F., Romano, C. y Roodhart, L., 2000), resultando en altos cortes de agua ($\geq 90\%$) lo que ha significado el cierre temporal o final de los pozos horizontales.

Esta situación como consecuencia, genera demoras en los compromisos anualizados de los perfiles de producción así como, en pérdidas puntuales en la economía del proyecto, debido a no solo la disminución de la producción de petróleo sino también al costo de manejo de importantes volúmenes de agua producida.

En este contexto, se estableció como objetivo de estudio la identificación y caracterización de las aguas de producción mediante la reinterpretación del modelo geológico del Miembro Morichal, de la Formación Oficina, basados en el uso de información proveniente de distintas disciplinas como geología, geofísica, petrofísica, geoquímica, producción y modelado de yacimientos.

Con este trabajo se pretende entender, los diferentes conceptos y/o los elementos geológicos involucrados en la producción de agua, identificando posibles áreas de riesgo y por consiguiente, mejorar potenciales esquemas de explotación, que contribuirán con la consolidación de estrategias de optimización del campo.

Este Trabajo Especial de Grado contiene cuatro Capítulos, descritos brevemente a continuación:

Capítulo I, Planteamiento del problema: En este Capítulo se expone el problema a resolver con el trabajo, los objetivos planteados para tal fin y el alcance del mismo.

Capítulo II, Marco referencial: En esta sección se exponen los fundamentos teóricos relacionados al tema y las generalidades del área de estudio.

Capítulo III, Marco metodológico: En este se presenta detalladamente la metodología utilizada para el desarrollo del presente Trabajo Especial de Grado.

Capítulo IV, Análisis de Resultados: En este Capítulo se presenta los resultados obtenidos y el análisis de la información recabada y generada. Luego de estos cuatro Capítulos se presentan las Conclusiones y Recomendaciones que surgen de la investigación desarrollada.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez (FPOHCh) es considerada como la acumulación de crudos pesados y extrapesados más grande del mundo; con un Petróleo Original en Sitio (POES) de alrededor de 1.360 millones de barriles y como reservas probadas unos 296.500 millones de barriles de petróleo, según fuentes oficiales de la estatal PDVSA. Esta ocupa la franja meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela, al sur de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro con un área total de 55.314 Km² y un área de explotación de 11.593 Km².

Los yacimientos que se encuentran actualmente producción en el área de estudio, pertenecen a la Formación Oficina de la Cuenca Oriental de Venezuela, siendo el Miembro Morichal el principal intervalo de interés.

Después de la puesta en marcha de la producción del área, algunos pozos horizontales comenzaron a presentar cortes de agua (15-20 % AyS), sin estar cercanos a contactos agua-petróleo conocidos. La velocidad de incremento en los cortes era diferente entre los pozos, dependiendo del área y del nivel estratigráfico en producción.

Al obtener más información del área con la posterior perforación de pozos estratigráficos, se pudo observar que las arenas puestas en producción, lateralmente son equivalentes a arenas con presencia de agua, las cuales no fueron interpretadas en el modelo geológico preexistente.

Los análisis fisicoquímicos del agua de producción presentaban anomalías en los valores de salinidad, las cuales contrastaban con los valores promedio del área llegando hasta 45.000 ppm de NaCl, causando corrosión y deterioro de los equipos de completación de pozo.

En muchos casos, la producción temprana de agua ocasionó la disminución considerable del índice de productividad de los pozos afectados, originando el cierre temporal de los mismos debido a la sobrecarga en los sistemas de tratamiento. Estos cierres temporales causó el retraso en los planes de producción y pérdidas económicas del proyecto.

1.1. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.1.1. Objetivo General:

Caracterizar las aguas de producción en pozos horizontales mediante la generación de un modelo geológico del Miembro Morichal, Formación Oficina, en un sector del Bloque Carabobo, en la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez, Venezuela.

1.1.2. Objetivos Específicos:

- a) Identificar las fuentes de agua del Miembro Morichal, Formación Oficina, mediante la reinterpretación del Modelo Geológico preexistente, en un sector del Bloque Carabobo.

- b) Caracterizar las propiedades fisicoquímicas de las aguas de producción en los pozos horizontales.

- c) Analizar el origen de la entrada de aguas de producción en los pozos horizontales.

- d) Integrar el Modelo Geológico Geocelular 3D con los Datos de Producción (1999-2015) de los pozos horizontales, para la representación de áreas de riesgo de producción de agua de formación y potenciales esquemas de explotación en un sector del Bloque Carabobo.

- e) Presentar las mejores prácticas para optimizar la producción de crudo a partir de Geonavegación, pozos control de agua y control por diferencia de presión (Draw-Down).

1.2. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La caracterización de las aguas de producción, la determinación de su flujo natural y evolución, es un área importante dentro de la interpretación geológica de los yacimientos. Cuando existe agua móvil en un yacimiento de crudo extrapesado, el porcentaje de agua y sedimento en la producción puede llegar a alcanzar valores importantes debido al extremo contraste entre las viscosidades de los mismos. Este aumento de la producción de agua en los campos petroleros significa una disminución en la producción de crudo y un aumento de los costos de producción, así como a su vez, la sobrecarga de los sistemas de tratamiento si no se cuenta con los equipos de superficie necesarios, impactando considerablemente en la economía de los proyectos.

Venezuela, al poseer los yacimientos de petróleo pesado y extrapesado más grande del mundo, los cuales están contenidos en la FPOHCh y en especial en un sector dentro del Bloque Carabobo, merece una esmerada atención en la búsqueda de soluciones para minimizar el riesgo que implica la intrusión del agua en pozos productores, lograr la optimización de la producción de hidrocarburos y disminuir la incertidumbre en los modelos estáticos y dinámicos de yacimientos.

1.3. ALCANCES DE LA INVESTIGACIÓN

A través del presente trabajo de investigación, se pudo identificar y caracterizar las fuentes de agua de producción de la Formación Oficina, Miembro Morichal, mediante la reinterpretación del modelo geológico que represente las zonas de agua de un sector del Bloque Carabobo, agrupando y analizando aspectos geológicos, datos históricos de producción, análisis fisicoquímicos y geomodelado. Conocer todas estas variables permitió un mejor entendimiento de las posibles áreas de riesgo y del comportamiento de las aguas de producción, de manera de lograr el recobro óptimo de hidrocarburos, al menor costo y maximizando el valor de la empresa, alcanzando así, estrategias claves en la caracterización, desarrollo y optimización de la FPOHCh.

1.4. LIMITACIONES DE LA INVESTIGACIÓN

Las limitaciones están dadas por la baja densidad de la data fisicoquímica de aquellos pozos productores con altos cortes de agua. Con respecto a su caracterización fisicoquímica, no se pretende realizar un estricto estudio geoquímico de las mismas, ni establecer el porqué de las variaciones durante su historia geológica, lo que se procura es identificar los cuerpos de agua en el campo y determinar, cual es el responsable de la producción de agua en los pozos horizontales.

Así mismo, la baja densidad de información geológica en áreas no desarrolladas, producto del limitado número de pozos stratigráficos perforados, generan una mayor incertidumbre en la interpretación de los fenómenos estudiados, los cuales presentan características complejas y de alta heterogeneidad.

CAPÍTULO II

MARCO REFERENCIAL

2.1. ANTECEDENTES

Un equipo conformado por el antiguo Bitor, Operadora Cerro Negro (OCN) y PDVSA INTEVEP en el 2001 en un trabajo no publicado, evaluaron en conjunto la problemática de la producción de agua en el área del campo Cerro Negro, identificando y cartografiando las fuentes de agua primaria asociadas a los pozos productores. Durante este estudio se definieron a los volúmenes de agua asociados a depresiones del basamento como “Poncheras”, cuyo concepto original es utilizado para referirse a un “recipiente en forma de amplio vaso semiesférico sobre un pie proporcional a sus dimensiones y que se utiliza para preparar y servir el ponche o bebidas similares” (según el Diccionario de la Real Academia Española). Con este término se buscaba comparar las depresiones observadas en el basamento con la forma de dicho envase. Posteriormente esta terminología fue utilizada ampliamente en distintas publicaciones como la realizada por Balau, J., Linares, L., O'Donnell, D., y Fong, N. (2003), en donde identifican y predicen la distribución lateral del agua móvil dentro del área asignada a la antigua Operadora Cerro Negro, mediante el uso de registros de pozos, distribuyéndolo estocásticamente en un modelo geológico 3D. En este estudio se reconoce la presencia de las Poncheras como “zonas de agua ubicadas en bajos estructurales con arenas de buena calidad”, así como hace referencia a las “Soggy Rocks” definiéndolas como zonas de agua en arenas petrolíferas asociadas a arenas delgadas con baja calidad de roca. Autores como Cevallos M. y Rivero M. (2009), definieron a este tipo de roca como las más bajas en nivel de saturación de hidrocarburo y con peor calidad de roca compuestas por

areniscas limosas de grano fino poco consolidadas, ubicadas en yacimientos de crudo pesado de la provincia de Mendoza, Argentina.

Acharya, U. et al. (2004), publican los retos y metodología utilizada para la representación y construcción del modelo geológico geocelular en el área de Hamaca, actual área de Ayacucho, FPOHCh. En este trabajo se resalta la importancia de representar la heterogeneidad de las arenas y las variaciones verticales y areales de las propiedades físicas y de los fluidos dentro del yacimiento. Donde destaca los retos en la estimación de las saturaciones de agua dentro del yacimiento, debido al reconocimiento de cambios considerables en la salinidad dentro del reservorio, así como la complejidad de definir las zonas conocidas como “Soggy Rocks” al momento de modelar y la presencia de las Poncheras como un fenómeno común dentro de la FPOHCh. Este modelo fue utilizado para la realización del cotejo histórico de producción del campo y para el análisis de sensibilidades de parámetros de yacimientos, así como, para predecir comportamiento de futuros escenarios de perforación.

Marcos, J. et al. (2007), integró la data fisicoquímica y geológica para la construcción de un modelo del acuífero en el área SINCOR, actual Petrocedeño, FPOHCh. En esta publicación se desarrolla un modelo estático de manera de explicar la razón de los diferentes rangos de salinidad observados en el área, indicando un decremento exponencial de la salinidad del agua de formación al incrementar la producción de agua entendiendo la segmentación local del yacimiento y el comportamiento de producción de agua.

PDVSA (2007), caracterizó los cuerpos de agua en un sector del área Carabobo utilizando sistemas de clasificación (Stiff, Sulin y Piper), estableciendo la existencia de aguas tipos Na-HCO₃ de origen meteórico sobre aguas tipo NaCl. A su vez, sugieren la existencia de una posible zona de mezcla hacia el suroeste del área donde puede existir interconexión entre distintas arenas de los yacimientos.

Villarroel, T., Zambrano, A. y García, R. (2013) en el trabajo titulado “New Progress and Technological Challenges in the Integral Development of the Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela”, analizan la importancia y la necesidad de incorporar nuevas tecnologías como aspecto fundamental para la explotación del crudo extrapesado de la faja. En este trabajo, se discuten los aspectos críticos de las lecciones aprendidas en la caracterización geológica y de fluidos de los yacimientos, incluyendo los problemas de la presencia de agua y de contactos irregulares.

Correa, D., Pulido, C., Martínez, R. Chramcow, D. y Godoy, P. (2015), publicaron un estudio donde se identificaron las diferentes zonas de agua móvil presentes en la Formación Oficina del Campo Cerro Negro. En este estudio se identificaron tres tipos de fuentes de agua clasificadas de acuerdo a sus características de yacimiento: 1) Acuífero, 2) zona de agua asociadas a pequeñas depresiones aisladas del basamento o "Poncheras" y 3) agua móvil en zonas de ANP definidas como zonas de transición y agua atrapada por litología "Soggy Rocks". La identificación de estas fuentes de agua móvil permitió la generación de un modelo de distribución de fluidos dentro del campo.

2.2. ÁREA DE ESTUDIO

2.2.1. Ubicación relativa del área de estudio

El área de estudio se encuentra en un sector del Bloque Carabobo, el cual conjuntamente con los distritos Ayacucho, Junín y Boyacá conforman la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez (FPOHCh). Geográficamente el área se ubica en el distrito Independencia del estado Anzoátegui, cercana al límite con el estado Monagas; y posee una extensión de 184,86 Km². En la **Fig. 2.2.1** se muestra la ubicación relativa del área de estudio tanto en la República Bolivariana de Venezuela, estado Anzoátegui, como dentro del Bloque Carabobo.



Fig. 2.2.1- Ubicación geográfica de la zona en estudio

El campo cuenta con 5 yacimientos probados y un prospecto probable, compuestos en promedio de aproximadamente por 700 pies de espesor, entre arcillas y de arenas no consolidadas del Miembro Morichal de la Formación Oficina, con un POES asociado de 24.195 MMBN y reservas recuperables de 4.839 MMBN. Hasta la fecha posee una producción acumulada de 627,59 MMBN. (PDVSA, 2016)

2.3. DESCRIPCIÓN DEL RESERVORIO

2.3.1. Petrofísica y propiedades de los fluidos

Las características de los yacimientos han sido basadas en la interpretación petrofísica de registros eléctricos y análisis de núcleos extraídos. De esta manera se obtuvieron litologías, espesores de arena neta petrolífera, porosidades, saturación de petróleo, contactos de agua, volumen de arcillosidad y movilidad de fluidos. (Correa, D. y Guevara, E. 2015)

Las arenas de los yacimientos son de grano fino a grueso y poco consolidadas, altamente porosas y permeables pero que se caracterizan por tener heterogeneidad interna en el flujo de fluidos causada por las variaciones en los tipos de roca como producto de la deposición de diferentes cuerpos sedimentarios. (PDVSA, 2016)

Tabla 2.3.1- Resumen de las propiedades de los Fluidos

| Propiedad | Valor |
|-----------------------------------|---------------|
| Gravedad del Crudo | 7.6-8.6°API |
| Presión inicial de yacimiento | 1200-1460 lpc |
| Temperatura inicial de Yacimiento | 120-130 °F |
| Presión de burbujeo | 1125-1384 lpc |
| Relación Gas-petróleo | 70-120 PCN/BN |
| Viscosidad a Temp. de Yacimiento | 1500-3300 cP |

El rango de profundidades de la columna estratigráfica dentro del área de estudio se encuentra ubicada entre los 2.800 a 3.500 pies en TVDss de profundidad, con temperaturas que varían entre 120°F a 130°F y gradientes de presiones son normales, siguiendo el rango del gradiente hidrostático con valores de presiones iniciales de yacimiento entre 1200 a 1460 lpc. Las gravedades varían entre 7.6 a 8.6 °API para el Miembro Morichal y rangos de viscosidad in situ que varían desde 1500 hasta 3300 cP **Tabla 2.3.1.** (PDVSA, 2016)

Tabla 2.3.2- Propiedades petrofísicas promedio

| Propiedad | Valor |
|--------------------|--------------|
| Porosidad | 20-30% |
| Permeabilidad | 2-12 Darcy |
| Saturación inicial | 10-25% |

En las Arenas Netas Petrolíferas (ANP) se tiene un promedio de arcillosidad de 7 %, excepto las arenas de la unidad Morichal Superior, la cual presenta un incremento en arcillosidad, llegando al 15 % promedio. Los espesores de Arena Neta varían desde los 20 a 250 pies, con porosidades mayores de 20-30% a y permeabilidades de 2-12 Darcy (Correa, D. y Guevara, E. 2015). Un resumen de los valores petrofísicos dentro del área de interés se muestra en la **Tabla 2.3.2.**

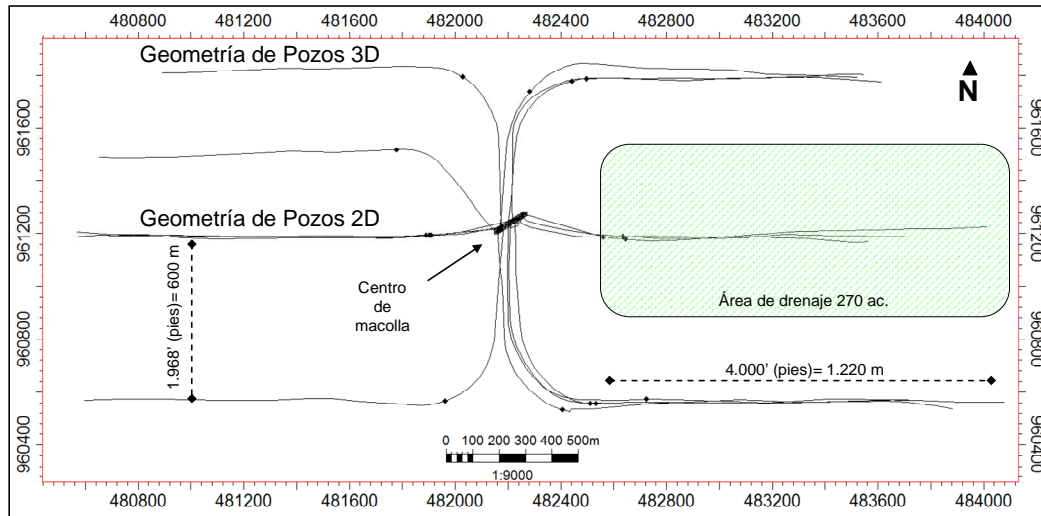
2.4. ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN DEL ÁREA

El diseño de las Macollas de producción original, consistía de un patrón tipo tenedor simétricos y multinivel (Macollas A, B y C), el cual consiste en pozos horizontales apilados en distintos niveles de arenas y perforados desde una locación central, basados en geometrías 2D y 3D, pero debido a las complejidades estratigráficas identificadas durante el desarrollo del campo se adoptaron patrones más asimétricos (Macollas D a la M) **Fig. 2.4.1** y **Fig. 3.4.1**. La longitud de la sección horizontal planificada se encuentra entre los 4000 y 4500 pies, separados lateralmente 1986 pies o 600m uno del otro, abarcando un área de drenaje de 270 acres. (Zubizarreta, J., Robertson, G. y Adame, J. 2001 y Vásquez, M. 2002).

La completación es similar en todos los pozos productores, caracterizándose por ser pozos horizontales drenando un solo objetivo. Los pozos poseen un revestidor de producción, cementado hasta la profundidad de aterrizaje en la arena productora, y luego un liner ranurado colgado hasta la profundidad final. El método de producción es por levantamiento artificial, y el equipo de producción está constituido básicamente por un equipo de bombeo tipo Cavidad Progresiva (BCP). (PDVSA, 2016)

El crudo es de 8° API y es mezclado con condensado (diluyente) en el cabezal del pozo y es enviado por tubería al centro operativo para su deshidratación, desalación y desgasificación, para luego ser enviado por tubería para su mejora a 16° API.

Mapa Base



Vista Lateral

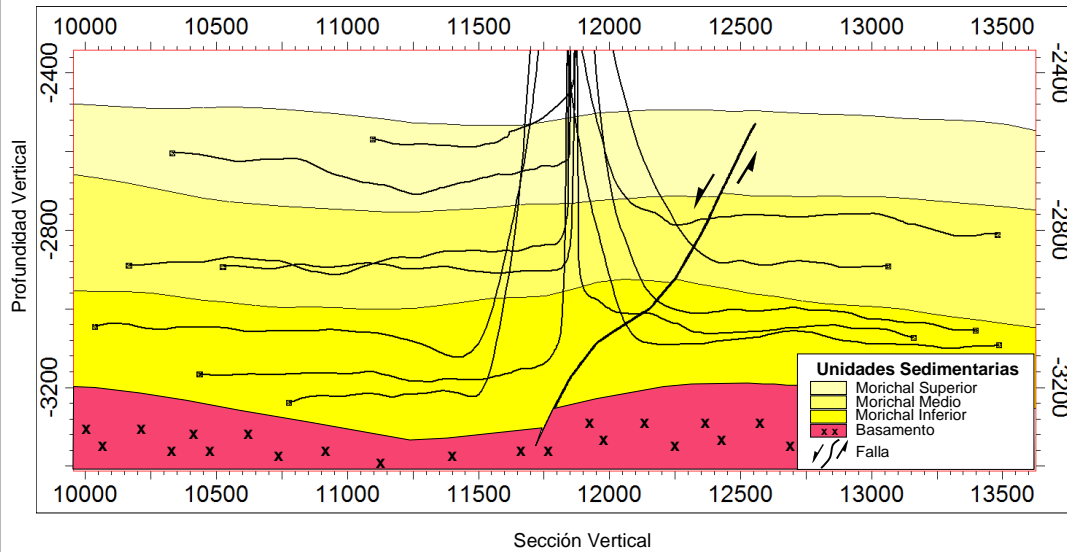


Fig. 2.4.1- Esquema de explotación del área en estudio

2.5. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE AGUA DEL CAMPO

El campo inició su etapa de exploración en 1980, cuando se evalúan quince (15) pozos verticales. Posteriormente a finales de 1999, se inició la etapa de

producción comercial, mediante la puesta en producción de 121 pozos horizontales los cuales fueron perforados en 24 meses, llegando a una producción de 120.000 BOPD en diciembre de 2000 (Zubizarreta, J. et. al 2001). Hasta Diciembre 2015, se han completado un total de trescientos veintidos (322) pozos horizontales y dieciséis (16) pozos verticales, a través de los cuales se han producido, un total de 627.594.452 BNP de crudo, 287.790.488MPCN de gas y 31.371.572BN de agua.

Actualmente, el campo cuenta con 322 pozo completados, de los cuales cincuenta y dos (52) son pozos inactivos y/o abandonados, en categoría 3 y 9, y doscientos ochenta (280) pozos en categoría 1 (activos).

Para el año 2015 se obtuvo una producción promedio de 130.800 blsd de crudo y 12.845 blsd de agua. En un contexto general la producción de agua ha sido baja, y ha estado sectorizada a zonas con alta saturación de agua móvil descritas en los siguientes capítulos, pero ha estado aumentando considerablemente desde un 2 % inicial hasta llegar a un 9 % de la producción diaria del campo.

2.6. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

2.6.1. Generalidades

La Faja Petrolífera del Orinoco "Hugo Chávez", está compartida entre los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y parte de Delta Amacuro. Geográficamente constituye una franja de 600 km en sentido este - oeste y 70 km en sentido norte-sur aproximadamente, con una extensión de 55.314 km² y un área de explotación actual de 11.593 km². La misma se encuentra localizada en el borde sur de la Cuenca Oriental de Venezuela y al norte del escudo Pre-Cámbrico de Guayana y el río Orinoco.

Este gran reservorio petrolero fue dividido originalmente en cuatro grandes áreas, siendo estas denominadas de oeste a este: Machete, Zuata, Hamaca y Cerro Negro (Galavís, J. y Velarde, H. 1967; Martínez, A. 1987), Actualmente son conocidas como Bloques Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, respectivamente.

Fig. 2.2.1

La columna estratigráfica de la Faja Petrolífera del Orinoco está comprendida por rocas que van desde edad Precámbricas hasta sedimentos recientes **Fig. 2.6.1** (Kiser, G. 1987). El intervalo de interés económico de la columna está compuesto por los sedimentos del Terciario ya que en ellos se encuentra contenida la mayor parte de las acumulaciones de hidrocarburo de la Faja. Estas acumulaciones ocurren principalmente en arenas poco consolidadas en un cuadro complejo de ambientes de depositación, con una combinación de sedimentos terrígenos provenientes de las descargas de los ríos, y las transgresiones y regresiones de un mar somero sobre la plataforma cratónica del Escudo de Guayana, lo que va a producir sedimentos depositados en condiciones continentales, paludales, paralicas, deltaicas y marina (Fiorillo, G. 1982). Los mecanismos de entrapamiento son principalmente estratigráfico, pero controladas por estructuras regionales (Isea, A. 1987). Las propiedades físicas y químicas del crudo varían de acuerdo al área dentro de la faja, incluyendo valores de densidades que van desde los 8.5 y 13 °API. (Isea, A. 1987)

Debido a que la Faja Petrolífera pertenece a la parte sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, es conveniente comentar de manera sintetizada sus principales características. La Cuenca Oriental de Venezuela ha sido definida por Parnaud, F. et al. (1995) como una cuenca de antepaís flexurada desarrollada durante el Neógeno sobre una antigua secuencia de prisma de margen pasivo mesozoica que existía en el borde norte de Suramérica; esta secuencia de margen pasivo se depositó luego de su separación de Norteamérica a finales del Jurásico. La Cuenca Oriental de Venezuela está limitada al sur por el curso del Río Orinoco, al oeste por el levantamiento de El Baúl, al norte por la línea que demarca el piedemonte meridional de la Serranía del

Interior Central y Oriental, mientras que al este la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria. **Fig. 2.6.2**

| EDAD | FORMACIÓN | MIEMBRO | UNIDAD SEDIMENTARIA |
|------------------|-------------|----------|--|
| PLIO-PLEISTOCENO | MESA | | |
| | LAS PIEDRAS | | |
| MIOCENO | OFICINA | PILON | MORICHAL SUPERIOR MORICHAL MEDIO MORICHAL INFERIOR |
| | | JOBO | |
| | | YABO | |
| | | MORICHAL | |
| PRECÁMBRICO | BASAMENTO | | |

Fig. 2.6.1– Columna estratigráfica del Mioceno, área de Cerro Negro. (Modificado de la columna estratigráfica de la Cuenca Oriental, *Léxico Estratigráfico de Venezuela, 2007*)

La cuenca es asimétrica con el flanco Sur buzando suavemente hacia el norte, mientras que el flanco norte presenta una tectónica más compleja y con mayores buzamientos conectados a una zona plegada y fallada que representa el flanco meridional de las cordilleras que limitan la cuenca hacia el norte. La Cuenca Oriental de Venezuela ha sido subdividida en dos subcuencas, la subcuenca de Guárico y la subcuenca de Maturín, ambas con características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas bien diferenciadas (González, C., 1980)

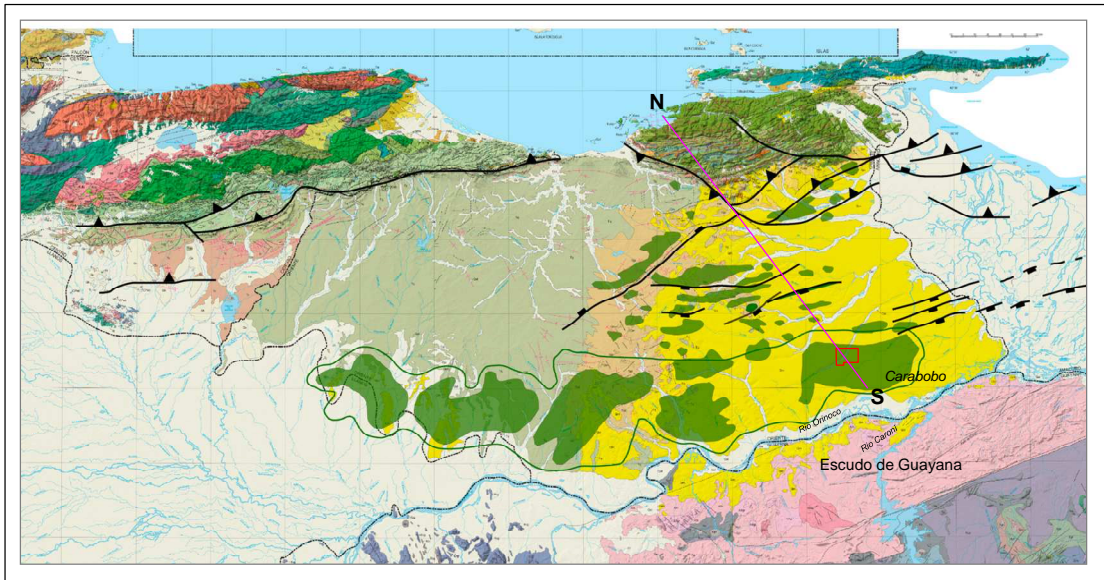


Fig. 2.6.2- Principales características estructurales de la cuenca Oriental de Venezuela. Sección geológica norte- sur Fig. 2.6.3 (Modificado de Informe interno, 2002)

González, C., Iturralde, J. y Picar, X. (1980) reconocen dos grandes provincias petroleras en la región: la Faja Petrolífera del Orinoco hacia el sur de la cuenca, y otra región en el norte, comprendida desde el flanco sur de la Serranía del Interior hasta los campos gigantes que yacen bajos los corrimientos en las subcuencas de Maturín y Guárico.

La evolución geodinámica de la Cuenca Oriental de Venezuela puede ser dividida en cuatro episodios mayores (Eva, A., Burke, K., Mann, P. y Wadge, G. 1989, citado en Parnaud, F. et al., 1995 y Graterol, I. 2008):

- Una fase prerift en el Paleozoico; constituida por las formaciones de Hato Viejo y Carrizal en un ambiente que varía de neríticos a costero.

- Una fase rifting y una fase de deriva durante el Jurásico y el Cretácico temprano, caracterizada por fosas tectónicas, la creación de la corteza oceánica en el

dominio del Tetis-Caribe, y una discordancia por separación continental regional. (Bartok, P. 1993)

- Un período de margen pasivo durante el Cretácico- Paleógeno; donde ocurrió la máxima cobertura marina (Periodo Cenomaniense – Coniacense), con la sedimentación de la Formación Querecual bajo características de ambientes euxínicos al norte, convirtiéndose en la roca generadora de mayor producción de hidrocarburo al Oriente de Venezuela.

- Una fase final durante la colisión oblicua en el Neógeno y Cuaternario que dio lugar a la formación de la Serranía del Interior y la transformación de la cuenca de margen pasivo a una cuenca antepaís. Esta colisión de la placa del Caribe con la placa de América del sur fue diacrónica con un desplazamiento oeste –este.

2.6.2. Evolución geológica del área de estudio

Se interpreta que la evolución geológica del área de estudio, perteneciente al Bloque Carabobo, se encuentra enmarcada dentro de la evolución tectonoestratigráfica de la subcuenca de Maturín, donde la sucesión de los sedimentos son depositados al final de un ciclo de margen activo luego de la entrada de la Placa del Caribe en un choque oblicuo contra la Placa Suramericana. (Santiago, N. et al., 2015)

Durante el Mioceno Inferior a Superior en contacto discordante sobre el basamento ígneo metamórfico, ocurre la sedimentación de la Formación Oficina, la cual, está compuesta por los Miembros Morichal, Yabo, Jobo y Pilón **Fig. 2.6.1** y **Fig. 2.6.3**. La Formación Freitas yace en contacto transicional concordante sobre el tope de la Formación Oficina. Luego, durante el Plio-Pleistoceno se deposita en forma discordante la Formación Las Piedras, que pasa de forma transicional a la Formación Mesa. Los sedimentos de la Formación Mesa constituyen la unidad sedimentaria más

joven preservada en el área de la FPOHCh. (González, C. et al., 1980; Fiorillo, G. 1983; Audemard, F., y Azpirtxaga, P., Baumann, A., Isea M. y Latreille, M. 1985; EEII-Procadet, 2011; ARC Solutions, 2012; Tinedo, C., Limpio M., Muñoz R., Villalba E. y Zamora C. 2013; Yegres, F. 2015 y Santiago, N. et al. 2015)

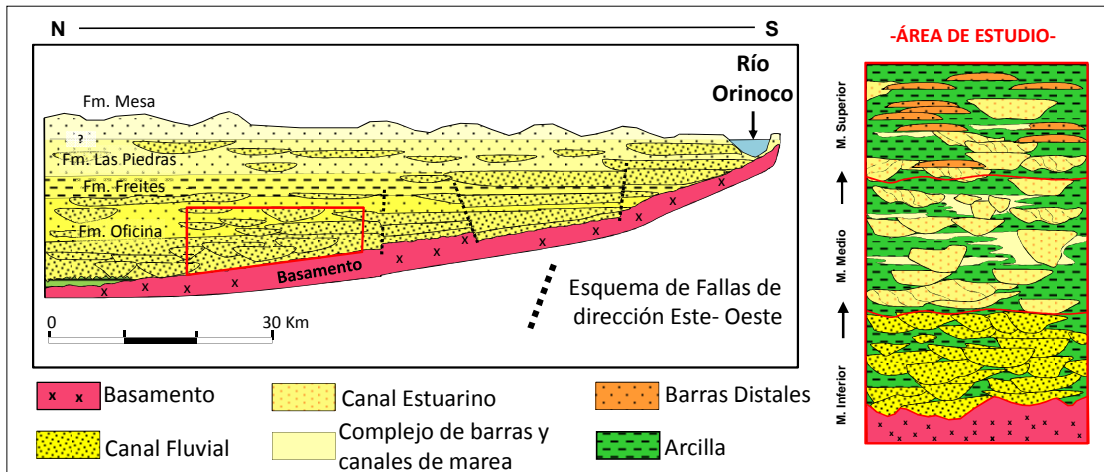


Fig. 2.6.3- Sección norte sur de la FPOHCh en el área de Carabobo, donde se muestra una columna estratigráfica esquemática de la Formación Oficina. (Modificado de Villarroel, T. et al. 2013)

Basado en un análisis estratigráfico secuencial, se pudiera definir que la columna presente en el área se encuentra enmarcada dentro de dos límites de secuencia representados por dos discordancias subáreas de segundo orden representadas por el Basamento ígneo-metamórfico y una superficie erosional en Mesa-Las piedras, según Santiago, N. et al. (2015).

2.6.2.1. Pre-Mioceno

La columna estratigráfica del área inicia con un basamento ígneo-metamórfico de edad Precámbrico, con edades calculadas por Rb/Sr mayores a los 1.300 m.a. (Léxico Estratigráfico de Venezuela CEV, 2007). Estudios petrográficos realizado por el Ministerio de Energía y Minas (1981) determinaron que el basamento de los

pozos SE-13, SE-12, CNX-2, CNX-1, CNX-19 y CNX-17 está constituido principalmente por metacuarzo-diorita (SE-13), esquisto feldespático biotítico y anfibolítico (SE-12), diorita cuarcífera (CNX-2, CNX-1 y CNX-19) y filita cuarzo micácea (CNX-17). (Linares, C. et al. 2013)

En el área, el basamento se caracteriza por presentar un relieve accidentado, irregular y fallado, reflejándose como altos y bajos estructurales observados en el cubo sísmico 3D. **Fig. 2.6.4**

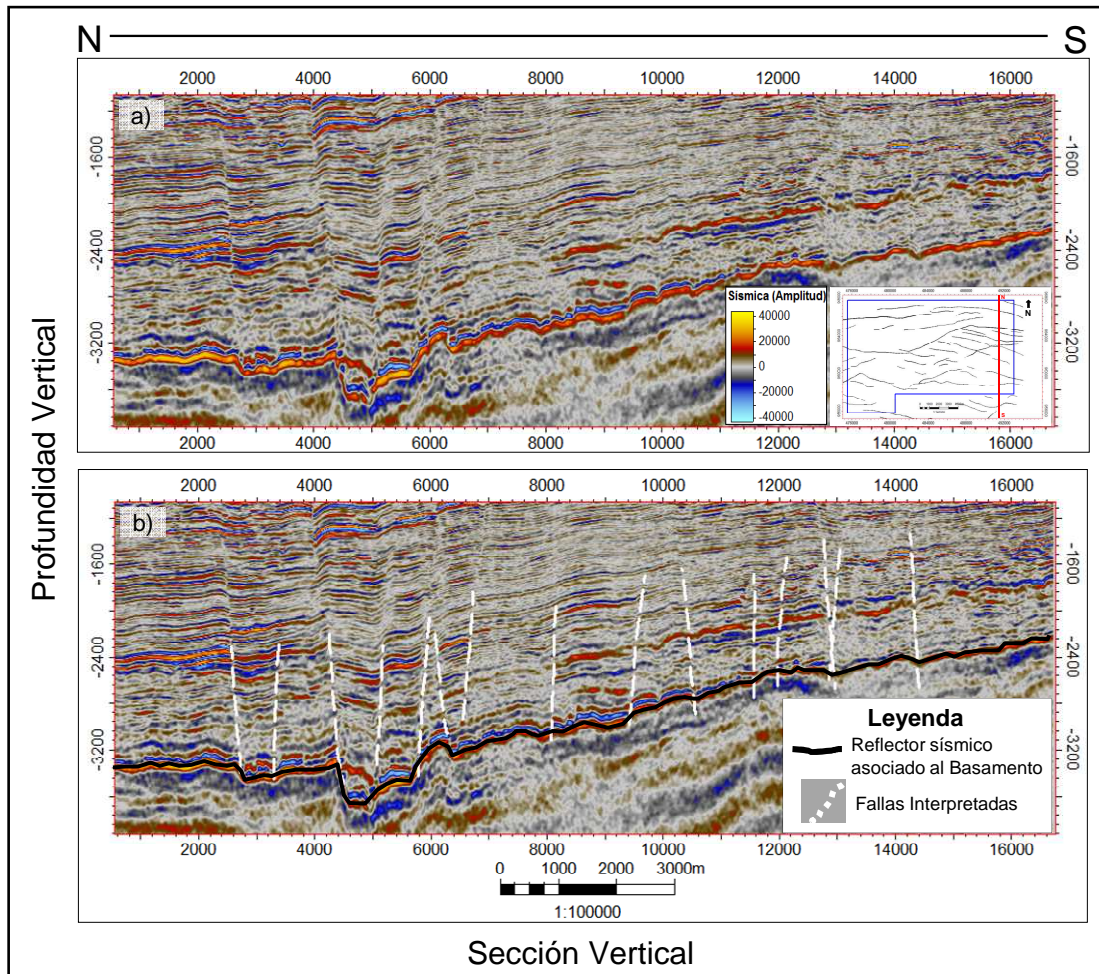


Fig. 2.6.4- a) Sección sísmica no interpretada dentro del área de estudio; b) Sección sísmica interpretada, donde se muestra horizonte sísmico asociado al Basamento

2.6.2.2. Mioceno 20-23 m.a.

La colisión oblicua entre las placas del Caribe y la suramericana iniciada ya para el Paleoceno hacia el oeste de Venezuela, es seguida de una fase de compresión, levantamientos y desarrollo de depocentros que culminan con el desplazamiento de oeste a este de los cinturones plegados y de las cuencas asociadas. (Parnaud, F. et al. 1995; Di Croce, 1995; Jacome, M., Kuszniir, N., Audemard, F., y Flint, S. 2003)

Existe cierta incertidumbre relacionada a las edades de los primeros depósitos en el área, esto debido a su naturaleza clástica y que la sedimentación no contienen gran cantidad de foraminíferos planctónicos. Trabajos como los realizados por Chen, Y. (2001) y Santiago, N. et al., (2015), permiten definir edades dentro de la Formación Oficina asociados a eventos ocurridos durante el Mioceno inferior-Mioceno medio.

Chen, Y. (2001), basado en la abundancia de especies palinológicas de los pozos CG1 y CH38, indica que la sedimentación de las arenas básicas en el área de estudio se inicia aproximadamente entre 23,0 - 20,4 millones de años, en el Mioceno Inferior. Santiago, N. et al., (2015), dató por bioestratigrafía una lutita ubicada cercana al tope asignado a esta unidad basal, arrojando una edad aproximada de 20 m.a. aproximadamente.

Aunque para esta época probablemente existían tres fuentes principales de sedimentos que rellenaban la cuenca: una localizada al norte, en la Serranía del Interior Oriental; otra ubicada al sur, en el Cratón de Guayana y otra al oeste, en el cinturón alóctono de la Cordillera de la Costa (Erlich, R. y Barrete, S.1992), el análisis mineralógico de las arenas del área reconoce el aporte de sedimentos del Cratón de Guayana, esto debido a la presencia de abundantes minerales de cuarzo con pequeñas cantidades de minerales feldespáticos y la presencia de trazas de materiales líticos de origen ígneo/metamórfico proporcionado por las rocas precámbricas del

escudo. (Fiorillo, 1987; Audemard et al., 1985; Di Croce, 1995; Operadora Cerro Negro, 2002; Rahmanian, V. 2002 y Laya, M. y Sebastiani, F. 2015)

Los mapas de Arena Neta Total (ANT) realizados del área, muestran una entrada principal de sedimento proveniente desde el SE **Fig. 2.6.5**. El paleorelieve y los bajos estructurales del basamento heredados de la fase de Rifting, probablemente controlaron la sedimentación inicial de la columna, con una dirección preferencial al NO, misma dirección del basculamiento de la cuenca (Linares, C. et al. 2013 y Sebastiani, F. y Laya, M., 2015). Posteriormente estas características fueron progresivamente cubiertas por sedimentos que tuvieron una dirección preferencial norte-sur 30° a -30° provenientes de los sistemas de drenaje del escudo de Guayana. (Laya, M. y Sebastiani, F. 2015)

La disposición de 7 núcleos dentro del área con la representación del Miembro Morichal (G1, G9ST1, GA01P, H38, H44, H63ST1, NX1 y NX17), permitió interpretar ambientes de mucha variabilidad y complejidad, los cuales se detallan a continuación de base a tope de acuerdo a la columna del área en estudio.

❖ **Unidad Morichal Inferior**

La unidad basal de la Formación Oficina es interpretada como un ambiente continental con alta dominancia fluvial caracterizado por canales, barras y llanura de inundación fluvial, cuya fuente principal de sedimento proviene de paleodrenajes ubicados al sur del bloque (Laya, M. y Sebastiani, F. 2015). Las primeras arenas basales se encuentran depositadas en dirección NO, y acuñadas contra basamento, lo que pondría en evidencia la apertura del espacio en la cuenca, producto de la convergencia de la placa del Caribe desde el NE.

En el sector de estudio, esta unidad presenta grandes espesores, los cuales rellenaron los principales depocentros estructurales del área, con una continuidad

lateral comprometida en la base por el basamento irregular, el cual controló la sedimentación inicial y por los diferentes cambios laterales característicos de los ambientes fluviales (Laya, M. y Sebastiani, F. 2015). Debido a la naturaleza erosiva de los canales fluviales muchos de sus cuerpos arenosos se encuentran comunicados verticalmente, sin encontrar unidades lutíticas continuas que puedan separarlos.

El tope de esta unidad se acuña contra el basamento hacia el sur y hacia el NE, por somerización del basamento expresado mediante el alto de Uverito, con una disminución drástica de los espesores, cambiando a facies más heterolíticas a medida que nos movemos en la dirección del acuñamiento. (Tinedo et al. 2013)

Al subir en la columna se puede observar el primer quiebre ambiental, el cual, está marcado por la aparición de las primeras bioturbaciones y la aumento en el conteo de palinomorfos según Chen, Y. (2001).

❖ **Unidad Morichal Medio**

Este quiebre ambiental señalado por Chen, Y. (2001), es utilizado para marcar el inicio de la sedimentación de la unidad Morichal Medio, el cual está definido por depósitos asociados a estuarios con dominio de mareas, interpretándose en asociaciones de facies que representan a canales estuarinos/marea y barras de mareas (Laya, M. y Sebastiani, F. 2015). Este cambio ambiental de un ambiente fluvial a un ambiente transicional, afecta el espesor de los paquetes de arenas y la continuidad lateral de los cuerpos vistos en la unidad Morichal Inferior; esto producto de la heterogeneidad de las facies que caracterizan los ambientes transicionales, y en el aumento en el porcentaje de arcilla en las facies de arenosas. Lateralmente hacia la oeste, esta unidad se hace más arcillosa y espesa, con cuerpos arenosos menos desarrollados, mientras que hacia el sur y este del área cambia lateralmente a unidades más arenosas (continentales), mostrando espesores importantes. (Linares, C. et al. 2013)

❖ **Unidad Morichal Superior**

La profundización de la cuenca se puede observar en los pozos CG1 y CH38 por el incremento en el conteo de dinoflagelados según Chen, Y. (2001), por el retroceso de las facies transicionales y por la aparición de facies más marinas representadas por canales estuarinos/marea, zonas de llanuras de marea y barras distales propios de los depósitos estuarinos a marinos somero. Esta fuerte entrada marina está asociada a facies arcillosas que representaría la mayor parte del campo, con cuerpos arenosos aislados y de poca extensión lateral al norte, pero aun preservando la principal entrada de sedimentos desde el SE del área. (Laya, M. y Sebastiani, F. 2015)

❖ **Miembro Yabo**

Suprayacente al Miembro Morichal se encuentra el Miembro Yabo, definido por una sección lutítica fácilmente observada en los registros y en los núcleos, donde se muestra abundancia de conchas fosilíferas y bioturbaciones (Euribe A., Sinanoglu E., Gallagher M., Mac-Quhae, M. y Cassani F. 1981, Isea, A. 1987; Chen, Y. 2001). Esta lutita marina representa un quiebre ambiental viniendo de ambientes fluvial-transicional a un ambiente nerítico interno, la cual está probablemente asociada a un aumento relativo del nivel del mar, en donde el mar logra inundar toda la cuenca, lo que constituye el primer evento de transgresión marina que tiene mayor relevancia en el área de estudio y es datada a través de foraminíferos planctónicos arrojando edades de 15.0 m.a -15.97 m.a. (Chen, Y. 2001, Tinedo et al. 2013, Linares, C. et al. 2013 y Yegres, F. 2015)

❖ **Mb. Jobo – Pílon**

No existe registro de núcleos de estos depósitos dentro del área, pero se distingue fácilmente una secuencia concordante y con tendencia progradante que

poseen características fluvio-deltaicas a marinas someras, con arenas poco consolidadas de grano fino a medio. (ARC Solutions S.A. 2012)

El Miembro Jobo presenta arenas lenticulares que se hacen más masivas hacia el tope y con un contacto erosivo hacia la base. El ambiente de depositación se interpreta con mayor influencia marina que el Miembro Morichal, pasando de manera transicional al Miembro Pilón. (Fiorillo, G. 1983).

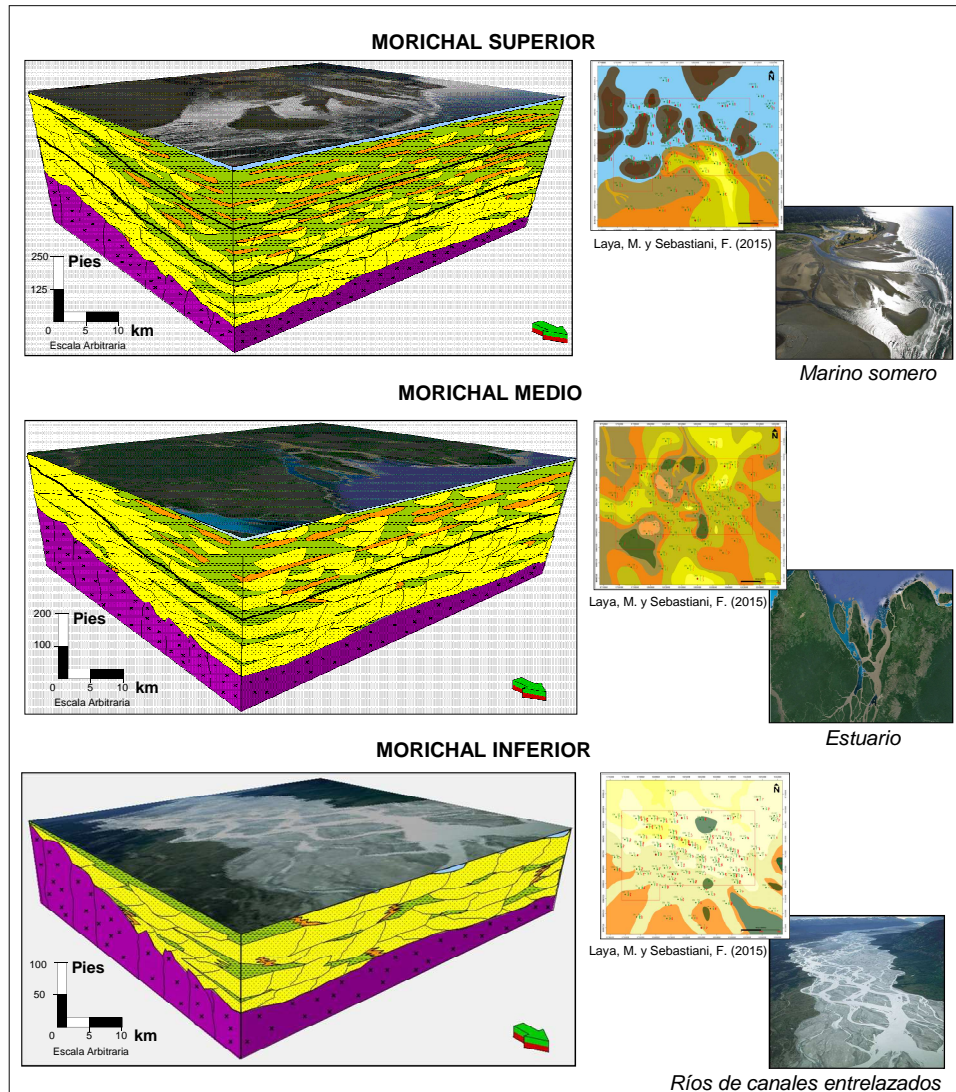


Fig. 2.6.5- Esquema Estratigráfico y Análogos Sedimentarios del Miembro Morichal dentro del área de estudio

Mediante el uso de datos sísmicos es posible identificar a Jobo, esto debido, a que esta unidad posee un reflector sísmico de buena continuidad producto del contraste de impedancia acústica entre las capas duras, posible caliza observada en los pozos fuera del área CNX-1 y CNX-2 Tinedo et al. (2013), y el resto de los sedimentos poco consolidados y que puede ser seguido como un marcador regional.

El Miembro Pílon, fue introducido y publicado originalmente por Key (1977), para designar un intervalo de lutitas gris oscuro, arenosas, calcáreas, glauconíticas y piríticas, con delgadas intercalaciones de caliza. El Miembro Pílon, descansa concordantemente sobre el Miembro Jobo, de la misma Formación Oficina. Hacia arriba, pasa concordantemente a la Formación Freites (Fiorillo, G. 1983).

❖ **Fm. Freites**

Por encima de estos depósitos, se tiene una sección gruesa lutítica interpretada en la literatura como Formación Freites. Audemard, et al. (1985) identifican a la Formación Freites con su Unidad IV, el cual, representa el último ciclo transgresivo marino máximo durante el Mioceno, profundizando hacia el norte, mientras que a medida que se avanza hacia el sur, disminuye su espesor y sus arenas basales se confunden con las arenas superiores de la Formación Oficina. El equipo de Santiago, N. et al., (2015), interpreta dentro de esta sección lutítica una superficie de máxima inundación con una edad cercana a 13.6 m.a.

2.6.2.3. Plioceno – Pleistoceno 5 m.a.

Para principios del Plioceno es probable que haya ocurrido un cambio isostático importante, donde el mar se retira, quedando parte de la cuenca expuesta a la erosión Tinedo et al. (2013). Durante este periodo la sedimentación y la principal fuente de sedimento proviene de la sedimentación fluvio- deltaica producto del avance hacia el este del proto-Orinoco, el cual se ve forzado a desviarse debido al

levantamiento de la Cordillera de la Costa al norte (Méndez, J., 2005). El basculamiento de la cuenca en dirección NE muestra un cambio en la dirección de la sedimentación, generando los principales aportes de arena al sur de la cuenca, mientras que al norte el levantamiento de la Serranía del interior aportaba sedimentos de grano más grueso.

Esta secuencia del cuaternario, se encuentra representada por las Formaciones Mesa- Las Piedras las cuales son difíciles de diferenciar entre sí. La litología consiste principalmente en paquetes espesos de arena de grano grueso y gravas con cemento ferruginoso, en menores cantidades, mostrando su carácter continental (Fiorillo, G. 1983). Esta secuencia ocupa el tope de la columna sedimentaria del área, cubriendo discordantemente los depósitos Mioceno presentando un patrón completamente regresivo.

2.6.2.4. Modelo Cronoestratigráfico y Superficies Claves

La identificación de un basamento meteorizado estaría estableciendo la formación de un Límite de Secuencia (SB) debido a la evidencia de exposición de la plataforma y de estas rocas ígneas- metamórficas precámbricas durante una caída del nivel relativo del mar (Sloss, L. 1963; Van Wagoneer, J., Mitchum, R., Posamentier, H. y Vail, P. 1987, Catuneano, O. et al. 2008).

Un inicio en el aumento del nivel del mar permitiría que los sistemas de drenajes comenzaran a rellenar los valles básales que antes estaban expuestos, ya que el río rellena el acomodamiento subaéreo, representado por ambientes fluviales de la unidad Morichal Inferior, el cual iría retrocediendo con el aumento relativo del mar, hasta la línea de costa se encuentre cerca, y pueda generar la primera Superficie Transgresiva (TS) representada por la aparición de las primeras bioturbaciones y el aumento en el conteo de palinomorfos **Fig. 2.6.6** (Tinedo C., et al. 2013). Este punto de quiebre ambiental también puede ser reconocido como un punto de máxima

superficies de inundación (FS), las cuales son caracterizadas por el cambio de granulometría y la aparición de bioturbaciones y conchas marinas, lo que finalmente forman un patrón de apilamiento transgresivo.

Este evento transgresivo cierra para +/-15 m.a. con la primera (MFS) de carácter regional observadas por todos las áreas de desarrollo que conforman el bloque Carabobo (Chen, Y. 2001, Tinedo et al. 2013, Linares, C. et al. 2013 y Yegres, F. 2015). Esta Superficie de Máxima inundación está representada por la sección lutítica del Miembro Yabo, el cual, muestra una profundización de la cuenca por el establecimiento de un ambiente marino nerítico, observado por la abundancia de conchas fosilíferas con bioturbaciones. **Fig. 2.6.7**

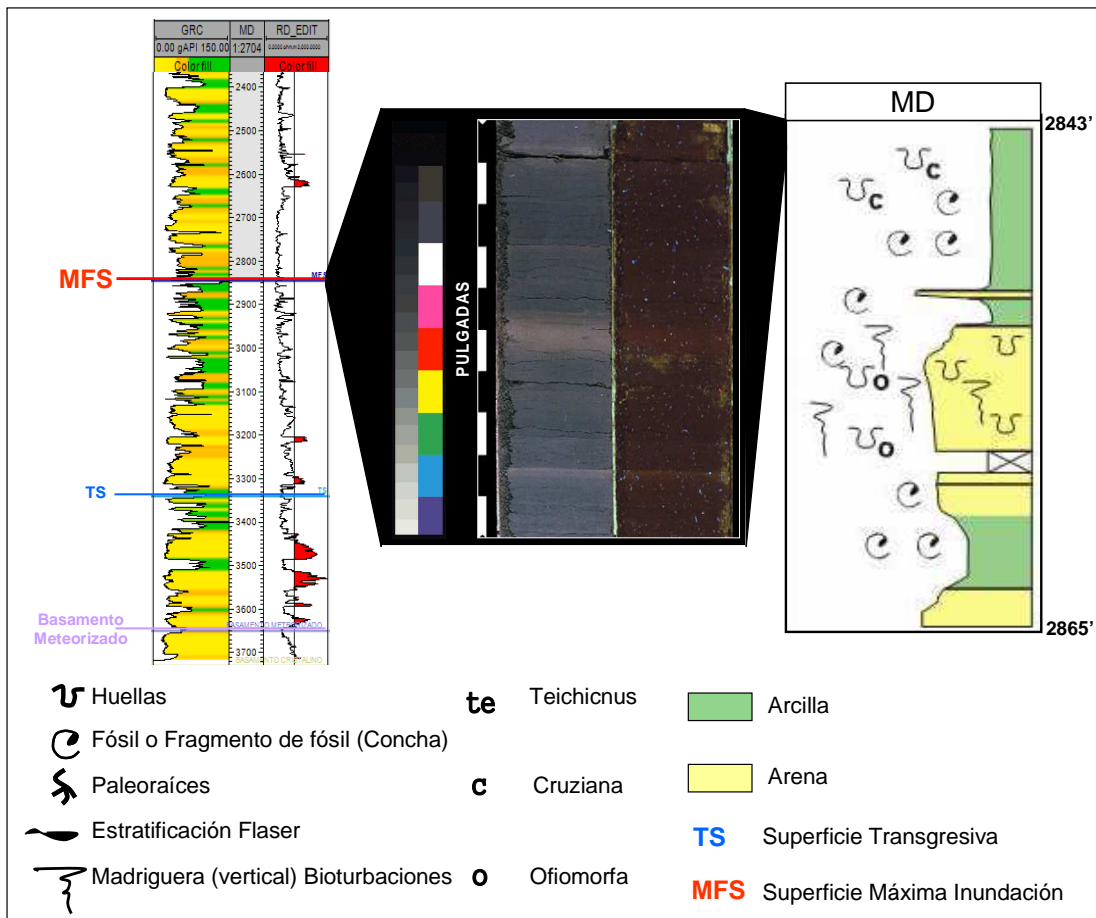


Fig. 2.6.7- Identificación del marcador informal MFS. (Modificado de Tinedo C., et al. 2013)

La finalización de un evento transgresivo debe venir acompañado de un evento donde la tasa de aporte de sedimento iguala a la tasa de acomodamiento, redistribuyendo el sedimento de manera progradante, donde el continente recupera terreno al mar avanzando la línea de costa en dirección hacia la cuenca, al norte. Es probable que este evento pueda ser asociados a los depósitos de las arenas básicas del Mb. Jobo. La tesis "Definición de un nuevo marco geológico –estratigráfico y sedimentario para la Faja Petrolífera del Orinoco" Tinedo C., et al. (2013), asocian un evento erosivo probablemente relacionado a una caída del nivel base producto de levantamientos isostáticos asociados a la convergencia entre la placa del Caribe y la Suramericana, la que generó un segundo límite de secuencia equivalente al Miembro litoestratigráfico Jobo. Linares, C. et al. (2013), asocia esta superficie con "una posible incisión producida al oeste (Ayacucho-Este), el cual es un evento diacrónico que erosiona en partes a la unidad equivalente al Miembro litoestratigráfico Jobo Inferior, en partes al Miembro Jobo Superior y por completo al Miembro Pílon de la Formación Oficina como producto de una fuerte caída del nivel base hacia esa zona". Aunque ambos estudios coinciden con la existencia de este Límite de Secuencia, existen fuertes discrepancias en el momento de ocurrencia de esta superficie. También otros autores como Isea A., et al. 1985 han señalado que en la base de Jobo se pueden distinguir discordancias locales a través de la correlación de los registros lo que coincidiría con Tinedo C., et al. (2013)

El fin del evento regresivo interpretado, puede ser observado mediante el uso de registros eléctricos, al presentar la máxima expresión de la curva de Gr de valores limpios a nivel del Mb. Jobo. La presencia de duros identificados por el aumento en las curvas densidad/neutrón podría indicar la presencia de una segunda superficie transgresiva, lo que representa el inicio de la transgresión marina que culminó con la deposición del equivalente litoestratigráfico de la Formación Freites. (Tinedo C., et al. 2013)

El inicio de la transgresión marina queda representada por la una MFS, la cual, es detallada y datada por Santiago, N. et al., (2015) en +/-13.6 m.a., probablemente asociada a la Formación Freites, el cual es descrita en la literatura como una lutita de un ambiente marino observada a nivel regional y constituye el sello principal de los reservorios petrolíferos de la Formación Oficina. (LEV, 1997)

Hacia el tope de la columna se muestra una secuencia progradante representada por las formaciones Mesa- Las Piedras, en donde se observan grandes depósitos de arena las cuales son claramente continentales y parecen erosionar la secuencia infrayacente (LEV, 1997), con una base erosiva que constituiría un posible Límite de Secuencia (SB) superior. (Tinedo C., et al. 2013)

Considerando a la estratigrafía secuencial como una metodología de trabajo que busca ubicar todos los cambios posibles dentro del registro geológico y analizando los diferentes enfoques utilizados para la definición de los sistemas deposicionales a partir de las superficies límites, se puede interpretar lo siguiente:

Los eventos erosivos representados por la disconformidad del basamento ígneo - metamórfico de edad Precámbrica y la superficie erosiva del Plio-Pleistoceno, representado litoestratigráficamente por la Formación Mesa-Las Piedras cerraría un ciclo de mayor orden. El cual contendría dos ciclos menores **Fig. 2.6.8:**

El primero representado por la disconformidad del basamento ígneo - metamórfico de edad Precámbrica y la sedimentación del Mioceno Medio, representado litoestratigráficamente por el Miembro Jobo conteniendo una MFS representada por el Miembro Yabo.

Una segunda secuencia iniciaría desde esta superficie erosiva del Mbo. Jobo, pasando por una Superficie de Máxima Inundación, representada litoestratigráficamente por la Formación Freites, la cual pudiese ser la misma

Superficie de Máxima Inundación reseñada por diversos autores, hasta llegar la discordancia erosional asociada a la base de la Formación Las Piedras, la cual es una formación de carácter continental que cubre los depósitos más antiguos.

Adaptando el modelo propuesto por Embry y Johannesse (1992) basado en secuencias T-R, que consiste en un sistema transgresivo en la base seguido por uno regresivo, limitados por Superficies de Máxima Regresión y separada en el medio por una Superficie de Máxima Inundación. Pudiéramos identificar el final de una primera secuencia y el inicio de una segunda, asociada con una Superficie de Máxima Regresión ubicada al final de la sedimentación de la unidad Morichal Inferior que estaría indicando el inicio de la secuencia transgresiva pasando por la MFS del Miembro Yabo y cerrando la secuencia con la Superficie Máxima Regresiva del Miembro Jobo.

Al agrupar los cortejos regresivos en uno solo, suministra una manera más simple y práctica de dividir el registro estratigráfico y elimina el problema del reconocimiento de la discordancia subárea límite de secuencia del modelo depositacional y que ha sido difícil de observar a nivel del Miembro Jobo, y a su vez limitados por la diacronidad a lo largo del rumbo depositacional.

Hay que tomar en cuenta que la Faja en particular está formada como resultado de un proceso tectónico que está ocurriendo al norte debido al choque oblicuo de las placas y que están afectando a la cuenca tanto a escala regional como local, así que se considera poco probable la total sincronidad de los ciclos estratigráficos a nivel local.

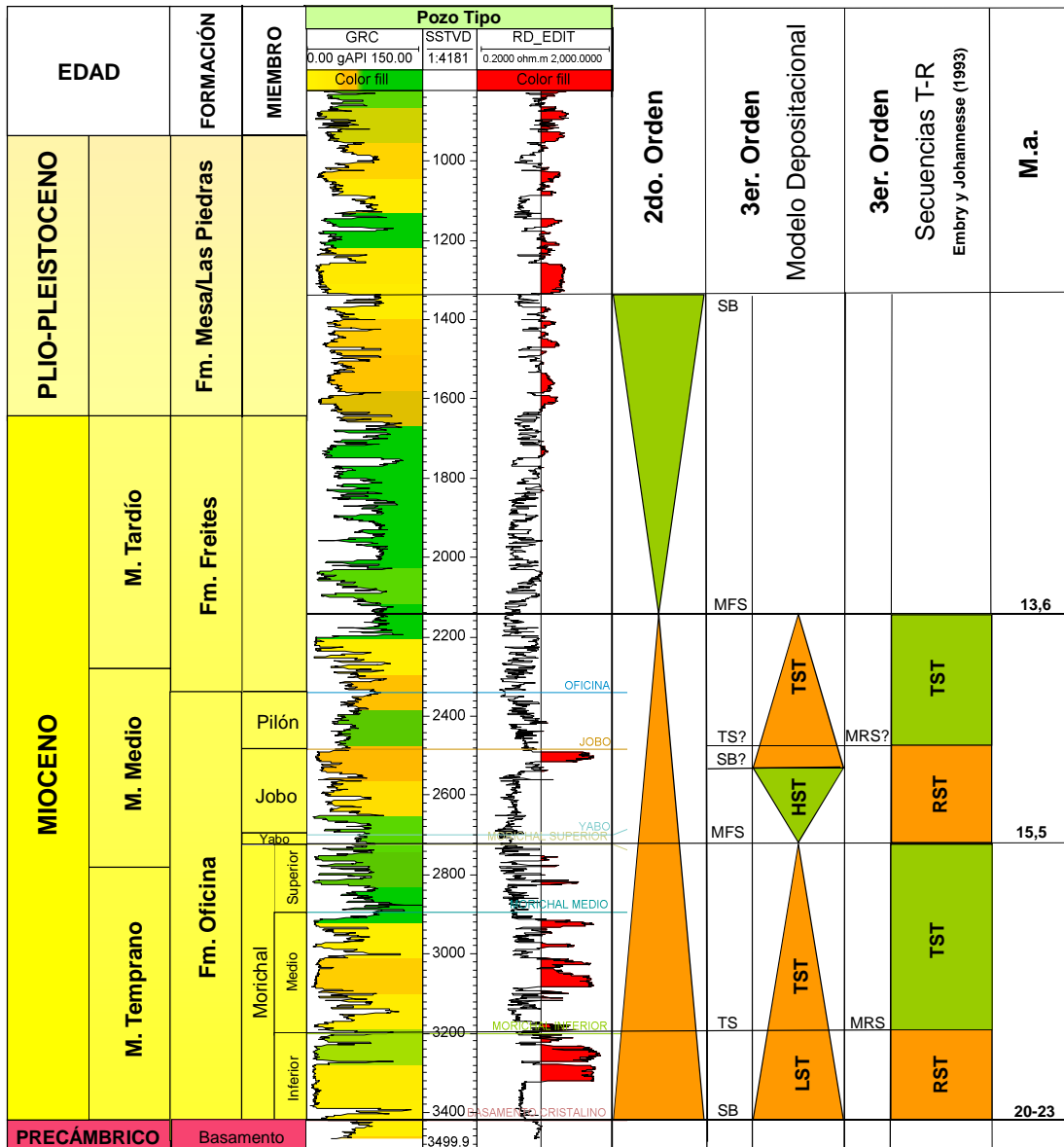


Fig. 2.6.8- Pozo Tipo mostrado la columna estratigráfica del área de estudio. (Modificada de Yegres, F. 2015)

2.6.2.5. Modelo Geológico Estructural del área

Algunos de las características tectónicas presentes en la FPOHCh fueron formados por los mismos eventos geológicos que dieron lugar a la Cuenca Oriental de Venezuela. (Alayeto M. y William L., 1974). En principio, el basamento se ve

afectado por un fallamiento de origen extensivo debido a la disgregación durante el Jurásico de Pangea (Bartok, 1993). A finales del Mioceno Inferior a Medio, la placa Caribe se encuentra en convergencia oblicua contra la placa Suramericana al norte de la cuenca Oriental, afectando compresivamente solo la región norte del país, mientras que, en el área de la Faja existe una reactivación del movimiento de las fallas normales preexistentes producto de la flexurización de la cuenca por el continuo aumento de la carga por las lajas alóctonas al norte, afectando los depósitos sedimentarios cretácicos y terciarios tempranos. (Duerto, L. y Mc Clay, K. 2010)

En forma general, se puede describir el área de estudio como un monoclinal suave con sentido NO con 3° aproximadamente de buzamiento (Salazar, L., Rodríguez, I. y González, J. 2015). El basamento presenta un relieve accidentado, irregular y fallado, reflejándose como altos y bajos estructurales observados en los cubos sísmicos 3D **Fig. 2.6.4** y **Fig. 2.6.9**. Este relieve tiene su expresión hacia el este mediante el alto de Uverito, hacia el oeste el alto de Hamaca y hacia el sur mediante la somerización del basamento, los cuales condicionaron y controlaron la sedimentación de los primeros cuerpos de arenas depositados al acuñaarse en estas direcciones. (Fiorillo, G. 1983; Salazar, L., Rodríguez, I. y González, J. 2015).

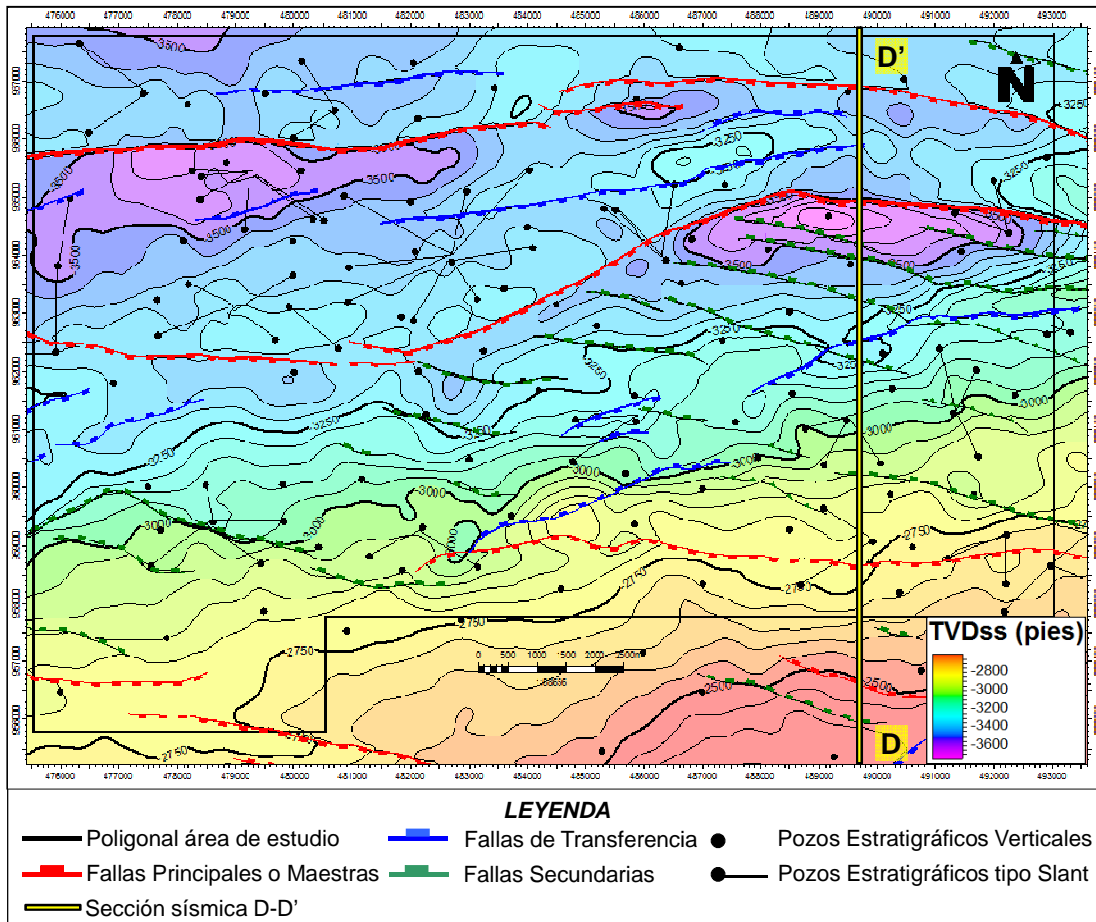


Fig. 2.6.9- Mapa estructural del Basamento, donde se muestran los sistemas de fallas presentes en el área y sección sísmica de la Fig. 2.6.10. (Salazar, L., Rodríguez, I. y González, J. 2015)

Según la geometría de las estructuras geológicas presentes se han identificado tres sistemas de fallas normales: Fallas Principales o maestras de rumbo E-O, las cuales, se extienden a la áreas vecinas y probablemente estén asociadas a la fase de apertura que afectó al norte de Suramérica durante el Jurásico (Talwani, M. 2002), Fallas de Rumbo NE-SO que forman una zona de transferencia y Fallas Secundarias de rumbo NO-SE. La mayoría de estas fallas en el área, involucran al basamento y presentan variaciones en el salto con desplazamiento vertical de 40-320 pies. Estas variaciones en los saltos de las fallas evidencian que probablemente estas sufrieron periodos de reactivación a lo largo de su historia, mas no se observan diferencias en los espesores de las secuencias cortadas por lo que poseen la misma cantidad de

desplazamiento en profundidad, lo cual se interpreta que las mismas son posteriores a la sedimentación (Mioceno Tardío) y esta variación es producto de la distribución de los esfuerzos tectónicos y el aumento de la carga sedimentaria (Salazar, L., Rodríguez, I. y González, J. 2015).

Hacia el centro y norte del área se forma un conjunto de fallas transversales de rumbo NE-SO (zona de transferencia), una banda que confina y alinea al sistema de fallas secundarias en echelón de rumbo NO-SE, que por su geometría y rumbo pueden ser interpretadas como el resultado de la aplicación de esfuerzos sostenido, los cuales producen una rotación dentro de la faja que las contiene. Esta zona de interacción de los tres sistemas de fallas concentra la mayor deformación del área permitiendo así, identificar una zona de cizallamiento simple con carácter rotacional. El orden cronológico relativo de formación de las fallas transversales de rumbo NE-SO y las oblicuas de rumbo NO-SE no está del todo claro, lo que sí es evidente es la interacción de los sistemas que forman entre sí, para transferir los esfuerzos y desplazamiento entre ellos, lo que permite interpretar que existieron por lo menos dos fases de reactivación post-depositacional hasta el Mioceno Tardío **Fig. 2.6.10** (Salazar, L., Rodríguez, I. y González, J. 2015).

Existe una serie de estructuras asociadas a estos sistemas de fallas como son los pliegues de arrastre normal e inversos, de origen extensivo (sinclinales en el bloque deprimido y anticlinales en el bloque levantado) y las depresiones longitudinales (pull-apart), las cuales están relacionados con esfuerzos que deforman los planos de falla en profundidad y de la propagación vertical y lateral de las mismas. Ambas estructuras se caracterizan por tener una importante relación geométrica y genética con las fallas normales generando graben, horst y anomalías topográficas las cuales están alineadas longitudinalmente con las zonas de deformación. (Salazar, L., Rodríguez, I. y González, J. 2015).

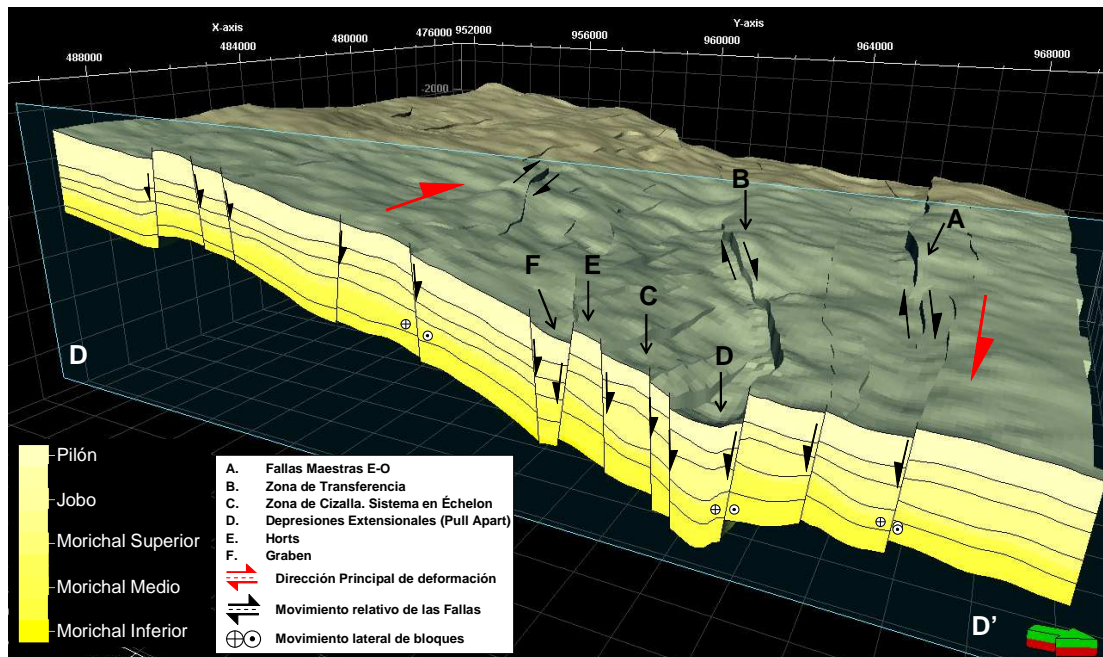


Fig. 2.6.10- Modelo estructural tridimensional donde se muestran elementos estructurales del área de estudio. (Modificado de Salazar, L., Rodríguez, I. y González, J. 2015)

Este tipo de estructuras son importantes para el entendimiento de distintos fenómenos que afectan el comportamiento de producción de los yacimientos del campo, ya que son las responsables del entrapamiento de las zonas de agua locales “Poncheras”, debido a que los pliegues de arrastre y las depresiones se cierran en contra y a lo largo de las fallas, donde por lo general se interpretado estas acumulaciones de agua.

No existe ningún estudio concluyente para definir el carácter sellante de las fallas de mayor salto, las cuales a pesar de presentar saltos mayores a 300 pies presentan tanto agua como hidrocarburo a ambos lados de las fallas.

2.6.2.6. Sistema Petrolífero

Diversos autores han concluido que las Formaciones Querecual y San Antonio ubicadas en la parte septentrional de la cuenca, son las principales generadoras de los

hidrocarburos descubiertos en la Cuenca Oriental de Venezuela (Talukdar, S. 1991, Summa, L., Goodman, E., Richardson, M., Norton, I. y Green, A. 2003, G. Fiorillo, 1987). Compuestas por materia orgánica de origen marino y depositadas bajo condiciones reductoras desde el Cenomaniense hasta el Campaniense, esta formó parte de un sistema de sedimentación que se extendió ampliamente por el norte de América del Sur durante la fase de margen pasivo (Summa, et al., 2003).

Adicionalmente, se ha identificado un segundo sistema petrolífero de origen terciario que da lugar a acumulaciones menos significativas, compuesta principalmente de lutitas marinas no deltaicas de las formaciones Oficina y Merecure, así como también los equivalentes en tiempo de las lutitas marinas de la Formación Carapita (parte autóctona de la cuenca foredeep), las cuales presentan una mezcla de tipos de materia orgánica, principalmente continental. (Talukdar, S., 1991, Summa, et al., 2003)

La generación y expulsión del crudo Cretácico, ha ocurrido continuamente desde la llegada del margen activo al este de Venezuela desde el Mioceno temprano hasta el presente, aunque debido a falta de trampas y sellos eficaces durante las primeras etapas de la expulsión permitieron la pérdida de grandes volúmenes de hidrocarburo (Summa, et al., 2003). La reconstrucción geológica y el modelado de cuencas han demostrado el desarrollo de grandes áreas de generación a lo largo de la parte norte de las subcuencas de Guárico y de Maturín durante las etapas tempranas del desarrollo de la cuenca Antepaís, siendo su pico máximo de generación y expulsión durante Mioceno Tardío, recorriendo distancias entre (150-300 km) a lo largo de la cuenca, para luego ser almacenadas en rocas permeables del Cretácico Superior, Oligoceno y Mioceno (Parnaud, F. et al., 1995).

Los modelos termales sugieren que la migración de hidrocarburo ocurrió en varios pulsos, atribuidos a los eventos tectónicos regionales. A medida que la placa del caribe se movía hacia el Este, la transpresión creada por el emplazamiento de las

napas hacían madurar localmente las rocas fuentes (Summa, et al., 2003). Parnaud, F. et al., (1995) identificó tres principales áreas de maduración de rocas fuentes. La primera localizada en el autóctono y áreas del Furrial, la cual contribuyó a producir cantidades reducidas de crudo, una segunda área corresponde con el corrimiento de Pirital, y la tercera zona relacionada a la serranía del interior, la cual, aún posee un alto potencial de generación.

De acuerdo con los estudios realizados (Talukdar, et al., 1987; Summa, et al., 2003), en el eje profundo de la cuenca al norte de la Región Oriental de Venezuela, la migración vertical tiene lugar a lo largo de las fallas compresivas, junto a la migración por interconexión de arenas dentro de los yacimientos. Al sur del eje de la cuenca la migración es principalmente de norte a sur por interconexión de arenas y está alineada con la orientación de las vías principal de distribución de sedimentos.

Un problema surgió durante el análisis de la migración en la Cuenca Oriental de Venezuela ha sido explicar el tiempo de migración y los grandes volúmenes de crudo pesado observados en la FPOHCh, asumiendo que esa migración se produjo desde el norte y que los únicos volúmenes de hidrocarburos fueron los generados post Mioceno Tardío (Después de la sedimentación de la roca sello). George, R y Socas, M. (1994) dieron una explicación a este problema de volúmenes asumiendo para el balance, una migración lateral desde el este. En Summa, et al., (2003), basado en los cálculos de carbón orgánico total original sugieren que la roca madre posee un rango de (COT) entre 5-12%, y una producción de hidrocarburo que va de 200-400 mg ha/g. COT, sobre un área de 100-150 km² y asumiendo una migración lateral relativamente efectiva, interpreta que existe suficientes volúmenes de hidrocarburo los cuales, pudieron ser drenados desde el norte. Sin embargo, centrándose en una migración desde el NE hacia el SO por las fallas normales, las áreas de maduración “efectivas” serían más grandes a las inferidas en reconstrucciones regionales simples.

En el área de estudio el entrapamiento del crudo es típicamente estratigráfico, con un sello superior generado por la sucesión arcillosa de la Formación Freites post – 15 m.a. Los crudos acumulados son crudos biodegradados, caracterizados por un decrecimiento o pérdida total o parcial de los n- alcanos, como resultado de los procesos de biodegradaciones y/o lavado por agua. A su vez, es un crudo poco maduro y posee una firma de características marinas, lo cual permite interpretar que este crudo pudo derivar de rocas de origen marino de las formaciones Querecual y San Antonio. (Gallango, O. y Cassani F. 1991).

2.6.2.7. Modelo Hidrodinámico Regional

Durante el Neógeno el aumento de la carga litoestática debido a la entrada de la placa del Caribe y la colocación de las napas de la Serranía del Interior, generó la profundización y compactación de los sedimentos depositados en la cuenca Antepaís (Escalona, A. y Mann, P. 2011). Este fenómeno de compactación conlleva a la generación de altas presiones en el área norte, lo que induce a un movimiento de escape de los fluidos intrapurosos de los sedimentos hacia las zonas de baja presión del sur de la Cuenca. (Parnaud, F. et al. 1995)

Parnaud, F. et al. (1995) plantea un modelo hidrodinámico regional en el que expone que la Serranía del Interior al norte y los paleoaltos al oeste representaron los dos principales altos topográficos que pudieron haber generado las zonas de recarga necesarias para llenar de agua meteórica, a la Formación Las Piedras y los acuíferos del Oligoceno–Mioceno, donde el movimiento del agua dentro de la cuenca probablemente tuvo una dirección norte sur a niveles profundos de la subcuenca mientras que hacia las áreas más superficiales, la dirección del flujo era de oeste a este.

Debido a los esfuerzos y los corrimientos posteriores, los acuíferos profundo ya no fueron continuos, sino que se subdividieron de manera que la zona de recarga

meteórica de la Serranía es bloqueada. En la parte este de la cuenca (área de Oritupano) se reconoce una zona de recarga de agua connata la cual, se encontraba coexistiendo con agua meteórica mientras, que las unidades presentes en el corrimientos de El Furrial - Orocuál se aíslan y se caracteriza por la mezcla de aguas a altas presiones. A lo largo de la FPOHCh el patrón no ha cambiado; las aguas meteóricas todavía migran en cada acuífero desde los máximos de Mesa hasta alcanzar sus puntos de surgencia a lo largo de las orillas del río Orinoco, pero no se reconocen áreas de recarga para las formaciones más profundas Miocenas desde el oeste. (Parnaud, F. et al. 1995)

A partir del estudio de la distribución del crudo se reconoce una tendencia en la migración. Durante la primera fase, el petróleo probablemente migró rápidamente hacia los campos de la Faja debido al gran flujo de agua dulce que surge de las serranías levantadas hacia el norte por lo que, los crudos pesados biodegradados que se encuentran en las trampas de la cuenca son considerados como evidencia de un proceso de este tipo pero que luego fueron aislados debido a los esfuerzos y los corrimientos posteriores. (Parnaud, F. et al. 1995)

La hidroquímica de especies iónicas mayoritarias para la zona de Carabobo, han podido identificar y clasificar los tipos de agua presentes, sugiriendo un origen meteórico por el predominio de aguas tipo NaHCO_3 hacia el NE del Bloque, así como la presencia de una zona de mezcla entre agua connata (NaCl) y estas aguas meteóricas ($\text{Na}^+\text{-HCO}_3^-$) hacia el SO del área, lo que indica la comunicación entre arenas de los yacimientos. (PDVSA, 2007)

Trabajos realizados hacia al oeste del bloque Carabobo, parecen indicar la coexistencia de dos facies principales de aguas de formación dentro del Miembro Morichal (Volcán, J. 2015). Una de tipo clorurada sódica hacia el norte del área y otra facie de tipo bicarbonatada sódica, con un importante factor de dilución hacia el sur, lo que parece indicar que existe o existió una posible zona de recarga de aguas con

características meteóricas en dicha zona al sur del bloque, y con una zona norte restringida, con aguas de características connatas y concentraciones constantes.

En el informe “Determinación de las reservas geológicas y renovables de aguas subterráneas de la faja petrolífera del Orinoco” de ARC Solutions (2009), se asevera que hacia el área de Carabobo, el flujo subterráneo en los acuíferos someros (menos de 150 m de profundidad), es en dirección hacia el río Orinoco, mas sin embargo, las condiciones hidrogeológicas de la zona abren la posibilidad de que el río pueda recargar a los acuíferos profundos de la Formación Freites debido al descenso y aumento de espesor hacia el norte, desde el río Orinoco hacia dichos acuíferos. **Fig. 2.6.11**

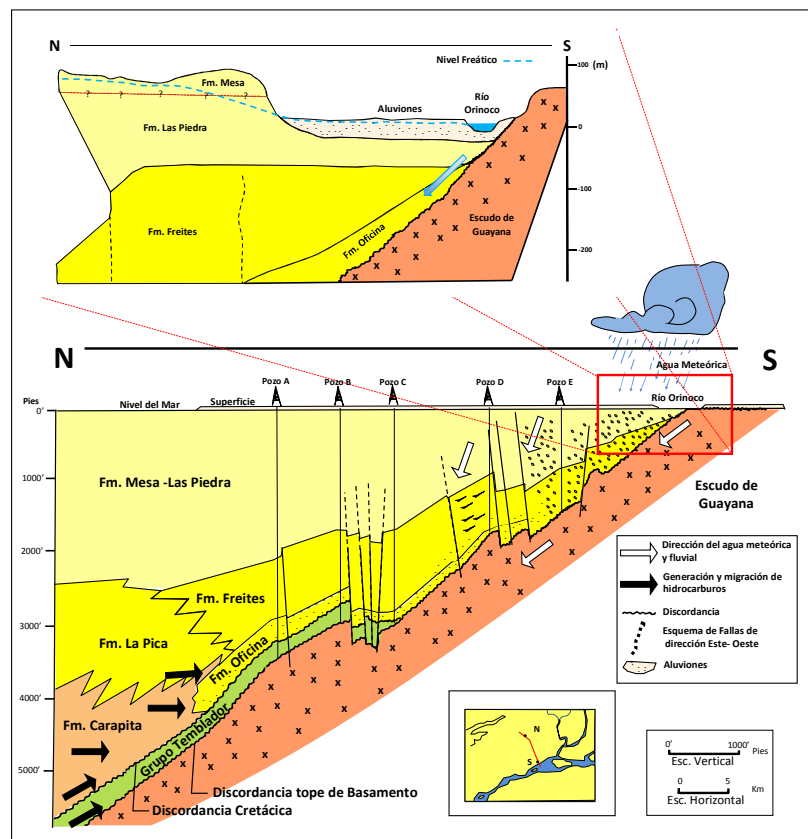


Fig. 2.6.11- Sección estructural norte sur mostrando diagrama del origen y migración de los crudos en el sector Cerro Negro, así como, dirección de la recarga de los acuíferos. (Modificado de Fiorillo, G. 1982 y ARC Solutions 2009)

2.7. BASES TEÓRICAS

2.7.1. Aguas de formación

Según López, C. (1998) el agua de formación puede ser considerado como un término colectivo para referirse a los diferentes tipos de aguas subterráneas que pueden ser coproducidas con el petróleo y el gas. Estas poseen distintos tipos de componentes, por lo que, su caracterización puede realizarse mediante múltiples parámetros, tales como: químico, bacteriológico, isotópico, entre otros.

La composición de estos fluidos proporciona información importante sobre la evolución geoquímica, hidrogeológica, termal y tectónica de la corteza terrestre y una serie de aplicaciones relacionadas específicamente con la generación de depósitos minerales y para la exploración y producción de hidrocarburos (Hanor, 1994 citado en Hernández, 2014).

La composición del agua está en función de varios factores tales como: la composición química del agua incluida en los espacios porosos de los sedimentos en el tiempo en que ocurrió el depósito, a los efectos netos del intercambio diagenético entre el agua y la matriz de sedimentos y/o otros fluidos, tales como gases o hidrocarburos líquidos, así como la interacción entre el agua y la roca, la producción de fluidos y el reemplazo de los fluidos por agua de otras formaciones, o por infiltración de agua meteórica o de acuíferos **Fig. 2.7.1.** (Abdou, M. et al., 2011).

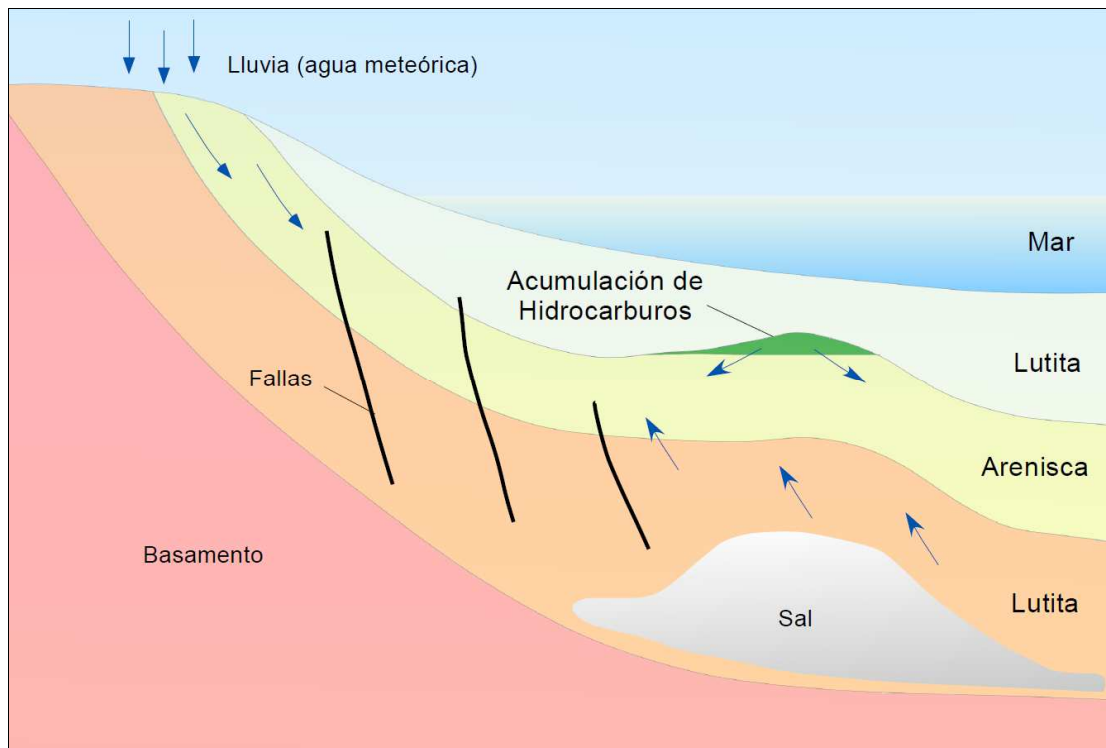


Fig. 2.7.1- Movimiento del agua y procesos que pueden incidir en la evolución del agua de formación. (Modificado de Abdou, M. et al., 2011)

En general, puede decirse que las aguas de formación son el producto de una larga y complicada historia geológica: de la sedimentación de la región, de la historia de los procesos de concentración subterránea y del metamorfismo de las aguas marinas. (Abdou, M. et al., 2011)

2.7.2. Sistemas de clasificación de las aguas de formación

Debido a que los factores que condicionan la composición química del agua presente en las formaciones son múltiples, y que dar una clasificación a partir de esos parámetros es bastante complejo, se ha optado por considerar grupos o clases, atendiendo al carácter genético del agua. (López, C., 1998; Alves M., 2007).

En la literatura se han establecido varios sistemas de clasificación para las aguas de formación. Estos sistemas de clasificación están basados en las relaciones de los elementos mayoritarios constituyentes Cl^- , $\text{SO}_4^{=}$, HCO_3^- , Na^+ , Ca^{+2} y Mg^{+2} , y en pocos sistemas se han considerado los elementos minoritarios.

Con base en las características formacionales, White, D. (1957) clasifica las aguas como aguas fósiles y meteóricas, estableciendo patrones de comportamiento de diferentes cuerpos de agua en función de las proporciones de concentración de las especies mayoritarias (Cl^- , $\text{SO}_4^{=}$, HCO_3^- , Na^+ , Ca^{+2} y Mg^{+2}), esto ha permitido establecer los sistemas de clasificación de acuerdo con su movimiento en el subsuelo; aguas en condiciones hidrostáticas, o de origen fósil, y aguas hidrodinámicas o de origen meteórico.

Piper, A. (1953) se basa en las mismas propiedades para predecir mezclas entre diferentes cuerpos de aguas. Compilando esta información tendríamos:

Aguas Meteóricas: incluyen las aguas de lluvia y aguas fluviales. El término meteórico es aplicado por White, D. para aguas que han estado recientemente en circulación atmosférica y como tales, son aguas hidrodinámicas en constante movimiento en el subsuelo, esta agua meteórica puede disolver gran parte del material a través del cual circulan, contiene en solución un mayor número de equivalentes del ión Na^+ que el ión Cl^- , este hecho trae como consecuencia que la relación $\text{Na}:\text{Cl}$ sea mayor a 1 ($\text{Na}/\text{Cl}>1$). Presentan bajas concentraciones de sólidos disueltos, usualmente menos a 10000 mg/L y además poseen cantidades considerables del ión bicarbonato. Su edad es menor que la de las rocas que las contienen. Ellas incluyen el agua de los océanos, el agua evaporada en la atmósfera, el agua de lluvia, agua superficial y agua subterránea en movimiento.

Aguas connatas o "fósil": son las aguas atrapadas durante la acumulación de los sedimentos en la cuenca sedimentaria, por lo que la edad de las mismas es igual a

la de la roca circundante, por lo tanto, sufren procesos de concentración y de intercambio iónico en sistemas cerrados, fuera del contacto con la atmósfera por un apreciable período de tiempo geológico, esto trae como consecuencia que la relación Na/Cl, se mantenga aproximadamente igual o menor a 1. Esta agua es expulsada después de la consolidación, pero si la roca final es aún porosa, puede quedar algo del agua (Custodio y Llamas, 1976). Con frecuencia estas aguas son desplazadas hacia estratos superiores y se acumulan en acuíferos donde pueden mezclarse en mayor o menor grado con aguas meteóricas; en este caso no se trata de aguas connatas sino de aguas emigradas. Son altamente saladas, conteniendo entre 20000-250000 mg/L de sólidos totales disueltos, presentando altas concentraciones de cloruro y muy bajas concentraciones en los iones de bicarbonato y sulfatos. (Alves M., 2007).

Aguas Mixtas: Son aquellas aguas que resultan de la combinación de las meteóricas y las aguas connatas. En la mayoría de los depósitos sedimentarios, existe una zona de transición que contiene agua de origen mixto, que está establecida en medio de las aguas meteóricas próximas a la superficie y las de mayor profundidad que son las connatas (Ojeda, Y. y Hernández M. 2012). Este es el tipo de clasificación que se adoptará, durante el desarrollo de este trabajo.

2.7.3. Salinidad de las aguas de formación

El agua de formación, que es el resultado de la mezcla del agua depositada con el sedimento y de procesos fisicoquímicos, presenta un amplio rango de salinidades, y puede alcanzar valores muy altos, como se muestra en la **Tabla 2.7.1**.

El contenido de los sólidos totales disueltos está representado por cationes y aniones mayoritarios, cuyas cantidades y relaciones interiónicas son la base de un gran número de sistemas de clasificación.

Según la concentración de sólidos totales disueltos (STD), Hem, J. (1970) clasifica las aguas de formación en salmueras, salinas, salobres y dulces. Las salmueras son definidas como aquellas aguas con salinidades mayores que el promedio del agua de mar, es decir, mayor de 35000 mg/L. Por su parte, las aguas salinas son las que contienen entre 10000 y 35000 mg/L, en sólidos totales disueltos (STD), mientras que las aguas salobres presentan concentraciones entre 1000 y 10000 mg/L, y, por último, las dulces presentan concentraciones menores que 1000 mg/L en sólidos totales disueltos (STD).

Tabla 2.7.1- Variaciones de la salinidad en diferentes tipos de agua
(Warren, J. 2006 citado por Hernández, G. 2014)

| Tipo de agua | Salinidad (partes por mil) |
|-----------------------|---------------------------------------|
| Agua fluvial promedio | 0.11 |
| Agua de mar | 35 |
| Sistemas Evaporíticos | 35-350 |
| Aguas de Formación | 7-270 |

2.7.4. Evolución geoquímica de las aguas subterráneas

Según Alves, Y. (2007), toda agua formacional está sujeta a ser continuamente modificada en su composición química y estos cambios comienzan después que el cuerpo de agua es separado de la libre circulación superficial y continúan durante y después de la sedimentación. Las aguas subterráneas mediante su composición química pueden aportar información sobre el comportamiento hidrogeológico, principalmente en lo que respecta al flujo subterráneo. Los datos químicos ayudan a establecer áreas de recarga y descarga, tiempos de permanencia en el terreno, etc. Para ello hay que tener una idea de los procesos que inciden en la evolución química del agua.

La evolución química del agua, es decir, las concentraciones y las relaciones de los constituyentes en el agua de formación dependen del origen del agua, de los

minerales con los que entre en contacto y de la duración de dicho contacto, que a su vez depende de la velocidad del flujo subterráneo.

Como norma general, a mayor tiempo de permanencia en el terreno, mayor será la salinidad del agua. Sin embargo, esto es relativo porque un agua que permanezca unas horas en contacto con cloruro sódico será más salina que otra que esté muchos años en contacto con cuarzo. También hay circunstancias en las que algunas de las sustancias disueltas en el agua no aumentan sino que disminuyen y otros aspectos obvios tales como si se atraviesan yesos, sales cloruradas o formaciones calizas se obtendrán SO_4^- y Ca^{+2} (aguas sulfatadas cálcicas), Cl^- y Na^+ (aguas cloruradas sódicas) y HCO_3^- y Ca^{+2} , (aguas bicarbonatadas cálcicas), respectivamente. **Fig. 2.7.2**

Aunque las reacciones y procesos químicos que se desarrollan son muy variados, por lo general, las aguas de formación con menor tiempo de permanencia en el subsuelo son bicarbonatadas, luego pasa a predominar el sulfato, y por último a aguas más salinas cloruradas. Esta evolución se denomina secuencia de Chevotareb:

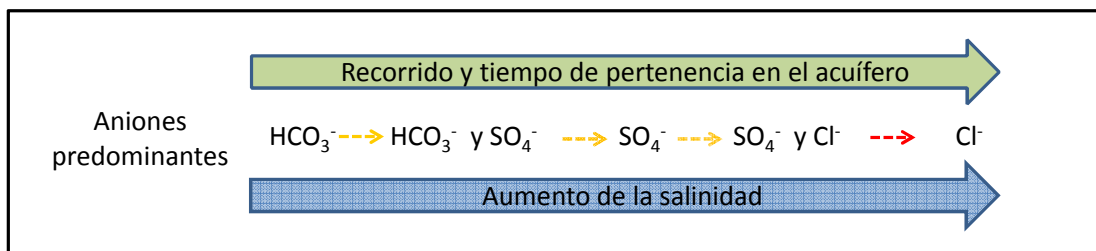


Fig. 2.7.2.- Secuencia de Chevotareb. (Chevotareb 1955, citado por Sánchez, F. 2012)

La secuencia de Chevotareb nos hace pensar en un proceso lineal: el agua al principio de su viaje es bicarbonatada; a medio viaje, sulfatada; al final, clorurada. Aunque esto es cierto para una gota de agua determinada, la distribución de la geoquímica del agua en el subsuelo de una región está mejor descrita por el esquema

trazado por Doménico, P. (1972), citado por Sánchez, F. (2012). En las grandes cuencas sedimentarias, se distinguen tres zonas en profundidad:

a) Una zona superior, con flujo activo, generalmente con recorridos cortos y tiempos de permanencia de años o decenas de años. Aguas bicarbonatadas y pocas salinas.

b) Una zona intermedia, con flujo menos activo, recorridos más largos y tiempos de permanencia de cientos a miles de años. Aguas más salinas y el anión predominante será el sulfato.

c) Una zona inferior, con flujo muy lento, cuando no estancado, largos recorridos y tiempos de miles a millones de años. La salinidad es elevada y el agua es clorurada.

Esto explica que en una misma área pueden extraerse aguas de composiciones muy distintas aunque la litología sea relativamente homogénea. En la **Fig. 2.7.3** se observa que el sondeo A capta un flujo regional mientras que el sondeo B intercepta un flujo local, de modo que su química puede ser muy diferente.

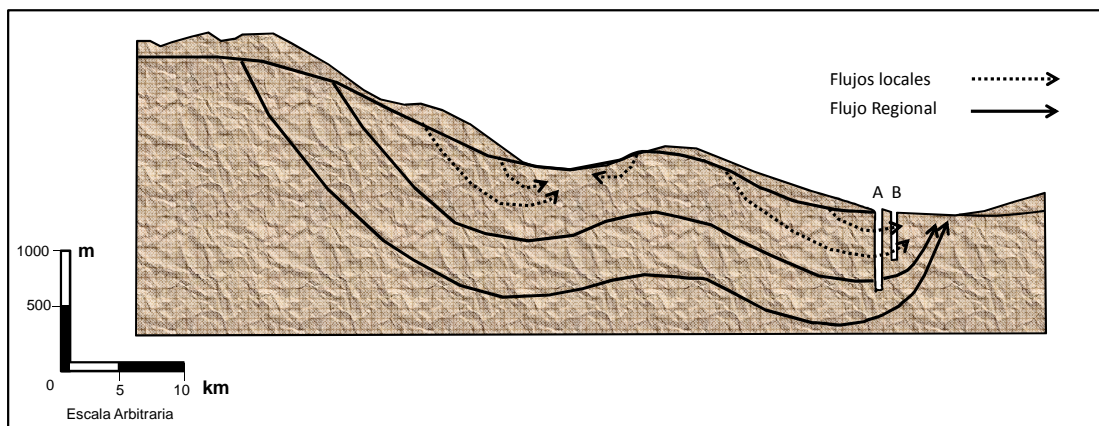


Fig. 2.7.3- Distintos tipos de flujo en una misma área. (Doménico, P. 1972, citado por Sánchez, F. 2012)

Desde el punto de vista hidroquímico durante la historia depositacional de los sedimentos existen dos procesos principales:

- a) Proceso de mezcla entre aguas.
- b) Fenómenos modificadores derivados de la interacción agua-roca.

El primero de ellos supone una serie de modificaciones en la composición del agua que se traducen en un notable incremento de la mineralización, como consecuencia del aporte de sales por el agua de formación. Ello es consecuencia de dos procesos: la difusión y la dispersión.

El segundo proceso hace referencia a un agua que está inicialmente en desequilibrio y que debe encontrar un nuevo estado de equilibrio con el acuífero, produciéndose reacciones entre la fracción sólida y el agua salina, que son de mayor o menor intensidad en función de factores tales como el porcentaje de mezcla, la litología del acuífero y otras condiciones de carácter específico. (Alves, Y. 2007)

2.7.4.1. Procesos específicos que son capaces de alterar la composición y/o concentración de las aguas de formación

❖ Disolución de sales por contacto agua-roca

El informe técnico denominado "El Origen de las Aguas de Formación" de Estudios y Servicios Petroleros S.R.L. (n.d.), define que la salinidad del agua subterránea se incrementa con el flujo y tiempo de residencia y depende, por consiguiente, de la permeabilidad de acuífero. La velocidad de disolución es en general tanto mayor cuanto mayor es la temperatura y el grado de división y superficie de contacto agua-roca.

Las rocas permeables por porosidad ceden más sales que las permeables por fisuración. Con el aumento del tiempo de contacto del agua con el terreno incrementa

la capacidad de disolución del agua hasta alcanzarse los respectivos productos de solubilidad.

En general, la diferencia entre tiempos de residencia produce una diferenciación de las características geoquímicas de las aguas. Por otra parte, es importante hacer constar que el aumento de concentración suele conducir a un incremento de la capacidad para disolver nueva cantidad de sales, a consecuencia del aumento de fuerza iónica.

❖ Intercambio Iónico

Una propiedad característica de los minerales arcillosos es su capacidad de intercambio iónico, en particular el catiónico. El proceso de intercambio es un modificador muy importante de la composición iónica de las aguas de formación. Las arcillas fijan cationes di y trivalentes liberando mono y divalentes al agua. El intercambio iónico afecta principalmente a los cationes Na^+ , Ca^{2+} y Mg^{2+} esto se debe al radio iónico y a la carga nuclear efectiva que puede neutralizar la estructura de las arcillas y algunos radicales aniónicos orgánicos presentes en la fracción orgánica. También son afectados pero en menor medida Li^+ y Sr^{2+} , mientras que el K^+ y NH_4^+ son fijados de manera irreversible (Custodio y Llamas, 1976).

❖ Membranas Semipermeables

La ultrafiltración a través de membranas arcillosas produce un enriquecimiento en isótopos pesados y un aumento en la concentración de cationes multivalentes en la salmuera residual. (Gonfiantini, R. y Araguas, L. 1988 según CopLen, T. y Hanshaw, B. 1973).

Este proceso es particularmente útil para explicar la concentración de aguas salinas en acuíferos recargados por agua dulce ya que las membranas Semipermeables actúan como “tamices salinos”.

Este proceso está ligado a la movilidad iónica y a las arcillas o Lutitas, en donde, el agua que pasa a través de una Membrana Semipermeable de menor concentración que la que permanece en la Lutita y el proceso puede sucederse indefinidamente en secuencia vertical.

❖ Dilución de Aguas de Formación Singenéticas con Agua de Reacción

El agua liberada de transiciones minerales puede diluir las aguas de formación. Por ejemplo puede liberarse agua en la transformación de Yeso a Anhidrita o de Smectita a Illita. (Estudios y Servicios Petroleros S.R.L.)

❖ El ingreso de aguas meteóricas

Las Aguas Meteóricas pueden infiltrarse en el yacimiento en cualquier momento en la transformación de las aguas de formación. En circunstancias particulares, el agua original depositada durante la formación del ambiente, puede desaparecer y ser, por ejemplo, reemplazada por agua de origen meteórico. Aunque, las concentraciones más bajas de sólidos totales disueltos generalmente están asociadas a dilución con aguas meteóricas, esta podrían deberse también al origen no marino de los sedimentos asociados. (Abdou, M. et al. 2011; López, C., 1998; Alves M., 2007; Sánchez, F. 2012)

En la **Fig. 2.7.4** (a), (b) y (c) se muestran los principales tipos de flujos que actúan en las cuencas sedimentarias según Arche, A. (2010); en el diagrama (d) se observa el modelo simplificado de facies parcialmente deltaicas y de borde de

plataforma en margen continental pasivo, mostrando varios regímenes hidrogeológicos de flujo contemporáneos, en donde la baja del nivel del mar puede ampliar la influencia de la circulación de aguas meteóricas.

La salinidad de las aguas no siempre puede explicarse como derivada de un único origen o mecanismo salinizador individual; muchas veces parecen existir varios procesos de diferente naturaleza, unos dominantes sobre otros o de similar entidad. La principal cuestión es identificar el mecanismo responsable de la abundancia de cada elemento presente en solución.

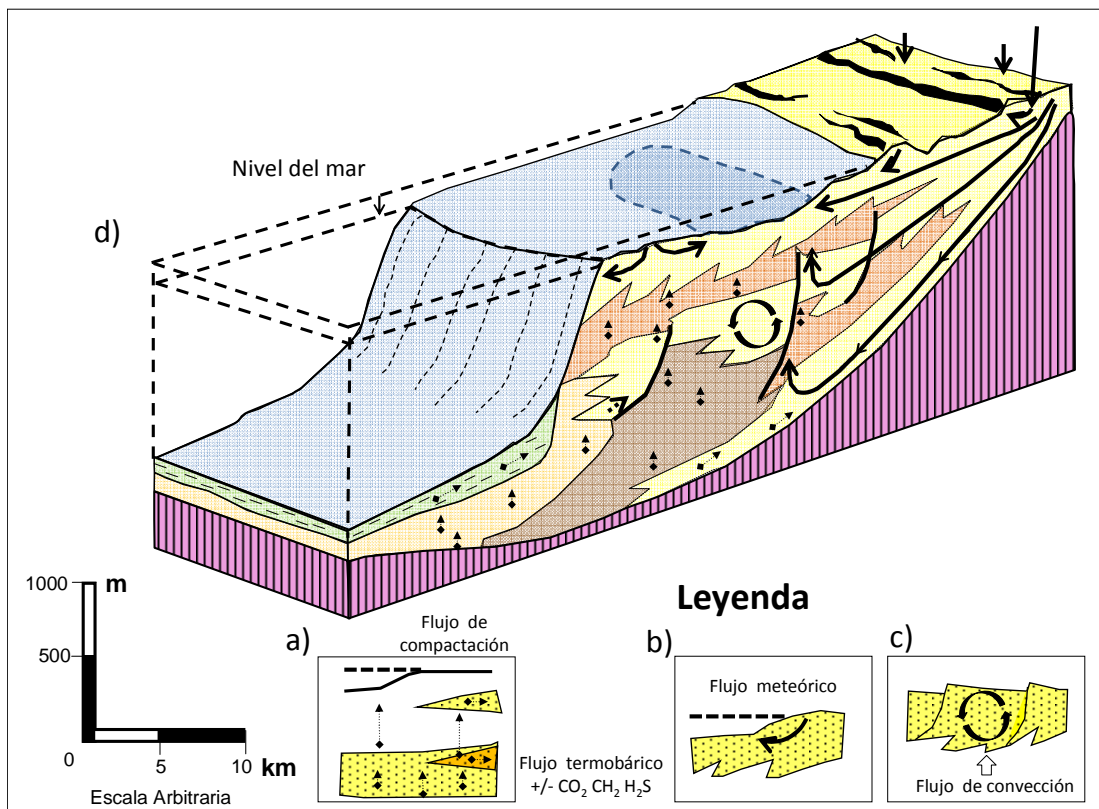


Fig. 2.7.4- Principales tipos de flujos que actúan en las cuencas sedimentarias. Basado en Bjarlykke, K. (1983), Galloway, W. (1984) y Bethke, C. (1985) y modificado de Arche A. (2010)

2.7.5. Métodos geoquímicos para la caracterización de las aguas

Los criterios geoquímicos suelen ser una de las herramientas más eficaces en la clasificación de las aguas subterráneas, permitiendo no sólo la detección de los procesos modificadores de la misma sino también, en numerosas ocasiones, la determinación de su origen. Para ello es necesario estudiar detenidamente la composición química del agua e integrar esto en un esquema complejo que de respuestas satisfactorias a cada uno de los parámetros considerados. Normalmente se analizan sólo las especies mayoritarias (carbonatos, bicarbonatos, sulfatos, nitratos, calcio, magnesio, sodio y potasio) y en casos especiales se determinan algunos iones minoritarios, que se escogen en función del problema investigado (metales pesados, estroncio, litio, boro, bromuro, yoduro, etc.). (Anónimos, 2014)

Metodologías numéricas y gráficas ayudan a identificar el tipo de agua dominante así como entender diferencias y procesos sufridos. Los valores se expresan frecuentemente en: gramos o miligramos por litro (mg/l), partes por millón (ppm), porcentaje por peso, miliequivalentes por litro (meq/l) y porcentaje de miliequivalentes por litro (% meq). En base a este esquema y a una serie de consideraciones adicionales, se aplican sistemas de clasificación como los métodos de Stiff y Piper. Estos métodos son ampliamente utilizados en muchas áreas de investigación hidrogeoquímica de las que seguidamente se hacen una serie de consideraciones.

2.7.5.1. Relaciones interelementales

El uso de las relaciones iónicas en estudios hidroquímicos constituye una herramienta más a la hora de intentar identificar distintas reacciones fisicoquímicas y procesos modificadores de la composición química del agua subterránea. En concreto, las relaciones iónicas permite determinar los diversos procesos que se han producido desde los puntos de recarga hasta el área de descarga, procesos de

disolución-precipitación, intercambio iónico, entre otros. (Instituto Geológico y Minero de España y Consejo Insular de Aguas de Gran Canarias)

Este método consiste en la utilización de gráficos bidimensionales que ilustran la relación entre dos variables, de manera de observar agrupaciones de datos diferentes que permitan identificar distintos orígenes o si se muestran dispersas como consecuencia de la inexistencia de una relación.

Algunas de estas relaciones ampliamente aplicadas en el análisis hidroquímico de las aguas de formación son las relaciones Na^+/Cl^- y $\text{Mg}^{+2}/\text{Cl}^-$. La primera asociada a la identificación de la existencia de cambios de base debido a que el ión Na^+ es afectado por la retención con el terreno y el ión Cl^- no, y la segunda, a la interpretación de posibles orígenes marinos o la existencia de alteraciones productos de silicatos magnésicos a la solución. (Custodio, E y Llamas, M. 1983, citado por el Instituto Geológico y Minero de España y Consejo Insular de Aguas de Gran Canarias)

Sulin, V. (1946) indica que los cuerpos de agua pueden ser clasificados definiendo la relación molar de Na^+/Cl^- , de esta manera si se obtiene un valor que al resultar ser <1 , el agua puede ser definida como connata y si el resultado de dicha relación es >1 el cuerpo de agua posee características meteóricas.

Otras relaciones que aplica Sulin para clasificar las aguas son $(\text{Na}^+ - \text{Cl}^-)/\text{SO}_4^-$ y $(\text{Cl}^- - \text{Na}^+)/\text{Mg}^{+2}$. Con dichas relaciones se busca interpretar posibles ambientes de origen y al anión dominante en solución. A partir de esto, propuso cuatro tipos de agua de formación: en condiciones superficiales podemos encontrar que clasifica las aguas en tipo Sulfato de Sodio y Bicarbonato de Sodio, en condiciones de aguas profundas: aguas tipo Cloruro de Calcio y para condiciones marinas aguas Tipo Cloruro de Magnesio.

A pesar de esto, la clasificación de Sulin es muy general y solo permite diferenciar el carácter genético de dichas aguas, mas si existieran mezclas Sulin no puede diferenciarlas, es por esto que se necesitan otros sistemas de clasificación que permitan dar más información acerca de las características de las aguas y a su vez también sobre los procesos de interacción de dichas aguas con el sustrato rocoso y si esto de alguna manera está afectando la composición de las mismas. (Huang, G., Fan, H. y Wu C. 2014).

La relación entre $Ca^{+2} + Mg^{+2} - HCO_3^- - SO_4^-$ en función de $Na^+ + K^+ - Cl^-$, es útil para visualizar si los yacimientos presentan intercambio catiónico en los acuíferos. El valor de la pendiente de la recta al ser negativa, indica que la composición química de las aguas es controlada por intercambio catiónico. De esta forma, puede concluirse que existe un decaimiento de la relación $Ca^{+2} + Mg^{+2}$, en función de un aumento progresivo de la concentración de Na^+ , asociado a procesos de intercambio iónico entre el medio poroso y las aguas del acuífero.

En la ausencia de reacciones de intercambio iónico, los puntos caerían cerca o sobre el origen. Pero el hecho que los puntos se ajusten a la recta con una pendiente negativa y cercana a la unidad sugiere que las reacciones de intercambio catiónico están ocurriendo en el sistema (Jalali, M. 2005, citado en Ayala, L., Montero, R. y Tosiani, T. 2007).

2.7.5.2. Diagrama de Stiff

Los Diagramas de Stiff o Poligonales representan los resultados de los análisis químicos, se utilizan para diferenciar las aguas de formación de acuerdo a un origen: connatas o meteóricas (Stiff, H. 1951). Para la construcción de las figuras de Stiff, se consideran las concentraciones absolutas en miliequivalentes por litro de las especies iónicas sodio, calcio, magnesio, cloro, bicarbonato y sulfato, colocando la concentración de aniones (hacia la derecha) y cationes (hacia la izquierda) en

semirrectas paralelas y donde en cada semirrecta se toma un solo ión (Alves, Y., 2007). El valor de concentración se expresa en miliequivalentes por litro (meq/l). **Fig.**

2.7.5

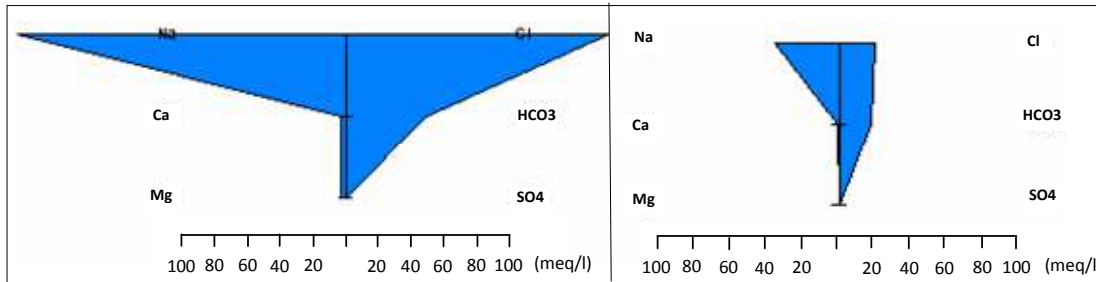


Fig. 2.7.5- Diagramas de Stiff (1951) del agua fósil y meteórica, respectivamente. (Alves, Y., 2007)

El patrón generado se podría tomar como la huella digital de las muestras de agua de formación y se podrían utilizar como patrón base para las futuras muestras. Si alguna muestra posterior varía de este patrón se podría concluir que se trata de contaminación por agua de otra fuente (comunicación).

2.7.5.3. Diagramas de Piper

También conocidos como Diagramas Triangulares son ideales para representar tres componentes (aniones y/o cationes) en forma simultánea. El diagrama combina tres campos de dibujo: dos triangulares abajo, a la izquierda y a la derecha y en medio hay un rombo Piper, A. (1953). En el triángulo izquierdo van los tres grupos de cationes (Ca^{+2} , Mg^{+2} y Na^{+}) y en el de la derecha, los tres grupos de aniones (HCO_3^- , SO_4^- , Cl^-) dibujados en cada vértice **Fig. 2.7. 6**. El rombo central muestra todas las características químicas del agua; en él se indica la composición relativa del agua en términos de los cationes y aniones, que corresponden a los cuatro vértices del rombo. (Alves, Y., 2007)

Este diagrama además de brindar una interpretación gráfica para las aguas químicamente semejantes, permite proponer mezclas ocurridas entre cuerpos diferentes, pueden clasificarse por su ubicación en el diagrama según el siguiente esquema. (Piper, A. 1953)

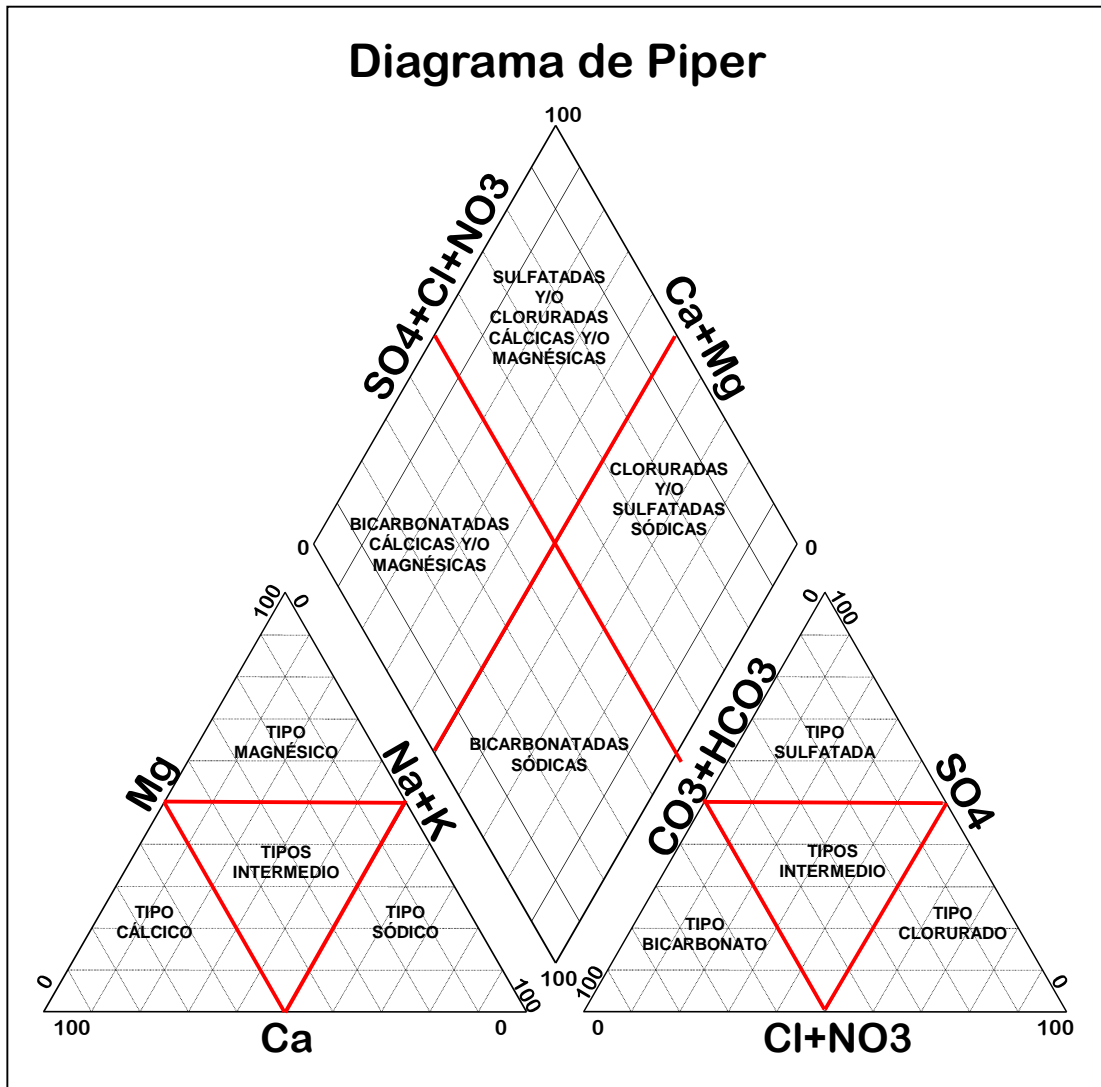


Fig. 2.7. 6- Diagrama de Piper (Piper, A. 1953)

2.7.5.4. Diagramas de Schoeller- Barkalof

Consiste de varias semirrectas o columnas verticales paralelas, igualmente espaciadas y divididas en escala logarítmica y con el mismo módulo. (Alves, Y., 2007)

A cada semirrecta se le asocia un anión o un catión, excepto la primera columna que no tiene asociada ningún ión y su unidad de medida es en meq/l, las demás tienen como unidad de medida mg/l. **Fig. 2.7.7** (Alves, Y., 2007)

Utilidad del diagrama de Schoeller- Barkalof:

- a) Se puede representar tanto aguas diluidas como concentradas en un mismo diagrama.
- b) Permite clasificar los diferentes tipos de agua.
- c) En una misma línea de flujo permite establecer la evolución del agua en el acuífero, así como determinar los procesos modificatorios, como intercambio iónico, procesos de óxido reducción y mezcla de diferentes tipos de agua.
- d) Es muy útil para estudiar la evolución temporal de aguas subterráneas en un mismo punto.

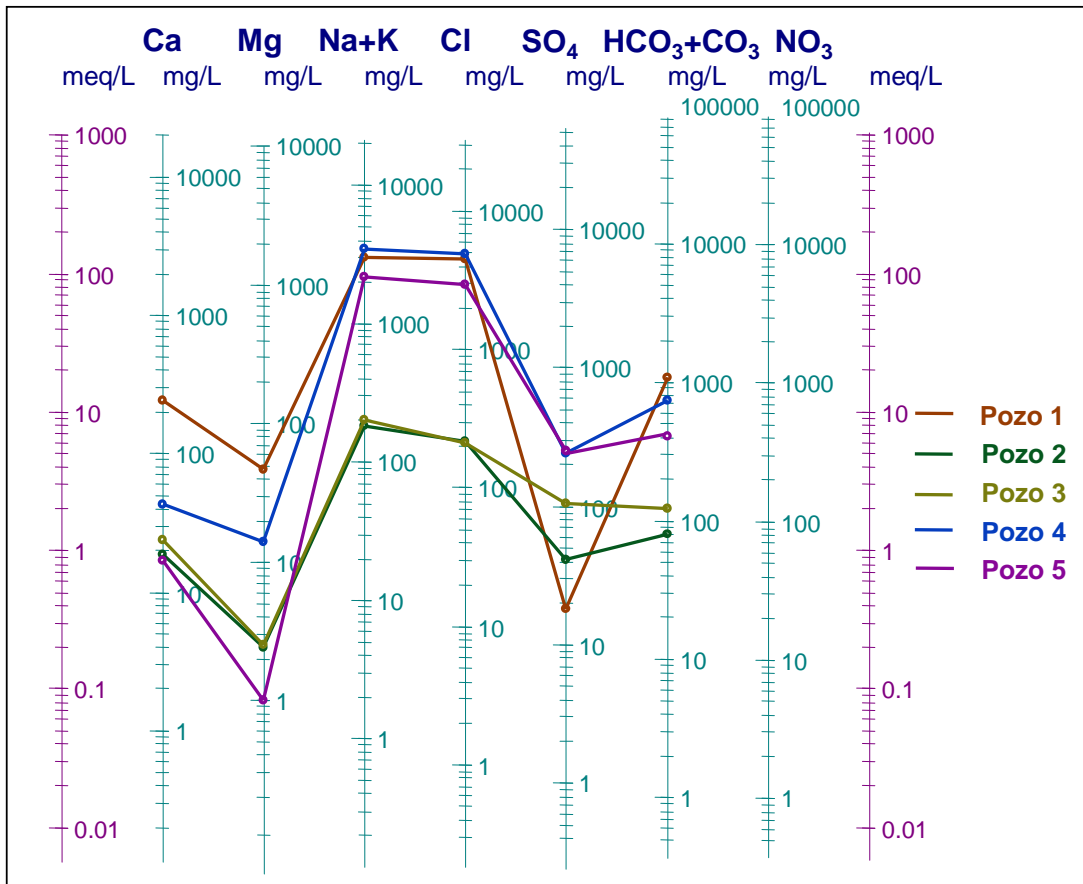


Fig. 2.7.7- Gráfico de una muestra de agua en Schoeller (1962).

Recuperado de <http://www.aguaysig.com/2011/01/los-diagramas-mas-usados-para-la.html>

2.7.6. Propiedades petrofísicas y distribución de fluidos

2.7.6.1. Porosidad

La porosidad de la roca se refiere a la medida del espacio intersticial (espacio existente entre grano y grano), y se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca. Entendiéndose por volumen poroso, al volumen total menos el volumen de los granos o sólidos contenidos en dicha roca. La porosidad puede expresarse indistintamente en fracción o porcentaje. (Martínez, J. 2003)

$$\phi = \frac{\text{Volumen } _ \text{ Poroso } _ (\text{vol})}{\text{Volumen } _ \text{ Total } _ (\text{vol})} = \frac{V_p}{V_t} \quad \text{Ec. 2.7.1 Porosidad}$$

La porosidad es la característica más conocida de un yacimiento de petróleo. Determina los volúmenes de petróleo o gas que pueden estar presentes, y todas las operaciones de recuperación se basan en la determinación de su valor. (Pirson, S. 1965)

2.7.6.2. Permeabilidad

La permeabilidad de una roca acumulación puede definirse, como la conductividad de la roca a los fluidos o la facultad que la roca posee para permitir que los fluidos se muevan a través de la red de poros interconectados. Si los poros de la roca no están interconectados no existe permeabilidad. Los factores que influyen en la permeabilidad son; el tamaño, la empaquetadura y la forma de los granos, la distribución de los mismos de acuerdo con el tamaño, y el grado de litificación (cementación y consolidación). (Pirson, S. 1965)

La permeabilidad se expresa mediante una unidad arbitraria denominada Darcy. Se dice que un medio poroso tiene una permeabilidad de un Darcy, cuando un fluido de una sola fase con una viscosidad de un centipoise (cP), y que llena completamente el espacio intergranular, fluye a través de él bajo condiciones de un fluido viscoso a una tasa de un centímetro cuadrado, por centímetro de longitud y bajo un diferencial de presión de una atmósfera. (Pirson, S. 1965)

❖ Factores geológicos que afectan la permeabilidad

El hecho de que una roca sea porosa no indica necesariamente que sea permeable, ya que la capacidad de tal roca porosa en permitir el movimiento de fluidos depende también de la continuidad de los poros y el grado de interconexión.

La permeabilidad también es una función del tamaño y forma de los poros, y a su vez, éstos dependen de las propiedades geométricas de los granos minerales y de su distribución. Por lo tanto, la permeabilidad depende también del empaque de los granos, de la textura y de la cementación. Para un tamaño determinado de granos no consolidados de forma esférica, la permeabilidad depende únicamente del empaque, ya que a su vez tiene un efecto sobre la porosidad. La empaquetadura de los granos puede considerarse como el espaciamiento entre los mismos o su distribución en el espacio. (Pirson, S. 1965)

Un factor geológico de gran importancia en el control de la permeabilidad específica a un fluido determinado, es la presencia y clase de arcillas. Las arcillas se hidratan en la presencia de agua y restringen su flujo para determinar el gradiente de presión. (Pirson, S. 1965)

2.7.6.3. Humectabilidad

La humectabilidad es la propiedad de un líquido para adherirse y propagarse sobre una superficie sólida. Esto es normalmente cuantificado por los valores del ángulo de contacto, tal que un valor menor de 90 grados indica un sistema mojado por agua, y los valores mayores de 90 grados indican un sistema mojado por petróleo **Fig. 2.7.8.** (Pirson, S. 1965 y Abdallah, W., et al. 2007).

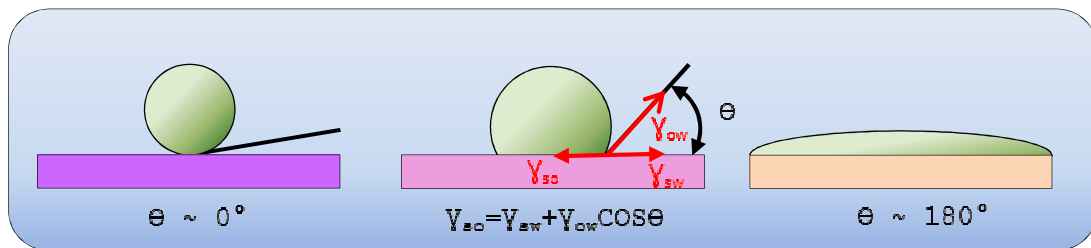


Fig. 2.7.8- Ángulo de contacto entre las fases agua-petróleo resultado del equilibrio de fuerzas de la interacción de tres tensiones superficiales: entre el petróleo y la superficie (γ_{so}), entre el agua y la superficie (γ_{sw}) y el petróleo y el agua (γ_{ow}).

(Modificado de Abdallah, W., et al. 2007)

La humectabilidad es un importante parámetro petrofísico, el cual determina la distribución de los fluidos en un medio poroso y de este modo afecta la saturación y el recobro. La fase mojannte cubre la superficie sólida del grano, ocupando los poros pequeños, los cuales tienen un área específica alta, y ocupa las esquinas de los granos en contacto. Por otro lado, la fase no-mojante, se encuentra en el centro de los poros y se concentra en los poros largos. La **Fig. 2.7.9 (a)** muestra la situación que puede ocurrir si la roca estuvo preferencialmente mojada por agua, donde una gota aislada de petróleo (color verde) está siendo aprisionada desde todas las direcciones por agua.

Como resultado, la presión del petróleo comienza a aumentar tanto que el agua circundante produce un excedente en el término de presión capilar. De otra manera, si la roca es preferencialmente mojada por petróleo, ocurre lo contrario, con el petróleo comienza la fase continua y la presión comienza a incrementarse en el agua. La **Fig. 2.7.9 (b)** muestra como las gotas circundantes de petróleo (color verde) en una roca mojada por petróleo aprisiona las gotas de agua desde todas las direcciones. (Eishahawi, H. 1999)

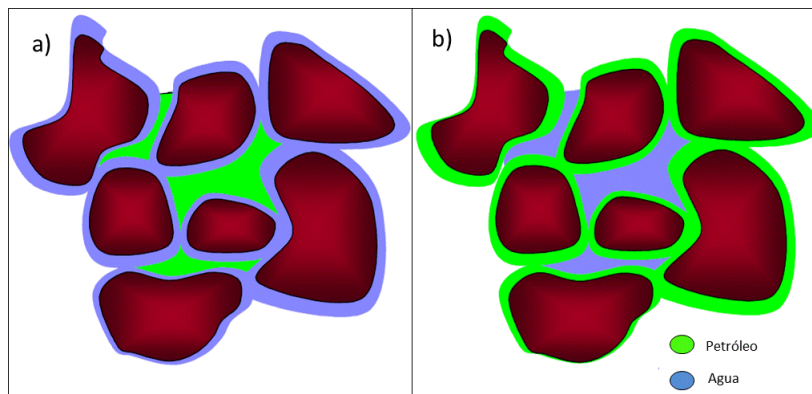


Fig. 2.7.9- (a) Sección esquemática de un medio poroso en un sistema mojado por agua.

(b) Sección esquemática de un medio poroso en un sistema mojado por petróleo.

(Modificado de Eishahawi, H. 1999)

Desde el punto de vista de la humectabilidad, la roca reservorio puede ser oleófila (humectada por petróleo) o hidrófila (humectada por agua). Si es oleófila, el

petróleo se adhiere preferentemente a la superficie de la roca expulsando el agua. Son pocos y raros los yacimientos verdaderamente oleófilos; no así los parcialmente oleófilos, que son más frecuentes.

La mayoría de los yacimientos son hidrófilos, lo que implica que el agua innata se adhiere a la superficie de la roca. Eso no es sorprendente cuando se considera que la mayoría de las rocas de acumulación fueron depositadas bajo el agua y que la humectabilidad de la roca depende generalmente del fluido con que sus superficies entran en contacto primero. Sin embargo, si la roca se expone a un contacto prolongado de petróleo y particularmente si el petróleo contiene compuestos polares fáciles de absorber, se puede producir un cambio parcial o total en las propiedades humectantes del yacimiento originándose gradientes de humectabilidad (Pirson, S. 1965).

2.7.6.4. Saturación de los fluidos

En la mayoría de los yacimientos productores de petróleo, se cree que la roca fue completamente saturada con agua primeramente a la invasión y entrapamiento del petróleo. Los hidrocarburos menos densos se consideran que migran a una posición de equilibrio hidrostático y dinámico, así el agua se desplaza de los intersticios de la roca desde la parte alta de la estructura.

El petróleo no desplazará toda el agua que originalmente ocupaba estos poros. De esta manera, las rocas yacimientos normalmente contendrán hidrocarburos y agua (frecuentemente referida al agua connata) ocupando los mismos poros adyacentes.

Para determinar la cantidad de hidrocarburos acumulados en una formación de roca porosa, es necesario determinar la saturación del fluido (petróleo, agua y gas) del material rocoso (Amix, J. 1960, citado por Martínez, J. 2003).

La fracción del volumen poroso ocupado por agua, petróleo o gas, es precisamente lo que se denomina saturación del fluido. Matemáticamente, dichas saturaciones serán:

$$S_o = \frac{\text{Volumen de Petróleo}}{\text{Volumen Poroso}} \times 100$$

$$S_w = \frac{\text{Volumen de Agua}}{\text{Volumen Poroso}} \times 100$$

Ec. 2.7.2 Saturación de los Fluidos

$$S_g = \frac{\text{Volumen de Gas}}{\text{Volumen Poroso}} \times 100$$

Dónde:

S_o : Saturación de petróleo, (%).

S_w : Saturación de agua, (%).

S_g : Saturación de gas, (%).

Y la sumatoria de $S_o + S_w + S_g = 100$

La determinación de la saturación de los fluidos presentes en los diferentes estratos de un yacimiento puede realizarse, al igual que la porosidad y permeabilidad de dos formas diferentes

- a) Mediante registros de pozos; los cuales miden las propiedades eléctricas acústicas y radioactivas y permiten identificar los fluidos contenidos en el yacimiento.
- b) En el laboratorio, haciendo uso de los métodos de la retorta y de extracción por solventes.

2.7.6.5. Presión capilar

Según Eishahawi, H. (1999), la presión capilar (P_c), representa el diferencial de presión que debe ser aplicado a un fluido no-mojante para desplazar al fluido mojannte. Los valores de presión capilar dependen de la saturación de cada fase, en cuya fase es la mojannte, y en la forma y tamaño, de los poros y la garganta poral. La presión capilar es definida con la siguiente ecuación:

$$P_c = P_{Fasenomojante} - P_{Fasemojante} = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} = (\rho_m - \rho_{nm}) * gh \quad \text{Ec. 2.7.3 Presión Capilar}$$

Capilar

Donde “ P_c ” es la presión capilar y $P_{fasenomojante}$, $P_{fasemojante}$ son las presiones de la fase no-mojante y la fase mojannte, respectivamente, “ σ ” es la tensión interfacial entre dos fluidos (dinas/cm), “ θ ” representa la humectabilidad del tubo capilar (ángulo de contacto de los fluidos en grados), “ r ” es el radio del tubo capilar (cm), $(\rho_w - \rho_a)$ es la diferencia de densidad entre las dos fases (gr/cm^3), “ g ” es la aceleración de la gravedad y “ h ” es la altura del agua en el tubo (cm) sobre la superficie libre de agua **Fig. 2.7.10** . (CIED, 1998 según Martínez, J. 2003)

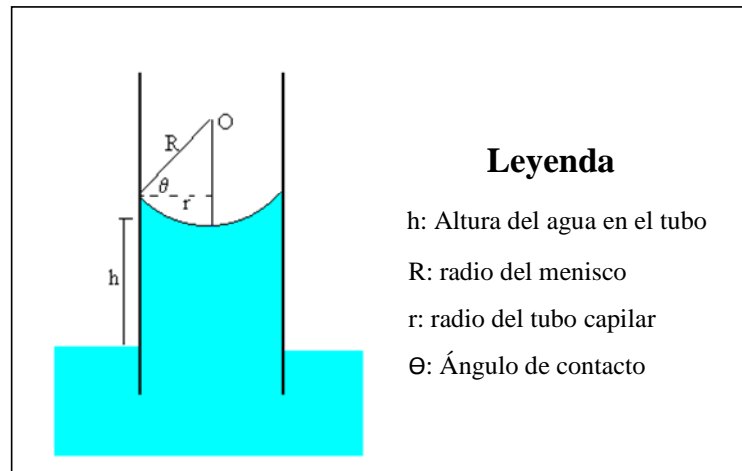


Fig. 2.7.10- Ascenso del agua en un tubo capilar. García, A. (2009) recuperado y modificado de http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica_/fluidos/tension/capilar/capilar.html.

Trasladando esta observación del laboratorio a las condiciones de los fluidos del yacimiento significa que durante la migración, el desplazamiento del agua por el petróleo y el posterior descenso del agua es obstruido por el efecto capilar de los poros pequeños de la roca. Si se iguala el aire del experimento por gas o petróleo y los tubos capilares por cuellos porales, entonces se puede concluir que la máxima altura “h”, a la cual el agua puede ascender, está controlada por los siguientes factores (CIED, 1998 según Martínez, J. 2003):

- a) La tensión interfacial σ entre los dos fluidos (en este caso petróleo y agua).
- b) El ángulo de contacto θ entre la fase mojante (agua) y la roca, lo que se traduce en mojabilidad de la roca.
- c) El radio de los cuellos porales (tamaño de los poros).
- d) La diferencia de densidad entre las dos fases, $(\rho_w - \rho_a)$ en este caso.

2.7.6.6. Distribución de los fluidos en el yacimiento

Para explicar la distribución de fluidos en un yacimiento podemos comenzar analizando los sistemas simples. De este modo se pueden introducir gradualmente las complejidades propias de los casos reales.

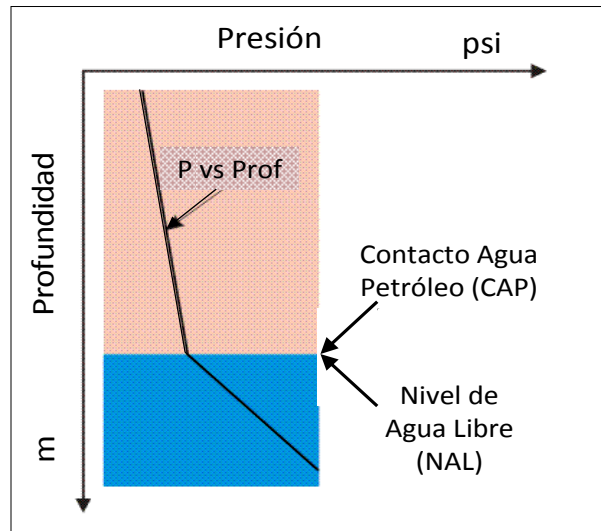


Fig. 2.7.11- Gradiente de presiones y contacto agua petróleo en ausencia de medio poroso. Crotti, M. (2002) recuperado y modificado de <http://www.inlab.com.ar/RFT1.htm>

Para Crotti, M. (2002) la distribución de fluidos en un yacimiento, es el resultado de la segregación natural, producto de las diferencias de densidades en los fluidos que saturan el medio poroso. La **Fig. 2.7.11** muestra un recipiente convencional (sin medio poroso) con Petróleo y Agua. La interface es por definición el Nivel de Agua Libre (NAL).

El nivel de agua libre se define como el nivel en que se establece la interface entre los fluidos en ausencia de medio poroso. Bajo estas circunstancias la interface coincide con lo que se conoce como Contacto Agua-Petróleo (CAP). La línea negra continua es una representación gráfica de la lectura de presión en los fluidos. La pendiente de esta línea se corresponde con el gradiente de presión estático asociado a la densidad de cada fluido. En el NAL ambas fases poseen la misma presión, indicada por el punto de quiebre de la línea continua mencionada. (Crotti, M. 2002)

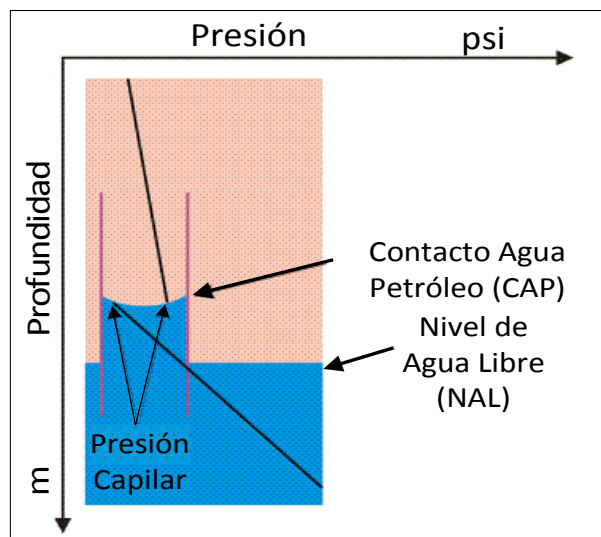


Fig. 2.7.12- Gradiente de presiones y contacto agua petróleo en presencia de ascenso de agua en un tubo capilar. Crotti, M. (2002) recuperado y modificado de <http://www.inlab.com.ar/RFT1.htm>

Por otro lado, con la presencia de capilares en la zona del NAL da lugar, generalmente, a una diferenciación entre el NAL y el CAP. Esta situación se esquematiza en la **Fig. 2.7.12** mediante un tubo cilíndrico en el que se produce el ascenso capilar del agua (Crotti, M. 2002). En dicha figura la línea negra continua esquematiza la lectura de presión que se obtendría al descender por el capilar con un instrumento de lectura. Naturalmente las presiones estáticas en el seno del recipiente no cambian por la presencia del capilar de modo que esta línea es coincidente, en la mayor parte del recorrido, con la línea dibujada en la **Fig. 2.7.11**.

Diferentes capilares dentro de este recipiente presentan ubicaciones diferentes para el CAP, pero todos ellos tienen un único NAL **Fig. 2.7.13**. La misma situación se presenta en diferentes bloques comunicados a un mismo acuífero: aunque el CAP pueda variar en función de la permeabilidad de cada bloque, si el acuífero es continuo, el NAL debe ser coincidente. (Crotti, M. 2002)

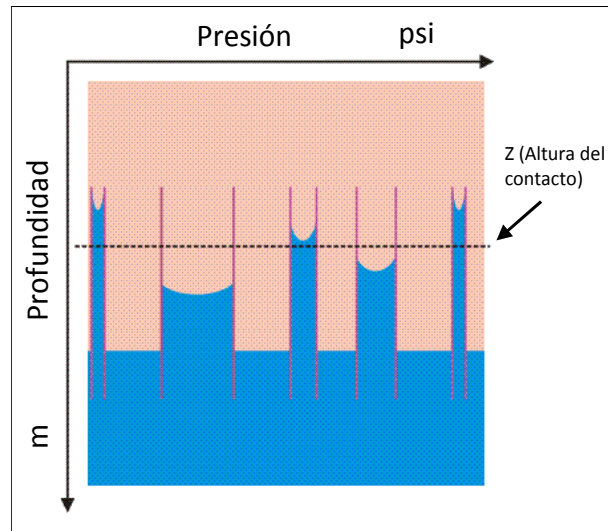


Fig. 2.7.13- Esquema de ascenso capilar en un medio heterogéneo. Crotti, M. (2002), recuperado y modificado de <http://www.inlab.com.ar/RFT1.htm>

La **Fig. 2.7.13** muestra una situación más cercana a un reservorio real. En vez de un capilar, se esquematiza una zona de transición correspondiente a la presencia de numerosos diámetros porales. En la línea negra continua de esta figura se observa (como en el caso de la **Fig. 2.7.12**), que la lectura de presión corresponde a la de la fase agua en toda la zona entre el NAL y el CAP. Esta situación obedece a una razón bien establecida: En esta zona sólo el agua es móvil. (Crotti, M. 2002)

Por encima del CAP, en toda la zona de transición, ambas fases son móviles (en mayor o menor medida en función de las saturaciones y de las curvas de permeabilidad relativa) **Fig. 2.7.14**. Sin embargo, dado que el petróleo está a mayor presión, en el equilibrio sólo se debería medir la presión de dicha fase. En otras palabras, en concordancia con el ascenso capilar de agua, sabemos que la roca es hidrófila y por lo tanto el agua tiende a permanecer en el medio poroso en tanto que el petróleo es expulsado espontáneamente por el agua. (Crotti, M. 2002)

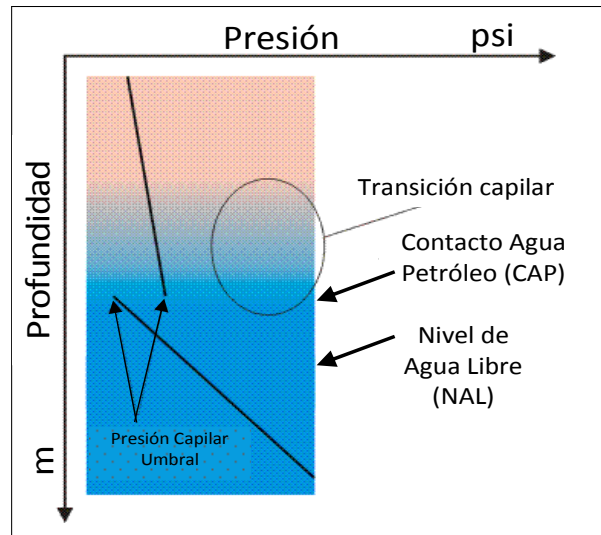


Fig. 2.7.14- Gradiente de presiones y contacto agua petróleo en un medio poroso. Crotti, M. (2002), recuperado y modificado de <http://www.inlab.com.ar/RFT1.htm>

Según (CIED, 1998, citado por Martínez, J. 2003) la **Fig. 2.7.15** representa una sección transversal de una arenisca cuya parte inferior está completamente saturada de agua y muestra la distribución de los fluidos de un yacimiento homogéneo. Por lo general, se puede decir que hay tres tipos de regiones de saturación en una acumulación de petróleo o gas. La región “saturación” es aquella donde la roca está completamente saturada con el líquido que la humedece y la presión capilar es menor que la presión inicial de desplazamiento. Esta región está por debajo del nivel “a”, o el nivel 100 % de agua donde todos los poros, grandes o pequeños, están llenos de agua. Después de obtenida la presión inicial de desplazamiento, un pequeño aumento de la presión causa gran disminución en la saturación de agua. Esta parte de la curva representa la zona de transición o región funicular y refleja la intercomunicación más abundante entre los poros.

Mientras más pronunciada sea la inclinación en esta región, menos uniforme es la intercomunicación de los poros. Al aumentar la altura por encima del nivel que contiene 100 % de agua, el fluido que no humedece la roca (petróleo o gas) entrará sucesivamente en poros cada vez más pequeños. Por encima del nivel “b” el agua

corre en forma de anillos pendulares alrededor de los contactos entre los granos y en los poros muy pequeños. (Martínez, J. 2003)

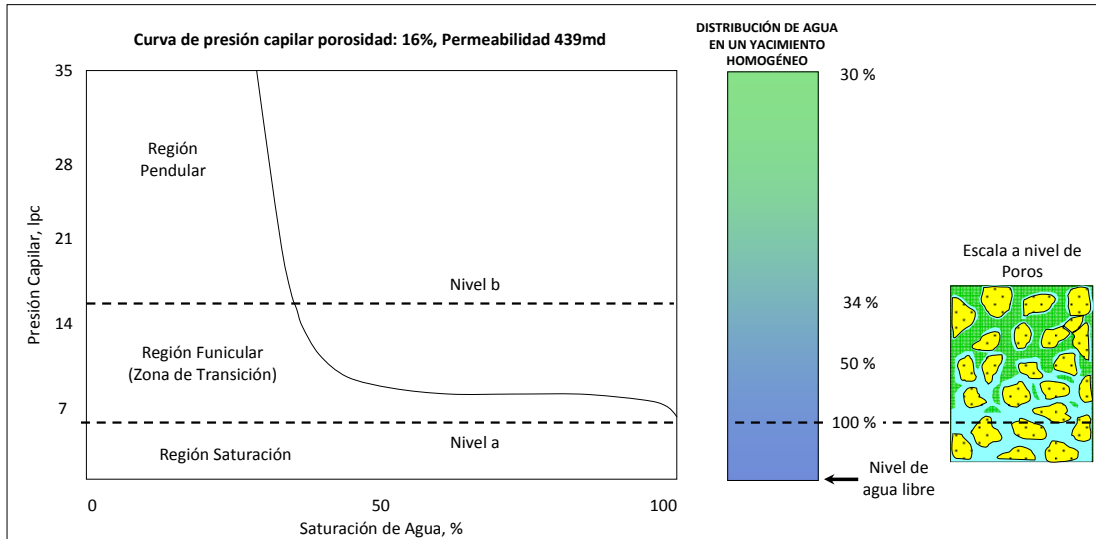


Fig. 2.7.15- Distribución de fluidos en un yacimiento homogéneo. (Modificado de Martínez, J. 2003)

El resto de la superficie de los granos puede estar cubierta por una película de agua o por petróleo o por gas. La región pendular de saturación la representa aquella parte de la curva de la presión capilar que es casi vertical, e indica que un gran aumento de presión causa poca reducción en la saturación de agua. La saturación de agua en esta región es denominada “saturación irreducible” y se llama comúnmente saturación de agua intersticial o agua connata del estrato. (Martínez, J. 2003)

2.7.7. Fundamentos del modelado

2.7.7.1. Modelos Geológicos

Un modelo geológico es una representación espacial de la distribución de sedimentos y rocas en el subsuelo. El modelo se presenta tradicionalmente por

secciones transversales en 2D, pero cada vez más se visualiza como modelos 3D digitales. (Kröger, J. y Hinsby, K., 2006)

Por su parte, Yarus, J. (2009) establece que un modelo geológico es una manera de describir matemáticamente un espacio tridimensional en el subsuelo contenido en un marco estructural y estratigráfico.

La generación de modelos debe tener como objetivo la predicción de la variación espacial de variables geológicas (Overeem, I. 2008, citado por Delgado, Y. 2011), es decir, los fenómenos geológicos se pueden modelar en forma de propiedades medibles en términos de valores reales denominados variables geológicas, las cuales poseen variabilidad espacial dado que las rocas son anisotrópicas, espacialmente complejas y heterogéneas.

Las propiedades del yacimiento incluyen desde una descripción de la cuenca, tipos de roca, distribución de facies, ambientes de depósito, geometría y conectividad de los cuerpos que conforman el yacimiento, hasta sus propiedades petrofísicas como son la porosidad, permeabilidad, saturación de agua, entre otras. En general, el modelo geológico está desarrollado en base a la integración de los submodelos estructural, sedimentario, estratigráfico, petrofísico, geoquímicos, geomecánicos, entre otros, los cuales son combinados y permite obtener una imagen integral del subsuelo. Un paso más en el intento de crear una imagen más fidedigna de los yacimientos.

Este posee muchos usos prácticos, desde permitir la localización de hidrocarburo remanentes en campos de maduros, la planificación de trayectorias de nuevos pozos para la optimización de la extracción, la estimación de volúmenes de hidrocarburos y de servir de marco estructural y teórico del yacimiento para dato de entrada en los modelos de simulación en la fase de ingeniería de yacimientos. (Shepherd, M. 2009)

Desde el punto de vista de su arquitectura, los modelos tridimensionales (3D) son construcciones virtuales basadas en algoritmos computacionales, que los representan en un espacio virtual.

Este espacio se corresponde al espacio real mediante parámetros que permiten representar las características geográficas de mismo, es decir, latitud, longitud, profundidad, entre otras. En este espacio virtual, el modelo representa matemática y estructuralmente por medio de redes (Grids), que a su vez se compone de nodos (Nodes) y celdas (Voxels o Gridblocks) (Delgado, Y. 2011). En la **Fig. 2.7.16** se evidencia los diferentes tipos de modelos geométricos: (a) A-dimensional, (b) Linear unidimensional, (c) Sección bidimensional, (d) Tridimensional.

Dentro del "Grids", cada celda representa propiedades como porosidad, permeabilidad, saturación de agua, entre otras, las cuales mantienen un valor constante entre ellas, es decir, la celda es la unidad volumétrica del modelo; por ende, el grado de detalle del modelo depende del tamaño de la celda y el número de celdas empleadas. A menos tamaño de la celda mayor será la resolución del modelo, lo cual se traduce en una mejor descripción de la heterogeneidad del yacimiento.

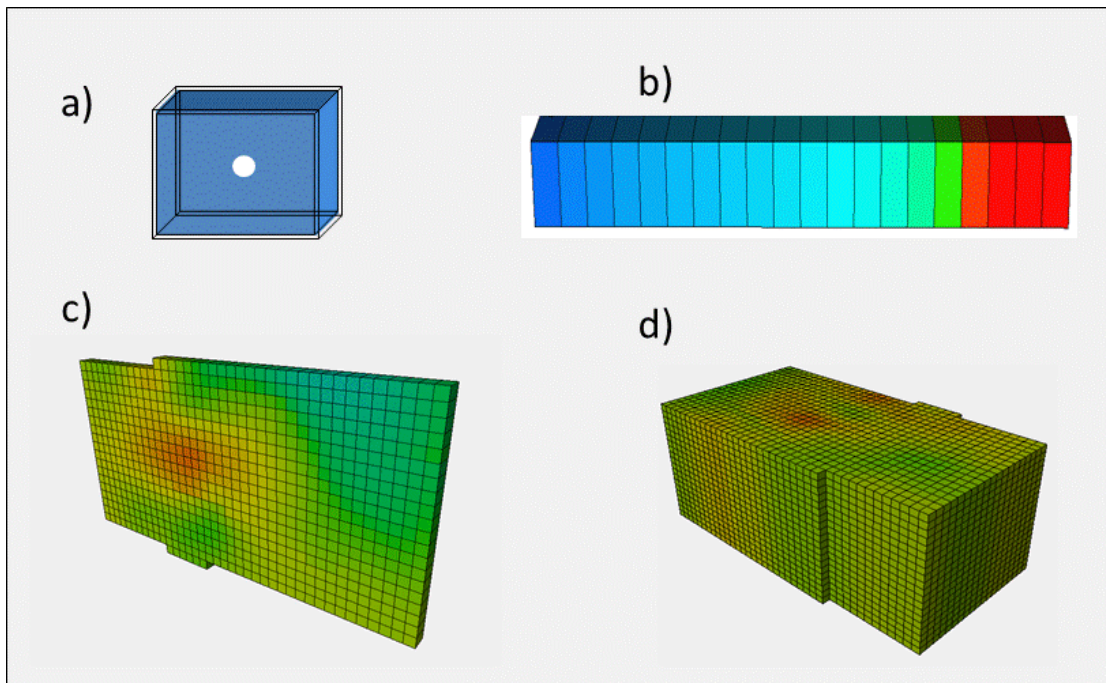


Fig. 2.7.16- Tipos de modelos geométricos. (Modificado de Delgado, Y. 2011)

Los modelos son construidos utilizando un software que permite simular el estado estático medido dentro del yacimiento, esto a través de la interpolación o la simulación de facies geológicas y sus propiedades petrofísicas dentro de un volumen 3D; por lo tanto, para la realización de este proceso se requiere de un conocimiento geológico, sedimentológico, geomorfológico y tectónico amplio, de manera de replicar con éxito real los fenómenos estudiados. (Delgado, Y. 2011)

2.7.7.2. Modelos Geológicos Determinísticos Vs. Estocásticos

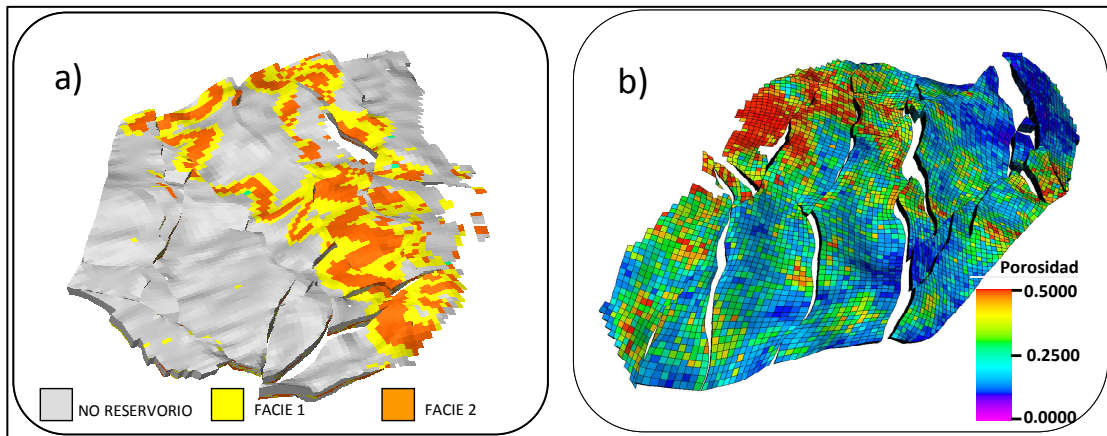
Los modelos se clasifican en Determinísticos y Estocásticos (Shepherd, M. 2009). Una primera aproximación a la definición de los modelos determinístico se puede esbozar cuando en el proceso de construcción del modelo, los espacios indeterminados son completados empleando técnicas de mapeo simple. Por lo que se supone, existe una única manera de describir la geología del área entre los pozos, por lo tanto, durante el proceso de modelado se genera de manera unívoca un producto.

De esta manera, es posible aseverar que el modelado determinístico está definido por los siguientes aspectos; unicidad, el modelo se genera a partir de datos particulares, por lo tanto es única determinación; el modelo se genera a partir de relaciones no probabilísticas, por lo cual no está asociado a una medida de error. (Delgado Y., 2011).

Además, en un modelo determinístico las propiedades del yacimiento se estiman empleando relaciones únicas, de tal forma que se obtiene una respuesta. Sin embargo, a partir de un mismo set de datos únicos y puntuales como los registros de pozos es posibles realizar distintas interpretaciones, por lo que los modelos determinísticos solo muestran un espectro de la amplia gama de soluciones.

Por otro lado, cuando se emplean métodos probabilísticos se simulan modelos geológicos de yacimientos, a través de relaciones estadísticas las cuales generan muchas realizaciones a partir del modelo, por ende la realización no es única y cada una de ellas es igualmente posible y probable.

Existen dos tipos de modelos estocásticos dependiendo del tipo de algoritmo usado. Los algoritmos basados en objetos (Object Modeling) en donde el software inserta objetos gráficos previamente diseñados representados por macroformas sobre una litología específica, controlando la forma de los geocuerpos y permitiendo popular facies discretas; y los algoritmos basados en pixeles, el cual, es más apropiado cuando se desconoce o existe incertidumbre en cuando la forma de los geocuerpos, y es la computadora quien asigna valores individuales a las celdas usando trenes de tendencias mediante métodos estocásticos, como en el algoritmo de Simulación secuencial de indicadores, por sus siglas en Ingles (SIS) **Fig. 2.7.17.** (Delgado Y., 2011)



**Fig. 2.7.17- (a) Modelo de litofacies generado usando métodos basados en objetos.
(b) Modelo de propiedades generado empleando algoritmo basados en pixeles**

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN

En este capítulo se presenta la metodología que permite desarrollar el presente trabajo de investigación.

Según Arias, F. (2012): “La metodología de un proyecto, incluye el tipo o tipos de investigación, las técnicas y procedimientos que serán utilizados para llevar a cabo la indagación”. Asimismo, el marco metodológico es un cuerpo de conocimientos que describe y analiza los métodos, indicando sus limitaciones y recursos clasificando sus supuestos y consecuencias y considerando sus puntos fuertes para los avances en la investigación.

Desde el punto de vista de la clasificación, de acuerdo con las fuentes de conocimiento utilizadas para la obtención de datos, ésta investigación denominada "Caracterización de las aguas de producción en pozos horizontales mediante la generación de un modelo geológico del Miembro Morichal, Formación Oficina, en un sector del Bloque Carabobo, en la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez, Venezuela" es de tipo descriptiva de campo. Esto de acuerdo con el criterio de Balestrini, M. (2006) quien señala: “La investigación descriptiva refiere e interpreta lo que es. Esta relaciona a condiciones existentes, prácticas que prevalecen, opiniones, puntos de vista o actitudes que se mantienen, procesos en marcha, efectos que se sienten o tendencias que se desarrollan. A veces la investigación descriptiva concierne a como lo que es o lo que existe se relaciona con algún hecho afectado una condición o hecho presente”.

La investigación descriptiva, como método de las ciencias, trabaja sobre realidades de hecho y su característica fundamental es la de presentarnos una interpretación correcta de lo que se describe.

En esta investigación se definirán los hechos que generan el problema de la producción de agua en pozos horizontales completados dentro del Miembro Morichal, recopilando, describiendo, analizando e interpretando la situación actual del yacimiento, permitiendo identificar características, hechos, sucesos con un alto grado de precisión propias del fenómeno investigado.

Particularmente, los datos de esta investigación, es decir los datos de pozos, fueron obtenidos previamente. Los mismos son de carácter confidencial, razón por la cual no se puede publicar ni divulgar. Sin embargo, estos se consideraron originales y primarios puesto que fueron recopilados directamente de la realidad estudiada como resultado de mediciones, cálculos numéricos reproducibles y sistemáticos.

3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El diseño de la investigación, constituye un plan estructurado de acción que en función de unos objetivos básicos está orientado a la obtención de datos relevantes a los problemas e interrogantes planteados.

Para este trabajo especial de grado se utilizará una investigación de campo, puesto que los datos y la información requerida para el desarrollo de la caracterización de las aguas de producción en pozos horizontales se obtuvieron a partir de datos reales de un sector del Bloque Carabobo, en la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez, Venezuela

En el diseño de una investigación de campo según el criterio de Tamayo y Tamayo, M. (2006) "... los datos se recogen directamente de la realidad, por lo cual son denominados primarios, su valor radica en que se han obtenido los datos..."

A partir de esta explicación el diseño se estudiará como parte de un proceso ligado entre sí con el método científico que es precisamente la sucesión de pasos requeridos para dicho proceso. En relación a esto, el diseño de estudio aplicado permitió observar, describir y analizar la situación actual del fenómeno objeto de estudio.

3.3. POBLACIÓN Y MUESTRAS

La población es un conjunto de individuos de la misma clase, limitada por el estudio. Al respecto Ramírez, T. (2009), dice que "la población, es la reunión de individuos, objetos, entre otros, que pertenece a una misma clase, con la diferencia que se refiere a un conjunto limitado por el ámbito del estudio a realizar."

Desde el punto de vista estadístico una población puede estar referida a cualquier conjunto de elementos de los cuales pretendemos indagar y para lo cual serán válidas las conclusiones obtenidas de la investigación.

Para este trabajo especial de grado, la muestra es representada por los pozos productores con alto corte de agua y pozos estratigráficos con muestras fisicoquímicas de agua de formación pertenecientes a un sector del Bloque Carabobo, en la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez, Venezuela.

De acuerdo a Ramírez, T. (2009), la muestra censal "es aquella donde todas las unidades de investigación son consideradas como muestra".

Sobre la base de este planteamiento, dado el carácter finito, manejable y accesible de la población no se considerara pertinente seleccionar una muestra, ya que la población es pequeña y no se requiere seleccionar un subconjunto.

3.4. PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

3.4.1. Recolección y análisis de información

Esta etapa estuvo definida en dos fases, la investigación documental y la investigación del área de estudio.

Investigación Documental: El objetivo de esta fase, fue elaborar un marco teórico conceptual con la finalidad de formar el cuerpo de ideas sobre el modelo geológico estático como herramientas para la caracterización de las aguas de producción del yacimiento. Para esto se revisaron documentos que registran este tipo de información, incluyendo libros, informes técnicos y tesis.

Investigación del área de estudio: Esta fase se basó en la recopilación de la información existente relacionada al sector dentro del Bloque Carabobo puesto en estudio, y que fue necesario para el entendimiento de los objetivos propuestos. Esta información incluye mapas geológicos, informes oficiales, informes técnicos y trabajos previos del tema, entre otros.

3.4.2. Datos utilizados

Se contaron con los siguientes datos para la realización de este trabajo:

3.4.2.1. Datos de pozos

Se contó con la data de pozos estratigráficos (verticales y desviados) y horizontales (completados y no completados), la cual fue utilizada tanto para la

reinterpretación de modelo geológico, así como de dato de entrada para la creación del Modelo Geocelular. Una cierta cantidad de pozos vecinos, ubicados fuera del límite del campo fueron considerados representativos y fueron incorporados al modelo.

El número de pozos utilizados es el siguiente:

- a) Pozos verticales: 73 pozos dentro del área de estudio, 52 pozos vecinos (fuera del área de estudio) y 9 pozos con núcleos.
- b) Pozos estratigráficos desviados tipo Slant: 55 pozos dentro del área de estudio y 4 pozos vecinos (fuera del área de estudio).
- c) Los pozos horizontales: 322 pozos Completados (con evaluación petrofísica sólo en la sección horizontal) y 204 pozos no completados (sólo curvas básicas).

Los datos generales de los pozos están compuestos por el nombre común del pozo, coordenadas de superficie, elevación de la mesa rotaria y profundidad final.

Se dispuso de las curvas base y las curvas provenientes de la interpretación petrofísica de los pozos estratigráficos y horizontales, tales como: gamma ray, potencial espontáneo, resistividad, densidad, neutrón, sónico, porosidad total y efectiva, permeabilidad horizontal y vertical, tipos de roca y saturación de agua.

La interpretación sedimentológica proveniente de la descripción de núcleos (registro discreto de facies), fue chequeada y cargada dentro de un software comercial, con la finalidad de realizar el modelado de facies. Toda esta información es considerada como dato duro de entrada para la generación del Modelo Geoestadístico 3D.

Adicionalmente, se contó con los datos validados de las desviaciones (Surveys) de los pozos verticales, desviados tipo slant y horizontales para su

representación espacial. En la **Fig. 3.4.1** se muestra un mapa con los pozos estratigráficos y los pozos horizontales productores dentro del área de estudio.

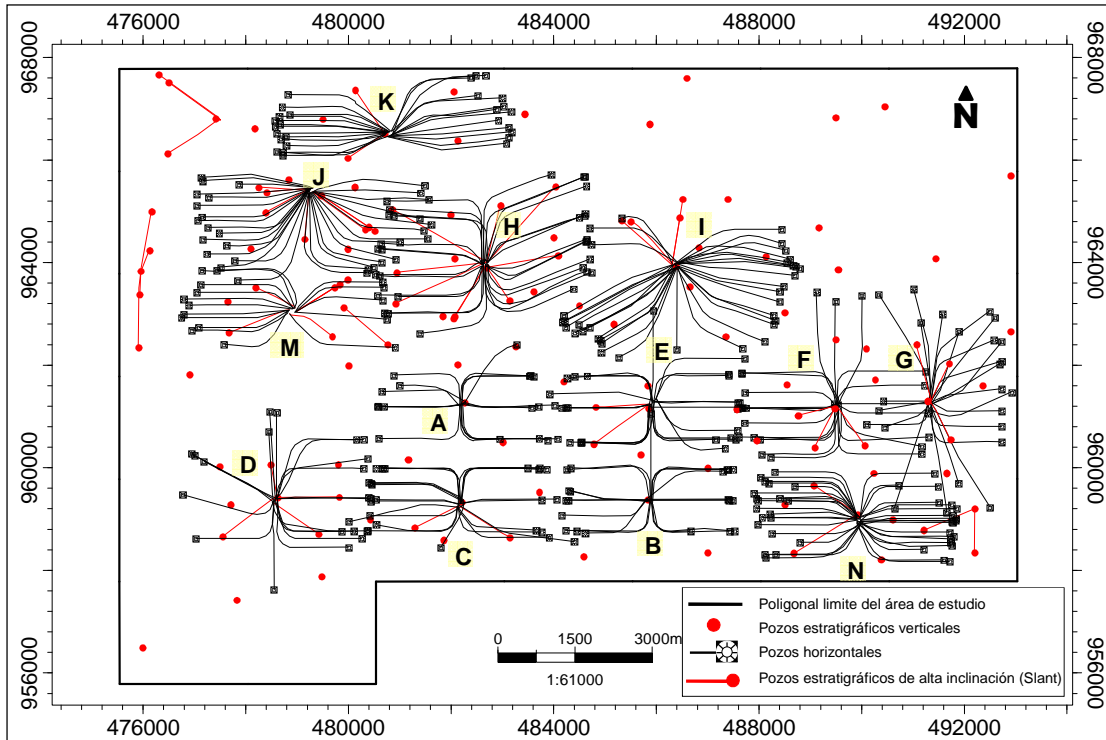


Fig. 3.4.1- Distribución de los pozos estratigráficos y pozos horizontales productores en el área

3.4.2.2. Información Sísmica-Estructural

Se contó con la interpretación Sísmica-Estructural de 4 horizontes, comprendidos por las superficies estructurales de los marcadores geológicos Morichal Superior, Morichal Medio, Morichal Inferior y Basamento, así como 56 polígonos de fallas (Faul stick) interpretadas.

Las superficies de las unidades internas, se obtuvieron mediante la asignación de tendencia de las superficies principales y mediante el uso de los topes geológicos, lo que permitió el ajuste de estos marcadores estratigráficos durante el modelado de yacimiento. La **Fig. 3.4.2** muestra una vista 3D de las superficies estructurales.

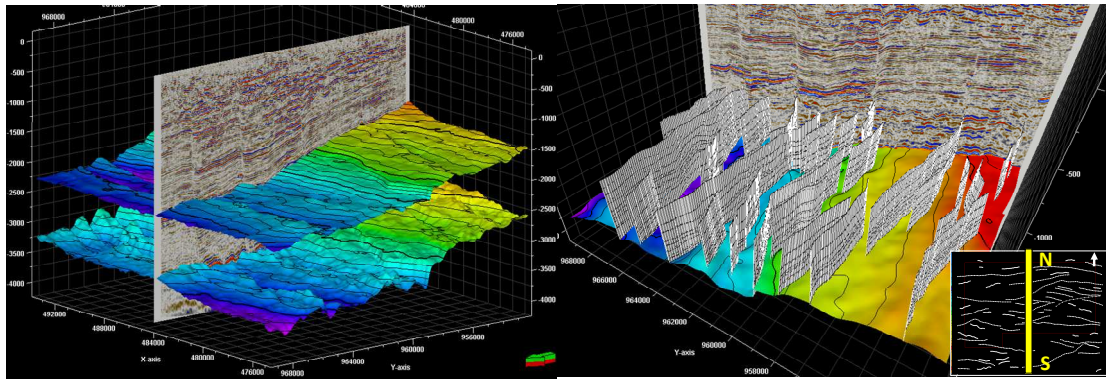


Fig. 3.4.2.- Vista 3D de una sección del cubo sísmico en profundidad con los horizontes sísmicos y fallas interpretadas en el área de estudio

3.4.2.3. Muestras de aguas de formación

La caracterización fisicoquímica de las aguas de formación fue realizada mediante el análisis de treinta y seis (36) muestras de agua tomadas en el Miembro Morichal, y quince (15) datos de salinidades provenientes de los pozos estratigráficos y pozos productores del área de estudio.

Los datos utilizados para este estudio abarcan desde el inicio de las operaciones en 1999 hasta 2015 y fueron analizados por diferentes laboratorios. En cada una de las muestras se determinaron los elementos mayoritarios CO_3^- , HCO_3^- , SO_4^- , Cl^- , OH^- , Ca^{+2} , Na^+ , Mg^{+2} , K^+ , Ba^{+2} , Cu^{+2} , Fe^{+2} y Sr^{+2} , mostradas en la **Tabla 4.2.1**, los cuales son universalmente utilizados para el análisis químico de aguas de formación. Las unidades de medidas son las comúnmente usadas: partes por millón (ppm) para la salinidad equivalente y STD, y miligramos por litro (mg/L) para iones y elementos.

3.4.2.4. Histórico de Producción

Para el estudio del comportamiento de los pozos, se requirió de la base de datos que contiene el histórico de cada pozo activo e inactivo desde el inicio del

proyecto hasta el 31 de Diciembre de 2015. Esta base de datos contiene información de parámetros de producción como RPM, Qo, Qw, %AyS, RGP entre otros.

3.4.3. Fases de estudio

Luego de la recopilación de la información, la metodología de este trabajo se dividió en cinco fases:

3.4.3.1. Identificación las fuentes de agua del Miembro Morichal, Formación Oficina, mediante la reinterpretación del Modelo Geológico preexistente

El propósito principal de esta fase fue determinar los factores geológicos principales que actúan para la formación de las zonas de agua. El uso de datos de pozos, de los modelos estratigráfico-sedimentológico, petrofísico y sísmica 3D, permitió generar un estudio detallado de las características geológicas y la posible distribución de las zonas de agua.

Se chequeó la configuración estructura empleando data sísmica 3D y registros de pozos. El uso secciones estructurales y estratigráficas norte – sur y este – oeste, permitieron definir la profundidad del contacto, los límites y extensión areal de las fuentes de agua, y a su vez, establecer la conexión de los cuerpos de arena, confirmando en los casos correspondientes, que el entrapamiento de las mismas estaba controlado por fallas normales, la morfología del basamento ígneo – metamórfico y capas impermeables subyacentes **Fig. 3.4.3**. En los casos de las Poncheras y el acuífero, el análisis fisicoquímico del agua fue una pieza fundamental para establecer su diferencia y distribución **Tabla 4.2.1**.

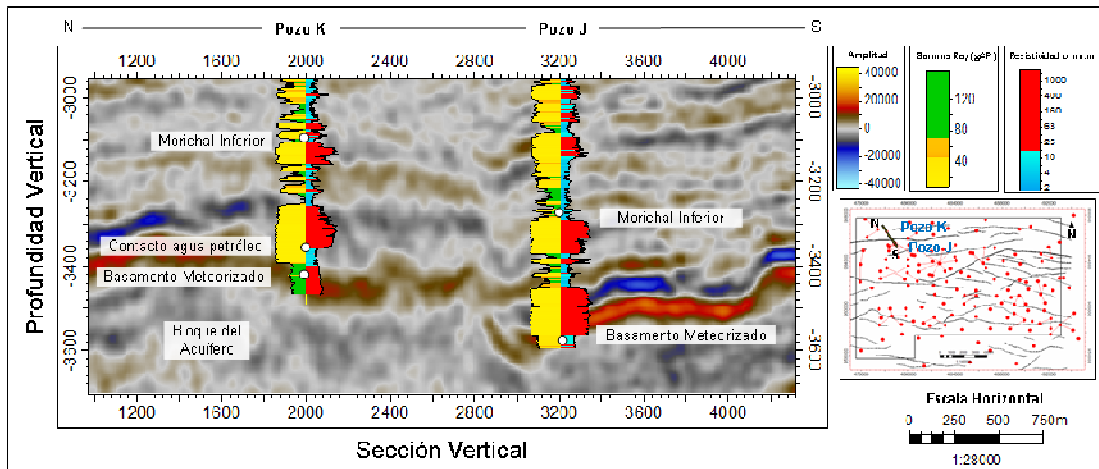


Fig. 3.4.3- Sección sísmica norte - sur del área del Acuífero

La interpretación de electroformas del registro de resistividad, la observación de fotografías de núcleos y la evaluación de las curvas de Saturación de Agua Total (S_w) y la curva de Saturación de Agua Irreducible (S_{wi}), estas últimas dos provenientes del modelo petrofísico, permitieron la identificación e interpretación de zonas de agua móvil y por tanto, de la presencia de zonas de transición y contactos de agua dentro de una sección de arena aparentemente limpia. El índice de calidad de roca, relacionado con la permeabilidad y la porosidad total, permitió definir una relación cualitativa entre las zonas de alta o baja movilidad de acuerdo al modelo de tipo de roca y los fluidos presentes en la formación.

En la **Fig. 3.4.4** se pueden observar los registros eléctricos del pozo H, junto con las fotografías del núcleo con un cambio importante en la coloración, el cual apoyado con la evaluación petrofísica permitió interpretar una zona de contacto agua petróleo.

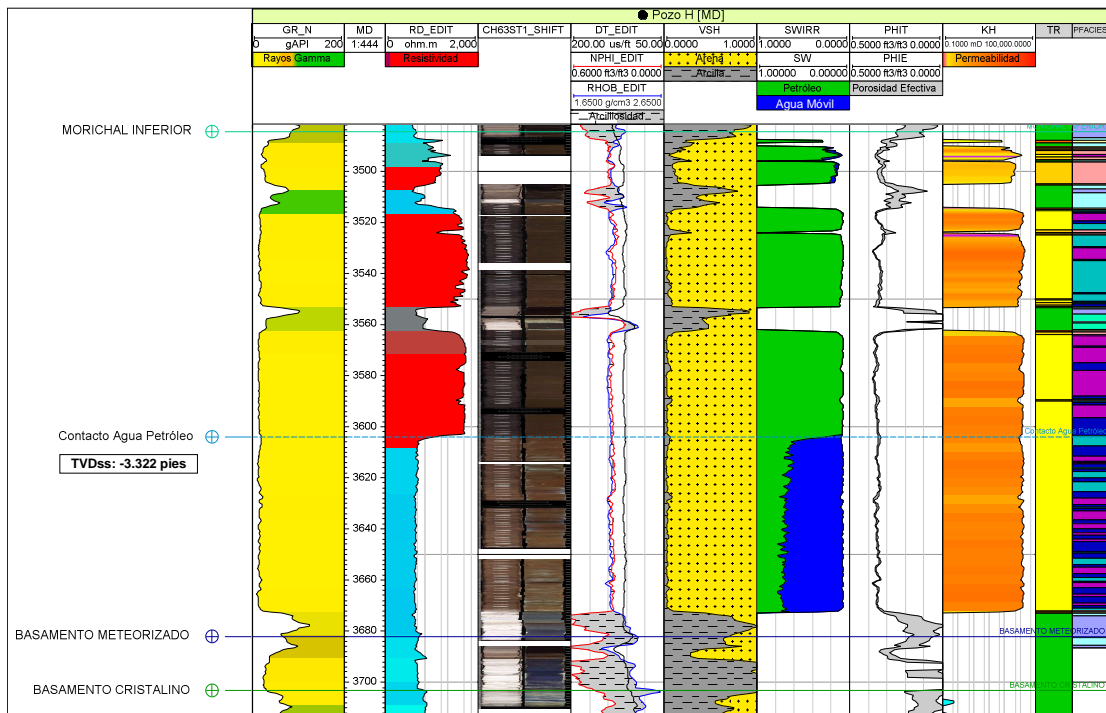


Fig. 3.4.4- Registro eléctrico y núcleo del pozo H

3.4.3.2. Caracterización de las propiedades fisicoquímica de las aguas de producción en los pozos horizontales

La caracterización fisicoquímica se realizó mediante el análisis de muestras de agua tomadas de pozos verticales y pozos productores horizontales del Miembro Morichal de la Formación Oficina.

Para que el análisis fuese considerado como representativo, se tuvo primeramente que realizar una validación de la data recopilada. Esta se realizó mediante la verificación del balance iónico, es decir, que la suma de los pesos equivalente (meq/L) de los cationes (iones positivos) fuese igual a la suma de los aniones (iones negativos), rechazando aquellas muestras cuyo balance iónico era distinto de cero o se alejase del valor por +/-0.05.

Por ello, de las treinta y seis (36) muestras de agua obtenidas, solo se tomaron como representativas trece (13) **Fig. 3.4.63.4.5** y **Tabla 4.2.1**. Adicionalmente, se contó con quince (15) datos de salinidades provenientes de pozos productores y estratigráficos **Fig. 3.4.63.4.5** y **Tabla 4.2.3**.

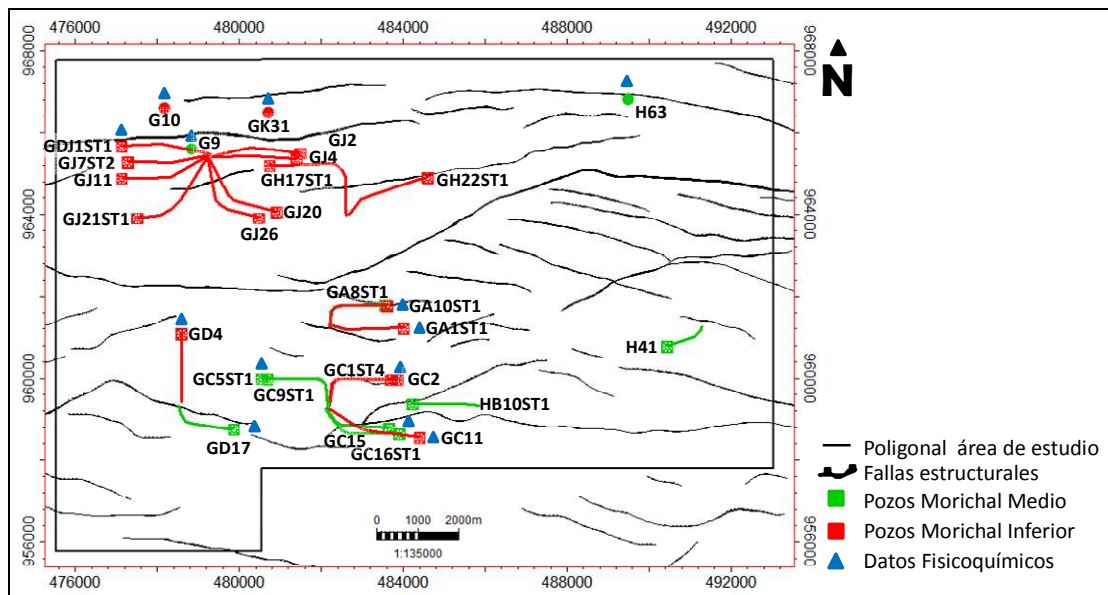


Fig. 3.4.5- Mapa de ubicación de las muestras de agua con datos de salinidad y fisicoquímica validados

❖ Relaciones interelementales

Mediante el análisis de las relaciones interelementales de los iones, se pudo identificar el comportamiento, la ocurrencia y la concentración de ciertas especies iónicas que están directamente asociados al paleoambiente de sedimentación y a la evolución hidrodinámica del área.

Algunas de estas relaciones consideradas como las más representativas a la hora de reflejar posibles procesos que puedan estar produciéndose en la zona son: Las relaciones entre el Mg^{+2} , Ca^{+2} , K^+ y Na^+ con respecto al Cl^- , Na^+ y STD frente al HCO_3^- y las relaciones de Sulín.

❖ Caracterización de las aguas de formación mediante diagramas gráficos

Se realizó una clasificación mediante el uso de métodos gráficos como los diagramas de Stiff y Schoeller, el cual permitió observar huellas o patrones característicos de cada fuente de agua, basados en la concentración de especies iónicas mayoritarias y las relaciones que existe entre ellas.

De igual modo, se utilizó el diagrama triangular de Piper para la representación de los datos químicos. Este tipo de diagramas se basa en la agrupación de los distintos tipos de aguas en familias de caracteres comunes, lo que fue de gran utilidad para reconocer las facies hidrogequímicas existentes y permitir una mejor representación gráfica del total de las muestras.

❖ Salinidades

Debido a las diferencias encontradas en las concentraciones de sólidos totales disueltos (STD), se realizó un análisis de la naturaleza salina de las aguas de producción, clasificándolas mediante el método de Hem, J. (1970), lo cual permitió asociar estas variaciones de la concentración de STD a las diferentes fuentes de agua.

Todos estos criterios hidrogeoquímicos, permitieron establecer una distribución estática tanto vertical (secciones), como areal (mapas) de las fuentes de aguas estudiadas de acuerdo a sus características fisicoquímicas.

Dado que estas relaciones, diagramas y mapas se han realizado con análisis fisicoquímicos que pertenecen a diversas fechas de muestreo, estos no representan ningún periodo específico de la productividad del campo.

3.4.3.3. Análisis del origen de la entrada de agua de producción en los pozos horizontales

Mediante la interpretación del modelo geológico y el análisis de la data de producción (Histórico de producción), se buscó determinar cuál de las fuentes de agua presentes en el área, es la responsable del alto corte de agua de los pozos productores; esto con la finalidad, de establecer un comportamiento característico para cada fuente de agua asociada.

El uso de la base de datos del histórico de producción de los pozos, suministró el primer indicativo del problema de excesiva producción de agua. Esta información se utilizó con la finalidad de analizar el comportamiento de parámetros de producción desde el inicio del proyecto.

Una vez seleccionados los períodos de producción fueron graficadas las curvas de Agua Producida Acumulada (WP), Porcentaje de Agua y Sedimento (%AyS), Petróleo Producido Acumulado (Np), Gas Acumulado (GP), Relación Gas-Petróleo (RGP) y revoluciones por minuto de la bomba (RPM).

Adicionalmente, para la interpretación y la ubicación de pozos productores con presencia de agua se utilizó un software comercial para visualizar, relacionar, y analizar los datos de producción y de yacimiento. Como un sistema integrado, esta aplicación permitió observar la producción de agua normalizada y la producción acumulada mediante la construcción de mapas, con el objetivo de estudiar las tendencias, y detectar áreas y pozos, con alto corte de agua.

Para determinar cuál de las fuentes es la responsable de la producción del agua, se comparó la distribución de las zonas de agua interpretadas en el modelo geológico y los datos geoquímicos del agua de formación con los datos del agua producida. Durante este estudio se descartó aspectos obvios de la posibilidad de comunicación mecánica entre las arenas superiores y la sección productora.

3.4.3.4. Integración del Modelo Geológico, Malla 3D con los Datos de Producción (1999-2015) de los pozos horizontales para representación de áreas de riesgo de producción de agua de formación y potenciales esquemas de explotación

Basados en la interpretación del modelo geológico se integró la data geológica y la data de producción, permitiendo representar espacialmente los volúmenes de agua en un modelo de Saturación de Agua (Sw). Para ello, se realizó la construcción de una malla geocelular 3D a través de un software comercial, con el objeto de describir en un modelo matemático, la geometría y distribución de las zonas de agua; integrando aspectos estructurales, como horizontes y fallas, topes estratigráficos y propiedades petrofísicas, en un modelo único, el cual permitió definir potenciales áreas de riesgo de producción de agua y futuros esquemas de explotación del campo.

La integración del Modelo Geológico Geocelular 3D con los datos de producción se puede definir como el proceso, en el cual se buscó realizar un modelo tridimensional del yacimiento lo más realista posible, mediante la asociación de las propiedades físicas del yacimiento con los datos de producción de los pozos horizontales.

El principal resultado es la representación de la propiedad de Saturación de agua (Sw), junto con las zonas de agua ya identificadas anteriormente, en un modelo geocelular 3D, con lo cual, no solo permitió identificar en un espacio tridimensional estas zonas como áreas de riesgo de producción de agua, sino que fue utilizado como herramienta para la planificación de posibles esquemas de explotación y como dato de entrada para el cotejo histórico y predicción de la producción dentro de un modelo de simulación dinámico.

Este enfoque permite elaborar un modelo geológico que se fundamenta en la información estática del yacimiento, pero integrando desde un inicio la información

de producción, teniendo como etapa final del proceso la validación del modelo geocelular con el modelo de simulación dinámica.

❖ Creación del Proyecto

La utilización de un software comercial especializado para el modelado de yacimientos, facilitó la generación de estas propuestas espaciales al permitir la construcción de un Modelo Geocelular 3D, el cual representa la heterogeneidad lateral y vertical de las propiedades de la formación, además de localizar elementos estructurales como fallas y truncamientos.

El Proyecto Base fue creado utilizando el Sistema de Coordenadas UTM, bajo el Datum **LA CANOA W-63, Huso 20**.

El sistema de unidades métricas seleccionado corresponde a las unidades de campo, comúnmente utilizadas en la industria petrolera local. En la **Tabla 3.4.1** se presentan los datos del sistema de unidades utilizados.

Tabla 3.4.1- Coordenadas y sistema de unidades seleccionada para el proyecto

| Datum/Huso | La Canoa W-63/20 |
|----------------------------|------------------|
| Sistema de unidades | |
| Unidades XY | M |
| Unidades en Z | Ft |
| Unidades de área | Acres |
| Unidades de volumen | ft ³ |
| Sísmica en tiempo | Ms |
| Velocidad Sísmica | ft/s |

El objetivo de la metodología propuesta fue incorporar dentro del modelo geocelular 3D, un modelo de saturación de agua (Sw) representativo, así como las zonas de agua mediante la integración de los datos de producción y las propiedades

petrofísicas del yacimiento proporcionada tanto por los pozos estratigráficos como productores.

❖ **Estado original de los fluidos**

La altura de los contactos permitió establecer los límites de las diferentes zonas que conforman el yacimiento **Tabla 3.4.2**. En esta etapa se estimó la altura de los contactos agua-petróleo mediante la correlación de pozos tomando en cuenta los registros básicos, así como las curvas petrofísicas calculadas.

Tabla 3.4.2- Pozos con contacto agua – petróleo identificados dentro del área de estudio

| Pozo | Unidad Estratigráfica | Contacto Agua-Petróleo -TVDss (pies) | Zona de agua | |
|---------|-----------------------|---|--------------|----------|
| H63ST1 | Morichal Inferior | -3322 | Ponchera | |
| H61 | | -3727 | | |
| H61 | | -3531 | | |
| G3 | | -3192 | | |
| H78 | | -3461 | | |
| GJ01 | | -3588 | | |
| GJ03 | | -3344 | | |
| G3 | Morichal Medio | -3139 | | |
| G9ST1 | | -3144 | | |
| H61 | | -3368 | | |
| H62 | | -3330 | | |
| H63ST1 | | -3083 | | |
| G11 | Morichal Inferior | -3335 | | Acuífero |
| CG10 | | -3355 | | |
| G17 | | -3318 | | |
| G18ST1 | | -3374 | | |
| GK31 | | -3322 | | |
| GK31ST1 | | -3345 | | |
| N131 | | -3266 | | |
| N184 | | -3340 | | |
| NX11 | | -3257 | | |

La altura del contacto ayudó a delimitar las zonas de agua en el área a modelar, tomando en cuenta los cuellos lutíticos como base y tope de las arenas, pero a su vez, considerando a las diferentes unidades hidráulicas diferenciadas. El mapeo de las superficies de los contactos y de la base de las arenas usando la data de los pozos estratigráficos y horizontales, permitió generar líneas de intersección los cuales dan a estimar la posible extensión de las zonas de agua. **Fig. 3.4.6**

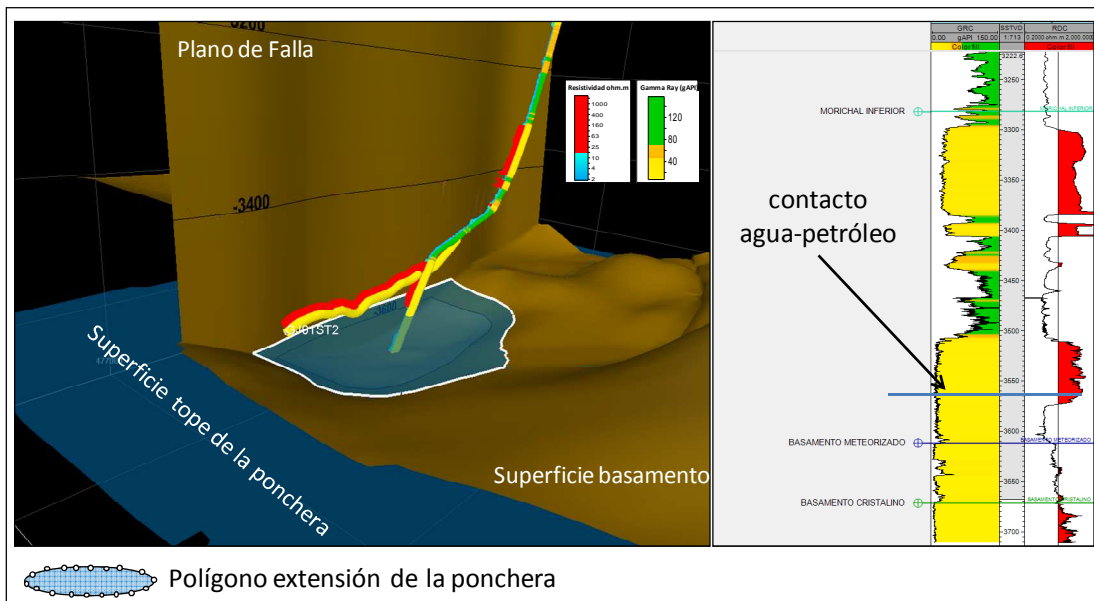


Fig. 3.4.6– Determinación de la extensión del contacto agua-petróleo mediante el modelo tridimensional del área de estudio

❖ Integración del Modelo Geológico con los Datos de Producción

La data proveniente de los pozos horizontales ha contribuido de forma importante para la clara definición sobre las unidades de flujo, definición de facies y su geometría. **Fig. 3.4.7**

Se realizó un análisis de la tasa de producción inicial y del %AyS pozo a pozo y por nivel estratigráfico, con la finalidad de comparar sus valores iniciales de producción, validarlo con la presencia de Arena Neta Petrolífera (ANP) y de que,

efectivamente exista correlación con los valores de Saturación de agua esperados en su %AyS.

Adicionalmente, este ejercicio permitió corroborar la información aportada por los pozos estratigráficos de las zonas de agua ya identificadas, así como detectar nuevas zonas solo observadas por la producción de pozos productores.

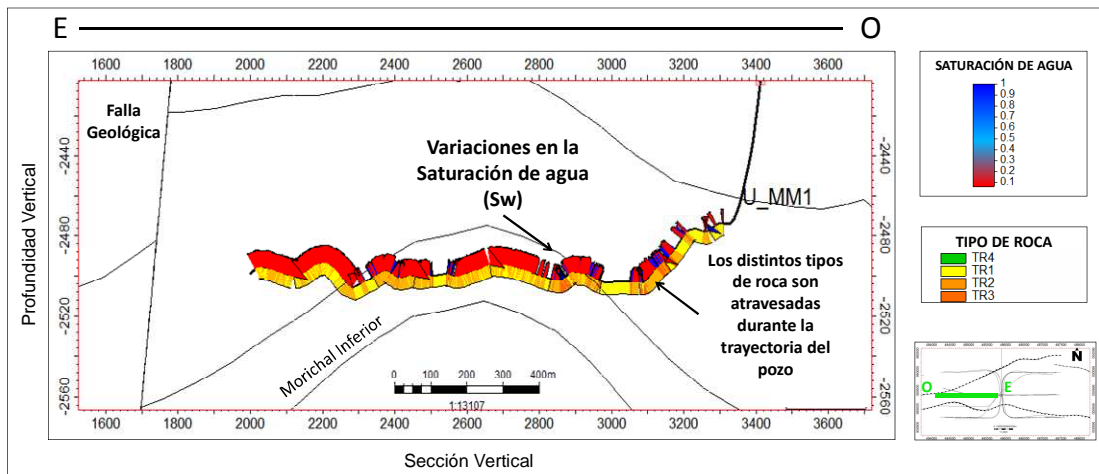


Fig. 3.4.7– El análisis de los pozos horizontales ha sido utilizado para entender el modelo de distribución de fluido

El estudio detallado de la producción por unidades geológicas logró establecer zonificación vertical, así como posible extensión areal de estas zonas de agua.

En la **Fig. 3.4.8** se muestra los Mapas de burbujas del potencial inicial y %AyS sobre la trayectoria de los pozos completados en la unidad Morichal Inferior sobre los mapas de Arena Neta Petrolífera y Saturación de agua, respectivamente.

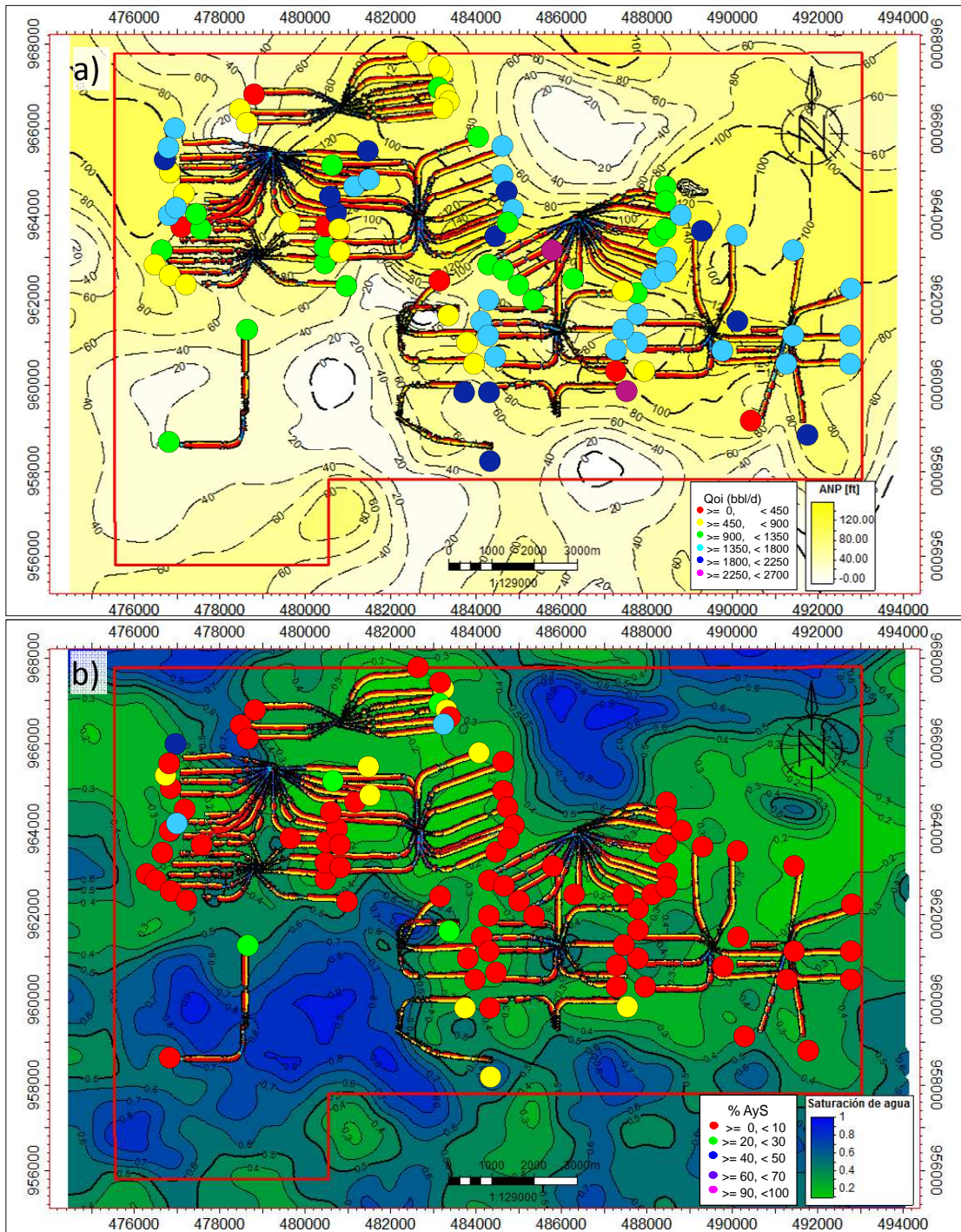


Fig. 3.4.8– Mapas de burbujas de la unidad más basal de Morichal Inferior (a) Potencial inicial vs. Espesor de ANP; (b) %AyS vs. Mapa de saturación promedio

❖ Construcción del mallado geológico 3D

Una vez definida la arquitectura del yacimiento, a través del modelo estratigráfico y estructural, se realizó la construcción de la malla geológica 3D; donde fue generado el modelo geoestadístico y poblado con las propiedades del yacimiento. El Mallado realizado posee las siguientes dimensiones:

- 195 celdas en dirección “X”, 163 en dirección “Y” y 179 capas, $195(i)*163(j)*179(k)$ para un total de 5.689.515 de celdas. La longitud en cada una de las celdas en dirección I, J es de 100 metros respectivamente, mientras que el espesor promedio de cada capa es de 5 pies, en una malla con la geometría de la poligonal del campo y con un espesor promedio de 1.831 pies, el cual corresponde a los niveles del yacimiento representado por el Miembro Morichal (1.914 y 3.726 pies de profundidad en TVDss).

Se definieron 56 fallas geológicas a modelar considerando parámetros como el salto mínimo, extensión lateral y vertical de las mismas. La construcción de los planos de falla fue realizado a partir de pilares de fallas (fault sticks), respetando la geometría de las mismas.

Se construyó las superficies tope y base del marco externo del modelo. La fuente de información para la construcción de las superficies fueron los topes geológicos (Modelo Estratigráfico) y las superficies sísmicas (Modelo Estructural). La base del yacimiento está limitada por el marcador sísmico definido como Basamento Meteorizado, el cual, es un marcador regional y el tope del modelo, por el horizonte de Morichal Superior, mientras que las superficies sísmicas definieron a Morichal Inferior y Morichal Medio. Se crearon en total 6 zonas internas, basadas en los topes de los pozos, correspondientes a cada uno de las unidades definidas en la interpretación estratigráfica, las cuales son conformables, excepto la unidad basal, la cual se acuña contra el basamento. **Fig. 3.4.9**

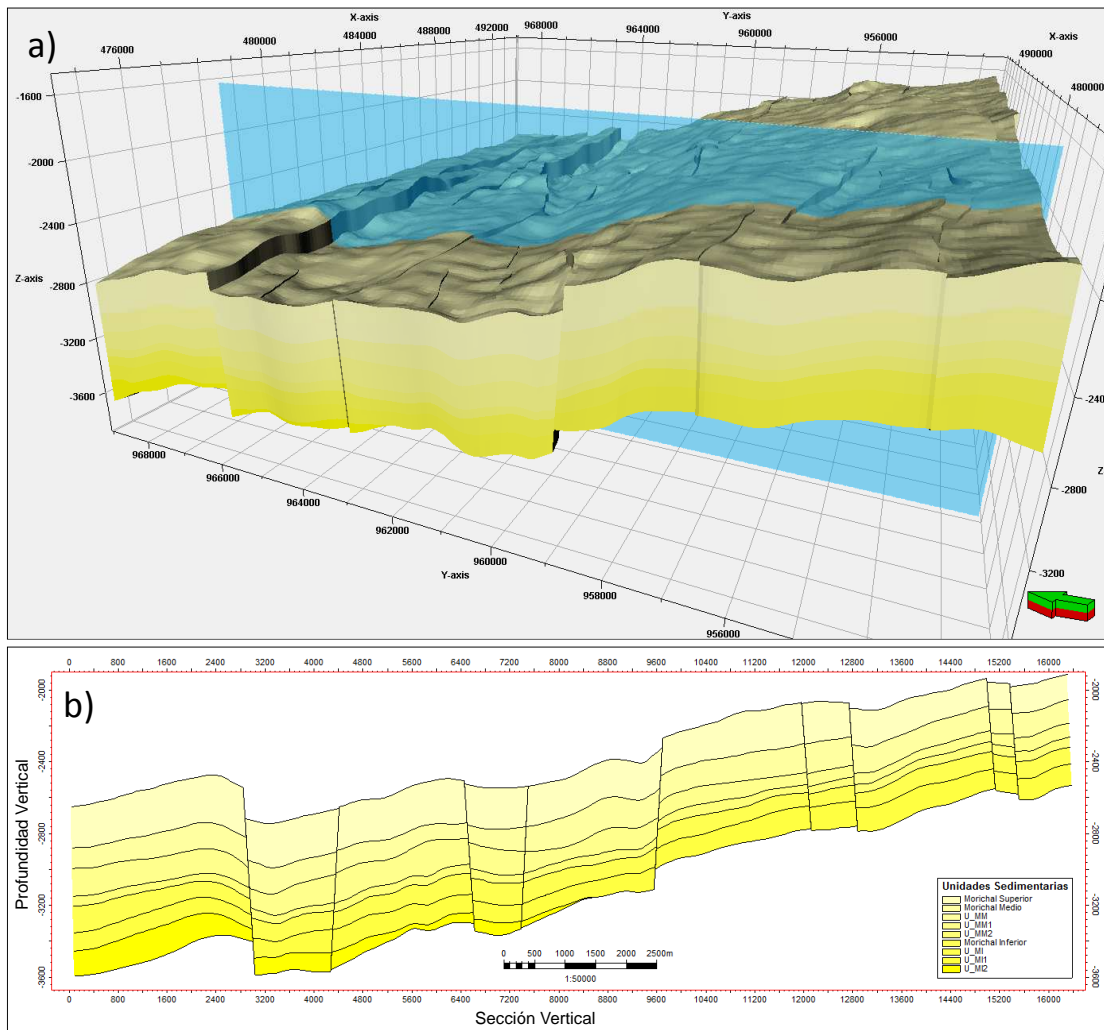


Fig. 3.4.9– Vista 3D y sección norte sur de la malla geocelular

❖ Definición de zonas de agua dentro del modelo geocelular 3D

Una vez definida la altura del contacto, las superficies tope y base de la arena, así como posible extensión areal, se pudo modelar como volúmenes de celdas 100% saturadas de agua.

La **Fig. 3.4.10** se muestra una vista 3D y en planta de las zonas modeladas con el acuífero interpretado en la base del yacimiento. Se modelaron un total de trece (13) zonas de agua, distribuidas tres (3) en Morichal Medio y diez (10) en Morichal

Inferior. Estos volúmenes están incorporados como un atributo dentro del modelo geocelular.

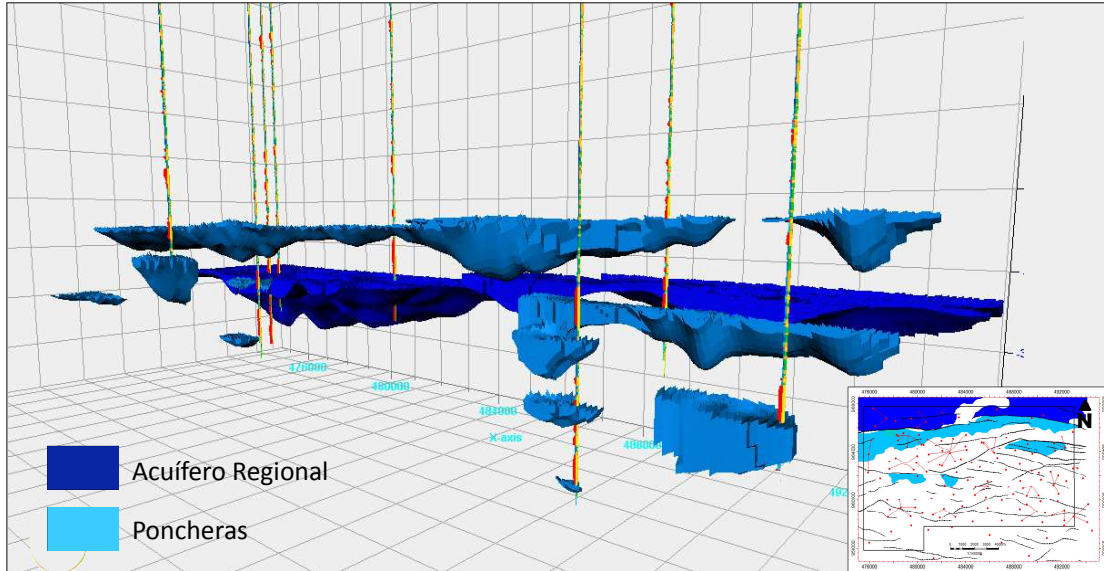


Fig. 3.4.10- Vista 3D y en planta de las zonas de agua construidas en el modelo geocelular

❖ Modelo de saturación de agua dentro del modelo geocelular 3D

La saturación de agua total (S_w) fue modelada utilizando las curvas derivadas de la interpretación Petrofísica, en vez de que la saturación dependa de una función de altura. Esta es data de alta resolución, en donde las celdas que son atravesadas por la trayectoria de un pozo, le es asignada el valor del promedio aritmético de la propiedad, de manera de obtener al valor más representativo de la data del registro para la celda en particular.

Las celdas que no son atravesadas por los pozos, obtienen un valor asignado a través de métodos geoestadísticos, de ahí la necesidad de distribuir las propiedades discretas y continuas en un orden, de manera de asignar valores basados en las posibles tendencias y consistencia lógica de la propiedad físicas del yacimiento.

La forma de interpolar estos valores dentro de las zonas que no poseen pozos dentro de la malla, es basándose en algoritmos estocásticos que representan la variación espacial de la data observada. El método de distribución utilizado para el poblado de la propiedad en la malla, fue mediante la Simulación de la función Gausseana, con sus siglas en inglés, GRFS. Durante la utilización del algoritmo se aplicaron variogramas espaciales y mapas de probabilidades, de manera de condicionar la propagación de la propiedad, los cuales, fueron realizados previamente mediante la interpretación de mapas de saturación promedio de cada una de las unidades de flujo.

Es importante destacar, que no necesariamente estos algoritmos reproducen una distribución geológicamente correcta de la saturación, en aquellas zonas de agua identificadas como Poncheras y el acuífero; por ello, fue necesario realizar una sustitución de esta zonas por los volúmenes de celdas creadas durante el proceso de “definición de las zonas de agua dentro del modelo 3D”, las cuales representan la geometría interpretada de los geocuerpos saturados 100% de agua. **Fig. 3.4.11**

El modelo de tipos de rocas fue de gran importancia dentro del modelo de interacción roca-fluido, ya que este representó las heterogeneidades presentes en el yacimiento. Este modelo forma parte de la interpretación de equipo petrofísico, con la finalidad de tener una caracterización de las unidades de roca a partir de la información derivada de los análisis de presión capilar, porosidad y permeabilidad absoluta medida en los núcleos.

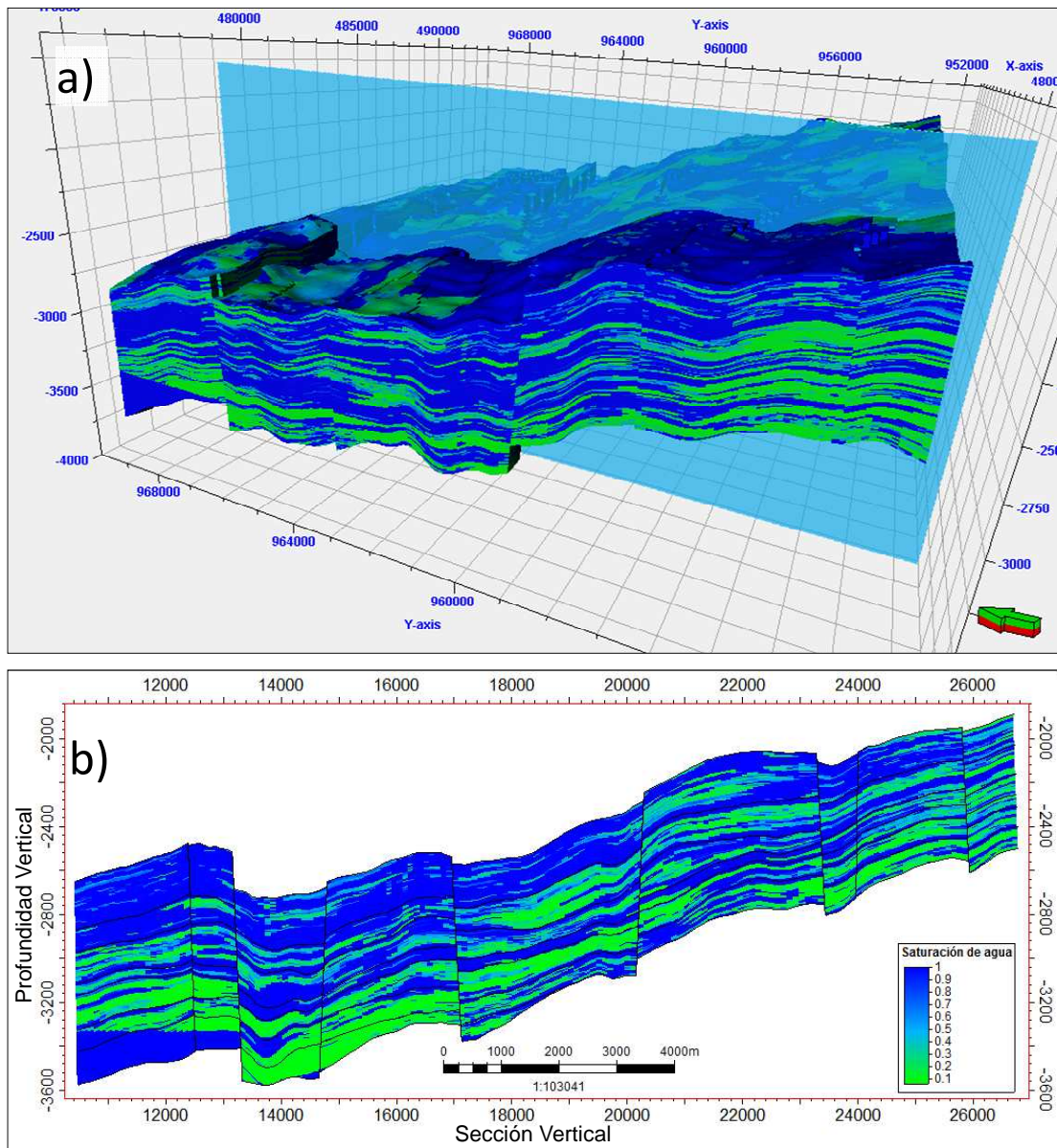


Fig. 3.4.11- Sección norte-sur y vista 3D donde se observa la distribución de la saturación de agua en el mallado

El modelo de Tipo de Roca fue la base para la construcción del Modelo de Facies. La integración de los tipos de Roca con las asociaciones de facies interpretadas en el modelo sedimentológico, permitieron relacionar los mejores Tipo de Roca (Tipo 1 y 2) con las facies identificadas como Canales Fluviales y Estuarinos; a su vez las lutitas (Tipo de Roca 4) con la facies identificadas como No Reservorio y

en el caso de los tipos de roca almacén de menor calidad, es decir areniscas con alto contenido de arcilla (Tipo de Roca 3) se identifican con la facies de Diques y Barras.

Fig. 3.4.12

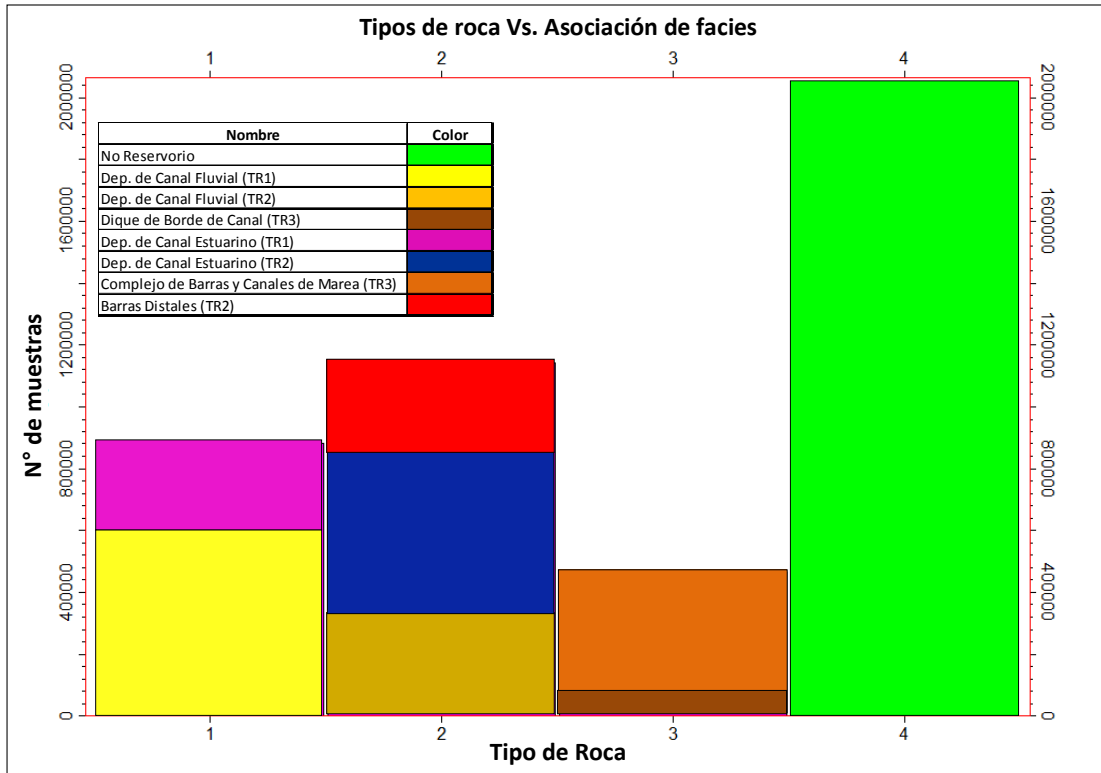


Fig. 3.4.12- Histograma con la distribución de Tipos de Rocas dentro del modelo

En la **Fig. 3.4.13** se resume los procedimientos utilizados para la construcción del modelo geocelular:

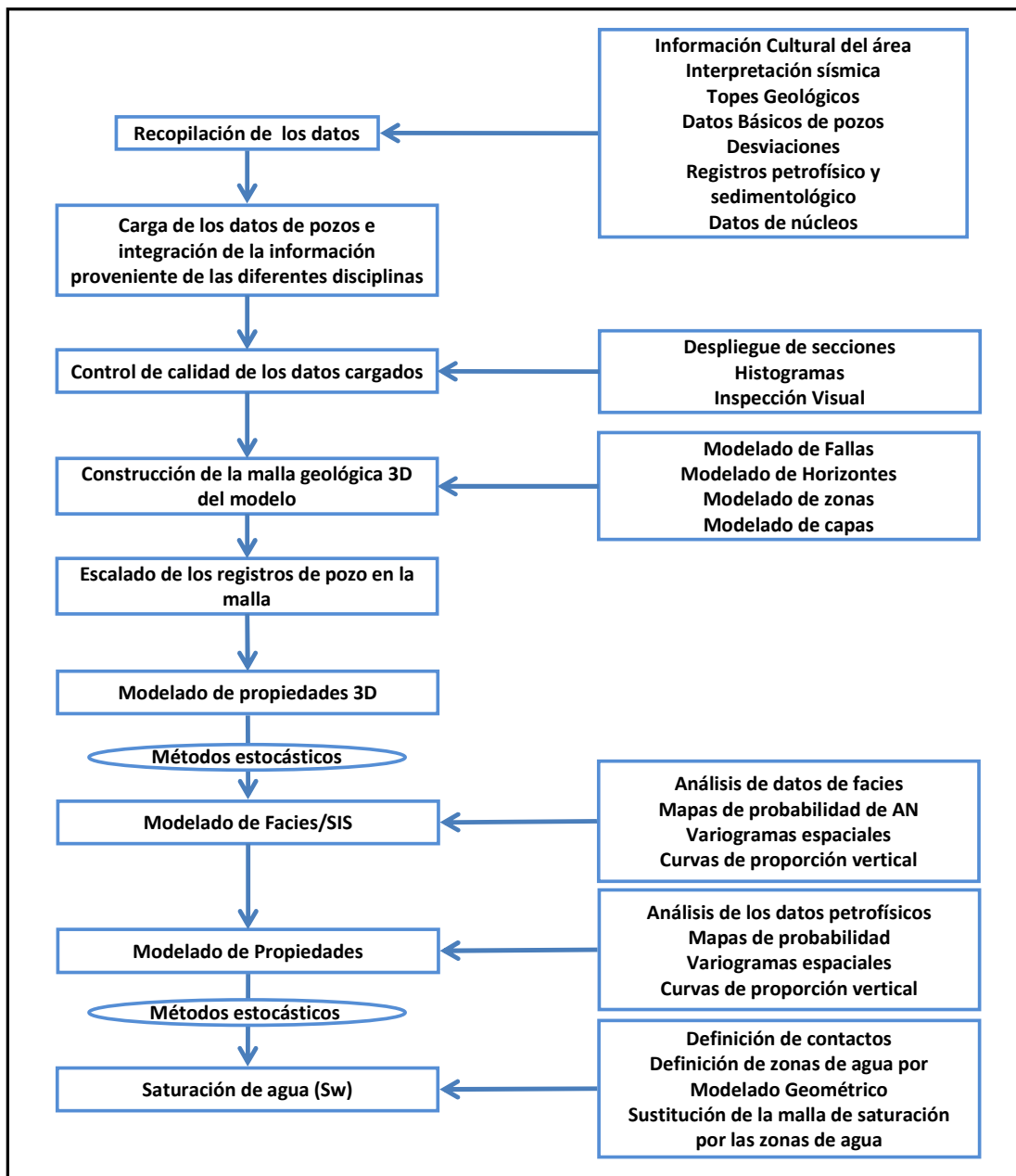


Fig. 3.4.13– Flujo de la metodología aplicada para la construcción del modelo

❖ Representación de áreas de riesgo de producción de agua de formación y potenciales esquemas de explotación

- **Oportunidades de perforación en Macolla U y Macolla V**

Debido a la cercanía de las nuevas macollas U y V, a zonas de agua interpretadas, se realizó una evaluación de oportunidades de desarrollo tanto de formas analíticas como por modelos de simulación numérica, donde se establecieron los riesgos de utilizar esquemas de explotación planificados ya existentes.

La construcción del modelo geológico geocelular 3D con la representación de las zonas de agua, permitió realizar la simulación dinámica de dos posibles esquemas de explotación de la macolla V, visualizando y evaluando las oportunidades de desarrollo del área mediante el análisis de riesgo de interferencia entre pozos, así como la producción de agua y su comportamiento de producción en el tiempo.

Para ambos casos, el diseño los pozos productores de las macollas partieron de las siguientes premisas:

- a) Pozos espaciados lateralmente 300 m.
- b) Longitud horizontal de +/- 4.500 pies.
- c) Espaciamiento de 150 m con el límite de la concesión al oeste.
- d) Respetar el espaciado de drenaje con las macollas existentes.
- e) Espaciamiento paralelo de 150 m con respecto a los planos de fallas.

3.4.3.5. Presentación las mejores prácticas para optimizar la producción de crudo a partir de Geonavegación; pozos control de agua y control por Diferencia de Presión (Draw-Down)

La aplicación de técnicas para el control de agua en zonas con pozos con alto corte de %AyS, depende en muchas ocasiones de la información que se disponga para la toma de decisiones. En este término, se realizó una revisión y documentación de

las prácticas que han resultado positivas con la finalidad de evitar o reducir la producción de agua en el yacimiento dentro del área de estudio.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y RESULTADOS

4.1. IDENTIFICACIÓN DE LAS FUENTES DE AGUA DEL MIEMBRO MORICHAL MEDIANTE LA INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL Y ESTRATIGRÁFICA DEL ÁREA

Mediante el uso de información proveniente de registros eléctricos, pozos con núcleos, petrofísica y sísmica 3D, fue posible identificar las diferentes fuentes de agua móvil y su distribución en las arenas del Miembro Morichal de la Formación Oficina, las cuales se clasificaron según los siguientes tipos:

4.1.1. Tipo 1- Zonas de Agua Libre

Estas zonas se caracterizan por poseer arenas de buena calidad pero resistividades menores de <1 ohm.m y pueden ser observadas en el Acuífero ubicado al norte del campo y en los acuíferos internos llamados comúnmente “Poncheras”.

4.1.1.1. Acuífero

La zona de agua interpretada como el acuífero del norte es un contacto de agua- petróleo que se extiende desde la parte más norte del campo hasta las áreas productoras vecinas. Fallas regionales de tipo normal, con rumbo este - oeste cortan casi totalmente la sección sedimentaria, separando parcialmente este acuífero del resto del campo. **Fig. 4.1.1**

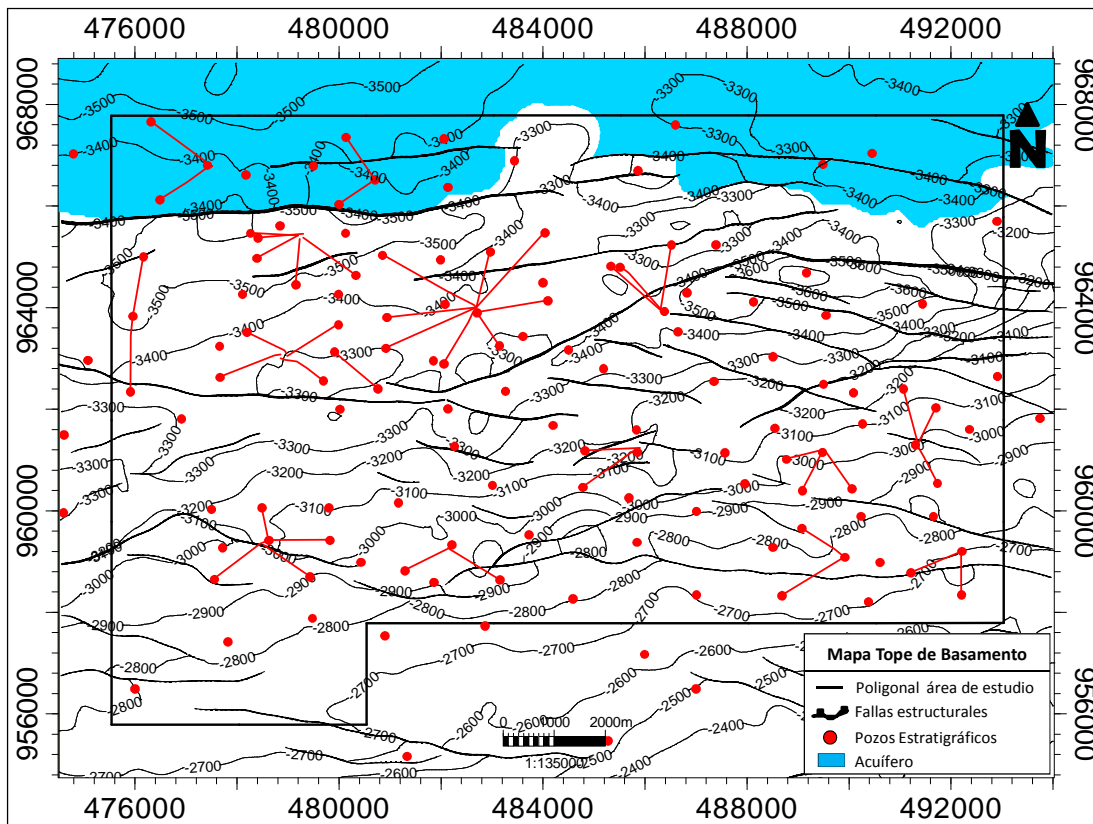


Fig. 4.1.1-Cartografiado del Acuífero localizado al norte del campo

Secciones sísmicas norte-sur revelan que estas fallas poseen saltos de hasta 200 pies, donde el bloque norte se encuentra estructuralmente más arriba colocando las arenas de la unidad Morichal Inferior en contacto con arenas de la unidad Morichal Medio y Morichal Inferior del bloque sur, por lo que se presume que actualmente existe comunicación parcial entre ciertas arenas con agua provenientes del Acuífero y arenas al sur de la falla. La **Fig. 3.4.3** muestra una sección sísmica norte-sur donde se observa el contacto parcial de las dos unidades.

Dentro del Acuífero los pozos poseen variaciones en la altura del contacto; la línea este - oeste muestra una variación de la profundidad del CAPO de 3.270 a 3.320 pies TVDs profundizando en dirección NO. En la **Fig. 4.1.2** se muestra la sección sísmica y la sección estructural del Modelo Geocelular 3D junto con el Volumen de Tipo de Roca, donde se observa la paleotopografía del basamento y la continuidad

lateral de las arenas con presencia de agua en la unidad Morichal Inferior asociadas al Acuífero.

En el análisis de la naturaleza de los contactos presentes en esta área se presume que dicha variación de la profundidad del Acuífero posiblemente esté relacionada a factores como: naturaleza de los fluidos (densidad relativa y viscosidad), paleotopografía del basamento, la presencia o no de los cuerpos porosos (posible cambio de facies, fuerzas capilares) resaltando el papel que desempeña la estratigrafía y/o sistemas de fallas (patrón de fallas sellantes) no observadas por encontrarse fuera del área de cobertura de la sísmica 3D. La localización de otros contactos hacia el oeste del área de interés, parece confirmar la norma en cuanto a la presencia de múltiples contactos con distintas profundidades (Martínez, J. 2003 y Correa, D. et al. 2015). Hasta el presente trabajo no se existe evidencia de encontrarnos de que este Acuífero sea activo.

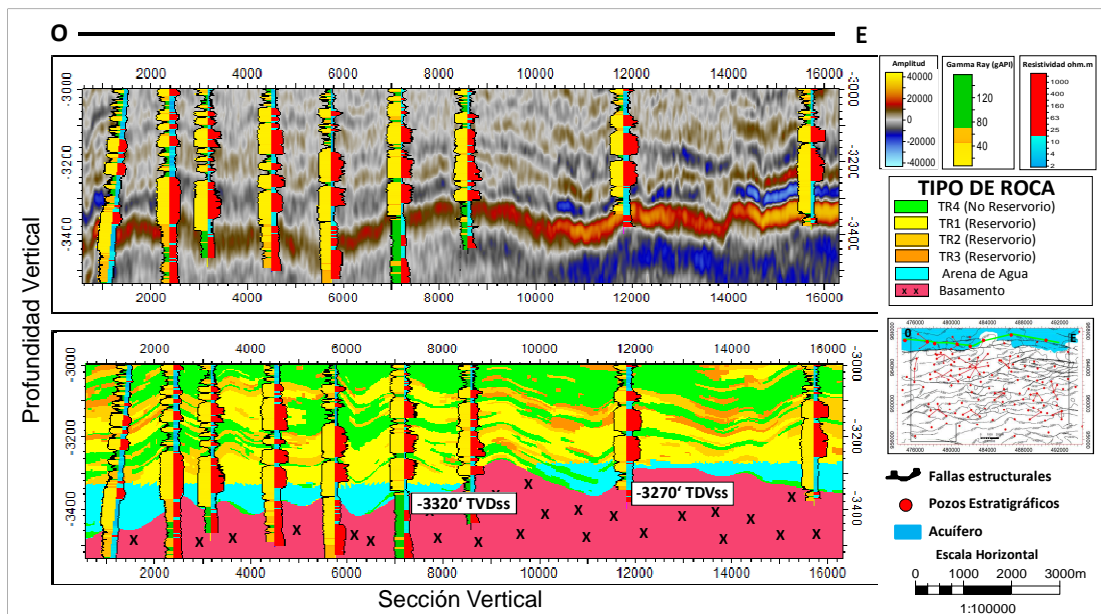


Fig. 4.1.2-Sección sísmica y sección estructural del modelo 3D correspondiente al área del Acuífero

En el pozo H se interpretó un contacto agua - petróleo hacia la base de las arenas de la unidad Morichal Inferior en el intervalo entre 3.322 y 3.389 pies TVDss, esta interpretación es validada con la información de núcleos disponible para este pozo. **Fig. 3.4.4**

Evaluaciones petrofísicas estiman que el intervalo presenta un promedio de 20% de petróleo residual por lo que se infiere que en esta zona existió o existe comunicación parcial con el acuífero al norte (Correa, D. y Guevara, E. 2015). Hacia el sur y el norte de este pozo se conserva el cuerpo arenoso, visualizados en la sección estructural de la **Fig. 4.1.3**, sin embargo el contacto no es observado en los pozos vecinos P y Q **Fig. 4.1.4**, lo que confirma que el agua se encuentra atrapada por la estructura posiblemente extendiéndose a lo largo de la depresión observada en el mapa del tope de basamento.

En la sección sísmica norte-sur de la **Fig. 4.1.3**, se observa el sistema de fallas y las depresiones en el basamento que permitieron el atrapamiento del agua. Al sur de esta área los pozos vecinos no muestran contacto evidente del Acuífero.

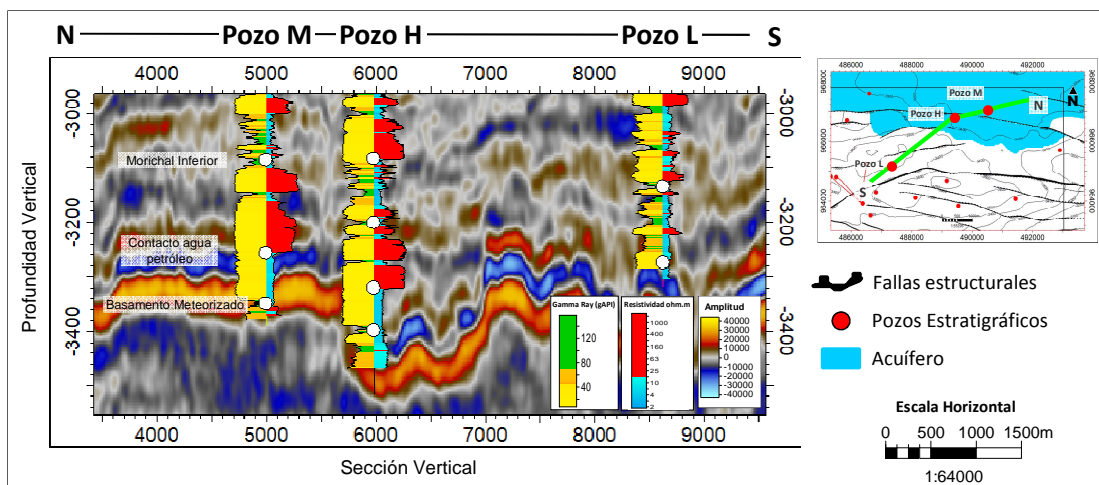


Fig. 4.1.3- Mapa estructural del basamento y sección sísmica norte-sur donde se muestra el sistema de fallas y las depresiones cercanas al pozo H

En la **Fig. 4.1.4** se muestra una sección sísmica este – oeste con las variaciones estructurales del basamento, donde el pozo Q se encuentra estructuralmente más arriba, por lo que no se observa contacto Agua- Petróleo. En la sección estructural, se despliega la propiedad Tipo de Roca y se muestra que la unidad Morichal Inferior se convierte arcillosa hacia el pozo P. Las características paleotopográficas pudieron proporcionar una separación estratigráfica durante la depositación de estas arenas de agua, aislándolas de otras arenas mediante cambios laterales de facies, interpretando que en el área de estudio estas zonas de aguas no solo están controladas por cambios estructurales, sino que a su vez, actúan factores estratigráficos.

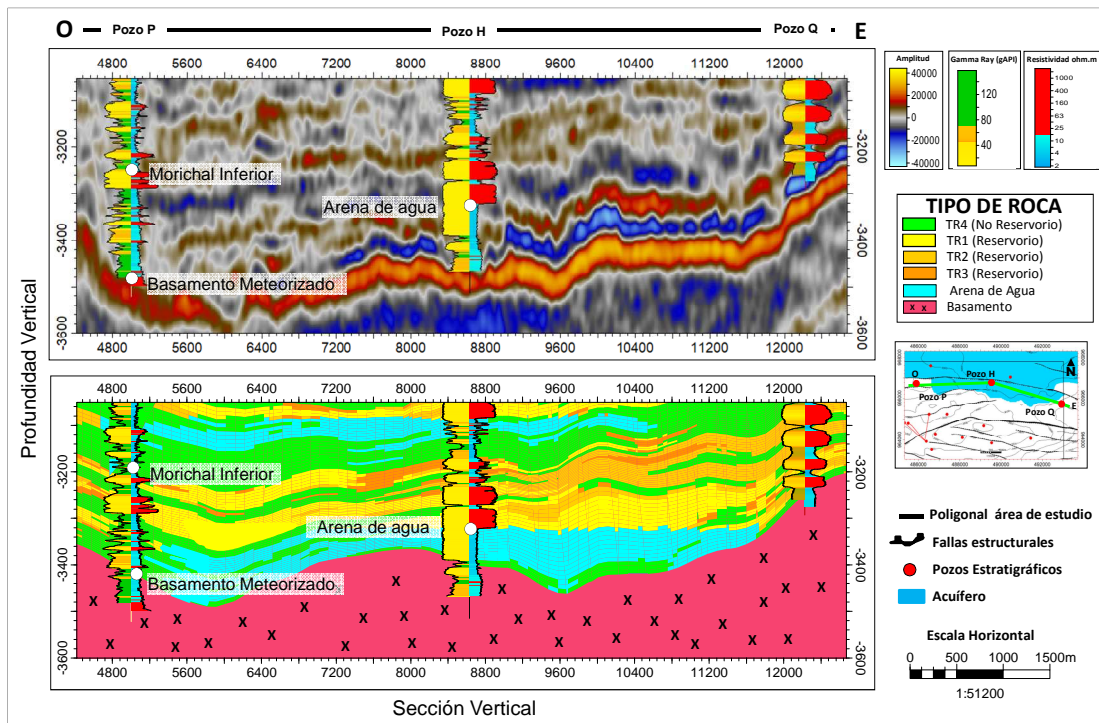


Fig. 4.1.4- Sección sísmica y estructural del modelo 3D en dirección este- oeste

4.1.1.2. Las Poncheras o aguas entrampadas localmente

Estas son zonas de agua móvil que se encuentran por encima o por debajo de la zona de transición y no están directamente conectadas con el nivel de agua libre del

Acuífero. A su vez, se diferencia de este último por su mayor salinidad y su menor extensión areal, respondiendo principalmente a las condiciones estructurales, es decir, donde existe grábenes o pequeñas depresiones locales en el basamento ígneo – metamórfico generadas por el sistema de fallas presentes en el área, las cuales afectan a intervalos de arenas limpias, dentro de la columna estratigráfica incluso hasta niveles superiores **Fig. 4.1.5.** (Bitor/OCN/INTEVEP, 2001, Acharya, U. et al. 2004 y Correa, D. et al. 2015)

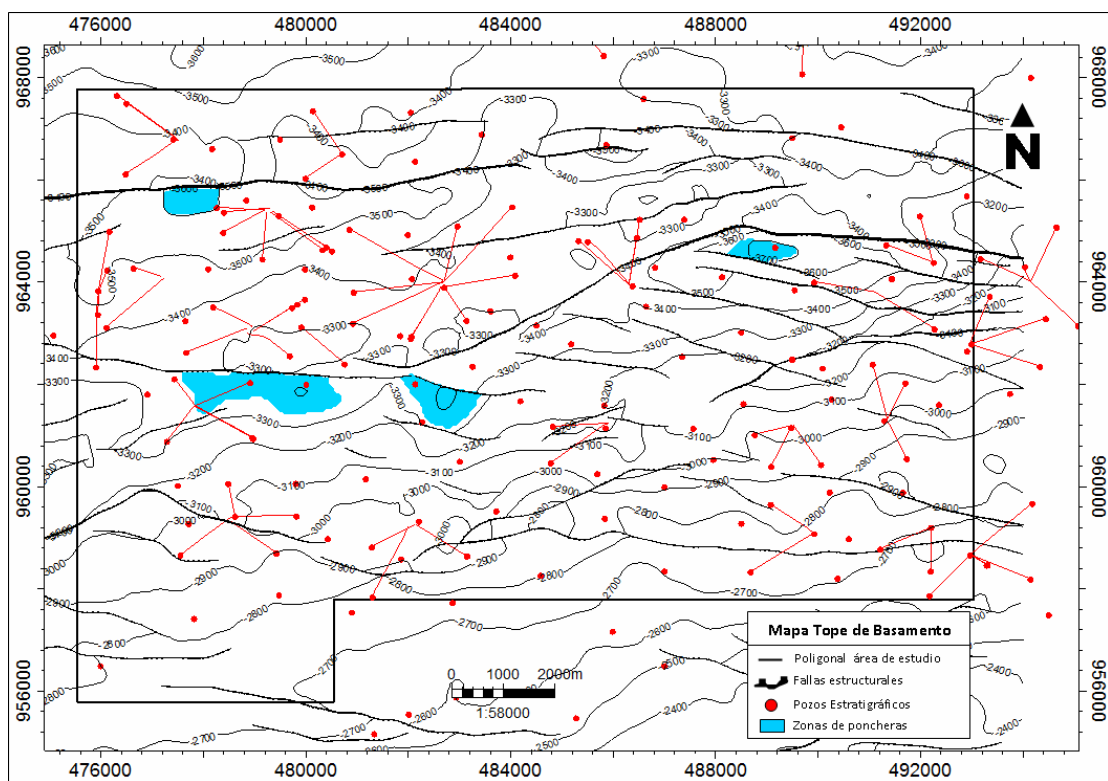


Fig. 4.1.5- Ubicación geográfica de las Poncheras identificadas e interpretadas a nivel de la unidad Morichal Inferior

En un yacimiento típico, el petróleo se encuentra entrampado en la parte más alta de la estructura, hacia las fallas sellantes y/o acuñado estratigráficamente, siendo este último el caso común dentro del área de estudio. Estas zonas de agua móvil entrampada localmente asociadas a pequeñas depresiones del basamento o "Poncheras", los estratos permeables se encuentran saturados con petróleo y el agua

atrapada dentro del estrato poroso se ubica hacia la base de la arena por lo cual, el componente estructural estratigráfico de capas no permeables, presentes en las depresiones paleotopográficas, evitan que el agua siga fluyendo hacia la parte profunda de la cuenca, pero permitiendo que la columna de petróleo suprayacente pueda estar en comunicación a través del sistema de canales comunes.

De acuerdo a la evaluación petrofísica, el intervalo que presenta el contacto no responde a cambios litológicos, debido a que son intervalos de arenas limpias de tope a base, pertenecientes a un mismo tipo de roca. Este análisis se fundamentó a partir de la generación de tipos de rocas basadas en el índice de calidad de roca que relaciona dos propiedades intrínsecas de la misma: La permeabilidad y la porosidad (Correa, D. y Guevara, E. 2015 y Correa, D. et al. 2015). Generalmente, estas arenas son zonas donde el tamaño de grano es grueso y homogéneo de tope a base, con grandes radios de garganta poral (45 a 65 micrones de acuerdo a Winland R35) clasificadas como megaporosas. Un ejemplo se muestra en la **Fig. 4.1.6** El intervalo de 3.218 a 3.256 pies (TVDss) de acuerdo a la respuestas de los registros (GR: 20 API, RD: 0.83 ohm.m, RHOB: 2.11 gr/cm³, NPHI: 0.32, DT: 108.45 us/pies, Vsh: 0.05 y K: 9.782 mD) es una arena limpia clasificada bajo un mismo tipo de roca (TR:1), sin cambios litológicos lo que indica tamaño de grano constante.

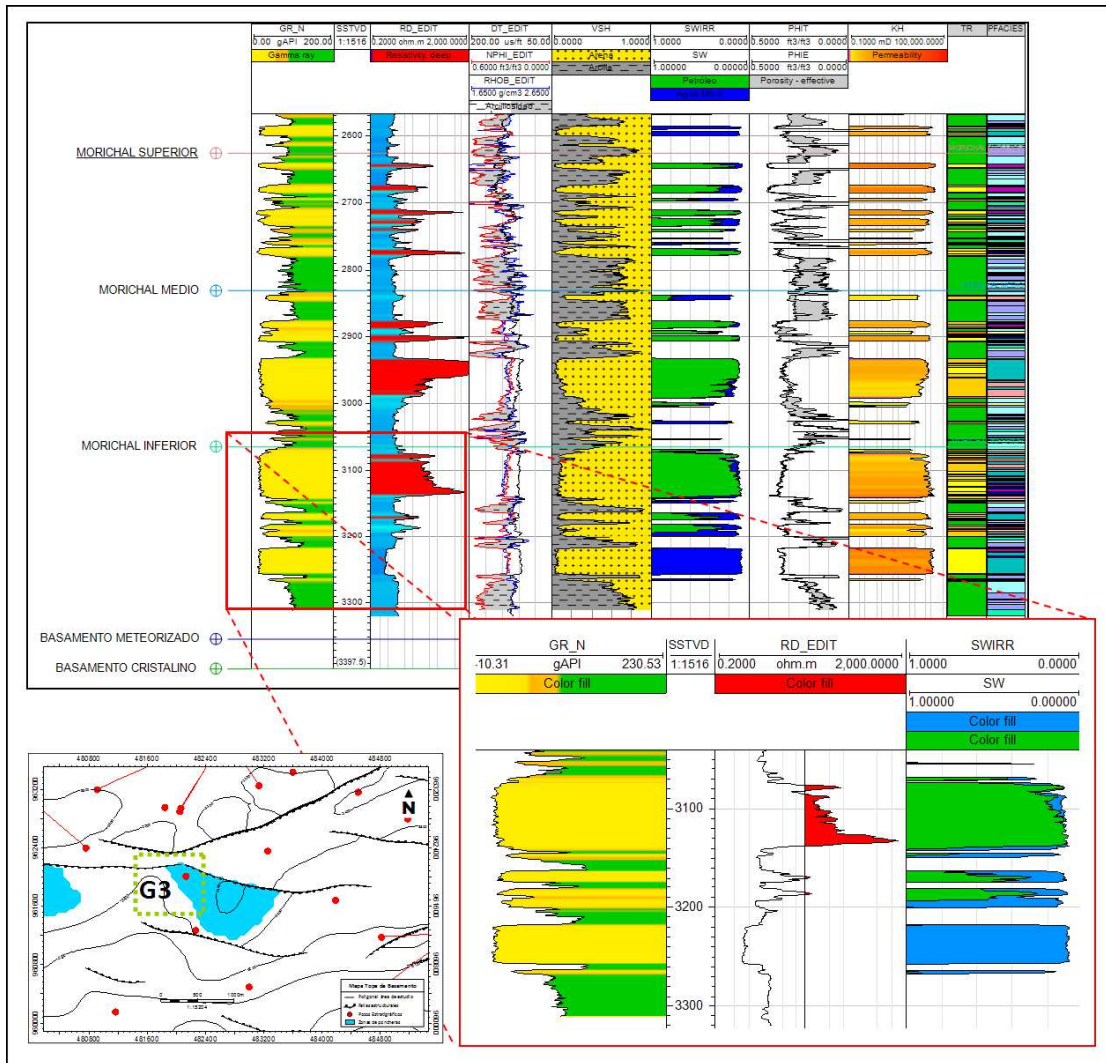


Fig. 4.1.6-Interpretación petrofísica del pozo G3 ubicado en zona de Ponchera

En la **Fig. 4.1.7** se representa las características estructurales típicas de este tipo de zonas. El área se encuentra controlada por fallas tipo normal, generando una pequeña depresión con la presencia de la arena con altas saturación de agua en el bloque deprimido. En la **Fig. 4.1.7 (a)** se muestra que lateralmente estas fallas pueden estar haciendo la función de sello con respecto a las arenas del pozo D, el cual, no muestra contacto agua-petróleo; mientras que la ubicación buzamiento arriba del pozo E, favorece a la ausencia de la arena de agua presente en el pozo B.

Note que en la **Fig. 4.1.7 (b)** los pozos A y C, ubicados a los extremos (derecha-izquierda) no muestran contacto agua-petróleo evidente, mientras que el pozo B muestra la arena de agua hacia la base del pozo. En la **Fig. 4.1.7 (c)** se presenta el mapa estructural, donde presumiendo que la base de la arena con agua sigue la estructura del basamento se puede interpretar la posible extensión areal de la ponchera.

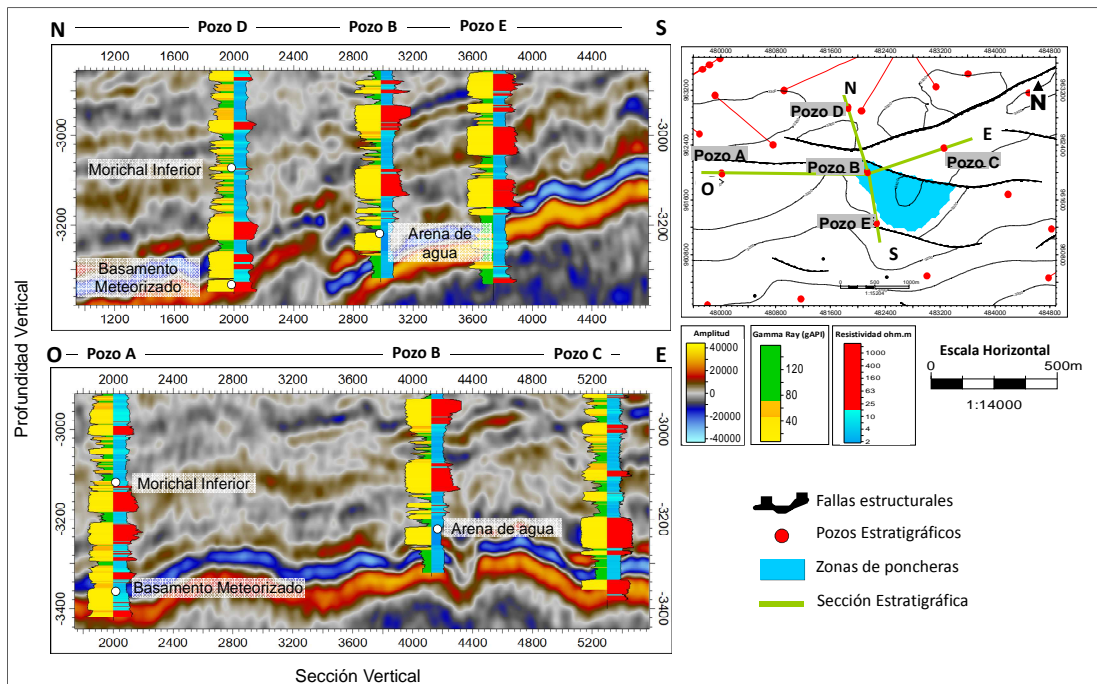


Fig. 4.1.7- Interpretación estructural de la zona de Ponchera

Al igual que en la zona del Acuífero se pudo observar que en las zonas de Ponchera actúan componentes estratigráficos/estructurales, donde los límites en una dirección obedecen a la continuidad lateral del geocuerpo que contiene el volumen de agua, mientras que en la otra, es generada por elementos estructurales como fallas y grábenes.

En la **Fig. 4.1.8** se muestra como ejemplo el registro eléctrico del pozo Q con cuatro (4) contactos agua-petróleo, tanto en la unidad Morichal Inferior como en

Morichal Medio; mientras que la sección estructural de la **Fig. 4.1.9**, nos muestra que dichos contactos no se interpretan en los pozos vecinos (R, S, X y Z).

El pozo Q se encuentra ubicado en el bloque más profundo del área de estudio, cuyo efecto estructural es observado hasta Miembro Jobo, en la parte superior de la columna estratigráfica. Las arenas saturadas de agua de la unidad Morichal Inferior se encuentran en inconformidad con respecto a las rocas ígneas metamórficas del basamento, y es posible que hayan quedado aisladas de otros cuerpos arenosos debido al sistema de fallas extensiva presentes, la cual crea una depresión en el área y coloca estas arenas en contacto directo con el basamento, tanto al norte, como al sur del pozo.

Las arenas saturadas de agua de la unidad Morichal Medio se encuentran concordantes con respecto a Morichal Inferior y se encuentran acuñadas estratigráficamente y estructuralmente contra el sistema de fallas del área. Los mapas de la **Fig. 4.1.9** nos muestran los contornos estructurales de la posible extensión de la ponchera, tanto en la unidad Morichal Inferior como en la unidad Morichal Medio.

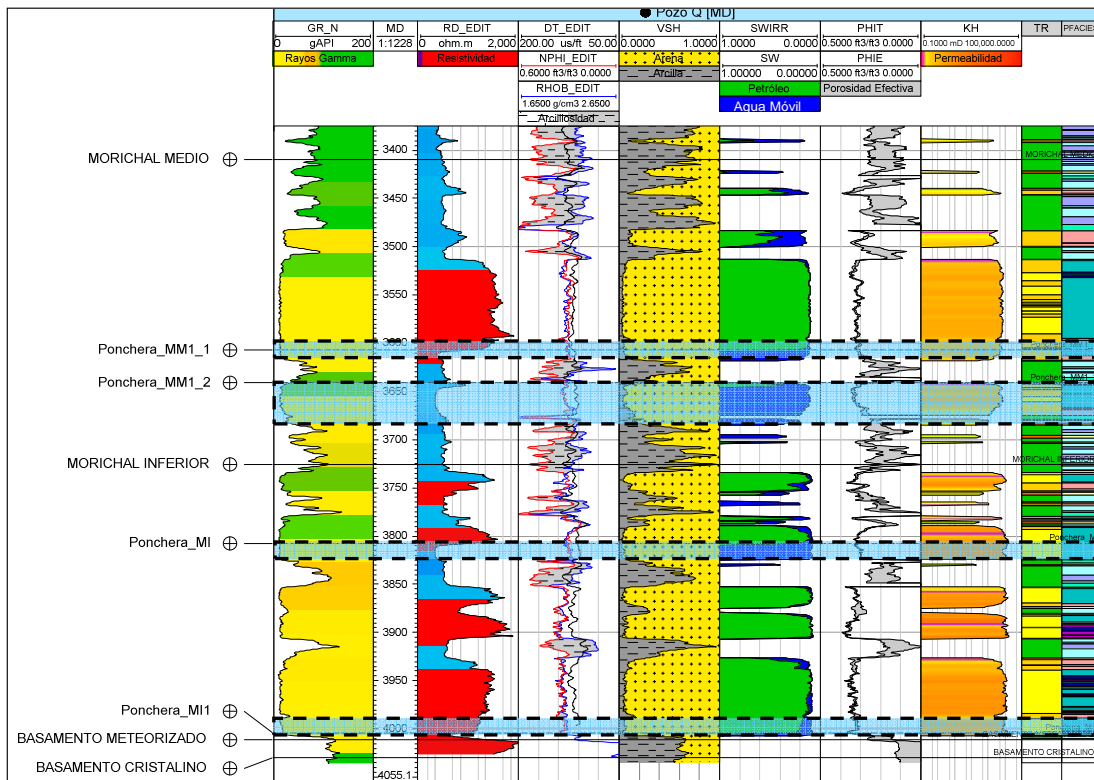


Fig. 4.1.8- Registro eléctrico del pozo Q con contactos agua-petróleo a diferentes niveles dentro de la columna estratigráfica

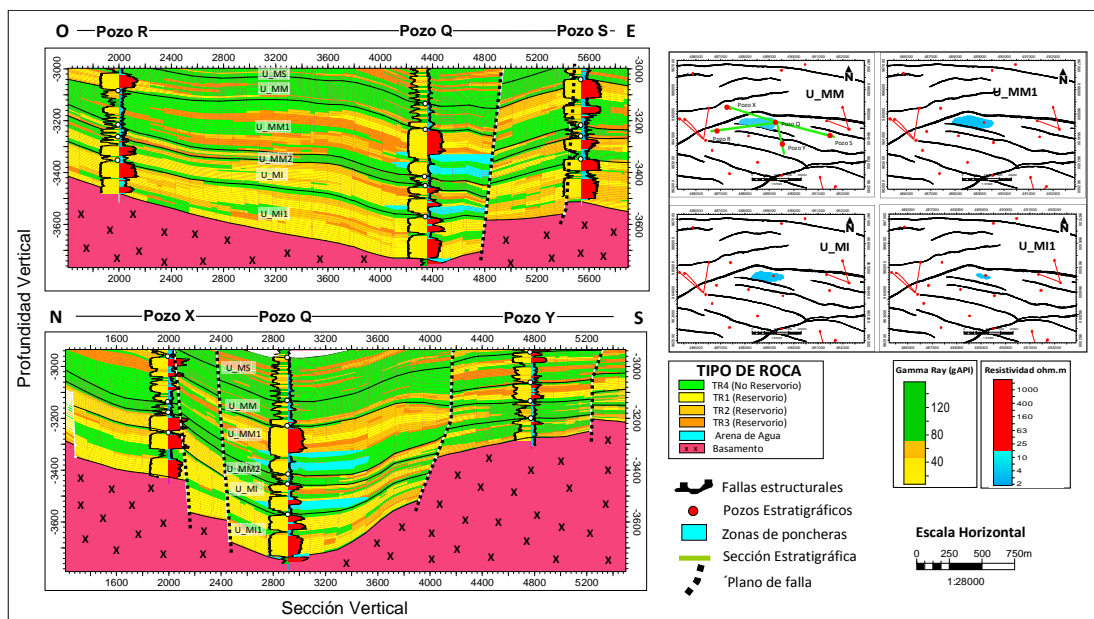


Fig. 4.1.9- Interpretación estructural de la zona de agua entrampada local o "Ponchera", en el pozo Q

4.1.2. Tipo 2- Zonas de agua móvil en zonas saturadas de petróleo

Estas zonas se caracterizan por poseer arenas de pobre calidad y resistividades entre 1 y 10 ohm.m, las cuales son mucho más difíciles de caracterizar ya que se encuentran en las zonas saturadas de petróleo pero con alta saturación de agua móvil. Estas zonas se pueden definir como zonas de transición y "Soggy Rocks".

4.1.2.1. Zonas de Transición Capilar

La diferencia de densidad entre el crudo extrapesado y el agua de formación obtenida a partir de las pruebas de PVT de los pozos del área, puede variar entre 0,08 y 0,02 g/cm³ **Tabla 4.1.1** y **Fig. 4.1.10** (Bitor/OCN/INTEVEP, 2001). Con una densidad del crudo tan cercana a la densidad del agua de formación, puede afectar la eficiencia del proceso de emulsificación entre las gotas de crudo y el agua lo que facilita la generación de zonas de transición.

Tabla 4.1.1- Diferencia de densidad entre el crudo extrapesado y el agua de formación del pozo GH02 (Bitor/OCN/INTEVEP, 2001)

| Presión (lpc) | Densidad del agua a condiciones de yacimiento (gr/cm) | Densidad del Petróleo (gr/cm) | Diferencia de Densidad |
|----------------------|--|--------------------------------------|-------------------------------|
| 15 | 1.0048 | 0.9810 | 0.0238 |
| 85 | 1.0049 | 0.9770 | 0.0279 |
| 200 | 1.005 | 0.9700 | 0.0350 |
| 450 | 1.0054 | 0.9570 | 0.0484 |
| 800 | 1.0058 | 0.9380 | 0.0678 |
| 1100 | 1.0062 | 0.9220 | 0.0842 |
| 1214 | 1.0064 | 0.9230 | 0.0834 |
| 1433 | 1.0067 | 0.9230 | 0.0837 |
| 2014 | 1.0075 | 0.9260 | 0.0815 |
| 2514 | 1.0081 | 0.9270 | 0.0811 |
| 3014 | 1.0088 | 0.9290 | 0.0798 |

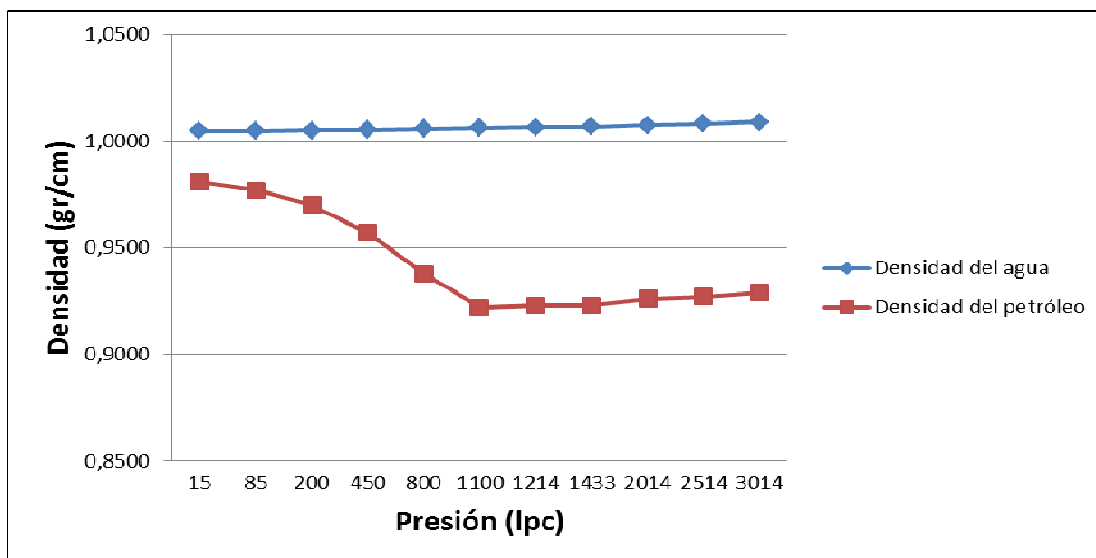


Fig. 4.1.10- Diferencia de densidad entre el crudo extrapesado y el agua de formación del pozo GH02 (Bitor/OCN/INTEVEP, 2001)

Adicionalmente, en la **Fig. 4.1.11** se observa las distintas curvas de presión capilar obtenidas de las muestras de núcleo del Miembro Morichal, donde se evidencia la heterogeneidad dentro de las arenas productoras. Las arenas del yacimiento que poseen las mejores propiedades al flujo de fluidos, las curvas de Pc se trasladan a la izquierda en el eje de ordenadas, presentado así menores saturaciones de agua irreducible. (Paris, M. 2001, Barandiaran, L. 2006 y Forrest, C. 1982)

La longitud de la zona de transición está controlada por la calidad de la roca producto de la variación del tamaño de grano y/o el grado de cementación de las arenas, teniendo mayor longitud en arenas con mayor porcentaje de tipos de roca de pobre calidad, lo que se asocia a radios de garganta de poros más pequeños, lo cual es más probable conseguir las en arenas de permeabilidades menores a 2 Darcy. (Villaruel, T. et al. 2013)

La altura de la zona de transición puede variar de pozo a pozo. Este aspecto es de cierta importancia, ya que puede relacionarse con los patrones de la producción de

los pozos horizontales perforados dentro de esta zona, pero que igual se traduce en altos cortes de agua poco después del inicio de la producción del mismo.

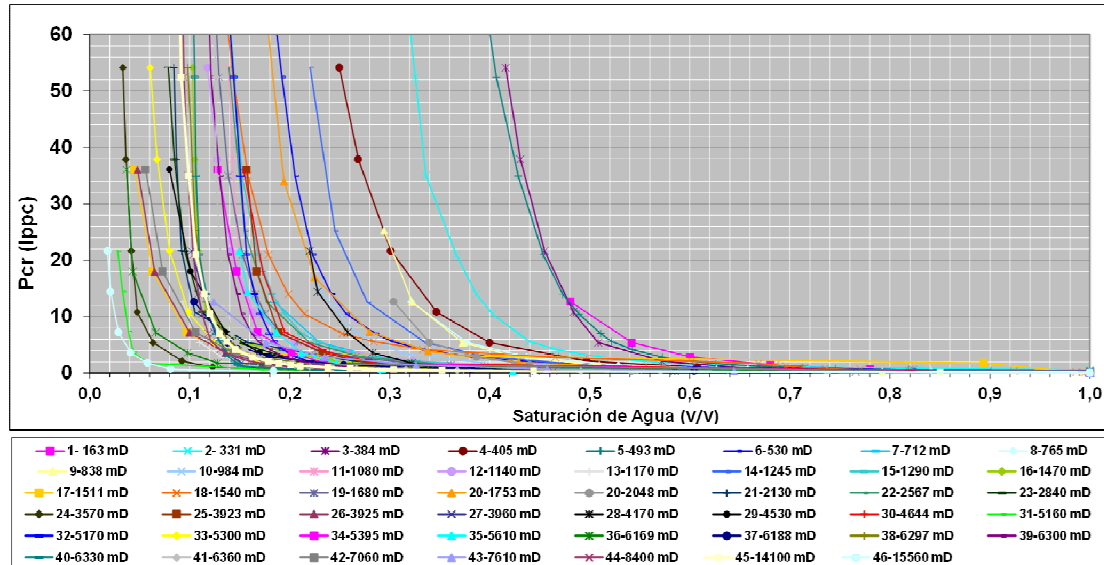


Fig. 4.1.11- Presión capilar a condición de reservorio del Miembro Morichal. (Brito, A. 2014)

En la unidad Morichal Inferior se pudo apreciar zonas de transición presentes en el Acuífero y en las zonas de Poncheras. A partir de los contactos de agua petróleo, se identificaron estas áreas zonas como se muestra en la figura de ejemplo para el pozo Z a un nivel de 3.686 pies TVDss. La caída de los valores de resistividad a través de un intervalo aparentemente uniforme es un buen identificador cualitativo de una zona de transición. **Fig. 4.1.12**

En la **Fig. 4.1.12** se muestra la unidad basal del pozo Z, el cual es uniforme en calidad y se caracteriza por una alta porosidad y permeabilidad de 30 a 33 % y de 2 a 10 Darcy respectivamente. Mediante la evaluación petrofísica se muestra la fluctuación vertical en la saturación de agua calculada dentro de la sección de arena. El contacto agua- petróleo está en la base de la arena quedando la mayor parte de la columna de petróleo bruto dentro de la zona de transición.

Hay que destacar que dentro del área de estudio no se han observado contactos agua petróleo invertido. Fenómeno que ha sido documentado en otras áreas de la Faja Petrolífera del Orinoco como los bloques de Ayacucho y Junín. (Villarroel, T. y Hernández R., 2013).

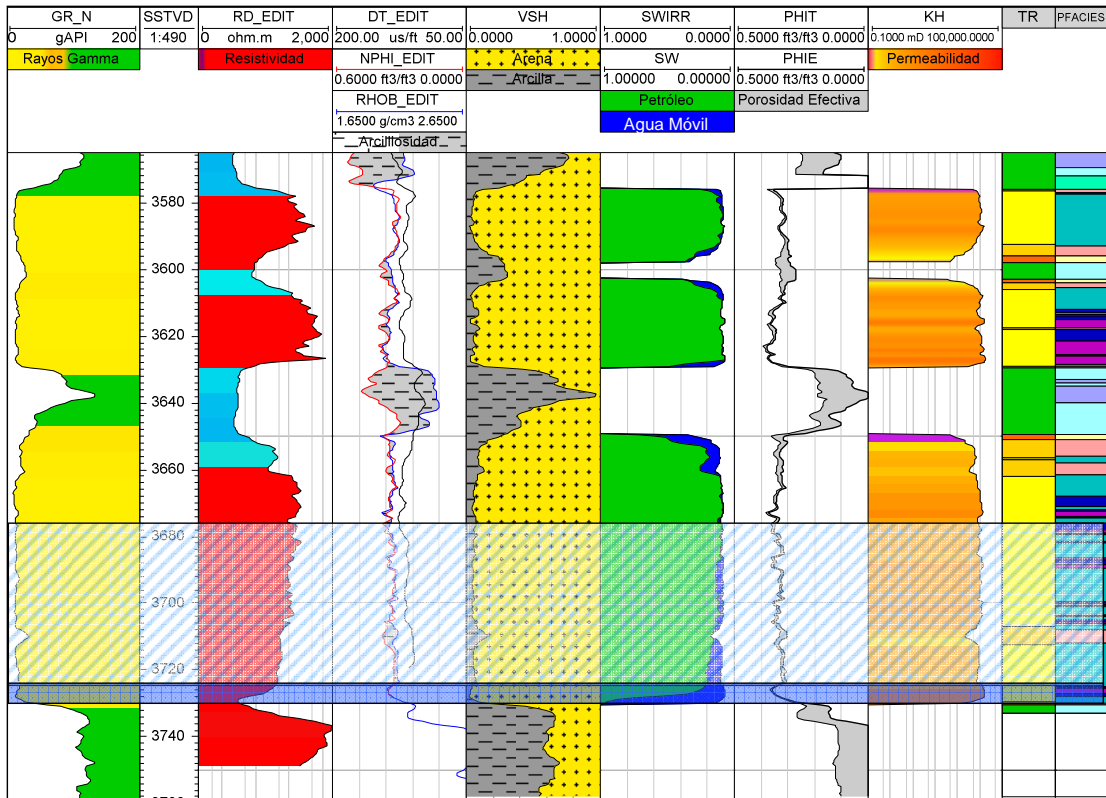


Fig. 4.1.12- Unidad basal del pozo Z, el cual muestra la fluctuación vertical en la saturación de agua debido a una posible zona de transición. El contacto agua petróleo se interpreta a -3.726 pies TVDss

4.1.2.2. Zonas de alta saturación de agua por litología o "Soggy Rocks"

En este caso, las acumulaciones de agua están controladas por un factor estratigráfico más que estructural. Estas zonas de agua atrapada por litología o "Soggy Rocks", se asocian a rocas reservorio de menor calidad, las cuales son

caracterizadas por la disminución del Índice de Calidad de Roca ICR o relación Permeabilidad/Porosidad. (Correa, D. y Guevara, E. 2015).

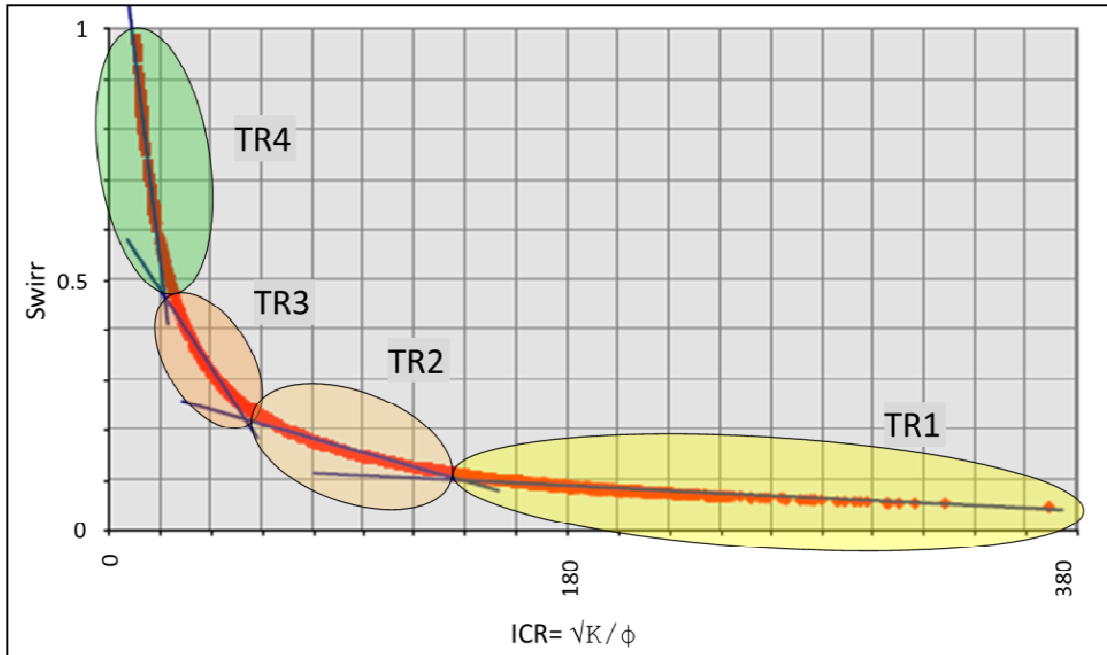


Fig. 4.1.13- Curva Agua Irreducible Vs. Índice Calidad Roca (ICR). (Correa, D. y Guevara, E. 2015)

Para el almacenamiento de la gota de petróleo dentro del cuerpo poroso, la presión capilar de la interface petróleo/agua debe exceder la presión de desplazamiento de los capilares, pero donde la permeabilidad decrece se hace más difícil superarla (Eishahawi, H. 1999). El índice de calidad de roca ($ICR = \sqrt{K/\phi}$), utiliza los valores de permeabilidad absoluta y porosidad medidas de los tapones de los núcleos con datos de presión capilar. La aplicación del gráfico ICR Vs. Swi, permite determinar los cambios en la pendiente de la curva, estableciendo rangos que representan Tipos de Roca (TR) en las arenas reservorio. (Correa, D. y Guevara, E. 2015) **Fig. 4.1.16**

En la definición de los TR por parte del Modelo Petrofísico (2015), se encuentra que aquellas facies no reservorio como lutitas y carbones, están asociadas a

TR4. Las rocas de mejor calidad, están asociadas a TR1 y TR2 y son las que poseen menor volumen de Swi.

Las rocas reservorio asociadas a TR3 poseen bajas relaciones K/PHI y altos volúmenes de Swi. Este tipo de roca al estar relacionadas a arenas de grano fino y arenas más compactas, el crudo (alta viscosidad) es probable que no haya conseguido desplazar completamente al agua durante el proceso de migración, dejando esa región poral llena de agua móvil. **Fig. 4.1.14**

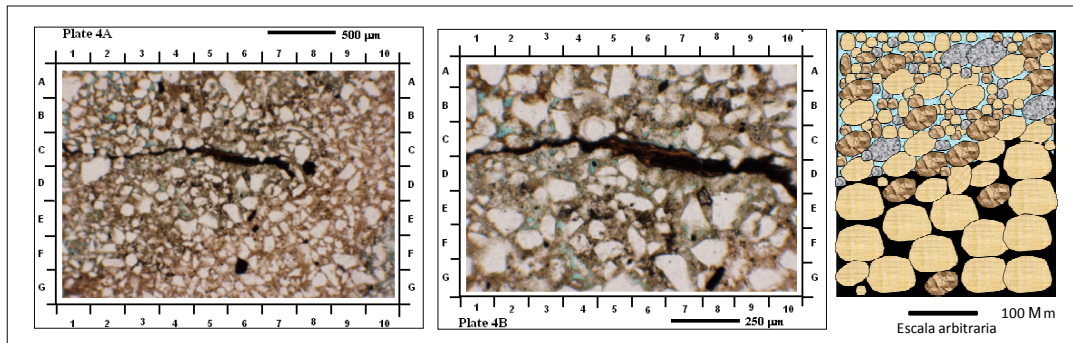


Fig. 4.1.14- Sección delgada H63ST1 y esquema de la interface agua/petróleo dentro del cuerpo poroso, en este fenómeno el crudo rellena solo parte del espacio poroso y deja dentro la roca cierto volumen de agua móvil

En los ambientes de tipo transicional que caracteriza a la unidad Morichal Medio (Laya, M. y Sebastiani, F. 2015), las intercalaciones de facies heterolíticas pudieron servir como barreras permeables para las vías de migración del crudo, por lo tanto es más común encontrar este tipo de zonas de agua. **Fig. 4.1.14**

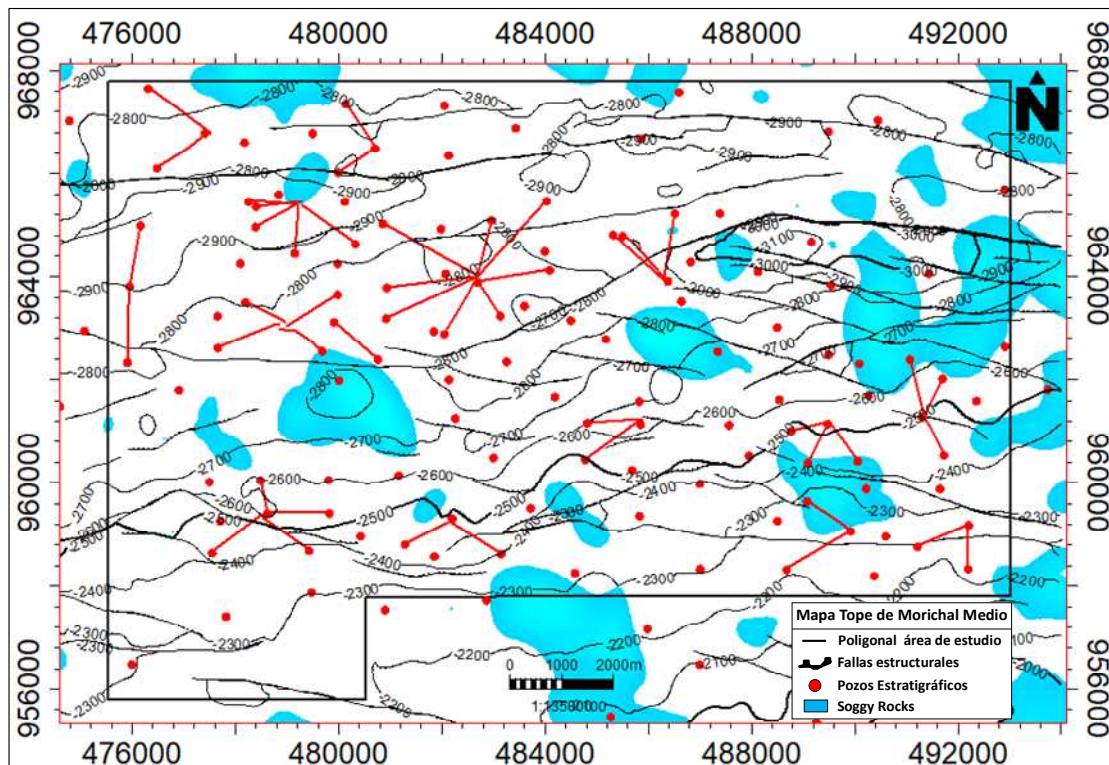


Fig. 4.1.15- Cartografiado Zonas con "Soggy Rocks" dentro de la unidad Morichal Medio

En la **Fig. 4.1.16**, las zonas donde se observa presencia de agua móvil (zona azul), el Tipo de Roca es de menor calidad (tipo de roca 2 y 3), evidenciado por la disminución de la porosidad y permeabilidad, interpretación generada por la respuesta de las curvas de densidad (RHOB) y Neutrón (NPHI), las cuales aumenta y disminuye respectivamente en dichas zonas, considerando así que está asociado a rocas con una composición de granos más finos y arenas más compactas; por tal motivo, el crudo presente (alta viscosidad) no pudo desplazar completamente al agua móvil en el proceso de migración.

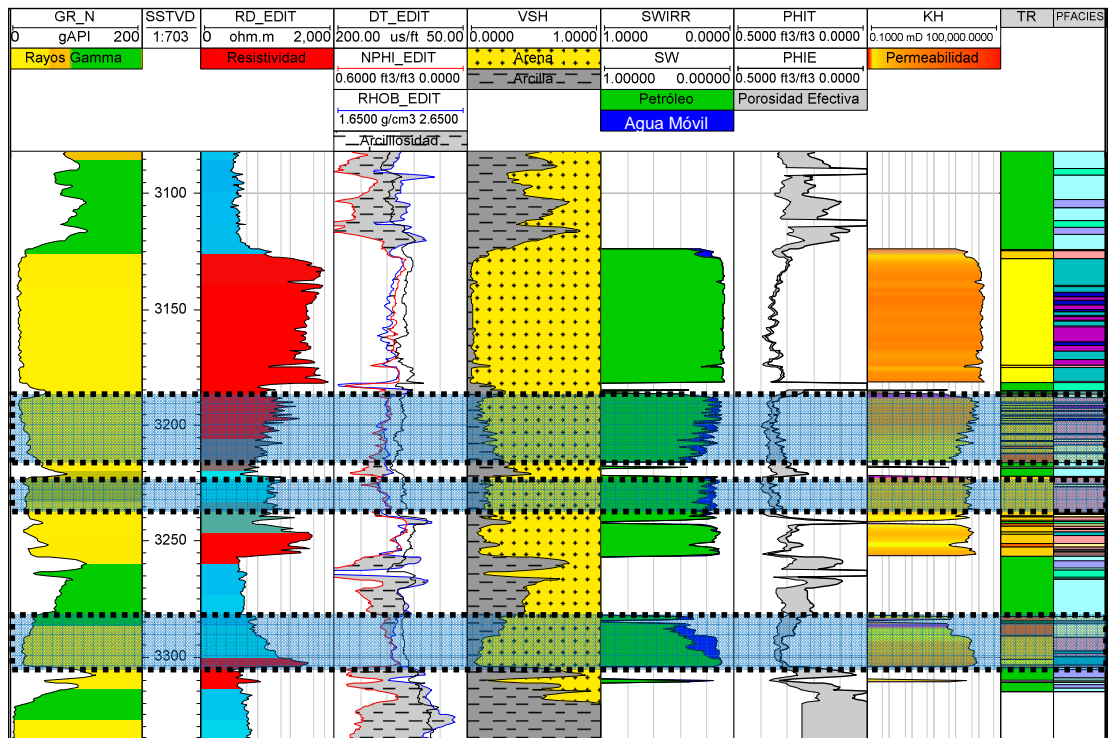


Fig. 4.1.16-Interpretación petrofísica (Franja Azul) de arenas con agua móvil entrampada por litología o "Soggy Rocks"

En la **Fig. 4.1.17** se observa el porcentaje de Tipos de Rocas interpretadas de los registros de pozos que presentan saturaciones de agua móvil entre 10% y 45%, descartando aquellos pozos donde se interpretaron contactos de agua petróleo. En esta gráfica los tipos de roca 2 y 3 presentan el mayor porcentaje de zonas de agua móvil, probablemente asociados a zonas tipo "Soggy Rocks" o zonas de Transición, aunque no se descarta la posibilidad de la presencia de zonas de agua tipo Ponchera no identificadas.

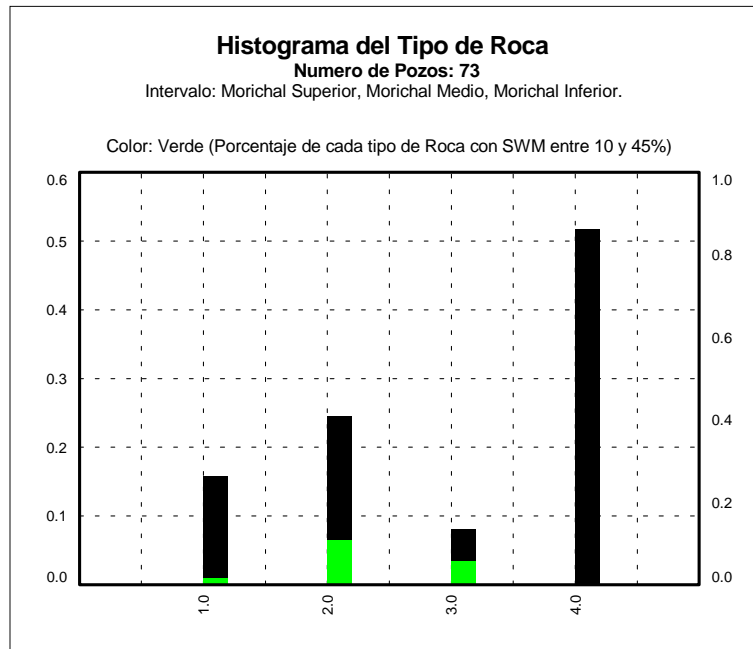


Fig. 4.1.17- Histograma de tipo de roca con saturación de agua móvil entre 10% y 45%

4.2. CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE AGUAS DE FORMACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO A TRAVÉS DEL ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DE SÓLIDOS DISUELTOS

4.2.1. Relaciones interelementales

En la **Tabla 4.2.1** se observa las concentraciones de las especies iónicas determinadas. En ella se puede notar la predominancia del catión Na^+ y el anión Cl^- , lo que indica que el balance iónico está influenciado en su mayoría por estas dos especies. Las concentraciones de Na^+ en las muestras de aguas de formación oscilan entre 133 y 15.184 mg/L, el anión dominante Cl^- por su parte los valores de concentración oscilan entre 212 y 24.492 mg/L. En cuanto al pH, los valores para el conjunto de muestras oscilan entre 6,90 y 8,80, este último valor indica que el ion predominante en la alcalinidad de las aguas es el bicarbonato.

En la **Fig. 4.2.1** se muestra la buena correlación existente entre Na^+ , K^+ y Mg^{+2} respecto a Cl^- y la pobre correlación con Ca^{+2} expresada por su bajo valor del coeficiente de correlación (R^2). Los gráficos parecen mostrar dos principales grupos de muestras ampliamente separados. El primero representados por los pozos GC5ST1, GD17, G10, GK31, G9, y el segundo con los pozos H63, GA1ST1, GC16ST1, GC2, GD4, GA10ST1 y GC11, mientras que, el pozo GJ1ST2 pudiera indicar una zona de mezcla entre dos grupos.

La correlación observada entre el Na^+ , Mg^{+2} y Cl^- **Fig. 4.2.1** (a) y (b) permite explicar en cierta manera que el tipo de agua encontrada en los acuíferos proviene de una misma fuente (posible influencia marina en la composición química de las aguas) (PDVSA, 2007). El valor de esta relación está asociado a la existencia de cambios de base debido a que el ion Na^+ es afectado por la retención con el terreno, el cual, es atribuido a procesos de intercambio iónico en las arcillas, mientras que el ion Cl^- no. (Custodio, E. y Llamas, M. 1983, citado por el Instituto Geológico y Minero de España y Consejo Insular de Aguas de Gran Canarias). No obstante no hay que olvidar que el valor de esta relación puede verse alterado por la meteorización de algunos silicatos, como las plagioclasas, los cuales podrían liberar sodio al agua. (Hidalgo, M.; Rey, J. y Cruz, J. 1996)

Por otro lado la correlación entre K^+ y Cl^- y su baja concentración, (c) puede ser originada por el intercambio del K^+ entre la fase acuosa y algún mineral (probablemente arcillas) presente como fase sólida **Fig. 4.2.5**. Mientras que la pobre correlación mostrada por el Ca^{+2} (d) parece apuntar a la existencia de una fuente adicional de este elemento probablemente asociado a minerales calcáreos o al proceso de intercambio iónico inverso, el cual implica la puesta en solución del Ca^{+2} (Adams, S., Titusa, R., Pietersenb, K., Tredoux, G. y Harrisd C. 2001).

La **Fig. 4.2.2** muestra la relación entre el Cl^- y los STD para las muestras estudiadas. La relación refleja un coeficiente de correlación lineal bastante bueno, lo

que parece indicar la influencia e importancia del Cl^- sobre el balance iónico y la concentración de STD en el área de estudio. Esta relación indica un aumento gradual de la especie iónica en función de las sales disueltas totales (SDT), lo que probablemente se deba al ambiente de depositación, ya que las aguas que hayan tenido interacción con sedimentos depositados en ambientes marinos a transicionales tendrán características salinas. (Custodio, E. y Llamas, M. 1976)

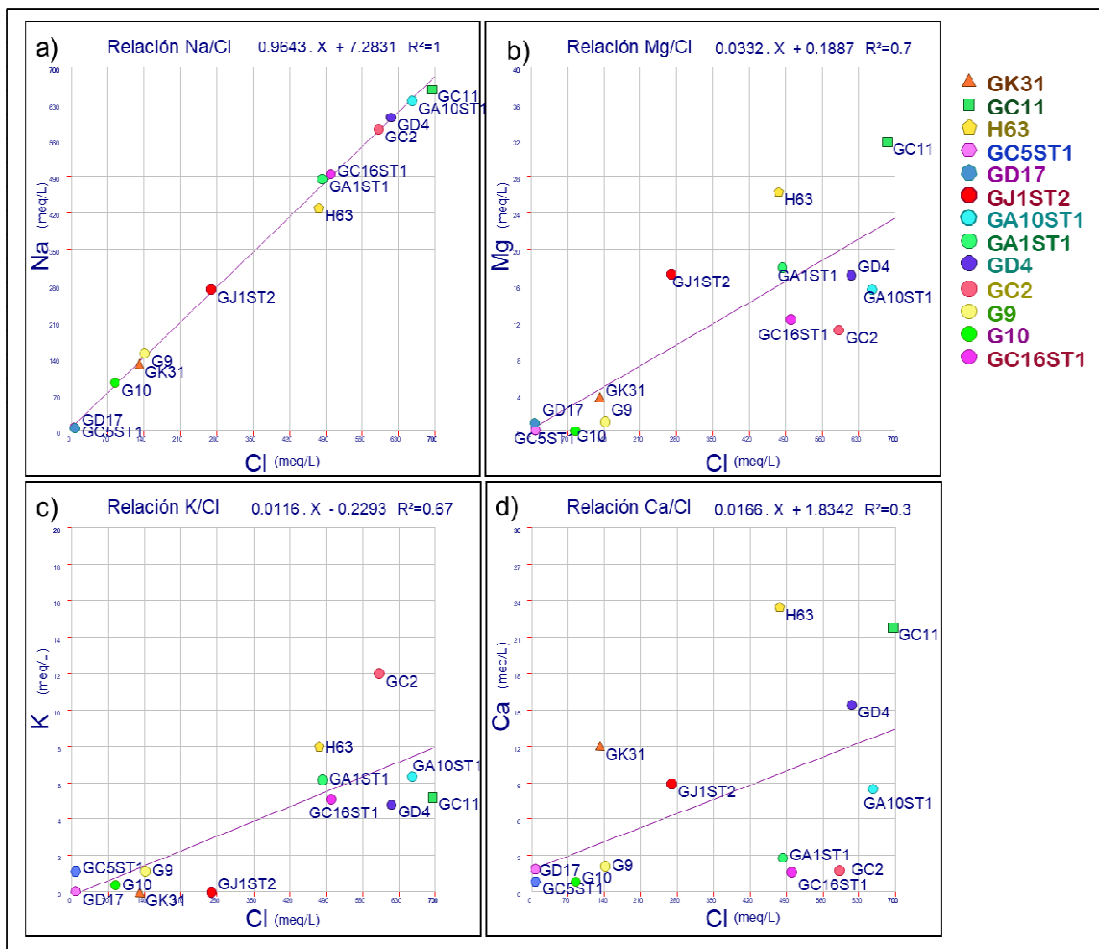


Fig. 4.2.1- Relaciones interelementales de Mg^{+2} , Ca^{+2} , K^+ y Na^+ respecto al Cl^-

Tabla 4.2.1- Resultados obtenidos en los diferentes análisis fisicoquímicos de las muestras de los pozos del área de estudio

| | | | | | ANIONES | | | | | | | CATIONES | | | | | | | | | | | | | | |
|---------|--------------|------|--------------------|------|-------------|----------------|----------------------------|-------------------------|---------------|----------------------|------------------|------------------|-------------------|-------------------|---------------------|------------|----------------------|-------------------|------------|------------------------|---------------------|----------------------------|----------------------|-----------|-------------------|--|
| | | | | pH | Cond. | Cloruros (@Cl) | Bicarbonato total (@ HCO3) | Carbonato total (@CO3=) | Sulfato @ SO4 | Hidróxido total (OH) | Total de Aniones | Sodio Total (Na) | Potasio Total (K) | Calcio Total (Ca) | Magnesio Total (Mg) | Bario (Ba) | Estroncio total (Sr) | Hierro Total (Fe) | Cobre (Cu) | Total de Cationes mg/L | Total de Jones mg/L | Salinidad equivalente NaCl | Total de Sólidos ppm | Na+ / Cl- | Error de medición | |
| POZO | TIPO DE POZO | UNID | Prof. TVDss (pies) | | Ms/ema 25°C | mg/L | mg/L | mg/L | mg/L | mg/L | mg/L | mg/L | mg/L | mg/L | mg/L | mg/L | mg/L | mg/L | mg/L | mg/L | mg/L | mg/L | ppm | ppm | | |
| GD17 | HOR | MM | 2486 | 6.90 | 677.51 | 212.00 | 123.00 | 0.00 | 105.00 | 0.00 | 440.00 | 197.00 | 3.30 | 24.00 | 2.50 | 0.30 | 0.10 | 3.40 | - | 230.60 | 670.60 | 522.51 | 670.60 | 1.4 | 0.01 | |
| GCSST1 | HOR | MM | 2810 | 6.90 | 662.25 | 217.00 | 81.00 | 0.00 | 41.00 | 0.00 | 339.00 | 133.00 | 47.00 | 19.00 | 2.40 | 0.20 | 0.00 | 4.70 | - | 206.30 | 545.30 | 415.22 | 545.30 | 0.94 | 0.01 | |
| G10 | VERT | MI | 3373 | - | - | 2949.00 | 331.00 | 71.00 | 250.00 | - | 3601.00 | 2166.00 | 17.00 | 17.00 | 1.00 | - | - | 15.00 | - | 2216.00 | 5817.00 | 5436.98 | 5817.00 | 1.1 | 0.04 | |
| GK31 | VERT | MI | 3356 | 7.50 | 14084.51 | 4560.00 | 1071.00 | - | 18.00 | - | 5649.00 | 2991.00 | - | 242.00 | 46.00 | 34.00 | - | 3.00 | - | 3316.00 | 8965.00 | 8090.47 | 8965.00 | 1.0 | 0.00 | |
| G9 | VERT | MM | 3181 | 8.02 | 14925.37 | 4948.00 | 735.00 | 0.00 | 241.00 | 0.00 | 5924.00 | 3459.00 | 46.00 | 43.00 | 14.00 | 2.00 | 6.00 | 46.00 | - | 3616.00 | 9540.00 | 8794.00 | 9540.00 | 1.1 | 0.03 | |
| GJ1ST2 | HOR | MI | 3536 | 7.38 | 33333.33 | 9475.00 | 2000.00 | 0.00 | 8.00 | 0.00 | 11483.00 | 6291.70 | - | 180.00 | 211.40 | 10.00 | - | 0.30 | - | 6693.40 | 18176.40 | 16904.50 | 18176.40 | 1.0 | 0.01 | |
| H63 | VERT | MM | 3085 | 7.90 | 35714.29 | 16829.00 | 913.00 | 5.00 | 105.00 | - | 17852.00 | 9919.00 | 314.00 | 473.00 | 321.00 | 2.99 | 34.80 | 45.70 | - | 11110.49 | 28962.49 | 28144.66 | 28962.49 | 0.91 | 0.00 | |
| GA1ST1 | HOR | MI | 3061 | 8.80 | 47619.05 | 17061.00 | 1687.00 | 126.00 | 86.00 | 0.00 | 18960.00 | 11207.00 | 243.00 | 58.00 | 220.00 | 0.20 | 15.00 | 0.70 | - | 11743.90 | 30703.90 | 29421.00 | 30703.90 | 1.0 | 0.01 | |
| GC16ST1 | HOR | MM | 2455 | - | - | 17650.00 | 863.00 | 88.00 | 14.00 | - | 18615.00 | 11411.00 | 200.00 | 34.00 | 150.00 | - | - | 0.20 | 10.00 | 11805.20 | 30420.20 | 29744.19 | 30420.20 | 1.00 | 0.05 | |
| GC2 | HOR | MI | 2877 | - | - | 20900.00 | 949.00 | 50.00 | 60.00 | - | 21959.00 | 13401.00 | 470.00 | 36.80 | 136.00 | - | - | 0.20 | 14.10 | 14058.10 | 36017.10 | 34957.19 | 36017.10 | 0.99 | 0.03 | |
| GD4 | HOR | MI | 3027 | 7.90 | 71428.57 | 21743.00 | 1754.00 | 0.00 | 62.00 | 0.00 | 23559.00 | 13916.00 | 190.00 | 310.00 | 210.00 | 2.00 | 30.00 | 0.10 | - | 14658.10 | 38217.10 | 36878.08 | 38217.10 | 0.99 | 0.02 | |
| GA10ST1 | HOR | MI | 3173 | - | - | 23159.00 | 866.00 | 5.00 | 63.00 | - | 24093.00 | 14668.00 | 249.00 | 171.00 | 190.00 | - | - | 0.70 | 19.00 | 15297.70 | 39390.70 | 38641.07 | 39390.70 | 0.98 | 0.01 | |
| GC11 | HOR | MI | 2818 | 7.40 | 602730.00 | 24492.00 | 1830.00 | 5.00 | 1.60 | 0.00 | 26328.60 | 15184.00 | 207.00 | 440.00 | 389.00 | 5.00 | 57.00 | 0.15 | - | 16282.15 | 42610.75 | 41367.00 | 42610.75 | 0.96 | 0.00 | |

Prof.: Profundidad; Cond.: Conductividad; HOR: Horizontal; VERT: Vertical; MM: Morichal Medio; MI: Morichal

Inferior

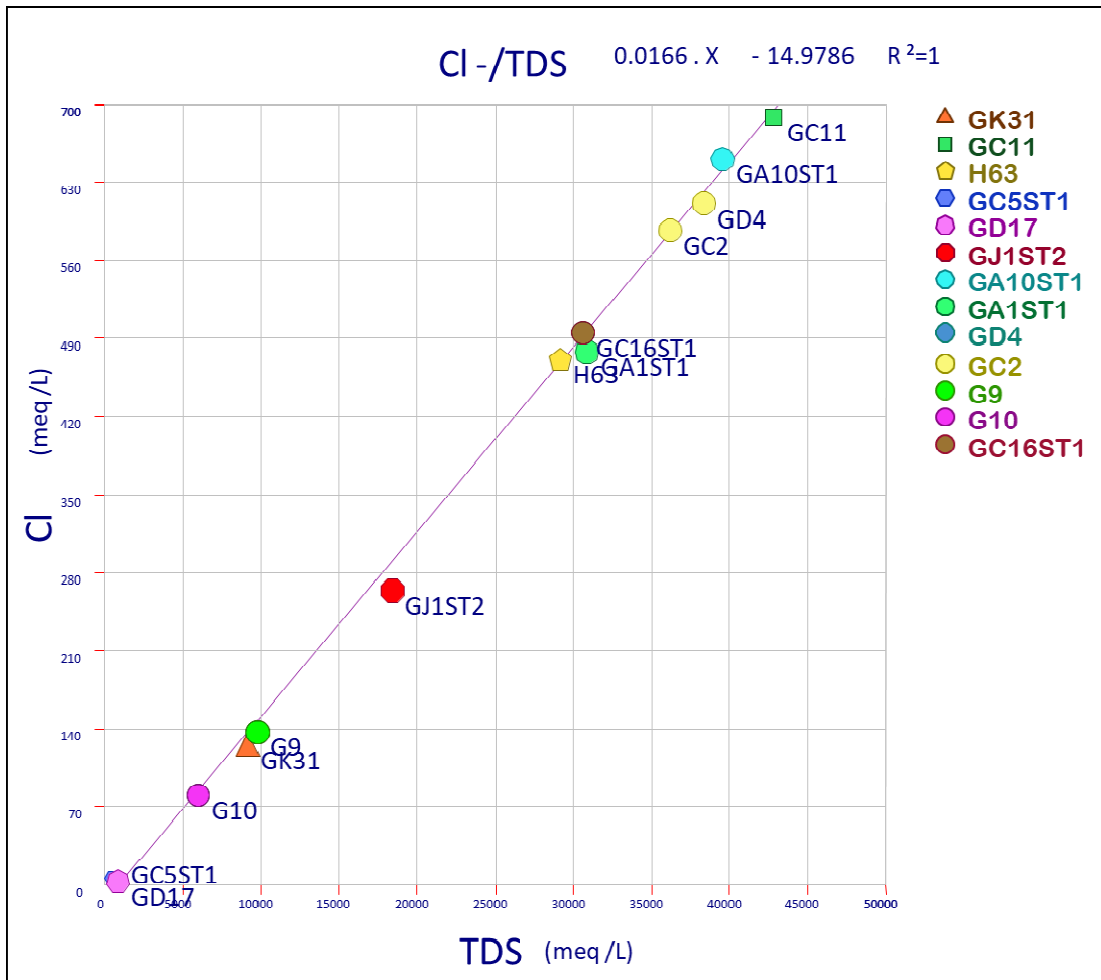


Fig. 4.2.2- Relación entre el Cl⁻ y los STD para las muestras analizadas

Otra relación usada fue la de Na⁺ y STD frente al HCO₃⁻, mostrada en la Fig. 4.2.3, en donde se observa cuatro grupos principales de aguas: (1) grupo caracterizado por tener la mayor concentración de STD, son de características connatas y la ubicación espacial de estas muestras es en las zonas interpretadas como Poncheras; (2) el segundo grupo de muestras al igual que el primero, se ubican en la zona sur del campo, poseen características generales muy similares que el grupo 1, pero se encuentran por debajo en las concentraciones de HCO₃⁻, (3) el tercer grupo se asocia a las muestras con menores concentraciones de STD, especialmente se encuentran ubicadas en la zona del acuífero y la unidad Morichal Medio, estas muestran un patrón en la clasificación de Piper de aguas connatas, sin embargo se

encuentran por debajo de las concentraciones de SDT de las del grupo 1 y 2, esto indica que el grupo tres presenta un factor de dilución asociado a procesos de incorporación de aguas más recientes, hecho que se comprueba con el enriquecimiento en SO_4^- encontrados en algunas muestras, similar a lo observado por Volcán, J. (2015). Un cuarto (4) tipo de agua, pareciera estar indicando una zona de mezcla entre las aguas del grupo 1 y 3. La ubicación espacial de la muestra se encuentra representada por el pozo GJ1ST2 (cercana a la falla norte), podría estar relacionando una posible zona de mezcla entre las aguas del Acuífero al norte y las aguas de las zonas sur del campo.

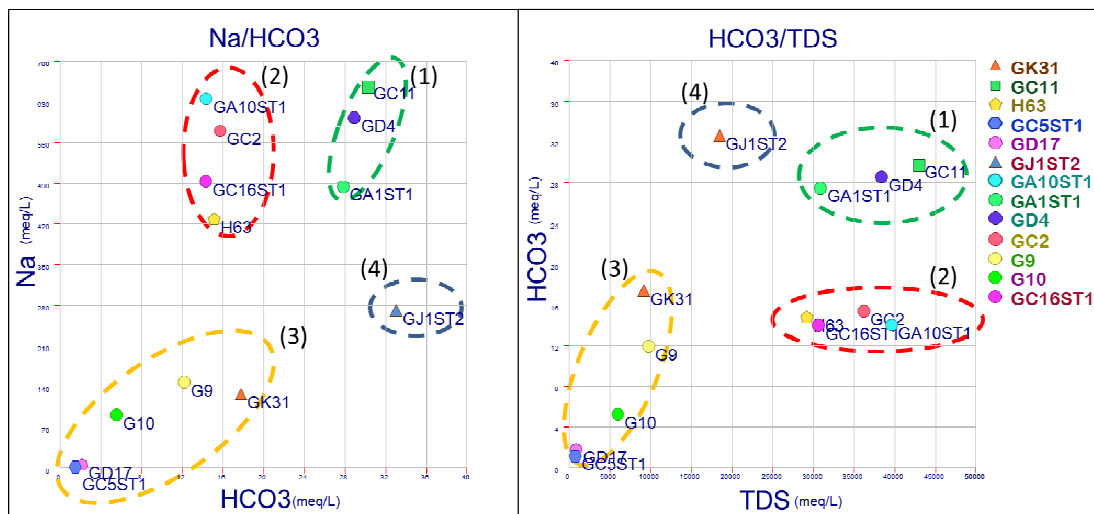


Fig. 4.2.3- (a) Relación $\text{Na}^+/\text{HCO}_3^-$. (b) Relación $\text{HCO}_3^-/\text{STD}$

Collins, A. (1975) indica que cuando las aguas subterráneas tienen un origen marino la relación Na^+/Cl^- presenta una relación lineal. En la **Fig. 4.2.4** se correlacionan el ion Cl^- Vs. Na^+ observando buena correlación lineal, incluso en las muestras que presentan cierto grado de dilución ubicadas en el acuífero y en la unidad Morichal Medio.

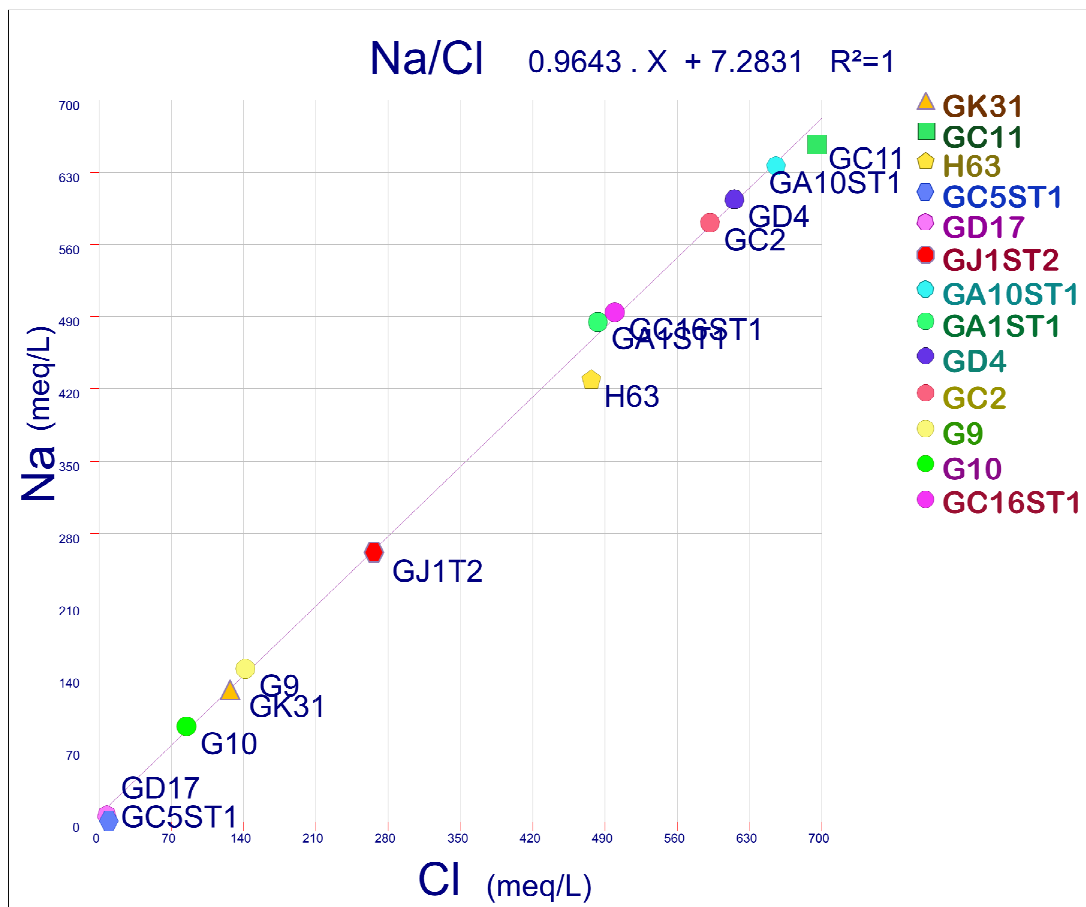


Fig. 4.2.4- Relación Na^+/Cl^-

En la **Tabla 4.2.1** se muestran los resultados obtenidos de la relación molar de Na^+/Cl^- de las muestras de agua de formación. La mayoría del conjunto de muestras presentan un valor en la relación molar menor o igual a 1, lo que indica que todas estas muestras pueden ser clasificadas como aguas de origen connato; a excepción de la muestra CD17 cuyo valor de la relación molar es mayor a 1 indicando que un posible origen meteórico. Más sin embargo, debido a lo general que puede llegar a ser la clasificación de Sulin este método no puede ser utilizado del todo como concluyente. Esta relación apoyaría los resultados gráficos obtenidos en los diagramas de Piper y las figuras de Stiff, pero donde muestra discrepancia abre la hipótesis de una posible zona de mezcla de aguas o de intercambio iónico.

Tabla 4.2.2- Clasificación de las muestras según la relación $(\text{Na}^+ - \text{Cl}^-) / \text{SO}_4^{2-}$

| Pozo | $(\text{Na}^+ - \text{Cl}^-) / \text{SO}_4^{2-}$ | Clasificación |
|---------|--|---------------------------|
| GD17 | 1,2 | Tipo Bicarbonato de Sodio |
| G10 | 2,1 | |
| GK31 | 3,9 | |
| G9 | 2,2 | |
| GJ1ST2 | 38,2 | |
| GA1ST1 | 3,4 | |
| GC5ST1 | 1,7 | Tipo Cloruro de Calcio |
| H63 | 1,6 | |
| GC16ST1 | 0,1 | Tipo Cloruro de Magnesio |
| GC2 | 0,6 | |
| GD4 | 0,5 | |
| GA10ST1 | 1,0 | |
| GC11 | 1,0 | |

La relación $(\text{Na}^+ - \text{Cl}^-) / \text{SO}_4^{2-}$, indica que para el conjunto de muestras se encuentran entre aguas de tipo Bicarbonato de sodio, tipo Cloruro de Calcio y tipo Cloruro de Magnesio debido a los valores que se presentan en la **Tabla 4.2.2**.

Los procesos de intercambio catiónico desempeñan un papel importante en el control de la composición química de las aguas subterráneas (PDVSA, 2007). En la **Fig. 4.2.5** se observa la relación entre $\text{Ca}^{+2} + \text{Mg}^{+2} - \text{HCO}_3^- - \text{SO}_4^{2-}$ en función de $\text{Na}^+ + \text{K}^+ - \text{Cl}^-$. Este proceso de intercambio catiónico es inicialmente un proceso electrostático, los cationes de mayor carga y aquellos con menor radio de solvatación son adsorbidos preferiblemente dentro de un sustrato intercambiable, tales como las arcillas, debido a su mayor afinidad a la superficie y porque ellos pueden llegar más cerca de dicha superficie. (Yamanaka, M. Nakano T. y Tase N. 2005)

Para las muestras ubicadas en el cuarto cuadrante posiblemente el proceso dominante sea el intercambio iónico inverso, y para las ubicadas en el segundo cuadrante el proceso sería el intercambio catiónico directo (Morgan, K. y Jankowski, J. 2004). En la ausencia de reacciones de intercambio iónico, los puntos caerían cerca

o sobre el origen. Pero el hecho que los puntos se ajusten a la recta con una pendiente negativa y cercana a la unidad (-0,9) sugiere que las reacciones de intercambio catiónico están ocurriendo en el sistema (Jalali, M. 2005).

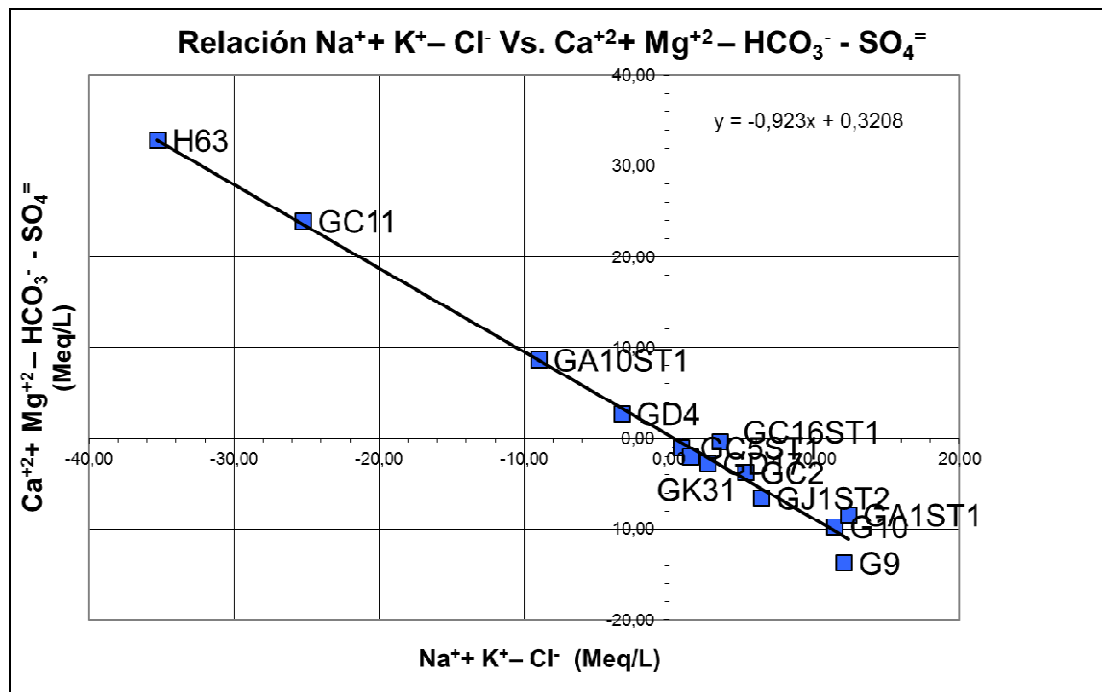


Fig. 4.2.5- Relaciones de intercambio catiónico (Modificado de Jalali, M. 2005)

Al realizar un análisis de la distribución espacial de las especies químicas, los valores más altos de concentración de las especies Cl⁻, Na⁺, K⁺, y Mg⁺² están ubicados hacia el SE del área de estudio, a diferencia de la distribución espacial del SO₄⁼ cuyos valores mayores de concentración se encuentran hacia el NE.

Aunque las reacciones y procesos químicos que se desarrollan en las aguas de formación son muy variados, por lo general, las aguas con menor tiempo de permanencia en el subsuelo son de composición bicarbonatada, luego pasa a predominar el sulfato, y finalmente evolucionan a aguas más cloruradas (Sánchez, F. 2012). Las mayores concentraciones de Na⁺ y Cl⁻ explicarían que hacia el sur del área

las aguas tengan mayor tiempo de permanencia en el terreno que hacia el resto del campo.

4.2.2. Caracterización de las aguas de formación mediante diagramas gráficos

El análisis del diagrama de Piper permitió identificar que las muestras se encuentra representada por un grupo predominante de aguas tipo Na^+ - Cl^- (Clorurada Sódica), las cuales son probablemente de origen químico semejantes y ricas en Cl^- , Na^+ y K^+ . **Fig. 2.2.1**

El origen de las aguas tipo Na^+ - Cl^- por lo general está asociado a la concentración de sales por procesos de intercambio catiónico o por mezcla de aguas meteóricas con paleoaguas marinas, es decir, la presencia de aguas de origen marino, acumuladas durante eventos geológicos (Yamanaka, M. Nakano T. y Tase N. 2005), lo que indica la progresiva salinización de las aguas debido al mayor tiempo de interacción agua-roca. Además de estas características la mayor parte de las muestras presentan una alta concentración de sólidos disueltos.

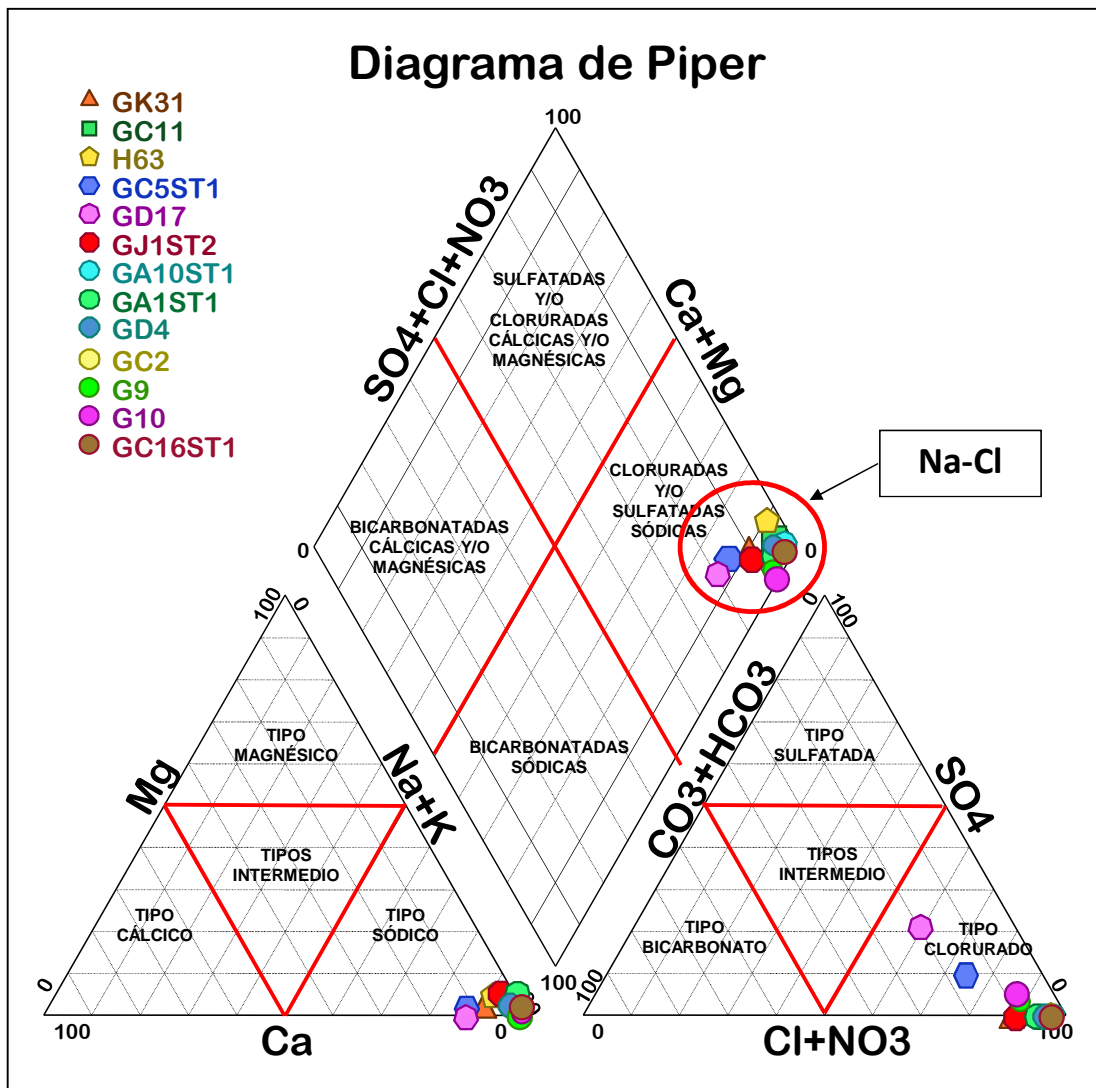


Fig. 4.2.6- Diagrama de Piper para muestras de agua de Formación Oficina Miembro Morichal del área de estudio (Piper, A. 1953)

Mediante el uso de los diagramas de Stiff, se pudo observar que la mayoría de las muestra presenta una alta predominancia de Cl^- y Na^+ y con mayor tendencia en las zonas asociadas a Ponchera Fig. 4.2.7, Fig. 4.2.8 y Fig. 4.2.9. Las figuras de Stiff obtenidas de los pozos GC5ST1 y GD17, los cuales se encuentran a nivel de la unidad Morichal Medio, difirieren en la concentración de Cl^- y Na^+ de las muestras del resto del campo, las cuales presenta una mayor disolución en su concentración.

En algunos casos, la relación de Sulin de Na^+/Cl^- cercana a uno (1) **Tabla 4.2.1** pudiera estar indicando la existencia de una zona de mezcla entre aguas o de intercambio en los diferentes acuíferos presentes en el yacimiento.

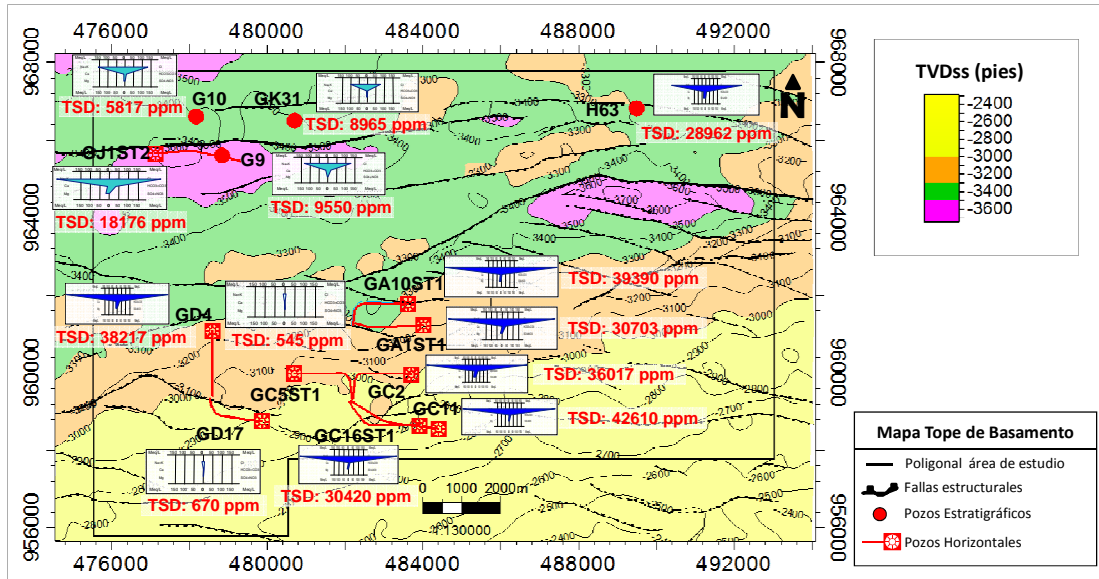


Fig. 4.2.7- Distribución areal de la salinidad del agua representada con diagramas de Stiff

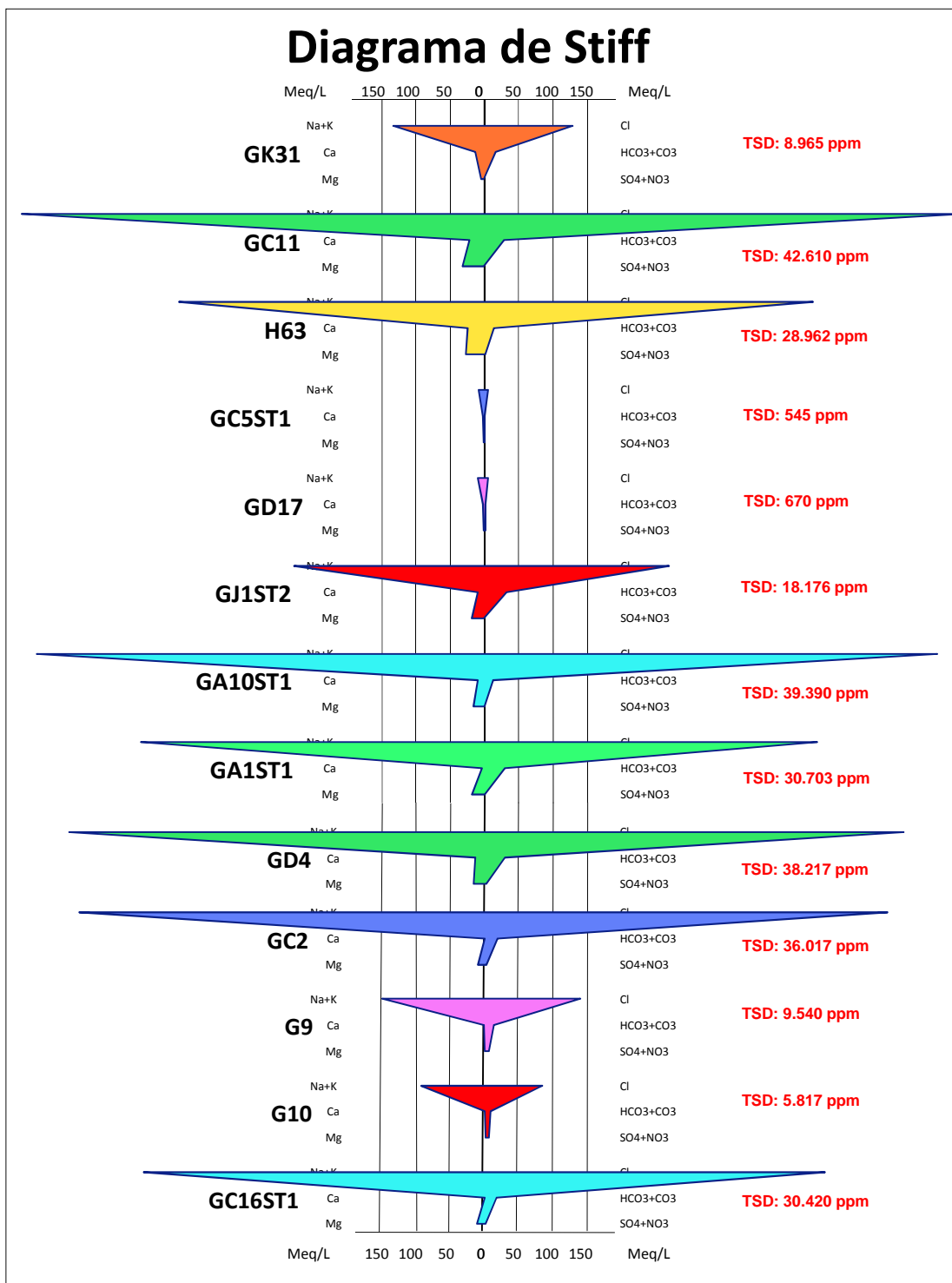


Fig. 4.2.8- Comportamiento de las agua de formación del campo mediante el uso de Diagramas de Stiff (Stiff, H. 1951)

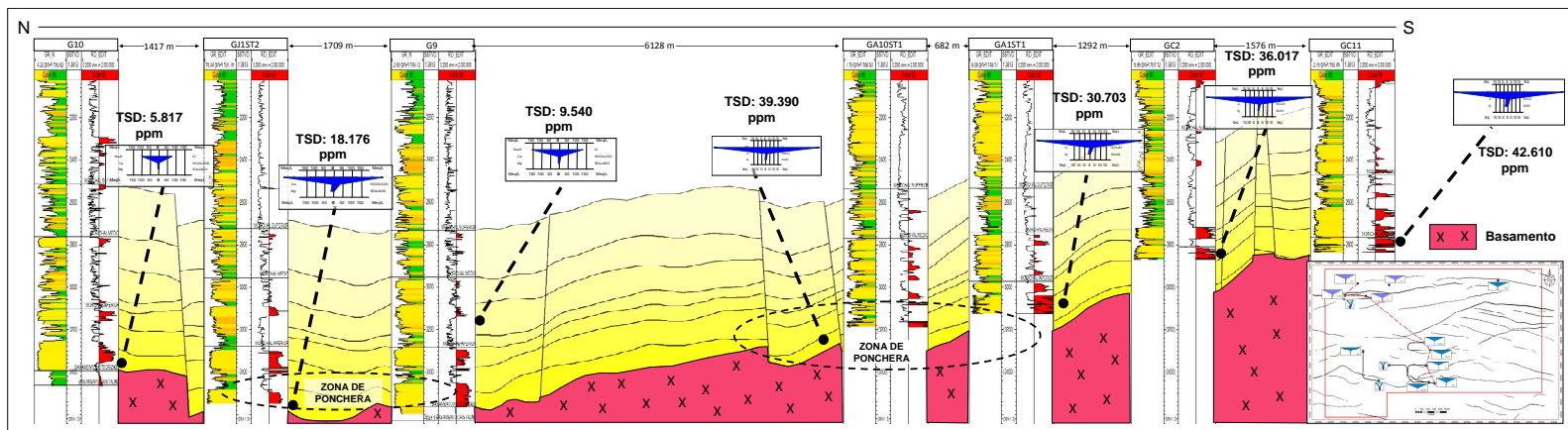


Fig. 4.2.9- Ubicación en perfiles de las figuras de Stiff para las muestras de aguas de formación del área de estudio

Mediante el uso del diagrama de Schoeller se pudo comparar el patrón de las aguas dentro del campo, mostrando dos grupos de muestras que siguen una firma geoquímica distintivas con variaciones en sus relaciones iónicas y en la concentración de Cloruros.

Estas variaciones muestran dos grupos de agua: (1) concentraciones más altas de $\text{Na}^+ - \text{Cl}^-$ con concentraciones de $\text{Mg}^{+2} > \text{Ca}^{+2}$ que están relacionadas a las zonas de Ponchera y aguas de la unidad Morichal Inferior, (2) un grupo de muestras asociada a concentraciones menores de $\text{Na}^+ - \text{Cl}^-$ donde el $\text{Ca}^{+2} > \text{Mg}^{+2}$, el cual están relacionadas al acuífero y a la unidad Morichal Medio **Fig. 4.2.10**. Estas aguas con mayores concentraciones de Ca^{+2} y SO_4^{2-} , probablemente poseen un menor tiempo de interacción con el medio poroso correspondiendo a aguas menos evolucionadas.

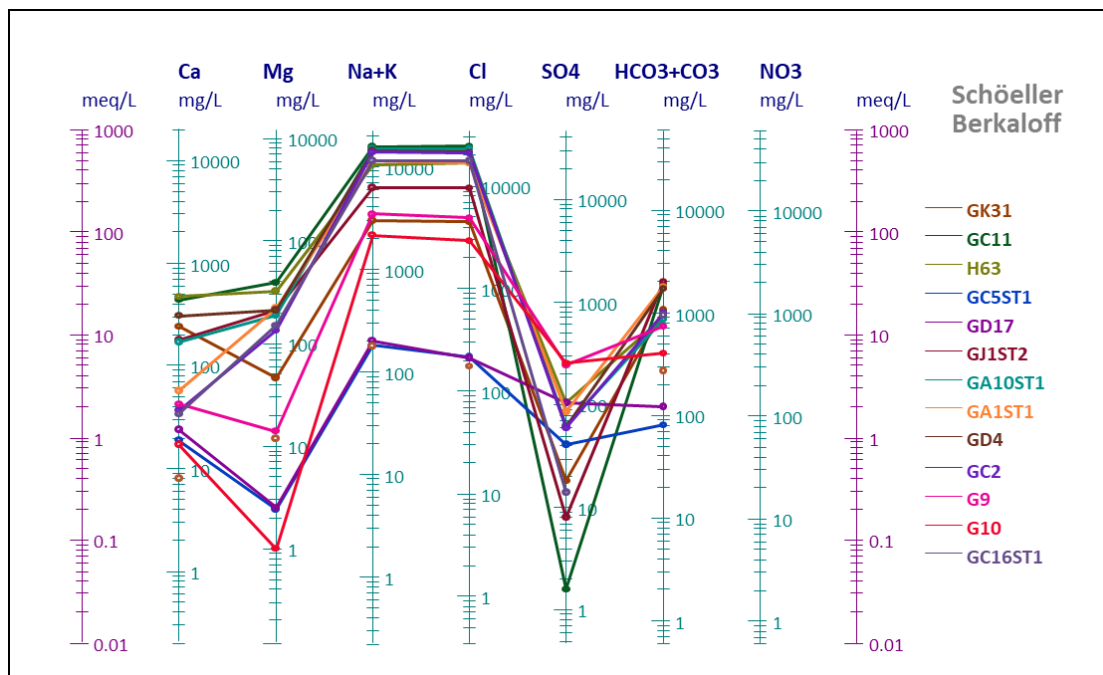


Fig. 4.2.10- Diagrama de Schoeller- Barkaloff con las muestras aguas de formación (Schoeller, H. 1962)

4.2.3. Salinidad

Según Hem, J. (1970) basado en los valores de sales totales disueltas (STD) se observaron que los pozos GC11, GA10ST1, GD4 y GC2, se encuentran con valores por encima de los 35.000 mg/L, considerando que presentan aguas de tipo salmueras. Los pozos H63, GJ1ST2, GA1ST1 Y GC16ST1 muestran valores entre 10.000 a 35.000 mg/L, por lo que se poseen aguas de tipo salinas. Existen tres muestras que tienen una cantidad de STD que está dentro del rango de aguas salobres con concentraciones entre 1000 y 10000 mg/L comprendida por los pozos GK31, G9 y G10, y, por último, los pozos GC5ST1 y GD17, donde se observaron aguas dulces las cuales presentan concentraciones menores que 1000 mg/L en sólidos totales disueltos (STD). **Tabla 4.2.3**

De las muestras analizadas se puede observar que las variaciones en la concentración en ppm equivalentes de cloruro de sodio (NaCl), se puede asociar a tres grupos de las diferentes fuentes de agua:

- a) Grupo A: Caracterizado por aguas salobres a dulces con salinidades menores a los 10.000 mg/L de NaCl, representado por las muestras de agua provenientes del acuífero y algunos pozos productores de Morichal Medio.
- b) Grupo B: Caracterizado por aguas salinas con salinidades ubicadas entre los 10.000 - 35.000 mg/L de NaCl, la mayoría de las muestras pertenecen a pozos localizados al sur de la falla norte muy cercano al Acuífero, lo que podría estar relacionado a una zona de mezcla.
- c) Grupo C: Caracterizado por altas salinidades mayores a 35.000 mg/L de NaCl. Estas salmueras de origen connato predominan en Morichal Inferior y normalmente están asociadas a las zonas de Ponchera al sur del campo.

Tabla 4.2.3- Salinidad equivalente NaCl de los pozos con muestras de agua

| Pozo | Tipo de pozo | Miembro | Cloruros mg/L | Salinidad equivalente (NaCl) ppm | |
|---------|--------------|-------------------|----------------|----------------------------------|-------|
| G10 | Vertical | Morichal Inferior | 2949 | 5437 | |
| GK31 | | | 4560 | 8090 | |
| G9 | | Morichal Medio | 4948 | 8794 | |
| H63 | | | 16829 | 28145 | |
| GC1ST4 | Horizontal | Morichal Inferior | 9549 | 16138 | |
| GJ1ST2 | | | 9475 | 16905 | |
| GJ11 | | | 11005 | 18600 | |
| GJ4 | | | 11180 | 18895 | |
| GJ7ST2 | | | 11280 | 19064 | |
| GJ21ST1 | | | 12780 | 21599 | |
| GJ20 | | | 13845 | 23399 | |
| GJ26 | | | 14100 | 23830 | |
| GA1ST1 | | | 17061 | 29421 | |
| GH17ST1 | | | 18676 | 31565 | |
| GC2 | | | 20900 | 34957 | |
| GD4 | | | 21743 | 36878 | |
| GA10ST1 | | | 23159 | 38641 | |
| GC11 | | | 24492 | 41367 | |
| GJ2 | | | 26625 | 44999 | |
| GH22ST1 | | | 20860 | 36205 | |
| GA8ST1 | | | Morichal Medio | 28537 | 45688 |
| H41 | | | | 20058 | 34315 |
| HB10ST1 | | 21250 | | 36978 | |
| GC16ST1 | | 17650 | | 29744 | |
| GC15 | | 17600 | | 29746 | |
| GC5ST1 | | 217 | | 415 | |
| GD17 | | 212 | | 523 | |
| GC9ST1 | | 8117 | 13719 | | |

El agua producida con salinidades por encima de los 30,000 mg/L de NaCl, incluso hasta valores de 44,000 mg/L de NaCl, ha sido un marcador de gran importancia para discretizar la ubicación de las Poncheras de las aguas del Acuífero, ya que este último presenta valores de salinidad menores a 15.000 mg/L de NaCl.

En la **Fig. 4.2.11** se muestra la variabilidad de la salinidad del agua de formación dentro de la unidad Morichal Inferior en el área de estudio, en donde se

evidencia las zonas de Ponchera con valores de salinidad mayores a 30.000 mg/L, mientras que los pozos que están ubicados hacia la parte norte poseen rangos menores de salinidad. Esta distribución de fluidos tiene cierta consistencia si se considera que pudo existir un régimen hidrodinámico distinto en cada una de las unidades del Miembro Morichal ajustado a la configuración estructural del área de estudio.

Al comparar las aguas de las unidades estratigráficas superiores, las cuales no forman parte del este estudio; se observa que la salinidad disminuye al movernos hacia el tope de la columna, hasta llegar a los acuíferos activos de la Formación Mesas-Las Piedras. De acuerdo al modelo sedimentológico del área, el Miembro Morichal está representado por un complejo estuarino de grandes dimensiones, el cual posee características de aguas marinas y aguas dulces (Laya, M. y Sebastiani, F. 2015). En este ambiente existen intercalaciones de aguas salobres y aguas dulces que se comunican entre sí, lo que puede contribuir a la aparición de salinidades variadas dentro de una misma unidad.

La diferencia de salinidades mayores a 30.000 mg/L puede significar que existe o existió variaciones en los flujos hidrodinámicos entre el área norte con respecto al sur del campo, específicamente en las zonas identificadas como Poncheras donde posiblemente existe un aislamiento de estos cuerpos de agua con respecto a la hidrodinámica del resto del área. Las depresiones del basamento y la diferencia de densidades entre el petróleo y el agua permitieron la permanencia de estos acuíferos locales de poca extensión a través del tiempo. Las aguas presentes pueden que sean restos de las aguas originales, las cuales fueron depositadas con los sedimentos y que al encontrarse sin perturbación, pudieron ir aumentando considerablemente los valores de salinidad al enriquecerse mediante la interacción agua-roca de sales Cl^- y Na^+ .

De igual forma, son muchos los factores que pueden controlar la distribución de la salinidad en el agua de formación, tales como el gradiente hidráulico, la

profundidad, la movilidad de los elementos químicos disueltos, los materiales solubles de la roca asociada, la presencia de membranas semipermeables y la magnitud del intercambio iónico entre los elementos presentes. Este último proceso, es un modificador muy importante de la composición iónica de las aguas de formación relacionados directamente a las características de los minerales arcillosos presentes en la roca (Custodio, E. y Llamas, M. 1976).

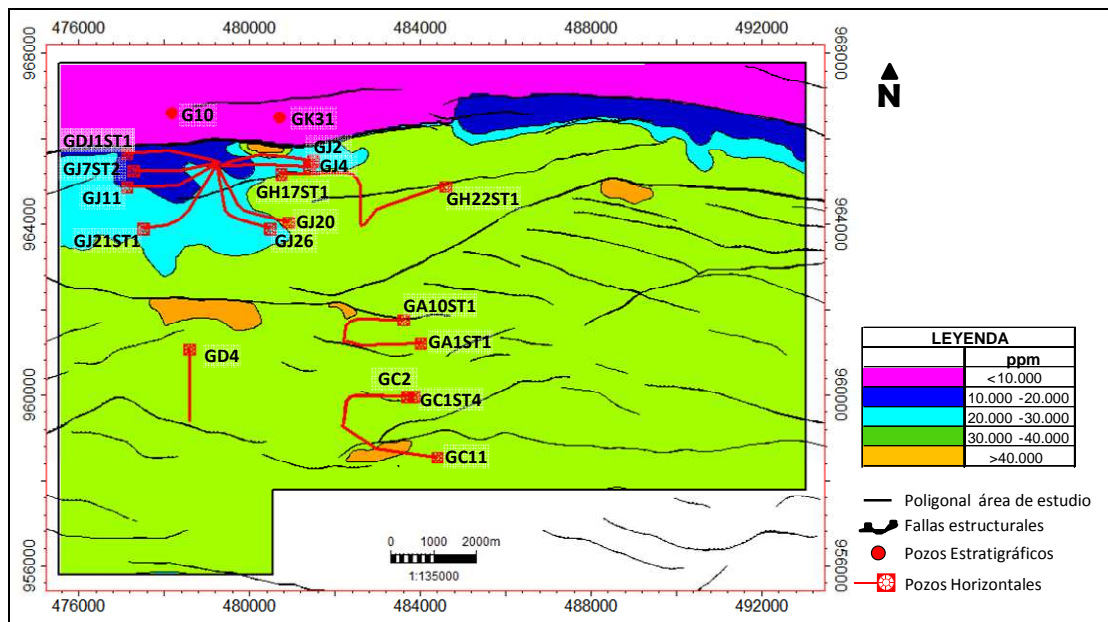


Fig. 4.2.11- Distribución y comportamiento de las salinidades promedio de la unidad Morichal Inferior

Siguiendo estos criterios, las principales características de las muestras de aguas analizadas son las siguientes:

a) Grupo 1

- Alto contenido de cloruros ($\text{Cl}^- > 15.000 \text{ mg/L}$ o ppm).
- Alto contenido de sodio ($\text{Na}^+ > 10.000 \text{ mg/L}$ o ppm) y Sólidos disueltos totales ($\text{STD} > 30.000 \text{ mg/L}$ o ppm).
- Salinidad $\text{NaCl} > 30.000 \text{ mg/L}$ o ppm y con bajas concentraciones de carbonatos y sulfatos.

- El principal anión presente en este tipo de agua es el cloruro Cl^- , con relaciones de prioridad de iones iguales a $\text{Na}^+ > \text{Mg}^{+2} > \text{Ca}^{+2}$
- El patrón de Stiff de estas aguas connatas muestra los mayores rasgos en la predominancia de Cl^- y Na^+ .

d) Grupo 2

- Contenido de cloruros ($\text{Cl}^- < 5.000 \text{ mg/L}$ o ppm).
- Contenido de sodio ($\text{Na}^+ < 4.000 \text{ mg/L}$ o ppm) y Sólidos disueltos totales (STD $< 10.000 \text{ mg/L}$ o ppm).
- Salinidades $\text{NaCl} < 15.000 \text{ mg/L}$ o ppm.
- Relaciones de prioridad de iones iguales a $\text{Na}^+ > \text{Ca}^{+2} > \text{Mg}^{+2}$

e) Grupo 3-Familia de aguas mixtas.

- Son una combinación de características iónicas entre estos dos grupos.
- Los STD y la salinidad muestran valores variables.
- El diagrama de Stiff, Schoeller y las relaciones iónicas muestra un patrón intermedio.
- Este grupo está representado por la muestra de pozo GJ1ST2.

4.2.4. Problemas asociados a la producción de agua salada

El hecho de producir grandes cantidades de agua representa un pasivo y un costo elevado dentro de cualquier operación petrolera, especialmente si el agua contiene altos niveles de STD. El poder identificar los principales problemas operacionales asociados a la calidad del agua, permite proponer mejoras en los procesos de manejo y disposición de la misma, evitando así, averías de equipos los cuales acarrearán costos adicionales a los proyectos.

Durante una evaluación efectuada a la tubería de soporte de los sensores del pozo productor GD4, se logró identificar indicios de corrosión evidente. Esta tubería

estuvo en servicio durante 4 años y está construida en acero al carbono API 5AX Grado N-80, de 2 3/8" de diámetro (Operadora Cerro Negro, 2005) **Fig. 4.2.12.** Durante la inspección, se observó que la zona de falla corresponde al área ubicada por debajo del nivel estático del pozo, principalmente en la parte horizontal, esto debido probablemente al alto nivel de estancamiento del crudo y el agua.

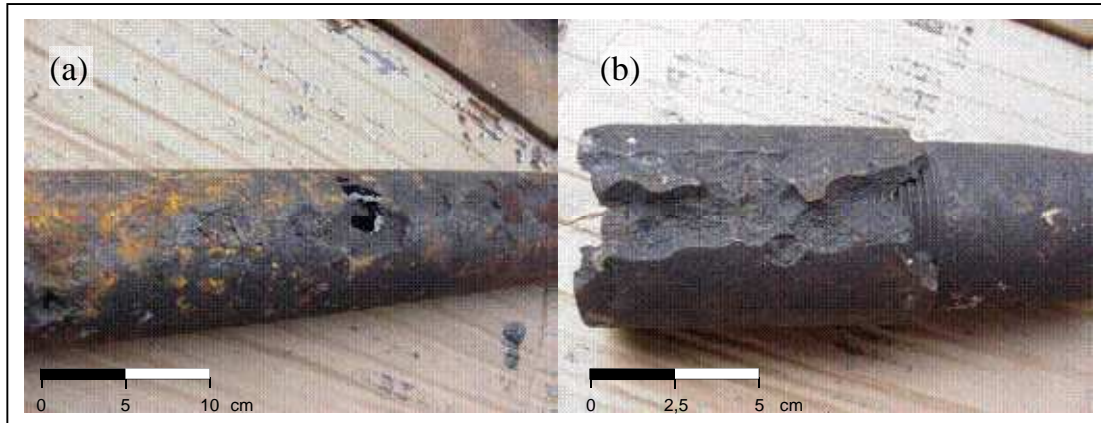


Fig. 4.2.12- (a) Detalle de la superficie externa de la tubería de acero al carbono con picaduras por corrosión. (b) Apariencia de la superficie externa de los “couplings” de la tubería de soporte de sensores

La evaluación metalúrgica efectuada, determinó que el daño esta posiblemente asociado a bacterias sulfato reductoras (BSR), debido a la presencia de una densa capa de sulfuros de hierro sobre la superficie metálica. Al realizar el análisis fisicoquímico del agua manejada por el pozo GD4, este mostró presencia de iones de sulfato y salinidades superiores a 35.000 mg/L de NaCl **Tabla 4.2.1.**

4.3. ANÁLISIS DEL ORIGEN DE LA ENTRADA DE AGUAS DE PRODUCCIÓN EN LOS POZOS HORIZONTALES

4.3.1. Pozos productores del Acuífero

El histórico de producción de los pozos afectados por la presencia del Acuífero muestran un comportamiento típico: aumento agresivo y progresivo de la producción de agua y una reducción en la tasa de crudo, tal como se puede apreciar en la **Fig. 4.3.1**. La gran diferencia entre las viscosidades del petróleo y el agua en las condiciones de yacimiento, genera que la relación de movilidad sea muy desfavorable para el crudo, permitiendo el desplazamiento inestable y la fuerte invasión del agua del acuífero invasor, lo que se traduce en altos cortes de agua en los pozos.

Actualmente, solo la Macolla K se encuentra sobre el Acuífero. Al analizar la trayectoria horizontal de los pozos productores de Morichal Inferior, no se interpretan arenas con saturaciones de agua móvil, pero sí se evidencia el hecho de que un gran número de pozos poseen altos cortes de %AyS. **Fig. 4.3.1**

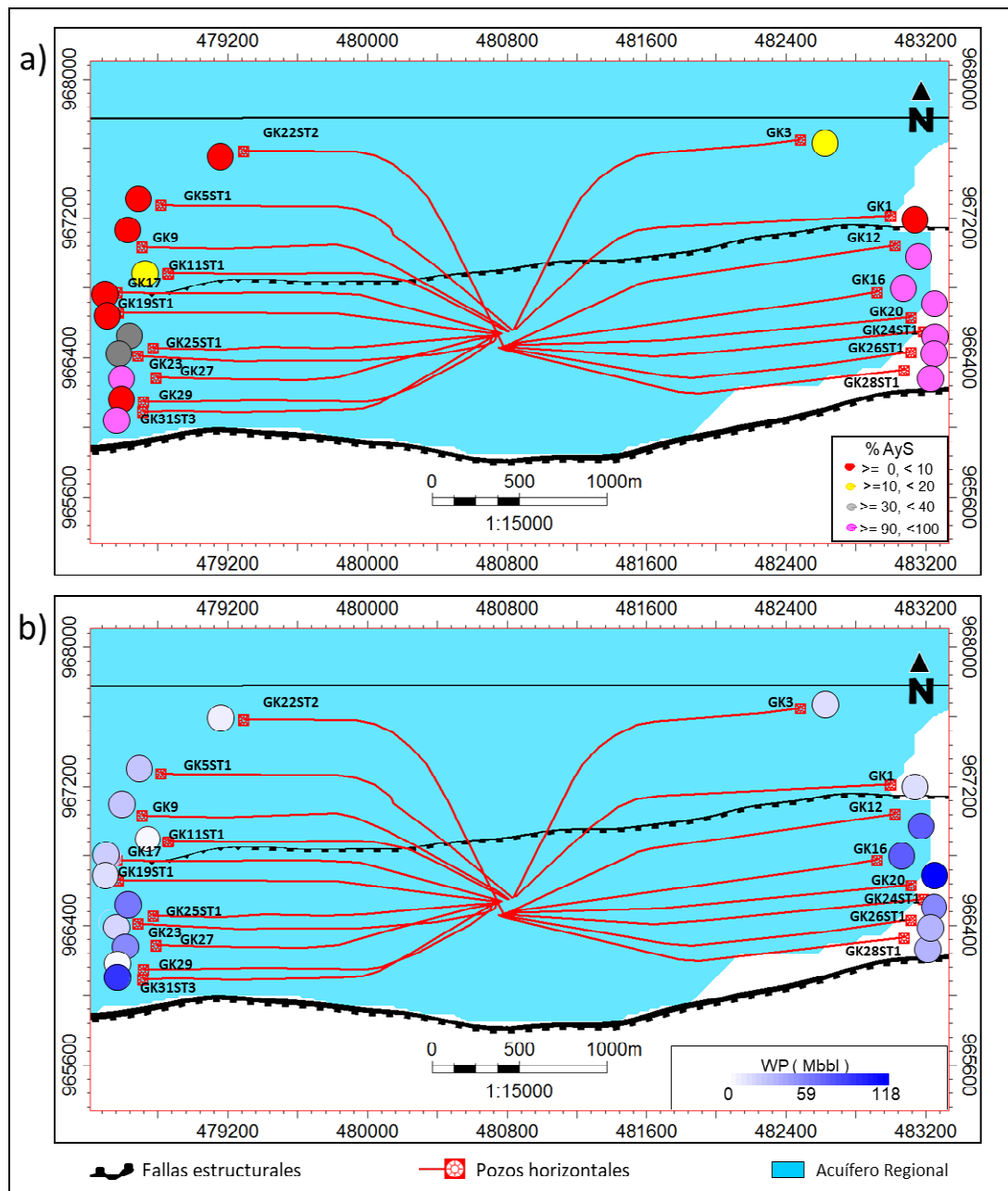


Fig. 4.3.1– Mapa de burbuja a) %AyS, b) producción acumulada de agua en los pozos de Morichal Inferior de Macolla K

El objetivo inicial de estos pozos fueron los paquetes arenosos superiores de la unidad Morichal Inferior **Fig. 4.3.2**, el cual está representado por arenas limpias con espesores importantes, en donde se interpretaron cuellos arcillosos que aislaban estas arenas productoras del acuífero. Una nueva interpretación estratigráfica de la unidad

revela un bajo contenido de arcillas lo que indicaría que estas arenas productoras se encuentran en comunicación hidráulica con las arenas de agua del Acuífero (Yegres, F. 2015).

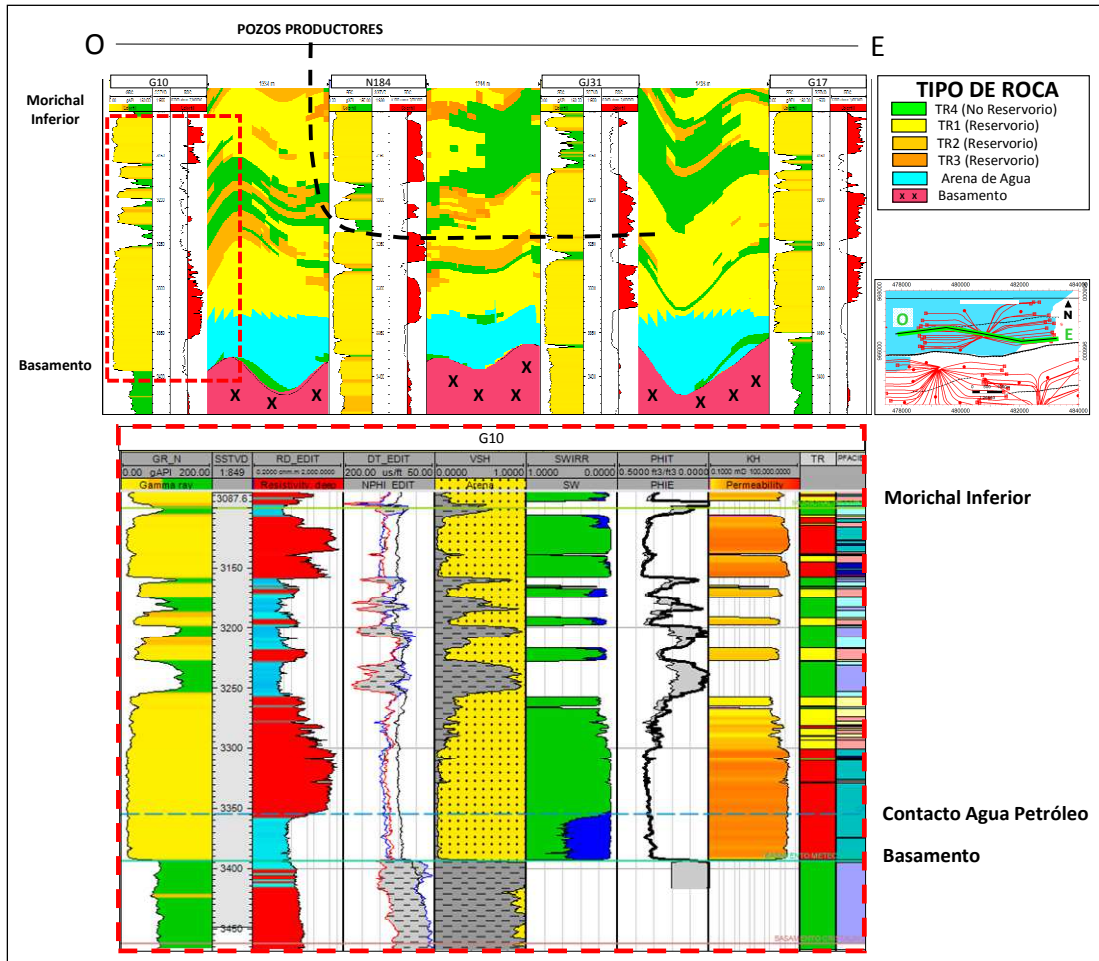


Fig. 4.3.2- Sección estratigrafía y evaluación petrofísica de los pozos ubicados en el Acuífero (PDVSA, 2015)

Los pozos estratigráficos G10, N184, GK31 y G17 registran la arena basal de la unidad Morichal Inferior con alta saturación de agua libre. Estas arenas poseen espesores de hasta 140 pies, ubicando a la mayoría de los pozos productores por encima del contacto agua-petróleo regional interpretado. La extensión lateral del contacto está definida por los límites estructurales y estratigráficos.

Un ejemplo de producción en esta zona es observado en el pozo GK23, el cual se completó en la unidad Morichal Inferior con una sección horizontal total de 4.212 pies y un 100% de arena neta contactada **Fig. 4.3.3**. Partiendo de la evaluación petrofísica la saturación de agua irreducible promedio (S_{wi}) es de 9%, una saturación de agua total promedio (S_w) de 10% y con un 32% de porosidad, por lo que no hay ningún indicativo de arenas de baja resistividad. En la **Fig. 4.3.4** se puede visualizar que el pozo llegó a producir 650 BND de petróleo a mediados del 2014 y luego cae de forma súbita, hasta llegar a una producción de agua 93 %AyS. Hasta la fecha del presente trabajo el pozo se encuentra inactivo y tiene un acumulado de 145,7 MBN, 14,5 MMPCN y 18,4 MMBN de crudo, gas y agua respectivamente.

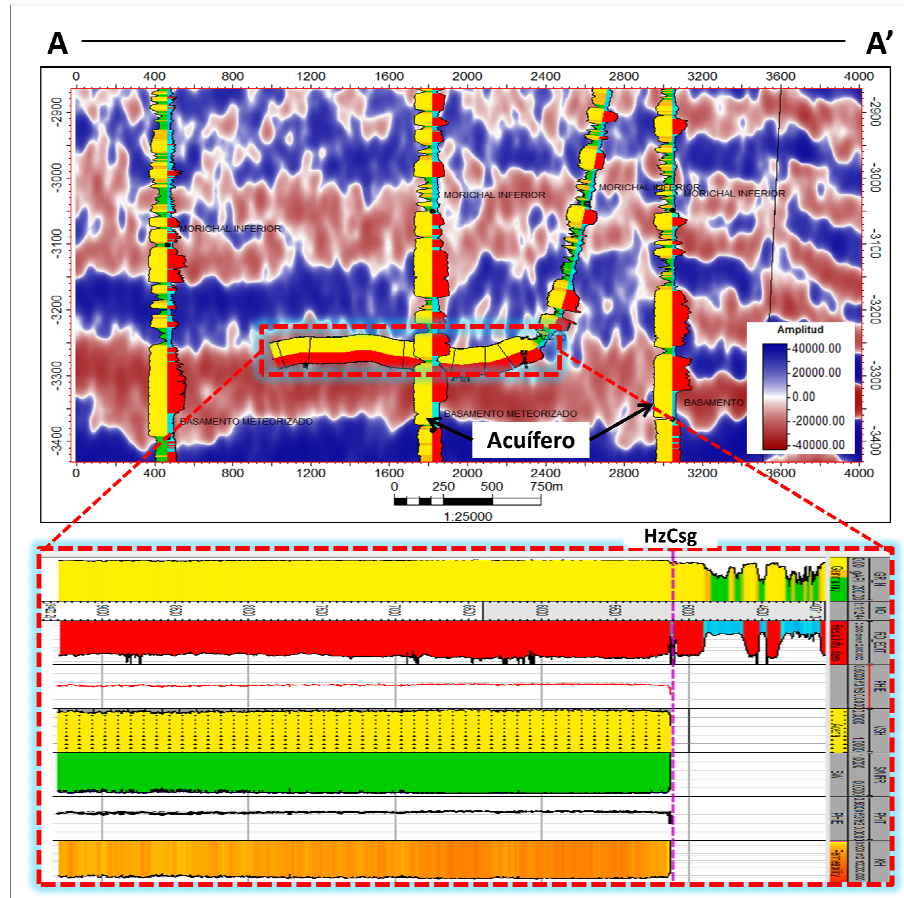
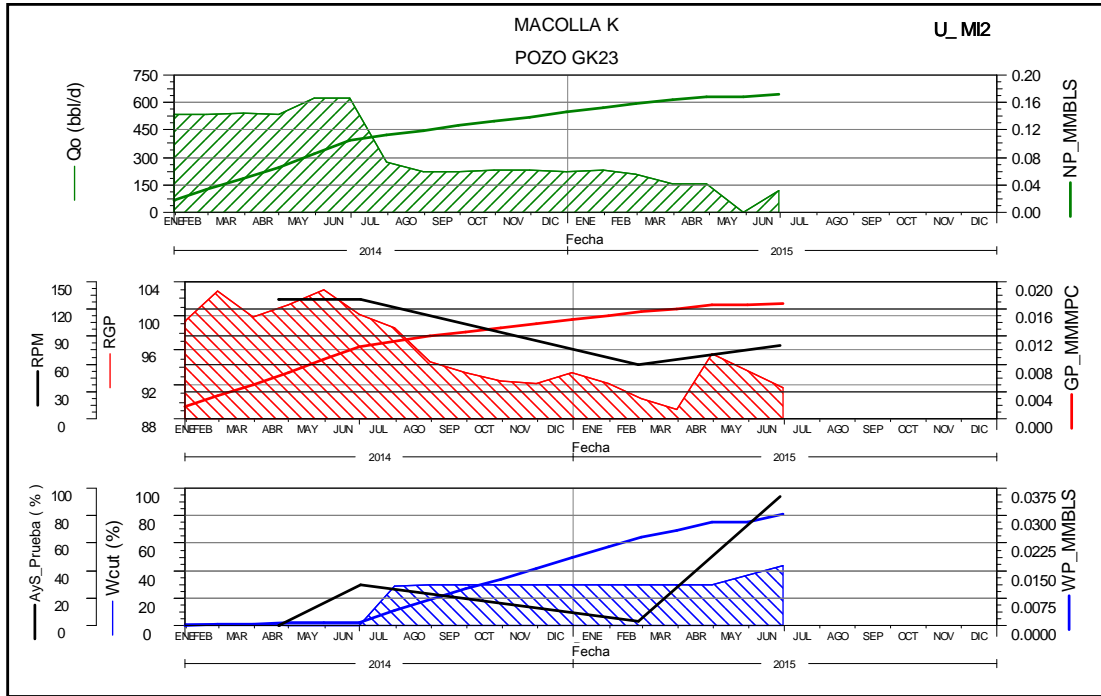


Fig. 4.3.3- Trayectoria del pozo GK23 completado en la unidad Morichal Inferior con una sección horizontal de 100% de arena neta contactada.

Hay que destacar que al inicio de su producción en Abril de 2014, el pozo no mostró cortes importantes de agua; el repentino aumento a un 30 %AyS llevó al control de las RPM de la bomba, pero a pesar de encontrarse a tasa controlada para finales del 2015, el corte de agua llegó hasta un 94 %AyS, mostrando un aumento agresivo y progresivo de la producción de agua con una reducción en la tasa de crudo.

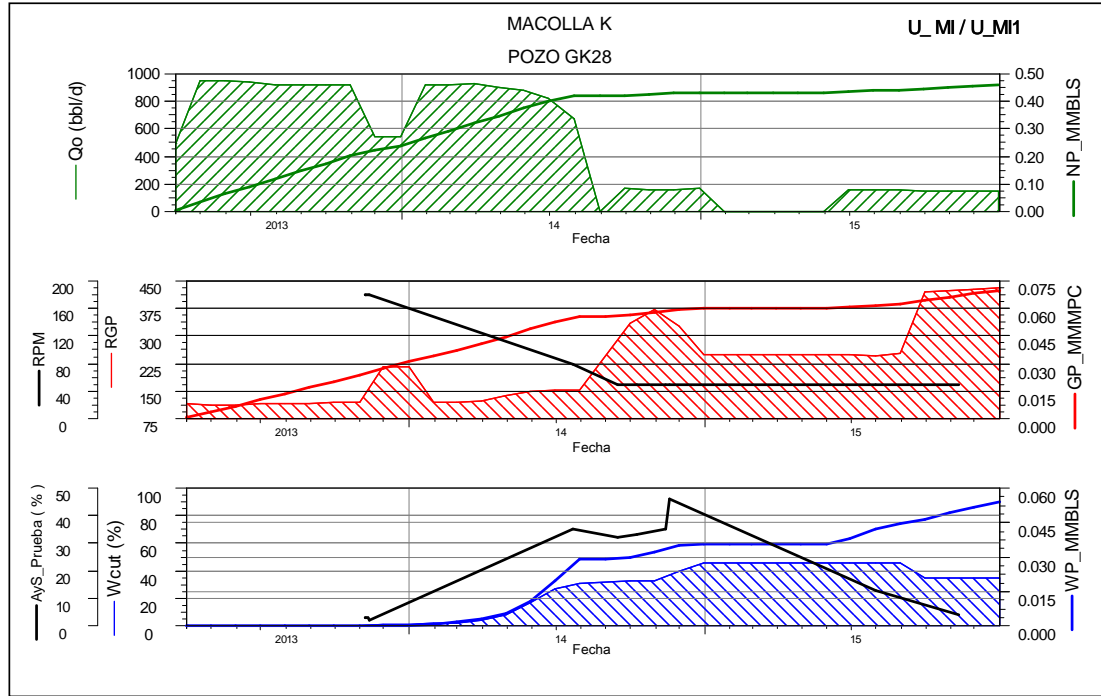


| Fecha | Nombre del Pozo | Petróleo Bls/d | Gas MPC/D | Agua Bls/d | %AyS | RPM | % Eficiencia | RGP PCN/BN |
|------------|-----------------|----------------|-----------|------------|-------|-----|--------------|------------|
| 22/04/2014 | GK23 | 650 | 2.20 | 2 | 0.25 | 130 | 81.37 | 3.38 |
| 02/07/2014 | | 471 | 2.00 | 203 | 30.12 | 130 | 84.17 | 4.25 |
| 26/02/2015 | | 157 | 0.93 | 5 | 3.29 | 60 | 40.99 | 5.92 |
| 28/06/2015 | | 30 | 19.00 | 462 | 93.90 | 80 | 97.93 | 633.33 |

Fig. 4.3.4- Perfil de producción del pozo GK23 afectado por la presencia del Acuífero

Otro ejemplo se observa en la **Fig. 4.3.5** en el que se puede visualizar la producción del pozo GK28, el cual presenta un corte de agua promedio de 35 %AyS y reporta los picos más altos a mediados del 2014. De igual forma que el ejemplo anterior, se observó una caída abrupta en la producción de crudo relacionada con la entrada y aumento en la producción de agua, por lo que fue optimizado a una tasa

controlada de 50 RPM. Hasta la fecha el pozo tiene un acumulado 458,8 MBN, 69,8 MMPCN y 53,8 MBN de crudo, gas y agua respectivamente.



| Fecha | Nombre del Pozo | Petróleo Bls/d | Gas MPC/D | Agua Bls/d | %Ays | RPM | % Eficiencia | RGP PCN/BN |
|------------|-----------------|----------------|-----------|------------|-------|-----|--------------|------------|
| 07/11/2013 | GK28 | 955 | 13.50 | 25 | 2.51 | 180 | 88.35 | 14.14 |
| 11/11/2013 | | 968 | 13.00 | 27 | 2.71 | 180 | 89.74 | 13.43 |
| 12/11/2013 | | 943 | 13.00 | 24 | 2.48 | 180 | 87.21 | 13.79 |
| 22/07/2014 | | 417 | 51.80 | 225 | 35.05 | 80 | 130.28 | 124.22 |
| 16/09/2014 | | 165 | 44.10 | 79 | 32.35 | 50 | 79.38 | 266.63 |
| 09/10/2014 | | 159 | 51.60 | 77 | 32.53 | 50 | 76.46 | 324.73 |
| 13/11/2014 | | 151 | 54.20 | 82 | 35.29 | 50 | 75.71 | 359.18 |
| 18/11/2014 | | 168 | 33.80 | 142 | 45.86 | 50 | 100.81 | 201.07 |
| 01/08/2015 | | 819 | 87.00 | 122 | 12.96 | 50 | 305.52 | 106.23 |
| 11/11/2015 | | 782 | 19.00 | 33 | 4.05 | 50 | 296.36 | 24.30 |

Fig. 4.3.5- Perfil de producción del pozo GK28 afectado por la presencia del Acuífero

En la **Fig. 4.3.6** se muestra el avance lateral del frente de agua en el acuífero, comenzando por los pozos que se encuentran estructuralmente más profundos, los cuales observaron los primeros indicios de entrada de agua y como fue aumentando en los pozos vecinos al ir moviéndose buzamiento arriba al sur de la macolla.

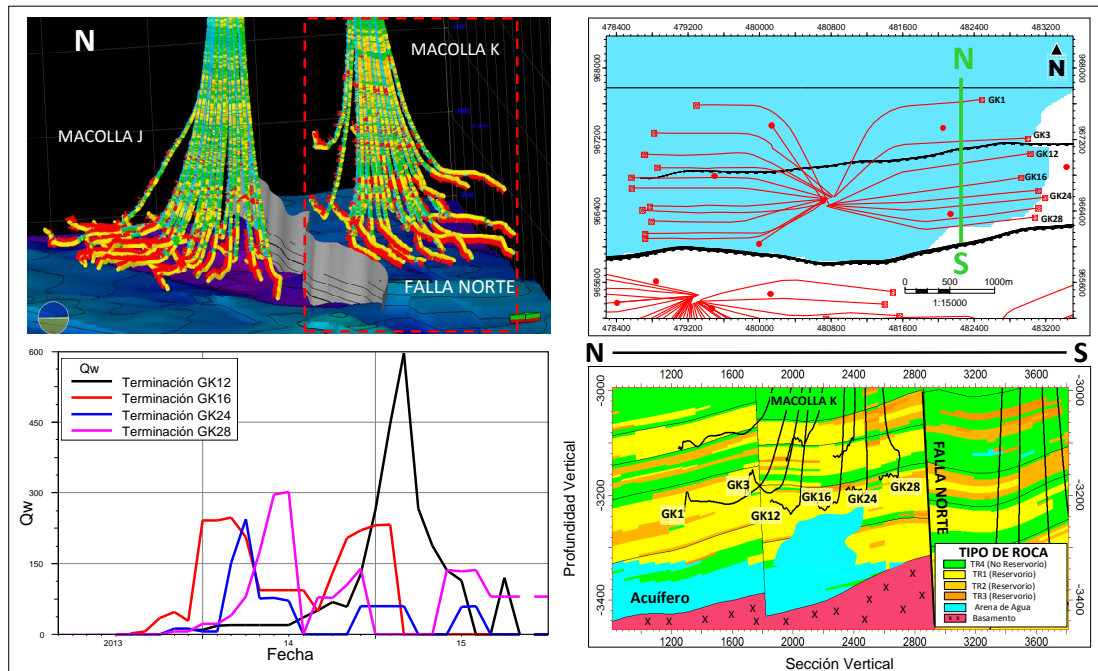


Fig. 4.3.6- Análisis del avance lateral del Acuífero al este de macolla K

4.3.2. Pozos productores en zonas de Poncheras

El análisis de las pruebas de producción y los análisis fisicoquímicos de las muestras de agua fueron piezas fundamentales para establecer la distribución de este tipo de contacto agua - petróleo local. Los pozos completados en las adyacencias de estas zonas presentan un comportamiento de producción similar al de un acuífero finito: incremento progresivo del corte de agua, sin mantenimiento alguno de presión. El agua producida posee salinidades por encima de los 30,000 mg/L de NaCl, llegando incluso hasta valores de 44,000 mg/L de NaCl, siendo esta última propiedad, uno de los marcadores de gran importancia para discretizar las aguas producidas de las zonas de Poncheras de las aguas del Acuífero, el cual presenta valores de salinidad promedio de 6,500 mg/L de NaCl.

Los primeros pozos en presentar producción de agua asociada a zonas de Ponchera fueron identificados en la macolla A **Fig. 4.3.7**. Los pozos completados en la unidad Morichal Inferior comenzaron a producir agua con un corte relativamente

alto, alcanzando hasta un 25 de %AyS en los primeros meses de producción, donde análisis fisicoquímicos posteriores identificarían salinidades mayores a 39.000 ppm.

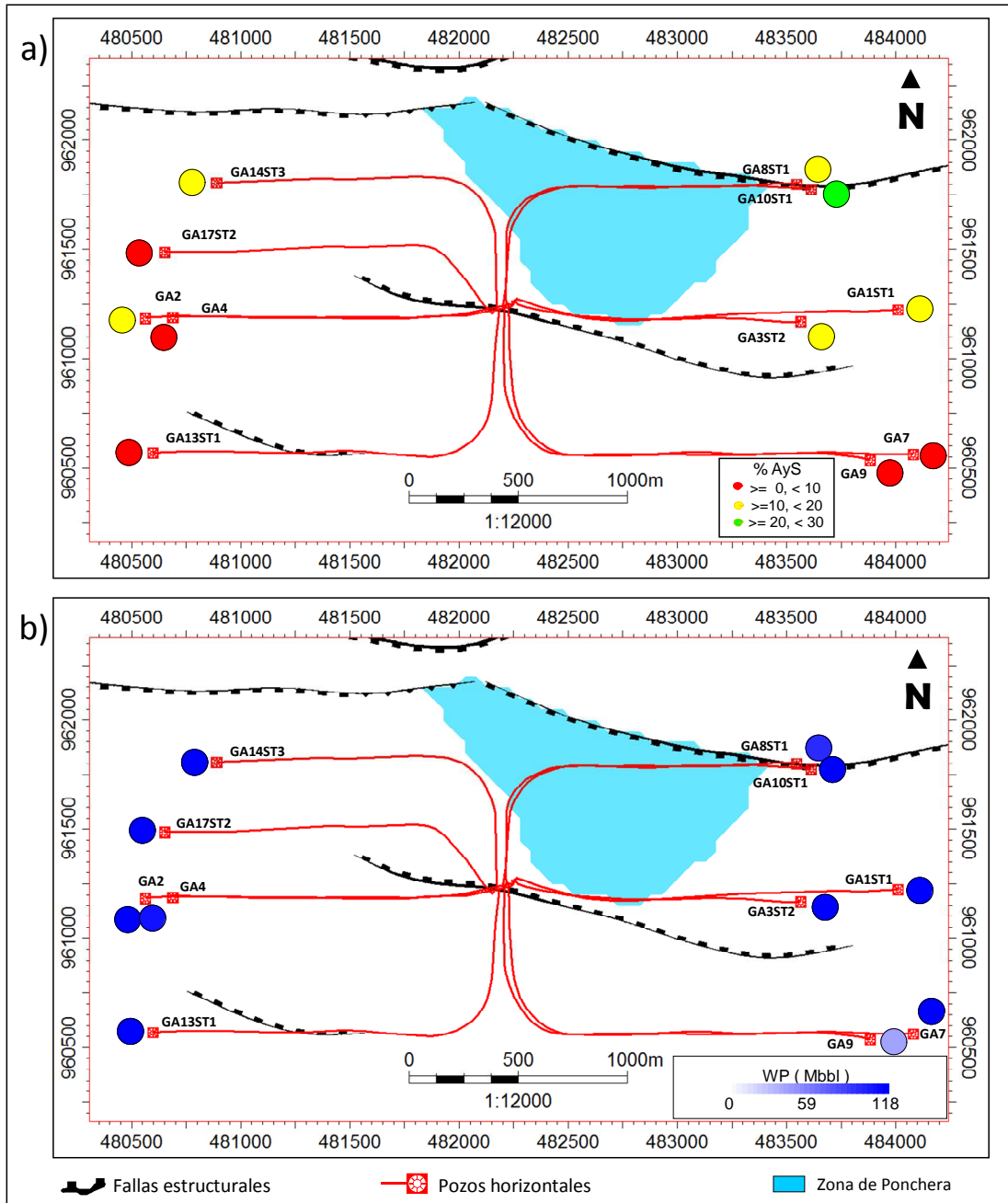


Fig. 4.3.7 Mapa de burbuja a) %AyS, b) producción acumulada de agua en los pozos de Morichal Inferior de Macolla A

Al analizar la producción en estas zonas se puede observar el pozo GA1ST1 completado en la unidad Morichal Inferior en Noviembre de 1999. Este pozo muestra una sección efectiva de 4.431 pies de arena de buena calidad con una sección horizontal total de 4.498 pies. Partiendo de la evaluación petrofísica la sección productora muestra una Sw de 10%, con una Swi de 8% y una porosidad de 29% **Fig. 4.3.8**, por lo que no hay ningún indicativo de arenas de baja resistividad.

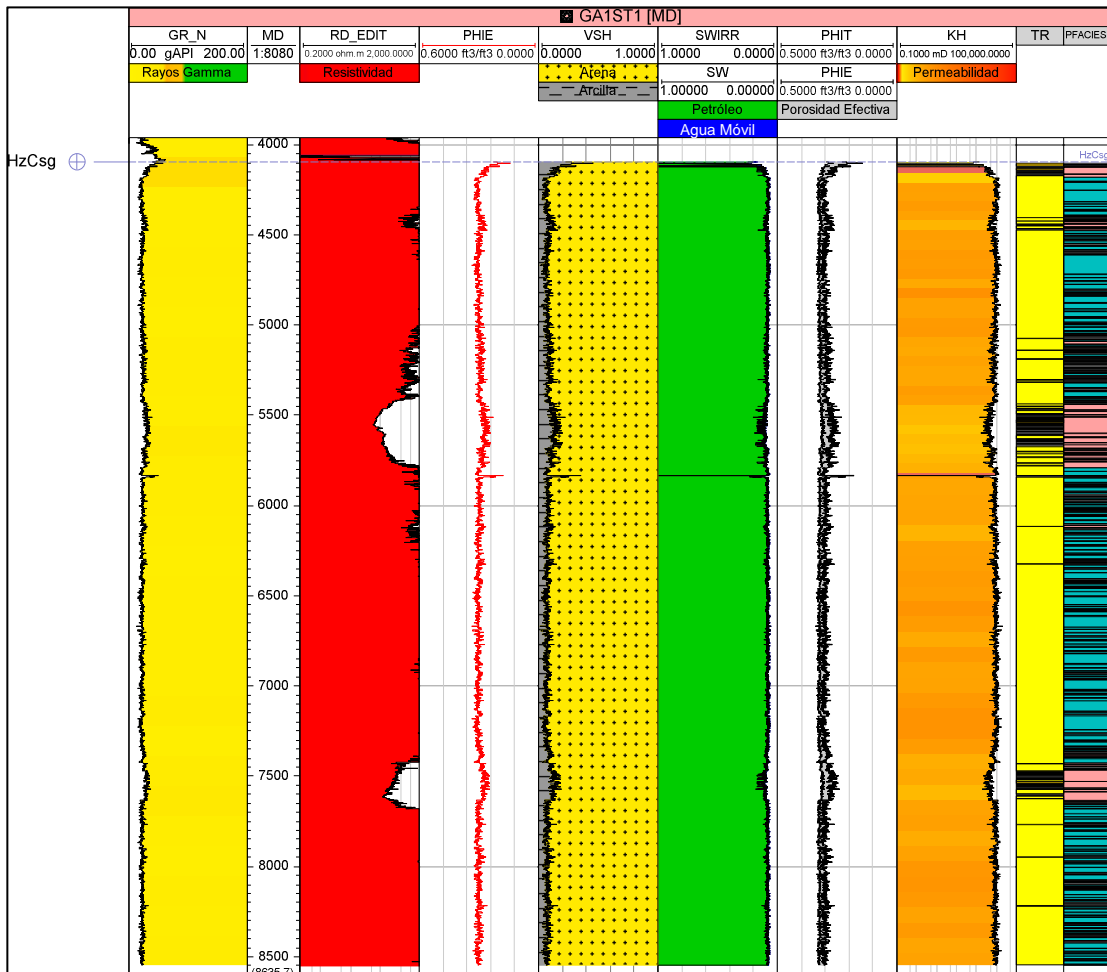


Fig. 4.3.8— Evaluación petrofísica y registros base de la sección horizontal del pozo GA1ST1 (PDVSA, 2015)

En su inicio, el pozo mostró bajo cortes de agua <2 %, y no es hasta finales del 2002, cuando se ve alcanzado por el frente de agua, hasta llegar a producir un 70

%AyS, por lo cual, ha sido operado a velocidad variable con el fin de optimizar su producción. En la **Fig. 4.3.9** se puede visualizar que el pozo ha tenido una producción de petróleo promedio de 618 BPD, y con un corte promedio de agua de 17 %AyS. Análisis fisicoquímicos realizados a muestras de agua arrojaron salinidades promedio de 30.000 ppm, asociando estas salinidades a zonas de Ponchera. Hasta la fecha del presente trabajo el pozo se encuentra activo y tiene un acumulado de 3.29 MMBN, 1.26 MMMPCN y 0.6 MMBN de crudo, gas y agua respectivamente.

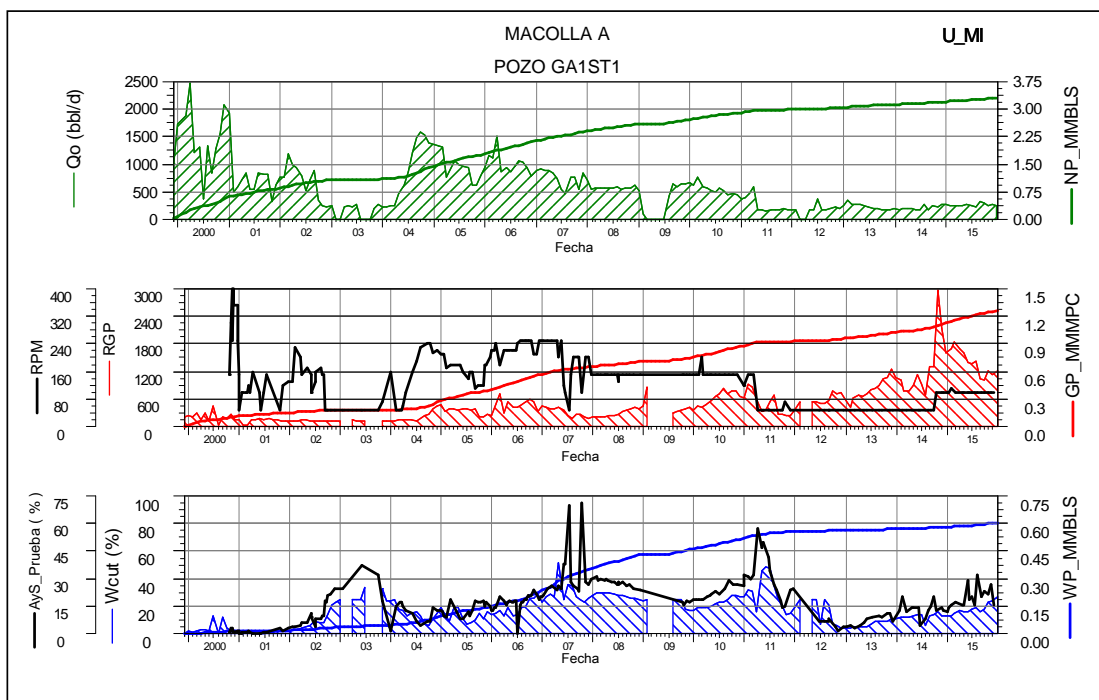


Fig. 4.3.9- Perfil de producción del pozo GA1ST1 afectado por la presencia de la Ponchera

Durante la conceptualización de la macolla A, los pozos estratigráficos pilotos no observaron zonas de agua móvil en las unidades productoras. No es, sino después de la perforación de los primeros pozos productores, que se perfora el pozo estratigráfico G3 cercano a la misma, donde los registros eléctricos mostraron una arena con alta Sw en la zona de Morichal Inferior.

A pesar de la proximidad de los pozos pilotos de la macolla A y del pozo estratigráfico G3 (menos de 800 m), es este último quien observa una arena con resistividades menores a 2 ohm.m, el cual se interpreta como un contacto local agua-petróleo. Esta arena de agua observada es equivalente lateralmente a las arenas completadas por pozos productores, donde los reflectores sísmicos y las correlaciones estratigráficas indican una posible comunicación hidráulica. La extensión lateral de la Ponchera estaría definida por límites estructurales y estratigráficos presentes en el área. **Fig. 4.3.10**

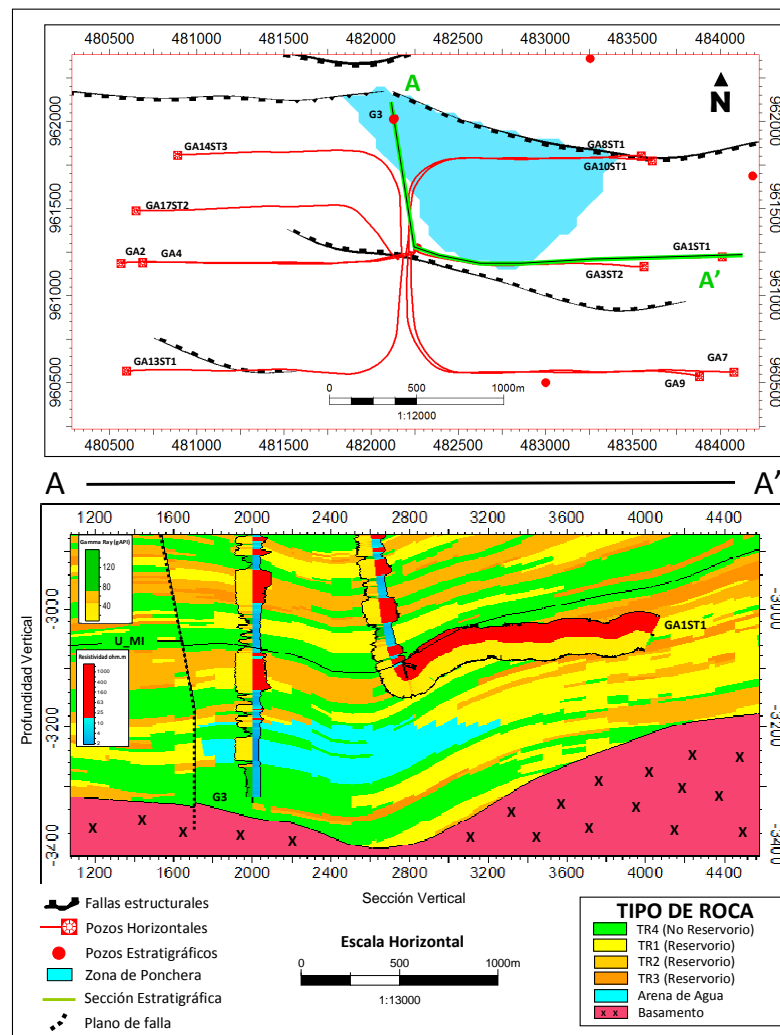


Fig. 4.3.10- Trayectoria del pozo GA1ST1completado en la unidad Morichal Inferior con una sección horizontal de 100% de arena neta contactada

Otro ejemplo se observa en la **Fig. 4.3.11**, donde se puede visualizar los pozos pertenecientes a la macolla J.

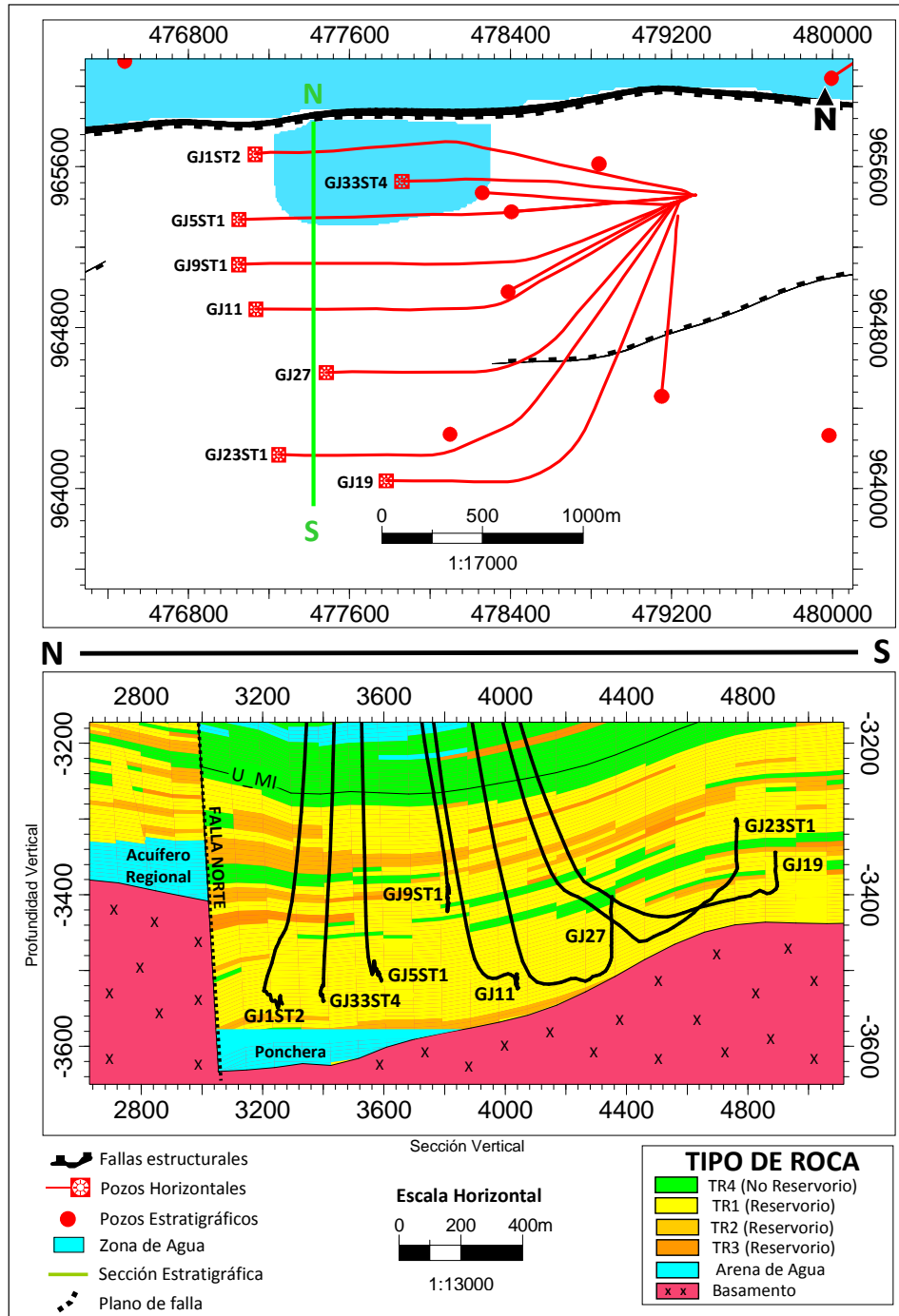


Fig. 4.3.11- Mapa y sección estratigráfica de los pozos pertenecientes a la macolla J afectados por la zona interpretada como Ponchera

Navegando en las arenas basales de la unidad Morichal Inferior, la mayoría de los pozos de la macolla poseen hasta un 91% de arena petrolífera contactada pero con cortes de agua incluso mayores a 50 %AyS, **Tabla 4.3.1** y **Fig. 4.3.12**. El pozo GJ1ST2 fue el primero en ser afectado por esta zona de agua interpretada como Ponchera, al estar ubicado directamente sobre ella, a su vez que permitió identificarla mediante la perforación de un pozo exploratorio, el cual pudo registrar el contacto agua petróleo. Este pozo llegó a producir hasta 344 BND de petróleo a mediados del 2012 y luego cayó de forma súbita hasta quedar inactivo a principios del año 2013, logrando un acumulado de 1.91 MBN, 42 MMPCN y 93 MBN de crudo, gas y agua respectivamente.

Tabla 4.3.1- %AyS de los pozos productores de la macolla J afectados por la zona interpretada como Ponchera

| Pozo | Fecha | %AyS | RPM | Observaciones |
|---------|------------|------|---|---|
| GJ1ST2 | 31/12/2015 | 100 | Bomba Electro Sumergible (BES), operada a 39 HZ | Inicialmente inactivo por alto corte de agua. Actualmente actúa como pozo control |
| GJ33ST4 | 24/09/2015 | 18 | 60 | Tasa Controlada |
| GJ5ST1 | 16/09/2014 | 1 | 50 | Tasa Controlada |
| | 17/07/2015 | 22 | 80 | |
| GJ9ST1 | 03/07/2014 | 7 | 400 | Aumentando Corte de Agua |
| | 07/11/2015 | 14 | 440 | |
| GJ11 | 02/04/2014 | 64 | 80 | Tasa Controlada |
| | 04/11/2014 | 70 | 50 | |
| GJ27 | 19/04/2014 | 28 | 350 | Tasa Controlada |
| | 06/10/2015 | 14 | 50 | |
| GJ23ST1 | 05/08/2014 | 28 | 200 | Tasa Controlada |
| | 21/12/2015 | 10 | 100 | |
| GJ19 | 09/07/2014 | 9 | 440 | Tasa Controlada |
| | 07/12/2015 | 20 | 240 | |

Así como el pozo GJ1ST2, los pozos GJ33ST4, GJ5ST1, GJ11, GJ23ST1 y GJ19, perforados al oeste de la macolla y en las mismas arenas, se encuentran afectados por esta zona de agua, por lo que han sido controlados por RPM.

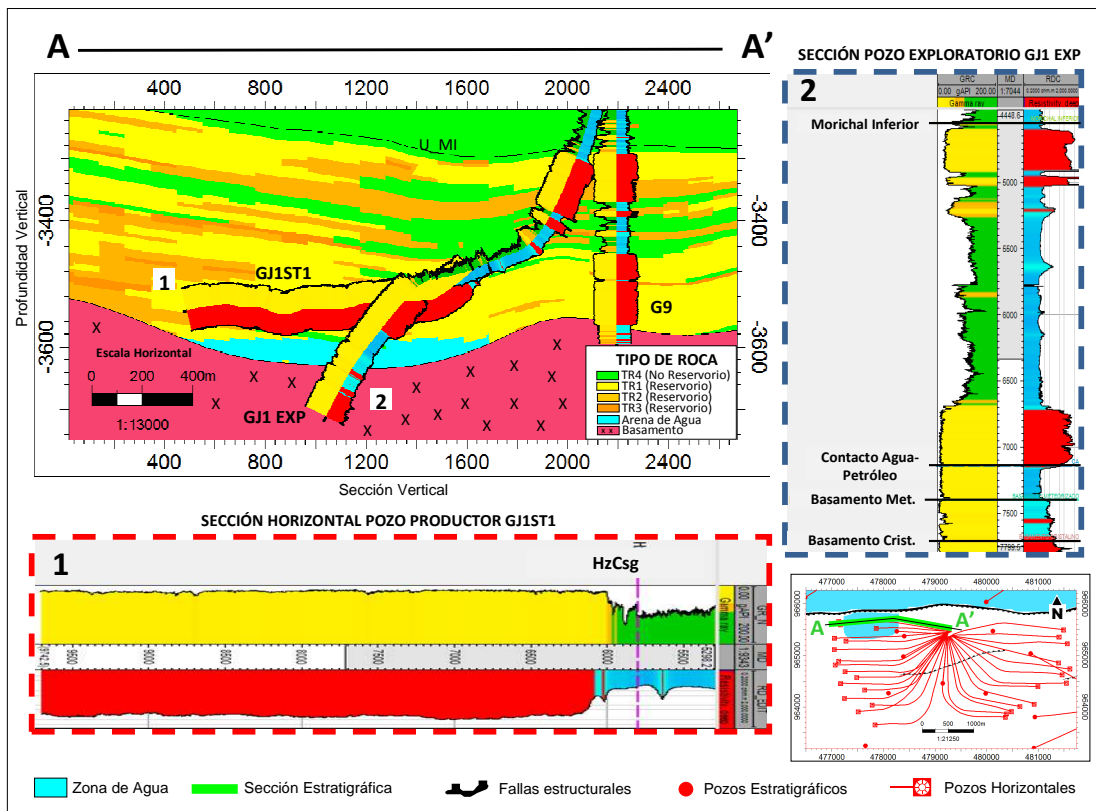


Fig. 4.3.12- Sección estratigráfica del pozo GJ1ST2 ubicado directamente sobre la Ponchera

En las **Fig. 4.3.10**, **Fig. 4.3.11** y **Fig. 4.3.12** se pueden observar las depresiones estructurales que están asociadas a estas zonas de agua local.

4.3.3. Pozos productores en zonas de Transición Capilar

Aunque se trate las zonas de transición como un tipo diferente de fuente de agua, realmente están asociadas a los mecanismos ya descritos (Acuífero y Poncheras). Cuando se operan pozos en zonas con posibles fuentes de agua agresoras, aun cuando se consideren que están a una distancia prudente del contacto agua-petróleo, es posible que el pozo se encuentre dentro de la zona de transición. Dicha zona actuará como canal o vía de comunicación entre la zona de agua libre y el pozo productor, permitiendo un avance rápido del agua. (Reed R. y Wheatley M., 1984)

En la medida en que las propiedades de la roca como la permeabilidad y tamaño de garganta poral disminuyan, las zonas de transición se hacen más alargadas, aun cuando se tengan P_c bajas, ya que las densidades del agua de formación y el crudo son muy cercanas (Reed R. y Wheatley M., 1984). Al observar la curva de permeabilidad relativa (K_r) obtenidas de los análisis especiales de núcleo del campo, podemos evidenciar que pequeños incrementos en la saturación de agua actúan en detrimento de la permeabilidad efectiva del hidrocarburo (Brito, A. 2014). **Fig. 4.3.13**

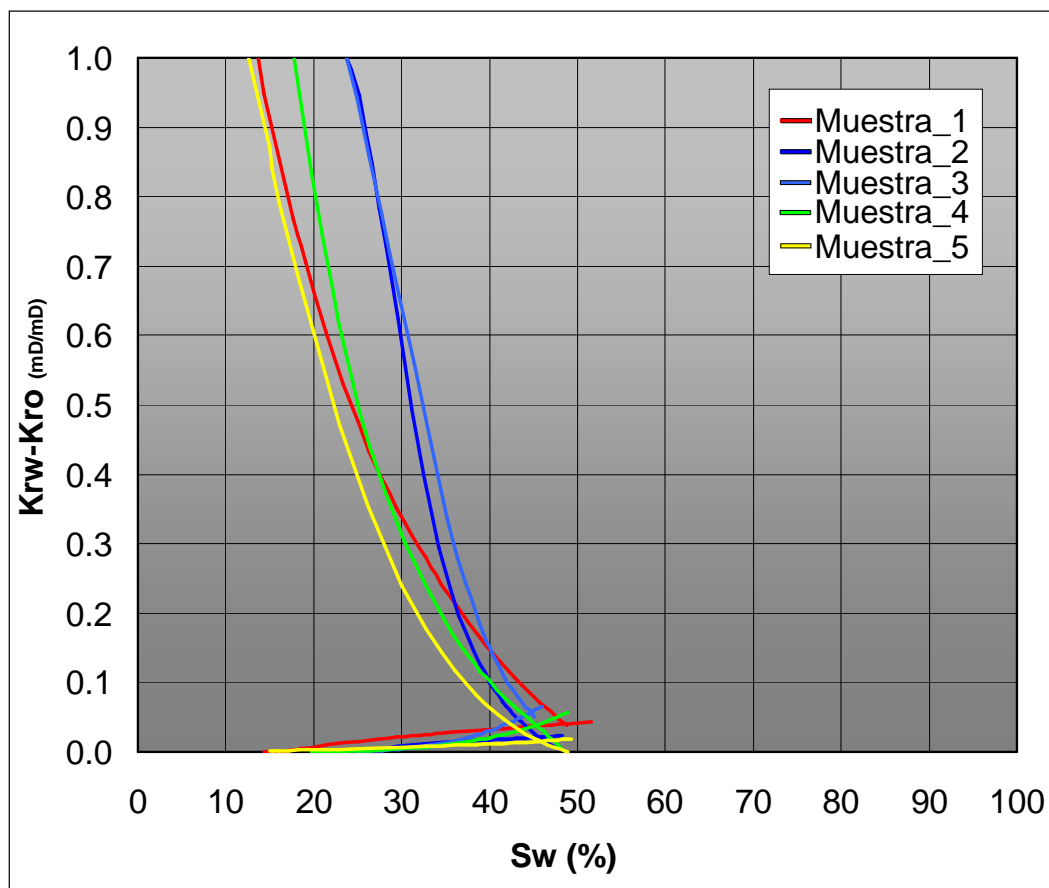
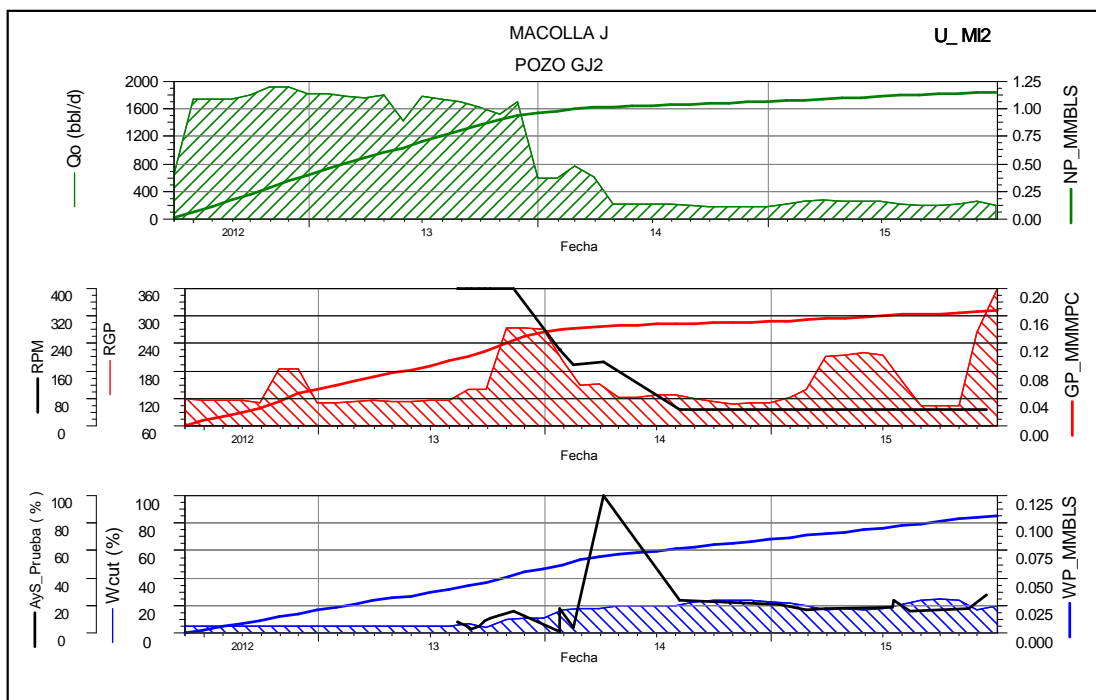


Fig. 4.3.13- Curva de permeabilidad relativa (K_r) obtenida del análisis especial del núcleo del pozo H38 (Brito, A. 2014)

Algunas zonas de transición han sido interpretadas en la unidad Morichal Inferior, las cuales están asociadas a las zonas de Ponchera y al Acuífero. Un ejemplo es observado en la macolla J, el cual presenta pozos con diferentes tasas de %AyS.

Los pozos con los mayores cortes de agua se encuentran al NO de la macolla más cercanos a la Ponchera interpretada; los pozos ubicados al SE presentan cortes menores, posiblemente por estar buzamiento arriba de la estructura, pero se ha observado el avance progresivo en el %AyS en dirección a estos últimos a través del tiempo, por lo que éstos al estar ubicados en zonas de riesgo son controlados con RPM.

Un ejemplo de la producción de estas zonas es representado por el pozo GJ2. Desde el inicio de su vida productiva en el año 2013, el pozo mostró un corte promedio de 6 %AyS, aumentando progresivamente el aporte de agua a medida que pasaba el tiempo **Fig. 4.3.14**. Este pozo está completado en la misma unidad productora del pozo GJ1, pero ubicado al este de la Ponchera interpretada de la macolla J. Cuando se analiza la navegación y la producción del pozo GJ1 se observa que este se encuentra navegando directamente encima de la Ponchera interpretada, por lo que se ve rápidamente afectado por esta zona de agua, a diferencia del pozo GJ2, que a pesar de encontrarse dentro de la zona de transición representada por el corte inicial de agua, su ubicación relativa alejada del nivel de agua libre, retrasó la irrupción temprana de agua hasta finales de 2013. **Fig. 4.3.15**



| Fecha | Nombre del Pozo | Petróleo Bls/d | Gas MPC/D | Agua Bls/d | %AyS | RPM | % Eficiencia | RGP PCN/BN |
|------------|-----------------|----------------|-----------|------------|--------|-------|--------------|------------|
| 13/08/2013 | GJ2 | 1707 | 227.00 | 155 | 8.32 | 400 | 75.57 | 132.98 |
| 30/08/2013 | | 1796 | 203.00 | 98 | 5.17 | 400 | 76.87 | 113.03 |
| 04/09/2013 | | 1691 | 182.00 | 57 | 3.26 | 400 | 70.94 | 107.63 |
| 18/09/2013 | | 1634 | 216.00 | 95 | 5.49 | 400 | 70.17 | 132.19 |
| 27/09/2013 | | 1641 | 596.00 | 165 | 9.14 | 400 | 73.30 | 363.19 |
| 05/10/2013 | | 1579 | 380.00 | 201 | 11.29 | 400 | 72.24 | 240.66 |
| 13/11/2013 | | 1041 | 188.00 | 203 | 16.32 | 400 | 43.80 | 180.60 |
| 25/01/2014 | | 894 | 106.00 | 7 | 0.78 | 220 | 66.48 | 118.57 |
| 26/01/2014 | | 791 | 97.00 | 177 | 18.29 | 220 | 71.43 | 122.63 |
| 16/02/2014 | | 856 | 62.00 | 39 | 4.36 | 180 | 80.72 | 72.43 |
| 05/04/2014 | | 0 | 112.00 | 889 | 100.00 | 185 | 78.01 | - |
| 10/06/2014 | | 609 | 5.00 | 8 | 1.23 | 50 | 200.26 | 8.21 |
| 08/08/2014 | | 185 | 17.00 | 57 | 23.63 | 50 | 78.60 | 91.94 |
| 14/01/2015 | | 255 | 27.20 | 66 | 20.53 | 50 | 104.22 | 106.62 |
| 28/02/2015 | | 292 | 49.00 | 58 | 16.57 | 50 | 113.64 | 167.81 |
| 30/03/2015 | | 266 | 45.20 | 57 | 17.56 | 50 | 104.84 | 169.80 |
| 15/07/2015 | | 233 | 20.00 | 55 | 19.10 | 50 | 93.51 | 85.84 |
| 17/07/2015 | | 214 | 19.00 | 69 | 24.38 | 50 | 91.88 | 88.79 |
| 14/08/2015 | | 367 | 38.00 | 68 | 15.63 | 50 | 141.23 | 103.54 |
| 16/11/2015 | | 213 | 62.00 | 48 | 18.39 | 50 | 84.74 | 291.08 |
| 14/12/2015 | 189 | 102.00 | 74 | 28.14 | 50 | 85.39 | 539.68 | |

Fig. 4.3.14- Perfil de producción del pozo GJ2 afectado por la presencia de una zona de transición de una zona interpretada como Ponchera

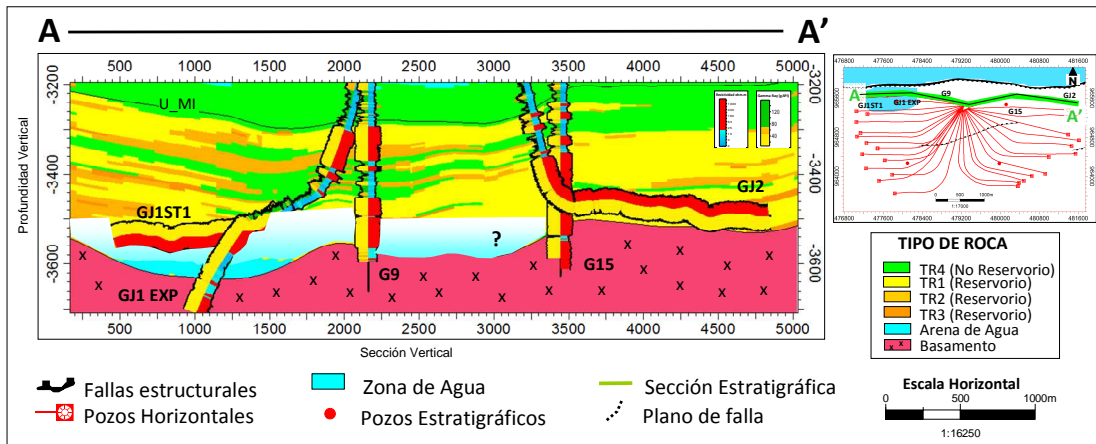


Fig. 4.3.15- Sección estratigráfica del pozo GJ2 alejado de la Ponchera pero ubicado en la zona de transición

La zona de transición probablemente actuó como canal o vía de comunicación entre la zona de agua libre de la Ponchera y el pozo productor, permitiendo un avance del agua, aunque retrasado debido a su distancia hasta que fue alcanzada a medida que la producción de petróleo progresó.

La evaluación petrofísica del pozo GJ32ST1 muestra una variación vertical en el porcentaje de saturación de agua, debido a la presencia de la zona de transición y que puede ser observada en la electroforma de la curva resistiva. **Fig. 4.3.16**

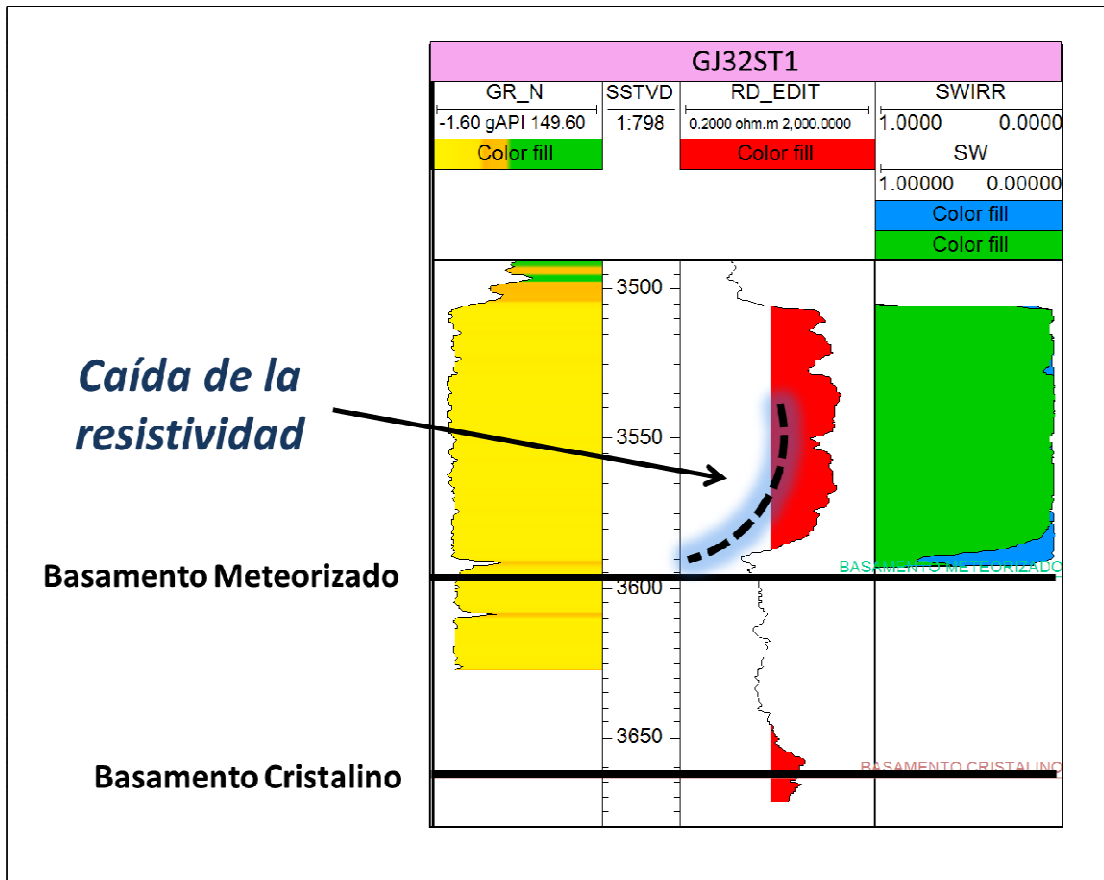


Fig. 4.3.16- Evaluación petrofísica de la arena basa de Morichal Inferior en el pozo GJ32ST1 (PDVSA, 2015)

4.3.4. Pozos productores en zonas de alta saturación de agua por litología o “Soggy Rocks”

Para el caso de las zonas tipo “Soggy Rocks”, predecir un comportamiento de producción típico es difícil, sin embargo los pozos con producción asociada a estas zonas, desde el primer día de producción presentan un corte de agua, el cual se mantiene relativamente constante a lo largo de la vida productiva de los mismos (Bitor/OCN/INTEVEP, 2001, Acharya, U. et al. 2004 y Correa, D. et al. 2015). De igual forma, se observa que los pozos presentan tasas de crudo por debajo del promedio del campo, lo cual se asocia a las bajas permeabilidades presentes en el medio poroso de las arenas productoras para este tipo de zonas.

De acuerdo a los valores promedios de saturación de agua móvil en estas zonas y a la producción acumulada de agua en las mismas, se determinó que con un mínimo de 5% de agua móvil en las arenas productoras es posible su producción, lo cual se puede atribuir a la condición de capilaridad de la roca reservorio que según análisis de núcleos confirman que está humectada al petróleo, siendo los canales de flujo preferenciales al agua, además de la relación de movilidad que existe entre el petróleo extrapesado y el agua. (Correa, D. y Guevara, E. 2015 y Correa, D. et al. 2015)

Es notable que durante la perforación de un pozo horizontal se puede atravesar variaciones laterales en la calidad de la roca reservorio asociadas a las propiedades físicas de las diferentes facies sedimentarias, las cuales son típicas de yacimientos cuyos ambientes depositacionales altamente heterogéneo como es el caso de la Faja, (Fiorrillo, G., 1982; Rojas, I. y Vegas, A. 1987; Isea, A. 1987 y Kopper, R. et al. 2001) y esto puede ser evidenciado en las variaciones de distintas curvas de presión capilar (P_c), obtenidas mediante los análisis especiales de núcleos de las arenas productoras **Fig. 4.3.17** (Brito, A. 2014). De esta manera, las curvas de presión capilar caracterizan la distribución de agua dentro de estas zonas en el yacimiento.

Cuando las arenas del yacimiento poseen buenas propiedades al flujo de fluidos (alta permeabilidad, garganta de poros de gran tamaño) las curvas de P_c se trasladan a la izquierda en el eje de las ordenadas, presentado así menores saturaciones de agua irreducible. (Paris, M. 2001, Barandiaran, L. 2006 y Forrest, C. 1982)

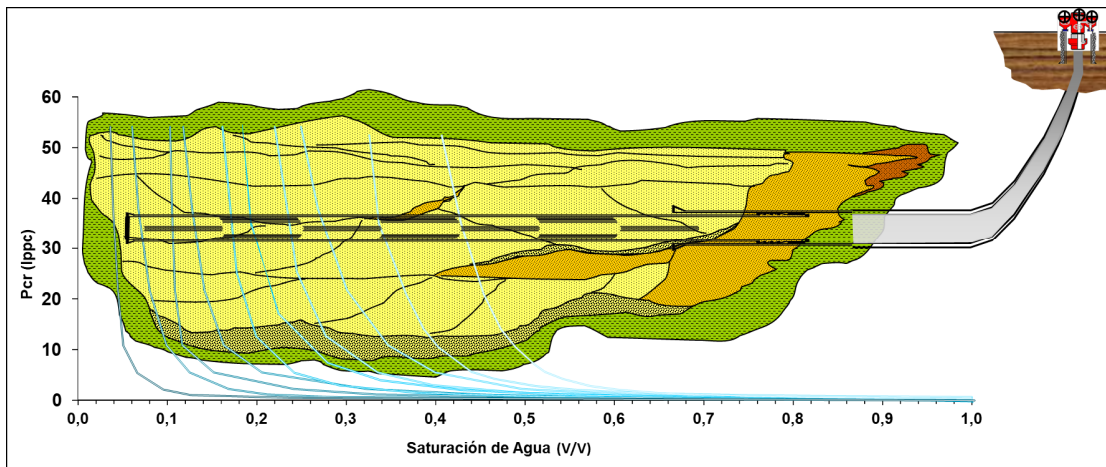


Fig. 4.3.17- Esquema donde se asocian las diferentes curvas de presión capilar con los cambios laterales de facies atravesadas durante la navegación de un pozo horizontal

Un ejemplo de la producción de estas zonas de agua es observado en el pozo GH7, el cual navega en la unidad Morichal Medio. Posee una sección horizontal total de 5.098 pies y un espesor de arena neta (NTG) de 91%. Partiendo de su evaluación petrofísica la S_w de la sección horizontal es de 17%, con una S_{wi} de 13% y una porosidad de 30% **Fig. 4.3.19**. El pozo comenzó a producir en abril de 2005 con un corte de agua en promedio de 4 %AyS, 180 RPM, manteniéndose constante y sin variaciones significativas con transcurrir del tiempo. En el 2015 el corte promedio de agua se mantuvo en 10 %AyS y aunque se puede apreciar un aumento progresivo del mismo, este se debe probablemente al mecanismo de producción del yacimiento por expansión de la roca. **Fig. 4.3.18**

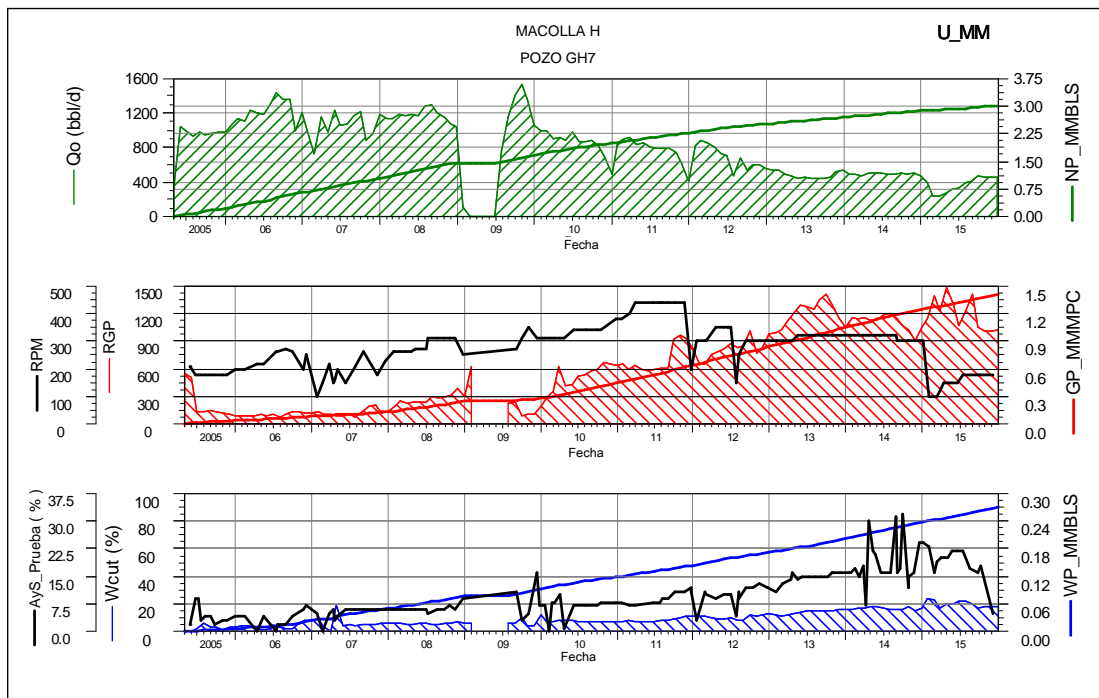


Fig. 4.3.18- Perfil de producción del pozo GH7 afectado por la presencia de una zona de “Soggy Rocks”

La sección horizontal para este pozo muestra arena de buena calidad en la mayor parte de su trayectoria, sin embargo hacia el último intervalo de la sección se puede notar variaciones en la respuesta resistiva. En la evaluación petrofísica del pozo estratigráfico vertical N59 cercano al pozo productor, se puede observar intervalos de arena neta petrolífera (ANP) con saturación de agua móvil, mostrando una variación vertical en el porcentaje de saturación de agua, por cual se asocia estas respuestas resistivas en la sección final del pozo productor a estos intervalos arenosos con agua móvil y por tanto a cambios en el tipo de roca dentro del yacimiento. **Fig. 4.3.19**

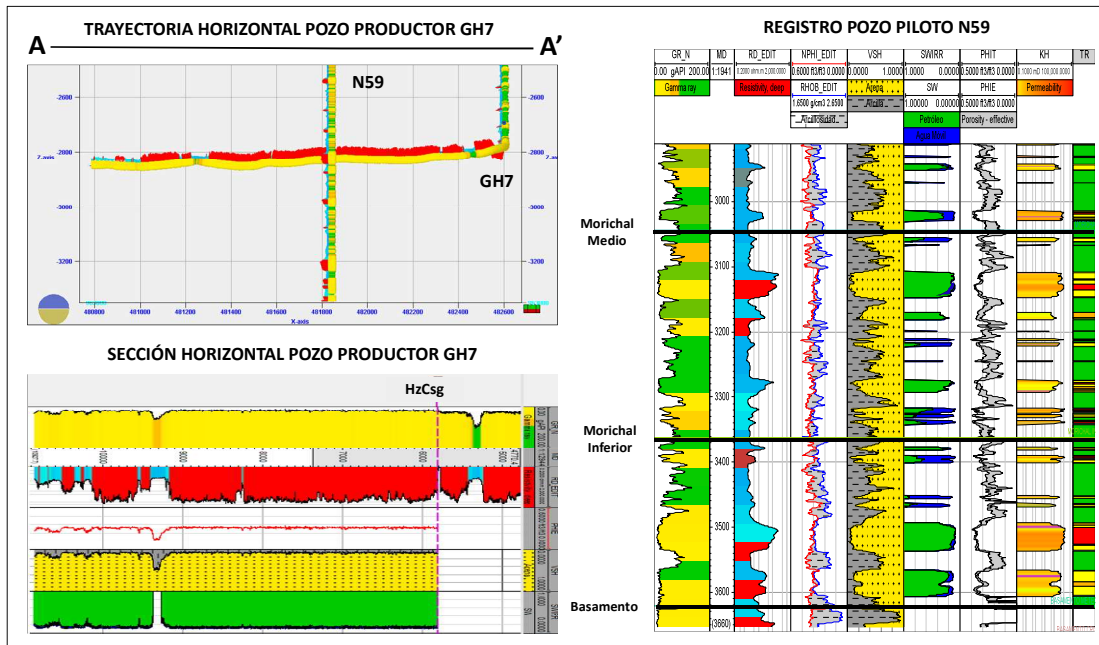


Fig. 4.3.19-Trayectoria y sección horizontal del pozo GH7 con variaciones en la resistividad asociadas a intervalos de arena con alta saturación de agua

Otro ejemplo se muestra con el pozo HB10, el cual se encuentra completado en Morichal Medio y presenta un corte promedio de 12 % AyS desde el inicio de su vida productiva **Fig. 4.3.20**. Al analizar su trayectoria se puede observar que en su sección horizontal, la curva resistiva muestra arenas de baja resistividad **Fig. 4.3.21**. Estas variaciones en la resistividad probablemente estén relacionadas a pequeños cambios en la calidad de la roca, asociando la producción de agua a estos intervalos de arena con alta saturación de agua móvil.

4.4. INTEGRACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO GEOCELULAR 3D CON LOS DATOS DE PRODUCCIÓN (1999-2015) DE LOS POZOS HORIZONTALES, PARA LA REPRESENTACIÓN DE ÁREAS DE RIESGO DE PRODUCCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN Y POTENCIALES ESQUEMAS DE EXPLOTACIÓN EN UN SECTOR DEL BLOQUE CARABOBO

4.4.1. Discusión del Modelo de Saturación de Agua

En un yacimiento de petróleo convencional cuando se discute sobre la distribución de fluidos, en la mayoría de los casos se considera que el agua de formación se encuentra en estado inmóvil por encima del contacto agua-petróleo, donde la Saturación de Agua Irreducible, es igual a la Saturación de Agua Total ($S_{wi} = S_w$). En contraste, en los yacimientos de crudos pesados estudiados en este trabajo, la estimación y distribución de la Saturación de Agua Irreducible y la Saturación de Agua Total es fundamental para el cálculo del volumen de agua móvil dentro de toda la extensión del yacimiento.

Es por ello, que el modelado de la Saturación de Agua presenta numerosos retos dentro de la Faja: (1) la presencia de las zonas definidas como "Soggy Rocks" que complican el escenario de la evaluación, debido a su dificultad para mapearlas, así como, (2) la presencia de las zonas de Poncheras, la cual difiere del concepto tradicional de un acuífero dentro del yacimiento. Adicionalmente, (3) los cambios verticales y areales de los valores de salinidad (principal control de la resistividad) resultan parámetros esenciales que afectan la estimación de la saturación de agua total en los pozos, y por lo tanto, en la estimación de reservas. (Acharya, U. et al. 2004)

Durante la construcción de la malla, se generó la propiedad de Saturación de Agua Total (S_w), partiendo de las curvas derivadas de la interpretación Petrofísica. En la **Fig. 4.4.1** se muestra una comparación visual de los histogramas de la

propiedad de Sw con la frecuencia de los datos de los registros de pozos, el escalado y el propagado. En el histograma asociados a las facies arenosas (Canales Fluviales y Estuarinos) Tipos de Rocas 1 y 2, se puede notar un aumento de la frecuencia de los datos con una Sw igual a 1; esto debido a la presencia de las zonas de agua móvil como las Poncheras y el Acuífero. Mientras que el histograma para las facies de bordes (diques y complejos de barras), las cuales están asociadas a Tipos de Rocas 3, presenta un incremento de los valores de Sw (desplazamiento a la derecha), vinculado a pérdida de la calidad de roca (porosidad y permeabilidad). Este Tipo de Roca dentro del modelo geocelular representó aquellas zonas interpretadas como “Soggy Rocks”.

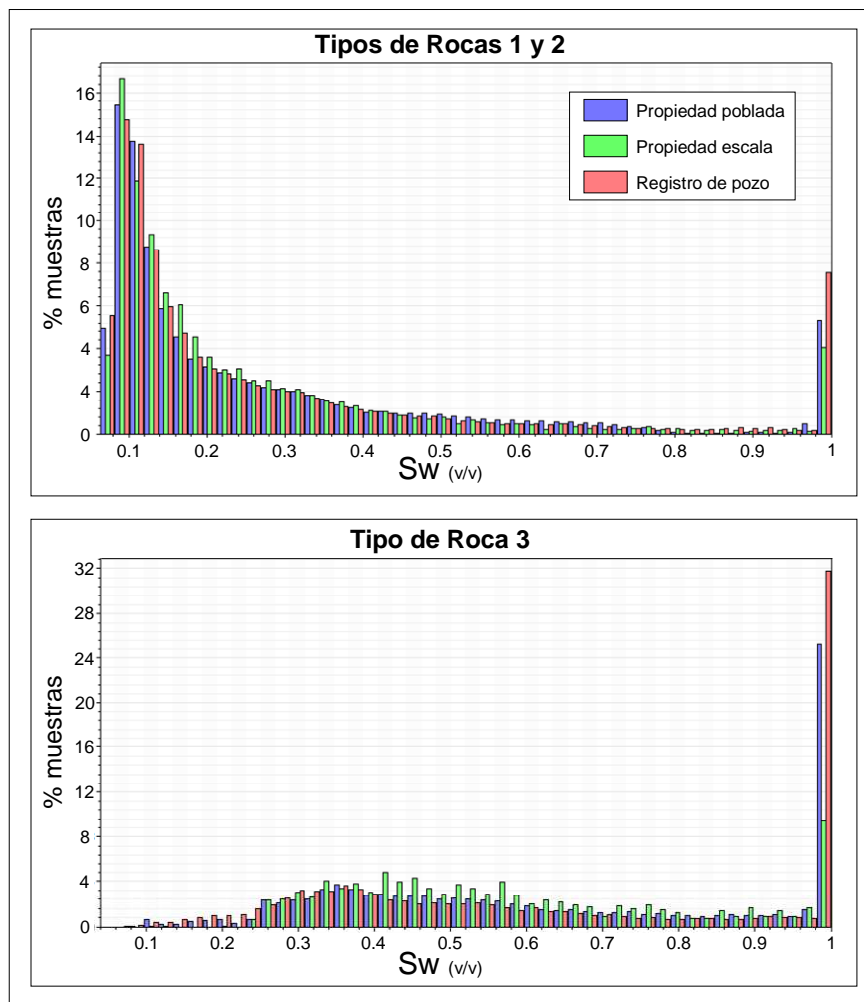


Fig. 4.4.1- Distribución de saturación de agua vs. Tipos de Rocas

Mediante el cálculo de Saturación de Agua Irreducible dentro del modelo Geocelular, se pudo observar celdas con Saturaciones de Agua Móvil mayor al 10%, en los Tipos de Rocas 1,2 y 3. Esto trajo como consecuencia, que durante la ejecución del cotejo histórico del modelo de simulación numérica, en ciertas zonas, la propiedad arrojase volúmenes de agua mayores a los reportados por la data de producción. Es por ello, que durante esta fase se recurrió al uso de regiones de equilibrio para cada zona de agua identificada y a promedios de Sw por cada Tipo de Roca, descartando el uso de la malla de saturación propagada.

4.4.2. Representación de áreas de riesgo de producción de agua de formación y potenciales esquemas de explotación

La interpretación de las áreas de riesgo de producción de agua permitió el análisis de los esquemas de explotación de las futuras macollas del campo, principalmente aquellas macollas cercanas a estas zonas de agua móvil.

Durante este trabajo se analizaron dos casos de estudios, comprendido por las Macollas U y Macolla V, en donde se comparan posibles escenarios de explotación; uno planificado anterior a la identificación de las zonas de agua y otro posterior a este.

4.4.2.1. Oportunidades de perforación en Macolla U

La Macolla U se encuentra ubicada al límite oeste de la concesión, dentro de una zona no drenada pero cercana a dos zonas de agua interpretadas; por ello, se estudiaron dos posibles escenarios de configuración para la misma. **Fig. 4.4.2**

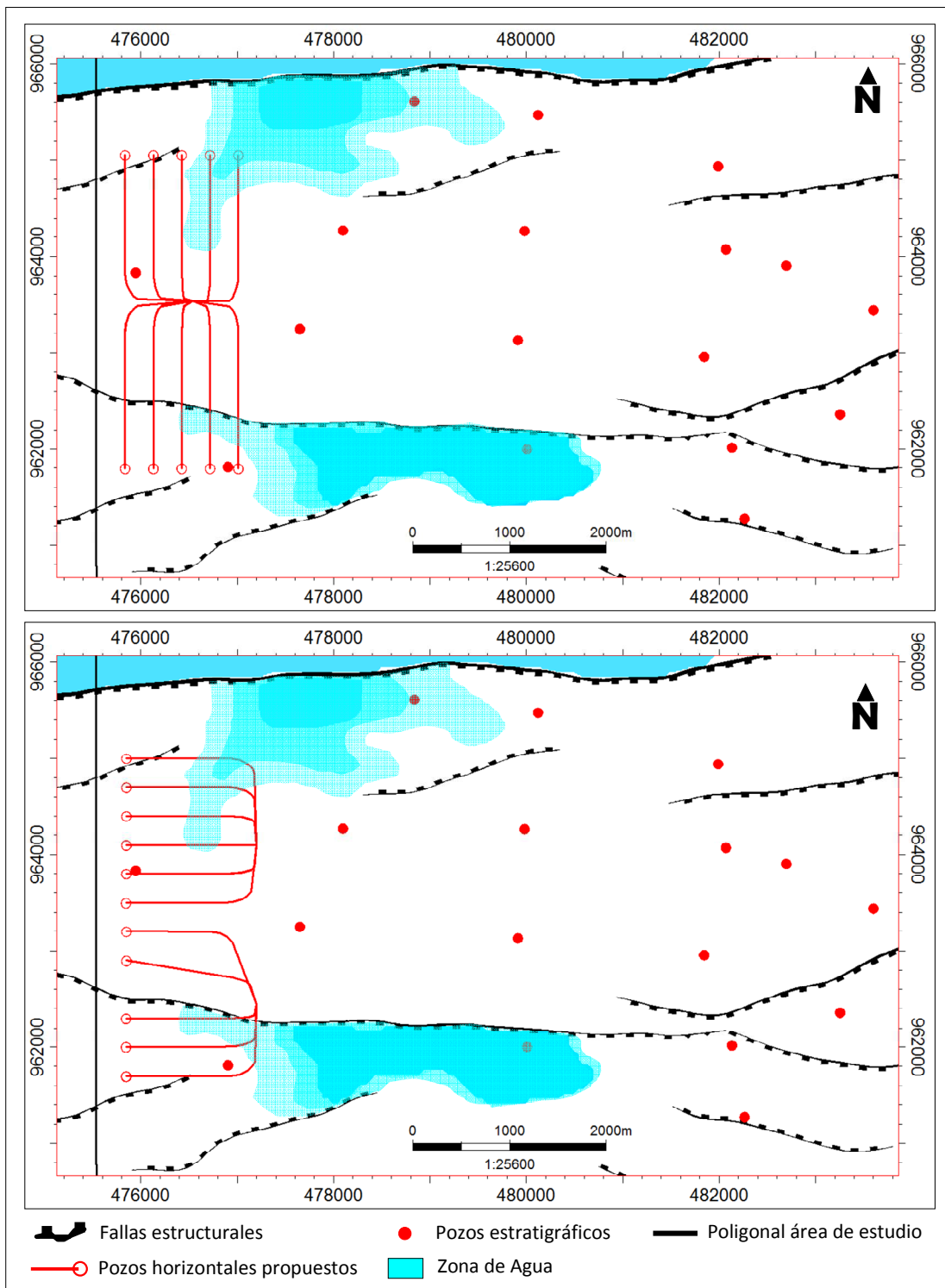


Fig. 4.4.2- Vistas en planta de las trayectorias norte- sur Vs. este – oeste de la Macolla U, donde se propone el escenario más pesimista de la ubicación de las zonas de agua interpretadas en el área

La sección estratigráfica para el área de la macolla, la cual involucra los pozos estratigráficos G20, G20ST3 y G20ST4 **Fig. 4.4.3**, se observa:

a) Morichal Superior: No posee ningún objetivo prospectivo debido a la presencia de arenas con baja saturación de petróleo.

b) Morichal Medio: Hacia el tope de esta unidad se presentan tres lentes con pobre desarrollo y un contacto de agua posiblemente debido a cambios litológicos (contacto tipo "Soggy Rocks").

c) Morichal Inferior: Presenta dos unidades con espesores entre 40 y 100 (pies), siendo éstas las arenas a drenar.

d) Presencia de falla normal límite de bloque de sentido O-E de +/- 45 pies de salto.

e) Evidencia de dos zonas de agua tipo "Ponchera" cercanas a la macolla, en la arena basal de Morichal Inferior. La primera es observada por los pozos GJ01, GJ03 y GJ05 de la Macolla J y la segunda es interpretada por la información de producción aportada por el pozo GD04. Debido a la falta de información se desconoce la dimensión areal hacia al oeste de las mismas.

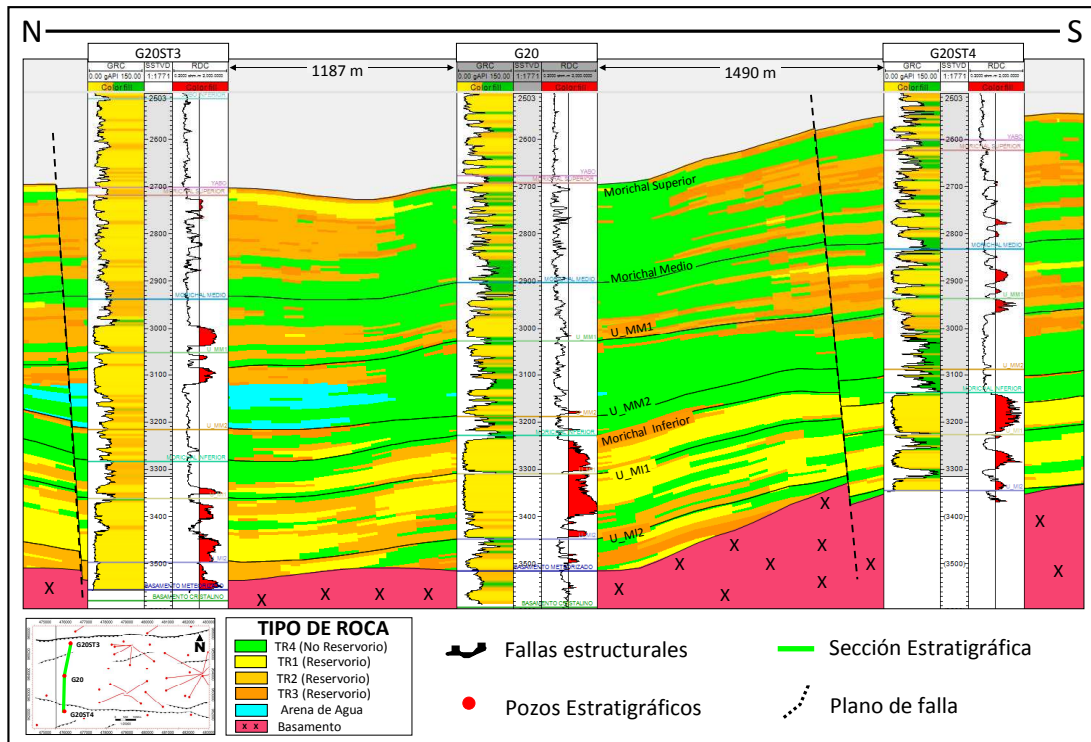


Fig. 4.4.3- Sección estructural norte-sur del área correspondiente al desarrollo de Macolla U

❖ Diseño de trayectorias norte- sur

Durante la planificación de la macolla con pozos productores con trayectoria norte- sur, se pudo observar que el espacio de drenaje y el número de pozos de la Macolla se ve influenciado por el espacio disponible, esto debido a la presencia del límite de concesión al oeste y de pozos productores de macollas existentes. **Fig. 4.4.2**

(a)

Geológicamente, la presencia de una falla normal límite de bloque de sentido O-E de +/- 45 pies de salto, condiciona la trayectoria de los pozos en dirección sur, ya que los pozos deben atravesar el plano de falla durante la navegación, aportando riesgo geológico durante el seguimiento de la arena, con posibilidad de pérdida de las propiedades de la misma y riesgo operacional adicional (pérdida de circulación, pega diferencial, entre otros).

El área de drenaje de la macolla se encuentra cerca de dos zonas de agua tipo Ponchera, evidenciada por pozos de la Macolla J y de la macolla D (inferida por producción): Una ubicada al norte que posiblemente afectaría la cola de los pozos más al norte y otra ubicada al sur que afectaría la mitad de la sección lateral de los pozos.

❖ **Diseño de trayectorias este - oeste**

Para contactar la misma área de drenaje con las trayectorias de pozos en dirección este- oeste sería necesario la construcción de dos (2) macollas, como se muestra en la **Fig. 4.4.2 (b)**; por lo cual, la longitud horizontal de los pozos se vería afectada por el espacio disponible a drenar debido a la presencia del límite de concesión al oeste y de la cola de los pozos de las macollas existentes (disminución de la sección horizontal a 3.400 pies).

La presencia del plano de falla normal de sentido O-E, exige la separación paralela de las trayectorias horizontales en al menos 150 pies con respecto a la misma. Esto con la intención de evitar posibles problemas operacionales durante la perforación de la sección horizontal.

Con esta configuración, las zonas de agua condicionan las trayectorias al norte al impedir una nueva hilera de pozos con el fin de evitar drenar justo encima de la zona de transición de la Ponchera.

❖ **Estimación Analística del Potencial de la Macolla**

Para la estimación del posible potencial de producción de los dos escenarios se utilizó el método analítico desarrollado por García R., (2008), donde se consideró que la zona a drenar presenta presiones de yacimiento en condiciones originales, con un 90% de sección horizontal de arena efectiva dentro de la unidad Morichal Inferior

y un espaciamiento de 300 m entre pozos, el cual no considera efectos de interferencia. En relación a la permeabilidad horizontal utilizada para el cálculo de tasa se consideró 8500 mD para Morichal Inferior. Estas premisas permiten estimar que el esquema de explotación de la macolla U con trayectorias norte- sur posee un potencial estimado inicial de 15.166 BN, mientras que con un esquema de potencial con trayectorias este - oeste tendrá un potencial estimado inicial de 15.542 BN distribuidas entre dos macollas.

❖ **Discusión esquema de explotación norte- sur Vs. este – oeste**

Luego de la revisión de ambos escenarios se determinó que la macolla U con una dirección norte- sur, generó 18 trayectorias con un potencial asociado de 15.166 BN, mientras que configuración este - oeste tendría un potencial estimado inicial de 15.542 BN, distribuido entre dos macollas de 12 pozos y 10 pozos respectivamente, esto debido a que para drenar la misma área con una configuración norte-sur, se debería construir dos macollas con dirección este - oeste.

Aunque en ambos escenarios el potencial inicial estimado de los pozos es similar, la construcción de dos macollas, así como más pozos en un esquema este-oeste sin un análisis económico profundo, significaría un mayor impacto económico en el desarrollo del área. A primera vista esta razón sería suficiente para escoger un esquema con trayectorias norte- sur, en vez de este - oeste, pero al evaluar que en ambos escenarios las zonas de agua están presentes y que existe una incertidumbre asociada a la extensión areal de las poncheras, la aplicación de un posible esquema de explotación está condicionada al comportamiento de los fluidos según la geometría de la macolla.

Al analizar una configuración norte- sur, se puede observar que esta presenta riesgo para la conificación del agua y afectación inmediata de los pozos vecinos, al generarse un posible avance del frente de agua perpendicular al área de drenaje de los

pozos, con posibilidad de afectar toda la macolla tanto al norte como al sur de la misma **Fig. 4.4.2**. Mientras que un escenario este- oeste permitiría tener pozos perforados buzamiento arriba de la estructura, alejándose en distancia vertical de las zonas de agua, o al menos presenta la posibilidad de aplicar métodos de control de agua más afectivos, debido a su configuración, tanto al norte como al sur de las macollas.

4.4.2.2. Oportunidades de perforación en Macolla V

Debido a la integración del modelo de distribución de fluidos dentro del Modelo Geocelular 3D, se lograron alcanzar estrategias que permitieron resolver el cotejo histórico del campo durante la etapa de simulación de yacimiento. Este modelo cotejado sirvió de herramienta para la toma de decisiones en lo que respecta a la definición de áreas de riesgo de producción de agua y de estrategia para la implantación de esquemas de explotación de las futuras macollas del campo.

❖ Esquema de explotación Original

Inicialmente, la macolla V se encontraba ubicada al este del área de estudio, dentro de una zona no drenada **Fig. 4.4.5**. El plan original de desarrollo planteaba un esquema de explotación de pozos tipo tenedor, con un total de ocho (8) posibles pozos, drenando las unidades Morichal Medio y Morichal Inferior.

En la **Fig. 4.4.4** se muestra la sección estratigráfica de dirección oeste - este para el área de la Macolla V, la cual involucra los pozos estratigráficos H61, H60, H67, H78 y H80ST4 y donde se observa:

- a) Morichal Superior: No posee ningún objetivo prospectivo debido a la presencia de arenas de poco espesor y con baja saturación de petróleo.
- b) Morichal Medio: La unidad posee dos unidades prospectivas las cuales presentan desarrollos de arena entre 40 a 100 (pies). En algunas áreas presenta cambios laterales y disminución de su espesor en dirección este - oeste.
- c) Morichal Inferior: Presenta dos unidades prospectivas con espesores que van desde los 40 a 50 (pies), siendo estas las arenas a drenar. En cierta parte del área se observa una sola unidad de flujo con espesores que alcanza hasta los 100 (pies).
- d) La macolla V se encuentra en la zona del campo con la mayor complejidad estructural. La presencia de sistemas de fallas normales y de depresiones longitudinales generan grandes saltos de falla (45-100 pies de salto), por lo que la ubicación y geometría de los pozos se ve afectada por este patrón de fallamiento.
- e) Se evidencia varias zonas de agua tipo “Ponchera” cercana a la macolla, en distintos niveles estratigráficos de Morichal Medio y Morichal Inferior, identificada por el pozo estratigráfico H61.

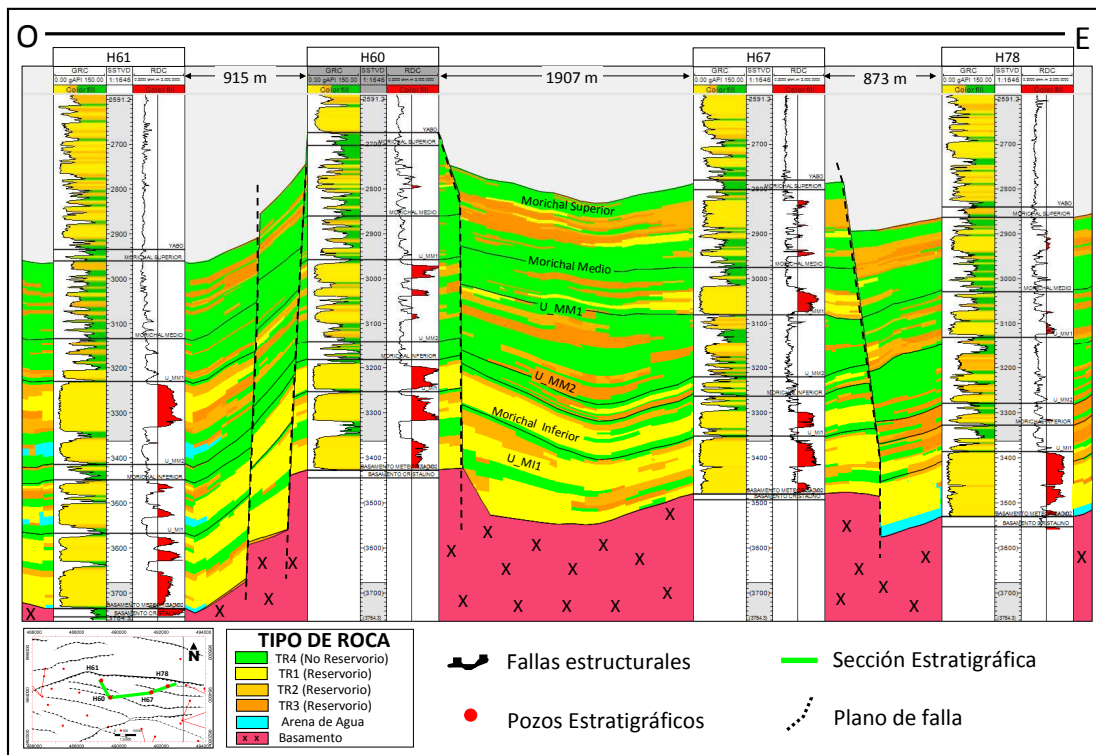


Fig. 4.4.4- Sección estructural este- oeste del área correspondiente al desarrollo de Macolla V

La presencia del sistema de fallas normales y de las depresiones longitudinales, condicionaron la perforación de los pozos, debido a que algunos deben de atravesar planos de falla. Adicionalmente, se puede observar que al final de la sección de los pozos ubicados al norte, se encuentra interpretada una zona de agua móvil evidenciada en el pozo H61.

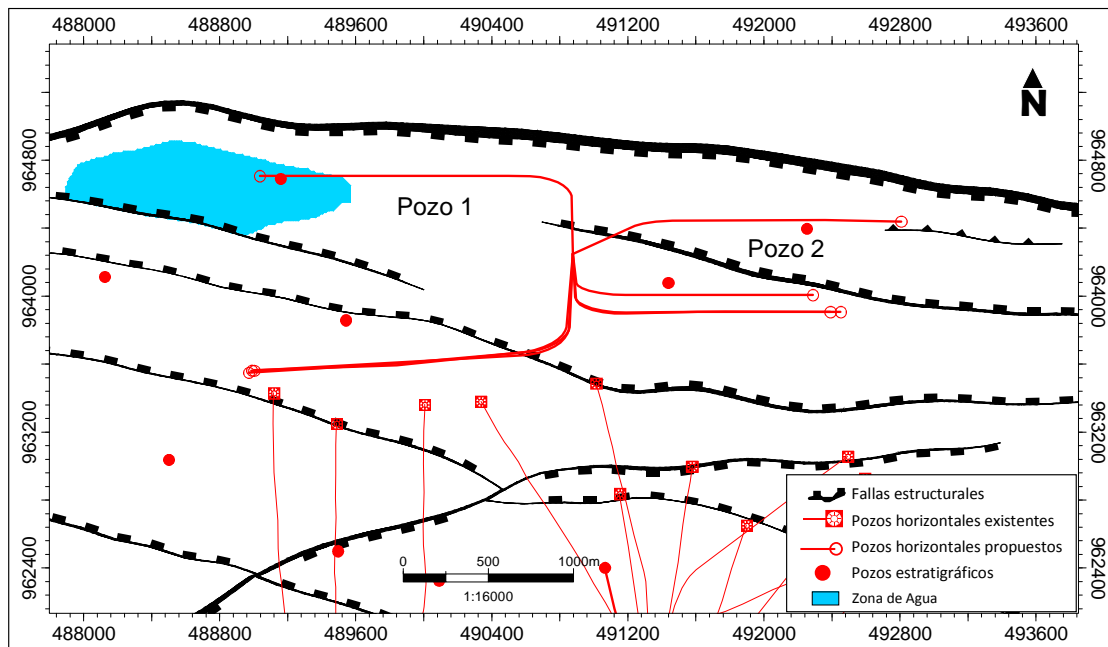


Fig. 4.4.5- Configuración original de la macolla, así como la zona de agua identificada que estaría afectando los pozos más al norte

Finalizado el Modelo Geocelular, esta configuración fue evaluada mediante un escenario predictivo dentro el modelo de simulación numérica; con el cual, se pudo observar que la caída de presión generada por los pozos más al norte de la macolla y más cercano a la zona de transición generado por la Ponchera, permitían la producción de agua de forma temprana con cortes mayores al 10% en los primeros 5 años de vida; incluso el Pozo 1. Inmediatamente después de ser puesto en producción llega a producir más de 30 %AyS, lo que ocasiona el descarte de (2) dos posibles objetivos dentro de la macolla. **Fig. 4.4.6**

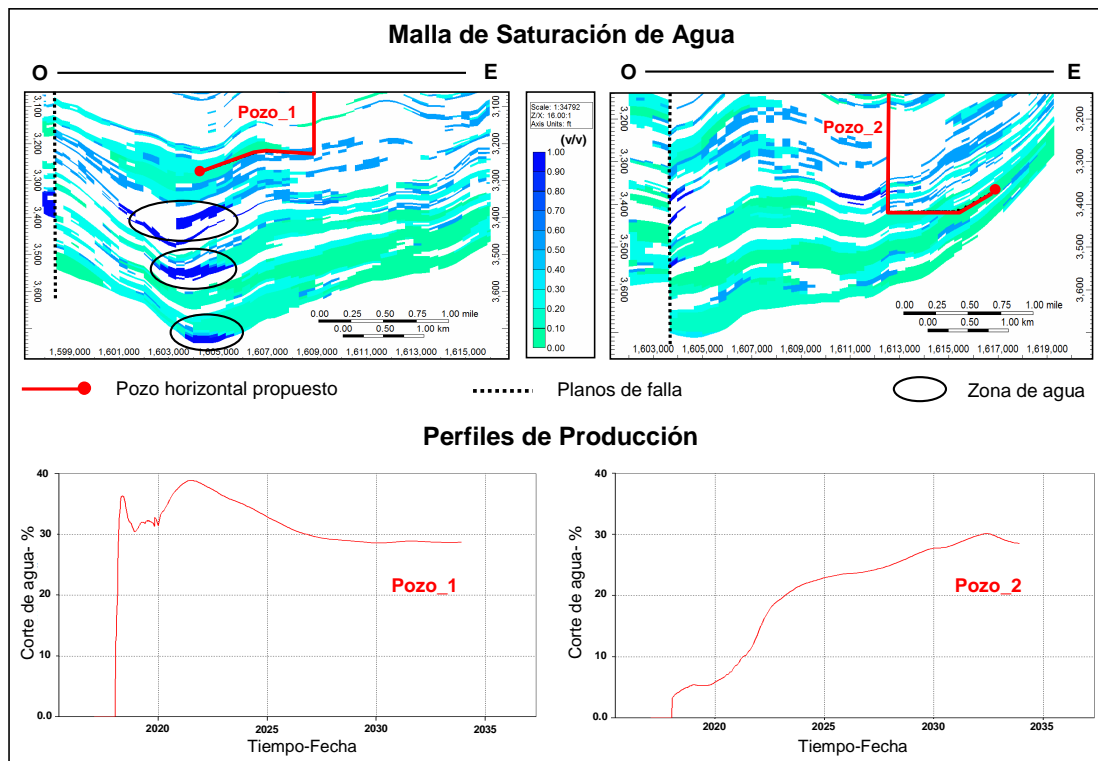


Fig. 4.4.6- Modelo Simulación 2D y perfiles de producción de la antigua configuración (pozos más cerca de la zona de agua)

❖ Nuevo esquema de explotación

Realizada la evaluación del esquema original de la macolla, se visualizó un segundo esquema de explotación lo más alejado posible de estas zonas de riesgo, generando la movilización del centro de macolla más al sur y con el diseño de dieciséis (16) pozos para el drenaje del área **Fig. 4.4.7**. Con este nuevo diseño, se buscó la reducción del corte de agua en los pozos productores y mejorar el recobro de petróleo.

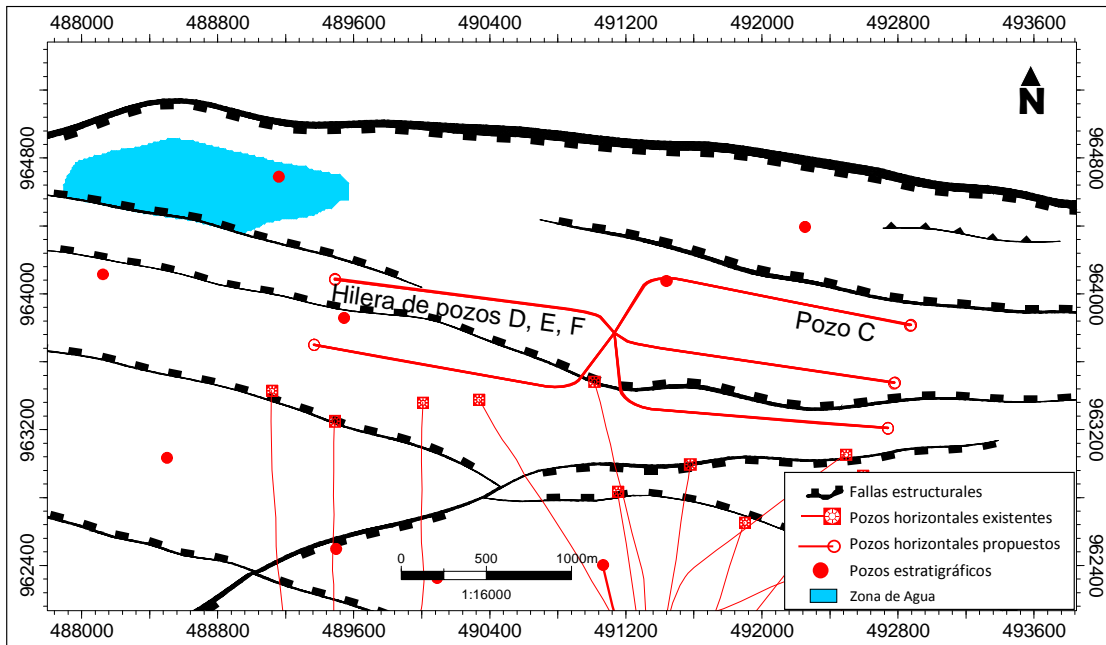


Fig. 4.4.7- Nueva configuración propuesta para la macolla V

En el nuevo esquema, los pozos se encuentran confinados dentro de los bloques deprimidos y con trayectorias paralelas a los planos de falla con la finalidad de evitar posibles problemas operacionales durante la perforación de la sección horizontal.

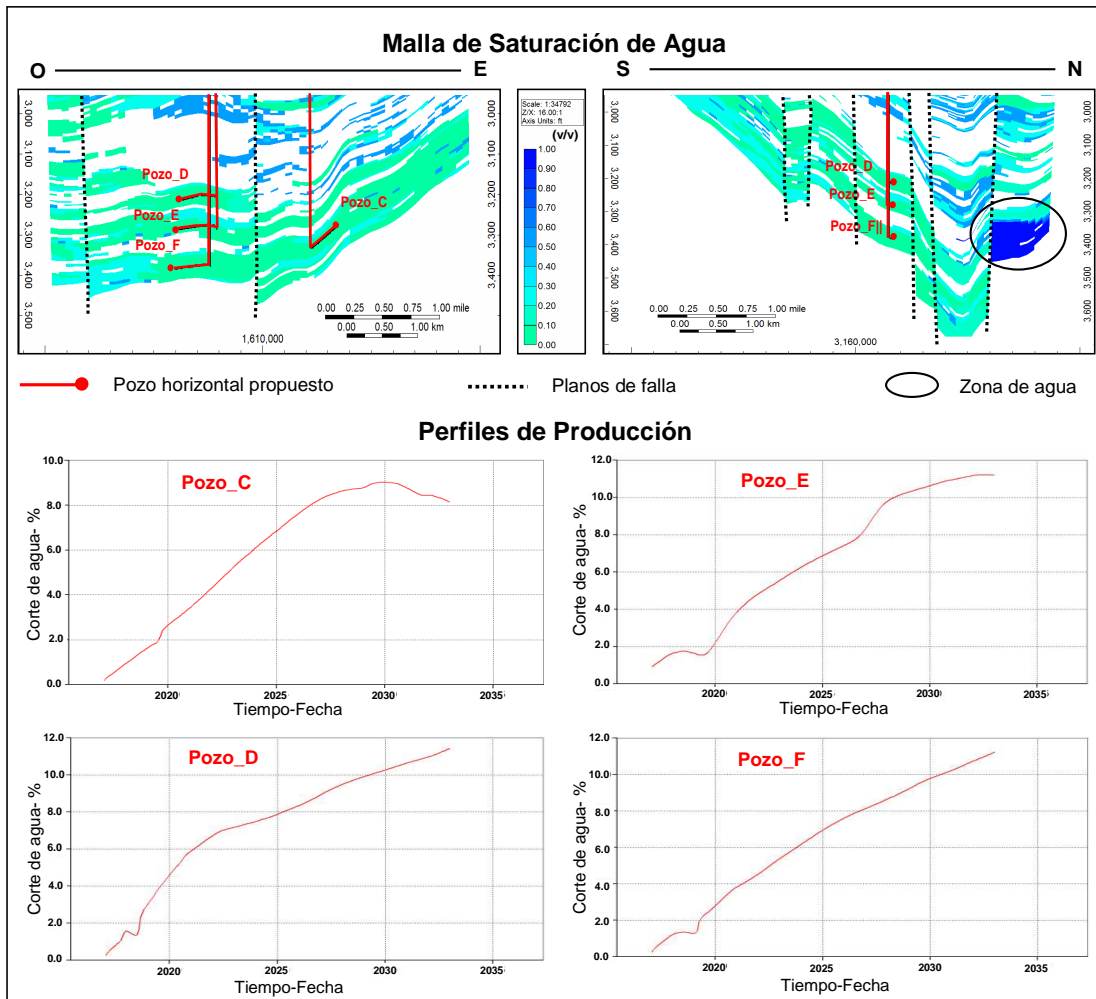


Fig. 4.4.8- Vista 2D del modelo simulación y perfiles de producción de la nueva configuración (pozos más alejados de la zona de agua)

Como resultado, la nueva configuración permitió alejarse de las zonas de agua y mantener cortes de %AyS por debajo del 10%, al menos los primeros 10 años de vida de los pozos ubicados en la hilera más al norte (pozos C, D, E y F). **Fig. 4.4.8**

Esta reubicación del centro de macolla V más al sur, no solo permitió la disminución en el corte de %AyS, sino también aumentó en el número de pozos definidos para drenar en esta nueva área, resultando en un aumento del potencial inicial y promedio de la macolla.

4.5. MEJORES PRÁCTICAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO A PARTIR DE GEONAVEGACIÓN DE POZOS HORIZONTALES; POZOS CONTROL DE AGUA Y CONTROL POR DIFERENCIA DE PRESIÓN (DRAW-DOWN)

4.5.1. Optimización de Pozos Productores por diferencial de presión (Draw Down) en Zonas de Agua

El pozo GA10ST1, se presenta como un caso favorable en la optimización de pozos en zonas de agua. Este pozo completado en la unidad Morichal Inferior en Junio de 1999, muestra una sección efectiva de 2.805 pies de arena de buena calidad con una sección horizontal total de 3.850 pies. Partiendo de la evaluación petrofísica la sección productora muestra una S_w promedio de 29%, con una S_{wi} de 28% y una porosidad de 27%, por lo que no hay ningún indicativo de arenas de baja resistividad, sin embargo, hay un intervalo entre 6.047 a 6.587 pies, donde se interpreta como una sección de limosa. **Fig. 4.5.1**

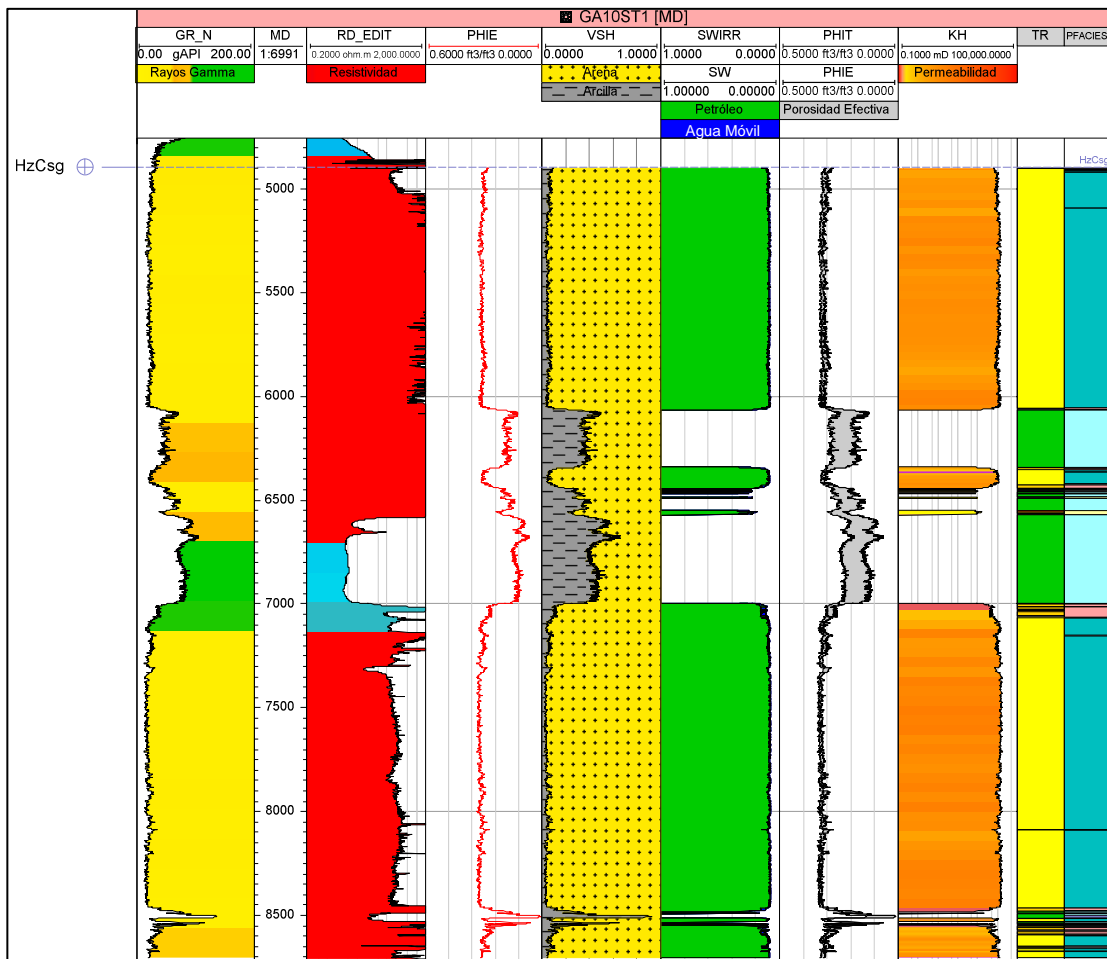


Fig. 4.5.1– Evaluación petrofísica y registros base de la sección horizontal del pozo GA10ST1 (PDVSA, 2015)

El pozo comenzó a producir con un corte de agua de 16 %AyS a 180 RPM, alcanzado hasta un 70 %AyS, por lo cual, ha sido cerrado y abierto en diferentes ocasiones. En la **Fig. 4.5.2** se puede visualizar que el pozo ha tenido una producción de petróleo promedio de 215 BPD, y con un corte promedio de agua 22 %AyS. Análisis fisicoquímicos realizados a muestras de agua arrojaron salinidades entre los 35.900 y 39.900 ppm, asociando estas salinidades a zonas de Ponchera.

Desde las primeras señales de agua el pozo ha estado bajo observación y ha sido operado a velocidad controlada menor a 100 RPM la mayor parte de su vida, logrando permanecer activo controlando la irrupción de agua y alcanzando un

acumulado de 1,18 MMB, 340 MMPCN/BN y 428 MB de crudo, gas y agua respectivamente.

La identificación de la Ponchera asociada a la macolla A, ha permitido manejar y mantener los pozos con alto corte de agua a través de cambios en el diferencial de presión (Draw Down) y el control de las RPM de la bomba, prolongando la vida productiva del pozo y el óptimo recobro de las reservas asociadas.

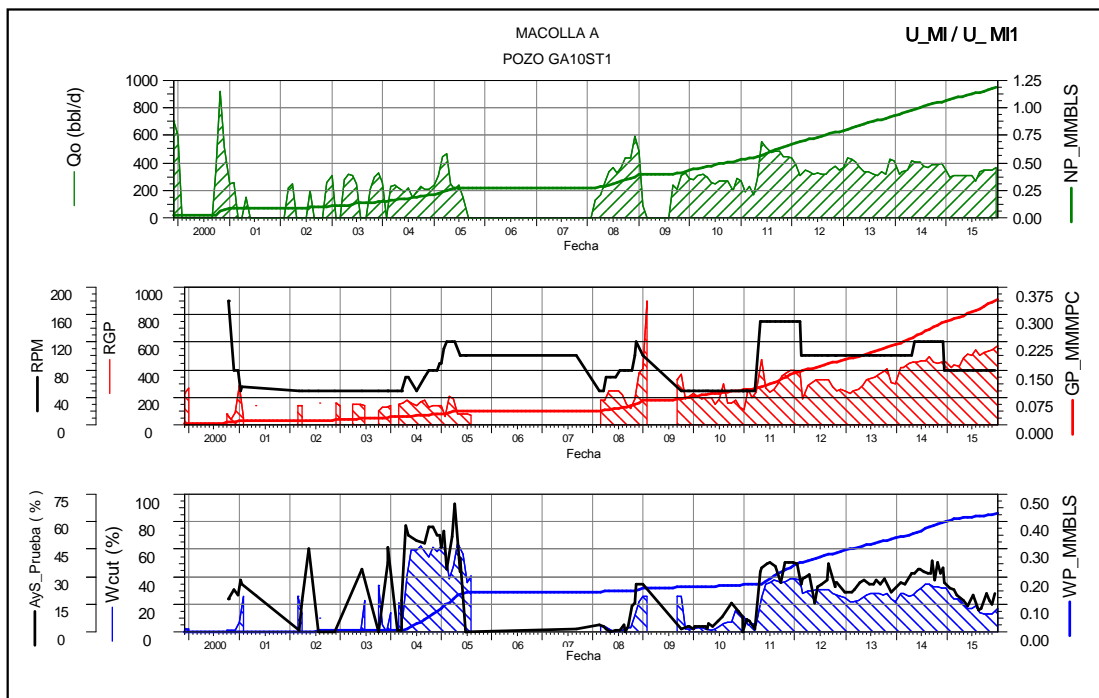


Fig. 4.5.2- Perfil de producción del pozo GA10ST1 afectado por la presencia de una zona de Ponchera y manejado a ROP controlada

4.5.2. Pozos control de agua

Como alternativa para el control de agua, ha sido puesto en práctica el concepto de “Pozos Control de Agua”. Esta metodología se basa en proponer pozos horizontales con un alto corte de %AyS y que estén estructuralmente más cercanos a

la fuente de agua agresora a producir con un alto diferencial (Draw Down); esto con la finalidad de crear una situación de pseudoestabilidad dentro de la zona de petróleo y prevenir el avance del frente de agua, de manera proteger a los pozos vecinos de una posible irrupción de agua.

El resultado obtenido se traduce en extender la vida de los pozos vecinos y poder utilizar los pozos horizontales con altos cortes de agua para contribuir al recobro de las reservas de crudo. Esta práctica ha sido utilizada de forma amplia en otras áreas vecinas, como alternativa para control de agua en los yacimientos. (Marcano, B., Ramos, M., Brown, J., Lagrave, G., Lista, H. y Ugas, L., 2006; Villarroel T. y Hernández R. 2013)

En el área de estudio esta práctica fue utilizada en la macolla J, donde los pozos que navegan en la unidad Morichal Inferior son afectados por el agua de la Ponchera y su zona de transición, lo que ha originado un incremento en el corte de agua en los pozos productores de la macolla. Como plan de remediación el pozo GJ1 anteriormente descrito, desde finales del año 2014 fue activado como pozo centralizador de control de agua para la macolla, siendo completado con una bomba electro sumergible (BES), operada a 39 HZ.

En la **Fig. 4.5.3** se evidencia que durante el periodo en que el pozo GJ1 y GJ5 quedaron inactivos, el corte de agua en el pozo GJ9 (estructuralmente más elevado) fue incrementando de un 4 hasta un 20 %AyS. Posterior a la activación de los pozos GJ1 y GJ5, estructuralmente más cercano al CAPO, se pudo notar que estos actuaban como pozos de control de agua para el pozo GJ9, retrasando así el avance del frente de agua hacia éste y probablemente hacia los pozos vecinos estructuralmente más elevados al sur de la macolla. Incluso el pozo GJ1 y GJ5 pudieron producir con baches de crudo y altos cortes de agua, esto probablemente causado por el reacomodo de los fluidos durante el tiempo en que estuvieron inactivos.

Es importante destacar que el %AyS en los pozos GJ5 y GJ9, aumentó nuevamente posterior a que el pozo GJ1 fuese desactivado por problemas de manejo de agua.

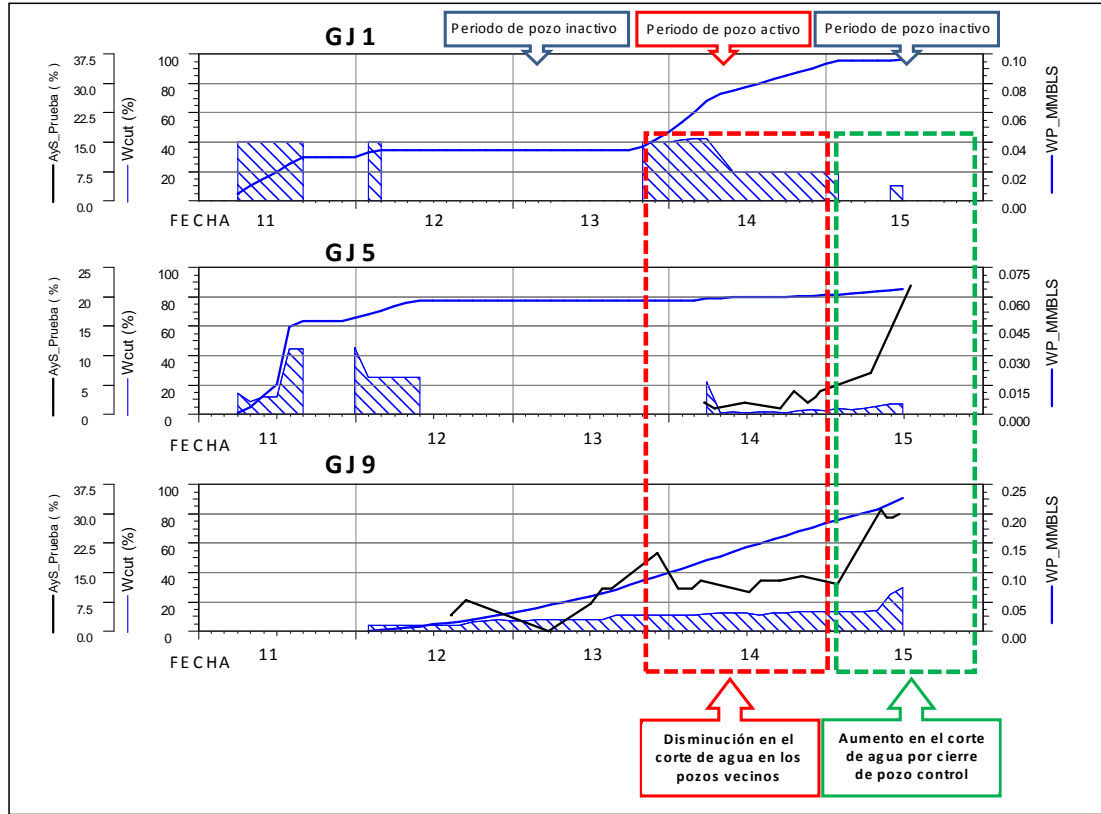


Fig. 4.5.3- Comportamiento de %AyS de los pozos de macolla J durante la puesta en práctica de la técnica de pozos control de agua

4.5.3. Ubicación de Pozos por Geonavegación

La planificación de trayectorias de pozos horizontales al tope de las arenas con el fin de alejarlos de las fuentes de agua agresoras y acompañado de una estrategia de optimización a tasas controladas, constituye una práctica alternativa que permite evitar o retrasar el avance del frente de agua y maximizar la recuperación de reservas en estas zonas asociadas agua.

Dada la baja resolución sísmica para la determinación de marcadores geológicos de interés, las variaciones en el buzamiento del tope de la arena y la longitud horizontal del pozo, la definición de la TVD de navegación presenta un enorme desafío. El surgimiento de nuevas herramientas LWD para la Geonavegación y el entendimiento de la arquitectura del yacimiento mediante la construcción de modelos geológicos 3D, permitieron mejoras en la colocación de pozos horizontales durante la perforación en tiempo real. La adquisición de datos de la formación cercana a la mecha facilita la toma de decisiones durante la perforación, a su vez que de proyectar escenarios posibles. (Adolph B. et al., 2006 y Bourgeois I. et al., 2007)

Esta práctica se llevó cabo en las arenas prospectivas de la macolla K, en la unidad Morichal Inferior cercanas al Acuífero. Para ello se acudió a una empresa comercial de servicios de perforación que utiliza herramientas resistivas, que generan una imagen mediante el contraste resistivo entre las capas de arenas saturadas de petróleo (resistivas), y las capas de lutitas y arenas con agua (no resistivas), de manera de dibujar la ubicación y buzamiento del tope, con esto garantizar una trayectoria óptima cercana al tope del objetivo y alejada del contacto.

Como ejemplo tenemos el pozo GK3, el cual fue planificado para seguir el tope de la arena, con un límite imaginario o “Hard Line” de al menos 80 pies sobre la altura del contacto estimado. En la **Fig. 4.5.4** el plan original (línea azul), el cual está basado en la interpretación inicial del tope, estimaba bajar desde el punto de aterrizaje a 3.554 pies unos 40 pies en TVDss hasta una profundidad de 3.594 pies, contrastando con la trayectoria real (línea roja), el cual permitió perseguir el tope de la arena objetivo alejándose considerablemente del contacto estimado, obteniendo así una sección efectiva de 100% de arena neta petrolífera.

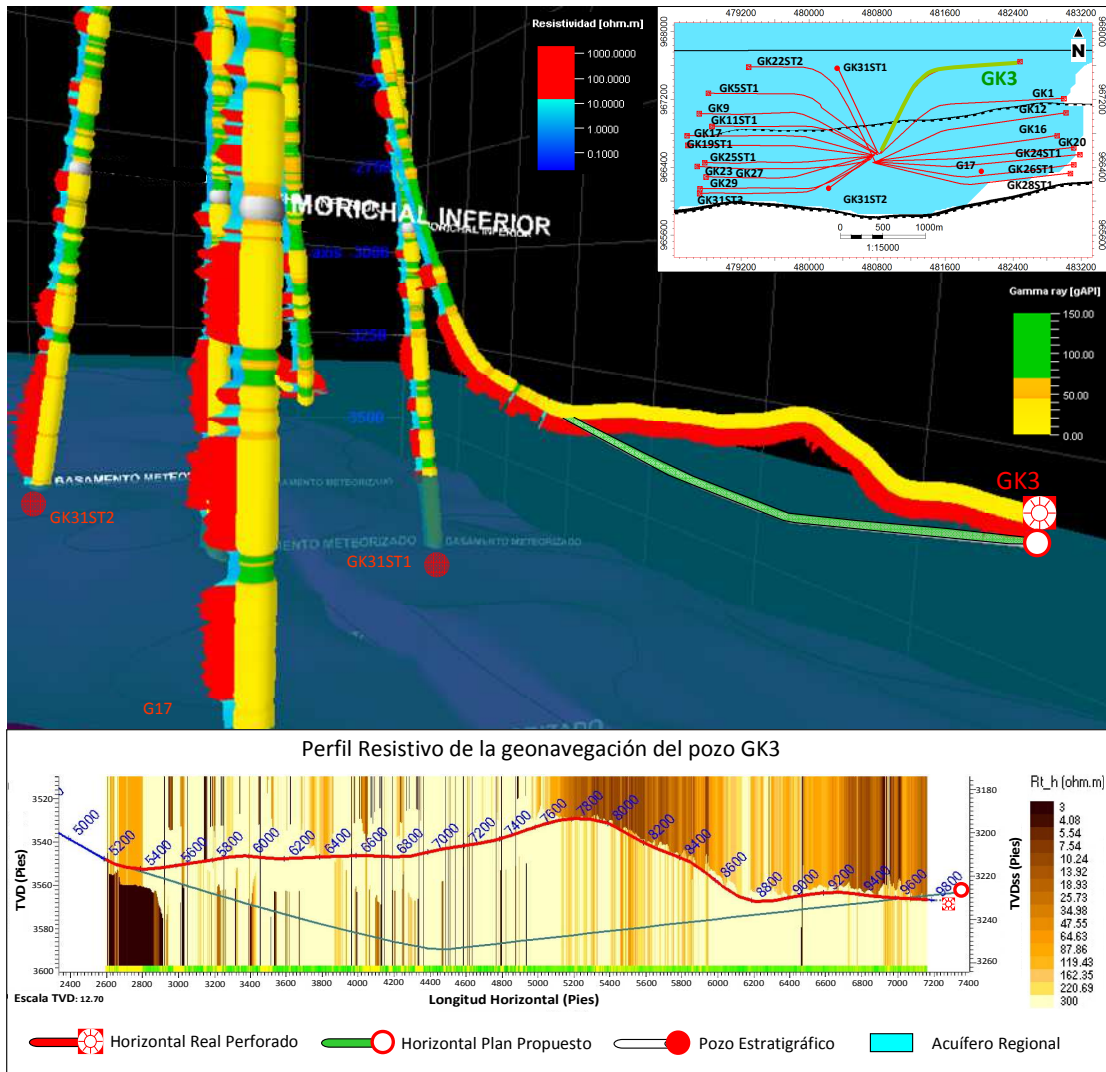
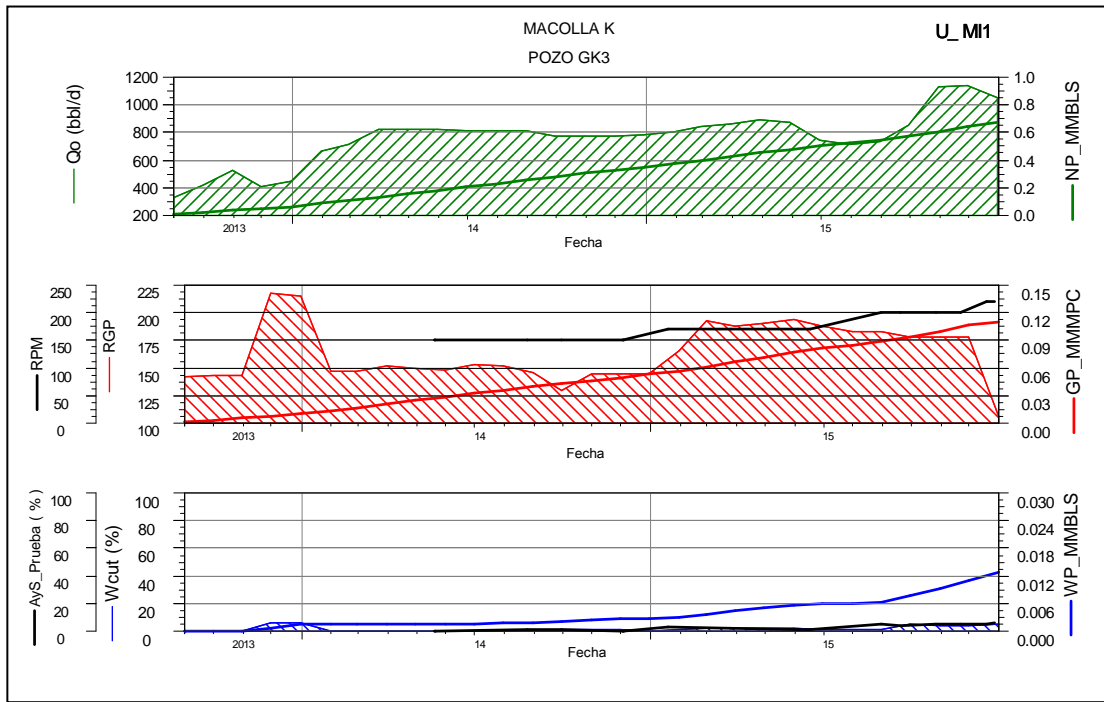


Fig. 4.5.4- Vista 3D y Perfil Resistivo de la trayectoria planifica vs. la trayectoria real del pozo GK3 completado en la unidad Morichal Inferior

Desde sus inicios el pozo ha estado bajo observación y ha sido operado a velocidad controlada, logrando permanecer activo controlando la irrupción de agua y alcanzando un acumulado de 673 MB, 109 MMPCN/BN y 12 MB de crudo, gas y agua respectivamente. **Fig. 4.5.5**



| Fecha | Nombre del Pozo | Petróleo Bls/d | Gas MPC/D | Agua Bls/d | %AyS | RPM | % Eficiencia | RGP PCN/BN |
|------------|-----------------|----------------|-----------|------------|------|-----|--------------|------------|
| 20/05/2014 | GK3 | 820 | 16.70 | 1 | 0.12 | 150 | 88.85 | 20.37 |
| 25/08/2014 | | 775 | 79.20 | 10 | 1.24 | 150 | 84.94 | 102.18 |
| 30/09/2014 | | 626 | 155.60 | 4 | 0.62 | 150 | 68.17 | 248.56 |
| 03/12/2014 | | 791 | 29.30 | 3 | 0.38 | 150 | 85.90 | 37.06 |
| 04/12/2014 | | 803 | 28.80 | 2 | 0.25 | 150 | 87.09 | 35.88 |
| 19/01/2015 | | 1023 | 2.60 | 28 | 2.66 | 170 | 100.33 | 2.54 |
| 26/03/2015 | | 999 | 2.50 | 25 | 2.44 | 170 | 97.78 | 2.50 |
| 04/06/2015 | | 769 | 14.00 | 5 | 0.65 | 170 | 73.91 | 18.21 |
| 17/06/2015 | | 756 | 16.00 | 6 | 0.79 | 170 | 72.77 | 21.16 |
| 30/08/2015 | | 1146 | 30.00 | 54 | 4.50 | 200 | 97.40 | 26.18 |
| 20/09/2015 | | 1361 | 41.00 | 62 | 4.36 | 200 | 115.50 | 30.12 |
| 27/10/2015 | | 1367 | 37.00 | 66 | 4.61 | 200 | 116.31 | 27.07 |
| 21/11/2015 | | 1089 | 88.00 | 58 | 5.06 | 200 | 93.10 | 80.81 |
| 19/12/2015 | | 1043 | 46.00 | 54 | 4.92 | 220 | 80.95 | 44.10 |
| 28/12/2015 | | 595 | 25.00 | 36 | 5.71 | 220 | 46.56 | 42.02 |

Fig. 4.5.5- Perfil de producción del pozo GK3 ubicado en la zona del Acuífero

CONCLUSIONES

- 1) Se identificaron dos tipos de zonas de agua: la primera definida como Zonas de Agua Libre, compuesta por el Acuífero y las Poncheras, y una segunda definida como Zonas de Agua Móvil en Zonas Saturadas de Petróleo, comprendidas por las "Soggy Rocks" y la Zona de Transición.
- 2) La presencia de capas impermeables subyacentes, el paleorelieve del basamento ígneo metamórfico y el sistema de fallas normales presentes en el área, fueron los elementos que condicionaron estructural y estratigráficamente el yacimiento para la formación de zonas de agua con poca extensión llamadas Poncheras.
- 3) El agua entrampada por litología o "Soggy Rocks" responden a un tipo de roca de baja calidad, el cual esta asociados a cambios litológicos o cambios laterales de facies.
- 4) Si bien, es evidente que existe un elemento estructural en la distribución de agua dentro del yacimiento, se ha encontrado que la estratigrafía, la cercanía entre las densidades del crudo y el agua, y las variaciones en la calidad de la arena son de igual importancia en la determinación de la distribución inicial de los fluidos.
- 5) La aplicación de los sistemas de clasificación permitieron identificar que en el área existe una predominancia de aguas connatas tipo $\text{Na}^+ - \text{Cl}^-$ (Clorurada Sódica), donde parece indicar aguas de un mismo origen químico (origen marino). Se observaron dos grupos principales; el primero con fuerte influencia de los iones Cl y Na y de altas concentraciones de STD, con marcadas características de agua connata, el cual está relacionado a las zonas interpretadas como Poncheras. El segundo grupo presenta menores concentraciones de STD por lo que probablemente tienen un menor tiempo de interacción con el medio poroso, correspondiendo a aguas menos evolucionadas, siendo asociadas a muestras del

Acuífero y aguas de la unidad Morichal Medio. Es posible que exista un tercer grupo de familia de aguas mixta que son producto de la combinación de características de los dos grupos ya mencionados, asociados a áreas entre el Acuífero y la zona sur del campo.

- 6) Las concentraciones de salinidades varían aun estando dentro de una misma secuencia estratigráfica, por lo que existen diferencias verticales y areales. Geográficamente, los valores más altos de salinidad se localizan en la unidad Morichal Inferior hacia el sur del área con promedios mayores a 30.000 ppm, mientras que la unidad Morichal Medio hacia el oeste y la zona norte que contiene el Acuífero, posee valores menores a 15.000 ppm. Las salinidades entre 15.000 y 30.000 ppm están relacionada a una posible zona de mezcla. Esta variabilidad de la salinidad del agua de formación dificulta definir un único valor o valores promedios para toda el área.
- 7) Más allá de la configuración original composicional de las aguas formación, la diferencia en su composición depende de diversos factores y procesos a las que las aguas estuvieron sometidas, y más frecuentemente del orden de actuación de los mismos en el espacio y tiempo. Los procesos de intercambio iónico, de orden de interacción con el medio poroso y la mezcla pudieron ser los factores que generan diferencias significativas en la composición observada en las muestras de agua.
- 8) El alto contenido de STD así como, la presencia de iones de sulfato en las aguas de formación del área, hacen posible que ocurran procesos de corrosión los cuales se hicieron evidentes en el pozo GD4.
- 9) Los pozos productores del Acuífero y de las zonas de Poncheras, manifiestan un comportamiento de producción de agua similar: irrupción repentina y aumento progresivo, diferenciándose entre sí, únicamente por la composición y

concentración de STD de las muestras. Los pozos con producción de agua asociada a "Soggy Rocks", poseen un corte inicial %AyS que se mantiene relativamente constante a través de la vida productiva del pozo, mientras que los pozos ubicados en una zona de transición presentan un corte inicial, pero con el pasar del tiempo va incrementándose, dado que la zona de transición actúan como un canal o vía de comunicación entre la zona de agua libre y el pozo productor.

- 10) Debido a la ausencia o bajo espesor de sellos lutíticos en la unidad Morichal Inferior, se infiere que las áreas donde se interpretan las zonas de Poncheras y el Acuífero, las arenas de agua se encuentren en comunicación hidráulica con otras arenas productoras.
- 11) La definición de un modelo de distribución de fluidos y la creación de las zonas de agua dentro de la malla de saturación, permitió representar potenciales áreas de riesgo para la producción de agua en el campo. Este resultado, logró mejorar el desempeño del cotejo histórico y los pronósticos de modelo de simulación numérica durante la evaluación de posibles esquemas de explotación de las nuevas macollas.
- 12) La implementación de prácticas para el control de agua, indican que es posible maximizar la producción de petróleo y el desarrollo de reservas en zonas de alto riesgo, logrando acumular así, grandes volúmenes de crudo durante largos periodos de tiempo.

RECOMENDACIONES

- 1) Debido a la complejidad estratigráfica y estructural observadas en los yacimientos de la Faja se recomienda la generación de planes de captura de información geológica mediante perforación de pozos estratigráficos en zonas de alta incertidumbre; poniendo especial atención a las zonas con características estructurales y estratigráficas similares a las ya descritas, a fin de identificar, caracterizar y ejecutar planes de acción que permitan el aprovechamiento adecuado de las reservas.
- 2) Para la comprensión más profunda de la evolución química de las aguas de formación se recomienda el uso de otras técnicas de análisis como el uso de halógenos o isótopos estables de Oxígeno e Hidrógeno. El uso de estas técnicas permitirían una mejor discretización en el origen de las aguas de formaciones, debido a que permiten identificar elementos conservativos que no experimentar cambios por la interacción biogenética agua-roca.
- 3) Generar planes sistemáticos de toma y análisis de muestras de agua con el fin de caracterizar la evolución dinámica de los fluidos a medida que cambian las condiciones del yacimiento. Esta información puede ser utilizada para incidir significativamente en la optimización de los yacimientos del campo mediante:
 - a) La detección a tiempo problemas de corrosión en los pozos productores, además de estimar costos de manipulación y eliminación de agua corrosiva.
 - b) En un proceso de recuperación mejorada se puede estimar los tiempos de irrupción del agua de inyección, la velocidad con que avanzó en el yacimiento y estimar los frentes de inyección, así como, detectar posibles reacciones químicas y/o posibles precipitaciones minerales indeseables.

- 4) Aplicar una nueva filosofía para el manejo y tratamiento de grandes volúmenes de agua de producción, mediante la adecuación de las actuales instalaciones de superficie, esto como estrategia para el desarrollo de las reservas asociadas a estas zonas de alto riesgo de producción de agua.
- 5) Interpretar estratigráficamente con mayor detalle las secuencias internas del Miembro Morichal, con la finalidad de mejorar la definición de los cuerpos geológicos de interés y mapear con mayor exactitud aquellas arenas de menor espesor con volúmenes de agua móvil, en correspondencia a lo observado en los histogramas de Tipo de Roca, donde Tipos de Rocas 1 y 2 muestran saturaciones de agua móvil importantes.
- 6) Debido a las variaciones de los valores de salinidad del agua de formación, se recomienda evaluar el potencial impacto de ésta sobre los cálculos de la resistividad del agua (R_w), esto con la finalidad de lograr una mejor definición de los valores de S_w y por tanto en la cuantificación de POES.
- 7) Evaluar la factibilidad técnico-económica de implantar otras tecnologías tales como: completaciones preventivas, dispositivos de control de flujo, tecnologías basadas en polímeros para el control de agua, así como herramientas de monitoreo para determinar las zonas de entrada de agua.
- 8) Soportar la práctica operacional mediante estudios de un modelo de simulación de manera de entender el comportamiento de la producción en estas zonas de agua y de este modo predecir las tasas en cada pozo como función del tiempo.

BIBLIOGRAFÍA

Abdallah, W., Buckley, J. Carnegie, A. Edwards, J. Herold, B., Fordham, E., Graue, A., Habashy, T., Seleznev, N., Signer, C., Hussain, H., Montaron, B. y Ziauddin, M. (2007). Los Fundamentos de la mojabilidad. *Oilfield Review*, Otoño de 2007. p. 48.

Abdou, M., Carnegie, A., Mathews, G., O'Keefe, M., Raghuraman, B., Wei, W., Xian, C. (2011). Valor del agua de formación. *Oilfield Review*, 23(1). pp. 26-39.

Acharya, U., Kent, A., Betancourt, D., Waite, M., Tankersley, T., Johansen, S. y Robertson C. (2004). Subsurface Challenges in Reservoir Modeling for Hamaca Project. SPE 86971.

Adams, S., Titusa, R., Pietersenb, K., Tredoux, G. y Harrisd C. (2001). Hydrochemical characteristics of aquifers near Sutherland in the Western Karoo, South Africa. *Journal of Hydrology* 241. pp. 91-103.

Adolph, B., Archer, M., Codazzi, D. Halawani, T. Perciot, P., Weller, G., Evans, M., Grant, J., Griffiths, R., Hartman, D, Sirkin, G., Ichikawa, M., Scott, G. Tribe, I. y White, D. (2006). Evaluación de formaciones durante la perforación. *Oilfield Review*. pp. 4- 25.

Alayeto, M. y William, L. (1973). The Geology and Exploration Potential of the Heavy Oil Sands of Venezuela (The Orinoco Petroleum Belt). *Memoir Canadian Society of Petroleum Geologists*. Memoir 3. pp. 1-18.

Alves, M. (2007). Caracterización Dinámica del Agua en Formación en las Arenas D de la Formación Oficina del Campo Junín. Trabajo Especial de Grado para

optar al Título de Ingeniero de Petróleo. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

ARC Solutions S.A. (2009). Determinación de las reservas geológicas y renovables de aguas subterráneas de la faja petrolífera del Orinoco. Fase I. Informe final tomo I. Caracas, Venezuela.

ARC Solutions S.A. (2012). Proyecto Revisión de Reservas y Plan de Explotación de los Yacimientos del Campo CN-I Empresa Mixta Petromonagas. Modelo Estratigráfico y Sedimentológico. Barcelona, Venezuela.

Arche, A. (2010). Sedimentología. Del proceso físico a la cuenca sedimentaria Editorial: CSIC, Madrid, España. p. 1290

Arias, F. (2012). El proyecto de Investigación. Introducción a la metodología científica. (6ta Edición). Editorial Episteme. Caracas, Venezuela. p.110.

Audemard, F., y Azpirixaga, P., Baumann, A., Isea M. y Latreille, M. (1985). Marco geológico del terciario en la Faja Petrolífera del Orinoco de Venezuela. VI Congreso Geológico Venezolano Caracas, Venezuela.

Audemard, N., Chirinos, M. y Layrisse, I. (1987) Physical and Chemical Characterization of Heavy Crude Oil in the Orinoco Oil Belt: Section II. Characterization, Maturation, and Degradation, AAPG Special Volumes, Volume SG 25: Exploration for Heavy Crude Oil and Natural Bitumen, pp 183 – 191.

Ayala, L., Montero, R. y Tosiani, T. (2007). Procesos, factores y calidad química de las aguas subterráneas de la región de Santa Ana, Península de Paraguaná, estado Falcón, Venezuela. Memorias del IX Congreso Geológico Venezolano. Caracas, Venezuela. pp. 1-13

Bailey, B., Crabtree, M., Tyrie, J., Elphick, J., Kuchuk, F., Romano, C. y Roodhart, L. (2000). Control del agua. *Oilfield Review*, Verano de 2000. pp. 32-53.

Balau, J., Linares, L., O'Donnell, D., Fong, N. (2003). Identifying and Predicting Mobile Water, Cerro Negro Block, Orinoco Heavy Oil Belt, Eastern Venezuela. *AAPG Search and Discovery Article #90013*. Salt Lake City, Utah.

Balestrini, M. (2006). Procedimientos técnicos de la investigación documental. Editorial PANAPO. Caracas. p.34

Bartok, P. (1993). Prebreakup Geology of the Gulf of Mexico-Caribbean: Its Relation to Triassic and Jurassic Rift Systems of the Region Tectonics. Vol. 12, No. 2. The American Geophysical Union. Paper number 92TC01002.

Bitor/OCN/INTEVEP. (2001). Evaluación de Problemática de producción de agua en Cerro Negro. Trabajo no publicado. Barcelona, Venezuela.

Bourgeois, D., Christensen, R., Durbin, P., Kumar, S., Skinner G. y Wharton, D. (2007). Mejoras en la colocación de pozos con el modelado durante la perforación. *Oilfield Review*, Primavera 2007. pp. 22-33

Brito, A. (2014). Informe Técnico: Modelo Roca-Fluido del Campo Cerro Negro Versión 2012 – 2013. N° de acceso IT-ORI-2014-007, EEIYYEMXPM. Barcelona, Venezuela.

Catuneanu, O., Abreu, V., Bhattacharya, J., Blum, M., Dalrymple, R., Eriksson, P., Fielding, C., Fisher, W., Galloway, W., Gibling, M., Giles, K., Holbrook, J., Jordan, R., Kendall, C., Macurda, B., Martinsen, O., Miall, A., Neal, J., Nummedal, D., Pomar, L., Posamentier, H., Pratt, B., Sarg, J., Shanley, K., Steel, R., Strasser, A., Tucker, M., Winker, C. (2008). Towards the standardization of sequence

stratigraphy. *Earth-Science Reviews*. Journal homepage [Documento en línea]. Disponible: www.elsevier.com/locate/earscirev. [Consulta: 2008, Octubre 21]

Cevallos M. y Rivero M. (2009). Reservoir Characterization of Unconsolidated Coastal Plain and Littoral Sandstones Case Study of a New Heavy Oil Shallow Play, Neuquina Basin, Western Argentina. Convención Nacional de la “Canadian Society of Petroleum Geologist, Exploration Geophysicist and Log Analyst”, Calgary - Alberta, Canadá. p.471

Chen, Yow-yuh. (2001). Palynology and Sequence Stratigraphy of CH-38 and CG-1 Wells, Cerro Negro Field Development, Venezuela. Exxonmobil Exploration Company. EMEC.20.BIO.01.

Chevalier, Y. (1993). A Cross Section from the Oil-Rich Maturin Sub-Basin to Margarita Island-the Geodynamic Relations Between South American and Caribbean Plates. *Tectonics and Stratigraphy*. Field trip n° 1. APPG-SVG. Field Trip, March 11.14.1993. [Documento en línea]. Disponible: <http://www.pdv.com/lexico/excursio/exc-93.htm>. [Consulta: 2014, Agosto 24]

Collins, A. (1975). Geochemistry of oilfield waters. *Developments in Petroleum Science*, Vol. 1. Elsevier, Amsterdam, The Netherlands. pp. 193-252

Correa, D., Pulido, C., Martínez, R. Chramcow, D. y Godoy, P. (2015). Identificación de las diferentes zonas de agua móvil presentes en la Formación Oficina del Campo Cerro Negro de la Faja Petrolífera del Orinoco. SPE WVPS503. p. 14

Correa, D. y Guevara, E. (2015). Informe Técnico Modelo Petrofísico del campo Cerro Negro Ver. 2013 -2015. N° de acceso 017696. Barcelona, Venezuela.

Crotti, M. (2002). Mediciones RFT. Parte I: La Presión en Zonas de Transición Capilar. [Documento en línea]. Disponible: <http://www.inlab.com.ar/RFT1.htm> [Consulta: 2014, Agosto 01]

Custodio, E y Llamas, R. (1976). Hidrología Subterránea. Barcelona, España. Segunda Edición. Editorial Reverté. pp. 600.

Delgado, Y. (2001). Informe de Pasantía. Generación de un modelo de facies empleando técnicas geoestadística de alto orden en un área de la Faja Petrolífera del Orinoco. Trabajo de grado de maestría no publicado, Universidad Simón Bolívar, Sartanejas, Venezuela. pp 38-46

Di Croce, J., (1995). Eastern Venezuela Basin: Sequence stratigraphy and structural evolution. Ph.D. dissertation, Rice University, Houston, Texas. pp. 34-43

Dresel, E. y Rose, A. (2010). Chemistry and Origin of Oil and Gas Well Brines in Western Pennsylvania. The Pennsylvania State University. Fourth Series. Open-File Report OFOG 10-01.0

Duerto, L., McClay, K., (2010). Role of the shale tectonics on the evolution of the eastern Venezuela Tertiary thrust and fold belt. *Marine and Petroleum Geology* 28 (1). pp. 63-90.

EEII-Procadet Petromonagas. (2011). Evaluación de los Yacimientos del Miembro Morichal y el Miembro Yabo, Formación Oficina (Área Carabobo Bloque Petromonagas). Barcelona, Venezuela.

Erlich, R. y Barrett, S. (1992). Petroleum Geology of the Eastern Venezuela Basin. En: Macqueen, R., Leckie, D. (Eds.), *Foreland Basins and Fold Belts*.

American Association of Petroleum Geologists Memoir, vol. 55. Tulsa, EEUU. pp. 341–362.

Elshahawi, H. (1999). Capillary Pressure and Rock Wettability Effects on Wireline Formation Tester Measurements. SPE 56712.

Embry, A. y Johannessen, E. (1992). T-R Sequence Stratigraphy, facies analysis and reservoir distribution in the uppermost Triassic-Lower Jurassic succession, western Sverdrup Basin, Arctic Canada. In: Vorren, T., Bergsager, E., Dahl-Stammes, O., Holter, E., Johansen, B., Lie, E. y Lund, T.B. (Eds.) Arctic Geology and Petroleum Potential. Norwegian Petroleum Society, 2da Publicación Especial. pp.121-146.

Escalona, A. y Mann, P. (2011). Tectonics, basin subsidence mechanisms, and paleogeography of the Caribbean-South American plate boundary zone. *Marine and Petroleum Geology* 28. pp. 8–39.

Estudios y Servicios Petroleros S.R.L. (n.d.). El Origen de las Aguas de Formación. [Documento en línea]. Nota Técnica N° 19. Remedios 2715 C1406HCC. Ciudad Autónoma de Buenos Aires. pp. 1-8. Disponible: <http://www.oilproduction.net/files/GPA/19gpa.pdf>. [Consulta: 2014, Agosto 10]

Euribe A., Sinanoglu E., Gallagher M., Mac-Quhae, M. y Cassani F. (1981). Bioestratigrafía del Pozo CNX -17. Lagoven, S.A.

Eva, A., Burke, K., Mann, P. y Wadge, G. (1989). Four-phase tectonostratigraphic development of the southern Caribbean: *Marine and Petroleum Geology*, v. 6, pp. 9–21.

Ferrer, M. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo, Venezuela. pp 44-68

Fiorillo, G. (1982). Exploración y Evaluación de la Faja Petrolífera del Orinoco. Symposium de Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas de Venezuela, Colombia, Ecuador y Perú. Asociación Colombiana de Geología y Geofísica de Petróleo, Bogota, pp. 2-29

Fiorillo, G. (1987). Exploration and Evaluation of the Orinoco Oil Belt: Section I. Regional Resources. AAPG Special Volumes, Volume SG 25: Exploration for Heavy Crude Oil and Natural Bitumen, pp. 103 – 114.

Galavís, J. y Velarde, H. (1967). Geological study and preliminary evaluation of potential reserves of heavy oil of the Orinoco Tar Belt, Eastern Venezuelan Basin, 7th World Petrol Congress. Proc, 3, pp. 229-234

Gallango, O. y Cassani F. (1991). Informe Técnico: Caracterización geoquímica de crudos y gases naturales en el transecto Chacopata- Uverito (Cuenca Oriental de Venezuela). INT-02338, 91. PDVSA-INTEVEP, S.A. Los Teques, Venezuela.

García, A. (2009). Curso Interactivo de Física en Internet. [Curso interactivo en línea]. Disponible: http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica_/fluidos/tension/capilar/capilar.html. [Consulta: 2016, Abril 25]

García, R. (2011). Using Analogs to Generate Production Forecasts in Faja. WHOC11-141. pp. 1-4

George, R. y Socas, M. (1994). Pros and Cons of Five Hypotheses of Migration of Oil to the Eastern Part of the Orinoco Oil Belt, Eastern Venezuela Foreland Basin. AAPG Search and Discovery Article #90986.

Gonfiantini, R. y Araguas, L. (1988). Los Isótopos Ambientales en el Estudio de la Intrusión Marina. TIAC'88. Tecnología de la Intrusión en Acuíferos Costeros. Almuñécar (Granada, España).

González, C. Iturralde, J. y Picar, X. (1980). Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas. Tomo I y II. Tercera edición. Editorial Fonvives. Caracas-Venezuela. p. 1031.

Graterol, I. (2008). Informe técnico: Interpretación sísmica estructural de Faja petrolífera del Orinoco. INT-11995, 2008. PDVSA-INTEVEP. Los Teques, Venezuela.

Hem, J. (1970). Study and Interpretation of the Chemical Characteristics of Natural Water. Second Edition Geological Survey Water Supply Paper 1473 – United States Government Printing Office. Washington

Hernández, G. (2014). Determinación de Halógenos por Cromatografía Iónica en Inclusiones Fluidas por el Método Crush-Leach: Validación y Aplicación a Rocas Carbonatadas del Golfo de México. Tesis de Maestría en Ciencias de la Tierra. Universidad nacional autónoma de México. México D. F.

Hidalgo, E., Rey, J. y Cruz, J., (1996). Caracterización Físicoquímica de los Recursos Hídricos de la Comarca de Linares (JAEN) [Libro en línea]. Instituto Tecnológico Geominero de España. Iv Simposio Del Agua en Andalucía. Andalucía, España. p. 95. Disponible: <https://books.google.co.ve> [Consulta: 2016, noviembre 11]

Huang, G., Fan, H. y Wu C. (2014). Application and Analysis of V.A. Sulin's Theory of Oilfield Water. *Advanced Materials Research*. Vol. 962-965, pp. 552-555.

Instituto Geológico y Minero de España y Consejo Insular de Aguas de Gran Canarias. Estudio hidrogeológico para la definición de áreas sobreexplotadas o en riesgo de sobreexplotación en la zona baja del este de gran canaria. Capítulo VII. Calidad del agua. Convenio Específico 1998-2003. pp. 36-45

Isea, A. (1987). Geological Synthesis of the Orinoco Oil Belt, Eastern Venezuela. *Journal of Petroleum Geology*, 10(2). pp. 135-148.

Jacome, M., Kuszniir, N., Audemard, F., y Flint, S. (2003). Tectonostratigraphic evolution of the Maturin Foreland Basin: Eastern Venezuela, en C. Bartolini, R. T. Buffler, and J. Blickwede, edición, *The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon habitats, basin formation, and plate tectonics: AAPG Memoir 79*, p. 735–749.

Jalali, M. (2005) Major ion chemistry of groundwaters in the Bahar area, Hamadan, western Iran. *Environmental Geology* 47: 763-772.

Johnson, J. y Murphy, M. (1984). Time-rock model for Siluro-Devonian continental shelf, western United States. *Geological Society of America Bulletin*, 95. pp. 1349-1359

Kiser, G. (1987). Exploration Results, Machete Area, Orinoco Oil Belt, Venezuela, *Journal of Petroleum Geology*, Volume 10, Issue 2, pp. 149-162.

Knopp, C. (1960). Bottom- Water and Edge-Water effects on low gravity oil production. *Journal of Petroleum Technology*. 1318-G. pp. 45-51.

Kopper, R., Kupecz, J., Curtis, C., Cole, T., Dorn-lopez, D. y Copley, J. (2001). Reservoir characteristics of the Orinoco heavy oil belt: Miocene Oficina Formation, Zuata field, Eastern Venezuela basin. Soc. Petroleum Engineers, Porlamar, Isla de Margarita. SPE 69697. p. 16.

Kuchuk, F., Sencul, M. y Zeybek, M. (1999). Oilfield Water: A Vital Resource. Middle East Well Evaluation Review 22. pp. 4-13

Kröger, J. y Hinsby, K. (2006). Groundwater Resources in Buried Valleys: A Challenge for Geosciences. Leibniz Institute for Applied Geosciences (GGA-Institut). Hannover, Germany. p. 127

Laya, M. y Sebastiani, F. (2015). Informe Técnico Modelo Sedimentológico del campo Cerro Negro Ver. 2013 -2015, N° de acceso 017698. Barcelona, Venezuela.

Linares, C., Herrera, O., Oropeza, H., Medina, C., Rodriguez, I. y Pelgrain, A. (2013). Informe Técnico: Definición de un nuevo marco geológico –estratigráfico y sedimentario para la Faja Petrolífera del Orinoco, Dominio Oriental. INT-14273,2013. PDVSA- INTEVEP. Los Teques, Venezuela

Marcos, J., Pardo, E., Casas, J., Delgado, D., Rondon, M., Expósito, M., Zerpa, L., Ichbia, J. y Bellorini, J. (2007). Static and Dynamic Models of Formation Water in Sincor Area, Orinoco Belt, Venezuela. SPE 107378.

Martínez, J. (2003). Uso de la Función “J” Derivada de Leverett para la Caracterización de los Yacimientos del Área O-16 Cerro Negro, F.P.O. Bitúmenes Orinoco S.A. Trabajo Especial De Grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleo. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

Martínez, A. (1987), The Orinoco Oil Belt, Venezuela. *Journal of Petroleum Geology*, 10(2). pp. 125-134.

Méndez, J. (2005). Frente Atlántico Venezolano. *Investigaciones Geoambientales*. Primera Edición. Capítulo: El Delta del Orinoco. PDVSA. pp. 12-24

Morgan, K. y Jankowski, J. (2004). Saline groundwater seepage zones and their impact on soil and water resources in the Spicers Creek catchment, central west, New South Wales, Australia. *Environmental Geology* 46. pp. 273-285.

Ojeda, Y. y Hernández, M. (2012). Aplicación del Agua de Formación para la Formulación de Fluidos de Perforación a Base de Agua. Trabajo Especial de Grado para optar al Título de Ingeniero de Petróleo. Universidad de Oriente. Maturín, Venezuela.

Operadora Cerro Negro, (2002). Informe Técnico: Petrographic and mineralogical study on core samples from the Oficina Formation well: CH63ST1 (Cerro Negro Field). Res Geo: 020112. Aberdeen, United Kingdom.

Operadora Cerro Negro, (2005). Informe Técnico: Evaluación e identificación de los mecanismos de corrosión asociados a las fallas en la tubería de soporte de los sensores del pozo 404. Número de Referencia: OCN-CPF-RE-T-99-2005-005. Caracas, Venezuela. p. 37

Overeem, I. (2008). *Geological Modeling: Introduction*. Community Surface Dynamics Modeling System. University of Colorado at Boulder. Course material.

Parnaud, F., Gou Y., Pascual, J., Truskowski, I., Gallango, O., Passalacqua, H. y Roure, F. (1995). *Petroleum Geology of the Central Part of the Eastern Venezuelan Basin*. *Petroleum basins of South America: AAPG Memoir* 62, p. 741–756.

PDVSA, (2007). Caracterización geoquímica y origen de las aguas de formación del área Carabobo, Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela. INT-11414,2007. PDVSA- INTEVEP. Los Teques, Venezuela.

PDVSA, (2007). Caracterización geoquímica y origen de las aguas de formación del área de Ayacucho, Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela. INT-11413,2007. PDVSA- INTEVEP. Los Teques, Venezuela.

PDVSA, (2013). Interpretación sísmica, Dominio oriental -Faja petrolífera del Orinoco. NTE-1939, 2013. PDVSA-INTEVEP. Los Teques, Venezuela

PDVSA, (2016). Revisión de reservas por reinterpretación geológica y de parámetros de yacimiento de los yacimientos pertenecientes al Miembro Morichal de la Formación Oficina, ubicado en el campo Cerro Negro. Emx Petromonagas. RES-ORI-16-77. Barcelona, Venezuela.

Piper, A. (1953). A graphic procedure in the geochemical interpretation of water analyses. U.S. Dept. of the Interior, Geological Survey, Water Resources Division, Ground Water Branch. Washington, Estados Unidos <https://catalog.hathitrust.org/Record/101676827> [Fecha de consulta: Enero 2016]

Pirson, S. (1965). Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos. Ediciones OMEGA, S.A. Barcelona, España.

Rahmanian, V. (2002). Reservoir Description & Characterization, Cerro Negro Field Study: An Overview. Exxon mobil production. pp. 2-20

Ramírez, T. (2009). Metodología de la Investigación. Limusa. México. p. 101.

Reed, R. y Wheathey, M. (1984). Oil and water production in a reservoir with significant capillary transition zone. SPE 12066. pp. 1559- 1566.

Rodríguez, A. (1981). Análisis Geológico de Núcleos Pozo CNX-1 Lagoven, s.a. PDVSA- INTEVEP. Faja Petrolífera del Orinoco.

Salazar, L., Rodríguez, I. y González, J. (2015). Informe Técnico: Modelo Estructural del campo Cerro Negro Ver. 2013 -2015, N° de acceso 017697. Barcelona, Venezuela.

Sánchez, F. (2012). Evolución geoquímica de las aguas subterráneas. Dpto. Geología Univ. Salamanca (España). [Documento en línea] Obtenido el 21 de Agosto de 2014, de http://hidrologia.usal.es/temas/Evolucion_geoquimica.pdf.

Santiago, N., Bastardo, M., Bellizzi, L., Z., Herrera, M., Marcano, E., Marcano, J., Montilla, L., Moreno, J., Moya, M., Mussa, S. y Repilloza, H., (2015). Proyecto de Evaluación de sistemas petrolíferos Monagas. PDVSA Exploración Oriente. Puerto La Cruz, Venezuela.

Santos, A. y Frontado, L. (1987), Reservoir Geology of the Cerro Negro steam injection Area, Orinoco Oil belt, Venezuela, Journal of Petroleum Geology, Volume 10 (2). pp. 177-194.

Shepherd, M. (2009), Reservoir Modeling and Geostatistics. Volume AAPG Memoir 91: Oil Field Production Geology AAPG Special Volumes p. 157

Sloss, L. (1963). Sequences in the cratonic interior of North America: Geological Society of America Bulletin, v. 74, pp. 93–114

Sulin, V. (1946). Oil water in the system of natural groundwater, Gostopichezdat, Moscow USSR. p. 215.

Stiff, H. (1951). The interpretation of chemical water analysis by means of patterns. petroleum transactions, Aime. Vol 192. pp. 376-379.

Summa, L., Goodman, E., Richardson, M., Norton, I. y Green, A. (2003). Hydrocarbon systems of Northeastern Venezuela: plate through molecular scale-analysis of genesis and evolution of the Eastern Venezuela Basin. *Marin and Petroleum Geology*, Vol. 20, p. 323-349.

Talukdar, S., Gallango, O. Y A. Ruggiero (1987). Generation and migration of oil in the Maturin sub-basin, eastern Venezuelan basin: *Organic Geochemistry*, v.13, p. 537-547.

Talukdar, S. (1991). Petroleum systems of the eastern Venezuelan basin, Annual Meeting of the AAPG, Dallas. p.215.

Tamayo y Tamayo, M. (2006). *Introducción a la Metodología de la investigación*. 3era Edición. México. Limusa. p. 89

Talwani, M. (2002). The Orinoco Heavy Oil Belt in Venezuela (Or Heavy Oil to the Rescue?). The James A. Baker III Institute for Public Policy of RICE, University. p 34.

Tinedo, C., Limpio M., Muñoz R., Villalba E. y Zamora C. (2013). Propuesta para la Caracterización y Explotación del Área Centro norte de Carabobo, Faja Petrolífera del Orinoco. Trabajo de grado de maestría no publicado, en Caracterización y Explotación de Yacimientos Faja Petrolífera del Orinoco. Universidad Venezolana de los Hidrocarburos. Los Teques, Venezuela.

Van Wagoneer, J., Mitchum, R., Posamentier, H. y Vail, P. (1987). Seismic stratigraphy interpretation using sequence stratigraphy, parte 2: Key definitions of sequence stratigraphy, en A.W.Bally, ed., Atlas of Seismic Stratigraphy: AAPG Studies in Geology N° 27, V.1. pp. 11-14.

Vásquez, M. (2002). "Cerro Negro" Development: A Success Story. From Inception To Execution. SPE/Petroleum Society of CIM/CHOA 79006. p. 2

Vega A. y De Rojas I. (1987). Exploration and evaluation of the Zuata Area, Orinoco Oil Belt, Venezuela. Journal of Petroleum Geology. Volume 10 (2). pp. 163-176.

Villarroel, T., Zambrano, A. y Garcia, R. (2013). New Progress and Technological Challenges in the Integral Development of the Faja Petrolifera del Orinoco, Venezuela. En Hein, F., Leckie, D., Larter, S. y Suter, J. eds., Heavy-oil and oil-sand petroleum systems in Alberta and beyond: AAPG Studies in Geology 64, p. 669 – 688.

Villarroel T. y Hernández R. (2013). Technological Developments for Enhancing Extra Heavy Oil Productivity in Fields of the Faja Petrolifera del Orinoco (FPO), Venezuela. Presentación a la AAPG Annual Convention and Exhibition, Pittsburgh, Pennsylvania. Artículo número 20205

Volcán, J. (2015). Evaluación hidrogeoquímica de las aguas formacionales del área Carabobo, campo PDVSA-SINOVENSA, Faja Petrolífera del Orinoco "Hugo Chávez. Trabajo Especial de Grado para optar al Título de Licenciado en Geoquímica. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

White, D. (1957). Magmatic, Connate, and Metamorphic Water. Geol. Soc. Am. vol. 68 no. 12. pp. 1659-1682

Yamanaka, M. Nakano T. y Tase N. (2005). Hydrogeochemical evolution of confined groundwater in northeastern Osaka Basin, Japan: estimation of confined groundwater flux based on a cation exchange mass balance method. *Applied Geochemistry* 20. pp 295- 319.

Yarus, J. (2009) Geocellular Modeling, Search and Discovery Article. Adapted from presentation at AAPG Geoscience Technology Workshop, “Geological Aspects of Estimating Resources and Reserves” Houston, Texas

Yegres, F. (2015). Informe Técnico: Modelo Estratigráfico del campo Cerro Negro Ver. 2013 -2015, N° de acceso 017698. Barcelona, Venezuela.

Zubizarreta, J., Robertson, G. y Adame, J. (2001). The Role of 3-D Seismic in a Challenging Horizontal Drilling Environment: The Cerro Negro Experience. SPE 70775. p. 2

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Acuífero: Es un cuerpo de roca cuya saturación de fluidos, porosidad y permeabilidad permiten la producción de agua subterránea.

CAPO: Consiste en una superficie donde por encima de la misma predomina la presencia de petróleo y por debajo predomina la presencia de agua según las condiciones originales del yacimiento.

Corte de agua: Representa el porcentaje de agua que se produce con un barril de petróleo.

Entrampamiento: Acumulación de hidrocarburos en ciertas rocas del subsuelo que por sus propiedades físicas y configuración les impiden continuar su desplazamiento hacia la superficie.

Geomodelado: Consiste en la generación de modelos del subsuelo utilizando métodos geoestadísticos, basados en la data geológica y el conocimiento de los sistemas depositacionales y estructurales del área.

Geonavegación: Control direccional intencional de un pozo utilizando mediciones derivadas de los registros eléctricos, con el objetivo de mantener la perforación dentro de una sección productiva.

Macolla: Consiste en un arreglo de pozos perforados desde una misma plataforma con diferentes objetivos en el subsuelo pero que comparten una misma infraestructura en superficie para la extracción, procesamiento y transporte de la producción de crudo, agua y gas.

Malla 3D: Son gráficos compuestos por una colección de celdas y vértices que se aproximan a una superficie en 3D, permitiendo el reconocimiento de objetos, la comprensión de una escena o las características de un yacimiento.

Modelado de yacimiento: La producción de un modelo de un yacimiento. El modelo podría incluir cualquiera de las características geológicas, de fluidos, u otras características del yacimiento.

Modelo Dinámico de Yacimientos: En este modelo se definen los tipos y condiciones de los fluidos en el yacimiento, la distribución y la forma como se mueven. Comienza con el análisis de datos dinámicos: PVT, permeabilidades relativas, presiones capilares, historia de producción, inyección y presión.

Modelo Estático de Yacimientos: El modelo estático de un yacimiento es aquel que representa las propiedades de un yacimiento que no varían en función del tiempo, como es el caso de la permeabilidad, porosidad, espesor, tope, límites, fallas, ambiente de depositación, continuidad vertical/lateral de las arenas, petrofísica de los lentes, litología y límites de la roca.

Pozos Horizontales: Se definen como pozos horizontales aquellos que son perforados de manera direccional, paralelos a los planos de estratificación de un yacimiento, (o hasta alcanzar 90 grados de desviación con respecto a la vertical); a una profundidad y dirección establecida, donde está ubicado el yacimiento objetivo.

Simulación Numérica de Yacimientos: La simulación de yacimientos es el proceso que permite inferir el comportamiento real de un yacimiento a partir del comportamiento de un modelo matemático que lo representa y cuyas ecuaciones se resuelven mediante métodos numéricos.

Sidetrack: Es un pozo secundario perforado lejos del pozo original. Es posible tener múltiples pozos de reentrada y cada uno de los cuales podría perforarse por una razón diferente.

Slant: Son pozos desviados con perfil tipo “J” que constan de una sección vertical, una sección de construcción y una sección tangente directo hasta el objetivo.

Zona de Agua móvil: Zona dentro del yacimiento donde las saturaciones de agua total es mayor a la saturación de agua irreducible.

ABREVIATURAS Y UNIDADES

| | |
|-----------------------------|---|
| σ: | Tensión interfacial entre dos fluidos, dinas/cm |
| θ: | Humectabilidad del tubo capilar |
| ρ_w: | Densidad del agua, gr/cm ³ |
| ρ_o: | Densidad del petroleo, gr/cm ³ |
| % meq: | Porcentaje de miliequivalentes por litro |
| %AyS: | Porcentaje de Agua y Sedimento, % |
| °F: | Grados Fahrenheit |
| ANP: | Arena Neta Petrolífera |
| API: | American Petroleum Institute |
| BCP: | Bomba de Cavidad Progresiva |
| bls: | Barriles |
| BN: | Barriles Normales |
| BPD: | Barriles Por Día |
| CAPO: | Contacto Agua Petroleo Original |
| COT: | Carbón Orgánico Total |
| cP: | Centipoise |
| DT: | Registro Sónico, us/pies |
| FS: | Flooding Surface, Superficie de inundación |
| g: | Aceleración de la gravedad |
| Gp: | Gas acumulado, MMMPC |
| GR: | Registro de Rayos Gamma |
| g/cm³: | Gramo por centimetro cúbico |
| h: | Altura del agua sobre la superficie libre de agua |
| HzCsg: | Revestidor Horizontal |
| Kr: | Permeabilidad relativa |
| Kro: | Permeabilidad relativa al petroleo |
| Krw: | Permeabilidad relativa al agua |
| lpc: | Libra por pulgada cuadrada |

| | |
|-----------------|--|
| LWD: | Logging While Drilling, registros durante la perforación |
| MD: | Profundidad Medida |
| mD: | Milidarcy |
| meq/lit: | Miliequivalentes por litro |
| MFS: | Maximum Flooding Surface, Superficie de Máxima inundación |
| mg/lit: | Miligramos por litro |
| MRS: | Máximum Regressive Surface, Superficie de Máxima Regresión |
| Np: | Petróleo producido acumulado, bls |
| NPHI: | Registro de Neutron |
| NTG: | Net to Gross, Espesor neto |
| Ohm.m: | Ohmio por metro |
| Pc: | Presión capilar |
| PCN: | Pie Cúbico Normales |
| PEF: | Registro de perfil fotoeléctrico |
| POES: | Petróleo Original En Sitio |
| ppm: | Partes por millón |
| PVT: | Presión, Volumen y Temperatura |
| Qo: | Tasa de producción de petróleo |
| Qw: | Tasa de producción de agua |
| r: | Radio del tubo capilar, cm |
| RD: | Resistividad, ohm.m |
| RGP: | Relación Gas Petróleo |
| RHOB: | Registro de Densidad, gr/cm ³ |
| RPM: | Revoluciones Por Minuto |
| SB: | Sequence Boundary, Límite de Secuencia |
| STD: | Sólidos Totales Disueltos |
| Sw: | Saturación de agua total |
| Swi: | Saturación de agua irreducible |

| | |
|---------------|--|
| TS: | Transgressive Surface, Superficie Transgresiva |
| TVD: | Profundidad Vertical Verdadera |
| TVDss: | Profundidad Vertical Verdadera bajo el nivel del mar |
| Wcut%: | Corte de agua, % |
| Wp: | Agua producida acumulada, bls |

© Carlos Pulido, 2018
Hecho el Depósito de Ley.
Depósito Legal AN2018000033