

**REINTERPRETACIÓN GEOLÓGICA UTILIZANDO LA TECNOLOGÍA DE
BÚSQUEDA DE PETRÓLEO Y GAS (OFT)**

**JUAN SEBASTIAN BARRERA MONTAÑA
RAMIRO ALONSO JAIMES VILLAMIZAR**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D. C.
2016**

**REINTERPRETACIÓN GEOLÓGICA UTILIZANDO LA TECNOLOGÍA DE
BÚSQUEDA DE PETRÓLEO Y GAS (OFT)**

**JUAN SEBASTIAN BARRERA MONTAÑA
RAMIRO ALONSO JAIMES VILLAMIZAR**

**Proyecto integral de grado para optar título de
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**Director
HERNANDO BARRERO CHAVES
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D. C.
2016**

Nota de aceptación

Ing. Ivan Peñaloza Cristancho
Orientador

Geol. Hernan Antolinez Delgado
Jurado

Geol. Andrea Pablos Corredor
Jurado

BOGOTÁ, D.C - Agosto de 2016

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Jaime Posada Diaz

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora Académica y de Postgrados

Dra. Ana Josefa Herrera Vargas

Secretario General

Dr. Juan Carlos Posada García-Peña

Decano General de Facultad de Ingenierías

Dr. Julio César Fuentes Arismendi

Director (e) Programa de Ingeniería de Petróleos

Dr. Edgar David Cedeño Ligarreto

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de grado, culminado con mucho esfuerzo:

Al constante apoyo de mis padres que me asistieron ante cualquier circunstancia brindándome su comprensión y cariño incondicional para no desfallecer en el cumplimiento de mis ocupaciones como estudiante.

A mi hermana que siempre me ayudo y colaboro en todos los momentos en que de una u otra manera necesite, y más aún la confianza de mi familia ya que este proceso que comenzó hace varios años con la participación de todos ellos.

A cada uno de los profesores de la fundación Universidad de América, los cuales brindaron su conocimiento y recalcaron el valor de ética para poder ser un profesional incluyente.

A mi amigo profesor Iván Peñaloza por brindarme su orientación y confianza para lograr esta meta.

A todas y cada una de las personas con las que tuve la oportunidad de compartir en mi vida universitaria, las cuales contribuyeron a que lograra esta meta que me propuse en la vida.

Juan Sebastián Barrera Montaña

Dedico este trabajo de grado, culminado con mucho esfuerzo:

A mis padres que me asistieron ante cualquier circunstancia brindándome su comprensión y cariño incondicional para no desfallecer en el cumplimiento de mis ocupaciones como estudiante.

A mi hermano que siempre me ayudo y colaboro en todos los momentos en que de una u otra manera necesite.

A cada uno de los profesores de la fundación Universidad de América, los cuales me compartieron su conocimiento y ética para poder ser un profesional incluyente.

A mi amigo profesor Iván Peñaloza por brindarme su orientación y confianza para lograr esta meta.

A todas y cada una de las personas con las que tuve la oportunidad de compartir en mi vida universitaria, las cuales contribuyeron a que lograra esta meta que me propuse en la vida.

Ramiro Alonso Jaimes Villamizar

AGRADECIMIENTOS

Deseamos expresar un sincero agradecimiento a las siguientes personas por su colaboración y apoyo incondicional durante todo el tiempo de elaboración, revisión y terminación de este trabajo:

A Dios por iluminar nuestros caminos y permitirnos terminar con éxito esta etapa de nuestras vidas.

A nuestras familias por su apoyo, dedicación y ejemplo durante toda nuestra formación profesional permitiéndonos culminar con satisfacción nuestra carrera de Ingeniería de Petróleos.

A la Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S. - CTAC, por abrirnos sus puertas y acoger el proyecto de grado, brindándome su respaldo técnico y financiero.

Al Ingeniero William Flórez por su ayuda y apoyo constante para la culminación de este proyecto.

Al ingeniero Benjamín Garavito por su ayuda y apoyo constante para la culminación de este proyecto.

Al señor Cesar Zarate por brindarnos la oportunidad de realizar este proyecto de grado y su apoyo constante para la culminación del mismo.

Al ingeniero Hernando Barrero por su colaboración, orientación, ayuda y asesoría durante la elaboración de este proyecto de grado.

Al ingeniero Guillermo Gámez por su colaboración, orientación, ayuda y asesoría durante la elaboración de este proyecto de grado.

Al Ingeniero Iván Peñaloza por su apoyo e incondicional ayuda para la culminación de este proyecto de grado.

Al Geólogo Ricardo Sánchez por su colaboración, orientación, ayuda y asesoría durante la elaboración de este proyecto de grado.

Al Geólogo Hoiber Patiño por su colaboración, orientación, ayuda y asesoría durante la elaboración de este proyecto de grado.

Al señor José Daza por el apoyo absoluto brindado en las asesorías académicas durante la elaboración de este proyecto de grado.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	29
OBJETIVOS	30
1. GENERALIDADES DEL BLOQUE LA CRECIENTE EN LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	31
1.1 HISTORIA	31
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL BLOQUE LA CRECIENTE	32
1.3 MARCO GEOLÓGICO	34
1.3.1 Columna estratigráfica	34
1.3.2 Descripción geológica de las Formaciones	35
1.3.4 Geología del petróleo	39
2. MÉTODOS CONVENCIONALES DE REGISTROS	47
2.1 REGISTRO DE EXPLORACIÓN SÍSMICA	47
2.1.1 Fase de diseño	48
2.1.2 Fase pre-operativa	48
2.1.3 Operación en campo	48
2.1.4 Topografía y trocha	48
2.1.5 Técnicas de generación (fuente)	48
2.1.6 Tipos y análisis de datos	52
2.2 REGISTROS ELÉCTRICOS	60
2.2.1 Registros para determinar zonas permeables	61
2.2.2 Registros de resistividad	66
2.2.3 Registros de porosidad	70
2.3 RESULTADOS DE LOS MÉTODOS CONVENCIONALES	75
2.3.1 Análisis de resultados del registro sísmico.	77
2.3.2 Análisis de resultados de registros eléctricos	82
2.3.3 Conclusión de resultados convencionales	96
3 TECNOLOGÍA DE BÚSQUEDA DE PETRÓLEO Y GAS (OFT)	98
3.1 GENERALIDADES	98
3.2 FASES DE LA TECNOLOGÍA DE BÚSQUEDA DE PETRÓLEO Y GAS (OFT)	99
3.2.1 Fase 1: Espectrografía satelital (ES)	102
3.2.2 Fase 2: Establecimiento de campos electro-magnéticos de corto impulso (ECECI)	106
3.2.3 Fase 3: Sondeo vertical por electro-resonancia (SVER)	110
3.3 FASES DE DESARROLLO DE LA TECNOLOGÍA DE BÚSQUEDA DE PETRÓLEO Y GAS (OFT)	111
3.3.1 Diseño fase 1: Espectrografía satelital (ES)	112

3.3.2 Diseño fase 2: Establecimiento de campos electro-magnéticos de corto impulso (ECECI)	114
3.3.3 Diseño fase 3: Sondeo vertical por electro resonancia (SVER)	117
4. IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE BÚSQUEDA DE PETRÓLEO Y GAS (OFT)	121
4.1 FASE 1: ESPECTROGRAFÍA SATELITAL (ES)	121
4.2 FASE 2: ESTABLECIMIENTO DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS DE CORTO IMPULSO (ECECI)	130
4.3 FASE 3: SONDEO VERTICAL POR ELECTRO RESONANCIA (SVER)	140
5. CORRELACIÓN DE RESULTADOS CONVENCIONALES CON RESPECTO A LOS RESULTADOS DE LA TECNOLOGÍA DE BÚSQUEDA DE PETRÓLEO Y GAS (OFT)	178
5.1 ANÁLISIS DEL MAPA ESTRUCTURAL	178
5.2 CORRELACIÓN DE LAS ANOMALÍAS DE LA TECNOLOGÍA DE BÚSQUEDA DE PETRÓLEO Y GAS (OFT) CON EL MAPA ESTRUCTURAL	185
5.2.1 Análisis	185
5.3 MAPA ESTRUCTURAL MODIFICADO	193
5.3.1 Mapa y análisis	193
5.4 COMPARACIÓN DE LAS HERRAMIENTAS DE ESTUDIO	198
6. CAPITULO FINANCIERO	201
6.1 ANÁLISIS TEÓRICO DEL IMPACTO EN TÉRMINOS FINANCIEROS	201
6.1.1 Capex	202
6.1.2 Opex	202
6.1.3 Ingresos	202
6.1.4 Costos	202
6.1.5 Realización tablas de costos	203
6.1.6 Porque invertir en la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT)	205
7. CONCLUSIONES	207
8. RECOMENDACIONES	208
BIBLIOGRAFÍA	209
ANEXOS	211

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización Bloque La Creciente	33
Figura 2. Columna estratigráfica Cuenca del Valle Inferior del Magdalena	35
Figura 3. Sección transversal esquemática del Valle Inferior Magdalena	38
Figura 4. Carta de tiempos de eventos en la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena	41
Figura 5. Ubicación pozos en el Bloque La Creciente	43
Figura 6. Cuencas productoras de gas Colombia	44
Figura 7. Producción estimada principales campos productores de gas en Colombia	45
Figura 8. Métodos convencionales de registros	47
Figura 9. Esquema desarrollo exploración sísmica	48
Figura 10. Distribución de fuentes y receptores línea sísmica	50
Figura 11. Resolución Lateral Sísmica	52
Figura 12. Imagen sísmica en dos dimensiones (2D)	54
Figura 13. Ventajas y desventajas, Sísmica (2D)	55
Figura 14. Imagen sísmica en tres dimensiones (3D)	56
Figura 15. Resultados interpretación de imágenes	58
Figura 16. Ventajas y desventajas, Sísmica (3D)	59
Figura 17. Tipos de registros eléctricos	61
Figura 18. Tipos de registros eléctricos	62
Figura 19. Registro Gamma Ray	64
Figura 20. Registro de espectrometría de rayos gamma naturales (NGS)	66
Figura 21. Registro de resistividad	67
Figura 22. Registro de porosidad	70
Figura 23. Mapa de terrenos geológicos de Colombia	76
Figura 24. Ubicación de las líneas sísmicas 2D en el Bloque La Creciente	79
Figura 25. Procesamiento de un análisis sísmico	80
Figura 26. Línea sísmica 3D	81
Figura 27. Registro Master log LCA-5 - Formación Corpa	84
Figura 28. Registro Master log LCA-5 - Formación Túbara	86
Figura 29. Registro Master log LCA-5 - Formación Porquero Superior	88
Figura 30. Registro Master log LCA-5 - Formación Porquero Medio	90
Figura 31. Registro Master log LCA-5 - Formación Porquero Inferior	92
Figura 32. Registro Master log LCA-5 - Formación Ciénaga de Oro	94
Figura 33. Registro Master log LCA-5 – Basamento	95

Figura 34. Mapa estructural digitalizado al tope de la Formación Ciénaga de Oro	97
Figura 35. Fases de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT)	99
Figura 36. Proyecto de adquisición y prospección de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT)	101
Figura 37. Proceso de espectroscopia	102
Figura 38. Espectro de luz visible	103
Figura 39. Acumulación de cargas eléctricas sobre	104
Figura 40. Generador de ondas	107
Figura 41. Antenas receptoras	108
Figura 42. Ejemplo registro ECECI	109
Figura 43. Registro SVER	111
Figura 44. Desarrollo fases de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT).	112
Figura 45. Fase 1 Espectrografía Satelital (ES)	113
Figura 46. Laboratorio de procesamiento Fase 1 Espectrografía satelital	114
Figura 47. Fase 2 establecimiento de campos electromagnéticos de corto impulso (ECECI)	115
Figura 48. Montaje y movilización equipos Fase 2 ECECI	116
Figura 49. Fase 3 sondeo vertical por electro resonancia (SVER)	117
Figura 50. Proceso de tendido de herramientas en campo Fase 3 SVER	119
Figura 51. Equipos Fase 3 SVER	119
Figura 52. Localización polígono #1 toma espectrografía satelital	122
Figura 53. Mapa de anomalías tipo yacimiento de hidrocarburos	124
Figura 54. Mapa de anomalías tipo yacimiento en imagen espectrográfica	126
Figura 55. Selección de áreas para Fase 2 y 3	128
Figura 56. Anomalía Gas 3-1	130
Figura 57. Ubicación polígonos # 2 (Área Norte) y # 3 (Área Sur)	131
Figura 58. Mapa de distribución del estudio ECECI en Zona Norte	133
Figura 59. Mapa de distribución del estudio ECECI en Zona Sur	134
Figura 60. Mapa de distribución ECECI en Zona Norte 2	136
Figura 61. Mapa de distribución ECECI en Zona Sur 2	139
Figura 62. Mapa anomalía Gas 2-1	142
Figura 63. Punto SVER V01, anomalía Gas 2-1	144
Figura 64. Puntos SVER V07, anomalía Gas 2-1	145
Figura 65. Puntos SVER V10, anomalía Gas 2-1	146
Figura 66. Ubicación puntos SVER	147
Figura 67. Punto SVER V22	148
Figura 68. Perfil vertical Prn1, anomalía Gas 2-1	149

Figura 69. Perfil vertical Prn2, anomalía Gas 2-1	150
Figura 70. Mapa de anomalía Gas 2-2	152
Figura 71. Puntos SVER V12, anomalía Gas 2-2	153
Figura 72. Puntos SVER V14, anomalía Gas 2-2	154
Figura 73. Punto SVER V16, anomalía Gas 2-2	155
Figura 74. Perfil vertical Prn3, anomalía Gas 2-2	156
Figura 75. Perfil vertical Prn4, anomalía Gas 2-2	157
Figura 76. Perfil vertical Prn7, anomalía Gas 2-1 y Gas 2-2	159
Figura 77. Mapa anomalía Gas 1-2	160
Figura 78. Punto SVER V17, anomalía Gas 1-2	162
Figura 79. Punto SVER V19, anomalía Gas 1-2	163
Figura 80. Perfil vertical Prn5, anomalía Gas 1-2	164
Figura 81. Mapa anomalía Gas 2-4	165
Figura 82. Puntos SVER V20, anomalía Gas 2-4	166
Figura 83. Perfil vertical, Gas 2-4	167
Figura 84. Mapa anomalía Oil 4-1	169
Figura 85. Puntos SVER V02, anomalía Oil 4-1	170
Figura 86. Puntos SVER V04, anomalía Oil 4-1	171
Figura 87. Puntos SVER V06, anomalía Oil 4-1	172
Figura 88. Perfil vertical Prs1, Oil 4-1	173
Figura 89. Perfil vertical Prs2, Oil 4-1	175
Figura 90. Perfil vertical Prs3, Oil 4-1	176
Figura 91. Mapa estructural al tope de la formación Ciénaga de Oro	180
Figura 92. Estructura tipo graben	181
Figura 93. Mapa estructural seleccionando las zonas prospectivas	182
Figura 94. Ubicación pozos Campo La Creciente sobre el mapa estructural	184
Figura 95. Mapa de anomalías tipo yacimiento con pozos perforados en la zona	186
Figura 96. Mapa de anomalías tipo yacimientos sobre mapa estructural en Formación Ciénaga de Oro	188
Figura 97. Perforación Side Track	190
Figura 98. Anomalías Fase 2 ECECI, localización pozos Bloque La Creciente sobre Mapa Estructural	191
Figura 99. Mapa estructural modificado	195
Figura 100. Mapa estructural modificado con correlación de anomalías	197

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción Bloque La Creciente	44
Gráfica 2. Proyección reservas de gas en Colombia	46
Gráfica 3. Distribución levantamiento en tres dimensiones (3D)	57

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Costos de registros de sísmica	204
Tabla 2. Costos de registros eléctricos	204
Tabla 3. Costos espectrografía	204
Tabla 4. Costos trabajo en campo	204

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Métodos de distribución de líneas sísmicas	53
Cuadro 2. Rangos API según el tipo de roca	64
Cuadro 3. Valores de densidad rocas	73
Cuadro 4. Clasificación de zonas anómalas de acuerdo al tipo de fluido identificado	125
Cuadro 5. Puntos SVER Zona Norte	141
Cuadro 6. Fluidos identificados nivel estratigráfico 1 anomalía Gas 2-1	151
Cuadro 7. Fluidos identificados nivel estratigráfico 2 anomalías Gas 2-1	151
Cuadro 8. Fluidos identificados nivel estratigráfico 1 anomalía Gas 2-2	157
Cuadro 9. Fluidos identificados nivel estratigráfico 1 anomalía Gas 2-4	167
Cuadro 10. Puntos SVER Zona sur en anomalía Oil 4-1	168
Cuadro 11. Fluidos identificados nivel estratigráfico 1 anomalía Oil 4-1	174
Cuadro 12. Fluidos identificados nivel estratigráfico 2 anomalía Oil 4-1	174
Cuadro 13. Fluidos identificados nivel estratigráfico 1 anomalía Oil 4-1	176
Cuadro 14. Fluidos identificados nivel estratigráfico 2 anomalía Oil 4-1	177
Cuadro 15. Cuadro comparativo evaluando la eficiencia de aspectos de análisis de los registros convencionales frente a la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT)	198
Cuadro 16. Caracterización de Yacimientos	200
Cuadro 17. Cuadro comparativo de los registros convencionales frente a la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT)	206

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Porosidad Neutrón	71
Ecuación 2. Porosidad density	72
Ecuación 3. Porosidad sónica	74
Ecuación 4. Costo Espectrografía	202
Ecuación 5. Costo Trabajo en campo	203
Ecuación 6. Costos totales	203

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Punto SVER V01, anomalía Gas 2-1	212
Anexo B. Punto SVER V09, anomalía Gas 2-1	213
Anexo C. Punto SVER V11, anomalía Gas 2-1	214
Anexo D. Punto SVER V13, anomalía Gas 2-2	215
Anexo E. Punto SVER V15, anomalía Gas 2-2	216
Anexo F. Punto SVER V18, anomalía Gas 1-2	217
Anexo G. Punto SVER V21, anomalía Gas 2-4	218
Anexo H. Punto SVER V03, anomalía Oil 4-1	219
Anexo I. Punto SVER V05, anomalía Oil 4-1	220
Anexo J. Punto SVER V08, anomalía Oil 4-1	221

LISTA DE ABREVIATURAS

A: Amperio
ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos
API: American Petroleum Institute
Bpd: Barriles por día
BTU: British Thermal Unit
Bwpd: barriles de agua por día
CAIM-AR: imágenes multi-espectrales de alta resolución
CAPEX: Costos de capital
CCI: Gamma-Neutrón
CNL: Neutrón Compensado
CNT-G: Dual Porosity Neutron
ECECI: Establecimiento de campos electro-magnéticos de corto impulso
ES: Espectrografía satelital
GR: Gamma Ray
Km²: Kilómetro cuadrado
LDT: Lithodensity
LDT: Spectral Density
LLD: Resistividad profunda
LLS: Resistividad somera
LNG: Gas natural licuado
mA: mili Amperios
mm: milímetros
MMMPC: Millardos de pies cúbicos normales
MMPC: Millones de pies cúbicos
MMPCD: Millones de pies cúbicos de gas diarios
Mpa: Mega pascales
ms: microsegundos
MSFL: Registro micro esférico enfocado
mV: milivoltios
NGS: Registro de espectrometría de rayos gamma naturales
OFT: Oil Finder Technology
OPEX: costos de operación
PEX: Plataforma Express
Psi: Libra por pulgada cuadrada
Rmf: Resistividad del fluido de invasión
Rt: Resistividad verdadera
Rxo: Resistividad de la zona lavada
SAIH: Sistema de adquisición de Imágenes hiperespectrales
SNP: Sidewall Neutron Porosity
SP: Potencial Espontaneo
SVER: Sondeo vertical por electro-resonancia

Sxo: Saturación de agua en la Zona Lavada
TOC: Contenido de materia orgánica total

GLOSARIO

ABSORCIÓN: transferencia de energía entre elementos, determinada por las absorciones de energía a las longitudes de onda en el paso por un determinado medio.

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: son los lugares donde pueden depositarse preferentemente los sedimentos. Algunos ambientes de deposición están situados dentro de los continentes, como ocurre con el medio fluvial, el cual se forma por la deposición de partículas en el lecho y a ambos lados de los ríos, principalmente durante las crecidas, o el medio lagunar, originado por el material sedimentado en el fondo de los lagos. Otros ambientes se localizan en las zonas costeras y sus alrededores.

AMPLITUD: es el movimiento ondulatorio y oscilatorio, variación del desplazamiento que varía en el tiempo en el recorrido del punto de onda más alejado respecto a su punto de equilibrio.

ANOMALÍAS: toda acumulación de material (hidrocarburos, minerales, agua, etc.), en el subsuelo que polariza las rocas adyacentes que lo rodean, las cuales a su vez alteran los campos electromagnéticos cuasi estacionarios de la tierra.

ANTENA DIPOLO: consiste en un hilo conductor de media longitud de onda a la frecuencia de trabajo, cortado por la mitad, en cuyo centro se coloca un generador o una línea de transmisión.

ARCILLA: cualquier sedimento o depósito mineral que es plástico cuando se humedece y que consiste de un material granuloso muy fino, formado por partículas muy pequeñas cuyo tamaño es inferior a 4 micras, y que se componen principalmente de silicatos de aluminio hidratados.

ARCILLOLITA: es una roca compacta, sin fisilidad y formada por partículas del tamaño de grano correspondiente a arcilla.

ARENISCA: roca sedimentaria detrítica, formada en ambientes marinos, fluviales o de origen eólico. Con textura clástica y de grano normalmente fino, compuesta principalmente de mineral de tamaño de la arena o granos de roca y en su mayor parte compuesto por cuarzo (el cual le otorga a la piedra su apariencia brillante y satinada). Los tamaños granulares de sus componentes varían entre 0,02 y 4 mm.

BASAMENTO: el basamento corresponde normalmente a rocas ígneas o metamórficas deformadas, más antiguas, que rara vez desarrollan la porosidad y la permeabilidad necesarias para actuar como un yacimiento de hidrocarburos, y por debajo del cual las rocas sedimentarias no son comunes.

BASAMENTO ECONÓMICO: la capa de roca por debajo de la cual no se espera que existan yacimientos de hidrocarburos económicos, a veces aludida como basamento económico.

CALIZA: roca sedimentaria carbonatada que contiene al menos 80% de carbonatos de calcio (CaCO_3) o magnesio, generalmente calcita, en consecuencia, su contenido de CaO y CO_2 es alto. Muestran las mismas texturas y estructuras que los sedimentos clásticos no carbonáticos. Se forman en aguas poco profundas y las condiciones de turbulencia o de ambiente tranquilo se reflejan en la existencia del soporte de grano con relleno de calcita cementante o la existencia de espacios porosos rellenos con lodo carbonatado. También puede contener pequeñas cantidades de minerales como arcilla, siderita, cuarzo, etc. Tienen poca dureza y frecuentemente contienen fósiles.

CAMPO MAGNÉTICO: el campo magnético medido cerca de la superficie terrestre es la superposición de los campos magnéticos que tienen su origen en varios procesos físicos variables en el tiempo, que se agrupan en cuatro componentes generales: el campo magnético principal, el campo cortical, el campo de perturbaciones externo y la interferencia magnética local. La importancia de estas contribuciones para la dirección, la intensidad y la estabilidad del campo magnético varía con la región geográfica y con la dirección de la prospección magnética.

CONCORDANCIA: relación geométrica entre dos unidades estratigráficas superpuestas en las que existe paralelismo entre los materiales infra y suprayacentes.

CONDENSADOR ELÉCTRICO: dispositivo formado por dos placas conductoras cuyas cargas son iguales, pero de signo opuesto. Básicamente es un dispositivo en el cual se almacena energía en forma de campo eléctrico. Al conectar las placas a una batería, estas se cargan y esta es proporcional a la diferencia de potencial aplicada, siendo la constante de proporcionalidad la capacitancia: el condensador.

CONDENSADOR ESFÉRICO: cuerpo de metal aislado al cual se aplica un potencial eléctrico y se carga de electrones. Los electrones quedan "pegados" sobre la superficie, y entre más tenga por unidad de superficie mayor es la carga. Un condensador esférico es simplemente una esfera de metal aislada, puede ser con elementos como un poste de madera, plástico, etc. de cualquier material no conductor. A esa esfera se aplica un potencial, o con fragmento de cuero o de plástico, y se carga. Eso es un condensador.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria compuesta de cantos rodados, cementados en una matriz fina (arena, limo, arcilla), algunas veces la matriz puede ser calcárea o silicosa y en ocasiones que el conglomerado ha sido sometido a fuertes presiones y temperaturas la matriz puede hallarse fundida. Los

conglomerados se forman en las cuencas aluvionales, fluvio-glaciales, grandes conos aluviales (cono aluvial del río Rímac), áreas próximas a los litorales y en las márgenes de los ríos.

CRETÁCICO: tercero en antigüedad de los tres períodos en que se divide el Mesozoico. Abarca aproximadamente entre los 145.5 y los 65 Ma antes de los tiempos actuales.

CUENCA: una depresión de la corteza terrestre formada por la actividad tectónica de las placas y la subsidencia, en la que se acumulan sedimentos. Las cuencas sedimentarias pueden tener forma de cubeta o de fosa alargada.

DEFORMACIÓN: es el efecto que ocurre en las rocas y en otros cuerpos sólidos, que han experimentado un grado suficientemente alto de esfuerzo aplicado. Un cambio en la forma, tal como plegamiento, fallamiento, fracturamiento, o un cambio, generalmente una reducción, del volúmen, son ejemplos comunes de deformación observada en las rocas.

DEPÓSITO: sedimentos que se han acumulado, generalmente después de haber sido desplazados por el viento, el agua o el hielo.

DISCORDANCIA: separa dos materiales no paralelos entre sí, que no tienen continuidad temporal.

DISPERSIÓN: es la descomposición de energía en diferentes secciones simples, cuando una onda atraviesa un medio esta descompone en diferentes longitudes de onda.

ESTRATO: el estrato es cada una de las capas en las que pueden dividirse las rocas debido al proceso de sedimentación. Los estratos aparecen como capas horizontales de espesor más o menos uniforme, con interfases nítidas en comparación con el estrato más joven que se sitúa encima y con el más antiguo, que se encuentra debajo.

ESTRUCTURA: un rasgo geológico producido por la deformación de la corteza terrestre, tal como un pliegue o una falla; un rasgo presente en una roca, tal como una fractura o una superficie de estratificación; o, en un sentido más general, la disposición espacial de las rocas.

FALLA NORMAL: es cuando el bloque colgante baja con respecto al bloque yacente de la falla. Las fallas normales son, generalmente producto de los esfuerzos de tensión. Sinónimo: Falla de gravedad.

FALLA: una falla geológica es una fractura en la corteza terrestre a lo largo de la cual se mueven los bloques rocosos que son separados por ella. Las fuerzas

terrestres actúan sobre la zona de falla, y, por ello, los bloques rocosos a ambos lados de ella tienden a desplazarse.

FENÓMENO DE RESONANCIA: todo cuerpo o sistema tiene una, o varias, frecuencias características, depende mucho de la elasticidad del objeto o sistema en si o de la forma que este tiene. Cuando un sistema es excitado a una de sus frecuencias características, su vibración es la máxima posible. El fenómeno de resonancia se produce cuando la frecuencia angular de la fuerza externa coincide con la frecuencia natural de oscilación del sistema, con un aumento de la amplitud.

FORAMINÍFEROS: son pequeños organismos unicelulares que pertenecen al reino de los protistas rizópodos, caracterizados por un esqueleto o concha constituidos por una o más cámaras interconectadas que fosiliza con relativa facilidad. Los foraminíferos son utilizados como indicadores de la profundidad de la columna de agua, la temperatura, productividad, volúmen total de hielo, así como características geoquímicas del agua (pH, concentración de metales trazas), y contaminación del medio.

FORMACIÓN: unidad litológica formal que define cuerpos de rocas caracterizados por unas propiedades litológicas comunes (composición y estructura) que las diferencian de las adyacentes. Es la principal unidad de división litológica y su espesor debe ser mapeable.

FRECUENCIA: número de veces en que una acción es realizada en un determinado periodo de tiempo.

FUENTES NATURALES DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS: en el medio en que vivimos, hay campos electromagnéticos por todas partes, pero son invisibles para el ojo humano. Se producen campos eléctricos por la acumulación de cargas eléctricas en determinadas zonas de la atmósfera por efecto de las tormentas. El campo magnético terrestre provoca la orientación de las agujas de los compases en dirección Norte-Sur y los pájaros y los peces lo utilizan para orientarse.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: es la rama de la geología que se dedica a estudiar la corteza terrestre, sus estructuras y la relación de las rocas que las forman. Estudia la geometría de las rocas y la posición en que aparecen en superficie.

INCONFORMIDAD: es una superficie de erosión o de deposición de sedimentos, señalada en la secuencia estratigráfica por la falta de estratos. En una discordancia los depósitos jóvenes yacen sobre los depósitos antiguos sin solución de continuidad. Existen discordancias horizontales y angulares, éstas últimas son más definidas para el observador.

KERÓGENO: materia orgánica insoluble dispersa en las rocas sedimentarias que producen hidrocarburos cuando se somete a un proceso de destilación.

LITOLOGÍA: la naturaleza macroscópica del contenido mineral, la granulometría, la textura y el color de las rocas.

LONGITUD DE ONDA: un intervalo de repetición en una perturbación en forma de onda. La distancia entre dos crestas sucesivas o dos depresiones sucesivas.

LUTITA: roca sedimentaria detrítica, compuesta por partículas de tamaño menor de 0.06 mm. Se compone de minerales arcillosos (grupo de la caolinita, montmorillonita, illita), que se forman en el campo sedimentario (de neoformación) y de restos de cuarzo, feldespato y mica. Componentes adicionales son hematita, limonita, calcita, dolomita, yeso y los sulfuros.

MIGRACIÓN: el movimiento de los hidrocarburos generados, desde la fuente hacia las rocas yacimiento. El movimiento de los hidrocarburos recién generados fuera de su roca generadora es la migración primaria, también denominada expulsión. El movimiento ulterior de los hidrocarburos hacia la roca yacimiento en una trampa de hidrocarburos u otra zona de acumulación es la migración secundaria.

PACKSTONE: término usado por Dunham para las rocas sedimentarias carbonatadas (calizas) de textura grano soportada con matriz micrítica.

PALUDAL: acumulación de material depositado en un pantano, están normalmente conformados por limos y arenas finas con abundante materia orgánica.

PERMEABILIDAD: es la capacidad que tiene la roca para permitir que un fluido fluya a través de ella.

PIGGY BACK: secuencia de bloque inferior, Sucesión temporal de cabalgamientos en los que su orden de aparición es tal que los nuevos cabalgamientos se originan siempre en el bloque cabalgado o inferior. Las láminas cabalgantes inferiores son más modernas.

PLIEGUE: una estructura geológica ondulada que se forma cuando las rocas se deforman por curvamiento en vez de fragmentarse al ser sometidas a un esfuerzo compresional. Los anticlinales son pliegues en forma de arco en los que las capas de roca son convexas hacia arriba. Las capas de roca más antiguas forman el núcleo del pliegue, y, a partir del núcleo, se disponen rocas cada vez más modernas.

POROSIDAD: capacidad que tiene la roca para almacenar un fluido.

PROFUNDIDAD SKIN: la profundidad Skin, también llamada Efecto Pelicular, es el aumento de la densidad de corriente superficial en los cables o fuente de

generación, al aumentar la frecuencia; por ejemplo, si la frecuencia es baja los portadores de carga usan toda la sección transversal del conductor, aunque al aumentar la frecuencia se produce un incremento del campo magnético en la zona central del conductor, dificultando el desplazamiento de los portadores para la zona nombrada, causando el aumento de la densidad de corriente en la zona superficial del conductor.

ROCA GENERADORA: una roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente, generará petróleo o gas. Las rocas generadoras típicas, normalmente lutitas o calizas, contienen aproximadamente un 1% de materia orgánica y al menos 0,5% de carbono orgánico total (COT), si bien una roca generadora rica podría contener hasta 10% de materia orgánica.

ROCA ÍGNEA: también nombradas magmáticas, son todas aquellas que se han formado por solidificación de un de material rocoso, caliente y móvil denominado magma; este proceso, llamado cristalización, resulta del enfriamiento de los minerales y del entrelazamiento de sus partículas.

ROCA METAMÓRFICA: son las que se forman a partir de otras rocas mediante un proceso llamado metamorfismo.

ROCA SELLO: es aquel tipo de roca que actúa como barrera al escape del petróleo dentro del reservorio o yacimiento. (Generalmente lutitas).

ROCA: un agregado de minerales o de materia orgánica (en el caso del carbón, que no está compuesto de minerales debido a su origen orgánico), o de vidrio volcánico (la obsidiana, que forma una roca, pero no se considera un mineral debido a su naturaleza no cristalina amorfa). Las rocas pueden contener un solo mineral, tal como la sal de roca (halita) y ciertas calizas (calcita), o muchos minerales, tal es el caso del granito (cuarzo, feldespato, mica y otros minerales).

SEDIMENTO: es el material sólido que se acumula en la superficie terrestre y que surge por la acción de diversos fenómenos naturales que actúan en la atmósfera, la hidrosfera y la biosfera. Los vientos, las precipitaciones y los cambios de temperatura son algunos de los factores vinculados al desarrollo de sedimentos.

SISTEMA PETROLÍFERO: los componentes geológicos y los procesos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos; esto incluye una roca generadora madura, un trayecto de migración, una roca yacimiento, una trampa y un sello. La secuencia cronológica relativa correcta de estos elementos y los procesos de generación, migración y acumulación de hidrocarburos, son necesarios para la acumulación y la preservación de los hidrocarburos.

SPILL POINT: es el punto más bajo estructuralmente en una trampa de hidrocarburos que pueden retener los hidrocarburos. Una vez que la trampa se ha

llenado hasta su punto de derrame, su posterior almacenamiento o retención de hidrocarburos no se producirá por falta de espacio de depósito dentro de esa trampa si no que continúan migrando hasta que son atrapados en otro lugar.

SUPRAYACE: es que yace por encima de algo. Que se ubica por arriba de algo en especial.

TRAMPA ESTRATIGRÁFICA: una variedad de contenedor geológico sellado con capacidad para retener hidrocarburos, formado por los cambios producidos en el tipo de roca o por acuñamientos, discordancias, o rasgos sedimentarios, tales como los arrecifes. Por el contrario, las trampas estructurales constan de estructuras geológicas en estratos deformados, tales como fallas y pliegues cuyas geometrías permiten la retención de hidrocarburos.

TRAMPA ESTRUCTURAL: una variedad de estructura geológica sellada con capacidad para retener hidrocarburos, tal como una falla o pliegue. Las trampas estratigráficas se forman donde los cambios producidos en el tipo de roca permiten la retención de hidrocarburos.

TRANSTENSIÓN: la existencia simultánea de un proceso de formación de fallas de desplazamiento de rumbo y de extensión, rifting, o divergencia, de la corteza terrestre. En las zonas de transtensión, las rocas pueden ser falladas en forma descendente para formar una estructura en flor negativa. Las zonas de formación de fallas de desplazamiento de rumbo, en una corteza convergente, experimentan un proceso de transpresión, en el que las rocas pueden ser falladas en forma ascendente para formar una estructura en flor positiva.

WACKESTONE: geol. Roca carbonatada constituida por más del 10% de granos que están en el seno de una matriz micrítica, no llegando a estar los granos en contacto unos con otros, según la clasificación de Dunham (1962).

RESUMEN

El presente proyecto se desarrolló con la finalidad de brindar una solución a la incertidumbre en la identificación de los límites del yacimiento y la posible localización de pozos de desarrollo para la zona del Bloque La Creciente en el Valle Inferior del Magdalena, por medio del estudio de imágenes satelitales y de los campos electromagnéticos emitidos por los yacimientos de hidrocarburos mediante la utilización de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT).

El estudio se realizó en un área de 89 km², en el cual se aplicó la primera fase y en consecuencia a estos resultados se delimitaron dos zonas de trabajo (Norte y Sur) para la aplicación de las siguientes dos fases, lo cual permitió la ubicación de las mejores zonas para futuros planes de perforación y desarrollo.

Con el fin de evaluar la eficiencia de esta nueva tecnología, se realizó una comparación con un mapa estructural, que se hizo con base a los resultados de las tecnologías convencionales para poder determinar la ubicación de las zonas anómalas y verificar la razón de los fracasos en algunos proyectos de desarrollo, permitiendo identificar las ventajas y desventajas de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT).

PALABRAS CLAVES: Modelo Geológico, OFT, Reinterpretación Geológica, Cuenca Valle Inferior del Magdalena.

INTRODUCCIÓN

Los actuales niveles de exploración petrolera en Colombia han presentado una considerable baja en los últimos años, diferentes factores han contribuido a que la tasa de exploración sea una de las más bajas en relación a la producción de hidrocarburos. Los últimos descubrimientos han sido yacimientos de menor tamaño y con una producción muy limitada, lo cual no permite aumentar el número de reservas probadas.

Es por esto que nace la necesidad de desarrollar el siguiente proyecto, ya que el estudio del yacimiento hoy en día por medio de los métodos convencionales, desarrollan la búsqueda en la identificación de estructuras geológicas aptas para el almacenamiento y producción de hidrocarburos (adquisición sísmica), mientras que la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT) se enfoca en la identificación de fluidos, rompiendo el paradigma de las tecnologías convencionales debido a su fácil implementación y eficiencia, permitiendo ahorros en costos y tiempos de trabajos.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Realizar la reinterpretación geológica del Bloque La Creciente de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena utilizando la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT).

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades del Bloque La Creciente de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena.
2. Describir los métodos convencionales usados para la localización de zonas prospectivas de hidrocarburo.
3. Describir los resultados arrojados por los métodos convencionales en la identificación de las zonas prospectivas del Bloque La Creciente de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena.
4. Describir la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT) y parámetros operacionales de funcionamiento de la misma.
5. Planear las fases del desarrollo de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT) en el Bloque La Creciente de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena.
6. Implementar la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT) en el Bloque La Creciente de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena.
7. Reinterpretar la información geológica obtenida de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), en el Bloque La Creciente de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena.
8. Comparar los resultados obtenidos mediante la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT) con los métodos convencionales en el Bloque La Creciente de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena.
9. Proponer mediante los resultados obtenidos con la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT) la ubicación de futuros pozos de desarrollo en el Bloque La Creciente del Valle Inferior del Magdalena.
10. Comparar costos determinando CAPEX (costos de capital) y OPEX (costos de operación) en la exploración de Hidrocarburos bajo método convencional frente a los costos que generan la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT).

1. GENERALIDADES DEL BLOQUE LA CRECIENTE EN LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA

En este capítulo se encuentra la reseña histórica, ubicación geográfica, geología, geología estructural y geología del petróleo del Bloque La Creciente en La Cuenca del Valle Inferior del Magdalena.

1.1 HISTORIA

El Bloque La Creciente fue descubierto en el año 2000, y es considerado como una de las zonas más prometedoras en la producción de gas con salida al mar en Colombia, se proyecta a ser la dispensa de gas natural para el país y en un futuro exportar a otras regiones. Según consta en el desarrollo del Bloque La Creciente, para el año 2006 se reporta el descubrimiento más importante que ha tenido, denominado parte del bloque como Campo La Creciente A, a medida del transcurso del tiempo entre el año 2007 y 2011 se confirmó la presencia de recursos tipo hidrocarburos dentro del Bloque La Creciente, denominando a estos nuevos sectores como Campos La Creciente D y Apamate.

Dentro del lapso de este tiempo (2007-2011), para el año 2008 la producción del bloque permitió comercializarse, ya que la producción para esta época rondaba los 35 millones de pies cúbicos de gas diarios (MMPCD), a medida que se obtenía más información del bloque y más pozos eran perforados, la producción al año siguiente permitió alcanzar un record que no se había alcanzado en años anteriores, por esto en el año 2009 la producción de gas fue del orden de 61,8 MMPCD.

El éxito de las campañas exploratorias logró cumplir el record de producción o pico de producción en el Bloque La Creciente, con una producción de 70,721 MMPCD registrada el 8 de septiembre de 2011, siendo la cifra más alta alcanzada durante la historia del bloque.¹La producción comercial de gas ha continuado y en los últimos años ha estado alrededor de los 60 MMPCD (2013), esta producción abastece a la termoeléctricas del Caribe Colombiano como Proeléctrica (Bolívar), Gecelca (Atlántico), Termoflores (Atlántico); en el mediano plazo, la compañía tiene establecido aumentar el volumen de producción en el Bloque La Creciente hasta los 100 MMPCD, con miras a realizar proyectos de exportación de gas natural licuado (LNG), cuando sea económicamente viable.

Este hasta el momento ha sido el mayor éxito exploratorio de los últimos años, el descubrimiento de los campos de gas que hizo Pacific Exploration & Production en el Bloque La Creciente, en Sucre. Fue una de las primeras áreas asignadas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en su primer año de funcionamiento. La magnitud del hallazgo de estos hidrocarburos está confirmada por un número de

¹ Pacific Exploration & Production, Historia de Pacific 2011.

reservas netas 2P² (Se calcula sumando las reservas probadas con las reservas probables) certificadas de 420 millardos de pies cúbicos normales MMMPC (diciembre de 2012).

1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL BLOQUE LA CRECIENTE

Los datos más importantes de La Cuenca del Valle Inferior del Magdalena son:

- **ÁREA:** 41.600 km².
- **UBICACIÓN:** Noreste de Colombia
- **PRODUCCIÓN:** Esta cuenca diariamente produce en promedio cerca de 458 Bpd, de los cuales 70 barriles son crudos pesados, 10 barriles son crudos medianos y 378 barriles son crudos livianos.
- **ACEITES:** Varían desde 30 °API a 52 °API.
- **PRINCIPALES CAMPOS:** Cicuco, el Difícil y la Creciente.

La Cuenca del Valle Inferior del Magdalena limita al Norte y al Oeste con el Sistema de Fallas de Romeral, al Sur y Sureste con la Cordillera Central y las rocas pre cretácico de la Serranía de San Lucas y la Cordillera Central. Al Este con el Sistema de Fallas de Bucaramanga – Santa Marta.³

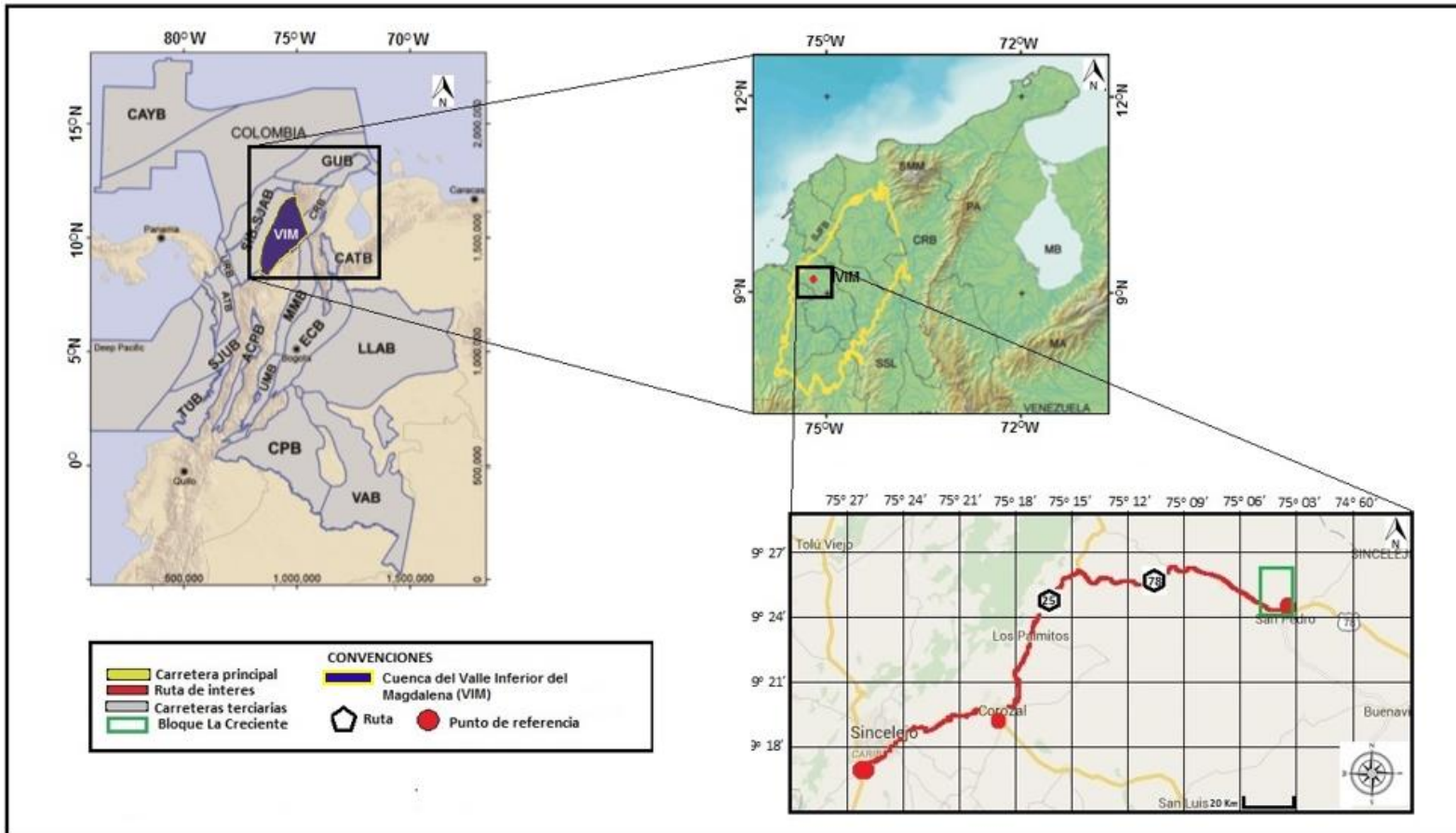
El Bloque La Creciente está localizado en la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, dentro de la Jurisdicción Municipal de San Pedro - Sucre a 55 km, hacia el oeste de la Ciudad de Sincelejo. Como se puede ver en la **Figura 1**, sobre ubicación del Bloque La Creciente en el departamento con sus principales carreteras de acceso de los campos.

Para llegar al municipio de San Pedro (Sucre), el recorrido inicia como punto central en la ciudad capital del Departamento Sincelejo, tomando la calle 38 hacia el Noreste por una distancia aproximada de 700 metros, luego se toma la carretera 25, dentro de este trayecto se transitará por los municipios aledaños de Corozal, los Palmitos, hacia la mitad del trayecto se llegará a la zona aledaña del Municipio de El Bongo y se tomara la vía 78 denominada Puerta de Hierro – San pedro, luego de un recorrido de 55 km estimados en una hora de trayecto, se llegará al Municipio de San Pedro-Sucre (**Figura 1**).

² Agencia Nacional de Hidrocarburos, Resolución 159 de 12 de Febrero de 2014, Anexo 2

³ Agencia Nacional de Hidrocarburos. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá: ANH 2006. p.76.

Figura 1. Localización Bloque La Creciente



Fuente: INSTITUTO GEOGRAFICO AGUSTIN CODAZZI. Mapa geográfico del Municipio de San Pedro (Sucre). 2012. Modificado por los autores

1.3 MARCO GEOLÓGICO

Se presenta la columna estratigráfica generalizada de La Cuenca del Valle Inferior del Magdalena donde se describen las Formaciones geológicas, la geología estructural y se analiza la geología del petróleo del Campo La Creciente.

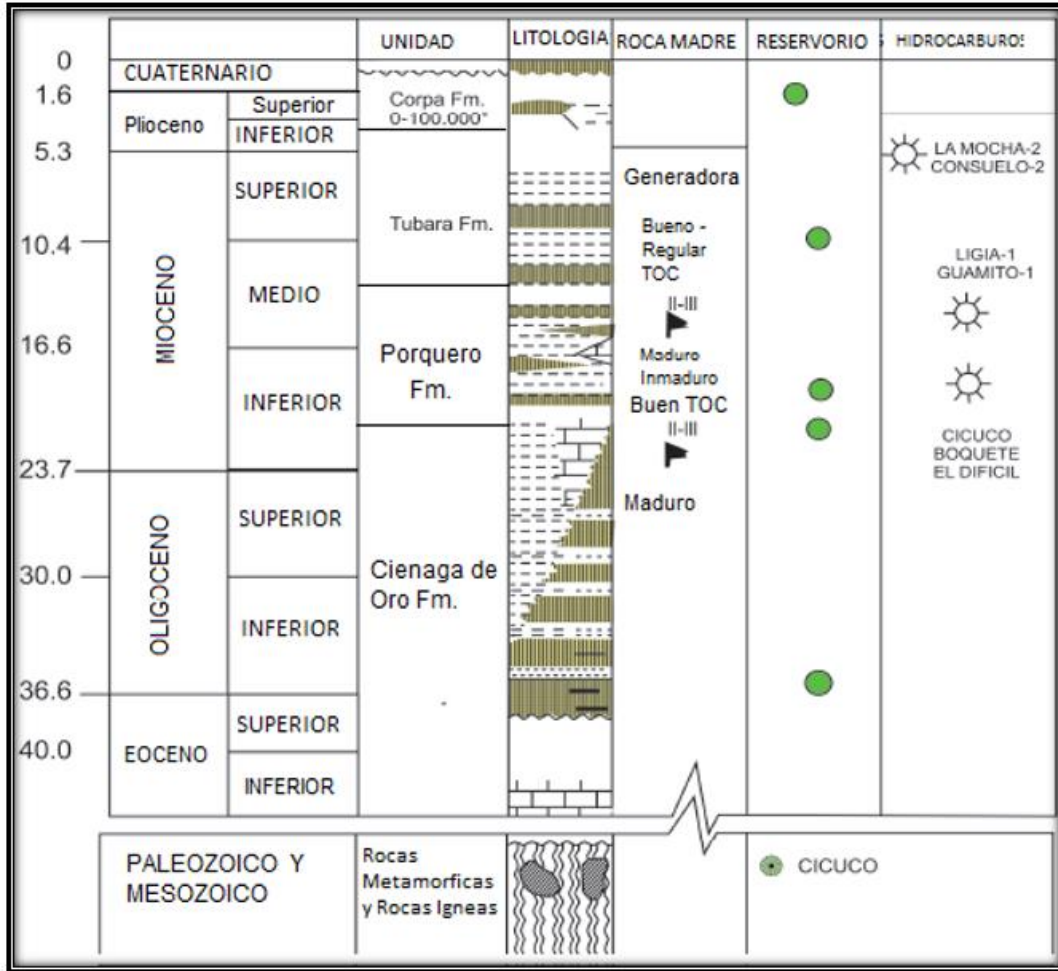
1.3.1 Columna estratigráfica. El Valle Inferior del Magdalena se subdivide en las subcuencas de Plato y San Jorge, separadas por el Arco de Magangué o Cicuco. Los sedimentos del Mio-Oligoceno presentan buena riqueza orgánica (TOC del 2%) y presencia de kerógeno tipo II generadores de gas y petróleo líquido. Esta cuenca tiene buenos reservorios de arenisca y carbonatos, con reservas probadas de gas.⁴

Se presenta toda la secuencia de depositación de los estratos presentes en la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena en la **Figura 2**, realizando la descripción de las Formaciones presentes desde la más antigua a la más joven.

Los puntos verdes son la evidencia de la presencia de hidrocarburos, los círculos en forma de sol indican los pozos de gas dentro de la cuenca.

⁴ Agencia Nacional de Hidrocarburos. Cuenca del Valle Inferior del Magdalena. Volumen 10. Pag 44,58. 2011.

Figura 2. Columna estratigráfica Cuenca del Valle Inferior del Magdalena



Fuente: Columna estratigráfica del Valle Inferior del Magdalena tomada del libro Cuencas del Valle Inferior del Magdalena volumen 10 – ANH (2011)

1.3.2 Descripción geológica de las Formaciones

1.3.2.1 Basamento. Integrado por un complejo de rocas ígneas intrusivas de composición diorítica a granodiorítica y por rocas metamórficas de bajo a medio grado tales como esquistos verdes (Clorita-actinolita), cuarcitas grises a negras y filitas gris-verdosas, o bien por un basamento ígneo muy meteorizado y lavado por una secuencia meta sedimentaria con características eléctricas muy similares a las de las zonas productoras. Se define que la edad del basamento esta entre el Paleozóico y Mesozóico.⁵

⁵ ECOPETROL – ICP. 2000. en Rueda et al., 2001.

1.3.2.2 Formación Ciénaga de Oro. La edad en su parte basal como Eoceno, para la parte superior se determinó una edad correspondiente al Mioceno. A nivel regional esta formación está presente en una pequeña estructura anticlinal que consta de una secuencia de areniscas y lodolitas. Está constituido hacia la base por un conglomerado oligomítico de color rojizo e intercalaciones de lodolitas carbonosas, areniscas y carbón. Se contempla un espesor promedio de 851 pies. Como roca reservorio su ambiente de depositación corresponde a un origen fluvial a deltaico, intercalada a su vez con rocas de grano fino de origen fluvial a transicional marino. A esta formación le suprayace la Formación Porquero, el tipo de contacto entre estas dos Formaciones es de tipo discordante.⁶

1.3.2.3 Formación Porquero. La Formación Porquero definida probablemente por los geólogos de la International Petroleum Colombia, y referenciada originalmente por BÜRGL en 1965 está definida litológicamente para denominar las arcillolitas y limolitas con intercalaciones de arenitas de grano fino, ligeramente calcáreas, que contienen foraminíferos Globigerinita, dissimilis ciperoensis que permiten apuntar una edad del Mioceno Inferior a Medio.

Tienen un espesor promedio de 4.935 pies. Mediante el estudio de microfauna de esta unidad se le ha asignado un ambiente de depositación marino somero. La formación limita en la parte inferior con la Formación Ciénaga de Oro y limita en la parte superior con la Formación Túbara, los contactos entre las dos Formaciones que limitan son de tipo discordante.

La Formación Porquero se subdivide en tres unidades, las cuales son descritas a continuación:

- **Miembro Porquero superior:** Se constituye en parte de limo-arcilloso con intercalaciones de areniscas y pequeños paquetes de calizas. En la parte superior predomina la limolita y la arcilla. Hacia la parte media se observan intercalaciones de limolitas, arcillolitas y areniscas calcáreas, las dos últimas en menor proporción; adicionalmente se encuentran unos pocos niveles de caliza con muy poco espesor. La base se encuentra conformada por arcillolitas pardas claras y limolita gris media con escasa intercalación de arenas, calizas y areniscas calcáreas. Tiene un espesor promedio de 2.004 pies.⁷

⁶ Georgina Guzmán Ospitia. Geología de los Cinturones del Sinú, San Jacinto y borde Occidental del Valle Inferior del Magdalena Caribe Colombiano. Pagina 39. Julio - 2004.

⁷ Julivert De Porta, Union International Des Sciencis Geologiques, Amerique Latine, Volume V, Fascicule 4 b, Colombie, Pag 409. 1974.

- **Miembro Porquero medio:** La limolita predomina a lo largo de toda la sección y se encuentra intercalada con delgados niveles de arcillolitas pardas y de areniscas cuarzosas. Tiene un espesor promedio de 1.977 pies.⁸
- **Miembro Porquero inferior:** Caracterizado por la presencia de abundantes paquetes de arcillolitas intercaladas con abundantes niveles de areniscas y una pequeña parte de limolitas hacia el tope. En la base los niveles de areniscas disminuyen notoriamente, al igual que la arcillolita y la limolita aumenta y su aspecto cambia. Tiene un espesor promedio de 954 pies.⁹

1.3.2.4 Formación Túbara. La edad de esta formación es del Plioceno Temprano. La litología se compone de arenas conglomeráticas de grano grueso a fino y arcillas de colores claros y lignitos ocasionales. Según las muestras recolectadas y analizadas esta formación se encuentra compuesta por areniscas intercaladas localmente con arcillolitas de color amarillo, y hacia la parte basal con arcillolitas de colores rojizos, grises, gris verdosas y verdes claras. El ambiente de depositación de la formación es relacionada a ambientes provenientes de un ambiente deltaico en la base y series fluviales y lacustres al tope. A esta formación la suprayace la Formación Corpa y la infrayace la Formación Porquero, los contactos entre las Formaciones son de tipo discordante. Tiene un espesor de 1.457 pies aproximadamente.¹⁰

1.3.2.5 Formación Corpa. De edad Plioceno tardío a Pleistoceno, se encuentra constituida por conglomerados y aluviones poco consolidados, arcillas de diferentes colores y escasos lignitos, depositados en ambientes fluviales y deltaicos. Localmente se caracteriza por la presencia de paquetes de arcillolitas predominantemente amarillas claras de gran espesor que ocasionalmente se ven interrumpidos por arenas y areniscas hacia el techo de la formación y pequeñas intercalaciones de yeso en la parte media. Se considera que esta formación tiene origen a partir de un ambiente continental de conos aluviales proximales medios de corrientes fluviales. Esta formación descansa sobre la Formación Túbara. El contacto existente entre la Formación Corpa y la Formación Túbara es de tipo discordante. Tiene un espesor promedio de 4.816 pies.¹¹

⁸ Julivert De Porta, Union International Des Sciencis Geologiques, Amerique Latine, Volume V, Fascicule 4 b, Colombie, Pag 409. 1974.

⁹ Julivert De Porta, Union International Des Sciencis Geologiques, Amerique Latine, Volume V, Fascicule 4 b, Colombie, Pag 409. 1974.

¹⁰ Georgina Guzmán Ospitia, geología de los Cinturones del Sinú, San Jacinto y borde Occidental del Valle Inferior del Magdalena Caribe Colombiano, Pagina 68, Julio de 2004.

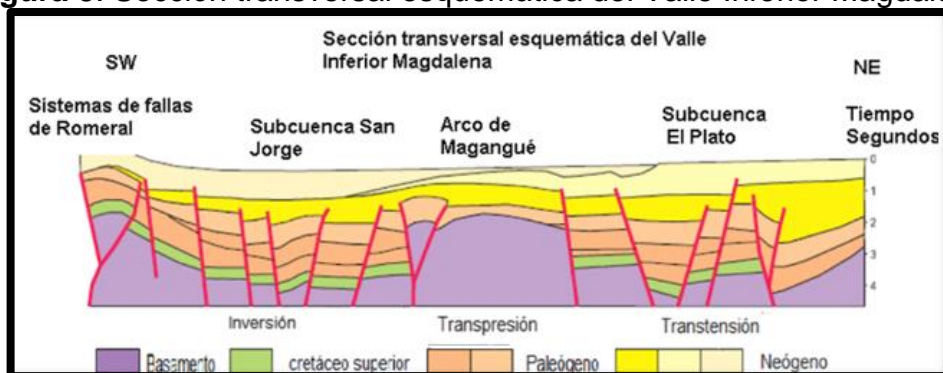
¹¹ Georgina Guzmán Ospitia, Geología de los Cinturones del Sinú, San Jacinto y borde Occidental del Valle Inferior del Magdalena Caribe Colombiano, Julio de 2004, P. 96.

1.3.3 Geología estructural. La Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, es una cuenca transtensional triangular limitada al Norte-Oeste por el Sistema de Fallas de Romeral y al Sur-Sureste por las rocas metamórficas y complejos ígneos de la Cordillera Central y la Serranía de San Lucas.¹² El límite oriental de la cuenca es la parte Norte del Sistema de Fallas Santa Marta-Bucaramanga. Un alto de basamento divide la cuenca en las Subcuencas El Plato y San Jorge. Ver **Figura 3**.

El margen continental del Caribe Colombiano hace parte del frente de deformación originado por la subducción de la Placa Caribe bajo la Placa Suramericana. Las características tectónicas, dominadas por la interacción de éstas placas, determinan los patrones estructurales y estratigráficos que se presentan en las provincias geológicas del Norte colombiano.

La evolución del Norte colombiano resulta en bloques que se presentan como regiones tectónica y estratigráficamente diferenciadas entre sí.

Figura 3. Sección transversal esquemática del Valle Inferior Magdalena



Fuente: Modificado por los autores, tomado de Colombian sedimentary basins (ANH) año 2009. Modificado por los autores.

El Valle Inferior del Magdalena está definido como zona positiva previo al Cretácico tardío (corteza continental), cuya actividad tectónica inicia con el choque de la placa Caribe con la Placa Suramericana. Actualmente se divide en dos (2) depocentros principales conocidos como la Subcuenca de El Plato al Norte y la Subcuenca de San Jorge al Sur, divididos por un alto de basamento llamado Arco de Magangué o Arco de Cicuco de orientación Noroeste-Sureste.¹³

Los eventos tectonoestratigráficos del Valle Inferior del Magdalena se pueden resumir dentro de la siguiente serie de pulsos durante la deformación:

¹² Agencia Nacional de Hidrocarburos, Colombian Sedimentary Basins. Bogotá: ANH 2006. p.44.

¹³ PETROSEIS LTDA. Informe final de interpretación sísmica, p.13. 2011.

- **Conaciense – Paleoceno:** Deformación asociada a la colisión oblicua del Arco continental, propagándose de Sur a Norte, desarrollando el Sistema de Fallas de Romeral, el cual separa los dominios continental y oceánico, acreción de corteza oceánica al Oeste de la sutura, y la sedimentación de aguas profundas al Oeste del límite, dejando sin depósitos al Valle Inferior del Magdalena.¹⁴
- **Eoceno – Oligoceno:** Se activa la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, acreción del Cinturón Plegado de San Jacinto, colapsa una región de la Cordillera Central de la Subcuenca del Plato-San Jorge, depositación mayormente turbidítica.¹⁵
- **Mioceno:** Cuencas “piggy back” que se rellenan con sedimentos de un evento regresivo. Al Este del Sistema de Fallas del Romeral una compresión N-S que involucra basamento y se desarrolló una inversión de estructuras existentes (Flinch, 2003). La colisión del Arco de Panamá es la causante de la deformación de la Cordillera Central.¹⁶
- **Plioceno:** Depocentros migran costa afuera desde el Mioceno y se presenta una inversión de las Subcuencas Plato-San Jorge y se registra el pulso final de orogenia andina. La fuerte regresión es la principal responsable de los cambios rápidos de facie marino, costero a continental.¹⁷

1.3.4 Geología del petróleo. A continuación, se describe la geología del petróleo para la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena.

1.3.4.1 Roca Generadora. Como unidades estratigráficas con potencial de roca generadora, se reconocen las Formaciones Ciénaga de Oro y Porquero depositadas a finales del Oligoceno y a principio del Mioceno, que presentan intercalaciones de lutitas de origen fluvial a transicional marino.

La Formación Porquero es considerada la roca fuente del Valle Inferior del Magdalena, debido al kerógeno generador de aceite y de gas, que cuenta con un contenido orgánico total de 2%. Después de los 8.200 pies la secuencia presenta kerógeno tipo III, este intervalo se podría considerar como depositado durante un evento de máxima inundación.¹⁸

1.3.4.2 Roca Reservorio. La Formación Ciénaga de Oro, en algunos segmentos se compone principalmente de arenitas líticas laminadas (laminación plano paralela, ondulosa, flaser, wavy y lenticular), arenitas líticas y cuarzo arenitas

¹⁴ Ibid, p.13. 2011.

¹⁵ Ibid, p.13. 2011.

¹⁶ Ibid, p.13. 2011.

¹⁷ Ibid, p.13. 2011.

¹⁸ Agencia Nacional de Hidrocarburos, Colombian Sedimentary Basins. Bogotá: ANH 2006. p.76.

masivas a bioturbadas de grano muy fino a fino, y secuencias grano-decrecientes de arenitas líticas, de grano muy grueso a medio, localmente conglomeráticas. Abundantes restos fósiles, pellets fecales glauconitizados, muscovita y láminas y fragmentos carbonosos y en forma subordinada se encuentran capas medias a muy gruesas, en ocasiones en secuencias grano-decrecientes, de wackestones y packstones, bioclásticos masivos, y de conglomerados matriz-soportados masivos, polimícticos, con clastos de subredondeados a subangulosos, principalmente de cuarzo (hasta 90%), chert, y fragmentos de rocas sedimentarias. Posee una porosidad promedio del 15%.¹⁹

1.3.4.3 Roca Sello. Algunas lutitas presentes en la parte superior de las Formaciones Porquero y Ciénaga de Oro se consideran unidades sello debido a que tienen excelentes características para dicha función.

1.3.4.4 Migración. Se considera que el campo se compone de un sistema de fracturas y planos de falla los cuales se convierten en las probables vías de migración. En primer lugar, los fluidos migran a través de las intercalaciones de areniscas, calizas y lutitas que conforman la Formación Ciénaga de Oro, otro modo de migración es el desplazamiento de los fluidos de forma lateral dentro de la misma formación contactando posteriormente las fracturas y planos de falla presentes en la formación para migrar finalmente.²⁰

1.3.4.2 Trampas. Las estructuras relacionadas a pliegues anticlinales son generadas por efectos de transpresión, juegan un excelente papel como trampa en el campo, al igual que las diversas trampas estructurales y trampas mixtas presentes en el mismo, los anteriores son importantes objetivos de exploración estructurales en el yacimiento.²¹

1.3.4.1 Sincronismo y carta de eventos. En la Figura 4 se ilustran los tiempos de los eventos en los cuales ocurrió la depositación de las rocas fuentes, reservorio, sello y de sobrecarga, el tiempo de la conformación de la trampa, como también se indica en el intervalo en el cual ocurrió el proceso de generación migración, y acumulación. También se muestra el intervalo de preservación y el momento crítico.

La secuencia sedimentaria del área de estudio se depositó en paleoambientes marinos relativamente someros (en promedio con batimetrías menores a 164 pies), sujetos a variaciones en la columna de agua, con alta productividad orgánica primaria y con dominio de sedimentación en zona litoral con influencia continental; se interpreta que la acumulación de estas rocas tuvo lugar entre la

¹⁹Ibid, p.78.

²⁰ Agencia Nacional de Hidrocarburos, Lower Magdalena Valley Basin. Colombia Oil and Gas. 2007.

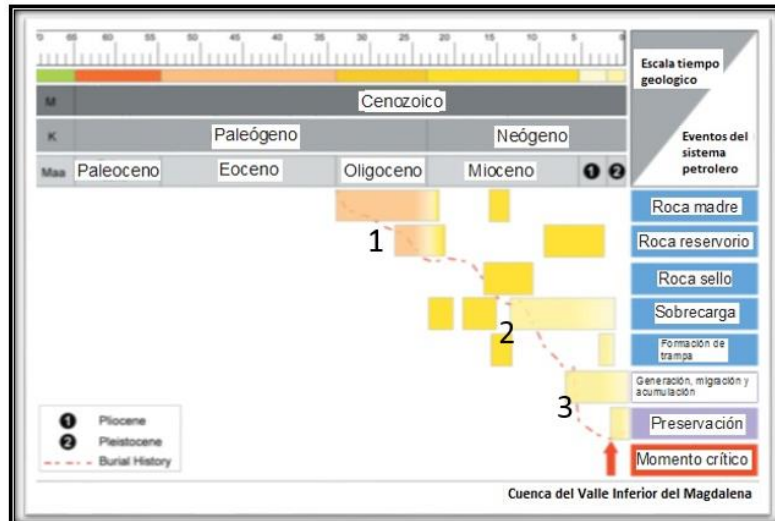
²¹ Ibid. 2007.

plataforma y el frente de playa inferior para la Formación Porquero (Terciario-Mioceno) y en ambientes deltaicos a marinos someros, para la Formación Ciénaga de Oro (Terciario-Oligoceno).

Para la Formación Túbara (Terciario-Mioceno) se interpretan paleoambientes de depositación asociados a llanuras aluviales/deltaicas para la base; seguido de una sedimentación lagunar y/o en pantanos costeros y el superior como la transición entre ambientes de anteplaya/bahía y frente de playa superior.

Después de los procesos sedimentarios asociados a la litificación y diagénesis respectivas, se puede determinar que partir de la interacción de las placas suramericana y Caribe, se ha identificado tres periodos de evolución tectonoestratigráficas, el primero transcurre desde el Oligoceno hasta el Mioceno Temprano (1, en la Figura 4), caracterizado por grandes bloques basculados limitados por fallas normales de alta pendiente. El segundo periodo, Mioceno Temprano a Mioceno Tardío (2, en la Figura 4), caracterizado por alta subsidencia como resultado de acomodación isostática en respuesta a los primeros pulsos de la Orogenia Andina y el tercer periodo corresponde al pulso orogénico Andino como tal (3, en la Figura 4). El momento crítico ocurre alrededor de 2 millones de años en el Pleistoceno temprano, como se observa en la **Figura 4**.

Figura 4. Carta de tiempos de eventos en la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena



Fuente: Modificado por los autores. Carta de eventos tomada del libro Cuencas del Valle Inferior del Magdalena volumen 10 – ANH (2011)

1.3.4.2 Historial de producción. El desarrollo del Bloque La Creciente ha estado marcado por las constantes campañas exploratorias realizadas sobre esta área. Todo se remonta al 19 de agosto del año 2004 cuando fue firmado el Contrato de Exploración y Explotación del Bloque La Creciente, este fue adjudicado por la

Agencia Nacional de Hidrocarburos a el operador Pacific Rubiales Energy, con un área inicial de 39.367 hectáreas con 4.536 metros cuadrados.

Transcurridos los años, el 13 de septiembre 2006, la Compañía Pacific Rubiales Energy inicia la perforación del Pozo La Creciente 1 (LCA-1), a su vez se hacen estudios de prospección y adquisición de sísmica 2D y 3D para identificar las localizaciones de perforaciones futuras. El Bloque La Creciente se encuentra dividido por 3 principales Campos, que son La Creciente A, La Creciente D y Apamate.

Los estudios permitieron el 19 de diciembre del 2007, contar con una producción de 68,960 MMPCD de gas, 34.758 barriles de condensado día (Bpd) y 60.760 barriles de agua día (Bwpd) para el Campo La Creciente A, así mismo para el Campo La Creciente D una producción de 2,832 MMPCD, 536 Bpd y 79.055 Bwpd con fecha de corte al 31 de diciembre del 2011.²²

En el Campo La Creciente A, se han perforado una serie de pozos los cuales soportan la producción del bloque. La producción está dividida en el Pozo La Creciente 1, La Creciente 2, La Creciente 3 y La Creciente 4. A diferencia del sector La Creciente D, es soportada su producción por el pozo La Creciente D-1, estos 5 pozos son capaces de producir cantidades superiores, pero por condiciones de las facilidades de producción del Bloque, algunos pozos debieron de estar cerrados por un determinado periodo de tiempo.

El Pozo Apamate 1, localizado en el Bloque La Creciente, inició su producción en mayo de 2011 y tiene una producción de 1,215 MMPCD, 826 Bpd y 12.655 Bpdw a finales de 2011.

Pacific Exploration & Production, ha estado concentrando su desarrollo en el Bloque La Creciente con el Pozo Apamate-1X, donde se considera que la zona productora es la Formación Ciénaga de Oro con un intervalo entre 11.139 a 11.180 pies y un área de drenaje de 307 acres. Este proyecto es de gran interés debido a que el gas original en sitio es de 14,303 MMPC con un factor de recobro de 0,75 donde se estima que el gas recuperable es de 10,727 MMPC.²³

Como resumen de la producción del Bloque La Creciente, se muestra el resultado de los pozos más importantes y su respectiva ubicación como se muestra en la **Figura 5:**

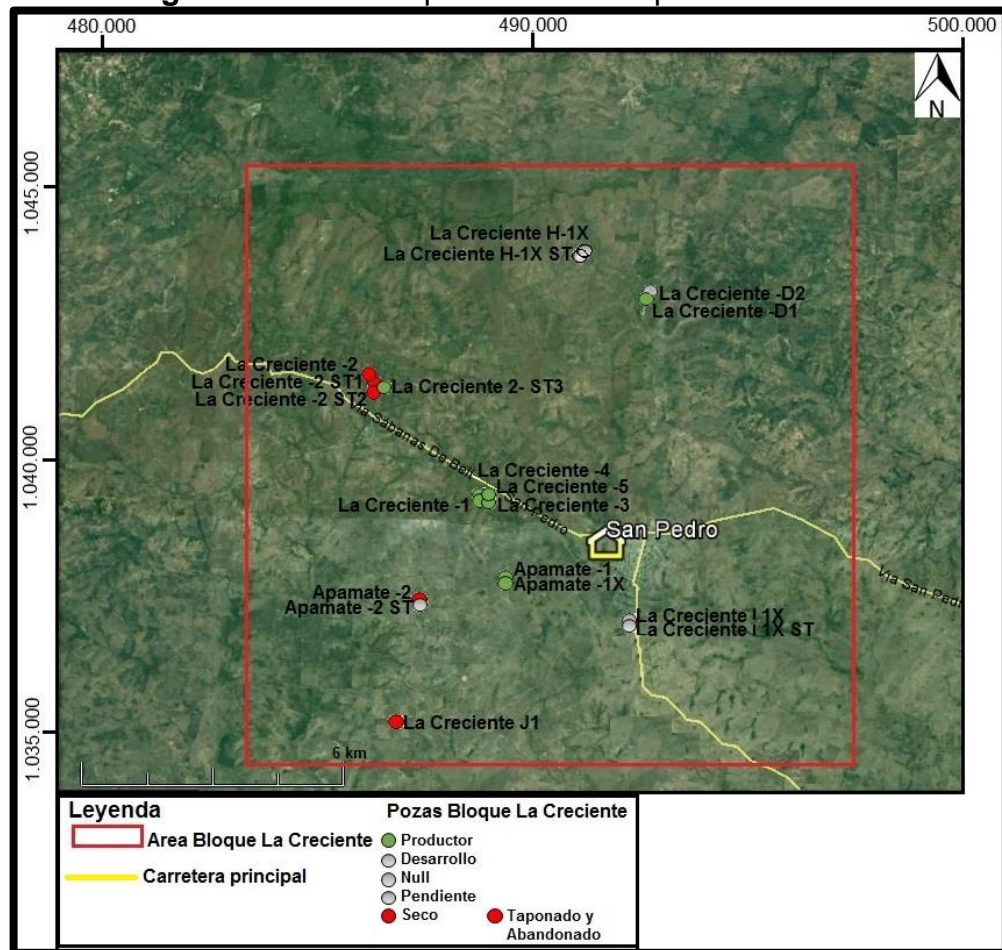
- Pozo Apamate-1: producción de gas seco.
- Pozo Apamate-1X: producción de gas seco.
- Pozo Apamate-2: taponado y abandonado.

²² PACIFIC EXPLORATION & PRODUCTION, Historia de Pacific 2011.

²³ PACIFIC EXPLORATION & PRODUCTION, Historia de Pacific 2011.

- Pozo La Creciente 1: producción de gas seco.
- Pozo La Creciente 2: taponado y abandonado.
- Pozo La Creciente 2.ST1, ST2: taponado y abandonado.
- Pozo La Creciente 2.ST3: producción de gas seco.
- Pozo La Creciente 3: producción de gas seco.
- Pozo La Creciente 4: producción de gas seco.
- Pozo La Creciente 5: producción de gas seco.
- Pozo La Creciente D1: producción de gas seco.
- Pozo La Creciente J1: taponado y abandonado.

Figura 5. Ubicación pozos en el Bloque La Creciente



El Bloque La Creciente, es considerado como uno de los campos que se encuentra dentro de las cuencas más importantes en la producción de gas en Colombia. Como se puede apreciar en la **Figura 6**, la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena está catalogada como una de las más importantes zonas con presencia de hidrocarburos tipo gaseosos. En esta cuenca se han perforado más de 273 pozos que soportan la producción de gas.

Así mismo esta Cuenca cuenta con producción de condensado conforme esta explícito en la columna tres (**Figura 6**) de producción total 2010. Del total de sísmica (2D) realizada en la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, más del 50 % corresponde al área del Bloque La Creciente con sus variados campos de producción.

Figura 6. Cuencas productoras de gas Colombia

<i>Cuencas Emergentes</i>					
Cuenca	Area cuenca (Km ²)	Producción Total 2010	No. Campos	Número de pozos	Sísmica 2D (Km)
Guajira y Guajira offshore	66,639	248,0 GCFG	2 gas	78	24,074
Cesar-Rancheria	11,668	ND	2 oil + 3 gas (NCP)	67	3,458
Sinú-San Jacinto	69,221	ND	3 gas	205	26,343
Valle Inferior del Magdalena	38,017	23,4 GCFG + 178,682 B O	4 oil + 5 gas	273	16,704

Fuente: información general Cuencas Sedimentarias de Colombia – ANH (2002)

Según un informe de oferta del sistema de información de petróleo y gas colombiano del 2014, la **Gráfica 1** representa la producción diaria del Bloque La Creciente dentro de los primeros 6 años de producción, teniendo desde el año 2010 los picos de producción de gas en el orden de los 60 millones de pies cúbicos diarios.

Gráfica 1. Producción Bloque La Creciente

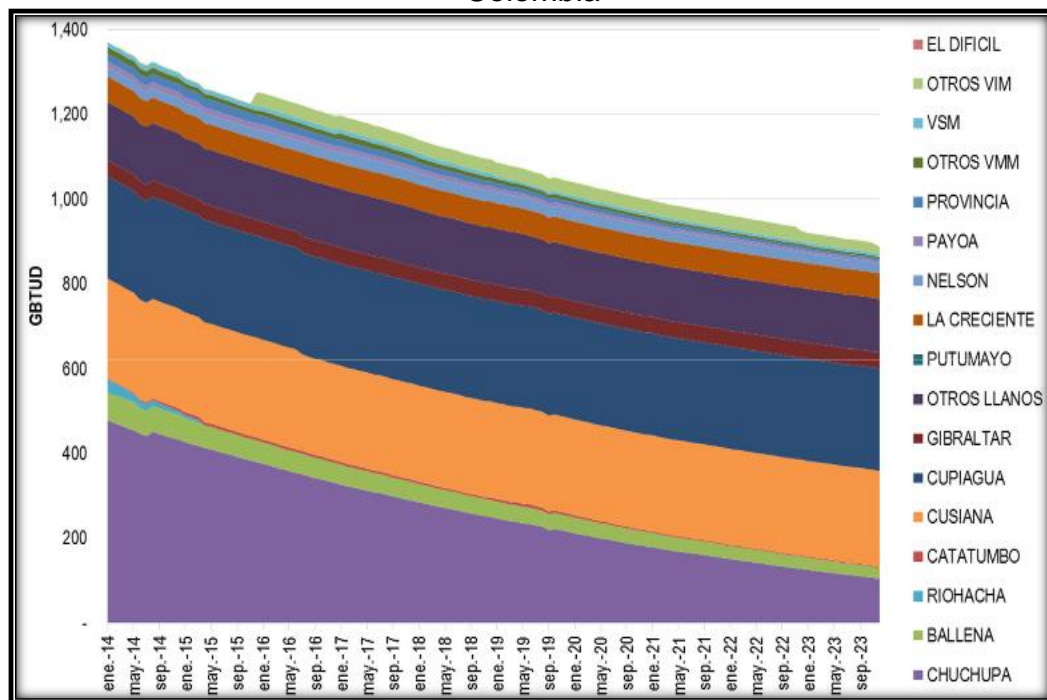


Fuente: Modificada por los autores con datos basados del informe de la Unidad de Planeación Minero Energética – balance de gas natural 2014-2023

A partir de la producción, la Unidad de Planeación Minero Energética Colombiana realizó una estimación de la tasa de producción evaluada desde enero del 2014 hasta septiembre del 2023, se tomó el mayor dato de mayor producción del 2014 que fue 1.360 Giga BTU día, de ahí se interpoló para poder poner una meta de máxima producción reflejada hasta el 2023 que a continuación se muestra en la **Figura 7**.

Dentro de esta, **Figura 7** se observa la producción de gas de los diferentes campos existentes en el territorio colombiano, resaltando con mayor producción los campos Chuchupa (Guajira), Cusiana (Casanare), Cupiagua (Casanare), otros Llanos (Meta-Arauca) y en el quinto lugar se encuentra La Creciente (Sucre). Teniendo en cuenta que los cuatro primeros campos son campos maduros con más de 25 años de producción, caso contrario ocurre en el Campo La Creciente, este campo fue descubierto entre los años 2006 y 2007, teniendo un tiempo de desarrollo de 10 años ocupando un lugar importante en la producción de gas para el país.

Figura 7. Producción estimada principales campos productores de gas en Colombia



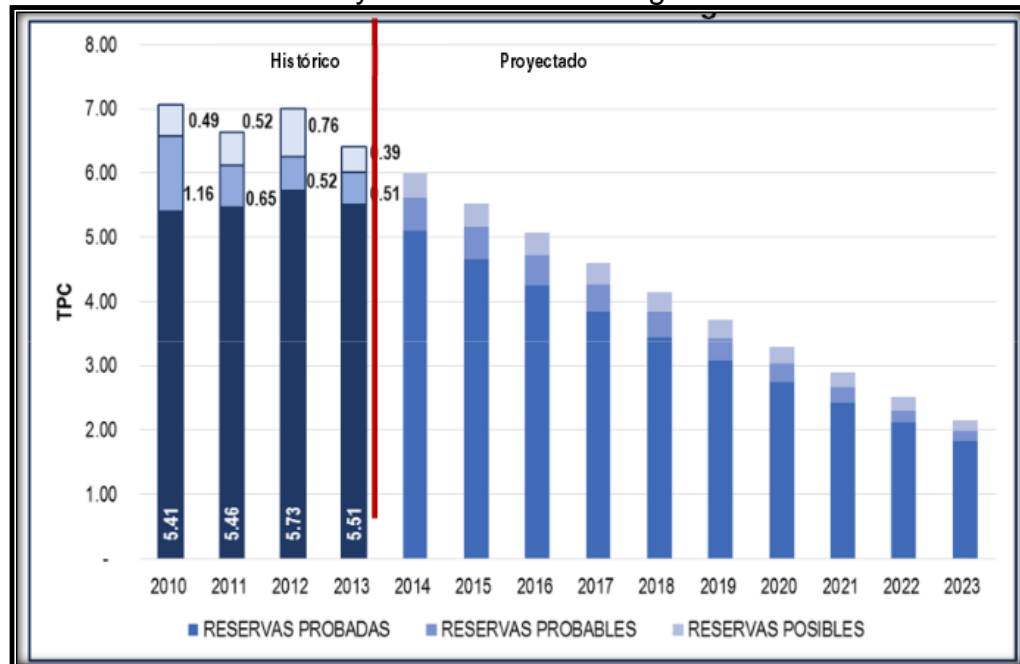
Fuente: Informe de la unidad de Planeación Minero Energética – balance de gas natural 2014-2023. 2014.

Los campos que aportan a la producción de gas del Valle Inferior Magdalena son Arianna, Cañaflecha, Nelson, La Creciente A, La Creciente-D, Bonga, Mamey, Brillante, El Difícil. Se puede definir que las reservas probadas han disminuido ya

que no ha habido nuevos descubrimientos que sean considerables, es por esto que se debe invertir en la exploración para poder aumentar nuestras reservas.

La **Gráfica 2** representa la proyección al 2023 de cómo será la relación de las reservas probadas, probables y posibles, teniendo el punto más alto de esta relación en el año 2013, a medida que transcurra el tiempo esta relación ira disminuyendo conforme la demandan aumentan en el país y por esto para el año 2023 el orden de reservas estará en los 2.00 Tera Pies Cúbicos, por esto es importante que la exploración en los campos continúe a ritmo de los años 2010 a 2012.

Gráfica 2. Proyección reservas de gas en Colombia



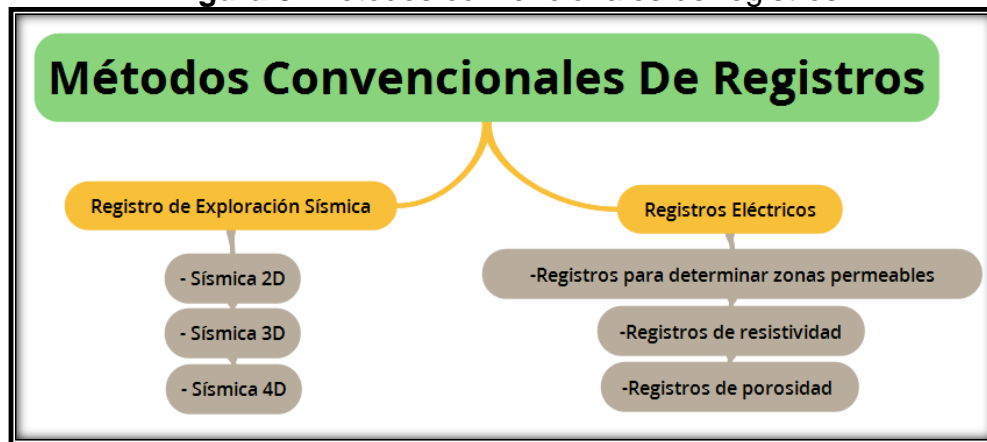
Fuente: Informe de la unidad de planeación minero energética – balance de gas natural 2014-2023. 2014.

2.MÉTODOS CONVENCIONALES DE REGISTROS

Este capítulo desarrolla el estudio de los métodos convencionales de adquisición de registros en la búsqueda de hidrocarburos, se encontrará una descripción detallada de la exploración sísmica y los registros eléctricos que se realizan en las áreas y pozos de exploración. Como también los aspectos que hay tener en cuenta a la hora de realizar cualquier toma que sea necesaria, las ventajas con las que cuentan estos métodos de adquisición y a su vez las falencias que contiene cada método a la hora de realizar un análisis e interpretación de posibles acumulaciones de hidrocarburos.

En la **Figura 8** se definen los tipos de registros a explicar en el presente capítulo:

Figura 8. Métodos convencionales de registros



2.1 REGISTRO DE EXPLORACIÓN SÍSMICA

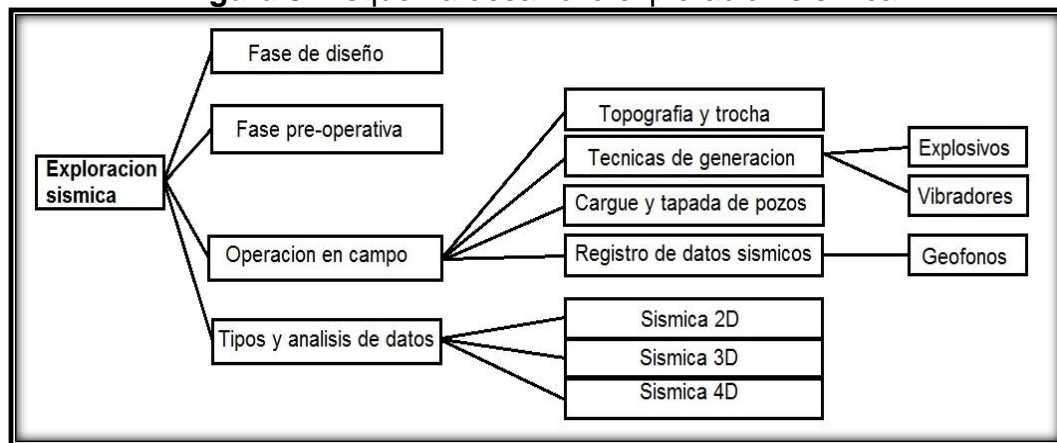
Con el pasar de los años la industria del Petróleo y Gas, ha tenido un sin número de fuentes de información y adquisición de datos en la exploración de hidrocarburos, estas fuentes han permitido determinar a lo largo del tiempo las zonas con las características propicias para el almacenamiento y la producción de hidrocarburos. Los medios utilizados para la identificación de las diferentes acumulaciones de hidrocarburos en el mundo, son mecanismos vinculados y basados en el desarrollo del estudio de la tierra por medio de la investigación científica.

La adquisición y procesamiento de datos sísmicos es el método más usado en la industria del petróleo y gas, logrando identificar principalmente trampas, caracterización de yacimiento, entre otros. Esta es la principal herramienta de exploración, mediante la cual se obtiene una imagen del subsuelo, mostrando áreas en donde puedan existir posibles acumulaciones de hidrocarburos.

La técnica usada en la exploración sísmica consiste en la generación artificial de ondas acústicas, estas recorren a través de las capas del subsuelo y son reflejadas hacia la superficie como respuesta al impulso en el paso de cada capa. El retorno de estas es captado y registrado mediante detectores llamados geófonos para así poder formar la imagen sísmica del área, recordando que la exploración sísmica es una técnica de bajo impacto ambiental, respetando las exigencias ambientales y el valor del recurso natural.²⁴

El desarrollo de la exploración sísmica estará ligado al procedimiento ilustrado en la **Figura 9**.

Figura 9. Esquema desarrollo exploración sísmica



2.1.1 Fase de diseño: en las primeras etapas, la exploración sísmica se basa en la recolección de información de la región generando un modelo en el que se tienen en cuenta factores como: lugar de trabajo, responsabilidad social, comunidades, predios, etc.

2.1.2 Fase pre-operativa: en la segunda fase se determinan gestiones ambientales y sociales, como relación con la autoridad, acuerdo entre las partes, concertación del proyecto en el área de influencia, capacitación de personal, adecuación de localizaciones y negociación de predios.

2.1.3 Operación en campo: siguiendo el esquema de exploración sísmica, la fase de operación en campo, incluye etapas como:

2.1.4 Topografía y trocha: adecuación del camino, definiendo ubicación de estaciones receptoras y puntos fuentes, permitiendo nivelación topográfica, acceso del personal, entre otros.

2.1.5 Técnicas de generación (fuente): son realizadas por medio de sistemas que transmiten energía al subsuelo representada en ondas o en vibraciones, estas

²⁴ Pacific Rubiales Energy, Operaciones Geofísicas, Vicepresidencia de Exploración. Exploración Sísmica. 2014.

ondas generadas avanzan a lo largo del subsuelo atravesando las disposiciones de unidades litológicas o Formaciones (capas de la tierra), estas unidades están caracterizadas por propiedades físico - químicas, que generan un disturbio al paso de la onda, reflejando en el cambio la velocidad y propagación de la onda. El contraste presentado en las líneas sísmicas provenientes del fondo va a estar determinado por la variación lateral de acuerdo al material que atraviese, por esto es importante la resolución en el método sísmico ya que definiendo la distancia vertical mínima entre dos interfaces es necesaria para que se dé una única reflexión.²⁵ En cuanto a la generación del disturbio, este es generado a partir de fuentes artificiales (sismigel, martillo, vibro), que a su vez se propagan en el subsuelo. La cantidad de ondas necesarias para generar la reflexión en los diferentes estratos, gracias a la reacción del medio a la perturbación. Se pueden determinar datos sobre amplitud, longitud de onda, fases y tiempos dobles de los reflectores del subsuelo, esto limitado por la elasticidad de la capa, en el momento en el que la onda retorna a la superficie es captada por instrumentos que reciben esta información (geófonos), para así poder ser modelada en los diferentes programas informáticos existentes en la industria.

- **Explosivos:** Se inicia con la perforación de pozos en los puntos fuentes no profundos, para la ejecución de esta labor es necesario en el área de estudio un grupo (cuadrilla) que realiza la adecuación de equipos hidráulicos, torres mecánicas y taladros portátiles, estos equipos pueden trabajar con agua, aire o punzones y su uso es decidido de acuerdo a la topografía y geología del área de trabajo.

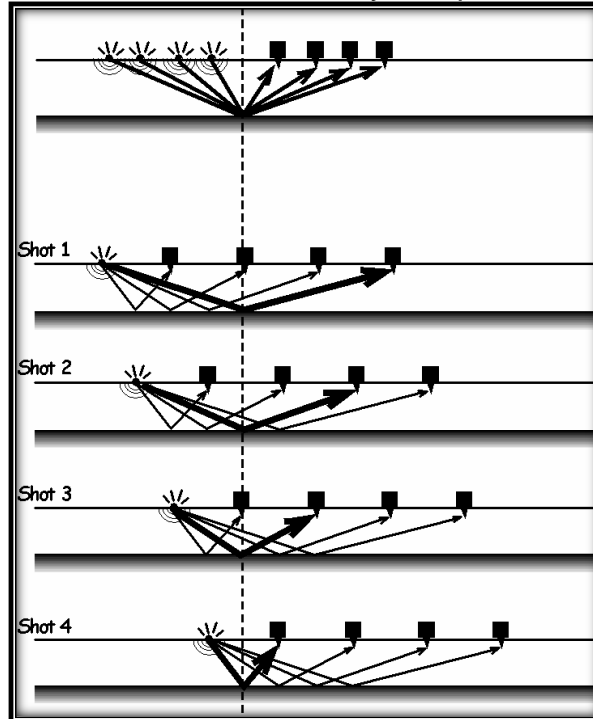
Las perforaciones se establecen de acuerdo a la líneas que el cliente ha decidido levantar (distancia entre pozos de 5 a 60 metros promedio), el diámetro de las perforaciones este en el orden de alrededor de 2 a 3 pulgadas, la profundidad de la perforación es establecida en el diseño del proyecto (2 a 20 metros en promedio), a medida que se realizan las perforaciones sobre las líneas de estudio, en cada perforación es depositado el sismigel, este elemento es un explosivo denso con capacidades para sumergirlo en agua, con alta velocidad de detonación, lo que genera una energía fuerte y aguda necesaria para el estudio de levantamientos sísmicos al momento de la explosión.

Para la **Figura 10** se muestra un ejemplo de distribución fuente y receptores, en la primera sección se observa un arreglo 4:4, con la energía reflejada siendo grabada por cuatro grupos de receptores. Para recoger perfiles sísmicos, existen diferentes distribuciones de arreglos tanto para fuentes como receptores. La inspección de la **Figura 10** muestra cuatro combinaciones de tiro (fuente)-receptor con configuración de punto medio común (CMP) en el subsuelo. Durante el procesamiento, los procesadores de tipo sísmico a través

²⁵ Herrera Yajaira, Manual para la adquisición y procesamiento de sísmica terrestre y su aplicación en Colombia. Universidad Nacional. 2010.

de todas las combinaciones de fuentes y receptores encuentran un punto medio común.

Figura 10. Distribución de fuentes y receptores línea sísmica



Fuente: Principios de interpretación sísmica 2D y 3D. Capítulo 1, Resolución lateral, 2004. Modificado por los autores.

- **Vibradores:** esta fuente de energía es una fuente mecánica, el dispositivo está montado sobre un camión, que por medio de vibración genera ondas de energía sísmica desde la superficie, generalmente esta fuente se usa para cuando no es posible utilizar fuentes explosivas. La generación de las vibraciones se puede correr en diferentes sentidos, uno de ellos es el barrido de altas frecuencias a baja frecuencias (barrido descendente), o por el contrario de bajas revoluciones a altas revoluciones (barrido ascendente).

Una ventaja de esta fuente es que pueden emplearse más de un vibrador con el fin de mejorar la calidad de los datos obtenidos y cubrir un área mayor de terreno (zonas desérticas).

A medida que la distancia entre la fuente y el receptor aumenta, el tren de ondas se convierte en mayor tiempo y las ondas que han viajado sobre todo como ondas primarias llegan mucho antes de las aquellas que se propagan como las ondas secundarias. También las ondas de superficie son

principalmente sensibles a la estructura secundaria de velocidad que propagadas son devueltas desde los más lejanos ambientes en profundidad. Una vez que el tren de ondas empieza a parecerse a una secuencia de fases aisladas se convierte en la tarea de desarrollar técnicas aproximadas de diseño para sintetizar una fase particular. Sin embargo, con el fin de que estas aproximaciones se pueden hacer de manera eficiente a la naturaleza del proceso de propagación.

- **Cargue y tapada de pozos:** una vez abierto el pozo se introduce el material fuente de energía nombrada anteriormente (Sismigel), se tapan los pozos hasta la superficie con el material de perforación, fijando en el mismo lapso los geófonos y conectándolos a través de cables que registran y transmiten la información de las ondas emitidas por las fuentes de energía.

2.1.5.1 Registro de datos sísmicos (receptores)

- **Geófonos:** Este instrumento detecta la velocidad de la onda producida en el terreno, interpretando la onda sísmica en movimiento de impulsos eléctricos. Estos detectan el movimiento en una dirección, para los diferentes arreglos de adquisición sísmica este instrumento es colocado en forma lineal a las fuentes o varía en arreglos geométricos como el arreglo ortogonal en la adquisición de datos sísmicos 3D, las señales producidas son convertidas a un elemento final como información geológica de las diferentes capas presentes en el subsuelo.

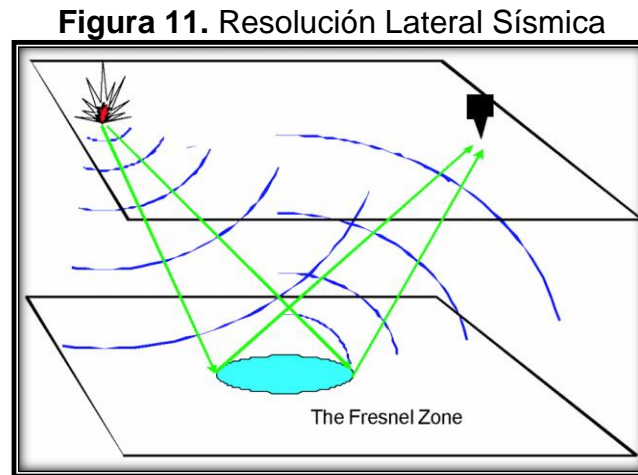
La característica general de ubicación de los geófonos en una matriz rara vez se extiende a más de 5 km de la fuente. Muchos receptores se utilizan para cada fuente, permitiendo así solo mover el punto de origen y repitiendo la grabación. La multiplicidad de elementos en la superficie aumenta la cobertura entonces puede ser explotado mayor terreno para mejorar los reflejos débiles de profundidad que existan.

Entre los Geófonos más usados se encuentran:

- ✓ Geófono electromagnético
- ✓ Geófono de reluctancia
- ✓ Geófono de capacidad
- ✓ Geófono piezoeléctrico

Los datos sísmicos obtenidos no deben interpretarse de forma independiente. Tanto la parte geológica y geofísica, generan una experiencia en el análisis e interpretación, y por tanto los datos deben ser incluidos en una interpretación completa.

En la **Figura 11** se observa el esquema convencional de arreglo fuente - receptor, en el que por cada fuente hay un receptor dispuesto para la recepción de la información, la resolución lateral en las zonas de estudio de imágenes de datos sísmicos, en la cual ilumina la zona de interés en un determinado punto, está supeditado por la velocidad promedio hasta el horizonte de interés, dos vías de tiempo de viaje una a la zona generadora (fuente), y la zona receptora (geófonos).



Fuente: Principios de interpretación sísmica 2D y 3D. Capítulo 1, Resolución lateral, 2004. Modificado por los autores.

2.1.6 Tipos y análisis de datos. Al obtener la señal sísmica, entra al proceso final de modelar los datos en estructuras propicias representadas en la toma de la imagen, pero antes de esto los tipos de datos que existen se basan en el principio científico de la geofísica, dependiendo del ambiente en que se adquiera (marino, terrestre y de transición). El principio científico del estudio sísmico es la medición de la velocidad de propagación de ondas en el subsuelo (longitud de onda (λ), metros/pies), midiendo tiempo e intensidad de la onda reflejada se puede saber la profundidad y espesor de la capas en el subsuelo (amplitud, positivos (picos) - negativos (canales)), esta es una técnica que permite la interpretación de la información de datos del subsuelo, y la claridad de los datos está sujeta a la resolución de la información reflejada en la capas, entre los parámetros establecidos para identificar que material yace en el subsuelo la duración de la línea tiempo (frecuencia (f), ciclo/seg- Hz) da las aproximaciones de las ondas generadas en superficie y que a su vez se reflejan en los estratos de la tierra.

En los levantamientos de adquisición sísmica la información suministrada por los equipos de almacenamiento de datos se puede modelar en tres procesos existentes, estos modelos de presentación de información, se denominan adquisición de datos sísmicos 2D, 3D Y 4D.

2.1.6.1 Sísmica 2D. Sísmica de reflexión en dos dimensiones, en este tipo de perfil, luego de obtener la información del vehículo e instrumentos de registro (geófonos), el perfil muestra un corte transversal de área de estudio, sumado a la información de pozos existentes, se crea un mapa con las diferentes litologías existentes en el subsuelo. Las líneas 2D cuentan con una cantidad de unidades receptoras y fuentes, que variando cada una de estas permite modelar y obtener la información geológica.

Esta adquisición de datos es realizada para brindar soporte a la sísmica en tres dimensiones (3D), además esta técnica logra cubrir mayores extensiones de terrenos generando la conformación del terreno en un plano y claro esta es de los métodos existentes el más económico.

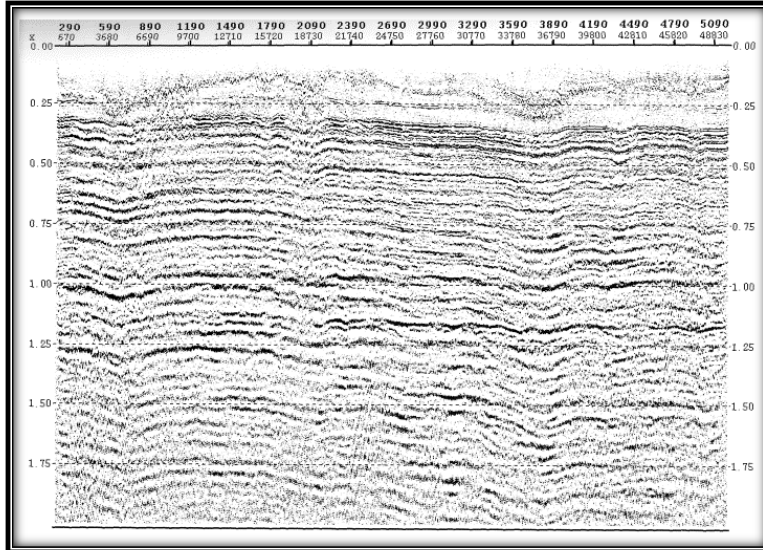
La adquisición de datos sísmicos en dos dimensiones (2D) es la forma más sencilla en un tipo de levantamiento, pero dependiendo del método usado (distribución de generadores y receptores), afecta la obtención de los datos. Las distribuciones más importantes de adquisición de datos sísmicos en dos dimensiones (2D) se encuentran relacionados en el **Cuadro 1**, referente a métodos de distribución de líneas sísmicas, es importante mencionar que sobre una línea 2D se abarca un cubrimiento muy limitado, en cuanto a la distancia de la fuente y el receptor denominado efecto margen.

Cuadro 1. Métodos de distribución de líneas sísmicas

Método de franja ancha	Método de propagación
Se proyectan diversas líneas receptoras con determinada distancia a la fuente, pero con la ventaja de generar un barrido vertical como la del efecto margen a una distancia mayor entre cada línea de generación, obteniendo un mayor terreno estudiado de la zona de interés.	La ubicación entre fuentes y receptoras se realiza con una trayectoria contraria a cada una, este método no es muy usado en zonas con presencias de fuentes de agua.

Una vez obtenida la información, se establece una serie de imágenes sísmicas que son objeto de clasificación y determinación de la información geológica presente, la **Figura 12** muestra una adquisición 2D lista para que se le realicen las correcciones estáticas a aplicar. Esta Figura presenta datos para ya ser interpretados y generar la lectura previa de la imagen.

Figura 12. Imagen sísmica en dos dimensiones (2D)

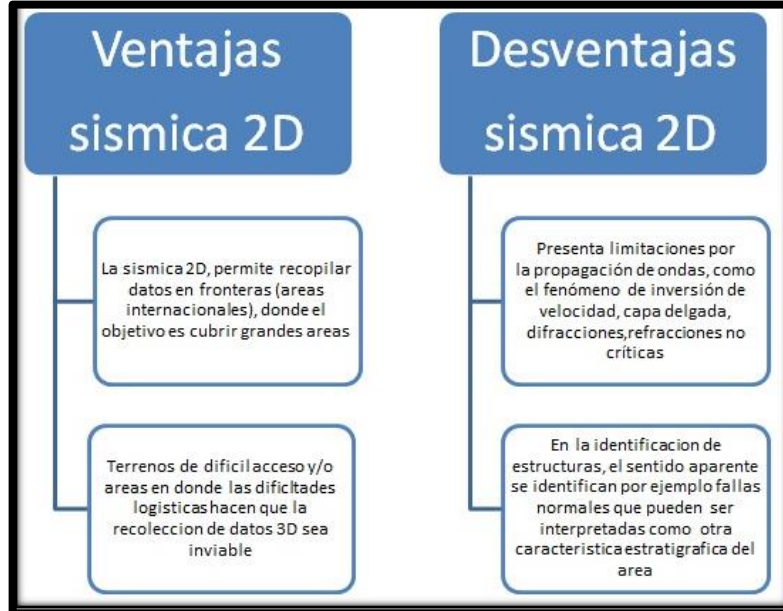


Fuente: Principios de interpretación sísmica 2D y 3D. Capítulo 2, Análisis de información sísmica, 2004. Modificado por los autores.

Los datos registrados en el campo son interpretados y en base a esto se genera una imagen modelo de datos en tipo dos dimensiones (2D), de ahí en adelante con las demás interpretaciones existentes; en el proceso se eliminan los artefactos asociados con la forma en que el dato fue adquirido, ruido y trayectorias de las ondas generadas, ya la acústica es la energía en su camino desde la fuente al receptor que será alterada. Estas manipulaciones se conocen como sísmica de procesamiento de datos, el procesamiento es una mezcla de arte y ciencia, esta se centra en la adquisición sísmica 2D y el procesamiento debido a los conceptos son más fáciles de introducir, en este tipo de datos.

A continuación, se muestran las ventajas y desventajas del método de adquisición de datos sísmicos en dos dimensiones (2D), correspondiente a la **Figura 13**.

Figura 13. Ventajas y desventajas, Sísmica (2D)



2.1.6.2 Sísmica 3D. Los levantamientos sísmicos tridimensionales, están determinados por la forma y disposición de las diferentes unidades litológicas, este método geofísico al igual que el modelo 2D permite obtener imagen, pero en este caso se obtiene una imagen tridimensional, los datos obtenidos se modelan en un proceso informático que consta de procesos matemáticos, construyendo así el modelo geológico de las capas de la corteza terrestre. La modelación obtenida se presenta en secciones horizontales o verticales, o su combinación. Esta modelación tiene la ventaja de mejorar la relación señal-ruido de las ondas y continuidad de estas en el medio. Otra ventaja en este modelamiento es la gran cantidad de información que proporciona.

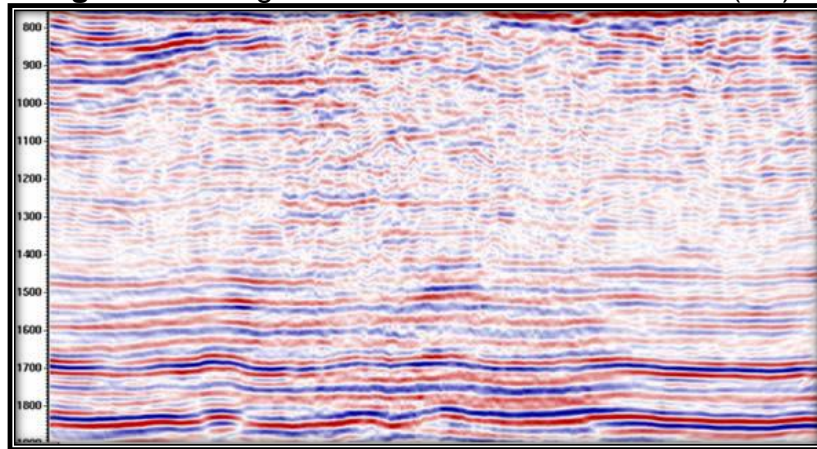
2.1.6.3

Los datos sísmicos 3D proporcionan un volumen que permite definir las estructuras de forma más precisa. La información que se puede obtener es una imagen del subsuelo más clara, con estructura y propiedades de la roca. De forma rutinaria, las interpretaciones basadas en sísmica 2D o datos de registro presentan grados de incertidumbre más altos que las obtenidas con el 3D. La adquisición sísmica 3D se centra en la migración de mejora de imágenes del subsuelo. La mayoría de los datos sísmicos utilizados en la industria del petróleo se recogen a través del método del punto medio común.

La forma de estos arreglos generalmente son arreglos ortogonales, acompañados de diversas configuraciones de trabajo, todo sujeto dentro del diseño y los parámetros de adquisición determinado por las compañías, en la zona de levantamiento, variables como la calidad del dato, el medio ambiente, la posible producción de la zona y el presupuesto del proyecto.

La **Figura 14** muestra cortes transversales a diferentes profundidades, para la adquisición en estudios sísmicos 3D. Aunque los cortes no muestran exactamente la porción del subsuelo, la geología no difiere sensiblemente de un área a otra, de ahí las diferencias en contenido de la imagen y la calidad se deben principalmente a las diferencias en la adquisición y el procesamiento. Con cortes más claros si se compara con la adquisición 2D.²⁶

Figura 14. Imagen sísmica en tres dimensiones (3D)



Fuente: Principios de interpretación sísmica 2D y 3D. Capítulo 4, Sísmica 3D, 2004. Modificado por los autores.

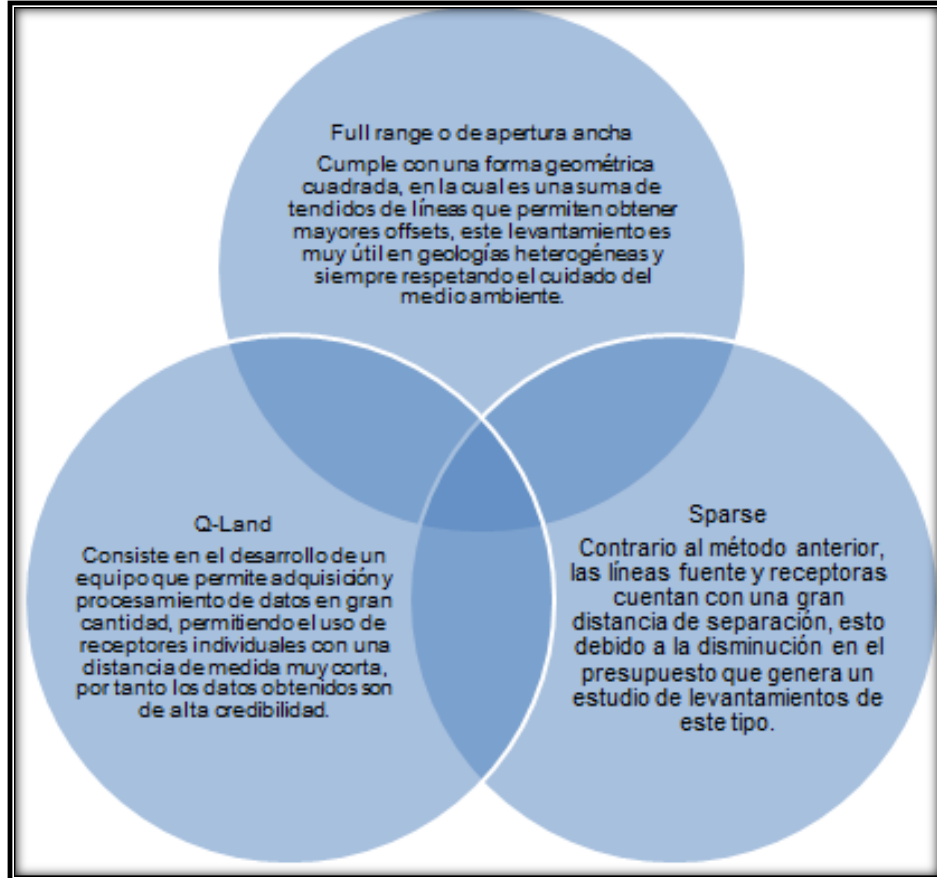
Con el levantamiento 3D se puede obtener:

- El escenario geológico y detalles del medio
- Topes geológicos con profundidades en las zonas que ameriten
- Elementos de estudio como sismógrafos
- Coordenadas de la zona de interés

Entre los métodos de distribución del levantamiento de adquisición de datos sísmicos 3D más importantes se encuentran ilustrados en la gráfica 3.

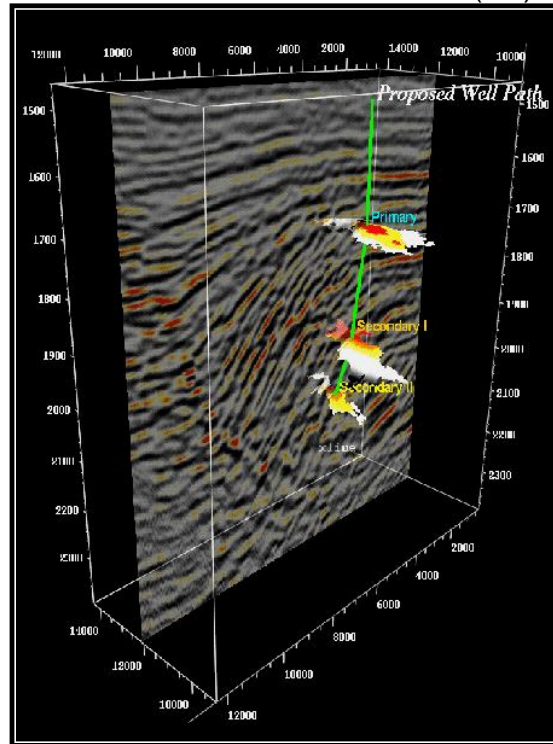
²⁶ BRIAN KENNETT, Seismic Wave Propagation in Stratified Media, 2009.

Gráfica 3. Distribución levantamiento en tres dimensiones (3D)



Programas como displays voxel se pueden usar para ayudar a las trayectorias del pozo del plan en base a la adquisición de datos sísmicos 3D. Para la **Figura 15**, se muestra los tipos de propuesta.

Figura 15. Resultados interpretación de imágenes Sísmica en tercera dimensión (3D)



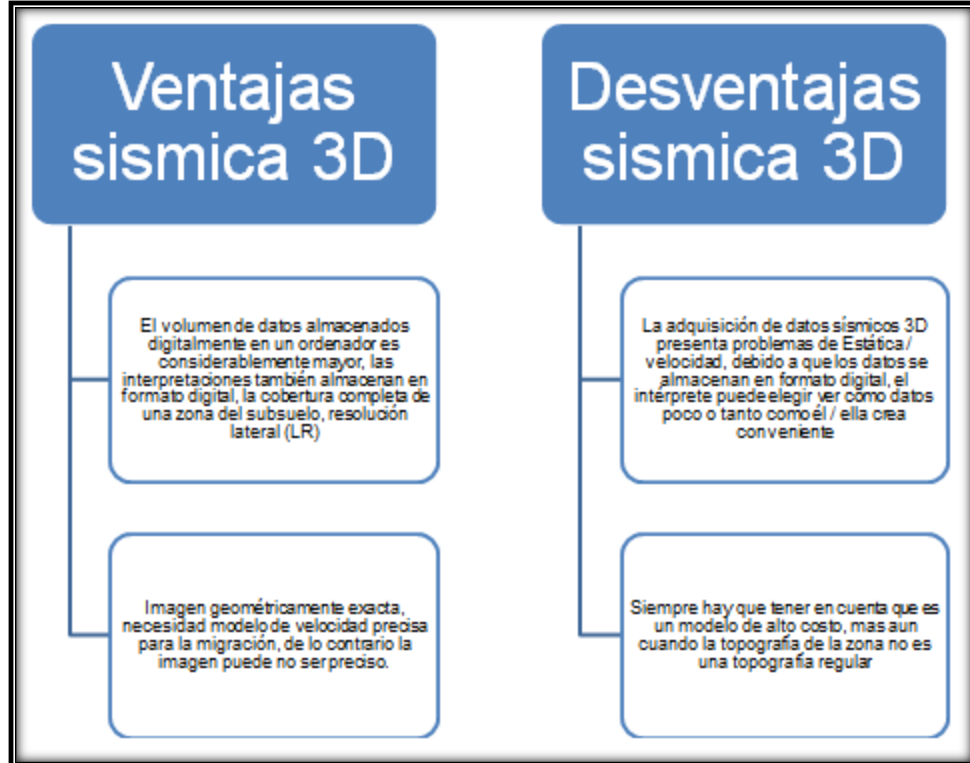
Fuente: Principios de interpretación sísmica 2D y 3D. Capítulo 4, Sísmica 3D, 2004. Modificado por los autores.

Estos software informáticos permiten que el volúmen de datos 3D pueda ser visto desde una variedad de perspectivas como: línea ("Inline"), trace ("crossline"), líneas arbitrarias, Intervalo de tiempo, horizonte de la rebanada ("mapa de amplitud"), rebanada de estratos, visualizaciones de interpretaciones (horizontes, fallas), cubo, pantallas Voxel.

Los datos sísmicos 3D pueden ser vistos como líneas (Inlines) o trazas (también denominado líneas cruzadas) o líneas de corte arbitrarios a través del volúmen de datos. Estos cortes parecen a cortes sísmicos 2D, la principal ventaja es la línea arbitraria que puede ser vista desde cualquier ángulo elegido por el intérprete. Con las líneas 2D el intérprete está obligado a ver los datos en la orientación que son adquiridos.

A continuación, se muestran las ventajas y desventajas del método de adquisición de datos sísmicos en dos dimensiones (3D), correspondiente a la **Figura 16**.

Figura 16. Ventajas y desventajas, Sísmica (3D)



2.1.6.4 Sísmica 4D. Este tipo de levantamiento sísmico se diferencia de la 2D y 3D en que la técnica de detectar variaciones de presión y de saturación con el fin de ubicar nuevos proyectos exploratorios o aumentar la producción de diferentes campos, la suma de toda esta información permite construir mapas que identifican fallas y subsidencias en la zona de estudio, este levantamiento de datos permite caracterizar el flujo de fluidos en el yacimiento.

Una desventaja del estudio de adquisición de datos sísmicos es el ruido que este se rige en el medio de estudio ya sea en la afectación de la longitud de onda reflejada en la señal sísmica. Adicionalmente a las limitaciones de espesor hay otros factores que limitan la resolución final de los datos sísmicos; la tierra actúa como un filtro que progresivamente atenúa los componentes de alta frecuencia de los datos sísmico, la velocidad acústica aumenta con la profundidad debido a la compactación y el aumento de este se refleja en la onda de la señal perjudicando la resolución. Con existencia de ruido ambiental los datos de procesamiento eliminan la frecuencia necesaria para una resolución más fina y las señales sísmicas consisten en gran medida como "ruido" sísmico, de vez en cuando el patrón irregular de los registros es interrumpido por una perturbación que se eleva por encima del ruido de fondo con un pozo, las características se deben a la

excitación de las ondas sísmicas, lejos del receptor, por alguna fuente natural o artificial.

Tanto los datos sísmicos 2D, 3D y 4D recogen e interpretan información para la exploración y explotación de hidrocarburos, aunque la sísmica 3D se ha convertido en la herramienta de elección en la mayoría de los casos. Los datos sísmicos se almacenan normalmente en formato digital utilizando PC o software basado en la estación de trabajo (por ejemplo, SeisWorks, SeisVision). Estos paquetes normalmente permiten modelar escenarios 2D y 3D de datos sísmicos, pero siempre van a buscar la identificación de estructuras que propicien el almacenamiento de hidrocarburos mas no buscar la identificación y presencia de fluidos en cantidades económicas explotables.

Aunque las ondas sísmicas pasan a través de la tierra, estas pierden energía por el efecto geométrico de la ampliación del frente de onda y por la absorción intrínseca de la Tierra. Sin embargo, en la mayoría de los casos la pérdida debida a la dispersión y la absorción es relativamente pequeña, por lo que esta atenuación de la energía sísmica es una pequeña perturbación en el proceso de propagación, pero se debe de tener en cuenta que en el proceso existirán perdidas.

Entre los principales datos que se pueden obtener en esta adquisición de datos están:

- Profundidades de los estratos
- Caracterización del basamento
- Identificación de fuentes de agua subterránea
- Identificación de zonas geológicas con posibles acumulaciones de hidrocarburos
- Calculo de parámetros elásticos del subsuelo a partir de las velocidades de onda (P y S)
- Estudio de estratigrafía y geometría del subsuelo

2.2 REGISTROS ELÉCTRICOS

Una vez terminada la etapa exploratoria en un pozo, se procede a tomar un registro eléctrico el cual ayudara a conocer las diferentes capas o estratos que hay presentes en el pozo; Los registros eléctricos permiten establecer las propiedades físicas de las rocas que se encuentran rodeando una perforación, tanto en agua, petróleo y minería, por medio de una serie de sondas. Estas sondas ubicadas dentro del pozo, pueden obtener datos en función de la profundidad, que luego son utilizados para generar un gráfico conocido como registro de pozo.

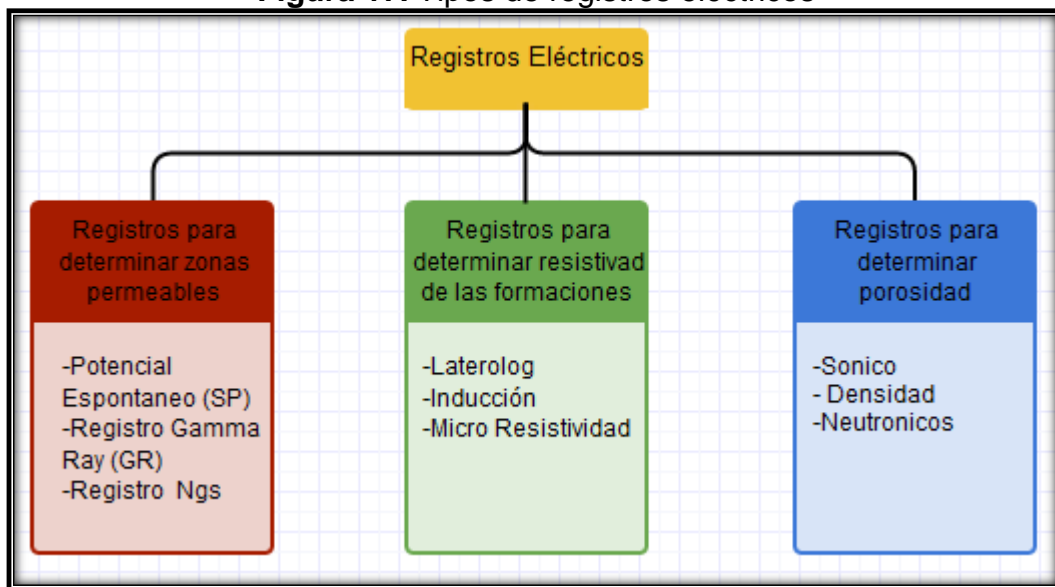
Con estos registros podemos obtener primordialmente indicios de áreas permeables, porosidad de la roca, posiciones del limite del estrato (como en el

caso de los carbones en el registro de densidad), correlación de estratos entre perforaciones.

Los registros eléctricos son una herramienta convencional pero se debe tener en cuenta que su alto costo ha hecho que aparezcan nuevas tecnologías, las cuales manejan un principio diferente para obtener los mismos datos y a diferentes costos con una razón de tiempo mucho menor.

En la **Figura 17** se definen los tipos de registros eléctricos a explicar en el presente capítulo:

Figura 17. Tipos de registros eléctricos



Fuente: schlumberger, principios/aplicaciones de la interpretación de registros.
Modificado por los autores

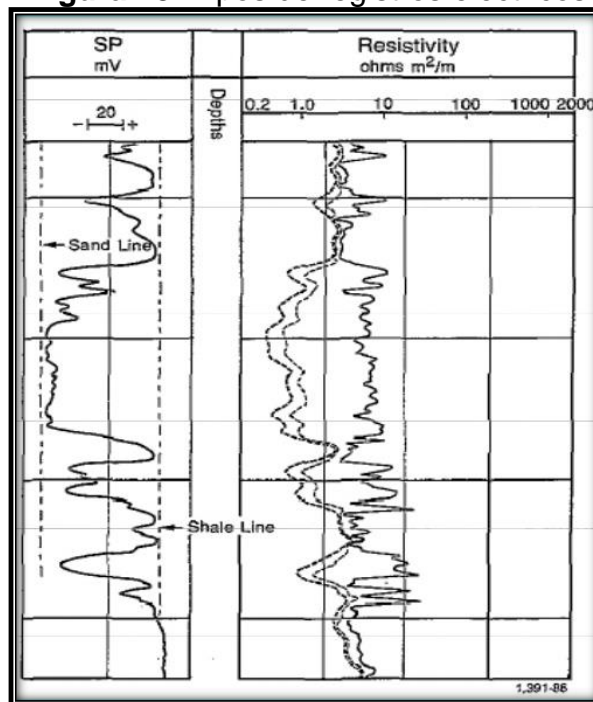
2.2.1 Registros para determinar zonas permeables. La importancia de poder encontrar una zona permeable radica en una de las condiciones para la generación del petróleo ya que debe existir una roca permeable de forma tal que bajo presión el petróleo pueda moverse a través de los poros microscópicos de la roca, teniendo presente que las rocas almacenadoras tengan buena porosidad y permeabilidad para permitir la acumulación y flujo de los fluidos y gases.

2.2.1.1 Potencial espontaneo (SP). Es un registro de fenómenos físicos que ocurren naturalmente en las rocas, se registra a través de una curva la cual refleja la interacción del agua de formación, el fluido de perforación conductivo y ciertas rocas. Mide la diferencial de potencial entre un electrodo móvil en el pozo y el potencial fijo de un electrodo en superficie. La curva del SP presenta variaciones, lo cual se debe al flujo de corriente dentro del lodo, las cuales son producidas por fuerzas electromotrices de origen electro cinético o electroquímico.

Las unidades en lo que se mide el SP es milivoltios (mV), este registro permite identificar litología, y a partir de esa información se permite establecer ciertas conclusiones acerca de la permeabilidad. Para la lectura de la curva del SP primero se debe tomar en cuenta la salinidad del lodo con que se esté perforando y la del agua de formación, ya que el SP tendrá distintos comportamientos según los valores de los datos antes obtenidos.

En la **Figura 18** se muestra un ejemplo de un registro SP, el cual siempre se empieza a medir a partir de la línea de arena o la línea de lutitas, las cuales se trazan en los valores más alejados tanto a la derecha como a la izquierda de la curva. Si la salinidad del lodo es mayor a la del agua de formación, la línea de arena será el valor más a la izquierda de la curva, por lo que los valores de SP serán positivos, mientras mayores sean estos valores o en la curva se pueda observar una tendencia hacia la derecha estaremos en una zona de lutitas. Si la salinidad del lodo es menor a la del agua de formación la línea de lutitas se traza por el punto más a la derecha de la curva y se obtendrán valores negativos de SP.

Figura 18. Tipos de registros eléctricos



Fuente: Principios y Aplicaciones de la Interpretación de Registros SCHLUMBERGER

Las curvas SP son usadas para:

- Detectar capas permeables (áreas-calizas-dolomitas)
- Ubicar límites entre unidades y determinar su espesor

- Correlacionar unidades litológicas y ayuda a definir modelos depositacionales.
- Estimar el contenido arcilloso de la roca reservorio.
- Identificación de pasos de falla.

Factores que afectan al potencial espontaneo (SP):

- Depletación de reservorios.
- Diámetro de invasión, las inclusiones de lutitas.
- El espesor de capa, la baja permeabilidad, las fracturas y fallas
- La temperatura y la resistividad de la formación.
- Tipo de fluido que se utiliza en la perforación (Lodo).

2.2.1.2 Registro Gamma Ray (GR). Es una medición de la radioactividad natural de las Formaciones. Mide la radioactividad natural de las Formaciones a través de la emisión de ondas electromagnéticas de alta energía por la desintegración de elementos radioactivos. Algunos elementos implicados en la radioactividad natural de las Formaciones son potasio 40 (K40), Uranio (U), etc. Estos elementos se encuentran por lo general en Formaciones arcillosas (lutitas), los cuales reaccionan con las ondas electromagnéticas produciendo altos valores de GR en la curva.

El Gamma Ray se mide en unidades API, mientras mayores sean los valores de GR se puede decir que la formación presenta isótopos radioactivos por lo cual estamos en presencia de una zona arcillosa.

En el **Cuadro 2** se muestran algunos minerales con su respectivo valor de lectura en unidades API:

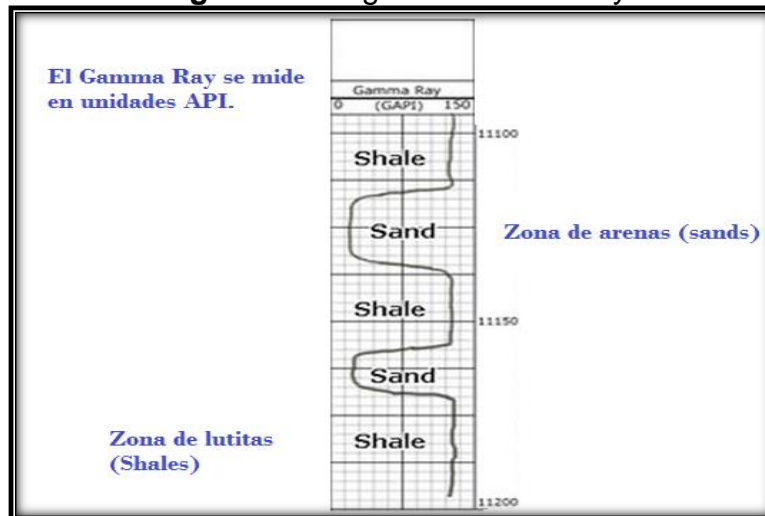
Cuadro 2. Rangos API según el tipo de roca

Mineral	Radiación gamma (unidades API)
Mineral puro	
Calcita	0
Dolomita	0
Cuarzo	0
Litología	
Caliza	5-10
Dolomita	10-20
Arenisca	10-30
Lutita	80-140
Evaporitas	
Halita	0
Anhidrita	0
Silvina	0
Gypsum	500
Otros	
Sulfuros	0

Fuente: Rango de valores de radiactividad para litologías comunes (modificado de Glover, P. Notas de Curso de Petrofísica MSc)

La **Figura 19** muestra un registro de Gamma Ray, en el cual el perfil se usa para correlacionarlo con el SP en la determinación de litología, además de simplificar el trabajo debido a que ya no hay que verificar la salinidad del lodo o de la formación.

Figura 19. Registro Gamma Ray



Fuente: modificada por el autor tomado de Principios y Aplicaciones de la interpretación de Registros SCHLUMBERGER

Los perfiles de Registro Gamma Ray (GR) son usados para:

- Correlación de pozos entubados.
- Definición y correlación de estratos.
- Detección de trazadores radioactivos.
- Evaluar capas de carbón.
- Evaluar minerales radiactivos.
- Indicador del contenido de lutitas.
- Posicionamiento de los cañones perforadores.

Factores que afectan al Registro Gamma Ray (GR)

- Diámetro y densidad del hoyo
- Espesor de las Formaciones
- Excentricidad y diámetro de la sonda
- Tipo de detector
- Velocidad de perfilaje

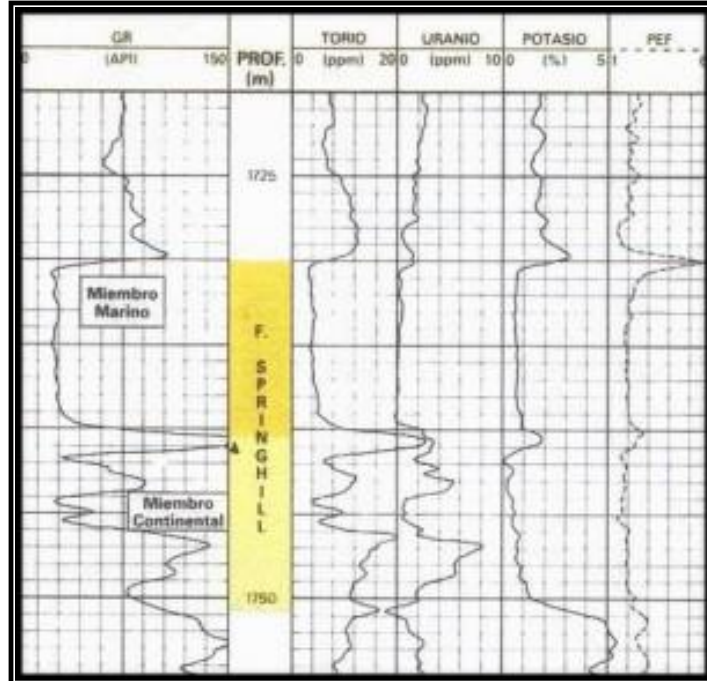
2.2.1.3 Registro de espectrometría de rayos gamma naturales (NGS). La herramienta NGS utiliza un detector de centello de yoduro de sodio contenido en una caja de presión que durante el registro se mantiene contra la pared del pozo por medio de un resorte inclinado.

Los rayos gamma emitidos por la formación casi nunca alcanzan el detector directamente. Más bien, están dispersos y pierden energía por medio de tres interacciones posibles con la formación: efecto fotoeléctrico, dispersión de Compton, y producción de pares. Debido a estas interacciones y a la respuesta del detector centello el yoduro de sodio, los espectros originales se convierten en los espectros manchados.

Al igual que el registro de GR, el NGS o registro de espectrometría de rayos gamma naturales mide la radioactividad natural de las Formaciones. A diferencia del registro de GR que solo mide la radioactividad total, este registro mide el número de rayos gamma y el nivel de energía de cada uno y permite determinar las concentraciones de potasio, torio y uranio radiactivos.

El registro proporciona las concentraciones de Potasio (en porcentajes), Torio (en ppm) y Uranio (en ppm) en la formación, un claro ejemplo del registro se presenta en la **Figura 20**.

Figura 20. Registro de espectrometría de rayos gamma naturales (NGS)



Fuente: Principios y Aplicaciones de la interpretación de Registros SCHLUMBERGER

Los perfiles del Registro de espectrometría de rayos gamma naturales (NGS) son usados para:

- Calcular volúmenes de arcillas
- Identificar tipo de arcilla
- Identificar y evaluar minerales radioactivos

Factores que afectan al Registro de espectrometría de rayos gamma naturales (NGS):

- Diámetro y densidad del hoyo
- Espesor de las Formaciones
- Excentricidad y diámetro de la sonda
- Tipo de detector
- Velocidad de perfilaje

2.2.2 Registros de resistividad. Son perfiles que identifican la propiedad de los fluidos a dejar circular la corriente eléctrica. Resistividad quiere decir mayor impedimento al flujo de corriente, y los hidrocarburos y el agua dulce son hidrocarburos altamente resistivos. De estos registros se obtienen dos curvas, la

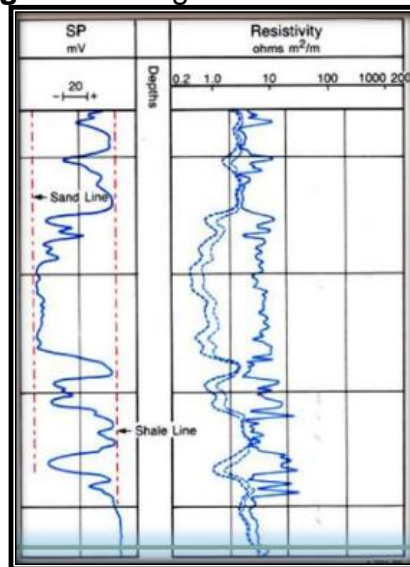
normal corta y la normal larga, la diferencia entre estas dos lecturas se debe a la distancia entre los electrodos.

En el caso de la normal corta la separación entre los electrodos es de 16 pulgadas, y mide la resistividad de la zona lavada (R_{xo}). Mientras que en la normal larga la separación es de 64 pulgadas y mide la resistividad verdadera (R_t). Esta diferencia entre la separación de los electrodos, se debe a que mientras mayor sea dicha separación la corriente abarcara una mayor área dentro del yacimiento. Las unidades de resistividad son ohm-m.

Altas lecturas de resistividad reflejan alto contenido de hidrocarburos en la formación, ya que estos son fluidos no conductores. Al contrario, bajas lecturas de resistividad indicaran alta presencia de agua en la formación, llamadas arenas húmedas, ya que el agua es un fluido conductor, en el registro la resistividad aumenta hacia la derecha como se refleja en el registro de ejemplo en la **Figura 21**.

La resistividad es la clave para la determinación de hidrocarburos.

Figura 21. Registro de resistividad



Fuente: Principios y Aplicaciones de la Interpretación de Registros SCHLUMBERGER

Los registros resistivos se dividen en:

- Latero log
- Inducción
- Micro resistivo

2.2.2.1 Registro latero log. Una corriente de muy baja frecuencia fluye desde la herramienta, a través del hoyo hasta la formación. Los arreglos de electrodos enfocados alrededor de la fuente de electrodos de registro fuerzan a la corriente de medición hacia la formación en dirección horizontal en forma de disco alrededor del pozo. Los electrodos enfocados emiten una corriente de la misma polaridad que la del electrodo de registro, pero están localizados arriba y debajo de ella, estos electrodos evitan que la corriente principal fluya hacia arriba del hoyo lleno de lodo salino. La resistividad de formación se determina al monitorear la cantidad de corriente que fluye desde la herramienta hacia la formación.

La profundidad efectiva de investigación del latero log es controlada por la extensión a la cual se enfoque la corriente principal; las lecturas profundas del latero log son enfocadas más intensamente que las lecturas someras ya que la herramienta debe estar contacto eléctrico directo con la formación.

La herramienta Latero log representa una de las tecnologías utilizadas para medir la resistividad de formación. La herramienta está diseñada para funcionar en un lodo conductivo (Base agua). La herramienta envía corriente enfocada dentro de la formación para medir el voltaje en un volúmen específico de la formación. Este voltaje está relacionado a la resistividad de la formación. El volúmen representa una profundidad de investigación somera y profunda que permiten realizar las medidas de resistividad somera (LLS) y profunda (LLD)

Los perfiles del Registro latero log son usados para:

- Calcular la Saturación de Fluidos, S_w , vía Ecuación de Archie
- Correlación
- Detección de Geopresiones
- Indicar de Zonas Permeables
- Medición de la resistividad verdadera (en zona virgen) de la Formación, R_t
- Medir el diámetro de Invasión

Factores que afectan al Registro latero log:

- Diámetro del hoyo
- Espesor de capa
- Invasión
- Las arcillas

2.2.2.2 Registros eléctricos micro resistivos. La corriente eléctrica es forzada hacia la formación por electrodos cercanamente espaciados, montados en almohadillas presionadas en contra de las paredes del hoyo. Algunos diseños como el Registro Micro esférico Enfocado (MSFL) usan electrodos enfocados similares a los del latero log, mientras otros diseños más antiguos, como el Micro

log, no enfocan la corriente. Al conocer la resistividad del fluido de invasión, R_{mf} , y al hacer algunas asunciones sobre la saturación de fluidos en la zona lavada, se puede estimar mejor la porosidad de la formación.

Los perfiles de los Registros eléctricos micros resistivos son usados para:

- Calcular Saturación de agua en la Zona Lavada, S_{xo} por medio de Archie
- Definir capas delgadas
- Identificar fracturas
- Indicar zonas Permeables
- medir la resistividad de Formación en la Zona Lavada, R_{xo}

Factores que afectan los Registros eléctricos micro resistivo:

- Diámetro del hoyo
- Espesor de capa
- Invasión
- Las arcillas

2.2.2.3 Registros eléctricos de inducción. Su principio físico se basa en bobinas transmisoras que emiten una corriente alterna y constante de alta frecuencia. El campo electromagnético alterno resultante induce corriente a la formación. Estas corrientes fluyen como discos perpendiculares al eje de la herramienta y crea campos electromagnéticos que inducen señales hacia las bobinas receptoras, es decir que las bobinas receptoras perciben la respuesta de la formación, tanto en magnitud como en fase. Esta respuesta es proporcional a la conductividad de la formación (el inverso de la resistividad). Múltiples bobinas transmisoras y receptoras se usan para minimizar los efectos del hoyo y la invasión sobre la herramienta. Las versiones más modernas de la herramienta realizan mejores mediciones, digitalmente grabadas, de la fase de entrada y salida de la señal, y operan a frecuencias diferentes para mejorar la exactitud de la herramienta. La exactitud es muy mejorada por las correcciones ambientales hechas en tiempo real. Los arreglos de herramientas pueden tener muchos receptores, usualmente a cortos espaciamientos, y se basan en el procesamiento de la señal para crear una resolución vertical común para todas las mediciones de resistividad de formación a diferentes frecuencias y diferentes distancias del hoyo.

Los perfiles de los Registros eléctricos de inducción son usados para:

- Calcular la Saturación de Fluidos, S_w , vía Ecuación de Archie
- Correlación
- Indicar Zonas Permeables
- Medir el diámetro de Invasión
- Medir la resistividad Verdadera (en zona virgen) de la Formación, R_t

Factores que afectan los Registros eléctricos de inducción:

- Diámetro del hoyo
- Espesor de capa
- Invasión
- Las arcillas

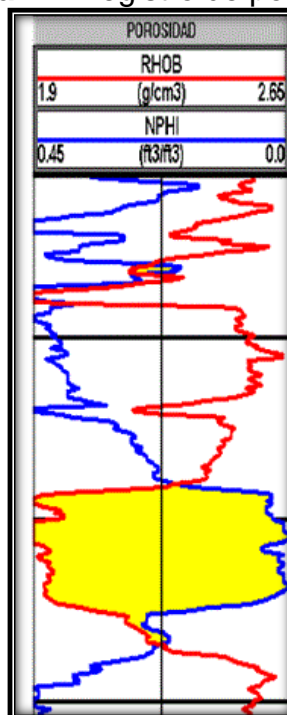
2.2.3 Registros de porosidad. Para analizar un registro de porosidad se debe contar con los siguientes registros:

- Registros Neutrónicos
- Registro de Densidad
- Registro Sónico

Las lecturas de estas herramientas son afectadas por la porosidad, los fluidos y la matriz de la formación. Si conocemos los efectos de los fluidos y la matriz, la respuesta de las herramientas puede relacionarse con la porosidad.

La **Figura 22** es un ejemplo de un registro de porosidad, del cual se explicará más adelante en cada tipo de registro.

Figura 22. Registro de porosidad



Fuente: Principios y Aplicaciones de la interpretación de Registros SCHLUMBERGER

2.2.3.1 Registros Neutrónicos. Es la respuesta a la cantidad de Hidrógeno presente en la formación.

Este registro junto al de densidad puede determinar la existencia de fluido líquido o gaseoso. Debido al efecto de excavación que consiste en el que la curva de porosidad neutrón va hacia la derecha mientras que la de porosidad densidad va hacia la izquierda, en ese caso y debido a ese efecto se puede decir que esa zona contiene fluido gaseoso. Si el valor registrado por ambas curvas presenta valores similares se dice que existe fluido líquido.

Para la lectura de estas curvas hay que tomar en cuenta una serie de correcciones ambientales las cuales modificaran los valores leídos de los registros, al igual que el valor de porosidad y densidad.

Es necesario contar con información de registros a la hora de realizar correlación, para así poder identificar áreas prospectivas, estimar el tipo de fluido, porosidad y densidad de la matriz. La información de un registro con otro no debe contradecirse, sino lo contrario debe afirmar la información suministrada, por ejemplo, un caso donde el SP indique que es arena el GR también debería indicar lo mismo, en caso contrario ya queda todo en manos de la persona encargada de interpretar esa información, el cual deberá explicar de una manera lógica el motivo por el cual ocurrió eso.

Los perfiles son una herramienta de información necesaria a la hora de evaluar cualquier yacimiento, ya que te suministran información vital del mismo, ya que te mide litología, porosidad, densidad y a través de una serie de ecuaciones y correcciones se puede lograr a determinar saturaciones y finalmente POES y Factor de Recobro.

La porosidad por medio de este método se determinada leyendo directamente del registro obtenido, es decir, como se define la **Ecuación 1**:

Ecuación 1. Porosidad Neutrón

$$\phi = \phi_N = \phi_{NCL}$$

Fuente: Principios y aplicaciones de la interpretación de registros, Schulmberger (2010)

Entre las herramientas que se emplean para correr los registros neutrónicos, tenemos:

- Neutrón Compensado. (CNL)
- Dual Porosity Neutron. (CNT-G)
- Gamma-Neutrón CCI.

- Serie de GNT.
- Dual Spaced Epithermal Neutron.
- Sidewall Neutron Porosity. (SNP)
- Dual Spaced Neutrón II.

Los perfiles del Registro Neutrónico son usados para:

- Calcular la porosidad en capas de litología conocida.
- Detectar reservorios saturados con gas en Formaciones limpias.
- Evaluar litologías de Formaciones en combinación con densidad
- Verificar consistencia de las litologías observadas con mudlog, GR y densidad.

Factores que afectan el Registro Neutrónico:

- Efecto de la salinidad.
- Efecto Stand-Off o falta de separación entre la herramienta y la pared del pozo.
- Efectos de la litología.
- Peso del lodo.
- Tamaño del hoyo.
- Temperatura y presión.

2.2.3.2 Registro de Densidad. Su principio básico radica en que una fuente radioactiva que esta contra la pared de pozo emite a la formación rayos gamma de mediana energía, estas partículas a alta velocidad choca contra los electrones de la formación y en cada choque pierden parte de su energía. Se cuentan los rayos gamma dispersos que llegan al detector para determinar la densidad de la formación.

La porosidad se determina por medio de la formula presente en la **Ecuación 2**:

Ecuación 2. Porosidad density

$$\emptyset = \emptyset_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Fuente: principios y aplicaciones de la Interpretación de registros, schulmberger (2010)

Dónde: \emptyset : Porosidad, %.

ρ_{ma} : Densidad de la matriz (gr/cc)

ρ_b : Densidad bruta (medida en punto de referencia), (gr/cc)
 ρ_f : Densidad del fluido (dependiendo del fluido, si es agua se toma el dato de 1.71 gr/cc)

En el **Cuadro 3** se presentan las densidades de las rocas más utilizadas:

Cuadro 3. Valores de densidad rocas

Roca	Densidad (g/cm3)
Arenisca (no consolidada)	2,1
Arenisca (Semi-Consolidada)	2,2
Arenisca (consolidado)	2,6
Esquisto	1,9 – 2,7
Caliza	2,6
Dolomita	2,8
Anhidrita	2,98
Hálito	2,03
Carbón	1,17 – 1,80

Fuente: Principles of 2-D and 3-D Seismic Interpretation. Chapter 1, Propiedades de las rocas I, 2004. Modificado por los autores.

Las herramientas que se emplean para correr los registros de densidad:

- Spectral Density. (LDT)
- Lithodensity. (LDT)
- Plataforma Express. (PEX).

Factores que afectan el Registro de Densidad:

- Efecto de los hidrocarburos.
- Efecto del hoyo.
- Espesor del revoque.

- Fluidos presentes en la zona investigada.
- Litología de las Formaciones.

2.2.3.3 Registro Sónico. Su principio físico se basa en el trabajo que realiza un transmisor que emite impulsos sónicos y un receptor que captar y registra los impulsos. El perfil sónico mide el tiempo de transito de una onda de sonido compresional a través de la formación (el tiempo es inverso de la velocidad de la onda sonora). El objetivo fundamental de este es medir la porosidad de la formación, lo cual dependerá de la litología de la formación y de la naturaleza de los fluidos que llenen los espacios porosos. La porosidad se determina por medio de la formula presente en la Ecuación 3:

Ecuación 3. Porosidad sónica

$$\emptyset = \emptyset_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Fuente: principios y aplicaciones de la interpretación de registros, schulmberger (2010)

Dónde:

\emptyset : Porosidad, %.

Δt_{ma} : Tiempo de transito de la matriz (fŶs /ft)

Δt : Tiempo de transito leído (medida en punto de referencia), (fŶs /ft)

Δt_{ma} : Tiempo de transito del fluido (depende del fluido, para el agua tiene un valor de 189 fŶs /ft)

Los perfiles del Registro Sónico son usados para:

- Calcular la porosidad en capas de litología conocida.
- Calibrar datos sísmicos.
- Combinando con el registro de densidad sirve para generar trazas sísmicas.
- Evaluar porosidades secundarias en combinación con las herramientas densidad y neutrón.

Factores que afectan el Registro Sónico:

- Diámetro del hoyo.
- Litología.

2.3 RESULTADOS DE LOS MÉTODOS CONVENCIONALES

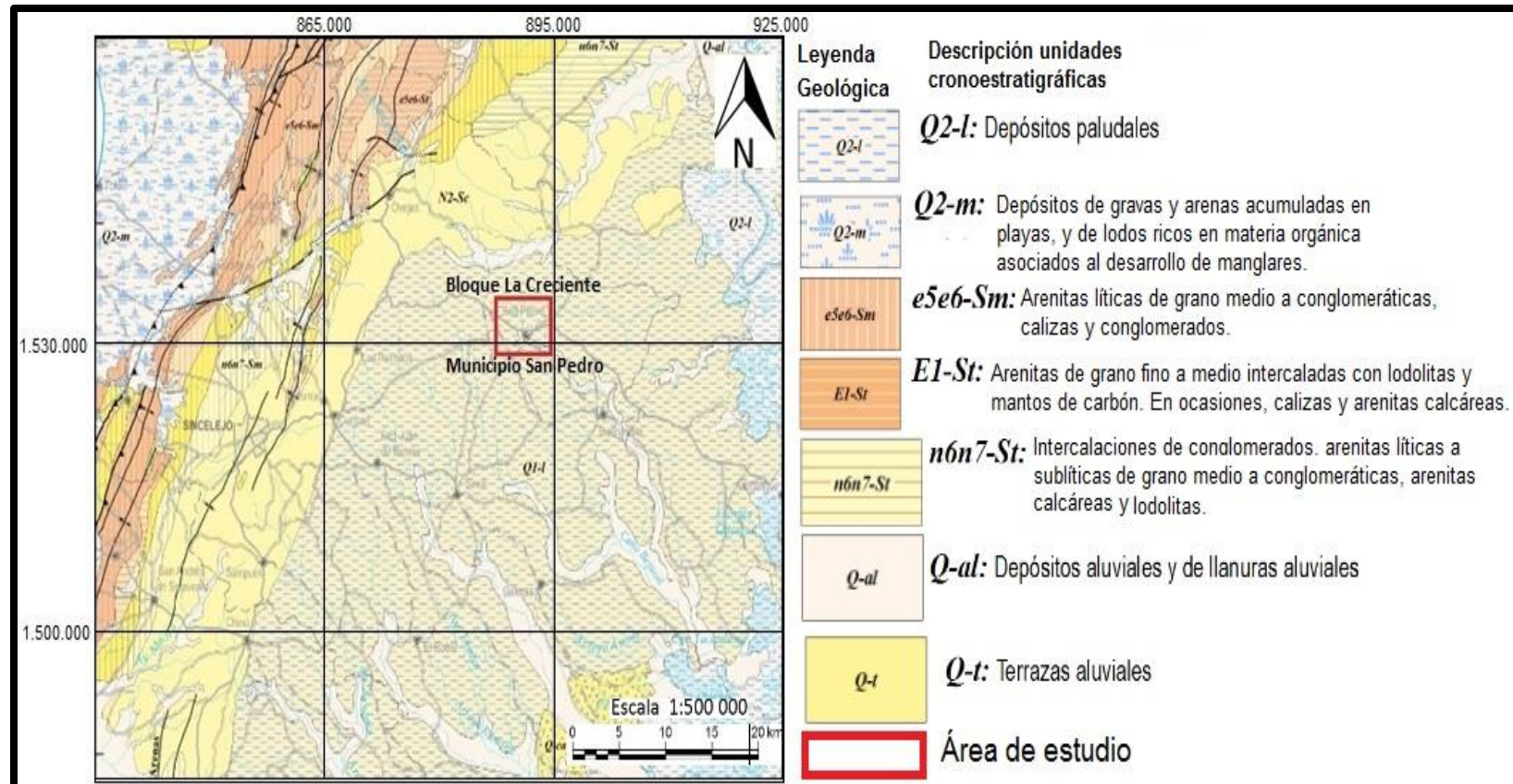
El capítulo de resultados de los métodos convencionales hace referencia a los resultados obtenidos de las tecnologías convencionales, como el registro sísmico y los registros eléctricos.

Para el área del Bloque La Creciente de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, la compañía Pacific Rubiales realizó una estructuración a un plan de trabajo, el cual es dividido en una serie de actividades de exploración en busca de zonas de prospección de hidrocarburos. El aporte de cada una de estas etapas genera la caracterización de un área propicia de almacenamiento de hidrocarburos para definir las zonas con potenciales comerciales, es importante resaltar que estas etapas son exclusivamente de identificación de zonas prospectivas ya que, para planes de estimación de reservas, solo se puede comprobar mediante la perforación de pozos exploratorios.

A partir de un mapa geológico de la zona, que se obtiene en el Servicio Geológico Colombiano, se puede observar la geología, tiempo geológico y depósitos presentes en la superficie. Como resultado se puede indicar las zonas aptas para la acumulación de hidrocarburo.

A continuación, se localiza el Bloque La Creciente ubicado en la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, sobre el mapa geológico de Colombia, como se observa en la **Figura 23**.

Figura 23. Mapa de terrenos geológicos de Colombia



Fuente: Servicio Geológico Colombiano, Atlas Geológico de Colombia 2015, modificado por los autores

Del mapa geológico de Colombia se concluyó que la geología superficial del área a estudiar es de tipo paludal, esta consta de pantanos o ciénagas por tanto el mapa regional en esta zona está compuesto en el 90 % por depósitos cuaternarios paludales con pequeñas terrazas y llanuras aluviales correspondientes a los tributos o ríos presentes en la zona, el otro 10 % corresponden a arenitas de grano fino a medio intercaladas con lodolitas y mantos de carbón.

Debido a que se encuentra en el valle, la geología superficial no es de gran ayuda para la definición de la secuencia estratigráfica y de las estructuras existentes **Figura 23.**

El estudio de imágenes satelitales de la zona en las referencias establecidas (567, 568, etc.) son generadas en tonos de color referentes a la presencia de agua, vegetación, entre otros ambientes, que permiten diferir que en el Bloque La Creciente se observan ríos trenzados (valle joven), con arrastre de materiales gruesos, gravas, de baja vegetación (arcillas o limos) correspondiente a un área sedimentaria.

A partir de una fotografía aérea, las cuales son observadas mediante un estereoscopio, se realizará un mapa resaltando las zonas propicias para la acumulación de hidrocarburos identificadas por el equipo de geólogos de la compañía.

La ejecución de un trabajo de campo, consta de un estudio topográfico que consiste en el estudio geomorfológico del lugar para caracterizar el relieve presente en la zona y un estudio de toma de muestras, que se realiza por un grupo seleccionado de geólogos, estas muestras son procesadas en laboratorio con el fin de determinar la edad correspondiente de la zona.

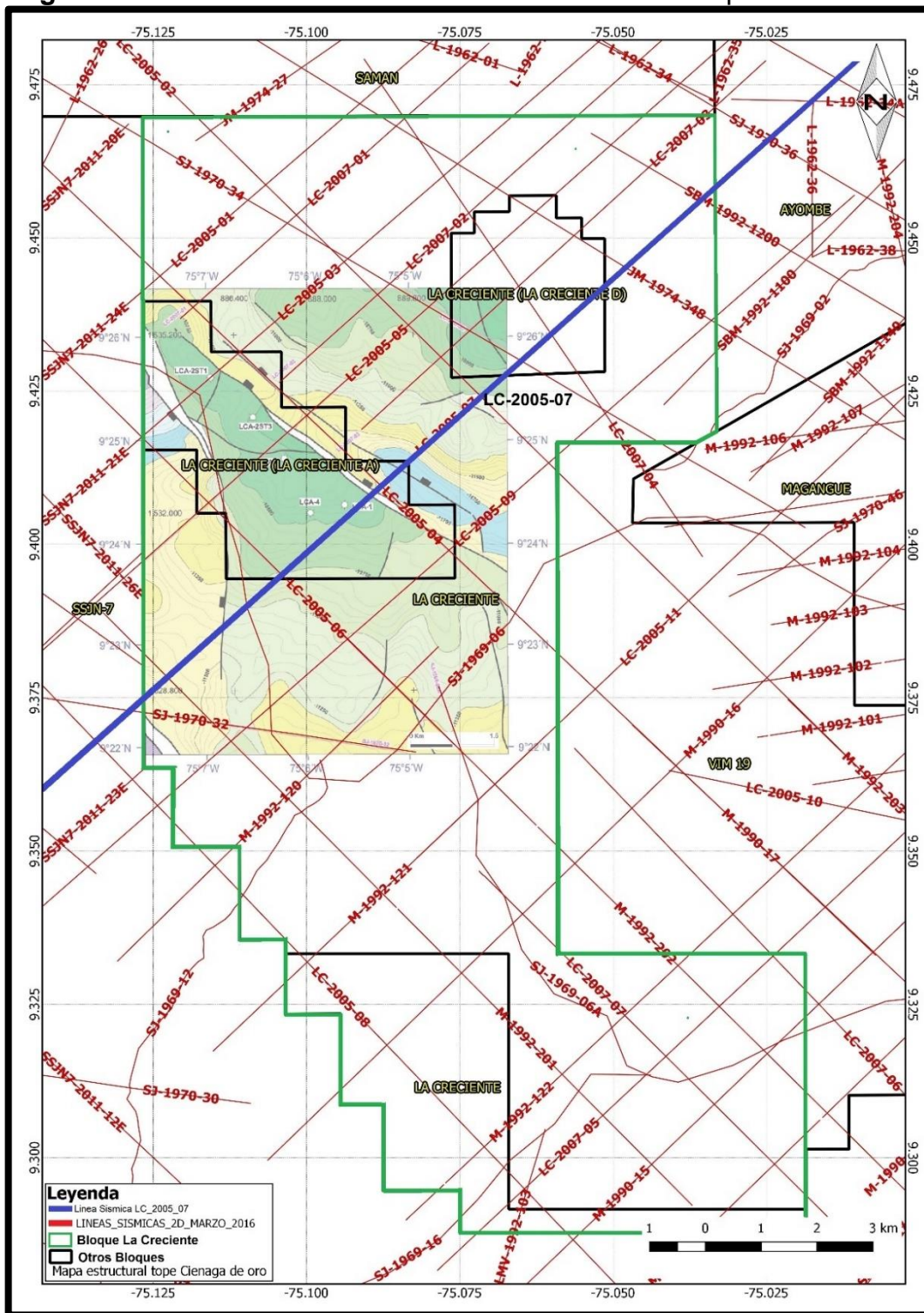
La unión de las etapas anteriores permite estimar si en la zona existe ambientes propicios para la generación, acumulación y producción de hidrocarburos, permitiendo decidir si sobre la zona vale la pena correr estudios de levantamientos sísmicos con el fin de estudiar el interior de la tierra y buscar la presencia de estructuras propicias para la acumulación de hidrocarburos. Si es así se correrá un levantamiento de sísmica 2D con miras a llevarlo a un detalle mayor en sísmica 3D, para ubicar una zona donde se pueda planear un pozo exploratorio.

2.3.1 Análisis de resultados del registro sísmico. La operadora Pacific Rubiales Energy adquirió en el año 2005 el área del Bloque La Creciente, posteriormente se realizó un estudio de sísmica y se analizó con estudios sísmicos anteriores con la finalidad de realizar la planeación del pozo La Creciente 1, obteniendo como resultado en la perforación que el intervalo productor corresponde a la Formación Ciénaga de Oro.

Luego de identificar la Formación Ciénaga de Oro como Formación productora, se realizaron una serie de estudios de sísmica 2D y 3D en el Bloque La Creciente.

En la **Figura 24** se presentan la ubicación de las líneas sísmicas 2D en el área del Bloque La Creciente, teniendo como referencia las líneas de color rojo corresponde a sísmica 2D ubicado en la Cuenca del Valle Inferior Magdalena, además la línea de color verde encierra el área del Bloque La Creciente. La línea sísmica en la cual se basa el análisis de resultados del presente capítulo es la línea denominada LC-2D-2005-07 que esta demarcada de color azul.

Figura 24. Ubicación de las líneas sísmicas 2D en el Bloque La Creciente



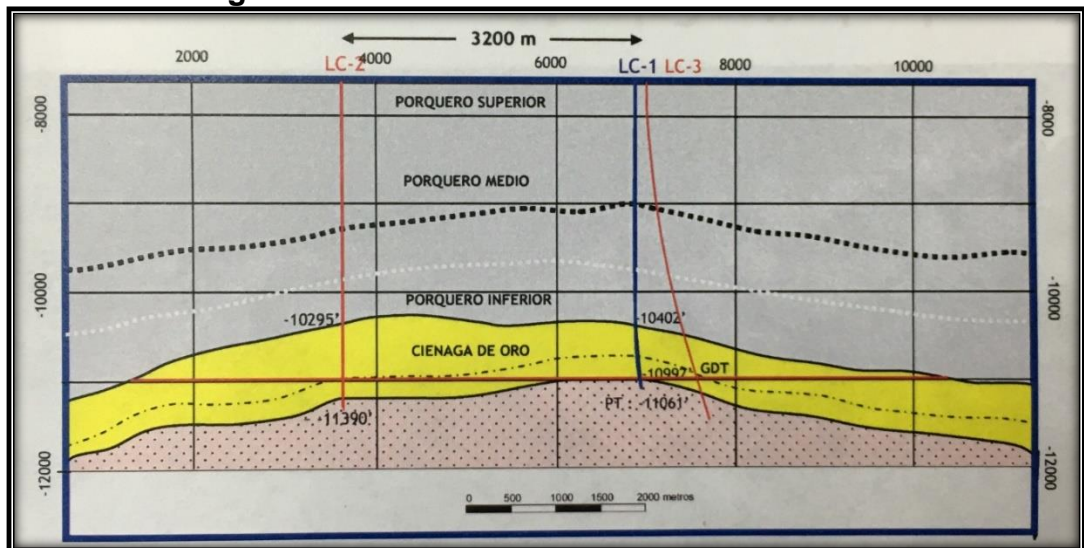
Fuente: datos de las líneas sísmicas del Bloque La Creciente, Colombia ANH (2016), modificado por los autores.

La selección del área a realizar la sísmica 3D tiene en cuenta la localización, la dirección predominante de las estructuras, profundidad del Bloque de estudio y el factor económico ya que su finalidad es poder delimitar de manera más exacta los límites del yacimiento.

Con la información obtenida de la línea sísmica LC-2D-2005-07 que permitió perforar el pozo La Creciente 1 (LCA-1), se procedió a perforar dos pozos delineadores que permitieran dimensionar el yacimiento del Bloque La Creciente, los cuales fueron llamados La Creciente 2 (LCA-2) y La Creciente 3 (LCA-3).

La **Figura 25** es la interpretación de una línea sísmica, en el cual se proyecta el pozo LCA-1 con respecto a su delimitación con LCA-2 y LCA-3.

Figura 25. Procesamiento de un análisis sísmico



Fuente: tomado del libro Cuencas del Valle Inferior del Magdalena volumen 10 – ANH (2011).

El pozo LCA-2 fue ubicado a 3.200 metros al Noreste del pozo LCA-1 y el pozo LCA-3 fue un pozo desviado el cual se ubicó a 74 metros del pozo LCA-1.

En la **Figura 26** se observa el sistema de fallas predominantes en el Campo La Creciente a partir de una línea sísmica 3D.

La sísmica 3D muestra el estilo estructural del Campo La Creciente, que fue obtenida del libro Cuencas del Valle Inferior del Magdalena volumen 10 – ANH (2011).

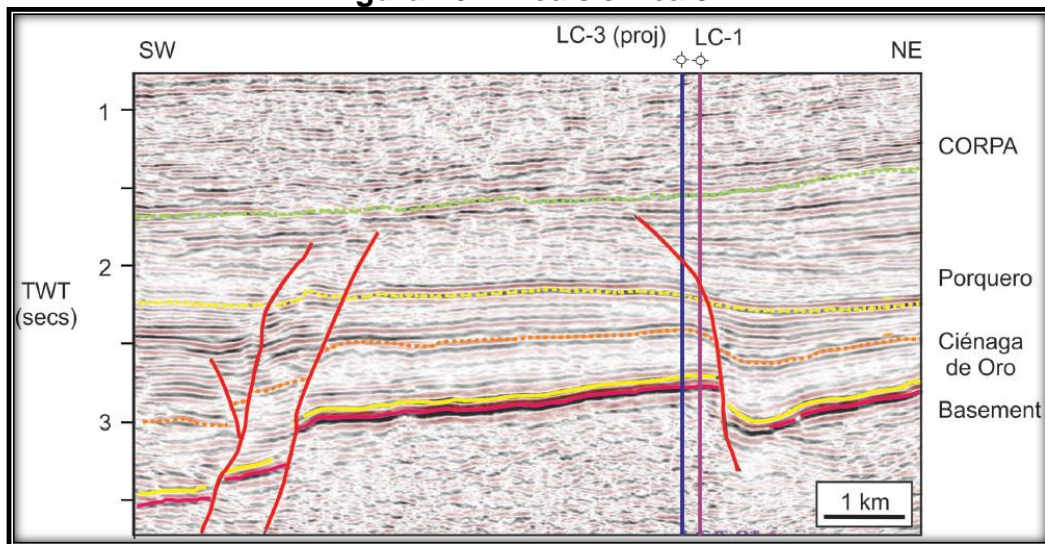
Como se observa en la **Figura 26**, la línea vertical violeta representa la ubicación proyectada del pozo LCA-1 y la línea vertical azul representa la ubicación proyectada del pozo LCA-3, quedando atrapada la Formación Ciénaga de Oro, en

el nivel de bloques rotados cerrando el contacto del gas con fallas normales que muestran la inversión tectónica suave.

Las líneas de colores presentes en la **Figura 26** del corte de sísmica representan:

- Línea verde: base de melaza andina, Miocena Superior a Plioceno
- Línea de puntos gruesa amarilla: base de Porquero Superior
- Línea naranja: base de Porquero Medio, una inconformidad en toda la cuenca en la zona del Mioceno Medio
- Línea fina punteado amarillo: tope Ciénaga de Oro (arenas)

Figura 26. Línea sísmica 3D



Fuente: tomado del libro Cuencas del Valle Inferior del Magdalena volumen 10 – ANH (2011)

El cierre lateral de la trampa es por yuxtaposición favorable con lutitas de la Formación Porquero a lo largo del límite Noreste de la trampa, ya que es una falla normal de rumbo Noroeste- Sureste.

Luego de adelantar una campaña sísmica que ha permitido saber que rocas y estructuras existen, como en esta zona de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, se evidenció la presencia de una capa terciaria gruesa, además de condiciones que han permitido perforar pozos en estructuras asociadas a la morfología del basamento, generada por la subducción de la época del Mioceno - Oligoceno y la acumulación de sedimentos que junto con procesos genéticos, asociados a presión y temperatura, confirmaron la presencia de hidrocarburos livianos tipo condensados en rocas cretáceas como rocas fuente y almacenadoras

con presencia de calizas en los pozos La Creciente 1, La Creciente 2, La Creciente 3, La Creciente 5, entre otros.

2.3.2 Análisis de resultados de registros eléctricos. La operadora Pacific Rubiales Energy realizó un estudio de registros eléctricos en el 2015 para poder evaluar la presencia de hidrocarburos en el pozo La Creciente (LCA-5), se analizará un registro de Gamma Ray presente en un registro master log, como a su vez se analizará los componentes de cromatografía y de sedimentología del mismo para hacer un análisis estratigráfico de la zona de estudio que más adelante se comparará con los resultados de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT).

La toma del registro eléctrico se realizó en el pozo LCA-5 que se encuentra ubicado a 200 metros al Noroeste del pozo LCA-1.

El objetivo de analizar un registro de Gamma Ray es poder identificar la litología presente en la formación a medida que aumenta la profundidad y a su vez contrastar con los resultados de las muestras de zanjas.

El registro Gamma Ray se empezó a correr a partir de 7.835 pies de profundidad (MD) hasta el tope de basamento que se encontró a 11.715 pies de profundidad (MD), debido a que los primeros pies era geología ya conocida (se corroboró por la prueba de mud loggin de los ripios en la perforación) y se sabía que no era una secuencia con potencial productor.

Se hace la aclaración que todos los análisis de cada segmento de Gamma Ray y el análisis de muestras de zanjas del master log fueron hechos por el Geólogo y ADT de la empresa prestadora de servicio para este pozo.

A partir del registro master log, se realizó la descripción de las Formaciones presentes desde la más joven a la más antigua:

- Formación Corpa: posee un espesor de 4.960 pies. Esta Formación esta predominada por areniscas con intercalación de arcillas. Su tope se encontró a los 30 pies de profundidad (MD) y su base a los 4.990 pies de profundidad (MD), en este intervalo mediante el análisis de muestras de zanja se identificaron las siguientes litologías, como se muestra en la **Figura 27**:

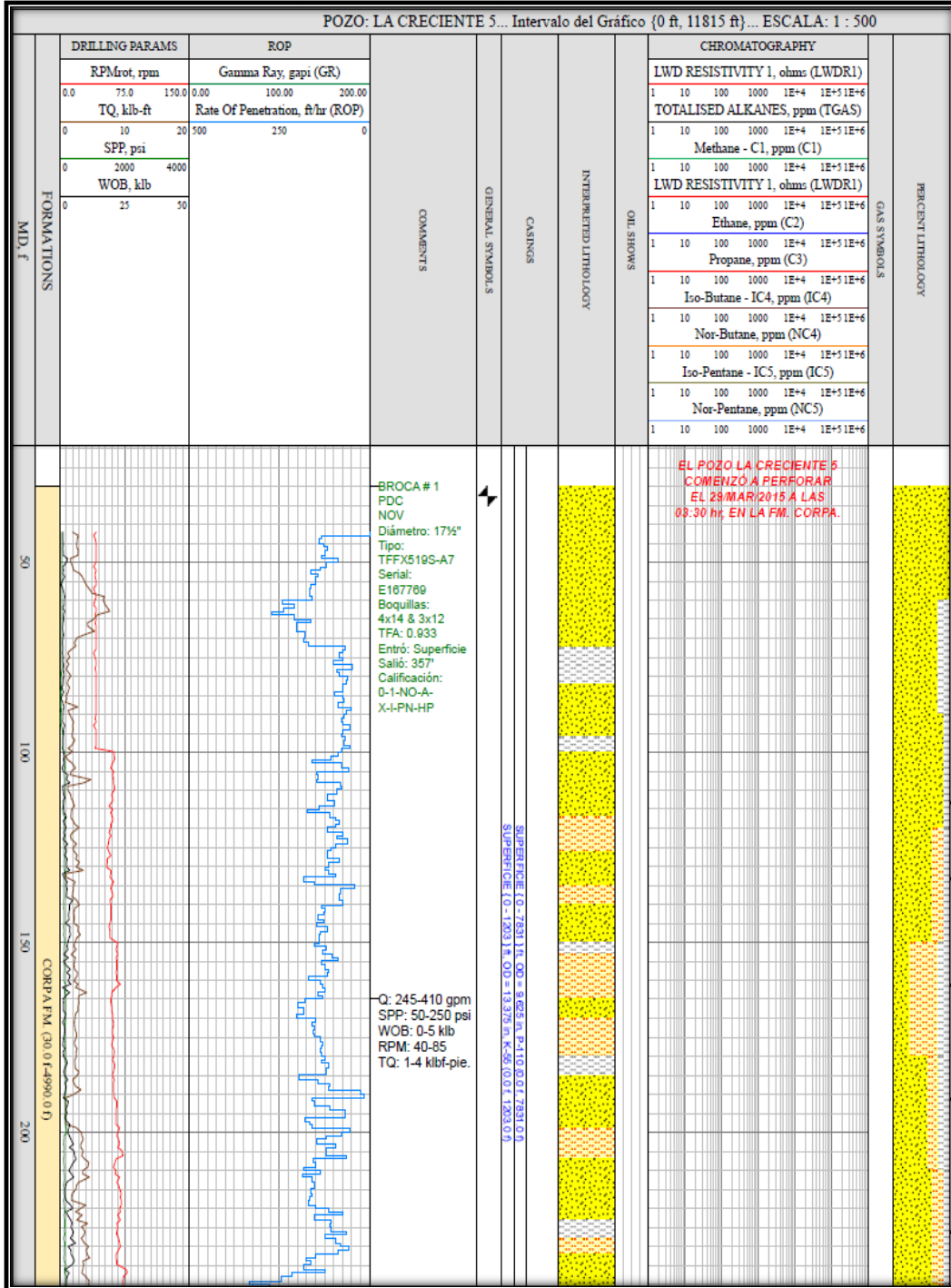
✓ ARENA. Sublítica; blanca translúcida, gris clara, hialina; grano medio a fino, subangular a subredondeado, subesférico, regular selección; compuesta de: 80% de cuarzo, 20% de fragmentos líticos oscuros; sin manifestación de aceite visible.

✓ ARCILLOLITA. Gris clara, ocasional blanca; moderadamente firme a blanda; subblocosa a blocosa; ligeramente limosa; moderadamente soluble; no calcárea.

✓ ARENA. Sublítica; blanca translúcida, hialina, menor amarilla translúcida, local gris clara, gris oscura, negra, verde oscura, amarilla; compuesta por 80% cuarzo y 20% de fragmentos líticos oscuros, predomina grano medio, menor grano grueso, local grano fino, subredondeado, subesférico, regular selección; sin manifestación de aceite visible.

✓ ARCILLOLITA. Gris clara, gris amarillenta, naranja amarillenta oscura; moderadamente dura, menor blanda; blocosa a subblocosa; alguna limosa; moderadamente soluble; no calcárea.

Figura 27. Registro Master log LCA-5 - Formación Corpa



Fuente: Master log LCA-5 proporcionado por Pacific Rubiales

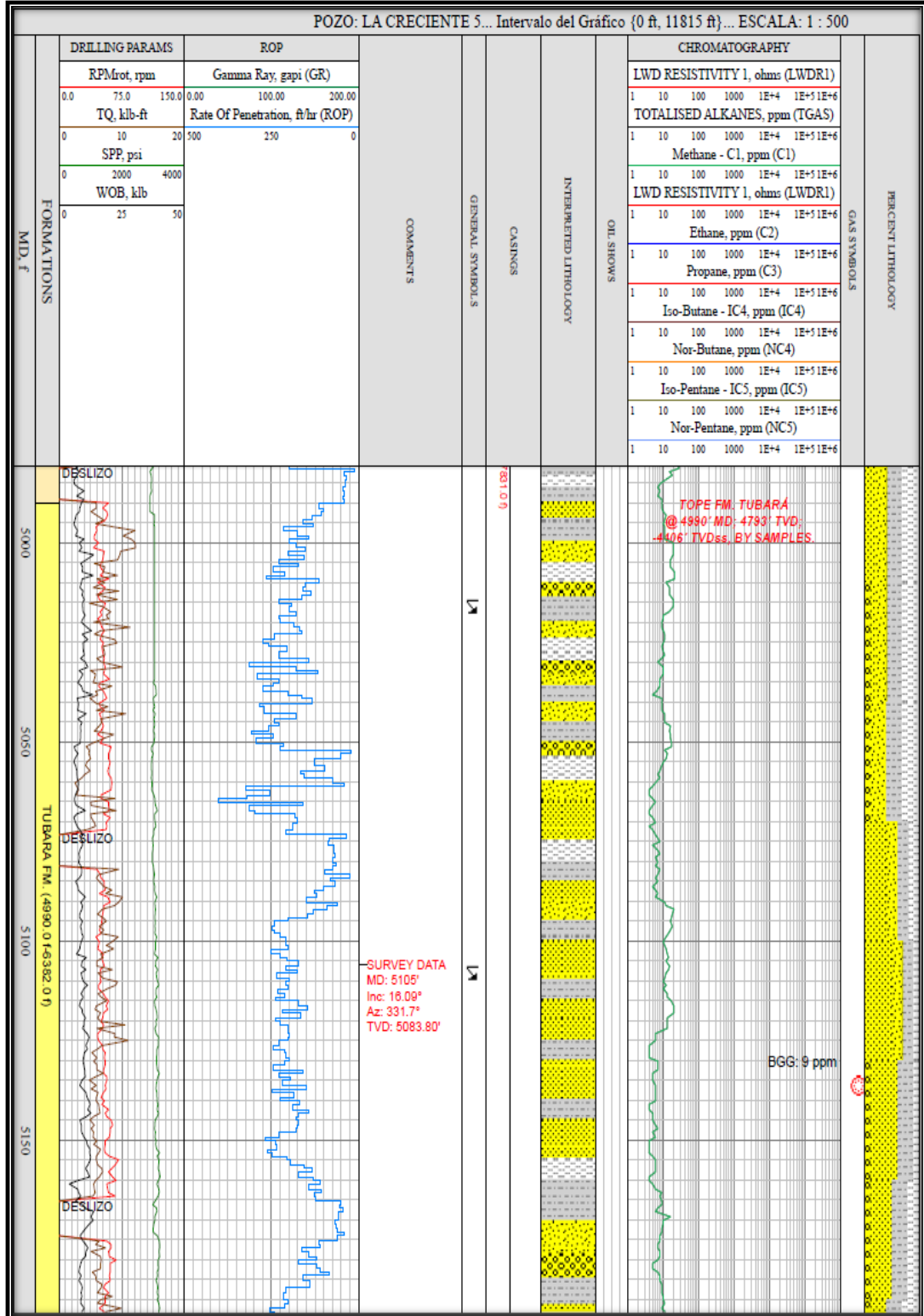
- Formación Túbara: posee un espesor de 1.392 pies. Esta Formación esta predominada por arenas con intercalación de conglomerados y arcillas. A los 5.135 pies de profundidad (MD) se presenta un show de gas Background de 9 ppm de metano. Su tope se encontró a los 4.990 pies de profundidad (MD) y su base a los 6.382 pies de profundidad (MD), en este intervalo mediante el análisis de muestras de zanja se identificaron las siguientes litologías, como se muestra en la **Figura 28**:

✓ ARENA LOCAL CONGLOMERÁTICA. Lítica; translúcida, menor blanca lechosa, ahumada; grano medio a grueso, menor muy grueso, local gránulos, angular, subangular, pobreselección; compuesta por 60% de cuarzo y 40% de fragmentos líticos amarillo claro, gris claro, marrón claro, negro, chert (negro, mostaza); sin manifestación de aceite.

✓ ARENISCA. Sublítica; translúcida, hialina, verde clara, menor gris verdosa; grano muy fino a fino, ocasionalmente medio; subredondeado a subangular, moderada selección; matriz arcillosa; moderadamente friable; compuesta por 70% cuarzo y 30% de fragmentos líticos predominantemente de color verde y negro; se observa contenido de micas; sin porosidad visible; sin manifestación de aceite.

✓ LIMOLITA. Predomina gris clara, local marrón clara; subblocosa; moderadamente blanda, local dura blanda; no calcárea; ocasionalmente grada a arenisca de grano muy fino.

Figura 28. Registro Master log LCA-5 - Formación Túbara



Fuente: Master log LCA-5 proporcionado por Pacific Rubiales

- Formación Porquero Superior: posee un espesor de 2.365 pies. Esta Formación esta predominada por lutitas con combinación de arenas y arcillas. El registro Gamma Ray se empezó a correr a partir de los 7.835 pies de profundidad (MD), donde indicó un valor promedio de lectura entre 60 a 80 API que corresponden a lutitas. A los 7.850 pies de profundidad (MD) se presenta un show de gas de formación de 3.216 ppm de metano y a los 7.990 pies de profundidad (MD) se presenta un show de gas Background de 285 ppm de metano. Su tope se encontró a los 6.382 pies de profundidad (MD) y su base a los 8.747 pies de profundidad (MD), en este intervalo mediante el análisis de muestras de zanja se identificaron las siguientes litologías, como se muestra en la **Figura 29**:

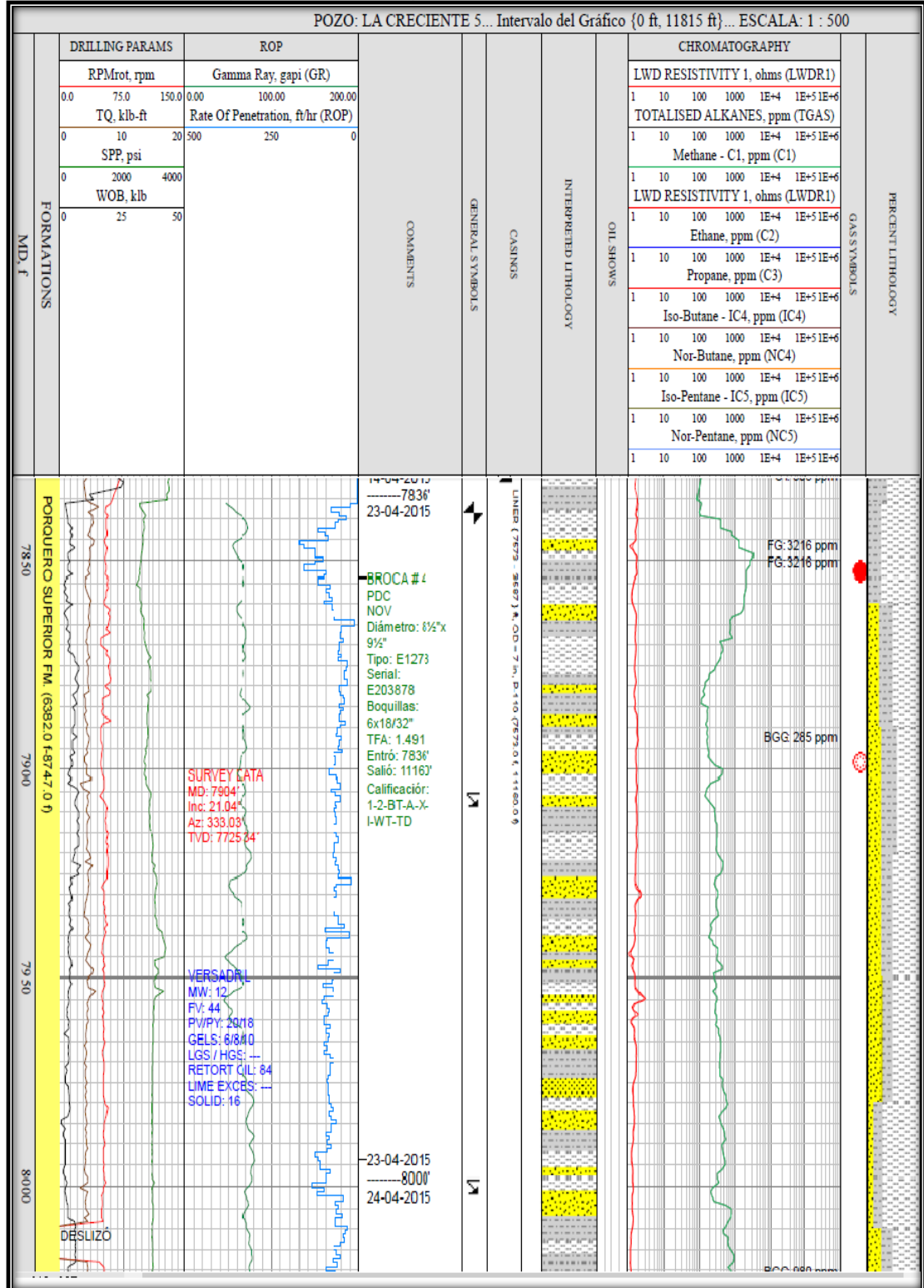
✓ ARCILLOLITA: Gris media a oscura, menor gris oscura, ocasional gris clara y marrón claro; moderadamente firme a firme, local firme, ocasional blanda; blocosa, local limosa; no calcárea.

✓ ARENISCA. Sublítica; gris clara, local gris verdosa clara y verde clara y marrón clara, translúcida, hialina; friable, local moderadamente consolidada; blocosa; grano fino, menor muy fino, subredondeado, ocasional subangular, subesférico, buena selección; compuesta por 90% de cuarzo y 10% de fragmentos líticos oscuros (verdes y negros); local cemento calcáreo, local matriz arcillosa; pobre porosidad visible; sin manifestación de aceite

✓ CALIZA. Textura micrítica según Folk, textura mudstone según Dunham; blanca, gris muy clara, menor marrón clara; blanda, menor dura (marrón); subblocosa, menor blocosa; pobre porosidad visible; sin manifestación visible de aceite.

✓ LIMOLITA. Gris media a oscura, menor gris oscura, ocasional gris clara y marrón muy clara; moderadamente firme a firme, local firme, ocasional blanda; blocosa, ocasional sublaminar; local con laminaciones oscuras; local grada a arenisca de grano muy fino; no calcárea.

Figura 29. Registro Master log LCA-5 - Formación Porquero Superior



- Formación Porquero Medio: posee un espesor de 718 pies. Esta Formación esta predominada por lutitas con intercalaciones de arcillas. El registro Gamma Ray indicó un valor promedio de lectura entre 65 a 70 API que corresponde a lutitas. A los 8.880 pies de profundidad (MD) se presenta un show de gas Background de 3.120 ppm de metano. Su tope se encontró a los 8.747 pies de profundidad (MD) y su base a los 9.465 pies de profundidad (MD), en este intervalo mediante el análisis de muestras de zanja se identificaron las siguientes litologías, como se muestra en la **Figura 30**:

✓ ARCILLOLITA. Gris medida a oscura, ocasional gris media y marrón media; moderadamente firme, local firme, sublaminar, menor blocosa; limosa; local con aspecto de lutita; no calcárea.

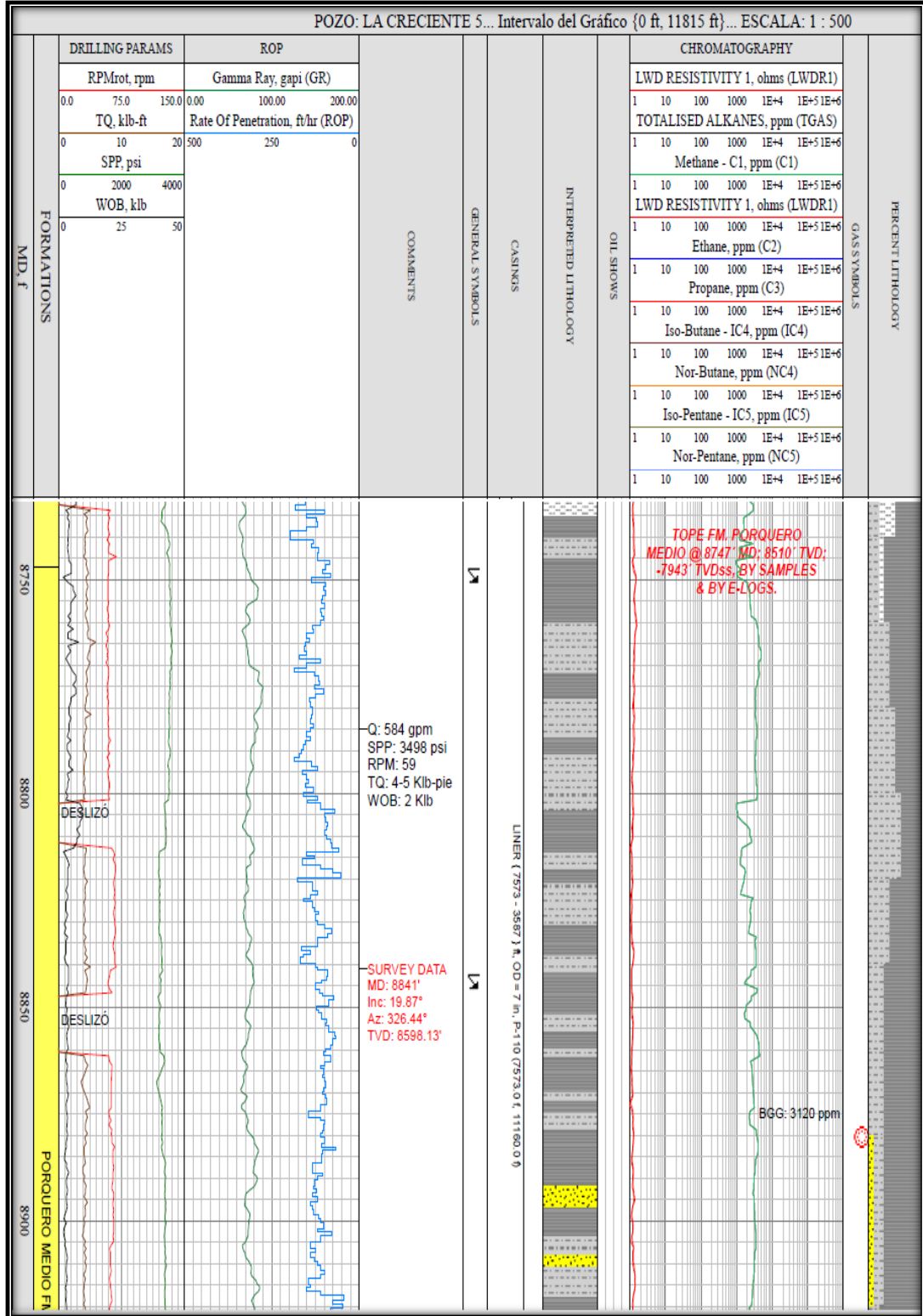
✓ ARENA. Cuarzosa; blanca y gris clara, translúcida, hialina; grano muy fino, subredondeado, subesférico, buena selección; con trazas de fragmentos líticos negros; sin manifestación de aceite visible.

✓ ARENISCA. Sublítica; gris verdosa media, gris media; moderadamente consolidada, menor friable; compuesta por 80% cuarzo blanco translúcido, hialino y 20% de fragmentos líticos oscuros de color negro y verde, grano fino, subredondeado a subangular subesférico, buena selección; con cemento silíceo, alguna con matriz arcillosa; pobre porosidad visible; sin manifestación de aceite visible.

✓ LIMOLITA. Gris media a oscura, menor gris oscura, local marrón media a oscura; moderadamente firme a firme, menor firme; sublaminar, menor subblocosa, local blocosa; local grada a arenisca de grano muy fino; loca arcillosa; no calcárea

✓ LUTITA. Gris media a oscura, rara marrón grisácea media a oscura; firme, menor moderadamente firme; sublaminar, menor laminar; fisil; subastillosa, ocasional tabular; limosa; micropirítica; local ligeramente calcárea.

Figura 30. Registro Master log LCA-5 - Formación Porquero Medio



Fuente: Master log LCA-5 proporcionado por Pacific Rubiales

- Formación Porquero Inferior: posee un espesor de 1.692 pies. Esta Formación esta predominada por lutitas y arcillas. El registro Gamma Ray indicó un valor promedio de lectura entre 60 a 70 API que corresponde a lutitas. A los 9.540 pies de profundidad (MD) se presenta un show de gas Background de 4.175 ppm de metano. Su tope se encontró a los 9.465 pies de profundidad (MD) y su base a los 11.157 pies de profundidad (MD), en este intervalo mediante el análisis de muestras de zanja se identificaron las siguientes litologías, como se muestra en la **Figura 31**:

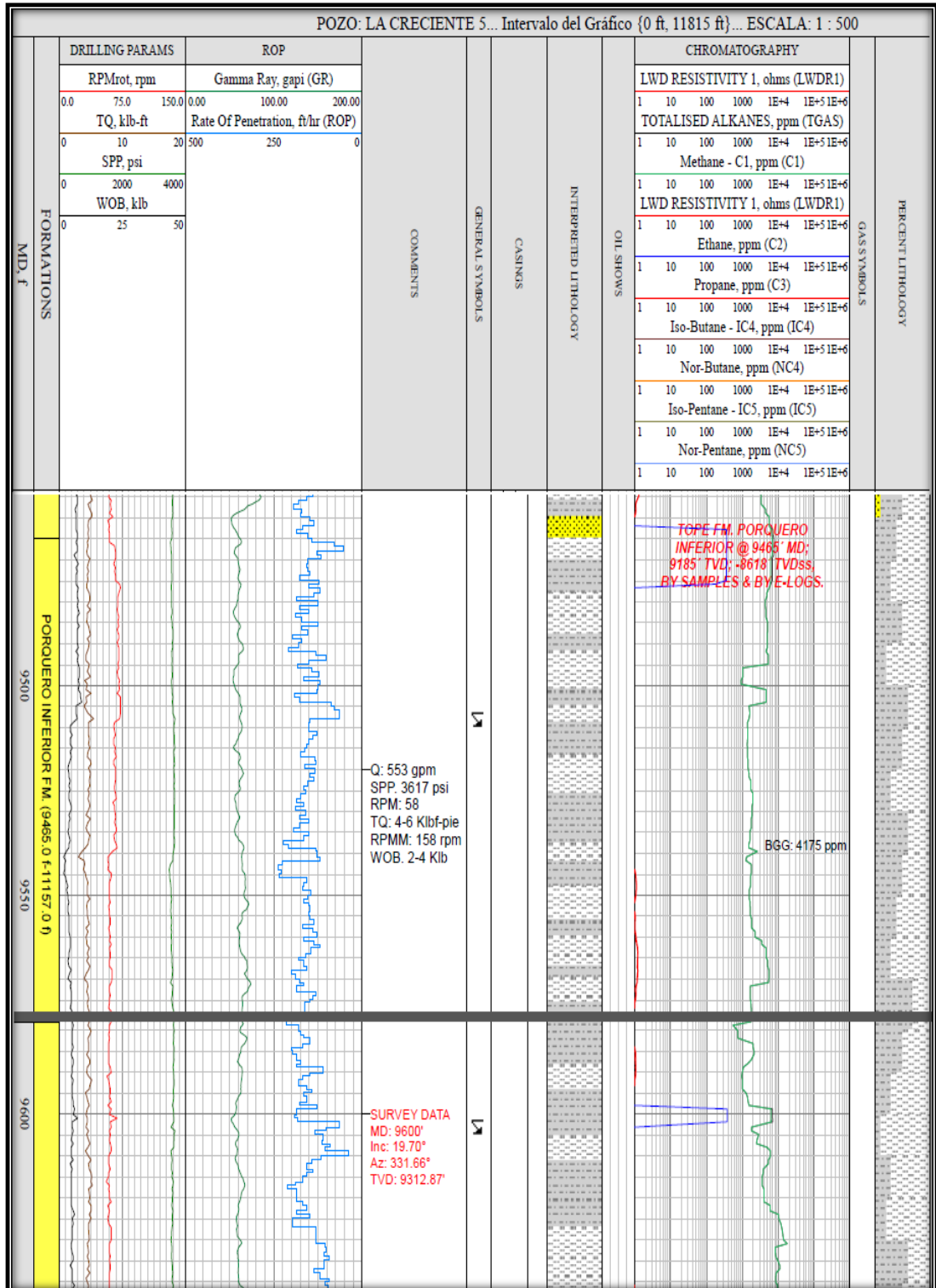
✓ ARCILLOLITA. Gris media a oscura, ocasional gris media; moderadamente firme, local firme, sublaminar, menor blocosa; limosa; local con aspecto de lutita; ocasionalmente calcárea.

✓ ARENISCA. Sublítica; gris verdosa media, gris media; moderadamente consolidada, menor friable; compuesta por 80% cuarzo blanco translúcido, hialino y 20% de fragmentos líticos oscuros de color negro y verde, grano muy fino, subredondeado a subangular subesférico, buena selección; con cemento silíceo, alguna con matriz arcillosa; pobre porosidad visible; con láminas de materia orgánica carbonosa; sin manifestación de aceite visible. Grada a arenisca de grano muy fino; local arcillosa; local con glauconita; no calcárea

✓ LIMOLITA. Gris media a oscura, menor gris oscura; moderadamente firme a firme, menor firme; sublaminar, menor subblocosa, local blocosa; local.

✓ LUTITA. Gis media a oscura, menor gris oscura, ocasional marrón grisácea media a oscura; firme, local moderadamente firme; subblocosa, menor sublaminar, ocasional blocosa, laminar y tabular; local subfísil y subastillosa; local arcillosa, ocasional limosa; micropirítica; ligeramente calcárea.

Figura 31. Registro Master log LCA-5 - Formación Porquero Inferior



Fuente: master log LCA-5 proporcionado por Pacific Rubiales

- Formación Ciénaga de Oro: posee un espesor de 558 pies. Esta Formación esta predominada por areniscas con intercalación de calizas. El registro Gamma Ray indicó un valor promedio de lectura entre 30 a 60 API que corresponden a areniscas. A los 11.157 pies de profundidad (MD) se presenta el primer show de gas de formación de 5.381 ppm de metano, A los 11.200 pies de profundidad (MD) se presenta el segundo show de gas de formación de 6.470 ppm de metano, A los 11.245 pies de profundidad (MD) se presenta el tercer show de gas de formación de 17.080 ppm de metano y A los 11.340 pies de profundidad (MD) se presenta el cuarto show de gas de formación de 18.861 ppm de metano, lo que indica que ya se está en la formación de interés debido a los grandes valores de show de gas de formación y su progresivo aumento en ppm . A los 11.190 pies de profundidad (MD) se presenta el primer show de gas Background de 6.640 ppm de metano y a los 11.230 pies de profundidad (MD) se presenta el segundo show de gas Background de 11.760 ppm de metano. Su tope se encontró a los 11.157 pies de profundidad (MD) y su base a los 11.715 pies de profundidad (MD), en este intervalo mediante el análisis de muestras de zanja se identificaron las siguientes litologías, como se muestra en la **Figura 32**:

✓ ARENISCA CALCÁREA (CALCARENITAS). Sublítica; gris clara a blanca, local gris media; friable, local consolidada; blocosa; grano fino, menor muy fino.

✓ ARENISCA. Cuarzosa; marrón muy clara a blanca; moderadamente friable; granos de cuarzo, translúcido, blanco lechoso, menor marrón muy claro

✓ ARENISCA. Sublítica; gris media con láminas blancas, menor gris clara a blanca; friable, local moderadamente consolidada; blocosa; granos de cuarzo,

✓ CALIZA GLAUCONITICA. Marrón media a clara; blanda; subblocosa, menor blocosa; pobre porosidad visible; con abundante glauconita

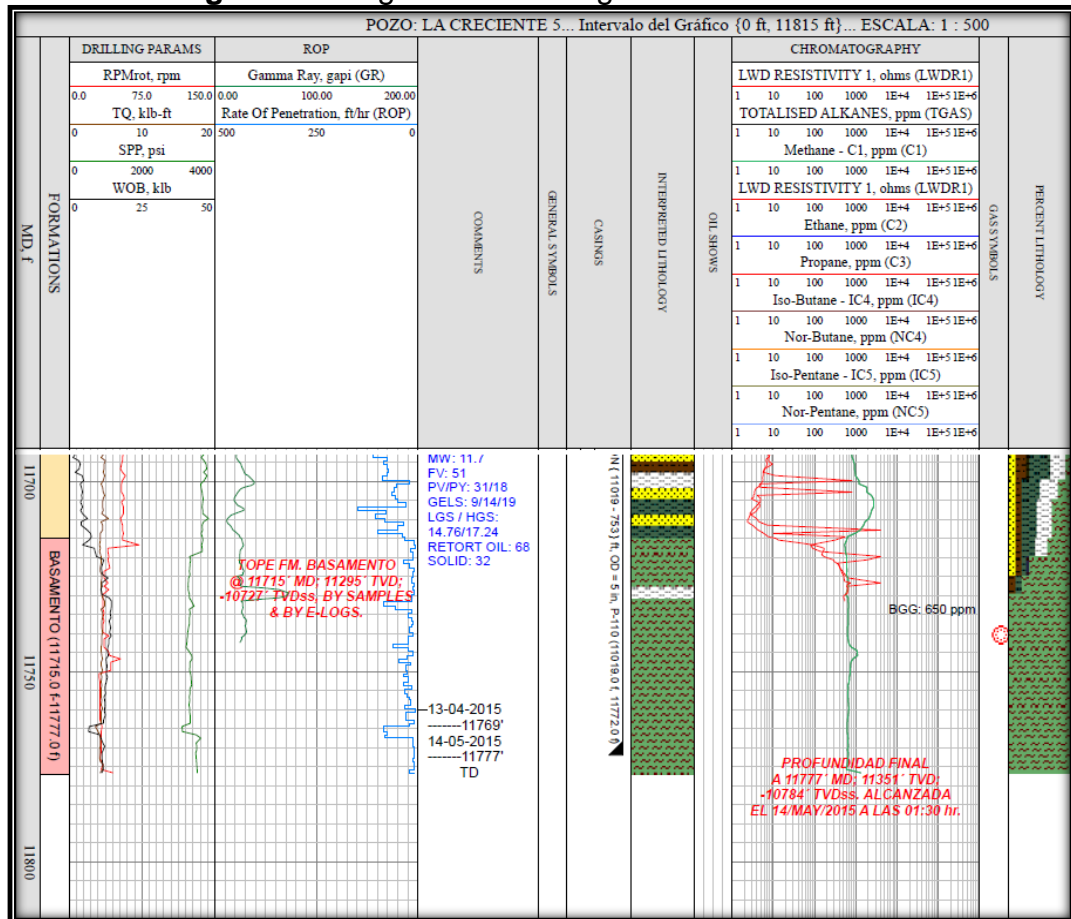
✓ CALIZA. Textura micrítica, local micrita esparcida según Folk, textura mudstone, local wackstone según Dunham; blanca grisácea a blanca; blanda; subblocosa, menor blocosa; pobre porosidad visible; con laminaciones oscuras; local con granos de cuarzo; sin manifestación visible de aceite grano fino a medio, local grueso; subredondeado, regular selección; matriz arcillosa local calcárea, ocasional cemento silíceo; con abundante glauconita; sin manifestación visible de aceite.

✓ MARGA. Gris media a gris oscura, menor parda media; blocosa a subblocosa; blanda a moderadamente firme; textura terrosa; con materia orgánica, ocasional medio y grueso, subredondeado, local subangular, subesférico, regular selección; abundante cemento calcáreo, ocasional matriz arcillosa; pobre porosidad visible; compuesta por 90% de cuarzo y 10% de minerales líticos oscuros; textura granular; con laminaciones oscuras; local con glauconita; con aspecto de caliza

- Basamento: El registro Gamma Ray se corrió hasta los 11.777 pies de profundidad (MD), donde indicó un valor constante de lectura de 30 API que corresponde a areniscas, al denotar el valor constante del Gamma Ray se indica que se llegó al basamento. A los 11.735 pies de profundidad (MD) se presenta un show de gas de Background de 650 ppm de metano. Su tope se encontró a los 11.715 pies de profundidad (MD), en este intervalo mediante el análisis de muestras de zanja se identificaron las siguientes litologías, como se muestra en la **Figura 33**:

✓ **BASAMENTO.** Fragmentos de rocas Metamórficas, predominantemente Cuarzita; verde oscuro a claro, blanco moteado de verde, menor blanco lechoso; muy duro; blocoso; textura cristalina; cemento silíceo, soldado; local micropirítico; aspecto de tiza (blanco lechoso); ocasional grano de cuarzo de tamaño medio a grueso; angulares; sin porosidad visible. ocasional con aspecto arcilloso: verde claro, verde olivo, ocasionalmente gris, gris azulado; firme; sublaminar a subblocoso; locamente presenta foliación con aspecto de pizarra y filita.

Figura 33. Registro Master log LCA-5 – Basamento

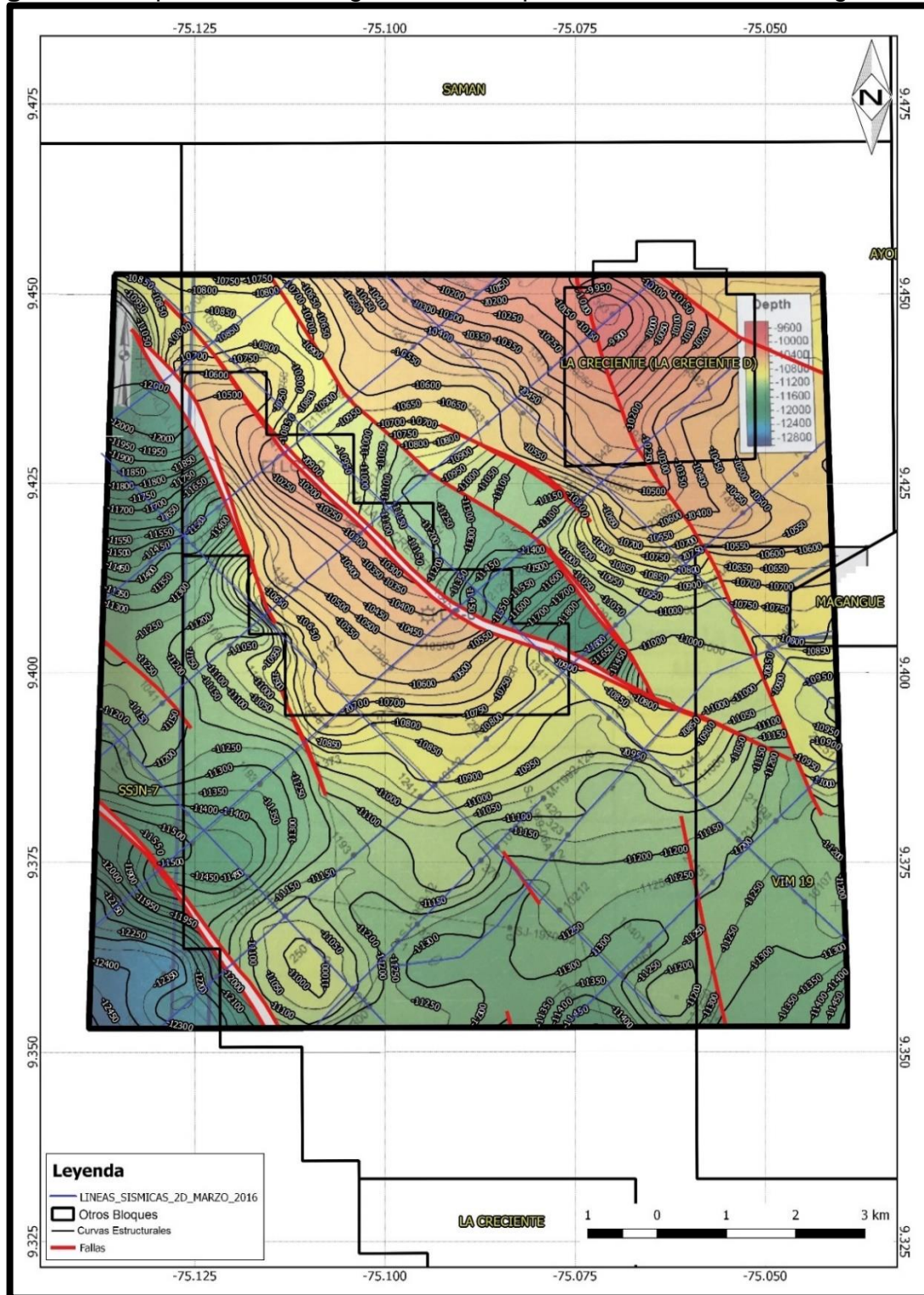


Fuente: Master log LCA-5 proporcionado por Pacific Rubiales

2.3.3 Conclusión de resultados convencionales. Con los resultados de los registros convencionales, se procedió a crear un mapa estructural al tope de la formación Ciénaga de Oro, se hace la aclaración que este mapa fue entregado por la compañía Pacific Rubiales, el cual fue modificado y digitalizado por los autores, como se observa en la Figura 34.

Las líneas rojas representan las fallas causantes de todos los movimientos de los estratos en la zona, las líneas negras representan las curvas estructurales que van desde 9.500 a 12.500 pies y las líneas azules corresponden a las líneas sísmicas adquiridas en la zona.

Figura 34. Mapa estructural digitalizado al tope de la Formación Ciénaga de Oro



Fuente: análisis de resultados de sísmica Pacific Rubiales, modificado por los autores.

3.TECNOLOGÍA DE BÚSQUEDA DE PETRÓLEO Y GAS (OFT)

En este capítulo se describirán los conceptos básicos de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT) y a su vez se hará una descripción de cada fase, como también los aspectos que hay que tener en cuenta a la hora de realizar cualquier adquisición de datos que sea necesaria, las ventajas con las que cuentan estos métodos de adquisición y a su vez las falencias que contiene cada método a la hora de realizar un análisis e interpretación de posibles acumulaciones de hidrocarburos.

3.1 GENERALIDADES

La tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT) nace como una tecnología de uso militar para las definiciones de interés económico de ciertas actividades marciales en la antigua Unión Soviética.

La tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT) corresponde a una tecnología satelital en su primera fase que permite prospeccionar de forma directa yacimientos para el desarrollo de los mismos, basándose en la utilización de herramientas de última tecnología como lo son satélites y equipos para electro resonancia con el fin de localizar con mayor detalle los fluidos presentes en el yacimiento; la técnica de esta tecnología se basa en un estudio de los parámetros geo eléctricos del medio en los campos de impulsos transitorios geo eléctricos y del campo eléctrico cuasi-estacionario de la tierra como también de las características espectrales de los depósitos.

Dicha tecnología permite:

- Calcular el volumen de roca que contiene el hidrocarburo.
- Definir los límites del contacto agua-petróleo
- Determinar el lugar óptimo de la perforación de pozos
- Determinar los intervalos de profundidad para realizar trabajos en la intensificación de la producción
- Evaluar la profundidad y la construcción de secciones verticales de las anomalías de distribución “como depósito”
- Identificar y cartografiar las zonas de acumulación de hidrocarburos y otros recursos minerales
- Pre-evaluar las reservas

Los programas que se usaran para la efectiva localización durante la espectrografía satelital y las siguientes 2 fases son:

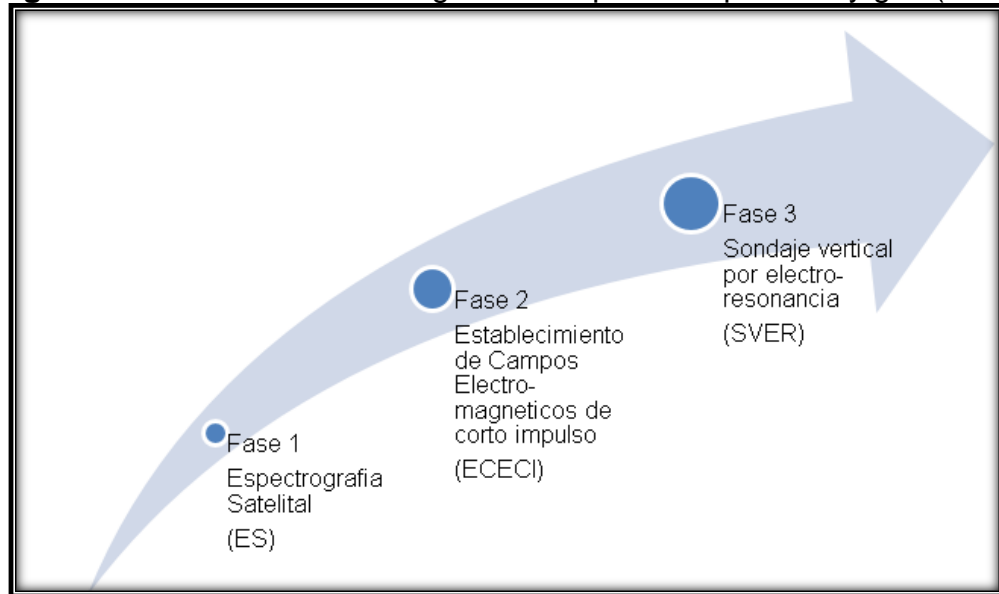
- ArcGis: permite realizar funciones que alimentan y administran un sistema de información geográfica, desde creación de mapas, manejo y análisis de información, edición de datos y metadatos.
- Basecamp: permite manejar un calendario que permite la coordinación y gestión de proyectos.
- GPS trackmaker: permite crear rutas para poder seguir las mediante un GPS.
- Mapsource: se encarga de pasar los datos del GPS al computador, permite guardar las rutas, pasar los mapas del computador al GPS.
- QGis: permite explorar datos y crear mapas.
- Surfer: programa encargado del tratamiento de datos espaciales, genera superficies tridimensionales a partir de varios puntos.

El trabajo de todos estos programas permite crear la precisa ubicación de la zona de interés, la ruta de acceso y el procesamiento de las metadatos que finalmente permitirán digitalizar las anomalías definiendo a qué tipo de fluido corresponde en un mapa.

3.2 FASES DE LA TECNOLOGÍA DE BÚSQUEDA DE PETRÓLEO Y GAS (OFT)

La tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT) está compuesta por 3 fases, como se ilustra en la **Figura 35**.

Figura 35. Fases de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT)



- La primera fase es de carácter satelital, permite delimitar en primera instancia las zonas de interés representado en un mapa de espectrografía.
- La segunda fase se realiza a partir de los resultados de la primera fase, ya que conociendo la zona se hará el estudio más detallado lo cual entregara como

resultado un mapa de espesores delimitando mas detalladamente la zona donde estan los fluidos de interés.

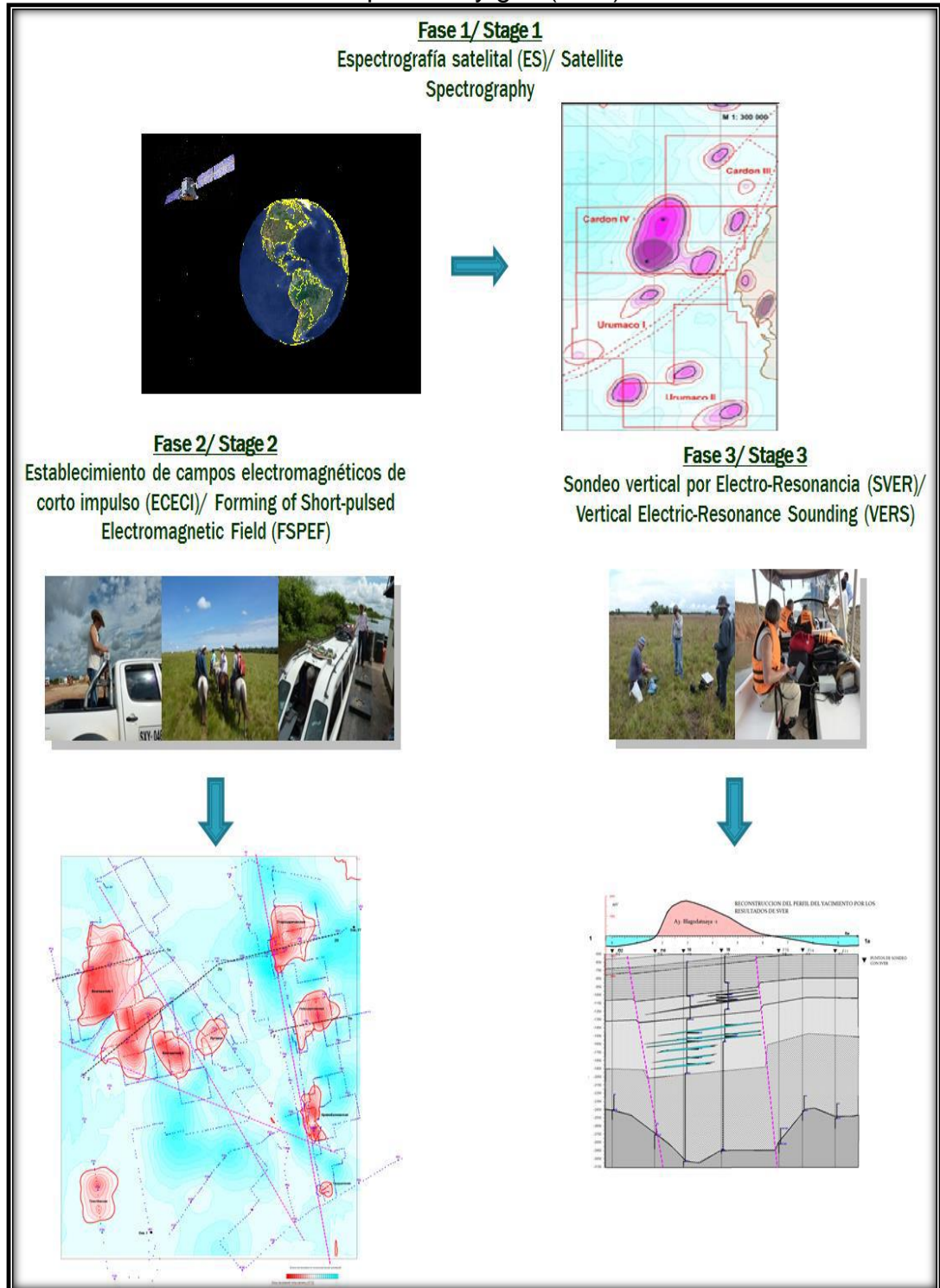
- La tercera fase se realiza a continuación usando los resultados de las anteriores fases, lo cual permite definir a qué profundidad estan los fluidos de interés presentando sus correspondientes espesores.

La suma de estas tres fases permite entregar como resultado final un perfil de la zona mostrando una estimación de cómo están depositados los fluidos de interés, a la profundidad en los estratos correspondientes.

La primera fase es un metodo remoto que se realiza mediante la utilización de satelites que estan en determinada red en el espacio, las otras dos fases son ejecutadas apartir de los resultados de la primera fase, ya que se procede a realizar el trabajo en campo en las zonas señaladas de mayor interés para proceder a implementar herramientas de alta tecnologia para realizar un análisis mas detallado, delimitando la presencia y ubicación en profundidad de los fluidos presentes en dichas zonas.

En la **Figura 36**, se presenta una descripción gráfica de un proyecto de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT) en la adquisición de sus 3 fases, mostrando un ejemplo de los resultados previamente procesados.

Figura 36. Proyecto de adquisición y prospección de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT)

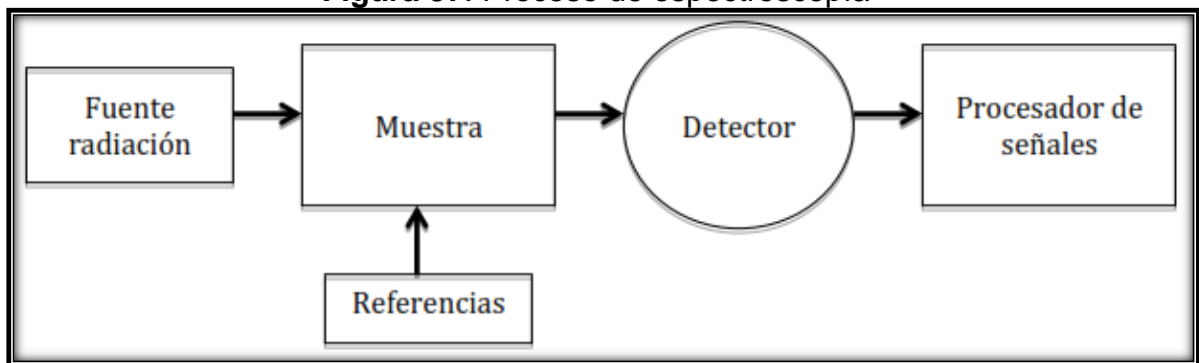


Fuente: Compañía de Tecnologías Avanzadas de COLOMBIA, Tecnología OFT, 2015.

3.2.1 Fase 1: Espectrografía satelital (ES). La espectrografía satelital consiste específicamente en el estudio de una luz previamente descompuesta en radiaciones monocromaticas mediante un prisma o una red de difracción. Para poder entender claramente se debe definir primero espectroscopia, que es el estudio de la interacción entre la radiación electromagnética y la materia, con absorción o emisión de energía radiante.

La **Figura 37** muestra el proceso de una espectroscopia:

Figura 37. Proceso de espectroscopía

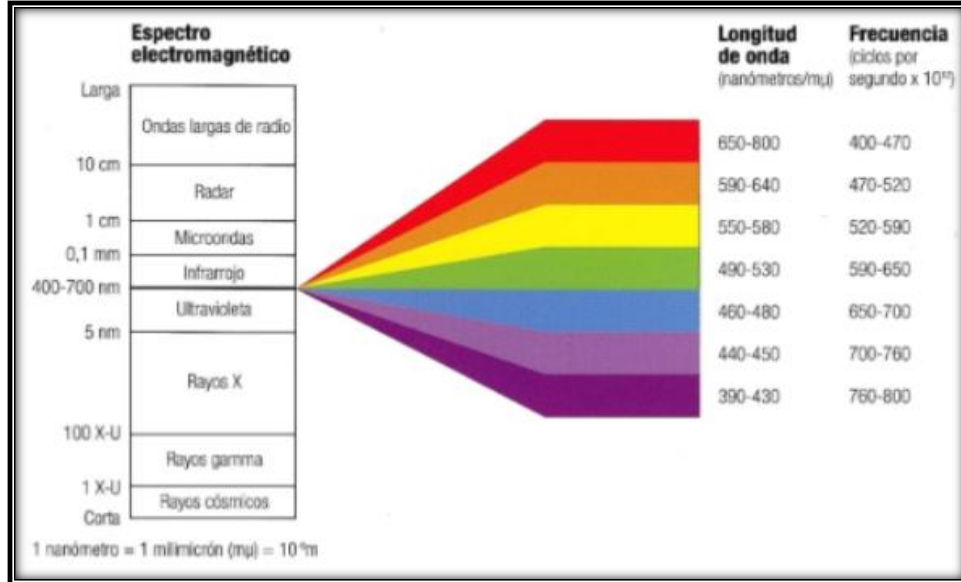


Fuente: Pirson S.J. Prediction of hydrocarbons in place by magnetoelectrotelluric exploration// Oil and gas. J. – 1976 – 74, No 22

La espectrometría se usa para la identificación de gas, entre otros fluidos, en este caso se identifica midiendo la frecuencia del rayo absorbido por la Formación o capa de tierra de la zona de interés, conociendo que cada mineral o fluido tiene una frecuencia correspondiente a la respuesta de la excitación de la onda.

En la **Figura 38** se describen los espectros electromagnéticos con su respectiva longitud y frecuencia:

Figura 38. Espectro de luz visible



Fuente: Física Universitaria – Sears – Zemansky – 12ava Edición – Vol2 – Cap. 32

Para poder entender de una mejor manera cómo es la relación entre la emisión del rayo de luz con la tierra se debe tener claro el concepto del modelo de Pirson.

Distribución de iones en la atmosfera modelo de PIRSON:

La tierra presenta un equilibrio electromagnético con el ambiente que lo rodea; cuando se trata de alterar este equilibrio de una u otra manera se trata de compensar a la normalidad, un claro ejemplo son los rayos eléctricos que son emitidos en la tormenta y caen a la tierra para compensar dicha alteración para volver al equilibrio.

Cuando se emite un rayo a la tierra, en todo depósito en el subsuelo se genera una polarización de las rocas adyacentes a él, es decir una redistribución de cargas eléctricas lo que origina a su vez a una diferencia de potencial (corrientes eléctricas de hasta 100 mA por acre en un buen clima o bajo una tormenta eléctrica puede llegar hasta un valor de 20.000 mA por acre).

Se establece entonces una acumulación de cargas eléctricas sobre los depósitos que están compensando la acumulación de cargas que hay en el subsuelo que dentro de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT) se denominan anomalías electromagnéticas las cuales evidencian en superficie la existencia de depósitos de hidrocarburos en esta zona del subsuelo.

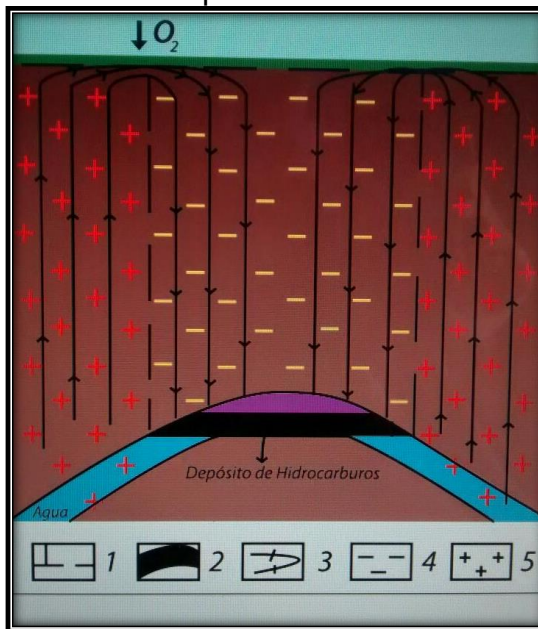
Las anomalías atmosféricas debidas a la presencia de depósitos de hidrocarburos pueden ser observadas de manera indirecta usando espectroscopia multi-espectral como la empleada por los satélites de observación atmosférica.

Midiendo la intensidad y la distribución de anomalías atmosféricas relacionados a depósitos de hidrocarburos, es posible establecer las regiones con mayor probabilidad de contener yacimientos de hidrocarburo.

Según PIRSON, sobre el yacimiento de gas-crudo se crea un ambiente de reducción con un exceso de electrones, alrededor y debajo del mismo se crea un ambiente de oxidación con un déficit de electrones, resultado del cual surge una diferencia de potenciales y en la cadena aparece una corriente eléctrica.²⁷

En la **Figura 39**, está representado lo dicho anteriormente donde 1 es la línea de saturación con el oxígeno (superficie del límite superior del acuífero); 2 es el yacimiento de hidrocarburos (HC); 3 son las líneas de corriente (con la flecha se indica la dirección de la corriente); 4 es la zona de exceso de electrones (ambiente de reducción) y 5 la zona de déficit de electrones (ambiente de oxidación).

Figura 39. Acumulación de cargas eléctricas sobre la superficie terrestre



Fuente: Esquema “elemento de combustible” modificado por los autores²⁸

Lo que se realiza en la fase de espectrografía satelital es emitir un rayo desde el satélite a una frecuencia determinada que permita alterar momentáneamente el equilibrio electromagnético de la tierra en la zona de interés, para luego mapear

²⁷ V.N. Shuman, S. P. Levashov, Sistemas de Sondaje: elementos de la teoría, estado actual y perspectivas Artículo de la publicación Geoinformática 2-2008 .

²⁸ V.N. Shuman, S. P. Levashov, Sistemas de Sondaje: elementos de la teoría, estado actual y perspectivas., Artículo de la publicación Geoinformática 2-2008,

las zonas donde se registran las frecuencias coincidentes con la frecuencia emitida de búsqueda.

Se debe hacer la acotación de que los valores de las frecuencias emitidas para cada fluido son totalmente confidenciales debido a que es uno de los principios de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT).

Para llegar a saber a que frecuencia responden cada fluido, se realizaron varios estudios y pruebas de laboratorio concluyendo que el gas libre se puede identificar a través de una frecuencia específica que se asume como estándar (por obtenerse bajo condiciones controladas en laboratorio), y que sirve para hacer el barrido del área estudiada y así identificar las evidencias electromagnéticas de gas representadas como depósitos de anomalías tipificadas DAT "tipo gas".

Experimentalmente se determinó que al variar la presión del gas en condiciones de laboratorio la frecuencia registraba un corrimiento de fase directamente proporcional a la variación de la presión, lo que permite representar las anomalías en unidades de presión.

Igualmente se determinaron las frecuencias del petróleo y el agua para hacer el barrido del material satelital (la metadata). Al emitir la onda en estas zonas con cargas acumuladas sobre la superficie, según el modelo de PIRSON, están compensando las cargas al interior del subsuelo donde yacen los depósitos de hidrocarburos.

La información obtenida es de tipo origiespectral en la cual se registra la intensidad del campo electromagnético en cinco bandas de frecuencias que van desde el ultravioleta hasta el infrarrojo se denominan dentro la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT) como metadata.

Esta metadata es procesada en el laboratorio de Geofísica en Kiev o Moscú por los científicos mediante el uso de software especializado para obtener como resultado la espectrografía de las áreas de interés, que se representan mediante un mapa isópaco detallando las anomalías.

Los resultados de la evidencia electro-magnética se obtienen en unidades de presión (Mpa y Psi), denominada dentro la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT) como presión relativa de Formación, ya que la experiencia ha demostrado ser más aproximada a las presiones de Formación y no a las presiones hidrostáticas, lo que a su vez sirve de parámetro para juzgar sobre la prospectividad de la zona identificada.

En esta primera fase podemos tener una idea del tamaño de los yacimientos y cual sería el mejor prospecto por presión de Formación vs presión hidrostática.

La presión hidrostática es directamente proporcional a la profundidad correspondiendo 1Mpa a 100 metros (1Mpa=145psi).

Con estos datos de presión asumiendo la anterior igualdad, se podrá correlacionar la profundidad estimada con el intervalo de las profundidades de las Formaciones depósito de los estudios geológicos permitiendo validar la ubicación de la zona prospecto de interés de fluidos, ya que por cada zona se conocen por estudios, a que intervalo de profundidad están las Formaciones productoras, depósito y etc. La adquisición de la información satelital se realiza desde una red de satélites especializados de geofísica con sensores de plataforma pasiva operados por la agencial espacial rusa llamado GEORESURS.

Los Satélites "Resurs-P", fueron diseñados para la teledetección de la superficie de la tierra con el fin de obtener en escala de tiempo cercana a la real, imágenes altamente informativas del espectro visible. El equipo óptico-electrónico de alta resolución se complementa con el sistema de adquisición de imágenes hiperespectrales (SAIH) y con el complejo de adquisición de gran envergadura de imágenes multi-espectrales de alta resolución (CAIM-AR) y de resolución media (CAIM-RM).

El satélite "Resurs-P" N° 2 fue lanzado en el año 2014 y el "Resurs-P" N° 3 fue lanzado en el año 2015, debido a que la vida promedio de un satélite es de 3 años es por eso que se van cambiando de satélite para mejorar la eficiencia de la red rusa.

3.2.2 Fase 2: Establecimiento de campos electro-magnéticos de corto impulso (ECECI). El método ECECI consiste en el proceso de emitir una señal electromagnética mediante un generador a ciertas frecuencias específicas, las cuales alteran momentáneamente la anomalía lo que genera una corriente eléctrica en la antena receptora.

La **Figura 40** corresponde al generador usado por la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT).

Figura 40. Generador de ondas



Fuente: Compañía de Tecnologías Avanzadas de COLOMBIA, Tecnología OFT, 2015.

Las características temporales de este proceso de la señal de excitación y su subsecuente atenuación dependen del estado del medio circundante en el espacio cercano a la superficie de la tierra. El tiempo de establecimiento del campo y la característica de la amortiguación de la señal están en relación directa con la densidad de la carga atmosférica en la capa colindante con la superficie terrestre y del signo de su carga.

La amplitud y el tiempo de restablecimiento o atenuación de la onda resultante dependen de la cantidad de hidrocarburos detectados en ese punto.

La **Figura 41** representa una antena receptora del rayo emitido por el generador usada por la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT).

Figura 41. Antenas receptoras



Fuente: Compañía de Tecnologías Avanzadas de COLOMBIA, Tecnología OFT, 2015.

Dependiendo del signo de la polarización de los objetos sobre los objetos polarizadores, se forman zonas con ionización positiva o negativa, las cuales se fijan con las señales de establecimiento ya que este efecto se usa para cartografiar las zonas con diferente signo de polarización de las capas permitiendo mostrar las anomalías.

Para la toma de los registros sobre los yacimientos de hidrocarburos, se crearon equipos estables ante las interferencias, de razonables dimensiones y peso, esto se basan en la utilización de impulsos de excitación de onda corta y en el registro de los procesos de establecimiento en pequeñas antenas de ferrita tipo “dipolo vertical”.

Con los equipos modificados para la aplicación del ECECI con el fin de generar la señal se usa un impulso electromagnético corto, de 10 microsegundos de duración (La corriente de excitación es de 10A). La antena generadora con una pequeña resistencia activa e inductiva está construida con forma de un anillo roto.

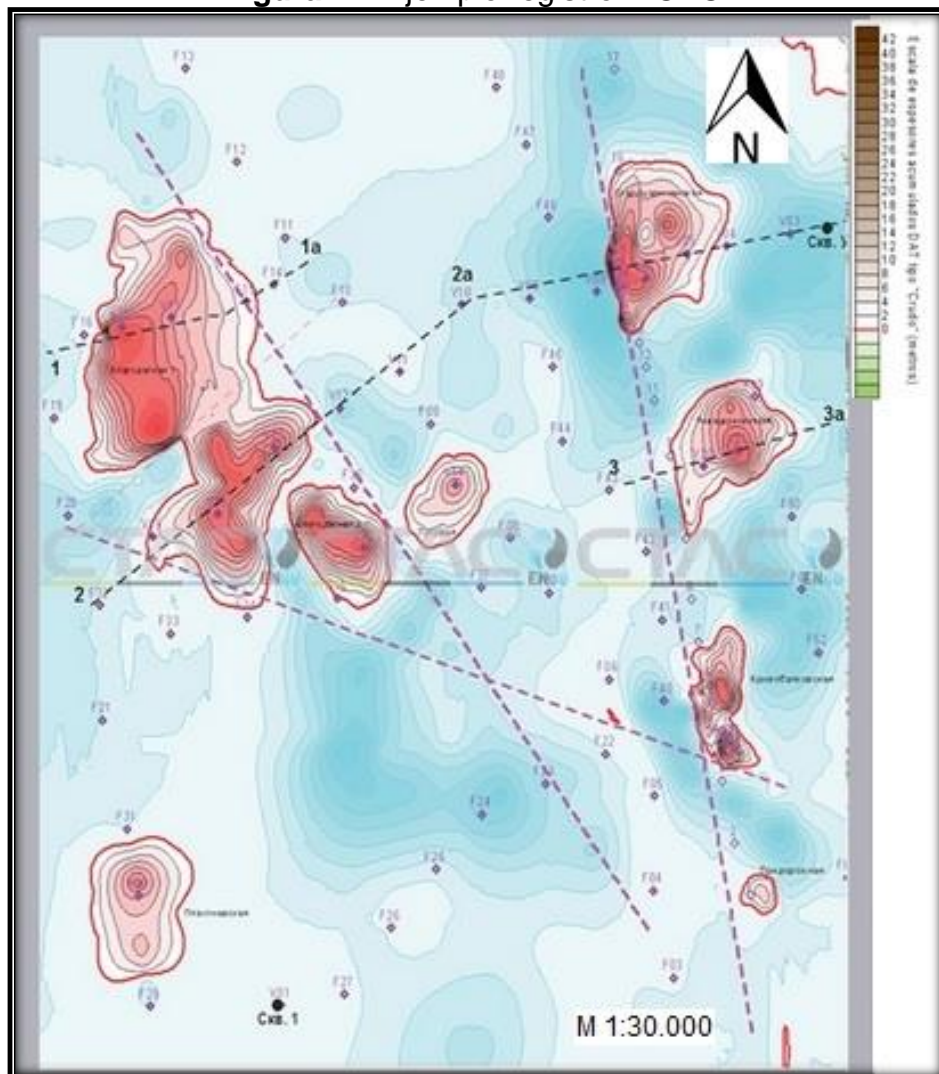
La señal codificada se escribe y graba en el disco duro del computador y al mismo tiempo con el registro, se hace la primera fase del procesamiento de la información inicial en el monitor del computador de campo; para delimitar el

yacimiento de hidrocarburo se hace la sumatoria de las señales en un determinado intervalo de tiempo.

El objetivo del ECECI es delimitar de forma mas precisa las zonas anomalas detectadas por la espectrografía, definiendo asi su geometría a dimensiones relativamente cercanas a la forma real del yacimiento y las zonas de mayor concentracion de espesores acumulados con hidrocarburo.

La **Figura 42** es un ejemplo de un registro de ECECI.

Figura 42. Ejemplo registro ECECI



Fuente: Compañía de Tecnologías Avanzadas de COLOMBIA, Tecnología OFT, 2015.

3.2.3 Fase 3: Sondeo vertical por electro-resonancia (SVER). Esta basado en el estudio de las características espectrales del campo electro-magnético neutral que se forma sobre los yacimientos de petróleo y gas.

La capa que esta sobre el basamento cristalino existen una serie de capas de tipo sedimentarias que se diferencian unas de las otras no sólo por el tipo de roca y su química si no también por sus propiedades electromagnéticas esto da origen a los denominados sistemas dipolo polarizados, es decir cada capa tiene un diferencial de potencial eléctrico.

El método de Sondaje Vertical por Electro-Resonancia (SVER), consiste en identificar en profundidad las diferentes capas polarizadas por causas de los depósitos de hidrocarburos y registrando la respuesta de estas capas a la excitación que se hace en superficie con una señal electromagnética que se desestabiliza con una señal de 10 microsegundos el campo eléctrico de la tierra.

Al variar artificialmente la magnitud del campo eléctrico de la tierra las diferentes capas al interior del subsuelo responden con ondas electromagnéticas que intentan reestablecer el equilibrio del campo eléctrico a su valor inicial.

Por cuanto la excitación se hace con la frecuencia específica de los fluidos (aceite, gas, agua) solo a las rocas que contienen estos fluidos emiten dichas ondas de respuesta.

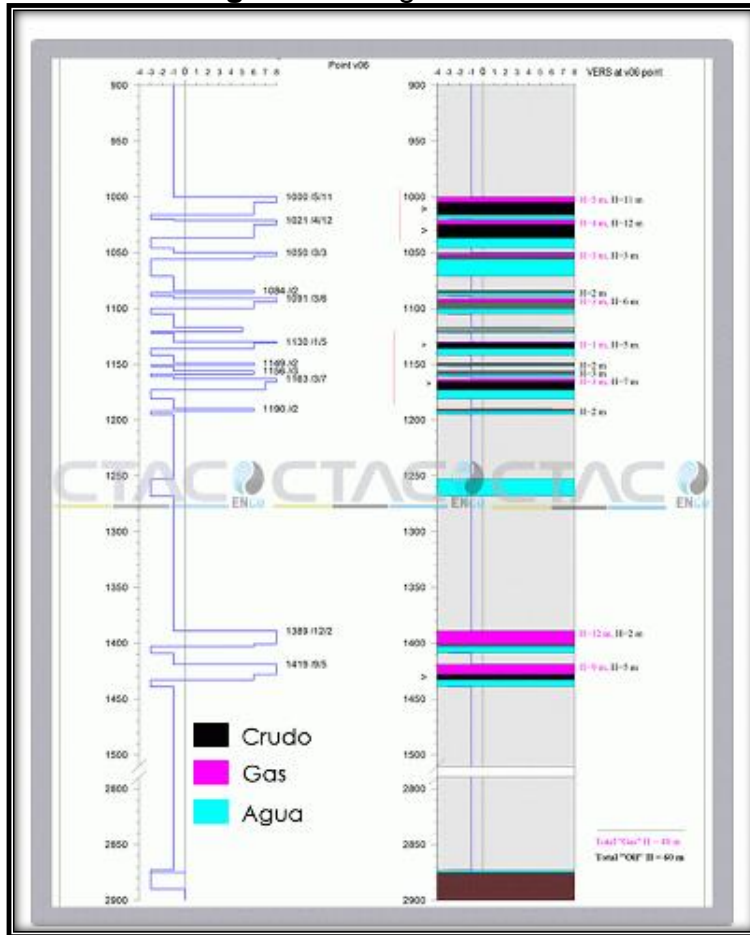
Estas ondas de respuesta de restablecimiento son captadas en superficie con los equipos de SVER y analizadas con un software especial desarrollado por el equipo científico de la OFT que finalmente permiten conocer las profundidades de origen, por ende, también la cantidad de intervalos de roca con hidrocarburo, profundidades y sus espesores.

Proyectando una serie de puntos SVER a lo largo y ancho de las anomalías e interpolando los resultados se pueden construir perfiles o cortes que mostraran la distribución de los fluidos objetivos en profundidad, (aceite, gas, agua).

El objetivo del Sondeo vertical por electro-resonancia (SVER) es definir la profundidad y espesor de los intervalos de interés, los cuales son los generadores directos de las anomalías proyectadas en la fase 1 y 2; además de la creación de perfiles verticales de cada anomalía detectada. Cada fluido tiene un valor de diferencia de voltaje respectivo lo cual permite diferenciar claramente su presencia en el pozo.

La **Figura 43** es un ejemplo de un registro de SVER.

Figura 43. Registro SVER



Fuente: Compañía de Tecnologías Avanzadas de COLOMBIA, Tecnología OFT, 2015.

3.3 FASES DE DESARROLLO DE LA TECNOLOGÍA DE BÚSQUEDA DE PETRÓLEO Y GAS (OFT)

Las fases de desarrollo de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), se basan en tres etapas de ejecución, la consecución de estas tres etapas permiten tener la prospección completa de la identificación de anomalías electromagnéticas originadas por los yacimientos de hidrocarburos, determinando la ubicación de zonas con presencia de fluidos sumado a una identificación de presiones y espesores, por ultimo realizar un cotejo de los puntos de toma de datos y realizar perfiles de área de interés señalando con profundidad prospectiva la ubicación de los fluidos interés.

La **Figura 44** representa cómo se desarrolla la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT).

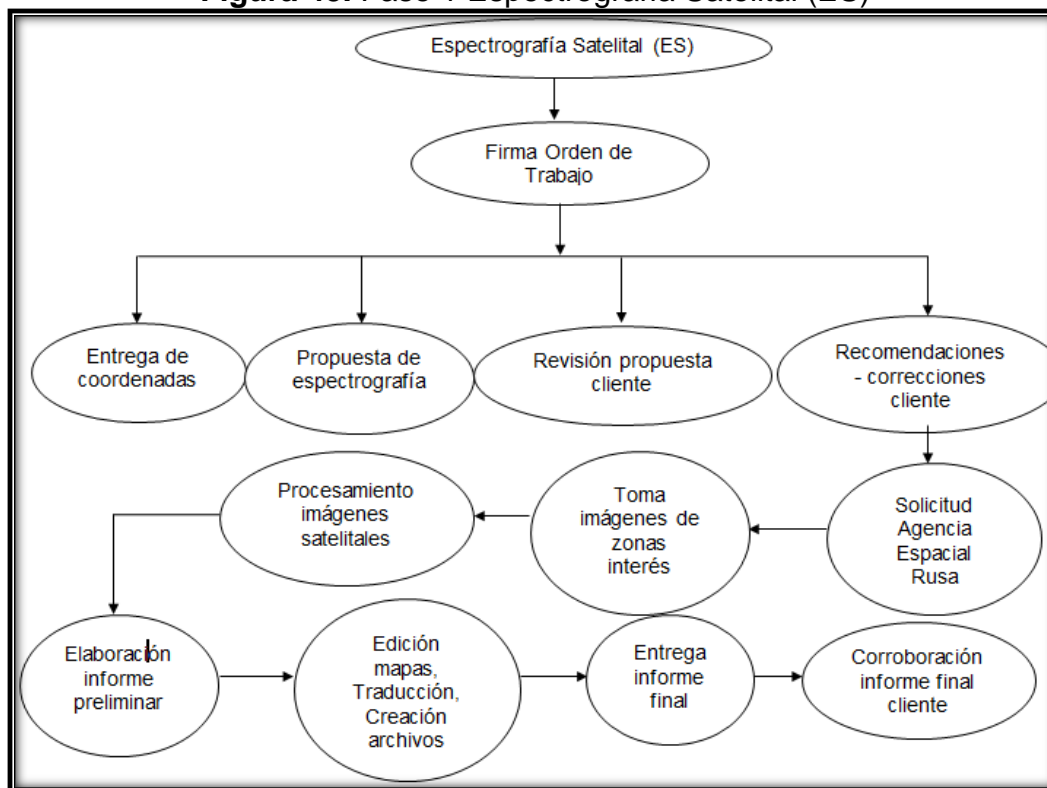
Figura 44. Desarrollo fases de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT).



3.3.1 Diseño fase 1: Espectrografía satelital (ES). Para la fase inicial de espectrografía satelital en el desarrollo la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), se determina un área de interés sobre la cual se correrá el proceso de análisis de frecuencia de resonancia desde la parte satelital que es entregada por el operador del campo (PACIFIC RUBIALES). Para el presente estudio se delimito el área del bloque La Creciente en la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena.

La fase uno 1 consta de la metodología reflejada en la **Figura 45**.

Figura 45. Fase 1 Espectrografía Satelital (ES)



Conforme se tiene realizada la orden trabajo y establecidas las coordenadas del lugar de toma de datos satelitales por parte del operador, y si es necesario de acuerdo a la propuesta realizada por el operador se aconseja cambiar si se amerita puntos de la toma o considerar áreas necesarias que sean complementarias con la prospección del área, estos puntos son revisados y cotejados por el grupo de trabajo de técnicos rusos y los encargados de identificar las anomalías en el área.

Luego de verificar los puntos y áreas de toma de los datos, se realiza la solicitud de cupo a la Agencia Espacial Rusa, desde el punto en que se recibe la autorización por parte de la Agencia se realiza la toma de imágenes sobre la zona de interés, en este caso se tomara sobre un área de 89 km² del bloque La Creciente, cuenca Valle Inferior del Magdalena.

Es importante recordar que para el desarrollo de esta tecnología la empresa operadora No brindó información sobre pozos existentes, estatus de los pozos, columnas estratigráficas de campos y/o descripciones litológicas, profundidades y topes de las Formaciones, mapas estructurales, ubicaciones, geometrías, y áreas de estructuras tanto prospectos como productoras, fallas y su orientación, producción de pozos, reservas, recursos y profundidad del basamento. Por lo cual en estas etapas se diseñó toda la estructura de resultados con información

mínima, ya en capítulos próximos se coteja esta información obtenida con la información existente en el área por los métodos convencionales.

Para la Fase 1 de espectrografía satelital, fue necesario contar con personal técnico especializado, este equipo está conformado por:

- 2 técnicos especialistas en electrónica
- 2 geofísicos
- 1 geólogo

La **Figura 46** corresponde al equipo requerido en la Fase 1 de espectrografía satelital.

Figura 46. Laboratorio de procesamiento Fase 1 Espectrografía satelital

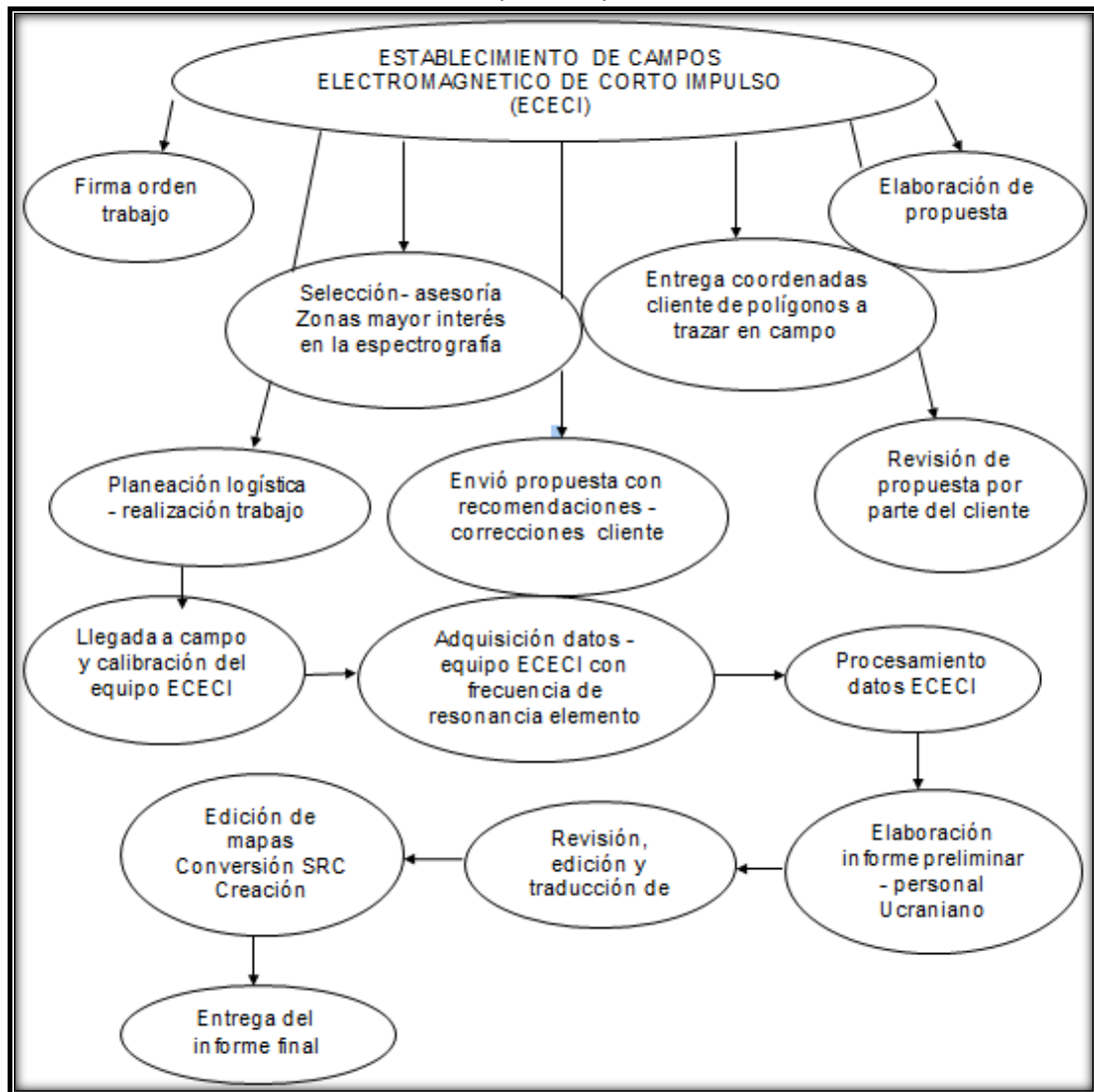


Fuente: Compañía de Tecnologías Avanzadas de COLOMBIA, Tecnología OFT, 2015.

El apoyo de este equipo de trabajo permite realizar el procesamiento e interpretación de los datos.

3.3.2 Diseño fase 2: Establecimiento de campos electro-magnéticos de corto impulso (ECECI). Para la ejecución de la segunda fase, en el campo La Creciente Cuenca Valle inferior de Magdalena, se determinaran zonas de medición dentro del polígono inicial, se correrá un estudio en esta etapa la cual comienza a centrarse en las zonas que indicaron mayor potencial en la fase 1, recordando que el establecimiento de campos electro-magnéticos, es generar y atenuar señales electromagnéticas generadas por un equipo y recibidas a una serie de antenas receptoras, antes de esto esquemáticamente la fase 2 de la tecnológica OFT, como se muestra en la metodología en la Figura 47:

Figura 47. Fase 2 establecimiento de campos electromagnéticos de corto impulso (ECECI)



En todas las fases es necesario la realización de la firma de trabajo, luego de esto con las áreas inidentificadas, en la fase se procede a estandarizar los datos que mayor relevancia presentan, asesorando al operador sobre cuales anomalías se desean caracterizar, es por esto que dentro del proceso el operador nuevamente debe de generar unas nuevas coordenadas dentro del área inicial pactada (89 km²), estas nuevas áreas serán tomadas, analizadas y si es necesario se generan conceptos de recomendaciones de estos puntos o si deben ser tenidos en cuenta otros puntos.

Seguido de tener esto se procede a organizar la logística ya que esta segunda fase corresponde a toma de datos en el área de interés, por tanto, es necesario desplazar todo el equipo de instrumentos y técnicos necesarios su ejecución.

Personal técnico especializado:

Para la segunda fase es necesario contar con 3 operadores del equipo ECECI, geofísicos capacitados para manipular el equipo (equipo especial ruso), como se ilustra en la **Figura 48**.

Luego de tener los equipos y el personal necesario, se realiza la calibración del equipo en campo y a su vez es tramitado el permiso de acceso al terreno escogido para la ejecución de estas, teniendo en cuenta que la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), no requiere de licencia ambiental y el impacto al ambiente que genera es mínimo ya que el personal y el equipo de trabajo es transportado en un solo vehículo y en cuanto a la afectación de terrenos privados donde fueron identificadas las anomalías, no se generan afectaciones de tipo movilización de tierra o tala de flora en grandes cantidades, ocupaciones de terreno por largos periodos de tiempo, simplemente se ingresa al terreno el vehículo establecido y se generan las tomas de los datos como se observa en la **Figura 48**.

Figura 48. Montaje y movilización equipos Fase 2 ECECI



Fuente: Compañía de Tecnologías Avanzadas de COLOMBIA, Tecnología OFT, 2015.

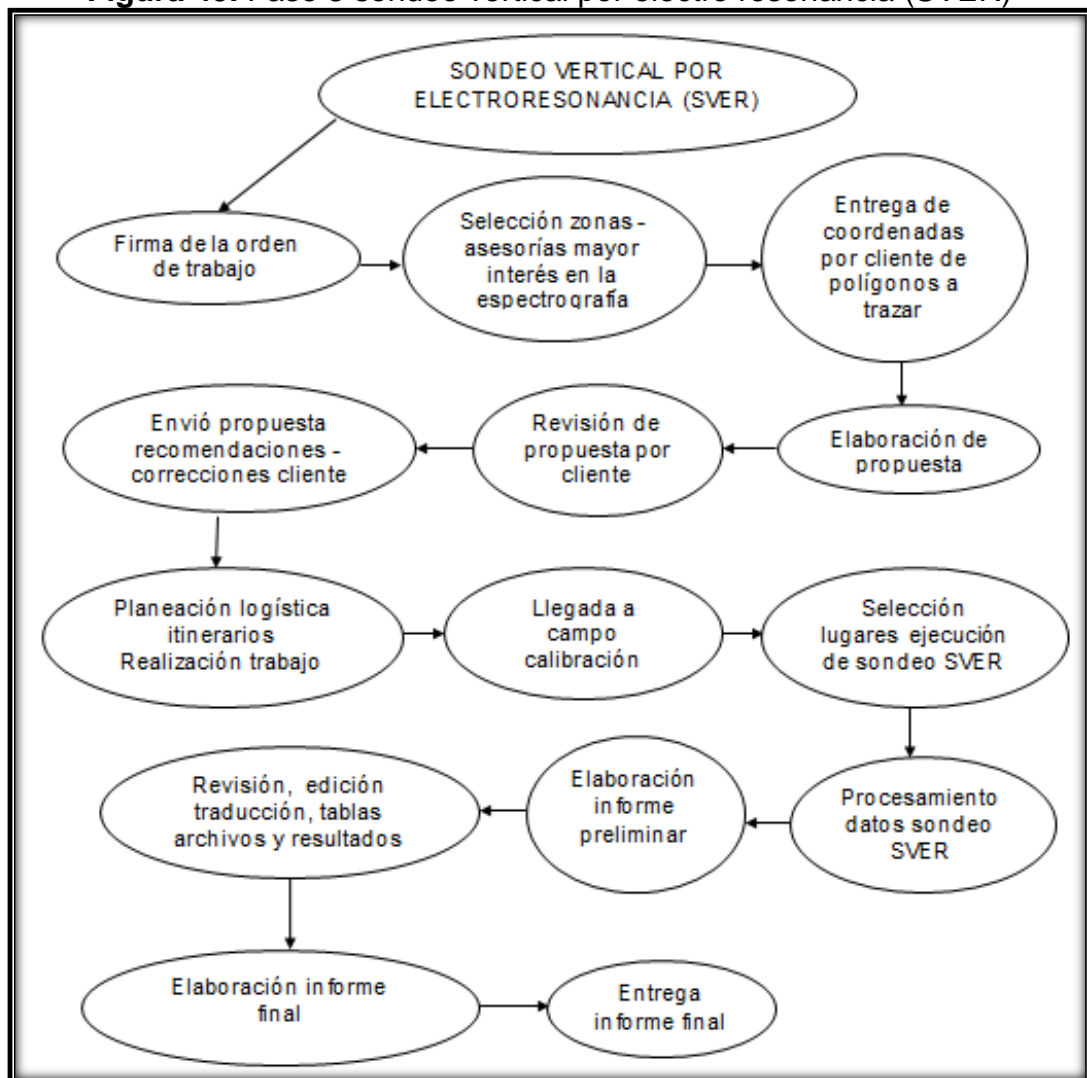
Dependiendo de las áreas en las cuales se escogieron los puntos donde va a ser tomados los datos de ECECI, para el área de El Campo La Creciente en la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, se definirán áreas prospectivas importantes y considerables.

La adquisición de los datos en el área de terreno se determinó por los puntos en los cuales el vehículo de transporte permitía el tránsito, y en diversas ocasiones la toma de los puntos fue realizada por el equipo de trabajo a pie. Luego de la toma de datos correspondientes en estas áreas el equipo de trabajo analiza los datos

por un determinado tiempo y son enviados desde Rusia para su posterior análisis y determinación para seguir con el estudio.

3.3.3 Diseño fase 3: Sondeo vertical por electro resonancia (SVER). Para la tercera fase, el estudio de las características espectrales del campo electromagnético natural, permite determinar los yacimientos de crudo y gas, sumado a los principios de polarización se tiene el siguiente plan de trabajo como se ilustra en la Figura 49.

Figura 49. Fase 3 sondeo vertical por electro resonancia (SVER)



En el desarrollo de la fase final de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), correspondiente a la fase 3 de sondeo vertical por electro resonancia (SVER), el proceso a realizar según el cronograma de trabajo establecido anteriormente, es escoger puntos de mayor interés mostrados en la espectrografía para realizar sondeos basados en el estudio de los procesos naturales de la polarización media y las características espectrales del campo eléctrico natural sobre un yacimiento.

Los equipos necesarios para el desarrollo de esta fase no requieren la instalación de largas líneas o cables y se caracteriza por un bajo consumo energético, así mismo el uso de operarios es muy bajo.

Luego de tener esto se procede a organizar la logística ya que esta segunda fase corresponde a toma de datos en el área de interés, por tanto, es necesario desplazar todo el equipo de instrumentos y técnicos necesarios para la ejecución de la tercera fase.

Personal técnico especializado:

Para la tercera fase es necesario contar con 3 operadores del equipo SVER, geofísicos capacitados para manipular el equipo (equipo especial ruso), como se ilustra en la **Figura 50 y Figura 51**.

Luego de tener los equipos y el personal necesario, se realiza la calibración del equipo en campo y a su vez es tramitado el permiso de acceso a el terreno escogido para la ejecución de estas, teniendo en cuenta que la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), no requiere de licencia ambiental y el impacto al ambiente que genera es mínimo ya que el personal y el equipo de trabajo es fácil de movilizar al igual que la fase 2 ECECI, no se generan afectaciones de tipo movilización de tierra o tala de flora en grandes cantidades, ocupaciones de terreno por largos de tiempo, simplemente se ingresa al terreno el vehículo establecido y se generan las tomas de los datos como se observa en la **Figura 50 y Figura 51**.

Figura 50. Proceso de tendido de herramientas en campo Fase 3 SVER



Fuente: Compañía de Tecnologías Avanzadas de COLOMBIA, Tecnología OFT, 2015.

Figura 51. Equipos Fase 3 SVER



Fuente: Compañía de Tecnologías Avanzadas de COLOMBIA, Tecnología OFT, 2015.

Finalizada las 3 fases de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), se tomará el tiempo de 1 mes para el procesamiento y entrega de resultados los cuales indicaran las zonas donde están presentes los hidrocarburos con sus respectiva localización y tamaño de estrato lo cual permitirá realizar un cálculo de reservas.

Se harán recomendaciones para el plan de perforación para que se puedan aprovechar de la mejor manera los resultados obtenidos.

Por último, se procederá a realizar validación de información obtenida con la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT) vs los datos que cuenta la empresa operadora de registros ya realizados anteriormente mediante un valor de asertividad en el trabajo.

4. IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE BÚSQUEDA DE PETRÓLEO Y GAS (OFT)

En este capítulo se encontrará los resultados que fueron obtenidos en la implementación de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), sobre el Bloque La Creciente en la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, se realizó la ejecución de las tres fases correspondientes a esta tecnología. Identificando las zonas con presencia de hidrocarburos en el Bloque.

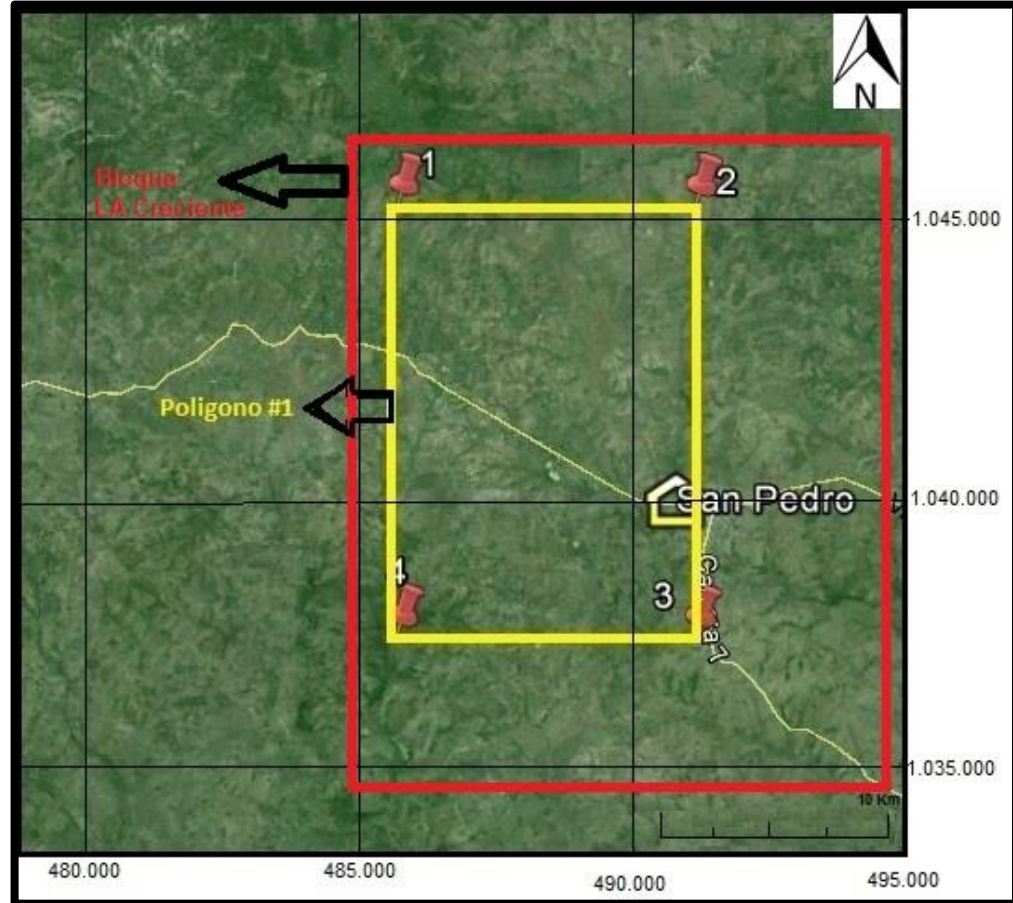
4.1 FASE 1: ESPECTROGRAFÍA SATELITAL (ES)

El desarrollo de la tecnología busca tener una caracterización general del campo respecto a la presencia, profundidad y espesor de fluidos tipo hidrocarburos, esto realizado sobre el área estimada por PACIFIC EXPLORATION AND PRODUCTION, la cual corresponde a un área de 89 km², a continuación se mostraran los resultados obtenidos en el desarrollo de cada fase (Fase 1 espectrografía satelital, Fase 2 ECECI, Fase 3 SVER), indicando zonas anómalas con presencia de fluidos tipo hidrocarburos, selección de áreas de mayor interés, determinación de espesores promedios de las áreas identificadas, contacto gas-petróleo-agua, e igualmente determinación de presiones promedio de los zonas en estudio.

Se realizó la espectrografía satelital en el Campo La Creciente, representada en imágenes satelitales, en escala de 1:30000, para cubrir un área de un total de 89 km², divididos en 4 secciones de 22,25 km² cubriendo así el total del área estimada por la compañía para ejecutar la prospección exploratoria. Dentro de esta área de terreno se realizó la toma de datos satelitales, correspondientes al uso de satélite "Resurs-P", la toma de estos datos satelitales genera la conversión de estos datos en un mapa de anomalías electromagnéticas; el área que se va a encontrar dentro de las coordenadas será denominada como polígono # 1.

Como se puede observar en la **Figura 52**, correspondiente a la espectrografía satelital en el Campo La Creciente, las coordenadas escogidas y suministradas por la empresa operadora, forman el polígono # 1, dentro de este polígono se realizará la identificación de zonas con presencia de fluidos tipo hidrocarburos, es de recordar que la empresa operadora determina el tamaño del polígono y la escala a la cual quiere ser determinadas las anomalías de hidrocarburos.

Figura 52. Localización polígono #1 toma espectrografía satelital



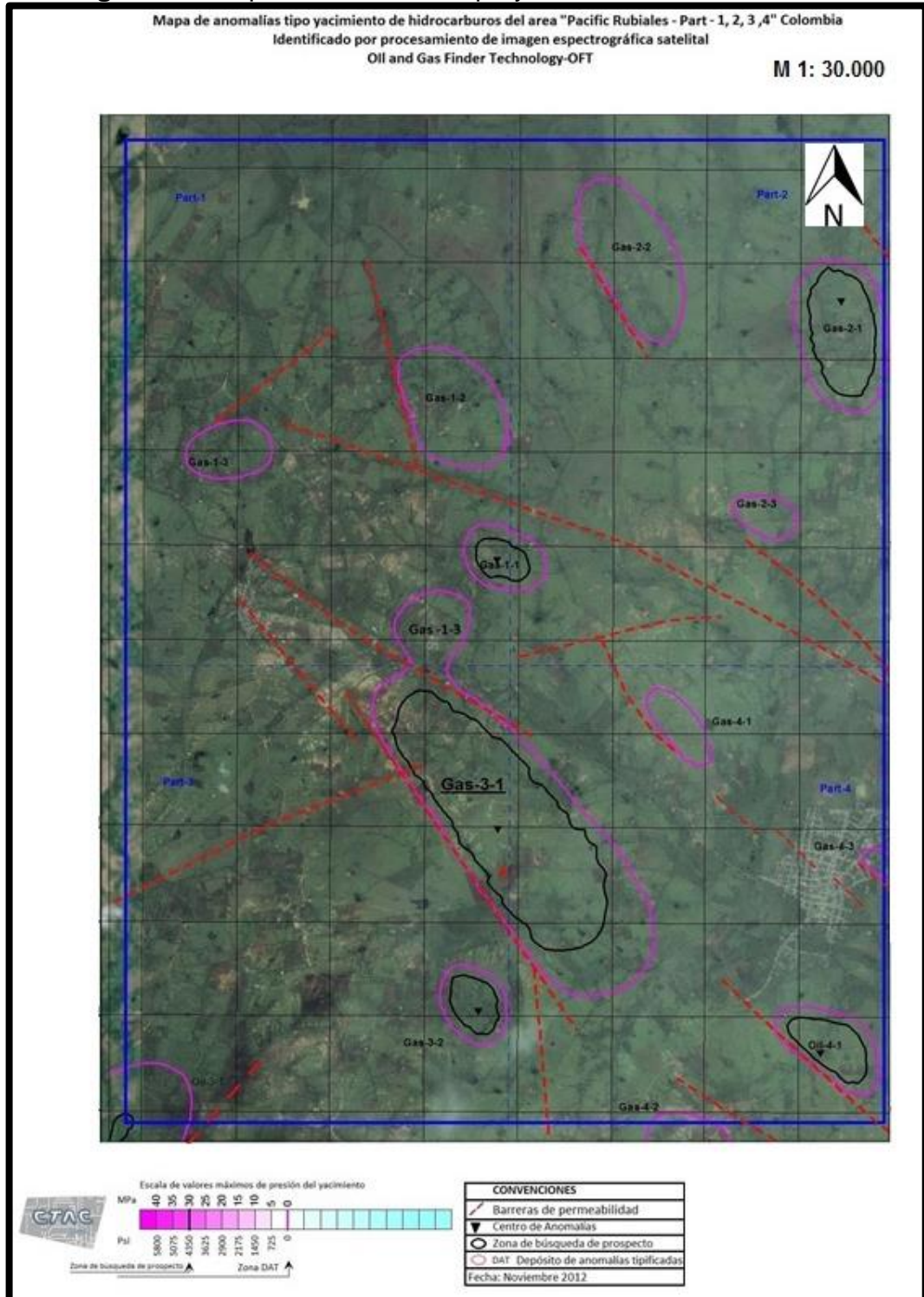
Fuente: Google Earth, Modificado por los autores

Para la toma de la espectrografía satelital, basta con tener las coordenadas que sean suministradas por la empresa operadora, ya con estas coordenadas el satélite se posara sobre el área determinada generando el estudio de zonas anómalas, por tanto, desde la fase inicial no existe ninguna perturbación al medio ambiente en la zona de interés.

Posteriormente se tiene realizada la espectrografía satelital, se genera la interpretación correspondiente al área del Campo La Creciente en la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, identificando catorce zonas distribuidas en toda el área de trabajo correspondiente al polígono # 1 (**Figura 53**), por tanto la espectrografía satelital logro identificar presencia de hidrocarburos en la zona de estudio, como lo indica la **Figura 53**, en esta imagen se identifican 14 zonas anómalas en las cuales según el valor establecido para cada fluido (gas, petróleo y agua), se genera la identificación, 12 corresponden a zonas con presencia de acumulación de gas libre, y las 2 restantes zonas con acumulación de petróleo en baja proporción o tipo fluido condensado.

La **Figura 53**, presenta el mapa de anomalías tipo yacimiento de hidrocarburo, señalando por color rosado las zonas en las cuales existe zonas con fluido tipo gas libre y por esto el satélite las identifica como zonas con presencia de fluido tipo hidrocarburos, además la imagen generada ubica el centro de la anomalía siendo esta zona el punto de frecuencia de mayor tensión, sumado a estos mapas permiten relacionarlas con las fallas presentes en la zona (barreras de permeabilidad) que serán un aspecto de relación al momento de comparar con los estudios convencionales.

Figura 53. Mapa de anomalías tipo yacimiento de hidrocarburos



Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

Como se observa en la **Figura 53**, la ubicación de las zonas anómalas se encuentra en cercanías al municipio de San Pedro (Sucre), teniendo la ubicación geológica de estas se procede a trabajar sobre el Mapa de Anomalías Tipo Yacimiento de Hidrocarburos.

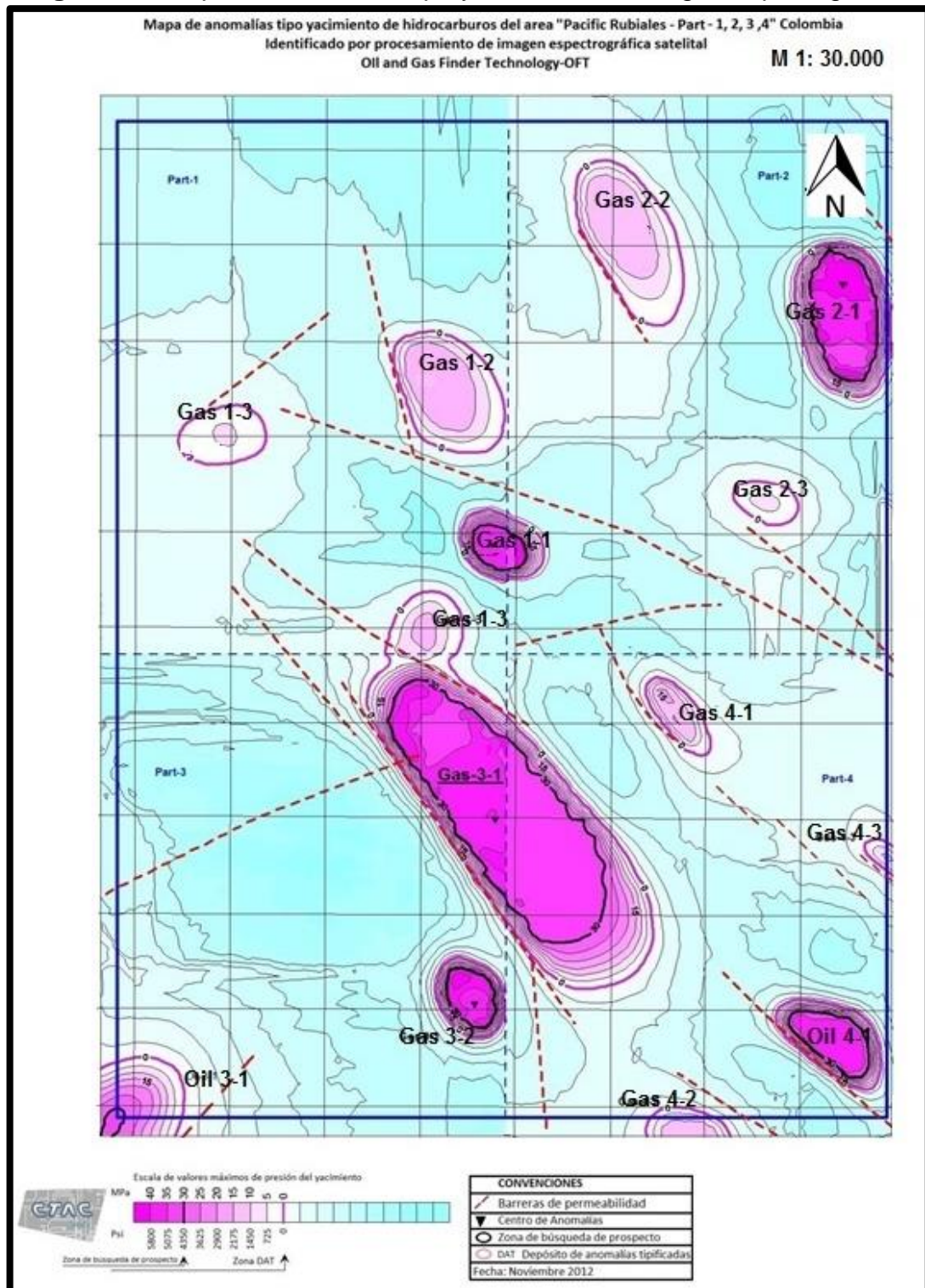
Desde estos resultados se comienza a estructurar la caracterización del área mediante las herramientas y análisis de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), en esta primera fase se identifican estos lugares en el Campo La Creciente y se denominaron de la siguiente manera:

Cuadro 4. Clasificación de zonas anómalas de acuerdo al tipo de fluido identificado

Anomalías con presencia de gas	Anomalías con presencia de crudo – gas
Gas 1-1	Oil 3-1
Gas 1-2	Oil 4-1
Gas 1-3	
Gas 1-4	
Gas 2-1	
Gas 2-2	
Gas 2-3	
Gas 3-1	
Gas 3-2	
Gas 4-1	
Gas 4-2	
Gas 4-3	

El Mapa de anomalías tipo yacimiento en imagen espectrográfica, correspondiente a la **Figura 54**, muestra las zonas identificadas, a diferencia de la imagen anterior, en este mapa se aprecian todas las anomalías identificadas, caracterizando por mayor tonalidad de color como los lugares más importantes dentro del polígono # 1, en color rosado son anomalías pertenecientes a fluido tipo gas libre y las líneas rojas punteadas corresponden a las fallas identificadas por la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT).

Figura 54. Mapa de anomalías tipo yacimiento en imagen espectrográfica



Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

Ya desde este punto se puede partir sobre cuales zonas se centrará el estudio en las siguientes fases. Sin embargo, todavía es muy pronto para establecer sobre qué zonas se concentrará el estudio y a que profundidad y espesor estarán los fluidos, sin embargo, se establecen los promedios de las anomalías, teniendo áreas desde 0.2 km² hasta 6.7 km².

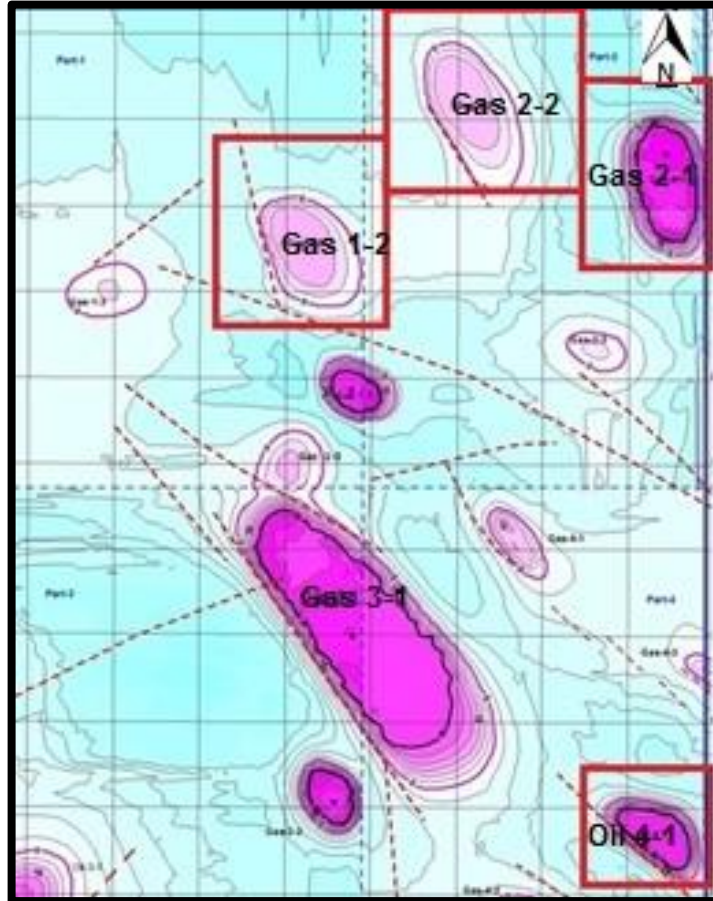
Dentro de la parte central sur del área unificada de imágenes se identificó la mayor zona de anomalía (Gas 3-1) tipo depósito de gas alargada en sentido Noroeste-Sureste de 6.7 km² de extensión en la cual existe registro de pozos perforados anteriormente.

Adicionalmente se identificaron varias barreras de permeabilidad (Fallas) a lo largo de todas las tomas satelitales, las cuales se pueden dividir en 3 principales sistemas según su orientación. Un primer sistema en sentido Noroccidente-Suroriente que limita varias anomalías frecuentemente en su costado suroccidental. Un segundo sistema de orientación Nororiente-Suroccidente.

Conforme se tiene establecidos las acumulaciones, la empresa operadora define sobre qué áreas desea continuar el desarrollo de las fases siguientes, ya que si se desea se pueden establecer el estudio en cada zona, pero esto va estar sujeto a un aumento de capital destinado al proyecto.

Continuando con el estudio para el Campo La Creciente, de acuerdo con el mapa de anomalías tipo yacimiento hidrocarburos **Figura 55** se puede diferenciar (líneas rojas) sobre qué zonas valdría la pena correr las fases siguientes, ya que en estas zonas existe muy poca información exploratoria.

Figura 55. Selección de áreas para Fase 2 y 3



Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores.

Para la ejecución de la fase dos y tres, se deben establecer sobre qué zonas dentro de las 14 identificadas se caracterizará y se harán las pruebas de campo como se indicaba anteriormente (Fase 2 ECECI, Fase 3 SVER), para el Campo La Creciente, definiendo dentro del polígono #1 las zonas escogidas son:

- Gas 2-1
- Gas 2-2
- Gas 1-2
- Oil 4-1

Estas representan los sectores más importantes no explorados en su totalidad por parte de la compañía operadora dentro de la zona establecida para la determinación de presencia de hidrocarburos, dando paso a la fase 2 de establecimiento de campo electromagnético de corto impulso (ECECI).

Sin embargo, la zona denominada Gas 3-1, cuenta con la mayor información de proyectos exploratorios y de producción en la zona, con información histórica

soportada por la empresa operadora y la Agencia Nacional de Hidrocarburos. Dentro de la anomalía Gas 3-1 se ha desarrollado el campo La Creciente, en esta zona han sido perforados más de 8 pozos exploratorios y de desarrollo como:

- La Creciente 1
- La Creciente 2
- La Creciente 3
- La Creciente 4
- La Creciente 5
- Apamate -1
- Apamate -1X

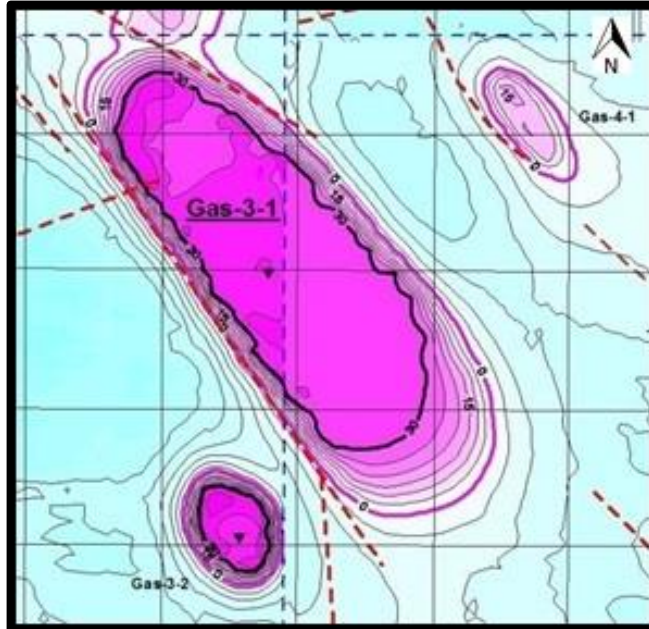
Por tanto, la tecnología de búsqueda de petróleo y gas satelital (OFT), se logró identificar dentro del polígono principal la mayor anomalía (Gas 3-1), confirmando que el análisis de los campos electromagnéticos en la identificación de fluidos tipos hidrocarburos, que en el caso del Campo La Creciente generó la mayor presencia de hidrocarburos en donde actualmente se está desarrollando la explotación del recurso.

Conforme se obtuvieron las imágenes, las anomalías identificadas en los estudios posteriores a la tecnología se enfocaron hacia la parte norte y sur, la zona centro en la que se encuentra Gas 3-1, no se ejecutaron las fases ECECI y SVER, ya que esta zona ha sido el lugar que mayor trabajo e información con que cuenta la compañía y el interés principal es detectar las zonas en las cuales no ha sido posible o en la que existe un mínimo de exploración por parte de esta.

En el capítulo 2, la zona Gas 3-1 es el área que permite confirmar la veracidad de la tecnología ya que la información existente de los pozos perforados y los estudios sísmicos realizados generan que la compilación de esta información hace que el Campo La Creciente este caracterizado, y que las zonas anómalas indican que la presencia de fluidos tipo hidrocarburos pueden ser confirmadas por la información ya confirmada y que realmente se rompen los paradigmas existentes frente a métodos no convencionales de exploración de hidrocarburos.

La **Figura 56**, corresponde a la anomalía generada en el estudio de levantamiento de una imagen espectrográfica, dentro de esta se encuentran la mayoría de pozos pertenecientes al Campo La Creciente, esta anomalía cuenta con un área aproximada de 6.7 km².

Figura 56. Anomalía Gas 3-1



Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, Modificado por los autores

4.2 FASE 2: ESTABLECIMIENTO DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS DE CORTO IMPULSO (ECECI)

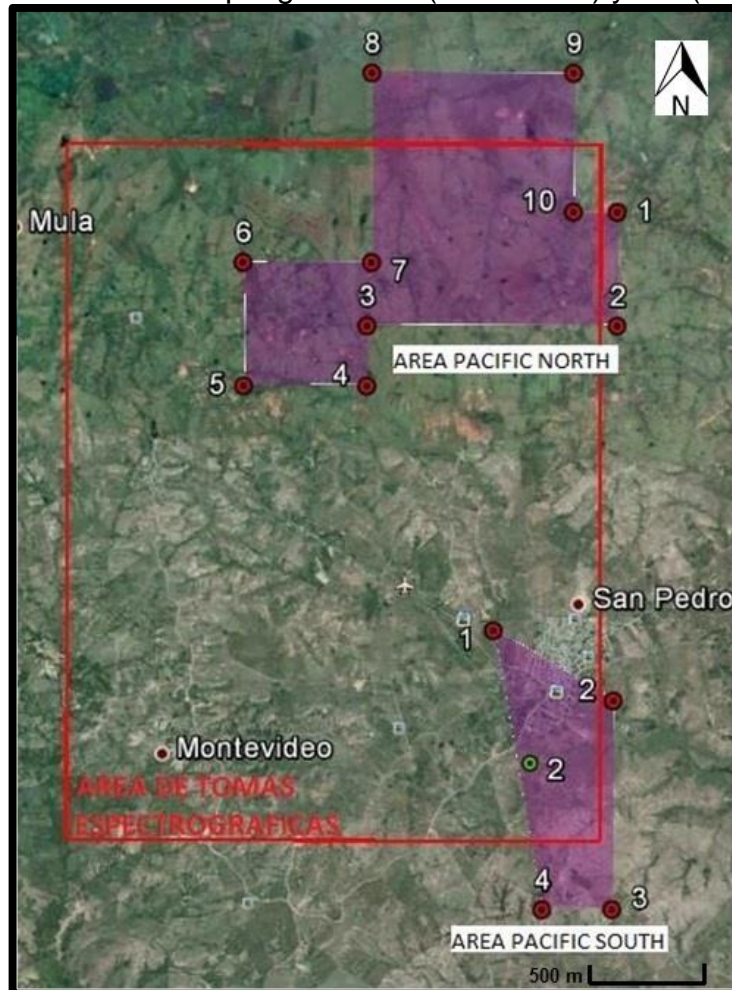
Para el desarrollo de la segunda fase de adquisición de datos de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), de acuerdo con la identificación de las principales estructuras escogidas (Gas 2-1, Gas 2-2, Gas 1-2 y Oil 4-1), se procede a realizar las pruebas en el área de influencia del proyecto, es importante mencionar que de acuerdo a como se avanza en el desarrollo de la tecnología, el área de caracterización va disminuyendo en relación al área pero aumentado su efectividad, teniendo en la etapa principal el polígono # 1 de 89 km² (**Figura 52**), ya en la segunda fase dentro del polígono #1 la empresa operadora determina sobre qué zona se concentra la adquisición de datos en campo, para el caso del Campo La Creciente, como se nombraba anteriormente las zonas de interés seleccionadas para esta fase son Gas 2-1, Gas 2-2, Gas 1-2 y Oil 4, estas zonas serán distribuidas para formar nuevos polígonos sobre los cuales se realiza la adquisición de datos, asesorando a la compañía que de acuerdo con las anomalías identificadas el área de estas tenga un porcentaje superior alrededor del 15% del área de la anomalía, esto con el fin de abarcar un área de estudio mayor en caso de que la anomalía o no ha sido descubierta en su totalidad o abarca un área mayor.

Como se observa en la **Figura 57**, los nuevos polígonos determinados concentran a las estructuras escogidas, generando unas nuevas coordenadas de adquisición y estudio, estos nuevos polígonos en muchos casos sobrepasan los límites iniciales del polígono principal ya que lo que se desea es estudiar la zona anómala y en lo que respecta a sus alrededores.

De acuerdo con esta determinación el área de trabajo será en divida en dos zonas denominando en polígono #2 Zona Norte y polígono #3 Zona Sur, tanto la Zona Norte como la Zona Sur sobrepasan las coordenadas del polígono # 1, esto con el fin de poder detallar y caracterizar en su máxima proporción el tamaño de la presencia de los fluidos.

Como se observa en la **Figura 57**, quedan definidas las nuevas coordenadas para el polígono #2 y polígono #3, estos dos ubicados dentro del polígono #1, para el Campo La Creciente, Cuenca del Valle Inferior del Magdalena.

Figura 57. Ubicación polígonos # 2 (Área Norte) y # 3 (Área Sur)



Fuente: Google Earth, Modificado por los autores

La ejecución de las siguientes fases como su desarrollo es realizado en campo, por esto antes de realizar la toma de datos se deben de determinar en el lugar las vías de acceso y lugares en donde sea posible realizar la toma de datos, siempre respetando el medioambiente de la zona y generando el menor impacto posible.

Para el Campo La Creciente, fue necesario recurrir a la adquisición de datos desde un vehículo tipo camioneta, y en los lugares donde no era posible el acceso vehicular, se procedió a la toma de datos en el montaje de equipos cargados por animales de carga (caballo), para el caso del uso del vehículo la adquisición de datos se realizó por las vías establecidas por gente de la zona. Para el caso vehicular la velocidad promedio fue de 20 a 60 km/h.

Para la Fase 2 ECECI, el centro de generación y recepción de las excitaciones del campo electromagnético superficial, no tiene que estar fijo y anclado a la superficie, por esto éste es llevado en los equipos de transporte mencionados anteriormente, a diferencia como ocurre con la Fase número 3 SVÉR que será abordado más adelante.

La relación de toma de datos se esquematizó de la siguiente manera, realizando disparos de onda (generador) de excitación del campo electromagnético según la cercanía de las anomalías en orden establecido de 25 a 50 metros (28 y 164 pies), para los nuevos polígonos (#2 y #3, **Figura 57**) se determina realizar la toma en 22 puntos distribuidos entre la Zona Norte Y Zona Sur.

El método ECECI forma un campo de corto impulso eléctrico generado en pequeñas antenas de ferrita tipo dipolo, estas secciones permiten diferenciar las zonas de anomalías con zonas de tipo depósito, en estas zonas se miden las características de amplitud y temporales del proceso de establecimiento de un campo en las antenas de ferrita receptora.

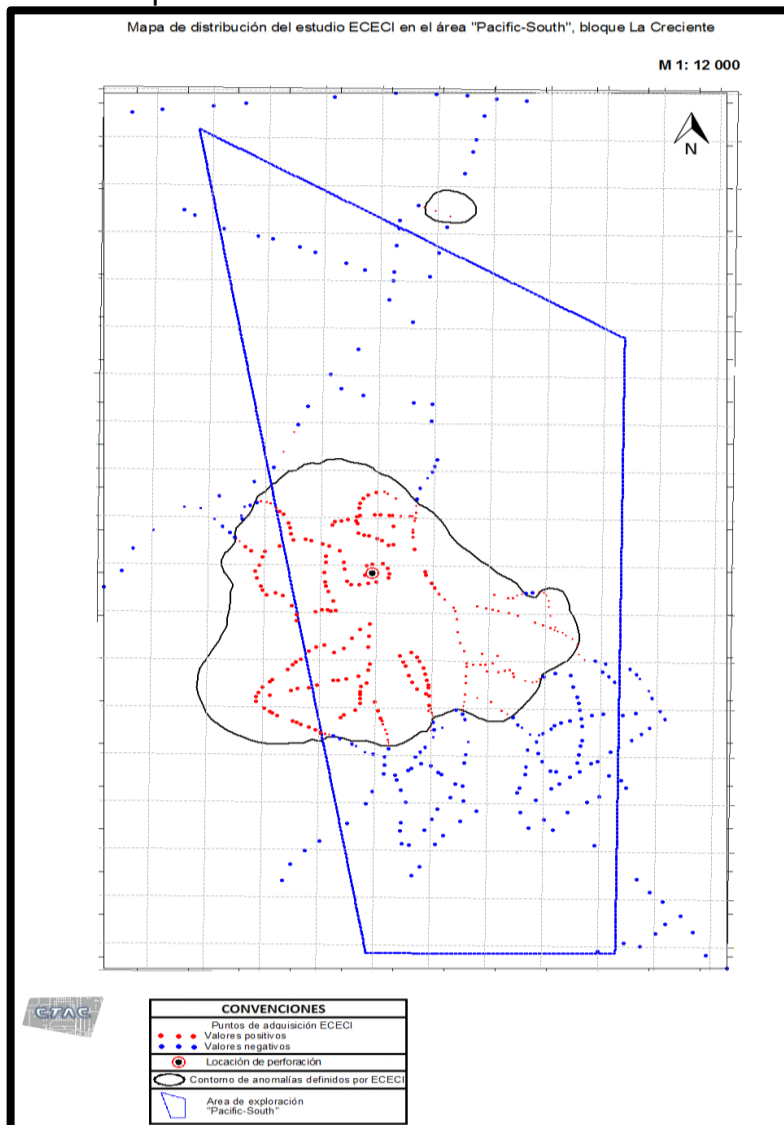
La obtención de estos resultados es en tiempo real, desde el lugar en donde el punto de registro está centrado en la búsqueda de petróleo y gas, por esto como la toma de datos es simultánea, en el software de análisis de resultado este modela las zonas anómalas que fueron identificadas en la Fase 1 de espectrometría, con coordenadas establecidas indicará si se está dentro de la anomalía o por el contrario los puntos de muestra están fuera de la zona anómala.

La adquisición de datos se realizó a lo largo de diferentes vías transitables, que atraviesan las zonas definidas para el estudio de campo donde previamente se habían identificado por la espectrometría.

Como se puede observar en la **Figura 58**, correspondiente al polígono #2 de la Zona Norte definidos en la fase dos de ECECI, indica que si el recorrido se está dentro de la anomalía la toma de datos y puntos para el análisis mostrara una indicación de color rojo como se observa en la **Figura 58**, contrario indica cuando el punto de referencia de la toma de datos se torna azul indicando que se está

Lo mismo ocurre con el área sur definida en la fase dos correspondiente al polígono #3, en esta área definida se procedió a tomar los puntos en campo, como se observa en la **Figura 59**, correspondiente a la Zona Oil 4-1, según la tendencia de puntos, si esta es de color rojo, pertenece al recorrido que se realizó dentro de la anomalía, a diferencia en las zonas de tendencias azules que indican que la toma de datos esta por fuera de esta, la definición de área de las zonas está ligadas a la realización de las tres fases de estudio, en esta ocasión en la zona sur correspondiente a Oil 4-1, el área definida inicialmente no abarca en su totalidad el tamaño de la estructura pero sin embargo muestra la delimitación de esta y es verificada cuando se procede a la toma de los datos en campo.

Figura 59. Mapa de distribución del estudio ECECI en Zona Sur



Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

Durante la adquisición de datos Fase 2 ECECI y el procesamiento en tiempo real, ellos utilizaron las frecuencias de resonancia para el crudo, gas libre y gas disuelto en agua. Con el procesamiento de los resultados del ECECI, dentro de los límites de las áreas norte y sur estudiadas se confirmaron las zonas identificadas previamente con la espectrometría (Gas 2-1, Gas 2-2, Gas 1-2 y Oil 4-1). Adicionalmente, en el límite de la Zona norte, donde no se había realizado espectrometría, se halló una anomalía tipo depósito de gas. Esta condicionalmente fue llamada Gas 2-4.

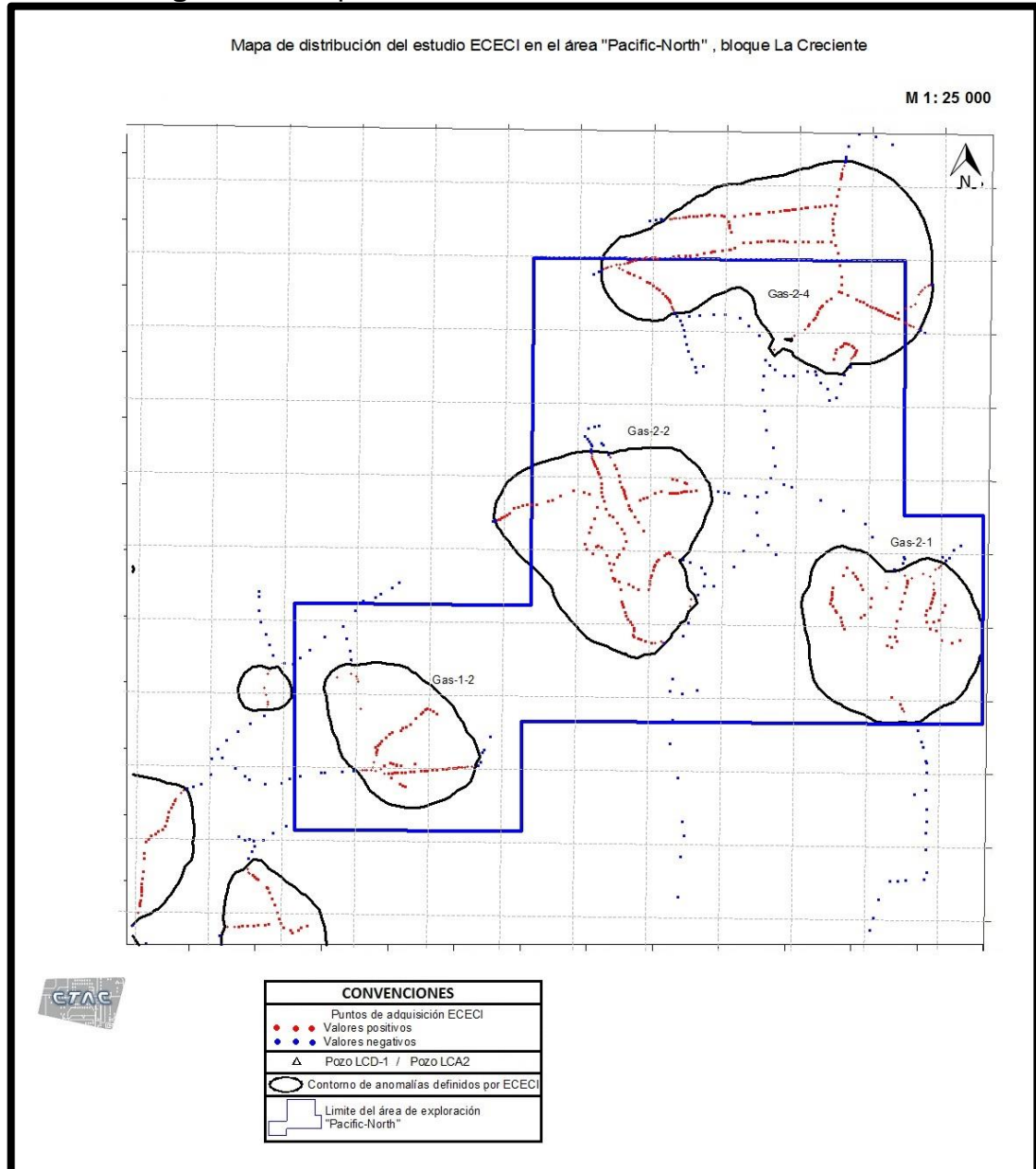
Prácticamente la mitad la estructura Gas 2-4 fue ubicada dentro del área de estudio asignado perteneciente a Pacific, mientras que la otra parte, más al norte, se ubica dentro del bloque de la compañía Hocol.

Algunas de las anomalías se detectaron en áreas cercanas al pozo de explotación LCA-2 y el pozo "Apamate-3". En las cercanías de "Apamate-3", no fueron detectadas las frecuencias de gas libre o gas natural. La estructura que corresponde a este pozo puede ser identificada como una zona de agua saturada con gas disuelto.

Según los resultados del estudio geoelectrico para cada una de las zonas, se hicieron mapas de contornos de los depósitos de hidrocarburos, sumado a las columnas y cortes verticales correspondientes a la fase 3 SVER, en trabajo en campo, se irán definiendo las anomalías y así mismo la prospectividad de cada una de ellas.

- **Resultado polígono # 2 área Norte.** De acuerdo con los resultados obtenidos en la fase 2 de ECECI se procede a caracterizar la profundidad, espesor promedio y presión aproximada que pueden presentar las zonas de interés (Gas 2-1, Gas 2-2, Gas 1-2 y Gas 2-4), los análisis de estas 4 zonas corresponden a depósitos de gas (**Figura 60**), determinando profundidad aproximada de los niveles de depósitos de gas, que más adelante serán cotejas y comparados con la Fase 3 correspondiente el método SVER.

Figura 60. Mapa de distribución ECECI en Zona Norte 2



Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

A continuación, se realiza una descripción y análisis de las estructuras identificadas en el área Norte:

✓ **Anomalía Gas 2-1.** En la identificación y caracterización por medio de la tecnología para la búsqueda de petróleo y gas (OFT), la estructura Gas 2-1, está ubicada en la Zona Norte, esquina inferior del polígono # 2, está conformada por

un área de 1.43 km², además cabe resaltar está ubicada en el centro de la anomalía el pozo productor denominado LCD-1.

La identificación se realizó por el uso de la frecuencia utilizada para gas libre, en la cada una de estas, para la estructura Gas 2-2 fue indispensable el trabajo de campo respecto a la Fase 2 ECECI, como se observa en la **Figura 60**, la tendencia de puntos rojos se distribuye a lo largo de la zona anómala (puntos rojos) por la tonalidad del color, indica una fuerte presencia de gas, también se ejecutó la Fase 2 de ECECI, en la mayor área identificada por los puntos y tendencias en color rojo.

✓ **Anomalía Gas 2-2.** La estructura Gas 2-2, ubicada en la zona norte de la toma de datos con la tecnología para la búsqueda de petróleo y gas (OFT), se sitúa en la zona central del polígono # 2, con un área de 1.82 km², al igual que la estructura Gas 2-1, esta fue detecta con la frecuencia de resonancia para tipo fluido gas libre, sumado a la tonalidad que se muestra en la **Figura 60**, esta anomalía ratifica la presencia de fluido tipo gas libre.

La importancia de la realización de las tres fases en un área determinada, es dirigida a la complementación de cada una de estas, para la estructura Gas 2-2 fue indispensable el trabajo de campo respecto a la Fase 2 ECECI, como se observa en la **Figura 60**, la tendencia de puntos rojos se distribuye a lo largo de la zona anómala (puntos rojos).

✓ **Anomalía Gas 1-2.** Ubicada sobre la zona norte, esta estructura cuenta con un área de 0.012 km², respecto a la zona norte está localizada en la parte oeste del área de polígono # 2, los resultados de la Fase 2 ECECI indican sobre esta anomalía una señal baja a tenue con relación a la tonalidad del color en la **Figura 60**, la frecuencia del gas libre se detectó en una muy pequeña fracción, sin embargo, es identificada con presencia de fluidos ya sea en poca medida.

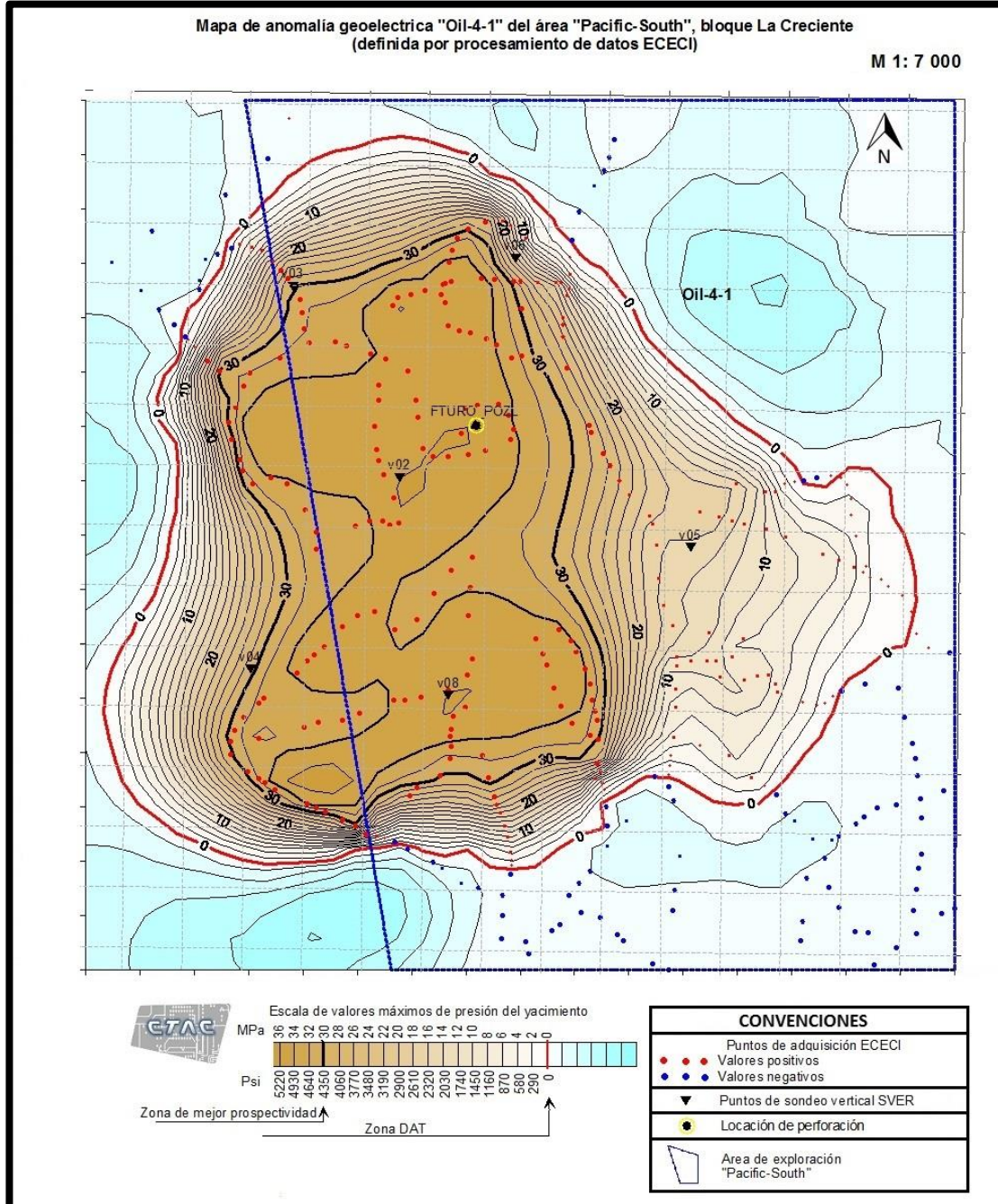
✓ **Anomalía Gas 2-4.** Denominada estructura Gas 2-4, esta tiene algo en particular igualmente se encuentra ubicada sobre el área del polígono # 1, pero identificada en el polígono #2 de Fase 2 ECECI, y zona norte con localización superior, sin embargo, como se observa en la **Figura 60**, la estructura se encuentra una parte dentro del área de estudio pero los límites establecidos inicialmente hacen que buena parte de la estructura no se encuentra dentro la identificación y según información del operador está fuera de los límites operados por PACIFIC, sin embargo, en esta zona la parte perteneciente a el operador indica presencia de fluido gas libre y el área que puede ser aprovechada por la empresa corresponde a 0.24 km², con una mayor área de anomalía pero no perteneciente al operador principal, con un espesor promedio de 8 metros.

• **Resultado polígono # 3 área Sur.** Es de recordar que el polígono inicial de 89 km², se comprendió un área de 22.25 km², divididos en dos polígonos

correspondiente a Zona norte, abordada anteriormente y zona sur correspondiente a la Zona inferior del polígono principal, para esta zona se proyectó estudiar la Zona anómala Oil 4-1, esta zona sur está localizada en cercanías al municipio de San Pedro (Sucre), por resultados de espectrometría (Fase 1), se identificó una estructura geo eléctrica tipo gas-crudo; establecida esta, se correspondió a realizar la prueba de campo correspondiente a la Fase 2 ECECI, en el recorrido de la toma de datos de esta estructura se logró identificar de acuerdo con la respuesta de la excitación del medio electromagnético con respuesta a tendencia puntos rojos indicando que la toma se estaba haciendo dentro de la anomalía, cubriendo la mayor parte gracias a los diversos puntos de acceso.

Esta estructura se diferencia de las demás ya que según la **Figura 61**, presenta una tonalidad de contornos color tipo café claro, lo cual con al acuerdo al estudio ECECI toda el área se detecta por las frecuencias de resonancia de petróleo, esta estructura está conformada por un área de 1.312 km², además en la parte central, también se registra gas natural por las frecuencias de resonación obtenidas, se puede establecer según los resultados que esta anomalía registra comportamiento de yacimiento de crudo con capa de gas, esto será establecido en la Fase 3 correspondiente a sondeo vertical que será abordado más adelante.

Figura 61. Mapa de distribución ECECI en Zona Sur 2



Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

Conforme a las proyecciones del operador estaba establecido, a la par que los trabajos de campo eran realizados en el centro de la anomalía se estaban llevando a cabo trabajos de ubicación para la perforación de un futuro pozo.

4.3 FASE 3: SONDEO VERTICAL POR ELECTRO RESONANCIA (SVER)

Para la fase final de desarrollo de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), se tiene que tener establecido las zonas con presencia de fluidos tipo hidrocarburos, también las zonas en donde la señal tiene la frecuencia más alta, entre otros factores que determinan los puntos de sondeo vertical. Es por esto que lo que los trabajos realizados sobre el Campo La Creciente, Cuenca del Valle de Inferior del Magdalena, se procede a ubicar los puntos de toma de datos sobre los cuales se realizara el sondeo vertical.

Este método permite separar rápidamente los segmentos en cada punto de sondeo de los elementos estratigráficos y determinar con presión la profundidad de su ocurrencia.

Lo más importante del método SVER es que las capas anormalmente polarizadas de "Aceite", "Gas", "Agua", "Sal", "Basamento cristalino", etc., la capacidad y la profundidad a las que están ubicadas, se determina no por la solución de los problemas inversos, como se suele hacer en casi todos los métodos geofísicos, sino que se define en el proceso de medición directamente del sistema experimental desarrollado tecnológicamente de las mediciones a lo largo de las líneas.

El método SVER de detección por sondeo está basado en el estudio de los procesos naturales de la polarización media y las características espectrales del campo eléctrico natural sobre un yacimiento.

Las secciones geoeléctricas y las secciones de área se construyen hasta una profundidad de 5 km (16.400 pies). En este rango de mediciones en las áreas asignadas se identifican las zonas de anomalías tipo depósito.

La Fase 3 SVER, se trabaja sobre las zonas en las cuales se determinó realizar la Fase 2 ECECI, y ya sobre el área de cada una de estas zonas escoger ubicaciones adecuadas para registrar por medio del sondeo vertical la profundidad a la que están ubicadas los fluidos de interés, así como determinar, su espesor y presión promedió, también identificar la profundidad del basamento lo cual hace que esta fase sea una fase de confirmación sobre los datos hasta ahora obtenidos y analizados.

Igualmente, como se determinó en la Fase 2 para el Campo La Creciente, las zonas escogidas para realizar el estudio de la zona como los son Gas 2-1, Gas 2-2, Gas 1-2 y Gas 2-4 para el área norte y la zona anómala Oil 4-1 para la zona Sur, esto en referencia al área correspondiente dentro del polígono # 1, seguirán siendo las mismas para la Fase 3 SVER.

La unión de estos puntos SVER, permite hacer una correlación entre estas medidas y así formar perfiles verticales correspondiente a la anomalía.

Resultados Fase 3 SVER para zona Norte polígono #2. Para la zona Norte el estudio estará basado en las estructuras Gas 2-1, Gas 2-2, Gas 1-2 Y Gas 2-4, para cada zona se establecen entre 2 a 6 puntos de toma de datos de sondeo vertical o puntos SVER, es de recordar que esta toma de datos se debe realizar con el equipo de generación fijado a la superficie.

Dentro de los 22 puntos establecidos para toma de datos, a la zona Norte le fueron correspondidos los siguientes 16 puntos denominados:

Cuadro 5. Puntos SVER Zona Norte

Zona anómala	Puntos SVER
Gas 2-1	V01, V07, V09, V10, V11
Gas 2-2	V12, V13, V14, V15, V16
Gas 1-2	V17, V18, V19
Gas 2-4	V20, V21

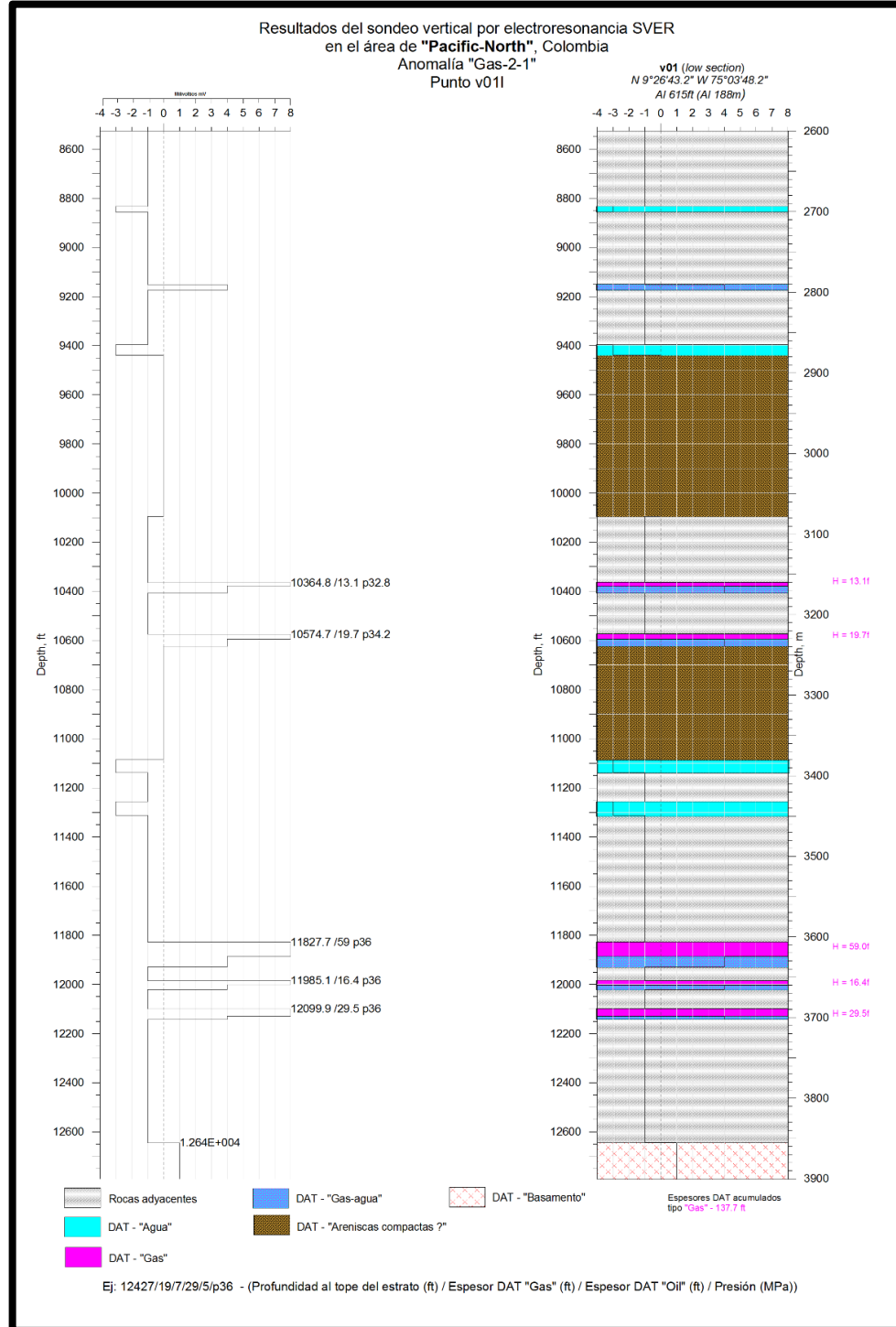
Anomalía Gas 2-1. Para esta estructura, los puntos fueron localizados en los límites de la misma, teniendo los puntos V01, V07, V09, V10, V11 (**Figura 62**), de acuerdo con los resultados obtenidos en el sondeo vertical, permite correlacionar cada punto perteneciente a Gas 2-1 y obtener un perfil vertical de la anomalía, que para el caso de Gas 2-1, fueron denominados los cortes verticales PrN1 y PrN2, para su correspondiente interpretación.

En la **Figura 62** se observa el mapa de anomalía, Gas 2-1, correspondiente a una escala de 1:7000, se pueden observar la ubicación de los puntos para la toma de los sondeos verticales, además es de resaltar que en esta estructura se encuentra el pozo LCD-1, ubicado dentro de la anomalía.

La toma de cada punto de sondeo vertical en las zonas, permiten obtener una imagen vertical de la profundidad, identificando, principalmente fluidos tipo gas, petróleo y agua, contactos de estos fluidos, determinado material litológico y por último la profundidad a la cual está ubicada el basamento.

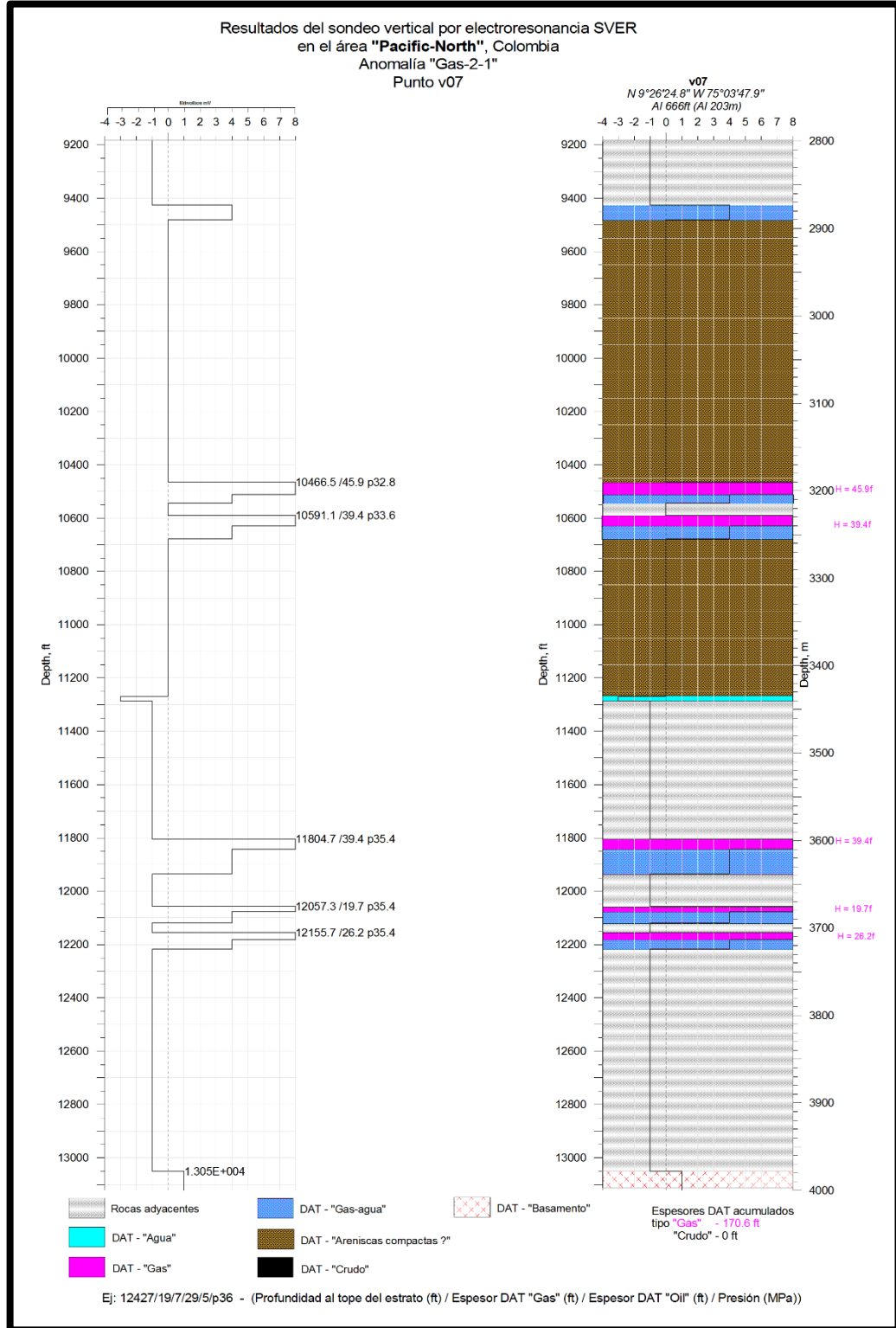
Es por esto que por cada punto existirá una correlación adecuada, como se observa en la **Figura 63, Figura 64, Figura 65**, correspondiente al punto de sondeo vertical denominado V01 (**Anexo A**), V07, V09 (**Anexo B**), V10 y V11 (**Anexo C**), la columna de lado de izquierdo corresponde a su lectura en milivoltios (mV), así mismo la columna de lado derecho permite interpretar según el valor establecido en la columna uno la presencia con profundidad de los fluidos tipo gas, crudo y agua.

Figura 63. Punto SVER V01, anomalía Gas 2-1



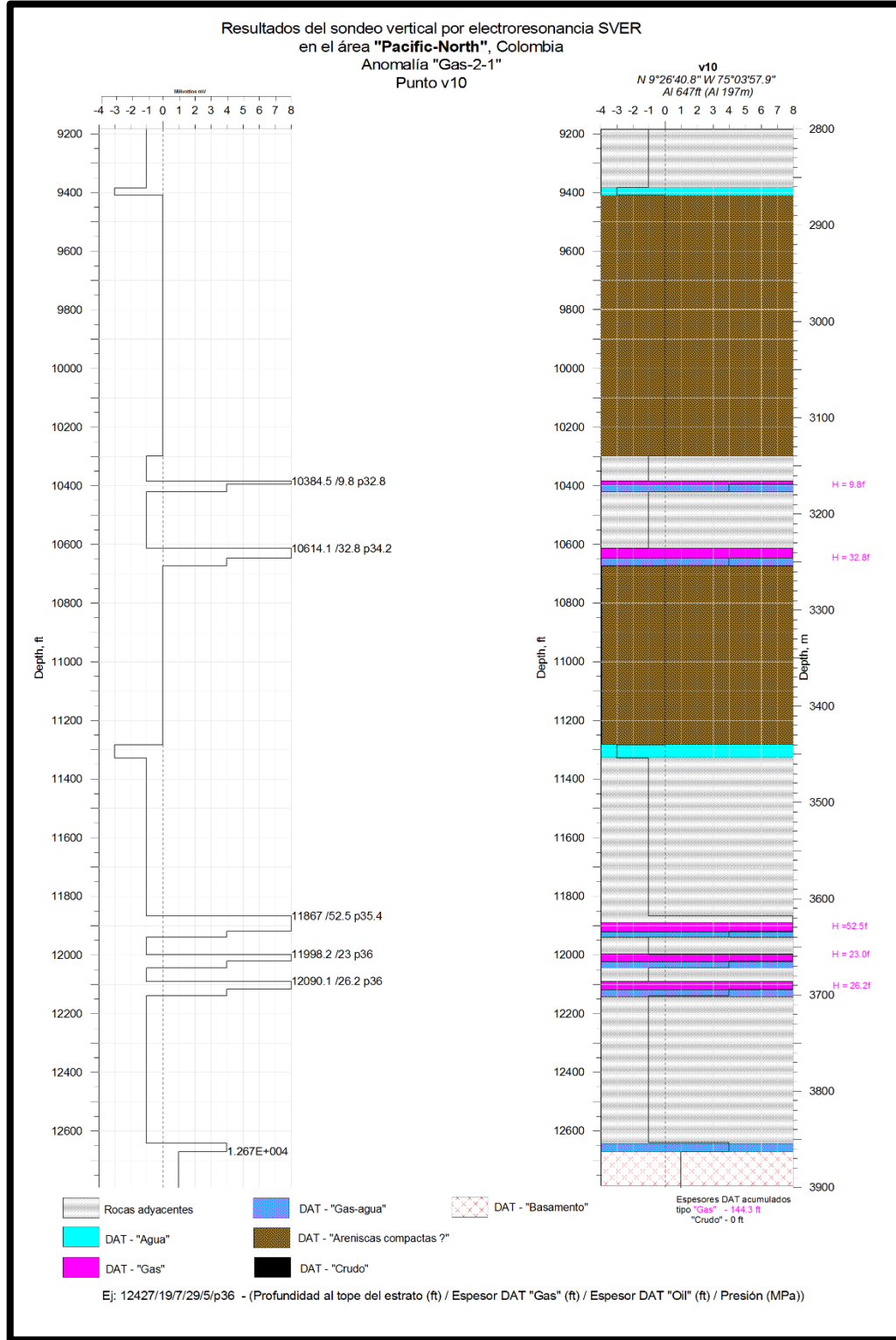
Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

Figura 64. Puntos SVER V07, anomalía Gas 2-1



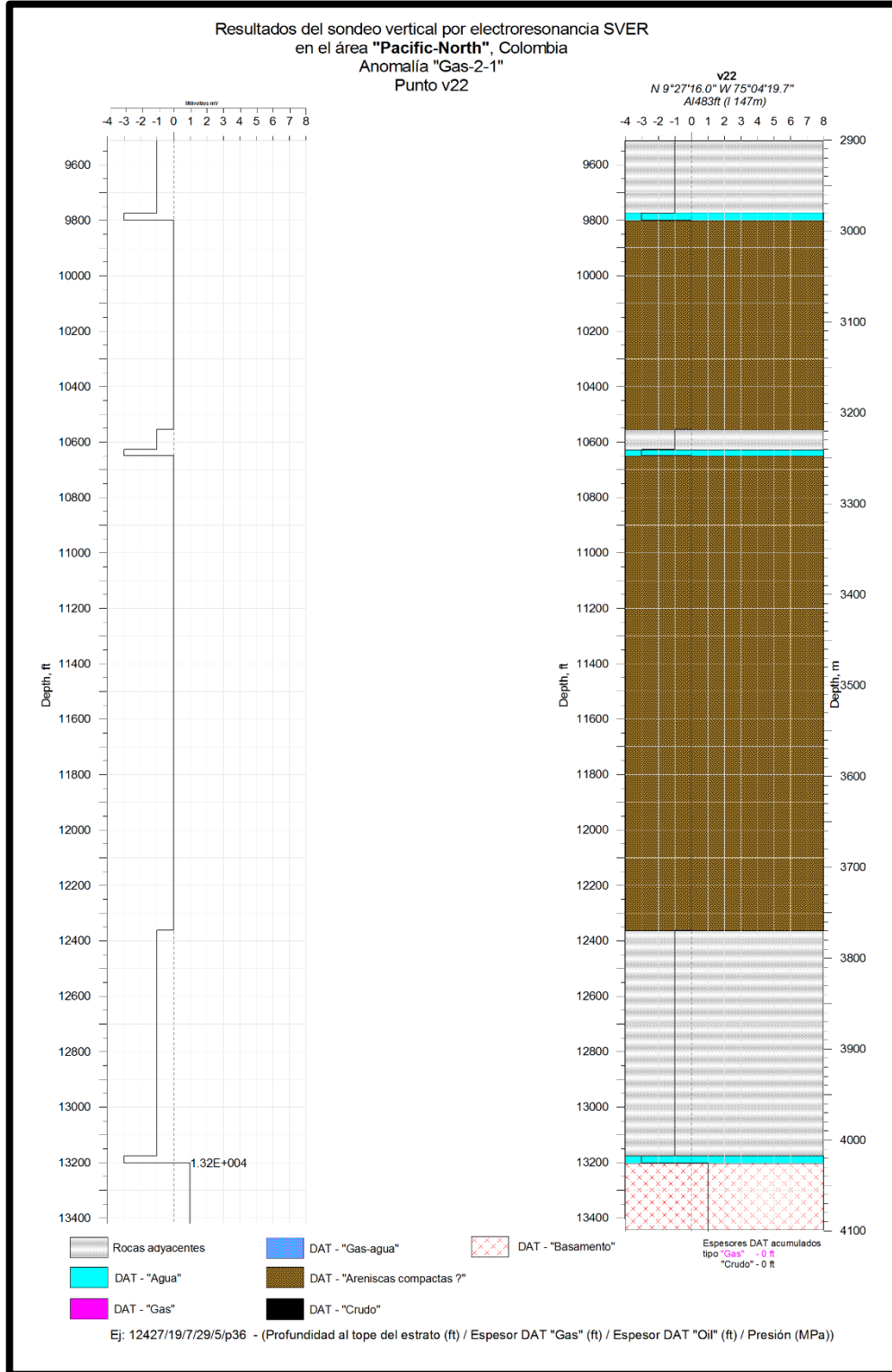
Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S.,
Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

Figura 65. Puntos SVER V10, anomalía Gas 2-1



Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

Figura 67. Punto SVER V22

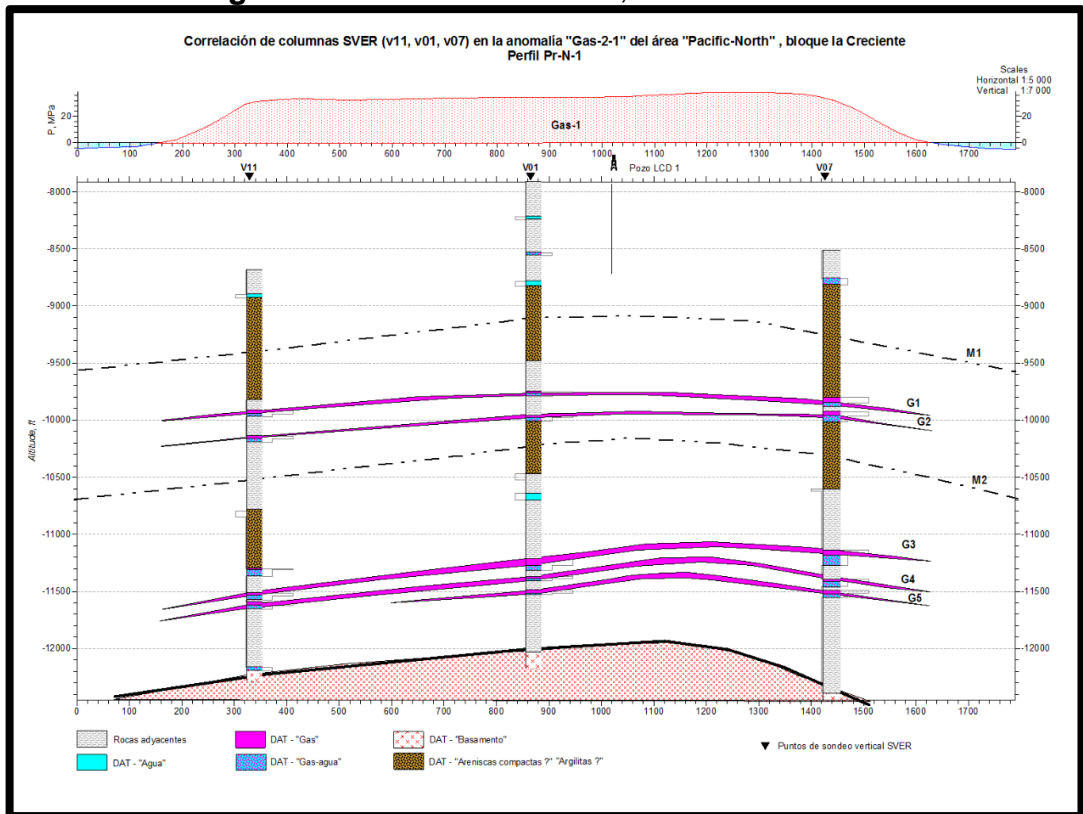


Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

La unión de estos puntos de sondeo vertical, permite generar un perfil del área completa, como se observa en la **Figura 68**, la unión de estos puntos se entrelaza generando la correlación y verificando que los estratos en donde están ubicados los fluidos de interés correspondientes a cada sondeo vertical tienen una correlación con los demás estratos de los puntos, así mismo se puede modelar la continuidad de los fluidos interés, que para esta caso el Campo La Creciente, corresponde a fluido tipo gas libre.

La **Figura 68**, muestra la correlación y unión de los puntos pertenecientes a la zona norte, de Gas 2-1, los puntos unidos para la formación de este perfil corresponden a V01, V07 y V011. Gracias a este perfil se puede observar la presencia de gas entre las profundidades de 10.300 – 10.600 pies y de 11.800-12.200 pies, además se detectó a que profundidad se encuentra el basamento (12.700) y que continuidad tiene este a lo largo de la zona, confirmando la alta resolución que proyecta la Fase 3 SVER, de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT).

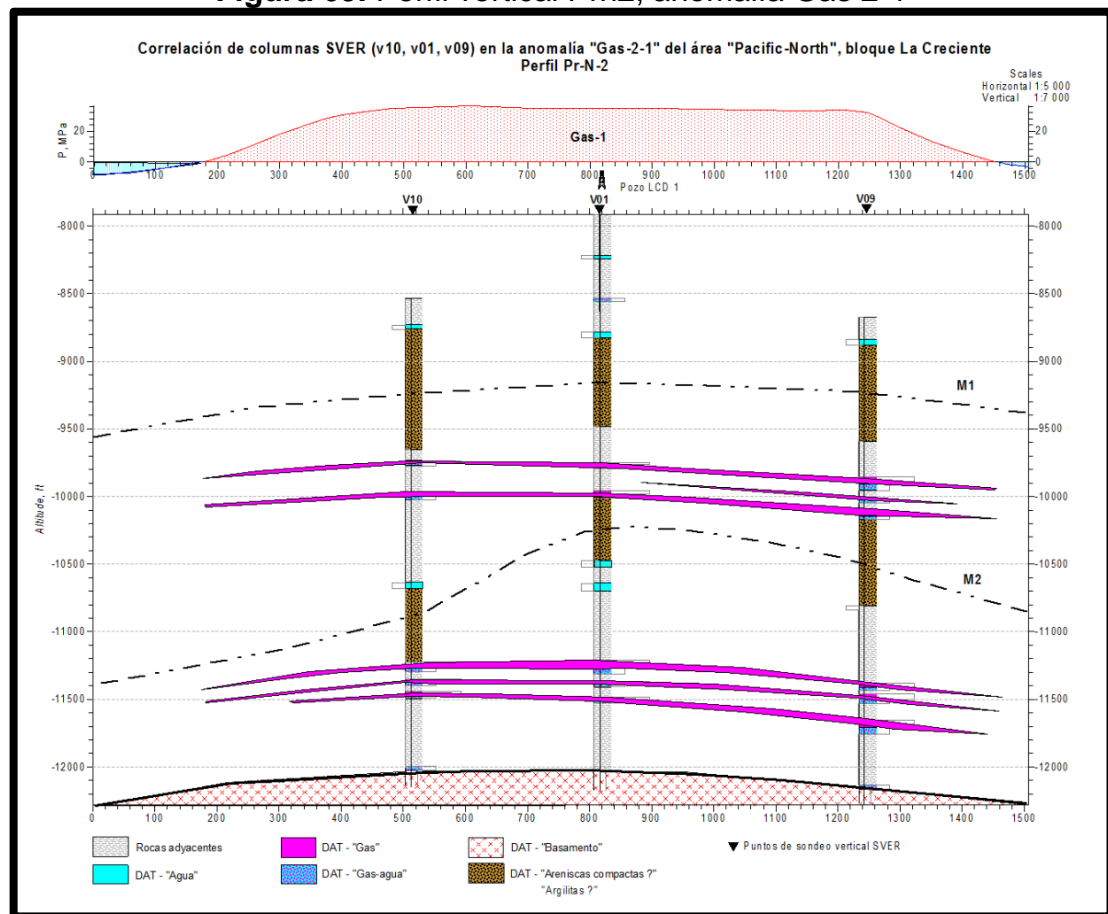
Figura 68. Perfil vertical Prn1, anomalía Gas 2-1



Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores.

Figura 69, correspondiente a la unión de los puntos de sondeo vertical V01, V09 y V10, además sobre de estos puntos se encuentra el pozo perforado en la zona denominado LCD-1, como en el perfil Prn1, este perfil confirma que la unión de los puntos de sondeo vertical forma un perfil optimo y adecuado correlacionando las profundidades de cada punto, además estructura las zonas donde se encuentran almacenados los fluidos tipo yacimiento.

Figura 69. Perfil vertical Prn2, anomalía Gas 2-1



Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

La unión de los intervalos genera los perfiles de la zona de estudio Prn1 y Prn 2, en estos perfiles se observan las profundidades a la cual fueron detectados los fluidos tipo hidrocarburos y aguas subterráneas, estas identificaciones se realizaron de acuerdo con valores establecidos para fluido tipo gas libre, agua entre otros.

Conforme se cotejan las profundidades y los puntos se determinaron los siguientes aspectos:

- Se identificaron intervalos horizontales acuíferos y reservorios de gas disuelto en agua.
- Se identificaron rocas del basamento, localizadas a una profundidad aproximada de 12.700 pies, con una profundidad medida hasta los 14.760 pies.
- Los intervalos de 10.300 pies hasta el basamento 12.200 pies se detectaron dos niveles, en los que se encuentran la presencia de fluidos tipo gas libre, estos dos niveles se encuentran separados por capas compactas tipo argilitas (arcillolitas) y/o areniscas compactas.

Dentro de estos dos intervalos los intervalos 10.300 – 10.600 pies y de 11.800-12.200 pies serán los intervalos de interés.

El primer intervalo identificado, se encontró:

Cuadro 6. Fluidos identificados nivel estratigráfico 1 anomalía Gas 2-1

Nivel estratigráfico numero 1	
Capa 1: Gas Libre	Capa 2: Gas libre
Profundidad: 10364 – 10466 pies	Profundidad: 10574 – 10644
Espesor promedio: 29.5 pies	Espesor promedio: 26.3 pies
Presión aproximada: 32.8 Mpa	Presión aproximada: 34 Mpa

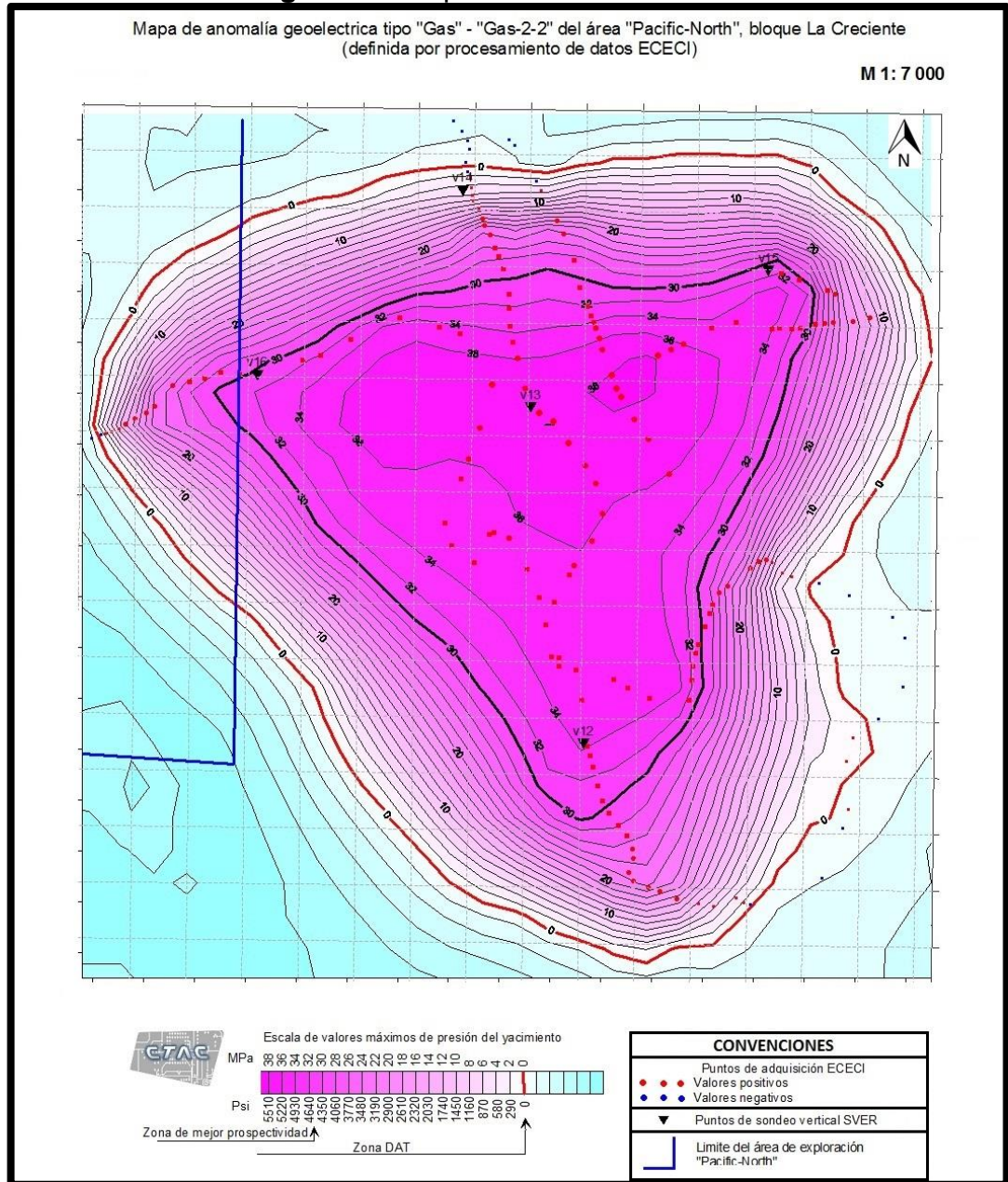
Cuadro 7. Fluidos identificados nivel estratigráfico 2 anomalías Gas 2-1

Nivel estratigráfico numero 2		
Capa 1: Gas Libre	Capa 2: Gas Libre	Capa 3: Gas Libre
Profundidad: 11804 -11890 pies	Profundidad: 11969 - 12058 pies	Profundidad: 12090 – 12166 pies
Espesor promedio: 35 pies	Espesor promedio: 19.7 pies	Espesor promedio: 27.3 pies
Presión aproximada: 36 Mpa	Presión aproximada: 35 Mpa	Presión aproximada: 35.2 Mpa

Anomalía Gas 2-2. Para esta estructura, los puntos fueron localizados en los límites de la misma, teniendo los puntos V12, V13, V14, V15, V16 (**Figura 70**), de acuerdo con los resultados obtenidos en el sondeo vertical, permite correlacionar cada punto perteneciente a Gas 2-2 y obtener un perfil vertical de la anomalía, que para el caso de Gas 2-2, fueron denominados Prf3 y Prf4, para su correspondiente interpretación.

En la **Figura 70** se observa el mapa de anomalía, Gas 2-2, correspondiente a una escala 1:700, se pueden observar la ubicación de los puntos para la toma de los sondeos verticales.

Figura 70. Mapa de anomalía Gas 2-2

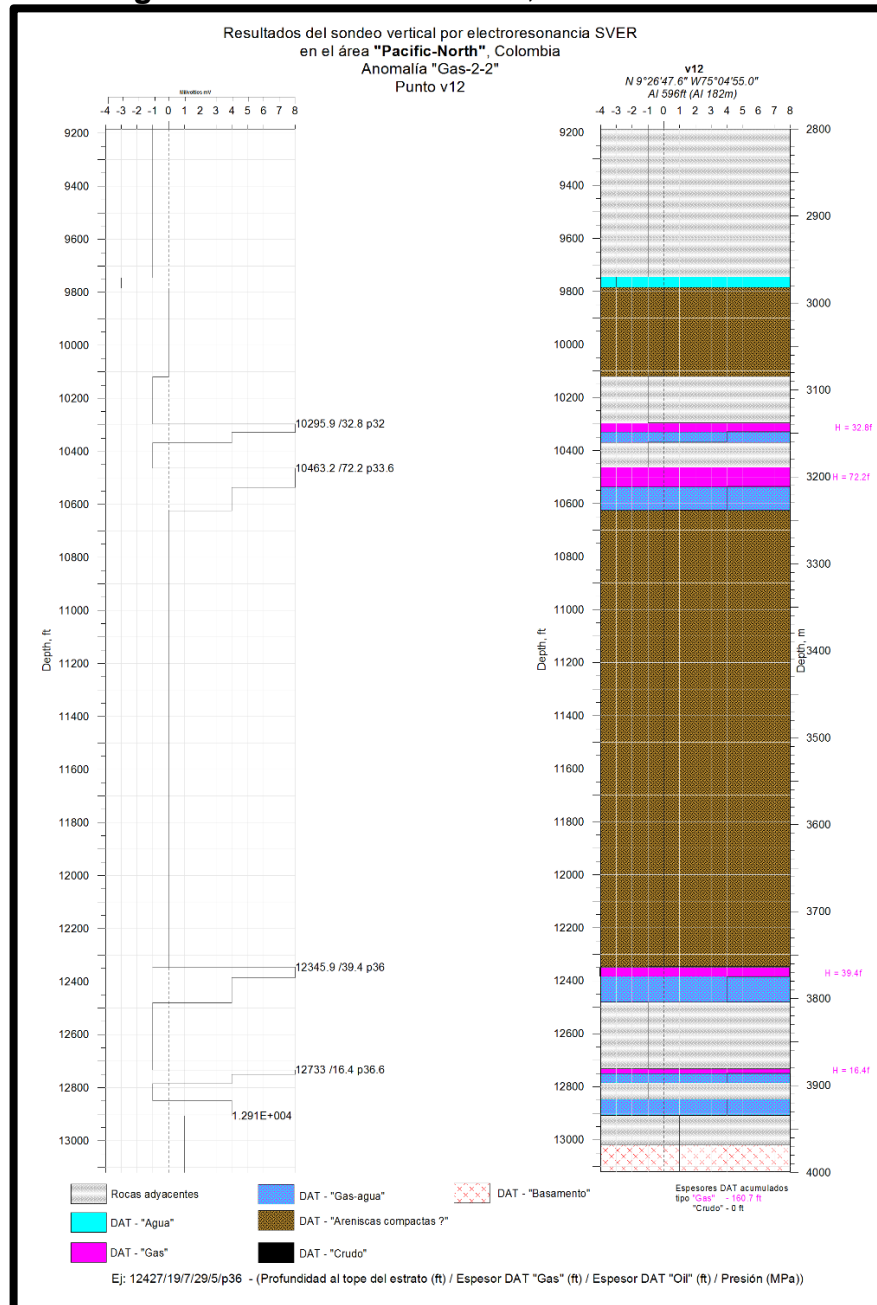


Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

La toma de cada punto de sondeo vertical en cada zona, permite obtener una imagen vertical al igual que Gas 2-1, para Gas 2-2 se realiza la misma interpretación para cada sondeo vertical, como se observa en **Figura 71**, **Figura**

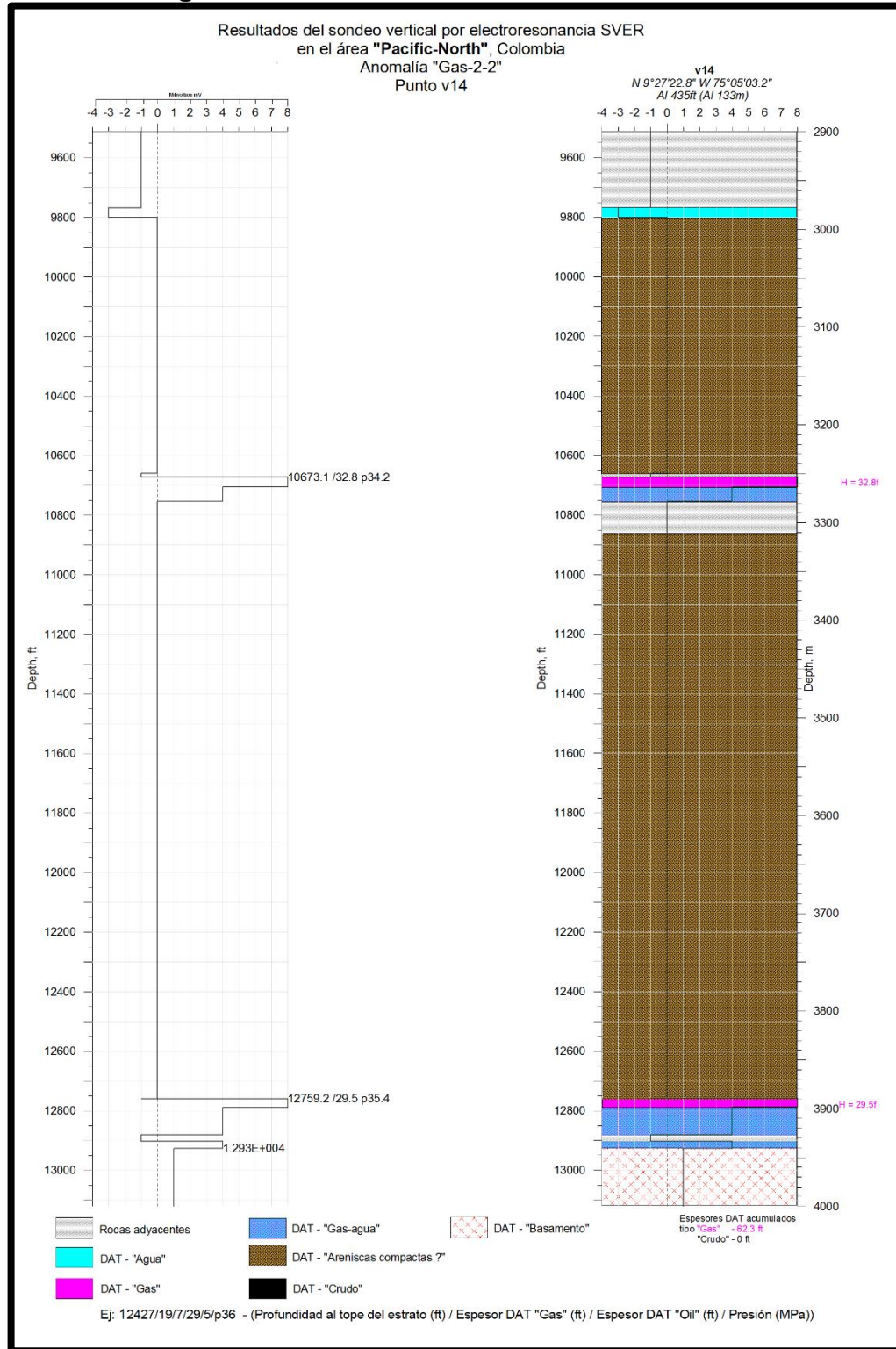
72, **Figura 73**, correspondiente al punto de sondeo vertical denominado V12, V13 (**Anexo D**), V14, V15 (**Anexo E**) y V16 la columna de lado de izquierdo corresponde a milivoltios (mV), así mismo la columna de lado derecho permite interpretar según el valor establecido en la columna uno la presencia con profundidad de los fluidos tipo gas, crudo y agua.

Figura 71. Puntos SVER V12, anomalía Gas 2-2



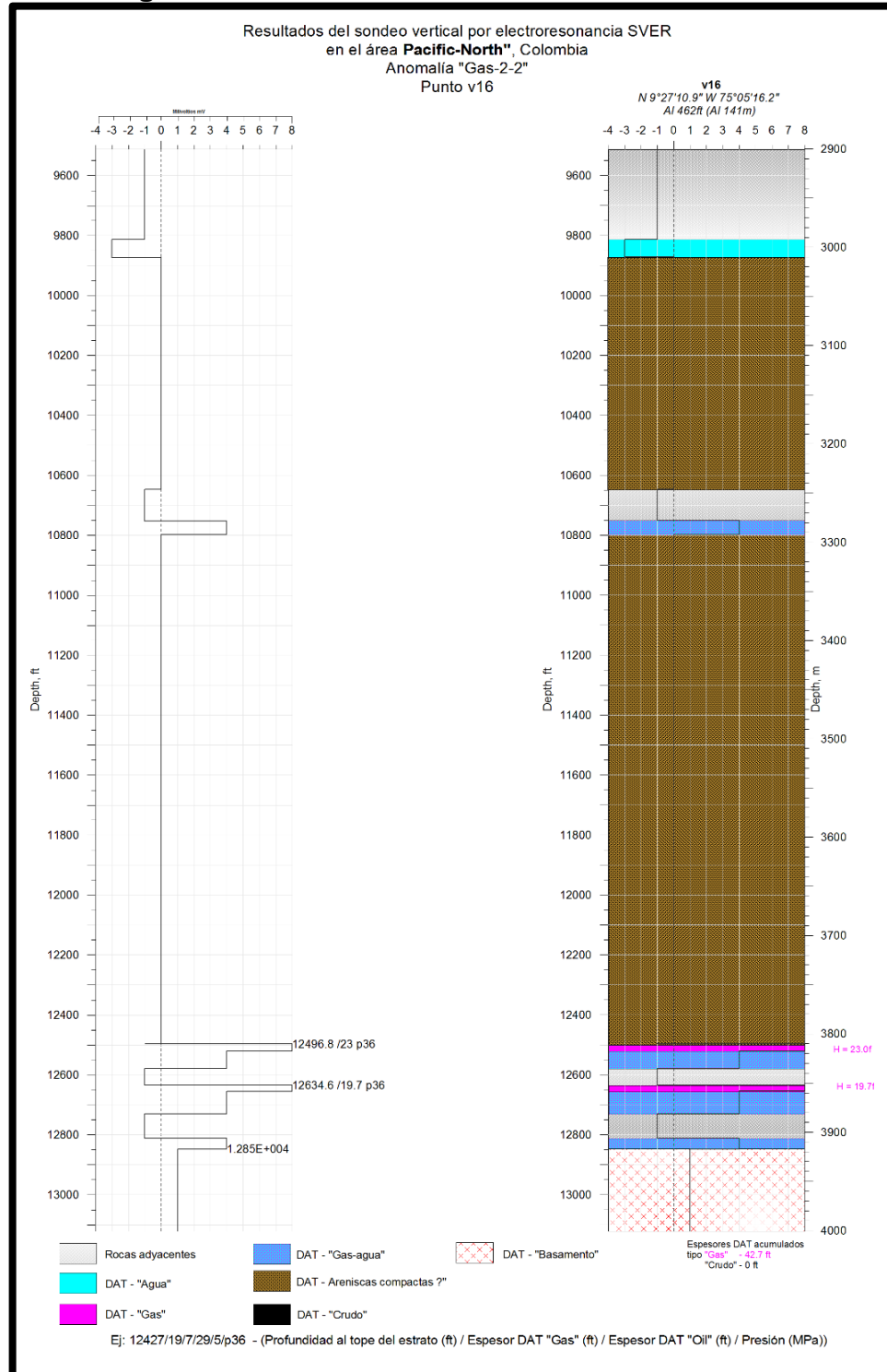
Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores.

Figura 72. Puntos SVER V14, anomalía Gas 2-2



Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores.

Figura 73. Punto SVER V16, anomalía Gas 2-2

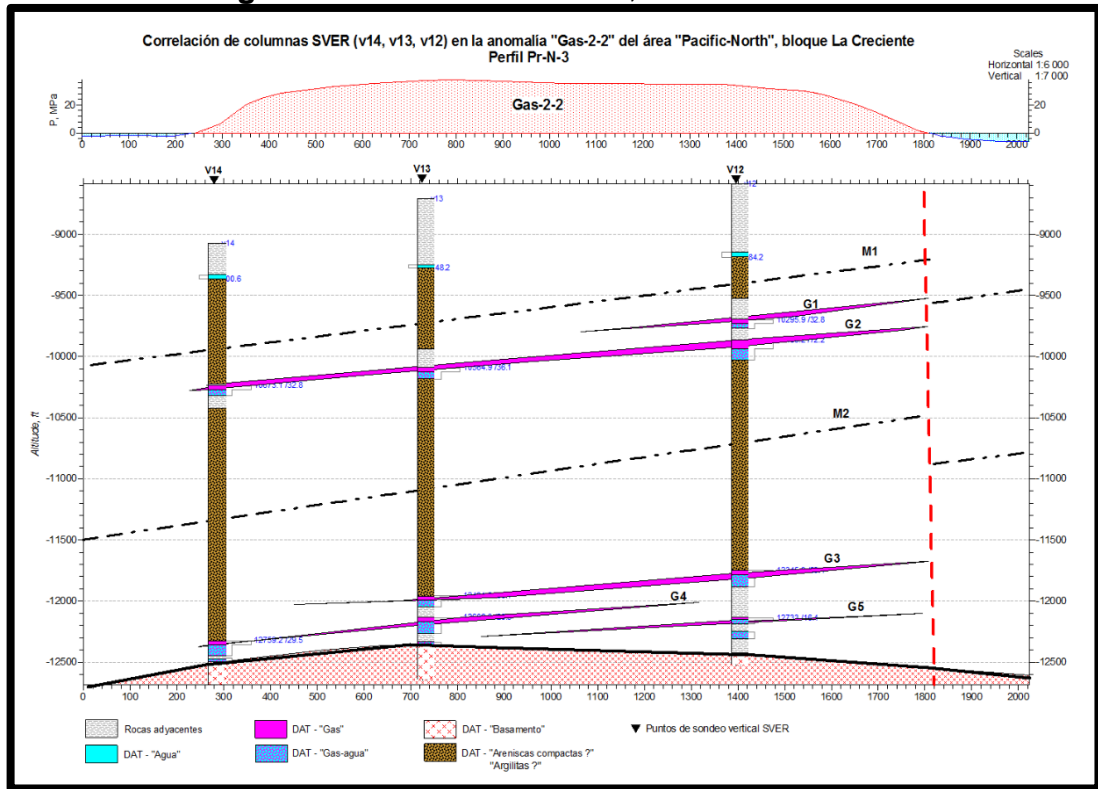


Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores.

La unión de estos puntos de sondeo vertical, permite generar un perfil del área completa, y como se observa en la **Figura 74** y **Figura 75** las uniones de estos puntos se entrelazan generando la correlación, al igual que en la correlación Gas 2-1, que para este caso el Campo La Creciente, corresponde a fluido tipo gas libre.

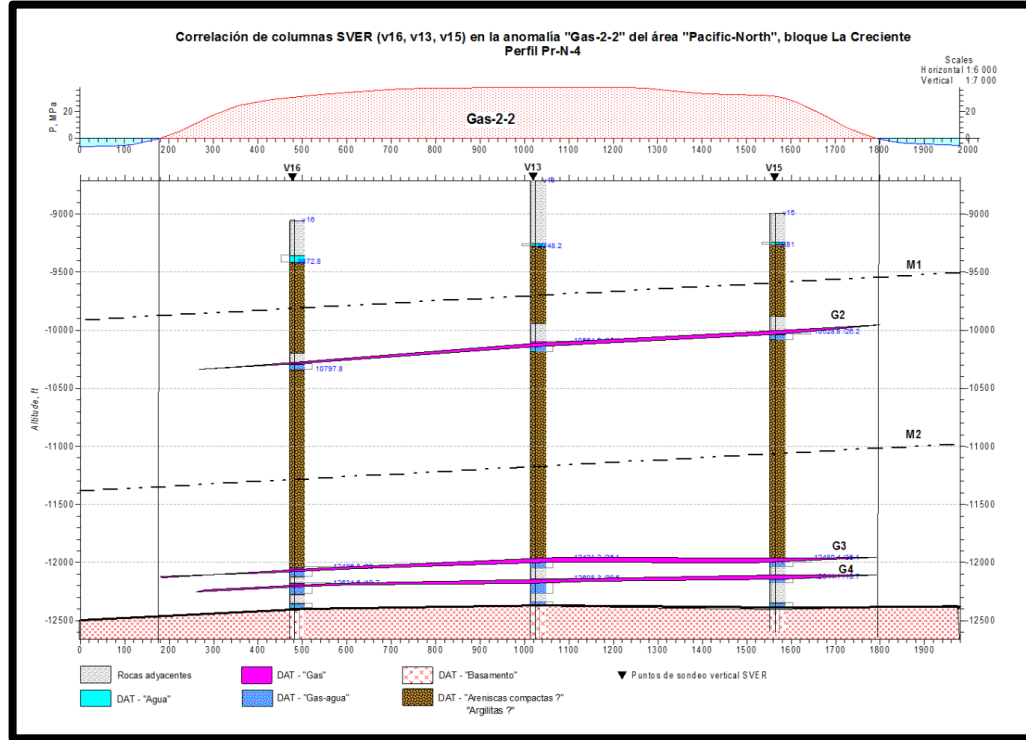
La **Figura 74** y **Figura 75**, muestra la correlación y unión de los puntos pertenecientes a la Zona Norte, de la zona Gas 2-2, los puntos unidos para la formación de este perfil corresponden a V12, V13, V14, V15 y V16. Gracias a este perfil se puede observar la presencia de gas en las profundidades 10.200 – 10.650 pies y 12.300 – 12.800, además detecto a que profundidad se encuentra el basamento y que continuidad tiene este a lo largo de la zona, confirmando la alta resolución que proyecta la fase SVER, de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT).

Figura 74. Perfil vertical Prn3, anomalía Gas 2-2



Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

Figura 75. Perfil vertical Prn4, anomalía Gas 2-2



Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores.

Conforme se realizó la correlación de Gas 2-1, el análisis de las siguientes se basa en la identificación de las capas de fluidos tipo hidrocarburo en cada zona, por lo cual para la anomalía Gas 2-2, fue caracterizada de la siguiente manera en dos niveles estratigráficos:

Cuadro 8. Fluidos identificados nivel estratigráfico 1 anomalía Gas 2-2

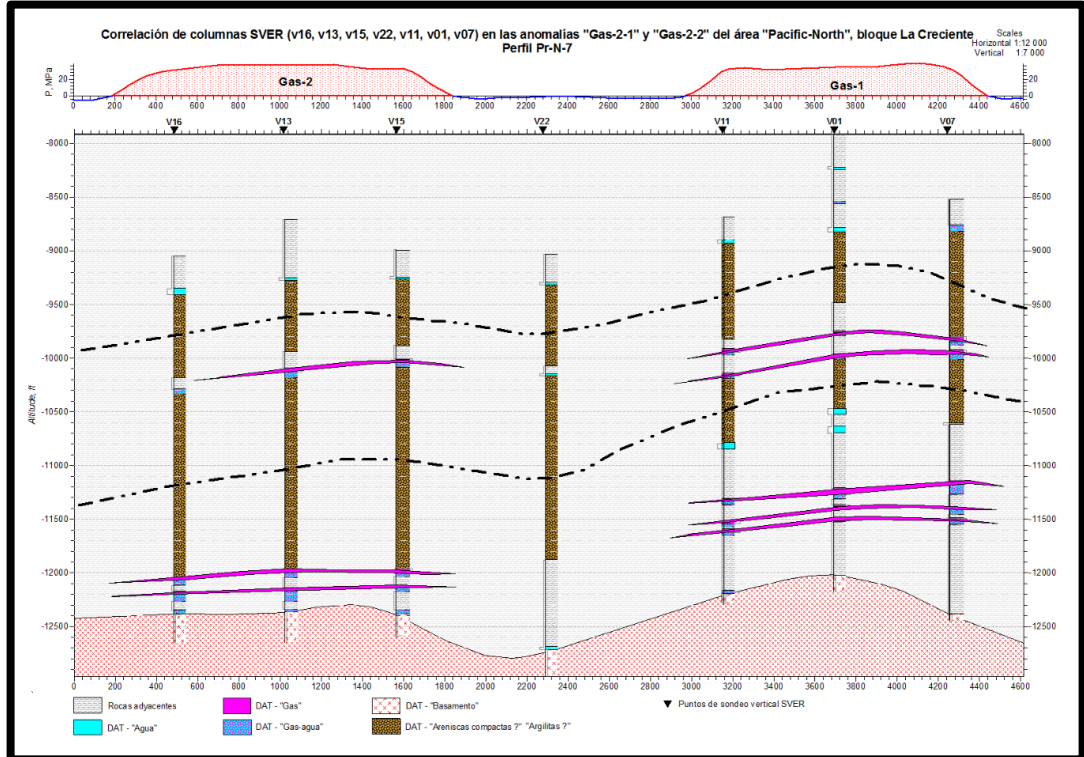
Nivel estratigráfico numero 1	
Capa 1 Gas libre	Capa 2 Gas libre
Profundidad: 10295 pies	Profundidad: 10463 – 10673
Espesor promedio: 32.8 pies	Espesor promedio: 33.46 pies
Presión aproximada: 32 Mpa	Presión aproximada: 27.12 Mpa
Nivel estratigráfico numero 2	
Capa 1 Gas libre	Capa 2 Gas libre
Profundidad: 12345 – 12496 pies	Profundidad: 12608 – 12759 pies
Espesor promedio: 26.92	Espesor promedio: 22.96
Presión aproximada: 28.8 Mpa	Presión aproximada: 36.24 Mpa

Del mismo modo, en “Gas 2-1”, aquí se detectaron dos niveles estratigráficos. La inclinación general de los estratos de rumbo Noreste buzando hacia el Noroeste. Los valores máximos de espesores probables acumulados DAT tipo “Gas” se detectaron en la parte Sur de la anomalía en zonas cercanas al punto de sondeo V12.

Las rocas del basamento se identificaron a profundidades aproximadas de 12.910 pies, conforme se juntaron los puntos para realizar los perfiles verticales, se calcula los espesores promedio acumulados y presiones aproximadas, por medio de “Gas2-1” y “Gas 2-2” se trazó un corte vertical por el perfil denominado PrN-7. En límites de “Gas-1” se destaca un rasgo estructural anticlinal. La estructura anticlinal se rastrea hasta el tope del basamento.

Como se había mencionado Gas 2-1, entre la anomalía Gas 2-1 Y Gas 2-2 fue corrido el punto V22, este punto fue tomado entre las dos anomalías para generar una línea de puntos que une a estas dos anomalías y correlacionar en un solo perfil la información obtenida, conforme se tiene en la **Figura 76**.

Figura 76. Perfil vertical Prn7, anomalía Gas 2-1 y Gas 2-2



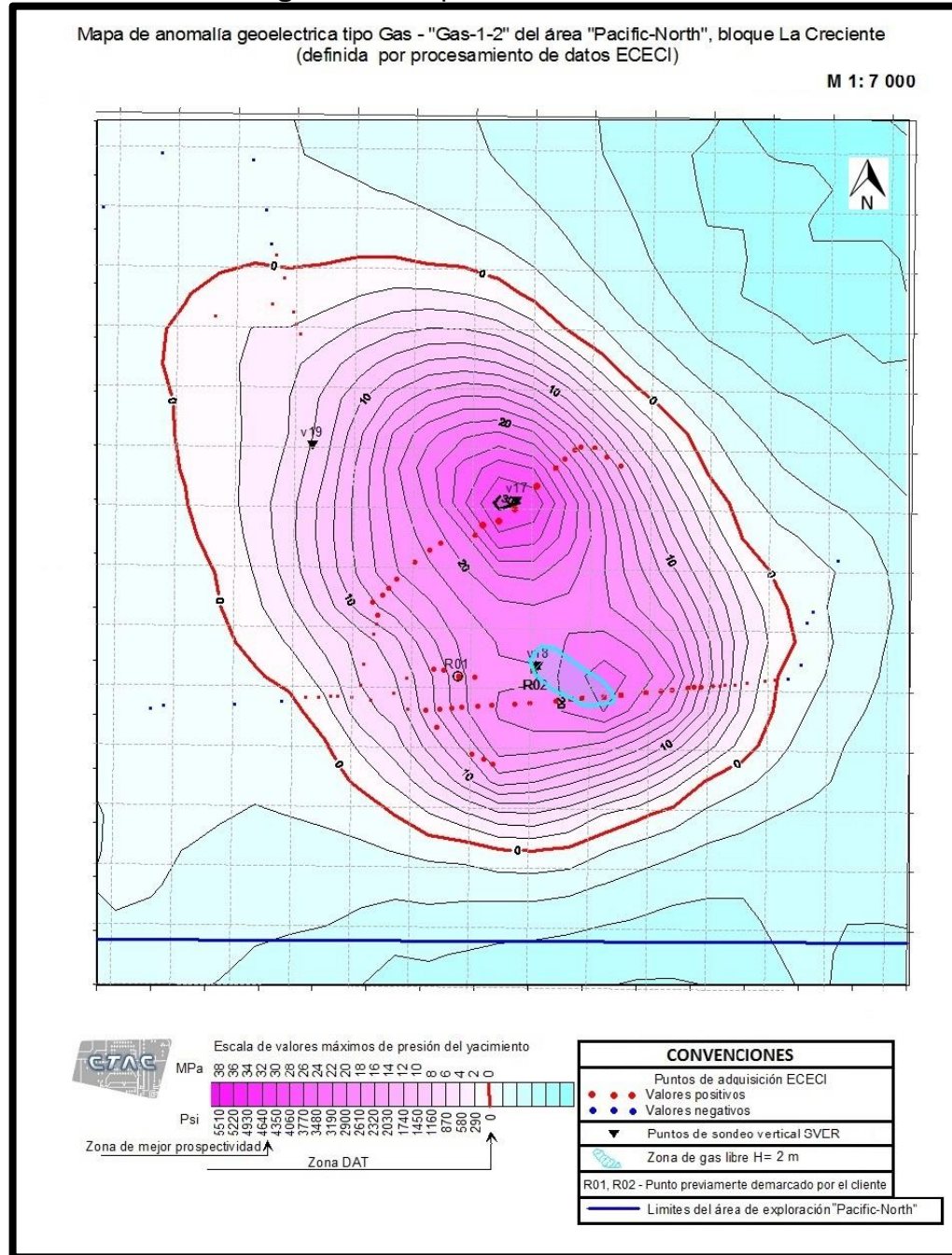
Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

El perfil Prn7 muestra que entre Gas 2-1 Y Gas 2-2, se interpreta que existe una zona con características de fallamiento lo cual genera que estas dos zonas van a estar separadas, otro aspecto importante es ver la correlación que existe entre estas zonas, que permite generar que existe una correlación en las capas a las cuales están los fluidos, al igual que la continuidad que existe en el basamento a lo largo de los siete puntos que fueron tomados.

Anomalía Gas 1-2. Los puntos fueron localizados en los límites de la misma, teniendo los puntos V17, V18 y V19 (**Figura 77**), de acuerdo con los resultados obtenidos en el sondeo vertical, permite correlacionar cada punto perteneciente a Gas 2-2 y obtener un perfil vertical de la anomalía, que para el caso de Gas 1-2, fueron denominados Prf5, para su correspondiente interpretación.

En la **Figura 77** se observa el mapa de anomalía Gas 1-2, correspondiente a una escala 1:7000, se pueden observar la ubicación de los puntos para la toma de los sondeos verticales.

Figura 77. Mapa anomalía Gas 1-2

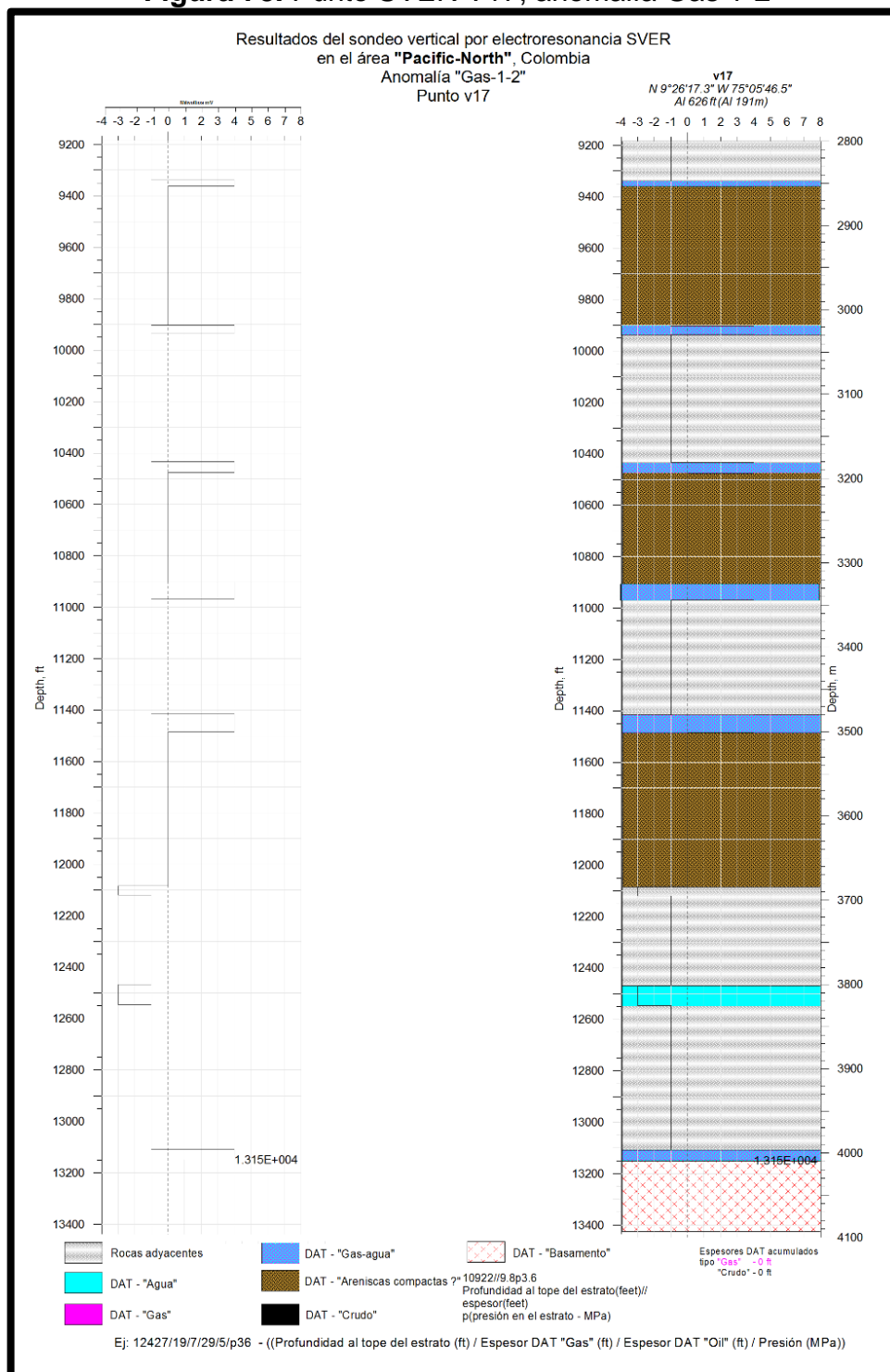


Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

Al igual que en las anomalías anteriores cada punto de sondeo vertical, permiten obtener una imagen vertical de la profundidad, identificando, principalmente fluidos tipo gas, petróleo y agua, contactos de estos fluidos, determinado material litológico y por último la profundidad a la cual está ubicada el basamento.

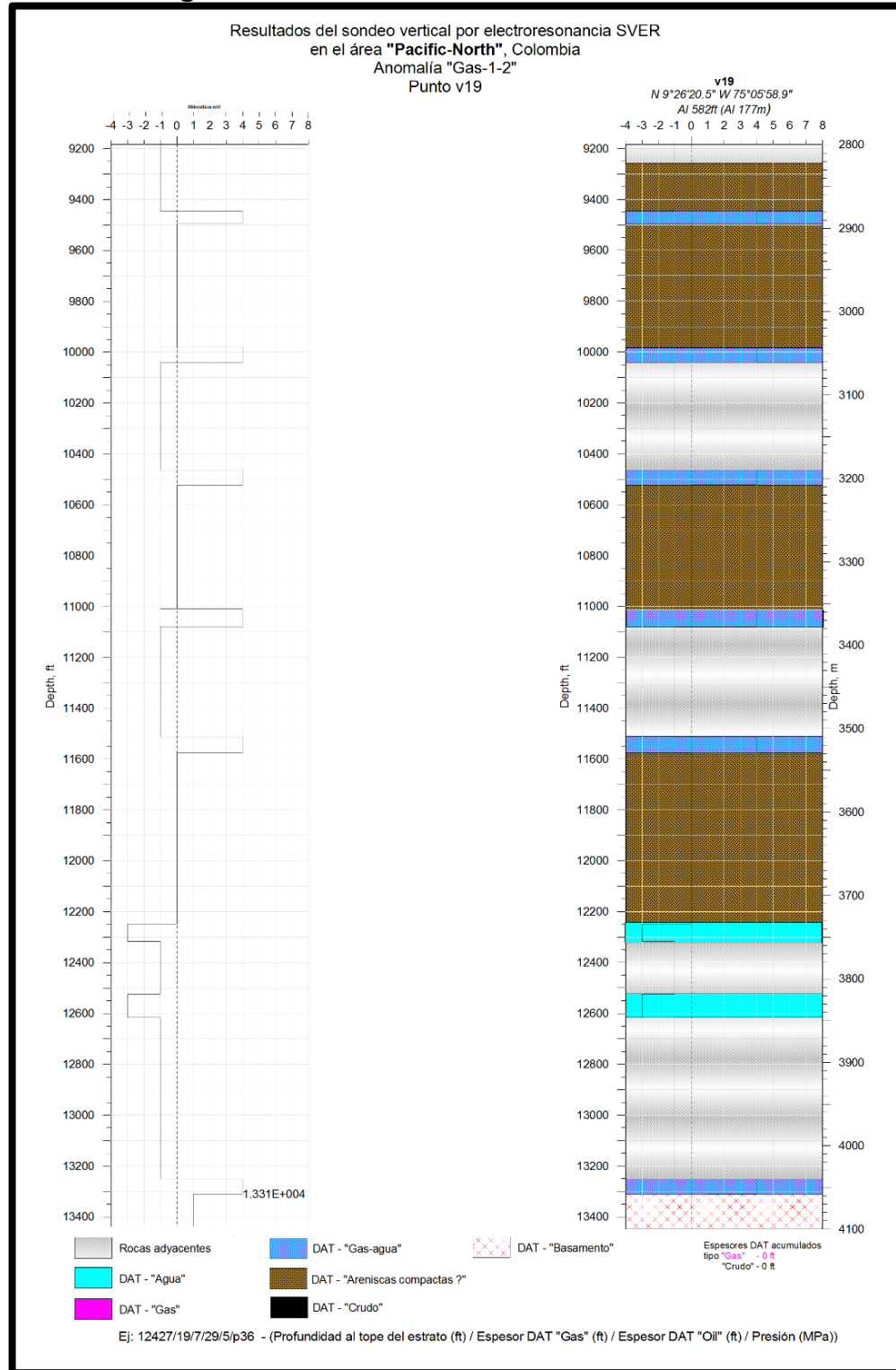
Es por esto que por cada punto existirá una correlación adecuada, como se observa en la **Figura 78 y Figura 79** correspondiente al punto de sondeo vertical denominado V17, V18 (**Anexo F**) y V19 la columna de lado de izquierdo corresponde a su lectura en milivoltios (mV), así mismo la columna de lado derecho permite interpretar según el valor establecido en la columna uno la presencia con profundidad de los fluidos tipo gas, crudo y agua.

Figura 78. Punto SVER V17, anomalía Gas 1-2



Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

Figura 79. Punto SVER V19, anomalía Gas 1-2



Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

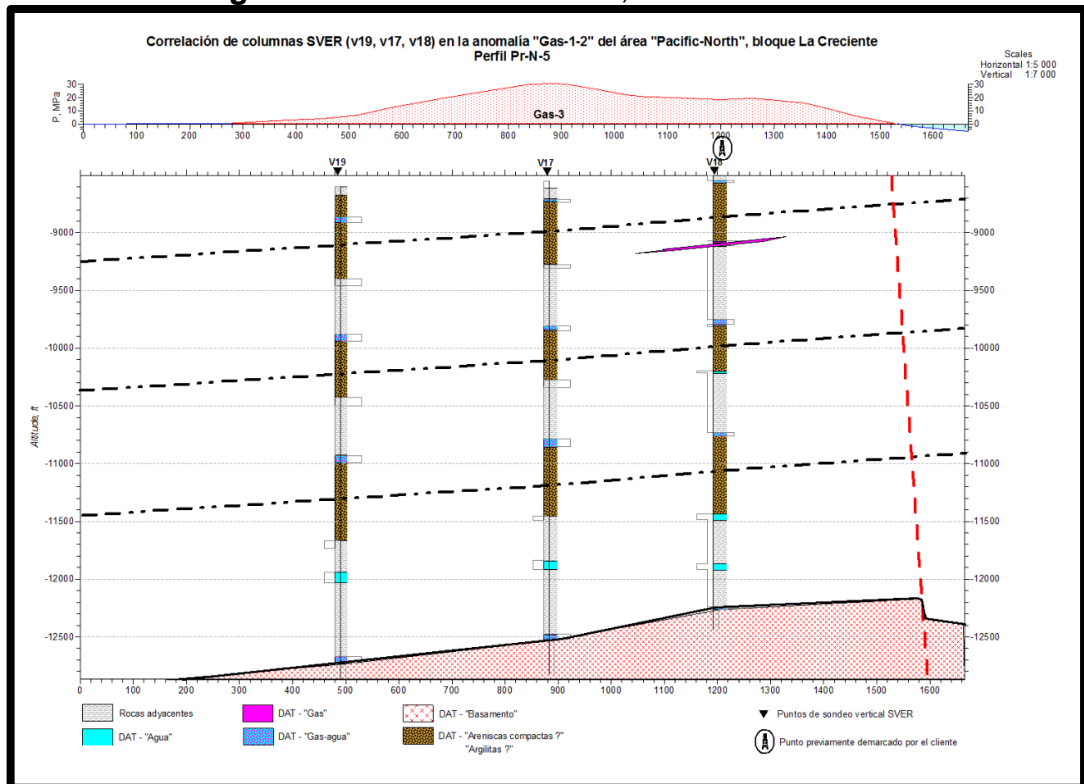
Los puntos de sondeo vertical en cada zona, al igual que en las otras anomalías se obtuvo la imagen vertical de la profundidad, indicando los contactos gas – agua si los hay, determinando material litológico y por último la profundidad a la cual está ubicada el basamento.

Al igual que en Gas 2-1, como zona principal de la zona norte, para la zona Gas 1-2 se realiza la misma interpretación para cada sondeo vertical, como se observa en la **Figura 80**, correspondiente al punto de sondeos anteriores.

Para Gas 2-1, ubicada en la parte Oeste del área Norte, los resultados de la Fase 3 de SVER, muestran que esta zona es de las más bajas respecto a la fuerza con que fue identificada la anomalía, ya que la frecuencia fue muy tenue pero sin embargo presenta que hay fluidos tipo hidrocarburo.

Para la **Figura 80**, los puntos SVER denominados V17, V18 Y V19, conforman el perfil Prn 5, la única zona con presencia presento una profundidad de 9.751,4 pies, esta zona cuenta con un espesor neto de 6,6 pies y presión aproximada de 32 Mpa, en esta zona cabe resaltar que se hace la proyección de un pozo para lograr una perforación exitosa.

Figura 80. Perfil vertical Prn5, anomalía Gas 1-2



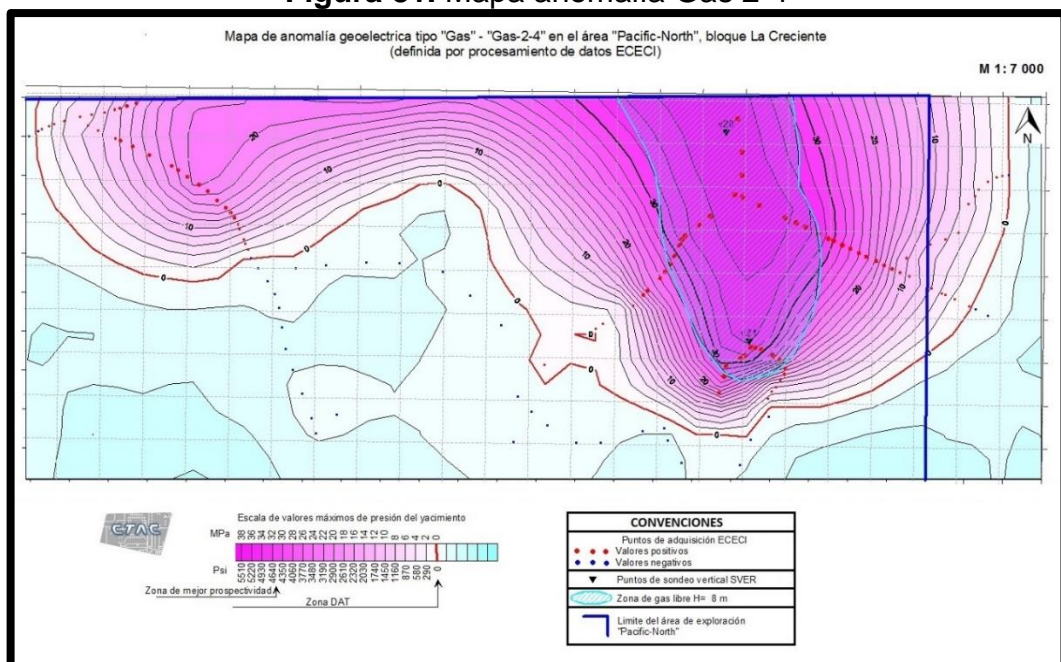
Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

Anomalia Gas 2-4. Para la estructura Gas 2-4, inicialmente en la fase 1 de espectrografía satelital, no fue posible identificar esta área, sin embargo, en el desarrollo de la segunda fase correspondiente a la Fase 2 de ECECI, fue descubierta esta anomalía con el limitante de que el área que había sido estimada inicialmente no permitía modelar la anomalía en toda su proporción, ya que la correspondiente área de esta ya no pertenece al bloque de la compañía operadora si no a otra compañía.

Así mismo se decidió hacer el estudio de Gas 2-4 con el fin de obtener una caracterización del área para generarle a la compañía un concepto de posibles proyectos exploratorios en el futuro.

La **Figura 81**, indica parte de la presencia de Gas 2-4, ubicada en la parte norte del Campo La Creciente, ubicado en el departamento de sucre, según la tendencia de color de la anomalía, esta presenta una tonalidad color rosado perteneciente a la presencia de fluido tipo hidrocarburos gas libre.

Figura 81. Mapa anomalía Gas 2-4

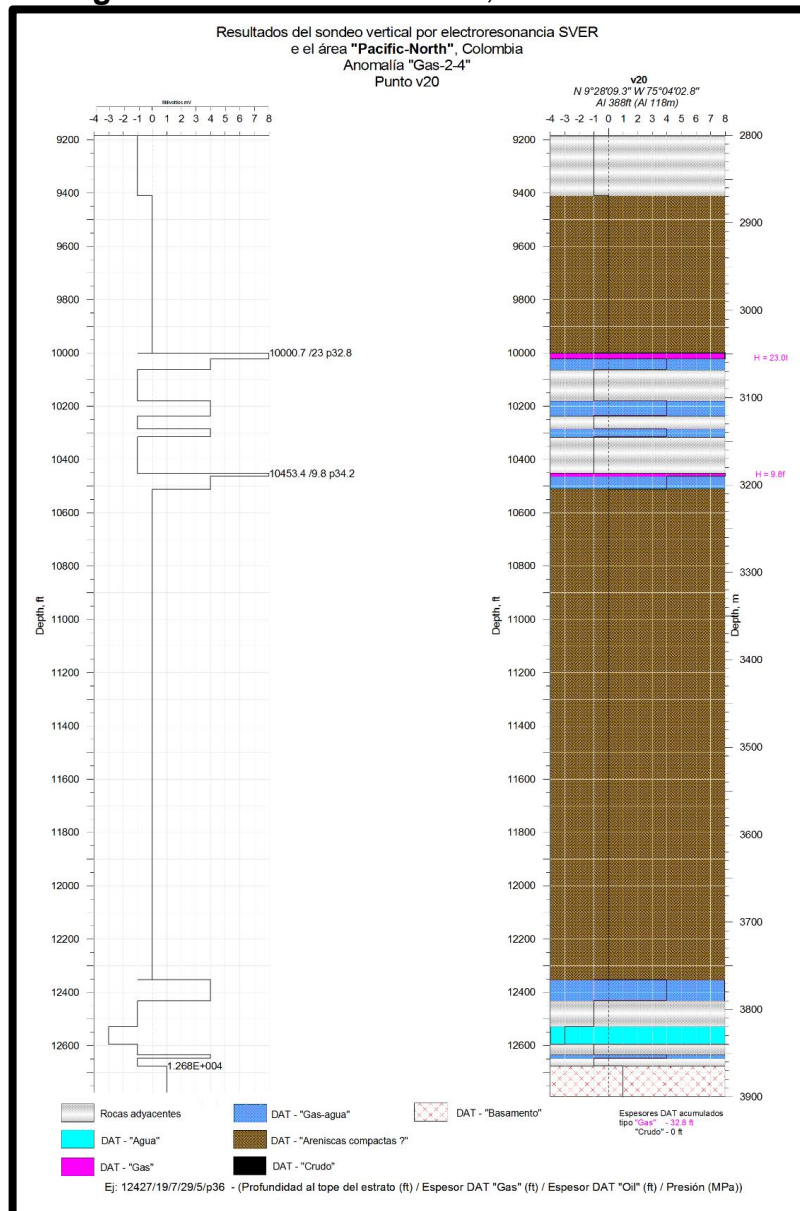


Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

Los sondeos verticales en las zonas encontradas, permiten obtener una imagen vertical de la profundidad, identificando, principalmente fluidos tipo gas, petróleo y agua, contactos de estos fluidos, determinado material litológico y por último la profundidad a la cual está ubicada el basamento. Como se observa en la **Figura 82** correspondiente al punto de sondeo vertical denominado V20 y V21 (**Anexo G**),

la columna de lado de izquierdo corresponde a su lectura en milivoltios (mV), así mismo la columna de lado derecho permite interpretar según el valor establecido en la columna uno la presencia con profundidad de los fluidos tipo gas, crudo y agua.

Figura 82. Puntos SVER V20, anomalía Gas 2-4



Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

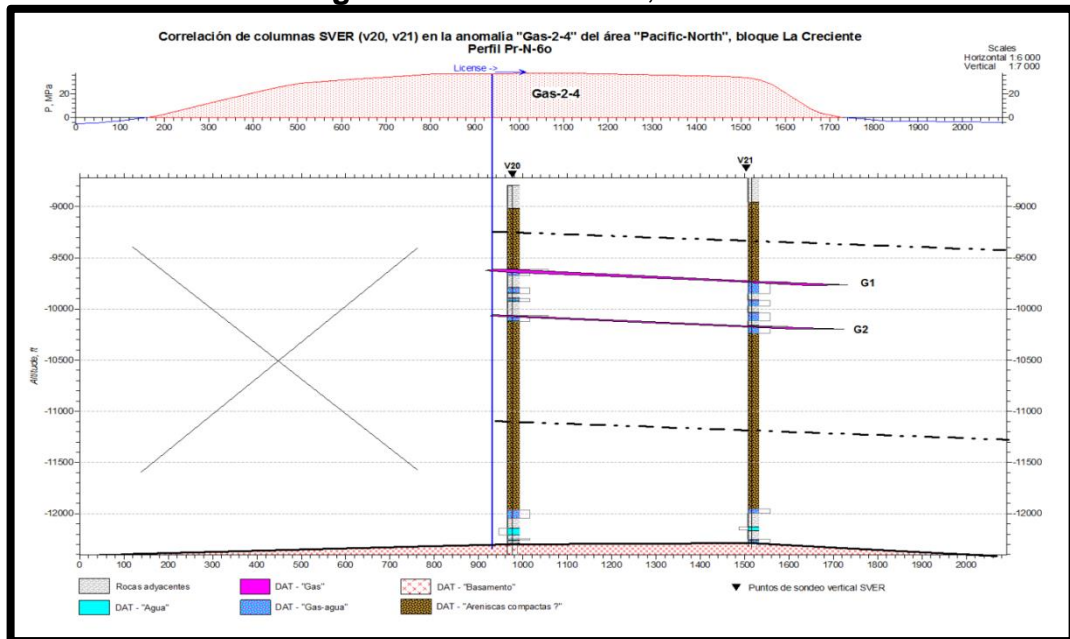
La unión de estos puntos de sondeo vertical, permite generar un perfil del área completa de la estructura, y como se observa en la **Figura 83**, la unión de estos puntos se entrelaza generando la correlación, al igual que en la correlación GAS

2-1, que para este caso el Campo La Creciente, corresponde a fluido tipo gas libre.

La **Figura 83**, muestra la correlación y unión de los puntos pertenecientes a la zona norte, de Gas 2-2, los puntos unidos para la formación de este perfil corresponden a V20 y V21. Gracias a este perfil se puede observar la presencia de gas en las profundidades 10000 - 10200 y 10453 - 10627, además se detectó a que profundidad se encuentra el basamento y que continuidad tiene este a lo largo de la zona, confirmando la alta resolución que proyecta la Fase 3 SVER, de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT).

En la **Figura 83**, se muestra aproximadamente la mitad de la anomalía correspondiente a la parte de terreno adjudicado a la compañía por el estado colombiano, la otra parte pertenece al área de la compañía vecina.

Figura 83. Perfil vertical, Gas 2-4



Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

Cuadro 9. Fluidos identificados nivel estratigráfico 1 anomalía Gas 2-4

Nivel estratigráfico numero 1	
Capa 1 Gas libre	Capa 2 Gas libre
Profundidad: 10000.7 – 10200.8 pies	Profundidad: 10453.4 – 10627.2 pies
Espesor promedio: 18 pies	Espesor promedio: 13.1 pies
Presión aproximada: 32.8 Mpa	Presión aproximada: 34.2 Mpa

Resultados Fase 3 SVER para Zona Sur polígono #3. Para la Zona Sur el estudio estará basado en la estructura Oil 4-1, para cada zona se establecen entre 2 a 6 puntos de toma de datos de sondeo vertical, es de recordar que esta toma de datos se debe realizar con el equipo de generación fijado a la superficie.

Dentro de los 22 puntos establecidos para toma de datos, a la Zona Norte le fue correspondido los siguientes 6 puntos denominados:

Cuadro 10. Puntos SVER Zona sur en anomalía Oil 4-1

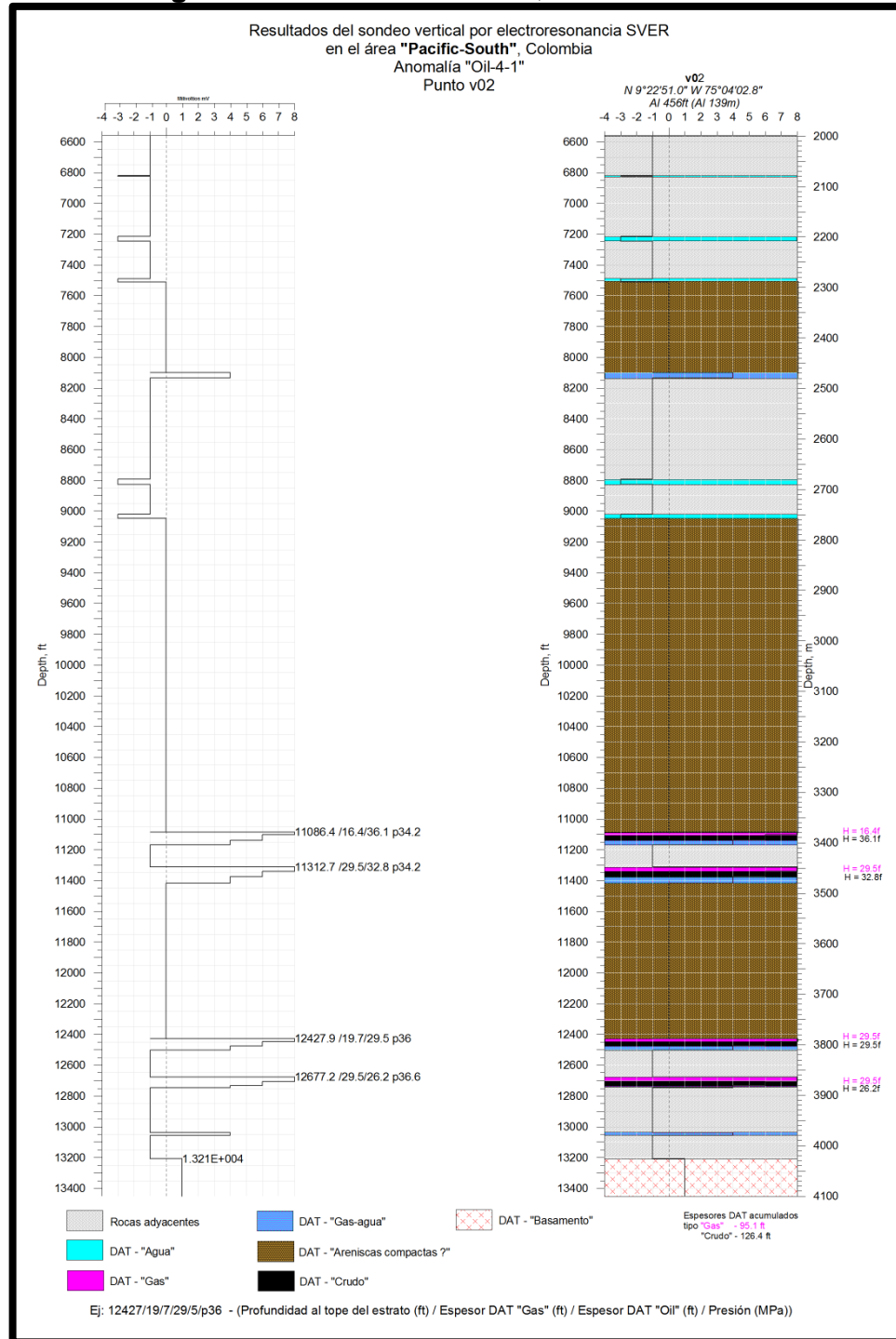
Zona anómala	Puntos SVER
OIL 4-1	V02, V03, V04, V05, V06, V08

Conforme el área sur es analizada, OIL 4-1 corresponde a una estructura fluido tipo hidrocarburo petróleo, ya que tanto en la Fase 1 de una imagen espectrográfica y Fase 2 de ECECI se confirmó la presencia de petróleo en esta, y por esto la tonalidad es de color marrón-café. Los resultados del estudio geoelectrico, determinaron que el área esta alrededor de los 1.312 km².

La estructura Oil 4-1, está representada por la **Figura 84**, en esta se puede observar la ubicación de los puntos de campo para la Fase 3 correspondiente punto SVER, denominados V02, V03, V04, V05, V06, V08.

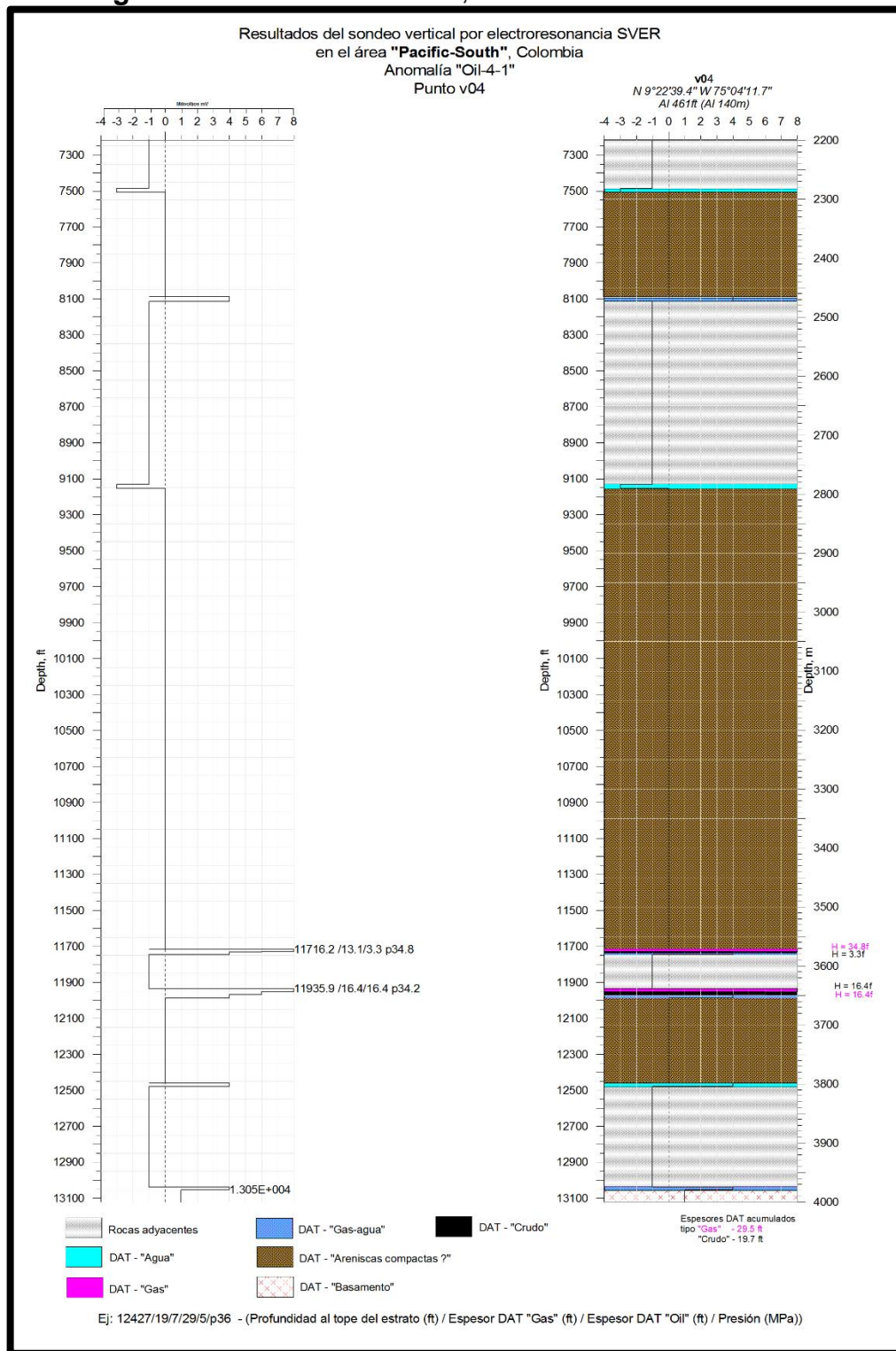
lado derecho permite interpretar según el valor establecido en la columna uno la presencia con profundidad de los fluidos tipo gas, crudo y agua.

Figura 85. Puntos SVER V02, anomalía Oil 4-1



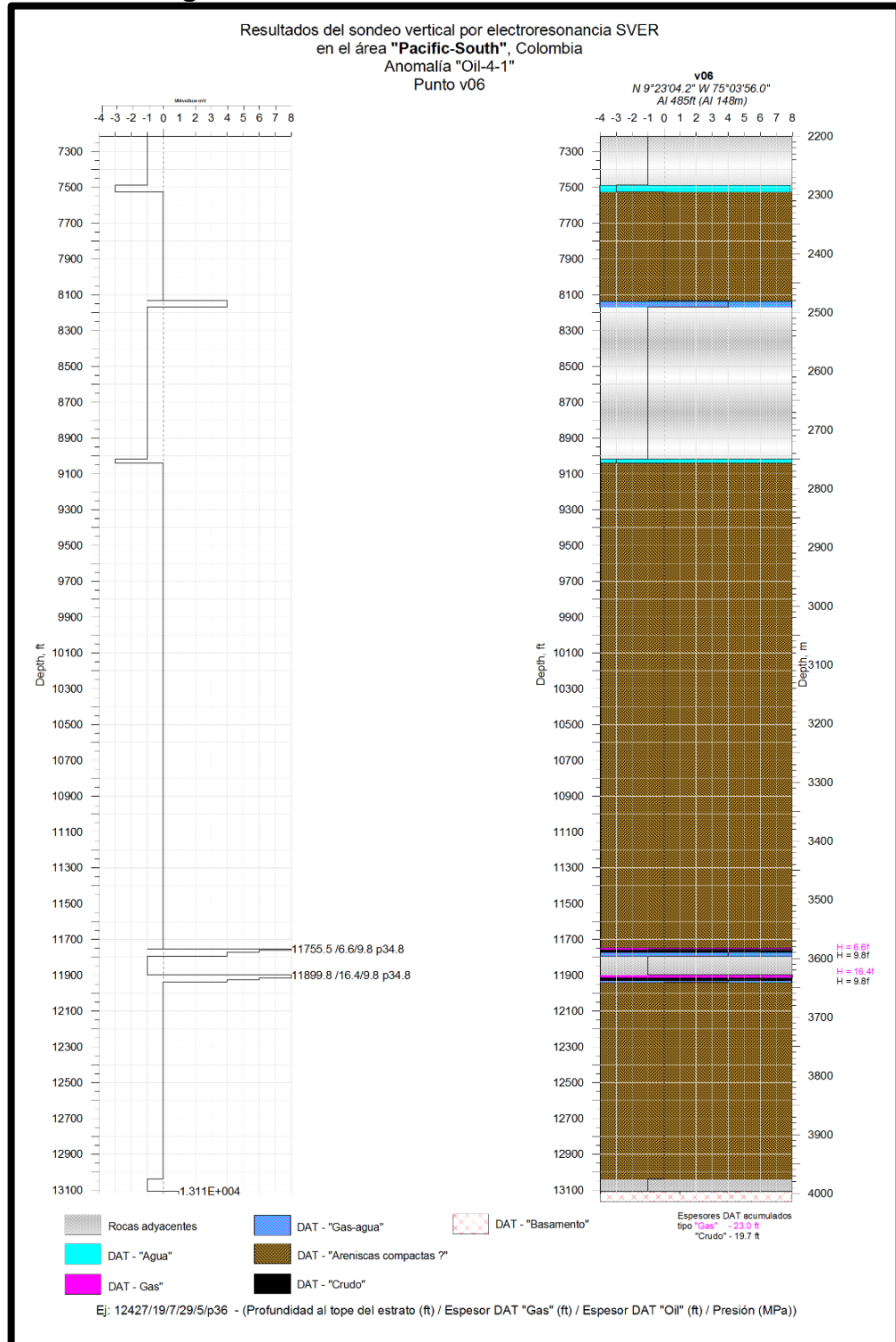
Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

Figura 86. Puntos SVER V04, anomalía Oil 4-1



Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

Figura 87. Puntos SVER V06, anomalía Oil 4-1

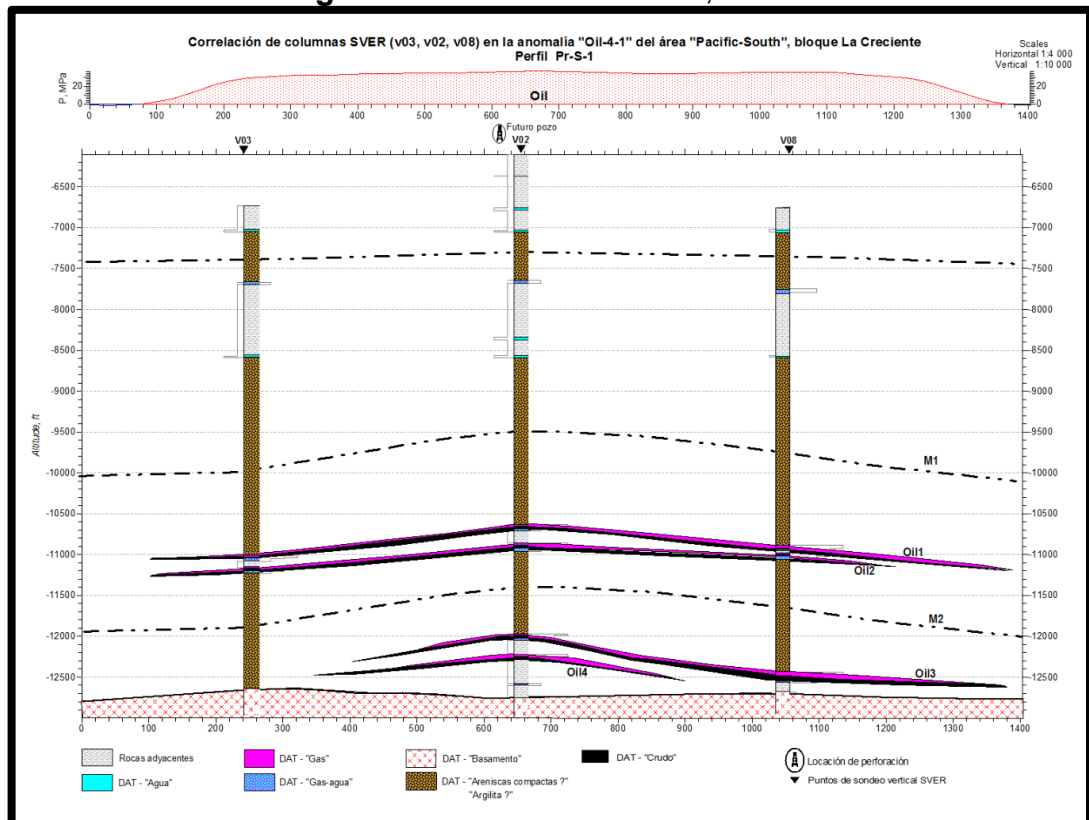


Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores.

Al tiempo en el que se realizaron los trabajos en el área de estudio, en la parte central se estaba proyectando la realización y localización de un pozo de perforación. Estas fueron detectadas por las frecuencias de resonancia de petróleo. Según la anomalía geo eléctrica el yacimiento sobre el cual está la estructura corresponde a un yacimiento de crudo con capa de gas.

Se trazaron tres cortes verticales de correlación en la zona, por los perfiles denominados PrS1, PrS2 y PrS3. El punto de sondeo más cercano al pozo proyectado es el V02. Éste punto se encuentra a 140 m hacia el Sur-Oeste del pozo proyectado. Los resultados del sondeo muestran que en éste punto se localiza dos niveles estratigráficos diferentes, niveles en los cuales se manifiesta la presencia de DAT tipo gas-crudo, como lo indica la **Figura 88**.

Figura 88. Perfil vertical Prs1, Oil 4-1



Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

En el nivel superior se detectaron dos capas de crudo y gas natural:

Cuadro 11. Fluidos identificados nivel estratigráfico 1 anomalía Oil 4-1

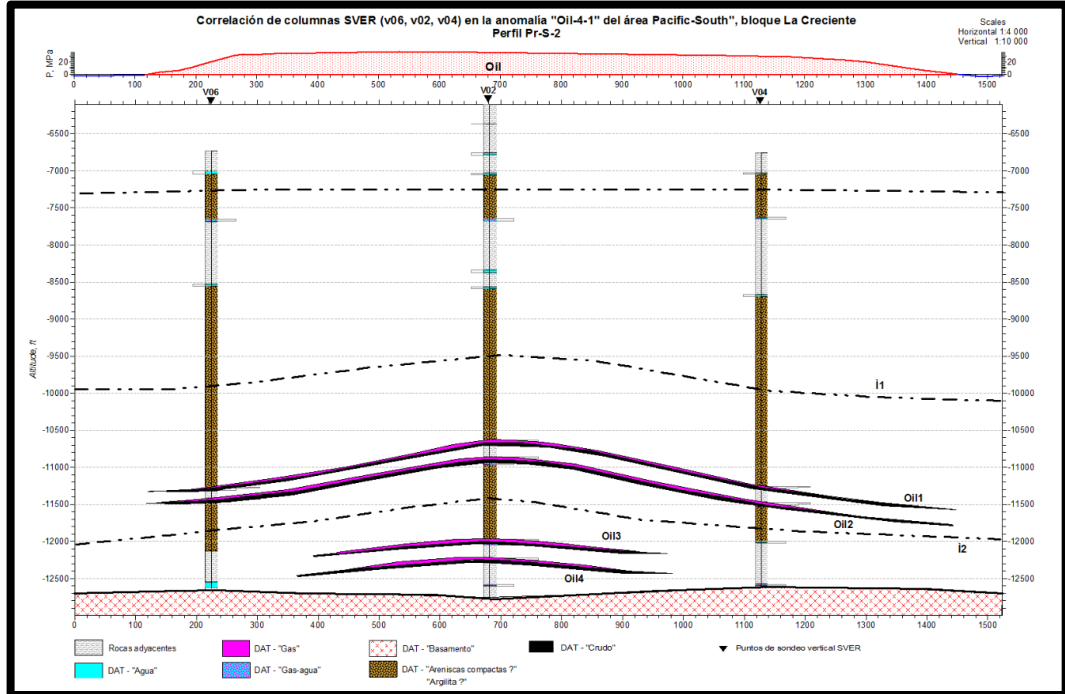
Nivel estratigráfico numero 1	
Capa 1 Gas condensado	Capa 2 Crudo
Profundidad: 11086 – 11496 pies	Profundidad: 11102 – 11525 pies
Espesor promedio: 29.5 pies	Espesor promedio: 30.2
Presión aproximada: 34.2 Mpa	Presión aproximada: 34.07 Mpa
Nivel estratigráfico numero 1	
Capa 1 Gas condensado	Capa 2 Crudo
Profundidad: 11312 – 11450 pies	Profundidad: 11342 – 11463 pies
Espesor promedio: 21.3 pies	Espesor promedio: 29.5
Presión aproximada: 34.2 Mpa	Presión aproximada: 34.2 Mpa

Cuadro 12. Fluidos identificados nivel estratigráfico 2 anomalía Oil 4-1

Nivel estratigráfico numero 2	
Capa 1 Gas condensado	Capa 2 Crudo
Profundidad: 12427 pies	Profundidad: 12447 pies
Espesor promedio: 19.7 pies	Espesor promedio: 29.5 pies
Presión aproximada: 36 Mpa	Presión aproximada: 36 Mpa
Nivel estratigráfico numero 2	
Capa 1 Gas condensado	Capa 2 Crudo
Profundidad: 12677 – 12903 pies	Profundidad: 12706 – 12962 pies
Espesor promedio: 44.25 pies	Espesor promedio: 43 pies
Presión aproximada: 36.9 Mpa	Presión aproximada: 37.2 Mpa

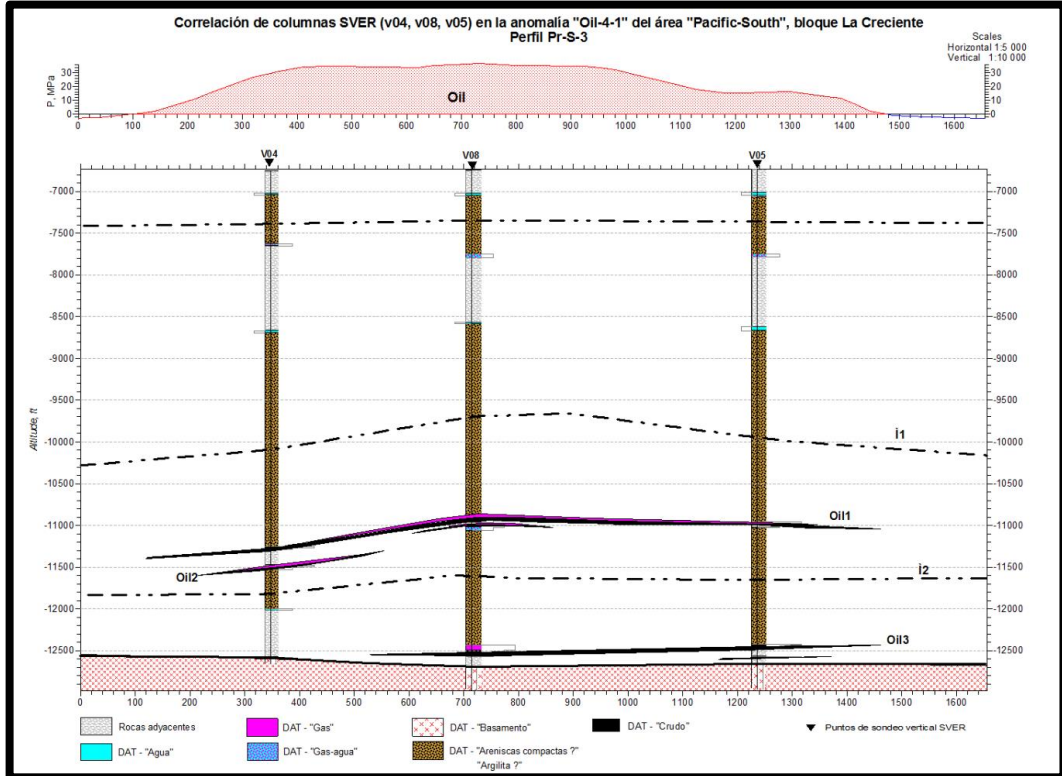
Se trazaron tres cortes verticales de correlación en la zona, como el perfil anterior para los dos siguientes denominados Pr-S2 y Pr-S3. El punto de sondeo más cercano al pozo proyectado es el V02. Éste punto se encuentra a 140 m hacia el Sur-Oeste del pozo proyectado. Los resultados del sondeo muestran que en éste punto se localiza dos niveles estratigráficos diferentes, niveles en los cuales se manifiesta la presencia de DAT tipo gas-crudo, como lo indica la **Figura 89** y **Figura 90**.

Figura 89. Perfil vertical Prs2, Oil 4-1



Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

Figura 90. Perfil vertical Prs3, Oil 4-1



Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

Cuadro 13. Fluidos identificados nivel estratigráfico 1 anomalía Oil 4-1

Nivel estratigráfico numero 1	
Capa 1 Gas condensado	Capa 2 Crudo
Profundidad: 11352 – 11716 pies	Profundidad: 11394 -17229 pies
Espesor promedio: 34 pies	Espesor promedio: 10 pies
Presión aproximada: 34.2 Mpa	Presión aproximada: 34.2 Mpa
Nivel estratigráfico numero 1	
Capa 1 Gas condensado	Capa 2 Crudo
Profundidad: 11450 – 11935 pies	Profundidad: 11463 – 11952 pies
Espesor promedio: 14.75 pies	Espesor promedio: 21.3 pies
Presión aproximada: 22.8 Mpa	Presión aproximada 34.2 Mpa

Cuadro 14. Fluidos identificados nivel estratigráfico 2 anomalía Oil 4-1

Nivel estratigráfico numero 2	
Capa 1 Gas condensado	Capa 2 Crudo (punto V05)
Profundidad: 12903 - 12906 pies	Profundidad: 12916 – 12962 pies
Espesor promedio: 34.4 pies	Espesor promedio: 34.4 pies
Presión aproximada: 36.3 Mpa	Presión aproximada: 36.3 Mpa
Nivel estratigráfico numero 2	
Capa 2 Gas condensado (punto V05)	
Profundidad: 13051 pies	
Espesor promedio: 6.60 pies	
Presión aproximada: 34.8 Mpa	

Las rocas del basamento se detectaron a 13210 pies y fueron rastreadas hasta 14760 pies (4500 m).

5. CORRELACIÓN DE RESULTADOS CONVENCIONALES CON RESPECTO A LOS RESULTADOS DE LA TECNOLOGÍA DE BÚSQUEDA DE PETRÓLEO Y GAS (OFT)

El desarrollo de este capítulo se realiza a partir del análisis hecho con los resultados obtenidos en los métodos convencionales, en contraste a la información geológica que existe, a su vez esta información es relacionada con la información obtenida en la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), cotejando la relación existente entre estos métodos que permite reinterpretar la información para poder generar un estudio que permite la nueva caracterización de la presencia de hidrocarburo en la zona a estudiar.

La mayoría de información sísmica es de carácter confidencial y se hizo la respectiva solicitud para su obtención, pero no se logró obtener, por ende, se trabajó con información sísmica de carácter público, lo cual implica que no se pueda realizar un análisis concluyente con una gran exactitud deseada. Por último, se obtuvo acceso a un mapa estructural al tope de la Formación Ciénaga de Oro, este fue suministrado por la compañía Pacific Rubiales, el cual permitió hacer una correlación con las diferentes anomalías encontradas en la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT).

5.1 ANÁLISIS DEL MAPA ESTRUCTURAL

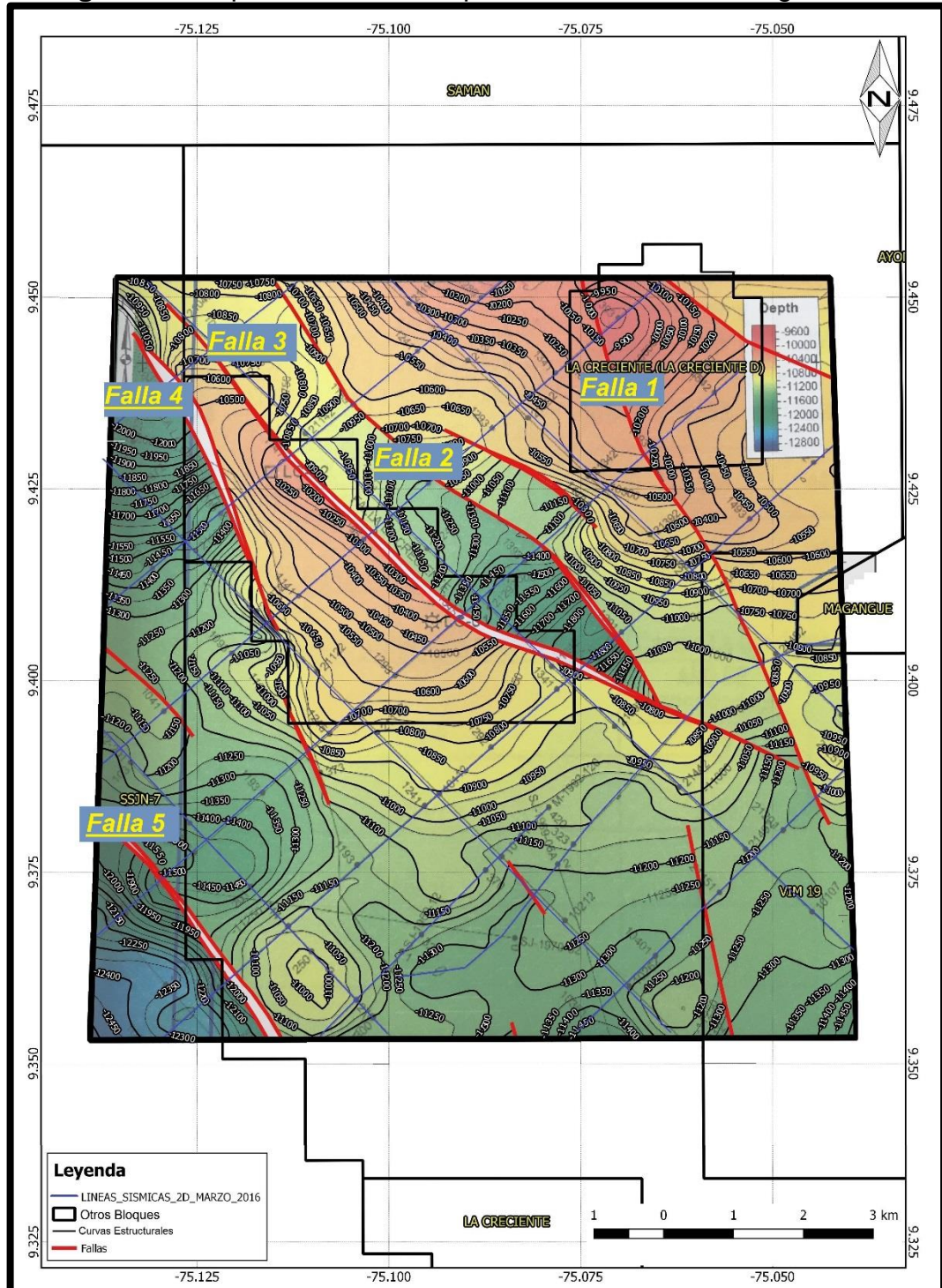
En el mapa estructural al tope de la formación Ciénaga de Oro (ver **Figura 91**), se puede observar la presencia de 3 fallas normales que atraviesan la zona de estudio con un rumbo Nor-Oeste y Sur-Este, generando pliegues favorables para la acumulación de hidrocarburo. Donde se observa la discontinuidad de las curvas estructurales producto de las fallas, estos saltos de falla están entre los 300 a 600 pies considerándose posibles cierres estructurales.

El Buzamiento presente en la zona tiene sentido Sur-Oeste, con tendencia regional en el bloque Sur-Oeste. La falla 3 buza hacia el Nor-Este y la falla 1 buza hacia el Sur-Oeste, generando una estructura tipo graben, produciendo que en los bloques yacentes se encuentren altos estructurales propicios para la acumulación de hidrocarburo. Entre la falla 3 y la falla 4 se forma una estructura tipo “horst”, la cual constituye el más importante cierre estructural con potencial para la acumulación de hidrocarburos dentro de la zona estudiada.

El mapa estructural muestra una escala de color en la parte superior derecha, que mediante la atenuación de colores permite identificar la profundidad, donde el color rojo tenue indica la parte más alta denominada alto estructural (9.600 a 10.300 pies) hasta el color azul como la parte más profunda denominada bajo estructural (12.200 a 12.800 pies).

Para el mapa estructural al tope de la Formación Ciénaga de Oro, se aprecia dos altos estructurales propicios para la acumulación de hidrocarburos, el primer alto estructural se encuentra en el flanco que subió respecto a la falla 3 y el segundo alto estructural se encuentra en el flanco que subió respecto a la falla 1.

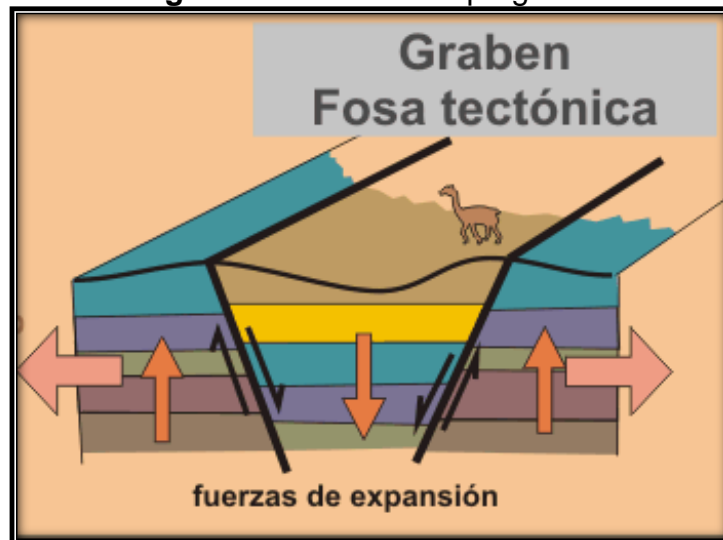
Figura 91. Mapa estructural al tope de la formación Ciénaga de Oro



Fuente: Análisis de resultados de sísmica Pacific Rubiales, modificado por los autores.

Una estructura tipo Graben (fosa tectónica) como se ilustra en la **Figura 92**, es el conjunto de dos fallas normales paralelas con inclinación opuesta en un ambiente tectónico expansivo, por esto el sector central se mueve relativamente abajo al respecto de los flancos. En el interior de una fosa tectónica afloran generalmente rocas más jóvenes como afuera del sistema²⁹.

Figura 92. Estructura tipo graben

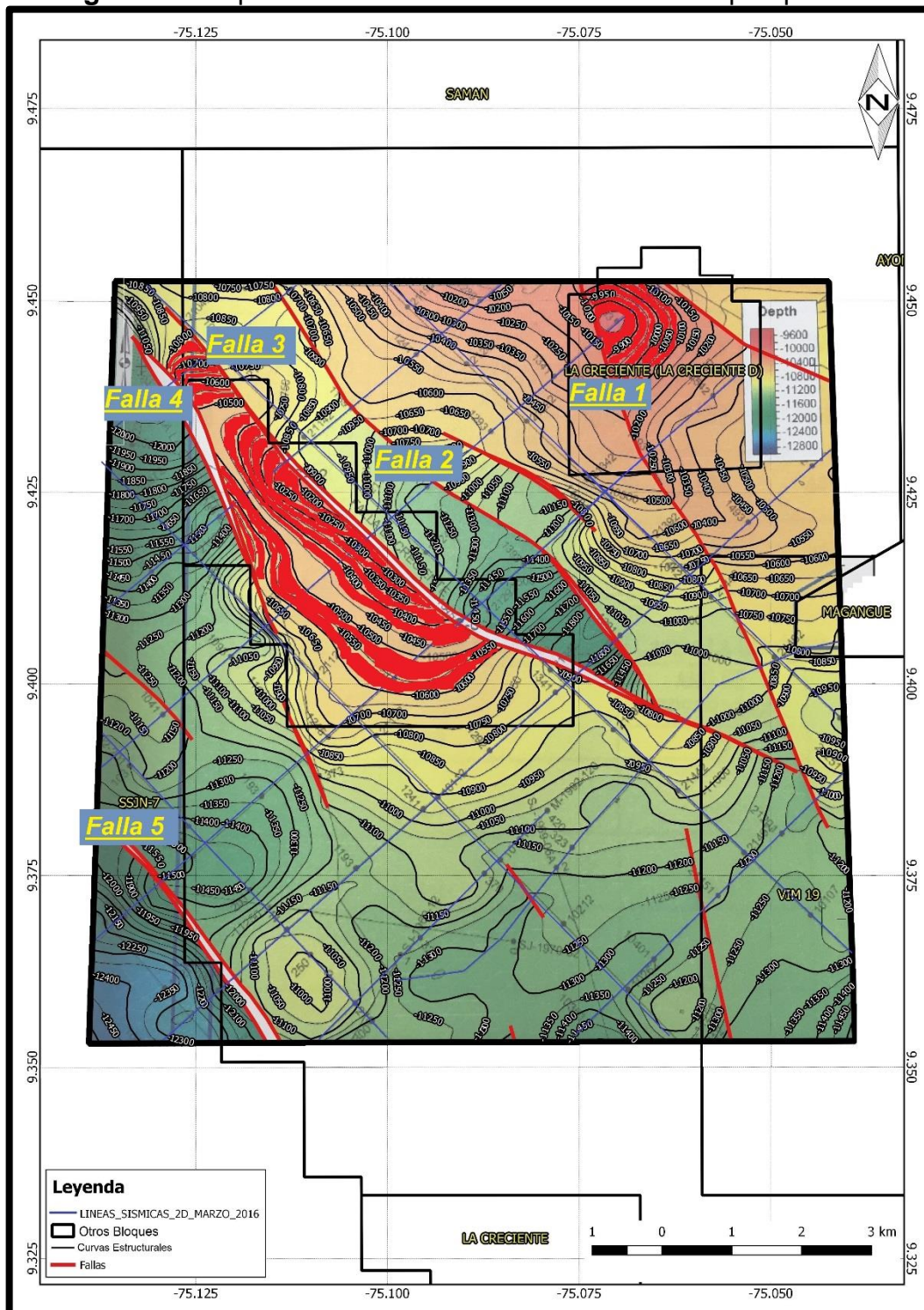


Fuente: Capítulo 4, Geología Estructural Virtual, W.Griem (1999-2015)

Se procede a denotar con color rojo los contornos que indican las zonas propicias para la acumulación de hidrocarburo con base en las descripciones anteriores. En el mapa se pueden identificar dos zonas aptas para el entrapamiento, la primera es el segmento atrapado entre la falla 4 y falla 3, la segunda se encuentra en el flanco que subió respecto a la falla 1. Como se ilustra en la **Figura 93**.

²⁹ Wolfgang Griem, Geología Estructural Virtual, Publicado: 2005.

Figura 93. Mapa estructural seleccionando las zonas prospectivas

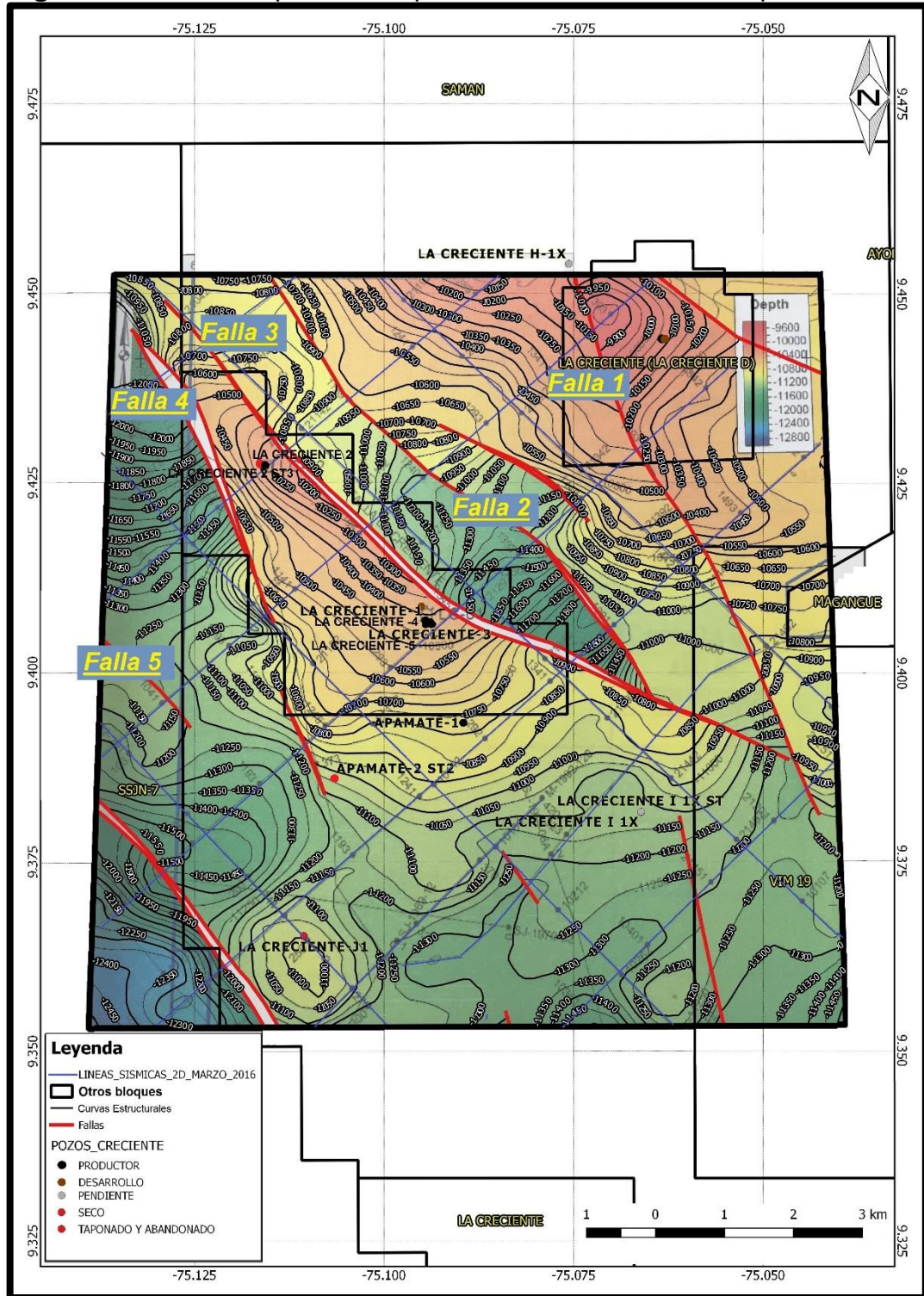


Fuente: análisis de resultados de sismica Pacific Rubiales, modificado por los autores.

Con información tomada de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), se identificó que fueron perforados los pozos La Creciente 1, La Creciente 2, La Creciente 2 ST-3, La Creciente 3, La Creciente 4, La Creciente 5, Apamate 1, Apamate 1X, Apamate 2, Apamate 2 ST1, La Creciente H – 1X, La Creciente D1, La Creciente I – 1X y La Creciente J1. Los cuales se ubicaron dentro del mapa estructural como se muestra en la **Figura 94**.

La ubicación de los pozos permite delimitar las zonas donde existe la acumulación de hidrocarburo y validar los análisis anteriores.

Figura 94. Ubicación pozos Campo La Creciente sobre el mapa estructural



Fuente: análisis de resultados de sísmica Pacific Rubiales, modificado por los autores.

Para concluir el análisis en el mapa estructural al tope de la Formación Ciénaga de Oro se procedió a verificar la ubicación del pozo LCA-5, donde el tope se encuentra a los 10.400 pies de profundidad y en el registro master log se encuentra 11.157 pies de profundidad, también se conoce el tope de la Formación Ciénaga de Oro para el pozo LCA-3, donde su tope se encuentra a 10.900 pies de profundidad y en el mapa estructural se encuentra a 10.450 pies de profundidad.

Se puede establecer que existen inconsistencias en el mapa estructural al tope de la Formación Ciénaga de Oro ya que la profundidad de los pozos LCA-3 y LCA-5 no coinciden, pero no se puede definir que el mapa está completamente mal debido a que se necesita mayor información para verificar el mapa en su totalidad.

5.2 CORRELACIÓN DE LAS ANOMALÍAS DE LA TECNOLOGÍA DE BÚSQUEDA DE PETRÓLEO Y GAS (OFT) CON EL MAPA ESTRUCTURAL

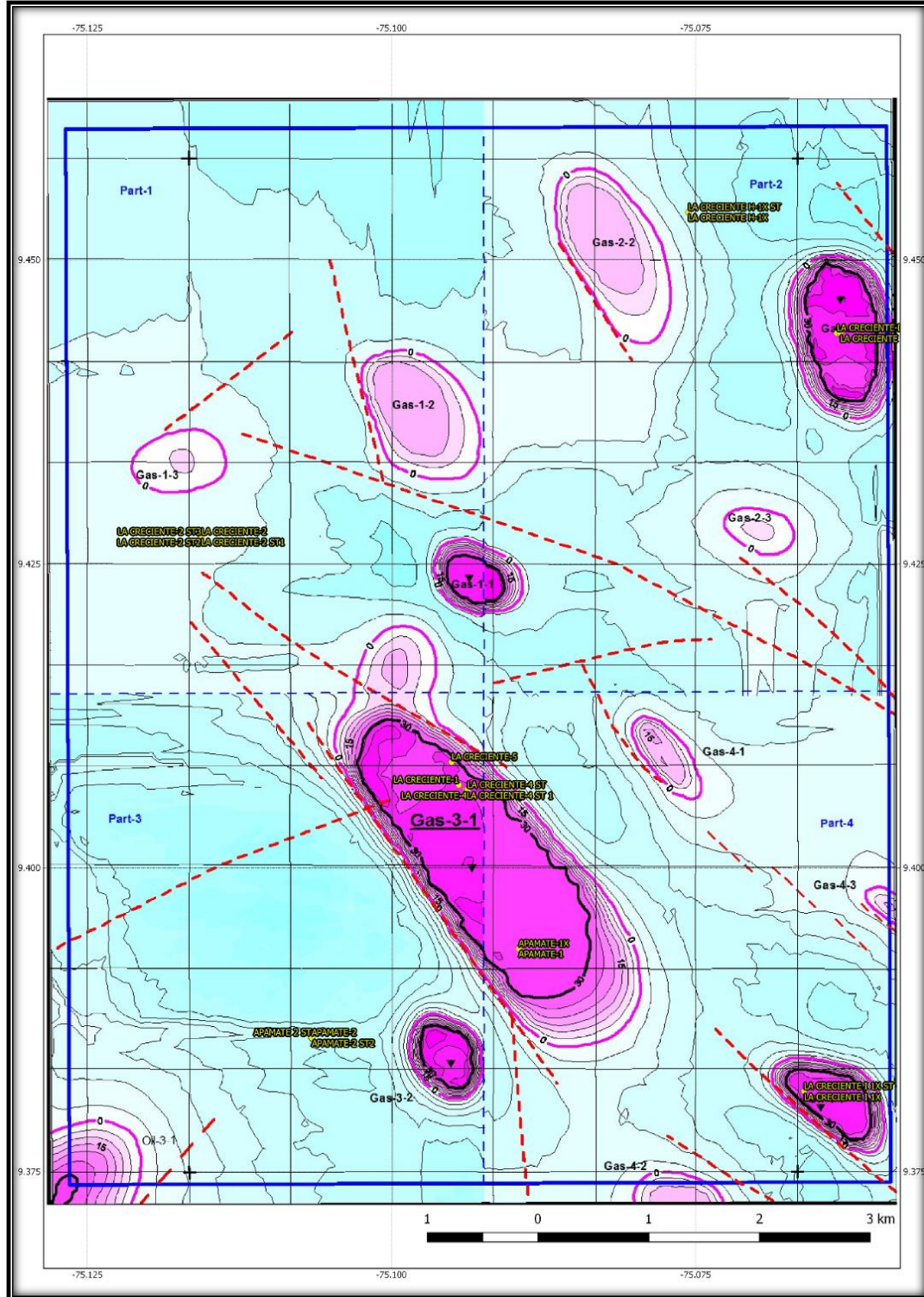
En el siguiente capítulo se presenta las correlaciones hechas sobre el mapa estructural, basado en la sobre posición de los resultados de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT).

5.2.1 Análisis. Conforme a la información obtenida del mapa estructural al tope de la formación Ciénaga de Oro, se estableció un análisis que consistió en identificar las zonas más propicias de acumulación de hidrocarburos en el mapa estructural, más los pozos perforados sobre esta zona para luego complementarlo con la información obtenida con la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), generando una mejor caracterización en el Bloque La Creciente.

Es importante resaltar que la información geológica, estructural de pozos perforados, es limitada y el estudio se realizó con la información de carácter público.

En la **Figura 95** se establecen las anomalías encontradas en el Bloque La Creciente para la Fase 1 espectrografía satelital, sobre esta Figura se ubicaron los pozos perforados en el bloque.

Figura 95. Mapa de anomalías tipo yacimiento con pozos perforados en la zona

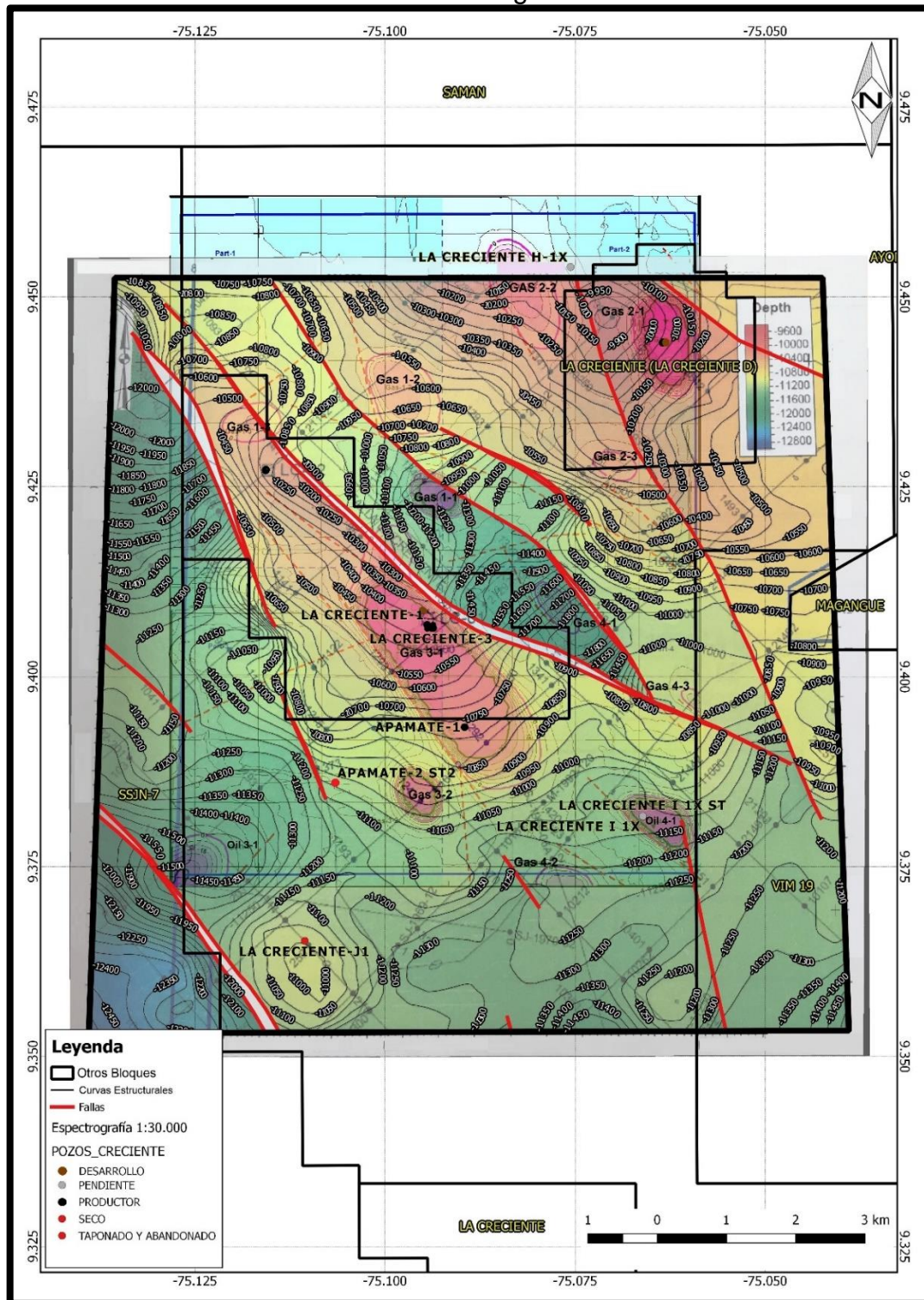


Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

Para la Fase 1 de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), la principal anomalía fue la Gas 3-1, los pozos que han sido realizados se encuentran en el interior de la anomalía lo cual puede considerarse como un caso de éxito, pero contrario ocurre cuando se aprecian las anomalías de la Zona Norte como Gas 2-1, Gas 2-2, Gas 1-2, Gas 1-3, en las cuales los pozos ejecutados sobre estas no están sobre el área principal de la anomalía lo cual conduce a una gran incertidumbre del éxito exploratorio. Al igual ocurre para la anomalía Oil 4-1 correspondiente a la Zona Sur, los pocos pozos están al borde de esta anomalía, sin embargo, se explicó en el capítulo anterior las Fase 2 ECECI y Fase 3 SVER muestran un área más detallada de las anomalías por esto la importancia de ejecutar las 3 fases de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT) sobre un área.

Después de haber delimitado la ubicación de los pozos en la **Figura 95**, se procede a colocar las anomalías con los pozos sobre el mapa estructural de la Formación Ciénaga de Oro como se ilustra en la **Figura 96**, para verificar si concuerdan con las zonas que el mapa estructural indica como propicias para la acumulación de hidrocarburos respecto a la información de las anomalías obtenidas por la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT) para generar las zonas prospectos de hidrocarburos para los futuros planes de perforación.

Figura 96. Mapa de anomalías tipo yacimientos sobre mapa estructural en Formación Ciénaga de Oro



Fuente: Análisis de resultados de sísmica Pacific Rubiales, Compañía de tecnologías avanzadas CTAC, modificado por los autores.

Como se observa en la **Figura 96**, al momento de cotejar las anomalías se identificó que la mayoría, tienden a estar ubicadas en las zonas que fueron dichas como propicias en el mapa estructural, más exactamente en la zona de fallas, en cuanto a las zonas más importantes y con mayor cantidad de hidrocarburo corresponde a la anomalía Gas 3-1 (sobre esta zona el Bloque La Creciente inicio su exploración), pero así mismo existen otras zonas con potenciales interesantes que serán abordados más adelante en el análisis que se realiza en la Fase 2 ECECI y Fase 3 SVER, que dentro del polígono definido en el Bloque La Creciente corresponden a la zona Norte Anomalías Gas 2-1, Gas 2-2, Gas 2-3, Gas 2-4, y zona sur con la anomalía Oil 4-1.

La primera validación que se logró identificar sobre el Bloque La Creciente corresponde a la zona donde se ubica la anomalía Gas 3-1 ya que dentro de esta anomalía se encuentran los pozos, La Creciente 1, La Creciente 3, La Creciente 4, La Creciente 5, Apamate – 1 y Apamate – 1X. Estos pozos son productores y pozos en desarrollo que permiten drenar las reservas probadas del Bloque La Creciente, por tanto, la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT) valida la presencia de hidrocarburos sobre esta zona (alto estructural) y además la anomalía se acopla a la estructura de fallamiento de la misma (falla 3). Estos pozos están ubicados sobre las curvas estructurales de 10.350, 10.450 y 10.750 pies, encontrándose en zonas con cierre estructural.

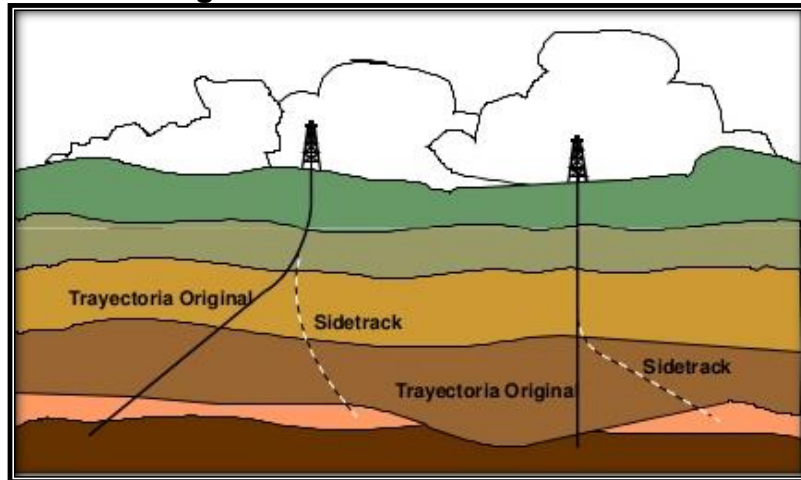
Caso similar ocurre para los pozos La Creciente 2, La Creciente 2-ST1, La Creciente 2-ST2 estos pozos fueron perforados en los años 2007 a 2008 y como observa en la **Figura 96**, estos pozos están sobre una zona en la cual la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT) no indica la presencia de hidrocarburos, y sumado para verificar la validez de la información estos pozos resultaron secos, aunque los pozos están sobre las curvas estructurales de 10.300 y 10.350 pies, denotando presencia de hidrocarburo hasta el cierre estructural.

Continuando con el análisis, el comportamiento de estos pozos se puede apreciar que existe el pozo La Creciente 2 – ST3, este pozo no fue nombrado anteriormente ya que como los pozos La Creciente 2 – ST1, La Creciente 2 –ST2 corresponde a la perforación Side Track. Cuando en una locación se realizan Side Track, se hace con el fin de lograr una mejor productividad en los reservorios, este consiste en la perforación desviada, ya que está diseñada para atravesar la zona geológica interpretada como más favorable en la estructura que alberga el yacimiento como se ilustra en la **Figura 97**, en este caso se realizaron varios side tracks hasta el punto en el cual uno de estos fue exitoso mostrando que se logró llegar a la litología apropiada.

La anomalía Oil 3-1 fue determinada en la Fase 1 de Espectrografía satelital de pequeño tamaño, se relacionó con la información de los pozos cercanos perforados, dando una hipótesis de que en esta zona dicha anomalía no pueda ser correcta ya que en el sector se encontró solamente agua. Esta anomalía se encuentra en una zona no apta para la acumulación de hidrocarburo porque se

encuentra sobre un bajo estructural, esta anomalía se encuentra cerca de líneas sísmicas asegurando que esta zona si esta estudiada y no podría asegurarse que sea un error del mapa estructural, por ende genera incertidumbre ya que se define un error en la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), presentando poca precisión en las anomalías pequeñas demostrando una limitante en su primera fase, señalando que para un análisis concluyente se deben correr las 3 fases.

Figura 97. Perforación Side Track

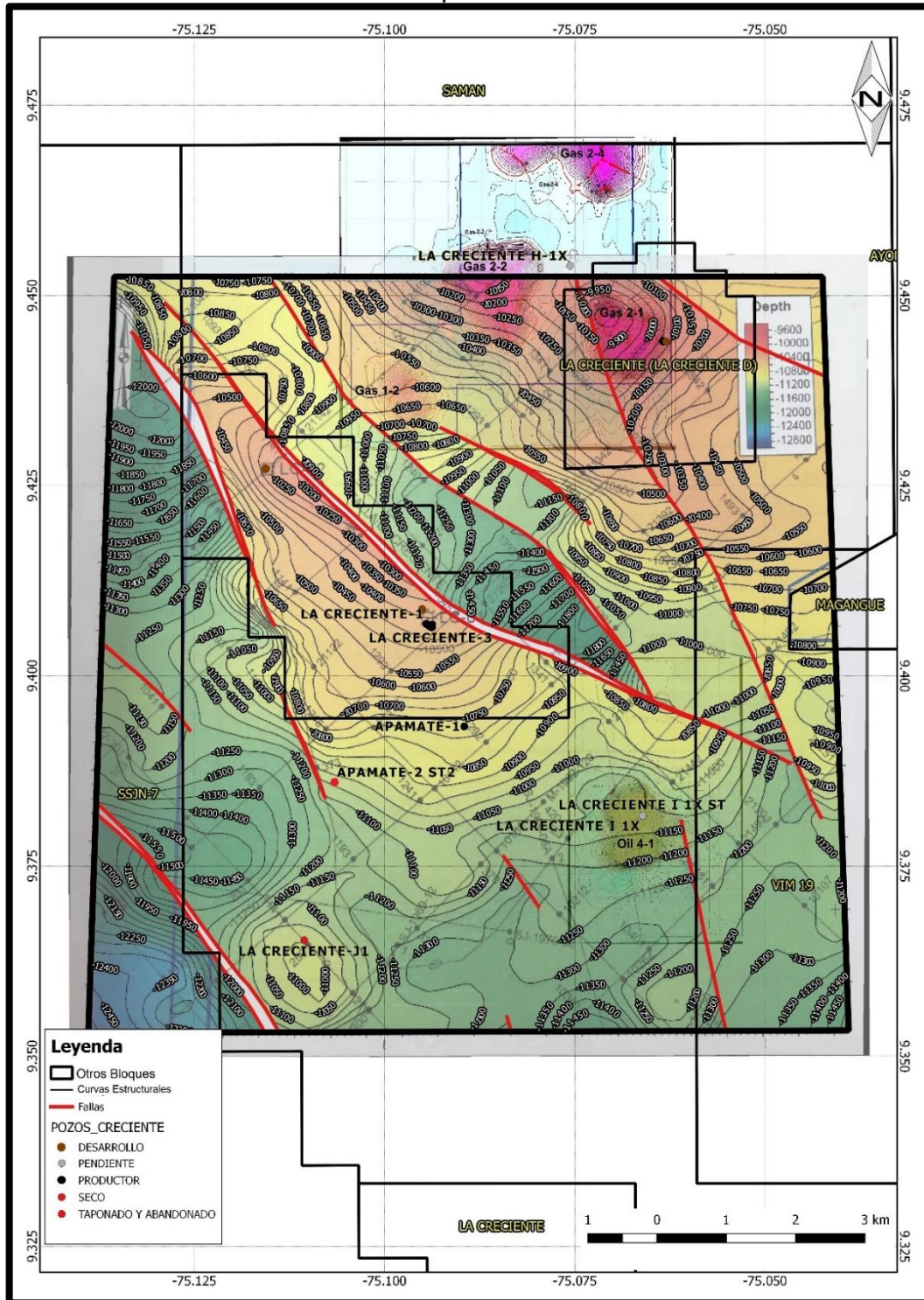


Fuente: Perforación Side Track, tomado del curso de Perforación direccional básica Ing.Mirco Guzman 9/2009.

Es importante mencionar que para la Fase 2 ECECI y la Fase 3 SVER, la compañía operadora excluyó la anomalía Gas 3-1 y sus alrededores ya que esta zona es la que cuenta con mayor información respecto al bloque a diferencia de las Zonas Norte y Zona Sur.

Para la **Figura 98**, se procedió a evaluar sobre el mapa estructural de la Formación Ciénaga de Oro los resultados obtenidos con la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), pero para este caso el análisis se centra en la Fase 2 ECECI Y Fase 3 SVER. Dentro de estas fases la diferencia respecto a la Fase 1 será de la mayor precisión y exactitud de la forma de las anomalías ya que estas además de la toma satelital, estos trabajos son realizados en campo permitiendo delimitar de una manera más adecuada el yacimiento.

Figura 98. Anomalías Fase 2 ECECI, localización pozos Bloque La Creciente sobre Mapa Estructural



Fuente: Análisis de resultados de sísmica Pacific Rubiales, Compañía de tecnologías avanzadas CTAC, modificado por los autores.

Basado en el análisis anterior, se identificó que en la Zona Norte, las anomalías Gas 2-1, Gas 2-2, Gas 1-2 y Gas 2-4, el espectro de la anomalía tiende a cambiar de forma acoplándose a las respuestas que fueron brindadas por el equipo de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), como también se aprecia sobre qué área de toda la anomalía concentra el mayor pulso electromagnético; para los pozos que se encuentran sobre la anomalía Gas 2-1 se observa que estos pozos (La Creciente D-1 y La Creciente D-2) bordean la anomalía en el costado derecho están dentro pero no están sobre el área de mayor interés, caso contrario ocurre con la anomalía Gas 2-2 en esta anomalía con un área de prospección importante no existe pozo alguno perforado y los que se supone deberían estar en esta anomalía se encuentran en un punto donde según la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT) indicó la no presencia de hidrocarburos (pozos La Creciente H-1X ST, La Creciente H-1X), estos pozos según la información pública que existe están en pruebas con miras a ser abandonados. Ya en lo que respecta a la anomalía Gas 1-2 es de un área menor, pero la anomalía Gas 2-4 que no fue identificada en la Fase 1 pero si en la Fase 2 ECECI muestra que dentro del área del Bloque existe una muy buena prospección de hidrocarburos y con miras a ser explorada con la perforación de pozos. Esto se puede apreciar conforme está plasmado en la **Figura 98**.

A su vez para la Zona Sur, la anomalía Oil 4-1, indica la presencia de fluido tipo gas condensado, y los pozos perforados (La Creciente I 1X-ST, La Creciente I 1X) están ubicados dentro de la anomalía en una zona con muy buenas perspectivas de hallar hidrocarburos (**Figura 98**) y debido a que esta información es confidencial el resultado de estos pozos es desconocido y han sido los últimos proyectos de perforación que ha ejecutado la compañía.

Evaluada la Fase 2 ECECI de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT) se procede a establecer con el mapa estructural las profundidades promedio que indica el mapa estructural y que serán cotejadas con las profundidades obtenidas en la Fase 3 SVÉR de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT).

Esta comparación se realiza para las anomalías Gas 2-1, Gas 2-2, Gas 1-2, Gas 2-4 y Oil 4-1, encontrando que en la Zona Norte corresponden a las anomalías Gas 2-1, Gas 2-2, Gas 1-2 y Gas 2-4, las profundidades establecidas en el mapa estructural para la Formación Ciénaga de Oro están entre los 10.000 a los 10.600 pies y por parte de la Fase 3 SVÉR, la Formación Ciénaga de Oro se encuentra entre los 10.000 – 10.400 pies.

Así mismo ocurre para la Zona Sur correspondiente a la anomalía Oil 4-1, en esta anomalía indica que en el mapa estructural la Formación Ciénaga de Oro se encuentra entre los 11.000 a los 11.200 pies, en igual forma la profundidad establecida por parte de la Fase 3 SVÉR, La Formación Ciénaga de Oro se encuentra en los 11.000 -11.300 pies. Como se puede apreciar existe una relación entre los datos obtenidos en los métodos convencionales con las nuevas

tecnologías, lo que rompe inmediatamente los paradigmas que se ha establecido en la industria petrolera.

La tecnología OFT es un indicador complementario al estudio convencional, pero no existe una precisión válida en toda la zona de estudio ya que no es muy efectiva en la georreferenciación debido a que las anomalías están sobre la zona, pero geológicamente no se evidenció una correlación exacta entre estas.

5.3 MAPA ESTRUCTURAL MODIFICADO

El siguiente mapa es realizado con base al aporte de los resultados de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT).

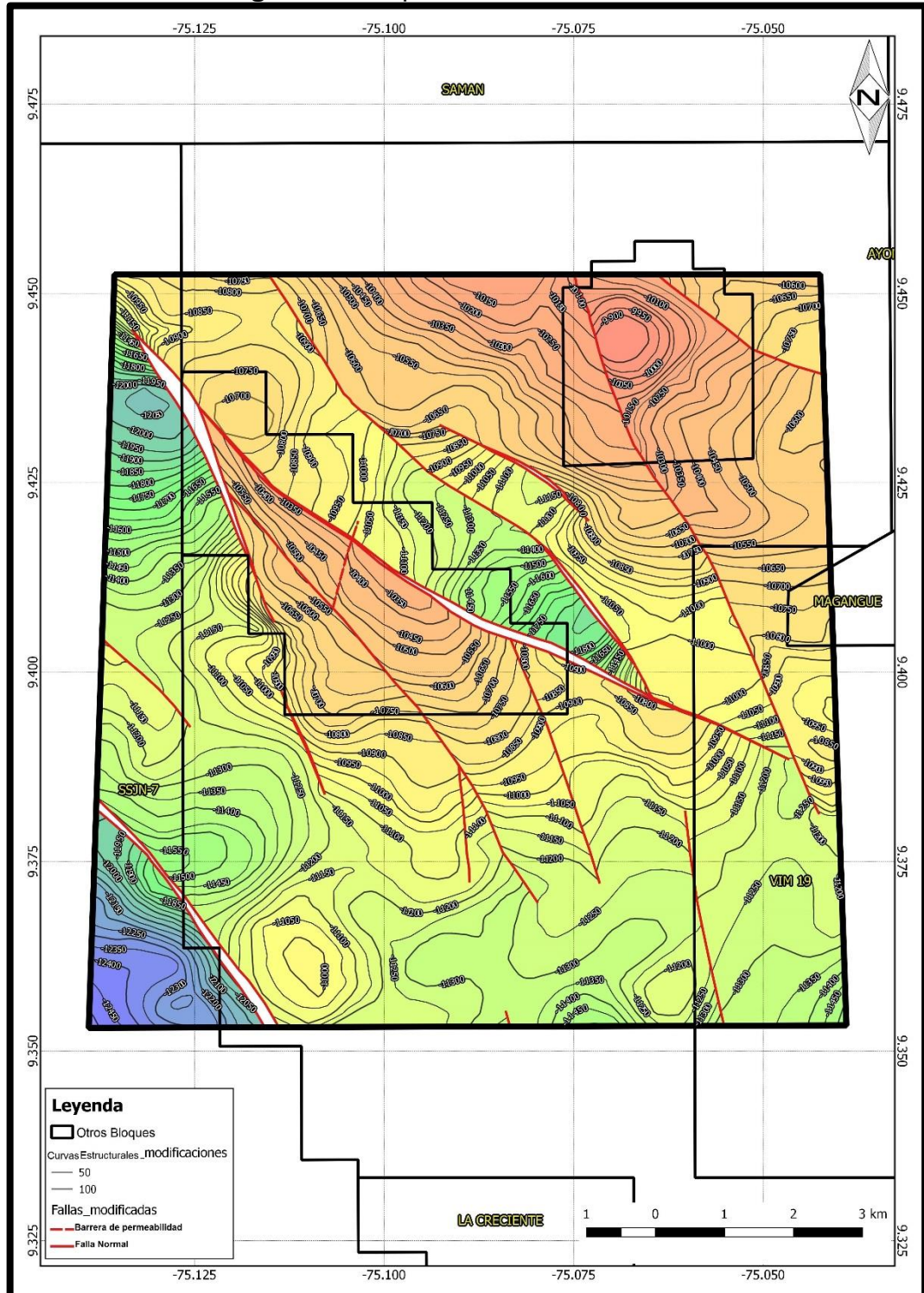
5.3.1 Mapa y análisis. En la Figura 96, la ubicación de las anomalías sobre el mapa estructural al tope de la formación Ciénaga de Oro, se pudo denotar un posible error en la realización de este mapa por parte de la empresa Pacific Rubiales, debido a que la falla normal (falla 3) que atraviesa la anomalía Gas 3-1, por análisis de estructuras de geología supondría en todo el estrato hacia la parte superior la presencia de hidrocarburo, pero en esta zona se encuentran los pozos La Creciente 2, La Creciente 2-ST1, La Creciente 2-ST2 y La Creciente 2-ST3, de los cuales 3 resultaron secos.

Debido a la confidencialidad de la información, la dirección de estos Side Tracks no se conoce, pero conforme a lo plasmado en la **Figura 96**, cercano a esta zona está la anomalía Gas 1-3, que concluye que el pozo La Creciente 2 – ST3 pudo tener dirección hacia esta zona. La otra gran posibilidad que se determinó para la realización de la **Figura 99**, es la hipótesis acerca del tamaño de la anomalía Gas 3-1, ya que debe ser más grande, aumentando la presencia de hidrocarburo en un sentido Norte-Oeste como sucede en las zonas Norte y Sur, porque la espectrografía satelital a comparación de la fase 2 ECECI, solo denota la presencia de hidrocarburo, pero no delimita exactamente el tamaño de la acumulación.

Por esta razón se procede a mover la falla normal (falla 3), ya que el Spill Point, que es el punto más bajo en la estructura en donde se puede entrapar el hidrocarburo, y una vez que la trampa se ha llenado hasta su punto de derrame, su posterior almacenamiento o retención de hidrocarburos no se producirá por falta de espacio de depósito dentro de esa trampa si no que continúan migrando hasta que son atrapados en otro lugar, esta hipótesis sugiere el comportamiento observado en las perforaciones realizadas en esa zona correspondiente a los pozos La Creciente 2, La Creciente 2-ST1 y La Creciente 2-ST2 dieron como resultados que los pozos perforados en esta zona no tuviesen éxito y solo el pozo La Creciente 2-ST3 fuese productor, además se establece una barrera de permeabilidad delimitando el cierre del fluido en la estructura de la anomalía Gas 3-1 para el cierre de la estructura en esta parte del bloque.

El concepto de este análisis se basó en los resultados que fueron obtenidos en los 4 pozos existentes, encontrando un horizonte productor en otra zona no establecida y conforme el mapa estructural indicaba que sobre esta zona debería existir presencia de hidrocarburo. Lo que indica la apreciación no corresponde a lo establecido, es por esto que como el mapa estructural también es un análisis hecho por un intérprete especializado, pero no exento de errores humanos, para el mapa final fue cambiado y movida la falla (falla 3) para crear una nueva interpretación basada en el análisis realizado por los autores.

Figura 99. Mapa estructural modificado



Fuente: Análisis de resultados de sismica Pacific Rubiales, Compañía de tecnologías avanzadas CTAC, modificado por los autores.

Respecto a las zonas Norte y Sur, solo se realizó ajustes en las curvas de nivel con base a las anomalías para detallar mejor la zona de presencia de hidrocarburo, para luego poder ubicar los contactos agua-gas y gas-petroleo respecto a la información de la OFT vs resultados pozos perforados.

Ninguno de los dos procesos es absoluto, es por esto que se ajustó el mapa estructural a las anomalías encontradas como se ilustra en la **Figura 100**, pero así mismo la complementación es importante, como es el caso del estudio sísmico cuando un cuerpo tiene un buzamiento y las ondas generadas toman una ruta diferente al de regreso, como así mismo cuando se realiza en el cálculo ese punto no es exacto y tiene una variación, lo mismo ocurre cuando se migran los datos ya que las velocidades tampoco son exactas y parten de las interpretaciones de las personas especializadas. Como es el caso de la ubicación de los pozos LCA-3 y LCA-5 que no coincidieron al tope de la Formación Ciénaga de Oro respecto a las perforaciones de estos pozos con el mapa estructural, por tanto, el mapa estructural no es absoluto como así mismo la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT) no es absoluta. Porque la primera fase de la tecnología evaluada se observa desde un satélite e indica la existencia del hidrocarburo, pero solo la existencia.

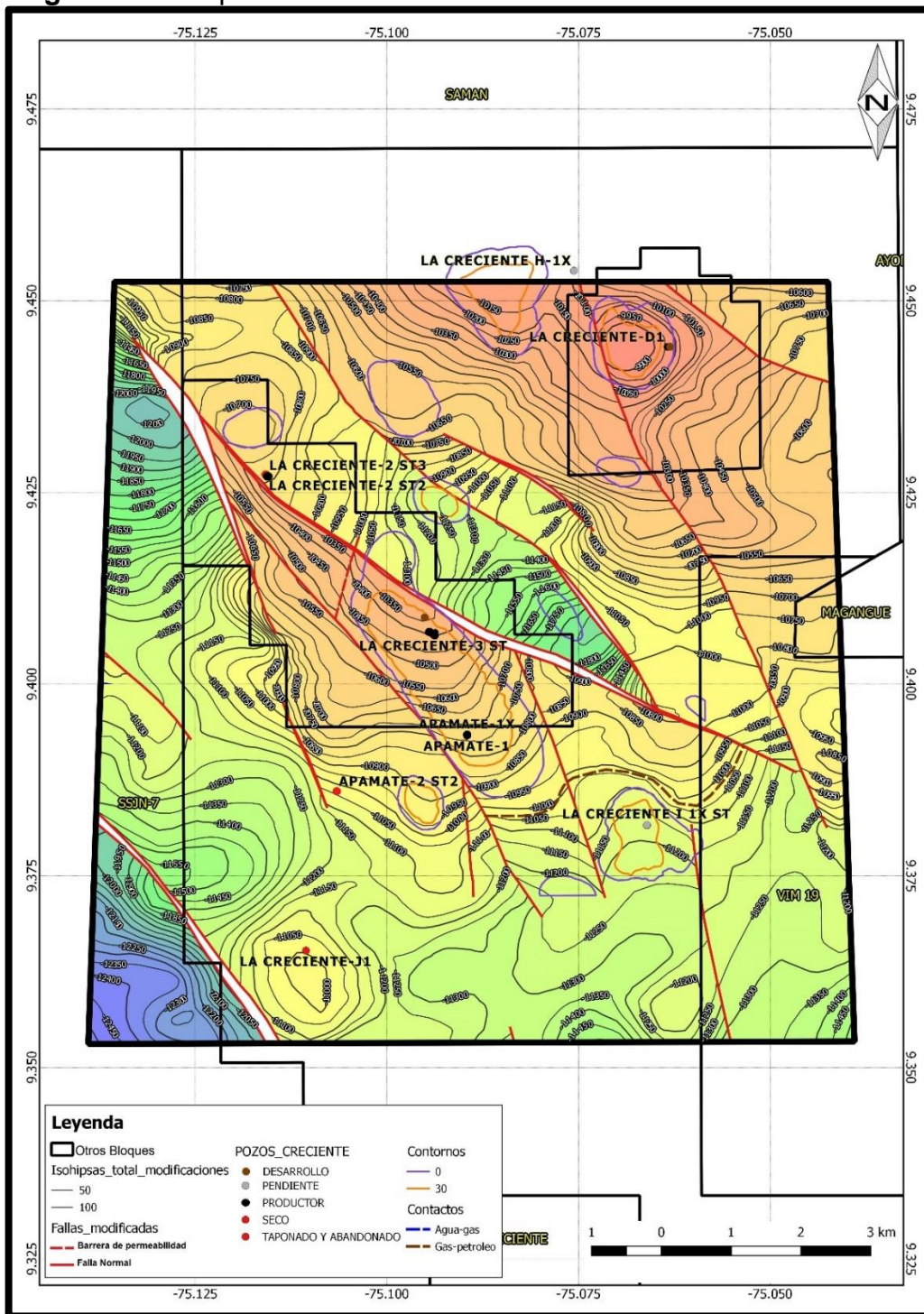
En la **Figura 100**, se muestra el mapa modificado agregando los contornos de la tecnología OFT, donde el contorno morado indica el inicio anomalía y el contorno naranja representa la mayor presencia de hidrocarburo.

Al realizar el ajuste final se pudo determinar el complemento de la tecnología OFT sobre la zona de estudio en donde se evidencia la presencia de hidrocarburo, como se observó anteriormente en la superposición de las anomalías sobre el mapa estructural, coinciden la ubicación de los pozos con respecto a las zonas anómalas, pero las curvas de nivel no se ajustaron a ciertas anomalías al igual que las anomalías al mapa estructural.

La unión de la información de ambas tecnologías permitió delimitar las zonas mediante el contacto petróleo-gas, ubicado para poder relacionar las zonas donde no sería recomendado realizar la perforación de pozo.

La tecnología OFT es un excelente complemento a los registros convencionales, permitiendo seleccionar donde deben correrse dichos registros, ahorrando costos y tiempo de trabajo.

Figura 100. Mapa estructural modificado con correlación de anomalías



Fuente: Análisis de resultados de sismica Pacific Rubiales, Compañía de tecnologías avanzadas CTAC, modificado por los autores.

5.4 COMPARACIÓN DE LAS HERRAMIENTAS DE ESTUDIO

En este capítulo se realiza una comparación de las tecnologías convencionales con respecto a la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT) como se ilustra en el **Cuadro 15**, para poder evaluar su rendimiento y poder concluir cual es más óptimo a la hora de un proceso de exploración.

Cuadro 15. Cuadro comparativo evaluando la eficiencia de aspectos de análisis de los registros convencionales frente a la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT)

Parámetro a comparar	Registro sísmico	Registros eléctricos	Tecnología de (OFT)
Factores que afectan su lectura	Interferencias	Tipo de minerales y fluidos en la formación	Ninguno
Rango de profundidad de estudios	0-50.000 pies	Depende de la profundidad de la perforación y la inclinación	0-98.000 pies
Tiempo en realizar medición	De 1 a 3 semanas según la cantidad de kilómetros del área y después de haber obtenido la licencia de exploración (de 1 a 3 meses)	De 1 a 2 semanas después de haberse perforado el pozo (de 1 a 3 meses de haber obtenido la licencia de perforación y de 1 a 3 semanas adicional perforando pozo y dependerá de la cantidad de pozos en la zona)	De 15 a 25 días en totalidad de sus 3 fases
Peligro en la ejecución	Mala aplicación del estallido para la inducción de la onda puede causar fracturas en el subsuelo	Perdida de la herramienta del registro	Ninguno

Cuadro 15. (Continuación)

Parámetro a comparar	Registro sísmico	Registros eléctricos	Tecnología de (OFT)
Acceso a la zona de estudio	dependerá de las vías de acceso para su llegada para poder llevar las herramientas	dependerá de las vías de acceso para su llegada para poder llevar las herramientas	En la primera fase no hay limitante, pero en las otras dos fases dependerá de las vías de acceso para su llegada
Que no identifica	Fluidos (hidrocarburo, agua)	Para lograr una caracterización es necesario correr un set de registros	Propiedades de la roca (porosidad, permeabilidad)

Con base a la comparación anterior, se realiza un cuadro comparativo que delimita que obtiene cada tecnología agregando un factor adicional, que es la información que se obtiene a partir de un pozo como se muestra en el **Cuadro 16**.

Cuadro 16. Caracterización de Yacimientos

Caracterización de Yacimiento					
Tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT)			Registro sísmico	Registros eléctricos	Con un pozo
Fase 1 Espectrografía	Fase 2 ECECI	Fase 3 SVER	Estilo tectónico Geología estructural Litología Trampas Posición en la profundidad Cálculo de volúmenes	Litología Identificación de fluidos Fracturas	Profundidad verdadera Tipo de hidrocarburo Litología Cálculos de reservas
Evidencias de hidrocarburos en el área Tipo de fluidos	Forma delimitación de yacimiento o Fallas	Profundidad y espesores			

6.CAPITULO FINANCIERO

En el siguiente capítulo se encontrará el análisis financiero hecho para la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), comparando los costos en el análisis CAPEX (costos de capital) y OPEX (costos de operación) tanto de esta tecnología como del método de exploración convencional.

La evaluación financiera que se realiza, está representada en los costos asociados que se generan respecto al uso de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), sobre un área de 89 km² localizados sobre la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, departamento de Sucre, municipio de San Pedro, con el fin de identificar la presencia de zonas anómalas referente a la presencia de fluidos tipo hidrocarburos en el Campo La Creciente.

Para esto, se realiza una evaluación del impacto en términos financieros, dirigida al estudio del Campo La Creciente por medio del uso de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), en relación a los costos que son generados por los servicios que brinda esta tecnología que para este caso son contratados por la operadora en contraste a los costos generados por las tecnologías convencionales.

6.1 ANÁLISIS TEÓRICO DEL IMPACTO EN TÉRMINOS FINANCIEROS

El análisis del impacto económico para el proyecto se enfoca en la realización de los cálculos correspondientes mediante el indicador de costos (CAPEX Y OPEX) para lograr cuantificar las utilidades que brinda la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT) como también permitirán tomar la decisión al cliente debido a que al generar un valor de CAPEX bajo, la capacidad financiera del cliente le va a permitir focalizar la inversión en las áreas prospectivas que puedan generar que la inversión de capital se vea reflejada en menores gastos de operación, a diferencia de tener un gran volumen de CAPEX que no generaría un margen de rentabilidad esperado al ser mayor los costos de operación.

Por esto el costo de inversión de este servicio se centra en la adquisición del activo con el beneficio de generar en el inversionista la seguridad de tomar una decisión para que los proyectos futuros que valla a realizar sea efectuada en unos resultados de éxito o, por el contrario, determine no invertir más dinero para no generar pérdidas de capital.

La idea de un análisis mediante estos indicadores es poder convertir el CAPEX bajo a un OPEX bajo para poder tener mayor porcentaje de ganancias y rentabilidad.

Es de vital importancia aclarar que los datos con los cuales se realizaron los cálculos financieros fueron datos brindados por la empresa, en base el trabajo realizado en el Campo La Creciente y sumado a otros trabajos realizados a nivel

nacional e internacional, con el fin de obtener el costo que acarrea el uso de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT).

6.1.1 Capex. Es la abreviatura de la expresión Inglés Capital Expenditure (en español, capex o gastos de capital) y es la cantidad de dinero gastado en la adquisición (o mejora) de los bienes de capital de una empresa en particular. El CAPEX es por lo tanto la cantidad de inversiones en equipos e instalaciones con el fin de mantener la producción de un producto o servicio o para mantener funcionando un negocio o un sistema particular.

6.1.2 Opex. Se refiere a los costos asociados con el mantenimiento de equipos y gastos de consumibles y otros gastos de funcionamiento necesarios para la producción y el funcionamiento del negocio o del sistema. Por ejemplo, la compra de una máquina es CAPEX, mientras que el costo de mantenimiento es OPEX.

6.1.3 Ingresos. Corresponden a los flujos de caja relacionados por la prestación de los servicios de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT).

Los ingresos del proyecto se calcularon en base a dólares americanos, ya que los servicios principales de la tecnología son cotizados en dólares.

6.1.4 Costos. Para el proyecto planteado, los costos se reflejan en la cantidad de dinero que es necesaria para la ejecución de las etapas, dentro de estas se encuentran personal especializado, impuestos, entre otros.

6.5.4.1 Costos variables. Los costos variables hacen mención a la proporción en base a la cantidad de kilómetros o área que es cubierta por la tecnología en el desarrollo de sus diferentes fases, sin embargo, este costo variara según el margen de inversión que realice la empresa cliente ya que depende directamente de la rentabilidad que posean.

Los siguientes son los costos variables en la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT):

- Trabajo de Espectrografía:

Ecuación 4. Costo Espectrografía

$$\text{Costo Espectrografía} = 100\% \text{ de los } Km^2 \text{ de estudio} * \text{costo } Km^2 \text{ de la espectrografía}$$

Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S.

Donde el costo de la espectrografía es de 4.750 USD por km².

- Trabajo en campo correspondiente a la segunda y tercera fase:

Ecuación 5. Costo Trabajo en campo

$$\text{Costo Trabajo en campo} = \text{area efectiva en Km}^2 * \text{costo Km}^2 \text{ del trabajo en campo}$$

Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S.

Donde el costo del trabajo en campo es de 18.700 USD por km².

6.5.4.2 Costos fijos. Por otro lado, los costos fijos son los que permanecen constante, y siempre será necesario mantenerlos activos, estos costos permiten que la empresa se mantenga activa sin importar la cantidad de trabajo que tenga en cierto momento, estos gastos deben ser aportados por la empresa, como pueden ser:

- Depreciaciones
- Seguros
- Servicios públicos
- Impuestos
- Área administrativa

En este caso el costo fijo tiene un valor de 13.400 USD mensual que corresponden a pago de nómina, arriendo de las oficinas, pagos de servicios públicos e impuestos, como fue mencionado en ejemplo anterior.

También se tiene en cuenta los costos de logística que como costo fijo debido a que es un valor que no depende de ninguna variable y siempre tendrá el mismo valor que equivale a 10.000 USD.

6.5.4.3 Costos totales. Los costos totales es la suma de los costos fijos y los costos variables menos el descuento, que se calcula a convenir, ya que variará según la cantidad de km² efectivos del estudio.

Ecuación 6. Costos totales

$$\text{Costos Totales} = \text{trabajo espectrografia} + \text{trabajo en campo} + \text{costos de logistica} - \text{descuento}$$

Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S.

6.1.5 Realización tablas de costos. Se debe hacer la acotación de que la empresa divide en dos servicios la ejecución de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas, por tanto, es realizado un cobro por el trabajo de espectrografía y otro cobro por el trabajo en campo, debido a que se realizan diferentes pagos de impuestos y obligaciones.

Tablas de Registros de Sísmica y Registros Eléctricos

Tabla 1. Costos de registros de sísmica

Longitud	89	km²
Costo sísmico	\$ 14.500	1 km²*USD
Costo total	\$ 1.290.500	USD

Tabla 2. Costos de registros eléctricos

Profundidad	5.000	Ft
Costo registros	\$ 30.000	1000Ft*USD
Costo total	\$ 150.000	USD

Para un costo subtotal de \$ 1.444.500 USD, a este valor se debe agregar el costo de una licencia ambiental, el cual tiene un valor aproximado de \$600.000 USD que consta de la licencia ambiental, el estudio del impacto ambiental y plan de manejo ambiental; dando un total de \$ 2.044.500 USD.

Tablas de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT)

Tabla 3. Costos espectrografía

Área	89	km²
Costo espectrografía	\$ 4.750	1 km²*USD
costo área	\$ 422.750	USD
Logística	\$ 5.000	USD
Costo administrativo	\$ 13.400	USD
Costo total	\$ 441.150	USD

Tabla 4. Costos trabajo en campo

Área efectiva	18	km²
Costo campo	\$ 18.700	1 km²*USD
Descuento 3 km²	-\$ 56.100	USD
Costo área	\$ 336.600	USD
Logística	\$ 5.000	USD
Costo administrativo	\$ 13.400	USD
Costo total	\$ 317.618	USD

Para un costo total de \$ 758.768 USD

6.1.5.1 Comparación costos. Conforme a la realización de los cálculos correspondientes a las tecnologías convencionales (tabla 1. Costos de Registros de Sísmica y tabla 2. Costos de Registros Eléctricos) y los cálculos correspondientes a la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT) (tabla 3. Costos Espectrografía y tabla 4. Costos trabajo en campo), se estableció que existe una diferencia entre los costos del uso de los métodos convencionales frente al uso de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), ya que el diferencial de costos es de \$ 1.285.732 USD (2.044.500 USD-758.768 USD), teniendo en cuenta la acotación de que la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT) no tiene en cuenta el costo de la licencia ambiental debido a que no la necesita para la realización de su trabajo.

Las tecnologías convencionales se gastaron aproximadamente de 8 a 9 meses en su ejecución debido a que tenían que esperar el trámite de entrega de la licencia ambiental, luego de esto sumar el tiempo de la realización de los estudios sísmicos y geológicos, para concluir si fue posible la perforación de un pozo exploratorio y cotejado con la toma de Registros Eléctricos, a diferencia de la ejecución de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT) ya que desde el momento de la planeación a finalización de la ejecución de las tres fases el tiempo total estimado estuvo en 2 meses, por tanto la diferencia de tiempo se ve reflejado directamente en el factor del costo del dinero a través del tiempo.

6.1.6 Porque invertir en la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT).

- Es una tecnología de bajo costo, ya que puede realizar su trabajo en poco tiempo lo cual implica reducción de costos.
- Es una tecnología practica debido a que no necesita muchos componentes para llevar a cabo su aplicación como por ejemplo para trabajar en las aguas marinas no requiere de embarcaciones especializadas, se puede hacer las mediciones en el aire desde cualquier aeronave.
- Su primera fase permite realizar su trabajo desde cualquier lugar remoto del mundo.
- No requiere de licencias y permisos, lo cual permite realizar el estudio lo más pronto posible.
- Su alta eficiencia permite aumentar el éxito de las campañas de perforación.
- Avala por la ANH como parte de los compromisos contractuales

En el **Cuadro 17** se realiza la comparación de los registros convencionales (que lo conforman los registros eléctricos y registros sísmica) con respecto a la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), evaluando cada aspecto fundamental que permite evaluar el desempeño de los mismos.

Cuadro 17. Cuadro comparativo de los registros convencionales frente a la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT)

Aspecto a comparar	Registros convencionales	Tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT)
Acceso	Si no se logra llegar a la zona de interés llevando todas las herramientas estas sería una limitante en la aplicación	Ya que su primera fase se realiza mediante el uso del satélite puede llegar a cualquier parte teniendo las debidas coordenadas del sitio de interés
Costos	Costo promedio de kilómetro cuadrado efectivo de \$45.000 USD+IVA de la sísmica 4D y costo promedio de Registros eléctricos básicos (Gamma Ray, Resistividad y SP) de \$30.000 USD+IVA por 1000 pies.	Costo promedio de kilómetro cuadrado efectivo de \$23.450 USD +IVA
Eficiencia	Entre un 20 a 40%	Entre un 60 a 80%
Permisos	Requiere de licencias ambientales y permisos debido a que se necesita perforación, realizar detonaciones lo cual puede generar cambio en el medio	No requiere licencias ambientales ni permisos ya que su aplicación no necesita ninguna perforación o detonación
Personal	Mínimo 14 personas en aplicación y evaluación de cada registro	Máximo 10 personas por fase
Tiempo	Un periodo intermedio entre 10 a 20 días por cada registro para alcanzar la totalidad de distancia requerida y 2 semanas para el procesamiento de cada registro.	Un periodo máximo de 10 a 20 días por sus tres fases y 1 mes para el procesamiento de la información.

Es conveniente realizar el proyecto debido a que hay elementos que permiten hacer un ahorro en los costos, destacando como principal el costo de la licencia ambiental.

7.CONCLUSIONES

- La tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT) se ajustó a los análisis previos hechos en la zona y permitió hacer la reinterpretación geológica del Bloque La Creciente en la Cuenca del Valle inferior del Magdalena.
- El análisis conjunto de los métodos convencionales y la tecnología OFT, logro interpretar la distribución geológica presente en la zona asemejándose a las estructuras identificadas, y logrando actualizar mapas de caracterización sobre el Bloque en estudio.
- Al hacer el análisis OFT con el registro Master Log coinciden rangos de topes y bases identificados por los análisis geológicos.
- Mediante la tecnología OFT se evidencio las zonas en las cuales los proyectos exploratorios resultaban en pozos secos y abandonados, ya que en estas zonas no se registró presencia de hidrocarburo por parte de la tecnología. Además, con base en la nueva interpretación la ubicación de las fallas se ejecutó en relación al resultado de los pozos perforados y la interpretación de las anomalías.
- La tecnología evaluada identifico tres nuevas zonas contentivas de gas para la posible ubicación de pozos exploratorios, las cuales son Gas 1-1, Gas 3-2 y Gas 2-2.
- Para un trabajo concluyente del OFT, la espectrografía evidencia que existe hidrocarburo en el subsuelo, pero la forma, tamaño, posición y posible geometría del yacimiento solamente se obtiene con la Fase 2 ECECI y la Fase 3 SVER, lo que hace necesario que se realicen las 3 fases de la misma.
- Los costos en sísmica pueden ser reducidos con el uso de la tecnología OFT, ya que esta permite discriminar zonas prospectivas de no prospectivas.
- Los resultados de la evaluación financiera del proyecto indica que es económicamente rentable, ya que permite un ahorro del 63% que en dinero representa un ahorro de \$1.285.732 USD respecto a las tecnologías convencionales.

8.RECOMENDACIONES

- Revisar la información litológica obtenida en los pozos La Creciente 2, La Creciente 2-ST1, La Creciente 2-ST2 y La Creciente 2- ST3 que permita un análisis concluyente en las zonas anómalas Gas 3-1 y Gas 1-3.
- Realizar un estudio de sísmica 3D sobre cada anomalía para hacer el correspondiente cálculo de volúmen de reservas como complemento de estudios de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT) y para la correlación de la geología del subsuelo.
- Se recomienda hacer estudios sísmicos y evaluar la posibilidad de perforar las zonas Gas 1-1, Gas 3-2 y Gas 2-2.

BIBLIOGRAFÍA

Barrero Darío, Martínez Juan F, Pardo Andrés, Vargas Carlos. Colombian Sedimentary Basins. Agencia Nacional de Hidrocarburos, Bogota. 2007.

Boletín de Geología Vol. 26, No. 42, Enero-Junio de 2004.

CTAC COLOMBIA. OFT [en línea]<<http://www.ctac.com.co/oild-and-gas-finder-technology/>>[citado el 10 de septiembre del 2015].

Geofísica no clásica: Tesis de conf. Internacional. (Ciudad de Sarátov, 28 ago. – 1 sept. 2000). – Sarátov: IOFZ a nombre de O Schmidt, AN FR, Nizhnevolskiy NNI de geología y geofísica. Sarátov. Departamento de formación geofísica Euroasiática, 2000. – 79 pág.

Herrera Yajaira, Cooper Norman, 2010. Manual para la adquisición y procesamiento de sísmica terrestre y su aplicación en Colombia, Montes L. Alfredo, Universidad Nacional de Colombia.

Ingeominas, Contrato 017-1994: Geología de Superficie Área Sinú San Jacinto. 1994.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Normas colombianas para presentación de tesis, trabajo de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Bogotá D.C.: El instituto, 2008. 110 p.

_____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá D.C.: El instituto, 2008. 38 p.

_____. Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 4490. Bogotá D.C.: El instituto, 2008. 30 p.

JotaErre.Net. [en línea]

< <https://jotaerre.net/2013/10/17/concepto-de-capex-opex/>>[citado el 17 de Octubre del 2013].

Kennett, Brian, 2009. Seismic Wave Propagation in Stratified Media, ANU E PRESS, The Australian National University, 1 - 6, 59 – 77.

Kurniawan Alva, Mc Kenzie Jhon, Putri Anita Jasmine, 2009. First Edition, General Dictionary of Geology. Environmental Geographic Student Association (EGSA).

Levashov S.P, Yakimchuk M.A., Korchaguin I.M., Pishchanyi I.M. Método de sondeo por electro-resonancia y sus capacidades en la realización de complejos estudios geólogo-geofísicos.// Geoinformática – 2003 – No 1 – Pág. 15 – 20.

Levashov S.P., Yakimchuk N.A., Korchaguin I.N., Taskinbaev K.M. Búsqueda y exploración de acumulaciones de HC con métodos geoelectricos en yacimientos de crudo de Kazajistán occidental// Georecursos – 2003 – No 1 – Pág. 31 – 37.

Petroblogger. [en línea]

<http://www.ingenieriadepetroleo.com/registros-eléctricos-sp-gr-ngs.html> [citado el 10 de febrero del 2013]

Petróleo América. [en línea]

<http://www.petroleoamerica.com/2011/02/bienvenidos_5773.html> [citado el 3 de septiembre del 2009].

Pirson S.J. Prediction of hydrocarbons in place by magnetoelectrotelluric exploration// Oil and gas. J. – 1976 – 74, No 22 – Pág. 82 – 86.

Shuman V. N. Métodos y modelos de sistemas de sondeo electromagnético: estado, limite y nuevas capacidades// ahí mismo. – 2006. – 28, No 1 – pág. 17 – 30.

Shuman V.N. Procesos electromagnéticos transitorios en un intervalo amplio de tiempo: modelos físico-matemáticos y características// Revista geof. – 2001. – 23, No 1. – pág. 3 – 21.

Shuman V.N. sobre bases teóricas de la geoelectrica moderna// ahí mismo. – 2005. – 27, No 2. – Pág. 218 – 234.

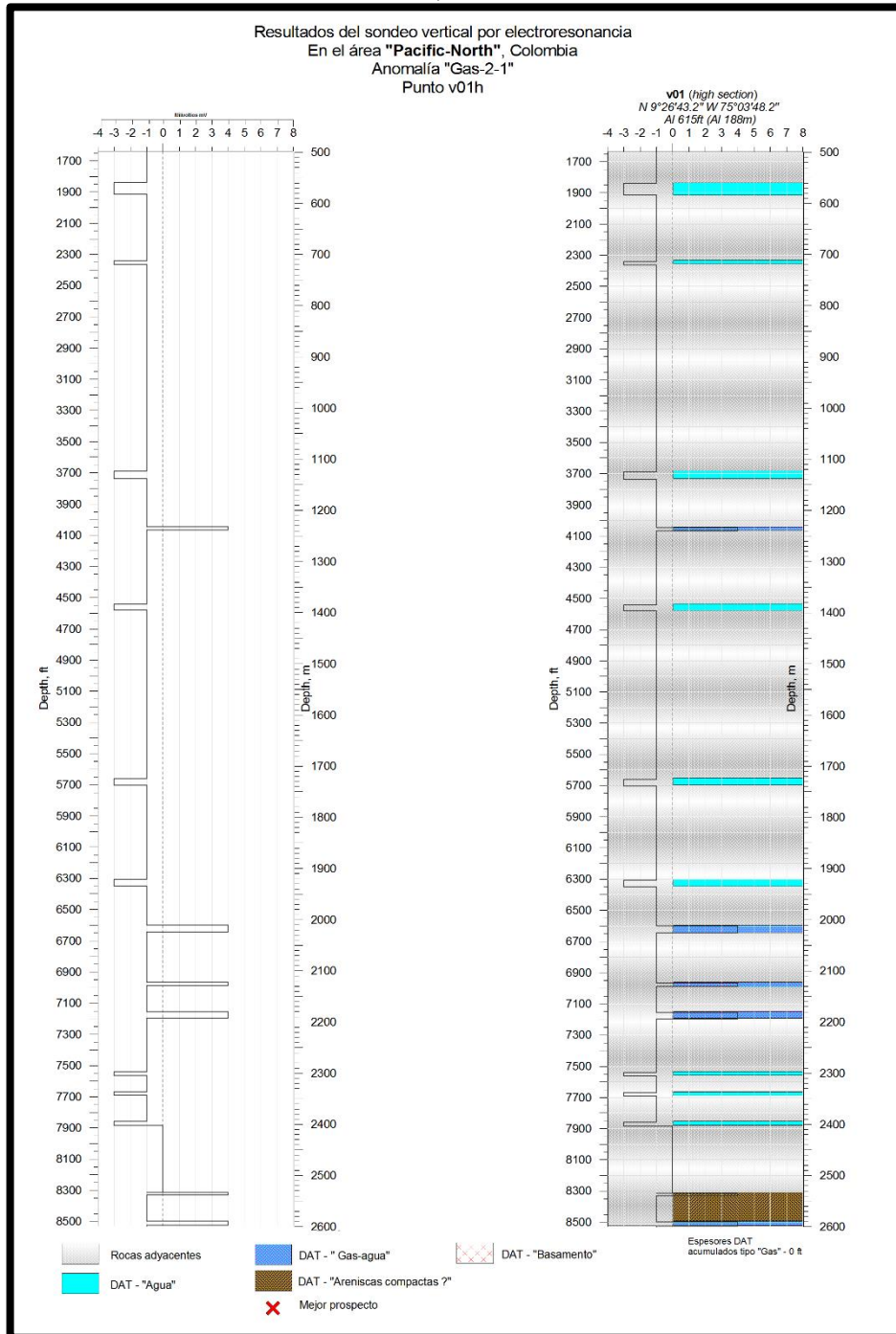
Shuman V.N., Prichepiy T.I. Regímenes óptimos de los sistemas electromagnéticos de sondeo con excitación controlada del campo en medios isotrópicos con dispersión// Revista geofísica – 2004 – 26, No 4 – Pág. 55 – 62.

Schulmberger. Principios y aplicaciones de la interpretación de registros. 2010.

Unidad de planeación minero energética (UPME), Balance de Gas Natural 2014-2023. 2014.

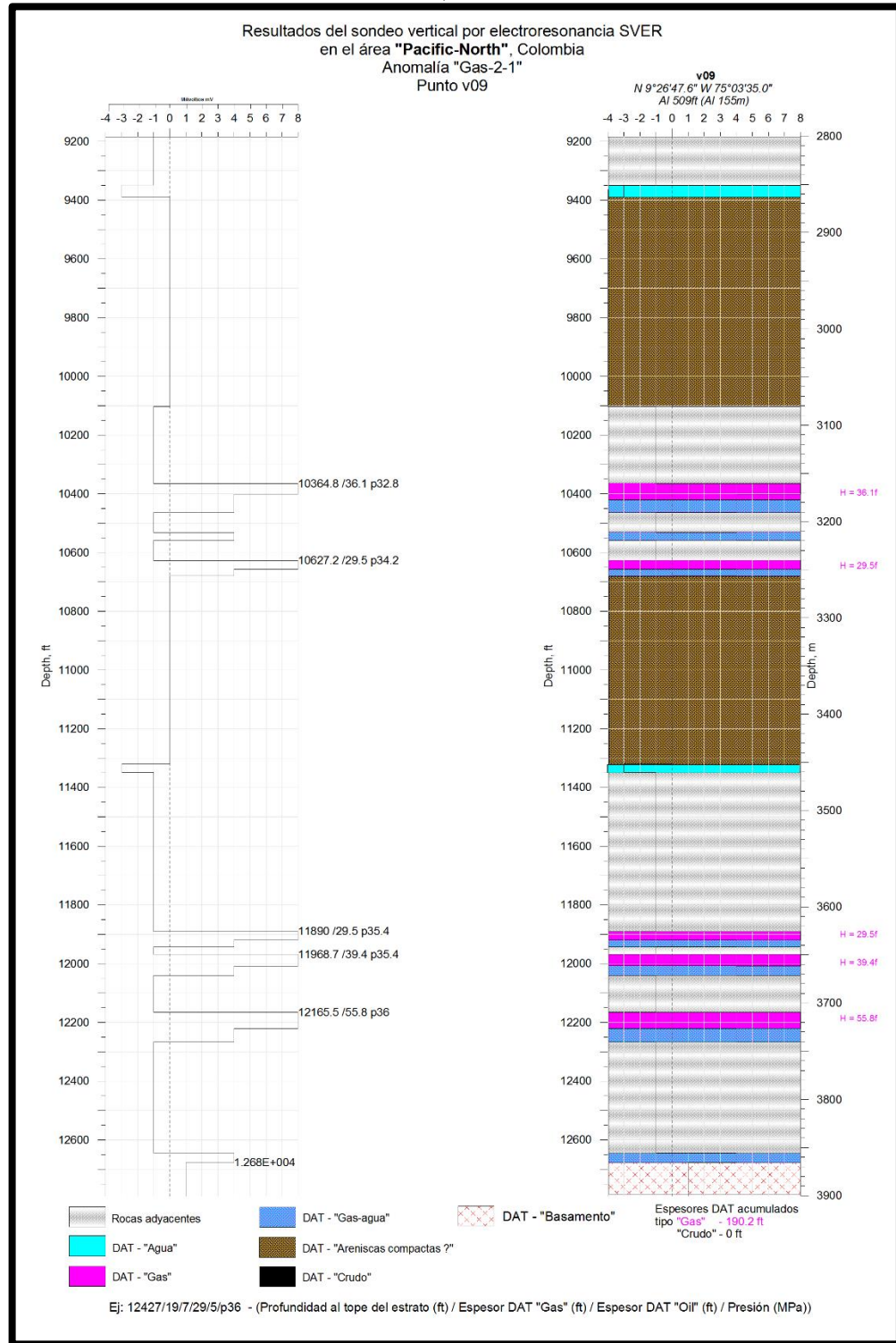
ANEXOS

ANEXO A PUNTO SVR V01, ANOMALÍA GAS 2-1



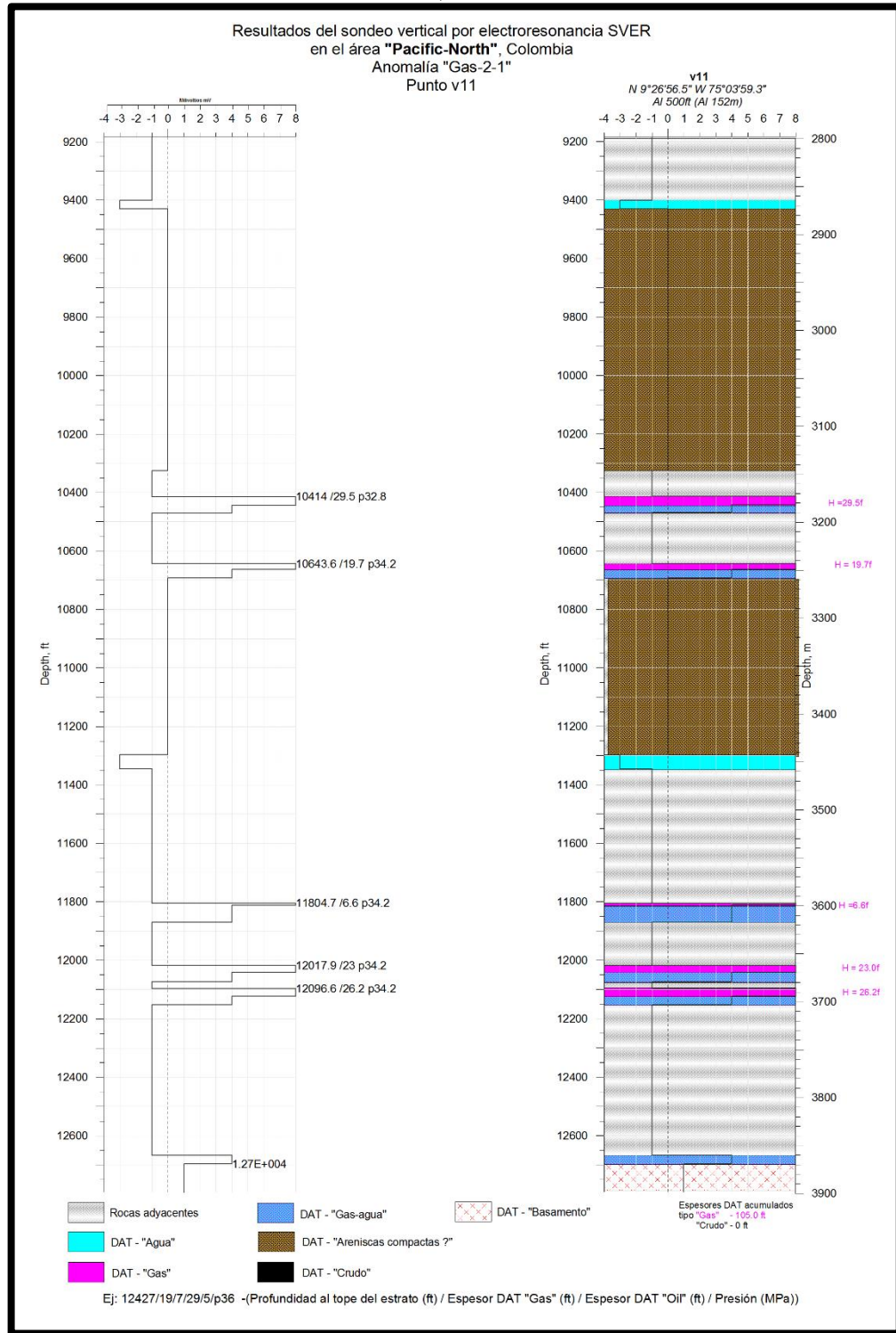
Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

ANEXO B PUNTO SVER V09, ANOMALÍA GAS 2-1



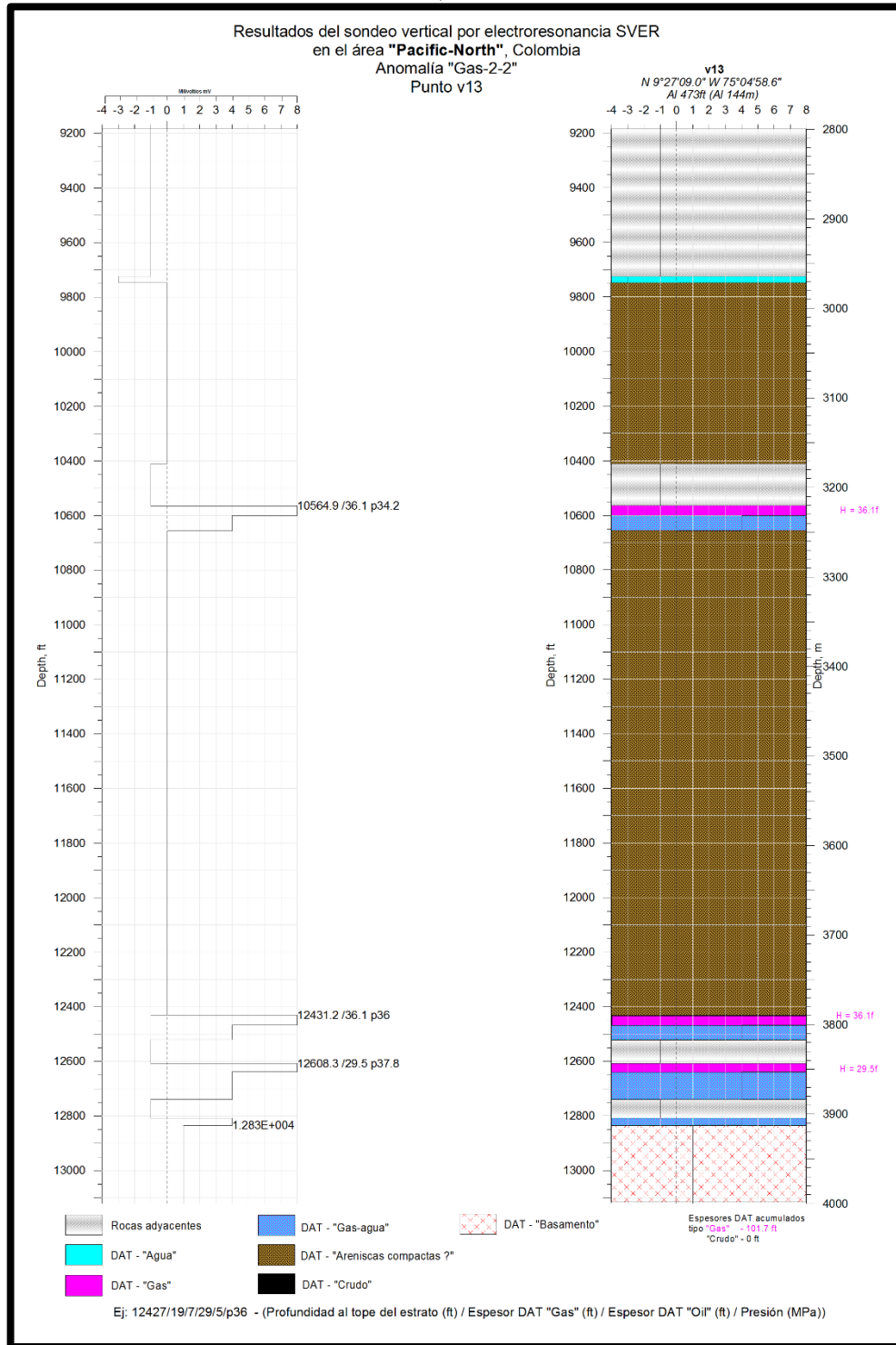
Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

ANEXO C PUNTO SVR V11, ANOMALÍA GAS 2-1



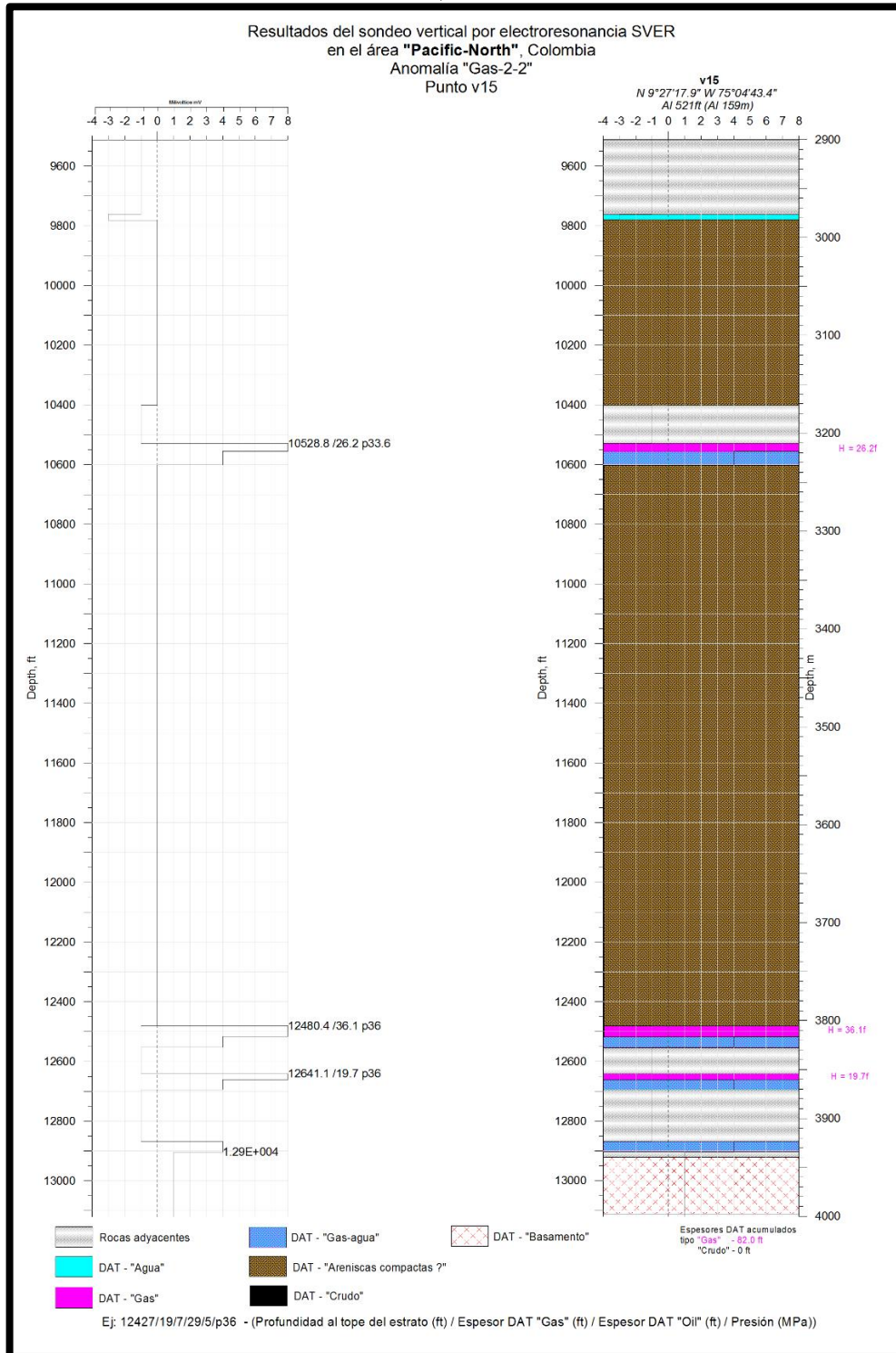
Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

ANEXO D PUNTO SVR V13, ANOMALÍA GAS 2-2



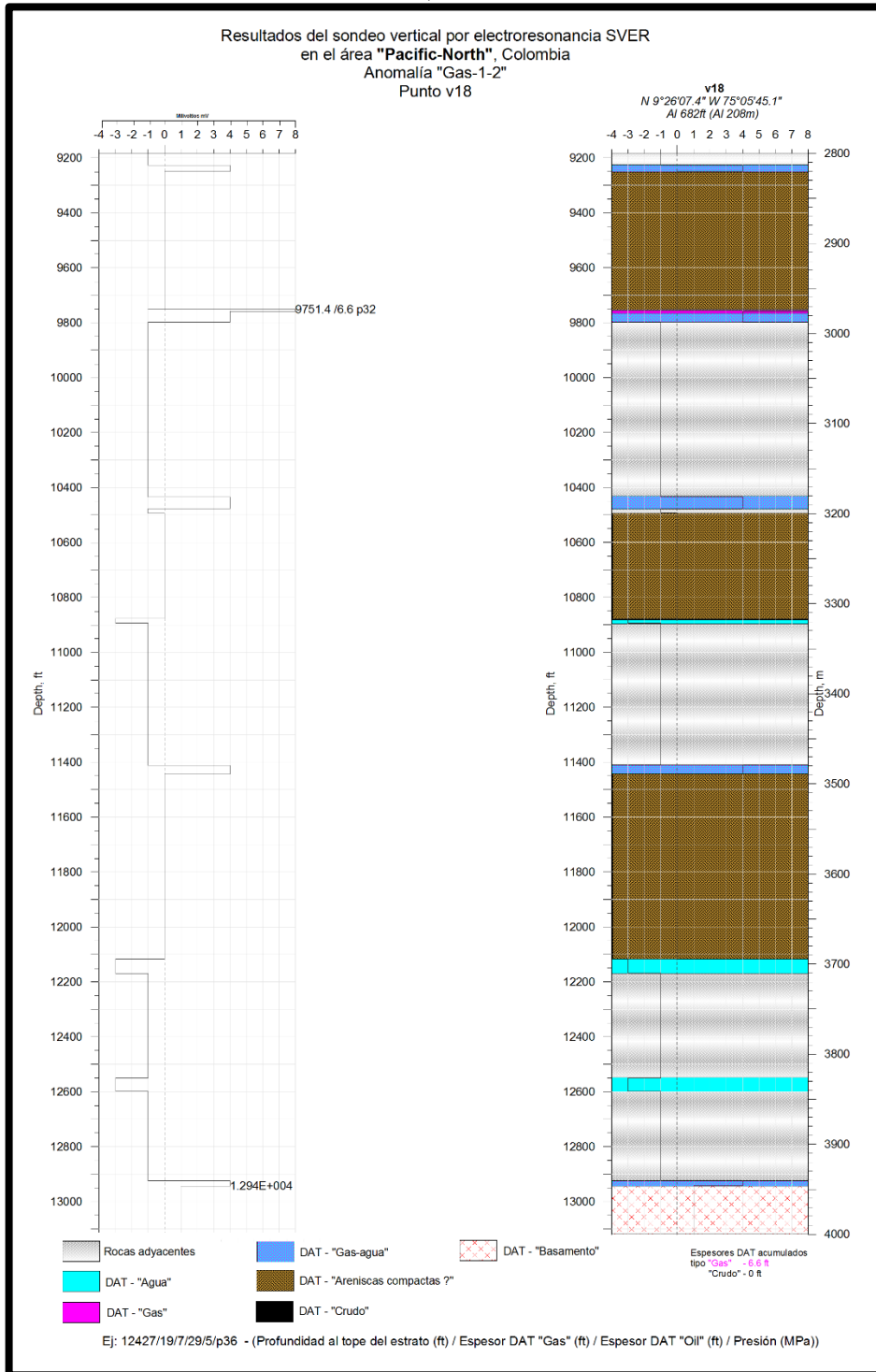
Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

ANEXO E PUNTO SVR V15, ANOMALÍA GAS 2-2



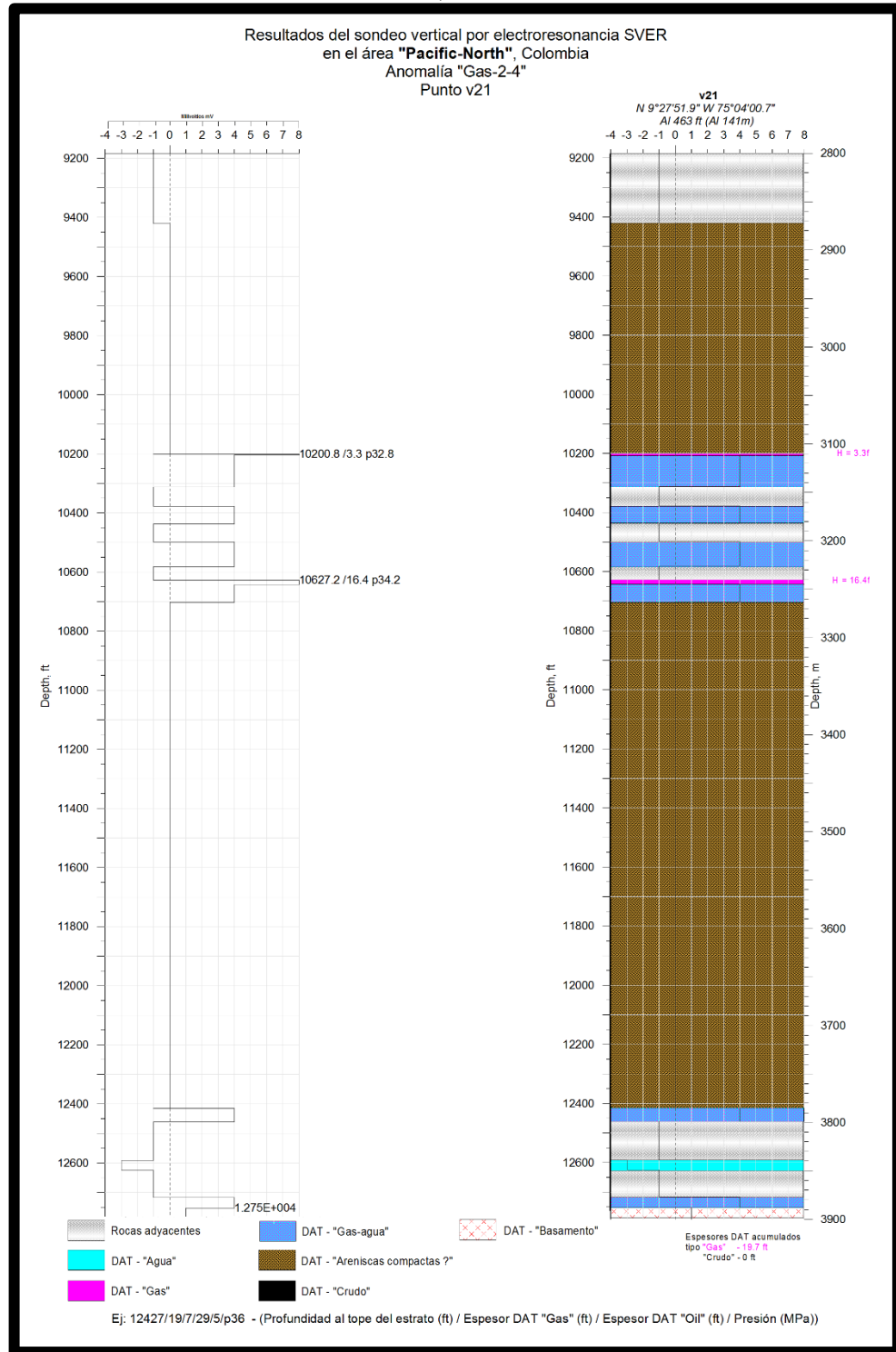
Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores.

ANEXO F PUNTO SVR V18, ANOMALÍA GAS 1-2



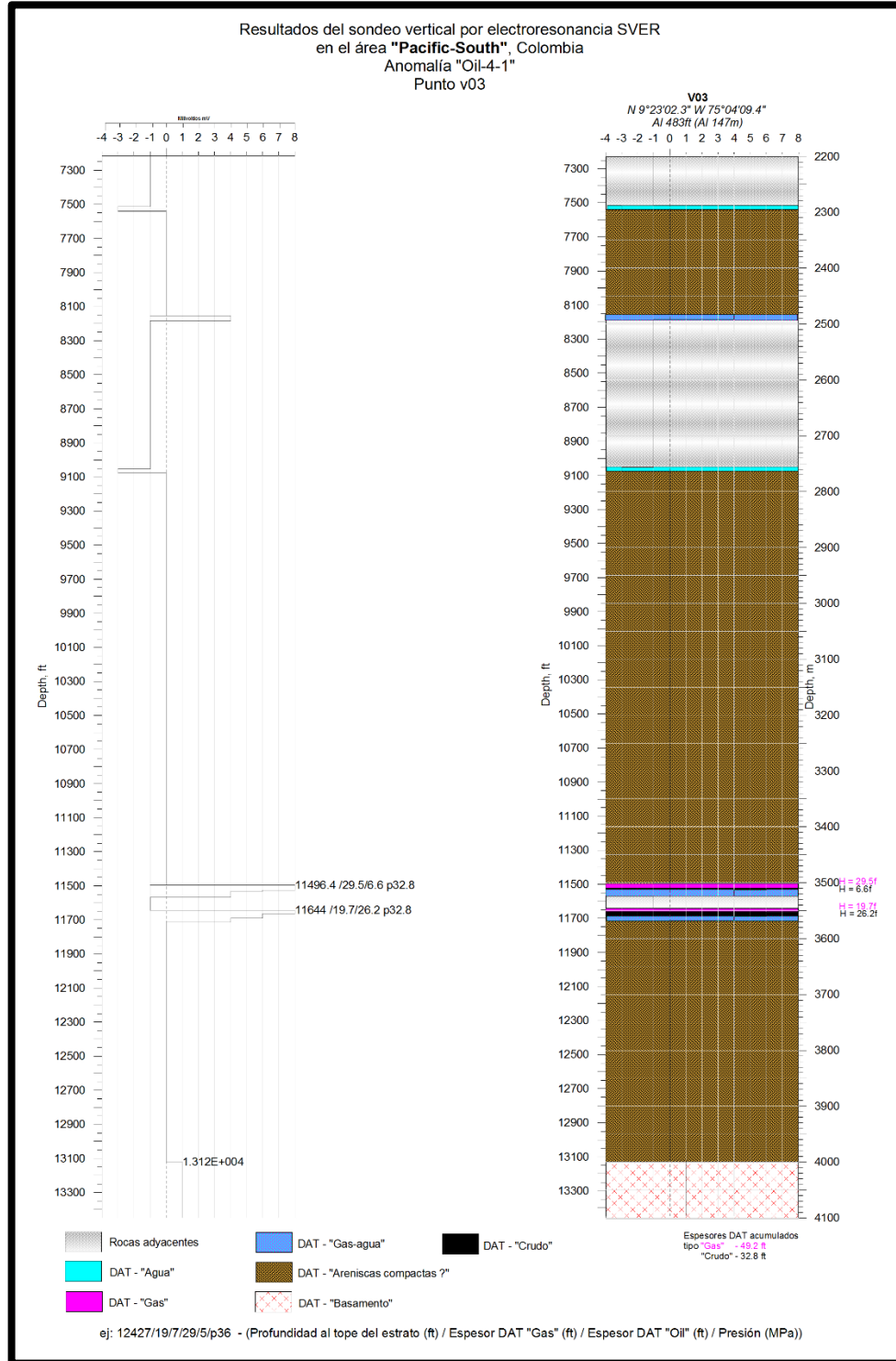
Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

ANEXO G PUNTO SVR V21, ANOMALÍA GAS 2-4



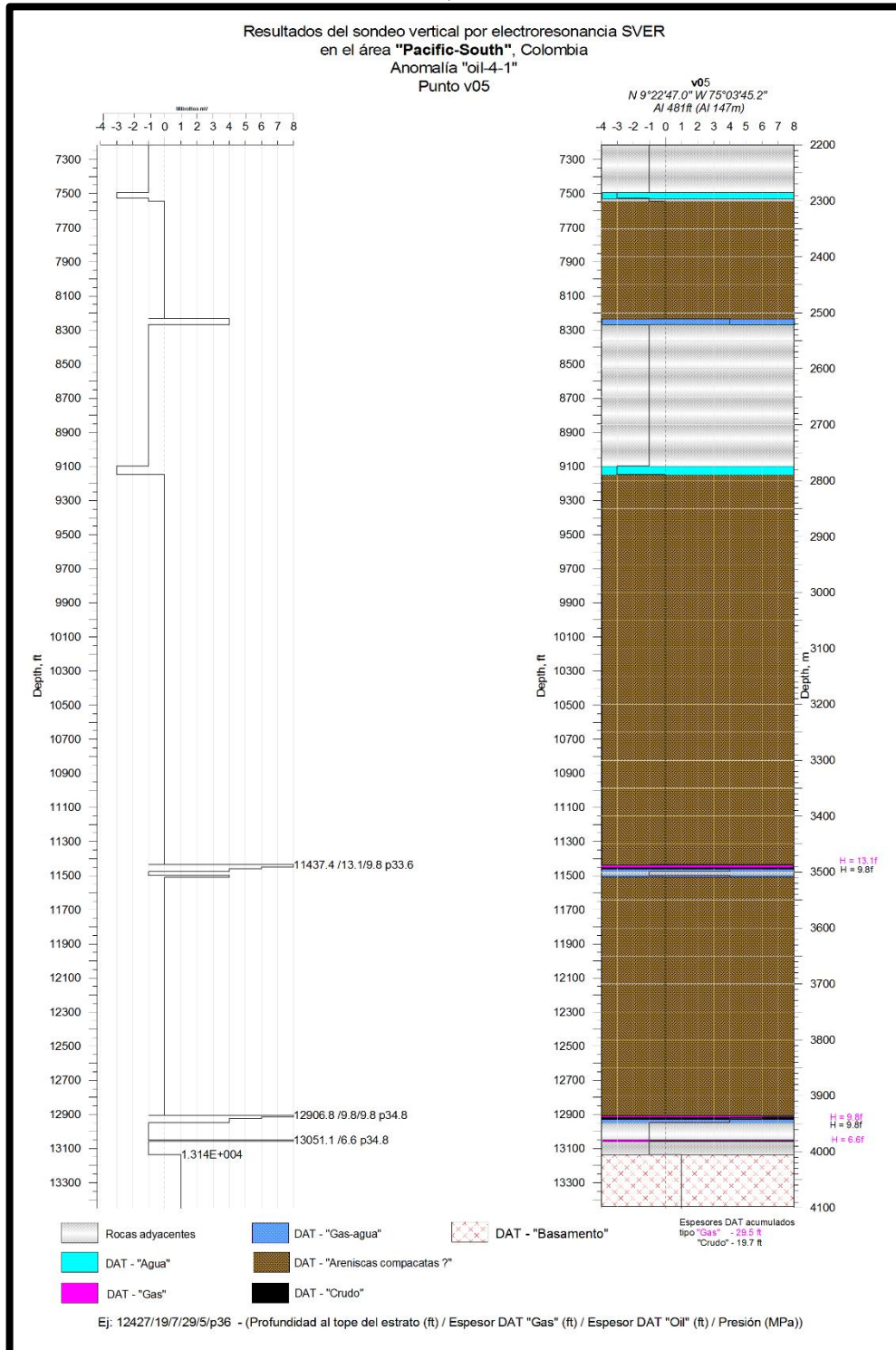
Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

ANEXO H PUNTO SVER V03, ANOMALÍA OIL 4-1



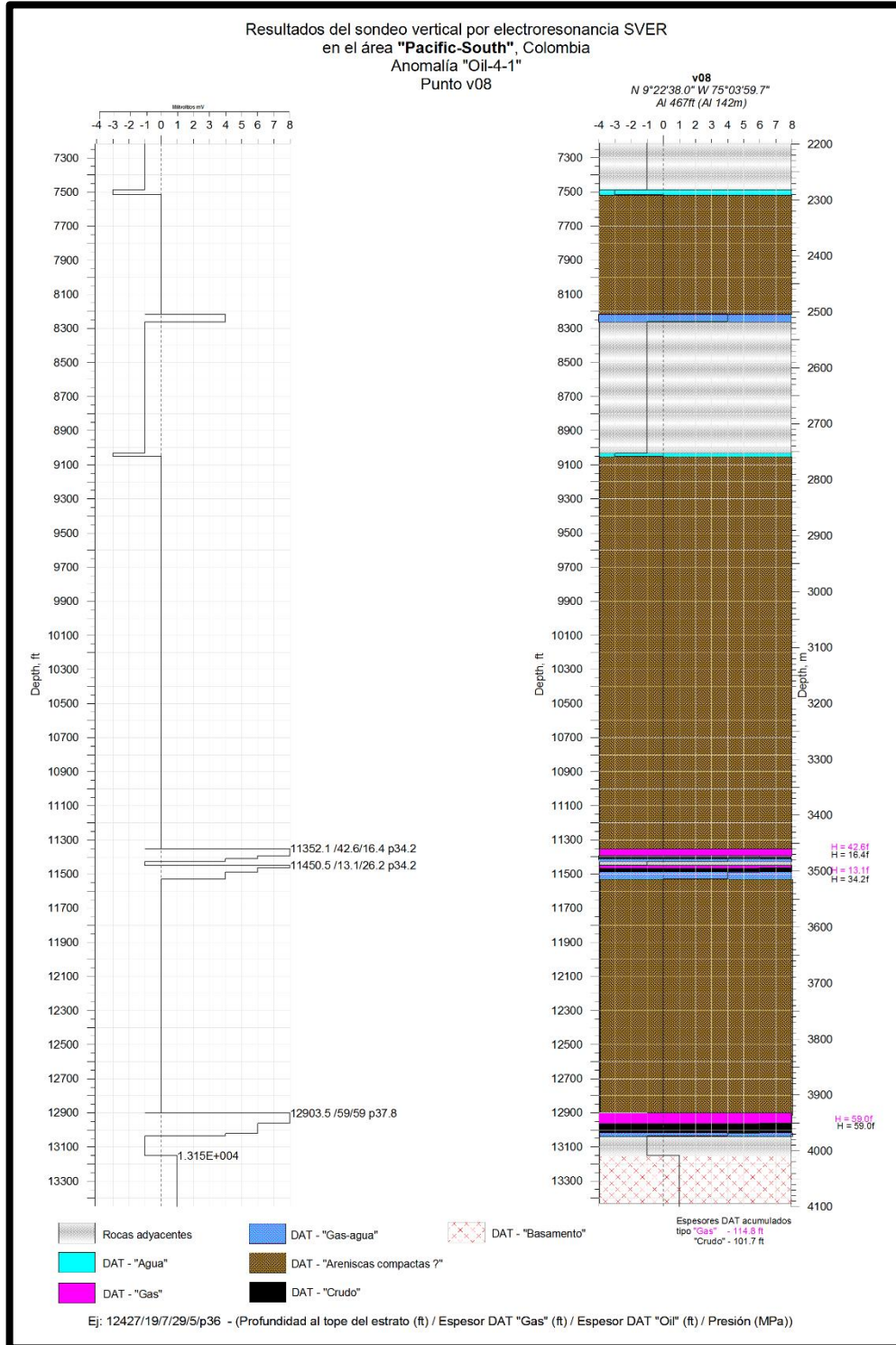
Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores.

ANEXO I. PUNTO SVR V05, ANOMALÍA OIL 4-1



Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores

ANEXO J PUNTO SVR V08, ANOMALÍA OIL 4-1



Fuente: CTAC – Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, modificado por los autores.