

**IDENTIFICACIÓN DE ZONAS PROSPECTIVAS MEDIANTE LA
IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA OFT EN EL CAMPO KASHKARI**

**WILSON FELIPE BURGOS VILLAMIL
JAIME ESTEBAN CUELLAR BELTRAN**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ
2020**

**IDENTIFICACIÓN DE ZONAS PROSPECTIVAS MEDIANTE LA
IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA OFT EN EL CAMPO
KASHKARI**

**WILSON FELIPE BURGOS VILLAMIL
JAIME ESTEBAN CUELLAR BELTRAN**

**Proyecto integral de grado para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
ING. DANIEL ARMANDO PALACIOS**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ
2020**

NOTA DE ACEPTACIÓN

Ing. Yatnielah Isbel Pirela Ropero

Ing. Adriangela Chiquinquirá Romero Sánchez

Bogotá, D.C. agosto 2020

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Presidente Institucional y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Consejero institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCIA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de investigaciones

Dra. MARIA CLAUDIA APONTE GONZALES

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDACARTRO

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJIA GUZMAN

Decano Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

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.

Quiero dedicar el presente trabajo de grado a Dios por permitirme disfrutar de esta vida, al niño que alguna vez fui, que siempre soñó con este momento. A mi madre, Myrian Burgos, por el amor que me ha dado, la educación, los valores que me ha inculcado, por el gran esfuerzo que ha hecho en todo momento para salir adelante y por el incansable apoyo día tras día en este proceso. A mi gran amor María Camila Sánchez, por ser tan especial desde el primer momento, por brindarme su amor, su cariño, su respeto, y su compañía en los momentos de prosperidad y en los momentos de adversidad. A Wilson Armando Burgos (Q.E.P.D), quien no pudo culminar este camino. A mis abuelos, Leovigildo Burgos y María Emma Villamil, quienes han sido parte fundamental de este proceso y, por último, a la salud de mi primo, Camilo Corredor, quien recientemente supero el cáncer de forma satisfactoria.

Wilson Felipe Burgos Villamil

DEDICATORIA.

Quiero empezar expresando mi agradecimiento a mi familia que desde siempre han participado en la construcción de mis sueños mediante su apoyo, paciencia y compañía en cada una de las largas horas de trabajo dedicadas a este y otros estudios ejecutados durante toda la carrera.

Agradecerle especialmente a mi padre ejemplo de rectitud, honestidad y trabajo que pese a la distancia siempre ha sido medio y guía para cumplir con mis objetivos y es el artífice de la culminación de mis estudios.

A mis profesores por sus enseñanzas y su compañía durante mi formación, su ardua labor de retarme año tras año permitió la construcción del profesional integro que soy.

A mi compañero de tesis con quien he compartido el entusiasmo, dedicación y algunos infortunios durante el desarrollo de esta, y que al día de hoy es un gran amigo y colega a quien también le deseo los mejores triunfos durante su desarrollo profesional.

Resulta importante reconocer que esta investigación no habría sido posible sin la asesoría de Guillermo Gámez, quien no solo lidero este proyecto, sino que además me permitió explorar en herramientas nuevas del campo profesional en la industria del petróleo.

A mi novia Juliana Beltrán que en diferentes momentos del desarrollo de este trabajo me regalo una palabra, consejo y mano amiga para culminarlo con éxito.

Por ultimo debo agradecer a la vida, por darme la oportunidad de terminar de manera exitosa, lleno de salud y expectativa el primero de mis proyectos personales y por haber puesto en mí las decisiones correctas que me conducen cada vez más cerca al cumplimiento de mis metas.

Jaime Esteban Cuellar Beltrán

AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente Trabajo de Grado, expresan sus más sinceros agradecimientos a todas las personas que brindaron su entero apoyo para la realización de este proyecto.

Agradecemos de todo corazón a nuestra alma mater, la Fundación Universidad de América, por brindarnos toda la orientación de carácter investigativo y técnico, en la correcta realización del proyecto.

Agradecemos al director de la Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia, (CTAC); Ingeniero Guillermo Gamez, por su total apoyo, interés y disposición para realizar el presente proyecto. A su vez, agradecemos al Ingeniero Daniel Armando Palacios, director del proyecto; por su total respaldo, apoyo y dedicación en el cumplimiento de los objetivos.

Agradecemos a nuestros orientadores, por brindarnos su conocimiento y experiencia, con el fin de instruirnos satisfactoriamente hacia la excelencia del presente Trabajo de grado.

Agradecemos a nuestras familias y amigos, por el acompañamiento continuo durante todo nuestro proceso para optar al título de Ingeniero de Petróleos.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	25
1. MARCO TEÓRICO	28
1.1 GENERALIDADES DE LA HERRAMIENTA (OFT)	28
1.2 VARIABLES PARA UN OPTIMO FUNCIONAMIENTO DE LA HERRAMIENTA (OFT).	29
1.2.1 Frecuencia de resonancia.	29
1.2.2 Intensidad del campo eléctrico.	31
1.2.3 Presión y profundidad.	31
1.3 FASES DE LA HERRAMIENTA (OFT)	32
1.3.1 Fase 1: Espectrografía satelital (<i>ES</i>).	33
1.3.2 Fase 2: Establecimiento de campos electromagnéticos de corto impulso (<i>ECECI</i>).	34
1.3.3 Fase 3: Sondeo vertical por electro-resonancia (<i>SVER</i>).	36
2. METODOLOGIA	39
2.1 MAPA CONCEPTUAL DE METODOLOGIA GENERAL	39
2.2 DESCRIPCIÓN DE VARIABLES PARA UN OPTIMO FUNCIONAMIENTO DE LA HERRAMIENTA (OFT)	39
2.3 IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA	40
2.3.1 Área de implementación.	41
2.4 SELECCIÓN DE ZONAS DE INTERÉS	45
2.5 CORRELACIÓN DE RESULTADOS	46
2.6 VOLUMEN DE ROCA POLARIZADA	48
2.7 TIR Y VPN	50
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS	51
3.1 RANGOS DE APLICABILIDAD DE LAS VARIABLES PARA EL OPTIMO FUNCIONAMIENTO DE LA HERRAMIENTA DE BUSQUEDA DE PETROLEO Y GAS (OFT)	51

3.2 IDENTIFICACION DE ANOMALIAS A PARTIR DE LA ESPECTROGRAFÍA SATELITAL (fase 1)	52
3.2.1 Mapas de anomalías detectadas en la fase 1.	53
3.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS PRIMERA FASE	57
3.3.1 Anomalías identificadas en la fase uno.	58
3.4 POLÍGONO DE IMPLEMENTACION FASE DOS Y TRES	61
3.4.1 IMPLEMENTACIÓN FASE DOS Y TRES	63
3.4.2 ANOMALÍAS DE ESTUDIO DEL ÁREA DE INTERÉS	65
3.4.2.1 Anomalía “Oil 1”.	67
3.4.2.2 Anomalía “Oil 2.”	69
3.4.2.3 Anomalía “Oil 3” Y “Oil 4”	71
3.4.2.4 Anomalía “Bloque 1	76
3.4.2.5 Anomalía “Bloque 2”.	78
3.4.2.6 Anomalía “Bloque 3”.	80
3.5 CORRELACION DE PERFILES DE FLUIDOS	84
3.6 CORRELACION CON ZONA ESTRUCTURAL	93
3.7 CORRELACIÓN CON REGISTRO ELECTRICO	94
3.8 CORRELACIÓN CON POZOS EXISTENTES	95
3.9 VOLUMEN DE ROCA POLARIZADA CON GAS Y ACEITE CONTENIDO EN LAS ANOMALÍAS DE INTERES	97
3.10 ANALISIS FINANCIERO	97
3.10.1 Costos para los métodos convencionales de exploración.	97
3.10.2 Costos para tecnología (OFT).	98
4. CONCLUSIONES	100
5. RECOMENDACIONES	102
BIBLIOGRAFIA	103

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Calculo volumen máximo de roca polarizada con gas	49
Ecuación 2. Calculo volumen mínimo de roca polarizada con gas	49
Ecuación 3. Calculo volumen máximo de roca polarizada con aceite	49
Ecuación 4. Calculo volumen mínimo de roca polarizada con aceite.	50

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Marca espectral para el Vanadio.	30
Figura 2. Fases de la herramienta OFT.	32
Figura 3. Espectros electromagnéticos.	33
Figura 4. Espectrografía satelital.	34
Figura 5. Ejemplo del establecimiento de pulsos	36
Figura 6. Proceso para realizar el Sondeo vertical por	37
Figura 7. Ejemplo de Resultado de Sondeo	38
Figura 8. Ubicación geográfica del área de interés.	41
Figura 9. Área de Prospección de Intereses con espectrografía	43
Figura 10. Cobertura espectrográfica escala 1:12000	44
Figura 11. Estructura Bloque norte Kashkari	46
Figura 12. Registro del pozo Kashkari 3.	47
Figura 13. Área máxima (roja) y área mínima (negra)	48
Figura 14. Mapa de zonas anómalas según los datos satelitales toma 1.	54
Figura 15. Mapa de zonas anómalas según los datos satelitales toma 2.	55
Figura 16. Mapa de zonas anómalas según los datos satelitales toma 3.	56
Figura 17. Mapa de zonas anómalas según los datos satelitales toma 4.	57
Figura 18. Anomalías de superposición detectadas en el área de interés.	58
Figura 19. Filtro gráfico de las anomalías.	62
Figura 20. Polígono del área de trabajo fases dos	62
Figura 21. Anomalías representativas y puntos SVÉR	64
Figura 22. Mapa general de las 7 anomalías de estudio.	66
Figura 23. Anomalía Oil 1.	67
Figura 24. Sondeo vertical por electro resonancia punto V02.	68
Figura 25. Anomalía Oil 2.	69
Figura 26. Sondeo vertical por electro resonancia punto V21.	70
Figura 27. Anomalía Oil 3.	72
Figura 28. Sondeo vertical por electro resonancia punto V22.	73
Figura 29. Anomalía Oil 4.	74
Figura 30. Sondeo vertical por electro resonancia punto V16.	75
Figura 31. Anomalía Bloque 1.	76
Figura 32. Sondeo vertical por electro resonancia punto V04.	77
Figura 33. Anomalía Bloque 2	78
Figura 34. Sondeo vertical por electro resonancia punto V12.	79
Figura 35. Anomalía Bloque 3	80
Figura 36. Sondeo vertical por electro resonancia punto V18.	81
Figura 37. Sondeo vertical por electro resonancia punto V02.	83
Figura 38. Perfiles de fluidos en la Anomalía Oil 1.	84

Figura 39. Correlación puntos. SVER V3, V2, V1.	85
Figura 40. Perfiles de fluidos en la Anomalía Oil 1.	85
Figura 41. Correlación puntos SVER V3, V2, V19, V20.	86
Figura 42. Perfiles de fluidos entre anomalías del Bloque 1,	87
Figura 43. correlación puntos SVER V18, V08, V07, V05, V06, V11, V15, V14.	88

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Coordenadas polígono bloque norte y polígono bloque sur.	42
Tabla 2. Rangos de frecuencia de resonancia para el aceite y el gas	52
Tabla 3. Rangos de intensidad del campo eléctrico	52
Tabla 4. Áreas de zonas anómalas Identificadas en el área de interés	60
Tabla 5. Anomalías donde se implementará la fase 2 y 3.	61
Tabla 6. Coordenadas del polígono fases	63
Tabla 7. Puntos SVER.	65
Tabla 8. Características anomalía Oil 1.	69
Tabla 9. Características anomalía Oil 2	71
Tabla 10. Características anomalía Oil 3.	74
Tabla 11. Características anomalía Oil 4	76
Tabla 12. Características anomalía Bloque 1	78
Tabla 13. Características anomalía Bloque 2.	80
Tabla 14. Características anomalía Bloque 3	82
Tabla 15. Asertividad en la predicción del status de cada pozo	96
Tabla 16. Volumen máximo y mínimo de roca polarizada con aceite y gas.	97
Tabla 17. Costos métodos convencionales.	98
Tabla 18. Costos tecnología OFT	99

LISTA DE DIAGRAMAS

	pág.
Diagrama 1. Metodología general.	39

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Grafica 1. Picos de resonancia petróleo y gas.	31

LISTA DE ANEXOS

pág.

Anexo A. columnas de fluidos a partir del sondeo por electro resonancia vertical	108
--	-----

ABREVIATURAS

A	Amperio
API	American Petroleum Institute
BBL	Barriles
BBL / DIA	Barriles por día
CTAC	Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia.
ECECI	Establecimiento de campos electro-magnéticos de corto Impulso
ES	Espectrografía satelital
GPS	Sistema de posicionamiento global
GR	Gamma Ray
Ha	Hectárea
KHz	Kilohertzio
Km ²	Kilómetro cuadrado
Km ³	Kilometro cúbico
mA	mili Amperio
m ²	Metro cuadrado
m ³	Metro cubico
MM m ³	Millones de metros cúbicos
MMBY	Millones de barriles a condiciones de yacimiento.
Mpa	Mega pascal
ms	microsegundo
mV	milivoltio
OFT	Oil Finder Technology
Psi	Libra por pulgada cuadrada
SP	Potencial espontaneo
SVR	Sondeo vertical por electro-resonancia
USD	Dólar estadounidense
VPN	Valor presente neto
TIR	Tasa interna de retorno
TOC	Contenido de materia orgánica total
YTO	Yacimiento

GLOSARIO

ANOMALÍA: cambio o desviación respecto de lo que es normal, regular, natural o previsible.

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.

CAMPO: referencia geográfica para la acumulación o grupo de acumulaciones de petróleo en el subsuelo. Un campo de petróleo está formado por un yacimiento con una forma adecuada para el entrapamiento de hidrocarburos, que se encuentra cubierto por una roca impermeable o una roca que actúa como sello. Habitualmente, el término alude a un tamaño económico.

FENÓMENO DE RESONANCIA: todo cuerpo o sistema tiene una, o varias, frecuencias características, depende mucho de la elasticidad del objeto o sistema en sí 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.

FORMACIÓN: término empleado para designar una serie de depósitos de distinta naturaleza cuya facies son características del medio en la que se efectúan (formaciones marinas, continentales, etc.). También conocida como un conjunto heterogéneo de capas sedimentarias, estructuradas o no, depositadas en un mismo lugar durante un período.

GEO PRESIÓN: la presión existente en la Tierra o presión de formación. No obstante, en el campo petrolero se utiliza comúnmente para indicar la presión de poro anómala del subsuelo, que es mayor o menor que la presión hidrostática normal pronosticada para una profundidad dada, o la presión ejercida por unidad de área por una columna de agua dulce, entre el nivel del mar y una profundidad dada. La presión de poro anormalmente baja podría tener lugar en las zonas en las que los fluidos han sido drenados, tal es el caso de un yacimiento de hidrocarburos agotado. La presión de poro anormalmente alta podría tener lugar en las zonas en las que el sepultamiento de los sedimentos rellenos con agua por un sedimento

impermeable, tal como la arcilla, fue tan rápido que los fluidos no pudieron filtrarse y la presión de poro se incrementó con el incremento de la profundidad de sepultamiento

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.

MAGNETISMO: la fuerza de atracción de cuerpos que presentan un polo positivo y otro negativo, conocido como dipolo

POZO: perforación para el proceso de búsqueda o producción de petróleo crudo gas natural o para proporcionar servicios relacionados con los mismos. Los pozos se clasifican de acuerdo a su objetivo y resultado como: pozos de aceite y gas asociado, pozos de gas seco y pozos inyectores.

PRESIÓN: fuerza distribuida sobre una superficie, usualmente medida en libras fuerza por pulgada cuadrada, o lb/in.², o psi, en unidades de campo de petróleo de Estados Unidos.

PRESIÓN HIDROSTÁTICA: la presión pronosticada normal, correspondiente a una profundidad dada, o la presión ejercida por unidad de área por una columna de agua dulce desde el nivel del mar hasta una profundidad dada. La presión de poro anormalmente baja podría tener lugar en las zonas en las que los fluidos han sido drenados, tal es el caso de un yacimiento de hidrocarburos agotado. La presión de poro anormalmente alta podría tener lugar en las zonas en las que el sepultamiento de los sedimentos rellenos con agua por un sedimento impermeable, tal como la arcilla, fue tan rápido que los fluidos no pudieron filtrarse y la presión de poro se incrementó con el incremento de la profundidad de sepultamiento.

PRESIÓN DE YACIMIENTO: la presión de los fluidos en los poros de un yacimiento, normalmente la presión hidrostática, o la presión ejercida por una columna de agua desde la profundidad de la formación hasta el nivel del mar. Dado que la presión de yacimiento cambia a medida que se producen los fluidos de un yacimiento, debería describirse como un valor medido en un momento específico, tal como la presión de yacimiento inicial.

REMOTO: procedimiento que se realiza sin necesidad de hacer presencia física en el lugar de interés.

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

VOLUMEN DE ROCA POLARIZADA CON HIDROCARBURO: volumen de roca bruta que contiene hidrocarburo.

ZONA: un intervalo o unidad de roca diferenciada de las rocas adyacentes por el contenido fósil y los rasgos, tales como fallas o fracturas. Por ejemplo, una zona de fractura contiene numerosas fracturas. Una zona bioestratigráfica contiene uno o varios fósiles determinados.

RESUMEN

TITULO: Identificación de zonas prospectivas mediante la implementación de la herramienta OFT en el Campo Kashkari.

DESCRIPCION: El presente proyecto se llevó a cabo, con el fin de reducir la incertidumbre en la identificación de zonas prospectivas en el campo Kashkari ubicado en Afganistán. Mediante, imágenes realizadas por medio de espectrometría de teledetección satelital para la localización de yacimientos de hidrocarburos, en el área de interés designada por la empresa operadora del proyecto, WATAN OIL AND GAS.

El estudio, se realizó en un área de 68 km² en la cual, se ejecutó la primera fase del proyecto; en una escala de 1:12000. En consecuencia, se evidenció 16 anomalías originadas por la presencia de igual número de depósitos. Lo cual, permitió una mejor ubicación de zonas para planes de perforación y desarrollo.

A partir de los resultados de la espectrografía satelital, se seleccionaron 7 anomalías; teniendo en cuenta como parámetro su extensión de área observada en la fase 1 de la implementación de la herramienta de búsqueda de petróleo y gas. En estas anomalías, se aplicó la segunda (ECECI) y tercera (SVER) fase respectivamente, de la implementación de la herramienta. En donde, se determinó que 5 de las 7 anomalías seleccionadas presentan prospectividad comercial, basados en el volumen de roca saturada al 100% con aceite y gas, de acuerdo a los perfiles obtenidos en la tercera fase de la implementación de la herramienta en donde se evidencia el espesor neto de roca que contiene hidrocarburo.

Con el propósito de dar validez a los resultados obtenidos, se realizó la correlación entre una columna SVER (fase 3) y un perfil de pozo; en donde, se identifica el tipo de fluido y se correlaciono con el tipo de litología identificada por el perfil Gamma Ray, obteniendo así una respuesta asertiva en la identificación de fluidos.

Finalmente, se realizó el análisis financiero, en donde se contrastaron los valores de la implementación de la herramienta de búsqueda de petróleo y gas, con los métodos convencionales de exploración (sísmica 2D y perfiles de pozo) para el área del Campo Kashkari. Obteniendo una diferencia de 11.74 veces mayor por parte de los métodos de exploración convencionales.

PABLABRAS CLAVE: Herramienta OFT, Campo Kashkari, Exploración, Anomalías.

ABSTRACT

TITLE: Identification of prospective zones through the implementation of the OFT tool in the Kashkari Field

DESCRIPTION: This project was carried out in order to reduce the uncertainty in the identification of prospective areas in the Kashkari field located in Afghanistan. By means of images made by means of satellite remote sensing spectrometry for the location of hydrocarbon deposits, in the area of interest designated by the project operator, WATAN OIL AND GAS.

The study was carried out in an area of 68 km², in which the first phase of the project was executed; in a scale of 1:12000. As a result, 16 anomalies were found due to the presence of the same number of deposits. This allowed a better location of zones for drilling and development plans.

From the results of the satellite spectrography, 7 anomalies were selected; taking into account as a parameter the extension of the area observed in phase 1 of the implementation of the oil and gas search tool. In these anomalies, the second (ECECI) and third (SVER) phase respectively of the tool's implementation was applied. It was determined that 5 of the 7 selected anomalies present commercial prospectivity, based on the volume of rock saturated 100% with oil and gas, according to the profiles obtained in the third phase of the tool implementation where it is evident the net thickness of rock containing hydrocarbon.

In order to validate the results obtained, a correlation was made between a SVER column (phase 3) and a well profile, where the type of fluid is identified and correlated with the type of lithology identified by the Gamma Ray profile, thus obtaining an assertive response in the identification of fluids.

Finally, the financial analysis was performed, where the values of the implementation of the oil and gas search tool were contrasted with the conventional exploration methods (2D seismic and well profile) for the Kashkari Field area. Obtaining a difference of 11.74 times greater by conventional exploration methods

KEYWORDS: OFT Tool, Kashkari Field, Exploration, Anomalies.

INTRODUCCIÓN

Actualmente, los niveles de exploración petrolera han presentado una disminución considerable; debido a múltiples factores que contribuyen a que la tasa de exploración de hidrocarburos sea una de las más bajas en los últimos años.

Actualmente, existe una herramienta que, a diferencia de los métodos convencionales mencionados anteriormente, se enfoca en el análisis e identificación de los fluidos que se encuentran en el subsuelo haciéndolo de una manera más sencilla, permitiendo ahorro de costos y con una mayor eficiencia en tiempos de trabajo. La tecnología OFT, es una herramienta que se origina a partir de más de 30 años de investigación y trabajos sobre electromagnetismo aplicado a la geología, desarrollando así, una tecnología basada en modelos geofísicos que brinda una reducción de la incertidumbre respecto a la presencia de hidrocarburos, al identificar límites del yacimiento y la posibilidad de localizar regiones en donde se puedan efectuar pozos de desarrollo, por medio del estudio de imágenes satelitales que identifican anomalías electromagnéticas emitidas por los yacimientos del subsuelo.

La tecnología OFT, (Oil and Gas Finder Technology), es una herramienta geoelectrónica desarrollada en Rusia para la detección de hidrocarburos, basada en la combinación del procesamiento de imágenes satelitales tomadas desde el espacio o desde el aire, con datos de campos electromagnéticos de corto impulso y métodos de sondeo electromagnético, que permiten identificar depósitos de manera vertical y analizarlos en un mapa, para optimizar y precisar áreas de prospectividad generando así, una estimación de reservas de gas y petróleo definiendo los volúmenes de roca polarizada, así como la profundidad y espesores de las arenas productoras presentes en el subsuelo.

Levashov, Yakymchuk, Korchagin, y Bozhezha en el 2016, desarrollaron un estudio: “Aplicación de métodos geofísicos móviles para detección y mapeo de acumulación de gas en shales” en donde, se expone el proceso de implementación de la herramienta de búsqueda de petróleo y gas (OFT) en shales, y se describe cómo esta refleja resultados positivos en cuanto a la identificación de anomalías correspondientes a gas metano; concluyendo, la posibilidad de implementar la herramienta para buscar gas en yacimientos no convencionales.

En el año 2016 Levashov, Yakymchuk, Korchagin, y Bozhezha, desarrollaron un estudio: “Aplicación de métodos geofísicos móviles para detección y mapeo de acumulación de gas en shales” en donde, se expone el proceso de implementación

de la herramienta de búsqueda de petróleo y gas (OFT) en shales, y se describe cómo esta refleja resultados positivos en cuanto a la identificación de anomalías correspondientes a gas metano; concluyendo, la posibilidad de implementar la herramienta para buscar gas en yacimientos no convencionales.

La presente investigación, tiene como propósito implementar la herramienta OFT en el Campo Kashkari ubicado en Afganistán; país azotado por grupos extremistas islámicos; quienes llevan una guerra interna en el país, además de intervenir en operaciones petroleras que se encuentran presentes en zonas cercanas al campo, representando un riesgo para realizar exploraciones con los métodos convencionales. Por tal razón, es necesario implementar alternativas con el fin de intervenir en la zona de la manera más segura. Es por esto que La Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia planea implementar la herramienta de búsqueda de petróleo y gas (OFT) de forma remota en el Campo Kashkari en donde se reducirá la incertidumbre en la localización de acumulación de hidrocarburos potencialmente comerciales

Se tiene planeado implementar las 3 fases de la herramienta y se busca discernir si el área es potencialmente atractiva para las búsquedas de acumulaciones de hidrocarburos, seleccionando las zonas anómalas de mejor tamaño y con más prospectividad comercial, incentivando el uso de este método de exploración alternativo que ha demostrado alta eficiencia, mostrando márgenes de error inferiores al 2% y un porcentaje de efectividad del 85%.

La tecnología de búsqueda de gas y petróleo OFT, es una herramienta ideal para iniciar los proyectos de exploración, debido a que identifica las zonas prospectivas de manera inmediata en el área de interés. Posteriormente, las áreas con mayor potencial serán intervenidas descartando así, zonas no anómalas (no hay presencia de hidrocarburos) o que no tengan una rentabilidad económica comercialmente viable; ahorrando tiempo y dinero al momento de realizar las labores de campo y reduciendo el margen de incertidumbre a la hora de llevar a cabo los trabajos de perforación.

El objetivo general de este proyecto, consiste en identificar zonas prospectivas mediante la implementación de la herramienta OFT en el Campo Kashkari, mediante el cumplimiento de los siguientes objetivos específicos:

- ✓ Describir variables en las cuales se basa la herramienta OFT.
- ✓ Implementar la herramienta basada en tecnología OFT en el Campo Kashkari.

- ✓ Seleccionar zonas de interés en el Campo Kashkari de acuerdo al resultado de la implementación de la herramienta OFT.
- ✓ Correlacionar los resultados obtenidos mediante la implementación de la herramienta OFT con registros eléctricos.
- ✓ Calcular el volumen de roca polarizada con gas y aceite contenido en las anomalías obtenidas con la herramienta OFT.
- ✓ Comparar los costos determinando VPN y TIR de la exploración de hidrocarburos mediante tecnología OFT frente a los costos de los métodos de exploración convencionales.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 GENERALIDADES DE LA HERRAMIENTA (OFT)

La tecnología satelital de búsqueda de petróleo y gas (OFT) nace como una tecnología de uso exclusivo militar en la antigua Unión Soviética.

En el año 2011 se comenzó a utilizar por la población civil y con fines económicos.

La tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT) corresponde a una tecnología satelital en su primera fase, la cual permite generar una prospección inmediata de yacimientos, basándose en la utilización de herramientas de última tecnología como lo son satélites y equipos para hacer electro-resonancia con el fin de localizar fluidos presentes en el área de estudio; esta tecnología se basa en un análisis 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.¹

Esta 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 minerales².

Los programas que se usarán para la efectiva localización durante toda la implementación de la herramienta de búsqueda de petróleo y gas (OFT)

- ✓ *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.

¹ Compañía de Tecnologías Avanzadas de COLOMBIA, Tecnología OFT, 2015.

² BARRERA, Sebastián. JAIMES, Alonso. Reinterpretación geológica utilizando la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), Colombia: Fundación Universidad de América, p.98.

- ✓ GPS *trackmaker*: permite crear rutas para poder seguirlas 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 puntos³.

Los programas mencionados anteriormente permiten crear una ubicación precisa de la zona de interés, y el procesamiento de los datos que finalmente permitirán digitalizar y mapear las anomalías definiendo a qué tipo de fluido corresponde.

1.2 VARIABLES PARA UN OPTIMO FUNCIONAMIENTO DE LA HERRAMIENTA (OFT)

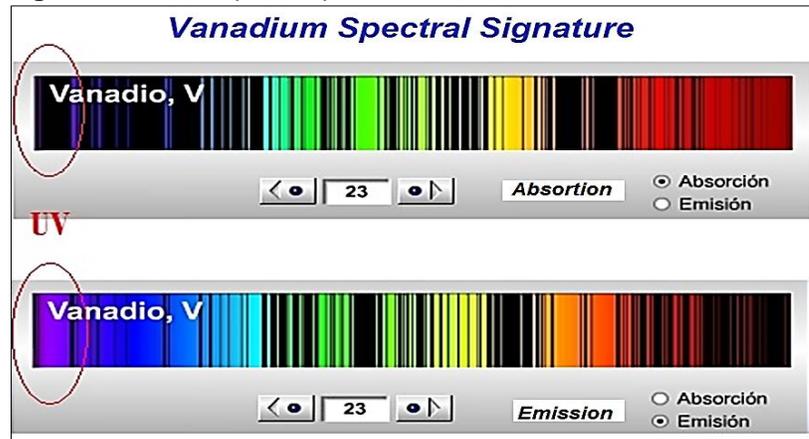
Inicialmente, se deben tener en cuenta las siguientes variables para garantizar el buen funcionamiento de la herramienta de búsqueda de petróleo y gas, y su respectiva calibración a partir de las mismas.

1.2.1 Frecuencia de resonancia. Teniendo en cuenta que todos los materiales de la naturaleza tienen su propia frecuencia de resonancia (firma espectral). La tecnología OFT; emplea frecuencias observadas en el extremo ultravioleta azul profundo del espectro electromagnético para detectar cambios o desviaciones en las frecuencias naturales de la tierra.

³ BARRERA, Sebastián. JAIMES, Alonso. Reinterpretación geológica utilizando la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), Colombia: Fundación Universidad de América, p.99.

La **Figura 1** muestra como ejemplo la marca espectral para el Vanadio:

Figura 1. Marca espectral para el Vanadio.

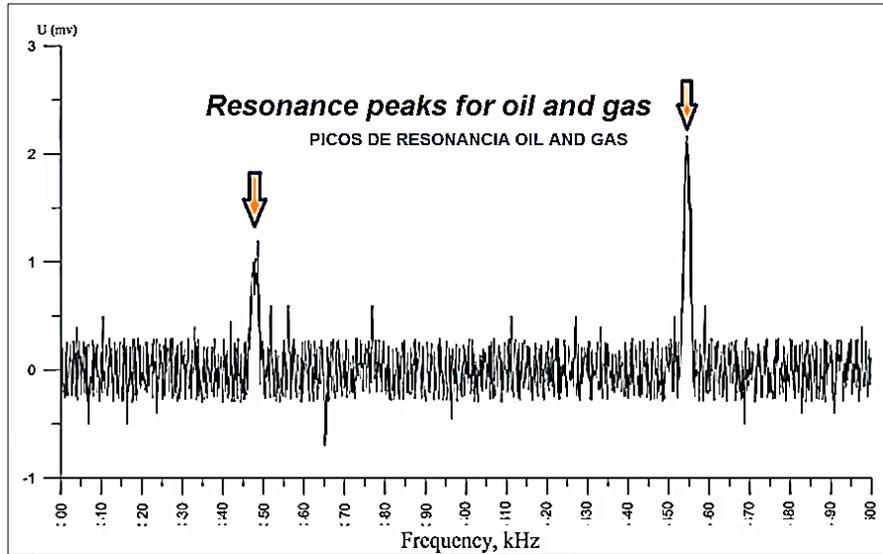


Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2015.

Basándose en lo anterior, la herramienta detecta en este caso la frecuencia espectral para acumulaciones de aceite (Entre 45 y 60 KHz), gas (Entre 10 y 20 KHz), y agua (Entre 130 y 145 KHz). Cabe aclarar, que la herramienta tiene la capacidad de identificar frecuencias de cualquier material requerido siempre y cuando esta sea calibrada previamente. Se debe hacer la aclaración que los valores exactos 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).

La **Grafica 1** muestra los picos de resonancia de petróleo y gas.⁴

Grafica 1. Picos de resonancia petróleo y gas.



Fuente. COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2015.

1.2.2 Intensidad del campo eléctrico. Para llevar a cabo el óptimo funcionamiento de la herramienta OFT, es necesario tener en cuenta, la intensidad del campo eléctrico. El cual, se define como una magnitud vectorial que representa la fuerza eléctrica que actúa por unidad de carga testigo positiva, situada en dicho punto.⁵

En el momento de la implementación de la herramienta, se debe realizar la medición de la Intensidad del campo eléctrico en el área de interés, utilizando un amperímetro a gran escala. La intensidad del campo eléctrico debe encontrar en un rango de (-100 a -120 V/m) en terreno plano y en un rango de (-50 a -60 V/m) en montaña.

1.2.3 Presión y profundidad. Los resultados de la evidencia electromagnética, se obtienen en unidades de presión (Mpa y Psi), denominada dentro de 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. Se puede tener una idea del tamaño de

⁴ Compañía de Tecnologías Avanzadas de COLOMBIA, Tecnología OFT, 2015.

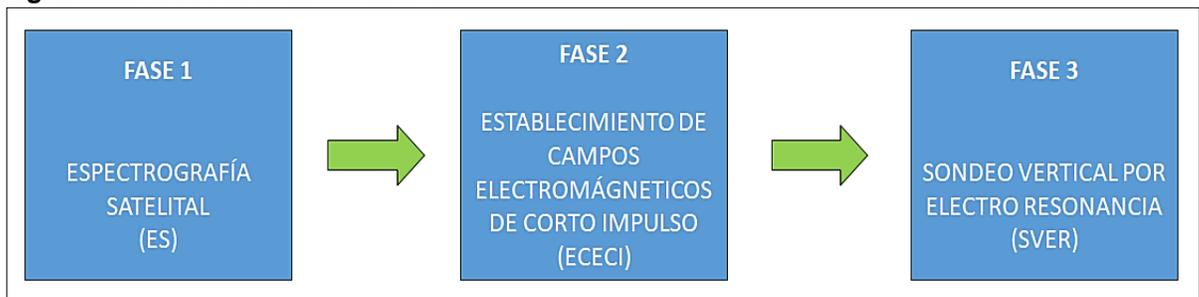
⁵ <https://www.fiscalab.com/apartado/intro-intensidad-campo-electrico>

los yacimientos y cuál sería el mejor prospecto por presión de Formación vs presión hidrostática. La presión hidrostática es directamente proporcional a la profundidad correspondiendo 1 Mpa a 100 metros (1 Mpa=145 psi). 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. La adquisición de la información satelital se realiza desde una red de satélites especializados de geofísica con sensores de plataforma pasiva operados por la agencia espacial rusa llamado *Georesurs*.⁶

1.3 FASES DE LA HERRAMIENTA (OFT)

La **Figura 2** muestra las tres fases de la herramienta de búsqueda de petróleo y gas (OFT).

Figura 2. Fases de la herramienta OFT.



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2015.

La primera fase, es netamente satelital, permite delimitar en primera instancia las zonas de interés a partir de anomalías, representado en un mapa de espectrografía. La segunda fase, se realiza a partir de los resultados obtenidos en la primera fase. Conociendo la zona de interés se hará el estudio más detallado lo cual, entregará como resultado un mapa de espesores delimitando aún más la zona donde se encuentran los fluidos de interés. La tercera fase, se realiza utilizando los resultados de las anteriores fases, lo cual permite definir a qué profundidad se encuentran los fluidos de interés. La compilación de las tres fases permite entregar como resultado

⁶ BARRERA, Sebastián. JAIMES, Alonso. Reinterpretación geológica utilizando la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), Colombia: Fundación Universidad de América, p.105.

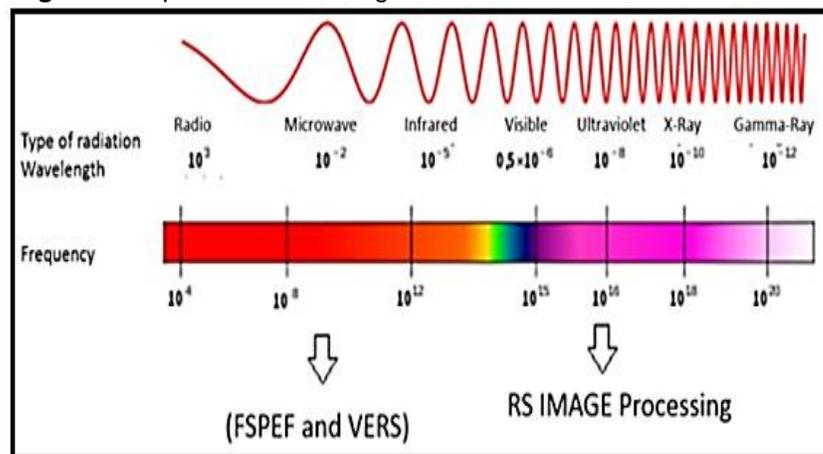
final un perfil de la zona mostrando una estimación de la distribución de los fluidos de interés, a la profundidad en los estratos correspondientes.

1.3.1 Fase 1: Espectrografía satelital (ES). La espectrografía satelital consiste específicamente en el estudio de una luz previamente descompuesta en radiaciones monocromáticas 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.⁷

Todos los materiales de la naturaleza tienen su propia frecuencia de resonancia (firma espectral). La tecnología OFT utiliza frecuencias observadas en el extremo ultravioleta azul profundo del espectro electromagnético para detectar las anomalías originadas por depósitos de petróleo y gas.

La **Figura 3** muestra la descripción de los espectros electromagnéticos con su respectiva longitud y frecuencia.⁸

Figura 3. Espectros electromagnéticos.



Fuente. COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2015.

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 las

⁷ BARRERA, Sebastián. JAIMES, Alonso. Reinterpretación geológica utilizando la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), Colombia: Fundación Universidad de América, p.102.

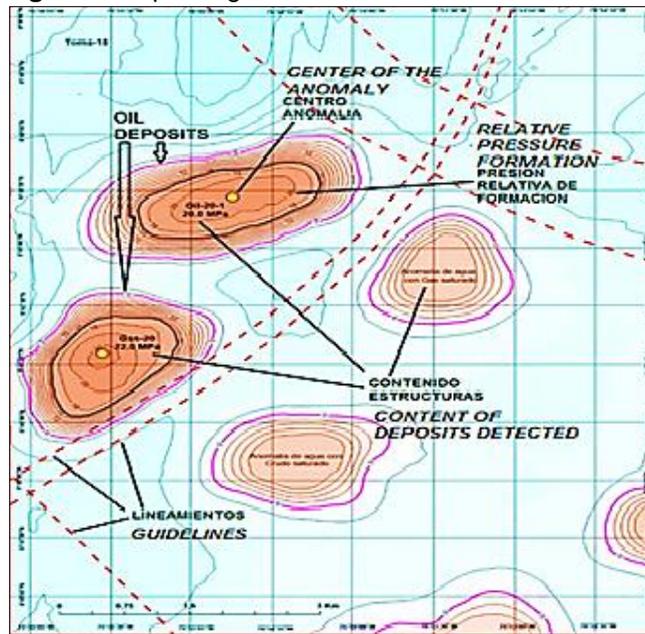
⁸ Compañía de Tecnologías Avanzadas de COLOMBIA, Tecnología OFT, 2015.

zonas donde se registran las frecuencias coincidentes con la frecuencia emitida de búsqueda.⁹

La fase de espectrografía satelital permite identificar áreas prospectivas con depósitos de interés, establecer la barrera principal de permeabilidad o pautas estructurales, determinar el contenido de las anomalías electromagnéticas detectadas, realizar un mapa en unidades de presión relacionadas con formaciones geológicas y seleccionar las áreas efectivas para realizar el trabajo de campo.

La **Figura 4** muestra un ejemplo del resultado de la espectrografía satelital:¹⁰

Figura 4. Espectrografía satelital.



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA TECNOLOGÍA OFT, 2015.

1.3.2 Fase 2: Establecimiento de campos electromagnéticos de corto impulso (ECECI). El método “ECECI”, consiste en 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.

⁹ BARRERA, Sebastián. JAIMES, Alonso. Reinterpretación geológica utilizando la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), Colombia: Fundación Universidad de América, p.106.

¹⁰ Compañía de Tecnologías Avanzadas de COLOMBIA, Tecnología OFT, 2015.

El método “ECECI”, se basa en el estudio del proceso de generación y atenuación de señales electromagnéticas en antenas receptoras, luego del paso de un impulso electromagnético en la antena del generador.

Posteriormente a la excitación causada por la señal enviada desde el generador de impulsos, y su paso a través de la primera antena, se induce una señal secundaria en la antena receptora. Las características temporales de este proceso de la señal de excitación y su posterior atenuación dependen del estado del medio circundante en el espacio cercano a la superficie de la tierra. El tiempo de establecimiento del campo y las características del amortiguamiento de la señal están en relación directa con la densidad de la carga atmosférica en la capa contigua a la superficie terrestre y el signo de su carga.¹¹

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.¹²

El objetivo del “ECECI” es delimitar de forma más precisa las zonas anómalas detectadas por la espectrografía, definiendo así su geometría a dimensiones relativamente cercanas a la forma real del yacimiento y las zonas de mayor concentración de espesores acumulados con hidrocarburo.¹³

La fase de Establecimiento de campos electromagnéticos de corto impulso permite delimitar los depósitos de hidrocarburos en la superficie, como una superposición de ellos, Identificar áreas con mayor acumulación de hidrocarburos y obtener mapas de espesor totalizado de roca con hidrocarburos.

La **Figura 5** muestra un ejemplo de los resultados obtenidos a partir del Establecimiento de campos electromagnéticos de corto impulso:¹⁴

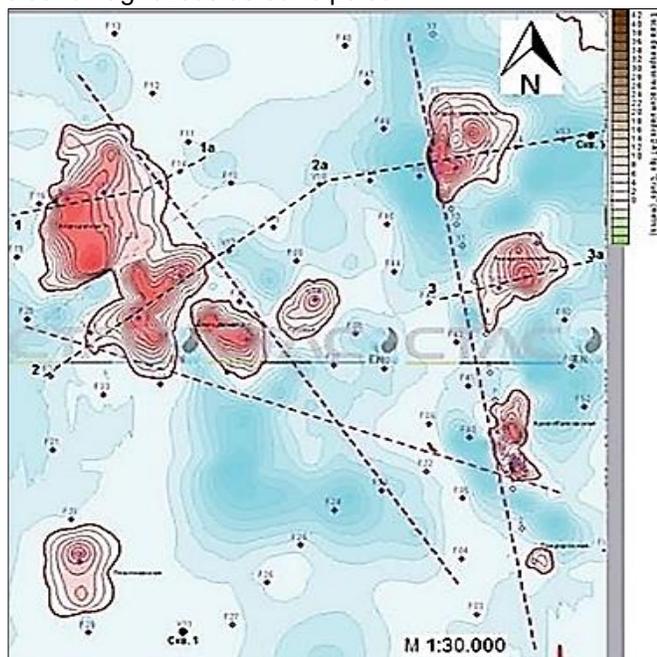
¹¹ Compañía de Tecnologías Avanzadas de COLOMBIA, Tecnología OFT, 2015.

¹² BARRERA, Sebastián. JAIMES, Alonso. Reinterpretación geológica utilizando la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), Colombia: Fundación Universidad de América, p.109.

¹³ BARRERA, Sebastián. JAIMES, Alonso. Reinterpretación geológica utilizando la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), Colombia: Fundación Universidad de América, p.109.

¹⁴ Compañía de Tecnologías Avanzadas de COLOMBIA, Tecnología OFT, 2015.

Figura 5. Ejemplo del establecimiento de pulsos electromagnéticos de corto pulso.



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2015

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

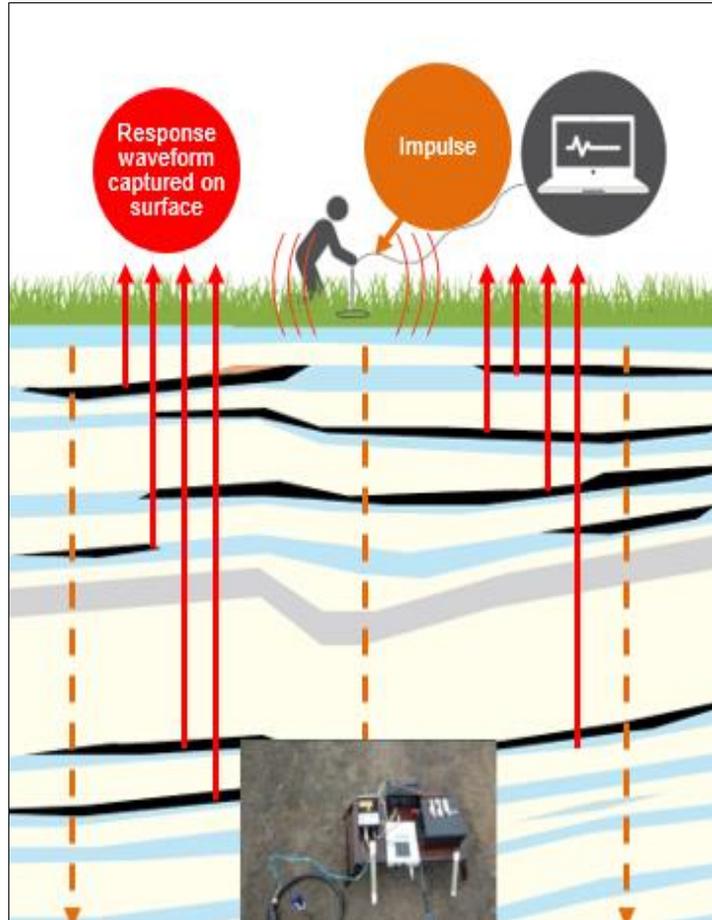
Al variar artificialmente la magnitud del campo eléctrico de la tierra en un punto determinado de la superficie, las capas polarizadas en el subsuelo por la presencia de los fluidos de interés responden con ondas que son capturadas en la superficie por el equipo SVER.

La determinación de los intervalos de profundidad de las capas de "mineralización" anormalmente polarizadas se lleva a cabo utilizando el método SVER. Los puntos de sondeo generalmente se seleccionan en las partes centrales de las anomalías identificadas por SVER. En cada punto se determinan los rangos de profundidad de las capas anormalmente polarizadas y se construyen columnas verticales.¹⁵

La **Figura 6** muestra de forma ilustrativa cómo se realiza el proceso de Sondeo vertical por electro-resonancia (SVER).

¹⁵ Compañía de Tecnologías Avanzadas de COLOMBIA, Tecnología OFT, 2015.

Figura 6. Proceso para realizar el Sondeo vertical por electro-resonancia.

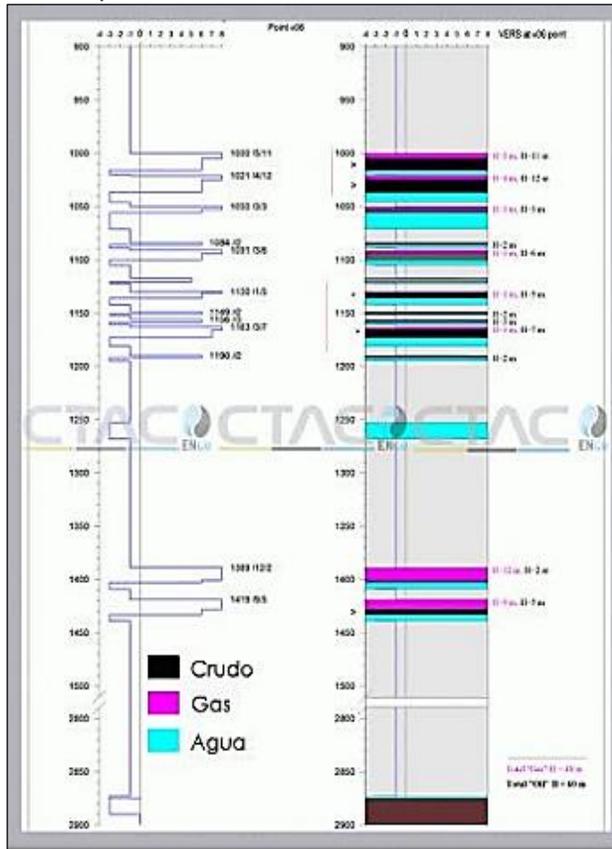


Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2015.

La fase de Sondeo vertical por electro-resonancia permite identificar el intervalo de interés con fluido: gas, petróleo y agua; definir los espesores de intervalos con fluidos de interés, determinar la profundidad del cristal del sótano, obtener perfiles de áreas anómalas con diseño fluido de interés, construir un mapa 3D de los resultados y calcular los volúmenes de roca que contienen hidrocarburos.

La **Figura 7** muestra un ejemplo de los resultados obtenidos a partir del Sondeo vertical por electro-resonancia.

Figura 7. Ejemplo de Resultado de Sondeo Vertical por electro-resonancia.



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2015.

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 último, 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.¹⁶

¹⁶ BARRERA, Sebastián. JAIMES, Alonso. Reinterpretación geológica utilizando la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), Colombia: Fundación Universidad de América, p.111.

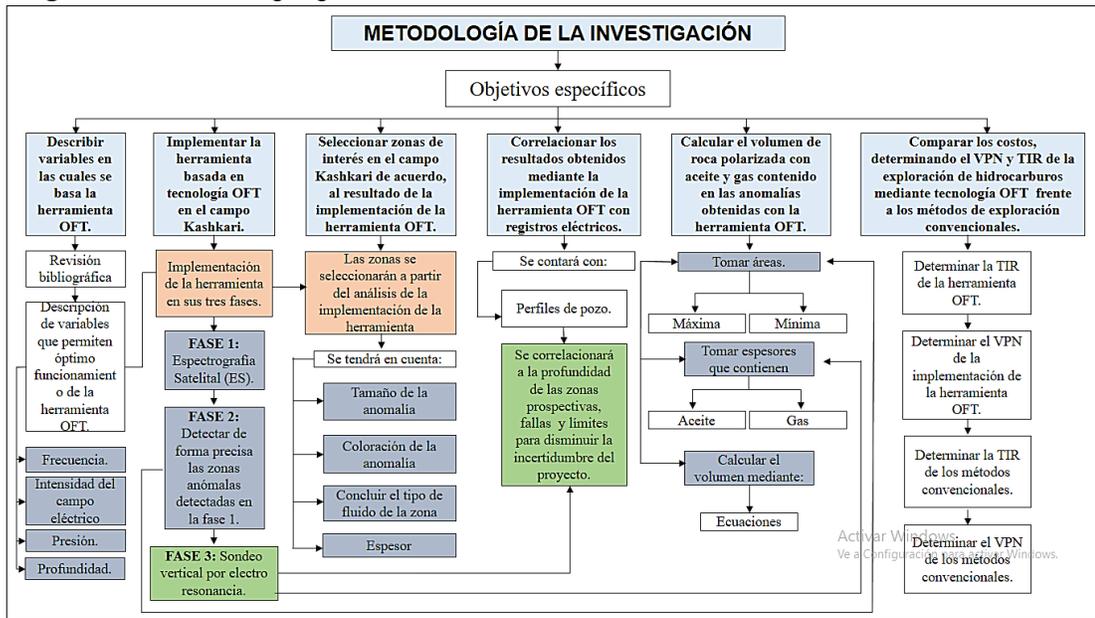
2. METODOLOGIA

Para dar cumplimiento, al objetivo general de este proyecto “Identificar zonas prospectivas mediante la implementación de la herramienta OFT en el Campo Kashkari” se tendrá en cuenta la siguiente metodología con el fin de llevar al término esperado la presente investigación, apoyada en los objetivos específicos planteados:

2.1 MAPA CONCEPTUAL DE METODOLOGIA GENERAL

El **Diagrama 1** presenta el mapa conceptual con la metodología general para llevar a cabo el desarrollo del presente proyecto.

Diagrama 1. Metodología general.



Fuente: elaboración propia.

2.2 DESCRIPCIÓN DE VARIABLES PARA UN OPTIMO FUNCIONAMIENTO DE LA HERRAMIENTA (OFT)

Para dar cumplimiento a este objetivo netamente teórico, será a partir experiencia de la implementación de la herramienta en diferentes partes del mundo e información suministrada por la Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia. A partir de allí se enunciarán las respectivas variables que permiten el óptimo funcionamiento de la tecnología de búsqueda de petróleo y gas OFT, las cuales,

estarán previamente configuradas en rangos determinados (rangos evidenciados en el marco teórico de este documento). Estas variables corresponden a la frecuencia de resonancia, intensidad del campo eléctrico, profundidad y presión.

2.3 IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA

La implementación de la herramienta de búsqueda de petróleo y gas (OFT) consta de 3 fases. Las cuales, son: Fase 1: Espectrografía satelital, Fase 2: Establecimiento de campos electromagnéticos de corto impulso y la Fase 3: Sondeo vertical por electro resonancia.

La espectrografía satelital consiste, en 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 las zonas donde se registran las frecuencias coincidentes con la frecuencia emitida de búsqueda. Las frecuencias de interés para el aceite se encuentran en un rango de 45 a 60 KHz y para el gas entre 10 y 20 KHz.

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 Moscú por los científicos mediante el uso de software confidenciales especializados para obtener como resultado la espectrografía de las áreas de interés, que se representan mediante un mapa isópaco detallando las anomalías.

La adquisición de la información satelital se realiza desde una red de satélites especializados de geofísica con sensores de plataforma pasiva operados por la agencia 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*).¹⁷

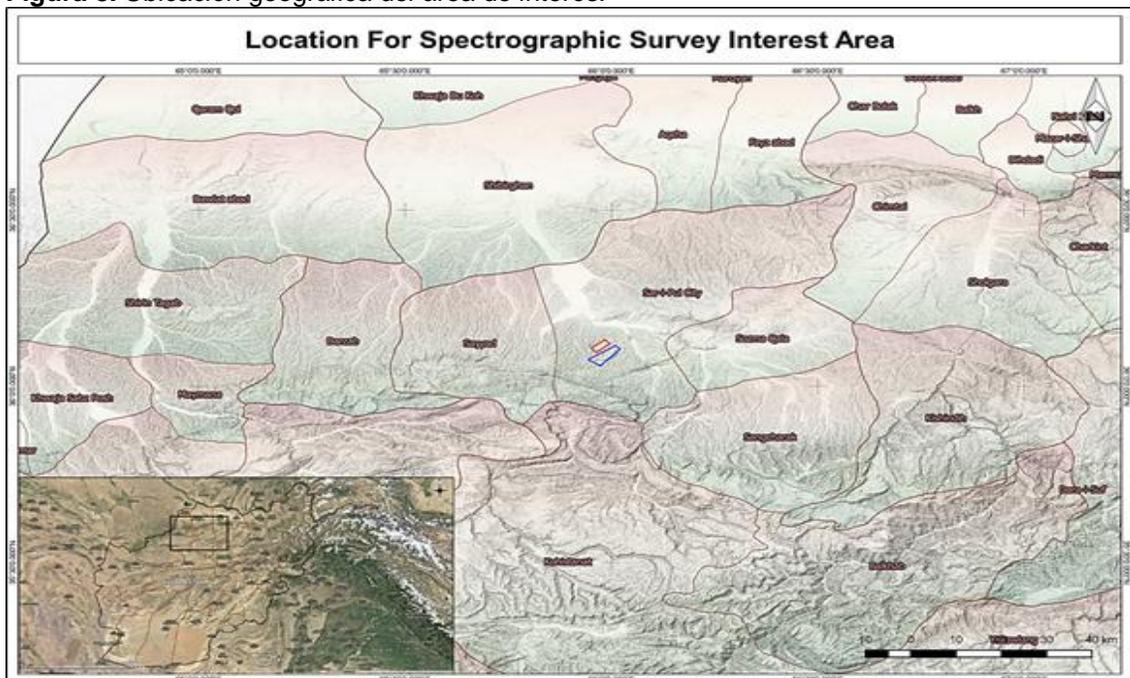
¹⁷ BARRERA, Sebastián. JAIMES, Alonso. Reinterpretación geológica utilizando la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), Colombia: Fundación Universidad de América, p.105.

En esta primera fase se puede tener una idea del área aproximada de los depósitos. Simultáneamente, esta fase ayuda a identificar áreas donde no hay presencia de anomalías electromagnéticas, reduciendo las áreas de interés para la exploración, permitiendo así, optimizar el uso de los recursos humanos y económicos.

La implementación de la herramienta se llevará a cabo en el Campo Kashkari ubicado en el distrito de Sir Paul al norte de Afganistán. Los polígonos que se van a estudiar se denominan Kashkari norte y Kashkari sur. Están ubicados en la cuenca del río Amu Darya sobre las estructuras de Kashkari y Latti.

La **Figura 8** presenta la Ubicación geográfica del área de interés.

Figura 8. Ubicación geográfica del área de interés.



Fuente. Compañía de Tecnologías Avanzadas de COLOMBIA.

2.3.1 Área de implementación. La implementación de la tecnología en la primera fase, la cual se denomina espectrografía satelital, se realizará en un área total de 68 km². La compañía inicialmente, espera que el Polígono norte y el Polígono sur sean áreas comerciales.

La **Tabla 1** presenta las coordenadas de los puntos que forman cada polígono de interés.

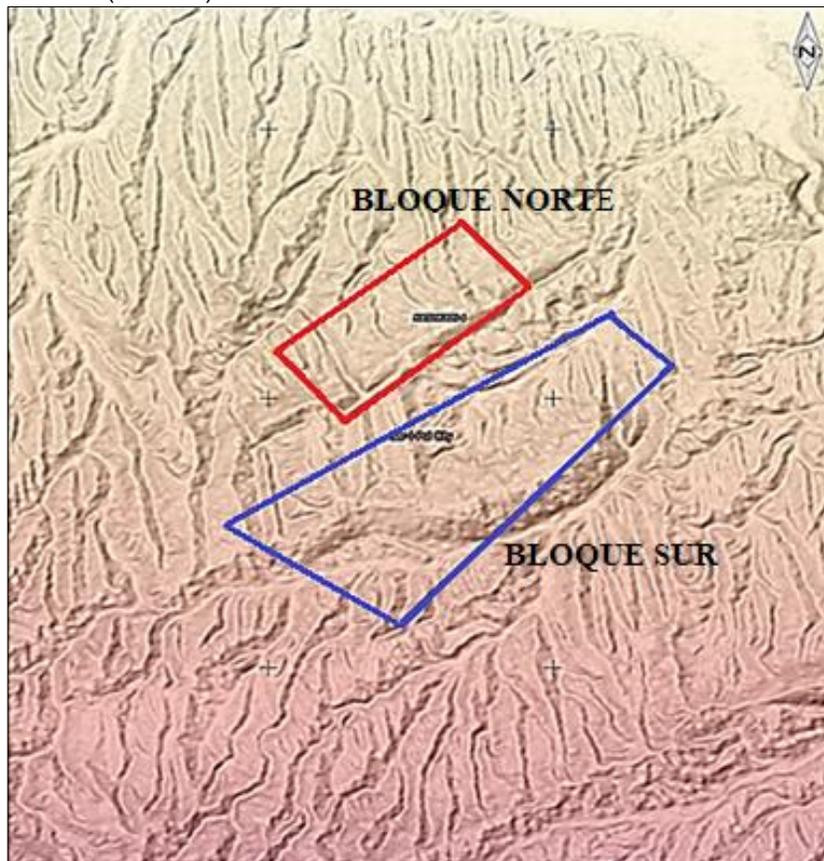
Tabla 1. Coordenadas polígono bloque norte y polígono bloque sur.

COORDENADAS DE LOS POLIGONOS			
ID Polygon	ID point	Longitudo	Latitude
BLOQUE NORTE	Gb 1	65°59'45.97"E	36° 7'16.07"N
	Gb 2	65°59'1.02"E	36° 7'57.40"N
	Gb 3	65°57'46.19"E	36° 5'45.48"N
	Gb 4	65°57'2.85"E	36° 6'31.68"N
BLOQUE SUR	Ga 1	66° 0'37.56"E	36° 6'56.38"N
	Ga 2	66° 1'14.31"E	36° 6'21.49"N
	Ga 3	65°58'22.32"E	36° 3'29.86"N
	Ga 4	65°56'33.77"E	36° 4'34.40"N

Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

La **Figura 9** presenta las dos áreas de interés: El polígono del bloque norte; el cual se delimita con color rojo y el polígono del bloque sur el cual se delimita con color azul.

Figura 9. Área de Prospección de Intereses con espectrografía Satelital (68 Km2)

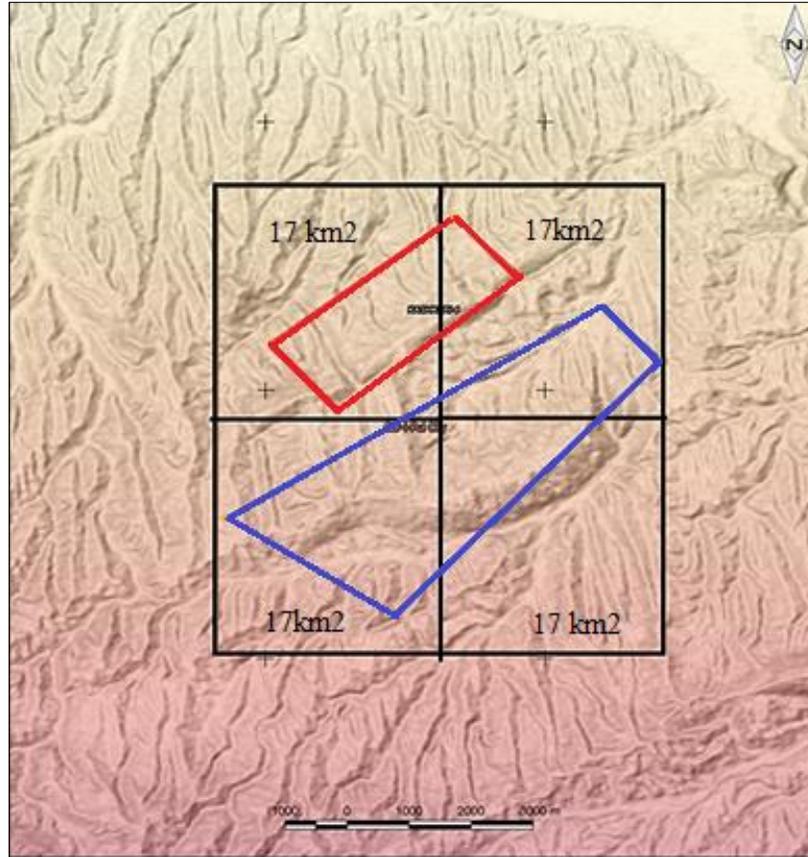


Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019. (MapSurfer ASTER GDEM-SRTM Hillshade, líneas de contorno MapSurfer ASTER GDEM-SRTM).

Para la implementación de la primera fase, se realizarán cuatro tomas cuadradas (de 17 km² cada una) en el área inicial de 68 km² con el propósito de cubrir el área de los dos polígonos de interés. Este trabajo se desarrollará a una escala de 1:12.000, el satélite “*Resurs-P*” N° 3” lanzado en el año 2015, se posicionará a una distancia de aproximadamente 35000 Km desde las coordenadas de interés hasta su ubicación en el espacio. Este trabajo será ejecutado en diez días calendario.

La **Figura 10** presenta el área de cobertura espectrográfica de las 4 tomas de 17 km² cada una.

Figura 10. Cobertura espectrográfica escala 1:12000



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019. (MapSurfer ASTER GDEM-SRTM Hillshade, líneas de contorno MapSurfer ASTER GDEM-SRTM).

Posteriormente, a partir de los resultados de la espectrografía satelital, se realiza un análisis que consiste en revisar la magnitud del área de cada una de las anomalías presentes. Se procede a establecer las regiones para realizar la fase 2 y 3. Estas regiones corresponden a aquellas anomalías que presentan mayor área y coloración; aclarando, que la tonalidad es directamente proporcional a la acumulación de petróleo y gas, es decir a mayor coloración, mayor acumulación de fluidos. Esto es un proceso netamente observativo.

En las regiones seleccionadas que corresponden a las anomalías (Bloque 1, 2 y 3 y Oil 1, 2 y 3) teniendo un área efectiva de 7 Km² se llevará a cabo la fase dos;

denominada, establecimiento de campos electromagnéticos de corto impulso. Esta fase, consiste en emitir una señal electromagnética mediante un generador de frecuencia, el cual se calibra previamente con las frecuencias de resonancia del aceite y gas, las cuales, alteran momentáneamente la anomalía lo que genera una corriente eléctrica en la antena receptora y por medio de un software confidencial especializado se procesan los datos y se generan los mapas isopacos detallados de las anomalías a partir de los puntos identificados con la frecuencia de resonancia del aceite y del gas.

Teniendo en cuenta lo anterior, el objetivo de la segunda fase es delimitar de forma precisa las zonas anómalas detectadas por la espectrografía, definiendo así, su geometría y dimensiones relativamente cercanas a la forma real del yacimiento y las zonas de mayor concentración de espesores acumulados con hidrocarburo.¹⁸

Esta fase se realizará transportando el equipo en camionetas y botes, ya que es bastante ligero (50 kg) y solo requiere la presencia de no más de cinco (5) personas, lo que incluye un traductor y una persona local de la comunidad para recibir orientación.

Finalmente, se realizará la tercera fase, que se denomina sondeo vertical por electro resonancia, que consiste en emitir pulsos electromagnéticos subterráneos que causan alteraciones en los campos electromagnéticos que producen retroalimentación a la superficie, que luego se registran y filtran. Estos datos, se comparan con las señales naturales del material investigado (firma espectral o frecuencia de resonancia); siempre que haya resonancia (frecuencias idénticas), hay presencia del material investigado; La longitud de onda de la respuesta permite el cálculo de la profundidad y el espesor de la acumulación.

En cada punto de trabajo se obtiene una columna de fluidos SVÉR y, haciendo una correlación entre ellas, permite la determinación de los perfiles del reservorio, ya que son mediciones precisas de las anomalías necesarias para caracterizar los depósitos.

2.4 SELECCIÓN DE ZONAS DE INTERÉS

Teniendo en cuenta, el resultado arrojado en las 7 regiones donde se implementó la fase 2 y 3 se seleccionará las anomalías que presenten mayor área, espesor de roca que contiene hidrocarburos y coloración. Posteriormente se determinará si los

¹⁸ BARRERA, Sebastián. JAIMES, Alonso. Reinterpretación geológica utilizando la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), Colombia: Fundación Universidad de América, p.109.

pozos que han sido perforados en el Campo Kashkari son secos o productores, teniendo en cuenta, si están dentro o fuera de la anomalía.

2.5 CORRELACIÓN DE RESULTADOS

A partir de la información obtenida en la implementación de la herramienta, se hará la correlación de un perfil de fluidos SVES con el registro eléctrico (se tendrá en cuenta los registros de litología Gamma Ray, potencial espontáneo, y resistivo) tipo del pozo Kashkari 3 a la profundidad de cañoneo, y con una sección estructural de la zona en la cual se presenta el bloque de desarrollo.

La **Figura 11** muestra el mapa estructural del bloque norte.

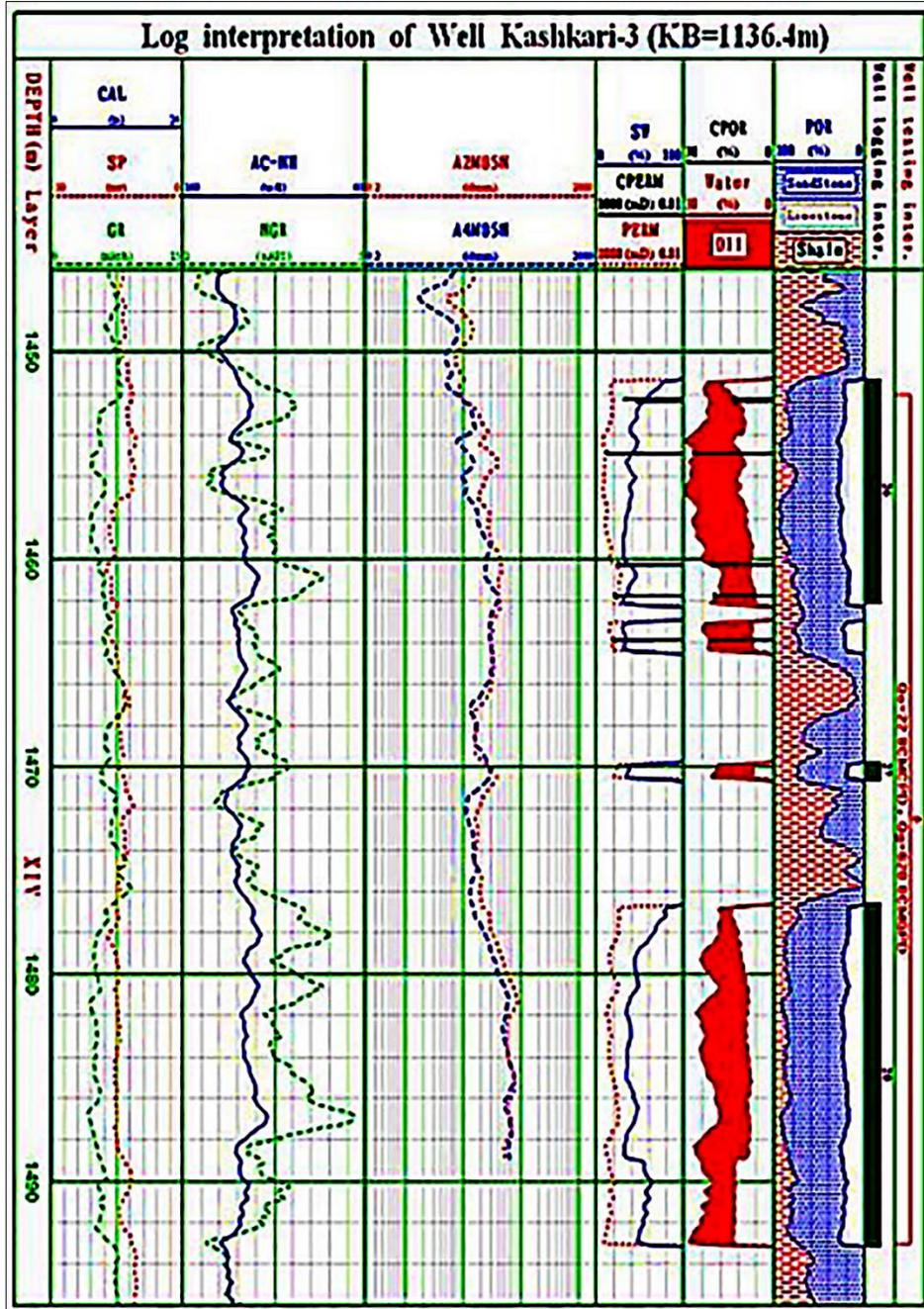
Figura 11. Estructura Bloque norte Kashkari



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

La **Figura 12** muestra el registro eléctrico del pozo Kashkari 3 a la profundidad de interés.

Figura 12. Registro del pozo Kashkari 3.



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT 2019.

2.6 VOLUMEN DE ROCA POLARIZADA

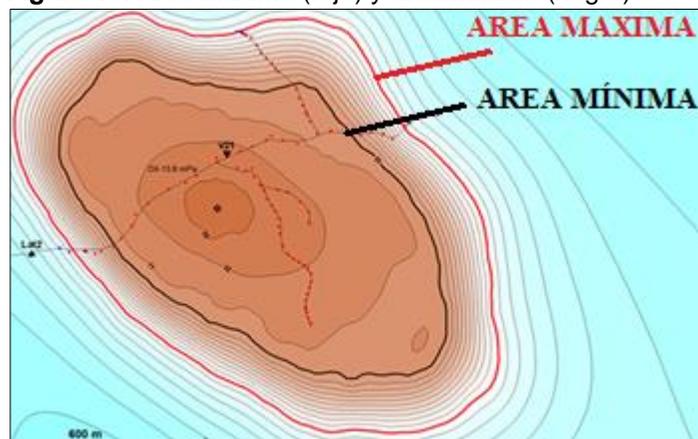
El cálculo del volumen de roca polarizada que contiene hidrocarburos, se realizará utilizando las fases dos y tres (ECECI y SVER). Se tomará el área de la zona anómala (isobara roja 0 Mpa) en m² multiplicada por el espesor total acumulado medido a través de los perfiles de fluidos SVER, detectado hacia el centro de concentraciones en la anomalía.

El área de la curva negra o llamada área efectiva, es el área dentro de la cual se recomienda ubicar todos los pozos de producción.

Aquí, los resultados del cálculo por área de color rojo se indican como máximo (escenario optimista) y por área de color negro como mínimo (escenario pesimista).

La Figura 13 representa un ejemplo del área máxima y mínima de una anomalía, estos valores de área se obtienen únicamente en las anomalías donde se implementó la fase 2.

Figura 13. Área máxima (roja) y área mínima (negra)



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019

El cálculo de volumen de roca polarizada con aceite y gas se realizará a partir de las siguientes ecuaciones.

La **Ecuación 1** presenta el cálculo para el volumen máximo roca polarizada con gas.

Ecuación 1. Calculo volumen máximo de roca polarizada con gas

$$V_{max_{GAS}} = A_{ROJA} * H_{TOTAL\ GAS}$$

Fuente: elaboración propia.

Donde:

$V_{max_{GAS}}$: Volumen máximo de roca polarizada con gas.

A_{ROJA} : Área máxima de anomalía.

$H_{TOTAL\ GAS}$: Altura totalizada de gas en la anomalía.

La **Ecuación 2** presenta el cálculo para el volumen mínimo de roca polarizada con gas.

Ecuación 2. Calculo volumen mínimo de roca polarizada con gas

$$V_{min_{GAS}} = A_{NEGRA} * H_{TOTAL\ GAS}$$

Fuente: elaboración propia.

Donde:

$V_{min_{GAS}}$: Volumen mínimo de roca polarizada con gas.

A_{NEGRA} : Área mínima de anomalía.

$H_{TOTAL\ GAS}$: Altura totalizada de gas en la anomalía

La **Ecuación 3** presenta el cálculo para el volumen máximo de roca polarizada con aceite.

Ecuación 3. Calculo volumen máximo de roca polarizada con aceite

$$V_{max_{OIL}} = A_{ROJA} * H_{TOTAL\ OIL}$$

Fuente: elaboración propia.

Donde:

$V_{max_{OIL}}$: Volumen máximo de roca polarizada con aceite.

A_{ROJA} : Área máxima de anomalía.

$H_{TOTAL\ OIL}$: Altura totalizada de aceite en la anomalía.

La **Ecuación 4** presenta el cálculo para el volumen mínimo de roca polarizada con aceite.

Ecuación 4. Calculo volumen mínimo de roca polarizada con aceite.

$$V_{min_{OIL}} = A_{NEGRA} * H_{TOTAL_{OIL}}$$

Fuente: elaboración propia.

Donde:

$V_{min_{OIL}}$: Volumen mínimo de roca polarizada con aceite.

A_{NEGRA} : Área mínima de anomalía.

$H_{TOTAL_{OIL}}$: Altura totalizada de aceite en la anomalía

2.7 TIR Y VPN

Por último, se evaluará financieramente cada tecnología de exploración. Se hará una comparación del costo de la implementación de la herramienta OFT, con los costos operativos en los que se incurre al realizar proyectos de sísmica y registros eléctricos. Esta comparación se realizará a partir del cálculo del Valor presente neto (VPN) y la Tasa interna de retorno (TIR) utilizando el volumen máximo y mínimo de aceite recuperable.

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

El presente proyecto está orientado por la metodología y datos que fueron presentados en la sección anterior. Una vez definida la sección para la implementación de la herramienta se realiza la implementación de la fase 1 (Espectrografía satelital) se analizan los resultados, se seleccionan las zonas potenciales y se realizan las fases 2 y 3 (El establecimiento de campos electromagnéticos de corto impulso y el sondeo vertical por electro resonancia), se analizan cada una de las anomalías y se correlacionan con una sección estructural, a su vez se correlaciona una columna de fluidos SVER con un registro eléctrico a la profundidad de cañoneo.

3.1 RANGOS DE APLICABILIDAD DE LAS VARIABLES PARA EL OPTIMO FUNCIONAMIENTO DE LA HERRAMIENTA DE BUSQUEDA DE PETROLEO Y GAS (OFT)

A partir de la experiencia de la implementación de la herramienta de búsqueda de petróleo y gas, en lugares, donde ha tenido una óptima implementación, se ha establecido el siguiente protocolo con el fin de garantizar una óptima calibración de la herramienta y que esta desarrolle su función de forma efectiva.

Para llevar a cabo la primera y segunda fase; espectrografía satelital, y establecimiento de campos electromagnéticos de corto impulso, respectivamente de la implementación de la herramienta de búsqueda de aceite y gas (OFT) es necesario, calibrar desde superficie el satélite GEORESURCE con las frecuencias de resonancia correspondientes al petróleo y gas, con la finalidad de obtener coincidencias con los fluidos de interés.

Por su parte para llevar a cabo la tercera fase; sondeo vertical por electro resonancia, es necesario calibrar el generador de ondas con la frecuencia de resonancia del aceite y gas, sumado a la frecuencia de resonancia del agua, para así obtener un correcto perfil de fluidos desde superficie hasta el basamento.

La **Tabla 2** presenta los rangos de frecuencia de resonancia para el aceite, gas y agua

Tabla 2. Rangos de frecuencia de resonancia para el aceite y el gas

Material	Frecuencia Mínima (KHz)	Frecuencia máxima (KHz)
Gas	10	20
Aceite	45	60
Agua	130	145

Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

Es pertinente aclarar que los valores exactos de frecuencia de resonancia son totalmente confidenciales.

Adicionalmente, en el preciso instante en que el satélite se posicione en las coordenadas de interés, es necesario medir la intensidad del campo eléctrico.

La **Tabla 3** presenta los rangos de intensidad de campo eléctrico que se deben tener en cuenta en el momento de implementación. Si estos valores no se encuentran ajustados al terreno correspondiente, no será posible implementar la herramienta de búsqueda de petróleo y gas de forma óptima ya que sus resultados se verán alterados y su interpretación puede ser errónea.

Tabla 3. Rangos de intensidad del campo eléctrico

Tipo de terreno	Intensidad mínima (V/m)	Intensidad máxima (V/m)
Montaña	-60	-50
Terreno plano	-120	-100

Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

Por último, para una adecuada caracterización de la profundidad a la cual se encuentran los depósitos, se debe tener en cuenta que la presión hidrostática es directamente proporcional a la profundidad correspondiendo 1 Mpa a 100 metros (1 Mpa=145 psi). Con estos datos de presión, se podrá correlacionar la profundidad estimada con el intervalo de las profundidades de las Formaciones depósito de los estudios geológicos permitiendo validar la ubicación

3.2 IDENTIFICACION DE ANOMALIAS A PARTIR DE LA ESPECTROGRAFÍA SATELITAL (FASE 1)

En esta sección se presentan los resultados obtenidos a partir de la implementación de la herramienta de búsqueda de petróleo y gas OFT en el Campo Kashkari, ubicado Afganistán. Se presentan y analizan las anomalías detectadas en la primera fase, la selección de áreas representativas en las cuales se realizó la fase dos y tres

y el análisis de resultados para cada una de las fases respectivamente.

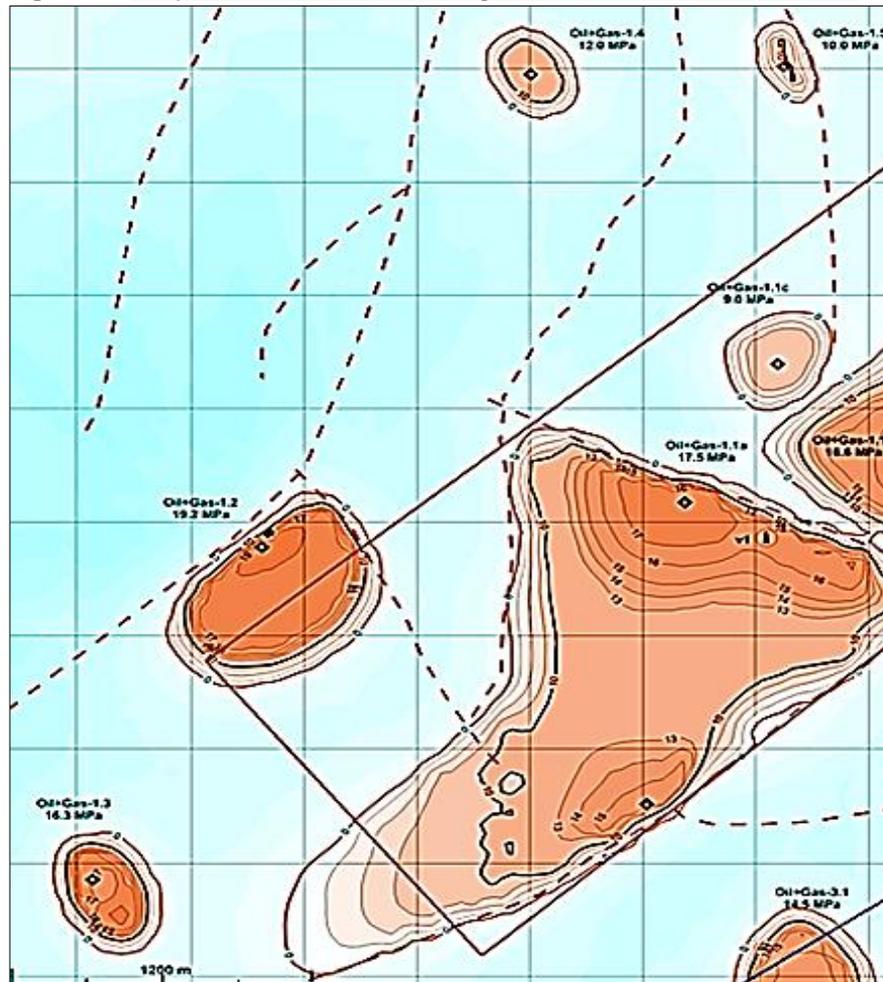
A continuación, se presentan los resultados registrados en el proceso de implementación de la herramienta en la primera fase. Cabe aclarar, que cada anomalía se ilustra como contornos o isolíneas, que representan las presiones relativas en dicha zona de depósito (isobaras). La intensidad de la respuesta depende de la acumulación de hidrocarburos y la ubicación de profundidad de los depósitos. Cuanto mayor es la acumulación o profundidad del depósito, mayor es la presión detectada. Las isolíneas de color naranja; delimitan áreas donde la acumulación de hidrocarburos es mínima, a partir de ello; se inicia la correspondiente detección de acumulaciones significativas. El color negro varía de 2 a 19 Mpa máximo (1 Mpa = 145 Psi).

Además, a través de la espectrografía satelital se identifican barreras de permeabilidad (posibles fallas o áreas débiles que se aplastan y fracturan las rocas), se identifica, además, aguas saturadas con cierto grado de salinidad. Estas fallas, se detectan debido al conocimiento de la resonancia de frecuencia del agua.

3.2.1 Mapas de anomalías detectadas en la fase 1. Se presentan los mapas de zonas anómalas con depósitos de gas y petróleo según los resultados del procesamiento de datos satelitales.

La **Figura 14** presenta la primera toma de los resultados de la espectrografía satelital, en ella se cubrió un área de 17 Km². En esta toma se puede observar en el sector central, una anomalía Oil+gas 1.1a de gran tamaño, con un área de 297 Hectáreas dentro del polígono que se tenía previsto, en este caso el polígono rojo. Adicionalmente, fuera del polígono rojo, en el sector oeste se pueden observar dos anomalías con bastante coloración, indicador esencial de presencia de hidrocarburos. Finalmente, en el sector noreste, se observan dos anomalías, Oil+gas 1.4 y Oil+gas1.5 con un área poco considerable de 11.8 y 6.55 Hectáreas respectivamente, sumado a una baja coloración.

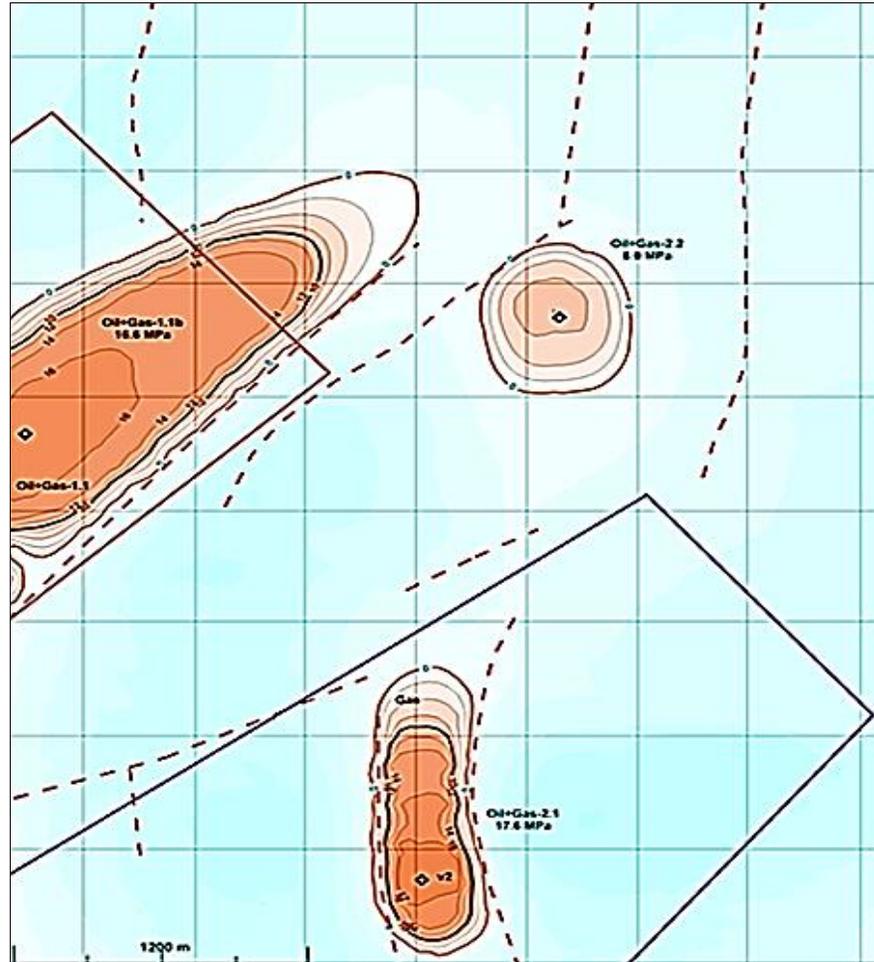
Figura 14. Mapa de zonas anómalas según los datos satelitales toma 1.



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

La **Figura 15** presenta la segunda toma de los resultados de la espectrografía satelital, en ella se cubrió un área de 17 Km². En esta toma se puede observar en el sector central, una anomalía Oil+gas 1.1b con un área de 184 Hectáreas dentro del polígono que se tenía previsto, en este caso el polígono rojo. Adicionalmente, fuera del polígono rojo, en el sector noreste, se observa una anomalía Oil+gas 2.2 con un área de 36.4 Hectáreas y con muy baja coloración, lo que indica poca presencia de hidrocarburos. Finalmente, en el sector sur, específicamente dentro del polígono que se tenía planeado, en este caso el polígono azul, se observa una anomalía Oil+Gas 2.1 con un área de 52.6 Hectáreas y cuenta con una coloración óptima.

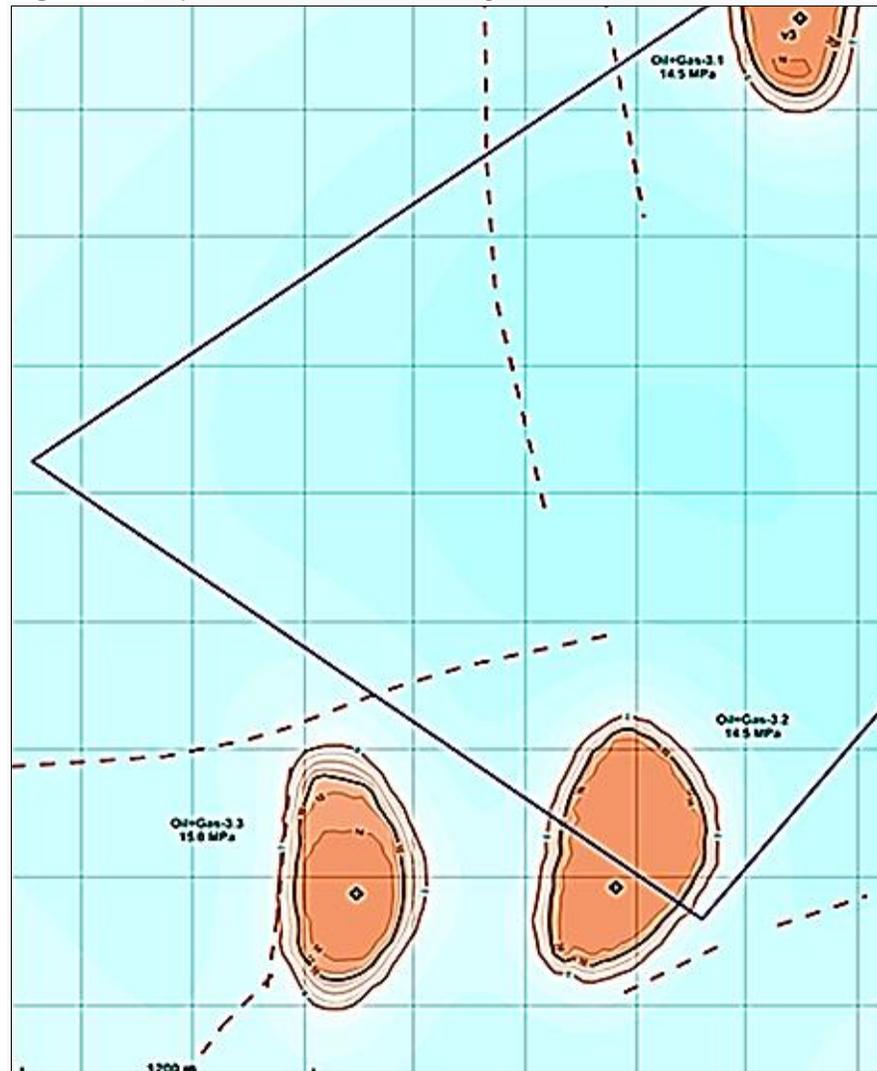
Figura 15. Mapa de zonas anómalas según los datos satelitales toma 2.



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

La **Figura 16** presenta la tercera toma de los resultados de la espectrografía satelital, en ella se cubrió un área de 17 Km². En esta toma se puede observar el sector central del polígono que se tenía previsto, en este caso el polígono azul, el cual no cuenta con ninguna anomalía. En el sur del polígono se observa un segmento de una anomalía Oil+gas 3.2 con un área de 62.3 Hectáreas y bastante coloración. Al Sureste del polígono azul, se observa una anomalía Oil+gas 3.3 con un área de 52.2 Hectáreas.

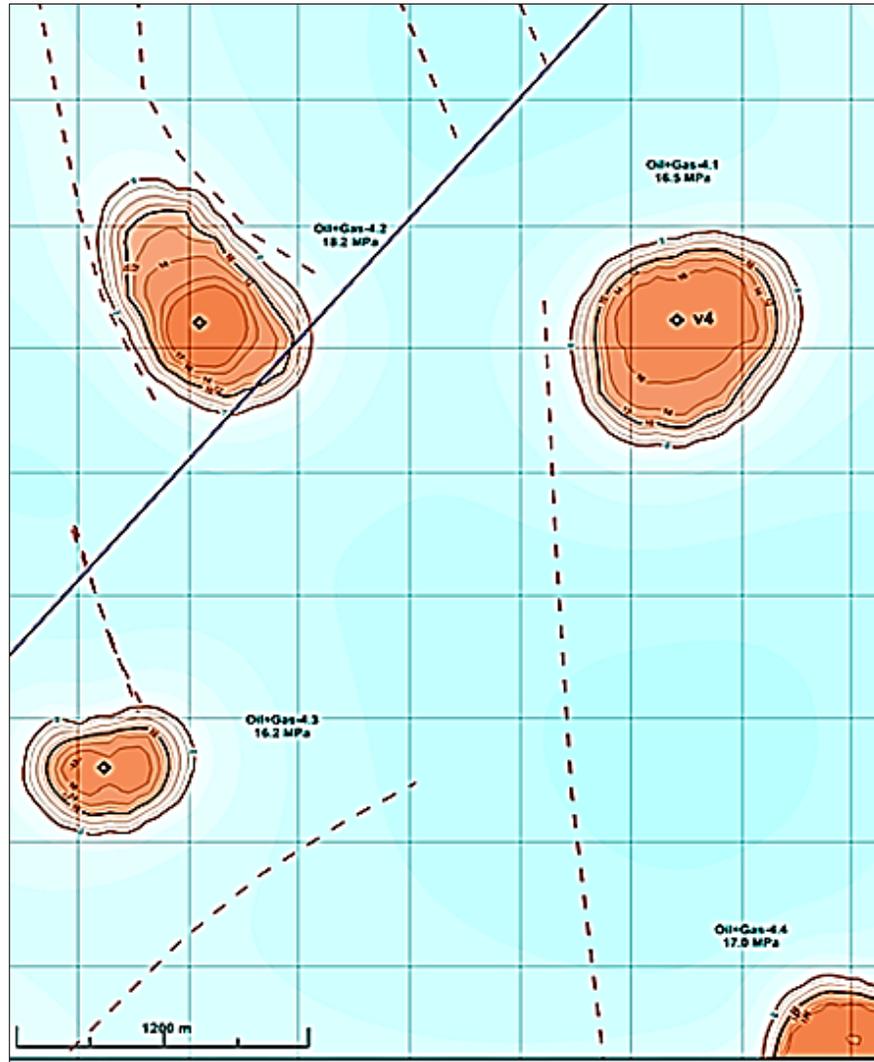
Figura 16. Mapa de zonas anómalas según los datos satelitales toma 3.



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

La **Figura 17** presenta la cuarta toma de los resultados de la espectrografía satelital, en ella se cubrió un área de 17 Km². En esta toma se puede observar dentro del polígono de interés, en este caso el polígono azul la anomalía Oil+gas 4.2 con un área de 61.6 Hectáreas y buena coloración. Al noreste se observa la anomalía Oil+gas 4.1 con un área de 70.2 Hectáreas. Por último, se observa al suroeste, la anomalía Oil+gas 4.3 que no se encuentra dentro del polígono de interés inicial, con un área de 30.8 Hectáreas.

Figura 17. Mapa de zonas anómalas según los datos satelitales toma 4.



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

3.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS PRIMERA FASE

El procesamiento de imágenes satelitales en el espectro ultravioleta, usando la emisión de ondas electromagnéticas en el rango del láser y la detección de campos electromagnéticos en la superficie, permitió definir la presencia de depósitos de petróleo y gas en el área correspondiente a Kashkari-1 con un en total son de 23,75 Km². En donde, se realizó cuatro imágenes espectrográficas con una escala de 1:12000.

El proyecto, se analizó con impulsos electromagnéticos correspondientes a frecuencias azules profundas en el extremo ultravioleta del espectro electromagnético. Esto se emplea para el aislamiento y el mapeo de áreas geoelectricas que muestran "Depósito de anomalías tipificadas" (DAT) para diferentes rangos de frecuencia. Se determinó zonas que caracterizan las concentraciones de hidrocarburos a valores específicos de la presión relativa del depósito (1 MPa = 145 psi). Se concluye que, la geometría de tales anomalías y limitaciones de las barreras de permeabilidad son características de los depósitos de hidrocarburos delimitados por fallas tectónicas. La mayoría de las anomalías se ubican sobre las fallas identificadas en el área de estudio.

Con esta metodología, se caracterizó un total de 16 anomalías en los depósitos de petróleo y gas. Las anomalías descritas, se caracterizan por tener valores de presión que se consideran prospectivos para futuras exploraciones.

En el bloque norte se obtuvieron los mejores resultados de la OFT satelital.

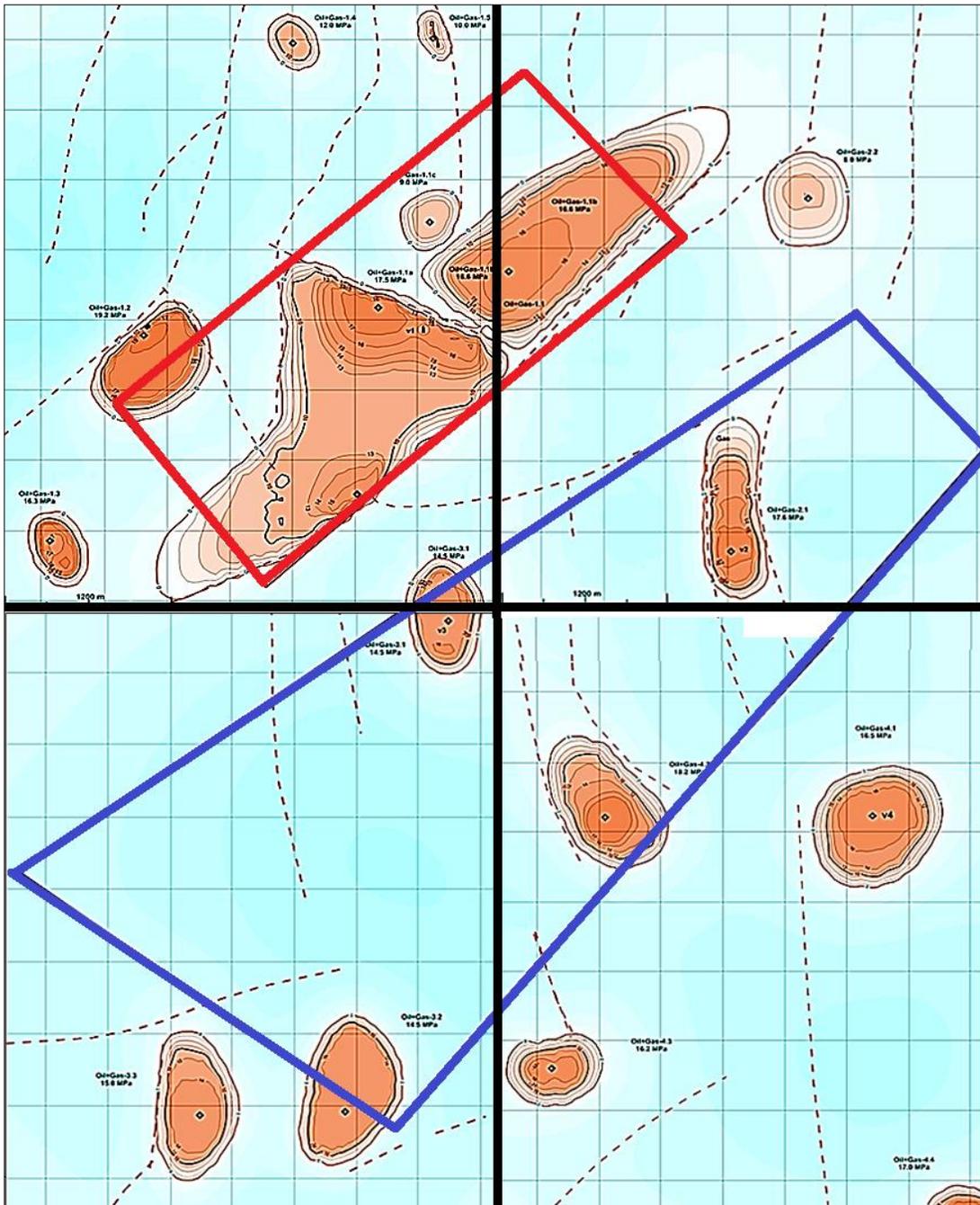
El área de cobertura de exploración se considera como una superficie prospectiva para gas y petróleo principalmente.

Las áreas de interés encontradas en el estudio de los polígonos varían desde: 0,065-2,97 Km² (6.55 Hectárea hasta aproximadamente 297 Hectárea).

3.3.1 Anomalías identificadas en la fase uno. La **Figura 18** presenta la compilación de las 16 anomalías que fueron identificadas en la implementación de la fase 1.

El Bloque norte, identificado con color rojo en la figura, presenta mayor acumulación de anomalías, los sectores donde no existe presencia de anomalías son totalmente descartados para realizar el trabajo de Campo, correspondiente a la fase dos y tres de la implementación de la herramienta de búsqueda de petróleo y gas.

Figura 18. Anomalías de superposición detectadas en el área de interés.



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

Adicionalmente, la **Tabla 4** muestra cada anomalía con su respectiva área en Hectáreas, a partir de este parámetro se determinará en que anomalías se realizará el trabajo de campo (fase 2 y 3), se tomarán aquellas que presenten las áreas más grandes.

Tabla 4. Áreas de zonas anómalas Identificadas en el área de interés

ANOMALIAS DETECTADAS EN LA PRIMERA FASE DE LA IMPLEMENTACION DE LA HERRAMIENTA DE BUSQUEDA DE PETROLEO Y GAS		
ID	ID ANOMALIA	AREA (HECTAREAS)
1	Oil+Gas 1.1a	297
2	Oil+Gas 1.1b	184
3	Oil+Gas 1.1c	15.3
4	Oil+Gas 1.2	54.8
5	Oil+Gas 1.3	19.4
6	Oil+Gas 1.4	11.8
7	Oil+Gas 1.5	6.55
8	Oil+Gas 2.1	52.6
9	Oil+Gas 2.2	36.4
10	Oil+Gas 3.1	37.7
11	Oil+Gas 3.2	62.3
12	Oil+Gas 3.3	52.2
13	Oil+Gas 4.1	70.2
14	Oil+Gas 4.2	61.5
15	Oil+Gas 4.3	30.8
16	Oil+Gas 4.4	15.8

Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

3.4 POLÍGONO DE IMPLEMENTACION FASE DOS Y TRES

En la **Tabla 5** se evidencian resaltadas con color verde las anomalías en las que se decide implementar la fase 2 y 3 de la herramienta de búsqueda de petróleo y gas.

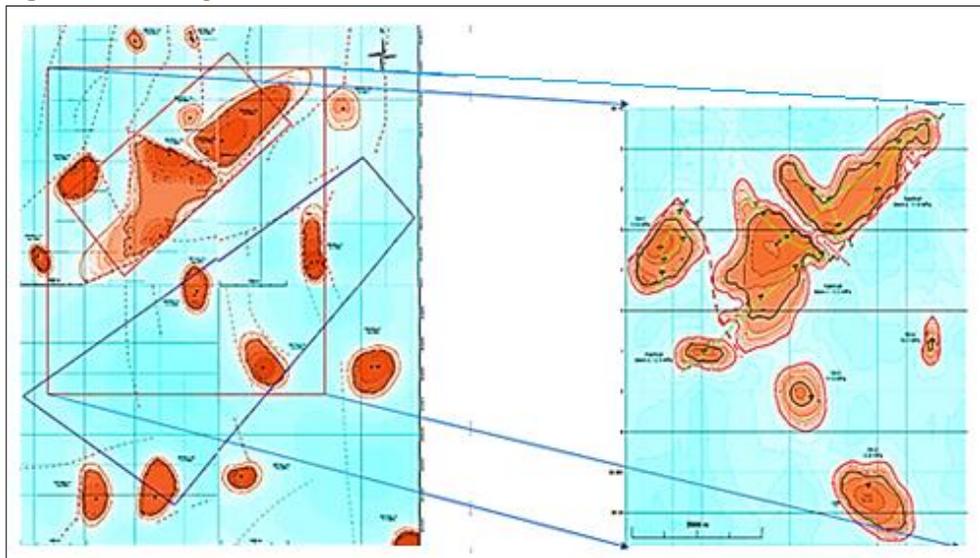
Tabla 5. Anomalías donde se implementará la fase 2 y 3.

ANOMALIAS DETECTADAS EN LA PRIMERA FASE DE LA IMPLEMENTACION DE LA HERRAMIENTA DE BUSQUEDA DE PETROLEO Y GAS		
ID	ID ANOMALIA	AREA (HECTAREAS)
1	Oil+Gas 1.1a	297
2	Oil+Gas 1.1b	184
3	Oil+Gas 1.1c	15.3
4	Oil+Gas 1.2	54.8
5	Oil+Gas 1.3	19.4
6	Oil+Gas 1.4	11.8
7	Oil+Gas 1.5	6.55
8	Oil+Gas 2.1	52.6
9	Oil+Gas 2.2	36.4
10	Oil+Gas 3.1	37.7
11	Oil+Gas 3.2	62.3
12	Oil+Gas 3.3	52.2
13	Oil+Gas 4.1	70.2
14	Oil+Gas 4.2	61.5
15	Oil+Gas 4.3	30.8
16	Oil+Gas 4.4	15.8

Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

En la **Figura 19**, se observa el filtro grafico de las zonas anómalas. En este caso se puede observar que se pasó de tener 16 anomalías identificadas en la fase 1, a implementar la fase 2 y 3 en 7 de ellas.

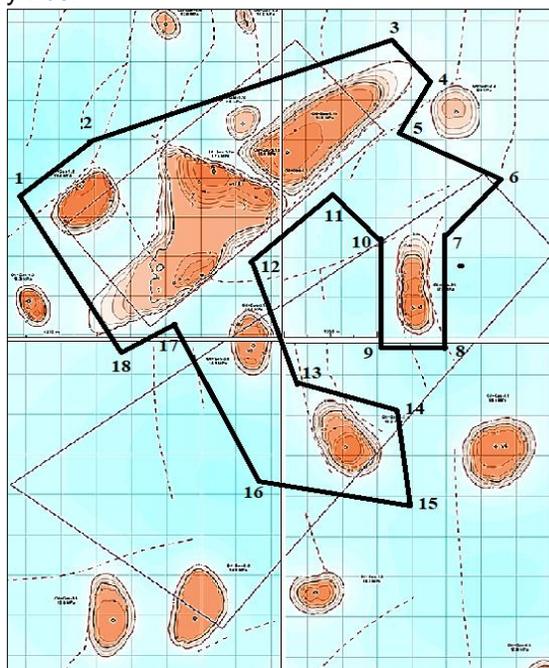
Figura 19. Filtro gráfico de las anomalías.



Fuente. COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

La **Figura 20** presenta con una línea negra la delimitación de la zona donde se realizará la fase dos y tres.

Figura 20. Polígono del área de trabajo fases dos y tres.



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

La **Tabla 6** presenta las coordenadas del polígono, en el cual se realizó la fase dos y tres de la implementación de la herramienta de búsqueda de petróleo y gas.

Tabla 6. Coordenadas del polígono fases dos y tres.

ID	LATITUD	LONGITUD
1	36.110666°	65.943702°
2	36.118990°	65.954452°
3	36.132980°	65.998160°
4	36.128182°	66.004983°
5	36.121264°	65.997938°
6	36.114163°	66.011882°
7	36.107298°	66.004639°
8	36.094733°	66.004658°
9	36.094732°	65.995977°
10	36.105547°	65.995982°
11	36.113377°	65.988923°
12	36.105435°	65.979168°
13	36.090701°	65.982139°
14	36.085947°	65.997976°
15	36.077428°	65.999100°
16	36.079296°	65.976659°
17	36.097113°	65.964349°
18	36.094139°	65.957792°

Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019

3.4.1 Implementación fase dos y tres. En la fase dos, se emiten impulsos electromagnéticos de corta duración, de 10 microsegundos a las frecuencias de resonancia correspondientes al petróleo y gas.

Cada vez, que estos impulsos se emiten y coinciden con la oscilación de partículas cargadas que conforman las anomalías electromagnéticas en las antenas de recepción, se genera señales eléctricas de cierta intensidad y duración de atenuación de las ondas que se establecen en el mapa, de acuerdo, con las coordenadas de cada punto de emisión.

Empleando mediciones con el método ECECI, se logró identificar anomalías y se corroboró las áreas del mapa con mayor espesor acumulado de hidrocarburos.

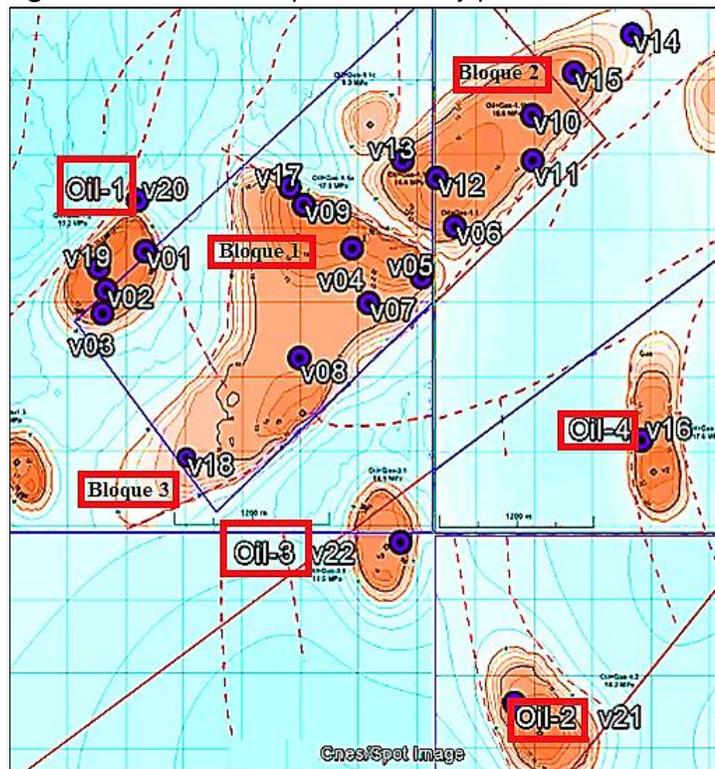
El trabajo realizado, con los métodos geofísicos ECECI y SVÉR se llevó a cabo en el área del campo actual; Kashkari y cuatro áreas anómalas identificadas por la interpretación de imágenes satelitales incluidas en el polígono cubierto inicialmente.

Convencionalmente, las zonas anómalas que presentan mayor área, las cuales fueron obtenidas por medio de la interpretación de imágenes satelitales. Estas anomalías se referencian: bloque 1, bloque 2, bloque 3, (los bloques se separan mediante perturbaciones tectónicas o cambios en la litología.), Oil-1, Oil-2, Oil-3 y Oil-4.

Posteriormente, se realizaron 22 sondeos verticales, ubicados en diferentes puntos dentro de las anomalías de estudio, donde se implementó la fase 2 y 3. La dirección de cobertura en cada punto, es estrictamente vertical y permite discernir la cantidad y espesor de contactos agua-aceite y aceite-gas, para construir perfiles de fluidos (SVÉR).

En la **Figura 21** se muestran las zonas anómalas de estudio, en ellas se encuentran los puntos en los que se realizó los sondeos verticales por electro resonancia (fase 3), y se evidencia algunas barreras de permeabilidad.

Figura 21. Anomalías representativas y puntos SVÉR



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

En la **Tabla 7** se muestra cada punto SVER, con sus respectiva localización y profundidad.

Tabla 7. Puntos SVER.

Punto SVER	Localizacion de la anomalia	Latitud Norte	Longitud Este	Profundidad (m)
V 01	Oil 1	36° 06' 48,9"	65° 57' 24,7"	1087
V 02	Oil 1	36° 06' 39,5"	65° 57' 12,6"	976
V 03	Oil 1	36° 06' 33,8"	65° 57' 11,5"	974
V 04	Kashkari Bloque 1	36° 06' 49,6"	65° 58' 28,5"	1056
V 05	Kashkari Bloque 1	36° 06' 42,6"	65° 58' 50,0"	928
V 06	Kashkary Bloque 2	36° 06' 54,9"	65° 59' 00,1"	1157
V 07	Kashkari Bloque 1	36° 06' 36,3"	65° 58' 33,6"	1139
V 08	Kashkari Bloque 1	36° 06' 23,0"	65° 58' 12,3"	1150
V 09	Kashkari Bloque 1	36° 07' 00,1"	65° 58' 13,6"	997
V 10	Kashkari Bloque 2	36° 07' 21,8"	65° 59' 24,1"	1106
V 11	Kashkari Bloque 2	36° 07' 10,9"	65° 59' 24,2"	1087
V 12	Kashkari Bloque 2	36° 07' 06,6"	65° 58' 54,6"	1059
V 13	Kashkari Bloque 2	36° 07' 10,9"	65° 58' 44,1"	1035
V 14	Kashkari Bloque 2	36° 07' 41,4"	65° 59' 54,9"	1002
V 15	Kashkari Bloque 2	36° 07' 32,2"	65° 59' 36,9"	1052
V 16	Oil 4	36° 06' 03,1"	65° 59' 57,8"	931
V 17	Kashkari Bloque 1	36° 07' 04,4"	65° 58' 09,3"	927
V 18	Kashkary Bloque 3	36° 05' 58,8"	65° 57' 37,3"	1183
V 19	Oil 1	36° 06' 44,8"	65° 57' 10,3"	956
V 20	Oil 1	36° 07' 01,2"	65° 57' 22,3"	839
V 21	Oil 2	36° 04' 59,3"	65° 59' 18,5"	1231
V 22	Oil 3	36° 05' 38,3"	65° 58' 43,4"	1002

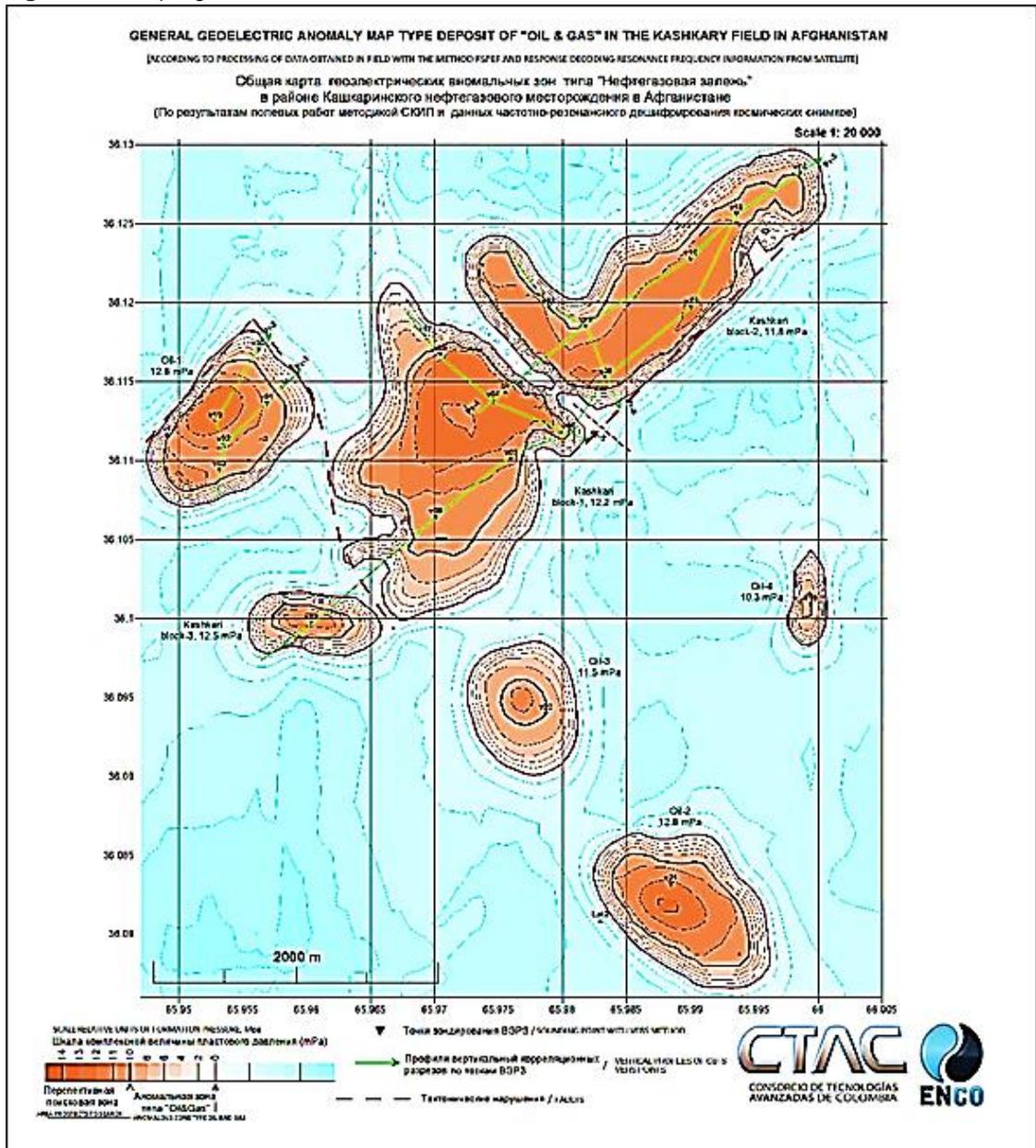
Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

3.4.2 Anomalías de estudio del área de interés. De las 16 anomalías encontradas, se seleccionó 7, las cuales, por sus características de área y coloración, son las más potenciales y representativas

Teniendo en cuenta el análisis de resultados, se presenta el mapa general de las anomalías potenciales del área.

La **Figura 22** presenta el mapa general de las 7 anomalías de estudio.

Figura 22. Mapa general de las 7 anomalías de estudio.



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

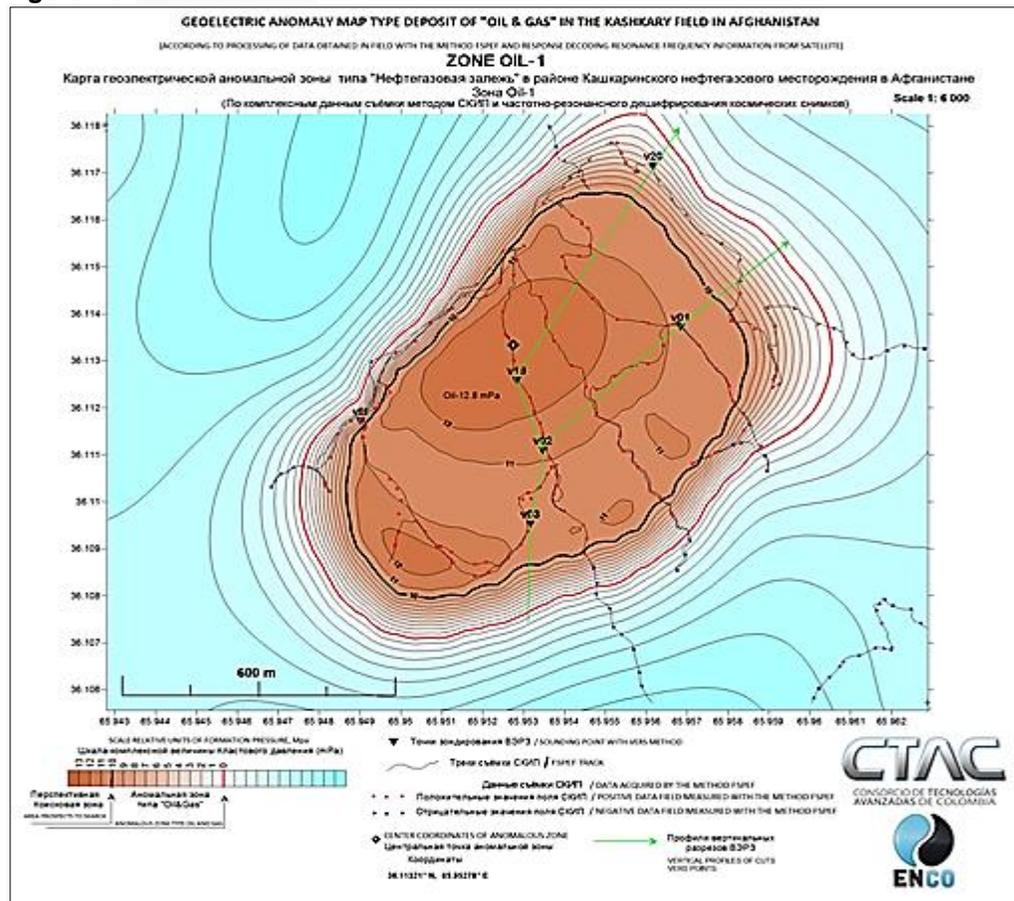
A continuación, se presentará cada una de las 7 anomalías de estudio, las cuales a partir de la implementación de la fase 2, se encuentran en una escala que permite visualizarlas con mayor.

3.4.2.1 Anomalía “Oil 1”. La zona, se encuentra ubicada en el borde occidental del área de búsqueda. El valor de presión de depósito integrada es de 12.8 MPa. Dentro de la anomalía se realizó 5 perfiles de flidos SVER y en un punto se definió la profundidad a la base de roca sólida, a través de la zona anómala, se construyó dos incisiones verticales Prof-1, Prof-2. La caída de la tendencia general observada en el noroeste, en este contexto de caída, se manifiesta una estructura positiva local dentro de la zona.

Se observa un levantamiento local central grabado en el área del punto de sondeo SVER V02, los intervalos de profundidad exploratoria más prometedores son 1017-1025m, 1060-1073m.

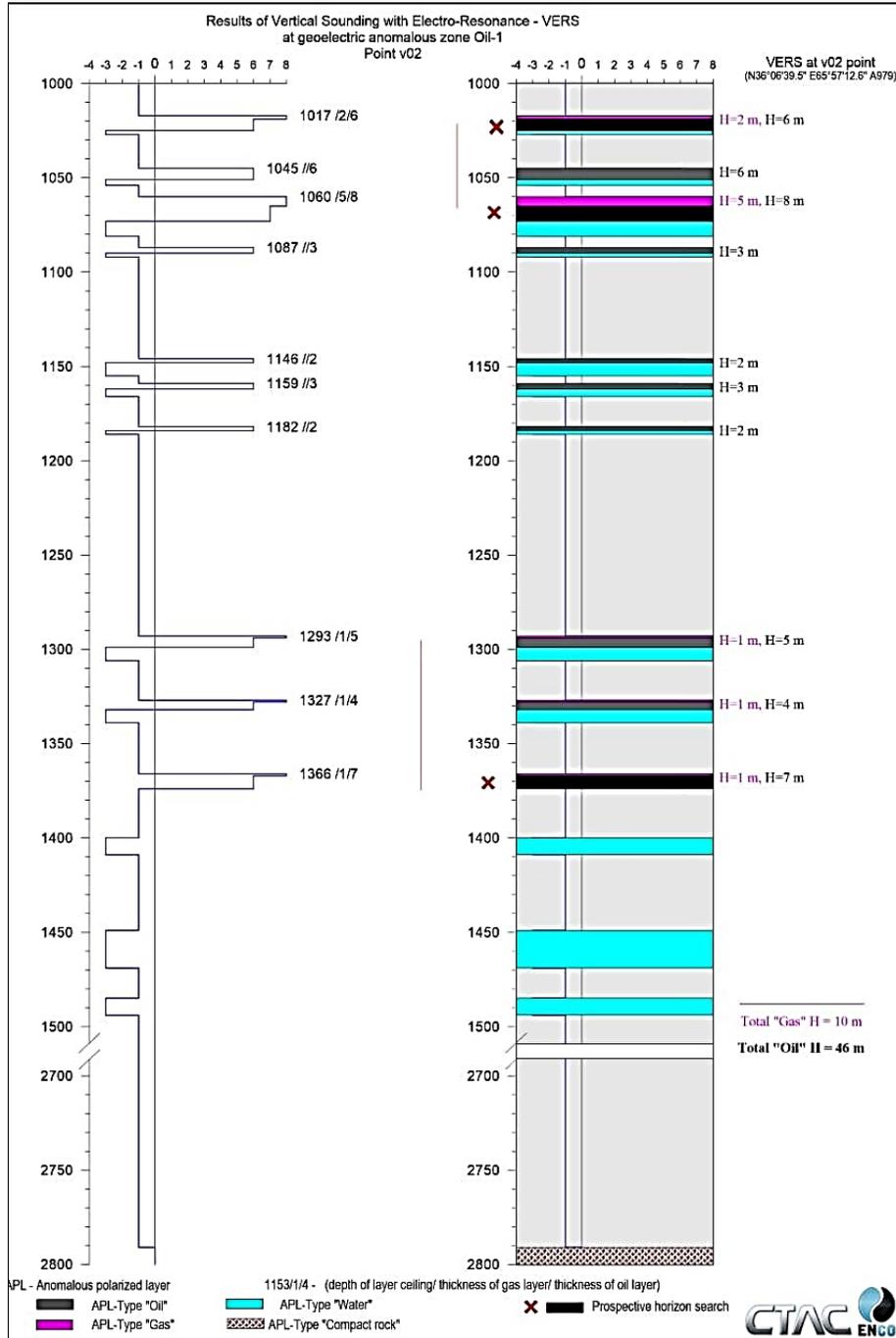
Se recomienda buscar un pozo de exploración a una profundidad de 1.200 metros cerca del punto de sondeo V02.

Figura 23. Anomalía Oil 1.



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

Figura 24. Sondeo vertical por electro resonancia punto V02.



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

La **Tabla 8** presenta las características de la anomalía Oil 1

Tabla 8. Características anomalía Oil 1.

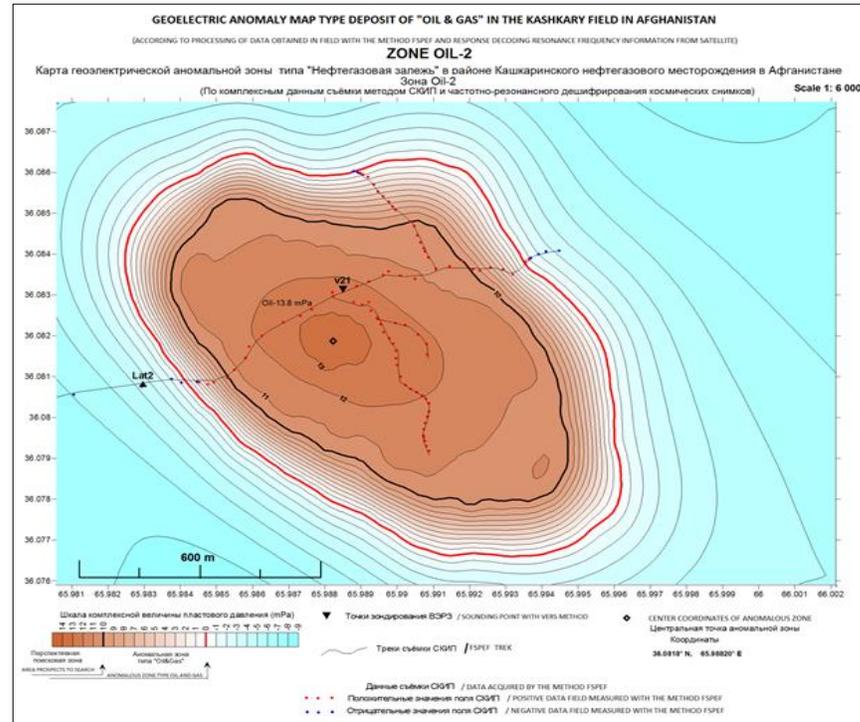
Nombre de la anomalía	OIL-1
Ubicación	Kashkari
Presion maxima Mpa / psi	12,8 / 1856
Area de la zona anomala (m²)	850.000
Area efectiva (m²)	542.286
Coordenadas	36,11321°N / 65,95278° E

Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

3.4.2.2 Anomalía “Oil 2. La zona se encuentra ubicada a 3 kilómetros del sur del depósito Kashkari. El valor máximo de la presión del depósito es 12.8 MPa, a través de la zona anómala varios perfiles ECECI que especifican el tamaño de la anomalía, en la parte central se realizó un punto de detección V21, el intervalo de profundidad de búsqueda más prometedor 1235-1253 m.

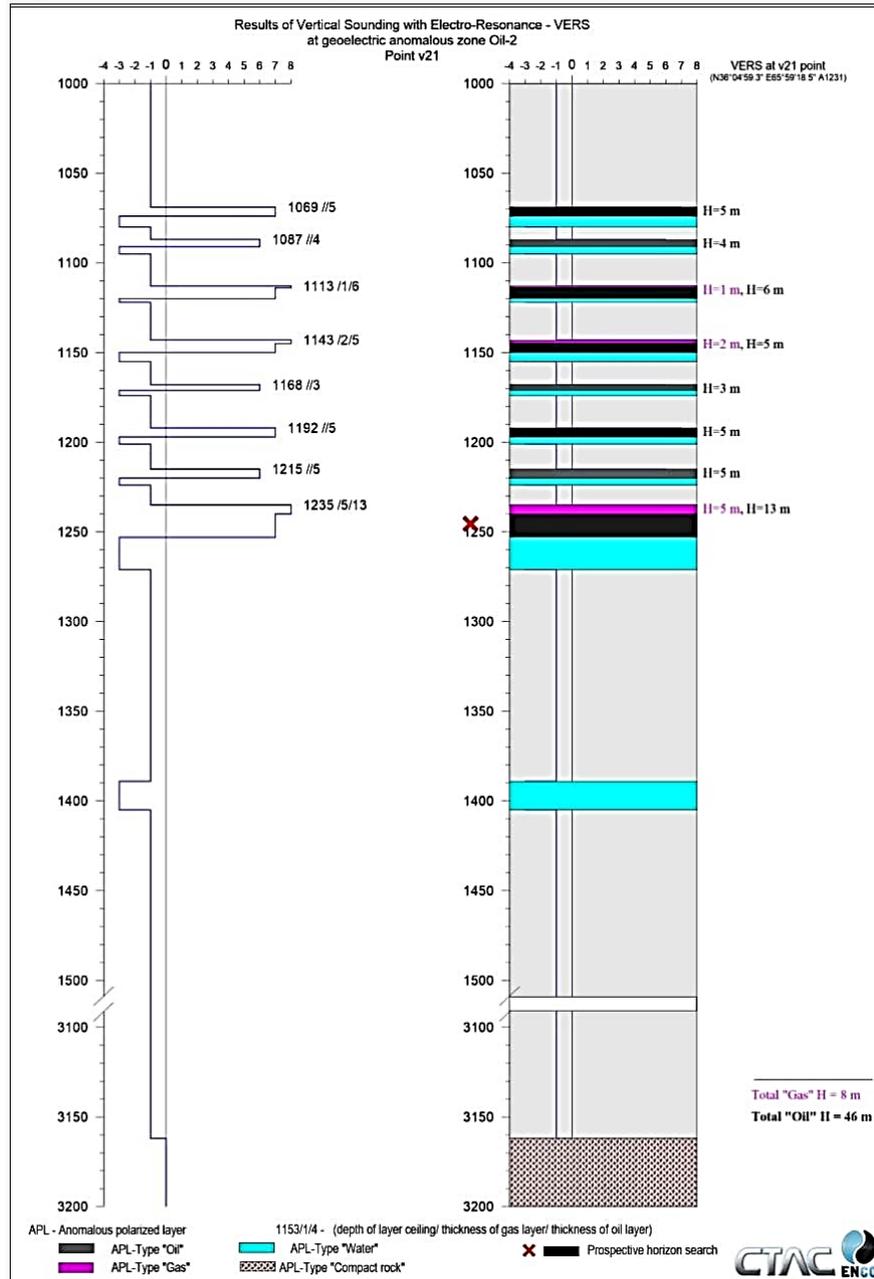
Se recomienda buscar un pozo de exploración a una profundidad de 1300 metros en el área en el punto de sondeo SVER V21.

Figura 25. Anomalía Oil 2.



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019

Figura 26. Sondeo vertical por electro resonancia punto V21.



Fuente. COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

La **Tabla 9** presenta las características de la anomalía Oil 2.

Tabla 9. Características anomalía Oil 2

Nombre de la anomalía	OIL-2
Ubicación	Kashkari
Presion maxima Mpa / psi	13,8 / 2001
Area de la zona anomala (m^2)	947.239
Area efectiva (m^2)	537.022
Coordenadas	36,0818° N 65,98820°E

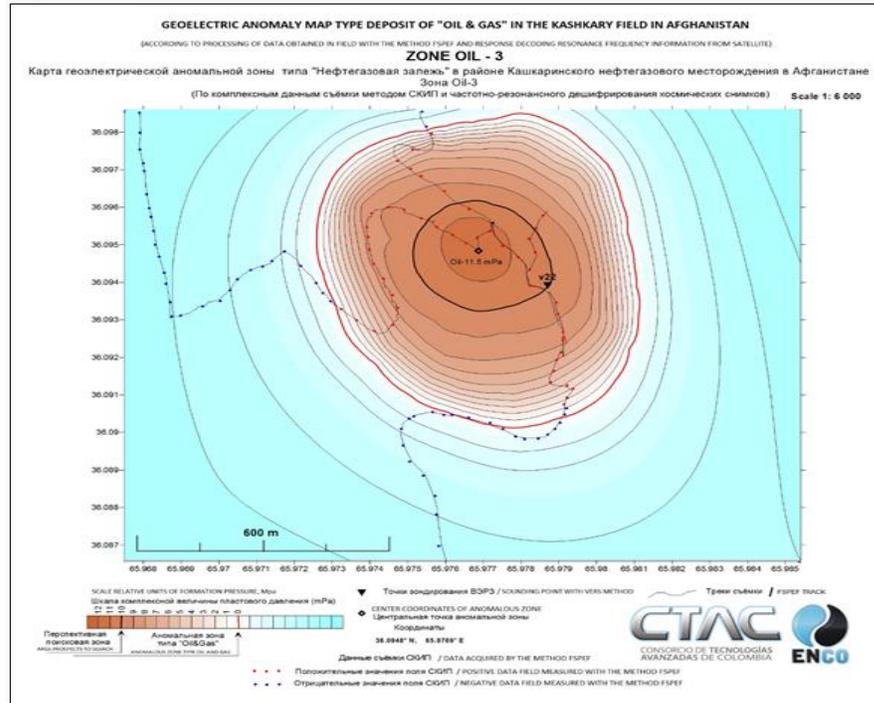
Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

3.4.2.3 Anomalía “Oil 3” Y “Oil 4”. La zona se encuentra ubicada en el sureste del depósito Kashkari. El valor integrado de la presión del depósito Oil-3 corresponde a 11.5 MPa, para el Oil-4 a 10.3 MPa. Después del disparo ECECI, las áreas de zonas anómalas se reducen.

En el punto de sondeo SVR V22 en el intervalo de profundidad 1075 - 1985 metros de horizonte se encuentra el petróleo y el gas posiblemente productivos. Sin embargo, debido a la reducida área de las anomalías de sus productos, se podría agotar rápidamente, pero es posible iniciar un pozo exploratorio.

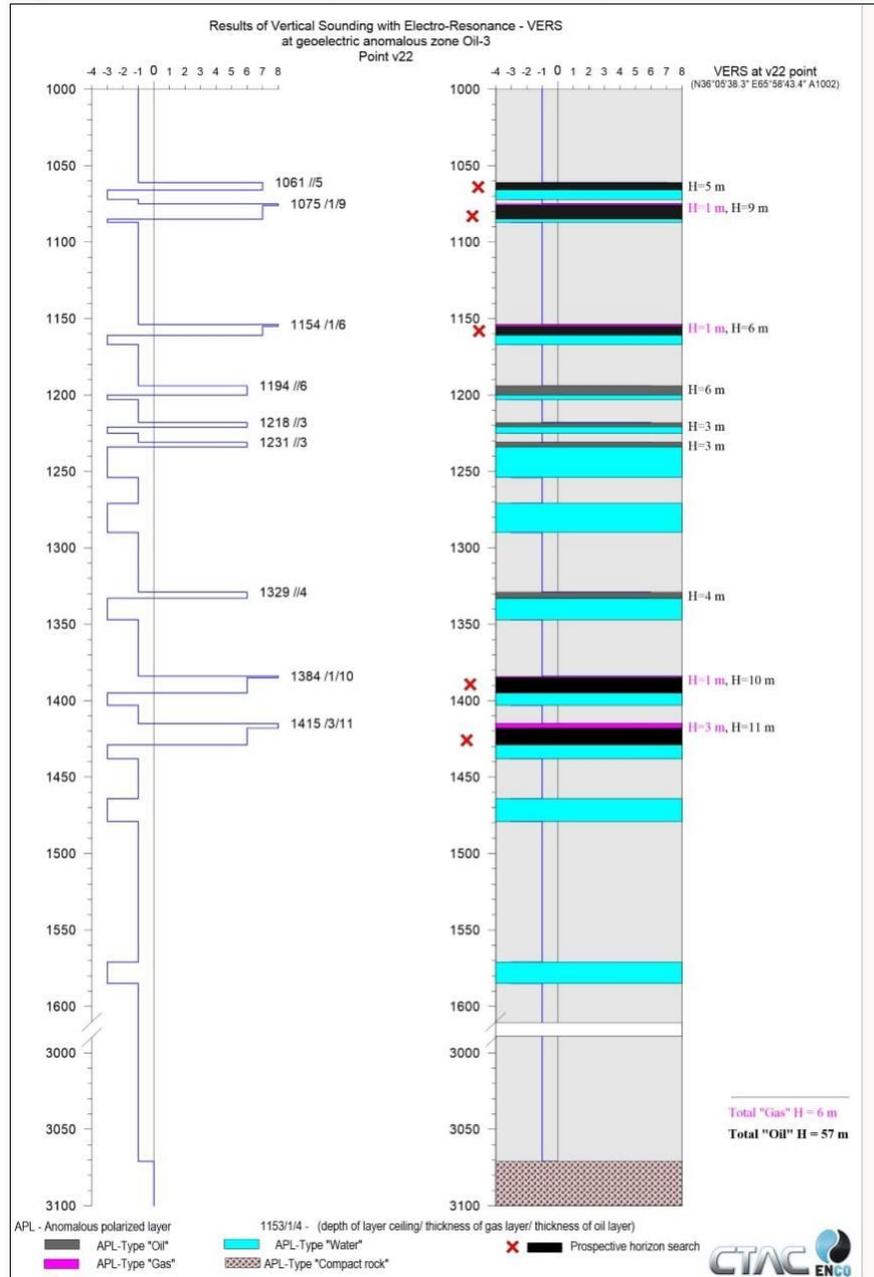
Dentro de la zona anómala Oil-4, no hay horizontes productivos, no se recomienda la perforación de pozos exploratorios.

Figura 27. Anomalía Oil 3.



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

Figura 28. Sondeo vertical por electro resonancia punto V22.



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019

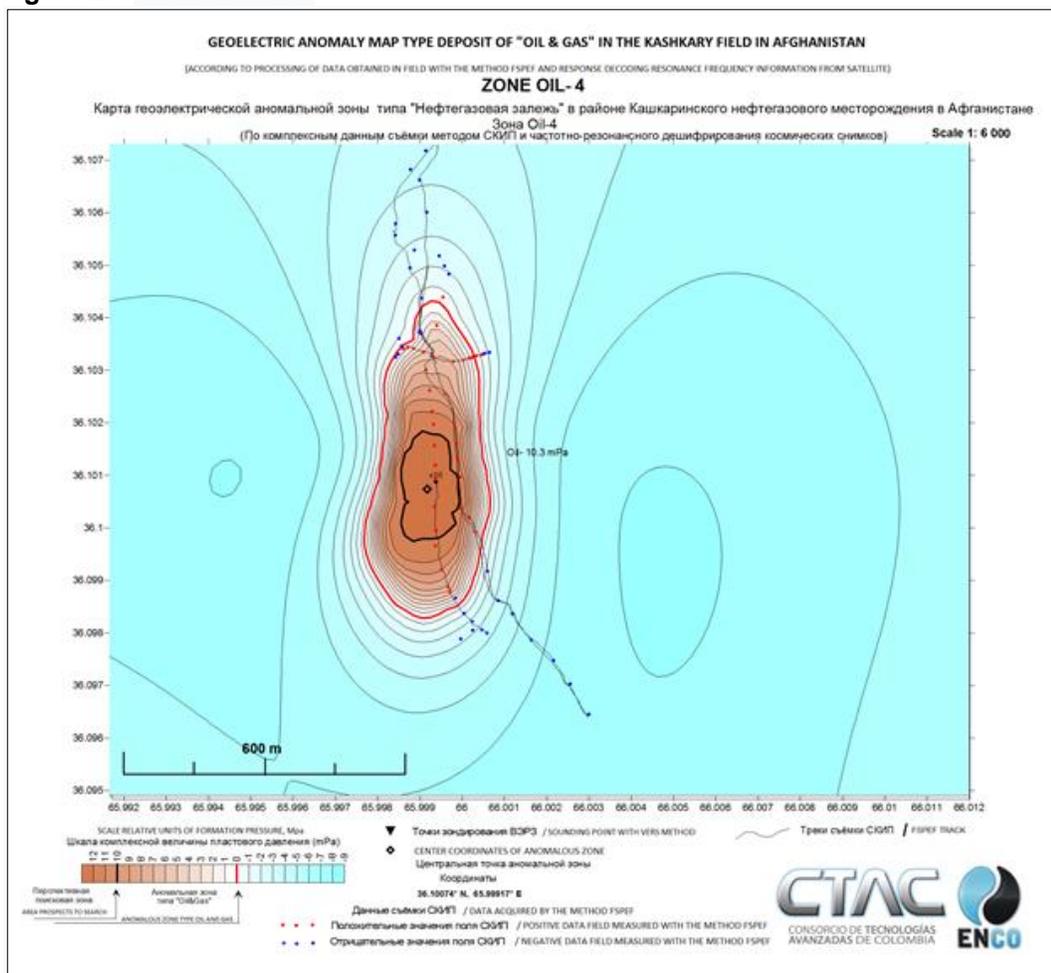
La **Tabla 10** presenta las características de la anomalía Oil 3.

Tabla 10. Características anomalía Oil 3.

Nombre de la anomalía	OIL-3
Ubicación	Kashkari
Presion maxima Mpa / psi	11,5 / 1667
Area de la zona anomala (m²)	558.033
Area efectiva (m²)	81.346
Coordenadas	36,0948° N / 65,9769° E

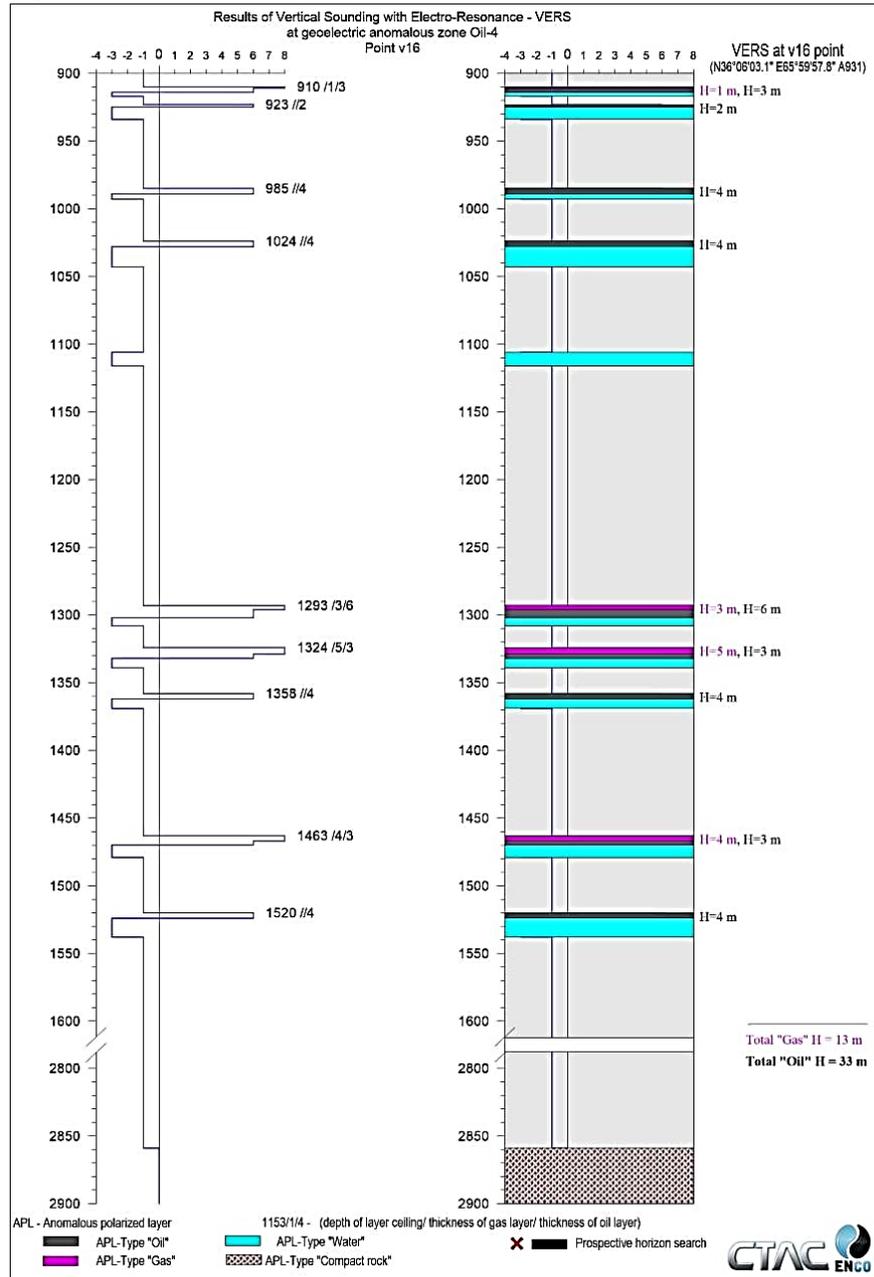
Fuente. COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

Figura 29. Anomalía Oil 4.



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

Figura 30. Sondeo vertical por electro resonancia punto V16.



Fuente. COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019

La **Tabla 11** presenta las características de la anomalía Oil 4

Tabla 11. Características anomalía Oil 4

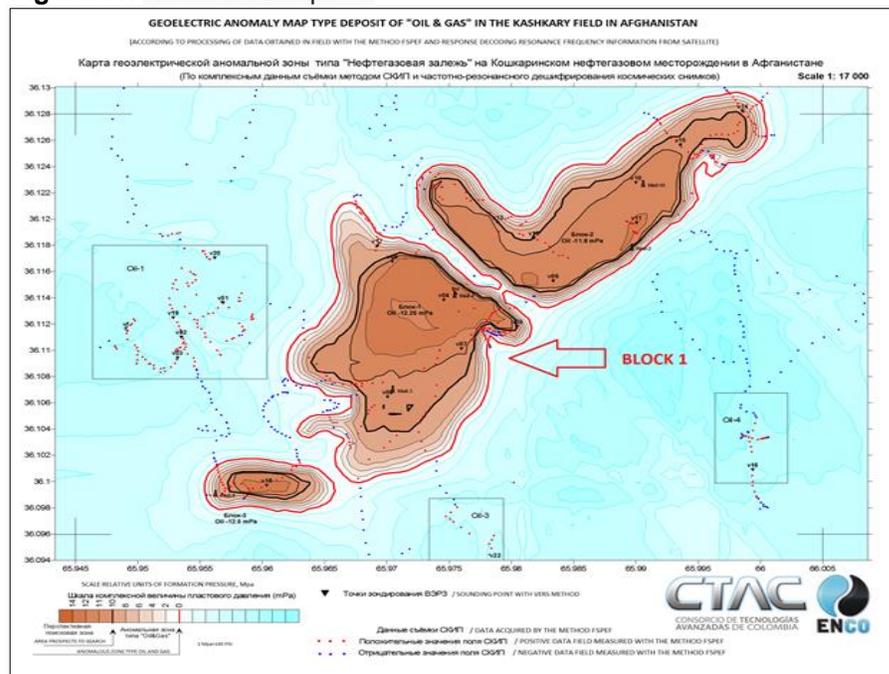
Nombre de la anomalía	OIL-4
Ubicación	Kashkari
Presion maxima Mpa / psi	10,3 / 1493
Area de la zona anomala (m²)	127.636
Area efectiva (m²)	22.753
Coordenadas	36,10074°N / 65,99917° E

Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019

3.4.2.4 Anomalía “Bloque 1”. El valor máximo del valor integrado de la presión del depósito 12.2 MPa.

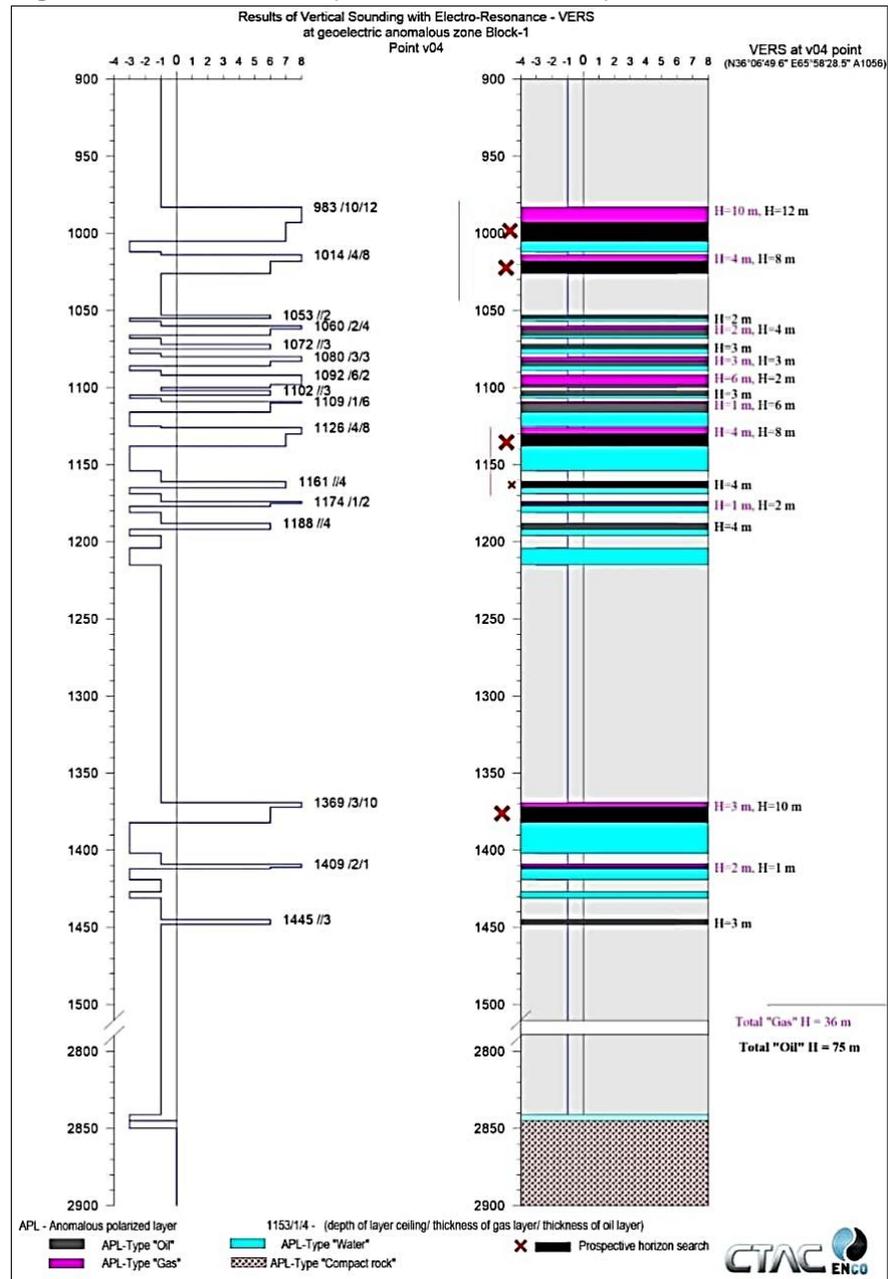
Los valores máximos de la anomalía se encuentran cerca del lado noreste y sureste. Dentro de la anomalía, se destacan tres levantamientos locales los cuales corresponden a los puntos SVER V08, V05, V17 los cuales son las locaciones más optimas de la zona. Los pozos del proyecto número 23 (Pozo-23p), se encuentran fuera de la zona de la geoelectrica anómala. En este caso, se puede inundar por completo o dar trazas mínimas de hidrocarburo.

Figura 31. Anomalía Bloque 1.



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

Figura 32. Sondeo vertical por electro resonancia punto V04.



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

La **Tabla 12** presenta las características de la anomalía Bloque 1.

Tabla 12. Características anomalía Bloque 1

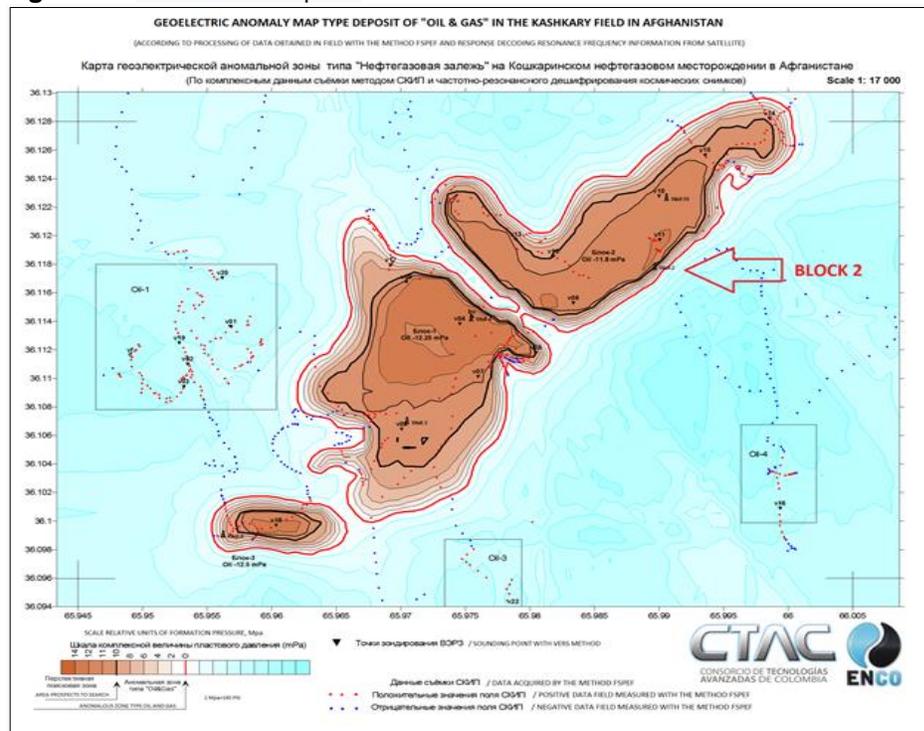
Nombre de la anomalía	BLOCK 1
Ubicación	Kashkari
Presion maxima Mpa / psi	10,3 / 1493
Area de la zona anomala (m²)	2'300.000
Area efectiva (m²)	1'336.151
Coordenadas	36,11377°N / 65,974583° E

Fuente. COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019

3.4.2.5 Anomalía “Bloque 2”. Se encuentra ubicado al norte del bloque 1. En el lado este, hay fallas tectónicas impermeables. El valor máximo de la presión del depósito integrado 11.8 MPa.

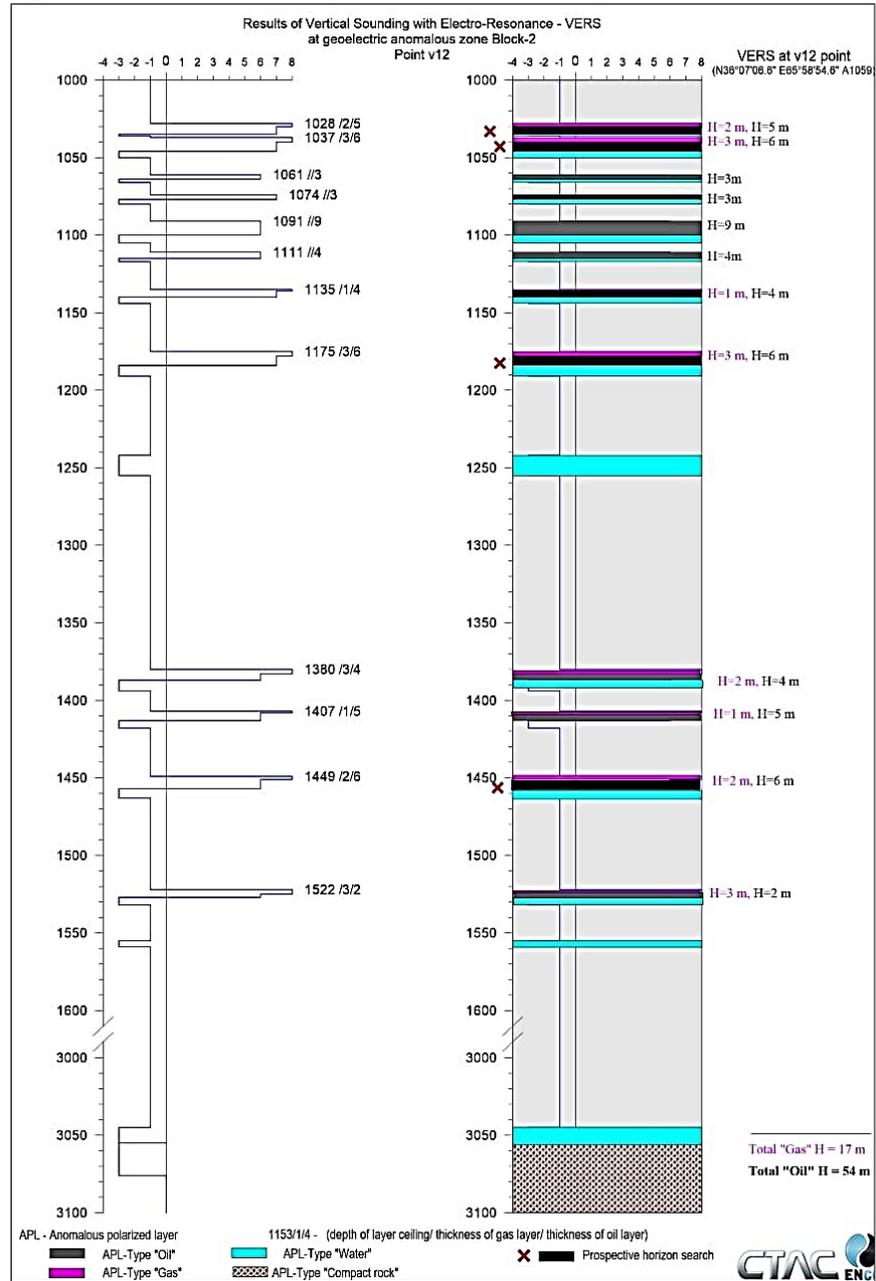
Dentro del bloque, pasaron 7 puntos SVER. Como resultado de la detección del mapa construido se evidencia que en este lugar hay dos elevaciones locales en el área, ubicados en los puntos SVER V06 y V10, locaciones bastante óptimas para la perforación de pozos.

Figura 33. Anomalía Bloque 2



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

Figura 34. Sondeo vertical por electro resonancia punto V12.



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

La **Tabla 13** presenta las características de la anomalía Bloque 2.

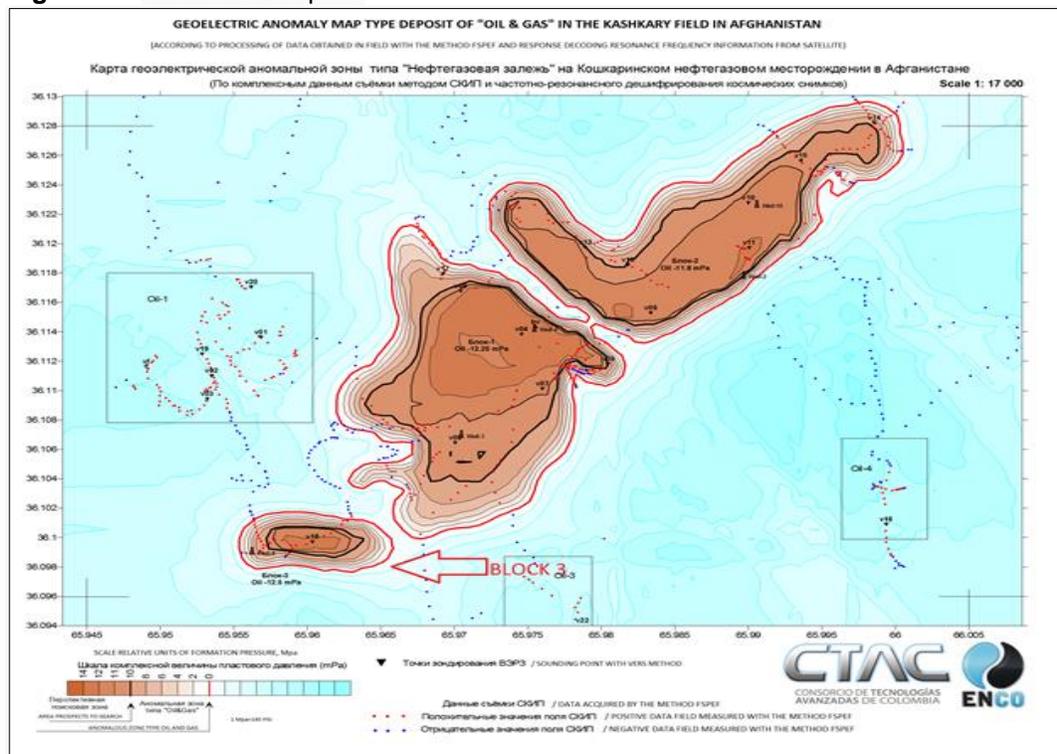
Tabla 13. Características anomalía Bloque 2.

Nombre de la anomalía	BLOCK 2
Ubicación	Kashkari
Presion maxima Mpa / psi	10,3 / 1493
Area de la zona anomala (m²)	1'194.000
Area efectiva (m²)	1'270.373
Coordenadas	36,19969°N / 65,990055° E

Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

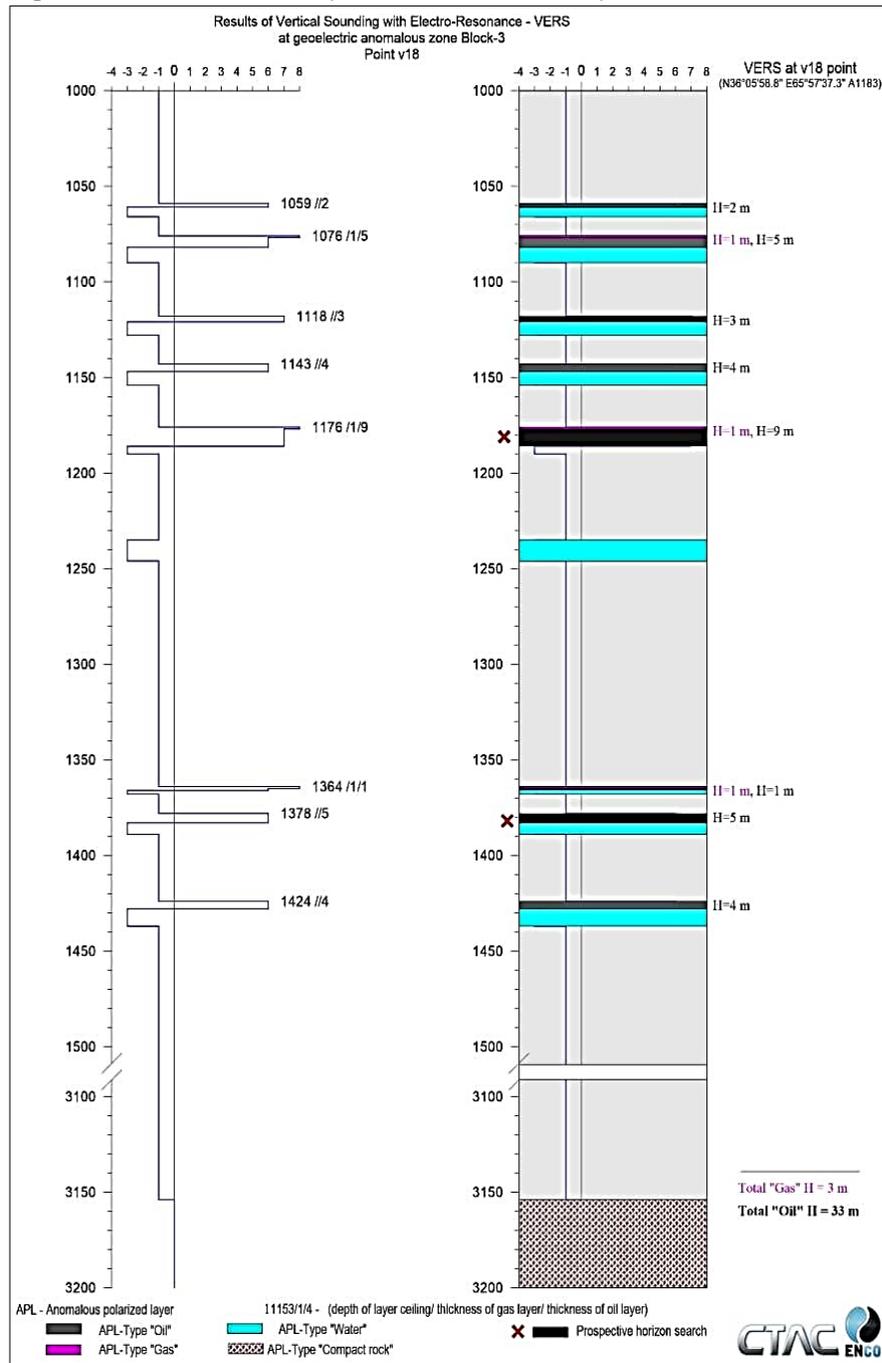
3.4.2.6 Anomalía “Bloque 3”. Se encuentra ubicada en el extremo suroeste de la zona anómala, el valor máximo del valor integrado de la presión del depósito es de 12.5 MPa, dentro del bloque se satisface un punto SVER de detección V18, se puede esperar una gama productiva de petróleo y gas a la profundidad de 1176-1180 metros. La zona anómala es pequeña y, por lo tanto, su productividad puede ser pequeña pero considerable.

Figura 35. Anomalía Bloque 3



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

Figura 36. Sondeo vertical por electro resonancia punto V18.



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

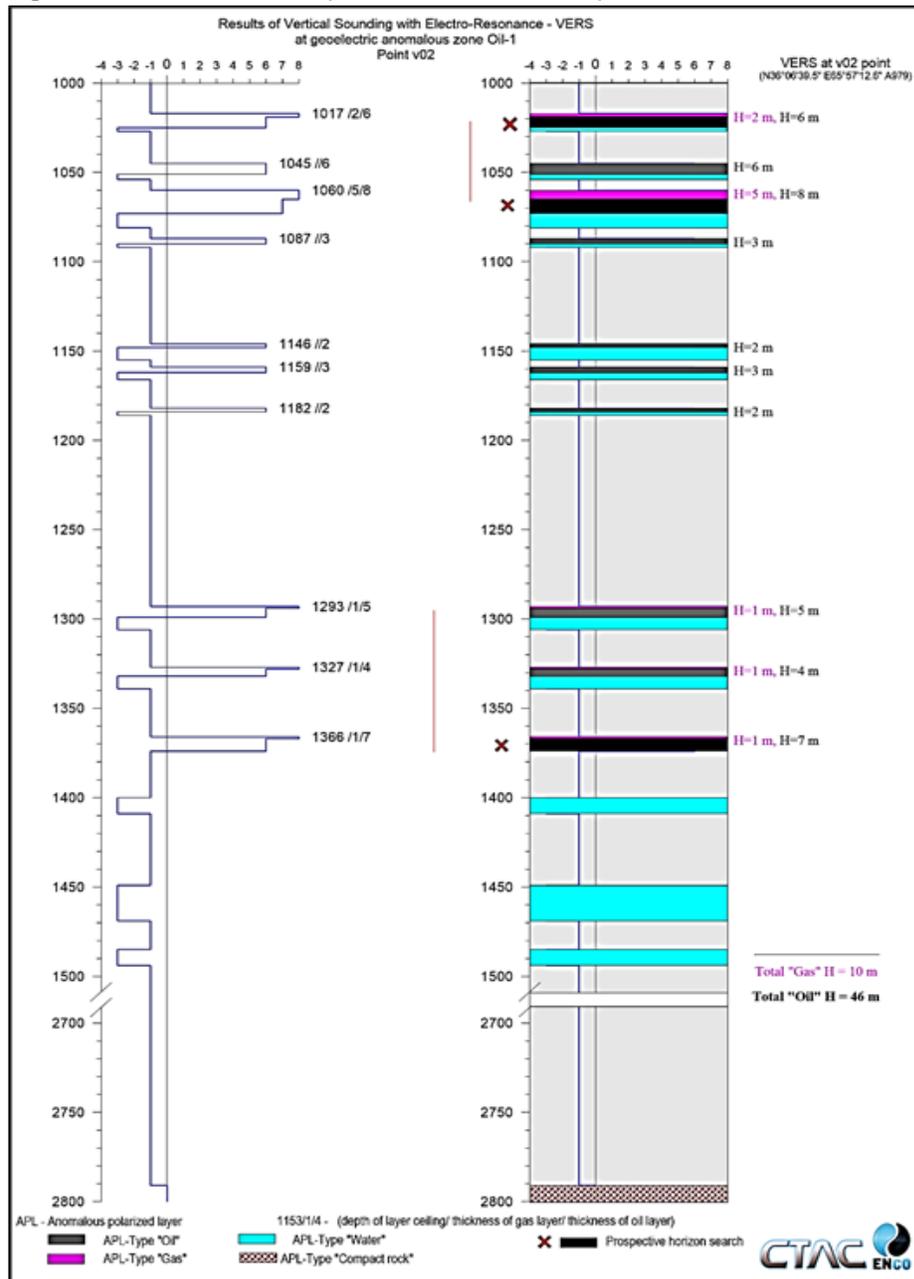
La **Tabla 14** presenta los datos de la anomalía Bloque 3.

Tabla 14. Características anomalía Bloque 3

Nombre de la anomalía	BLOCK 3
Ubicación	Kashkari
Presion maxima Mpa / psi	10,3 / 1493
Area de la zona anomala (m^2)	340.000
Area efectiva (m^2)	115.923
Coordenadas	36,09966°N / 65,960361° E

Fuente. COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019

Figura 37. Sondeo vertical por electro resonancia punto V02.



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019

En el **Anexo A** se presentan los 15 perfiles de fluidos restantes los cuales, fueron tomados en las 7 anomalías

3.5 CORRELACION DE PERFILES DE FLUIDOS

Posteriormente, a realizar la respectiva observación de los perfiles de fluidos obtenidos en cada punto SVER, se llevará a cabo la correlación de los resultados entre varios puntos aleatorios obteniendo una línea de fluidos completa. En algunos casos, es posible evidenciar los fluidos hasta la profundidad del basamento.

La **Figura 38** presenta los puntos donde se realizó los perfiles de fluidos SVER V3, V2, V1 pertenecientes a la anomalía Oil 1.

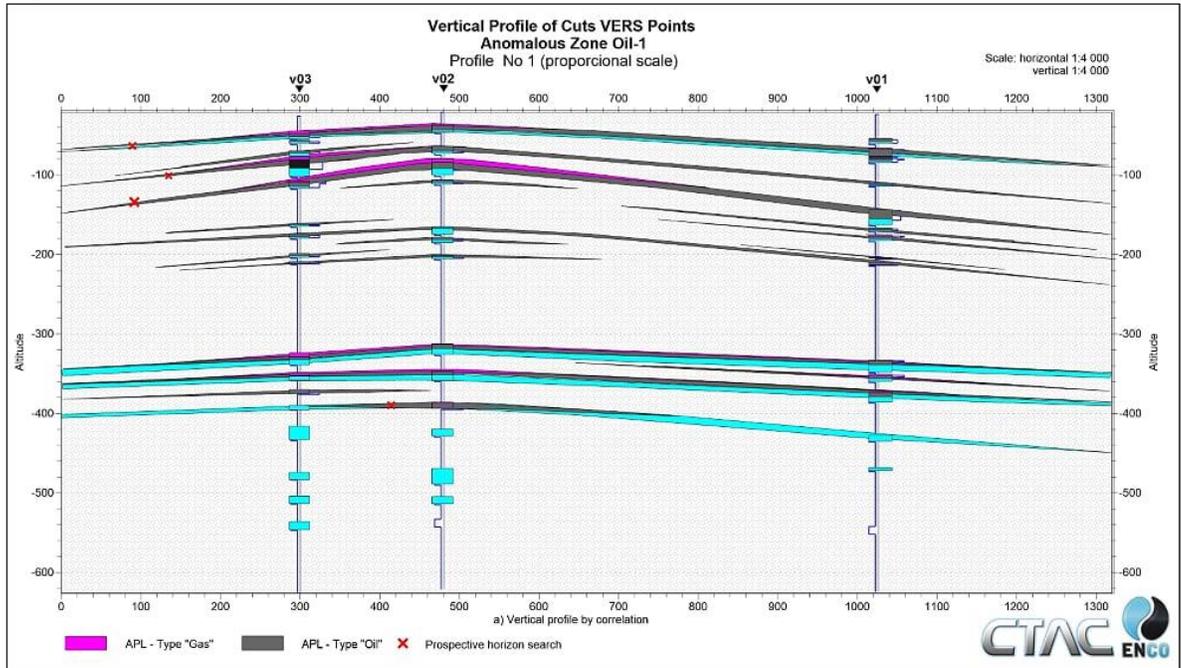
Figura 38. Perfiles de fluidos en la Anomalía Oil 1.



Fuente. COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019

La **Figura 39** presenta la correlación entre los perfiles de fluidos mencionados anteriormente. Se observa presencia de petróleo y gas a las profundidades marcadas con una equis (x) de color rojo, cuyas profundidades son 60m, 110m, 150m y 400m bajo el nivel del mar, respectivamente. Se puede inferir a partir de la distribución de los fluidos mayormente representativos, que los mismos se encuentran atrapados en una estructura anticlinal.

Figura 39. Correlación puntos. SVER V3, V2, V1.



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019

La **Figura 40** presenta los puntos donde se realizó los perfiles de fluidos SVER V3, V2, V19, V20 pertenecientes a la anomalía Oil 1.

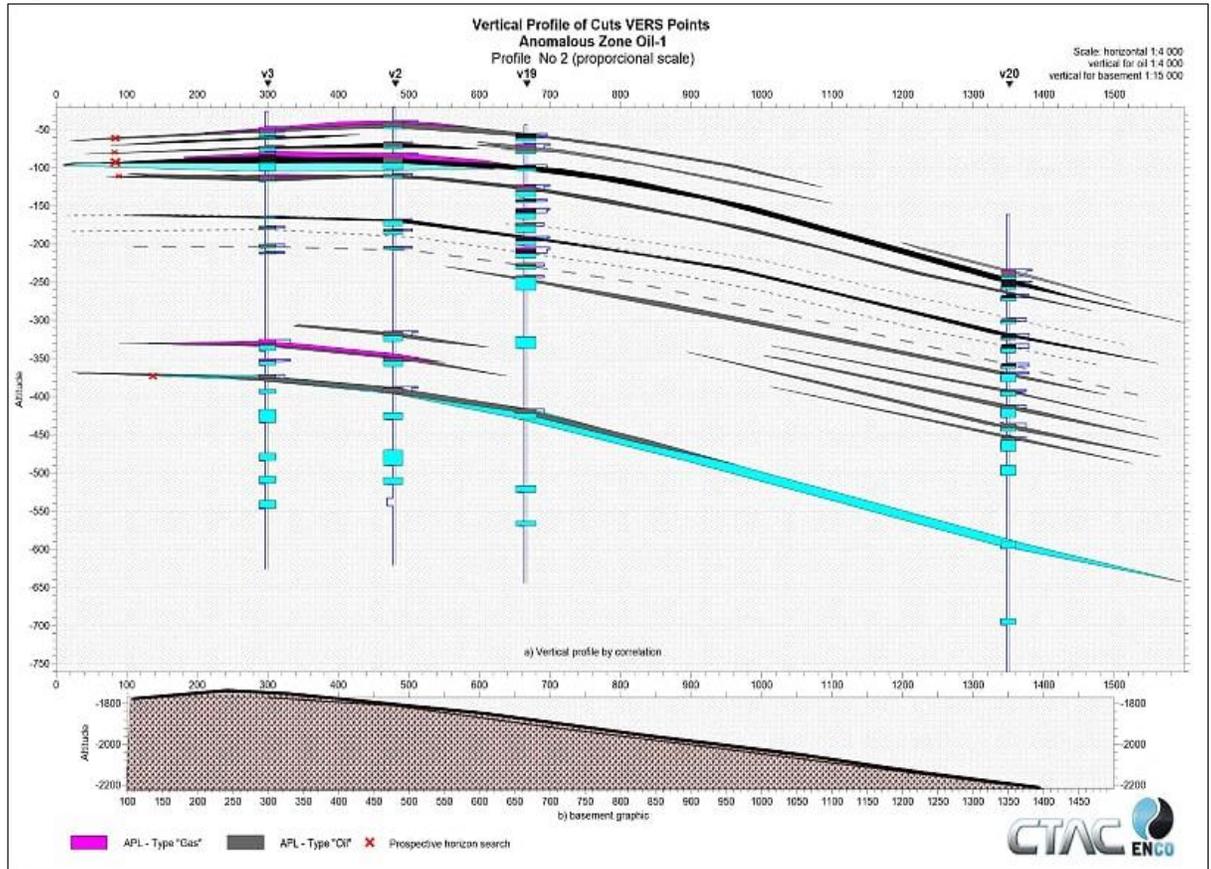
Figura 40. Perfiles de fluidos en la Anomalía Oil 1.



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019

La **Figura 41** presenta la correlación entre los puntos SVER mencionados anteriormente. Se evidencia presencia de petróleo y gas a las profundidades marcadas con una equis (x) de color rojo, cuyas profundidades son 65m, 80m, 110m y 370m bajo el nivel del mar, respectivamente. Se puede inferir a partir de la distribución de los fluidos que estos se encuentran atrapados en una estructura anticlinal. Se observa acumulación de agua con gran continuidad lateral.

Figura 41. Correlación puntos SVER V3, V2, V19, V20.



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019

La **Figura 42** presenta los puntos donde se realizó los perfiles de fluidos SVER V14, V15, V10, V11, y 06 pertenecientes a la anomalía Bloque 2, V05, V04, V07, V08 pertenecientes a la anomalía Bloque 1, y V18 perteneciente a la anomalía Bloque 3 (Estos puntos se encuentran encerrados en color verde).

Figura 42. Perfiles de fluidos entre anomalías del Bloque 1, Bloque 2 y Bloque 3.

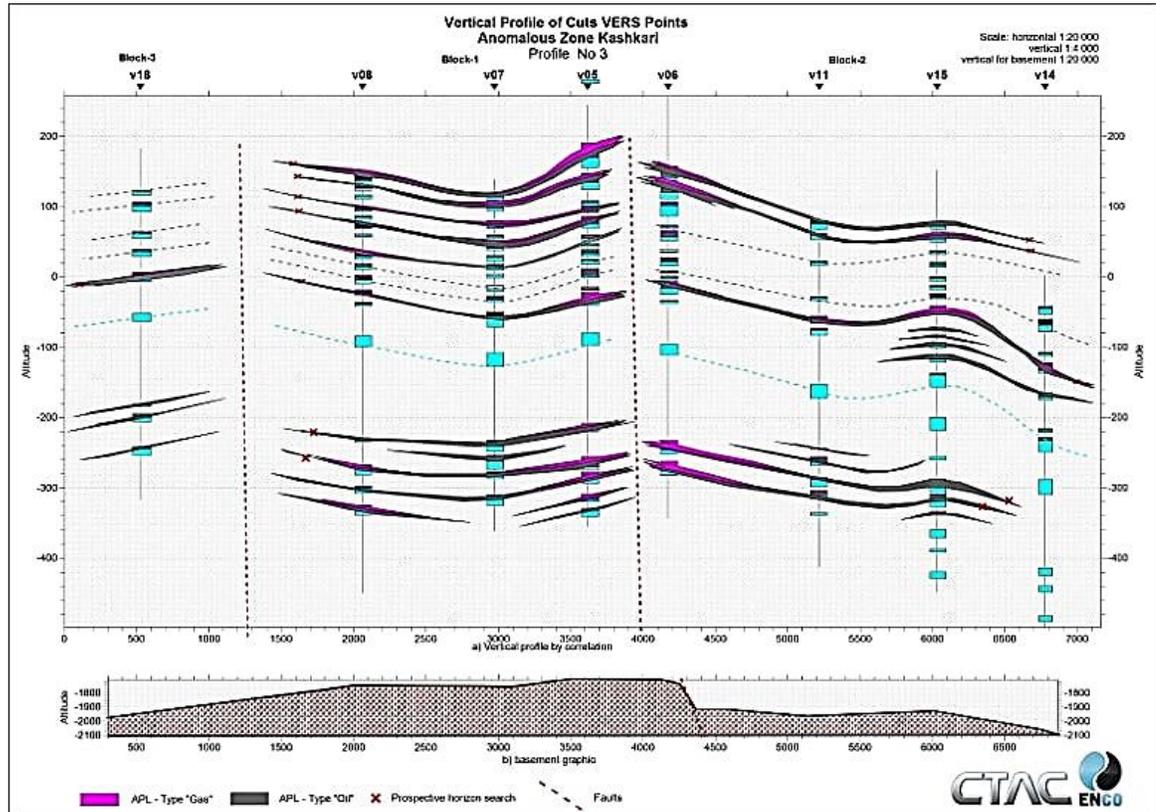


Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019

La **Figura 43** presenta la correlación entre los perfiles de fluidos mencionados anteriormente. Se evidencia presencia de petróleo y gas a las profundidades marcadas con una equis (x) de color rojo, cuyas profundidades son 2m, 100m, 110m, 140m y 160m sobre el nivel del mar, respectivamente.

Inicialmente, se esperaba encontrar los fluidos presentes a la misma profundidad. Sin embargo, al realizar la correlación de los perfiles de fluidos SVÉR se evidencia que el Bloque 1 está levantado con respecto al bloque 2 y 3, los cuales; se encuentran adyacentes a él. En consecuencia, a la implementación de la herramienta de búsqueda de petróleo y gas, se permite establecer la existencia de dos barreras de permeabilidad, correspondientes a fallas geológicas; debido a la continuidad lateral de los fluidos que se puede observar en la correlación. Ya que, el Bloque levantado (Bloque 1) corresponde a las mismas capas de los Bloques 2 y 3. A esto se suma la vista de la toma de planta (fase 1 y 2) que permite evidenciar la existencia de 3 anomalías bastante cercanas, pero no lo suficiente para ser una anomalía completa.

Figura 43. correlación puntos SVER V18, V08, V07, V05, V06, V11, V15, V14.



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019

La **Figura 44** presenta los puntos donde se realizó los perfiles de fluidos SVER V14, V15, V10, y V12 Bloque pertenecientes a la anomalía Bloque 2, y V04 perteneciente a la anomalía (Estos puntos se encuentran encerrados en color verde).

Figura 44. Perfiles de fluidos entre Anomalías del Bloque 1 y 2

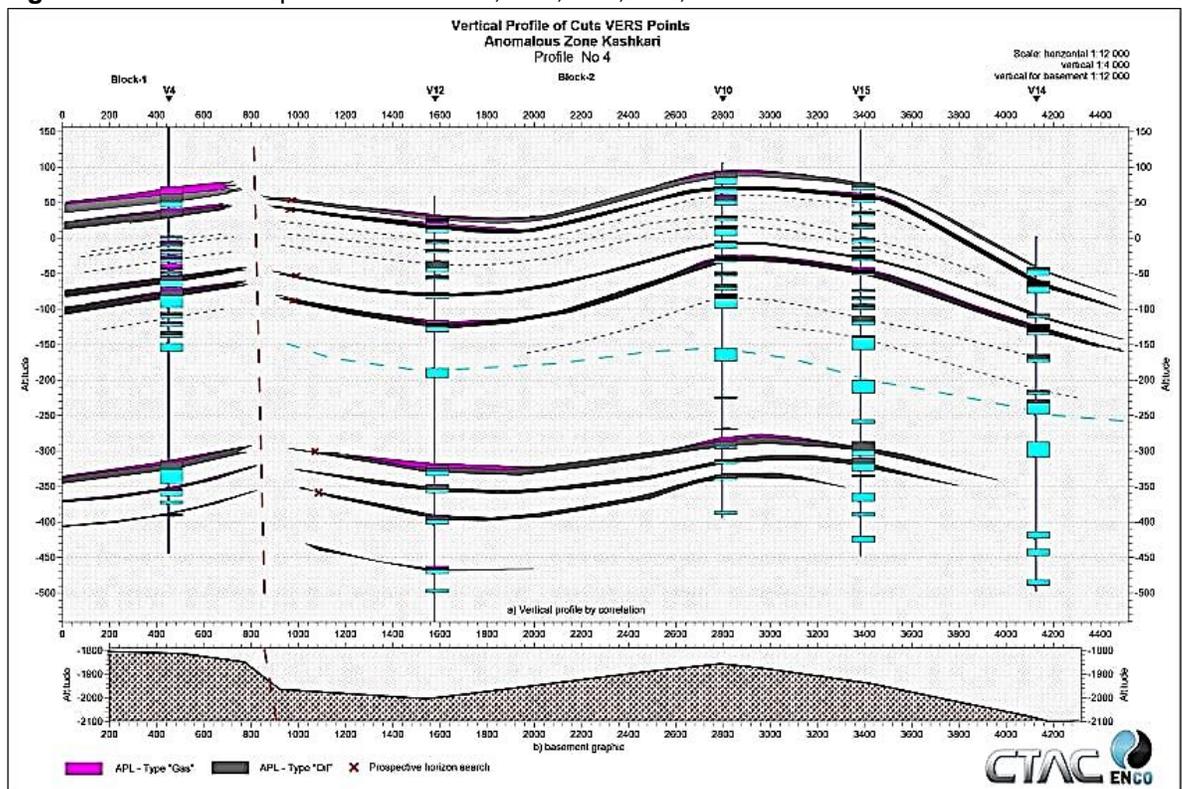


Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019

La **Figura 45** presenta la correlación entre los perfiles de fluidos SVER mencionados anteriormente. Se evidencia presencia de petróleo y gas a las profundidades marcadas con una equis (x) de color rojo, cuyas profundidades son 40m y 50m sobre el nivel del mar y 50m, 75m, 300m, 360, bajo el nivel del mar, respectivamente.

Inicialmente, se esperaba encontrar los fluidos presentes a la misma profundidad. Sin embargo, al realizar la correlación de los perfiles de fluidos SVER se evidencia que el Bloque 1 esta levantado con respecto al bloque 2. En consecuencia, a la implementación de la herramienta de búsqueda de petróleo y gas, se permite establecer la existencia de una barrera de permeabilidad, correspondiente a una falla geológica; debido a la continuidad lateral de los fluidos que se puede observar en la correlación. Ya que, el Bloque levantado (Bloque 1) corresponde a las mismas capas del Bloque 2.

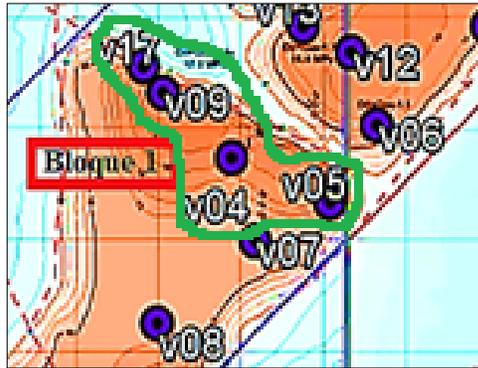
Figura 45. Correlación puntos SVER V04, V12, V10, V15, V14



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019

La **Figura 46** presenta los puntos donde se realizó los perfiles de fluidos SVER V17, V09, V04 y V05 pertenecientes a la anomalía Bloque 1 (Estos puntos se encuentran encerrados en color verde).

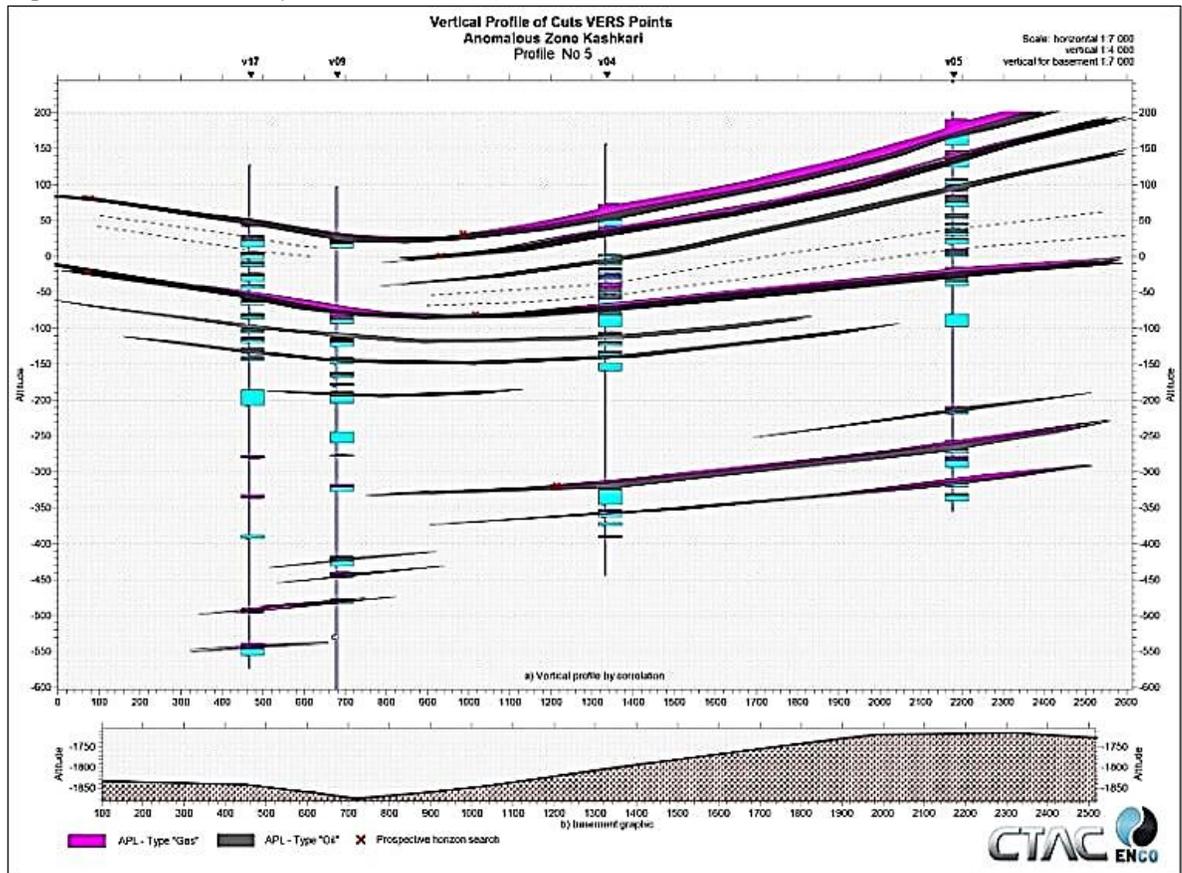
Figura 46. Perfiles de fluidos de Anomalía Bloque 1.



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019

La **Figura 47** presenta la correlación entre los perfiles de fluidos mencionados anteriormente. Se evidencia en la figura, presencia de petróleo y gas a las profundidades marcadas con una equis (x) de color rojo, cuyas profundidades son 100m, 50m y 25m sobre el nivel del mar y 325m bajo el nivel del mar, respectivamente. Se observa que los fluidos se entrapan en las partes más alta de la estructura anticlinal.

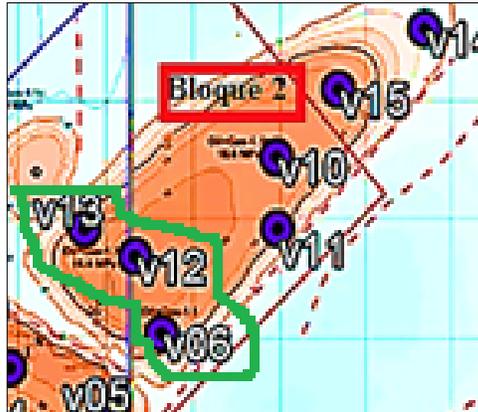
Figura 47. Correlación puntos SVER V17, V09, V04, V05.



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019.

La **Figura 48** presenta los puntos donde se realizó los perfiles de fluidos SVER V13, V12, V06 Bloque pertenecientes a la anomalía Bloque 2, y V04 perteneciente a la anomalía (Estos puntos se encuentran encerrados en color verde).

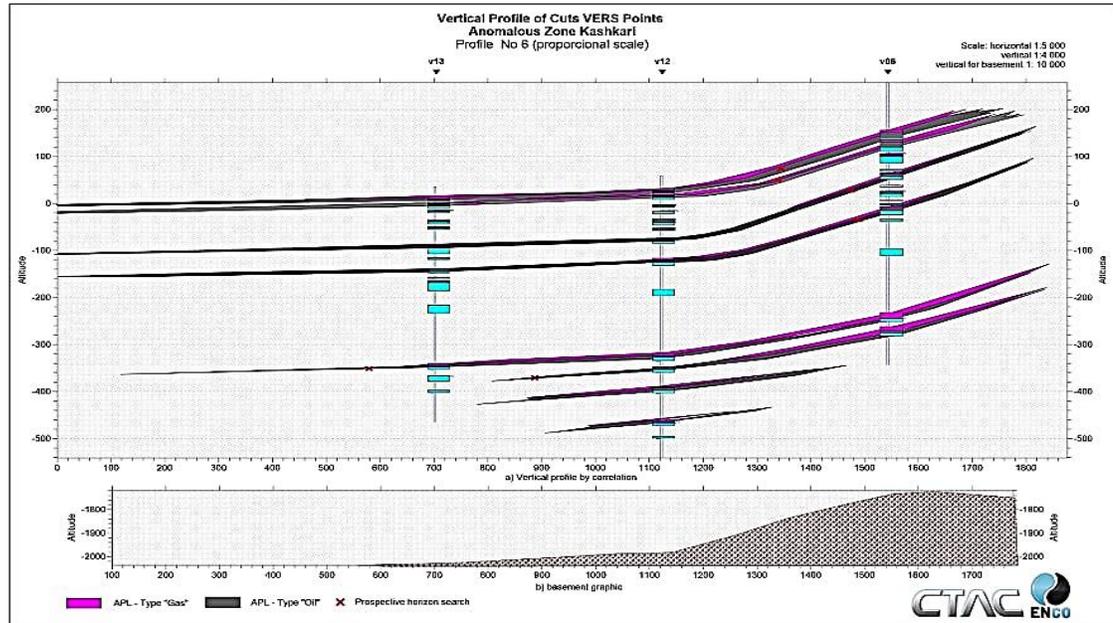
Figura 48. Perfiles de fluidos de Anomalía Bloque 2.



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019

La **Figura 49** presenta la correlación entre los perfiles de fluidos SVER mencionados anteriormente. Se evidencia presencia de petróleo y gas a las profundidades marcadas con una equis (x) de color rojo, cuyas profundidades son 80m, 25m y 15m sobre el nivel del mar y 10m, 360m y 380m bajo el nivel del mar, respectivamente. Se observa que los fluidos se entrapan en las partes más altas de la estructura anticlinal. Adicionalmente una continuidad lateral de fluidos bastante buena.

Figura 49. Correlación puntos SVER V13, V12, V06.



Fuente: COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019

3.6 CORRELACION CON ZONA ESTRUCTURAL

A partir de la zona estructural del bloque norte, los Ingenieros encargados de la exploración del Campo Kashkari tenían identificada un área de interés; en la cual, se tomaba en cuenta la zona completa. A causa de a la implementación de la herramienta de búsqueda de petróleo y gas (OFT) se pudo concluir, que la estructura está dividida en tres grandes secciones; divididas por fallas, por tanto, cualquier proyecto que se hubiese realizado en las áreas falladas no sería exitoso.

La **Figura 50**, presenta la comparación entre la estructura inicialmente delimitada, y la estructura de fluidos que se pudo determinar a partir de la implementación de la herramienta de búsqueda de petróleo y gas.

Figura 50. Zona estructural vs OFT.

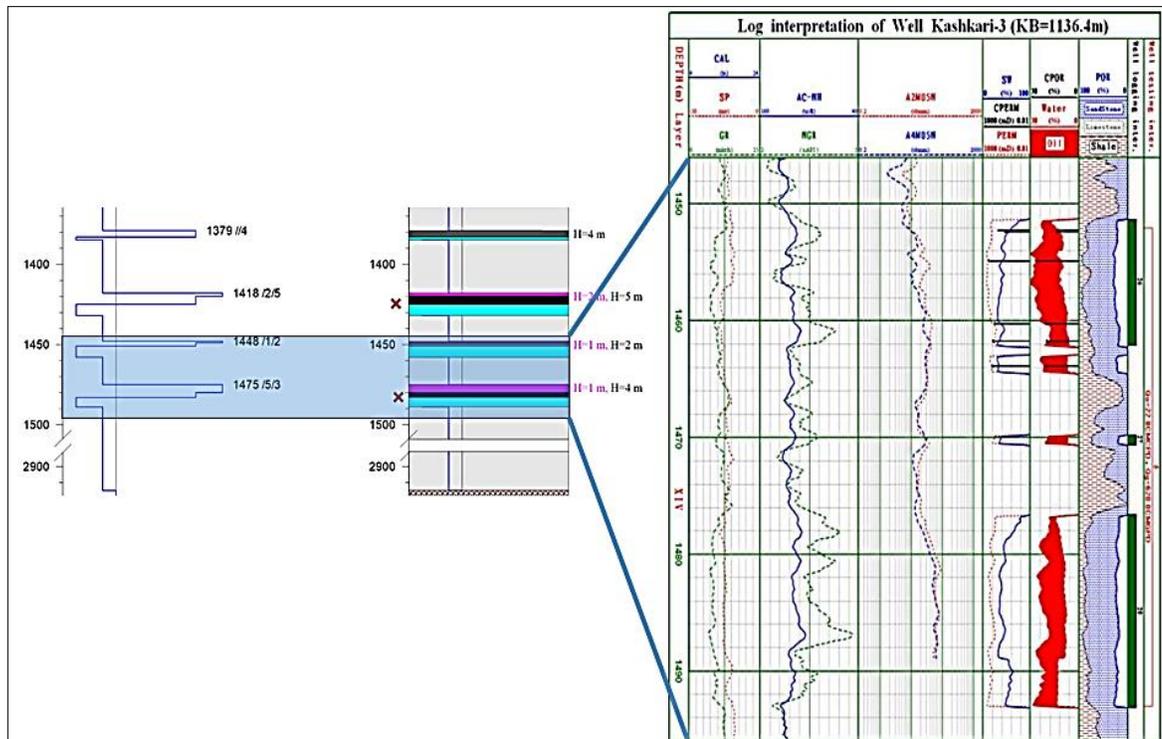


Fuente. COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019

3.7 CORRELACIÓN CON REGISTRO ELECTRICO

La **Figura 51** presenta el registro eléctrico tipo, del pozo Kashkari-3 el cual, se tiene en cuenta desde la mesa rotaria y contempla una profundidad 1136.4m y el registro de fluidos SVER V03, el cual se toma a la profundidad de 1150m. Los intervalos saturados con petróleo y gas en el registro de fluidos SVER coinciden con una litología apropiada (arena con intercalación de arcillas), con una porosidad aproximada del 16%.

Figura 51. Correlación SVER V03 con registro eléctrico del pozo Kashkari 3 a la profundidad de interés.



Fuente. COMPAÑÍA DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS DE COLOMBIA, TECNOLOGÍA OFT, 2019

3.8 CORRELACIÓN CON POZOS EXISTENTES

El Campo Kashkari cuenta con 9 pozos, a partir de la espectrografía se correlaciona la ubicación de cada uno de ellos, se determina su ubicación, posteriormente, se predice su status y finalmente se corrobora con la data de los pozos.

La **Tabla 15**, presenta la predicción del status para cada uno de los pozos del Campo Kashkari. De un total de nueve pozos estudiados fue posible acertar en 8 de ellos, es decir, se tuvo un asertividad del 88.88%,

Tabla 15. Asertividad en la predicción del status de cada pozo

ITEM	ID POZO	PREDICCIÓN	UBICACIÓN EN LA TOMA	ACIERTO	
				SI	NO
1	KASHKARI-3	Productor	Dentro de anomalía		
2	LATTI-1	Seco	Fuera de anomalía		
3	LATTI-2	Seco	Fuera de anomalía		
4	KASHKARI-1	Productor	Borde de anomalía		
5	KASHKARI-2	Productor	Sobre falla		
6	KASHKARI-4	Productor	Dentro de anomalía		
7	KASHKARI-7	Seco	Fuera de anomalía		
8	KASHKARI-8	Productor	Borde de anomalía		
9	KASHKARI-10	Productor	Dentro de anomalía		
Porcentaje de asertividad del 88.88%					

Fuente: elaboración propia

3.9 VOLUMEN DE ROCA POLARIZADA CON GAS Y ACEITE CONTENIDO EN LAS ANOMALÍAS DE INTERES

La **Tabla 16** presenta el resultado del cálculo del volumen máximo y mínimo de roca polarizada con gas y aceite para cada una de las 7 anomalías de estudio.

Tabla 16. Volumen máximo y mínimo de roca polarizada con aceite y gas.

Anomalia	Area roja (m2)	Area negra (m2)	Espesor total de gas (m)	Espesor total de aceite (m)	Volumen maximo de roca polarizada con gas (m3) @Yto	Volumen minimo de roca polarizada con gas (m3) @Yto	Volumen maximo de roca polarizada con aceite (m3)@Yto	Volumen minimo de roca polarizada con aceite (m3)@Yto
Oil-1	850000	548200	9.6	50.6	8160000	5262720	43010000	27738920
Oil-2	947239	537022	8	46	7577912	4296176	43572994	24703012
Oil-3	588033	81346	2	32	1176066	162692	18817056	2603072
Oil-4	127636	22753	1	13	127636	22753	1659268	295789
Block 1	2300000	1067850	27.6	72.6	63480000	29472660	166980000	77525910
Block 2	1940000	1140200	14.2	50.7	27548000	16190840	98358000	57808140
Block 3	340000	166000	3	33	1020000	498000	11220000	5478000

Fuente: elaboración propia.

3.10 ANALISIS FINANCIERO

A continuación, se presentan los costos para la sísmica 2D, los registros eléctricos y la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT).

3.10.1 Costos para los métodos convencionales de exploración. El costo de los registros eléctricos, se obtiene a partir de que registros se desean correr. Un set básico de registros (Gamma ray, Caliper, Resistivos, Porosidad-Densidad) tiene un costo total de \$40000 USD por cada 1000 Ft. En el caso del Campo Kashkari se va a suponer que se realizara una corrida de registros eléctricos en cada punto SVES, es decir 22 corridas a una profundidad promedio de 1100m (3608ft).

El costo de la sísmica 2D depende de dos factores: el área de estudio, y la condición de acceso a la zona. En el caso del Campo Kashkari, al ser una zona azotada por conflictos terroristas aplica la tarifa más alta, es decir \$55000USD por cada kilómetro cuadrado de implementación. Adicionalmente, para implementar sísmica en un área determinada se requiere una licencia ambiental, la cual tiene un valor aproximado de \$700.000 USD que consta de la licencia ambiental, el estudio del impacto ambiental y plan de manejo ambiental.

La **Tabla 17** presenta los costos aproximados para realizar sísmica en el área del Campo Kashkari la cual comprende un área de 68Km², la implementación de set de registros eléctricos básicos en 22 puntos, y la licencia ambiental.

Tabla 17. Costos métodos convencionales.

SISMICA 2D		
Area de trabajo	68	Km ²
Costo sísmica	\$ 55,000	USD/ Km ²
Licencia ambiental	\$ 700,000	USD
Total sísmica	\$ 4,440,000	USD
REGISTROS ELECTRICOS		
Profundidad estimada	3608	Ft
Costo registros electricos	\$ 40,000	USD/1000ft
Cantidad de corridas	22	-
Total registros electricos	\$ 3,175,040	USD
TOTAL METODOS CONVENCIONALES	\$ 7,615,040	USD

Fuente: elaboración propia

3.10.2 Costos para tecnología (OFT). El costo de la herramienta OFT en su primera fase depende netamente del área en la cual se busca hacer la espectrografía, teniendo así un valor de \$6750 USD/Km² y adicionalmente unos costos obligatorios de logística y administrativos.

El trabajo de campo depende del área efectiva en la que realizara, teniendo un valor de \$20700 USD/Km², y unos costos obligatorios de logística y administrativos. Cabe aclarar que el servicio se puede prestar de forma independiente, es decir solo realizar la fase 1 o realizar las tres fases.

La **Tabla 18** presenta los costos aproximados de realizar la implementación de la herramienta de búsqueda de petróleo y gas (OFT) en el campo Kashkari, teniendo en cuenta que el área inicial de la espectrografía es de 68Km² y el área efectiva del trabajo de campo (fase 2 y 3) es de 7.09 Km².

Tabla 18. Costos tecnología OFT

HERRAMIENTA DE BUSQUEDA DE PETROLEO Y GAS		
ESPECTROGRAFIA SATELITAL (FASE 1)		
Area de trabajo	68	Km2
Costo espectrografia	\$ 6,750	USD/Km2
Logistica	\$ 7,000	USD
Costo administrativo	\$ 15,400	USD
Total FASE 1	\$ 481,400	USD
TRABAJO DE CAMPO (FASE 2 Y 3)		
Area efectiva	7.09	Km2
Costo trabajo de campo	\$ 20,700	USD/Km2
Logistica	\$ 5,000	USD
Costo administrativo	\$ 15,400	USD
Total FASE 2 Y 3	\$ 167,163	USD
TOTAL OFT	\$ 648,563	USD

Fuente: elaboración propia

Conforme a la realización de los cálculos correspondientes a las tecnologías convencionales y los cálculos correspondientes a la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT) 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 \$6,966,477 USD (7.615.040USD-648.563USD), 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 gastarían aproximadamente de 8 a 9 meses en su ejecución debido a que tienen 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 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 3 meses, por tanto la diferencia de tiempo se ve reflejada directamente en el factor del costo del dinero a través del tiempo.

4. CONCLUSIONES

- ✓ Debido a la implementación de la herramienta de búsqueda de petróleo y gas en la fase 1 (Espectrografía satelital) fue posible identificar 16 anomalías coincidentes a las frecuencias de resonancia del aceite y gas en el área de interés.
- ✓ Al analizar las 16 anomalías detectadas inicialmente, se tomaron 7 de ellas como prospectivas para realizar el trabajo de campo (Fase 2 y 3), dado que fueron las anomalías que presentaron mayor área. Estas anomalías se denominan Bloque 1, Bloque 2, Bloque 3, Oil-1, Oil-2, Oil-3 y Oil-4 cuyas áreas son 297, 184, 70.2, 62.3, 61.5, 54.8 y 52.6 Hectáreas respectivamente.
- ✓ Inicialmente, en el bloque Kashkari se esperaba obtener una zona anómala completa. Sin embargo, a partir del proceso de implementación de la herramienta de búsqueda de petróleo y gas; en sus tres fases y al realizar la respectiva correlación de las anomalías, con la sección estructural que se tenía prevista, se determinó que el Bloque Kashkari se encuentra fraccionado en 3 secciones (Bloque 1,2 y 3), las cuales, se encuentran separadas por alteraciones tectónicas.
- ✓ Debido a la correlación de los perfiles de fluidos SVER se logró identificar que la anomalía Bloque 1, se encuentra levantada con respecto al Bloque 2 y 3. Esto sumado a la continuidad lateral de los fluidos se permite establecer que los Bloques se encuentran separados por fallas.
- ✓ Al correlacionar el perfil de fluidos SVER V03 con el registro eléctrico del pozo Kashkary-3 a la profundidad de interés (1450 a 1500m), es posible confirmar una litología que permite acumulación de hidrocarburos, en este caso arenisca con intercalaciones de arcilla.
- ✓ El volumen mínimo total de roca polarizada con aceite y el volumen mínimo total de roca polarizada con gas, de las 5 zonas de interés (Bloque 1,2 y 3, Oil 1 y 2) corresponden a 193.2MM m³ (0.1932Km³) y 55.7MM m³ (0.0559 Km³), respectivamente.
- ✓ Al comparar los costos de la implementación de la herramienta de búsqueda de petróleo y gas en sus tres fases, respecto a los costos de los métodos

convencionales (sísmica 2D y registros eléctricos), se obtiene que los costos de los métodos convencionales son 11.74 veces mayores con respecto a los costos de la herramienta OFT. Esto representa un ahorro para la compañía WATAN OIL AND GAS de \$6'966.477 USD en comparación a los métodos convencionales

5. RECOMENDACIONES

- ✓ Desarrollar correlaciones con registros eléctricos de mejor calidad, mayor cobertura de profundidad y mayor cantidad de pozos.
- ✓ Correlacionar los resultados de la implementación de la herramienta de búsqueda de Petróleo y gas (OFT) con data adquirida por medio de sísmica 3D o 4D con el fin de reducir la incertidumbre de los resultados obtenidos con esta herramienta.
- ✓ Correlacionar los resultados de la herramienta OFT con información PLT de pozos productores.
- ✓ Realizar una evaluación petrofísica con el fin de tener una mejor caracterización del reservorio y los fluidos contenidos en él.

BIBLIOGRAFIA

BARRERA, Sebastián. JAIMES, Alonso. Reinterpretación geológica utilizando la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), Colombia: Fundación Universidad de América, p.98.

BARRERA, Sebastián. JAIMES, Alonso. Reinterpretación geológica utilizando la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), Colombia: Fundación Universidad de América, p.102

BARRERA, Sebastián. JAIMES, Alonso. Reinterpretación geológica utilizando la tecnología de búsqueda de petróleo y gas (OFT), Colombia: Fundación Universidad de América, p.106.

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

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C. El instituto, 2018 ISBN 9789588585673 153 p.

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 – p.31-37

PIRSON S.J. Prediction of hydrocarbons in place by magnetoelectrotelluric exploration// Oil and gas. J. – 1976 – 74, No 22 – p82-86.

SHUMAN V. N. Métodos y modelos de sistemas de sondeo electromagnético: estado, limite y nuevas capacidades// ahí mismo. – 2006. – 28, No 1 – p.17-30

ANEXOS

ANEXO A. COLUMNAS DE FLUIDOS A PARTIR DEL SONDEO POR ELECTRO RESONANCIA VERTICAL.

