



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 1

Neiva, 15 de marzo de 2019

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Neiva

Los suscritos:

CRISTIAN GONZÁLEZ RAMÍREZ, con C.C. No.1075304386 y JUAN DAVID VARGAS ROJAS, con C.C. No. 1075291724, autores de la tesis y/o trabajo de grado titulado “ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE LAS OPERACIONES EN EL CAMPO ANTARES DE PETRÓLEOS DEL MAR – PETROMAR”, presentado y aprobado en el año 2019 como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos; autorizamos al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores”, los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

Cristian Gonzalez R

Firma:



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Análisis del comportamiento histórico de las operaciones en el campo Antares de Petróleos del Mar – Petromar

AUTOR O AUTORES:

| Primero y Segundo Apellido | Primero y Segundo Nombre |
|----------------------------|--------------------------|
| GONZALEZ RAMIREZ | CRISTIAN |
| VARGAS ROJAS | JUAN DAVID |

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

| Primero y Segundo Apellido | Primero y Segundo Nombre |
|----------------------------|--------------------------|
| CASAS CASTIBLANCO | DAVID RICARDO |
| VARGAS CASTELLANOS | CONSTANZA |

ASESOR (ES):

| Primero y Segundo Apellido | Primero y Segundo Nombre |
|----------------------------|--------------------------|
|----------------------------|--------------------------|

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2019

NÚMERO DE PÁGINAS: 78



TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una **X**):

Diagramas___ Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general_ **X**___
Grabados___ Láminas___ Litografías___ Mapas_ **X**___ Música impresa___ Planos___
Retratos___ Sin ilustraciones___ Tablas o Cuadros_ **X**___

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser **LAUREADAS** o *Meritoria*):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

| <u>Español</u> | <u>Inglés</u> | <u>Español</u> | <u>Inglés</u> |
|-----------------------|---------------|---------------------|----------------|
| 1. Bloque | Block | 6. Perforación | Drilling |
| 2. Antares | Antares | 7. Reinterpretación | Interpretation |
| 3. Base de datos | Data Base | | |
| 4. Trampa petrolífera | Oil Trap | | |
| 5. Excel | Excel | | |

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

El Bloque Antares, se ha destacado por su nula productividad de hidrocarburos y dificultad en la adquisición de datos en su fase exploratoria, por lo que se hace de vital importancia la recopilación de datos obtenidos en el tiempo transcurrido desde el principio de su exploración, para llevar a cabo una reinterpretación y análisis de la información que puedan conducir a resultados positivos.

Para la recopilación de datos, se construye una base de datos en Excel con la información relevante de cada pozo perforado en toda la historia del bloque, en cuanto a generalidades, formaciones geológicas, fluidos de perforación, brocas empleadas, producción y manifestaciones de hidrocarburos durante la perforación.



Con base en los resultados finales de perforación de cada pozo, se determinó que un problema común de todos los pozos fue la falta de información geológica clara que permitiera tener mayor certeza de la existencia de una trampa petrolífera económicamente rentable. Por otro lado, con la información estructural y mapas de la zona, se realizó una superposición de datos que permitiera brindar posibles prospectos, que solo podrán ser corroborados si se permite la realización de la sísmica 3D propuesta por Petromar en la zona de interés.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

Antares Oil Exploration Block, it is highlighted by its null productivity of hydrocarbons and the difficulties in the acquisition of data in its exploration phase, so it becomes vitally important the compilation of data obtained during the past phases, to make a reinterpretation and analysis of the information that can lead us to positive results.

For the compilation of the data, is taken the decision of making a data base on Excel that compile important information of each well throughout the history of the block, that include information of generalities, geological formations, drilling fluids, drill bits used, production and cementing and hydrocarbons manifestations during the drilling phase.

Based on the drilling results of each well, it was determined as a common problem the lack of clear geological information that allow having greater certainty of the existence of an economically profitable oil trap.

On the other hand, a superposition of data was made with structural information and maps of the area, that would allow offer possible prospects, that only can be corroborated if the 3D seismic proposed by Petromar is allowed in the area of interest.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Jurado: HAYDEE MORALES MONDRAGON

Firma:

Nombre Jurado: JAVIER ANDRÉS MARTÍNEZ PÉREZ

Firma:

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE LAS OPERACIONES EN EL
CAMPO ANTARES DE PETRÓLEOS DEL MAR - PETROMAR

CRISTIAN GONZÁLEZ RAMÍREZ
JUAN DAVID VARGAS ROJAS

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA, HUILA

2019

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE LAS OPERACIONES EN EL
CAMPO ANTARES DE PETRÓLEOS DEL MAR - PETROMAR

CRISTIAN GONZÁLEZ RAMÍREZ
JUAN DAVID VARGAS ROJAS

Proyecto de grado como requisito para optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director
Ms. CONSTANZA VARGAS CASTELLANOS
Ingeniera de Petróleos

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA, HUILA

2019

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE LAS OPERACIONES EN EL
CAMPO ANTARES DE PETRÓLEOS DEL MAR - PETROMAR

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:
OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN

ÁREA DE INVESTIGACIÓN:
EXPLORACION DE HIDROCARBUROS

PRESENTADO AL COMITÉ DE PROYECTOS DE GRADO DEL PROGRAMA DE
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

Director

David Ricardo Casas Castiblanco
PETROMAR S.A

Director

Constanza Vargas Castellanos
Universidad Surcolombiana

Jurado

Haydee Morales Mondragón
Universidad Surcolombiana

Jurado

Javier Andrés Martínez Pérez
Universidad Surcolombiana

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA, FEBRERO DE 2019

NOTA DE ACEPTACIÓN

FIRMA DEL DIRECTOR

FIRMA DEL JURADO

FIRMA DEL JURADO

Neiva,

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a Dios por ser mi guía y a quien le debo todo lo que soy. A mis padres Eliecer González y María Teresa Ramírez por su eterno apoyo, por su amor incondicional, por ser mi ejemplo a seguir y por sus sacrificios para que yo pudiera salir adelante. A mi hermana Alexandra por apoyarme y motivarme a seguir adelante a lo largo de mi vida. Agradezco a mi novia María Alejandra por todo el amor, apoyo y ayuda incondicional que me ha brindado.

A mi directora de tesis Constanza Vargas Castellanos por confiar en nosotros, además, de que con su experiencia, conocimientos y motivación nos orientó en toda la investigación. Agradezco a PETROMAR por brindarnos esta valiosa oportunidad y por confiarnos la información técnica necesaria para la realización del proyecto. Por último, agradezco a mi familia, amigos y profesores que me acompañaron y apoyaron en esta etapa de mi vida.

Cristian González Ramírez

Quiero agradecer a Dios por ser siempre mi guía, por llenarme de tantas bendiciones a lo largo de mi vida; por darme la fuerza, la constancia y la sabiduría que requiero para llevar a cabo todas mis metas, a él la gloria de todas mis victorias. A mi madre Eliana Rojas Córdoba, por criarme de la mejor forma y con los valores que me caracterizan hoy día. A mi padre Ricardo Vargas Escobar por enseñarme que todo es mejor cuando se hace con una sonrisa en la cara, apoyarme en todo lo que me proponía y ser el motor para realizar y culminar todas mis metas. A mi hermano Esteban, por ser ese hermano incondicional y estar presente en cada logro y derrota. A mi novia Vanessa Falla Porras por brindarme su amor y compañía a lo largo de toda mi carrera, por estar en los momentos más difíciles y darme su apoyo cuando más lo necesitaba.

A la profesora Constanza Vargas Castellano por brindarnos todo su apoyo incondicional y bagaje intelectual en este trabajo y ser siempre más que una simple profesora e ir más allá, preocupándose por cada uno de sus estudiantes para que seamos siempre personas idóneas en nuestra labor y salgamos adelante. Gracias a la empresa Petróleos del Mar PETROMAR por brindarnos el soporte técnico necesario para llevar a cabo el desarrollo de este proyecto.

Juan David Vargas Rojas

CONTENIDO

| | |
|--|----|
| RESUMEN..... | 1 |
| 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA..... | 3 |
| 2. OBJETIVOS..... | 4 |
| 2.1 OBJETIVO GENERAL..... | 4 |
| 2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS..... | 4 |
| 3. INTRODUCCIÓN..... | 5 |
| 4. GENERALIDADES..... | 6 |
| 4.1 PETROMAR..... | 6 |
| 4.2 BLOQUE ANTARES..... | 7 |
| 4.3 CONTRATO BLOQUE ANTARES..... | 8 |
| 4.4 LICENCIA AMBIENTAL..... | 9 |
| 5. MARCO TEÓRICO..... | 10 |
| 5.1 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO..... | 10 |
| 5.1.1 Trampa Petrolífera..... | 10 |
| 5.1.2 Partes de una trampa petrolífera..... | 12 |
| 5.1.3 Tipos de trampas petrolíferas..... | 13 |
| 5.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL..... | 20 |
| La información de geología estructural fue tomada de..... | 20 |
| 5.2.1 Falla..... | 20 |
| 5.2.2 Tipos de fallas..... | 21 |
| 5.2.3 Sistemas de Fallas..... | 23 |
| 5.2.4 Pliegues..... | 24 |
| 5.3 ZONIFICACIÓN..... | 27 |
| 5.3.1 Zonificación ambiental..... | 28 |
| 5.3.2 Zonificación de manejo ambiental de un proyecto..... | 29 |
| 6. ÁREA DE ESTUDIO..... | 31 |
| 6.1 LOCALIZACIÓN..... | 31 |
| 6.2 GEOLOGÍA REGIONAL..... | 32 |

| | | |
|-------|--|----|
| 6.3 | GEOLOGÍA ESTRUCTURAL..... | 33 |
| 6.4 | GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO | 34 |
| 6.4.1 | Roca generadora..... | 34 |
| 6.4.2 | Reservorios..... | 34 |
| 6.4.3 | Sellos..... | 35 |
| 6.4.4 | Trampas..... | 35 |
| 6.5 | POZOS PERFORADOS EN EL BLOQUE POR PETROMAR S.A | 36 |
| 6.5.1 | Antar – 1..... | 36 |
| 6.5.2 | Antar-2 | 38 |
| 6.5.3 | Lemayá - 1..... | 40 |
| 7. | RECOPIACION DE INFORMACIÓN | 42 |
| 7.1 | METODOLOGÍA | 42 |
| 8. | RESULTADOS Y ANALISIS DE LOS RESULTADOS | 44 |
| 8.1 | ANTAR - 1..... | 44 |
| 8.1.1 | Sísmica y geología general..... | 44 |
| 8.2 | ANTAR - 2..... | 45 |
| 8.2.1 | Sísmica y geología general..... | 45 |
| 8.3 | LEMAYA - 1 | 46 |
| 8.3.1 | Sísmica y geología general..... | 46 |
| 8.4 | ANÁLISIS DE RESULTADOS | 48 |
| 9. | CONCLUSIONES | 53 |
| 10. | RECOMENDACIONES | 55 |
| | BIBLIOGRAFIA..... | 56 |

LISTA DE TABLAS

| | |
|---|----|
| Tabla 1. Porcentaje de terreno de cada Municipio en el bloque Antares | 8 |
| Tabla 2. Generalidades de los pozos del bloque Antares | 42 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1. Localización regional bloque Antares | 7 |
| Figura 2. Cierre estructural y práctico de una trampa petrolífera | 11 |
| Figura 3. Cierre estructural por falla en una trampa petrolera | 12 |
| Figura 4. Cierre estructural por acuñamiento en una trampa petrolera | 12 |
| Figura 5. Trampa anticlinal que constituye un yacimiento petrolero | 14 |
| Figura 6. Domo salino con un yacimiento petrolero | 15 |
| Figura 7. Trampa por falla inversa que forma un yacimiento petrolero | 16 |
| Figura 8. Fallas estratigráficas | 17 |
| Figura 9. Corte idealizado de una trampa estratigráfica por acuñamiento de arenas ... | 18 |
| Figura 10. Esquema de una trampa estratigráfica, por una discordancia angular | 19 |
| Figura 11. Elementos de falla de translación con desplazamiento oblicuo | 22 |
| Figura 12 . Diferentes tipos de fallas según su dirección de desplazamiento. | 23 |
| Figura 13. Elementos de pliegues | 25 |
| Figura 14. Bloque de diagrama. Elementos de pliegues | 26 |
| Figura 15. Diferentes tipos de pliegues. | 27 |
| Figura 16. Localización general | 31 |
| Figura 17. Coordenadas Gauss con origen Bogotá del bloque Antares | 32 |
| Figura 18. Localización del pozo Antar-1 | 36 |
| Figura 19. Estado mecánico del pozo Antar-1 | 37 |
| Figura 20. Localización del pozo Antar-2 | 38 |
| Figura 21. Estado mecánico del pozo Antar-2 | 39 |
| Figura 22. Localización del pozo Lemaya-1 | 40 |
| Figura 23. Estado mecánico del pozo Lemayá-1 | 41 |
| Figura 24. Cierre de las fallas en el pozo Lemayá-1 | 47 |
| Figura 25. Falla de Andalucía | 49 |
| Figura 26. Canales de migración de los fluidos del bloque Antares | 50 |
| Figura 27. Ubicación de pozos aledaños al pozo Lemayá-1 | 51 |

LISTA DE ANEXOS

| | |
|---|----|
| ANEXO 1. TABLAS DE GENERALIDADES OPERACIONALES DE LOS POZOS DEL BLOQUE ANTARES | 59 |
| ANEXO 2. TABLA DE FORMACIONES ATRAVESADAS EN LA PERFORACION DE LOS POZOS DEL BLOQUE ANTARES | 60 |
| ANEXO 3. TABLAS DE PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN | 61 |
| ANEXO 4. TABLAS DEL REGISTRO DE BROCAS EMPLEADAS..... | 63 |
| ANEXO 5. MAPA ESTRUCTURAL DEL BLOQUE ANTARES | 64 |
| ANEXO 6. MANIFESTACIONES DE HIDROCARBURO EN EL POZO ANTAR-1 | 65 |
| ANEXO 7. MANIFESTACIONES DE HIDROCARBURO EN EL POZO ANTAR-2 | 66 |
| ANEXO 8. MANIFESTACIONES DE HIDROCARBURO EN EL POZO LEMAYÁ-1 | 67 |
| ANEXO 9. LIMITE PARQUE REGIONAL DE LA TATACOA | 68 |

RESUMEN

El Bloque Antares, se ha destacado por su nula productividad de hidrocarburos y dificultad en la adquisición de datos en su fase exploratoria, por lo que se hace de vital importancia la recopilación de datos obtenidos en el tiempo transcurrido desde el principio de su exploración, para llevar a cabo una reinterpretación y análisis de la información que puedan conducir a resultados positivos.

Para la recopilación de datos, se construye una base de datos en Excel con la información relevante de cada pozo perforado en toda la historia del bloque, en cuanto a generalidades, formaciones geológicas, fluidos de perforación, brocas empleadas, producción y manifestaciones de hidrocarburos durante la perforación.

Con base en los resultados finales de perforación de cada pozo, se determinó que un problema común de todos los pozos fue la falta de información geológica clara que permitiera tener mayor certeza de la existencia de una trampa petrolífera económicamente rentable. Por otro lado, con la información estructural y mapas de la zona, se realizó una superposición de datos que permitiera brindar posibles prospectos, que solo podrán ser corroborados si se permite la realización de la sísmica 3D propuesta por Petromar en la zona de interés.

PALABRAS CLAVE: Bloque, Antares, Base de datos, Reinterpretación de información, Trampa petrolífera, Excel, Perforación.

ABSTRACT

Antares Oil Exploration Block, it is highlighted by its null productivity of hydrocarbons and the difficulties in the acquisition of data in its exploration phase, so it becomes vitally important the compilation of data obtained during the past phases, to make a reinterpretation and analysis of the information that can lead us to positive results.

For the compilation of the data, is taken the decision of making a data base on Excel that compile important information of each well throughout the history of the block, that include information of generalities, geological formations, drilling fluids, drill bits used, production and cementing and hydrocarbons manifestations during the drilling phase.

Based on the drilling results of each well, it was determined as a common problem the lack of clear geological information that allow having greater certainty of the existence of an economically profitable oil trap.

On the other hand, a superposition of data was made with structural information and maps of the area, that would allow offer possible prospects, that only can be corroborated if the 3D seismic proposed by Petromar is allowed in the area of interest.

KEY WORDS: Block, Antares, Data Base, information interpretation, oil trap, Excel, Drilling.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El bloque petrolero Antares generó grandes expectativas en la empresa Petromar al momento de su adquisición, por lo cual se planeó la construcción de 14 locaciones con igual número de pozos exploratorios; sin embargo, luego de que la empresa petrolera Petromar perforara los tres primeros pozos y estos no fueran productivos se decidió parar la perforación y la inversión al campo, esto se ratificó aún más en el momento en que la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena (CAM) declarara zona intangible todo el norte del bloque y parte del sur, la cual era la zona de mayor interés exploratorio para la empresa.

Por otro lado, al momento de la adquisición del campo se generó un vacío de información y se perdió la continuidad de esta, lo que dificultó el análisis de la información del campo para tomar acciones que pudieran generar resultados positivos a la empresa, por consiguiente, se hace necesario la recopilación de toda la información disponible del campo.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar la recopilación, sistematización y análisis de la información del campo para poder brindar un diagnóstico de los problemas que presenta el campo Antares de Petróleos del Mar – Petromar.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Recopilar, clasificar y sistematizar la información operacional del campo Antares, obteniendo como resultado de esta fase una base de datos en Excel.

Realizar el análisis de la información sistematizada, identificando posibles factores técnicos o de yacimiento, que ocasionaron que los pozos no hayan producido hidrocarburos.

3. INTRODUCCIÓN

Al momento de la adquisición del bloque Antares por parte de la empresa PETROLEOS DEL MAR (PETROMAR), se celebró un contrato con la ANH en donde la empresa propuso perforar cuatro pozos exploratorios (A3) con el objetivo de probar la presencia de hidrocarburos en el área. Para ello fue necesario de la reinterpretación de datos existente del bloque y la adquisición de nueva información para determinar las localizaciones de los pozos exploratorios, además de poder identificar posibles prospectos a futuro, dando como resultado los pozos Antar-1, Antar-2, Lemaya-1 y La Mona.

Luego de la perforación de los pozos Antar-1 y Antar-2 se hicieron las respectivas pruebas para determinar la productividad de estos mismos, arrojando resultados negativos sobre la presencia de hidrocarburos, ocasionando que la empresa tomara la decisión de abandonarlos. Posterior a esto se realizó un proceso de sísmica 3D para continuar con los términos del contrato y generar el tercer prospecto, perforando así Lemaya-1. Cabe destacar que el pozo Lemaya-1 se perforó al lado opuesto del bloque, siendo el primer pozo perforado en esta zona; sin embargo, los resultados que arrojó tampoco fueron positivos, ocasionando su abandono.

En cuanto a la perforación del pozo La Mona, esta no se pudo llevar a cabo debido a que la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena (CAM) amplió la zona protegida del desierto de la Tatacoa, haciendo que la localización del pozo quedara como zona intangible ante cualquier tipo de proyectos y conllevando a que la Autoridad Nacional de Licencia Ambientales (ANLA) revocara las autorizaciones ambientales para perforar este pozo. Por tal razón, la empresa tomó la decisión de solicitar a la ANH la suspensión indefinida del contrato E&P del bloque Antares, teniendo en cuenta que no se podía llevar a cabo la ejecución de lo pactado en el contrato.

4. GENERALIDADES

4.1 PETROMAR

Petróleos del Mar “Petromar” fue constituida en el año 1994 bajo las leyes estatales de Islas Caimán con sucursal en Colombia, iniciando operaciones en el año 1997. En su inicio fueron una compañía de servicios del sector Oil & Gas. Sus principales actividades fueron:

- Perforación de pozos para diferentes compañías Operadoras como: Ecopetrol, Mohave, Hupecol, Omimex, Harken, Petróleos Colombianos, Petrotesting y Petrocol.
- Servicios ambientales como: tratamiento de piscinas, limpieza de derrames y de tanques, tratamiento de salmueras, residuos sólidos y de efluentes de perforación.

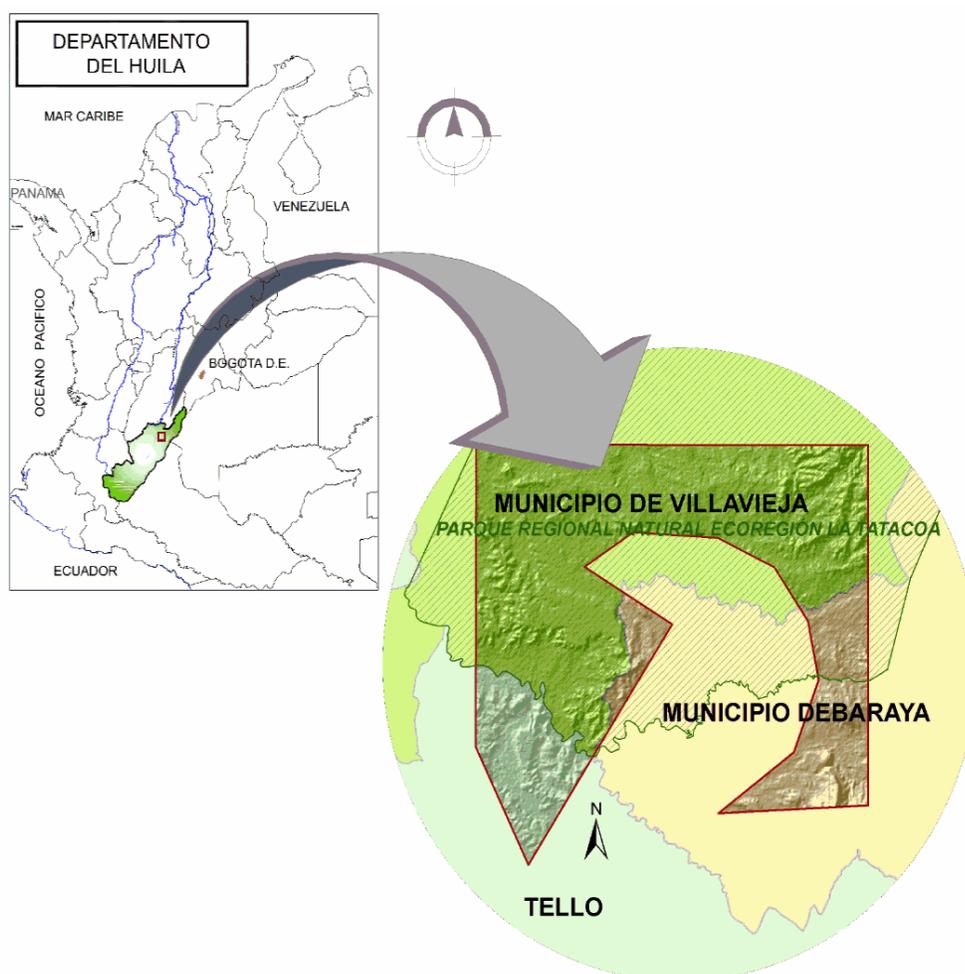
A comienzos de la década del año 2000, se convirtieron en la Compañía Operadora designada para el Campo Andalucía, propiedad de PETROCOL ubicado en el municipio de Baraya en el departamento de Huila. A partir del año 2005, iniciaron una nueva etapa como Compañía avalada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) para operar Contratos de Exploración y Producción, fue así como el 26 de enero de 2007, les fue asignada el área Antares, ubicada en el departamento de Huila en las jurisdicciones de Baraya, Villavieja y Tello.

Son operadores del 100% de la participación del Contrato de Exploración y Producción Sector Antares, en el cual se han cumplido a cabalidad el total de los compromisos exploratorios incluidos en el contrato y actualmente son operadores avalados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (Petróleos del mar (2018). Nuestra historia. Disponible en: <https://petroleosdelmar.com/>. [citado el 24-01-19]).

4.2 BLOQUE ANTARES

El bloque Antares se encuentra ubicado en el departamento del Huila en las jurisdicciones de los municipios de Baraya, Villavieja y Tello (Ver figura 1). Cuenta con un área total de 16.888 hectáreas, distribuido entre los tres municipios de acuerdo como se muestra en la Tabla 1. A lo largo de su historia se ha perforado un total de 6 pozos, de los cuales tres han sido perforados por la empresa Hocol y tres posteriores por Petromar.

Figura 1. Localización regional bloque Antares



Fuente: Ingeniería y medio ambiente Ltda. (Mayo 2010). Actualización estudio de impacto ambiental para el área de interés de perforación Antares. [Mapa social].

Tabla 1. Porcentaje de terreno de cada Municipio en el bloque Antares

| CODIGO DANE DEL DEPARTAMENTO | CÓDIGO DANE DEL MUNICIPIO | DEPARTAMENTO | MUNICIPIO | HECTÁREAS | % |
|------------------------------|---------------------------|--------------|---|-----------|-------|
| 41 | 872 | HUILA | VILLA VIEJA  | 11441,89 | 67,75 |
| | 078 | | BARAYA  | 3267,30 | 19,35 |
| | 799 | | TELLO  | 2178,81 | 12,9 |
| ÁREA TOTAL | | | | 16888,00 | 100 |

Fuente: Ingeniería y medio ambiente Ltda. (mayo 2010). Actualización estudio de impacto ambiental para el área de interés de perforación Antares. [Mapa social].

4.3 CONTRATO BLOQUE ANTARES

El contrato de EXPLORACION Y PRODUCCION DE HIDROCARBUROS (CONTRATO E&P) por el bloque ANTARES se celebró el 26 de enero de 2007 entre la empresa PETROLEOS DEL MAR S.A. - PETROMAR S.A., quien actúa en calidad de Contratista, y la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, la cual obra en calidad de Contratante. Por virtud del presente contrato se otorga exclusivamente a Petromar el derecho de explorar el Área Contratada y de explotar los Hidrocarburos de propiedad del Estado que se descubran dentro de dicha área. Petromar tendrá derecho a la parte de la producción de los Hidrocarburos provenientes del Área Contratada que le correspondan.

El Contratista, en ejercicio de ese derecho, adelantará las actividades y operaciones materia de este contrato, a su exclusivo costo y riesgo, proporcionando todos los recursos necesarios para proyectar, preparar y llevar a cabo las actividades y Operaciones de Exploración, Evaluación, Desarrollo y Producción dentro del Área Contratada. Por otro lado, los derechos otorgados en este contrato se refieren en forma exclusiva a los Hidrocarburos de propiedad del Estado que se descubran dentro del Área Contratada, y, por consiguiente, no se extenderán a algún otro recurso natural que pueda existir en dicha área. (Agencia Nacional de hidrocarburos. (2007). Cláusula 2 - objeto. En Contrato de exploración y producción de Hidrocarburos (7)).

4.4 LICENCIA AMBIENTAL

La empresa Petromar solicitó Licencia Ambiental ante el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial para el proyecto denominado “ÁREA DE INTERÉS DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA ANTARES”, localizado en jurisdicción de los municipios de Villavieja, Baraya y Tello en el departamento del Huila, con el fin de verificar el hallazgo de hidrocarburos y el potencial del área. Inicialmente se proyectó la construcción de catorce (14) locaciones para la perforación de igual número de pozos exploratorios, dentro de tres (3) distintos polígonos o áreas de interés definidas en el área de perforación exploratoria. Se planeaba iniciar la etapa de perforación con el denominado pozo La Mona, prospecto que la empresa propone establecer en el área y para el cual presentó específicamente el respectivo Plan de Manejo Ambiental. Además, se proyectó la adecuación de vías de acceso existentes, la construcción de nuevas vías de ingreso al área, la instalación y operación de las facilidades de producción necesarias para atender los requerimientos de las pruebas de producción en el caso de obtener resultados positivos en cualquiera de los pozos perforados, y el transporte de crudo en líneas de flujo hasta los sitios establecidos por el proyecto, con las respectivas acciones de desmantelamiento y restauración. (Ministerio de ambiente, vivienda y desarrollo territorial. (abril 4, 2008). En Resolución número 0549 “Por medio de la cual se otorga una licencia ambiental y se toman otras determinaciones”).

5. MARCO TEÓRICO

5.1 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

La información geología del petróleo fue tomada de García, J. (2017). Caracterización de trampas petroleras estratigráficas y mixtas utilizando métodos sísmicos (Tesis de pregrado). Universidad nacional autónoma de México, México.

5.1.1 Trampa Petrolífera. Las trampas petrolíferas son receptáculos naturales en la corteza terrestre que cuentan con rocas almacenadoras y rocas sello en posición tal que permiten se acumulen hidrocarburos. Todas las trampas petroleras tienen una determinada forma, tamaño, geometría, cierre y área de drenaje.

Una trampa petrolera es cualquier anomalía geológica, cuyo origen puede ser tectónico (pliegue, anticlinal, domo, flexión, falla etc.), estratigráfico (acuñamiento, canal, arrecife, etc.) o litológico (cambio de permeabilidad), que tiene un volumen importante de roca almacén; donde en sus límites la permeabilidad desaparece y la porosidad no necesariamente; en general presentan una forma cóncava hacia la base y se forman por cualquier proceso geológico donde el aceite y/o gas se pueden almacenar de manera natural (Levorsen, 1957).

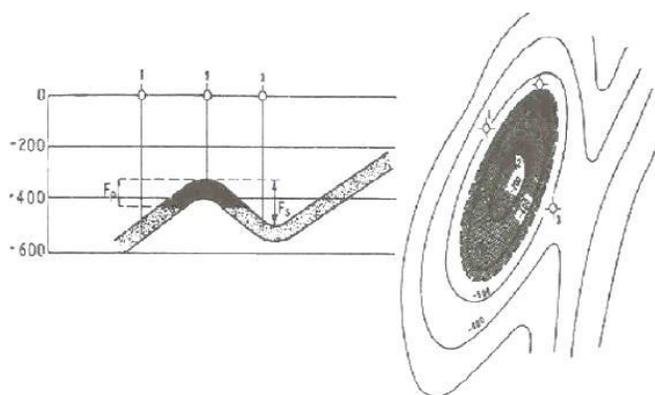
Sheriff 2002, define a una trampa petrolera como una configuración de rocas que es capaz de confinar fluidos (tal como aceite, o el gas natural), el cual flota sobre otros fluidos (agua). Una estructura cerrada en la formación porosa y permeable puede ser una trampa si esta tiene una cubierta impermeable; una estructura que no está cerrada también puede ser una trampa si las variaciones de permeabilidad bloquean las rutas de migración de los fluidos.

El cierre de una trampa de acuerdo con Guillemont (1982), se puede definir de forma precisa, y su valor medido, interviene junto con otros factores en la valoración del volumen total de hidrocarburos en el yacimiento. Se distingue un cierre estructural, independiente de la presencia

de petróleo o gas en el yacimiento, y un cierre práctico llamado también altura del petróleo, correspondiente al volumen realmente impregnado por los hidrocarburos.

El cierre estructural se define sobre el mapa estructural de la trampa, es igual al desnivel entre el punto más alto de la trampa, su techo, y la curva de nivel más baja que se cierra alrededor de él. En la figura 2 se puede ver que el cierre estructural está marcado con F_s y el cierre práctico con F_p . El cierre práctico interviene más directamente en la valoración de las reservas, es igual al desnivel entre el techo del almacén y la superficie de separación agua-petróleo o agua-gas.

Figura 2. Cierre estructural y práctico de una trampa petrolífera

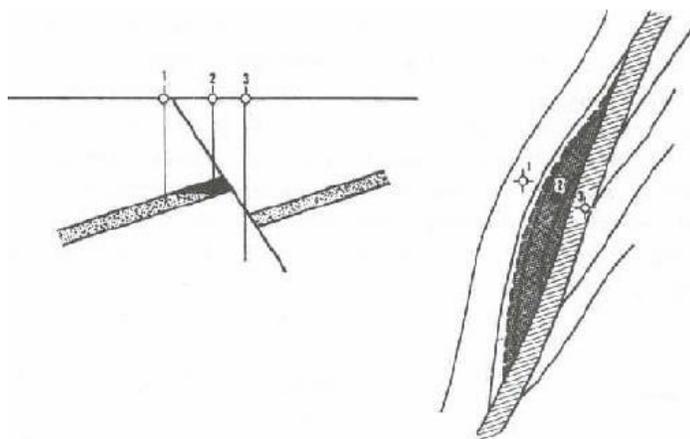


Fuente: Guillemont (1982). Cierre estructural y práctico de una trampa petrolífera.

Salvo en ciertos casos excepcionales se pueden formar yacimientos en régimen hidrodinámico activo, donde las superficies de contacto están inclinadas, el cierre práctico es como máximo, igual al cierre estructural.

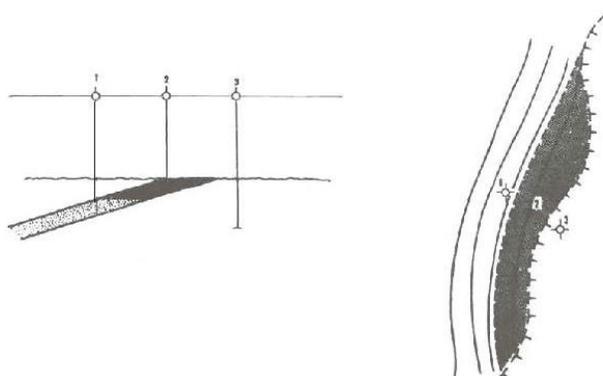
En la figura 3, se muestra una trampa con cierre estructural por falla y en figura 4, por acuñaamiento; se indica lo correspondiente al cierre, ya que el concepto se extiende a diferentes tipos de trampa, si se consideran como cerradas sobre sí mismas, o en otros casos cortadas por un accidente tectónico (falla) o estratigráfico (acuñaamiento del almacén).

Figura 3. Cierre estructural por falla en una trampa petrolera



Fuente: Guillemont (1982). Cierre estructural por falla en una trampa petrolera.

Figura 4. Cierre estructural por acuñamiento en una trampa petrolera



Fuente: Guillemont (1982). Cierre estructural por acuñamiento en una trampa petrolera.

5.1.2 Partes de una trampa petrolífera

5.1.2.1 Cierre. Es la longitud vertical máxima en la que los hidrocarburos pueden acumularse en la trampa.

5.1.2.2 Forma. Es la apariencia externa de un yacimiento, condición asociada directamente al tipo de trampa y al tipo de secuencia sedimentaria. Tamaño Magnitud (longitud y ancho) de un yacimiento, tan grande o tan pequeño como otro yacimiento con el que se puede comparar.

5.1.2.3 Geometría. De acuerdo con Knut (2010), la geometría de una trampa petrolera es la extensión tanto vertical como lateral de la trampa, y está ampliamente determinada por el ambiente sedimentario, pero el fallamiento y la diagénesis pueden definir la extensión de la trampa.

5.1.2.4 Área de drenaje. Máxima abertura de la trampa de su parte inferior. En el caso de una trampa en el flanco de una cuenca, el área de drenaje puede extenderse hasta el fondo de la cuenca. En igualdad de condiciones, cuanto mayor es el área de drenaje mayor es la acumulación de hidrocarburos.

5.1.3 Tipos de trampas petrolíferas

5.1.3.1 Trampas estructurales. Una trampa estructural es aquella que se encuentra en una estructura geológica producto de la deformación como pliegues, fallas, domos, diapiros y canopies o cualquier combinación de los anteriores. En todos los casos se tiene que el límite superior tiene forma cóncava visto desde abajo. Los límites de un yacimiento que se da en una trampa estructural están determinados total o parcialmente por la intersección del nivel de agua inferior y con el techo de la roca almacenadora deformada (Gillemont, 1982).

Una trampa estructural es donde intervienen principalmente sistemas de esfuerzos que causan deformación, dando como resultado pliegues, fallas e intrusión salina; las que tienen diversos tamaños, formas y geometrías.

De todos los tipos de trampas estructurales según Guillemont (1982), las trampas anticlinales son las que se conocen con mayor antigüedad; son también las más simples. Un pliegue anticlinal es producto de la deformación de los estratos, que les da echados contrarios y divergentes a partir de la cima, y como consecuencia tiene una forma cóncava hacia la base; es el lugar ideal para la acumulación de hidrocarburos.

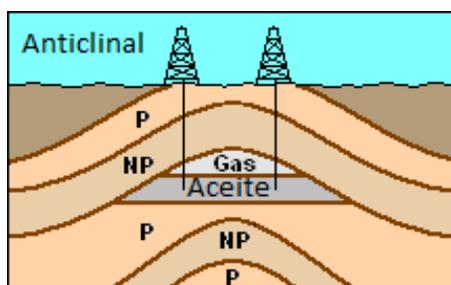
Los fenómenos creadores de las deformaciones anticlinales pueden agruparse en tres categorías como señala Guillemont (1982) y que también explica Landes (1977):

1. Los fenómenos orogénicos donde predominan los esfuerzos tangenciales horizontales o subhorizontales. Los movimientos horizontales tienen su máxima intensidad en las fajas orogénicas donde la corteza terrestre está bajo compresión. Los estratos rocosos son deformados dando origen a diversas geometrías con fallas inversas asociadas.

2. Fenómenos asociados a efectos de gravedad, con esfuerzos esencialmente verticales que originan pliegues de fondo. Suelen aparecer en las zonas más estables de las cuencas de margen pasivo, por efecto de los desplazamientos verticales, siendo este desplazamiento el que causa el acomodo de los estratos. También los movimientos verticales pueden ser debido a la actividad ígnea de la corteza terrestre, y al movimiento de la sal o de la arcilla que causan deformación.

3. Fenómenos relacionados únicamente con cualquier tipo de fallas que causan arqueamiento de los estratos.

Figura 5. Trampa anticlinal que constituye un yacimiento petrolero



Fuente: (Citizendium, 2010).

Las trampas por domos, diapiros y canopies son también muy importantes. Un diapiro es una masa relativamente móvil de sal o de arcilla que intrusión las rocas preexistentes. Los diapiros intrusionan normalmente en sentido vertical, a través de rocas más densas debidas a las fuerzas de gravedad cuando se tienen secuencias de rocas de otra densidad. Los materiales que forman intrusivos son la sal, la arcilla y el magma.

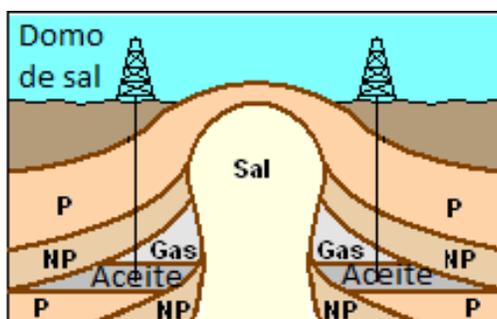
El diapirismo es un proceso que se da por el empuje y la penetración de sal o arcilla en las capas de roca suprayacentes; los diapiros pueden formar anticlinales, domos salinos y otras estructuras

con capacidad de entrapamiento de hidrocarburos. En el caso de las intrusiones ígneas suelen tener la temperatura demasiado elevada para permitir la preservación de los hidrocarburos preexistentes (Schlumberger Limited, 2014); sin embargo, si la migración ocurre posteriormente a la intrusión, entonces si pueden constituir trampas petroleras con condiciones favorables de preservación.

En el caso de los domos de sal, de acuerdo con Landes (1977), a pesar de su rara naturaleza y su origen, un porcentaje sustancial de petróleo mundial procede de estructuras con núcleo de sal, la que únicamente causó el plegamiento de las unidades estratigráficas más jóvenes sin intrusionar. Además del petróleo y gas, la mayor parte de la producción mundial de azufre y parte de la producción de sal y potasio procede de depósitos de sal de este tipo.

Los hidrocarburos se encuentran normalmente en las secuencias sedimentarias por arriba de los domos salinos, en el caso de los diapiros los hidrocarburos también se ubican en los flancos de la intrusión (figura 6), debido a la abundancia y diversidad de trampas creadas por el movimiento de la sal y la asociación con los minerales evaporíticos que pueden proveer excelentes capacidades de sellado (Schlumberger Limited, 2014).

Figura 6. Domo salino con un yacimiento petrolero

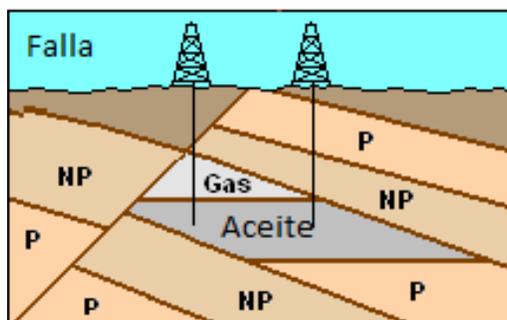


(P = permeable, NP = no permeable), (Citizendium, 2010).

En las trampas por falla (figura 7), los esfuerzos que originan fracturas también pueden causar fallas en las rocas. De acuerdo con Landes (1977), las fallas normales son el resultado de movimientos verticales y que causan extensión horizontal, mientras que las fallas inversas son el resultado de esfuerzos horizontales que originan compresión. El que un plano de falla actúe como

sello o como canal que favorece la migración de los fluidos depende de varios factores; tiene especial importancia el tipo de falla, la litología de las rocas cortadas por ellas, el tiempo en que se formó y sus dimensiones.

Figura 7. Trampa por falla inversa que forma un yacimiento petrolero



(P = permeable, NP = no permeable), (Citizendium, 2010).

Si el carácter de la falla y la fragilidad de las rocas de los bloques producen brechas a lo largo del plano de la falla, ésta actuará como una discontinuidad que favorece la emigración de fluidos, sin embargo, si se produce un material plástico o una millonita, blastomilonita o una pseudotaquilita lo largo del contacto de la falla, se puede formar un sello efectivo.

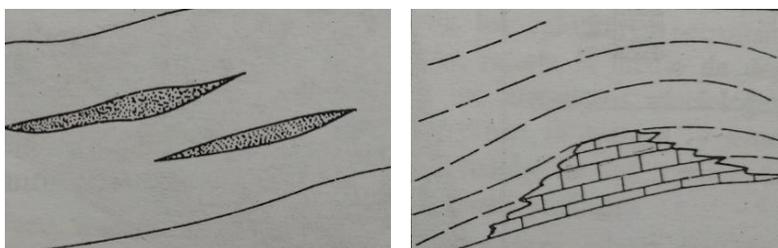
De acuerdo con Landes (1977), las acumulaciones debidas a fallas tienen que reunir condiciones esenciales para la formación de una trampa, suponiendo la presencia de cierres paralelos por encima y por debajo de la roca almacén: 1) la capa almacén cortada por la falla debe estar cerrada por salbanda (capa generalmente arcillosa) o el desplazamiento de la falla debe poner en contacto a través del plano de la falla a una roca impermeable; 2) la zona de la falla debe ser impermeable en las cercanías de la roca almacén, y 3) la falla debe o bien cortar un anticlinal buzante para que el agua marginal encierre en un semicírculo la acumulación de hidrocarburos desde un punto de la falla a otro punto de la misma falla, o la trampa debe estar cerrada lateralmente por fallas perpendiculares con salbanda o cuando se tienen variaciones litológicas que causan desaparición de la permeabilidad.

En la figura 7 se puede observar un esquema de una trampa petrolera ocasionada por una falla inversa.

Una falla, o más a menudo, un sistema de varias fallas que se enlazan, que afectan a un pliegue o a un monoclinal, pueden crear una trampa, al colocar los horizontes almacén en contacto con un material impermeable, tal como se observa en la figura 7. Los yacimientos en los que la trampa está solamente controlada por fallas, son poco comunes, por el contrario, son muy pocos los yacimientos, cuya trampa no está afectada por fracturas y por fallas (Guillemont, 1982).

5.1.3.2 Trampas estratigráficas. De acuerdo con Landes (1977), las trampas estratigráficas por cambios de facies se deben a cambios litológicos laterales y verticales en secuencias de areniscas, calizas y lutitas. Los cambios de facies pueden ocurrir de la siguiente manera: 1) donde un sedimento de grano grueso pasa a un sedimento más fino que se depositó en aguas más tranquilas o a mayor distancia del punto de procedencia de los sedimentos, o 2) donde una roca porosa de carbonatos pasa lateralmente a un material clástico fino que estaba en dirección a la Tierra firme en la época de la sedimentación. En la figura 8 se muestra de forma esquemática dos ejemplos de estos cambios de facies. Para que un cambio de facies constituya una trampa se deben tener como mínimo las siguientes condiciones: 1) las capas sedimentarias deben de estar inclinadas en forma tal que la facies impermeable esté situada más arriba que la roca porosa, y 2) las rocas almacenadoras inclinadas deben cambiar litológicamente a sedimentos finos para que la trampa cierre por los costados. Sin embargo, la condición 2 no es necesaria si la zona donde desaparece la permeabilidad es curva y cóncava hacia abajo, cerrando de esta forma la trampa por los costados y por arriba.

Figura 8. Fallas estratigráficas

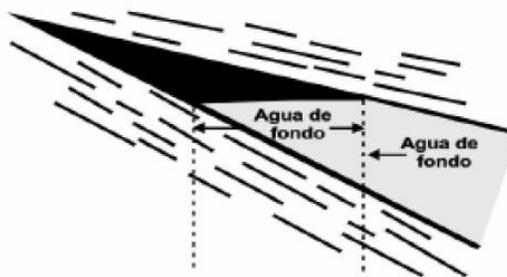


Del lado derecho se tiene una aparición local de un cuerpo arenoso en una masa arcillosa y del lado izquierdo, se tiene caliza recifal porosa que pasa lateralmente a facies más finas

(Modificada de Guillemont, 1982).

Las trampas estratigráficas por acuñaamiento (Schlumberger Limited, 2014), ocurren cuando la terminación de la roca almacenadora en un yacimiento se va adelgazando contra una roca sello no permeable, lo que genera una geometría favorable para el entrapamiento de hidrocarburos, especialmente si la roca sello adyacente es una roca generadora tal como la lutita. Según Cabrera 2008, el acuñaamiento de un cuerpo arenoso rodeado de arcilla (como se puede observar en la figura 9), se forman cuando debido al depósito sedimentario hay acuñaamientos en los límites de las cuencas sedimentarias.

Figura 9. Corte idealizado de una trampa estratigráfica por acuñaamiento de arenas



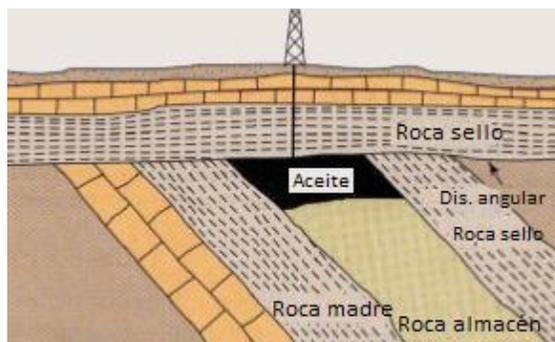
(Modificado de Cabrera, 2008).

Las trampas estratigráficas por discordancias angulares ocurren cuando una discontinuidad estratigráfica se produce por erosión o no depósito, poniendo en contacto dos unidades estratigráficas con diferentes características petrofísicas. De acuerdo con Cabrera 2008, una discordancia es un cambio en la secuencia geológica marcada por una superficie de erosión o no depósito que separa dos grupos de estratos de diferente edad. Si las capas de encima y debajo de la superficie de discordancia son paralelas o aproximadamente paralelas se llaman paraconformidades o disconformidades, pero si los estratos de encima y de debajo de la discordancia no son paralelos y se encuentran en ángulo, el contacto es llamado discordancia angular.

Una superficie de discordancia puede marcar el límite entre una formación permeable y una impermeable como se puede observar en la figura 10, y de esta manera formar un límite superior o inferior que permita que se forme un yacimiento petrolero; esto ocurre cuando se combinan de

manera adecuada las rocas sello con las rocas almacén. Los cambios más pequeños entre estratos se llaman diastemas y no constituyen trampas petroleras.

Figura 10. Esquema de una trampa estratigráfica, por una discordancia angular



(Modificada de Cabrera, 2008).

Las trampas estratigráficas por discordancias basales (paleogeomórficas), están asociadas con prominencias o paleorelieves positivos (colinas). Algunas también están parcialmente controladas por inconformidades, que también se llaman trampas de inconformidad.

5.1.3.3 Trampas vacías. De acuerdo con Landes (1977), algunas trampas presentan características adecuadas para almacenar hidrocarburos, con una buena relación entre la roca almacén y la roca sello; sin embargo, se encuentran vacías. Las principales causas son:

1. No existió materia orgánica (roca generadora). La secuencia de material orgánico en la sección sedimentaria puede ser debida a un clima desfavorable, a una sedimentación demasiado rápida, a las condiciones de sedimentación o a la destrucción del material presente durante la etapa bioquímica.

2. No hubo generación de petróleo. Como no conocemos con seguridad los procesos que pudieron ocurrir para la generación de los hidrocarburos, podemos únicamente hacer suposiciones respecto a lo que pudo ser causa de la falta de transformación de la materia orgánica sólida en hidrocarburos líquidos y gaseosos. Las posibilidades sugeridas incluyen la ausencia de bacterias

apropiada o de catalizadores necesarios, tiempo transcurrido inadecuado o cobertura inadecuada que no alcanzó la temperatura y presión requeridas para que ocurriera la maduración térmica.

3. El petróleo no alcanzó la trampa. Esto puede ser debido a un dique o a una desviación estructural. El dique puede estar constituido por una permeabilidad lenticular o pueden existir fallas que constituyan barreras o zonas de migración de los hidrocarburos. Un gran anticlinal que se encuentre en la senda de emigración impediría que el petróleo alcanzase un anticlinal más pequeño situado más arriba, al menos que estuviera totalmente lleno.

4. El petróleo se escapó. Un basculamiento regional puede ser la causa de la fuga del petróleo de una trampa, después de lo cual un nuevo plegamiento puede haber reproducido la trampa. Las fracturas y las fallas pueden constituir caminos de escape de los hidrocarburos hasta la superficie, donde se disipan.

5. El petróleo se destruyó. Los hidrocarburos de una roca pueden ser destruidos al menos en tres formas: a) por un tectonismo relativamente intenso; b) por meteorización, y c) por la actividad de bacterias que consumen hidrocarburos.

6. La trampa se formó tardíamente. La época de la acumulación es de extrema importancia. Evidentemente una trampa no tiene valor alguno si se forma después que los hidrocarburos hayan dejado de moverse a través de los poros de las rocas.

5.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La información de geología estructural fue tomada de Camargo, J. (2004). En Manual de geología estructural. Guía para interpretación elaboración mapas geológicos. Neiva: Universidad Surcolombiana.

5.2.1 Falla. Una Falla es una fractura en la roca a lo largo de la cual ha ocurrido un desplazamiento.

5.2.1.1 *Plano de falla.* Plano o superficie a lo largo del cual ha ocurrido desplazamiento. (figura 11)

5.2.1.2 *Bloque colgante.* Bloque que descansa por encima de un plano de falla inclinado; si el plano de falla es vertical este término no es aplicable.

5.2.1.3 *Bloque yacente.* Bloque que yace por debajo de un plano de falla inclinado.

5.2.1.4 *Desplazamiento neto.* Desplazamiento en la dirección misma del movimiento; se expresa como la distancia medida sobre el plano de falla, entre dos puntos localizados en bloques opuestos, que antes eran adyacentes.

5.2.1.5 *Desplazamiento del buzamiento.* Componente del desplazamiento neto en la dirección del buzamiento de una falla; a su vez, este desplazamiento puede ser descompuesto en dos componentes: desplazamiento vertical o salto y desplazamiento horizontal o rechazo. (figura 11)

5.2.1.6 *Salto de falla.* Desplazamiento vertical de una falla; equivale a la componente vertical de desplazamiento del buzamiento. (figura 11)

5.2.1.7 *Rechazo.* Desplazamiento horizontal de una falla; equivale a la componente horizontal del desplazamiento de buzamiento. (figura 11)

5.2.1.8 *Desplazamiento de rumbo.* Componente del desplazamiento neto en la dirección del rumbo de una falla. (figura 11)

5.2.2 Tipos de fallas

5.2.2.1 *Falla con desplazamiento oblicuo.* Falla cuyo desplazamiento tiene componentes en la dirección del buzamiento y en la dirección del rumbo del plano de falla. (figura 11).

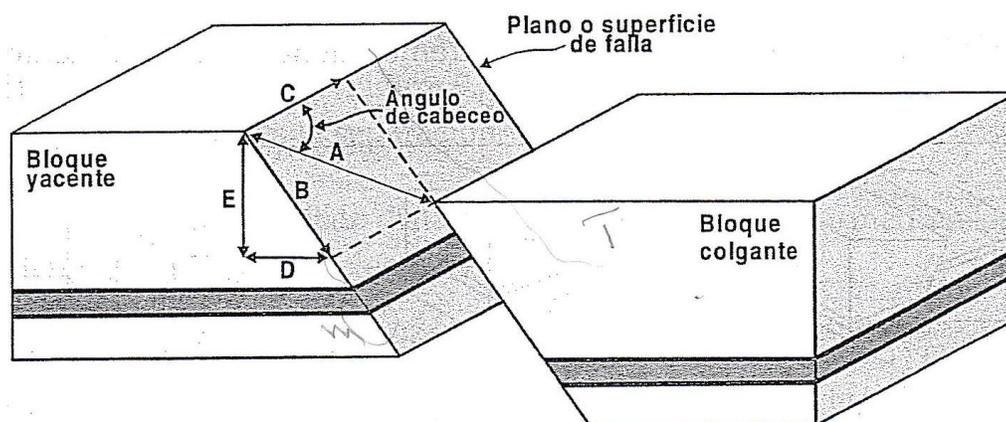
5.2.2.2 *Falla de desplazamiento de buzamiento.* es una falla cuyo desplazamiento ocurre en la dirección del buzamiento del plano de falla; este tipo de falla puede ser normal o inversa. (figura 11).

5.2.2.3 *Falla normal.* Falla en la cual el bloque colgante ha descendido con relación al bloque yacente; se denomina falla gravitacional. (figura 11).

5.2.2.4 *Falla inversa.* Falla en la cual el bloque colgante ha descendido con relación al bloque yacente. (figura 12b).

5.2.2.5 *Falla de cabalgamiento.* Falla inversa cuyo plano de falla presenta bajo ángulo de buzamiento. (figura 12e).

Figura 11. Elementos de falla de translación con desplazamiento oblicuo



Fuente: Camargo, J. (2004).

5.2.2.6 *Falla de desplazamiento de Rumbo.* Falla en la cual el desplazamiento ocurre en la dirección del rumbo del plano de falla; el desplazamiento puede ser dextro-lateral o siniestrolateral; también se denomina falla transcurrente o falla de desgarre. (figura 12c)

5.2.2.7 *Falla lítrica normal.* Falla cuya superficie es curva, con buzamiento alto hacia superficie y bajo hacia profundidad; el bloque colgante ha descendido con relación al bloque yacente. (figura 12d).

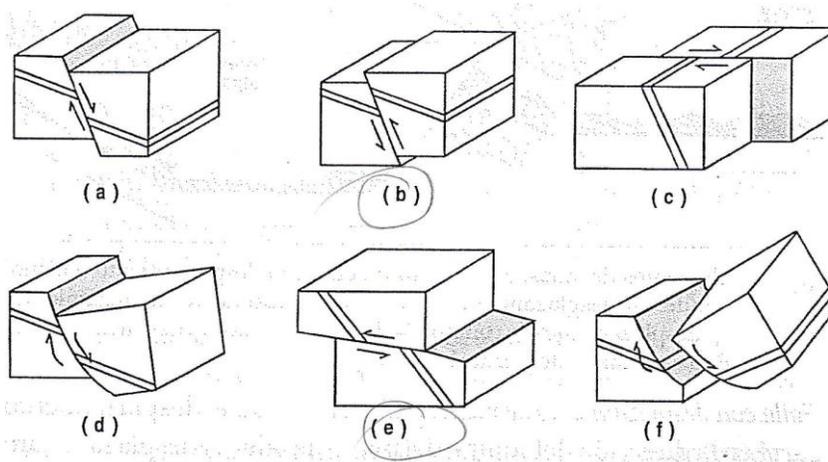
5.2.2.8 Falla lústrica inversa. Falla cuya superficie es curva, con buzamiento alto hacia la superficie y bajo hacia la profundidad; el bloque colgante ha ascendido con relación al yacente; también es llamada falla antilústrica.

5.2.2.9 Falla vertical. Falla con plano de falla vertical; se clasifica independientemente de la dirección del desplazamiento relativo de los bloques.

5.2.2.10 Falla de Translación. Falla en la cual el desplazamiento de los bloques no involucra rotación, de forma que el rumbo de las capas permanece paralelo en ambos bloques de falla. (figura 12a)

5.2.2.11 Falla de rotación. Falla en la cual uno de los bloques ha rotado con respecto al otro. En uno de los extremos tiene comportamiento normal y en el otro inverso. (figura 12f)

Figura 12 . Diferentes tipos de fallas según su dirección de desplazamiento.



Fuente: Camargo, J. (2004).

5.2.3 Sistemas de Fallas. Las fallas son producidas por esfuerzos regionales que condicionan la formación de sistemas o grupos de fallas más o menos paralelas en una región.

5.2.3.1 Fallas normales. La manifestación más espectacular de fallas normales o de gravedad es la formación de extensas fosas tectónicas submarinas, llamadas dorsales meso-

oceánicas, generadas por extensión de la corteza terrestre. En los continentes existen extensos valles. Limitados por sistemas de fallas normales, escalonadas, a lo largo de las cuales, se alinean bloques o fajas de bloques levantados llamados pilares y bloques hundidos llamados fosas.

5.2.3.2 Fallas de cabalgamiento. El límite entre los cinturones orogénicos y las zonas estables, por ejemplo, el piedemonte llanero en Colombia está marcado por fallas de empuje, a lo largo de las cuales el bloque orogénico cabalga hacia la zona de antepaís, poco deformada. El cabalgamiento puede desarrollarse a lo largo de varios planos de falla, dispuestos de manera imbricada, asociados a pliegues volcados. En superficie los planos de falla tienen alto buzamiento y a profundidad convergen en un plano sub-horizontal.

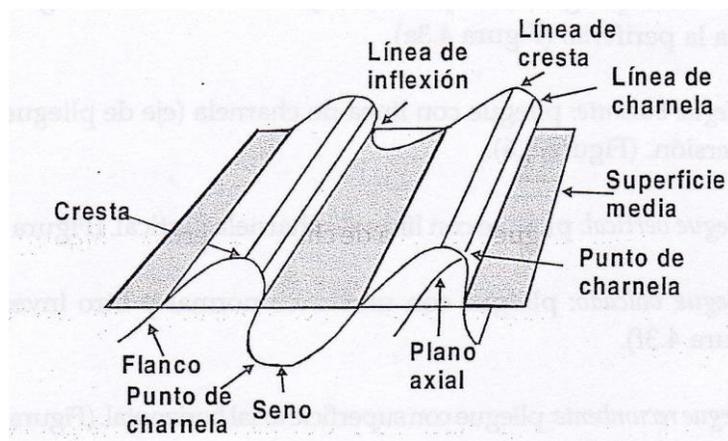
Se conoce de grandes masas de roca que han cabalgado distancias hasta de 50 km, que se denominan mantos de cabalgamiento o nappes.

5.2.4 Pliegues. Los pliegues son deformaciones plásticas de las rocas sedimentarias, vulcano-sedimentarias y metamórficas, que ocurren bajo condiciones de alta temperatura y alta presión, durante largos periodos de tiempo geológico. En el estudio de la geometría de pliegues se utiliza la siguiente terminología:

- **Charnela.** Zona de mayor curvatura de un pliegue. (figura 13)
- **Cresta.** Punto más alto de un pliegue anticlinal. (figura 13)
- **Seno.** Punto más bajo de un pliegue sinclinal. (figura 13)
- **Punto de inflexión.** Punto medio de un pliegue donde la curvatura pasa de cóncava a convexa. (figura 13)
- **Línea de cresta.** Línea que une puntos de cresta. (figura 13)
- **Línea de charnela.** Línea que une puntos de charnela. (figura 13)

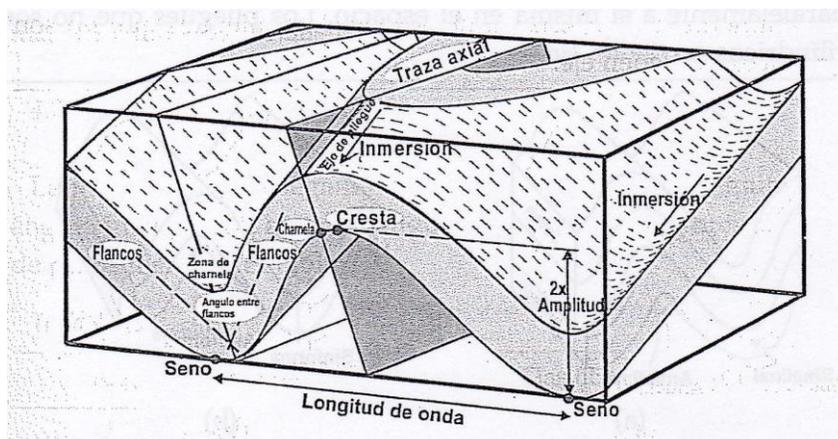
- **Pliegue simétrico.** Pliegue que cumpla las siguientes condiciones: a. la superficie media es planar b. el plano axial es normal a la superficie media c. existe simetría con relación al plano axial. (figura 13)
- **Pliegue asimétrico.** Pliegue no simétrico. (figura 13)
- **Plano o superficie axial.** Plano que pasando por la zona de charnela divide simétricamente un pliegue. (figura 14)
- **Traza axial.** Línea de intersección entre el plano axial y la superficie del terreno; si el terreno es plano la traza axial es una línea recta. (figura 14)
- **Eje de un pliegue.** Línea imaginaria que forma la intersección del plano axial con una capa cualquiera de un pliegue. El eje puede ser horizontal, vertical o buzante. Si es buzante, el ángulo de inclinación del eje con respecto a la horizontal, medido en un plano vertical, es llamado ángulo de inmersión y se presenta como una flecha que apunta en la dirección en que se profundiza el eje. (figura 14)

Figura 13. Elementos de pliegues



Fuente: Camargo, J. (2004).

Figura 14. Bloque de diagrama. Elementos de pliegues

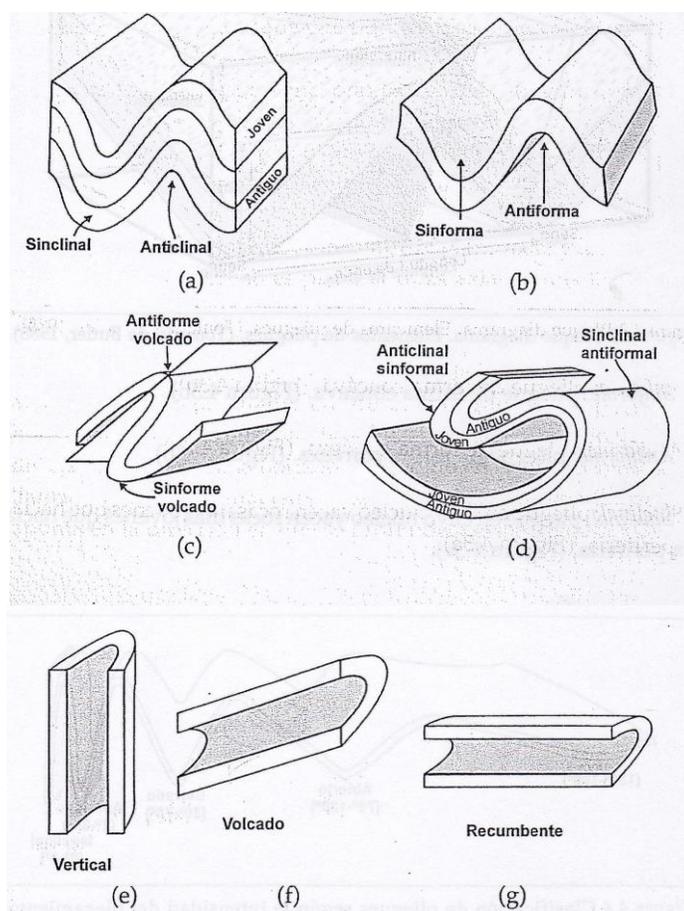


Fuente: Camargo, J. (2004).

- **Sinforme.** Pliegue de forma cóncava. (figura 15b)
- **Antiforme.** Pliegue de forma convexa. (figura 15b)
- **Sinclinal.** Pliegue en cuyo núcleo yacen rocas más jóvenes que hacia la periferia. (fig. 15a)
- **Anticlinal.** Pliegue en cuyo núcleo yacen rocas más antiguas que hacia la periferia. (fig. 15a)
- **Pliegue buzante.** Pliegue con línea de charnela (eje de pliegue) con inmersión.
- **Pliegue vertical.** Pliegue con línea de charnela vertical. (figura 15e)
- **Pliegue volcado.** Pliegue con un flanco normal y otro invertido. (figura 15f)
- **Pliegue recumbente.** Pliegue con un flanco normal y otro invertido. (figura 15g)

- **Pliegue cilíndrico.** Pliegue generado por una línea recta (paralela a la línea de charnela) llamada eje de pliegue, que se mueve paralelamente a si misma en el espacio. Los pliegues que no son cilíndricos no tienen eje.

Figura 15. Diferentes tipos de pliegues.



Fuente: Camargo, J. (2004).

5.3 ZONIFICACIÓN

La zonificación es parte del proceso de ordenamiento territorial. Consiste en definir zonas con un manejo o destino homogéneo que en el futuro serán sometidas a normas de uso a fin de cumplir los objetivos para el área. El modelo de zonificación es útil para distintos tipos de uso

seleccionados, lo que implica una homogenización previa de las variables a detectar en terreno y un trabajo claro con respecto a la recopilación y análisis de esa información.

El Decreto 622 de 1977 en su artículo 5 la define así:

“Subdivisión con fines de manejo de las diferentes áreas que integran el Sistema de Parques Nacionales Naturales, que se planifica y determina de acuerdo con los fines y características naturales de la respectiva área, para su adecuada administración y para el cumplimiento de los objetivos señalados. La zonificación no implica que las partes del área reciban diferentes grados de protección, sino que a cada una de ellas debe darse manejo especial a fin de garantizar su perpetuación.”

En el artículo 4 del Decreto 1974 de 1989 se define como:

“Es la clasificación de usos que se realiza dentro de las unidades territoriales en un Distrito de Manejo Integrado de los Recursos Naturales Renovables (DMI) conforme a un análisis previo de sus aptitudes, características y cualidades abióticas, bióticas y antrópicas.”

5.3.1 Zonificación ambiental. La zonificación ambiental (Z.A.) es la síntesis de la dinámica del territorio, la cual se interpreta a partir de los resultados de la síntesis de diagnóstico y los escenarios. En este proceso de zonificación se determinan las unidades espaciales de uso y ocupación del territorio considerando la realidad biofísica y socioeconómica, especialmente las ofertas, limitaciones, potencialidades y fragilidades que ocurren en la estructura y funcionamiento del territorio. La Z.A permite evidenciar conflictos de uso y manejo que orientan la búsqueda de los aprovechamientos que ofrezcan bienestar y calidad de vida para sus habitantes, al mismo tiempo que se conserva los recursos naturales y la biodiversidad, para las generaciones futuras.

Es así como la Z.A. provee la localización geográfica y la cuantificación de áreas con características físicas, biológicas y socioeconómicas propias, además de la definición de los usos potenciales sostenidos y las necesidades de conservación para otros fines. Además, proporciona la información necesaria y provee las opciones disponibles para el desarrollo de políticas de ordenamiento territorial ambiental, en el contexto socioeconómico de cada región.

En este sentido, la Z.A constituye una herramienta fundamental, integradora y de apoyo a la gestión ambiental, que ayuda a la identificación de espacios homogéneos y permite orientarla ubicación y tipo de actividades más apropiadas para el área de estudio.

Adicionalmente, la Z.A ofrece una serie de beneficios al proceso de ordenación y planificación territorial, entre ellos:

- La comparación entre los diferentes usos potenciales sostenibles (Z.A.) y el uso actual de la tierra permite detectar áreas en las que es necesario promover medidas de reconversión o incluir nuevos usos de la tierra.
- Las instituciones responsables del ordenamiento territorial ambiental, del diseño y análisis de políticas de desarrollo regional, de la planificación y ejecución de proyectos de desarrollo (agropecuarios, mineros, viales, etc.) son actores que deben estar vinculados activamente durante el ejercicio de zonificación ambiental.

La zonificación ambiental busca identificar las Unidades de Manejo Ambiental, cuya caracterización, especialización y representación cartográfica constituyen el principal aporte para la planeación ambiental. Es un elemento constitutivo del Plan de Manejo Ambiental. (Anónimo. Conducción de fluidos por ductos en el sector de hidrocarburos HI-TER-1-05. Leyenda temática para zonificación ambiental).

5.3.2 Zonificación de manejo ambiental de un proyecto. La zonificación de manejo ambiental pretende evaluar la vulnerabilidad de las unidades ambientales identificadas, ante la ejecución de las diferentes actividades de construcción y operación del proyecto, a partir de la zonificación ambiental y la evaluación de los impactos potenciales.

La zonificación de manejo ambiental deberá considerar al menos las siguientes áreas:

- Áreas de Exclusión: corresponde a áreas que no pueden ser intervenidas por las actividades del proyecto. Se considera que el criterio de exclusión está relacionado con la fragilidad,

sensibilidad y funcionalidad socioambiental de la zona; de la capacidad de autorrecuperación de los medios a ser afectados y del carácter de áreas con régimen especial.

- **Áreas de Intervención con Restricciones:** se trata de áreas donde se deben establecer los grados (tales como: mayor, medio, menor) y tipos de restricción (física, biótica y/o socioeconómica) y las características y condiciones de las actividades que se pueden llevar a cabo en tales áreas.

- **Áreas de Intervención:** Corresponde a áreas donde se puede desarrollar el proyecto, por no presentar restricciones importantes desde el punto de vista abiótico, biótico y socioeconómico.

Para las áreas de intervención y de intervención con restricciones, se deberán presentar las respectivas medidas de manejo específicas a implementar. (Anónimo. Conducción de fluidos por ductos en el sector de hidrocarburos HI-TER-1-05. Leyenda temática para zonificación ambiental).

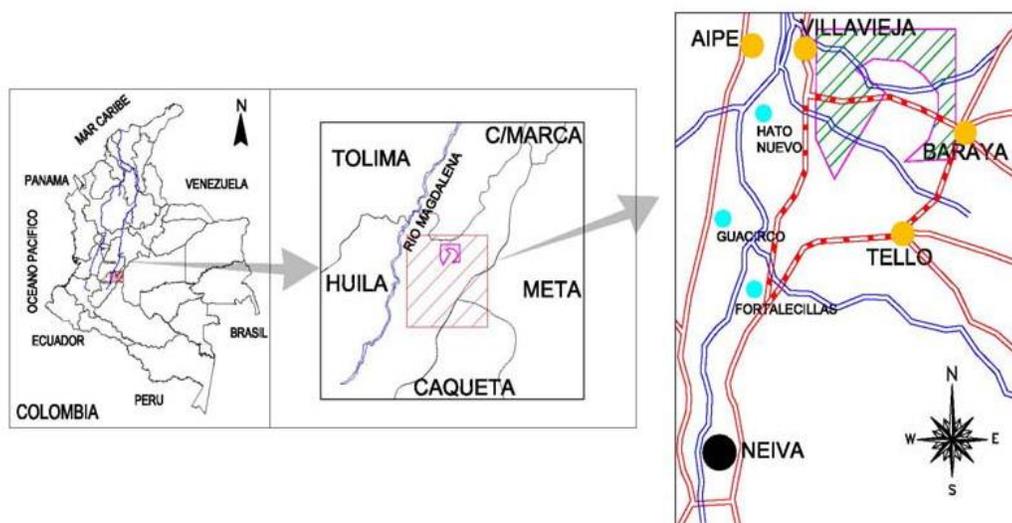
6 ÁREA DE ESTUDIO

La información geológica y geográfica de la zona (desde el numeral 6.1 hasta el 6.4), fue tomada del Informe del Prospecto Antar-1 por Petromar S.A (mayo, 2008).

6.1 LOCALIZACIÓN

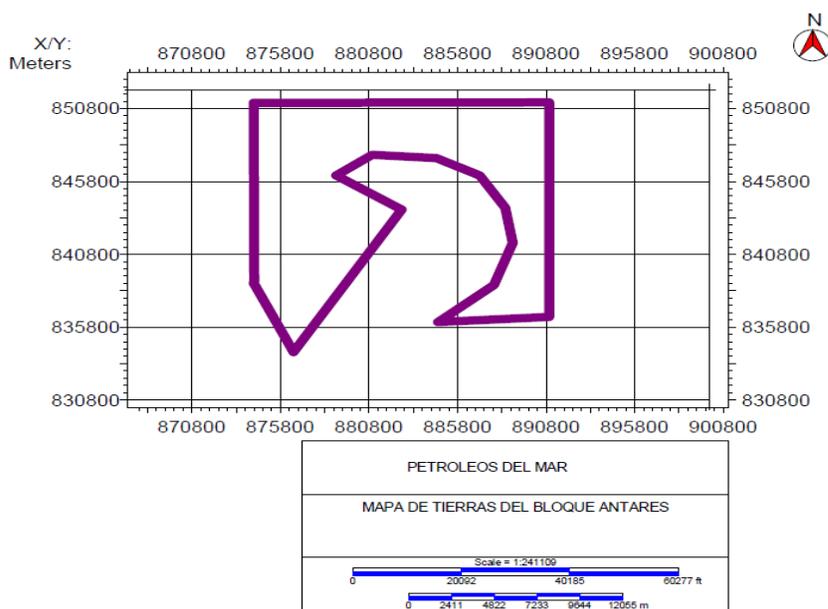
El bloque Antares, se localiza al Norte del departamento del Huila en jurisdicción de los municipios de Villavieja, Tello y Baraya (ver Figura 16), las coordenadas Gauss con origen en Bogotá se pueden apreciar en la figura 17.

Figura 16. Localización general



Fuente: Petromar S.A (noviembre 2008). Informe final de geología.

Figura 17. Coordenadas Gauss con origen Bogotá del bloque Antares



Fuente: Petromar (Feb. 2013). Coordenadas Gauss con origen Bogotá del bloque Antares.

6.2 GEOLOGÍA REGIONAL

El relleno sedimentario en el Valle Superior del Magdalena en la subcuenca de Neiva comprende edades desde el Paleozoico hasta el presente. Los estratos del Paleozoico y del Jurásico están preservados muy localmente y se ha considerado que no tienen potencial exploratorio.

La depositación para el Cretáceo comenzó durante el Aptiano en grábenes locales que fueron rellenos por depósitos continentales. Las suprayacentes unidades son de edad Aptiano-Albiano y comprenden sedimentos depositados en ambientes aluviales, de bahía y estuarinos.

Los estratos del Albiano Tardío al Santoniano fueron depositados en ambientes marinos más profundos correspondientes al hundimiento de la plataforma. La secuencia regresiva del Santoniano-Paleoceno corresponde a estratos depositados en ambientes marinos someros y de llanura costera.

Este tren de ambientes deposicionales a través del tiempo ha sido asociado con cambios en el nivel del mar con un máximo ascenso registrado en el Cenomaniano tardío-Turoniano temprano. Los sedimentos depositados durante el Maastrichtiano Tardío al Terciario temprano evidencian el levantamiento inicial de la Cordillera Central, ya que sus arenas presentan contenidos de chert hasta el 30%, además de fragmentos líticos metamórficos hasta un 40%.

La mayoría de los estratos del Terciario consisten en secuencias molásicas asociadas con la evolución de las Cordilleras Central y Oriental por lo general dichos estratos yacen discordantemente sobre unidades más antiguas. En el Oligoceno predominó la erosión. La depositación se reinicia en el Mioceno con lodolitas intercaladas con areniscas los cuales se depositaron en ambientes lacustres y de llanuras aluviales, estas unidades están suprayacidas por areniscas, lodolitas y conglomerados depositados en un ambiente de llanura aluvial de alta energía.

La cubierta sedimentaria más joven está compuesta por conglomerados, flujos volcánicos, arenas tobáceas y limonitas en menor cantidad correspondientes al Mioceno Tardío suprayacidos por depósitos cuaternarios.

6.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

Se reconoce la Falla de Cabalgamiento de Andalucía como la estructura más Oriental del Sistema de Fallas de Chusma en este sector del Valle Superior del Magdalena (Subcuenca de Neiva). Esta falla tiene una historia evolutiva muy compleja iniciando su desarrollo en el Paleógeno y actuando de manera discontinua en pulsos hasta finales del Neógeno (Mioceno tardío). La estructura, de vergencia oriental, a lo largo de su evolución ha involucrado rocas del basamento, de la secuencia cretácica y unidades paleógena y neógenas. En la actualidad el Bloque de Cabalgamiento de Andalucía muestra rocas del Neógeno directamente sobre el basamento. La información geológica evidencia que en este sector se acumularon rocas del Cretácico, luego erodadas en el Paleógeno por actividad de la Falla de Andalucía.

La Falla de Cabalgamiento de Andalucía es una posible vía de migración de los hidrocarburos generados en la Formación Villeta. Estos hidrocarburos pueden utilizar posteriormente la

discordancia entre la secuencia neógena y la Formación Saldaña para ubicarse en las arenitas inferiores de la Formación Honda, la única unidad terciaria en el área.

6.4 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

6.4.1 Roca generadora. Se ha reconocido dentro de la secuencia cretácica de la región, dos intervalos rocosos con excelentes características litológicas y composicionales para ser considerados como potenciales unidades generadoras de hidrocarburos. Inicialmente vale la pena destacar las rocas lodosas – calcáreas del Aptiano Superior al Albiano, que se encuentran en la Formación El Ocal y en las Calizas basales o del Tetuán del Grupo Villeta, estas unidades contienen un buen porcentaje de carbonatos y sedimentos finogranulares con altos contenidos de materia orgánica. De igual forma, las sedimentitas finas y las calizas micríticas acumuladas durante el Evento Anóxico Global del Cretácico Medio en el Cenomaniano - Turoniano, presentan abundante cantidad de materia orgánica, por lo que han sido consideradas como rocas generadoras en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.

6.4.2 Reservorios. Debido a sus atributos granulométricos, texturales y composicionales, son varios los intervalos litológicos que pueden ser señalados como probables reservorios en el área del Bloque Antares. De base a techo se pueden mencionar los siguientes: Los niveles arenosos de la Formación Alpujarra, los cuales presentan condiciones atractivas de porosidad primaria, a pesar del alto porcentaje local de matriz caolinítica y la variación lateral de sus depósitos.

La Formación El Ocal, especialmente las arenitas y carbonatos de su intervalo superior y el segmento de Calizas M1 del Grupo Villeta tienen segmentos con buenas expectativas por porosidad primaria intergranular y secundaria por disolución y fracturamiento.

El nivel de arenitas intermedias del segmento inferior de la Formación Monserrate correlacionable con la “Areniscas del Cobre” se considera como un objetivo secundario de exploración, debido a su granulometría fina, la gran cantidad de matriz que poseen y a su incierta distribución regional en la cuenca, lo mismo que por los rápidos e irregulares cambios laterales a lodolitas.

Las arenitas del segmento superior de la Formación Monserrate constituyen los reservorios más promisorios de la secuencia estratigráfica del área, por lo que son consideradas como objetivo principal de exploración en el Valle Superior del Magdalena, además su producción es conocida y sus reservas ya han sido probadas en varios campos aledaños.

Las arenitas del Honda Inferior de la Formación Honda corresponden a complejos de canales con espesores y continuidad considerable que constituyen tal vez el nivel más importante como reservorio en el área y producen en varios campos cercanos al bloque Antares.

6.4.3 Sellos. En toda la secuencia sedimentaria estudiada se reconocieron varios intervalos impermeables. En general, el “Shale Superior” del Grupo Villeta, las lodolitas silíceas del Segmento inferior de la Formación Monserrate, la base de la Formación Guaduas y en el Terciario, la parte media del Honda Inferior, así como la base del Honda Medio pueden considerarse como sellos, por encontrarse en interposición con los reservorios y por sus características finogranulares.

6.4.4 Trampas.

6.4.4.1 Trampas Estructurales. A partir de las observaciones en campo y de la construcción de los perfiles, estructuras atractivas se ubican en la franja estructural central del área. En esta zona fueron perforados los pozos El Encanto 1 y 2 los cuales reportaron producción no comercial de hidrocarburos líquidos. En esta región, prospectos de importancia pueden ser localizados bajo los cabalgamientos de Baraya y bajo la Falla de Andalucía.

6.4.4.2 Trampas Estratigráficas. Se observó como la Formación Monserrate es truncada por la discordancia del Eoceno medio y por la discordancia basal del elemento inferior del Grupo Honda (Mioceno medio) rasgo que puede indicar la presencia de objetivos de interés. En el Neógeno, la geometría canaliforme de algunos paquetes de arenitas del Grupo Honda, que cambian facialmente a arcillolitas, forman también trampas estratigráficas importantes.

6.5 POZOS PERFORADOS EN EL BLOQUE POR PETROMAR S.A

6.5.1 Antar – 1.

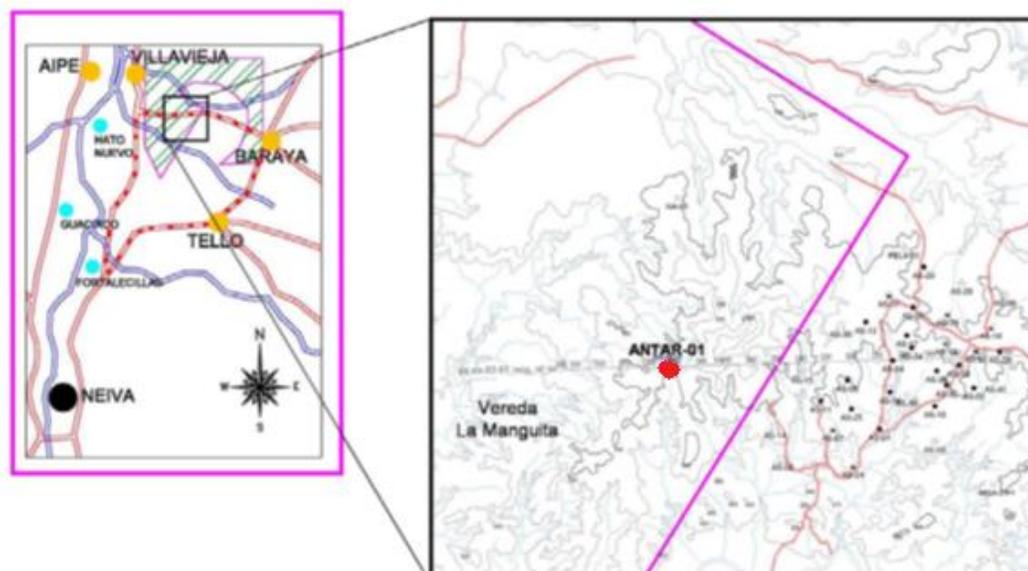
6.5.1.1 Ubicación. El prospecto Antar 1, se encuentra localizado en la Vereda La Manguita del Municipio de Villavieja, en el Bloque Antares perteneciente a la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, como se puede ver en la figura 18.

Las coordenadas Gauss con origen Bogotá son:

N: 841.813.095

E: 880.325.857

Figura 18. Localización del pozo Antar-1

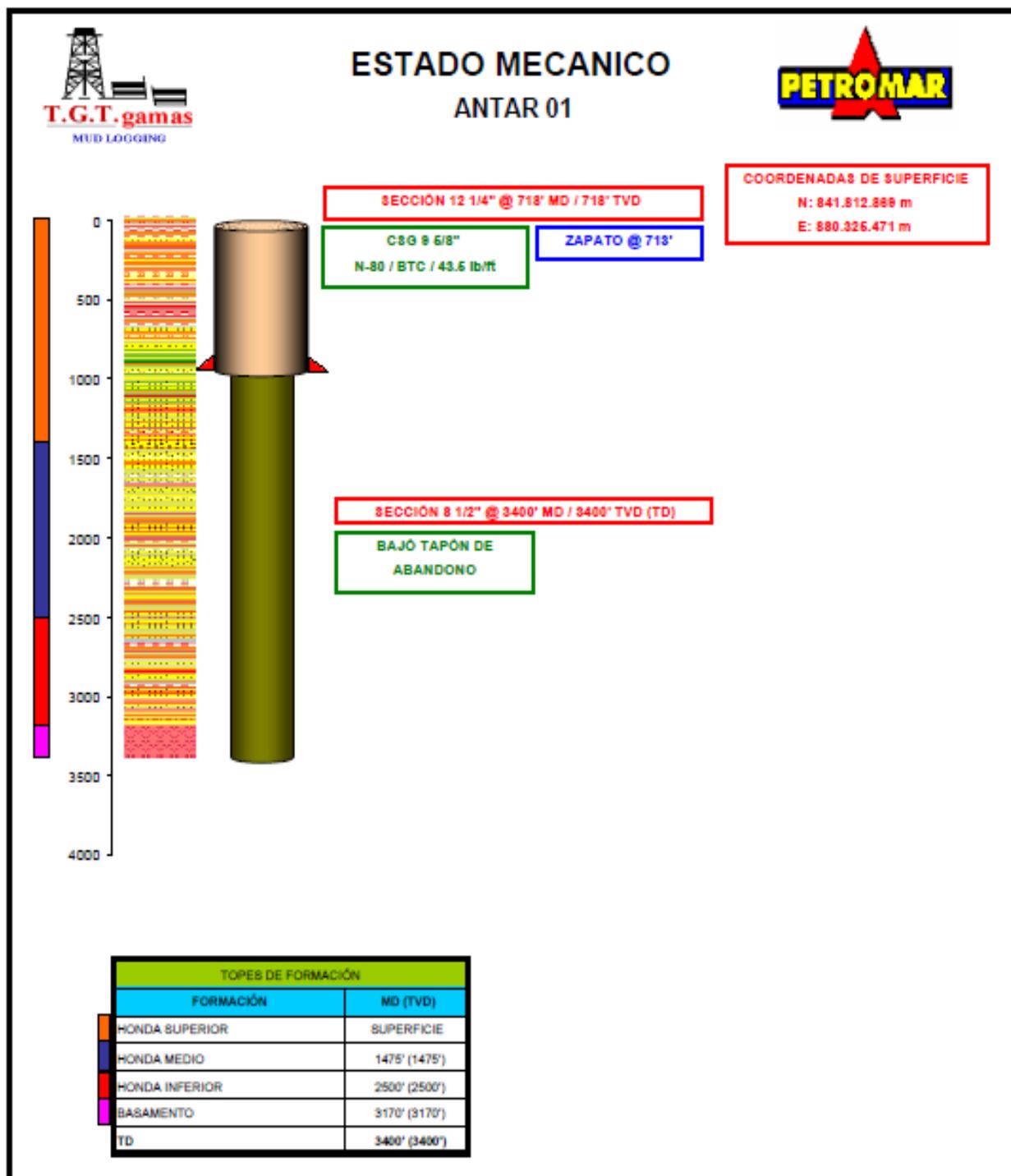


Fuente: Petromar (octubre 2008). Informe final geología Pozo Antar-1.

6.5.1.2 Objetivo. El pozo exploratorio Antar - 1, busca definir la acumulación de hidrocarburos en el acuífero de las arenas básicas de la Formación Honda Inferior las cuales se pinchan sobre el basamento hacia el NE, y que se encontrarán aproximadamente en el intervalo comprendido entre 2550' - 3200'.

6.5.1.3 *Estado mecánico del pozo.* El estado mecánico del pozo Antar - 1 se muestra en la Figura 19.

Figura 19. Estado mecánico del pozo Antar-1



Fuente: T.G.T. Gamas Ltda. (junio 2008). Informe Geológico de perforación pozo Antar1.

6.5.2 Antar-2

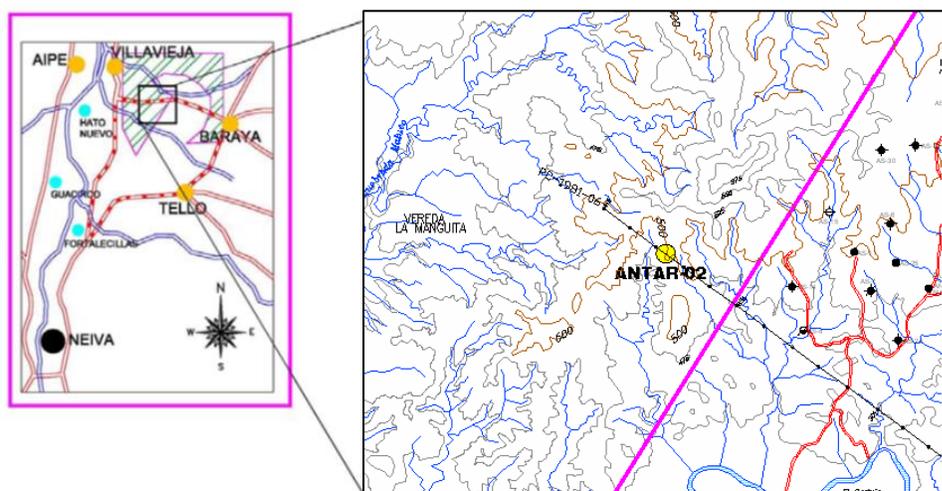
6.5.2.1 Ubicación. El pozo Antar-02 se encuentra localizado en el departamento del Huila en la Vereda La Manguita correspondiente al municipio de Villavieja, en el Bloque Antares perteneciente a la Cuenca del Valle Superior del Magdalena como se muestra en la figura 20. Cabe mencionar que el pozo Antar-2 es un pozo direccional que se perforo en la misma locación que el pozo Antar-1.

Las coordenadas Gauss con origen Bogotá son:

N: 841.796.632

E: 880.330.526

Figura 20. Localización del pozo Antar-2

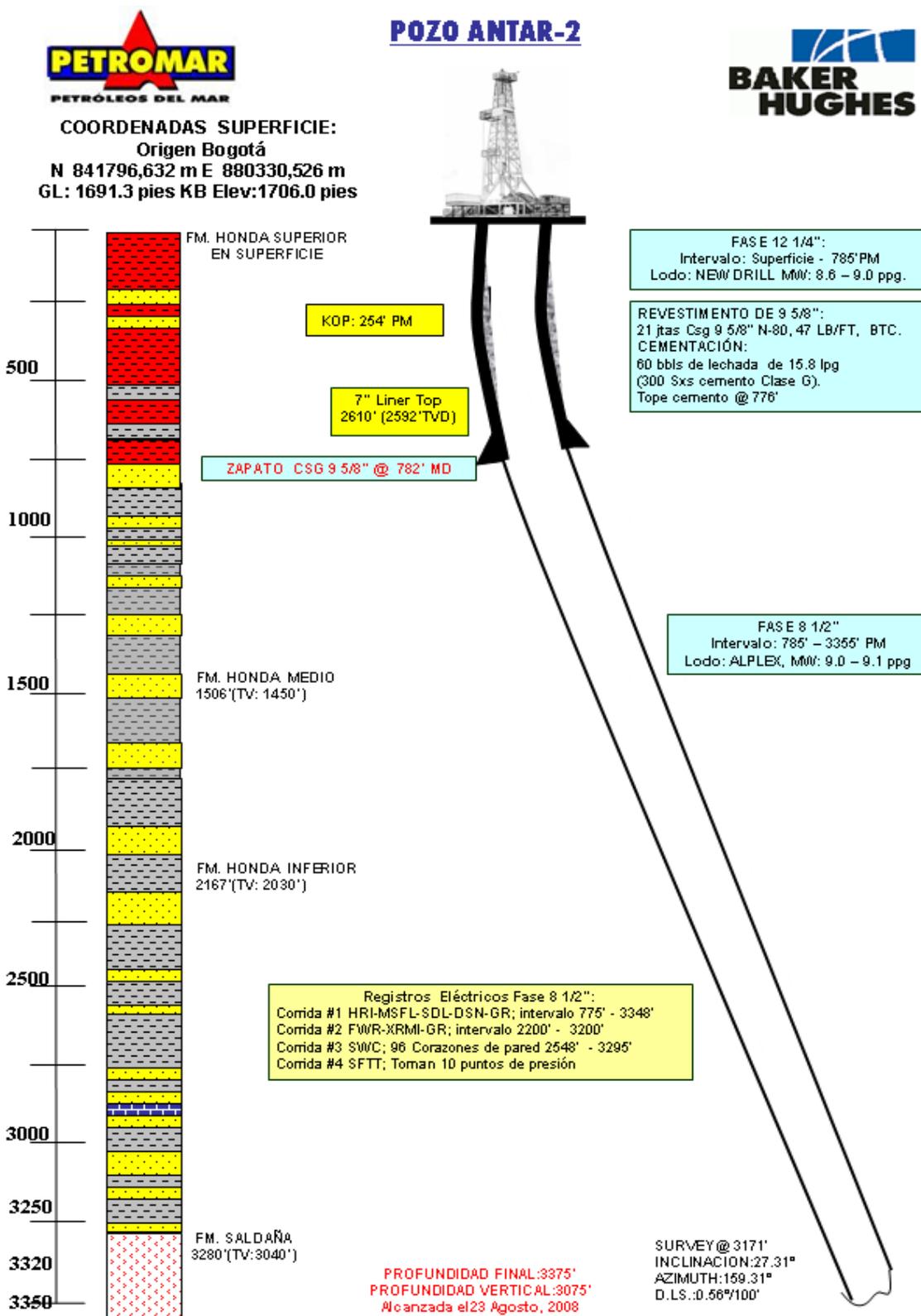


Fuente: Petromar (noviembre de 2008). Informe final geología Pozo Antar-2.

6.5.2.2 Objetivo. El pozo exploratorio Antar - 2, busca definir la acumulación de hidrocarburos en el acuífero de las arenas básicas de la Formación Honda Inferior sobre el Basamento.

6.5.2.3 Estado mecánico del pozo. El estado mecánico del pozo Antar – 2 se muestra en la Figura 21.

Figura 21. Estado mecánico del pozo Antar-2



Fuente: Baker Hughes (2008). Reporte final.

6.5.3 Lemayá - 1

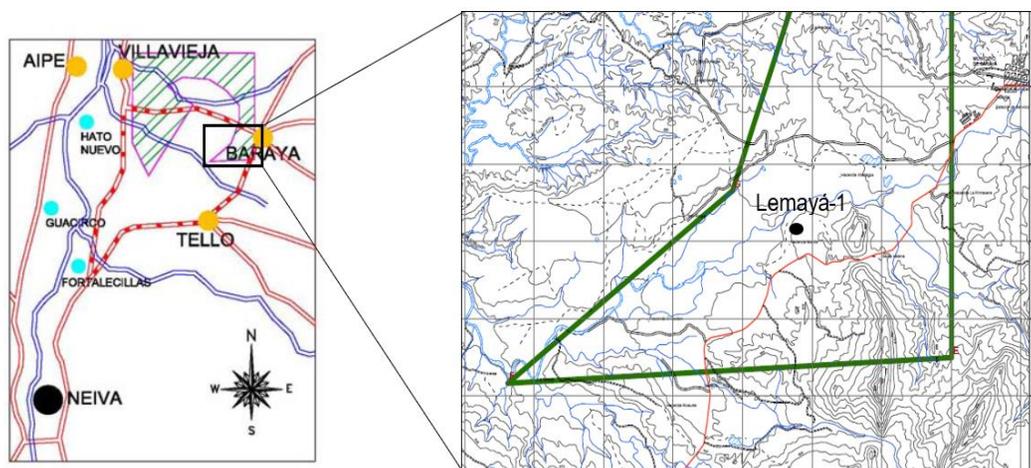
6.5.3.1 Ubicación. El pozo Lemaya-1 está localizado en el bloque Antares, el cual se encuentra ubicado en la parte sur del Departamento del Huila a 35 km aproximados de la vía que conduce del municipio de Neiva al municipio de Baraya, en jurisdicción de los municipios Villavieja, Baraya y Tello (Ver figura 22).

Las coordenadas Gauss con origen Bogotá son:

N: 838.157.87

E: 888.756.78

Figura 22. Localización del pozo Lemaya-1

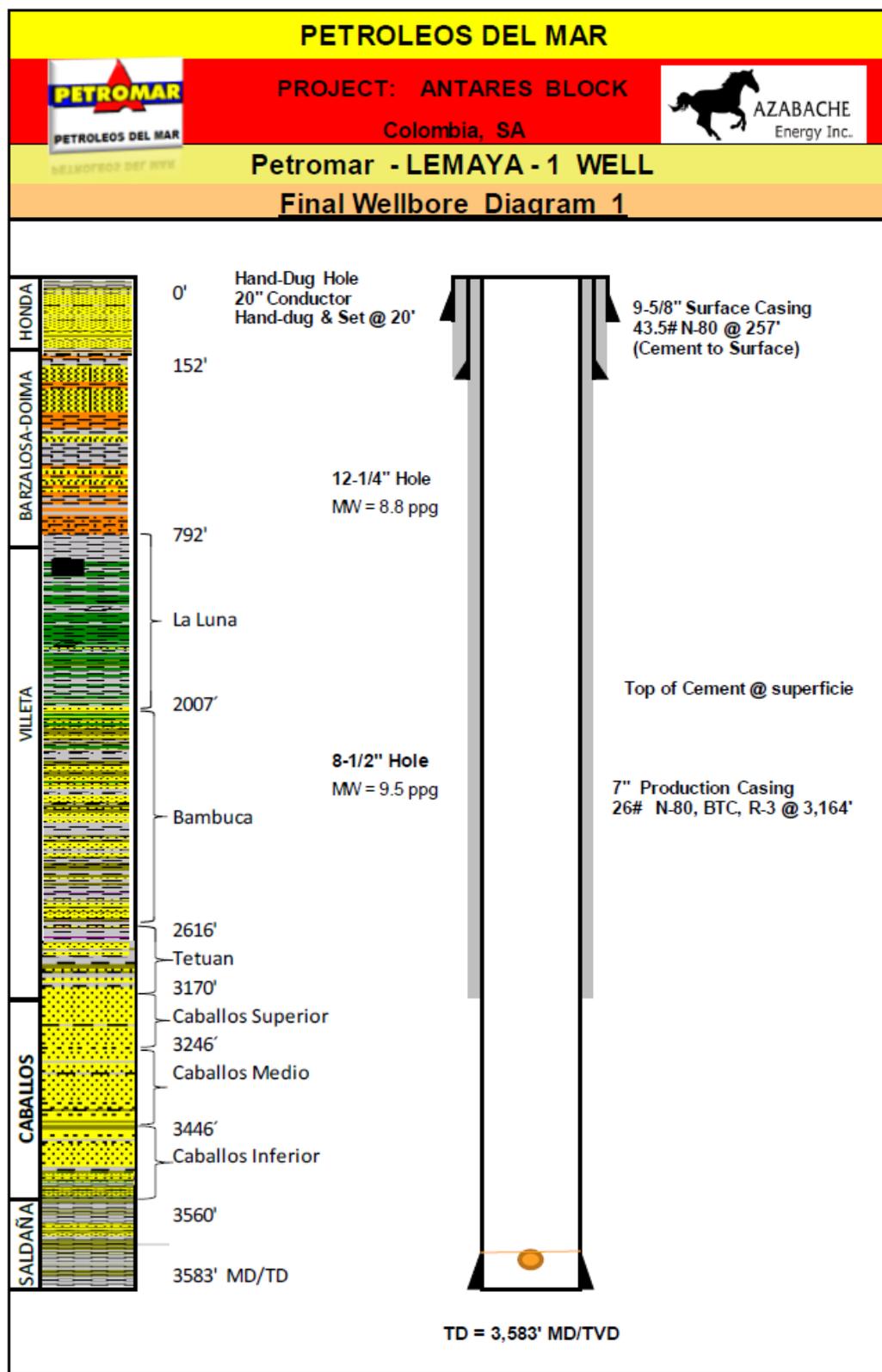


Fuente: Petromar S.A (2011). Mapa de Localización Pozo Lemayá-1.

6.5.3.2 Objetivo. El objetivo del Pozo Lemaya-1 es probar la presencia de hidrocarburos en una estructura anticlinal formado por dos fallas inversas paralelas, donde el reservorio son las areniscas de la Formación Caballos y la formación Villeta como objetivo secundario.

6.5.3.3 Estado mecánico del pozo. El estado mecánico del pozo Lemayá – 1 se muestra en la Figura 23.

Figura 23. Estado mecánico del pozo Lemayá-1



Fuente: Azabache Energy Inc. (2012).

7. RECOPIACION DE INFORMACIÓN

7.1 METODOLOGÍA

Se recopiló toda la información física almacenada del bloque y se plasmó en una base de datos en Excel, buscando sintetizar y precisar la información técnica de todos los pozos perforados en el bloque, la cual es útil para correlacionar cuales han sido las practicas o sectores que más resultado han dado.

La tabla 2 muestra la información general de los pozos Antar-1, Antar-2 y Lemayá-1 perforados por Petromar, y los pozos Tamarindo-1, Nueva Alianza-1 y Matador-1 perforados por Hocol.

Tabla 2. Generalidades de los pozos del bloque Antares

| Nombre | Contrato | Municipio - Departamento | Inicio de perforación | Final de perforación | Elevación del terreno | TVD | MD |
|-----------------|---------------------------------------|--------------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------|-----------|---------|
| Antar-1 | E&P Bloque Antares | Villavieja - Huila | 01 de Junio de 2008 | 15 de junio de 2008 | 1691.34 ft | 3400 ft | 3400 ft |
| Antar-2 | E&P Bloque Antares | Villavieja - Huila | 17 de Agosto de 2008 | 23 de Agosto de 2008 | 1691.34 ft | 3078.4 ft | 3355 ft |
| Lemayá-1 | E&P Bloque Antares | Baraya - Huila | 12 de Agosto de 2012 | 20 de Agosto de 2012 | 1939.6 ft | 3583 ft | 3583 ft |
| Tamarindo-1 | - | Villavieja - Huila | 12 de Marzo de 1990 | 24 de Marzo de 1990 | 1404 ft | 3772 ft | 3772 ft |
| Nueva Alianza-1 | Contrato de asociacion Bloque Alianza | Villavieja - Huila | 18 de Marzo de 2002 | 27 de Marzo de 2002 | 1662 ft | 3000 ft | 3000 ft |
| Matador-1 | Contrato de Concesión | Villavieja - Huila | 06 de Diciembre de 1989 | 24 de Diciembre de 1989 | 1444 ft | 5001 ft | 5001 ft |

En la sección de Anexos se plasmó información más detallada en cuanto a información técnica, como lo es las formaciones que se atravesaron con la perforación, los fluidos de perforación, las brocas empleadas y las manifestaciones de hidrocarburos que se presentaron durante la perforación.

Posterior a la recopilación de la información, se prosiguió con el análisis de todos los reportes de ingeniería y geología, con el principal objetivo de encontrar cuales han sido las causas más

probables que condujeron al abandono de los pozos por su nula productividad. Para ello se tomó archivo por archivo de los pozos perforados por Petromar (Antar-1, Antar-2 y Lemayá-1) y se extrajo la información más relevante, ya que con esta se puede dar algunas opciones o recomendaciones para futuras intervenciones de la empresa al campo.

8. RESULTADOS Y ANALISIS DE LOS RESULTADOS

8.1 ANTAR - 1

8.1.1 Sísmica y geología general. El pozo Antar-1 alcanzo hasta la profundidad total de 3400 pies SNM habiendo atravesado la formación Honda superior desde la superficie hasta 1400 pies SNM, la Formación Honda Medio desde 1400 a 2397 pies SNM y la formación Honda inferior a partir de los 2400 pies SNM.

El basamento fue encontrado aproximadamente 190 pies por encima de la prognosis, indicando que los reflectores sísmicos identificados inicialmente como representativos del acuífero de las arenas basales (HP_1 y HP_2) corresponden por litología en realidad a capas volcánicas de la Formación Saldaña o basamento económico. Este error, pre-perforación del pozo Antar-1 de identificación de los estratos objetivos en posición de entrapamiento, se debió aparentemente a valores incorrectos de velocidad sísmica usada en la interpretación sísmico-estructural pre-perforación del pozo.

El concepto estratigráfico-estructural, Pre-perforación, de un acuífero de las arenas basales de la formación Honda inferior en el flanco del Alto de Antar no es válido por cuanto dicho acuífero corresponde, según resultados de la perforación del pozo, a facies volcánicas de la Formación Saldaña con un carácter sísmico aparentemente depositacional. Por lo tanto, las arenas objetivo HP_1 y HP_2 no están en situación de trampa combinada estratigráfica –estructural como se pronosticó y a ello se debe la no productividad del pozo.

Por otro lado, la calidad de los reservorios penetrados ya sean HP_1 o HP_2 son de mala calidad y no corresponden a facies principales de Canal esperadas sino más bien a facies periféricas. La presencia de manifestaciones de hidrocarburos en una delgada capa arenosa entre 2928-2938 pies de la sección de Honda basal del pozo (HP_1/HP_2) indica que hidrocarburos han migrado por el Bloque Antares lo que sugiere la presencia de un sistema petrolífero activo, asociado a la roca

generadora de la Luna cuyo epicentro se encuentra en la Subcuenca de Neiva al sur y al occidente del bloque Antares, y del cual hacen parte las arenas productivas de la formación Honda Inferior.

Es importante resaltar que las manifestaciones de aceite (ver anexo 6) son mínimas y asociadas a un crudo remanente; con respecto a las manifestaciones de gas, se tiene presencia de C1 en muy bajas concentraciones (de 40 a 66 ppm), lo que indica que el pozo no es potencialmente productor de gas.

A pesar de los resultados negativos del Pozo Antar-1 el bloque Antares tiene potencial exploratorio remanente de tipo combinado estratigráfico–estructural, apoyados por el modelo de entrampamiento del campo Andalucía y la presencia de anomalías geoquímicas.

8.2 ANTAR - 2

8.2.1 Sísmica y geología general. El pozo Antar-2 probó cantidades marginales de hidrocarburos en arenas altamente arcillosas del horizonte productor HP-3 de la formación Honda Inferior. Alcanzo la profundidad total de 3355 pies SNM habiendo atravesado la formación Honda superior desde la superficie hasta 1534 pies SNM, la Formación Honda Medio desde 1534 hasta 2193 pies SNM y la formación Honda inferior a partir de los 2193 hasta 3201 pies SNM.

El basamento fue encontrado aproximadamente 4 pies más somero que la prognosis. El pozo confirmó la prognosis de que los reservorios objetivos HP_1 y HP_2 están presentes en el prospecto Antar Alto y son correlacionables con sus similares en el Pozo AS -8. Sin embargo, el pozo Antar-2 penetró una sección estratigráfica adicional no pronosticada, que ha sido preliminarmente identificada como HP-3, que no se desarrolla en el pozo Andalucía -8 y que no se reporta en el campo Andalucía en general.

Las manifestaciones de aceite y gas son muy escasas en la formación objetivo (ver anexo 7), por consiguiente, se declara que el pozo Antar 2 no es potencialmente productor ni de aceite ni de gas.

La perforación del pozo Antar-2 mostró la Ausencia de trampa estructural-estratigráfica en el flanco de la estructura de inversión prospecto Antar asociada a la anomalía geoquímica que lo cubre. La falta de trampa estructural- estratigráfica en el prospecto Antar se aduce a una combinación de los siguientes factores:

* La formación de la estructura de inversión “Prospecto Antar” es posterior a la migración del petróleo y por lo tanto no fue cargada. El petróleo que pudo haber migrado con antelación al levantamiento de dicha estructura de inversión, posiblemente yace acumulado en el alto de basamento preexistente, asociado al campo Andalucía.

* La falla que bordea la estructura de inversión Antar por su costado Este no es sellante debido al poco desplazamiento vertical, lo que pone en contacto litologías arenosas a nivel de los principales objetivos HP-1/ HP-2, a cada lado de esta.

* La estructura de inversión Antar es un rasgo estructural pobremente definido, debido a un insuficiente control sísmico moderno con parámetros de adquisición adecuados, y puede tener real expresión solo a nivel de basamento o no existir.

* La presencia en el pozo Antar-2 de un paquete HP-3 adicional de arenas, no reportadas en el campo Andalucía Sur vecino, que yacen directamente sobre el basamento sugieren la presencia de un canal esculpido sobre el mismo, coherente con un bajo estructural, pre-inversión del prospecto Antar.

8.3 LEMAYA - 1

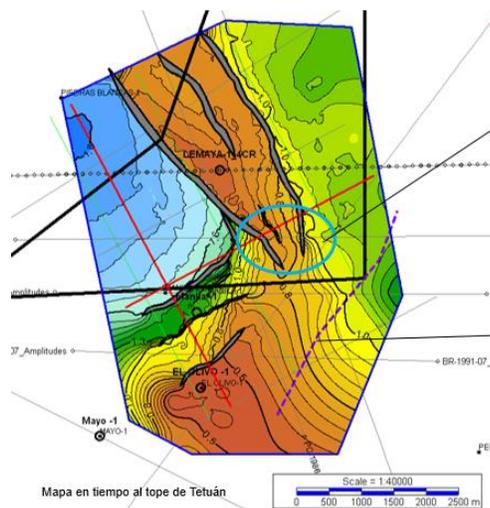
8.3.1 Sísmica y geología general. Durante la perforación, para la Formación Caballos, se presentaron bajas manifestaciones de gas y escasas manifestaciones de aceite (ver anexo 8), además los resultados petrofísicos convencionales y el registro de resonancia magnética no dan ninguna posibilidad de contener hidrocarburos en este intervalo.

Las areniscas de la Formación Caballos se encuentran saturadas de agua, de bajas concentraciones de NaCl, del orden de los 1800 a 1700 ppm. Los valores de porosidad para las areniscas de la Formación Caballos son buenas, superiores al 15%, y para el Caballos Superior, a partir del registro de resonancia magnética, los valores de permeabilidad están entre 300 a 500 milidarcies, lo que lo hace un buen reservorio.

Los intervalos calcáreos, de las Formaciones Tetuán y La Luna, están constituidas por delgadas capas de calizas, que, en muy pocos casos, superan los 20 pies de espesor, poseen muy bajos valores de porosidad, menores al 3% y esto no le da muchas posibilidades como reservorio. Sin embargo, durante la perforación existieron indicios de hidrocarburos en las calizas de Tetuán cercanas al tope de caballos, y teniendo en cuenta que en otras áreas del VSM esta formación tiene antecedentes de producción por fracturamiento como lo es en el campo Balcón y San Francisco, se aconseja llevarse a cabo análisis adicionales para evaluar el potencial de los intervalos calcáreos.

La reinterpretación de Lemayá-1 luego de su perforación muestra que el sistema de trampa que tenía el pozo no parece ser muy eficiente puesto que el cierre de las dos fallas es dudoso (Ver Figura 24), por consiguiente, el hidrocarburo móvil pudo haber migrado por esta zona. Cabe destacar que la información sísmica en esta zona es particularmente mala, seguramente por la conjunción de más de un tren de fallas.

Figura 24. Cierre de las fallas en el pozo Lemayá-1



Fuente: Azabache Energy Inc. (agosto 2011).

8.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Ante la nula productividad de los pozos estudiados, se analizó la información de la base de datos realizada y se planteó la hipótesis de una posible falla en los parámetros durante la perforación que pudo conllevar a estos resultados. Posteriormente se determinó que en el proceso de perforación se llevaron a cabo todas las prácticas recomendadas y que durante esta actividad no se presentaron inconvenientes que hubieran podido dar como resultado la nula productividad.

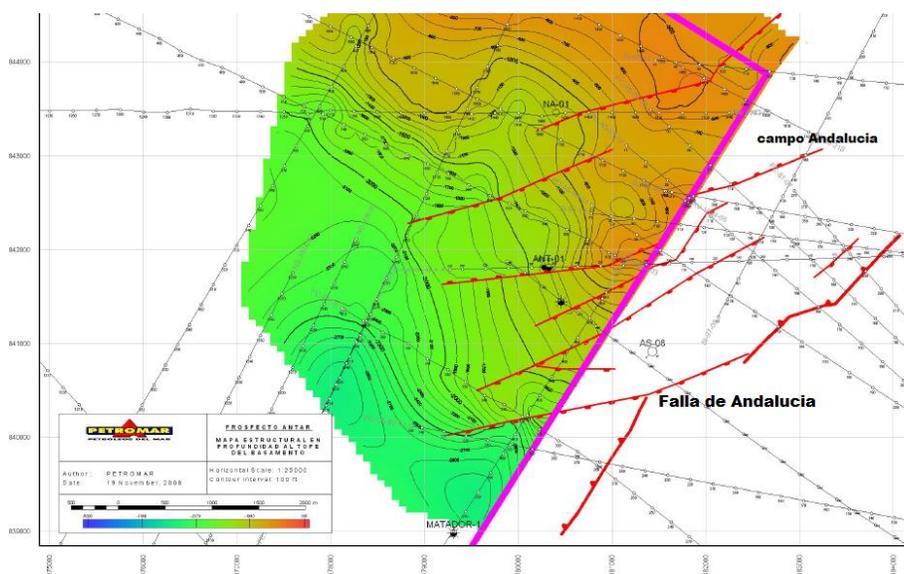
La afirmación anterior se hace de acuerdo con los datos de la torta y filtrado de lodo (ver anexo 3), proporcionados en los resultados de perforación de cada pozo. Para el caso de la torta de lodo, teniendo en cuenta que para las operaciones de perforación se recomienda un revoque impermeable y delgado que sea menor o igual 1/16 de pulgada, esto con el objetivo de evitar cualquier pega de tubería en el pozo y también evitar pérdida de circulación del lodo, y como se aprecia en la tabla ningún valor reportado fue superior. Por otro lado, el filtrado de lodo no debe ser superior a 8 mililitros para un tiempo de 30 minutos y según los datos reportados ningún valor de filtrado excede dicho valor, este parámetro es de suma importancia puesto que tiene influencia directamente sobre el daño de formación, esto indica que entre mayor aporte allá del fluido de perforación del pozo a la formación más daño tendrá la formación, puesto que su permeabilidad se ve afectada al taponarse por las partículas que van en el lodo.

Al realizar la inspección de los informes finales de cada pozo y el análisis de las posibles causas de la no productividad de estos mismos, se encontró que el común denominador era la falta de información estructural del campo, la mala calidad de la información sísmica existente y la errónea interpretación de los indicios geológicos, dando así grandes expectativas donde por ahora no las hay.

Sin embargo, no se descarta la posibilidad de la existencia de posibles trampas petrolíferas ubicadas en la zona Suroeste del bloque, debido a la geología que caracteriza la zona, donde se evidencian diferentes fallas estructurales distensivas resultantes de la falla de Andalucía (ver Figura 25) y junto con la variedad de plegamientos sinclinales y anticlinales, pueden generarse trampas estratigráficas puntuales, sin embargo, se debe tener en cuenta que la ubicación de

prospectos con una buena probabilidad de éxito en este sistema de trampa se hace sumamente complejo por lo que se hace necesario de estudios muy precisos de la zona como también de una muy buena interpretación de dichos estudios.

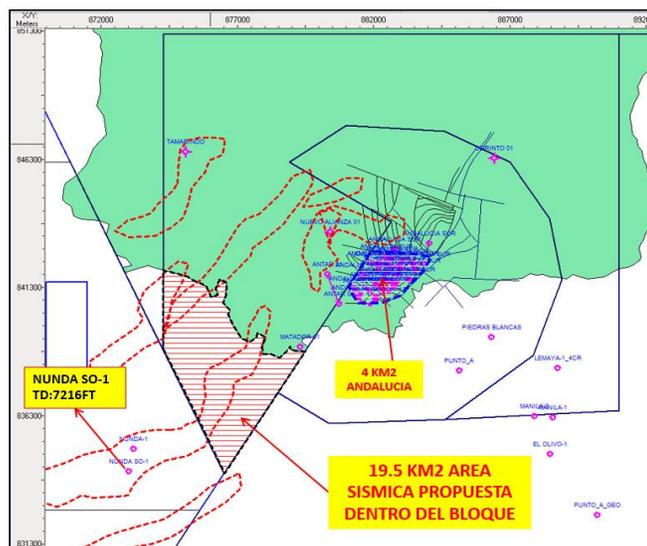
Figura 25. Falla de Andalucía



Fuente: Petromar (noviembre 2008), Mapa estructural en profundidad al tope del basamento.

Adicional a esto se puede apreciar la posibilidad de encontrar hidrocarburos en la zona ubicada hacia el Noreste de los pozos Antar-1 y Antar-2, ya que en esa dirección se encaminan los canales de migración de hidrocarburos como se aprecia en la figura 26 y en el anexo 5, dicha dirección de migración se da debido a la curva de nivel de las formaciones en este sector, puesto que la zona alta del sector se encuentra hacia la parte norte del bloque y hacia el campo Andalucía, por consiguiente no se descarta la hipótesis de que el hidrocarburo que paso por dichos canales se haya almacenado en el campo Andalucía o en la zona norte del bloque.

Figura 26. Canales de migración de los fluidos del bloque Antares

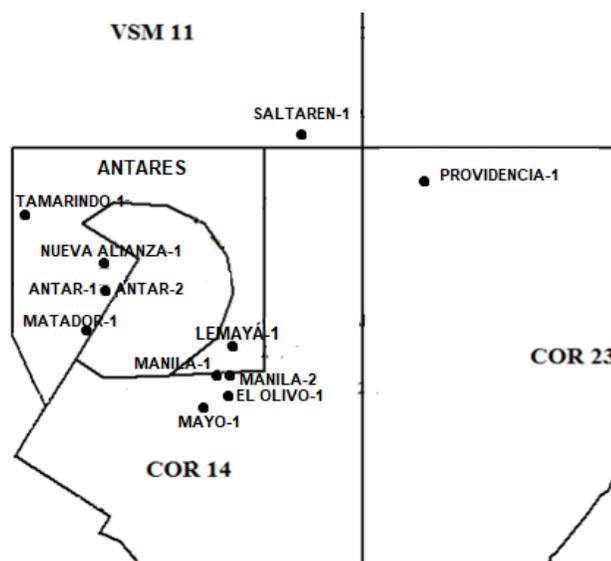


Fuente: Petromar S.A (enero 2013)

La presencia de dichos canales y de que por estos migró el hidrocarburo, se corrobora con la perforación de los pozos perforados en dicha zona los cuales se aprecian en el Anexo 5, puesto que estos se ubicaron sobre los canales o cerca de estos y en el reporte de perforación se observa que en las formaciones objetivos y principalmente en el basamento económico (formación Saldaña en este flanco) se tuvo manifestaciones de hidrocarburos los cuales eran de carácter residual como se plasma en el anexo 6 y 7. Todo esto demuestra que en la zona existe un sistema de flujo activo y que el motivo por el cual se encontró hidrocarburo residual en estos pozos es debido a que la presión capilar de la roca retuvo parte del fluido que migro por esta.

Por otro lado, el sector oriental del bloque, donde se perforó el pozo Lemayá-1 por sus características geológicas presenta un fuerte componente estructural. Dicha información se basa en la sísmica existente de la zona y la información de pozos aledaños a la zona como lo son los pozos Mayo-1, Manila-1, Olivo-1, Saltaren-1 y Providencia-1, cuya ubicación se puede apreciar en la figura 27.

Figura 27. Ubicación de pozos aledaños al pozo Lemayá-1



Fuente: Petromar S.A (septiembre, 2014), PDA Lemayá. Modificado por Autores.

Los pozos Manila 1, Manila 2, El Olivo 1 y Mayo 1 (siendo este último el más cercano a Lemayá-1 ubicado a 5 km al sur) no presentaron potencial productor, por lo que luego de la perforación se decidió abandonar los pozos, lo que demuestra la complejidad exploratoria y la ausencia de yacimientos comercialmente viables en la zona suroriental del bloque. Al pozo Saltaren-1, ubicado a 14.7 km al norte de Lemayá-1, luego de su perforación se le realizó los respectivos análisis de las manifestaciones de hidrocarburos en distintas formaciones y se concluyó que el hidrocarburo presente era de carácter remanente, lo que demuestra la presencia de hidrocarburo en la zona, posterior a esto se decidió abandonar el pozo. Por otro lado, el pozo Providencia-1 se reveló productor de aceite y gas en calizas de la formación Villeta, después del fracturamiento ácido de los intervalos se obtuvieron tasas de producción estabilizadas en separador de 50 barriles por día de aceite y 500.000 pies cúbicos de gas por día; actualmente se desconoce la producción de dicho pozo.

En la zona suroriental al igual que el flanco occidental del bloque se confirma la presencia de hidrocarburos con la perforación de Lemayá-1 puesto que se encontraron manifestaciones de hidrocarburos en las formaciones perforadas las cuales están plasmadas en el anexo 8; sin embargo, por motivos de interpretación se perfora una zona con una trampa estructural no sellada por lo que

el hidrocarburo migró hacia otro lado como se mencionó en el punto 8.3 del presente documento, al igual que en el flanco occidental en el flanco oriental se hace necesaria una reinterpretación de los datos sísmicos de la zona, de la geología de subsuelo y de la de superficie.

El éxito de las siguientes operaciones en el campo va a depender de la calidad de la información que se vaya a adquirir, ya que, ante las posibles trampas puntuales existentes, se hace necesaria la precisión y altos detalles, que solo se pueden obtener por medio de sísmica 3D. Además, de que es de suma importancia que estos estudios se hagan en todo el bloque puesto que de esta forma se puede analizar la estructura de los canales a detalle y se puede apreciar si estos están sellados en la parte alta o no lo están, lo que generaría una mayor certeza al momento de elegir los prospectos y también se facilitaría la interpretación de las trampas petrolíferas de la zona.

Sin embargo, para explorar todo el bloque es necesario la negociación con la CAM para que en la zona protegida del desierto de la Tatacoa no se maneje como zona de exclusión (Ver anexo 9), sino de intervención con restricciones, en donde se requiera hacer la debida prospección arqueológica con el acompañamiento de los entes pertinentes. De tal forma que Petromar S.A pueda realizar la respectiva exploración acatando las restricciones, de lo contrario sería de vital importancia que la empresa realice un estudio costo beneficio para saber si es económicamente viable seguir invirtiendo en la zona sur del bloque.

9. CONCLUSIONES

Se realizó la recopilación, sistematización y análisis de la información de los pozos del campo Antares perforados por la empresa Petróleos del Mar – Petromar S.A y adicionalmente se realizó la inclusión de pozos anteriormente perforados dentro del mismo bloque por la empresa Hocol S.A, en la plataforma Excel satisfactoriamente.

De acuerdo con la información encontrada de pozos aledaños al bloque, los cuales fueron pozos secos, se corrobora la ausencia de un yacimiento de hidrocarburos potencialmente productor en la zona de estudio y sus alrededores, sin embargo, se resalta la posibilidad de encontrar hidrocarburos hacia la zona Este del área en correlación a la producción del pozo Providencia-1.

La nula productividad de los pozos perforados por la empresa Petróleos del Mar – Petromar, no tiene como causa principal las malas prácticas durante la perforación y completamiento puesto que con datos de filtrado y de torta se corrobora esto, sino la mala calidad de la información sísmica y geológica de la zona y la errónea interpretación que se hizo de esta en la fase de planeación de los prospectos.

La caracterización geológica y estructural de la zona hace que la probabilidad de encontrar yacimientos de gran extensión en el área sea muy baja y, por consiguiente, los posibles yacimientos que se puedan encontrar serán de corta extensión, muy puntuales y asociados a trampas estructurales distensivas generadas por la falla de Andalucía. Al ser una zona con presencia de múltiples fallas, la interpretación de esta se hace muy compleja, por lo que además de los estudios sísmicos es necesario de un geólogo experto en sedimentología que pueda interpretar dichos estudios sísmicos y relacionarlos con la geología de superficie.

La zona con mayor potencial exploratorio se encuentra en la zona alta del bloque Antares, ubicada en la zona Norte de este, lo cual se basó por la producción del campo Andalucía, la dirección de buzamiento y el mapa estructural de la zona,

Las manifestaciones de aceite que se encontró durante la perforación son de hidrocarburos remanentes, lo que indica que posiblemente migraron hacia otra zona; por otro lado, esto indica la presencia de un sistema activo en la zona y confirma la presencia de hidrocarburos líquidos en el bloque; por otro lado, las manifestaciones de gas son escasas y de bajo poder calorífico por lo que se descarta la posibilidad de que sean pozos gasíferos.

Para poder brindar prospectos con mayor probabilidad de éxito, se requieren de estudios más detallados en todo el bloque como lo es la sísmica 3D, un trabajo geológico de campo, una geoquímica de superficie más precisa y una reinterpretación de la información geológica de pozos aledaños a la zona.

10. RECOMENDACIONES

La sísmica 3D en la zona baja del bloque (zona de intervención) no es recomendada puesto que no genera una visión general del bloque y del comportamiento de los fluidos del subsuelo en este, por lo que la información será insuficiente para generar un prospecto.

Para continuar la inversión en el bloque, es indispensable buscar una solución con la CAM para hacer uso del bloque en su totalidad y explorar en la zona norte del bloque, puesto que es la más atractiva al ser posiblemente la parte estructural más alta del bloque, dicha afirmación se da con base en los mapas estructurales en profundidad del basamento, del tope del sello y del tope de las arenas basales de la formación honda inferior, dirección de los canales de migración estipulados en la sísmica 2D y de la ubicación de pozos del campo Andalucía y del pozo Saltaren-1 ubicado al norte del bloque; por consiguiente, si en la parte norte del bloque se dan las condiciones necesarias de entrapamiento es muy posible que hayan hidrocarburos almacenados en esta zona; sin embargo, la información que se tiene es solo de la parte suroriental del bloque, de tal manera que, la única forma de corroborar lo dicho es explorando la zona norte.

Es de vital importancia que el lugar de almacenamiento de la información sea de fácil acceso, permitiendo la búsqueda de datos de manera rápida y confiable.

Realizar trabajos de geología de campo estrictos que puedan correlacionar datos superficiales con datos de subsuelo.

Realizar estudios económicos que evalúen si se amerita continuar la inversión en el bloque teniendo en cuenta el bajo potencial productor de la zona, para ello se aconseja tener en cuenta los costos de activar y producir hidrocarburos en la zona en función de lo que puede llegar a producir el pozo. Para esto último, se puede tomar como base la producción del campo Andalucía (aproximadamente 60 barriles/día).

BIBLIOGRAFIA

Agencia Nacional de hidrocarburos. (2007). Cláusula 2 - objeto. En Contrato de exploración y producción de Hidrocarburos (7)

Anónimo. Conducción de fluidos por ductos en el sector de hidrocarburos HI-TER-1-05. Leyenda temática para zonificación ambiental.

Baker Hughes (agosto 2008). Reporte Final Pozo Antar 2.

Cabrera Ruiz, P. J., 2008. Trampas Estratigráficas. Para obtener el título de Ingeniero Petrolero. Ciudad Universitaria, UNAM. Director de tesis: Ing. Javier Arellano Gil.

Camargo, J. (2004). En Manual de geología estructural. Guía para interpretación elaboración mapas geológicos. Neiva: Universidad Surcolombiana

Constitución Nacional. (marzo 2016). Capítulo II – Definiciones. En decreto 622 de 1997 por el cual se reglamentan parcialmente el capítulo V, título II, parte XIII, libro II del Decreto- Ley número 2811 de 1974 sobre «sistema de parques nacionales»; la Ley 23 de 1973 y la Ley 2a de 1959.

García, J. (2017). Caracterización de trampas petroleras estratigráficas y mixtas utilizando métodos sísmicos (Tesis de pregrado). Universidad nacional autónoma de México, México.

Guillemot, J., (1982). Geología del petróleo. (2 ed.). España, editorial Paraninfo.

Levorsen, A.I., (1967). Geology of petroleum. (2 ed.). USA: W. H. Freeman and Company.

Ministerio de agricultura. (1989). Capítulo II – Definiciones básicas. En artículo 4 del Decreto 1974 de 1989 Por el cual se reglamenta el artículo 310 del Decreto - Ley 2811 de 1974, sobre Distritos de Manejo Integrado de los Recursos Naturales Renovables y la Ley 23 de 1973.

Ministerio de ambiente, vivienda y desarrollo territorial. (abril 4, 2008). En Resolución número 0549 “Por medio de la cual se otorga una licencia ambiental y se toman otras determinaciones”.

Petróleos del Mar S.A (2018). Nuestra historia. Disponible en: <https://petroleosdelmar.com/>. [Citado el 24-01-19].

Schlumberger Limited., 2014. Software Petrel, E&P, software platform, Recuperado de: <http://www.software.slb.com/products/platform/Pages/petrel.aspx?tab=overview> [Citado el 28-01-19].

ANEXOS

ANEXO 1. TABLAS DE GENERALIDADES OPERACIONALES DE LOS POZOS DEL BLOQUE ANTARES

| Nombre | Clasificación (Lahee) | Coordenadas Planas Magna Sirgas origen Bogota | | Objetivo principal | Objetivo secundario | Finalidad del pozo |
|-----------------|-----------------------|---|------------|--|----------------------------------|--|
| | | Este | Norte | | | |
| Antar-1 | Exploratorio (A-3) | 880325.471 | 841812.869 | Areniscas basales de la formación Honda inferior | - | Probar la presencia de HC en un estructura estratigrafica (pinchamiento) |
| Antar-2 | Exploratorio (A-3) | 880330.526 | 841796.632 | Areniscas basales de la formación Honda inferior | - | Probar la presencia de HC en una estructura estratigrafico-estructural |
| Lemayá-1 | Exploratorio (A-3) | 888756.78 | 838157.87 | Areniscas de la Formación Caballos | Formación Tetuán - Villetas | Probar la presencia de HC en una estructura anticlinal formado por dos fallas inversas paralelas |
| Tamarindo-1 | Exploratorio (A-3) | 875124 | 846612 | Areniscas de la Formación Honda | - | - |
| Nueva Alianza-1 | Exploratorio (A-3) | 880404.07 | 843460.33 | Areniscas inferiores de la Formación Honda | - | Probar la presencia de HC en un estructura anticlinal |
| Matador-1 | Exploratorio (A-3) | 879310 | 838980.15 | Arenas de la Formación Honda | Arenas de la Formación Barzalosa | Probar la presencia de HC en una estructura anticlinal con buzamiento NNW, sellada al SE por la falla de Cabalgamiento Andalucía-La Jagua y al NW por una falla inversa con buzamiento SSW |

| Nombre | Tipo de Pozo | Inclinación | Inicio de perforación | Final de perforación | Elevación del terreno | TVD | MD | Revestimiento |
|-----------------|--------------|-------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|------------|---------|--|
| Antar-1 | Vertical | 0° | 1-jun-08 | 15-jun-08 | 1691.34 ft | 3400 ft | 3400 ft | Csg. 9 5/8", N-80, BTC, 43.5 lbs/pie - Superficie a 713' MD |
| Antar-2 | Tipo J | 28° | 17-ago-08 | 23-ago-08 | 1691.34 ft | 3078.44 ft | 3355 ft | Csg. 9 5/8", N-80, BTC, 47 lbs/pie - Superficie a 782.07' MD Csg. 7", P-110, BTC, 29 lbs/pie - Superficie a 3354.17' MD |
| Lemayá-1 | Vertical | 0° | 12-ago-12 | 20-ago-12 | 1939.6 ft | 3583 ft | 3583 ft | Csg. 9 5/8", N-80, BTC, 43.5 lbs/pie - Superficie a 257' MD Csg. 7", N-80, BTC, 26 lbs/pie - Superficie a 3199' MD |
| Tamarindo-1 | Vertical | 0° | 12-mar-90 | 24-mar-90 | 1404 ft | 3772 ft | 3772 ft | Csg. 9 5/8", N-80-K55-P110, 8RLTC, 43.5 lbs/pie - Superficie a 1021' MD |
| Nueva Alianza-1 | Vertical | 0° | 18-mar-02 | 27-mar-02 | 1662 ft | 3000 ft | 3000 ft | Csg. 13 3/8", N-80-P110-K55, 68 & 54.5 lbs/pie - Superficie a 198' MD Csg. 9 5/8", N-80-L80, 43.5 lbs/pie - Superficie a 1003' MD Csg. 7", P-110, 26 lbs/pie - Superficie a 2958' MD |
| Matador-1 | Vertical | 0° | 6-dic-89 | 24-dic-89 | 1444 ft | 5001 ft | 5001 ft | Csg. 13 3/8", K-55, 8RD, 61 lbs/pie - Superficie a 143' MD Csg. 9 5/8", K-55, 8RD, 40 lbs/pie - Superficie a 1000' MD |

**ANEXO 2. TABLA DE FORMACIONES ATRAVESADAS EN LA PERFORACION DE LOS POZOS DEL BLOQUE
ANTARES**

| POZO | FORMACIÓN | | | | | | | | | | | | | | | | | | | TVD | MD |
|------------------|----------------|---------|-------------|---------|----------------|---------|-----------|---------|---------|---------|---------|---------|--------|---------|----------|---------|---------------------|---------|--------|------|----|
| | HONDA SUPERIOR | | HONDA MEDIO | | HONDA INFERIOR | | BARZALOZA | | LA LUNA | | BAMBUCA | | TETUAN | | CABALLOS | | BASAMENTO (SALDAÑA) | | | | |
| | TOPE | ESPESOR | TOPE | ESPESOR | TOPE | ESPESOR | TOPE | ESPESOR | TOPE | ESPESOR | TOPE | ESPESOR | TOPE | ESPESOR | TOPE | ESPESOR | TOPE | ESPESOR | | | |
| ANTAR-1 | Superficie | 1475 | 1475 | 1025 | 2500 | 670 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 3170 | 230 | 3400 | 3400 | |
| ANTAR-2 | Superficie | 1450 | 1450 | 580 | 2030 | 1010 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 3040 | 38 | 3078.4 | 3355 | |
| LEMAYA-1 | Superficie | - | - | - | - | 152 | 152 | 640 | 792 | 1215 | 2007 | 609 | 2630 | 540 | 3170 | 390 | 3560 | 23 | 3583 | 3583 | |
| MATADOR-1 | Superficie | - | - | - | - | 4888 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 4888 | 113 | 5001 | 5001 | |
| NUEVO ALIANZA -1 | Superficie | 2282 | - | - | 2282 | 548 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2830 | 170 | 3000 | 3000 | |
| TAMARINDO-1 | Superficie | - | - | - | - | 3670 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 3670 | 102 | 3772 | 3772 | |

Todas las unidades de medida son ft

ANEXO 3. TABLAS DE PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

| INTERVALOS (ft) | | | | | | PESO DEL LODO - MW (ppg) | | | | | | VISCOSIDAD (Seg) | | | | | |
|-----------------|-----------|-----------------|-----------|----------|-----------|--------------------------|-----------|-----------------|---------|---------|----------|------------------|-----------|-----------------|---------|---------|----------|
| TAMARINDO-1 | MATADOR-1 | NUEVA ALIANZA-1 | ANTAR-1 | ANTAR-2 | LEMAYA-1 | TAMARINDO-1 | MATADOR-1 | NUEVA ALIANZA-1 | ANTAR-1 | ANTAR-2 | LEMAYA-1 | TAMARINDO-1 | MATADOR-1 | NUEVA ALIANZA-1 | ANTAR-1 | ANTAR-2 | LEMAYA-1 |
| 0-3772 | 0-143 | 0-204 | 0-152 | 30-785 | 0-260 | 8.6-8.9 | 8.6 | 8.8 | 8.7 | 8.6-9 | 8.9 | 55-60 | 45 | 58 | 44 | 45-47 | 45 |
| | 0-143 | 204-452 | 152-632 | 785-3355 | 260-672 | | 8.6 | 9.2 | 9.1 | 9-9.1 | 8.8 | | 45 | 58 | 44 | 50-53 | 46 |
| | 143-1000 | 452-873 | 632-728 | | 672-991 | | 8.8 | 9.2 | 9 | | 8.8 | | 43 | 48 | 46 | | 49 |
| | 143-1000 | 873-1008 | 728-1369 | | 991-1783 | | 8.8 | 9.7 | 8.6 | | 8.9 | | 43 | 62 | 48 | | 49 |
| | 1000-2533 | 1008-1760 | 1369-2350 | | 1783-2823 | | 9 | 8.9 | 8.9 | | 8.9 | | 54 | 58 | 50 | | 53 |
| | 2533-4222 | 1760-2374 | 2350-2991 | | 2823-3181 | | 9 | 8.9 | 9 | | 8.9 | | 55 | 66 | 53 | | 50 |
| | 4222-5001 | 2374-3000 | 2991-3400 | | 3181-3583 | | 9.1 | 8.9 | 9.1 | | 9.5 | | 57 | 60 | 55 | | 54 |

| INTERVALOS (ft) | | | | | | VISCOSIDAD PLASTICA - PV (cP) | | | | | | PUNTO DE CEDENCIA - YP (lb/100ft ²) | | | | | |
|-----------------|-----------|-----------------|-----------|----------|-----------|-------------------------------|-----------|-----------------|---------|---------|----------|---|-----------|-----------------|---------|---------|----------|
| TAMARINDO-1 | MATADOR-1 | NUEVA ALIANZA-1 | ANTAR-1 | ANTAR-2 | LEMAYA-1 | TAMARINDO-1 | MATADOR-1 | NUEVA ALIANZA-1 | ANTAR-1 | ANTAR-2 | LEMAYA-1 | TAMARINDO-1 | MATADOR-1 | NUEVA ALIANZA-1 | ANTAR-1 | ANTAR-2 | LEMAYA-1 |
| 0-3772 | 0-143 | 0-204 | 0-152 | 30-785 | 0-260 | 11-16 | 10 | 14 | 10 | 9-10 | 13 | 18-22 | 16 | 20 | 15 | 11-15 | 16 |
| | 0-143 | 204-452 | 152-632 | 785-3355 | 260-672 | | 10 | 15 | 12 | 15-17 | 11 | | 16 | 23 | 17 | 17-20 | 18 |
| | 143-1000 | 452-873 | 632-728 | | 672-991 | | 10 | 12 | 14 | | 13 | | 16 | 14 | 17 | | 19 |
| | 143-1000 | 873-1008 | 728-1369 | | 991-1783 | | 10 | 15 | 11 | | 13 | | 16 | 25 | 16 | | 18 |
| | 1000-2533 | 1008-1760 | 1369-2350 | | 1783-2823 | | 15 | 15 | 12 | | 14 | | 22 | 21 | 16 | | 19 |
| | 2533-4222 | 1760-2374 | 2350-2991 | | 2823-3181 | | 16 | 16 | 16 | | 13 | | 24 | 22 | 19 | | 17 |
| | 4222-5001 | 2374-3000 | 2991-3400 | | 3181-3583 | | 17 | 16 | 16 | | 16 | | 24 | 20 | 19 | | 21 |

| INTERVALOS (ft) | | | | | | PH | | | | | | MBT (lb/bbl) | | | | | |
|-----------------|-----------|-----------------|-----------|----------|-----------|-------------|-----------|-----------------|---------|-----------|----------|--------------|-----------|-----------------|---------|---------|----------|
| TAMARINDO-1 | MATADOR-1 | NUEVA ALIANZA-1 | ANTAR-1 | ANTAR-2 | LEMAYA-1 | TAMARINDO-1 | MATADOR-1 | NUEVA ALIANZA-1 | ANTAR-1 | ANTAR-2 | LEMAYA-1 | TAMARINDO-1 | MATADOR-1 | NUEVA ALIANZA-1 | ANTAR-1 | ANTAR-2 | LEMAYA-1 |
| 0-3772 | 0-143 | 0-204 | 0-152 | 30-785 | 0-260 | 9 | 8.5 | 8.9 | 9 | 9-10 | 8.6 | - | - | 20 | 17.5 | 20 | 15 |
| | 0-143 | 204-452 | 152-632 | 785-3355 | 260-672 | | 8.5 | 9.1 | 10.3 | 10.8-11.8 | 10 | - | - | 25 | 25 | 15 | 2.5 |
| | 143-1000 | 452-873 | 632-728 | | 672-991 | | 8.5 | 8.9 | 10.8 | | 10 | - | - | 25 | 30 | | 3.8 |
| | 143-1000 | 873-1008 | 728-1369 | | 991-1783 | | 8.5 | 8.9 | 10.7 | | 10 | - | - | 25 | 12.5 | | 3.75 |
| | 1000-2533 | 1008-1760 | 1369-2350 | | 1783-2823 | | 9 | 9.2 | 10.8 | | 10 | - | - | 5 | 15 | | 10 |
| | 2533-4222 | 1760-2374 | 2350-2991 | | 2823-3181 | | 8.5 | 9.1 | 10.6 | | 9.8 | - | - | 5 | 17.5 | | 11.8 |
| | 4222-5001 | 2374-3000 | 2991-3400 | | 3181-3583 | | 9 | 9.1 | 10.9 | | 10.3 | - | - | 5 | 20 | | 12.5 |

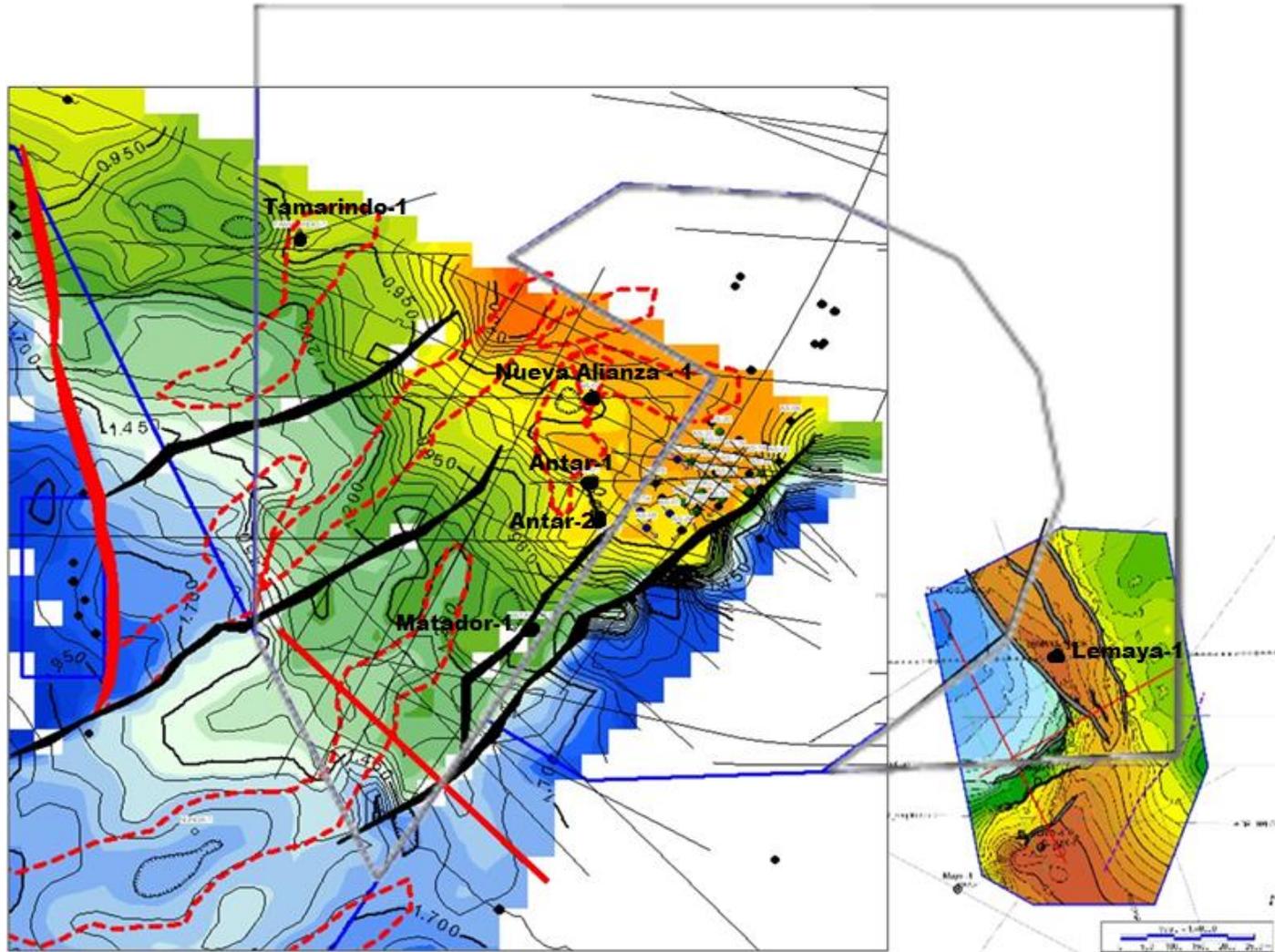
| INTERVALOS (ft) | | | | | | CAKE (1/32nd) | | | | | | FILTRADO (cc/30 min) | | | | | |
|-----------------|-----------|-----------------|-----------|----------|-----------|---------------|-----------|-----------------|---------|---------|----------|----------------------|-----------|-----------------|---------|---------|----------|
| TAMARINDO-1 | MATADOR-1 | NUEVA ALIANZA-1 | ANTAR-1 | ANTAR-2 | LEMAYA-1 | TAMARINDO-1 | MATADOR-1 | NUEVA ALIANZA-1 | ANTAR-1 | ANTAR-2 | LEMAYA-1 | TAMARINDO-1 | MATADOR-1 | NUEVA ALIANZA-1 | ANTAR-1 | ANTAR-2 | LEMAYA-1 |
| 0-3772 | 0-143 | 0-204 | 0-152 | 30-785 | 0-260 | NC | - | 2 | N/R | - | N/A | NC | - | NC | N/R | - | N/A |
| | 0-143 | 204-452 | 152-632 | 785-3355 | 260-672 | | - | 2 | N/R | - | 1 | | - | 8 | N/R | - | 6 |
| | 143-1000 | 452-873 | 632-728 | | 672-991 | | - | 2 | N/R | | 1 | | - | 7.8 | N/R | | 6 |
| | 143-1000 | 873-1008 | 728-1369 | | 991-1783 | | - | 2 | N/R | | 1 | | - | 7.8 | N/R | | 6.1 |
| | 1000-2533 | 1008-1760 | 1369-2350 | | 1783-2823 | | - | 1 | 1 | | 1 | | - | 4.6 | 5.8 | | 5.6 |
| | 2533-4222 | 1760-2374 | 2350-2991 | | 2823-3181 | | - | 1 | 1 | | 1 | | - | 4.6 | 5.4 | | 6 |
| | 4222-5001 | 2374-3000 | 2991-3400 | | 3181-3583 | | - | 1 | 1 | | 1 | | - | 4.4 | 5.2 | | 5.8 |

ANEXO 4. TABLAS DEL REGISTRO DE BROCAS EMPLEADAS

| INTERVALOS (ft) | | | | | | SIZE (in) | | | | | |
|-----------------|-----------|-----------------|-----------|-----------|-----------|-------------|-----------|-----------------|---------|---------|----------|
| TAMARINDO-1 | MATADOR-1 | NUEVA ALIANZA-1 | ANTAR-1 | ANTAR-2 | LEMAYA-1 | TAMARINDO-1 | MATADOR-1 | NUEVA ALIANZA-1 | ANTAR-1 | ANTAR-2 | LEMAYA-1 |
| 0-1023 | 0-143 | 0-204 | 0-718 | 0-90 | 0-260 | 12.25 | 12.25 | 8.5 | 12.25 | 12.25 | 12.25 |
| 1023-1174 | 0-143 | 204-204 | 718-718 | 90-780 | 260-672 | 8.5 | 12.25 | 17.5 | 12.25 | 12.25 | 8.5 |
| 1174-2264 | 143-1000 | 204-1008 | 718-1369 | 780-785 | 672-3583 | 8.5 | 8.5 | 12.25 | 8.5 | 12.25 | 8.5 |
| 2264-3772 | 143-1000 | 1008-1008 | 1369-2350 | 785-3225 | 3583-3583 | 8.5 | 12.25 | 12.25 | 8.5 | 8.5 | 8.5 |
| | 1000-1308 | 1008-3000 | 2350-3168 | 3225-3355 | | | 8.5 | 8.5 | 8.5 | 8.5 | |
| | 1308-4464 | 3000-3000 | 3168-3400 | 3355-3355 | | | 8.5 | 8.5 | 8.5 | 8.5 | |
| | 4464-4941 | 3000-3000 | 3400-3400 | | | | 8.5 | 8.5 | 8.5 | | |
| | 4941-5001 | | | | | | 8.5 | | | | |

| INTERVALOS (ft) | | | | | | TYPE | | | | | |
|-----------------|-----------|-----------------|-----------|-----------|-----------|-------------|-----------|-----------------|------------|-----------|----------|
| TAMARINDO-1 | MATADOR-1 | NUEVA ALIANZA-1 | ANTAR-1 | ANTAR-2 | LEMAYA-1 | TAMARINDO-1 | MATADOR-1 | NUEVA ALIANZA-1 | ANTAR-1 | ANTAR-2 | LEMAYA-1 |
| 0-1023 | 0-143 | 0-204 | 0-718 | 0-90 | 0-260 | X3A | X1G | GT-1 | CH1GJMS | XR CPS | GT-C1 |
| 1023-1174 | 0-143 | 204-204 | 718-718 | 90-780 | 260-672 | J-1 | R1 | DBS | CH1GJMS | XR CPS | HC505ZX |
| 1174-2264 | 143-1000 | 204-1008 | 718-1369 | 780-785 | 672-3583 | J-1 | J-22 | EHP43HKPRC | DSX519M-A7 | XR CPS | HC505ZX |
| 2264-3772 | 143-1000 | 1008-1008 | 1369-2350 | 785-3225 | 3583-3583 | J-11 | ES2J | EHP43HKPRC | DSX519M-A8 | MI519LHPX | HC505ZX |
| | 1000-1308 | 1008-3000 | 2350-3168 | 3225-3355 | | | X-3A | DS49HGJNST | DSX519M-A9 | TRC | |
| | 1308-4464 | 3000-3000 | 3168-3400 | 3355-3355 | | | J-11 | DS49HGJNST | EBXS20DS | TRC | |
| | 4464-4941 | 3000-3000 | 3400-3400 | | | | J-22 | DS49HGJNST | EBXS20DS | | |
| | 4941-5001 | | | | | | J-22 | | | | |

ANEXO 5. MAPA ESTRUCTURAL DEL BLOQUE ANTARES



ANEXO 6. MANIFESTACIONES DE HIDROCARBURO EN EL POZO ANTAR-1

| MANIFESTACIONES DE ACEITE | | | | | | | | | | | | | |
|---|-----------|------------|-------|-----------------------|--------|-------|--------------|----------|--------|-------|-------------|--------|---------|
| INTERVALO | LITOLOGÍA | MANCHA | | FLUORESCENCIA NATURAL | | | CORTE | | | | RESIDUO | | CALIDAD |
| | | % | Color | % | Inten. | Color | Distr. | Veloc. | Inten. | Form. | Color | U.V.L | |
| 2514' - 2520' | Arena | No visible | | No visible | | | Trsh - V slw | Yelsh Wh | - | V wk | Pl yelsh wh | No vis | Trazas |
| 2924' - 2930' | Arena | No visible | | No visible | | | Trsh - V slw | Lt yel | - | V wk | Pl yelsh wh | No vis | Trazas |
| * Manifestaciones de aceite colocadas según criterio de Geólogo Wellsite. | | | | | | | | | | | | | |

| MANIFESTACIONES DE GAS | | | | | | | | | | | | | | |
|--|----------------------|-----------|----------|----------|---------------------|----|----|-----|-----|----|---------------|----|----|--------------|
| INTERVALO | LITOLOGÍA | GAS TOTAL | PROMEDIO | GAS NETO | CROMATOGRAFÍA (ppm) | | | | | | OBSERVACIONES | | | |
| | | ppm | BGG | ppm | C1 | C2 | C3 | iC4 | nC4 | C5 | Wh | Bh | Ch | Tipo |
| FORMACIÓN HONDA MEDIO (1475' - 2500') MD | | | | | | | | | | | | | | |
| 2257' - 2262' | Arena conglomerática | 40 | 0 | 40 | 40 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Very dry gas |
| 2651' - 2660' | Arena | 66 | 0 | 66 | 66 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Very dry gas |
| 2778' - 2782' | Arena | 58 | 0 | 58 | 58 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Very dry gas |
| 2455' - 2560' | Arena | 63 | 63 | 0 | 63 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Very dry gas |
| FORMACIÓN HONDA INFERIOR (2500' - 3170') MD | | | | | | | | | | | | | | |
| 2651' - 2660' | Arena | 66 | 66 | 0 | 66 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Very dry gas |
| 2778' - 2783' | Arena | 58 | 58 | 0 | 58 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Very dry gas |
| 2833' - 2837' | Arena | 64 | 64 | 0 | 64 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Very dry gas |
| 2923' - 2928' | Arena | 43 | 43 | 0 | 43 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Very dry gas |
| 2978' - 2991' | Arena | 64 | 64 | 0 | 64 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Very dry gas |
| 3082' - 3090' | Arena | 40 | 40 | 0 | 40 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - | - | - | Very dry gas |
| Interpretación de hidrocarburos livianos (C1 - C6) usando relación de J. H. Haworth, M. Sellens & A. Whittaker | | | | | | | | | | | | | | |

ANEXO 7. MANIFESTACIONES DE HIDROCARBURO EN EL POZO ANTAR-2

| MANIFESTACIONES DE ACEITE. POZO ANTAR - 2 | | | | | | | | | | |
|---|----------------|----------------|---------------------|----|----|----|----|------------------|--|--|
| PROFUNDIDAD Ft | FORMACIÓN | GAS TOTAL % | CROMATOGRAFÍA (ppm) | | | | | LITOLÓGÍA | MUESTRA DE ACEITE | |
| | | | C1 | C2 | C3 | C4 | C5 | | DESCRIPCIÓN | |
| 3140 - 3160 | Honda inferior | 0.0039 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | Arena | Fluorescencia puntual amarillo oro, con corte lento a muy lento, en nubes, anillo residual amarillo pálido. | |
| 3160 - 3180 | Honda inferior | 0.0037 | 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | Arena | Raras trazas de fluorescencia natural puntual amarillo oro, con corte lento a muy lento, en nubes, anillo residual amarillo pálido. | |
| 3280 - 3300 | Honda inferior | 0.0037 | 6 | 0 | 2 | 3 | 2 | Arena | Fluorescencia natural, por puntos, amarillo pálido; corte: instantáneo, en nubes, con anillo residual amarillo pálido. | |
| 3300 - 3310 | Honda inferior | 0.0095 | 5 | 0 | 2 | 4 | 2 | Limolita silicia | Fluorescencia natural, por puntos, amarillo, corte, instantáneo, en corrientes, color blanco azulado, con anillo residual amarillo pálido (corte sobre "limolitas" parda rojizas). | |
| 3310 - 3320 | Honda inferior | 0.008 | 5 | 0 | 2 | 4 | 2 | Arena | Fluorescencia natural, puntual, amarillo pálido, corte lento, en nubes, con anillo residual amarillo pálido. | |
| 3320 - 3330 | Honda inferior | 0.0125 | 5 | 0 | 3 | 7 | 4 | Arena | Fluorescencia natural, puntual, amarillo pálido, corte lento, en nubes, con anillo residual amarillo pálido. | |

| MANIFESTACIONES DE GAS. POZO ANTAR - 2 | | | | | | | | |
|--|---------|------------|-----------|----|----|----|----|----|
| FORMACIÓN | ESPESOR | OPERACIÓN | GAS TOTAL | C1 | C2 | C3 | C4 | C5 |
| | ft | | % | | | | | |
| Miembro Honda Superior | 1534.51 | Perforando | 0.0004 | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Miembro Honda Medio | 658 | Perforando | 0.0004 | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Miembro Honda Inferior | 1009 | Perforando | 0.0009 | 9 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Basamento | 153.83 | - | 0.0007 | 10 | 1 | 2 | 2 | 1 |

ANEXO 8. MANIFESTACIONES DE HIDROCARBURO EN EL POZO LEMAYÁ-1

| MANIFESTACIONES DE ACEITE | | | | | | | | |
|---------------------------|-----------|------------------|--------------|---------------|-------------------------------------|--|----------------------------|-----------------|
| FORMACIÓN | LITOLÓGÍA | PROFUNDIDAD (ft) | CALIFICACIÓN | MANIF. ACEITE | FLUOR. NATURAL | FLUOR. AL CORTE | FLUOR. RESIDUAL | ANILLO RESIDUAL |
| Bambuca | Caliza | 1590 - 1620 | Muy pobre | Marrón oscuro | Amarillo brillante, fuerte, unifome | Muy rápido, fuerte, en corrientes, blanco lechoso | Amarillo verdoso brillante | No visible |
| Bambuca | Caliza | 1890 - 1920 | Muy pobre | Marrón oscuro | Amarillo pálido, fuerte, unifome | Rápido, fuerte, encorrientes, blanco lechoso | Amarillo verdoso pálido | No visible |
| Tetuan | Caliza | 2700 - 2730 | Muy pobre | Marrón oscuro | Amarillo dorado | Amarillo pálido, débil, en puntos | No visible | No visible |
| Caballos | Caliza | 3150 - 3180 | Muy pobre | Marrón oscuro | Amarillo pálido, fuerte, unifome | Moderadamente rápido, débil, en corrientes, blanco lechoso | Amarillo verdoso pálido | No visible |
| Caballos | Caliza | 3190 - 3200 | Muy pobre | Marrón oscuro | No visible | lento, débil, en corrientes, blanco lechoso | No visible | No visible |

| MANIFESTACIONES DE GAS | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------|-----------|-----------|-------------|-----------|-------|------|------|-----|------|------|------|------|-----|
| INTERVALO | FORMACIÓN | LITOLÓGÍA | TIPO DE GAS | GAS TOTAL | C1 | C2 | C3 | iC4 | nC4 | iC5 | nC5 | BGG | CO2 |
| pies | | | | % | ppm | ppm | ppm | ppm | ppm | ppm | ppm | ppm | % |
| 1274 - 1326 | La luna | Caliza | FM | 0.55 | 5470 | 11 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 0.38 | 449 |
| 1610 - 1619 | La luna | Caliza | FM | 0.61 | 6084 | 14.8 | 0 | 0 | 0.4 | 0.09 | 0.09 | 0.38 | 449 |
| 2709 - 2725 | Tetuán | Caliza | FM | 0.54 | 5007 | 171 | 79 | 47 | 80 | 33 | 20 | 0.31 | 373 |
| 2729 - 2745 | Tetuán | Caliza | FM | 1.17 | 10759 | 406 | 232 | 128 | 195 | 34 | 37 | 0.05 | 331 |
| 2898 - 2915 | Tetuán | Caliza | FM | 2.96 | 24216 | 1304 | 1204 | 501 | 1483 | 521 | 344 | 1.1 | 264 |

ANEXO 9. LIMITE PARQUE REGIONAL DE LA TATACOA

