



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 1

Neiva, 03 de febrero del 2021

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Yeimy Dayana Martínez Bravo, con C.C. No. 1081595105

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado

Titulado "GEOLOGIA DE PRODUCCION. APLICACIONES PRACTICAS DE TECNICAS MODERNAS DE CARACTERIZACION GEOLOGICA DE YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES" presentado y aprobado en el año 2021 como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos; Autorizo 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: Yeimy Dayana Martínez Bravo

Firma:

Vigilada Mineducación



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: “GEOLOGIA DE PRODUCCION. APLICACIONES PRACTICAS DE TECNICAS MODERNAS DE CARACTERIZACION GEOLOGICA DE YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES”

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
MARTINEZ BRAVO	YEIMY DAYANA

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
VARGAS CUERVO	ROBERTO
GALINDO SANCHEZ	JOSE MIGUEL

ASESOR (ES):

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

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: INGENIERO DE PETRÓLEOS

FACULTAD: INGENIERIA

PROGRAMA O POSGRADO: INGENIERIA PETROLEÓÓ

CIUDAD: **AÑO DE PRESENTACIÓN:** **NÚMERO DE PÁGINAS:**

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas___ Fotografías_x_ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general__X_ Grabados___
Láminas___ Litografías___ Mapas___ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___ Tablas
o Cuadros_x_



SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento: adobe Reader, Microsoft office

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. campos viejos	old fields	6. explotación	exploitation
2. futuro petrolero	oil future	7. reservas	oil reserves
3. valle superior del magdalena	upper magdalena		
4. hidrocarburos	hydrocarbons		
5. lutitas	shale		

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

El objetivo práctico de este proyecto es realizar un módulo que reúne todas las especificaciones y procesos de la geología de producción, en el que se recolecta información de temas tales como la caracterización detallada de un yacimiento convencional y no convencional, ubicación de las reservas remanentes, entre otros; esta será de utilidad como una herramienta didáctica a nivel de pregrado, y al mismo tiempo como guía de consulta para personal en la industria. Pues la aplicación adecuada de la geología de producción permite describir y conocer detalladamente el yacimiento con el que se está trabajando, reduciendo la incertidumbre al momento de desarrollar una operación de extracción y producción de hidrocarburos del subsuelo, consecuentemente mayores ganancias económicas.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

The practical objective of this project is to do a module that brings together all the specifications and processes of production geology, in which information is collected on topics such as the detailed characterization of a conventional and not-conventional deposit, location of remaining reserves, among others; this will be useful as a teaching tool at the undergraduate level, and at the same time as a reference guide for personnel in the industry. The adequate application of production geology allows us to describe and know in detail the deposit we are working with, reducing the uncertainty when developing an operation of extraction and production of hydrocarbons from the subsol, consequently greater economic gains.



APROBACION DE LA TESIS

Msc. Roberto Vargas Cuervo

Firma del Director del Proyecto

Codirector:

Msc. JOSÉ MIGUEL GALINDO SÁNCHEZ

Firma del Codirector del Proyecto

PhD. Ingrid Natalia Muñoz Quijano

Firma del Jurado

Msc. Ervin Aranda Aranda

Firma del Jurado

**“GEOLOGÍA DE PRODUCCIÓN. APLICACIONES PRÁCTICAS DE TÉCNICAS
MODERNAS DE CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE YACIMIENTOS
CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES”**



UNIVERSIDAD
SURCOLOMBIANA

M U S E O
GEOLÓGICO
Y DEL **PETRÓLEO**

YEIMY DAYANA MARTINEZ BRAVO

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA – 2020

**“GEOLOGÍA DE PRODUCCIÓN. APLICACIONES PRÁCTICAS DE TÉCNICAS
MODERNAS DE CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE YACIMIENTOS
CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES”**

YEIMY DAYANA MARTINEZ BRAVO

**Trabajo de grado presentado como requisito académico para optar al título de Ingeniero
de Petróleos**

Director:

MSC. ROBERTO VARGAS CUERVO

Geólogo

Codirector:

MSC. JOSÉ MIGUEL GALINDO SÁNCHEZ

Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETROLEÓS

NEIVA – 2020

**“GEOLOGÍA DE PRODUCCIÓN. APLICACIONES PRÁCTICAS DE TÉCNICAS
MODERNAS DE CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE YACIMIENTOS
CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES”**

Nota de Aceptación

Director _____

Msc. ROBERTO VARGAS CUERVO

Codirector _____

Msc. JOSE MIGUEL GALINDO

Jurado _____

Dr. INGRID NATALIA MUÑOZ QUIJANO

Jurado _____

Msc. ERVIN ARANDA ARANDA

Neiva, fecha

DEDICATORIA

¡¡¡Dedico esta tesis, A mi Creador y Dueño de mis triunfos MI SEÑOR JESUCRISTO!!! y a mi familia el motor que me mueve cada día.

Mi mami Lily Bravo por siempre creer en mí, ser mí amiga, mi alma gemela y mi cómplice de aventuras, un ejemplo de amor y esfuerzo en nuestras vidas.

A mi papá Dilmer Fabio Martinez por su comprensión y continuo apoyo en mis proyectos de vida, gracias por ser el mejor papá, y mi guía en el camino.

A mi hermanita Zamy porque con una sonrisa es suficiente para llenar mi vida de color, que a su corta edad con sus ocurrencias es el motivante diario para crecer profesionalmente y ser su mejor ejemplo.

A mi compañero de vida Cesar por acompañarme en esta meta.

Y todos aquellos amigos que fueron motivos de alegrías, durante mi paso por la Universidad Surcolombiana.

Gracias.

AGRADECIMIENTOS

A mi Señor JESUCRISTO por ser mi todo... MI FORTALEZA Y MAS GRANDE AMOR..

A mi familia pilar fundamental de mi vida y a todas las personas que hicieron posible, el desarrollo de este proyecto.

Agradecimientos al Geólogo Roberto Vargas, tutor de este proyecto, por su guía y colaboración durante el desarrollo de este trabajo.

A la Universidad Surcolombiana, Institución educativa que me permitió formarme como profesional.

Gracias ;!

Tabla de Contenido

RESUMEN	1
1. INTRODUCCIÓN	3
1.1. OBJETIVOS	5
1.1.1. OBJETIVO GENERAL	5
1.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	6
1.2. METODOLOGIA	6
1.2.1. Recolección de información	6
1.2.2. Selección de información	7
1.2.3. Análisis de la información	8
1.2.4. Desarrollo de conclusiones	8
1.2.5. Desarrollo del documento	8
1.3. ESTUDIOS PREVIOS	9
1.4. FUNDAMENTOS TEORICOS	12
1.4.1. GEOLOGÍA DE PRODUCCIÓN Y EL YACIMIENTO	12
1.4.1.1. ¿Qué hace la geología de producción?	12
1.4.2. PERFORACIÓN	16
1.4.2.1. Como son perforados los pozos	17
1.4.3. EL CICLO DE VIDA DEL YACIMIENTO	19
1.4.3.1. Descubrimiento y evaluación	20
1.4.3.2. Pozos exploratorios	24
1.4.3.3. Yacimientos inciertos en la etapa de evaluación	24
1.4.3.4. Fuentes de datos	25
1.4.4. DATOS	25
1.4.4.1. Tipos de datos	25
1.4.4.2. Data de registros de lodo (mud logging)	26
1.4.4.3. Datos de registros de producción	27
1.4.4.4. Datos de pruebas de pozos	27
1.4.4.5. Muestras de fluido	28

1.4.4.6.	Datos de producción.....	28
1.4.5.	ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES DE LAS ROCAS	28
1.4.5.1.	Propiedades de las rocas.....	29
1.4.5.2.	Espesor bruto y neto.....	30
1.4.5.3.	Vshale.....	31
1.4.5.4.	Porosidad.....	31
1.4.5.5.	Permeabilidad.....	34
1.4.6.	LA HETEROGENEIDAD DEL YACIMIENTO Y EL PROBLEMA DE LA ESCALA	36
1.4.6.1.	Corrigiendo el déficit.....	38
1.4.7.	YACIMIENTO DE REFERENCIA	40
1.4.7.1.	Marco de la secuencia estratigráfica	40
1.4.7.2.	Estratigrafía de secuencia de alta resolución.....	40
1.4.7.3.	Parasecuencias.....	41
1.4.7.4.	Estableciendo el marco estratigráfico secuencial.....	42
1.4.8.	CORRELACIÓN DE REGISTROS DE POZOS	43
1.4.8.1.	Geometría del yacimiento y correlación de registros de pozos.....	44
1.4.9.	BIOESTRATIGRAFÍA	48
1.4.10.	SISTEMAS DEPOSITACIONALES	50
1.4.11.	MAPEO DE YACIMIENTOS.....	51
1.4.11.1.	Geomorfología sísmica tridimensional 3D.....	51
1.4.11.2.	Determinación de la topografía de la cuenca	52
1.4.12.	CARTOGRAFÍA Y SECCIONES GEOLÓGICAS.....	53
1.4.12.1.	Cartografía geológica	53
1.4.12.2.	Mapas estructurales	54
1.4.12.3.	Mapas de grosor	55
1.4.12.4.	Otros tipos de mapas	57
1.4.12.5.	Cartografía digital.....	57
1.4.12.6.	Secciones estructurales.....	58
1.4.12.7.	Secciones geológicas.....	60
1.4.12.8.	Datos.....	61

1.4.12.9. Secciones estratigráficas.....	62
1.4.12.10. Construcción de secciones estratigráficas	63
1.4.12.11. Secciones estructurales.....	64
1.4.13. AMBIENTES SEDIMENTARIOS	67
1.4.13.1. Facies de Ambientes Fluviales.....	67
1.4.13.2. Facies de Ambientes Deltaicos.....	68
1.4.13.3. Facies de Ambientes Próximo Costeros.....	70
1.4.13.4. Turbiditas.....	71
1.4.14. MODELO GEOLÓGICO DEL SUBSUELO.....	72
1.4.14.1. Modelo geológico del yacimiento	73
1.4.14.2. Obtención de valores	74
1.4.15. ENTRAMPAMIENTO DE HIDROCARBUROS	74
1.4.15.1. Estratigráficas.....	74
1.4.15.2. Estructurales	75
1.4.15.3. Mixtas.....	76
1.4.16. RIESGOS GEOLÓGICOS	76
1.4.16.1. Factores	76
2. PROGNOSIS Y PERFORACIÓN DEL POZO	79
2.1.1. Conceptos básicos de perforación.....	79
2.1.2. Pozos exploratorios petroleros (A1)	80
2.1.3. Pozos de evaluación (A2)	80
2.1.4. Pozos petroleros de desarrollo (A3).....	80
2.1.5. Fase ambiental	80
2.1.6. Prognosis del pozo	81
2.1.7. Ejemplo de aplicación de prognosis geológica de un pozo Chulo 1.....	81
2.1.7.1. Objetivos	82
2.1.7.2. Generalidades	82
2.1.7.3. Localización	84
2.1.7.4. Marco Geológico.....	84
2.1.7.5. Prognosis	92
2.1.7.6. Perforación del pozo Chulo 1.....	93

3.	UNIDAD DE REGISTROS (LOGGING UNIT)	95
3.1.1.	Análisis de datos de registro del lodo (mud logging data).....	99
3.1.2.	Instrumentos de la unidad de logging	101
3.1.2.1.	Wellwizard TM	101
3.1.2.2.	Geologger	104
3.1.2.3.	Cromatógrafo de gases de alta velocidad	106
3.1.3.	Simbología, leyendas, métodos y registros.....	107
3.1.3.1.	Simbología y leyendas.....	107
3.1.4.	Métodos de registros	109
3.1.5.	Descripción de muestras	110
3.1.5.1.	Calidad de las muestras y Técnicas de examinación.....	110
3.1.5.2.	Abreviaturas	113
3.1.5.3.	Orden de escritura en la descripción	113
3.1.5.4.	Cemento y matriz	118
3.1.5.5.	Fósiles y accesorios	120
3.1.5.6.	Estructuras sedimentarias	122
3.1.5.7.	Muestras de Hidrocarburos	122
3.1.5.8.	Métodos de recolección de datos.....	122
3.1.6.	Porosidad y permeabilidad.....	123
3.1.6.1.	Detección y tipos	123
3.1.7.	Problemas de interpretación en rípios de perforación.....	125
3.1.7.1.	Contaminantes desde estratos penetrados previamente.....	125
3.1.7.2.	Recirculación.....	126
3.1.7.3.	Otros contaminantes	126
3.1.7.4.	Problemas de interpretación	129
3.1.7.5.	Corrección del error por retraso de la muestra	131
3.1.8.	Recolección sancochada de muestras	132
3.1.9.	Muestras de corazones	133
3.1.9.1.	Tecnologías y aplicaciones.....	133
3.1.9.2.	Planeación del programa de corazonamiento.....	133
3.1.9.3.	Corazonamiento mientras se perfora (Coring While Drilling).....	133

3.1.9.4.	Brocas anti-giros de baja invasión (Anti-Whirl Low Invasion Bits).....	133
3.1.9.5.	Corazonamiento con gel (Gel Coring)	133
3.1.9.6.	Corazonamiento convencional (Conventional Coring).....	134
3.1.9.7.	Hydro-Lift	134
3.1.10.	Evaluación del núcleo	134
3.1.10.1.	Corazonamiento orientado (Oriented Coring).....	134
3.1.10.2.	Sistemas de corazonamiento (Coredrill System).....	135
3.1.11.	Presencia de hidrocarburos	140
3.1.11.1.	Hidrocarburos sólidos y petróleo muerto	141
3.1.11.2.	Generalidades	143
3.1.12.	Pruebas de laboratorio.....	144
3.1.12.1.	Descripción petrográfica de las muestras	144
3.1.12.2.	Prueba de fluorescencia.....	144
3.1.12.3.	Prueba de acetona – agua	145
3.1.12.4.	Prueba de agua caliente	145
3.1.12.5.	Prueba de Irridiscencia	146
4.	PROBLEMAS ASOCIADOS CON ARCILLAS	147
4.1.	Estructuras básicas de arcillas.....	147
4.2.	Propiedades electroquímicas de los minerales arcillosos	148
4.3.	Mecanismos de daño de formación	148
4.4.	Ocurrencia de daño a la formación en operaciones de campo.....	149
4.5.	Tratamientos remediales	151
5.	INCRUSTACIONES	153
5.1.1.	Definición de inorgánicas	153
5.1.2.	Lucha contra las incrustaciones en campo.....	154
5.1.3.	Aplicación de inhibidores de incrustación	155
5.1.4.	Mecanismos de acción de los inhibidores de incrustación	156
5.1.5.	Compatibilidad de los inhibidores	156
5.1.5.1.	Compatibilidad de los Inhibidores con los Fluidos de Producción del Campo.....	156

5.1.6.	Elección de inhibidores de incrustaciones	158
6.	YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN ROCAS IGNEAS	160
6.1.1.	Ejemplos de yacimientos no convencionales en rocas ígneas en el mundo	162
6.1.1.1.	Malargue, Argentina.....	162
6.1.1.2.	Yacimientos en rocas volcánicas en Japón.....	163
6.1.2.	Investigaciones de yacimientos no convencionales en rocas ígneas en Colombia.....	164
7.	REMANENTES.....	167
7.1.1.	Dónde pueden quedarse Hidrocarburos	167
7.1.1.1.	Callejones estructurales y sedimentológicos sin salida.....	168
7.1.1.2.	Unidades hidráulicas lentas y bancos de baja resistividad	169
7.1.1.3.	Intervalos sin perforaciones.....	169
7.1.2.	Métodos cualitativos para ubicar hidrocarburos remanentes.....	170
7.1.2.1.	Diagramas de burbuja y de barrido vertical	170
7.1.3.	Libro de control.....	172
7.1.4.	Métodos cuantitativos para ubicar hidrocarburos remanentes	173
7.1.4.1.	Determinar el volumen de aceite móvil no recuperado.....	173
7.1.4.2.	Validación del volumen de las celdas de drenaje y gráficos de drenaje	173
7.1.4.3.	Tablas de madurez.....	175
7.1.5.	Localización del petróleo remanente	176
8.	CONCLUSIONES	178
9.	RECOMENDACIONES.....	180
10.	BIBLIOGRAFÍA	181

Lista de Tablas

Tabla 1. Funciones que desempeñan los integrantes del equipo de subsuelo.....	14
Tabla 2. Socios en el campo Aguas Blancas, Colombia.....	21
Tabla 3. Ejemplo de tabulación promedios petrofísicos.	30
Tabla 4. Geometrías típicas de yacimientos.	45
Tabla 5. Algunos acrónimos usados en mapeo.	56
Tabla 6. Datos de perforación. Elaboración propia.	82
Tabla 7. Costo de Operación Chulo 1.....	82
Tabla 8. Ficha Técnica del pozo Chulo 1.	83
Tabla 9. Prognosis del pozo Chulo 1.	92
Tabla 10. Características generales del yacimiento.	93
Tabla 11. Escala de redondez Powers (1953).	118
Tabla 12. Alternativas para eliminar o evitar daño a la formación debido a minerales arcillosos.	151
Tabla 13. Localización estratigráfica y geográfica de rezumaderos Asociados al Basamento...	166
Tabla 14. Tabla de madurez. STOIP= Stock Tank Oil Initially In Place	176

Lista de Figuras

Figura 1. Equipo de trabajo Ecopetrol inaugurando en Huila planta piloto para aumentar recobro de crudo en campos maduros.....	13
Figura 2. Modelo geológico tridimensional.....	13
Figura 3. Equipo de Trabajo de Subsuelo.....	14
Figura 4. Ejemplo de geometría de un pozo de petróleos.....	17
Figura 5. Tipos de broca utilizadas para perforar un pozo petrolero.	18
Figura 6. Diferentes equipos de perforación. Drill ship, Jackup rig, land rig y semisubmersible rig.....	19
Figura 7. Ciclo de vida del yacimiento Campo Tenay.....	20
Figura 8. Contactos de fluidos en un yacimiento de hidrocarburos.....	22
Figura 9. Incertidumbre en el punto de contacto de los fluidos agua-aceite para este caso.	23
Figura 10. Secciones de fallas.....	23
Figura 11. Registros de producción.	27
Figura 12. Resumen de registros petrofísicos.	30
Figura 13. Mapa de profundidad vs porosidad	32
Figura 14. Relación porosidad y permeabilidad pozo Cira 1880.....	36
Figura 15. Niveles de heterogeneidad de un yacimiento.	37
Figura 16. Asociación de facies para la Fm. Monserrate, porción Norte de la subcuenca de Neiva.	39
Figura 17. Macroformas de los principales controles sobre el flujo de fluidos dentro de un yacimiento.....	40
Figura 18. Secuencia genética estratigráfica.....	41

Figura 19. Parasecuencias.....	42
Figura 20. Correlacion de registros de pozos en el campo Cusiana.....	44
Figura 21. Yacimiento en capas.....	46
Figura 22. Yacimiento en rompecabezas.....	47
Figura 23. Yacimiento en laberinto.....	48
Figura 24. Ejemplo de carta de evento bioestratigrafica.....	50
Figura 25. Mapa registro de facies unidad C3 formación la Mugrosa.....	53
Figura 26. Mapeo de una estructura anticlinal.....	54
Figura 27. Mapa isocoro.....	55
Figura 28. Formas de definir el espesor de una unidad de yacimiento.....	56
Figura 29. Sección a través del campo Cusiana en el piedemonte llanero mostrando el estilo estructural típico del piedemonte llanero, construida utilizando, datos de buzamiento, pozos y geología de superficie indicada en la sección la cual se basa en la línea sísmica. Las unidades estratigráficas en la sección se basan en estratigrafía de secuencias.....	59
Figura 30. Secciones transversales equilibradas.....	60
Figura 31. Sección estructural Valle Superior del Magdalena.....	61
Figura 32. Sección estratigráfica información pozos Infantas-1613 y Llanito-1, cuenca Valle Medio del Magdalena.....	62
Figura 33. Sección transversal de la cuenca de Douala, en Camerún.....	63
Figura 34. Sección estructural campo Tello.....	66
Figura 35. Tipos morfológicos de canales fluviales.....	68
Figura 36. Principales componentes morfológicos y sedimentarios comunes a todos los deltas.....	69
Figura 37. Corte sedimentológico en una secuencia deltaica.....	69

Figura 38. Secuencia de playa y costa progradante (sin canales de marea).	70
Figura 39. Contexto paleogeográfico de los abanicos submarinos.....	71
Figura 40. Secuencia de Bouma. Bouma 1962	72
Figura 41. Modelaje Geológico.	73
Figura 42. Entrampamiento de Hidrocarburos (Trampas estratigráficas).	75
Figura 43. Entrampamiento de Hidrocarburos (Trampas estructurales).....	76
Figura 44 Riesgo Geológico.	78
Figura 45. Localización del pozo Chulo 1.....	84
Figura 46. Columna Estratigráfica generalizada del valle superior del Magdalena subcuena de Neiva.	87
Figura 47. Estado mecánico Pozo Chulo 1 - tipo “Vertical”.	94
Figura 48. Caseta de ubicación de la unidad de logging.....	96
Figura 49. Unidad de mud logging	96
Figura 50. Análisis de pruebas.....	97
Figura 51. Pozo, ubicado en el Meta.....	98
Figura 52. Datos de monitoreo de parámetros del sitio de perforación, entregados por el WellWizard.	99
Figura 53. Un instrumento de trampa de iones lineal de cromatografía líquida como ejemplo de un dispositivo que puede interactuar con un CDS (Sistema de datos de cromatografía.....	101
Figura 54. WellWizard. Instrumento de monitoreo básico en el piso de la perforación.	104
Figura 55. Análisis de zonas afectadas por rupturas y las diferencia de las áreas de lavado, junto con la litología interpretada, se pueden hacer juicios sobre las unidades de litología que causan el colapso del pozo	105

Figura 56. Cromatógrafo, para detección de Hidrocarburo y Gases Ambiental.....	107
Figura 57. Registro de RMN (resonancia magnética) para identificar el contacto de fluidos, con su respectiva simbología y leyenda.....	108
Figura 58. Muestra de recortes de perforación observado en 10x microscopio	111
Figura 59. Orden de escritura para las muestras de perforación.....	114
Figura 60. Escala de Granulometría, modificada de la escala de Wentworth.	116
Figura 61. Escala de redondez y esfericidad de Krumbein (1982).	117
Figura 62. Escala granulométrica de la unidad de logging. Incluye selección, redondez y tamaño de grano.....	118
Figura 63. Imagen de una arenisca observada con microscopio electrónico.....	119
Figura 64. Registro Fotográfico de un Núcleo con arena Bioturbada y fragmentos Fósiles.	121
Figura 65. Limpieza de muestra de cortes de perforación de lutita. Para su posterior análisis, evitando posibles datos erróneos en la interpretación de los cortes de perforación.	126
Figura 66. Muestras de núcleos.	129
Figura 67. Extracción de núcleo mientras se perfora.....	135
Figura 68. Estudio petrográfico de muestras de núcleos de perforación, pozo Chuchupa.	141
Figura 69. Al agregar un solvente el ripio o corte lechoso arroja aceite al solvente, que le da al solvente transparente un tono azul claro. Después de que el solvente se seque, cualquier residuo de aceite producirá un anillo fluorescente sobre la muestra.	141
Figura 70. Gilsonita.	142
Figura 71. Incrustación de CO ₂ es tubería de producción.....	153
Figura 72. Montaje para prueba de agua para evaluar el potencial de formación de incrustaciones inorgánicas durante la inyección de agua.	157

Figura 73. Pruebas de laboratorio, para determinar la correctiva más apropiada y rentable, según el tipo de incrustación inorgánica.	158
Figura 74. Afloramiento de rocas Ígneas intrusivas (Cuarzodioritas en el Batolito de la Plata (Ibagué), con diaclasas impregnadas de hidrocarburos.	164
Figura 75. Rezumaderos Asociados al Basamento.	166
Figura 76. Rezumaderos Asociados al Basamento.	168
Figura 77. Integración de datos usando diagramas de burbuja.	171
Figura 78. Sección transversal con patrones de barrido vertical.	172
Figura 79. Categorías de aceite remanente móvil.	177

RESUMEN

Para la realización del proyecto “GEOLOGÍA DE PRODUCCIÓN APLICACIONES PRÁCTICAS DE TÉCNICAS MODERNAS DE CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES” liderado por el Museo Geológico y del Petróleo con el apoyo de la Universidad Surcolombiana, se realiza un texto teórico-práctico en donde se profundiza en la importancia de la geología de producción en la Industria Petrolera. Pues la aplicación adecuada de la geología de producción permite describir y conocer detalladamente el yacimiento con el que se está trabajando, reduciendo la incertidumbre al momento de desarrollar una operación de extracción y producción de hidrocarburos del subsuelo, consecuentemente mayores ganancias económicas (Medina et al., 2016).

El objetivo práctico de este proyecto es realizar un módulo que reúne todas las especificaciones y procesos de la geología de producción, en el que se recolecta información de temas tales como la caracterización detallada de un yacimiento convencional y no convencional, ubicación de las reservas remanentes, entre otros; esta será de utilidad como una herramienta didáctica a nivel de pregrado, y al mismo tiempo como guía de consulta para personal en la industria.

Dentro de los alcances de este proyecto esta, reducir los recursos como el tiempo y el dinero empleado en la perforación de nuevos pozos, o en la implementación de métodos de recobro y recompletamiento, ya que las grandes inversiones que involucran estos procesos, son más seguras aplicarlas en yacimientos que cuentan con una total caracterización (Medina et al., 2016).

ABSTRACT

To carry out the project “GEOLOGY OF PRODUCTION PRACTICAL APPLICATIONS OF MODERN TECHNIQUES OF GEOLOGICAL CHARACTERIZATION OF CONVENTIONAL AND NOT-CONVENTIONAL FIELDS” led by the Museo Geológico y del Petróleo with the support of the Universidad Surcolombiana, a theoretical-practical text was prepared in which the importance of production geology in the oil industry was examined in depth. The adequate application of production geology allows us to describe and know in detail the deposit we are working with, reducing the uncertainty when developing an operation of extraction and production of hydrocarbons from the subsoil, consequently greater economic gains (Medina et al., 2016).

The practical objective of this project is to do a module that brings together all the specifications and processes of production geology, in which information is collected on topics such as the detailed characterization of a conventional and not-conventional deposit, location of remaining reserves, among others; this will be useful as a teaching tool at the undergraduate level, and at the same time as a reference guide for personnel in the industry.

Within the scope of this project is to reduce resources such as time and money spent in drilling new wells, or in the implementation of recovery and recompletion methods, since the large investments involved in these processes are safer to apply in fields that have a total characterization (Medina et al., 2016).

1. INTRODUCCIÓN

Para el presente proyecto liderado por el Museo Geológico y del Petróleo, dentro de sus programas de proyección social y educación continuada desarrollo el texto “Geología de Producción. Aplicaciones prácticas de técnicas modernas de caracterización geológica de yacimientos convencionales y no convencionales” para entregar a la comunidad universitaria y público en general.

El interés de este texto es ampliar el conocimiento de cómo los Ingenieros de Petróleos de la mano con la Geología de producción pueden ayudar a obtener más hidrocarburos de los campos existentes de Colombia, partiendo de su conocimiento como base fundamental al momento de tomar decisiones en la extracción de hidrocarburos, teniendo en cuenta que muchas zonas prospectivas petrolíferas tienen complejidad geológica (Guevara et al., 2004).

La importancia de la geología de producción en la Industria Petrolera consiste en lograr extraer hidrocarburos del subsuelo, para lograr este propósito, se debe conocer detalladamente el yacimiento con el que se está trabajando, reduciendo así la incertidumbre.

La cantidad de hidrocarburos recuperado de los campos petroleros de Colombia históricamente ha sido pobre. Generalmente, se ha dejado más hidrocarburos dentro en los campos petroleros de lo que se ha producido. Particularmente en Colombia, se estima que las actuales reservas económicamente viables del país llegan a los 1827 millones de barriles equivalentes (Mbpe), de continuar de la misma manera sin un conocimiento ampliado sobre el área de producción, los volúmenes de hidrocarburos alcanzarían solo para una producción continua de 7.6 años, (Portafolio, 2020); por lo cual es necesario ampliar los conocimientos en

el área geología de producción que permita tomar decisiones acertadas para lograr aumentar reservas.

La geología de producción es el área encargada de la caracterización de la roca reservorio, las operaciones de pozo en las que se recolecta la data geológica, y la integración de data multidisciplinaria para la identificación de oportunidades que ofrece un mejor conocimiento de los yacimientos. Todo ello contribuye de manera fundamental para la óptima explotación de las reservas.

Según Soto (1998), la geología de producción tiene que ver con el reconocimiento de la roca reservorio, el fluido que contienen y las oportunidades que ofrecen los yacimientos para la óptima explotación de los hidrocarburos.

El esquema geológico, que describe la metodología de la geología de producción, empieza por el geólogo de producción, quien es requerido para establecer un programa geológico conceptual para el yacimiento. Esto puede ser convertido en una representación computarizada para ser usada por el resto del equipo de subsuelo. Para la realización del programa geológico se reúne la información de la cartografía geológica del subsuelo, las secciones geológicas, construcciones de secciones estratigráficas y mapas (Medina et al., 2016).

Consecuentemente para el reconocimiento de la roca reservorio es necesario el estudio y comprensión de los procesos geológicos actuales, que constituyen la base para definir los diferentes tipos de ambientes sedimentarios y todos los aspectos relacionados con la formación de yacimientos petrolíferos y su prospección como reservas potenciales, de tal manera que, investigando su forma de ocurrencia, se puede inferir lo sucedido en el pasado (Barbosa & Tyler, 2008). Pues cada ambiente particular posee, diferentes tipos de facies cuya identificación es de gran ayuda para los estudios geológicos de yacimientos (Veloza et al., 2008), este conocimiento

ayudara al geólogo y al ingeniero de petróleos a ver patrones similares en los campos en los que trabaje (Posada & López, 2010).

Posteriormente al sumar los aspectos estructurales y sedimentarios de un área (correlación estratigráfica) para interpretar la distribución y las variaciones especiales de los yacimientos, así como la relación entre ellos, se realiza el modelo geológico del yacimiento.

Finalmente, con la información de exploración y caracterización geológica de un yacimiento descrita anteriormente se realiza la aplicación, diseño y realización de la prognosis de un pozo exploratorio de desarrollo (Tipo A3).

Una herramienta fundamental en una perforación de un pozo A3 es la unidad de registros (LOGGING UNIT), que permite realizar un reporte gráfico de los ripios de roca perforada o muestras de la formación e informar inmediatamente de cualquier cambio importante en el transcurso de la perforación.

También se debe tener en cuenta que durante la perforación de pozos de desarrollo (A3) la empresa petrolera se enfrenta a dos posibles problemas graves asociados a presencia de arcillas e incrustaciones, causando pérdidas económicas, sino son manejados adecuadamente.

Finalmente, en los dos últimos capítulos del manual se da un breve resumen de investigaciones en yacimientos no convencionales en rocas Ígneas y las definiciones empleadas para la ubicación de remanentes en Colombia.

1.1. OBJETIVOS

1.1.1. OBJETIVO GENERAL

Realizar y compilar información de Geología de producción en un documento; de tal manera que sirva de guía informativa tanto para la academia, como para la industria petrolera colombiana.

1.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Crear para las empresas petroleras, Ingenieros de petróleos, geólogos y estudiantes de ingeniería de petróleos un módulo como bibliografía importante a la hora del reconocimiento de la roca reservorio, al fluido que contiene, además de la evaluación de producción, reservas y localización de hidrocarburos, no solo en yacimientos convencionales, sino también en yacimientos no convencionales.
- Aplicar los principios de la geología en la descripción de yacimientos convencionales y no convencionales, su importancia en la evaluación y producción de las reservas de hidrocarburos.
- Ofrecer a la industria petrolera colombiana un documento que sirva como base teórica para la toma de decisiones en cuanto a la optimización geológica de nuevos pozos y mejorar el recobro de los yacimientos mediante una detallada caracterización geológica.
- Exponer el conocimiento de los yacimientos no convencionales en Colombia, en rocas del basamento que además representan la mayor parte de la corteza terrestre y por ende puede existir un gran potencial de hidrocarburos asociado a ellas.
-

1.2. METODOLOGIA

Este proyecto se llevó a cabo en 5 etapas que se explican en detalle a continuación:

1.2.1. Recolección de información

Para el desarrollo de este proyecto se hace necesario la recopilación de información verídica que garantice una correcta aplicación de los fundamentos de la geología de producción permitiendo deducir qué propiedades del yacimiento son de mayor relevancia para lograr mejores prácticas de extracción de los hidrocarburos, cómo estas se correlacionan entre sí

permitiendo un entendimiento más amplio del yacimiento para así conocer las áreas de las arenas del campo que pueden llegar a tener mejores resultados teniendo en cuenta propiedades como porosidad, saturación de petróleo, permeabilidad, arena neta, lenticularidad, entre otras, logrando así encontrar zonas donde se puede tener mayor productividad, aumentar la vida de los campos, y aumentar la tasa de éxito en las perforaciones. Para lograr esto se llevará a cabo las siguientes técnicas:

- a) Consulta de información bibliográfica aplicada a la geología de producción, aspectos estructurales, y aspectos sedimentarios que son claves para predecir la ubicación y migración de los fluidos, en conjunto con información reciente sobre áreas de investigación en campos Colombianos.
- b) Asesoría de personas profesionales, capacitadas en el área de geología de producción, y comportamiento de las propiedades dentro del yacimiento.

1.2.2. Selección de información

La información obtenida de papers, artículos, trabajos de pregrado y posgrado, páginas web y libros de diferentes autores, que tratan sobre el tema en discusión, es usada para estudiar sus resoluciones respecto al comportamiento que se puede esperar dentro del yacimiento relacionado con la acumulación y migración de los fluidos; con base a esto se analiza la información reportada, y así con la ayuda de personas conjuntas a la universidad, se complementa el documento con datos locales con los que se pueda disponer, en donde se podría aplicar dicha metodología de estudio, resaltando los factores de mayor relevancia con un enfoque directo en la distinción de los yacimientos, cómo caracterizarlos debido a ciertos factores importantes y cómo aplicar este conocimiento a la hora de escoger la ubicación de los pozos en las áreas más prospectivas.

1.2.3. Análisis de la información

La información obtenida permitirá hacer un análisis detallado de cómo algunos factores afectan en menor y mayor proporción las acumulaciones presentes en los distintos yacimientos de acuerdo a sus propiedades, permitiendo establecer zonas donde se puedan encontrar mayores acumulaciones de petróleo de acuerdo al conocimiento geológico y petrofísico que se tenga del campo permitiendo establecer un prospecto de que se puede hallar en las mismas clarificando si son buenas o pobres las acumulaciones de hidrocarburos y cómo manejar esta información para tener una idea clara del yacimiento de manera que a la hora de elegir la ubicación de pozos prospectos aumentar las reservas y el factor de recobro en los campos logrando así mayores tasas de éxito permitiendo que las inversiones tengan mejores resultados para las empresas.

1.2.4. Desarrollo de conclusiones

Todos los datos recolectados, análisis y estudios realizados permitirán llegar a conclusiones veraces, coherentes y concisas de cómo la geología de producción afecta el comportamiento de la producción en un yacimiento de hidrocarburos convencionales y no convencionales.

1.2.5. Desarrollo del documento

La finalidad de este proyecto es la creación un documento que ofrece una herramienta didáctica indispensable en el cual se recopile la información actualizada disponible de la geología de producción de yacimientos convencionales y no convencionales. Este manual podrá utilizarse por universidades como texto informativo, de igual manera las empresas con el fin de analizar sus yacimientos, y actuar de la manera apropiada con respecto a las condiciones que esté presente, permitiendo que las acciones que se tomen sean efectivas y eficientes al comprender la importancia de la geología de producción y como está afecta de manera directa el

comportamiento de la producción con un detallado estudio de los factores que modelan el mismo. A continuación se describe estudios previos relacionados con la geología de producción, relevantes para la consecución de este proyecto de grado.

1.3. ESTUDIOS PREVIOS

Shepherd, M. (2009) “Oil field production Geology” (AAPG Memoir 91). Información útil fue recopilada de este texto como referencia para la consecución de este proyecto, siendo este un libro escrito para estudiantes, profesionales del petróleo y para cualquiera que esté interesado en la geología de los yacimientos. Donde se explica los antecedentes de la geología de la producción en el contexto del petróleo y operaciones en el subsuelo. También da directrices prácticas en cuanto a cómo un geólogo de producción puede analizar la geología del yacimiento y características del flujo de fluidos de un yacimiento petrolífero con el fin de mejorar recuperación de hidrocarburos. Adicionalmente se dan consejos sobre cómo buscar la ubicación de los volúmenes restantes (remanentes) de un campo petrolero.

De acuerdo con el planteamiento de Soto (1998). La geología en la industria petrolera se clasifica de acuerdo con tres actividades específicas: la geología de exploración que estudia la generación y migración de los hidrocarburos y su ubicación a través de la sísmica. La geología de perforación estudia todos los parámetros geológicos que respaldan la fase extractiva de los hidrocarburos y la geología de producción tiene que ver con el reconocimiento de la roca reservorio, el fluido que contienen y las oportunidades que ofrecen los yacimientos para la óptima explotación de los hidrocarburos. En su libro aplica los principios de la Geología en la descripción de yacimientos y su importancia en la evaluación y producción de las reservas de hidrocarburos.

Dijkers (1985), en su libro *Geology in Petroleum Production*, nos muestra dos partes importantes en su desarrollo. Este autor describe las técnicas que aplica el geólogo para construir la imagen o representación del yacimiento en el campo, esto comprende un estudio de campo completo que se puede subdividir en varias etapas, comenzando con los datos brutos y terminando con la descripción geológica completa. La primera parte del texto analiza estas etapas en su orden lógico. En la segunda parte, se expone al geólogo en la aplicación práctica de sus conocimientos especializados para la optimización del proceso de producción de petróleo y gas, siendo estos de beneficio económico para la Industria de hidrocarburos.

Morton & Woods (1992), realiza el manual “Development Geology Reference Manual” publicado por “The American Association of Petroleum Geologists” (AAPG) es una fuente bibliográfica valiosa que sirve para guiar tanto a universitarios recién graduados como a profesionales a través de conceptos, tecnologías, y métodos que abarcan el trabajo diario de un geólogo del producción. El manual proporciona una gran cantidad de información práctica y específica. el manual consta de diez partes que se dividen en cuatro amplias categorías. El primer grupo que están relacionadas con actividades que generalmente preceden a la perforación o desarrollo de yacimientos, además de consideraciones económicas relacionadas con la explotación de petróleo y gas. El segundo grupo se centran en el equipo y los datos del sitio del pozo, su recopilación y análisis. El tercer grupo cubre la integración e interpretación de datos para la descripción del yacimiento y el grupo final consta de técnicas de ingeniería y tecnologías usadas por los geólogos del producción.

“Petroleum Geoscience” de “Sedimentary Environments to Rock Physics, 2ed” del autor Bjørlykke (2015). En este libro expone el interés en romper las barreras que parece existir entre

disciplinas geofísicas y geológicas. En el texto introduce a las disciplinas básicas, relevantes para exploración y producción de petróleo. También cuenta con una recopilación de información sobre núcleos. Y datos actualizados de la geología de producción, dado que la tecnología de exploración y producción es cada vez más avanzada.

Por otro lado, el Curso de Geología de Producción para Ingenieros realizada por el Centro de Formación y Adiestramiento de Petróleos de Venezuela y sus Filiales (CEPET-PDVSA), propone como metodología para el aprendizaje de la geología de producción una guía que contiene aspectos importantes de factores para la acumulación de hidrocarburos, estudio de las cuencas sedimentarias, el origen, migración de hidrocarburos y las trampas que forman un sistema petrolífero. Además, la caracterización del yacimiento, por medio del mapa de subsuelo, secciones geológicas, y la sismología de producción o interpretación sísmica.

Finalmente, Medina, D., et al. (2016) en el proyecto “Manual Colombiano de geología de producción aplicaciones prácticas de técnicas modernas de caracterización geológica de yacimientos” recopila información teórico-práctica generalizada de Colombia referente a la geología de producción. El texto tiene como objetivo aplicar los principios de la geología de producción en la descripción de yacimientos y presenta la importancia en la evaluación y producción de las reservas de hidrocarburos en Colombia.

1.4. FUNDAMENTOS TEORICOS

1.4.1. GEOLOGÍA DE PRODUCCIÓN Y EL YACIMIENTO

De acuerdo con el planteamiento de Soto (1998), la geología de producción en la industria petrolera se clasifica de acuerdo con tres actividades específicas:

- La Geología de Exploración: estudia la generación y migración de los hidrocarburos y su ubicación a través de la sísmica.
- La Geología de Perforación: estudia todos los parámetros geológicos que respaldan la fase extractiva de los hidrocarburos.
- La Geología de Producción: tiene que ver con el reconocimiento de la roca reservorio, el fluido que contienen y las oportunidades que ofrecen los yacimientos para la óptima explotación de los hidrocarburos.

El conocimiento de la geología de la zona con potencial de hidrocarburos es esencial para la evaluación eficiente de los programas de perforación, extracción y recuperación o recobro de hidrocarburos.

1.4.1.1. ¿Qué hace la geología de producción?

La geología de producción comprende todos elementos geológicos que son de mayor importancia para la recuperación de petróleo y gas. (Knut Bjørlykke, 2015).

La geología de producción juega un papel importante en el equipo subsuelo; un equipo que dirige la producción de un campo petrolero y encuentra la manera de obtener hidrocarburos de él, utilizando las herramientas disponibles como algunos software (véase figura 1).



Figura 1. Equipo de trabajo Ecopetrol inaugurando en Huila planta piloto para aumentar recobro de crudo en campos maduros.

Fuente: (Dinero, 2020)

La representación geológica es una herramienta muy útil para representar el yacimiento (véase figura 2). Es de vital importancia la mejor realización de la estructura tridimensional del yacimiento (Dijkers, 1985).

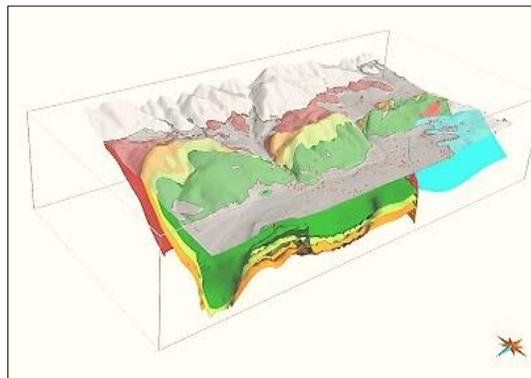


Figura 2. Modelo geológico tridimensional

Fuente: (Sotasol, 2014)

La geología de producción en un campo buscará en sí misma trabajar como parte de un equipo multidisciplinario. En una gran compañía, esto incluirá Company man, geólogos, geofísicos, petrofísicos, ingenieros de yacimientos, ingenieros de producción, químicos, y asistentes técnicos. Algunos equipos también pueden incluir ingenieros de perforación y

economistas, teniendo en cuenta lo incierto del crecimiento de reservas que se espera en el futuro, y su precio, que dependen de numerosas variables (Thompson et al., 2009).

.El equipo de trabajo es esencial porque la compleja naturaleza de una operación de subsuelo necesita de varias disciplinas para integrar sus áreas específicas de experiencia para que la aventura sea exitosa (véase Figura 3 y Tabla 1). Algunas compañías petroleras tienen separadas la geología y los departamentos de ingeniería, aunque esto raramente se practica. Algunos problemas que se presentan pueden ser rápidamente reconocidos y solucionados por una acción directa común.

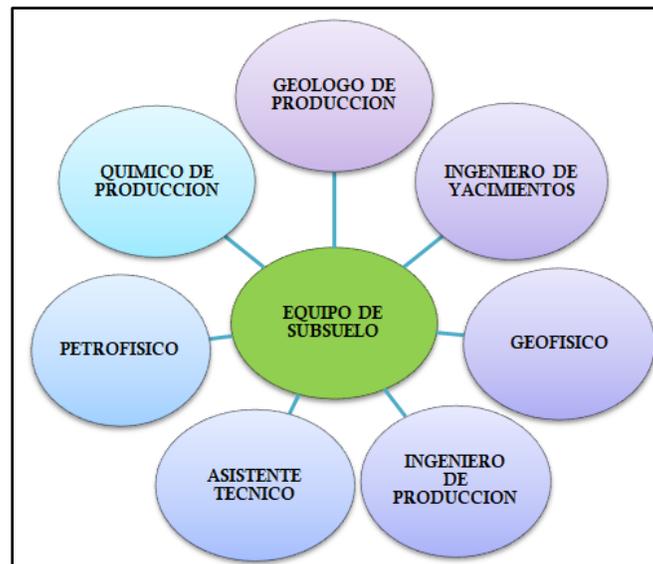


Figura 3. Equipo de Trabajo de Subsuelo

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 1. Funciones que desempeñan los integrantes del equipo de subsuelo.

FUNCIONES POR DESEMPEÑAR POR EL EQUIPO DE SUBSUELO	
Profesión	Función que desempeña
Equipo de Subsuelo	Administra y coordina el trabajo de todos en el equipo de subsuelo.
Geólogo de producción	Responsable de la comprensión y modelar la estructura geológica del yacimiento. Ayuda a denominar y planificar nuevas ubicaciones de pozos.

Geofísico	Pasa la mayor parte de su tiempo con la interpretación de datos sísmicos para definir la estructura del yacimiento y la distribución de las fallas. Los datos sísmicos permiten caracterizar las propiedades del ambiente deposicional, la roca y propiedades de fluidos.
Petrofísico	Una tarea clave es analizar los registros de wireline para cuantificar las propiedades de la roca a escala del pozo.
Asistente Técnico	Brinda soporte técnico. Esto incluye al manejo de datos la preparación de datos y el mapeo a computador.
Ingeniero de Yacimientos	Predice cuanto crudo y gas es probable que produzca un campo, y puede realizar una simulación del rendimiento del yacimiento, para poder analizar cómo se comportara la producción del campo, así como tomar la iniciativa en la actividad de gestión de yacimientos.
Ingeniero de Producción	Responsable de optimizar todos los aspectos mecánicos de la producción de hidrocarburos desde el pozo hasta las instalaciones de superficie.
Químico de Producción	Analiza y trata problemas relacionados con la formación, corrosión de metal, fluidos de perforación, formación de parafinas, y precipitación de sólidos entre el yacimiento y las instalaciones de superficie.
Ingeniero de perforación	Planifica los aspectos mecánicos de cualquier operación en el pozo, incluyendo perforación de nuevos pozos.
Economista	Se encarga de evaluación de costos de algunas actividades relevantes para las actividades del equipo de subsuelo.

Fuente: Modificado por autores del proyecto. Tomado de (Shepherd, 2009)

En las fases de desarrollo y producción de un proyecto petrolero, muchos diseños y decisiones operativas se deben tomar. Estos incluyen la técnica adecuada recuperación, número de pozos de producción e inyección, ubicación de los pozos, tiempo de perforación, capacidad instalada de procesamiento, almacenamiento y distribución instalaciones, tasas de producción e inyección, y tiempo de desmantelamiento (Jahn et al, 1998).

Por las anteriores razones la geología de producción involucra planear pozos y monitorearlos mientras están siendo perforados. Los pozos proveen la mayoría de los datos geológicos para entender el yacimiento. Por consiguiente, el geólogo de producción necesita tener un razonable entendimiento detallado de como los pozos son perforados y las operaciones realizadas sobre ellos antes de empezar a producir.

1.4.2. PERFORACIÓN

El objetivo de la perforación es construir un pozo útil: un conducto desde el yacimiento hasta la superficie, que permita su explotación racional en forma segura y al menor costo posible (Pemex, 2014).

Un pozo inicia la perforación cuando la broca encuentra el primer pedazo de sólido o sedimento debajo de la plataforma. Un pozo no se perfora todo en un solo paso, este tendrá varias etapas de perforación. Cada sección implicará perforar el hueco hasta cierta profundidad y entonces bajar un casing metálico y cementar sobre la superficie de la roca de las paredes del perforado antes de ir más abajo. La razón de hacer esto es para prevenir que sedimentos poco consolidados colapsen antes de que el pozo haya sido perforado, aunque también puede usarse para aislar ciertos problemas de formación (Medina et al.,2016).

Un pozo típico tiene una geometría de barreras de diferentes diámetros y con revestimientos de tuberías a diversas profundidades (véase Figura 4), llamadas etapas de perforación, para la prospección o explotación de yacimientos petroleros (IPM, 2013).

Diámetro de agujero o barrena (pulgadas)	Etapa o tubería	Diámetro de tubería (pulgadas)	Profundidad de asentamiento (metros)
36	Conductora	30	80 – 150
26	Superficial	20	600 – 1,000
17 ½	Intermedia	16 – 13 3/8	1,800 – 2,400
12 ¼	Intermedia	9 5/8	2,800 – 3,200
8 ½	Explotación	7	4,000 – 5,000



Figura 4. Ejemplo de geometría de un pozo de petróleos.

Fuente: (IPM, 2013).

Personal de servicio especializado llamado mud loggers monitorean los parámetros de perforación y conectan los cortes de la perforación para analizarlos. Allí puede también estar un geólogo de campo presente en el equipo quien dibujara un registro litológico de la examinación de los cortes. El objetivo es analizar la litoestratigrafía para ayudar en la toma de decisiones operacionales, por ejemplo, cuándo poner un casing. El geólogo de campo también examinará los cortes para indicaciones de trazas de hidrocarburos. Una fuente de luz ultravioleta será usada para comprobar la fluorescencia de hidrocarburos en las muestras, un signo que el aceite está presente (Medina et al., 2016).

1.4.2.1. Como son perforados los pozos

El método más común usado para perforar pozos es perforar rotando. Una broca de perforación (véase figura 5) es una herramienta que va enroscadas en el extremo inferior de la sarta de perforación, y están dotadas de elementos cortantes, que sirven para penetrar las formaciones en el subsuelo, estableciendo contacto entre la zona productora de hidrocarburos y la superficie (Ramos, 2011), el ensamblaje completo es rotado por un plato motorizado en la superficie, la

mesa rotaria. Modernos equipos usan un sistema de top drive para rotar la tubería de perforación, un ensamblaje que es guiado arriba y abajo por unos rieles en la torre de perforación. La broca girando corta o aplasta la roca.



Figura 5. Tipos de broca utilizadas para perforar un pozo petrolero.

Fuente: (Ramos, 2011)

Es importante también el fluido de perforación, siendo este una mezcla líquida de varios componentes que pueden incluir: agua (dulce o salada), aceite, arcilla, aditivos químicos, gas o aire. En el campo generalmente se le denomina Lodo (Schlumberger, 2004).

El lodo es circulado a través de la sarta de perforación dentro del pozo constituido de agua o mezcla de agua aceite, sólidos y varios aditivos, es circulado hacia abajo a través de la tubería de perforación y sale a través de las boquillas de la broca. El lodo retorna a superficie por el anular, el espacio entre la tubería y el hueco. El lodo lubrica la broca, evita que esta se ponga muy caliente por la fricción, y levanta los fragmentos de roca cortados por la broca hasta superficie. Este debe ser lo suficientemente denso en caso de overbalance de alguna formación de alta presión encontrada mientras se perfora. Si esto último falla, el fluido en la formación desplazará el lodo hueco arriba. Esto es llamado patada. Sería una situación peligrosa si no se aborda rápidamente, en realidad, los profesionales en campos petroleros son

claramente conscientes del peligro involucrado en la combustión y ráfagas explosivas que pueden resultar de la erupción de hidrocarburos.

Los requerimientos para explorar y explotar nuevos yacimientos en localizaciones inaccesibles, han creado la necesidad de promover el desarrollo tecnológico de los equipos de perforación, para poder alcanzar los yacimientos que se encuentran en el subsuelo (Campos, 2011). Estos yacimientos están ubicados en diversas localizaciones y ambientes, por lo que es necesaria la utilización del equipo que más se adecue a las necesidades de la perforación (véase Figura 6).



Figura 6. Diferentes equipos de perforación. Drill ship, Jackup rig, land rig y semisubmersible rig.

Fuente: Modificado por el autor del proyecto. Tomado de (Campos, 2011).

1.4.3. EL CICLO DE VIDA DEL YACIMIENTO

Esto es usado metafóricamente para referirse a la vida de un yacimiento (véase Figura 7). Asegurar una producción óptima de los campos de petróleo y gas es un desafío importante tanto desde el punto de vista económico y perspectiva ambiental (Bjørlykke, 2015).

En los primeros años, el yacimiento producirá vigorosamente con pocas dificultades. Cuando el campo madura, no obstante, numerosos problemas pueden presentarse y

eventualmente, la energía del yacimiento y la producción declinan, el campo es abandonado (Medina et al., 2016).



Figura 7. Ciclo de vida del yacimiento Campo Tenay.

Fuente: (Posada & López, 2010)

Esto también da un enfoque general de cómo es manejado el yacimiento, a continuación, se discutirá cada paso del ciclo de vida del yacimiento:

1.4.3.1. Descubrimiento y evaluación

Las compañías petroleras siempre están explorando para descubrir nuevos campos de aceite y gas para mantener la economía, algunas veces con éxito, y otras no.

La exploración se puede describir como una secuencia de actividades realizadas para obtener información (Benkherouf & Bather, 1988; Bjørstad et al., 1989; Harris, 1990). Técnicas topográficas (gravimétricas, magnetométricas y sísmicas) se utilizan para identificar cuencas sedimentarias, posibles rocas reservorios y trampas (Jahn et al., 1998). Si se identifica un prospecto prometedor, el pozo de exploración se perfora. La perforación es la actividad exploratoria más cara, pero también la única forma de confirmar la presencia de petróleo.

Por esto, en Colombia donde las concesiones de perforación son dadas por el gobierno, es una práctica común que más de una compañía comparen riesgos y gastos de la exploración (Tabla 2). Si el consorcio tiene éxito en la exploración, un acuerdo de operación conjunta se formará entre el gobierno y la compañía (Medina et al., 2016).

Tabla 2. Socios en el campo Aguas Blancas, Colombia

Compañía	Interés en el campo (%)	Rol
Ecopetrol	40	Socio
Parex	60	Operador

Fuente: (Medina et al., 2016)

Estos especifican los términos y condiciones sobre cómo serán repartidos los costos y beneficios resultantes de la exploración. Bajo estos acuerdos, una de las compañías miembro será voluntario o nombrado para ocuparse del bloque. Entonces esta compañía se hará el operador, y ellos supervisarán todo el trabajo de exploración. Entonces, ellos contratarán el equipo de perforación, harán todo el análisis exploratorio, y perforarán algunos prospectos atractivos. Las otras compañías se harán socios del proyecto. Aunque ellos no estarán directamente involucrados con el día a día de las operaciones, los socios tendrán participación importante en decisiones mayores que involucren gasto de dinero. Si el resultado de una exploración es un nuevo descubrimiento, la compañía operadora usualmente continuará en la calidad de operador, y ellos organizarán todos los siguientes trabajos de ingeniería y de subsuelo. Reuniones regulares se harán para reportar sobre las operaciones a los socios (Shepherd, 2009).

Después de perforar el pozo descubierto, el siguiente paso es evaluar el nuevo descubrimiento. El propósito es determinar si los nuevos campos de petróleo y gas producirán suficiente gas natural o petróleo que sea rentable. El desarrollo de nuevas áreas requiere una gran inversión, y debe juzgar cuidadosamente si vale la pena el riesgo. Esta responsabilidad se asigna

al equipo de desarrollo dentro de la empresa operadora, y su objetivo final es recomendar a los gerentes y socios si proceder con el desarrollo del campo.

La primera tarea es estimar el tamaño del nuevo descubrimiento. Esto es primariamente responsabilidad de los geofísicos y petrofísicos. El volumen inicial total de petróleo en el depósito es llamado volumen de aceite in situ (V_p). El porcentaje de ese aceite que se puede producir es llamado recobro o el factor de recobro (Bjørlykke, 2015).

El volumen básico estimado por los geólogos es el hidrocarburo original in situ, eficazmente el volumen total en la estructura. Esto comprende el aceite original in situ para un campo de aceite y el gas original in situ para un campo de gas. Una vez estos valores han sido obtenidos, entonces el ingeniero de yacimientos calculará las reservas, una determinación aproximada de cuanto hidrocarburo del nuevo yacimiento es apto para ser producido (Medina et al., 2016).

Para evaluar el hidrocarburo in situ, varias preguntas básicas necesitan ser respondidas en esta etapa por ejemplo dónde están los contactos entre fluidos (véase Figura 8).

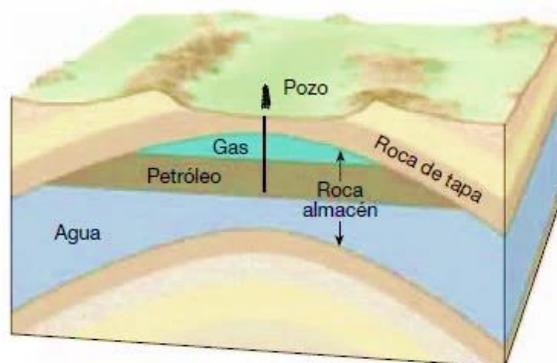


Figura 8. Contactos de fluidos en un yacimiento de hidrocarburos.

Fuente: Modificado por (Medina et al., 2016). Tomado de (portal del petróleo, 2016).

La profundidad de los contactos de los fluidos y la altura de la columna de hidrocarburo es un factor importante para saber cuándo estimar el volumen de hidrocarburo in situ para un nuevo descubrimiento. Sin embargo, el contacto de los fluidos no siempre es conocido en este

punto. El pozo descubierto puede ser un yacimiento lleno de hidrocarburos sobre un intervalo de roca porosa que no evidencie una profundidad de contacto de fluidos (véase Figura 9). Otros pozos pueden necesitar bajar más para determinar el contacto de los fluidos (Medina et al.,2016).

Otra pregunta es concierne sobre si el yacimiento este comunicado por todas partes o está dividido en varios compartimientos aislados tanto que tomará más pozos para ser desarrollado (Medina et al.,2016), (véase Figura 10).

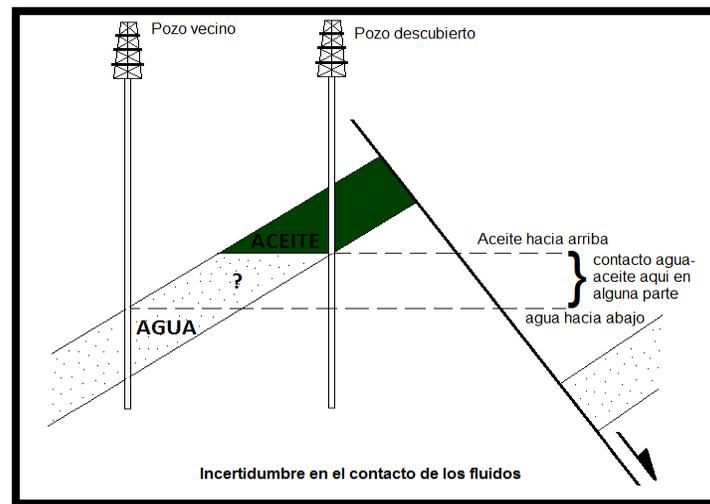


Figura 9. Incertidumbre en el punto de contacto de los fluidos agua-aceite para este caso.

Fuente: Modificado por (Medina et al., 2016). Tomado de (Shepherd, 2009).

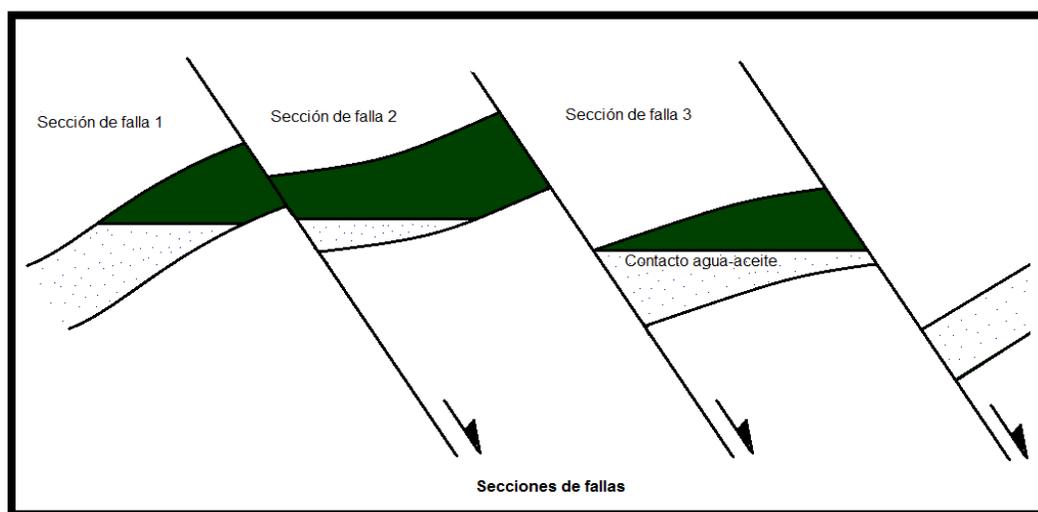


Figura 10. Secciones de fallas.

Fuente: Modificado por (Medina et al., 2016). Tomado de (Shepherd, 2009).

1.4.3.2. Pozos exploratorios

La vida de un campo petrolífero comienza cuando un pozo de exploración perforado bajo la responsabilidad del departamento de exploración se ha encontrado con una formación hidrocarburos de tal espesor y calidad aparente, que la posibilidad de una viabilidad que el campo esté presente ahora se ha convertido en una probabilidad. En esta etapa la información disponible sobre la geología del campo es aún escasa. La data disponible para el desarrollo del equipo comprende los resultados del pozo descubiertos más los resultados sísmicos. Para recopilar información adicional, al menos uno o varios pozos normalmente tiene que perforarse; estos pozos se denominan pozos de evaluación (Dijkers, 1985).

1.4.3.3. Yacimientos inciertos en la etapa de evaluación

Incluso después de perforar algunos pozos de evaluación, existirá una gran incertidumbre sobre la cantidad de hidrocarburos en el yacimiento y cómo deben ser ejecutados los campos. Sin embargo, aunque la posibilidad de pérdida financiera no se ha eliminado por completo, en esta fase se obtendrán más datos y el resultado general reducirá el riesgo de pérdida

Se ha obtenido data estática, data que puede ser usada para entender la forma, almacenamiento, y propiedades del yacimiento de hidrocarburo bajo investigación. Ahora es necesario obtener data dinámica, data que de una idea de ratas de flujo óptimas para la futura producción de pozos. Drill Stem Test (DST) pueden ser conducidos en los pozos de evaluación.

Las pruebas DST casi siempre se llevan a cabo en pozos exploratorios, o en áreas que no se tienen suficiente grado de certeza, por ejemplo, zonas con reservas probables/posibles, la cual requiere comprobar si las reservas tienen algún atractivo comercial (portal del petróleo, 2013).

Altas ratas de producción inicial indican que la gran suma de dinero requerida para invertir puede ser recuperada rápidamente. Se espera que un alto recobro final dará un alto grado

de tranquilidad de que el proyecto dará considerables sumas de dinero con solo un bajo riesgo de pérdida económica (Medina et al., 2016). Cada yacimiento se comporta de manera diferente, por lo tanto se debe analizar y caracterizar, pues aun sin las más altas ratas de producción puede ser viable económicamente.

1.4.3.4. Fuentes de datos

El estudio de revisión geológica de producción cubre todo el procedimiento del análisis y descripción del campo y sus reservorios. En interés de la comunicación con otros miembros del personal de ingeniería petrolera y con el fin de dejar un registro para el futuro personal, es útil adjuntar al estudio un conjunto completo de documentos de trabajo (Bjørlykke, 2015).

Asegurándose de que la información sea accesible, ya sea como papers bien organizados o como datos digitalizados en una unidad de computo.

Los geólogos de producción pueden utilizar grandes cantidades de datos para la evaluación de yacimientos. La adquisición de muchos datos será muy costosa, especialmente si los datos se obtienen de pozos de petróleo en alta mar.

1.4.4. DATOS

1.4.4.1. Tipos de datos

Los registros proporcionan en cierta medida un estudio de las formaciones perforadas, que permiten a los geocientíficos e ingenieros determinar las características del yacimiento tales como litología, porosidad, saturaciones de fluidos, presión, buzamiento de formación, tipo de hidrocarburo y su profundidad asociada. Los registros son un elemento extremadamente importante en la caracterización de formaciones subsuperficiales. Sin embargo, los registros no pueden por si solos proporcionar una caracterización completa del yacimiento (Morton & Woods, 1992) .

Una óptima caracterización ocurren cuando los registros se combinan con núcleos y su análisis asociado, registros de lodo, datos de medición durante la perforación (MWD), sísmica datos, pruebas de pozos, análisis de cortes y pruebas de producción. La caracterización de las propiedades del yacimiento a partir de registros únicamente es comúnmente llamada la ciencia del análisis de registros y la caracterización de las propiedades del yacimiento a partir del análisis de todas estas medidas se denominan comúnmente petrofísica (Morton & Woods, 1992).

Según Shepherd (2009) un geólogo de producción usará data de varias fuentes entre las cuales incluyen:

1. Data de registro de lodos
2. Data de núcleos
3. Reportes de sedimentología y petrología
4. Registros wireline y data de registro mientras se perfora (LWD)
5. Datos de registros de producción
6. Datos de Well test
7. Muestras de fluidos
8. Datos de producción
9. Datos sísmicos

1.4.4.2. Data de registros de lodo (mud logging)

El alcance del servicio básico de adquisición de registros de lodo se ha ampliado con el tiempo, ya que los sensores adicionales trajeron más datos a la unidad de adquisición de registros, expandiéndose en diversidad desde cromatógrafos de gas hasta indicadores de nivel de pozo de lodo y peso sobre la broca. El servicio de registro de lodo ahora típicamente rastrea ROP, litología, indicadores visuales de hidrocarburos, gas combustible total en el lodo y

compuestos de hidrocarburos individuales en el gas, junto con numerosos parámetros de perforación. Como centro para monitorear las operaciones de perforación y los sensores de la plataforma, la unidad de registro de lodo se ha convertido en una fuente de información crucial para el representante de la empresa, el perforador y el geólogo (Schlumberger, 2012).

1.4.4.3. Datos de registros de producción

Los registros de producción se ejecutan en un pozo productor para determinar velocidades de flujo de fondo de pozo y evaluar barrido del yacimiento (véase Figura 11). Le dan al equipo de subsuelo una comprensión de cómo se está comportando el pozo en producción (Shepherd, 2009).

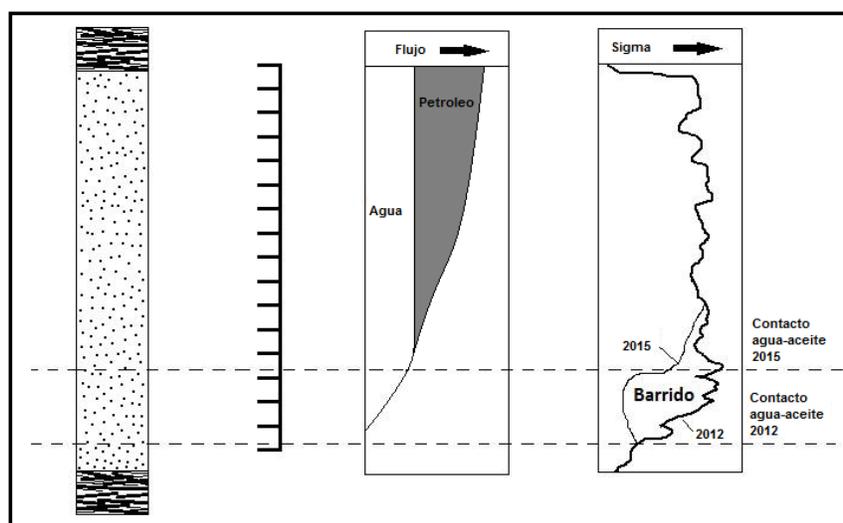


Figura 11. Registros de producción.

Fuente: Modificado por (Medina et al., 2016). Tomado de (Shepherd, 2009).

1.4.4.4. Datos de pruebas de pozos

Las pruebas de pozos de producción son importantes para el desarrollo del yacimiento, ya que proporcionan información sobre las tasas de flujo, arquitectura del yacimiento, propiedades de las rocas, y presiones del yacimiento. Una prueba de pozo de producción se lleva a cabo mediante la inducción de las variaciones de presión en un pozo en el tiempo. Los datos de

presión se usan para evaluar las propiedades y el fluido del yacimiento alrededor del pozo por una técnica conocida como análisis transitorio de presión (Shepherd, 2009).

1.4.4.5. Muestras de fluido

El análisis composicional generalmente se refiere a la medición de la distribución de hidrocarburos y otros componentes presentes en las muestras de petróleo y gas. Usando técnicas modernas, las muestras se analizan para determinar la descomposición de los componentes en la muestra. El análisis de composición se puede utilizar para evaluar la calidad y características de las muestras (Core Lab, 2020).

1.4.4.6. Datos de producción

Los datos de producción se pueden utilizar para hacer inferencia sobre la continuidad y conectividad del yacimiento. El geólogo debe tener acceso directo a los perfiles de producción pozo a pozo. Estos muestran la tasa de producción con respecto al tiempo para cada pozo incluyendo la tasa total de flujo de fluido, la tasa de flujo de hidrocarburos, el caudal de agua, y el corte de agua (porcentaje de agua que fluye con respecto al flujo total). La idea es estar atento ante cualquier cambio inexplicable en la producción o anomalías inesperadas (Shepherd, 2009).

1.4.5. ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES DE LAS ROCAS

Una parte esencial para una descripción adecuada de un yacimiento es una base de datos de análisis de muestras de fluidos y rocas de yacimiento (Morton & Woods, 1992).

Las rocas y los fluidos, así como su propiedad; la porosidad, junto a las cifras brutas y la saturación de agua, son necesarios para generar un modelo geológico y para evaluar los volúmenes de hidrocarburos en el lugar. Una evaluación de la permeabilidad es la base para la comprensión de la productividad de un pozo.

Las propiedades de la roca también representan el vínculo entre el modelo geológico estático y dinámico del modelo de ingeniería del pozo que lo utiliza. Desde el punto de vista del ingeniero de yacimientos, el objetivo de un modelo geológico es representar adecuadamente la distribución de la roca y las propiedades del fluido para una simulación del funcionamiento del pozo, campo o sector. También para la mejor planeación de inversión de capital durante la vida del campo (Medina et al. 2016).

1.4.5.1. Propiedades de las rocas

Las propiedades de la roca y los fluidos Se utilizan para evaluar el volumen de hidrocarburos en el depósito y la posibilidad de que el líquido fluya en la roca. Es responsabilidad de petrofísico derivar las propiedades desde el registro y datos básicos, sin embargo el geólogo es quién planificará estas propiedades para todo el depósito. Las propiedades de la roca y los fluidos son necesarias para que el geólogo haga una estimación del volumen original in situ de hidrocarburos (Shepherd, 2009). El petrofísico hará un control de calidad de la data e interpretará los registros para producir una evaluación petrofísica. Esto ilustra la interpretación de propiedades de la roca como arena bruta, arena neta, bruta a neta, porosidad, permeabilidad y vshale, estimada a partir de los registros, y las propiedades de los fluidos, incluyendo hidrocarburos y saturaciones de agua (véase Figura 12).

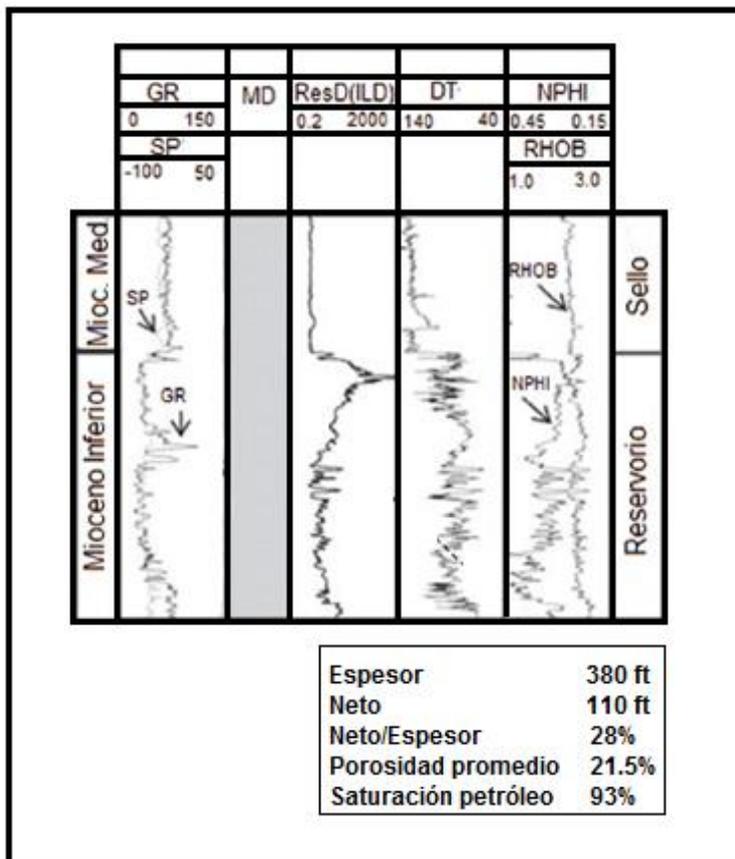


Figura 12. Resumen de registros petrofísicos.

Fuente: Modificado por (Medina et al., 2016). Tomado de (Shepherd, 2009)

El petrofísico también produce sumas y promedios de las propiedades de la roca en cada intervalo del yacimiento (Tabla 3).

Tabla 3. Ejemplo de tabulación promedios petrofísicos.

Unidad	Grosor (m)	Arena Neta (m)	Neto a Bruto	Porosidad Promedio	Saturación de Agua Promedio	Permeabilidad Promedio (md)
F1	62	41	0.66	0.18	0.17	87
F2	100	81	0.81	0.23	0.11	345
F3	56	22	0.39	0.18	0.17	66

Fuente: Modificado por (Medina et al., 2016). Tomado de (Shepherd, 2009)

1.4.5.2. Espesor bruto y neto

Las formaciones que contienen hidrocarburos, consisten de varias capas arenosas y muchas veces estas capas están claramente definidas como unidades geológicas; y están

caracterizadas por variaciones en porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos. El criterio para definir el intervalo neto productivo es complejo en ocasiones. Para la determinación del espesor neto de la formación productiva, se debe seleccionar un valor mínimo de porosidad y saturación de hidrocarburo y así eliminar las capas arcillosas (con baja porosidad efectiva), capas con altas saturaciones de agua y capas de baja permeabilidad (Carrillo, 2006).

El espesor bruto es el espesor total de roca en el intervalo de interés (Shepherd, 2009). Si toda la formación es productiva, el espesor neto es igual al espesor bruto. Las herramientas primarias para determinar el espesor neto productivo son los registros eléctricos y el análisis de núcleos.

1.4.5.3.Vshale

Es la estimación petrofísica del volumen de metamórficas y minerales de arcilla (clay o shale) en el intervalo del yacimiento. A veces se usa para definir un límite neto de arena con el fin de descartar a los esquistos y areniscas limosas de mala calidad. Por ejemplo, se puede considerar que cualquier roca con más de 50% Vshale no es buena, se utiliza junto con un punto de corte para la determinación de la porosidad de arena neta. Por ejemplo, la roca con más de 12% de porosidad y menos de 40% Vshale puede ser asignado como arena red con estos puntos de corte aplicados (Shepherd, 2009).

1.4.5.4.Porosidad

La porosidad se define como la fracción (o porcentaje) de espacio poroso en el volumen total de la roca (Dijkers, 1985).

Aproximación de porosidades en los yacimientos según Shepherd, (2009):

- Insignificante: 0-5%
- Pobre: 5-10%
- Regular: 10-15%

- Bueno: 15-20%
 - Muy buena: 20-25%
 - Excepcional: más de 25-50%
- Tendencias de la porosidad frente a la profundidad

Los sedimentos muestran una disminución gradual de la porosidad con la profundidad como resultado de la compactación y el aumento de la cementación. Las rocas arenisca-cuarzosas pueden mostrar una reducción en la porosidad de las porosidades de deposición de 35-40% a valores de 15-25% de profundidades moderadas de un pozo (2000-3000 m; 5000-9500 pies). En ocasiones, las porosidades de altura anormalmente se encuentran en roca arenisca y pozos de carbonato que no se encuentran en la tendencia de la porosidad profunda esperada.

Un patrón observado, sobre todo en algunos de los yacimientos más profundos, es encontrar porosidades mayores en la sección de petróleo en comparación con la sección que limita con el agua. La porosidad disminuye marcadamente con la profundidad hacia el contacto agua-aceite. Esta es una característica de muchos de los campos de petróleo, donde los contornos de porosidad con frecuencia imitan los mapas de profundidad estructural (véase Figura 13). Otros tipos de yacimientos carbonatados, y en menor medida algunos yacimientos de areniscas, han sabido mostrar estos patrones (Medina et al., 2016).

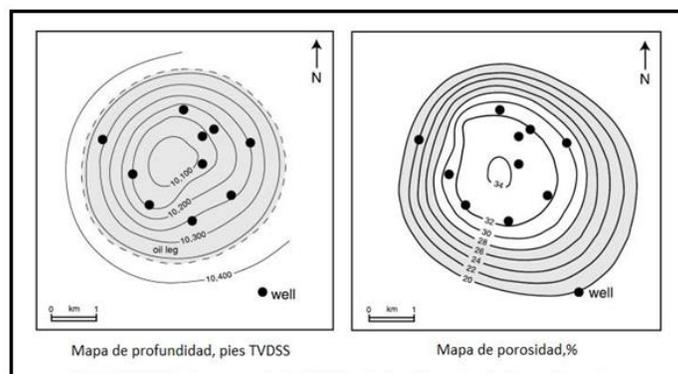


Figura 13. Mapa de profundidad vs porosidad

Fuente: Modificado por (Medina et al., 2016). Tomado de (Shepherd, 2009).

- Preservación de la Porosidad de minerales de recubrimiento de grano

La porosidad de la roca arenisca mejorada, también se puede encontrar en una fase mineral diagenética temprana, en la cual ha recubierto ampliamente los granos de arena. Se cree que los minerales de recubrimiento de grano para retardar la cementación del cuarzo utilizan el bloqueo de sitios de nucleación potenciales sobre los granos de cuarzo detríticos.

Las fases minerales de recubrimiento de grano comunes son:

- La porosidad y la sobrecarga (presión)

Las porosidades altas pueden ocurrir dentro de la roca arenisca de sobrecarga. Aquí es donde la presión del líquido en el espacio del poro es mayor que la presión hidrostática normal. El fluido tiene una parte del peso de la columna de roca suprayacente y reduce la presión sobre el grano al contacto con los otros granos. La fuerza impulsora para la disolución intergranular de contactos de grano es menor que en la roca arenisca normalmente presionada y la alta porosidad puede ser preservada como consecuencia de lo anterior. Las areniscas en más de 5 kilómetros de profundidad todavía pueden conservar la porosidad significativamente (Medina et al., 2016).

- La porosidad de datos sísmicos

A veces es posible encontrar una indicación de la variación de la porosidad a partir de datos sísmicos, esto puede ser el resultado de la inversión sísmica, por impedancia acústico. Esto implica la eliminación de las ondulaciones sísmicas de la traza sísmica, es decir, la forma del impulso sísmico. Los datos sísmicos se transforman así por este proceso en una representación del carácter de la impedancia acústico (IA), el producto de la densidad de la roca y la velocidad sísmica. La porosidad estimada a partir del conjunto de datos AI corresponde a la porosidad de un volumen de roca en una escala de decenas de metros. El método da una indicación de las tendencias de porosidad, de esta escala se pueden seleccionar “puntos clave” dentro del pozo.

Los métodos geoestadísticos están disponibles para la creación de ejercicios de la porosidad de los datos de inversión a una escala más pequeña (Medina et al., 2016).

1.4.5.5. Permeabilidad

Permeabilidad es la medida de la facilidad de movimiento de un fluido a través del espacio de poros en una roca. Cuanto más grandes sean los poros, más fácilmente fluirá el fluido a través de ellos, es decir, mayor permeabilidad. En general, se producen poros más grandes en las rocas con granos más grandes y, en consecuencia, la permeabilidad está relacionada con el tamaño de grano. Pero la relación se complica por efectos tales como: la forma de los poros; el tamaño de las “Gargantas de poros” en los contactos del grano; la presencia de material fino o secundario como el crecimiento mineral bloquea parcialmente el movimiento del fluido a través de los poros entre otros (Dijkers, 1985). La permeabilidad según la ley de Darcy, se calcula como el factor k (darcies), pero como pocas rocas yacimiento tienen permeabilidades de más de una fracción de darcy, la unidad más común es la milidarcy (= 0.001 de un darcy), (Dijkers, 1985).

Aproximación de permeabilidades en campos de petróleo, según Shepherd, (2009):

- Regular: 1.0-10 md
- Buena: 10-100 md
- Muy buena: 100-1000 md
- Excepcional: más de 1000 md

La permeabilidad es la más difícil de caracterizar de todas las propiedades de las rocas. La medida de la permeabilidad es específica para un volumen dado de la roca y dependiendo de la escala. La escala de un tapón de núcleo con unos pocos centímetros de largo es diferente en una escala en comparación con el radio de la investigación de un pozo de prueba, que puede ser

cientos de metros de más. La medición de la permeabilidad en las diversas escalas debe ser entregada como información al geólogo para dar un sentido de la heterogeneidad dentro de un pozo. Con frecuencia se observa que permeabilidades derivadas de las pruebas así pueden ser marcadamente diferentes a las permeabilidades de núcleo-derivadas de los mismos pozos. Esto se debe a la heterogeneidad en la escala de la prueba así, como fracturas, variable transversal, y las fallas subsísmicas no va a tener una influencia en la escala tapón de núcleo (Medina et al., 2016).

A veces la medición de tapones de núcleo en un intervalo de 1 por 30 cm es demasiado escasa un conjunto de datos para caracterizar de manera significativa la permeabilidad en rocas heterogéneas. Más perfiles detallados de permeabilidad se pueden hacer usando un instrumento llamado sonda permeámetro. El instrumento mide la tasa de flujo de gas a medida que pasa desde la sonda en una muestra de roca porosa. La permeabilidad se puede estimar a partir del caudal y la presión del gas (Medina et al., 2016).

La geología de producción moderna caracteriza los pozos a nivel de las litofacies. Las litofacies que se formaron en condiciones de alta energía, como el rápido movimiento de las corrientes de agua, suele tener buenas propiedades de las rocas mientras que las litofacies de baja energía tienden a tener propiedades de las rocas más deficientes. Por lo tanto, las litofacies corresponderán a los paquetes con una gama distinta a las propiedades de la roca.

En algunos pozos, existe la posibilidad que por litofacies no sea la mejor manera para representar la variación en propiedades de la roca. Estos son pozos que contienen sedimentos donde la diagénesis o el tipo de geometría de los poros son solo una cuestión de control sobre el almacenamiento y el flujo de fluido de facies. Aquí los grupos de propiedades de las rocas se hacen sobre la base de la textura de la roca que influyen en el flujo de fluido y que se reconocen

como tipos de roca. Esta categorización de las propiedades de rocas es más común en carbonatos que en los sedimentos clásticos (Medina et al. 2016). Gráficamente se puede representar estas dos propiedades importantes porosidad y permeabilidad para un campo (véase figura 14).

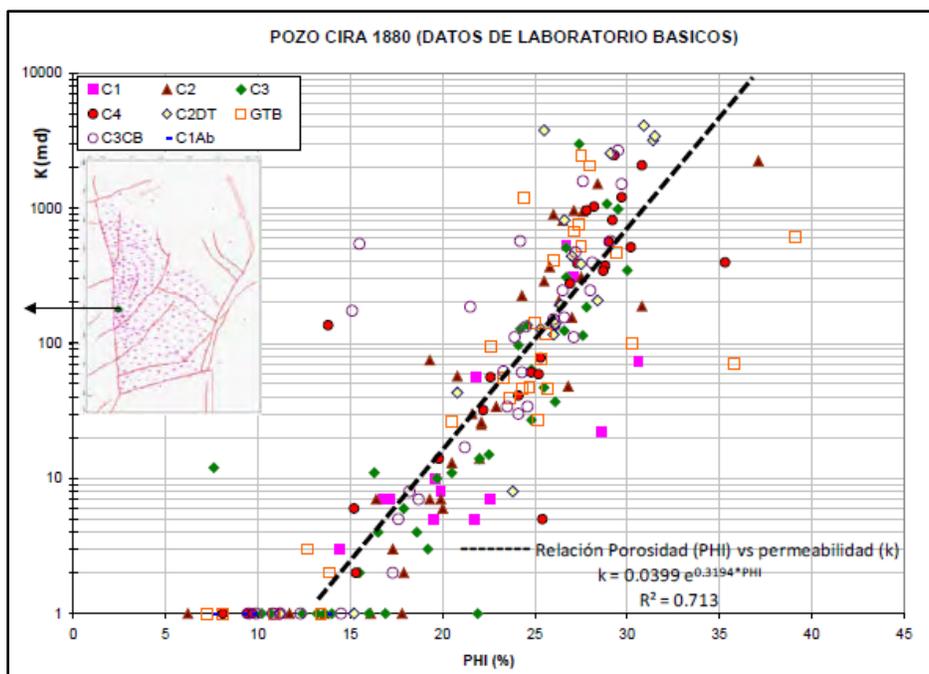


Figura 14. Relación porosidad y permeabilidad pozo Cira 1880.

Fuente: (Medina et al., 2016)

1.4.6. LA HETEROGENEIDAD DEL YACIMIENTO Y EL PROBLEMA DE LA ESCALA

El detalle de lo que está entre los espacios de los pozos es importante porque es la arquitectura interna del yacimiento que controla la recuperación de hidrocarburos. La arquitectura del yacimiento determina tanto las formas de ruta de petróleo y gas a los pozos, como la ubicación de los callejones sin salida que los atrapan localmente. Por lo tanto, la elaboración de los detalles de la arquitectura de los yacimientos es fundamental para la comprensión de cómo se comporta el campo. La geometría, el grado de interconexión, la comunicación, el volumen de callejones sin salida, y la compartimentación de los distintos cuerpos de roca, todos juntos para formar la heterogeneidad del yacimiento (véase Figura 15). La

heterogeneidad del yacimiento existe en todas las escalas de características geológicas que se extiende sobre varios kilómetros hasta el volumen de poro más pequeño (Shepherd, 2009).

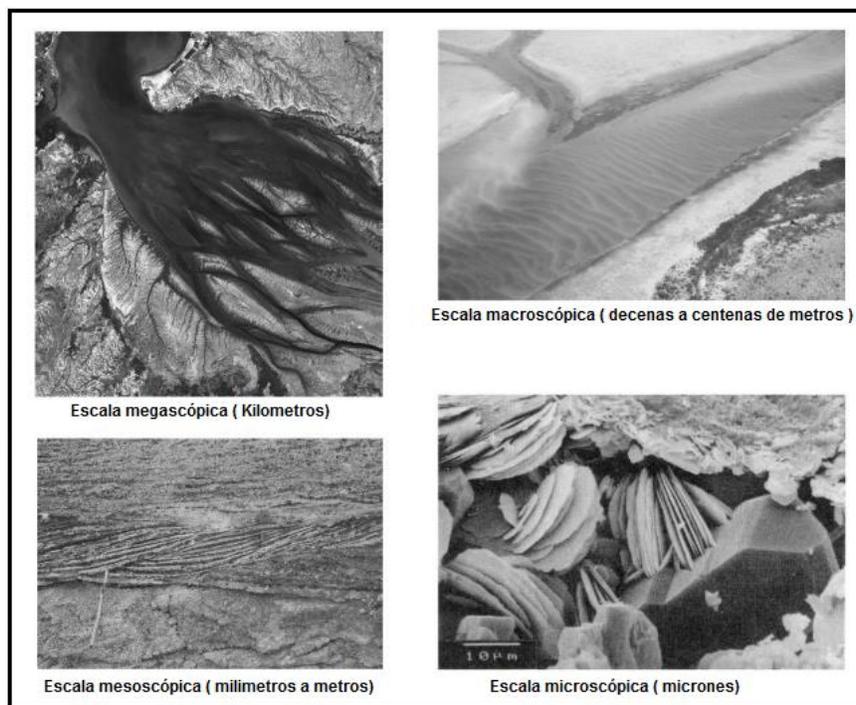


Figura 15. Niveles de heterogeneidad de un yacimiento.

Fuente: Modificado por (Medina et al., 2016). Tomado de (Shepherd, 2009).

Se reconocen tres niveles de heterogeneidad que controlan el flujo de fluido dentro de un yacimiento. La heterogeneidad microscópica implica la escala de poro (micrones) y es el nivel en el que la variación en la saturación del fluido produce el volumen de aceite residual. La heterogeneidad macroscópica se encuentra en la escala entre pozos (decenas a cientos de metros) y es el resultado de la sedimentación, diagénesis, y la variación estructural. La heterogeneidad megascópica se produce a una escala regional de campo amplio (kilómetros) y es controlada por el marco estratigráfico y estructural a gran escala (Shepherd, 2009).

Las características sedimentarias se pueden clasificar sobre la base de que son lo suficientemente grandes para constituir características significativas a un nivel de heterogeneidad. las macroformas se encuentran en una escala en la que son potencialmente

asignables y en general son lo suficientemente grandes como para contener volúmenes de aceite. Ejemplos de macroformas son barras fluviales puntuales, dunas eólicas, o canales de turbiditas (Shepherd, 2009).

1.4.6.1. Corrigiendo el déficit

El reto, dada la escasez de datos es hacer una predicción de lo que sucede en los espacios entre los pozos para construir un cuadro 3D de la geología del yacimiento. Un pequeño conjunto de datos se usará para hacer predicciones sobre el resto del yacimiento. El esquema geológico de los resultados contiene menos de 0,1% de información y más de 99,9% de predicción.

Los componentes básicos de un sistema de depositación son facies sedimentarias, que son paquetes de roca que se pueden definir en función de la litología, estructura común sedimentaria y características orgánicas. Las Litofacies se distinguen de biofacies, el primero por sus características físicas y químicas, este último por su material orgánico. Por ejemplo, para la formación Monserrate se definieron cinco asociaciones de facies a partir de 13 columnas estratigráficas (véase Figura 16), (Shepherd, 2009).

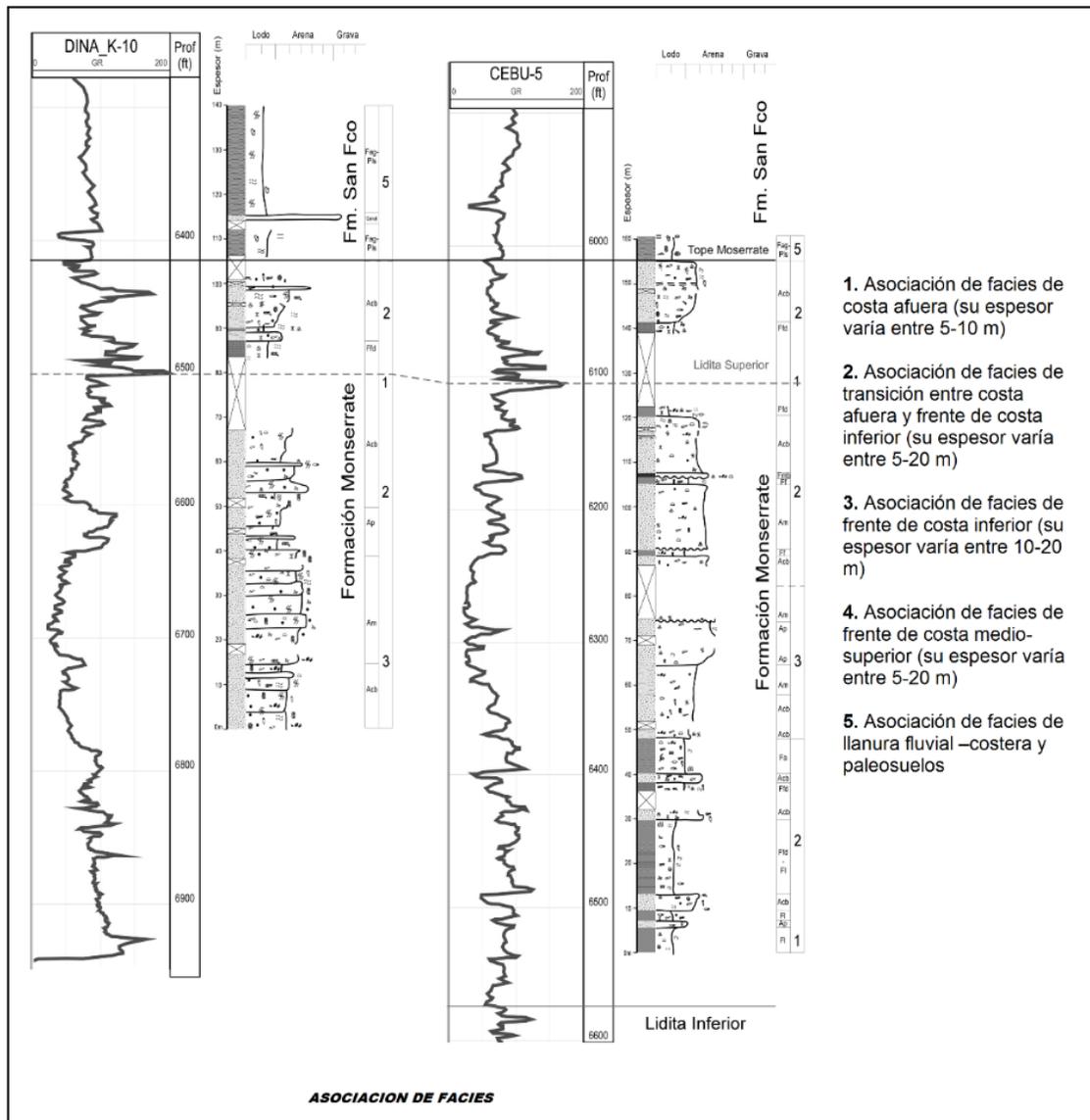


Figura 16. Asociación de facies para la Fm. Monserrate, porción Norte de la subcuenca de Neiva.

Fuente: (Veloza et al., 2008).

Un geólogo de producción los ve como paquetes discretos que muestran patrones predecibles de tamaño de grano, la clasificación, y la variación de la permeabilidad. Son elementos clave en el control de los flujos de fluidos dentro de un yacimiento (Shepherd, 2009), (véase Figura 17).

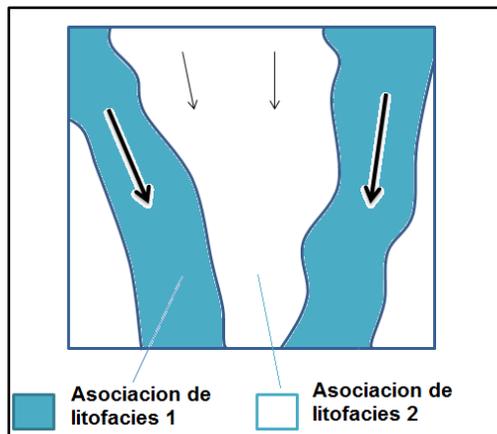


Figura 17. Macroformas de los principales controles sobre el flujo de fluidos dentro de un yacimiento.

Fuente: Modificado por (Medina et al., 2016). Tomado de (Shepherd, 2009).

1.4.7. YACIMIENTO DE REFERENCIA

Una vez que se han establecido las litofacies, el siguiente paso es construir el yacimiento de referencia. Inicialmente, esto implica el establecimiento de un marco estratigráfico de secuencia para el intervalo del yacimiento. La medida en que una correlación detallada se puede hacer dependerá de la complejidad de la geometría del yacimiento (Shepherd, 2009).

1.4.7.1. Marco de la secuencia estratigráfica

Las principales observaciones son que los episodios o secuencias deposicionales en una cuenca sedimentaria se relacionan con cambios cíclicos en el nivel relativo del mar, y que el efecto de estos cambios puede ser reconocido en los datos sísmicos a escala de cuenca. La identificación de las superficies de los límites de secuencia es la manera por la cual se definen los topos y las bases de las secuencias individuales (Shepherd, 2009).

1.4.7.2. Estratigrafía de secuencia de alta resolución

La estratigrafía sísmica estuvo originalmente usando datos sísmicos a escala de cuenca. Unos años más tarde, se hicieron esfuerzos para entender los efectos de los cambios del nivel relativo del mar en sedimentos en una escala más cercana a la del yacimiento de hidrocarburo.

Esta escala de análisis ha sido llamada estratigrafía de secuencia alta resolución. Se trata de la determinación de secuencias sedimentarias del núcleo, registro, y estudios de afloramiento (véase Figura 18). Las secuencias estratigráficas son los recipientes para los conjuntos de las diversas macroformas para controlar la variación de propiedades de las rocas y los patrones de flujo de fluido dentro del yacimiento (Shepherd, 2009)..

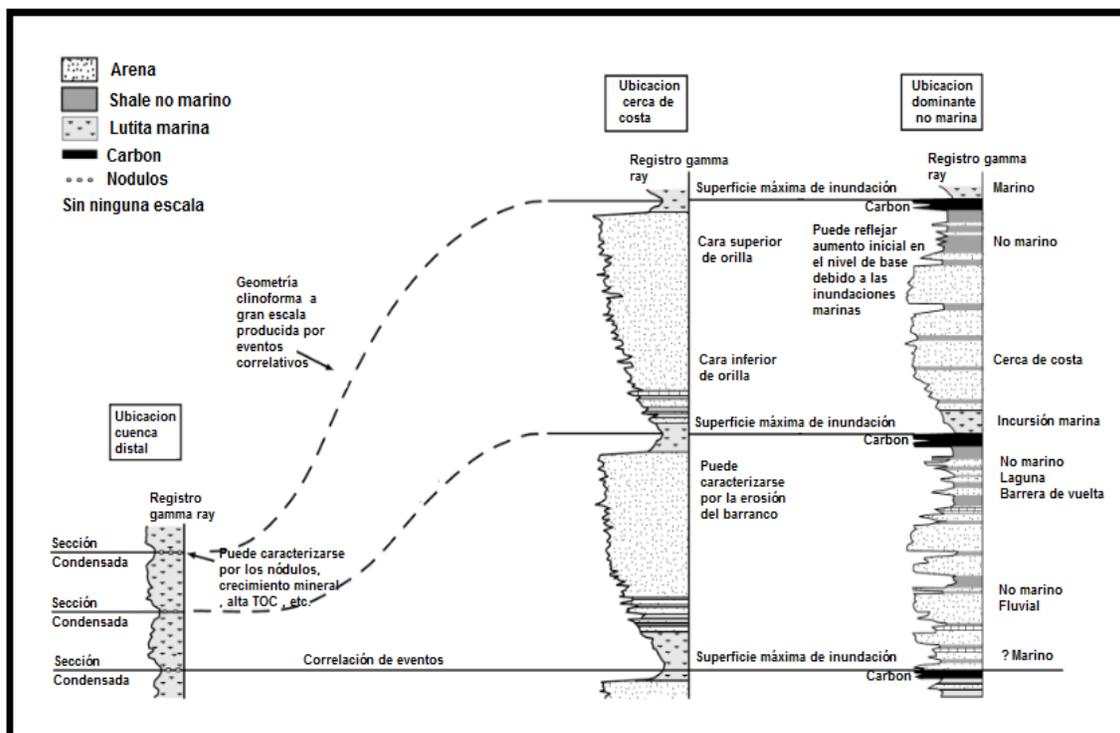


Figura 18. Secuencia genética estratigráfica.

Fuente: Modificado por (Medina et al., 2016). Tomado de (Shepherd, 2009).

1.4.7.3. Parasecuencias

Una secuencia de depositación de sedimentos marinos internamente puede comprender ciclos apilados separados por delgadas superficies de inundación. Estos ciclos se han denominado parasecuencias, definida como sucesiones relativamente confortables de camas o bedsets genéticamente relacionados delimitadas por superficies de inundación marinos y sus superficies correlativas (Shepherd, 2009), (véase Figura 19).

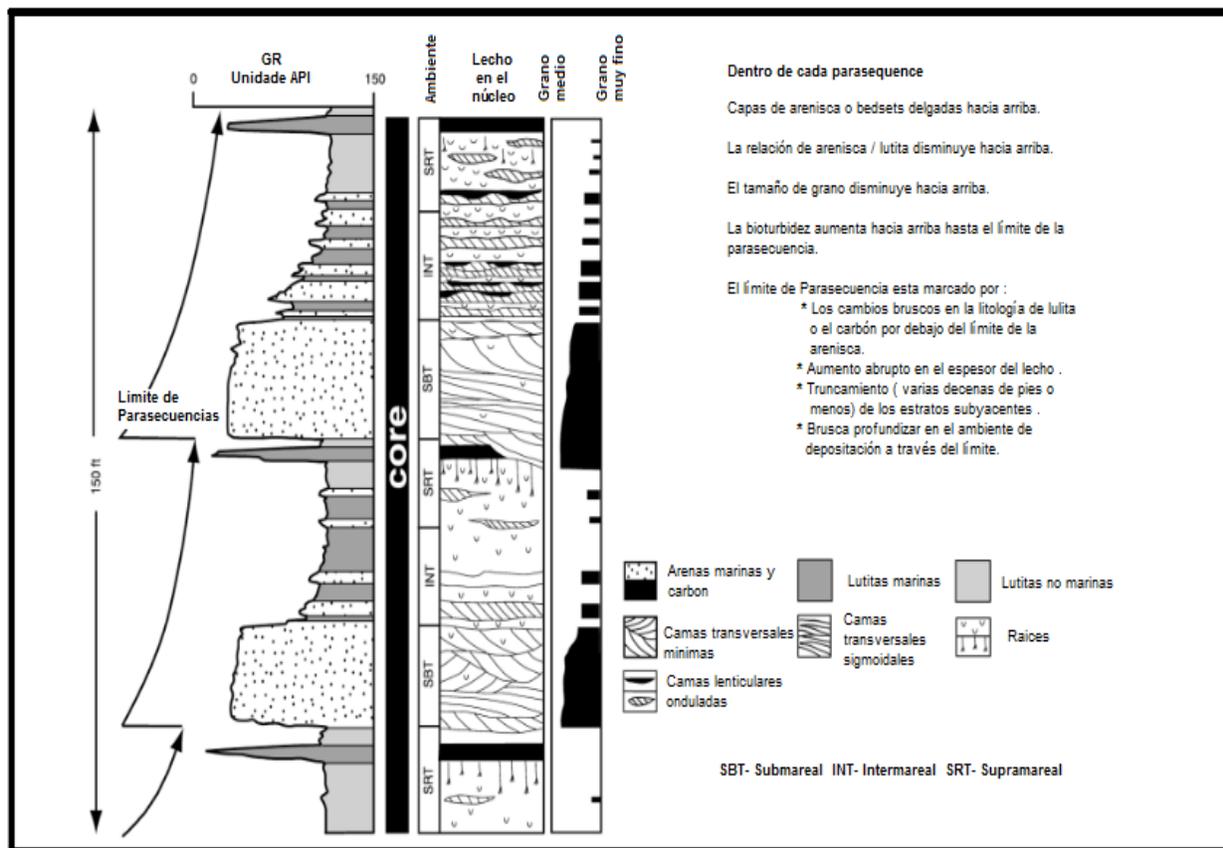


Figura 19. Parasecuencias.

Fuente: Modificado por (Medina et al., 2016). Tomado de (Shepherd, 2009).

1.4.7.4. Estableciendo el marco estratigráfico secuencial

El trabajo involucrado en el establecimiento de un marco estratigráfico-secuencial para un yacimiento es de naturaleza iterativa. El análisis consiste en usar a través de los patrones sísmicos, la correlación de registro, bioestratigrafía, y el esquema sedimentológico, para finalmente relacionar juntos los datos en una interpretación coherente. Si se ha establecido el marco de secuencia estratigráfica a escala de cuenca, entonces esto debe ser utilizado para ayudar a entender el marco estratigráfico en la escala de yacimiento. El primer paso es determinar las superficies claves en los pozos. Las superficies de inundación significativas se definen seguidas de la identificación de pequeñas superficies delimitadoras a escalas más pequeñas, incluyendo cualquier incisión en las superficies. El procedimiento consiste en

determinar el perfil de las facies verticales en los pozos individuales. Los eventos de inundación son establecidos por inferir los cambios marcados en profundidades de agua hacia la costa donde se desvanece hacia arriba para las facies de cuenca en más núcleos y registros. Las areniscas shoreface superior pueden ser cubiertas por lutitas y limolitas, por ejemplo, de aguas más profundas (Shepherd, 2009).

1.4.8. CORRELACIÓN DE REGISTROS DE POZOS

Después de haber establecido las superficies estratigráficas clave en los pozos, el siguiente paso es determinar el marco de secuencia estratigráfica genética a través del campo. Los datos que se utilizará para hacer esto serán normalmente disponible de pozos verticales y casi verticales. Debido a esto, los geólogos tendrán una buena representación de la variación vertical en el depósito de la geología, pero puede que no tengan muchos datos para mostrar lo que está pasando lateralmente. Por tanto, de que el geólogo infiera el carácter lateral del yacimiento de diferentes maneras. El punto de partida para esto es hacer una correlación de registros de pozo (véase Figura 20). A medida que la cobertura del núcleo normalmente será esparcida, la fuente de datos utilizada para la correlación así será registros por cable. El objetivo de la correlación también es la búsqueda de patrones de registro similares de pozo a pozo. Estos son los patrones distintivos o agrupación de patrones que pueden ser reconocidos en los registros. Los patrones de registros ayudan a identificar y trazar secciones continuas lateralmente dentro del yacimiento. La correlación de registros se usa para subdividir el depósito vertical en unidades de yacimiento en base a las secuencias genéticas. Los principales registros utilizados en la correlación son los registros de rayos gamma, resistividad, sónico, densidad y neutrón. (Shepherd, 2009).

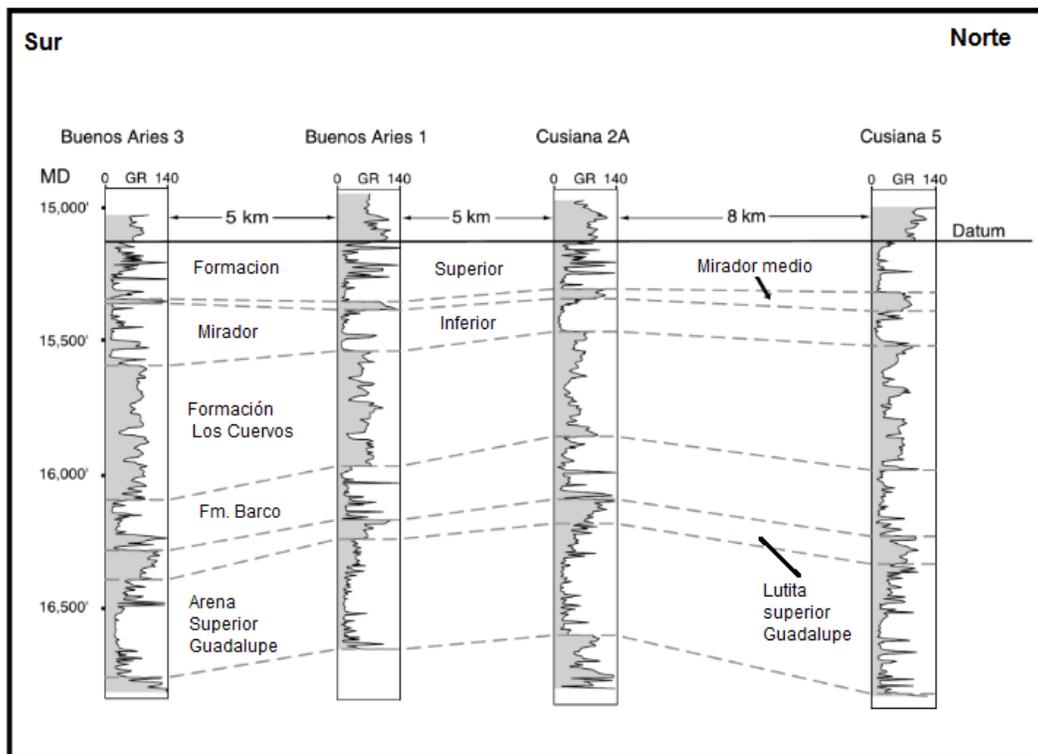


Figura 20. Correlación de registros de pozos en el campo Cusiana.

Fuente: Modificado por (Medina et al., 2016). Tomado de (Shepherd, 2009).

1.4.8.1. Geometría del yacimiento y correlación de registros de pozos

Una correlación entre pozos generalmente es posible debido a que muchos ambientes sedimentarios tienen un carácter persistente sobre una distancia mayor que la separación. En otras ocasiones, la correlación entre los pozos puede ser mucho más difícil de hacer. En ciertos ambientes sedimentarios, muchos de los cuerpos sedimentos individuales pueden mostrar una escala de longitud que es más corta que la distancia típica entre los pozos. Sólo las características de un rango más largo serán correlacionadas aquí. Los yacimientos pueden variar enormemente en sus características, desde una alta continuidad y simplicidad en un extremo del espectro a uno muy complejo en el otro. Como una generalización, los yacimientos dominados con una fuerte influencia onda marina tales como sistemas de línea costera, deltas dominadas por olas, y las barras de barrera son relativamente simples con una buena continuidad lateral.

Los yacimientos con un sistema de canal y la influencia de las mareas muestran facies de rápida variación, exhibiendo un alto grado de complejidad, y pueden ser continuas sobre exclusivamente rangos cortos. Clasificación muy útil y simple de geometrías del yacimiento (Shepherd, 2009) , (véase Tabla 4).

Tabla 4. Geometrías típicas de yacimientos.

	Terrestre	Costera	Marina
Por capas (Layer-Cake)	Depósitos de inundación de lámina, arena lacustre, dunas eólicas.	Barras de barrera, depósitos chenier, areniscas transgresoras.	Areniscas marinas poco profundas de láminas, cordones litorales, turbiditas de abanico exterior.
Rompecabezas (Jigsaw puzzle)	Depósitos fluviales trenzados, barras de punto, mezclado y sedimentos fluviales, eólicos mixtos y yacimientos Wadi.	Facies complejas combinados, barras de barrera además las mareas llenan los canales en combinaciones de intervalos de alta neto a bruto.	Lentes de tormentas de arena, abanicos medios de turbiditas.
Laberinto (Labyrinth)	Depósitos fluvoglaciales con bajos intervalos neto a bruto, canales de baja sinuosidad.	Canales de baja sinuosidad distribuida.	Abanico superior de turbiditas, depresiones, tormentas en intervalos de bajo neto a bruto.

Fuente: Modificado por (Medina et al., 2016). Tomado de (Shepherd, 2009).

Los yacimientos por capas consisten en unidades de arenisca lateralmente extensa que no tienen discontinuidades significativas o cambios en la permeabilidad horizontal (véase Figura 21). Los Intervalos dentro de un yacimiento de capa no necesariamente necesitan mostrar un espesor constante para satisfacer la definición, para demostrar cualquier cambio de espesor debe

ser gradual. Las unidades de yacimiento tendrán una buena conectividad areal, y la inyección de agua se traducirá en un barrido areal eficiente (Shepherd, 2009).

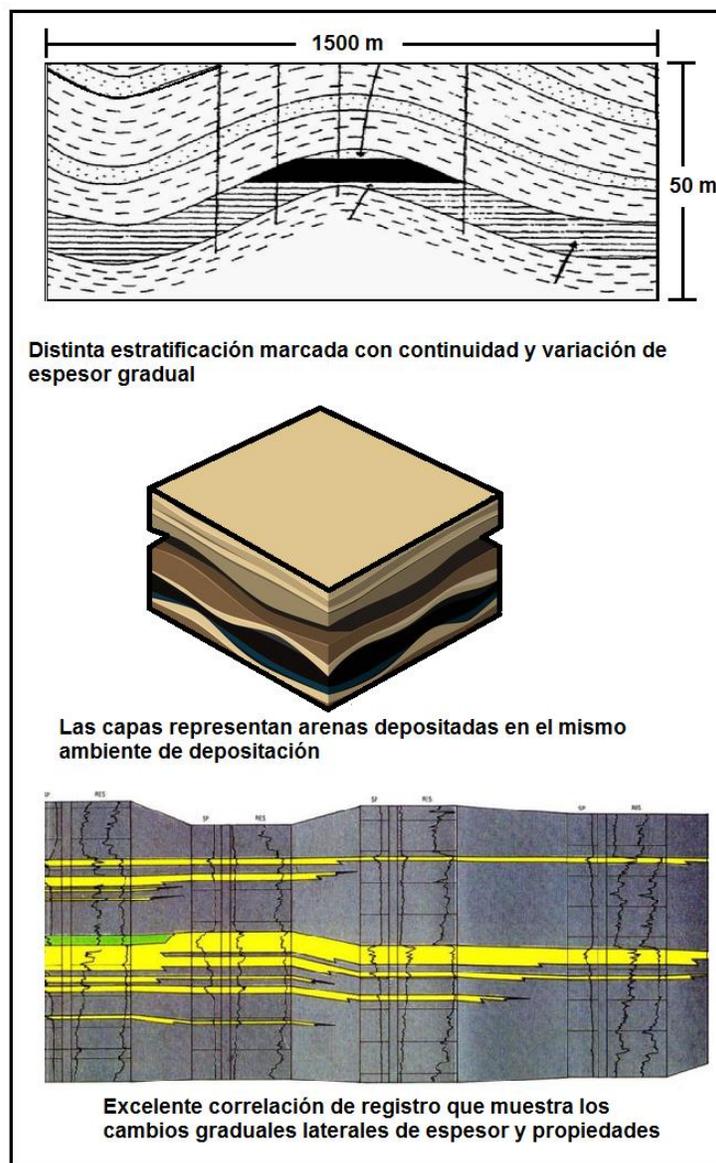


Figura 21. Yacimiento en capas

Fuente: Modificado por (Medina et al., 2016). Tomado de (Shepherd, 2009).

Los yacimientos rompecabezas se componen de una serie de cuerpos de arena que encajan entre sí sin espacios importantes entre las unidades (véase Figura 22). Un cuerpo bajo o no permeable de vez en cuando puede que, incrustado en el yacimiento, y puede existir

deflectores no permeables entre los cuerpos de arena superpuestos. En estos tipos de yacimientos, se necesitan varios pozos por kilómetro cuadrado (Shepherd, 2009).

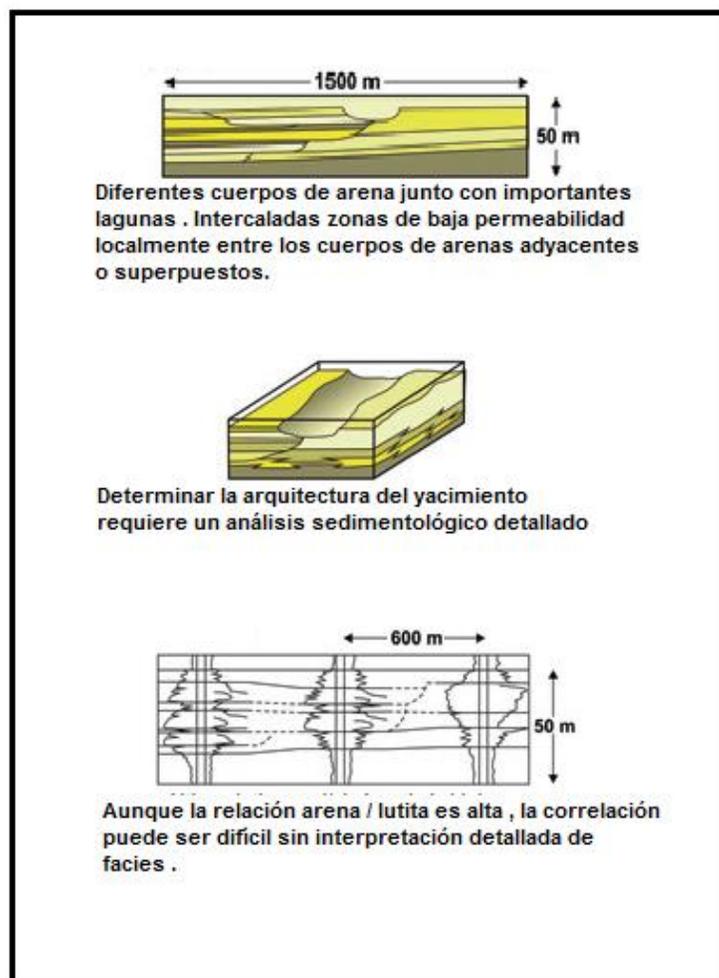


Figura 22. Yacimiento en rompecabezas

Fuente: Modificado por (Medina et al., 2016). Tomado de (Shepherd, 2009).

Los yacimientos del laberinto son complejos arreglos de las barras de arena, lentes y canales (véase Figura 23). En la inyección de agua, habrá algunos callejones sin salida del yacimiento que será anulada y el petróleo puede ser atrapado. La conectividad es comúnmente anisotrópica y fuerte del paleo-pendiente o la dirección del flujo de corriente. El manejo del recobro mejorado en yacimientos complejos de tipo laberinto es muy difícil (Shepherd, 2009).

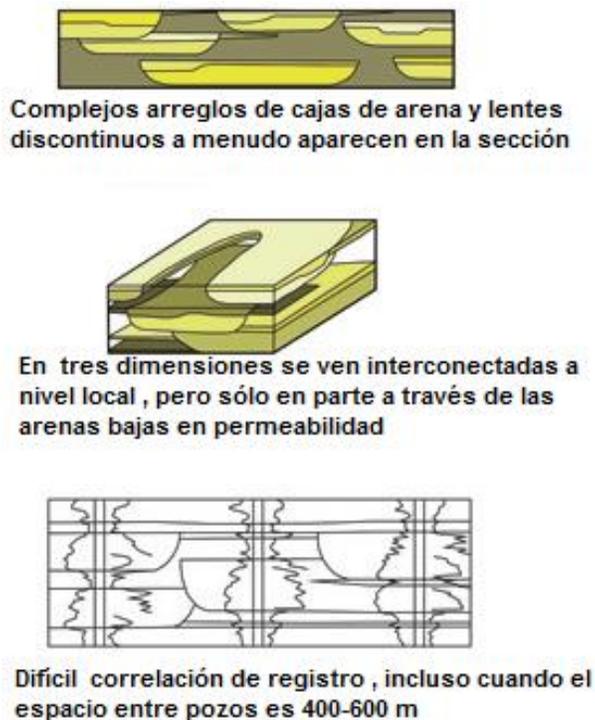


Figura 23. Yacimiento en laberinto

Fuente: Modificado por (Medina et al., 2016). Tomado de (Shepherd, 2009).

1.4.9. BIOESTRATIGRAFÍA

La aplicación de los fósiles vegetales y animales para datar y correlacionar los estratos con el fin de elucidar la historia de la Tierra, combinando los principios de la paleontología y la estratigrafía. En la industria petrolera, la bioestratigrafía a menudo denota el empleo de microfósiles terrestres (polen y esporas) y marinos (diatomeas, foraminíferos, nanofósiles) para determinar la edad absoluta o relativa y el ambiente depositacional de una formación en particular, una roca generadora o un yacimiento de interés (Schlumberger, 2021). En los campos de petróleo, microfósiles se utilizan porque son lo suficientemente pequeños para ser recuperada a partir de ripsos de perforación. La Micro-paleontología es el estudio y análisis de las poblaciones de fauna (por ejemplo, foraminíferos y ostrácodos), y palinología se dirige a poblaciones florales (por ejemplo, dinoflagelados, polen y esporas), (Medina et al., 2016).

El contenido total de la materia orgánica palinológica conjuntamente con la Geoquímica Orgánica permite efectuar una evaluación geológica preliminar de una cuenca sedimentaria y orientar la exploración geológica y geofísica hacia las regiones de mayor importancia de la cuenca, ya que reconoce una amplia información estratigráfica, que facilita la determinación de las unidades litoestratigráficas, series sedimentarias y determinar la existencia de rocas generadoras, conducto y almacenadoras de hidrocarburos a partir de la evaluación cualitativa y cuantitativa de la materia orgánica y del grado de madurez de la materia orgánica del residuo palinológico (Rueda, 2016).

El análisis bioestratigráfico se hace sobre una base por pozo. La Bioestratigrafía incluye informes con tablas de la zona bioestratigráfica y un intervalo detallado por la descomposición de todos los eventos y marcadores significativos. También contiene gráficos de análisis detallado bioestratigráficamente junto con un resumen de registro wire line que muestra los bio-eventos clave y la zona cronoestratigráfica (véase Figura 24). El análisis de los datos de la bioestratigráfica no es una tarea fácil, y las profundidades asignadas a los marcadores bioestratigráficos pueden ser propenso a una amplia gama de incertidumbre. El método depende de recoger los cambios en los conjuntos de microfósiles, que o bien son eventos de abundancia, o la última ocurrencia de fondo de pozo (eventos inicio), o la primera aparición de fondo de pozo (eventos de extinción). El reconocimiento de estos eventos se basa con frecuencia en un conjunto de datos dispersos. El material de origen puede ser de calidad variable; núcleo es lo mejor, los núcleos laterales son la mejor opción, y los recortes de perforación son los peores para el muestreo. Los recortes no serán precisamente en profundidad. La profundidad a la que los cortes fueron perforados por la broca se estima a partir del tiempo de viaje que le toma a los ripios para

llegar a la superficie utilizando los tipos de circulación lodo de perforación para el pozo (Medina et al., 2016).

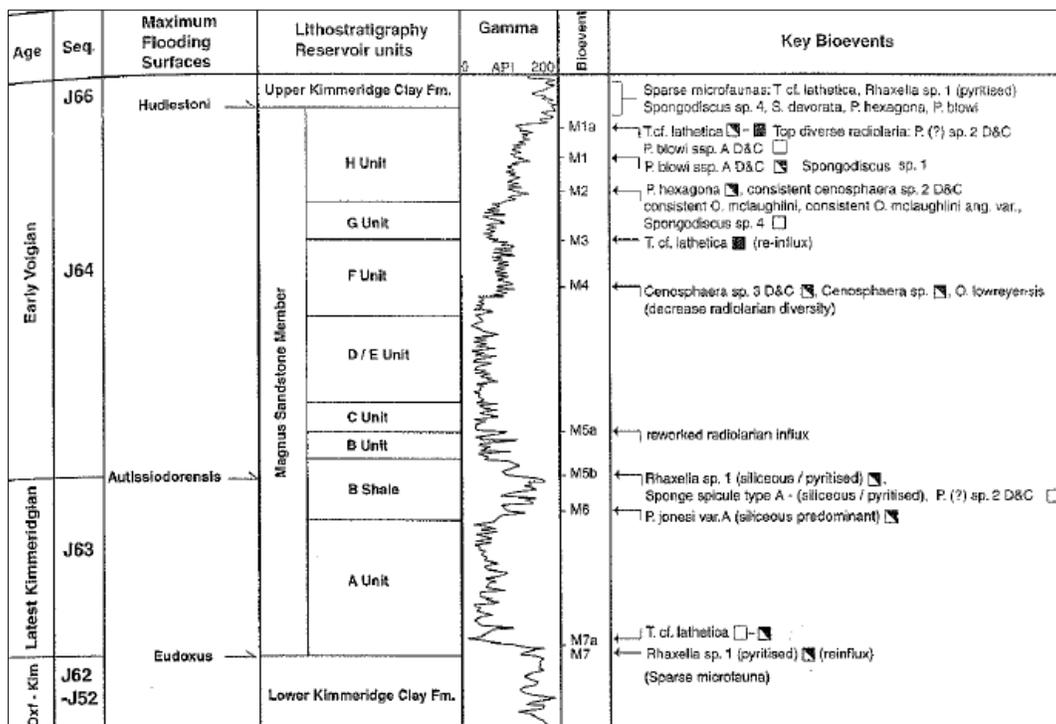


Figura 24. Ejemplo de carta de evento bioestratigrafica.

Fuente: Tomado de (Shepherd, 2009)

1.4.10. SISTEMAS DEPOSITACIONALES

El arreglo tridimensional de sedimentos o litofacies que rellena una cuenca. Los sistemas depositacionales varían de acuerdo con los tipos de sedimentos disponibles para la depositación, además de los procesos y los ambientes depositacionales en los que son depositados. Los sistemas depositacionales predominantes son los sistemas aluviales, fluviales, deltaicos, marinos, lacustres y eólicos (Schlumberger, 2021).

Los mapas muestran la variación espacial en los patrones depositacionales que componen cada secuencia genética dentro del intervalo. El método para construcción de mapas litofacies involucra extrapolar las litofacies de los pozos a los espacios entre pozos. Esto no es fácil, ya que serán en su mayoría datos verticalmente o casi verticales de pozos en el campo. El perfil vertical

de facies se puede determinar razonablemente con confianza; sin embargo, la progresión lateral de facies tendrá que ser inferida por análogos y otros medios (Medina et al. 2016).

1.4.11. MAPEO DE YACIMIENTOS

Un método convencional de mapeo de los parámetros de yacimientos en dos dimensiones, x e y. El conjunto de mapas resultantes usualmente incluye el mapa estructural del tope y la base derivado de los datos sísmicos y los datos de pozos y que se utilizan para generar mapas de espesores, además de mapas de otros parámetros geológicos y petrofísicos producidos mediante técnicas de interpolación estándar. Estas técnicas son apropiadas para describir yacimientos razonablemente continuos y no demasiado heterogéneos. Suelen ser mucho más veloces que las técnicas 3D completas o los métodos geoestadísticos, pero pueden ser inexactas si se aplican para la descripción de estratos heterogéneos complejos (Schlumberger, 2021).

1.4.11.1. Geomorfología sísmica tridimensional 3D

En un conjunto de datos sísmicos 3D correctamente migrado, los eventos se ubican en sus posiciones verticales y horizontales correctas, generándose mapas del subsuelo más precisos que los que pueden construirse sobre la base de las líneas sísmicas 2D más espaciadas, entre las cuales puede ser necesario un proceso de interpolación significativo. En especial, los datos sísmicos 3D proporcionan información detallada acerca de la distribución de las fallas y las estructuras del subsuelo. La interpretación basada en la computadora y la visualización de los datos sísmicos 3D hacen posible un análisis más exhaustivo que los datos sísmicos 2D (Schlumberger, 2021).

El advenimiento de los levantamientos sísmicos tridimensionales (3D) y la interpretación asistida por computador permite actualmente buenos resultados. El geofísico ahora puede contribuir a la comprensión de un yacimiento en la escala necesaria para el desarrollo, tanto

estructural y estratigráficamente. Cada vez más, el geofísico es parte del equipo que utiliza simultáneamente todos los datos disponibles para obtener un mejor modelo de yacimiento y formular un mejor plan de desarrollo. Cada vez más, geólogos, ingenieros de yacimientos y petrofísicos están siendo expuestos a las prácticas de la geofísica (Morton & Woods, 1992).

1.4.11.2. Determinación de la topografía de la cuenca

Varios mapas pueden ser construidos de forma que permita que la topografía de la cuenca se defina. La idea es seleccionar depósitos sedimentarios, patrones de dispersión, y las características topográficas que pueden tener influencia de la distribución de sedimentos en el intervalo de depósito. Los mapas porcentuales de roca arenisca son mapas de contorno que muestran el porcentaje del grosor de roca arenisca dentro de un intervalo de roca.

Estos pueden dar una buena indicación de los patrones de dispersión de sedimentos y los límites de una cuenca. Los mapas de grosor de roca arenisca brutos, que son los mapas del espesor total de la roca arenisca dentro de un intervalo, ayudan a determinar las ubicaciones de sedimentos. Estos mapas también pueden inferir que se utilizan para el golpe de sedimentación y la inmersión de depositación (Medina et al. 2016).

Los mapas facies dan una idea del carácter sedimentario interno de un intervalo de yacimiento. Para cada pozo, una copia en papel del registro de rayos gamma se recorta a la parte superior y la base de la unidad del pozo de interés y se pega a un mapa. Las aplicaciones informáticas son capaces de ayudar a hacer estas pantallas. Registros de facies dan una impresión visual de la forma en que las facies varían en el campo en términos de distribución, tendencias y características internas para ser camas. Los diferentes patrones de registro se pueden asignar a través del campo y luego atados a un esquema de litofacies (véase Figura 25), (Medina et al. 2016).

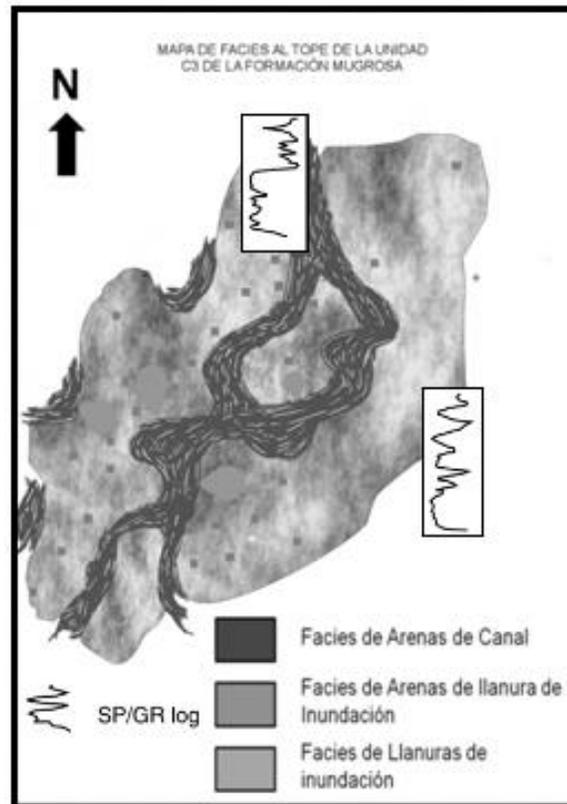


Figura 25. Mapa registro de facies unidad C3 formación la Mugrosa
Fuente: (Madero et al., 2010).

1.4.12. CARTOGRAFÍA Y SECCIONES GEOLÓGICAS

1.4.12.1. Cartografía geológica

Los mapas muestran la variación en los espacios de un aspecto específico de las características de un pozo. Por ejemplo, los mapas pueden ser desde la profundidad hasta la parte superior de la superficie del pozo, el grosor de un intervalo del pozo dado, o una variación de las propiedades de las rocas a través del campo. Los mapas más comunes hechos por un geólogo son mapas de contorno. Estos dan una mirada de dónde se encuentran las características del espacio importante dentro de la zona del yacimiento. Los mapas de contorno son fáciles de hacer y varios paquetes de software están a la disponibilidad para el geólogo para producir mapas en el computador (Shepherd, 2009).

1.4.12.2. Mapas estructurales

Un tipo de mapa del subsuelo cuyas curvas de contorno representan la elevación de una determinada formación, yacimiento o marcador geológico en el espacio, de modo que los pliegues, fallas y otras estructuras geológicas se muestran con claridad. Su apariencia es similar a la de un mapa topográfico, salvo que este último muestra las elevaciones de la superficie terrestre en tanto que un mapa estructural exhibe la elevación de una determinada capa de roca, generalmente por debajo de la superficie (véase figura 26), (Schlumberger, 2021).

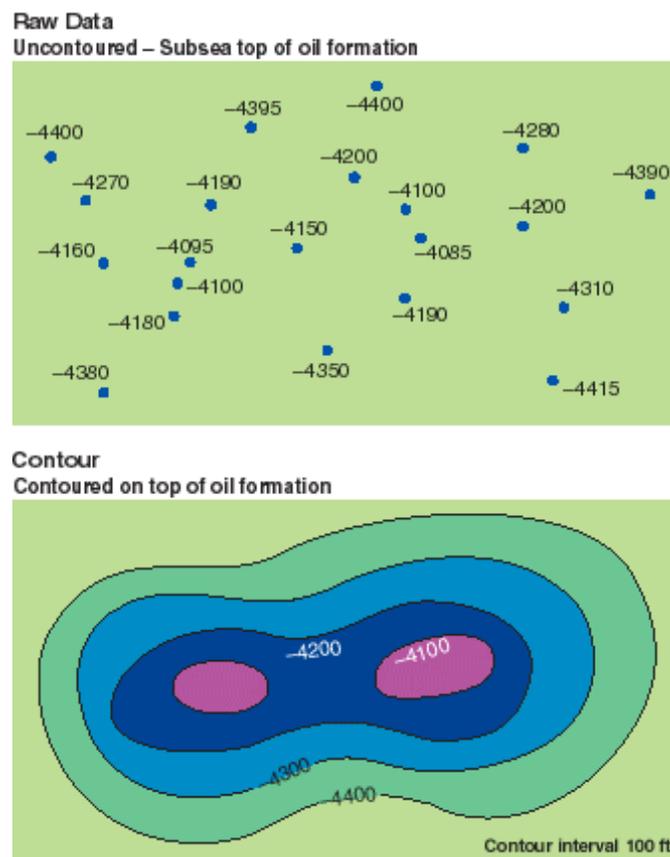


Figura 26. Mapeo de una estructura anticlinal

Fuente: (Schlumberger, 2021).

Nota: Los mapas de curvas de contorno, tales como el mapa estructural mostrado, ilustran el subsuelo tridimensional en dos dimensiones y se construyen mediante la interpretación realizada entre puntos de medición ampliamente espaciados, tales como los topes de formaciones observados en los registros de pozos. El intervalo de contorno es el espaciamiento vertical existente entre las curvas de contorno, que en este caso es de 30 m [100 pies].

1.4.12.3. Mapas de grosor

Los mapas de grosor son un tipo de mapa común utilizado por la geología de producción (véase Figura 27). Se hacen para mostrar el grosor del intervalo en el pozo junto a las unidades de reservorios individuales.

El grosor del intervalo de una unidad del pozo se puede definir de varias maneras (véase Figura 2827, Tabla 5). Muchos pozos de producción son desviados por lo que penetrarán una unidad del pozo en un ángulo oblicuo. La distancia a lo largo del agujero entre la parte superior y la base de la unidad del pozo es el grosor medido (MT). Esto no es un parámetro útil para la elaboración de mapas. La medida del grosor se ve afectada tanto por el ángulo, así como lo será por la variación del grosor de la unidad (Shepherd, 2009).

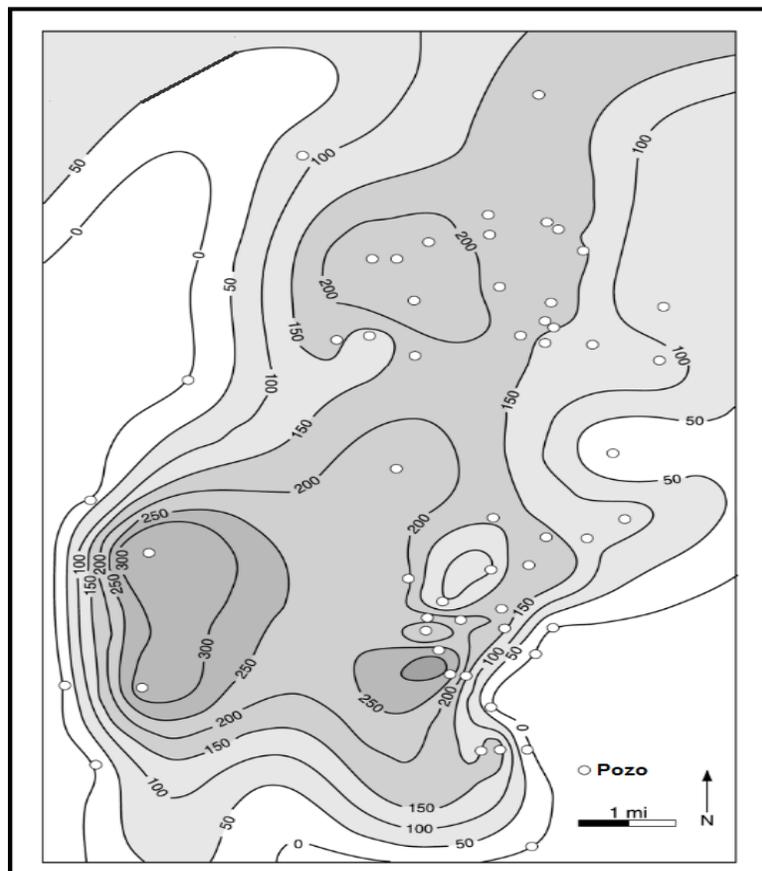


Figura 27. Mapa isocoro.

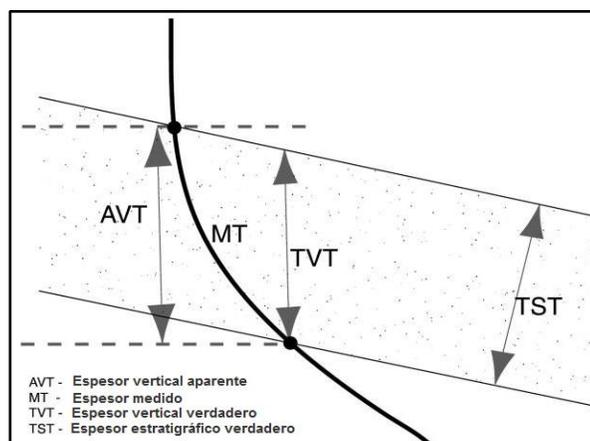
Fuente: Modificado por (Medina et al., 2016). Tomado de (Shepherd, 2009).

Tabla 5. Algunos acrónimos usados en mapeo.

Acrónimo	Término
MD	Profundidad Medida
MD BRT	Profundidad medida por debajo de la mesa giratoria (el piso de perforación)
TVD	Profundidad vertical real
TVDSS	Profundidad vertical real submarina
TVT	Espesor vertical real
TST	Espesor estratigráfico real
AVT	Espesor vertical aparente

Fuente: Modificado por (Medina et al., 2016). Tomado de (Shepherd, 2009).

Existen algunas formas para definir el espesor de una unidad de yacimiento (véase figura 28). Para hacer mapas de grosor es más significativo usar el cálculo del grosor real vertical (TVT) o el grosor real estratigráfico (TST) de una unidad del pozo. El verdadero grosor vertical es el grosor a lo largo de una línea vertical entre la parte superior y la base de la unidad. El grosor real estratigráfico es el espesor ortogonal a la base superior de la unidad. Si una unidad del pozo está buzando, por consecuencia, la TVT es mayor que la TST. Los Isocoros son mapas de grosor que utilizan valores de intervalo TVT, y los mapas isopacos usan los valores de TST (Shepherd, 2009).

**Figura 28. Formas de definir el espesor de una unidad de yacimiento.**

Fuente: Modificado por (Medina et al., 2016). Tomado de (Shepherd, 2009).

1.4.12.4. Otros tipos de mapas

Los mapas de grosor netos pueden dar una mejor representación de la distribución de espacio del yacimiento productor de los isocoros brutos, en particular cuando el bruto neto (N / G) tiene una variación significativamente a través del campo. Un mapa de grosor neto muestra la variación del campo, un mapa que muestra el grosor neto del intervalo que contiene hidrocarburos. Las propiedades de los mapas de las rocas incluyen porosidad, N / G, saturación de agua, y permeabilidad (Shepherd, 2009).

1.4.12.5. Cartografía digital

Varios programas de contorno estructural están disponibles para hacer mapas en un computador. Su funcionamiento descrito según Shepherd (2009) es el siguiente:

1. Un área de interés se define por la propiedad de ser asignado. Los puntos de esquina, normalmente un rectángulo, se definen con coordenadas x, y. La variable que se mapea sobre esta área se le asigna al eje z, por ejemplo, la profundidad.
2. Los valores de datos se asignan como coordenadas x, y, z.
3. El computador establece una cuadrícula detallada 2-D que cubre el área de interés, normalmente una malla de rectángulos o triángulos.
4. Los valores se asignan a los nodos de la red específicos utilizando los valores así dentro de un radio de búsqueda definida por el usuario desde el nodo de la red y una función de ponderación en función de la distancia de los puntos de control. La función de ponderación puede variar de acuerdo con el algoritmo utilizado, pero un método común utiliza la distancia ponderada inversa. El control de los puntos más cercanos a un nodo de la red específica tendrá más influencia sobre el valor asignado a los que están más lejos.

5. El programa crea el mapa de contornos estructurales mediante contornos de ajuste entre los valores de los nodos de la red.

Cuando el computador produce un mapa, hay ocasiones en que el geólogo no le agrada el resultado. Por ejemplo, el mapa no parece ser “geológico” o los contornos estructurales están mostrando algunas dianas estéticamente desagradables. Aquí es donde un mapa en busca de otro modo normal muestra una concentración circular de los contornos poco espaciados alrededor de uno o más puntos de control. Los contornos se pueden editar para dar apariencia más razonable.

La mayoría de los programas permiten que esto se haga de forma interactiva en la pantalla del computador (Shepherd, 2009).

1.4.12.6. Secciones estructurales

Las secciones representativas de una estructura muestran una representación de la geología en el plano vertical (véase Figura 29). Ellos tienen usos específicos en la gestión de yacimientos. A primera vista, las relaciones se pueden ver entre la distribución de fluidos y los pozos. También darán una idea de las relaciones estratigráficas a través de la transposición de las fallas. Las secciones estructurales son útiles para ilustrar las nuevas localizaciones de pozos propuestos en las características estructurales, las cuales son importantes en la planificación de la trayectoria del pozo (Shepherd, 2009).

La sección debe ser pegada en un plano de referencia, el nivel del mar, por ejemplo. Todas las profundidades verticales utilizadas para crear la sección estructural deben medirse en relación con el datum.

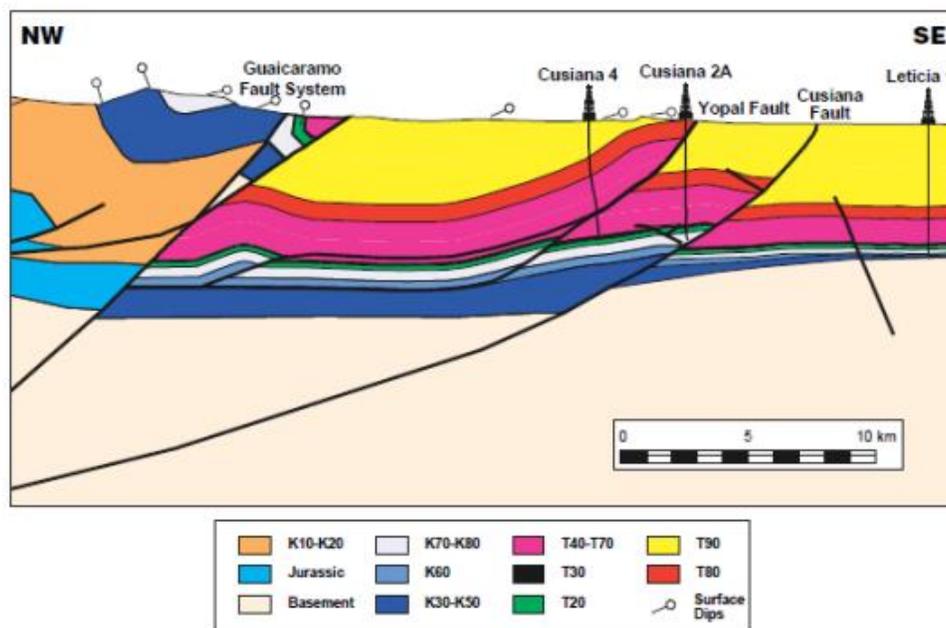


Figura 29. Sección a través del campo Cusiana en el piedemonte llanero mostrando el estilo estructural típico del piedemonte llanero, construida utilizando, datos de buzamiento, pozos y geología de superficie indicada en la sección la cual se basa en la línea sísmica. Las unidades estratigráficas en la sección se basan en estratigrafía de secuencias.

Fuente: Tomado de (Cooper et al., 1995)

Las secciones estructurales idealmente se construyen utilizando ninguna o poca exageración vertical de tal manera que los verdaderos buzamientos y la geometría de un intervalo se pueden representar con validez. Se dibujan con pozos cerca del plano de sección como control de datos. Es preferible que las secciones sean lineales en lugar de dogleg ya que esto dará una representación más razonable de la estructura. Una recomendación es dibujar las secciones estructurales ortogonales a planos de falla si es posible (Shepherd, 2009).

Siguiendo estas reglas se producirán secciones estructurales que mostrarán una buena representación de la estructura del pozo.

- Validación de sección estructural

Hay métodos disponibles para validar la integridad geométrica de las secciones estructurales a través de la falla. Un método que involucra el corte de los diversos paneles de

falla en la sección estructural con un par de tijeras, y luego uniéndolas para mostrar la apariencia del pozo antes de que fuera fallado. Esto se conoce como la restauración de la sección (véase Figura 30). Si la sección estructural está equilibrada, no debería haber ninguna distorsión, lagunas, o superposición de roca en la sección restaurada. Tenga en cuenta que la sección debe ser perpendicular a fallas para que esto funcione correctamente. Los paquetes de software están disponibles para ayudar al geólogo hacer una restauración de fallas (Shepherd, 2009).

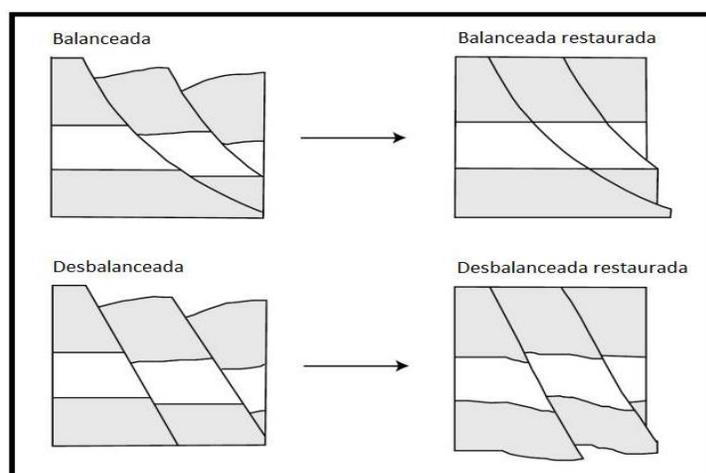


Figura 30. Secciones transversales equilibradas.

Fuente: Modificado por (Medina et al., 2016). Tomado de (Shepherd, 2009).

1.4.12.7. Secciones geológicas

Una sección transversal es un perfil que muestra rasgos geológicos en un plano vertical a través de la tierra. Algunos geólogos prefieren el término “sección” para este tipo de diagrama, reservando el de “sección transversal” para denotar aquellas que son perpendiculares al rumbo estructural. En la práctica, relativamente pocos de estos diagramas pueden ser construidos estrictamente perpendiculares al rumbo. También, la palabra “sección” usada sola podría ser mal tomada como denotando una sección sísmica, o columna, o aun sección fina. En petrología, una sección es una secuencia litológica que puede ser vista en un afloramiento. En catastro, una sección puede ser un pedazo de terreno de tamaño dado. Es una forma de presentar información

geológica útil, estas pueden ser estratigráficas o estructurales de acuerdo con el tipo de información que se requiera (CEPET-PDVSA, 2010).

Hay dos categorías de secciones transversales: las estructurales y las estratigráficas. Las primeras muestran rasgos estructurales actuales, como buzamientos, pliegues y fallas. Las estratigráficas ilustran características tales como espesores de formaciones, secuencias litológicas, correlaciones estratigráficas, cambios de facies, discordancias, zonas de fósiles y edades. La simplicación de los elementos estructurales permite un mayor énfasis sobre las relaciones estratigráficas en una sección de este tipo (CEPET-PDVSA, 2010).

Son también útiles para propósitos de ilustración. Las secciones diagramáticas muestran las relaciones en forma más amplia y sirven para orientar a la audiencia hacia la geología general de una región (véase Figura 31).

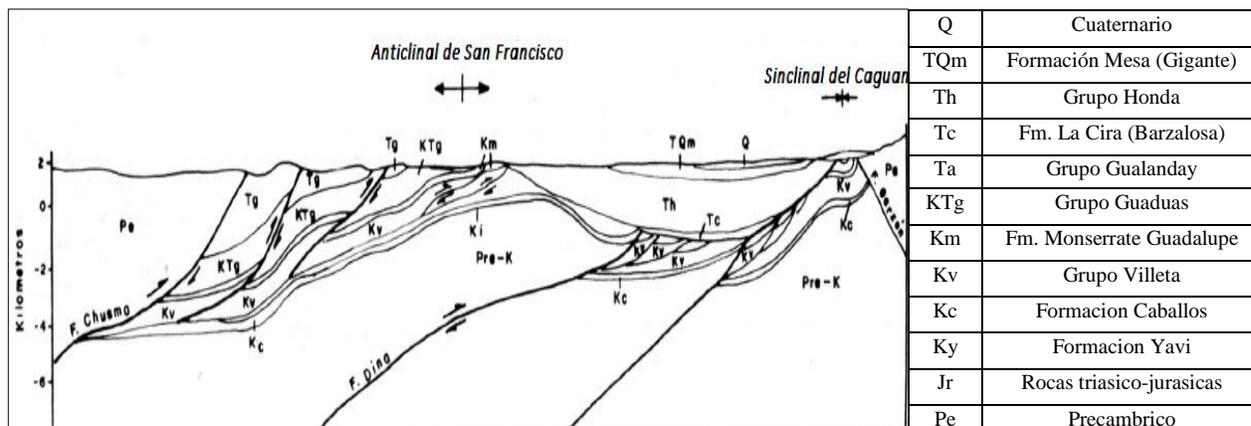


Figura 31. Sección estructural Valle Superior del Magdalena.

Fuente: Modificado por el autor del proyecto. Tomado de Mojica & Franco (1990)

1.4.12.8. Datos

Diferentes tipos de datos pueden ser usados al desarrollar una sección transversal. El diagrama puede ser basado en información sobre afloramientos, o en datos de subsuelo derivados de pozos e investigaciones geofísicas, o combinación de ellos. Las que utilizan información de

afloramientos son particularmente útiles en áreas marginales de exploración, donde la información de subsuelo es muy escasa, o no se dispone de ella. Muchas secciones geológicas para explotación petrolera se basan en datos del subsuelo. La información para ello proviene principalmente de pozos y se suplementan de datos geofísicos (CEPET-PDVSA, 2010).

1.4.12.9. Secciones estratigráficas

Las secciones de este tipo se basan en un datum de referencia aplanado. El horizonte de referencia escogido está representado por una línea recta horizontal, sin importar su relieve actual. Como este aplanamiento distorsiona las relaciones espaciales, no se da indicación alguna de topografía. La información puede ser superficial, usualmente en la forma de secciones del subsuelo (véase Figura 32). Donde se usen líneas verticales, los intervalos estratigráficos, y los límites formacionales son colocados escalaramente. En los casos de secciones columnares o registros de pozos es necesario resaltar los límites litológicos significativos (CEPET-PDVSA, 2010).

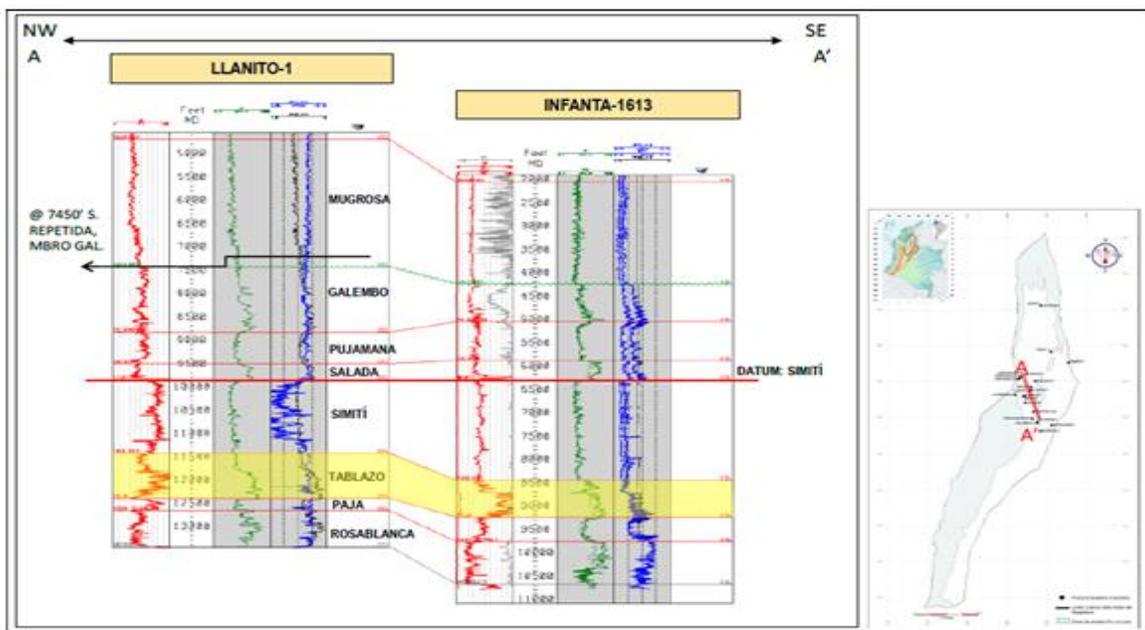


Figura 32. Sección estratigráfica información pozos Infantas-1613 y Llanito-1, cuenca Valle Medio del Magdalena.

Fuente: (ANH, 2012)

1.4.12.10. Construcción de secciones estratigráficas

Para el diseño de un mallado de secciones adecuado durante un estudio geológico y a falta de más información debe partirse de una premisa básica: “La Geología local es, en términos generales, un reflejo del marco geológico regional”. De allí que es conveniente estimar que, en el área en estudio, los factores regionales de sedimentación ejercerán un alto grado de control sobre los eventos locales (Medina et al., 2016).

Uno de esos factores de control, es la dirección de sedimentación. Se espera que las secciones en esa dirección muestren relaciones de mayor continuidad lateral entre los eventos sedimentarios. En la dirección perpendicular a la sedimentación, se puede esperar una buena visualización transversal de los cuerpos sedimentarios, las secciones transversales sirven para mostrar los tipos y orientaciones de las estructuras del subsuelo y las formaciones (véase figura 33).

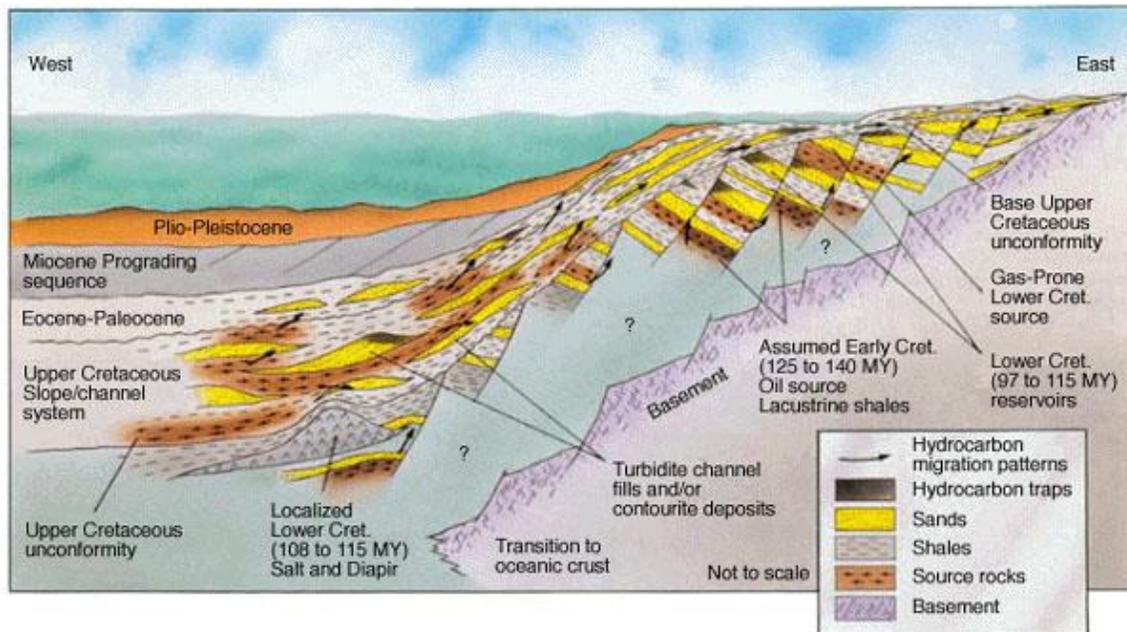


Figura 33. Sección transversal de la cuenca de Douala, en Camerún.

Fuente: (Schlumberger, 2021)

En las áreas de explotación petrolera, innumerables secciones estratigráficas tienen objetivos operacionales, es decir, para resolver respecto a áreas pequeñas o localizaciones determinadas con ellas se puede obtener información acerca de (Medina et al., 2016):

1. Factores geológicos incidentes en un problema de producción.
2. Localizaciones con riesgo geológico (Soto, 1998).
3. Localizaciones más favorables.
4. Límites de yacimientos.
5. Áreas de baja permeabilidad.

En conclusión, serán los objetivos, los que determinarán la mejor distribución de las secciones estratigráficas. Según Medina et al. (2016) Una vez bien definidos los pozos integrantes de una sección, se procede a:

1. Obtener las copias de los registros de pozos a una única escala.
2. Por correlación pozo a pozo, determinar marcadores claves presentes en todos los pozos, escogiendo el más relevante o consistente como “Datum” para colgar la sección.
3. Montar la sección alineando el Datum en cada pozo a la misma altura para todos y en la misma secuencia de su ubicación en el mapa. Preferiblemente equiespaciados.
4. Una vez montada la sección, se dibujan líneas usando los marcadores claves entre los diferentes pozos, procediéndose a realizar una correlación más detallada. Si el caso lo amerita.

1.4.12.11. Secciones estructurales

La sección estructural muestra la variación en alturas o profundidades que presentan los horizontes geológicos a lo largo de un plano vertical. A diferencia de la sedimentación, la

estructura es un aspecto geológico de gran consistencia a lo largo de la secuencia estratigráfica, es decir, en general se conserva un alto grado de paralelismo entre los planos estratigráficos. Una excepción está en presencia de una discordancia mayor, si esta es de carácter angular (Medina et al., 2016).

Los estratos por encima de la discordancia sólo mostrarán los efectos estructurales post-erosión, mientras la estructura en los estratos inferiores será el resultado de la suma de tales eventos con los que les hayan afectado antes del proceso erosivo. Una sección estructural esquemática donde se destaca la discordancia y el hecho de que algunas fallas la atraviesan y otras no, estas últimas ya habían ocurrido cuando el proceso erosivo afectó el área.

Para el diseño de un mallado de secciones estructurales o de una sección estructural en particular a partir de registros de pozos, dependerá del objetivo para el cual se realiza. Si el objetivo es mostrar las mayores prominencias estructurales, las secciones deberán realizarse en dos direcciones, siguiendo el eje de las estructuras y perpendiculares a este. Otras secciones tienen por objetivo definir la posible ocurrencia de fallas u otros elementos detectados por anomalías en los contornos del mapa estructural (Medina et al., 2016).

En algunos casos, se trata de mostrar el comportamiento estructural de una unidad-yacimiento para ubicar, por ejemplo, las zonas más favorables a su desarrollo, o de riesgo por presencia de gas o agua.

Una sección estructural muestra las variaciones en posición relativa de elementos en un plano vertical (véase Figura 34). En geología petrolera, estos elementos están en el subsuelo, de allí que se habla de posiciones relativas en cuanto a profundidad.

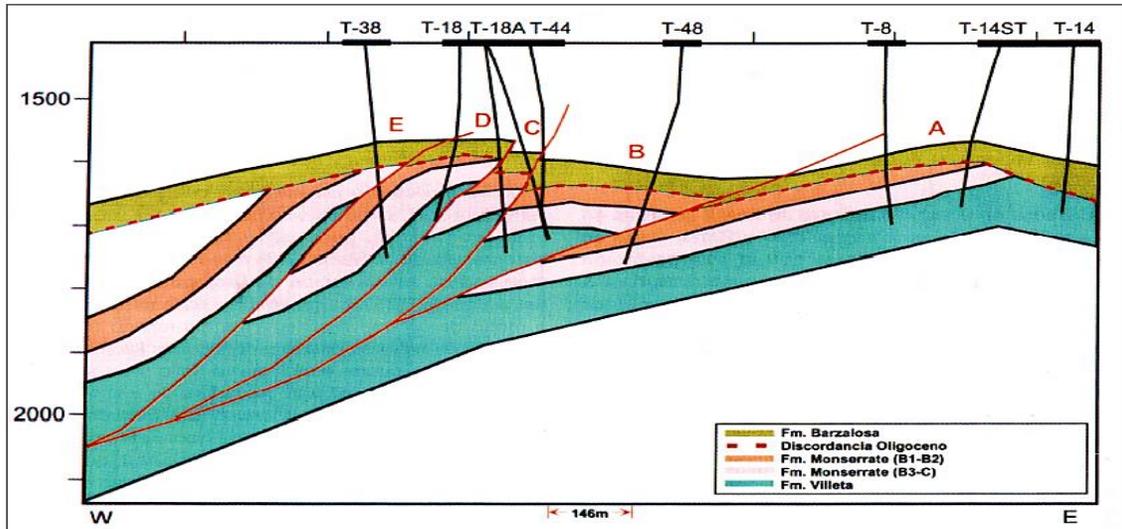


Figura 34. Sección estructural campo Tello.

Fuente: (Ramón et al., 2001).

Por ejemplo es importante, la variación de profundidades de una capa determinada. Como “Datum” de referencia clásico, se toma el del mar, al cual asignamos profundidad “0” y a este nivel se debe referir las mediciones. Se debe considerar que los valores de profundidad medidos en los registros son la suma de profundidad de perforación más el valor de la mesa rotatoria. De allí que, para construir una sección estructural con registros de pozos, deben normalizarse las profundidades medidas respecto al nivel del mar restando la altura topográfica y la mesa rotatoria. Una vez normalizadas cualquier nivel de profundidad cercana a la ocurrencia de las capas de interés puede ser usado como Datum referencial y colgar los pozos a la misma altura. Hecho esto, sólo queda unir los topes continuos en la sección e interpretar la ocurrencia de factores estructurales como fallas y pliegues obteniéndose de la sección, la visión de la estructura geológica del horizonte estudiado en la dirección deseada, pudiéndose añadir a ésta, la información de carácter sedimentario-estratigráfica obtenida de la sección estratigráfica (Medina et al., 2016).

1.4.13. AMBIENTES SEDIMENTARIOS

El estudio y comprensión de los procesos geológicos actuales, constituyen la base para definir e identificar los diferentes tipos de ambiente sedimentarios, investigando su forma de ocurrencia, se puede inferir lo sucedido en el pasado (Soto, 1998).

La geología de producción tiene que ver con el reconocimiento de la roca reservorio, el fluido que contienen y las oportunidades que ofrecen los yacimientos para la óptima explotación de los hidrocarburos, de tal manera que es indispensable conocer su ambiente de formación.

Un medio o ambiente sedimentario es una parte de la superficie terrestre donde se acumulan sedimentos y se diferencia física, química y biológicamente de las zonas adyacentes (Medina et al, 2016).

Los procesos sedimentarios son los causantes del transporte y depósito de los sedimentos.

En un medio sedimentario o en parte de este puede producirse erosión, no depósito o sedimentación, normalmente alternando en diferentes etapas. El número de medios sedimentarios actuales es finito y pueden ser clasificados.

1.4.13.1. Facies de Ambientes Fluviales

Los sistemas fluviales se organizan en redes que convergen hacia el mar, la geometría de los canales se dispone en varios tipos morfológicos: rectilíneos, entrelazados, anastomosados, y mandriformes, aunque en la naturaleza existe una gama de combinaciones entre ellos. Las facies típicas de estos ambientes fluviales están representadas por depósitos de abanicos aluviales, ríos entrelazados y mandriformes (Soto, 1998). A continuación Menéndez & Núñez (2009) nos presenta los principales tipos morfológicos de canales fluviales (véase figura 35).

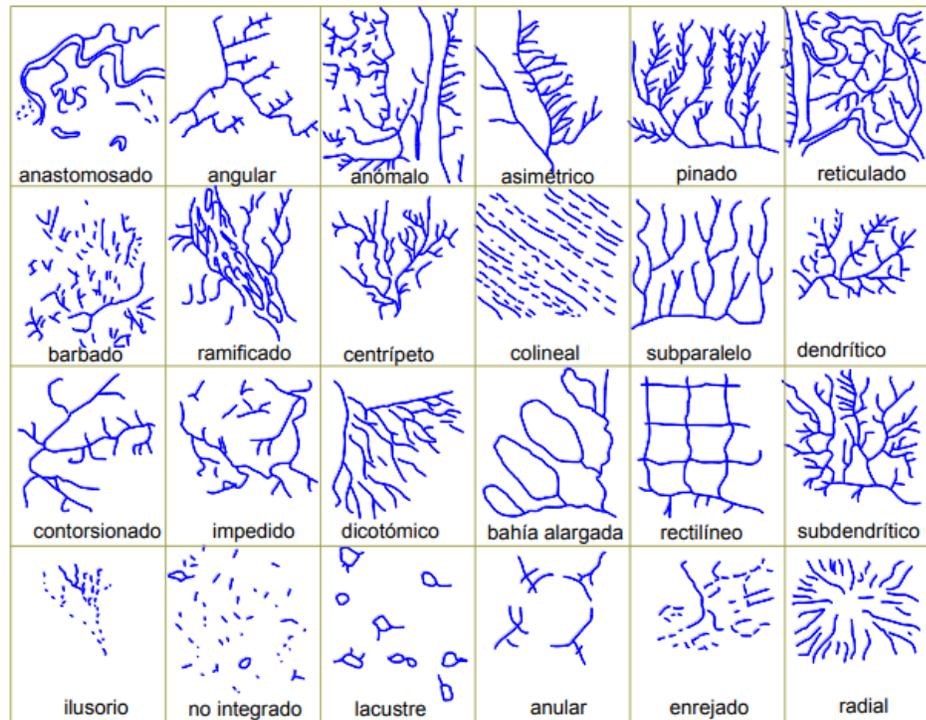


Figura 35. Tipos morfológicos de canales fluviales

Fuente: (Menéndez & Núñez, 2009)

1.4.13.2. Facies de Ambientes Deltaicos

Son los responsables de la depositación de numerosas y extensas masas deltaicas, las cuales son importantes contribuyentes al relleno de cuencas (véase figura 36 y 37). En un delta existen tres ambientes principales de acumulación (Soto, 1998).

- Prodelta, donde se deposita normalmente la carga en suspensión de un río (Costa Afuera).
- Frente deltaico, área subacuática, cercana a los brazos del delta, donde la carga basal de arena del cauce, se acumula en primer lugar.
- Llanura deltáica, área subaérea donde ocurre depositación de granos finos.

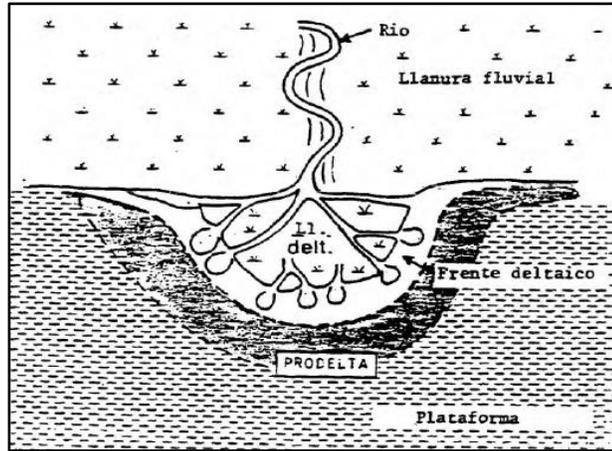


Figura 36. Principales componentes morfológicos y sedimentarios comunes a todos los deltas.
Fuente: Soto (1998).

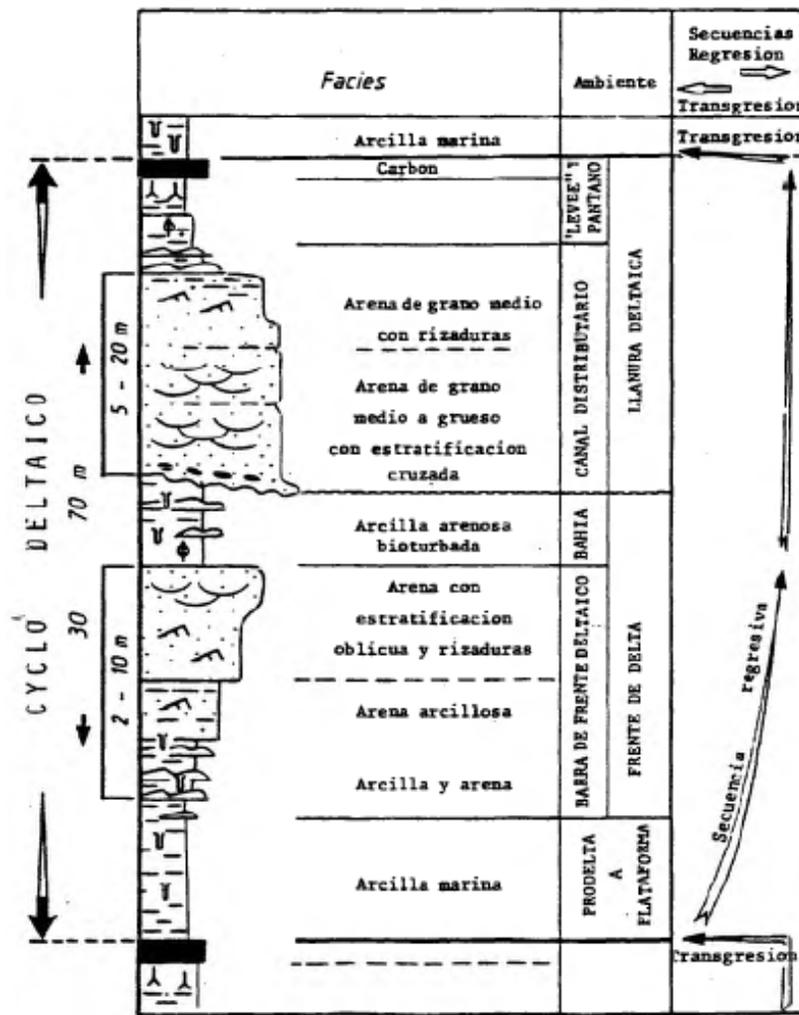


Figura 37. Corte sedimentológico en una secuencia deltaica.
Fuente: Soto (1998).

1.4.13.3. Facies de Ambientes Próximo Costeros

Cuando la costa no está directamente sometida a aportes fluviales importantes, la morfología costera se establecerá en función de la relación oleaje/mareas (véase Figura 38).

En costas con predominio de oleaje y marea débil. Las arenas de playa e isla de barrera son muy típicas, estas últimas se definen como cuerpos de arenas alargados y angostos con un rumbo generalmente paralelo al margen de la cuenca. Se forman debido a la creación hacia el mar, producto de las corrientes litorales; la progradación hacia el mar culmina, cuando cambia la corriente litoral o cesa al aporte de sedimentos. Las playas son muy difíciles de preservar, puesto que son re-trabajadas continuamente por las olas (Soto, 1998).

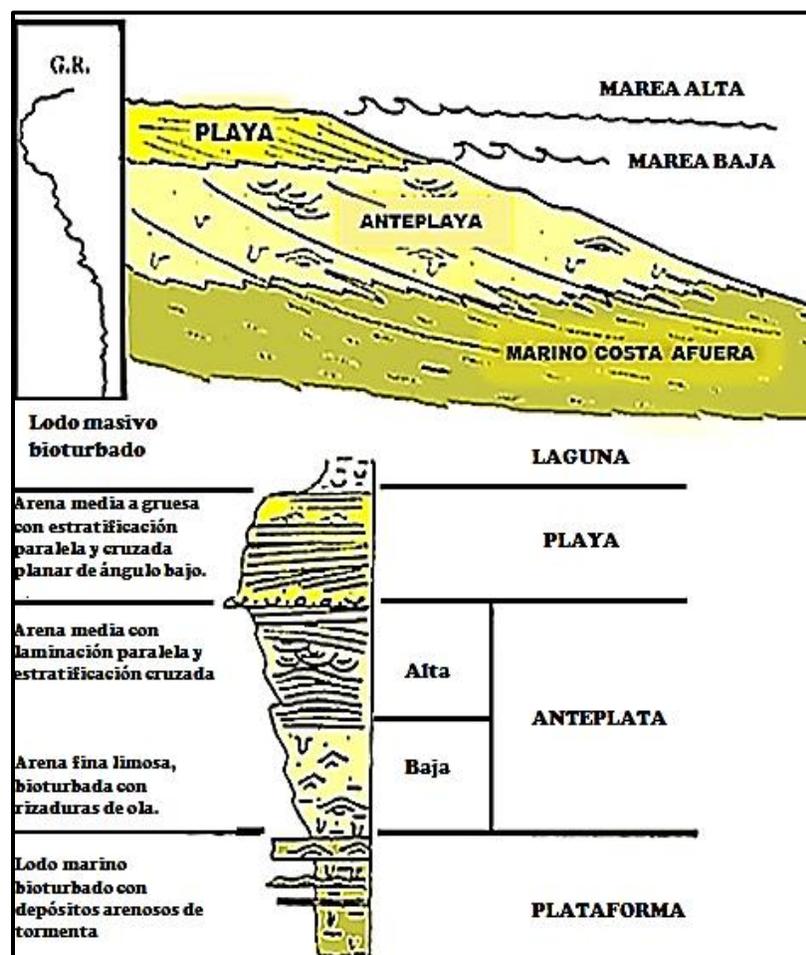


Figura 38. Secuencia de playa y costa progradante (sin canales de marea).

Fuente: Modificado por (Medina et al., 2016). Tomado de (Soto, 1998).

1.4.13.4. Turbiditas

Aquí se agrupan aquellos sedimentos transportados por flujos gravitacionales, las turbiditas son depositadas por corrientes de turbidez, en forma de abanicos submarinos al pie del ataúd continental o margen de la cuenca, a grandes profundidades (véase figura 39). Estas acumulaciones ocurren durante los periodos de bajada del nivel del mar y en particular cuando la plataforma continental está emergida, dando lugar a la depositación de sedimentos deltaicos en el borde del ataúd, los cuales, por su poca compactación, tienden a deslizar, dando a los abanicos turbidíticos (Soto, 1998).

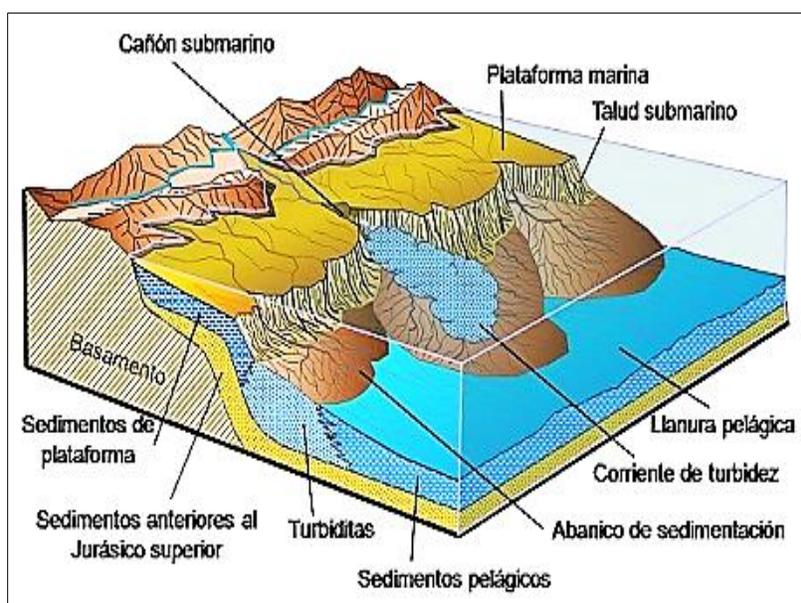


Figura 39. Contexto paleogeográfico de los abanicos submarinos

Fuente: Modificado por (Medina et al., 2016). Tomado de (Soto, 1998).

Una corriente de turbidez, finalmente, deposita dos capas, una arenosa y otra arcillosa, de base a tope, esta secuencia es conocida como Bouma (véase figura 40), la cual está subdividida en cinco capas (a, b, c, d, e), correspondiendo el intervalo “e” a la capa arcillosa y el “a” (depósito en masa), al más típico de la secuencia (Medina et al., 2016).

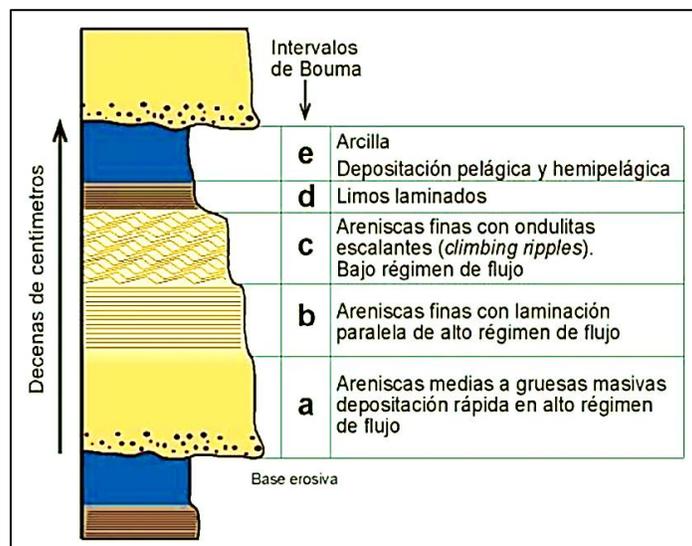


Figura 40. Secuencia de Bouma. Bouma 1962

Fuente: (Medina et al., 2016)

1.4.14. MODELO GEOLÓGICO DEL SUBSUELO

Continuando con la metodología para la descripción del yacimiento el Modelo Geológico del subsuelo, es el resultado de sumar los aspectos estructurales y sedimentarios de un área para interpretar la distribución y las variaciones especiales de los yacimientos, así como las relaciones entre ellos, detallada a continuación:

La realización del Modelo Geológico se inicia con la correlación estratigráfica mediante la cual se individualizan intervalos en los registros y utilizando un adecuado mallado de secciones se determina la distribución lateral de los mismos. Complementando la información de los registros con los análisis de núcleos, se identifican las facies presentes y su distribución en los pozos. El conjunto de facies en el área permite la identificación del ambiente sedimentario, esto es importante porque otorga cierta capacidad de predicción en cuanto a variaciones a esperarse en las zonas perforadas, dar explicación a problemas de producción derivándose la geología o intuir su problema ocurrencia a futuro. Conocer el ambiente sedimentario, permite

entender variaciones en cuanto a porosidad o permeabilidad, lenticulares, tendencia del anegamiento, etc (Soto, 1998).

1.4.14.1. Modelo geológico del yacimiento

El marco estructural se obtiene mediante el análisis de la información sísmica y de pozos perforados en el área con lo cual se construyen los mapas de tope y base de la unidad - yacimiento (véase Figura 41 a, b). Posteriormente, es posible que anomalías detectadas en cuanto a presiones, gravedades de crudo y otros datos de producción contribuyan a finar la interpretación. Los contajes de espesor de arena neta (A.N.) y de arena neta petrolífera (A.N.P.) a partir de los registros de pozos, permitirán la construcción de los respectivos mapas isópacos: de A.N. donde se visualiza la distribución areal de las facies arenosas, (véase Figura 41c) de A.N.P. o de distribución de petróleo en las mencionadas facies arenosas (Soto, 1998).

Del mapa estructural, se llevan al mapa isópaco las curvas correspondientes a profundidades del contacto agua-petróleo (C.A.P.) (véase Figura 41d) del contacto gas - petróleo (C.G.P.) de haberlos, así como los otros factores estructurales que permitan la delimitación del o los yacimientos completándose así el modelaje geológico (véase Figura 41 e, f), (Soto, 1998).

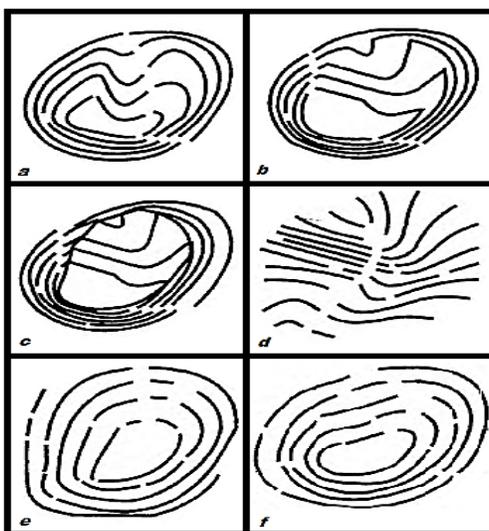


Figura 41. Modelaje Geológico.

Fuente: Modificado por (Medina et al., 2016). Tomado de (CEPET-PDVSA, 2010)

1.4.14.2. Obtención de valores

Según Soto, (1998) procederá a la evaluación petrofísica para obtener los valores que afinarán la caracterización litológica y la distribución de los fluidos: Sw, Ø, K y Vshale, estos permiten la elaboración de los mapas de:

- Variación de porcentajes de agua en las facies arenosas
- Distribución de porosidades
- Variaciones laterales de permeabilidad
- Variaciones laterales en calidad de arena

1.4.15. ENTRAMPAMIENTO DE HIDROCARBUROS

Responde en términos generales, a un gradiente, esto es, aumentando con la profundidad.

Los fluidos son impelidos hacia arriba en un proceso de migración donde la ruta está condicionada por las variaciones de permeabilidad de las rocas (Soto, 1998).

Las zonas que, por baja permeabilidad (Morton & Woods, 1992), detienen a los hidrocarburos en su desplazamiento, se constituyen en trampas las cuales por sí mismas o asociadas a otras, conforman un yacimiento de hidrocarburos. Los fluidos que migran tienden a distribuirse en el yacimiento, de acuerdo con sus densidades relativas (Soto, 1998).

Las trampas pueden ser de acuerdo con el factor que las determina:

1.4.15.1. Estratigráficas

Las trampas estratigráficas (véase figura 42), según Soto (1998) pueden ser debidas a:

- Cambios laterales en la capacidad almacenadora de una misma unidad estratigráfica.
- Interrupción de la secuencia estratigráfica como consecuencia de una
- Discordancia.

- La interrupción de esta secuencia en contacto con una unidad genéticamente diferente.

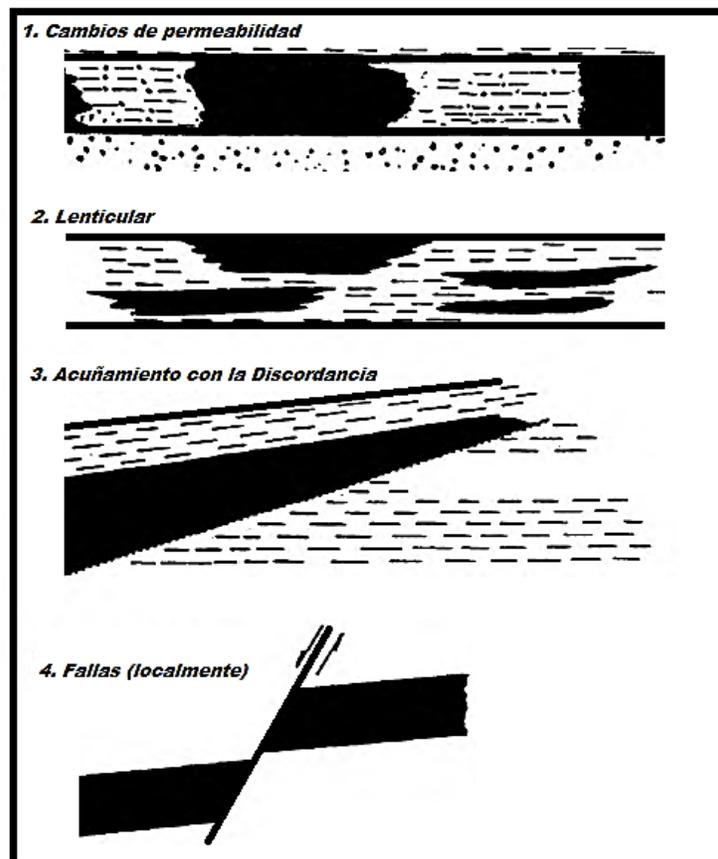


Figura 42. Entrampamiento de Hidrocarburos (Trampas estratigráficas).

Fuente: (Medina et al., 2016). Tomado de (Soto, 1998).

1.4.15.2. Estructurales

Debidas a los efectos deformantes producidos por la tectónica en las rocas del subsuelo, anticlinales o pliegues (véase Figura 43a), fallas (véase Figura 43b) o combinación de ellos (véase Figura 43c), (Soto, 1998).

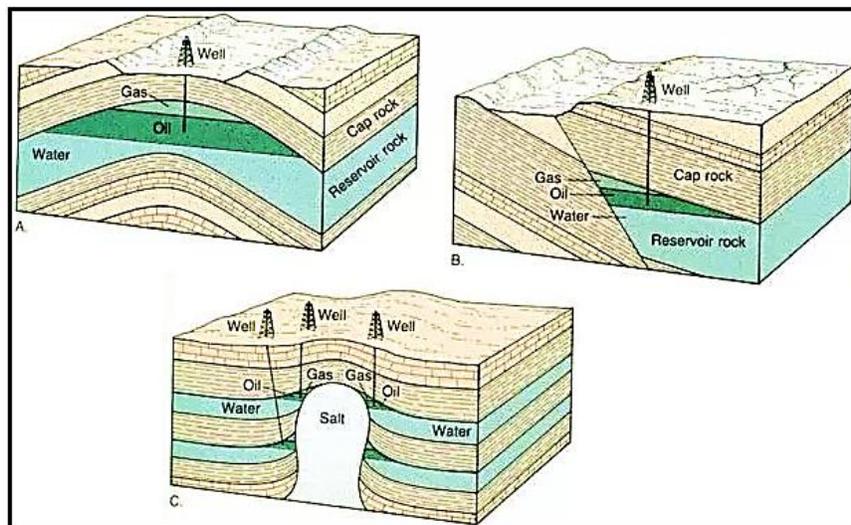


Figura 43. Entrampamiento de Hidrocarburos (Trampas estructurales).

Fuente: Modificado por (Medina et al., 2016). Tomado de (CEPET-PDVSA, 2010)

1.4.15.3. Mixtas

En este caso, se combinan elementos estratigráficos y estructurales para generar una trampa. En la cuenca de los Llanos Orientales, la mayoría de los yacimientos, responden a una combinación de trampas estratigráficas y estructurales.

1.4.16. RIESGOS GEOLÓGICOS

Una de las tareas que involucra la Geología de Yacimientos, es la detección y control del riesgo geológico. Esto es, la determinación de puntos de localización, áreas o intervalos donde por factores de carácter geológico, podrían presentarse problemas de producción. Este es uno de los usos del Modelo Geológico (Soto, 1998).

1.4.16.1. Factores

Los factores que inciden en el riesgo geológico pueden ser de índole estructural o sedimentaria, las variaciones laterales y en profundidad de la roca-yacimiento, así como la incidencia de procesos erosión, según Soto (1998) los principales factores que determinan este tipo de riesgo entre cuyos ejemplos están:

- Zonas de baja permeabilidad, las cuales disminuyen la capacidad productiva de la roca.
- Zonas de lenticularidad de estratos arenosos.
- Arenas arcillosas con tendencia a taponamiento de orificios de cañoneo por producción de finos o hinchabilidad de arcillas.
- Entrampamiento de fluidos indeseables aislados dentro del yacimiento pudiendo afectar la producción por gas o agua, o generar intervalos sobrepresurizados.
- Intervalos de arcillas expandibles con riesgos de colapso del pozo.
- Cambios de dureza de roca en profundidad disminuyendo el tiempo de vida útil de las mechas como en el caso de calizas aisladas en intervalos fundamentalmente clásticos.
- Acuñaamientos y pérdida de la roca o variaciones diagenéticas de calidad en presencia de discordancias.

- Fallas

Un riesgo de perforar en zona de fallas (véase Figura 44), se deriva de que estas son planos de fractura por donde pueden desplazarse los fluidos de perforación. Si esta situación no se puede controlar es posible la pérdida del pozo. Cuando la falla constituye un límite de yacimiento, el riesgo adicional es perder el objetivo. Las fallas en la Cuenca del Lago tienen en general, muy alto buzamiento, en casos raros puede la perforación seguir este plano, con pérdida completa de la información de registros en el intervalo donde esto ocurra (Soto, 1998).

- Pliegues

La distribución de los fluidos es una función directa de sus densidades relativas, el gas se emplaza hacia las zonas más altas pudiendo generar problemas durante la perforación. Los mapas muestran los contactos del petróleo con el agua y/o con el gas. Con base en la experiencia

en el área, se decidirá el rango de riesgo de las zonas de cuña de agua y gas en cuanto a perforación.

Evidentemente, muchos factores de riesgo geológico son impredecibles (véase Figura 44), muchos, de difícil control, tómese en cuenta, que un pozo es línea aproximadamente vertical que, en el mapa, representa un punto, pero el mayor riesgo, es no considerar las posibles advertencias implícitas en la interpretación geológica (Soto, 1998).

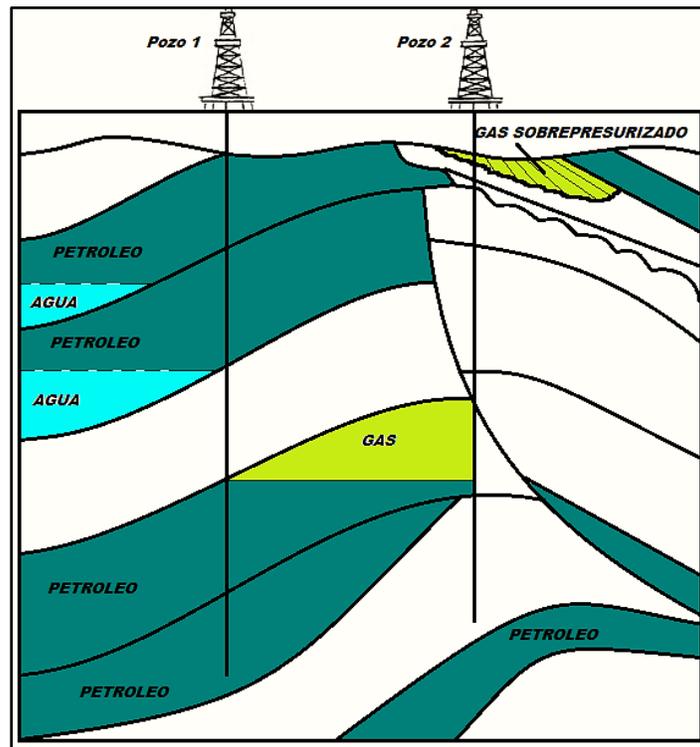


Figura 44 Riesgo Geológico.

Fuente: Modificado por (Medina et al., 2016). Tomado de (Shepherd, 2009).

2. PROGNOSIS Y PERFORACIÓN DEL POZO

Posterior a realizar la exploración y caracterización geológica detallada de un bloque asignado de la empresa estatal a una empresa específica, se llega al objetivo final y después de determinar factible la presencia de hidrocarburos en esta provincia petrolífera se diseña y se realiza la prognosis de un pozo exploratorio.

Tanto para realizar la exploración en superficie como en subsuelo, es necesario de personal capacitado de amplia experiencia, tales como Ing. Ambientales, Ing. Petroleros, Geólogos etc.

Posterior a esta etapa se lleva a cabo la fase de planeación correspondiente a la entrega del programa completo y detallado de perforación y prognosis geológica del pozo. La realización correcta de la prognosis del pozo conlleva a un gran ahorro económico, por parte de la compañía operadora y adicionalmente una operación segura.

2.1.1. Conceptos básicos de perforación

Un pozo petrolero, se lleva a cabo una perforación efectuada en el subsuelo con barrenas de diferentes diámetros, con revestimiento de tuberías y fluido de perforación a diversas profundidades, llamadas etapas de perforación, para la prospección o explotación del yacimiento de petróleos. Los principales miembros de los grupos de trabajo de un taladro de perforación son el Company man, Toolpusher, Supervisor de taladro y Cuadrillas de perforación.

Los pozos se pueden clasificar de varias maneras: como exploratorios o de desarrollo. Se llaman exploratorios si su objetivo es descubrir un nuevo yacimiento; mientras que los de desarrollo tienen como objetivo la explotación de un yacimiento ya conocido (EITI, 2016). Dentro de los pozos exploratorios existen tres categorías:

2.1.2. Pozos exploratorios petroleros (A1)

Pozos exploratorios petroleros son los primeros en ser perforados en un proyecto. El principal objetivo de estos pozos es establecer la presencia de hidrocarburos. Los datos geológicos tomados de los ripios, los núcleos y los registros. La función de los pozos exploratorios es obtener la mayor cantidad de información al menor costo.

2.1.3. Pozos de evaluación (A2)

Un pozo petrolero de evaluación es perforado como una etapa intermedia entre la exploración y la producción, para determinar el tamaño del campo, las propiedades del yacimiento y cómo van a producir la mayoría de los pozos. Estos pozos mejoran la calidad de la información para permitir a los geólogos e ingenieros en yacimientos la mejor predicción de la producción a lo largo de la vida del campo.

2.1.4. Pozos petroleros de desarrollo (A3)

El propósito principal de estos pozos es poner en producción al campo, siendo su prioridad la producción antes que la toma de datos.

2.1.5. Fase ambiental

A la par de la realización de la prognosis de un pozo se debe tramitar un Estudio de impacto ambiental (EIA) y Plan de manejo ambiental (PMA), para los proyectos de Exploración de Hidrocarburos. Los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos los adopta la Agencia Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) con la Resolución: 0421 de 20 de marzo de 2014 (MADS, 2014).

2.1.6. Prognosis del pozo

Para la perforación de un pozo petrolero se debe llevar a cabo un gran análisis de los servicios operacionales necesarios para la operación, este estudio es basado en las características propias del pozo y de los resultados mostrados por parte de los estudios geológicos (Romero, 2009).

En la prognosis del pozo se debe incluir lo siguiente:

1. Ubicación geográfica en superficie y fondo del pozo en coordenada en coordenadas Magna Sirgas.
2. Características geológicas, estratos o marcadores y acuíferos a través de los cuales va a pasar la perforación.
3. Estado mecánico o esquema del pozo propuesto.
4. Programa de tuberías de revestimiento. Se incluirán los criterios de diseño y los factores de seguridad resultantes.
5. Criterios de diseño para los fluidos de perforación y completamiento.
6. Programa de cementación, incluida la altura prevista del llenado anular.

2.1.7. Ejemplo de aplicación de prognosis geológica de un pozo Chulo 1.

Con base en el conocimiento geológico de la cuenta del Valle Superior de Magdalena (VSM) y algunos trabajos de grado realizados en el programa de ingeniería de petróleos para este ejemplo hipotético de la prognosis, se toman datos reales y se explica el procedimiento y diseño paso a paso.

2.1.7.1.Objetivos

Perforar el pozo exploratorio Chulo 1, con el objetivo de evaluar las formaciones Monserrate y Caballos durante la vigencia de primer semestre 2021-A con el objeto de determinar la presencia de hidrocarburos de interés económico.

2.1.7.2.Generalidades

La campaña de perforación del proyecto del pozo exploratorio Chulo 1, está planteada para desarrollarse con un equipo de perforación en un escenario que esté acorde con las limitaciones en facilidades y costos bajo los escenarios visualizados sobre el proyecto (véase Tabla 6 y 7).

Tabla 6. Datos de perforación. Elaboración propia.

Pozo	Tipo pozo	Profundidad MD (ft)	Días perforación (días)	Días completamiento (días)
Chulo 1	A3	8596´	120	115

Fuente: elaboración propia.

Tabla 7. Costo de Operación Chulo 1.

Pozo	Tipo pozo	Profundidad MD (ft)	Costo de movilización (USD)	Costo de perforación (USD)	Costo de completamiento (USD)	Costo total del pozo (USD)
Chulo 1	A3	8596´	570,200.00	1,500,800.52	650,000.00	2,721,000.52

Fuente: elaboración propia.

En la prognosis del pozo se debe incluir la ficha técnica (véase Tabla 8), donde se realiza una descripción general del pozo.

Tabla 8. Ficha Técnica del pozo Chulo 1.

ENTRADA	DESCRIPCIÓN
Nombre del pozo	Chulo 1
Clasificación del pozo Descriptiva	A3- exploratorio
Tipo de pozo	Vertical
Campo/ Bloque/ Municipio	Tesalia/ Huila
Fecha de inicio (spud date estimada)	2021
Días de perforación planeados	43 Días de Perforación 14 Días de Completamiento
Nombre del Taladro	DAYCER - 120
Potencia del Taladro (HP)	1500 HP
Altura de la mesa Rotatoria	25 FT
Elevación del terreno SMN	NA - Programa Tipo
Profundidad final del pozo (MD & TVD)	8500'-8600' MD – 8396' - 8105' TVD
Formaciones Objetivo (Target)	Monserrate- Caballos
Tolerancia del objetivo/ Target	Cuadrado 60' de lado
Coordenadas de superficie Datum Magna Sirgas, origen Bogotá	N.A – Programa Tipo
Coordenadas de Target Datum Magna Sirgas, origen Bogotá.	N.A – Programa Tipo
Reservas Estimadas	N.A – Programa Tipo

Fuente: elaboración propia.

2.1.7.3. Localización

El pozo Chulo 1, para el cuál se realizará la prognosis, es un pozo A3- exploratorio. Se encuentra ubicado en el Municipio de Tesalia- Huila, sobre el Valle Superior del Magdalena (VSM), Subcuenca de Neiva a 8 km de la población de Tesalia en la vereda Potrero Grande a 10 km del norte de Tesalia (véase Figura 45), el polígono de la ubicación geográfica se encuentra en la plancha topográfica, 344 IV- A.

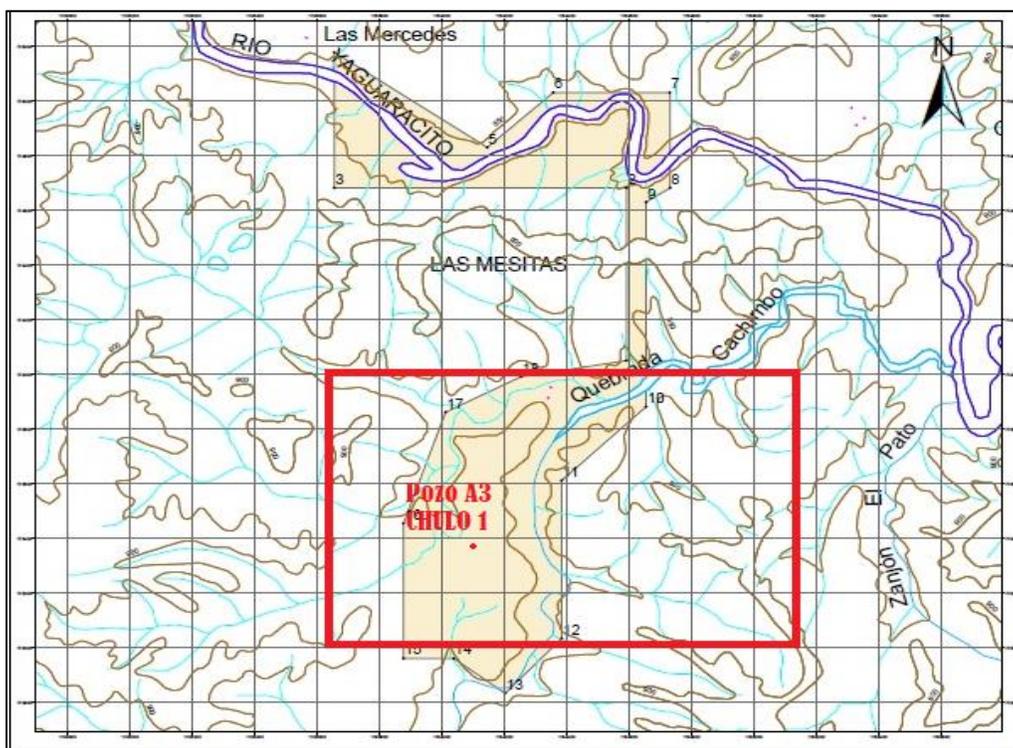


Figura 45. Localización del pozo Chulo 1.

Fuente: Tomado de (IGAC, 2021).

2.1.7.4. Marco Geológico

Para el marco geológico del ejemplo se describe la subcuenca de Neiva del Valle Superior del Magdalena (Gutierrez & Sánchez, 2015).

2.1.7.4.1. Geología Regional

El Valle Superior del Magdalena está limitado por grandes fallas de cabalgamiento con transporte tectónico hacia el oeste en el borde oriental y hacia el este en el borde occidental. El

fallamiento inverso también está presente en las partes centrales del valle, producto de las deformaciones de una tectónica compresiva ocurrida en el Cenozoico, especialmente a finales del Mioceno (Terciario superior), durante la fase terminal de la Orogenia Andina.

El Valle Superior del Magdalena se extiende desde el vértice interno de la bifurcación de las Cordilleras Central y Oriental en el sur del Huila, hasta un poco al norte de Girardot, sobre la línea Guataquí - Piedras. En él se pueden diferenciar las subcuencas de Neiva y Girardot debido a la existencia de una notable elevación o umbral compuesta por rocas precretácicas denominada Arco de Natagaima (Gutierrez & Sánchez, 2015) .

2.1.7.4.2. Estratigrafía

- Basamento Económico

De acuerdo con la industria petrolera colombiana se considera basamento económico al límite por el cual la posibilidad de hallar hidrocarburos es remota o el riesgo de inversión económica para su exploración es bastante alto, con lo cual no justifica su exploración. El límite del basamento económico en el valle superior del Magdalena con la cobertura productiva corresponde a la formación Caballos.

El basamento económico Precretáceo está conformado por rocas ígneas intrusivas y extrusivas de composición ácida correspondientes al batolito de Ibagué y la formación Saldaña y rocas de metamorfismo regional correspondiente al llamado Macizo de Garzón (localizado al este del área estudiada). Está conformado por un núcleo de rocas precámbricas constituidas por migmatitas y gneises, anfibolitas paleozoicas e intrusiones de granitos y cuarzodioritas también de edad paleozoica.

El Jurásico se encuentra representado por una serie de rocas volcánicas y piroclásticas que corresponden estratigráficamente a la formación Saldaña compuesta por riolitas, dacitas, tobas y

aglomerados volcánicos principalmente. Así también se presentan rocas ígneas intrusivas acidas de tipo granodioritas, monzonitas y cuarzodioritas del denominado batolito de Ibagué (Gutierrez & Sánchez, 2015).

- Cobertura productiva

La cobertura productiva de carácter sedimentario está determinada por dos secuencias deposicionales diferentes caracterizada por presentar rocas de origen clástico y químico. La primera se trata de una secuencia clástica marina que abarca desde el Cretáceo Medio (Aptiano - Albiano) hasta el Paleógeno (Paleoceno) de un ambiente marino a transicional desarrollando un ciclo regresivo que permitieron la depositación en el área de las formaciones Yavi, Caballos, Villeta, Monserrate y Guaduala respectivamente (véase figura 46).

La segunda secuencia compuesta por rocas sedimentarias de origen continental que abarcan desde el Eoceno hasta el reciente, que corresponden estratigráficamente a las formaciones Gualanday, Potrerillos, Doima, Honda, Gigante y Depósitos Cuaternarios (Gutierrez & Sánchez, 2015).

		GRUPO	FORMACION	AMBIENTE	LITOLOGIA		
CUATERNARIO							
Neógeno	Secuencia Sin-Orogénica	Plioceno-Holoceno	Gigante / Mesa (1000 mts)	Terrestre, Llanuras de Piedemonte.			
		Mioceno	Medio a Superior	Honda (2500 mts)		Terrestre, Llanuras Aluviales	
			Inferior	Barzalos (200 - 300 mts)		Terrestre, Lagunas	
Paleógeno	Secuencia Sin-Orogénica	Oligoceno	Doima Potrerillo	Terrestre, Ríos entrelazados.			
		Eoceno	Guatanday		Tesalia Bache Palermo		
			Paleoceno		Guaduaia	Teruel San Francisco	
					Maastrichtiano	San Francisco	
			Superior		Secuencia Precrogénica	Maastrichtiano	Montserrat (150 - 200 mts)
		Campaniano				K1 K2 K3 K4	
		Santoniano				Shale Aco LaLuna Shale Bambuca Caiza Tetuán	Plataforma Detrítico - Calcárea
		Albiano				Caballos (90 - 200 mts)	Fluvial Salobre
		Inferior	Secuencia Precrogénica		Aptiano	Superior Medio Inferior	Fluvial Salobre
					Yaví (385 mts)	Supra intermareal Terrestre.	
Basamento	Jurásico	Saldaña (800 - 1500 mts)	Subaéreo Vulcanoclástico				
	Triásico	Intrusivo					
	Precámbrico	metamórfico					

Figura 46. Columna Estratigráfica generalizada del valle superior del Magdalena subcuenca de Neiva.

Fuente: (Gutierrez & Sánchez, 2015)

Siendo el objetivo principal de la perforación del pozo chulo 1 las formaciones productoras que se encuentran actualmente en la subcuenca de Neiva se presenta una descripción de estas:

a) Formación Caballos (Kc)

Por sus características litológicas, la Formación Caballos ha sido explorada como almacenadora de hidrocarburos (Gutierrez & Sánchez, 2015). La presencia de estratos de arenas cuarzosas permite también sugerir como fuente de arena silícea, para abrasivos y la industria del vidrio.

Algunos niveles fosilíferos, de tipo lumaquéllico, podrían ser utilizados como rocas de enchape.

La Formación Caballos (Cretácico medio) está conformada por areniscas y arcillolitas Constituida por una secuencia de arenisca cuarzosa, inmadura con estratificación cruzada, gradada y a veces flaser, localmente lenticular, con intercalaciones de arcillolitas grises físis, las cuales localmente presentan intercalaciones de calizas lumaquéllicas. El espesor de esta unidad varía entre 60 y 180 m y su edad es Aptiano - Albiano (Cretácico medio), fue depositada en un ambiente litoral costero y marca el inicio de la transgresión del mar cretáceo sobre una topografía jurásica erosionada. El contacto inferior es claramente discordante con la Formación Saldaña, mientras que el contacto superior es concordante y neto con la Formación Villeta. Afloramientos de la Formación Caballos se tienen en el alto de La Hocha y sobre la ladera norte del cerro de San Jacinto (al suroriente de Tesalia).

En la subcuenca de Neiva esta formación operacionalmente fue dividida en Caballos Inferior, Caballos Medio y Caballos Superior. Florez y Carrillo (1994) redefinieron estas formaciones denominándolas Formación Alpujarra (Caballos Inferior), El Ocal (Caballos Medio) y Caballos (Caballos Superior).

La Formación Caballos (Caballos Superior - Kcs), es el principal yacimiento productor en los Campos Santa Clara, Hato Nuevo y Tenay. Está constituida por cuarzoarenitas muy continuas de grano fino a grueso friables, muy bien a moderadamente seleccionadas, con laminación inclinada y paralela, que fueron originadas como depósitos de cordones de playa progradantes. Presentan intercalaciones de lodolitas e interlaminaciones de arena y lodo y arenitas calcáreas bioclásticas, que representan depósitos marinos marginales (estuarios).

La formación El Ocal (Caballos Medio - Kcm) fue depositada en un ambiente marino restringido (Litoral a Sublitoral) se caracteriza por tener intercalaciones de calizas lumaquelicas y dolomitas de color gris verdoso, algunas glauconitas y lodolitas de color gris a negro, ricas en materia orgánica. Tiene un espesor promedio de 120 pies.

La Formación Alpujarra (Caballos Inferior - Kci) está compuesta por una serie de secuencias arenosas retrogradacionales, siendo un depósito continental a la base con cuarzo arenitas y subarcosas de color blanco a gris claro, de grano fino a grueso, localmente conglomeráticas bien seleccionadas con pseudomatriz caolinítica. En la parte media y tope predominan lodolitas negras ricas en restos de plantas, que corresponden a depósitos en llanuras aluviales surcadas por canales sinuosos.

Reposa discordantemente sobre el basamento económico o puntualmente sobre la formación Yavi. Tiene un espesor promedio de 150 pies.

b) Formación Monserrate (Km).

Litológicamente está constituida por cuatro miembros dos arenosos y dos lutíticos. El K4 con un espesor promedio de unos 25 metros está compuesto por arcillolitas y limolitas con un nivel de roca fosfórica. El K3 con un espesor de unos 30 metros está representado por areniscas cuarzosas blancas a grises y de grano fino a medio. La unidad K2 con un espesor de unos 30 metros, está conformada por limolitas silíceas y chert, este miembro presenta dos niveles de roca fosfórica, es muy común el intenso plegamiento de estas rocas. La unidad K1 posee un espesor de unos 35 metros y está compuesto por cuarzoarenitas de grano grueso con cemento silíceo. La formación Monserrate fue depositada en un ambiente de plataforma cercano a la línea de costa, asociado a zonas de frente de costa y plataforma. De acuerdo con su registro fósil está datada como Campaniano a Maestrichtiano.

Esta formación es productora en varios campos del Valle Superior (Dina Cretáceos, Palogrande-Cebú, Brisas, Pijao).

c) Formación Gualanday (Tg).

Esta formación está dividida en tres miembros: Palermo, Bache y Tesalia, respectivamente. El miembro Palermo está representado por una serie de conglomerados grises constituidos por cantos redondeados de líticos, chert y cuarzo e intercalaciones de areniscas en capas de estratificación masiva a gruesa. El miembro Bache está constituido por arcillolitas y lodolitas moteadas y algunos niveles de areniscas y conglomerados. El miembro Tesalia está representado por otra serie de conglomerados oligmíticos con fragmentos de cuarzo lechoso y chert negro, con ligeras intercalaciones de areniscas y arcillolitas varicoloreadas. El material clástico que constituye a los miembros Palermo y Tesalia probablemente fueron derivados de la cordillera central y distribuidos sobre una planicie a manera de amplios abanicos aluviales con fuertes corrientes fluviales. El miembro Bache se depositó sobre una gran planicie asociada a extensos pantanos y algunas corrientes fluviales débiles. La edad de la formación Gualanday corresponde al Eoceno superior según dataciones paleontológicas (Gutierrez & Sánchez, 2015).

2.1.7.4.3. Geología del petróleo

De los estudios sobre la Geología de Petróleo en el VSM, específicamente la Subcuenca de Neiva, el de mayor difusión es el de Buitrago (1994), quien trata el tema bajo la metodología de los sistemas petrolíferos, identificando los sistemas Villeta-Caballos para el margen occidental del VSM y Villeta-Monserrate, para el sector central del Sinclinal de Neiva. Los campos productores más cercanos al área de trabajo son el Campo los Mangos o Yaguará, el cual produce del sistema petrolífero Villeta-Caballos (Palencia & Chavarro, 2013).

- Roca Fuente

La roca fuente para los hidrocarburos en la Subcuenca de Neiva es, según los trabajos publicados, la “Formación Villeta”. Buitrago (1994) afirma que los intervalos generadores se encuentran en las porciones media e inferior de la Formación Villeta, en edades que van desde el Albiano hasta el Turoniano, con Kerógenos tipo I y II para la parte inferior y mezcla de Kerógenos tipo II y III para la parte media. A este intervalo de tiempo equivalen las formaciones Tetuán, Hondita y parte de la Formación Lomagorda. De hecho, la mayoría de las manifestaciones superficiales de hidrocarburos se encuentran en las rocas de estas formaciones y en muchos afloramientos de estas, al romper estas con el martillo, se percibe un fuerte olor a hidrocarburo. Las lodolitas y *shales* de la Formación Caballos son consideradas como una fuente secundaria; igual puede decirse de las rocas finogranulares del Paleozoico expuestas en diversas zonas del departamento, pero que no han sido totalmente evaluadas.

a) Generación de Hidrocarburos: (Maldonado & Mantilla, 1989) mediante análisis geoquímicos de muestras recolectadas dentro del área de estudio y en zonas aledañas, estiman que “la Formación Villeta, comenzó a generar petróleo desde el Oligoceno inferior a profundidades cercanas o mayores a 2000 m en un rango de temperaturas entre 70 y 80 grados centígrados. El petróleo migró y se entrampó durante el Oligoceno con el desarrollo del sistema de cabalgamientos de Chusma, que generó las estructuras propicias para su acumulación en las arenas de las Formaciones Caballos y Monserrate”.

Buitrago (1994), plantea un modelo de generación en el centro de la cuenca, la cual comenzó la generación de petróleo hace 30 Ma durante el Oligoceno y de gas hace 10 Ma en el Mioceno Tardío. Esto es, para la Formación Villeta que se encuentre enterrada a más de 6 km de profundidad en el sinclinal de Neiva. Este modelo lo extrapola al margen occidental del VSM, en el bloque yacente de la Falla de Chusma.

- Roca Reservorio

Para el sistema petrolífero Villeta - Caballos - Monserrate, la roca reservorio son las areniscas de la Formación Caballos y Monserrate y el principal objetivo en el proceso exploratorio de la subcuenca de Neiva del VSM, debido a sus buenas cualidades petrolíferas.

- Roca Sello

Las rocas que podrían constituir sellos en los posibles entrampamientos en el área de estudio son los shales no calcáreos y calcáreos de las formaciones Caballos medio. También los shales de la Formación Villeta y las arcillolitas de la parte basal del grupo Guaduala.

2.1.7.5. Prognosis

A continuación se encuentra la tabla 9, donde se nombra las formaciones que se atraviesan al realizar la perforación con su correspondiente profundidad en ft. Además de una completa descripción petrofísica del pozo objetivo (véase tabla 10).

Tabla 9. Prognosis del pozo Chulo 1.

FORMACION	OBTENIDOS (ft)
Doima	Superficie
Potrerrillo	1312''
Gualanday	Tesalia Bache Palermo 2297''
Guaduala	Teruel San Francisco 1312''
Monserrate	394''
Villeta	1969''
Caballos	1312''
Profundidad Total	8596''

Fuente: elaboración propia.

2.1.7.5.1. Características / Petrofísica del yacimiento

Tabla 10. Características generales del yacimiento.

Tipo de Trampa	Anticlinal Asimétrico	
Angulo de Buzamiento	30° a 40° al Este - 20° a- 25° al Oeste	
Yacimiento Compartimentado	No	
Formación Productora	Monserate (K4B) Caballos (Kc)	
Edad Geológica del Yacimiento	Cretácico Superior (Campaniano-Maastrichtiano- Santoniano)	
Litología	Cuarzo Areniscas	
Contactos entre Fluidos y Presiones (psi) por Compartimiento	Presión Inicial/Actual	2700 psi/1900 psi
	Gas-Petróleo	N/A. Yacimiento de Gas en solución
	Petróleo-Agua	-5200 TVDss
	Gas-Agua	No Aplica
Ambiente de Depositación	Marino con secuencia de facies prodelta, costa fuera distal y proximal, frentes de playa inferior-medio- superior, depósitos de tormenta y depósitos continentales terciarios con facies de canales y llanuras de inundación.	
Litología	Intercalación de cuarzoarenitas, areniscas lodosas con niveles de lodolitas y alternancia de limolitas	
Profundidad Promedio (ft)	8550 ft-MD / 8250 ft TVD	
Espesor Total (Prom. Ft TVD)	490	
Espesor Neto Petrolífero (Prom. Ft TVD)	230	
Saturación Inicial de Agua (%)	38	
Saturación de Aceite Residual (%)	32	
Temperatura (°F)	150	
Porosidad Promedio (%)	16	
Permeabilidad Promedio (mD)	28	
Gravedad API del Aceite	21°	

Fuente: elaboración propia.

2.1.7.6. Perforación del pozo Chulo 1.

El Completamiento del pozo se realizará de la siguiente manera (véase Figura 47) se perforará con broca de 12 ¼” hasta una profundidad de 700 pies, se correrá Revestimiento de Superficie de 9 5/8”, se realizará trabajo de cementación del revestimiento de superficie, y se sentará a una profundidad de 400 pies, seguidamente a esto se perforará con broca de 8 ½” hasta

una profundidad 8600 pies, con revestimiento de producción de 7" y se sentará a una profundidad de 8500 pies y se realizará el trabajo de cementación de este Revestimiento de Producción.

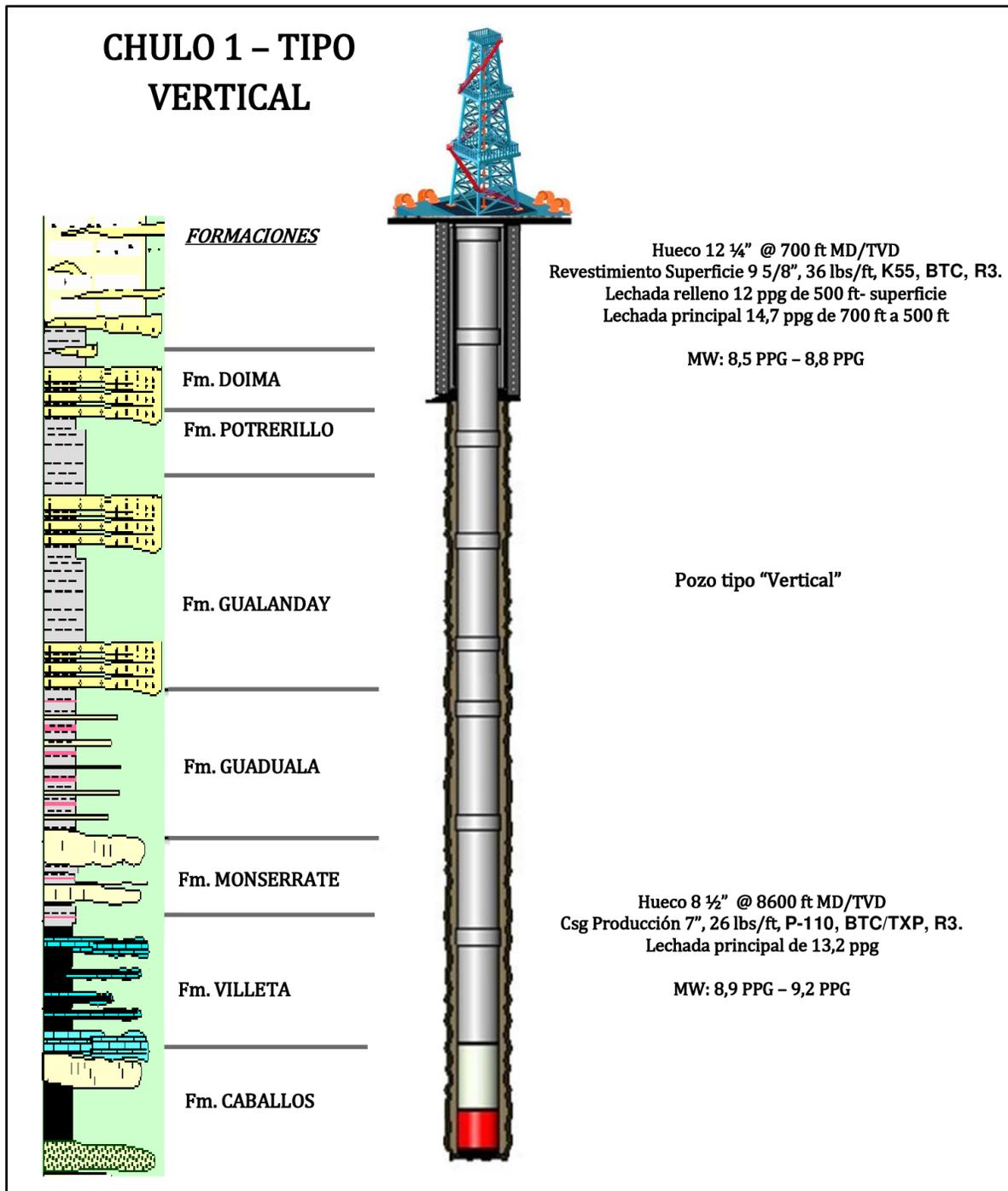


Figura 47. Estado mecánico Pozo Chulo 1 - tipo "Vertical".

Fuente: Elaboración propia.

3. UNIDAD DE REGISTROS (LOGGING UNIT)

La unidad de registros es una herramienta fundamental en una perforación de un pozo de desarrollo A3, siendo el principal objetivo de estos pozos poner en producción al campo. Esta unidad permite realizar un reporte gráfico de los ripios de roca perforada o muestras de la formación e informar inmediatamente de cualquier cambio importante en el transcurso de la perforación.

La unidad de registros es la base fundamental en una perforación, debido a que en ella se tiene el reporte gráfico de los ripios de roca perforada o muestras de formaciones a las cuales se está perforando. En esta unidad está el personal altamente calificado, entrenado y experimentado, de cuyo trabajo depende el éxito de la perforación. En ella se encuentra al Geólogo, Ingeniero de Petróleos e Ingeniero electrónico, encargados de hacer los estudios y análisis de muestras correspondientes para la detección de hidrocarburos y su primer estudio como yacimiento comercial.

Dentro de la unidad de logging se prestan los servicios de mud logging entre otros, para las operaciones de perforación se requiere tanta información como sea posible, tanto de las formaciones geológicas que están siendo perforadas como del comportamiento del equipo de perforación.

Desde este punto de vista una unidad de logging es un laboratorio de registros en el sitio de perforación, su función básica es la grabación continua y procesamiento de todos los datos llevados por retorno del lodo (gas, muestras de aceite (oil shows), ripios, densidad, temperatura, salinidad) o las medidas en el equipo como (rata de penetración, parámetros hidráulicos y de perforación), en las Figura 48 y Figura 49 se observan unidades de logging.

El equipo de logging asegura las 24 horas de servicio en el monitoreo, colectando los datos y dando precauciones tempranas o a tiempo de cualquier situación anormal encontrada, además se puede tener acceso a esta información desde cualquier otro sitio en tiempo real, por medio de red.



Figura 48. Caseta de ubicación de la unidad de logging

Fuente: (Data log Colombia S.A.S., 2015-2016)



Figura 49. Unidad de mud logging

Fuente: (Data log Colombia S.A.S., 2015-2016)

De manera que la unidad de logging es diseñada para guardar o albergar todos los instrumentos de control de la perforación y mud logging en el sitio donde se este perforando. En

esta unidad es donde está toda la información necesaria que requiere el personal encargado de la perforación (supervisores, company man, tool pusher, geólogos, etc) esta información es desplegada sobre pantalla o metros de papel por medio de una impresora (véase Figura 50).

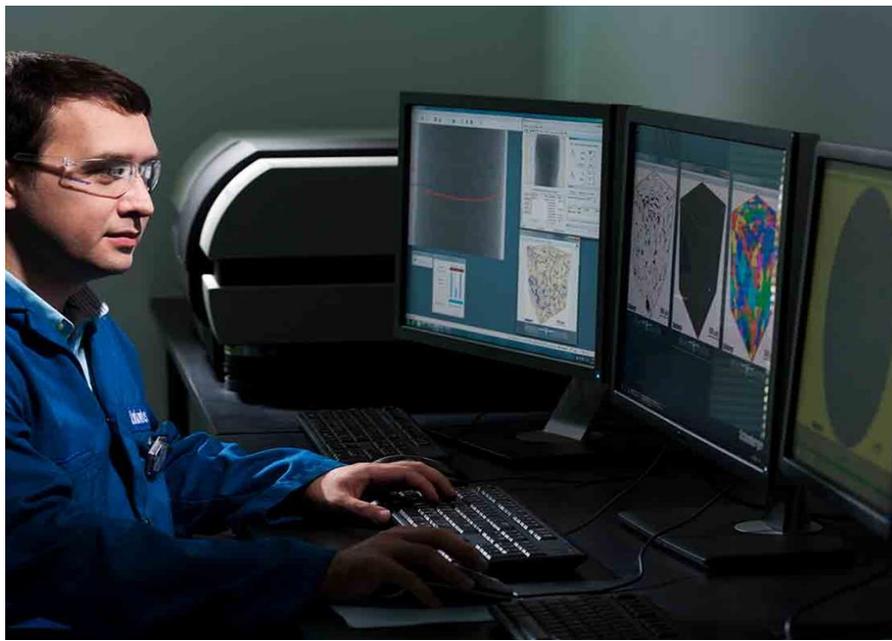


Figura 50. Análisis de pruebas.

Fuente: (Schlumberger, 2012)

En la unidad se tienen instrumentos tales como un microscopio, un fluoroscopio, un detector de CO₂, ácido clorhídrico (HCl) y demás equipos opcionales básicos necesarios en la unidad de logging de una perforación, todos estos equipos que se puedan utilizar son necesarios para analizar:

- Presencia de hidrocarburos.
- Procesamiento de los ripios.
- Descripción litológica.
- Análisis de fluidos y de lodo.

El sistema de red de una unidad de logging está disponible desde cualquier lugar de la perforación en tiempo real, (véase figura 51).



Figura 51. Pozo, ubicado en el Meta.

Fuente: Modificado por autor, 2020. Tomado de (Gómez, 1999)

Además, se encuentra instrumentos entre los cuales los más importantes pueden ser para control geológico, para control de gas, para el monitoreo de los parámetros hidráulicos y mecánicos del equipo de la perforación, para la grabación de la información y para el procesamiento de información (Gómez, 1999).

Es importante también notar que entre las empresas más sobresalientes en el ámbito mundial que prestan los servicios de logging se encuentra Datalog, Geoservices, Schlumberger, y otras. Debido a la importancia de estas empresas en la industria del petróleo en cuanto a servicios de logging, son las que llevan la vanguardia en los instrumentos anteriormente mencionados de forma general y las que inyectan mayor cantidad de inversión para el mejoramiento e innovación de los instrumentos en el campo en que son especializadas.

3.1.1. Análisis de datos de registro del lodo (mud logging data)

Los análisis de mud logging consisten, por una parte, en el reconocimiento en el transcurso de la perforación de las rocas y capas geológicas encontradas, así como en la evaluación de su contenido de fluidos y más especialmente en hidrocarburos y, por otra parte, en la asistencia y la ayuda a la optimización de las operaciones de perforación. Una evaluación continua de los fragmentos de roca y los fluidos de la formación en el fluido de perforación bombeado hacia el pozo puede proveer información valiosa acerca de las formaciones subterráneas (véase Figura 52). La información obtenida no es tan instantánea, pues los datos de desarrollo de la perforación son un poco demorados debido a las muchas horas (en algunos casos) que se puede requerir para que el fluido de perforación y los ripios de rocas viajen del fondo del pozo a la superficie (Gómez, 1999).

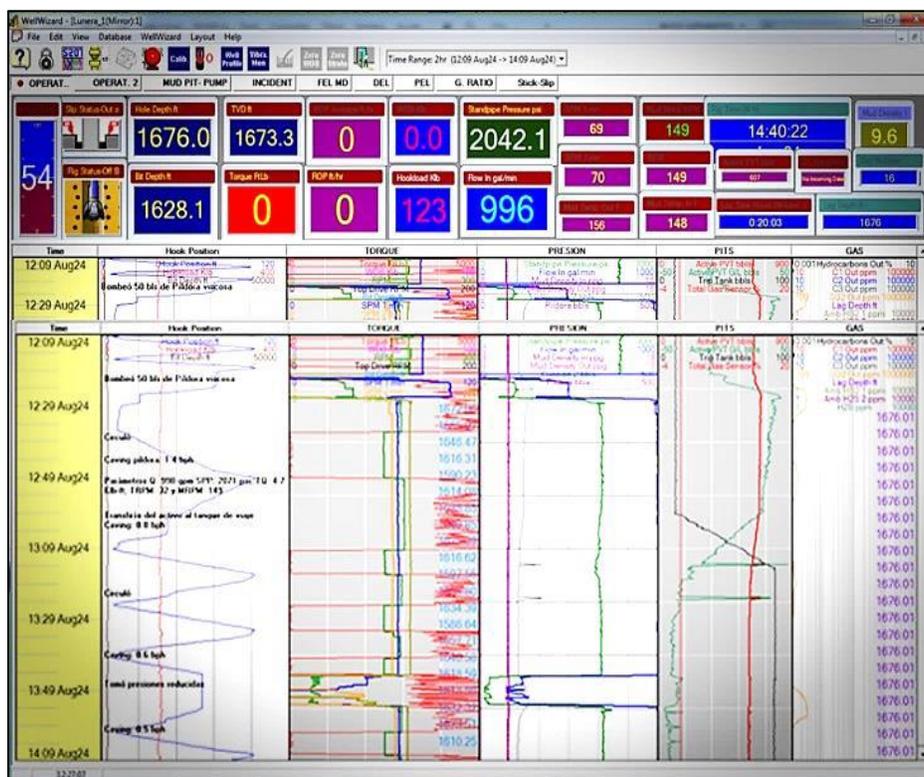


Figura 52. Datos de monitoreo de parámetros del sitio de perforación, entregados por el WellWizard.

Fuente: (Data log Colombia S.A.S., 2015-2016)

La profundidad aproximada a la cual los fluidos de formación son obtenidos y los fragmentos de formación son perforados, deben ser computados con cuidado, así como los strokes de la bomba acumulados.

Las presentaciones gráficas de la información colectada por el monitoreo de los fluidos de perforación circulados hacia el pozo son llamados mud logs (registros). Usualmente los mud logs despliegan información acerca de la litología perforada y de los fluidos de la formación presentes en el lodo.

Un buen conocimiento de la litología ayuda en la correlación de la pared del pozo en perforación con las formaciones penetradas en pozos anteriormente perforados en la misma área para la cual las presiones de formación son conocidas.

Información acerca de la composición y concentración de los fluidos de formación en los lodos ayuda a la detección de acumulaciones de hidrocarburos comerciales y también en la detección de presiones de formaciones anormales.

Además, se puede detectar por medio de un análisis de gas en el lodo, si los gases de la formación circulan desde el pozo. En los lodos usualmente es detectado por un sistema en el cual una trampa de gas es colocada en la línea de retorno del lodo, con un agitador interno se separa el gas del lodo para ser transmitido al detector de gas. El detector de gas de alambre caliente emplea un filamento catalítico que responde a la presencia de todos los gases combustibles presentes (Gómez, 1999).

Un ejemplo del mud log de los gases combustibles totales y el resultado del análisis cromatográfico (véase Figura 53) es ploteado como función de la profundidad. Para plotear estos parámetros vs profundidad, el lodo registrado debe hacer una concesión para que el lag time requerido por la muestra alcance la superficie. Los cálculos lag-profundidad-lag determinan la

profundidad de la broca cuando la muestra observada en superficie es originada en el fondo del hueco.



Figura 53. Un instrumento de trampa de iones lineal de cromatografía líquida como ejemplo de un dispositivo que puede interactuar con un CDS (Sistema de datos de cromatografía).

Fuente: (Pereckas, 2005).

Además de los análisis realizados a los fragmentos de la formación y muestras de gas separados del lodo, otras propiedades del lodo son medidas para detectar las presiones de formación anormales, entre estas se incluyen:

- Salinidad o resistividad,
- Temperatura y
- Densidad.

3.1.2. Instrumentos de la unidad de logging

Existe gran variedad debido al constante avance de la tecnología utilizada en la industria del petróleo, sin embargo, en este documento se nombran unos de los más avanzados y utilizados actualmente.

3.1.2.1. Wellwizard™

Es un sistema de monitoreo de perforación, puede estar configurado como un sistema de monitoreo de perforación sin operador proporcionando parámetros de perforación básicos, tales

como datos PVT del petróleo y registros de perforación (véase Figura 52) o pueden ser instalados en el sitio de datos del pozo e incorporar datos geológicos, registros de lodo, LWD y MWD. El wellwizard es compatible a internet, los usuarios localizados en cualquier parte del mundo también tienen acceso vía e-mail. El servidor es localizado en el equipo de perforación en una locación segura. Todos los otros sensores están conectados a este servidor central. Con su diseño de caja negra robusta, el servidor es fuerte y protegido contra el agua, la cual reduce aumento del tiempo debido a fallas mecánicas. El servidor central es también sellado con una llave de acceso para colocar el sistema en encendido o apagado.

El wellwizard TM es extraordinariamente flexible, cuando la potencia falla continuara el monitoreo total de los parámetros de perforación por medio de una pantalla de tacto visible, para cerca de 1 hora en el evento de que la energía falle. Este equipo opera con cualquier voltaje desde 80v a 260v y cualquier frecuencia entre 47 y 63 Hz. El servidor se caracteriza por disco duro removible. En un completamiento del pozo, el disco duro es removido y uno nuevo es instalado; los datos del pozo son luego escritos al CD y el nuevo disco duro señala al software que un nuevo pozo está comenzando.

El Wellwizard TM puede exportar datos de perforación en varios formatos incluyendo LAS, MS Access TM & MS Excel TM así, los reportes de la broca pueden ser generados automáticamente usando programas como el MS Access TM, permite el reemplazo eficiente de costos de los instrumentos del equipo tradicional como manómetros discretos y registradores de perforación (pen-based) y usa la última generación de sensores como lo son los sensores de gancho, medidores de presión y sistemas de seguimiento de profundidad precisos.

Además de ser fáciles de instalar, el Wellwizard tiene pantalla al tacto y es a prueba de explosión (y así puede ser localizada en el piso de perforación). La cuadrilla puede también colocar una alarma la cual es escuchada desde el piso de perforación hasta la casa del perro.

Entre los beneficios del equipo es permitir el acceso de datos rápidos y en tiempo real y base de datos de profundidad con capacidad de expansión ilimitada.

Wellwizard es una simple, eficiente y efectiva opción de todos los equipos de perforación.

Servicios que presta el WELLWIZARD, (Figura 54):

- Acceso a todos los datos de perforación electrónicamente desde tiempos iniciales del equipo y base de datos de profundidad.
- Facilidad para usar la pantalla al tacto en el monitor del piso de perforación.
- Accesibilidad segura vía internet o módem.
- Conexión e-mail disponible para comunicación instantánea desde el sitio del pozo hasta la oficina principal.
- Sistema operativo en Windows 95/98 o NT.
- Potencia de reserva no interrumpible universal.
- Conectores de torsión simple, permiten rápida y fácil instalación.
- Todos los datos pueden ser removidos y guardados en archivos de CD.
- Diseño de innovación de los sensores.
- Capacidad de expansión ilimitada.
- Monitoreo sobre cerca de 20 parámetros de perforación: profundidad de la broca, profundidad del hueco, ROP, SPM.



Figura 54. WellWizard. Instrumento de monitoreo básico en el piso de la perforación.

Fuente: (ACIPET, 2012)

3.1.2.2. Geologger

Es un sistema de registro del lodo, proporciona el gas total, la profundidad, la rata de penetración, etc. fue el primer sistema computarizado sin operador en el mercado. Diseñado automáticamente para determinar datos de registros básicos del lodo, es ideal para pozos donde los registros de lodo no son garantizados como en pozos de desarrollo. El geologger tiene las siguientes características:

- Interpretación más detallada de las trazas de hidrocarburos.
- Prevención de zonas de pérdida de circulación (véase Figura 55).
- Información de hidrocarburos para determinar intervalos de prueba
- Monitoreo de H₂S y sistema de alarma.

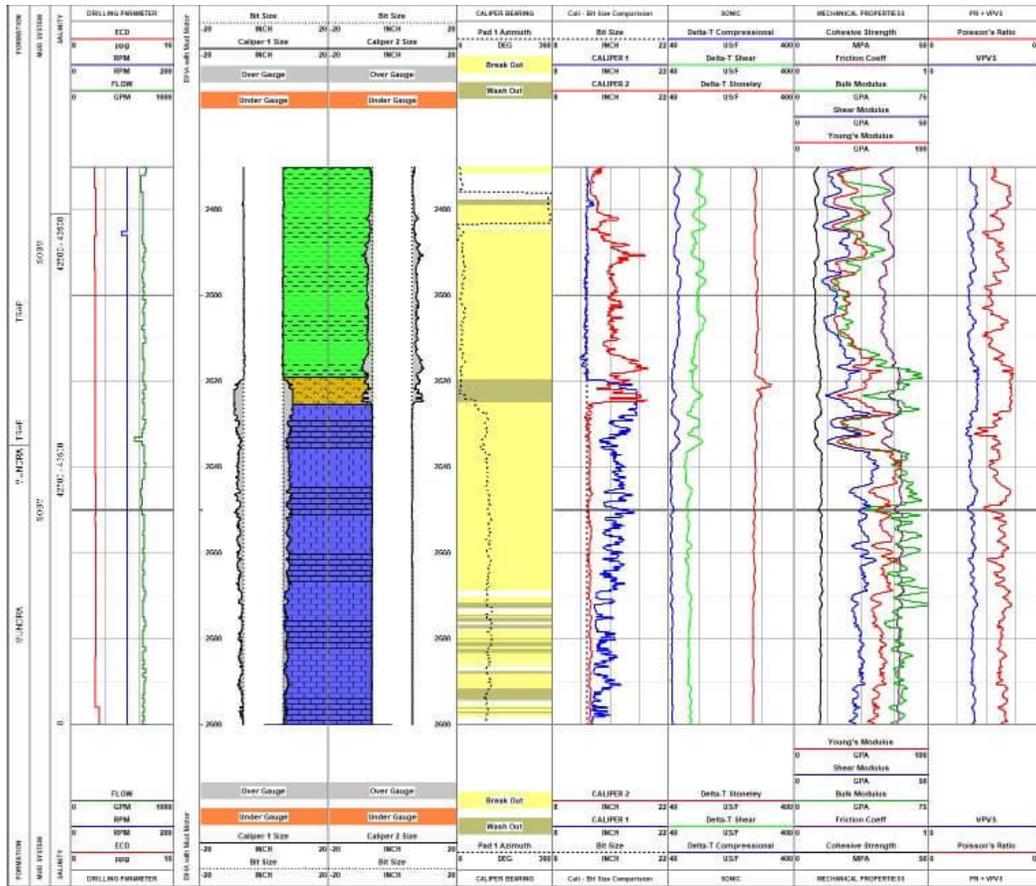


Figura 55. Análisis de zonas afectadas por rupturas y las diferencia de las áreas de lavado, junto con la litología interpretada, se pueden hacer juicios sobre las unidades de litología que causan el colapso del pozo

Fuente: (Geologix, 2018)

El geologger usa detectores de combustión de estado catalítico. Un computador controlado por sistemas de dilución permite al geologger medir el gas total arriba del 100% del volumen. El sistema de dilución automático implica que el gas total es siempre medido por el mismo tipo de sensor, evitando los problemas asociados con el sistema de detector dual, el geologger es más preciso y confiable que las maquinas convencionales “hotwire”.

El operador posee diferentes alarmas disponibles para alertarlo de altas o bajas ratas de penetración, incrementos de gas significantes y profundidades perforadas, alarmas operacionales también alertan en cuanto a líneas de gas taponadas, fallas de potencia y problemas del sensor.

La rata de penetración y lecturas de gas posteriores pueden ser llevadas a un computador portátil para la base de datos y ploteado en programas de impresión de registros geológicos, la base de datos puede entonces ser incorporada dentro de bases más grandes incluyendo pozos offset. Por encima de los 1500 metros/pie de información puede ser llevada por el geologger, siendo actualizada toda la información puede ser grabada y ploteada en 1/5 metro de resolución para asegurar que todas las zonas de interés sean efectivamente evaluadas.

El operador tiene la opción de tener sensores de H₂S instalados que monitorean los vapores del gas de sulfuro de hidrogeno, el detector puede detectar 1 ppm de H₂S por monitoreo de seguridad. Una alarma puede ser habilitada y colocada para cualquier concentración.

3.1.2.3. Cromatógrafo de gases de alta velocidad

El cromatógrafo de gases de Datalog (Figura 56) es la herramienta más importante y útil utilizada en la identificación de gas total. La cromatografía de alta velocidad se realiza de forma continua «en línea» con el sistema en ciclos de cada 30 segundos.

El cromatógrafo utiliza dos columnas, para gases ligeros y gases pesados, y un sistema de inyección micro-mecanizado de silicio para análisis; Asimismo, todas las válvulas, inyector y columnas están fabricadas en silicona. La presencia de gases que forman la cadena de hidrocarburos se determina cuantitativa y cualitativamente; (tanto el gas total como la Cromatografía) se grafican en tiempo real y se almacenan en la base de datos, que se puede imprimir con otros parámetros, además de una respuesta gráfica inmediata Si la tasa de penetración es de 60 pies/h (3 min./m), la resolución puede ser superior a 1 pie de C1-C5, con la Cromatografía de alta velocidad, y los sistemas convencionales esta resolución no puede ser inferior a 10 pies.



Figura 56. Cromatógrafo, para detección de Hidrocarburo y Gases Ambiental

Fuente: (Data log Colombia S.A.S., 2015-2016)

La cromatografía de gases total representa un mejor avance en comparación con otras lecturas. El sistema puede evaluar los hidrocarburos y proporcionar la medición equivalente del gas de ionización de llama total (FID), para compararlo con otros registros que utilizaron equipos antiguos.

3.1.3. Simbología, leyendas, métodos y registros

3.1.3.1. Simbología y leyendas

Los símbolos proveen máxima cantidad de información en un mínimo espacio, de ahí que no solo para la industria petrolera en general y para el estudio de la geología del petróleo en particular, sino para todo estudio sobre cualquier tema por complejo que sea, que se lleve a cabo se usa una simbología especial, ya que ellos eliminan la necesidad de grandes escrituras de descripción y facilitan la comparación de registros. Prueba de esto son los diversos anexos de simbología que se encuentran en los diferentes libros de consulta no solo de Ingeniería de Petróleos sino de cualquier ciencia en estudio (Gómez, 1999).

La escritura completa podrá ser empleada, solo cuando se requiera claridad, énfasis o recordar características litológicas que no están representadas por símbolos, además de cuando sea requerido.

Los símbolos coloreados son usados en todos los registros (véase Figura 57). Los símbolos negro y blanco se usan para representar litología e información, así como para plotear secciones de columnas estratigráficas y transversales. Los registros normales proveen una columna para la anotación de datos de ingeniería.

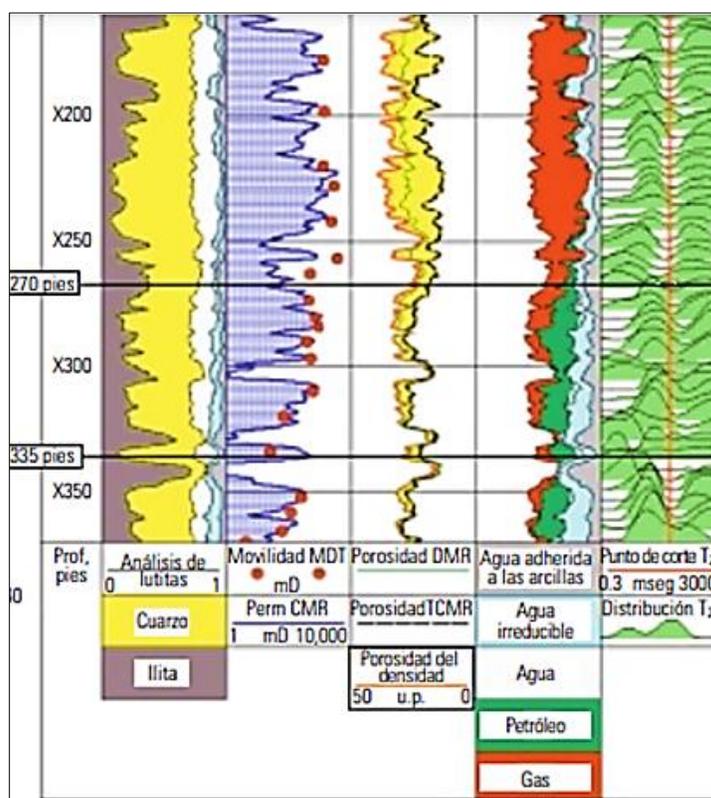


Figura 57. Registro de RMN (resonancia magnética) para identificar el contacto de fluidos, con su respectiva simbología y leyenda.

Fuente: (Schlumberger, 2012)

Si se requieren símbolos que no han sido creados, los geólogos podrían hacerlo a fin de suplir sus necesidades. Para este caso se requiere describirlas sobre el encabezamiento del registro.

3.1.4. Métodos de registros

Existen dos métodos generales de descripción de muestras y registros: El sistema interpretativo y el sistema de porcentaje. El registro interpretativo es preferible, pero este depende en alguna medida de la calidad de las muestras y de la familiaridad del geólogo con la estratigrafía local (Gómez, 1999).

Obviamente no todo el material es extraído o mejor, considerado. Solo la litología que se cree representativa de la sección perforada es registrada. Si diferentes tipos de rocas están presentes en las muestras, se asume que todas pertenecen al intervalo perforado. Estas rocas son registradas como capas discretas, intercapas, intercalaciones lentes o nódulos, anotándolos como porcentajes. La interpretación en este caso está basada en el conocimiento de los geólogos en la sección de intereses.

En registros interpretativos, los contactos litológicos se hacen mediante líneas pronunciadas, y la columna completa es archivada con la simbología apropiada. Un peligro en esta forma de registros es sobreponer sin preverlo, repeticiones de tipo litológicos.

La experiencia y una buena práctica son esenciales para lograr un buen registro interpretativo. Generalmente, la persona que examina las muestras es el más calificado para reconocimientos litológicos y contactos de formaciones. Aunque los contactos de las formaciones pueden estar falseados, sobre la base de las muestras se evidencia algo de ello en los registros, o también en el registro de tiempo de perforación, el cual puede definir fronteras de unidades específicas litológicas y zonas de porosidad (Gómez, 1999).

En el registro de porcentaje, el geólogo después de eliminar, obviamente, el material extraño, así como, el material que no será cuestionado procede a plotear cada tipo de rocas con una cantidad de símbolos proporcional al porcentaje en la muestra.

Este sistema de registro puede ser ventajoso en áreas donde:

1. Los detalles de la estratigrafía son desconocidos.
2. Las muestras son de poca calidad.
3. Los registros mecánicos no están disponibles.
4. Los intervalos muestreos son muy grandes comparados con los espesores delgados de las unidades rocosas.
5. La secuencia estratigráfica está interrumpida por complicaciones estructurales.
6. La persona que estudia las muestras es inexperta o no es un geólogo profesional.

La principal desventaja de este método es que las interrupciones litológicas no son mostradas claramente sobre el registro, y la intrincación de registros de cada porcentaje de rocas, arroja una medida confusa de las rocas presentes.

Una modificación del registro interpretativo que ha sido empleado ocasionalmente es una combinación de registros interpretativos y de porcentaje. El objetivo en este caso es indicar sobre el registro, un porcentaje de la totalidad de la muestra, y a dicha porción, realizarle los registros de interpretación.

El resto de la columna litológica es colocada en la parte derecha del papel. Este tipo de registro tuvo una ventaja sobre otros registros interpretativos, excepto que los resultados de exámenes de pequeñas muestras tienen pocos símbolos y esto creaba una dificultad de interpretación. Sobre estos registros se hacen anotaciones gráficas de la calidad de las muestras, pero estas, se pueden presentar en la descripción de la columna litológica.

3.1.5. Descripción de muestras

3.1.5.1. Calidad de las muestras y Técnicas de examinación

Estas se conocen como ripios de zanja o muestras de perforación. La calidad de un registro es frecuentemente una medida directa de la calidad de las muestras. En las muestras, la claridad y buena calidad son parámetros muy promisorios.

Los geólogos registran las muestras para realizar sus interpretaciones, sobre muestras de un amplio rango de calidad. Así, el material excavado y otros contaminantes pueden ser reconocidos y descartados.

Muchos métodos de muestreo son usados en la industria. Algunos geólogos acostumbran a esparcir las muestras y examinarlas una a una, otros dividen la totalidad de las muestras, a fin de obtener una secuencia de 5 a 10 muestras por observación. El siguiente procedimiento es recomendado:

Las muestras son almacenadas en 5 celdas, las cuales están marcadas con la profundidad a la que pertenecen. Aquí es deseable separar los derrumbes de las paredes del hueco por medio de una malla o un secador. La atención podrá generalmente, ser enfocada sobre los recortes pequeños angulares y de apariencia fresca (véase Figura 58). Una práctica normal es escudriñar 100 o más pies de muestras, observando las interrupciones litológicas. Las muestras son entonces reexaminadas para un estudio más detallado, determinando la porosidad por secado, así como las demás propiedades.

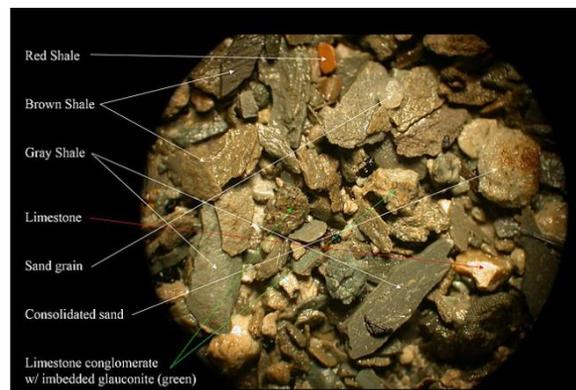


Figura 58. Muestra de recortes de perforación observado en 10x microscopio

Fuente: (Copyright, 2009-2015)

Mojando las muestras no solo se limpian de lodo y otros contaminantes, sino que también, se pierden otras características de las rocas. La celda donde se colocan las muestras podrá tener en su base, un lecho de agua a fin de remover solamente los contaminantes más finos. Luego el agua es drenada para su estudio y permitir que las rocas queden cubiertas por una película de agua. Luego de que los ripios han sido registrados son sometidos a un proceso de secado para volverlas a un depósito.

La técnica de amontonamiento, antes descrita, antes del registro al detalle tuvo muchas ventajas. Para mejorar esta situación, el geólogo, recoge muestras del tope e interrupciones litológicas para determinar la extensión de los poros y la presencia de HC. Sin embargo, la principal ventaja de esta técnica es que provee al geólogo la oportunidad de observar e interpretar la secuencia deposicional. Cuando los intervalos de muestras son amontonados, para determinar cambios texturales, minerales, de color y facies conviene realizar un examen microscópico. Así el observador está alertado cuando se presentan cambios en el examen.

Este método de examinación causa gratos resultados, pues disminuye las labores, incrementa la velocidad de registro, e invariablemente ayuda al geólogo a realizar mejores mediciones.

La textura en rocas carbonatadas puede ser claramente observada con ayuda de agentes especiales mojantes, tales como aceite mineral, glicerina, aceite natural, etc. para mejorar algo más esta técnica se hace uso de transmisión de luz.

- Uso de transmisión de la luz

Los detalles estructurales y texturales se pueden evidenciar cuando la luz es transmitida a través de las hendiduras de las rocas carbonatadas. Esta técnica se usa particularmente en exámenes de rutina en ripios de perforación.

Los ripios representativos que han sido seleccionados son lavados ligeramente con una disolución de HCl a fin de quitar los rastros de sulfuros, para luego cubrirlos con un agente mojante. La luz es transmitida a través de las fracturas con el uso de un espejo, o con la colocación directa de pequeños reflectores.

Una mezcla de agua y glicerina es recomendada como el agente mojante porque esta se evapora lentamente y las fracturas pueden ser limpiadas fácilmente.

3.1.5.2. Abreviaturas

Las abreviaturas podrán ser usadas para todas las anotaciones de descripción sobre el registro litológico.

Las abreviaturas para nombres son diseñadas con sus letras iniciales. Otros nombres son abreviados completamente con pequeñas letras, ejemplo: Bentonita (Bent).

3.1.5.3. Orden de escritura en la descripción

Cuando en las escrituras de descripción, se requiere un orden regular de descripción, se reduce la posibilidad de anotar todas las propiedades importantes, pero a su vez, se aumenta la uniformidad de descripción para los geólogos, además, se ahorra tiempo para obtener información específica de las descripciones (véase Figura 59), (Gómez, 1999).

El siguiente orden es recomendado:

1. Tipo de roca.
2. Color.
3. Textura. Incluyendo tamaño de grano, redondez y selección.
4. Cemento y/o matriz.
5. Fósiles y accesorios.

6. Estructuras sedimentarias.
7. Porosidad y trazas de aceite.



Figura 59. Orden de escritura para las muestras de perforación.

Fuente: (Schlumberger, 2012)

a) Tipos de rocas

Una anotación propia de rocas consiste en dos partes fundamentales: el nombre básico de la roca y las propiedades composicionales, con su clasificación textural (Gómez, 1999).

b) Color

El color de las rocas es el efecto de los colores de los granos constituyentes, o del cemento o matriz, o de una mezcla de estos. Los colores pueden variar en combinaciones y modelos, por ejemplo: abigarradas, bandas, manchas e impurezas. Se recomienda que los colores se describan sobre muestras mojadas con el objeto de obtener mayor claridad. Es importante hacer uso en todo momento, del recurso de la luz en la rutina de registro.

Términos generales como gris oscuro, castaño medio, ameritan una explicación más concisa. Materiales ferruginosos, carbonáceos, silíceos y calcáreos son los más importantes manchadores o agentes coloreadores. Las limolitas o hematitas vienen amarillas, rojas o pardo oscuro.

El color gris o negro puede resultar de la presencia de material carbonaceo o fosfatos, sulfuros de hierro o de magnesio. La glauconita, minerales de hierro, serpentina, clorita y epidota imparten una coloración verde.

Moteados rojo o naranja son derivados de la oxidación por la acción de aguas de circulación. Los colores de los ripios pueden estar alterados por la oxidación causada por el depósito que los contiene, debido a un insuficiente secado, o también, por la presencia de fragmentos de brocas y tubería, así como por la acción de los fluidos de perforación.

c) Textura

La textura es una función del tamaño, forma y empaquetamiento de los elementos componentes de una roca.

d) Tamaño de grano

Generalmente el tamaño y selección de los sedimentos son de suma importancia. Ambos tienen una relación directa sobre la porosidad y la permeabilidad, además de que son el reflejo del ambiente en el cual los sedimentos fueron depositados.

La clasificación de tamaños fue basada sobre una modificación de la escala de Wentworth (véase Figura 60). No se podrán hacer anotaciones basadas en un microscopio de los grados de tamaños sin hacer referencia a alguna comparación regular sobre fotografías de granos de arena. Esta comparación es pequeña y fácil y puede ser realizada sobre el tope del tamaño del grano. Los tamaños más finos son designados con un F, (Gómez, 1999).

RUDITAS mayor de 2mm	BLOQUES	mayor de 256mm
	CANTOS	64mm - 256m
	GUIJARROS (12mm - 64mm)	25mm
		12.5mm
		9mm
	GUIJAS	9.5mm
		4.75mm
GRANULOS	2.36mm	
	2mm	
ARENITA 1/16mm - 2mm	ARENA MUY GRUESA (1mm - 2mm)	1.70mm
		1.18mm
	ARENA GRUESA (1/2mm - 2mm)	0.85mm
		0.6mm
	ARENA MEDIA (1.2mm - 1.4mm)	0.425mm
		0.3mm
	ARENA FINA (1/8mm - 1/4mm)	0.15mm
		0.125mm
	ARENA MUY FINA (1/16 mm - 1/8mm)	0.0625mm
PELITAS menor de 1/16mm	LIMO GRUESO	1.16mm - 1.32mm
	LIMO MEDIO	1/64mm - 1/32mm
	LIMO FINO	1/128mm - 1/64mm
	LIMO MUY FINO	1/156mm - 1/128mm
	LODOS	1/512mm - 1/256mm
	ARCILLAS	menor de 1/512mm

Figura 60. Escala de Granulometría, modificada de la escala de Wentworth.

Fuente: Adaptación de la escala de Wentworth. (Lozano & Sierra, 2015)

e) Forma

La forma de los granos ha sido usada para descifrar la historia de depositación de los granos. La forma involucra esfericidad y redondez.

La esfericidad se refiere a una comparación del área de superficie del grano en sí. Para propósitos prácticos, la distinción es usualmente hecha en partículas grandes sobre la base de radios axiales. La redondez hace referencia a la angularidad de las puntas y esquinas de un fragmento y es una importante característica que recibe especial atención en el registro (Gómez, 1999).

Se distinguen 5 grados de redondez, los cuales están definidos e ilustrados a continuación en la Figura 61:

- Angular - puntas y esquinas angulosas.

- Sub - angular - caras intactas, pero puntas y esquinas redondeadas.
- Subredondeado - puntas y esquinas redondeadas a pequeñas curvas. Area de caras originales reducidas.
- Redondeado caras originales completamente destruidas pero algunas esquinas chatas pueden estar presentes. Todas las puntas originales y esquinas chatas pueden estar presentes. Todas las puntas originales y esquinas presentan curvas anchas.
- Bien redondeado. No existen caras originales, puntas y esquinas. La superficie completa es de curvas anchas.

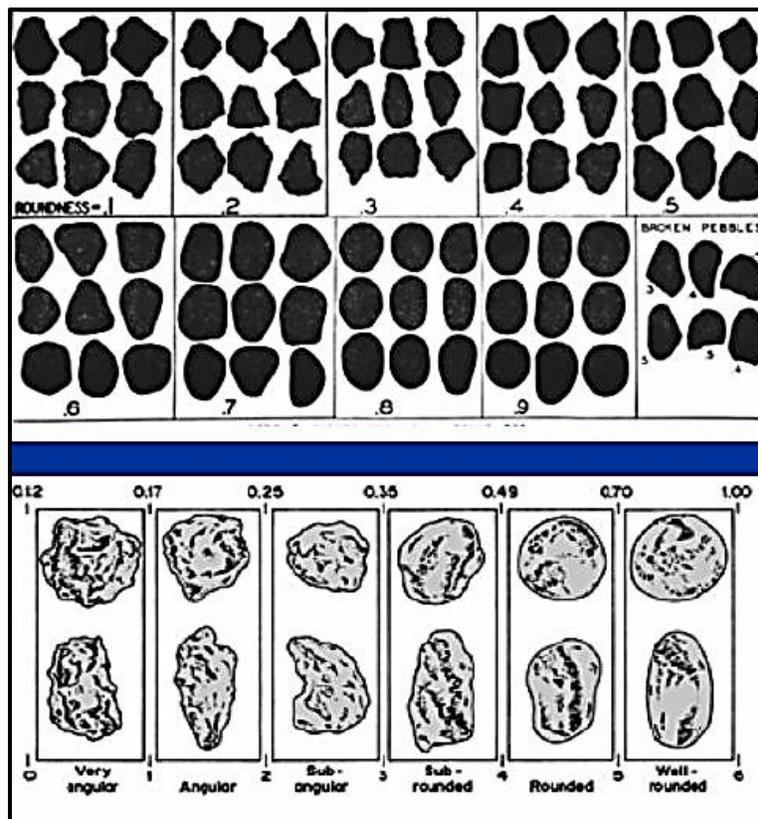


Figura 61. Escala de redondez y esfericidad de Krumbein (1982).

Fuente: (Morfometría, 2011).

f) Selección

La selección es una medida de dispersión de la distribución de frecuencia de los tamaños de granos de un sedimento o roca. Involucra, forma, redondez, gravedad específica, así como

composición mineralógica y tamaño (véase Figura 62 y Tabla 11). Una clasificación dada por Payne puede ser aplicada a estos factores así:

- Buena: 90% en una o dos clases de tamaños.
- Regular: 90% en tres o cuatro clases de tamaño.
- Mala: 90% en 5 o más clases de tamaños.

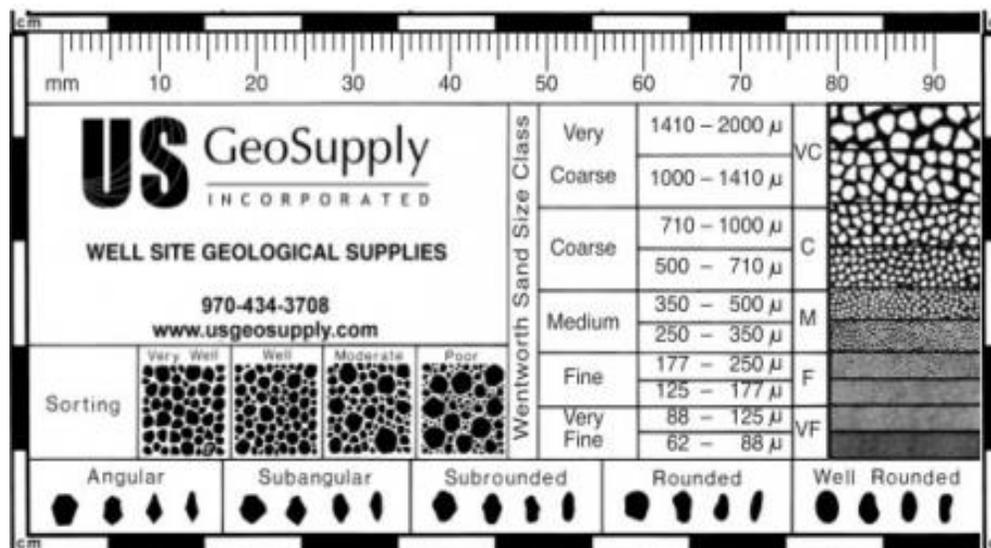


Figura 62. Escala granulométrica de la unidad de logging. Incluye selección, redondez y tamaño de grano.

Fuente: (US Geo Supply, s.f.)

Tabla 11. Escala de redondez Powers (1953).

Intervalo de redondez	Valor medio del intervalo	Calificación
0.12 – 0.17	0.14	Muy Anguloso
0.17 – 0.25	0.21	Anguloso
0.25 – 0.35	0.30	Subanguloso
0.35 – 0.49	0.41	Subredondeado
0.49 – 0.70	0.59	Redondeado
0.70 – 1	0.84	Muy redondeado

Fuente: Archivos Museo Geológico del Petróleo. (Vargas, 2016).

3.1.5.4. Cemento y matriz

El cemento es un precipitado químico depositado alrededor de los granos y en los intersticios de unos sedimentos como agregados de cristales o como montículos de granos de la

misma composición. La matriz consiste en pequeños granos individuales que rellenan los intersticios entre los granos grandes (véase Figura 63).

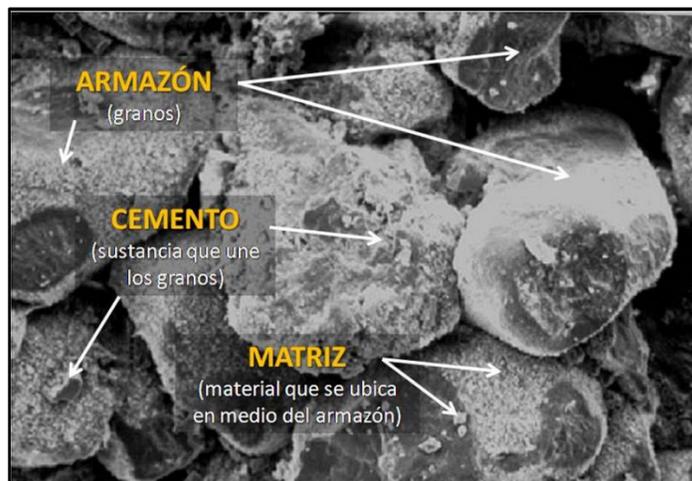


Figura 63. Imagen de una arenisca observada con microscopio electrónico.

Fuente: (Vargas R., 2016)

El cemento es depositado químicamente y la matriz mecánicamente. El orden de precipitación de cemento de tipo de solución (depende), del muro de iones en el ambiente geoquímico. Diferentes cementos o generaciones pueden ocurrir en una roca dada, separando, sobreponiéndose o reemplazando otros. El cemento químico no es común en areniscas que poseen una matriz arcillosa. Es común cementando materiales de silicio y calcita. El cemento silíceo es común en casi todas las areniscas cuarzosas. Este cemento generalmente ocurre como una sobreposición de cristales secundarios depositados en óptima continuidad con granos detritos de cuarzo (Gómez, 1999).

El ópalo, calcedonia y chert son otras formas de cemento silíceo. La dolomita y calcita son depositadas como cristales en los intersticios y como agregados en los poros, además de que se pueden formar junto a la arenisca. Esto porque las arenas tienen una mezcla de cuarzo y dolomita o granos de calcita, o el carbonato pudo precipitarse como un revestimiento alrededor de los granos de arena antes que estos se litifiquen (Gómez, 1999).

Cementos de Anhidrita y yeso, están más comúnmente asociados con dolomita y sílice, que con calcita. Materiales adicionales cementantes de menor importancia incluyen pirita, como pequeños cristales, siderita, hematita, limolitas y materiales fosfáticos.

Los sedimentos que actúan como matriz, aceleran la cementación debido a que llenan los intersticios, decreciendo así el espacio intersticial. La arcilla es un material común de matriz, causando más pérdida de porosidad por compactación que otros, o por hinchamiento cuando el agua es introducida en la formación. El material arcilloso puede estar eventualmente distribuido en clastos de sílice o rocas carbonatadas, o laminado en detritos lenticulares, o en forma de nódulos (Gómez, 1999).

La compactación y la presencia de varias cantidades de cuarzo con carbonato intersticial y arcillas son los principales factores que afectan el espacio poroso en rocas clásticas síliceas. Mientras ocurre una reducción general de la porosidad con la profundidad, debido a la compactación, se desarrolla una cementación secundaria que también afecta esta propiedad, sobre todo cuando se tienen variaciones extremas.

Para el caso de areniscas de grano burdo, estas tienen una permeabilidad mayor que aquellas de grano fino, independientemente de que exista material cementante. Sin embargo, en las muestras, un cemento menos grueso podrá formarse alrededor de los granos independientemente de su tamaño, por lo cual los espacios más pequeños podrán fácilmente ser cementados (Gómez, 1999).

3.1.5.5.Fósiles y accesorios

Microfósiles y algunos pequeños macrofósiles, o algunos fragmentos de estos son usados para correlacionar e indicar el medio ambiente. Antes de iniciar una correlación se hace necesario familiarizarnos con los diagnósticos que se dan sobre muestras que contienen fósiles.

El ancho mundo del cretáceo foraminífero, por ejemplo, está enmarcado por globotruncana, expresión esta, que resulta bastante complicada. Solo los geólogos que examinan muestras podrán estar en capacidad de distinguir formas tales como: Foraminíferos, ostracodos, corales, algas, braquiópodos, gasterópodos, así como denotar su presencia y abundancia relativa en las muestras que son examinadas (véase Figura 64), (Gómez, 1999).

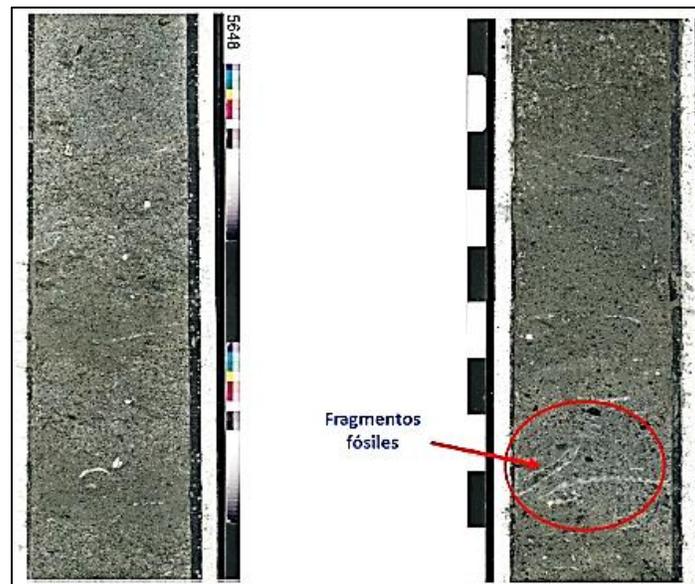


Figura 64. Registro Fotográfico de un Núcleo con arena Bioturbada y fragmentos Fósiles.

Fuente: (Arandia, 2018).

Para más detalles en la descripción e identificación, se deben acudir a la literatura existente o a la asistencia y experiencia de un paleontólogo. El reconocimiento de los fósiles pueden ayudar a determinar, de qué lugar es que proceden las muestras extraídas. Por ejemplo, en la región de la costa del golfo, los foraminiferos están frescos y brillantes, de color blanco, usualmente combinados en capas del terciario. Su ocurrencia en muestras es observada solo a profundidades por debajo del tope del cretáceo. Para realizar la correlación, se necesitan diapositivas de los principales microfósiles que se sospecha, están presentes en la formación que se está registrando.

Aunque los constituyentes accesorios comunes son: Glauconita, minerales pesados, pirita, feldespatos, micas, siderita, restos de plantas carbonizadas, chert y fragmentos de rocas.

3.1.5.6.Estructuras sedimentarias

La mayoría de las estructuras sedimentarias no son observables. Muchas de ellas pueden estar en el interior de un núcleo y podrán ser reportadas en la descripción de este.

Las estructuras envuelven las relaciones de masas o agregados componentes de una roca, estando estas, condicionadas por el tiempo y cambio de espacio. La estratificación puede resultar, desde un cambio discreto vertical en composición, a cambios en el tamaño de grano y empaquetamiento. En el tiempo de origen, ellas son formadas contemporáneamente con la depositación (singenética). Por lo anterior, las estructuras singenéticas, resultan ser muy importantes indicadores del ambiente de depositación de un sedimento (Gómez, 1999).

3.1.5.7.Muestras de Hidrocarburos

El reconocimiento y evaluación de hidrocarburos presentes en todas las muestras, es otra importante responsabilidad de los geólogos. Estos se podrán familiarizar con varios métodos de examen para detectar hidrocarburos y hacer uso frecuente de una rutina de muestreo. Los ripios o muestras de perforación con buena porosidad serán siempre examinados para hidrocarburos (Gómez, 1999).

3.1.5.8.Métodos de recolección de datos

Existen varios métodos de recolectar la descripción de las muestras y otros datos del formato de registro normal. La práctica más común, es aquella en que los geólogos plotean los símbolos y datos del registro normal, degenerando esto, en un registro desordenado.

Es más conveniente que los datos sean escritos sobre un papel o en un formato de descripción de rocas, o grabarlos en un dictáfono o en cinta para la posterior descripción.

Aunque en la mayoría de las situaciones, el ploteo de datos de registros es hechos por geólogos, varias compañías emplean ploteadores de registros, descriptores o dibujantes. Lo anterior permite que los geólogos hagan uso de su tiempo completo en la descripción de las muestras.

Un excelente ploteador de registros puede usualmente plotear las descripciones litológicas de varios geólogos que trabajan tiempo completo en el estudio de muestras. Las descripciones detalladas de núcleos podrán ser anotadas y ploteadas en una escala expandida del registro normal, o sobre un formato convencional para núcleos (Gómez, 1999).

3.1.6. Porosidad y permeabilidad

3.1.6.1. Detección y tipos

La gran cantidad de observaciones importantes hechas en un muestreo, son las relacionadas con la porosidad y la permeabilidad. Un número de clasificaciones considerando varios aspectos de carbonatos, porosidad y permeabilidad, han sido desarrolladas por Choquette y Pray (1970).

La detección y evaluación de la porosidad y la presencia o ausencia inferida de permeabilidad en el curso del examen de la roca es una de las más importantes responsabilidades del geólogo. La porosidad es una medida del volumen del espacio vacío en la roca; la permeabilidad es una medida de la capacidad de una roca para transmitir un fluido. La permeabilidad es dependiente de la porosidad efectiva y del tamaño medio de los poros individuales. Esta tiene una influencia directa sobre la cantidad de fluido recuperable, mientras la porosidad determina la cantidad que está presente. Generalmente, a tamaño de cristal o grano más pequeño, la permeabilidad es baja (Gómez, 1999).

La habilidad para estimar la porosidad con exactitud viene a través de la práctica y de la experiencia examinando muestras, los poros se reconocen más fácilmente en muestras secas que

en húmedas. La estimación cuantitativa del rango del tamaño del poro y el promedio debe ser hecha para todos los intervalos porosos.

Las medidas cuantitativas de la permeabilidad no son posibles por examen microscópico, pero indicaciones cualitativas muchas veces pueden ser observadas. La velocidad con la cual es absorbida el agua, por un fragmento de roca, es una indicación de su permeabilidad relativa. Inversamente, el agua se detendrá en un fragmento completamente impermeable.

Si se observa porosidad en alguna muestra, se deben hacer comentarios adicionales acerca de ello, estos comentarios serían hechos en la columna de registros. Muestras con alguna porosidad siempre serían marcadas para hidrocarburos (Gómez, 1999).

Los aceites de alta gravedad pueden resultar con poca tintura o no visible en la roca. Un cloroetano y otro solvente no tóxico disolverían de los poros interiores algunos de los hidrocarburos atrapados que no han sido previamente disipados.

En rocas siliciclásticas existe comúnmente tres tipos de porosidad, las cuales son: intergranular, moldeada y de fractura. La intergranular es el tipo más común y la más fácilmente vista en recortes, normalmente es difícil detectar la porosidad moldeada o de fractura en recortes. La porosidad moldeada, resulta de la lixiviación de granos solubles, y es muchas veces difícil diferenciarla de granos arrancados. La presencia de fragmentos gruesos de venas de calcita cristalina en recortes es muchas veces la indicación de la presencia de fracturas (Gómez, 1999).

La porosidad en rocas carbonatadas es generalmente clasificada en una de las siguientes categorías: interpartícula, intercristalina, vuggy, moldeada y de fractura. Estas categorías amplias además pueden ser subdivididas en tipos específicos tales como: inter-oolítica, lixiviado fósil, pel-moldeada, etc.

En la porosidad interpartícula, el espacio poroso está entre las partículas de la roca, y en la intercrystalina, entre cristales, que usualmente no es mayor que las partículas o cristales.

La porosidad Vuggy comprende igual o mayor espacio poroso que las partículas de la roca, comúnmente resulta de la lixiviación de las partículas, y puede tener la forma de vacíos irregulares, esto es importante para registrar los tamaños de los Vugs, también como su presencia. Donde los Vugs son tan grandes o más que los recortes, la sola evidencia de su presencia puede ser la ocurrencia de cristales, libres o cementados en la superficie, la cual es realmente una porción de la pared del vug. En esta situación puede ser imposible diferenciar la porosidad vuggy de la de fractura en rocas carbonatadas (Gómez, 1999).

3.1.7. Problemas de interpretación en rípios de perforación

3.1.7.1. Contaminantes desde estratos penetrados previamente

- Derrumbes

Los derrumbes pueden a menudo ser reconocidos como material idéntico a aquel que ya ha sido visto desde mucho más arriba en el hueco, este deslizamiento de la roca penetrada previamente en la corriente ascendente del lodo, es particularmente pronunciada después del viaje de la sarta de perforación, para cambios de broca, operaciones de corazonamiento u otras actividades del equipo esta suprimida por un buen control de lodo, pero la mayoría de las muestras contendrán material derrumbado. Sales blandas, capas delgaditas de shales quebradizos y bentonita se derrumban localmente y pueden ser encontrados en muestras que representan cientos de pies de profundidad debajo la posición de estratificación normal de aquellas rocas. Debido a la diferencia en dureza de las rocas, el tipo y condición de broca y la práctica del perforador, uno no puede establecer una resistente y rápida regla para el tamaño de los cortes

verdaderos. Fragmentos de derrumbes tienden a ser más grandes que fragmentos de rocas del fondo ellos son típicamente redondeados por la abrasión (Gómez, 1999).

La forma escamosa de apariencia fresca, forma de filos y signos de afilado por la broca pueden ser usados como criterio para el reconocimiento de cortes frescos (Figura 65). Puntos en el casing deberán ser cuidadosamente anotados puesto que ellos indican para el geólogo examinador que partes del hueco fueron abiertas en varias etapas del taladro y así serán una fuente potencial de derrumbes. El casing no elimina completamente los derrumbes hueco arriba, algo del material derrumbado es comúnmente cementado en la base de casing y es probable que se presenten otra vez en la corriente del lodo cuando se perfora más profundo (Gómez, 1999).



Figura 65. Limpieza de muestra de cortes de perforación de lutita. Para su posterior análisis, evitando posibles datos erróneos en la interpretación de los cortes de perforación.
Fuente: (Schlumberger, 2012)

3.1.7.2. Recirculación

Principalmente se refiere a granos de arena y microfósiles a partir de rocas perforadas previamente que vuelven a entrar al hueco con la corriente del lodo y contamina la muestra que asciende.

3.1.7.3. Otros contaminantes

- Material de pérdida de circulación

Una gran variedad de sustancias puede ser introducidas dentro del hueco para combatir las dificultades de pérdida de circulación, estos incluyen materiales tan obviamente extraños como plumas, cuero, tela burda de cáñamo, costal u cascarilla de semillas de algodón, como también celofán (la cual podría confundirse por selenita (yeso mineral) o muscovita), perlita y gruesas escamas de mica que podrían ser interpretadas erróneamente como cortes de formación. La mayoría de aquellos materiales extraños flotarían en la superficie de la bandeja de muestras cuando esta es sumergida en agua y así pueden ser separados y desechados de una vez (Gómez, 1999).

Otras pueden necesitar observaciones cuidadosas, generalmente, la aparición súbita de un flujo de material de apariencia fresca el cual ocupa la parte más grande de una muestra es suficiente para poner al registrador de muestras alerta, como una verificación él puede consultar el registro de pozo para problemas de pérdida de circulación y las clases de materiales introducidos dentro del hueco (Gómez, 1999).

- Cemento

Los fragmentos de cementos en los cortes son fácilmente confundidos con carbonatos limosos, arenosos o de yeso, sin embargo, la mayoría de los cementos son de una textura o color inusuales, frecuentemente tienen una superficie lustrada, tienden a volverse amarillo café cuando se sumergen en el ácido clorhídrico diluido y son usualmente llenos de partículas negras. Los últimos son algunas veces magnéticos y podrían algunas veces causar la fragmentación del cemento que puede ser removido desde los cortes con la ayuda de un imán pequeño.

Si la identificación del cemento es discutible el registro de pozo debería ser examinado para saber dónde se colocó el casing vacío de cemento (Gómez, 1999).

- Lodo de perforación

Al examinar cortes lavados o pobremente lavados, es a menudo importante el poder reconocer los lodos de perforación que fueron usados. Un examinador de muestras inexperto podría confundir lodos de perforación con arcillas blandas, bentonita o algunas veces yeso o carbonato. Por medio de lavado y enjuague en una pila de agua generalmente se podrá remover la mayoría de contaminación por lodo. Si es necesario fragmentos litificados pueden ser partidos para ver si el interior (fresco) difiere de la superficie (recubierta)

Lodos de base de aceite y emulsión de aceite cubren los cortes con aceite y se debe tener cuidado para distinguir la presencia del aceite de formación. Tal contaminación algunas veces se puede remover por lados de las muestras con un detergente o con ácido clorhídrico líquido. Los lodos de sulfatos pueden presentar problemas en muestras usadas de palinología (Gómez, 1999).

- Contaminación de aceite, lubricante de tubería, etc.

Sustancias extrañas tales como lubricantes de tubería, grasa, etc, de las operaciones del equipo entran algunas veces a la corriente de lodo. El aceite puede ser usado para soltar una tubería pegada de perforación y en algunos casos, un tanque de camión usado para transporte de fuel oil anteriormente es usado para transporte de agua para uso del equipo.

En todos estos casos, el hueco de perforación puede llegar a ser contaminado con aceite, el cual puede cubrir los cortes de perforación. Cuando se sospecha que hay contaminación con aceites extraños los cortes deben ser rotos y su superficie fresca es examinada. El aceite que se presenta naturalmente tendería a manchar los cortes por todas partes; la contaminación estaría sobre o cerca de la superficie (Gómez, 1999).

- Deposiciones de tubería y esquirlas de brocas

Las deposiciones de metal de tubería pueden también contaminar las muestras, pero ellas pueden ser fácilmente removidas con un imán pequeño. Ellas son generalmente oxidadas y raras veces presentan un problema para el registro de perforación.

- Diversos contaminantes

Otros materiales líticos los cuales pueden estar presentes en los cortes y enmascarar su naturaleza real, pueden ser registrados como existentes en el lugar, incluidos fragmentos de rocas usados como agregados en el zapato del casing.

3.1.7.4. Problemas de interpretación

Las muestras no siempre se obtienen de manera perfecta (véase figura 66), y su interpretación se puede ver afectada por diferentes factores descritos a continuación;



Figura 66. Muestras de núcleos.

Fuente: Tomado de (Renhesun, 2015-2021)

Nota: Para cada muestra en cada una de las etapas del proceso se debe realizar limpieza y extracción para evitar problemas de interpretación, que afecten la determinación de parámetros importantes del yacimiento.

- Polvo de roca

Si las muestras no son lavadas suficientemente, un polvo fino de roca pulverizada o lodo de perforación seco puede tapar los ripios con una capa adherida firmemente. En tales casos se debe tener cuidado de que una superficie fresca de roca sea descrita.

El humedecimiento de las muestras tenderá a remover estos recubrimientos de ellas, pero si los ripios son saturados con aceite, el polvo todavía puede adherirse a la superficie a un después de sumergido en agua, a no ser que un agente humectante o un detergente casero ordinario sea usado. Estos comentarios son particularmente aplicables a la caliza y dolomita, donde la película de roca tiende a estar en forma de cristales que pueden enmascarar la verdadera textura de la roca. En este caso el mejor procedimiento es romper unos cuantos ripios y obtener superficies frescas para descripción (Gómez, 1999).

- Pulverizado (rotación de la broca y yesificación por percusión)

La pulverización es la desintegración de los cortes por retritución (falta del lodo para remover cortes de la broca) o por compresionamiento entre la tubería de perforación y la pared del agujero. Esto produce la desaparición de cortes de algunos intervalos y el registro erróneo de caliza yesífera donde no existe (Gómez, 1999).

- Fundimiento

Las sales perforadas por una broca de diámetro pueden ser quemadas y fundidas, produciendo la formación de fragmentos duros, de color gris oscuro o negro que se asemeja a rocas ígneas.

- Muestras de perforación Aire – Gas

Los cortes a partir de pozos perforados con aire o gas en lugar de lodo son generalmente formados de pequeños ripios y polvo, que hacen a la muestra difícil de examinar, a menudo un simple tamizado de los cortes para eliminar el polvo facilitará el estudio de la muestra cuando los cortes son enteramente de polvo espeso, lo que se puede hacer más allá de escribir tipo y colores básicos de la roca.

Cuando los cortes son carbonatos, los tipos de rocas básicas serán difíciles para determinar porque el polvo de dolomita efervesce tan fácilmente como el polvo de caliza.

En pozos donde secciones de sales duras son perforadas con aire, las muestras pueden ser limpiadas convenientemente lavándolas con cuidado sobre un tamiz de 60 -100 mesh. Este procedimiento de limpiado deberá ser requerido, donde sea factible, porque el polvo que recubre las partículas enmascararía el color verdadero, textura y aún la litología básica de la sección perforada. Cuando se hace la perforación tipo neblina las partículas pueden llegar a ser emdurnadas con lodo fino que es removible solamente por un proceso de lavado; un tamizado simple no es suficiente (Gómez, 1999).

3.1.7.5. Corrección del error por retraso de la muestra

El tiempo de retardo es el tiempo requerido para que los cortes viajen desde el fondo del hueco al lugar en el cual ellos son recogidos. Sí se perfora más hueco durante este intervalo de tiempo, la profundidad asignada a la muestra sería más grande que la profundidad a la cual se originaron los cortes.

A pesar de los muchos métodos disponibles para la determinación del tiempo de retardo y para el rotulado correcto de las profundidades mostradas en las muestras, el trabajo real es a menudo hecho incorrectamente, o no es hecho por la persona que recoge las muestras quien es generalmente un cuñero en el sitio del pozo.

Estudios subsecuentes de muestras son así afectados por discrepancias significativas entre profundidad de la muestra indicada y la profundidad verdadera de la muestra. Como resultado de aquellas discrepancias (1) las litologías son graficadas a profundidades incorrectas. (2) la interpolación de las profundidades verdaderas llega a ser pérdida de tiempo y requiere una

manipulación innecesaria de registros y (3) se pueden introducir inexactitudes en cuanto al carácter de la formación penetrada (Gómez, 1999).

Si se sospecha o se conoce una corrección errónea del tiempo de retardo, el geólogo que examina las muestras debe esforzarse para asignar la información litológica obtenida a partir de estudios de las muestras a la profundidad verdadera. Esto puede ser mejor hecho con la ayuda de un registro de rata de penetración (tiempo de perforación) o de un registro mecánico. Si la discrepancia a partir de la profundidad verdadera de la muestra no es determinable, o es dudosa, la muestra debe ser asignada y rotulada con una nota apropiada en la columna de observación, la corrección de retardo es mejor controlada en el sitio del pozo.

- **Dispersión**

La dispersión es la separación de los cortes grandes de los pequeños por el deslizamiento relativo (también llamado asentamiento diferencial) en la corriente del lodo, de tal manera que los cortes de una roca triturada en fragmentos finos pueden alcanzar los cortes de una roca triturada en fragmentos más grandes durante su viaje hacia arriba en el agujero. Esto produce una secuencia equivocada del tipo de roca o una recolección de muestras muy mezcladas (Gómez, 1999).

3.1.8. Recolección sancochada de muestras

Infortunadamente, a causa del tiempo inclemente, falta de interés o supervisión, paradas, o perforación rápida, el recogedor de muestras (generalmente un ingeniero y/o un cuñero asignado) ocasionalmente empacará un número de muestras una vez durante su vuelta. Sin embargo, él entonces rótula las muestras como si ellas fueran propiamente cogidas en intervalos específicos, este procedimiento se conoce como recolección sancochada de muestras. El geólogo de pozo puede ver realmente los errores inherentes en esta práctica (Gómez, 1999).

3.1.9. Muestras de corazones

3.1.9.1. Tecnologías y aplicaciones

Se ofrece un amplio rango de sistemas de corazonamiento para obtener una alta calidad de las muestras en aplicaciones convencionales.

3.1.9.2. Planeación del programa de corazonamiento

Ahora se proporcionan combinaciones de técnicas como la anti-giros (Anti-Whirl), el corazonamiento con gel (Gel Coring) y el corazonamiento mientras se perfora (Coring While Drilling), las cuales hacen factible una alta calidad en operaciones complejas y difíciles.

3.1.9.3. Corazonamiento mientras se perfora (Coring While Drilling)

En aquellos puntos donde el corazonamiento es incierto o que su realización aumenta en exceso el tiempo de perforación, este sistema de corazonamiento se realiza en un tiempo muy corto para el programa de perforación. El sistema de corazonamiento es una combinación de una alta ROP, cambios rápidos de herramientas y sin viajes de la sarta de perforación que pueden producir excelentes muestras con un mínimo costo.

3.1.9.4. Brocas anti-giros de baja invasión (Anti-Whirl Low Invasion Bits)

En determinadas formaciones o trayectos del pozo, el embolamiento de la broca puede producir daños al núcleo. Los ingenieros de corazonamiento pueden determinar el uso de la tecnología anti-giros de baja invasión para minimizar estos problemas.

3.1.9.5. Corazonamiento con gel (Gel Coring)

El sistema de corazonamiento con gel preserva ciertas características como la saturación de corazón y la integridad mecánica de éste, todo ello para obtener la mejor información proveniente de la muestras de formación.

3.1.9.6. Corazonamiento convencional (Conventional Coring)

Las herramientas de corazonamiento convencional continúan con los estándares establecidos por la industria en muchas formaciones, e incluyen mejores herramientas como los barriles de corazonamiento de alto torque (High Torque) y contenedores.

3.1.9.7. Hydro-Lift

El perfecto sellamiento o cerrado del conjunto de captura del núcleo (Core Catcher), hace posible recuperar en perfecto estado corazones de formaciones blandas y friables, en donde el equipo convencional no ofrece un buen recobro.

Estas y otras herramientas especiales disponibles hacen que los resultados sean los mejores cuando planear es parte del programa de evaluación y perforación.

3.1.10. Evaluación del núcleo

Se ofrece un amplio rango de sistemas de corazonamiento para obtener una alta calidad de las muestras en aplicaciones convencionales. Ahora se proporcionan combinaciones de técnicas como la anti-giros (Anti-Whirl), el corazonamiento con gel (Gel Coring) y el corazonamiento mientras se perfora (Coring While Drilling), las cuales hacen factible una alta calidad en operaciones complejas y difíciles.

Para ser efectivo, el corazonar debe ser realizado pensando en la evaluación de la formación. El equipo de corazonamiento puede seleccionar y emplear numerosas técnicas y herramientas para obtener las muestras de la formación objetivo.

3.1.10.1. Corazonamiento orientado (Oriented Coring)

El apilamiento de corazones orientados nos da una gran compensación acerca de información sobre dirección de fracturas, el buzamiento y el rumbo de las capas, y las direcciones de esfuerzo. Cuando un núcleo es orientado o dirigido, el azimut del hueco al igual

que la inclinación son grabados a través de su recorrido con la orientación direccional con respecto a una marca de referencia ubicada en el corazón.

3.1.10.2. Sistemas de corazonamiento (Coredrill System)

3.1.10.2.1. Corazonamiento mientras se perfora (Coring While Drilling)

Muchas operaciones asociadas al corazonamiento convencional están actualmente encaminadas o dirigidas a reducir el tiempo de perforación en lo que se refiere al viaje completo de la sarta de corazonamiento (véase figura 67). Estas aplicaciones son utilizadas particularmente en pozos de exploración donde la determinación del punto de corazonamiento es difícil o donde secciones del yacimiento están separadas por largos intervalos.

Este sistema de corazonamiento ahorra tiempo porque:

- El cambio de corazonamiento a perforación es llevado a cabo sin sacada de la sarta.
- El barril interno corazonador es llevado del fondo hasta superficie.
- Las brocas corazonadoras PDC anti-giros, minimizan atascamientos o pegas.
- El barril interno y el corazón son recuperados rápida y eficazmente.



Figura 67. Extracción de núcleo mientras se perfora.

Fuente: (Diaset, 2018)

Las herramientas del sistema de corazonamiento proporcionan una perforación y un corazonamiento simultáneo sin sacar el BHA (Bottomhole Assembly). El sistema de corazonamiento emplea una broca corazonadora que se convierte a una broca perforadora y un barril corazonador con características de alta durabilidad que permiten por medio de slickline la recuperación del barril interno y el corazón. Un ensamblaje interior de varillas convierte el sistema de corazonamiento en una herramienta de perforación para perforar entre los puntos de corazonamiento y más allá (Gómez, 1999).

El sistema de corazonamiento usa tuberías estándar de 30ft, un barril interno de 6¹/₄" x 2" y un diseño especial de cortadores PDC. Él puede operar en huecos de 7⁷/₈" a 8³/₄" y puede ser corrido en longitudes de 15ft (4.57m) y 30ft (9.14m) para obtener corazones de 2". El sistema de corazonamiento puede producir continuamente muestras de corazones de calidad superior comparados con las muestras de pared.

3.1.10.2.2. Corazonamiento de baja invasión CoreGard (CoreGard Low Invasion Coring)

El corazonamiento de baja invasión CoreGard minimiza la invasión de fluidos debido a un comportamiento de filtración dinámica. El diseño del diámetro interno de la broca corazonadora protege la torta del daño causado por la rotación de la broca. Los fluidos de corazonamiento especialmente formulados y diseñados con el sistema CoreGard pueden minimizar la invasión dinámica del fluido, debido a ciertas partículas adicionadas que hacen puente entre ellas permitiendo que la torta se forme rápidamente (Gómez, 1999).

➤ Invasión de fluido

Como la torta se forma sobre el corazón, el fluido de perforación puede ser forzado a entrar al corazón cada vez que la torta es dañada por fricción o erosión, el fluido se profundiza

dentro del corazón. Repetidos daños de la torta pueden llevar a una contaminación total de la muestra.

➤ **Corazonamiento de baja invasión**

Reduciendo la densidad de los cortadores, las brocas de corazonamiento CoreGard logran una alta rata de penetración reduciendo el contacto de fluidos con el núcleo. Con un zapato guía alargado en el barril interno protege el corazón de futuros lavados innecesarios.

➤ **Corazonamiento con gel (Gel Coring)**

Sistema protector de núcleos que aumenta la obtención de datos del yacimiento.

Cada vez más compañías petroleras están demandando mejor evaluación de la formación a un menor costo. Las muestras de núcleos han jugado siempre un papel importante en este proceso. Ahora el sistema de corazonamiento con gel proporciona un corazonamiento más económico, mientras que, se está obteniendo verdaderamente representativas muestras del yacimiento.

El sistema de corazonamiento con gel es otro significativo progreso en la tecnología del corazonamiento. Desde el comienzo del proceso de toma de núcleos hasta el final, el corazón es encapsulado en un viscoso, no-invasor y protector medio. Diseñado para evitar la invasión en la broca sacanúcleos durante el corte, este sistema también protege el núcleo de la contaminación durante su corte hasta su transporte hasta la superficie. Este mejora la integridad física del núcleo después de su descompresión. La muestra resultante es mucho más representativa de la mojabilidad y la saturación de agua de la formación in-situ (Gómez, 1999).

El gel es cargado en una cápsula aislada totalmente del fluido de perforación mientras se está bajando la tubería. En el fondo, el gel es desplazado por el núcleo, el cual lo forza alrededor del anular interior del barril cuando el núcleo es cortado. Este gel no se adhiere al corazón

saliendo a través de la garganta de la broca, mezclándose con el fluido de perforación y viajando a la superficie. Durante todo el proceso el gel protege al corazón de la invasión de filtrado de lodo.

El gel es un compuesto de polipropileno-glicol, insoluble en agua y de alto peso molecular.

Este tiene alta lubricidad, alta capacidad calorífica, alta viscosidad y cero pérdidas, que sujeto a altas pruebas de laboratorio mostró excelentes resultados como es una pérdida de filtrado de $0,0 \text{ cm}^3$ en formaciones con permeabilidades por encima de 10 darcys a 200°F por 30 minutos (Gómez, 1999).

Las ventajas que ofrece este sistema de corazonamiento, son:

- Mejora la integridad del núcleo.
 - Aumenta la información geológica.
 - Mejora los datos del yacimiento.
 - Apropiado para un gran rango de aplicaciones.
 - Ventajoso para complejas litologías.
 - Aprovechable para evaluación de yacimientos avanzados.
 - Puede usarse en equipo de corazonamiento convencional (estándar).
- **Tecnología anti-giros (Anti-Whirl Technology).**

A la nueva generación de brocas PDC corazonadoras, se les aplica la tecnología anti-giros para reducir la rotación dinámica de la broca. La rotación exagerada de la broca se conoce como la causa de daño de los cortadores PDC en formaciones duras, ocurre cuando la broca no rota fácilmente sobre su eje geométrico. Como consecuencia del daño a los cortadores estos pueden causar pobres tasas de penetración, reduce la vida de la broca y atascamiento del barril

corazonador. La rotación dinámica de la broca también puede tener efectos negativos sobre el mismo núcleo, los cuales pueden resultar en corazones sobredimensionados o fragmentados. La combinación de brocas anti-giros de baja invasión, el corazonamiento con gel y el fluido de corazonamiento pueden reducir efectivamente la invasión de filtrado hacia el corazón (Gómez, 1999).

➤ **Sistema de recolección de datos in-situ (In-situ Data Gathering System).**

El sistema de recolección de datos in-situ (IDGS) usa una combinación de tecnologías corriente para conseguir la mejor definición del yacimiento. Normalmente, el IDGS combina baja invasión, brocas corazonadoras anti-giros, retención de fluido presurizado, barriles de corazonamiento de excelente sellado, gel y fluido de perforación para corazonamiento con gel. Los fluidos del yacimiento son recogidos bajo presión en su contenedor natural, la roca. El resultado es una muestra del yacimiento que ha sufrido una pequeña alteración, llegando a superficie totalmente encapsulada por gel y con un contenido muy cercano al original de sus fluidos de formación.

Dependiendo de los objetivos de la aplicación, IDGS puede obtener información de los fluidos de yacimiento, características petrofísicas (incluyendo saturación de aceite) y propiedades mecánicas de la roca. Si para el análisis de las propiedades mecánicas de la roca se requiere la presión de fondo, ésta puede ser mantenida. Los fluidos del yacimiento son retenidos en el barril hasta que ellos puedan ser desplazados, capturados, medido su volumen y analizado su composición (Gómez, 1999).

IDGS es el mejor método para aplicaciones en estratos carboníferos de metano. IDGS representa el estado del arte en tecnología de construcción de huecos como es aplicada a equipos de corazonamiento, técnicas y servicios.

3.1.11. Presencia de hidrocarburos

Aunque los análisis petrofísicos pueden dar una determinación conclusiva de la presencia de cantidades comerciales de petróleo, es la responsabilidad de la unidad de logging reportar y archivar todas las muestras, y ver que sean evaluadas buenas muestras con manchas de hidrocarburos. La identificación positiva de hidrocarburos en recortes puede ser un factor decisivo en la evaluación petrofísica de un pozo.

Desafortunadamente, no se puede establecer un criterio específico como identificación positiva de si una muestra presenta o no un intervalo potencial productivo. El color e intensidad de la tinción, fluorescencia (véase Figura 68 y Figura 69) y corte fluorescente variará con las propiedades físicas; químicas y biológicas específicas de cada acumulación de hidrocarburos. El envejecimiento de las manchas de hidrocarburos (fracciones de alta volatilidad que se disipan rápidamente), y el rápido flujo a través de los fluidos de perforación o en el curso del lavado de las muestras, también tiende a encubrir o eliminar la evidencia de hidrocarburos (Gómez, 1999).

La presencia o ausencia de manchas de hidrocarburos obvias no siempre puede tomarse como algo conclusivo, en muchos casos, la sola sugerencia de la presencia de hidrocarburos puede ser un corte fluorescente positivo. Por lo tanto, cuando se sospecha la presencia de hidrocarburos, es muy importante considerar todos los aspectos como la porosidad y espesor del intervalo, la evaluación petrofísica, y la calidad de la prueba de hidrocarburos

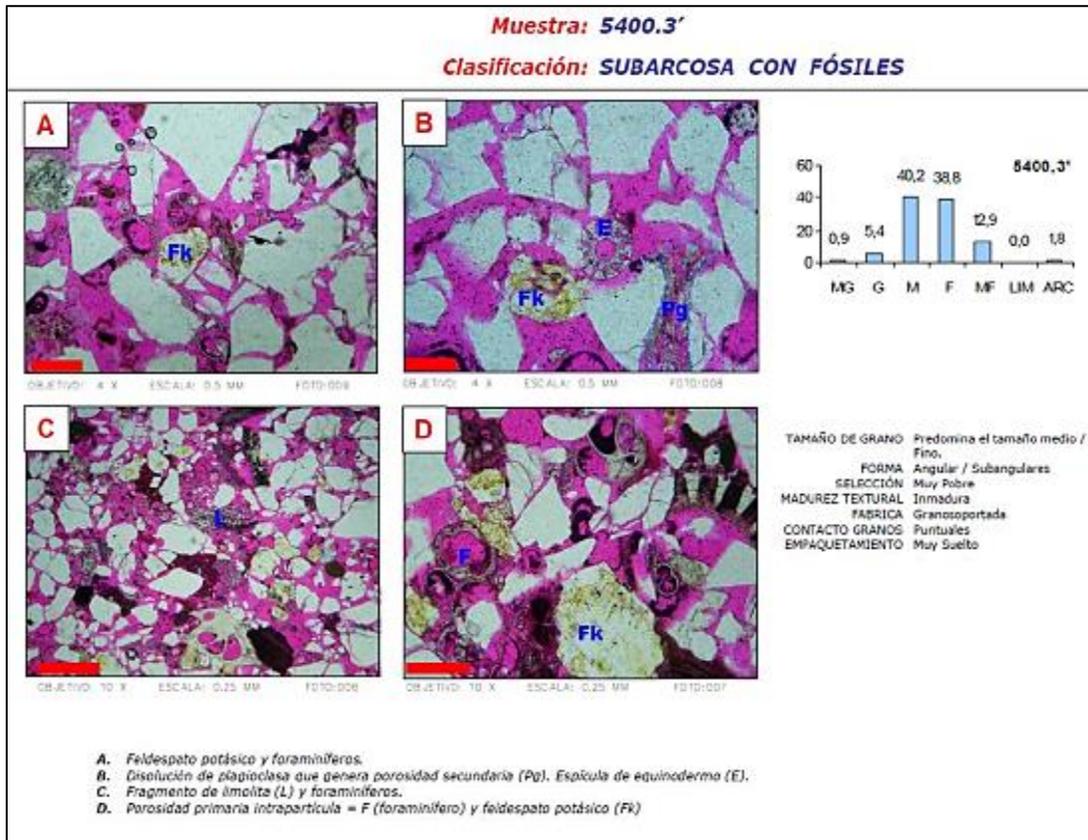


Figura 68. Estudio petrográfico de muestras de núcleos de perforación, pozo Chuchupa.
Fuente: (Arandia, 2018)

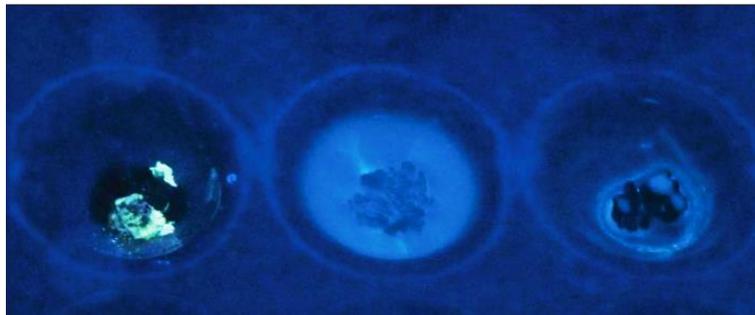


Figura 69. Al agregar un solvente el rípio o corte lechoso arroja aceite al solvente, que le da al solvente transparente un tono azul claro. Después de que el solvente se seque, cualquier residuo de aceite producirá un anillo fluorescente sobre la muestra.

Fuente: (Schlumberger, 2012)

3.1.11.1. Hidrocarburos sólidos y petróleo muerto

Ha habido mucha confusión, inconsistencia y malentendidos acerca del uso y significado de estos dos términos. No son sinónimos. El término “hidrocarburos sólidos” se

refiere a los hidrocarburos que están en estado sólido a las condiciones ambientales terrestres, usualmente quebradizos y con frecuencia lustrosos y pulidos en apariencia (Chemical mine world Ltd, 2017). Hay una gran variedad de sustancias llamadas hidrocarburos sólidos con propiedades químicas y físicas variables (véase figura 70).



Figura 70. Gilsonita.

Fuente: (Chemical mine world Ltd, 2017)

Algunos hidrocarburos sólidos como la Gilsonita son inmaduros o petróleos escasamente maduros, mientras otros como, “anthraxolite” representa los residuos carbonatados liberados antes de que hidrocarburos sean sobrecalentados y térmicamente quebrados, la “anthraxolite” está considerada como un petróleo térmicamente muerto. La Gilsonita por otro lado no es ciertamente un petróleo muerto, es una sustancia de la cual proceden gasolina de alta calidad, aceites combustibles comerciales y una lista sin fin de otros productos (Gómez, 1999).

El término “petróleos muertos” se ha usado indiscriminadamente en la industria para describir petróleos que son o (1) sólido, (2) no producible, o (3) inmóvil. Todas estas definiciones son engañosas y descarriladas. Algunos hidrocarburos sólidos no son petróleos muertos. Muchos así llamados “Petróleos no producibles” son ahora productivos gracias a las mejoradas técnicas de recolección, y hay numerosos ejemplos de “Petróleos inmóviles” a las

condiciones de la superficie terrestre que son fluidos y móviles a condiciones de más profundidad (Gómez, 1999).

En vista de lo descrito arriba es recomendable que el uso del término “dead oil” (petróleo muerto) se aplique sólo a hidrocarburos sólidos térmicamente muertos que no producen fluorescencia, ni dan un corte de fluorescencia. Siempre que el término sea usado, deben enlistarse datos calificativos.

3.1.11.2. Generalidades

No hay reglas o esquema general, para relatar las evidencias de la presencia de hidrocarburos de producción potencial. Sin embargo, hay algunas generalidades que son de utilidad para tener en cuenta.

1. La falta de una tintura visible no es una prueba conclusiva de la ausencia de hidrocarburos (gas, destilados y petróleos de alta gravedad, ordinariamente no tienen una tintura visible).
2. La falta de fluorescencia no es una prueba conclusiva de la ausencia de hidrocarburos.
3. Manchas de hidrocarburos de buena fidelidad usualmente darán una fluorescencia de corte positiva (corte húmedo). Los hidrocarburos de alta gravedad frecuentemente dan un corte de fluorescencia positivo, pero dará resultados negativos con todos los demás métodos de detección de hidrocarburos.

La prueba de reacción petróleo con ácido ha generado resultados positivos cuando el petróleo está presente, pero es muy sensitivo y puede dar resultados positivos ante la presencia de cantidades insignificantes de hidrocarburos.

3.1.12. Pruebas de laboratorio

A continuación, se presentan brevemente una serie de pruebas (T.G.T GAMAS S.A, s.f.) aplicadas para detectar la presencia de hidrocarburos en las muestras perforación (ripios, núcleos).

3.1.12.1. Descripción petrográfica de las muestras

Esta es la prueba básica para la descripción de ripios de perforación, teniendo en cuenta que de este punto es de donde se debe partir hacia un análisis posterior de presencia de hidrocarburos.

El proceso de recolección de las muestras es llevado a cabo por la persona encargada de este oficio en una perforación, puede ser un recoge muestras, un cuñero, etc., esta persona tiene la misión específica de recoger las muestras de la zaranda, generalmente se toman muestras a intervalos de cada 5 a 10 pies generalmente (esto es aleatorio, ya que cada compañía operadora tiene sus normas sobre las muestras), estas muestras deben ser lavadas y limpiadas, hasta garantizar que se le ha sacado todo el lodo posible que ellas adquirieron durante el proceso de perforación (T.G.T GAMAS S.A, s.f.).

3.1.12.2. Prueba de fluorescencia

Es la prueba más confiable para observar la presencia de hidrocarburos en la muestra. Se observa bajo luz ultravioleta siguiendo el mismo proceso del corte del solvente. La muestra debe estar seca (temperatura ambiente) para realizar esta prueba. Si la muestra contiene hidrocarburo, se observarán unos hilillos o corrientes fluorescentes al reaccionar con el solvente. Entonces se evalúa el color, la intensidad y la velocidad de los hilillos. A veces, la fluorescencia del corte no es observable, pero al evaporarse se observa un anillo residual.

- Algunas muestras no presentan fluorescencia, ni dan corte del solvente positivo, pero la fluorescencia del corte (amarillo brillante) es positiva, indicando la presencia de hidrocarburos de alta gravedad.

- • Generalmente aceites de baja gravedad no fluorescen, pero sí dan corte (pardo muy oscuro) y su fluorescencia del corte varía entre blanco lechoso a naranja oscuro.

- Cuando la muestra analizada presenta abundante caving, la calificación de las manchas de petróleo (show oil) se da solamente a la fracción que es in situ y se especifica el porcentaje de caving (T.G.T GAMAS S.A, s.f.).

3.1.12.3. Prueba de acetona – agua

La acetona es un solvente pobre, especialmente para los hidrocarburos pesados pero bueno para materiales bituminosos y aceites livianos.

La roca es triturada y colocada en un tubo de ensayo y se adiciona acetona. Después de agitarla intensamente, se pasa a otro tubo por un filtro y se adiciona una cantidad igual de agua (el acetona y el agua son miscible, es decir, se pueden mezclar). Cuando los hidrocarburos están presentes, se observará una dispersión blanca lechosa. En caso de que abundante hidrocarburos fluidos esté en la muestra, algo de aceite puede flotar en el tope de la mezcla acetona-agua (T.G.T GAMAS S.A, s.f.).

3.1.12.4. Prueba de agua caliente

El objetivo de esta prueba es detectar la presencia de hidrocarburos en rípios de perforación, a través de la mezcla con agua, partiendo del hecho de que los dos fluidos son inmiscibles y de diferente densidad, como principales características de diferenciación (T.G.T GAMAS S.A, s.f.).

3.1.12.5. Prueba de Irridiscencia

La iridiscencia puede ocurrir con aceite de cualquier color o gravedad, pero es más probable ser observable con aceites livianos, menos coloreados, donde el manchamiento de aceite está ausente. La iridiscencia puede ser observada en muestra húmeda o en el lodo. La iridiscencia sin coloración de aceite o manchamiento puede indicar la presencia de aceite liviano o condensado. Cuando son usados lodos base aceite o emulsiones de aceite, la iridiscencia del lodo se observa y no debe ser confundida con la de los hidrocarburos de formación (T.G.T GAMAS S.A, s.f.).

4. PROBLEMAS ASOCIADOS CON ARCILLAS

También se debe tener en cuenta que durante la perforación de pozos de desarrollo (A3) la empresa petrolera se enfrenta a problemas graves asociados a presencia de arcillas (hinchamiento de arcillas, presencia de finos), causando pérdidas económicas, sino son manejados adecuadamente.

Es importante conocer el comportamiento y naturaleza de los minerales arcillosos para entender la ocurrencia de los mecanismos que generan daño al yacimiento debido a la alteración de las arcillas.

El principal daño es causado durante operaciones de exploración y producción de crudo, en los cuales fluidos externos son introducidos a la formación y alteran las condiciones físico-químicas originales bajo las cuales minerales arcillosos son estables. Las finas partículas de arcilla y los granos de la arena han estado asociados desde su génesis a través de procesos de transporte y deposición de sedimentos. Es de especial interés las arcillas presentes en areniscas almacenadoras de hidrocarburos.

4.1. Estructuras básicas de arcillas

Los minerales arcillosos son productos de la alteración hidrotermal y atmosférica de minerales primarios, cuyos residuos se han arreglado para formar un cuerpo mineralógico de propiedades coloidales cuyo tamaño es menor a 2μ . Estas partículas son altamente diversas estructural y mineralógicamente dependiendo de las condiciones del ambiente de formación, así como de la fracción de minerales asociados (cuarzo, feldespato, sulfatos, entre otros) (León, 2007).

4.2. Propiedades electroquímicas de los minerales arcillosos

La alteración de la calidad de estas rocas es inevitable debido a la interacción roca (arenisca-clay) con fluidos invasores a la formación durante operación de exploración y producción de hidrocarburos. De manera que la caracterización de la naturaleza y comportamiento fisicoquímico de arcillas permite evaluar y rediseñar programas de perforación, completamiento y producción acordes a las condiciones geológicas del subsuelo (León, 2007).

Los minerales arcillosos en su estado normal tienen exceso de carga eléctrica negativa, lo que hace posible el intercambio catiónico con los fluidos invasores a la formación. Este intercambio altera o destruye la estructura cristalina del mineral arcilloso y genera nuevos productos cristalinos o amorfos que reducen el espacio poroso de la roca y bloquean vías de flujo debido a la expansión de las arcillas y formación de partículas más finas.

Según León (2007) las interacciones roca-fluido en rocas sedimentarias pueden ser clasificadas en dos grupos:

- Reacciones químicas debidas a la interacción entre minerales arcillosos y fluidos invasores a la formación.
- Procesos físicos relativos a altas tasas de flujo y gradientes de presión.

4.3. Mecanismos de daño de formación

Según Lui y Faruk (1995) se pueden enunciar básicamente tres procesos que generan reducción de la permeabilidad en formaciones sedimentarias con presencia de arcillas, estos son:

- Migración de finos: Bajo condiciones coloidales favorables, las arcillas no-expansibles como la Kaolinita e Illita, pueden ser liberadas de la superficie porosa y migrar como partículas finas con el fluido a través de las gargantas porosas de la formación.

- Expansión de arcillas: arcillas expansibles como la Esméctica y minerales mixtos se expanden bajo condiciones iónicas y posteriormente se separan, migran y depositan en vías porosas o poros.
- Sensibilidad a ácidos y precipitación de coloides: minerales arcillosos ricos en hierro son altamente sensible a ácidos. El subproducto de esta reacción es liberado y precipitado como coloides en vías de flujo y poros.
- Estos procesos de daño a la formación son inducidos por cambio en las condiciones fisicoquímicas. Estos procesos se han categorizado en tres grupos:
 - Hidrodinámico: fuerzas mecánicas generadas por el gradiente de presión entre la formación y el pozo movilizan partículas finas que cubren la superficie porosa. Algunas de las partículas movilizadas que generan daño por migración de finos son: arcillas, cuarzo, partículas amorfas de sílice, feldespatos y carbonatos.
 - Fisicoquímico: este mecanismo de daño es inducido por arcillas sensibles al agua, las cuales suelen estar en equilibrio con la salmuera de la formación hasta que su composición es alterada por fluidos introducidos en la formación.
 - Geoquímico: los fluidos no compatibles con fluidos in-situ son introducidos durante diferentes etapas de la vida de un pozo, generando desequilibrio iónico en el sistema poroso. Iones provenientes de ambos fluidos pueden reaccionar y formar precipitados sólidos en vías de flujo y poros.

4.4. Ocurrencia de daño a la formación en operaciones de campo

Algunas de las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos que introducen finos y fluidos que generan daño a la formación son los siguientes:

- Perforación: El diferencial de presión en la cara del pozo resulta en un área de invasión de lodo a la formación (Reed, 1998). El daño generado en esta zona depende de la sensibilidad de las arcillas al lodo por hinchamiento, pega de la tubería, desprendimiento, entre otros (Paramo et al., 2007).
- Producción: la temperatura y presión en yacimientos cambian constantemente durante la producción de crudo y gas, precipitando material orgánico pesado (asfáltenos y parafinas) e inorgánico (carbonato de calcio, hidróxido de hierro, otros) y taponando el espacio poroso. El mayor gradiente de presión se halla cerca de la cara del pozo y es capaz de liberar y transportar finos de las superficies porosas (León, 2007).
- Inyección: iones provenientes del agua de inyección pueden reaccionar por incompatibilidades con iones de fluidos in-situ y formar precipitados insolubles que se concentran en espacios porosos y vías de flujo. El precipitado más común formado en presencia de arcillas es el hidróxido de hierro ($\text{Fe}(\text{OH})_2$). Para reducir o mitigar este daño es importante hacer un pre-filtrado al agua de inyección (León, 2007).
- Estimulación y tratamientos químicos: durante estos tratamientos diferentes tipos de reacciones ocurren, las cuales pueden ser benéficas o perjudiciales para la permeabilidad. Durante la acidificación, el ácido disuelve minerales de hierro (tales como la clorita, hematita y siderita) pero precipita iones Fe^{+3} como coloides. El ácido disuelve también el material cementante de la arenisca, los cuales son con frecuencia carbonatos. El carbonato es disuelto, transportado y precipitado, llenando espacios porosos. Otros precipitados que no son deseados durante la acidificación son hidróxidos y silicatos, los cuales se comportan de manera similar (Almon & Davies, 1978).

4.5. Tratamientos remediales

Dado que la presencia de minerales arcillosos en areniscas es inevitable porque están asociados desde procesos diagenéticos, es importante conocer e identificar los mecanismos de daño, y proceder a iniciar tratamientos de remediación. A través de numerosos tratamientos de estimulación realizados en la industria, ha sido posible identificar el tipo de fluidos que afectan determinado tipo de minerales, así como también para evitar, remediar y eliminar el daño generado por diferentes tipos de minerales (León, 2007).

La estimulación generalmente está relacionada a la restauración de permeabilidad por tratamientos de acidificación o el incremento de vías de flujo a través de fracturas conductivas. La permeabilidad de areniscas afectadas por illita, montmorillonita o esmectita es parcialmente recuperada con tratamientos de acidificación usando ácidos orgánicos, HF y HCl.

Algunos precipitados formados durante la acidificación como el hidróxido férrico también pueden ser removidos con ácidos. Adicionalmente a estos tratamientos de estimulación, existen otros que varían de acuerdo con la composición del mineral arcilloso que ha sido perjudicial en la formación. A continuación, en la Tabla 12, algunas alternativas para eliminar o evitar daño a la formación debido a minerales arcillosos (León, 2007).

Tabla 12. Alternativas para eliminar o evitar daño a la formación debido a minerales arcillosos.

Mineral arcilloso	Problema potencial	Qué evitar	Qué usar	Cómo eliminar el problema
Esmectita (mornmorillonita)	Hinchamiento	Agua fresca	KCl o aceites	Acidificar con HCl/HF
Minerales mixtos (Esmectita-illita)	Hinchamiento	Agua fresca	KCl o aceites	Acidificar con HCl/HF
Illita		Agua fresca	KCl o aceites	Acidificar con

				HCl/HF
Kaolinita	Migración de finos	Altas ratas de flujo	Bajas ratas de flujo	Acidificar con HCl/HF o estabilizador de arcillas
Clorita	Precipitado de Hidróxido de Hierro	Soluciones ricas en Oxígeno, pH > 4	Soluciones ácidas	Acidificar con HCl/HF con ácido orgánico

Fuente: (Almon & Davies, 1978)

5. INCRUSTACIONES

Otro de los problemas graves durante la perforación de pozos de desarrollo (A3) está asociado con las incrustaciones. La información descrita a continuación es una recopilación donde se explica brevemente las implicaciones que las incrustaciones acarrearán en la industria petrolera.

5.1.1. Definición de inorgánicas

Los usos generales del término incrustación denotan depósitos duros, depósitos adherentes de minerales inorgánicos constituyentes de agua que se formaron in situ. La incrustación puede ocurrir en la matriz de la formación o en fracturas causando daños en la formación, sistema de producción (véase Figura 71), revestimientos y sistemas de inyección y disposición de agua.



Figura 71. Incrustación de CO₂ en tubería de producción.

Fuente: (Schlumberger, 2012)

En las incrustaciones minerales que se producen en los campos petroleros, el agua juega un papel principal, dado que el problema se presenta sólo cuando existe producción de agua. Los

depósitos inorgánicos de carbonato de calcio son un problema característico en la producción de crudo, gas y agua. La mayoría de las aguas subterráneas producidas con hidrocarburos contienen grandes cantidades de calcio entre otros iones. Éstos también contienen grandes concentraciones del ión bicarbonato como resultado de la alta presión parcial del CO₂ (Pinzón et al., 2009).

Los fluidos comúnmente producidos provienen de rocas calizas, dolomitas o areniscas que han sido cementadas con carbonato de calcio. Cuando los pozos son puestos a producir en tales formaciones, el agua asociada con los fluidos experimenta una caída de presión, cambios de pH y temperatura, entre otros, los cuales traen como resultado final la precipitación de carbonato. Según Pinzón et al. (2009). la depositación de carbonato de calcio se presenta preferiblemente cuando:

- Disminuye el contenido de CO₂.
- Aumenta el pH.
- Disminuye la presión total.
- Aumenta la temperatura (quemadores de los tratadores).
- Disminuye el contenido de sales y sólidos disueltos en el agua (sin incluir los iones calcio), hasta un máximo de cerca de 200000 mg/L.
- Aumenta la turbulencia.

5.1.2. Lucha contra las incrustaciones en campo

Se ha propuesto como método alternativo de corrección la utilización de inhibidores de incrustaciones. En numerosas ocasiones es conveniente la aplicación de los inhibidores en la etapa de nucleación del crecimiento del cristal, para de esa manera cumplir con su principal función de prevenir o retardar el crecimiento de los cristales que forman las Incrustaciones inorgánicas. Varios investigadores han desarrollado y diseñado máquinas de prueba y simulación

de las condiciones de la depositación de incrustaciones en el campo. El grado de formación de incrustaciones que se presentan en estos dispositivos de prueba es usado para efectuar experimentos químicos con el fin de establecer la mejor opción de inhibición (Pinzón et al., 2009)..

Si la información obtenida sobre la formación de incrustaciones representa un problema realmente complejo en el campo, el ingeniero a cargo de las operaciones en este se ve enfrentado con tres distintos problemas en diferentes áreas, estará obligado a luchar casi simultáneamente en tres diferentes frentes:

1. **Predicción:** Se debe determinar el grado de daño que realmente ha ocurrido, esto incluye un análisis de todas las condiciones del sistema en el presente, pasado y futuro que pueden promover la formación y depositación de incrustaciones.
2. **Remoción:** La implementación de un esquema de remoción de incrustaciones permitirá la restauración de las condiciones iniciales y la mitigación del daño causado con el objetivo de mantener el índice de productividad original.
3. **Inhibición:** El ingeniero a cargo debe establecer un procedimiento para definir correctamente los métodos de prevención o inhibición a utilizar bajo las características especiales de cada campo. Este es el frente de lucha contra las incrustaciones que presenta más dificultad.

5.1.3. Aplicación de inhibidores de incrustación

Los métodos de aplicación son muy variados y dependen del sistema de levantamiento artificial utilizado, completamiento, naturaleza del problema y severidad.

Algunos inhibidores de incrustaciones se aplican sólidos (polvo, barras, aglomerados y capsulas) y son utilizados en cestas perforadas, alimentadores de “bypass”, operaciones de

fracturamiento o bombeados en el fondo del pozo. En forma general, los inhibidores son aplicados en forma líquida con una base acuosa.

Los mecanismos por los cuales los inhibidores de incrustación funcionan, involucran las siguientes habilidades (Pinzón et al., 2009):

- Dispersantes
- Antiprecipitantes
- Secuestrantes
- Agentes queladores
- Modificadores de cristales
- Condicionadores de depósitos de incrustaciones

5.1.4. Mecanismos de acción de los inhibidores de incrustación

Los inhibidores empleados en las operaciones de campo funcionan con uno o algunos de los siguientes mecanismos:

- Previendo la nucleación, lo que bloquea la formación de los cristales.
- Evitando el crecimiento de los cristales cuando éstos comienzan a formarse; en este caso el inhibidor se adsorbe sobre la superficie de los cristales mientras éstos están todavía diminutos y previenen así su crecimiento.
- Evitando que se adhieran de nuevo, cristales a depósitos incrustantes ya formados.

5.1.5. Compatibilidad de los inhibidores

5.1.5.1. Compatibilidad de los Inhibidores con los Fluidos de Producción del Campo

De manera alterna a la aplicación del inhibidor se debe evaluar y analizar en los campos petroleros los efectos positivos de los inhibidores para prevenir la formación de incrustaciones y consecuentemente los efectos negativos que se puedan ocasionar en la formación y los fluidos de

producción causándoles daño. Por lo tanto, en la evaluación de los inhibidores en el campo y en el laboratorio se deben hacer pruebas para identificar las características negativas de estos componentes. Hay tres factores particulares que intervienen afectando las operaciones normales del campo al inyectar inhibidor de incrustaciones:

1. La reacción de los inhibidores con los iones que están disueltos en la salmuera de producción.
2. La formación de emulsiones, si el inhibidor de la solución acuosa está en contacto directo con el crudo producido.
3. La formación de corrosión en todas las tuberías por donde se transporta los fluidos de producción.

g) Compatibilidad de los Inhibidores con el Agua de Producción (véase Figura 72).

Las salmueras de producción en los campos petroleros contienen varias concentraciones de cationes bivalentes, tales como Ca^{++} , Mg^{++} y Ba^{++} , algunos inhibidores de incrustaciones reaccionan con estos cationes para formar sales poco solubles; la acumulación de este tipo de sales puede llegar a generar una capa gruesa de incrustaciones de calcio, magnesio o bario las cuales están definidas como Pseudoscale (Pinzón et al., 2009).

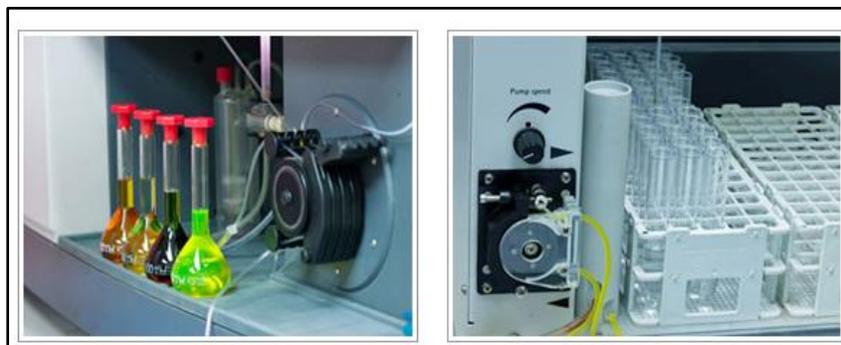


Figura 72. Montaje para prueba de agua para evaluar el potencial de formación de incrustaciones inorgánicas durante la inyección de agua.

Fuente: (Core Lab, 2020)

Por ejemplo, en una fuente de agua del pozo fue inyectado constantemente un inhibidor de incrustaciones a través del anular para prevenir la formación de incrustaciones de CaCO_3 en la tubería. Después de algunos meses se habían formado incrustaciones pesadas, análisis químicos posteriores revelaron, sin embargo, que las incrustaciones no eran de CaCO_3 sino del producto de la reacción entre el inhibidor y el ion de Ca^{++} presente en el agua.

La formación de una precipitación de sal de Calcio está dada por la solubilidad de la sal, la cual es función de la temperatura, concentración del inhibidor, concentración de iones de Ca^{++} , pH y en un pequeño grado de la concentración de NaCl (Pinzón et al., 2009).

Dentro de las pruebas de laboratorio hechas para evaluar la efectividad de inhibición de un producto químico, deben estar las pruebas de compatibilidad con el agua o salmuera de formación para prevenir la posible formación de Pseudoscale (véase Figura 73).



Figura 73. Pruebas de laboratorio, para determinar la correctiva más apropiada y rentable, según el tipo de incrustación inorgánica.

Fuente: (Core Lab, 2020)

5.1.6. Elección de inhibidores de incrustaciones

Para concluir las incrustaciones en el campo petrolero son un problema de amplio estudio, debido a que la presencia de factores secundarios consecuencia de una mala elección del

método correctivo, puede ser más perjudicial para la extracción de hidrocarburos que la formación de incrustaciones, por lo tanto, la aplicación de un sistema de inhibición de incrustaciones debe tener un análisis minucioso sobre los efectos adversos que se puedan presentar en su implementación (Pinzón et al., 2009)..

6. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN ROCAS IGNEAS

En Colombia se debe realizar más estudios para encontrar hidrocarburos, económicamente recuperables en rocas no convencionales, tales como las encontradas en las cuencas ígneas. A través de los años se ha sembrado la percepción de que los hidrocarburos pueden suceder solo en cuencas de tipo sedimentario, dividiendo así en 2 partes a las zonas de exploración y explotación en Colombia: la cobertura productiva ubicada en las diferentes cuencas sedimentarias en las cuales existe una alta probabilidad de encontrar hidrocarburos, y el basamento económico el cual generalmente son rocas que sirven de base en la columna geológica de un área determinada, por lo general son rocas precámbricas o del paleozoico que estén metamorfoseadas, esto es en la teoría, pero para fines prácticos en lo referente a la extracción de recursos del subsuelo se considera a la roca de basamento como la roca a partir de la cual ya no es de interés exploratorio o de extracción, en contradicción con lo anterior las rocas ígneas formadas a través de la solidificación del magma se considera atractivo como ambiente propicio para el almacenamiento de hidrocarburos, motivado por el hallazgo en el mundo de grandes yacimientos de petróleo asociadas a rocas ígneas, formadas en las condiciones requeridas para estar en un sistema petrolífero. Es por esta razón que, en un futuro próximo, una de las mayores posibilidades para la obtención de crudo y gas puede venir de este tipo de yacimientos no convencionales, en rocas del basamento que además representan la mayor parte de la corteza terrestre y por ende puede existir un gran potencial asociado a ellas.

Existen yacimientos de hidrocarburos sobre rocas del basamento por todas partes: yacimientos de gas sobre rocas volcánicas en China, en las mismas rocas de petróleo en Japón, sobre cuencas ígneas en Argentina, etc.

Partiendo del conocimiento de que las rocas ígneas naturalmente no cuentan con porosidad primaria, ni permeabilidad para ser almacenadoras, la importancia de la porosidad secundaria en yacimientos de rocas ígneas radica que en muchas ocasiones constituye el único tipo de porosidad presente. Puede resultar de los procesos de alteración Hidrotermal, fracturamiento y metamorfismo de etapa tardía (Farooqui et al., 2009)

Se entiende como proceso de alteración hidrotermal al intercambio químico ocurrido durante una interacción fluido hidrotermal-roca. Esta interacción conlleva principalmente alterando las propiedades físicas de las rocas permitiendo así que el flujo de los fluidos presentes en un yacimiento de hidrocarburos pueda migrar y alojarse en dichas rocas, generando también cambios en los procesos naturales ocurridos en un sistema petrolífero. En la naturaleza se reconocen variados tipos de Alteración Hidrotermal, caracterizados por asociaciones de minerales específicos. Los distintos tipos de alteración e intensidad son dependientes de factores tales como composición del fluido hidrotermal, composición de la roca huésped, temperatura, pH, razón agua/roca y tiempo de interacción, entre otros. Estos procesos hidrotermales que se mencionaron anteriormente pueden generarme yacimientos hidrotermales de rocas ígneas con condiciones necesarias para el almacenamiento de hidrocarburos (porosidades y permeabilidades secundarias), las cuales, al estar en contacto fallado con las rocas sedimentarias, los fluidos pueden migrar hacia dichas rocas y así obtener un yacimiento de hidrocarburos en rocas ígneas alteradas hidrotermalmente.

Por otra parte, las rocas ígneas adquieren la porosidad secundaria al ser sometidas a altas presiones, esto se da lugar en fracturas o fallas geológicas. En Colombia, principalmente en el departamento del Huila generalmente el contacto entre rocas ígneas y sedimentarias es de tipo fallado, asociados a grandes thrust o fallas inversas, estas formaciones fracturadas usualmente

están causadas por deformaciones locales, fallamiento y plegamiento, o por reducción de la sobrecarga lo que permite la expansión de la roca subyacente, y compactación diferencial. Las rocas frágiles son comúnmente afectadas debido a su inelasticidad. En varios casos, puntos de rotación, fracturas, y fisuras, se modifican y combinan con la porosidad primaria y secundaria para brindar grandes y efectivas porosidades y permeabilidades en un reservorio. La producción en algunos casos es obtenida de rocas ígneas o metamórficas como resultado del fracturamiento.

Las fracturas proveen un espacio en el yacimiento, así como la permeabilidad necesaria para la migración, acumulación y producción de aceite y gas. Para que una trampa ocurra en una formación fracturada, esta debe ser superpuesta por una roca más flexible o menos frágil, la cual no pueda ser fracturada por la deformación. De otra manera, no se formaría una trampa y la migración puede ocurrir hacia arriba a través de las fracturas.

Lo anterior demuestra la importancia de estudiar y comprender la actividad y posible comportamiento de que puedan alcanzar los hidrocarburos en este medio no convencional, para su posterior exploración, perforación y producción de la manera óptima y eficiente tratando de mejorar en cada nuevo yacimiento que se intente explotar.

6.1.1. Ejemplos de yacimientos no convencionales en rocas ígneas en el mundo

6.1.1.1. Malargue, Argentina

En áreas cercanas a la ciudad de Malargue, provincia de Mendoza en la república argentina existen filtraciones de crudo relacionadas con intrusiones de andesita, inicialmente se consideró que este fluido llegó por medio de fracturas, pero más adelante, rocas ígneas intrusivas de formaciones aledañas fueron probadas obteniendo excepcionales tasas de producción (Peres & Giordano, 1988).

Una teoría sugiere que la trampa para los hidrocarburos existía desde antes de la ubicación del cuerpo ígneo, cuando los sedimentos fueron intruidos y por lo tanto fracturados debido a fenómenos de diastrofismo, el petróleo migro hacia el nuevo yacimiento. La detección precisa de las fracturas fue esencial para la explotación de este campo, los primeros registros se utilizaron por parte del equipo de perforación, para asegurar el control del pozo, los siguientes registros fueron utilizados para la determinación de la fractura:

- Potencial Espontaneo.
- Gamma Ray.
- Resistividad.
- Acústico.
- Densidad.
- Spectralog.
- Diplog.

Cuando la zona de explotación fue completada se recuperó un 87% del volumen calculado, un porcentaje de recobro aceptable, para un yacimiento de este tipo, el yacimiento funciona con un mecanismo de empuje por gas en solución, con una gravedad API de 28,13 (Peres & Giordano, 1988).

6.1.1.2. Yacimientos en rocas volcánicas en Japón

En este país han sido encontrados campos de petróleo y gas a lo largo de la costa del mar de Japón sobre las cuencas sedimentarias del neógeno, esta cuenca al principio estuvo asociada con actividad volcánica, es una formación de 700 km de longitud, 80 de amplitud y unos 10,000 m de espesor en su punto máximo, esta cuenca es llamada usualmente Uetsu.

La roca del basamento de esta formación está compuesta por rocas graníticas y rocas metamorfoseadas del paleozoico, la porosidad de la formación puede ser calculada con algunas clases de registros usados en el pozo, dependiendo del tipo de poro entonces se hace la escogencia del método y herramienta a utilizar para determinar esta propiedad.

Se hizo la comparación de la porosidad de un campo de rocas ígneas ubicado en Myohoji y uno de areniscas en Shintainai deo ver la influencia de las fracturas en los yacimientos de rocas ígneas, esto indica una mayor conexión ya que con las fracturas y canales de las rocas ígneas se tiene una mejor comunicación de los hidrocarburos que en la porosidad intergranular de las areniscas, (véase figura 74), (Peres & Giordano, 1988).



Figura 74. Afloramiento de rocas Ígneas intrusivas (Cuarzodioritas en el Batolito de la Plata (Ibagué), con diaclasas impregnadas de hidrocarburos.

Fuente: (Vargas, 2016).

6.1.2. Investigaciones de yacimientos no convencionales en rocas ígneas en Colombia

Aunque actualmente los yacimientos de rocas volcánicas no han sido estudiados de manera extensiva en Colombia para fines de encontrar hidrocarburos, la existencia de hidrocarburos presentes en rocas ígneas a nivel mundial puede ser el inicio para el descubrimiento de volúmenes de reservas significativas en dichas rocas.

Consecuentemente, la Universidad Surcolombiana en colaboración con ECOSURC, realizo una investigación en “Reconocimiento geológico de las rocas ígneas asociadas a la alteración hidrotermal y su relación con yacimientos de hidrocarburos” entregando un amplio conocimiento del jurásico de la subcuenca de Neiva en el departamento del Huila, suministrando información geológica importante de la Subcuenca de Neiva en donde alberga sistemas de rocas ígneas asociados con fallas y otras litologías que pueden ser excelentes prospectos para el almacenamiento de hidrocarburos, como en el caso específico del departamento del Huila en el piedemonte de la Cordillera Central, asociados a la falla Chusma Teruel. De los resultados obtenidos del análisis de las secciones delgadas de la formación Saldaña identificaron que muchas de las rocas expuestas en los afloramientos muestreados presentaban efectos de Alteración Hidrotermal, y alto tectonismo presente por los sistemas de fallas como en el caso del sector de LA HONDURA con la falla Chusma-Teruel, una de las muestras caracterizada obtuvo una porosidad significativa de 12.52%. Abriendo la posibilidad de realizar más estudios detallados en yacimientos no convencionales en esta zona, que conlleven a resultados eficientes para la exploración, perforación y producción de hidrocarburos.

Otro estudio realizado por El Museo Geológico y del Petróleo (MGP) y el Grupo de Investigación Ecosistemas Surcolombianos (ECOSURC) de la Universidad Surcolombiana, fue el proyecto “**Caracterización geológica y de fluidos de los indicios superficiales de hidrocarburos en el departamento del Huila**”, en el que se estudió el listado oficial reportado en el mapa de rezumaderos de Colombia de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), para el Huila. De los 40 rezumaderos reportados por la ANH sólo se encontraron doce (12), sin embargo, gracias al reconocimiento geológico realizado por el Museo Geológico y del Petróleo (MGP), descubrieron dieciocho (18) que no estaban en el listado oficial de la ANH.

Cada rezumadero encontrado tuvo caracterización, de tipo geológico, estratigráfico y de fluidos (véase Figura 75 y Tabla 13). Posterior a este proyecto se realizó el “Estudio geofísico de los indicios superficiales de hidrocarburos en el sector centro del departamento del Huila – Zona Roja” (Vargas et al., 2014-2016), que permitió determinar la cantidad de asfalto en Zona Roja delimitada por los sondeos geoelectrónico, siendo esta de 216.424 toneladas, lo que lo hace un prospecto de yacimiento interesante de material asfáltico para explotación de asfalto. Este último proyecto tuvo un reconocimiento y ganó el premio regional de innovación ECOPETROL del 2016.

Tabla 13. Localización estratigráfica y geográfica de rezumaderos Asociados al Basamento.

REZUMADERO	LOCALIZACIÓN ESTRATIGRÁFICA	LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	
		COORDENADA ESTE	COORDENADA NORTE
La jagua-garzón	Ngi	822319	727456
El almorzadero	Jt (stock de teruel)	839714	800626
La bocana	Ja (cuarzomonzonita de Algeciras)	874725	802048

Fuente: (Vargas et al., 2014-2016).



REZUMADERO
EL ALMORZADERO



REZUMADERO LA BOCANA



REZUMADERO LA JAGUA

Figura 75. Rezumaderos Asociados al Basamento.

Fuente: (Vargas et al., 2014-2016).

7. REMANENTES

La tarea más importante para el geólogo de producción es ayudar a conseguir más hidrocarburos fuera del yacimiento que trabajan. El geólogo tiene el conocimiento más íntimo de la arquitectura de los yacimientos y es la mejor situación para averiguar dónde se encuentran los volúmenes no producidos de petróleo o de gas. Un área problemática para el moderno geólogo de producción es que los métodos modernos de la geología de producción están tan sesgados hacia el análisis por ordenador que es fácil pasar por alto que ciertos aspectos del trabajo todavía implican usar lápiz, papel, y el poder de pensar. Estas tareas son tan esenciales para el éxito de la operación del subsuelo, es importante que el geólogo de producción no se ocupe solamente en la construcción de modelos geológicos. Una vez que se hace una búsqueda sistemática del resto del petróleo, puede ser sorprendente la cantidad de volúmenes que se pueden encontrar. En esta sección se describirán los distintos patrones en el que el petróleo (y gas) pueden estar varados en los yacimientos. Un flujo de trabajo será seguido a través de dar una metodología para localizar el resto del aceite usando métodos cualitativos y cuantitativos. La clave del método implica la identificación y si es posible validar el número y la ubicación de las células de drenaje en un yacimiento (Medina et al., 2016) .

7.1.1. Dónde pueden quedarse Hidrocarburos

Características geológicas controlan cómo fluye el petróleo a través de un yacimiento. Estructura, sedimentología y diagénesis se combinan para crear vías, pantallas y barreras que mejoran o retardan el movimiento del petróleo hacia los pozos de producción. El petróleo en movimiento tiene que saltar un complejo laberinto 3D para llegar a ser producido. No todo el petróleo se recuperará; una cantidad de este quedará atrapado en callejones sin salida o abandonados en los volúmenes de movimiento lento (Medina et al., 2016).

7.1.1.1. Callejones estructurales y sedimentológicos sin salida

La estructura tendrá una gran influencia en los patrones de petróleo existentes, especialmente en los yacimientos que tienen una moderada a alta densidad de defectos de heterogeneidad. Algunos de los bloques de fallas aisladas permanecerán sin escurrir como resultado de no tener ningún pozo de producción, debido a que los volúmenes más grandes son los más evidentes para oportunidades de perforación. El petróleo del ático es donde el petróleo queda atrapado por culminación estructural generalmente por encima del intervalo de producción más alta de todos los pozos en un campo. Los volúmenes de petróleo del ático pueden ser objetivos comunes para un yacimiento bien barrido (Bjornstad, *et al.*, 1990) (véase Figura 76).

Configuraciones sedimentológicas y estratigráficas pueden crear callejones sin salida. La experiencia con los ambientes de depósito específicas muestra que ciertos tipos de macroformas están mejor barridos que otros. Un ejemplo de facies con volúmenes anulados se produce en los sistemas de turbiditas canalizados, donde a menudo se encuentra que los depósitos de desbordamiento de diques contienen aceite (Medina et al., 2016).

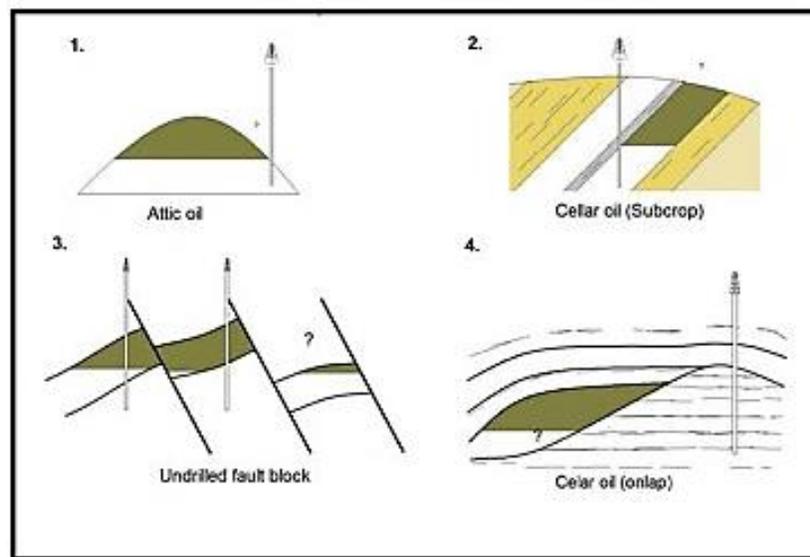


Figura 76. Resumaderos Asociados al Basamento.

Fuente: Modificado por (Medina et al., 2016). Tomado de (Shepherd, 2009)

7.1.1.2.Unidades hidráulicas lentas y bancos de baja resistividad

Cuando un yacimiento se compone de numerosas unidades hidráulicas, algunas de ellas serán más gruesas y más permeables que las otras. Estas unidades hidráulicas rápidas entregarán una parte significativa de la producción de un pozo. Las unidades hidráulicas lentas mostrarán menos producción. El petróleo puede quedarse atrás, tanto que hay posibilidad de que no se producirá todo al final de la vida del campo. Si los medios se encuentran se puede de acelerar la contribución flujo de unidades hidráulicas lentas, entonces puede ser posible recuperar este petróleo de una manera oportuna. Una técnica común consiste en perforar pozos horizontales en unidades hidráulicas lentas. Aunque las permeabilidades son bajas, una longitud suficiente puede permitir alcanzar velocidades de producción razonables (Shepherd, 2009).

La identificación del petróleo en presencia de agua de formación de alta salinidad puede ser difícil porque las mediciones de resistividad no pueden ser utilizadas para distinguir ambos elementos. Causas para los bancos de baja resistividad, estas incluyen (Shepherd, 2009):

- Areniscas delgadas intercaladas con lutitas, limolitas o areniscas arcillosas
- Areniscas con granos recubiertos de arcilla
- Areniscas glauconíticas
- Areniscas con arcilla dispersa intersticial
- Areniscas piriticas
- Areniscas con abundantes clastos de arcilla
- Areniscas de grano muy fino con agua congénita altamente salina

7.1.1.3.Intervalos sin perforaciones

A veces, el método más sencillo de encontrar hidrocarburos no producidos es buscarlos en pozos de producción existentes. Se puede encontrar que sólo una parte del intervalo del

yacimiento en un pozo de producción está perforado. Puede haber intervalos de petróleo o gas sin barrer frente a la sección sin perforar. A menudo, hay una buena explicación para esto. Por ejemplo, zonas con areniscas pueden no ser perforada ya que podría haber un riesgo de producción de arena (Shepherd, 2009).

Un buen ejemplo de aceite atrapado detrás del revestimiento es una zona invadida sin perforar. No habrá sido perforada originalmente esta zona, ya que habría inducido temprana irrupción de agua. Una vez que el pozo ha alcanzado un nivel muy alto de corte de agua y está a punto de ser cerrado, entonces este puede ser el momento adecuado para añadir perforaciones enfrente de la zona invadida. Al adicionar perforaciones en esta etapa proporcionará un impulso positivo a la producción. Estas oportunidades se pueden controlar mediante la compilación de un inventario de intervalos de perforación, una lista de intervalos sin perforaciones con potencial presencia de hidrocarburos. Esto puede ilustrarse para cada pozo por un diagrama que muestra los intervalos perforados junto con las curvas petrofísicas interpretadas (Shepherd, 2009).

7.1.2. Métodos cualitativos para ubicar hidrocarburos remanentes

El método cualitativo principal de la localización de los hidrocarburos remanentes implica mapas superpuestos que muestran los patrones de flujo de fluidos sobre mapas geológicos y volumétricos. Los principales mapas geológicos a utilizar para esto son los mapas de fallas y mapas de litofacies a nivel de las unidades hidráulicas individuales (Shepherd, 2009).

7.1.2.1. Diagramas de burbuja y de barrido vertical

La superposición de los diagramas de burbujas en los mapas geológicos y volumétricos es una técnica de integración de datos. Los diagramas de burbujas de producción acumulada se pueden representar en mapas estructurales y sobrepuestos en mapas de litofacies (véase Figura 77). Estos darán el geólogo una idea de dónde están los puntos clave en el yacimiento y en donde

se pueden localizar las zonas de petróleo pasadas por alto. Los diagramas de burbuja de producción acumulativa también se pueden representar en mapas de espesores de poro de hidrocarburos, en el yacimiento y la unidad de escala hidráulica (véase Figura 77). Los mapas de espesores de poros de hidrocarburos indican donde están los mayores volúmenes de petróleo que se encuentran en un intervalo del yacimiento. Los pozos con altos volúmenes de producción acumulados deben corresponder a las columnas más gruesas de hidrocarburos. Si hay alguna zona de columnas gruesas de hidrocarburos sin ningún pozo, entonces éstas pueden ser posibles localizaciones de nuevos pozos (Shepherd, 2009).

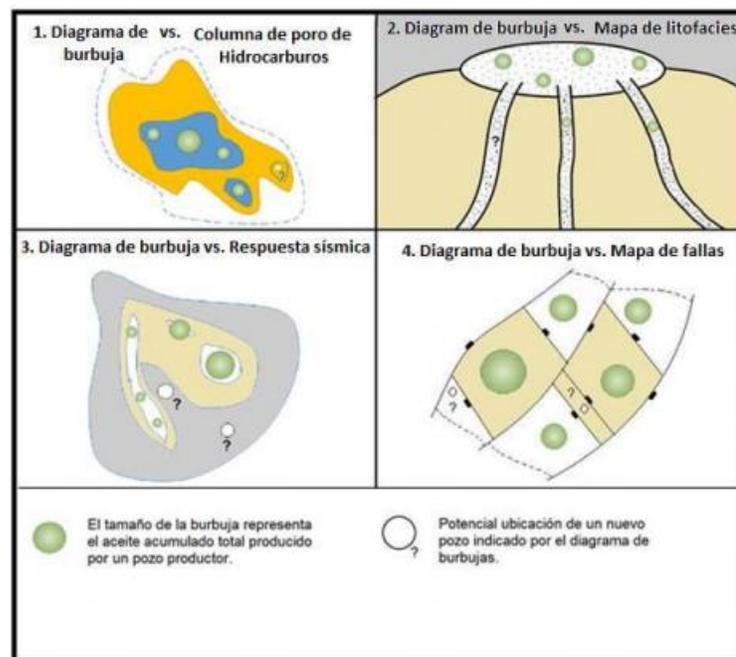


Figura 77. Integración de datos usando diagramas de burbuja.

Fuente: Modificado por (Medina et al., 2016). Tomado de (Shepherd, 2009)

Los patrones se ilustran en los diagramas de barrido vertical. Estos son una serie de secciones transversales de todo el campo que muestra una representación del barrido vertical. Diversos datos pueden ser mostrados en estos diagramas, incluyendo perforaciones, perforaciones aisladas, registro de producción, probador de la formación y los datos de contacto

aceite-agua. También se pueden extraer secuencialmente a diferentes intervalos de tiempo para mostrar la progresión de barrido en el tiempo. Por ejemplo, se observa un diagrama de barrido vertical para un campo. Esto indica dos posibles zonas donde el petróleo no barrido puede ser objetivo (Shepherd, 2009), (véase Figura 78).

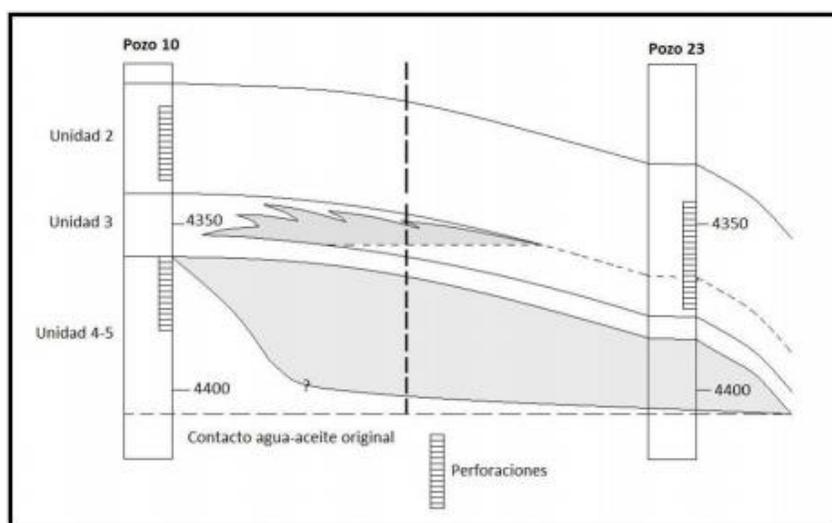


Figura 78. Sección transversal con patrones de barrido vertical.

Fuente: Modificado por (Medina et al., 2016). Tomado de (Shepherd, 2009)

7.1.3. Libro de control

Los mapas de barrido de áreas y secciones transversales de barrido vertical pueden ser compilados y vinculados dentro de un libro de control. Este es un documento que muestra una representación gráfica de los resultados del barrido del campo y la ubicación de los contactos de fluidos en el momento actual. Los mapas de áreas de barrido se realizan para cada unidad hidráulica individual. Los patrones de barrido vertical se ilustran en una cuadrícula regular de las secciones transversales estructurales. El Libro se actualiza sobre una base anual, incorporando los últimos datos de producción. Este es un buen método de recoger zonas potenciales de petróleo pasadas por alto. La técnica también se ha utilizado como un método de evaluación de

campos de antiguos para potencial de petróleo pasado por alto con el fin de evaluar la rehabilitación (Shepherd, 2009).

7.1.4. Métodos cuantitativos para ubicar hidrocarburos remanentes

Los métodos cualitativos mencionados anteriormente se pueden utilizar para calcular dónde es probable que se encuentren los hidrocarburos remanentes. En esta parte se resumen los métodos cuantitativos para hacer esto. Esto implica la definición de las células de drenaje y validar su tamaño al hacer tablas de drenaje. Las tablas de madurez se compilan para cada celda de drenaje, y estos pueden ser examinados para grandes volúmenes de petróleo remanente. Las células de drenaje de bajo rendimiento es probable que sean el objetivo para potenciales volúmenes de petróleo (Shepherd, 2009).

7.1.4.1. Determinar el volumen de aceite móvil no recuperado

La primera tarea es estimar cuánto petróleo móvil no recuperado (UMO siglas en inglés) está presente en el campo bajo evaluación. UMO es el volumen de petróleo móvil restante que está presente después de que el campo ha sido abandonado. La mejor manera de ilustrar el UMO está en un gráfico circular de madurez. El valor de producción detallado del trabajo geológico en un activo maduro señala que lo que antes se consideraba un campo viejo todavía tendrá muchos millones de barriles de petróleo móvil dejados al final de la vida de campo (Shepherd, 2009).

7.1.4.2. Validación del volumen de las celdas de drenaje y gráficos de drenaje

Como se mencionó anteriormente, las celdas de drenaje son volúmenes independientes que actúan como mini yacimientos dentro de un campo. Las celdas de drenaje son, por tanto, los elementos volumétricos importantes en los yacimientos. Los métodos cuantitativos para determinar el aceite restante se aplican a los volúmenes dentro de las células de drenaje. Un

método para validar el volumen de aceite de las células de drenaje es dibujar un diagrama de drenaje. Este método se aplica a los depósitos de agua de unidad inferior (Shepherd, 2009).

Los gráficos de drenaje muestran cómo el contacto agua-petróleo aumenta con el tiempo dentro de una célula de drenaje. El método más simple de mostrar esto es trazar la profundidad de contactos de aceite-agua que se encuentran en los registros de pozos de producción y pozos de relleno postproducciones contra el año de la medición. Estos valores definen una trayectoria de drenaje para la célula de drenaje. El contacto agua-petróleo subirá con la continuación de la producción durante un período de tiempo (Shepherd, 2009).

No se espera que los caminos reales e ideales de drenaje de aceite-agua coincidan exactamente. Para que los valores coincidan, se deben cumplir las siguientes condiciones ideales (Shepherd, 2009):

- El volumen de la célula de drenaje se ha identificado correctamente .
- El valor correcto de saturación de petróleo residual se ha restado del tanque de almacenamiento de petróleo original en sitio para dar el volumen de petróleo móvil.
- El contacto agua-petróleo ha aumentado de manera uniforme como una superficie plana en toda la célula de drenaje.
- La eficiencia de barrido es de 100%.
- No se pierde aceite dentro o fuera de la célula de drenaje.

Es poco probable que todas estas condiciones se den, y es normal que los valores de contacto agua-aceite reales se encuentran por encima de la vía de drenaje teórica.

Para una, célula de drenaje bajo la heterogeneidad limpia que se ha definido correctamente, los valores reales y teóricos no deben ser muy diferentes. Si hay una gran diferencia entre los dos, entonces esta es una información útil, y la razón de la diferencia puede dar lugar a modificaciones del modelo geológico de flujo (Shepherd, 2009).

La razón para una gran diferencia puede ser que la definición original de la célula de drenaje está mal. Cuando, por ejemplo, las profundidades de contacto agua-aceite reales se encuentran por debajo de la vía de drenaje teórico, el volumen de drenaje real es probablemente más grande. A veces los datos de contacto de aceite-agua reales pueden caer en más de una vía de drenaje. Este patrón puede ser que muestra que lo que se pensaba inicialmente para ser una sola célula de drenaje es más probable que comprender dos células de drenaje separados con dos vías de drenaje diferentes (Shepherd, 2009).

Incluso cuando no hay o hay pocos datos directos de movimiento de contacto agua-aceite, un gráfico de drenaje todavía puede resultar útil. El intervalo de perforación de un pozo de aceite que produce no debe estar por debajo del contacto agua-aceite calculado a partir de un diagrama de drenaje. Este tipo de observación puede dar una indicación de que hay grandes volúmenes conectados a un pozo de lo esperado (Shepherd, 2009).

7.1.4.3. Tablas de madurez

Las tablas de madurez se utilizan para la inspección de volumen de aceite que queda en las células de drenaje. La Tabla 1 muestra el aceite en sitio, aceite móvil, el aceite producido acumulativo, reservas estimadas, y el aceite móvil no recuperado (UMO) sobre una base de celda por celda. En la Tabla 14 se muestra que existe un volumen significativo de UMO en las células de drenaje uno y cuatro (Shepherd, 2009).

Tabla 14. Tabla de madurez. STOIIP= Stock Tank Oil Initially In Place

Celda de drenaje	STOIIP (MMSTB)	Aceite móvil (MMSTB)	Producción de aceite hasta enero 31,2016 (MMSTB)	Reservas, A partir de las curvas de declinación (MMSTB)	Aceite móvil irrecuperable (MMSTB)
DC1	58.6	46.9	18.3	2.6	26.0
DC2	58.3	46.6	34.6	2.0	10.0
DC3	36.6	29.3	23.2	6.0	0.1
DC4	59.5	47.6	29.0	4.6	14.0
DC5	213.0	170.4	105.1	15.2	50.1

Fuente: Modificado por (Medina et al., 2016). Tomado de (Shepherd, 2009)

7.1.5. Localización del petróleo remanente

Las tablas de madurez proporcionarán al ingeniero una estimación del aceite móvil no recuperado (UMO) para cada celda de drenaje. La tarea ahora consiste en determinar donde se encuentran los volúmenes de petróleo dentro de la célula de drenaje. Puede ser obvio en un análisis preliminar en cuanto a donde el petróleo remanente se puede encontrar: en un volumen de petróleo del ático o un bloque de falla sin perforar, por ejemplo. En otras ocasiones, puede ser lejos de ser clara, donde el petróleo remanente se encuentra dentro de una célula de drenaje. La razón de esto puede ser que este se asocia con numerosas heterogeneidades a pequeña escala, y se encuentra en forma de parches dispersos de volúmenes de petróleo antieconómicos. Para que una célula de drenaje de un valor de la orientación, debe haber suficiente complejidad reservorio para crear grandes volúmenes de aceite atrapado, pero no tanta complejidad que los volúmenes son irregulares y poco rentable para perforar (Medina et al., 2016) , (véase Figura 79).

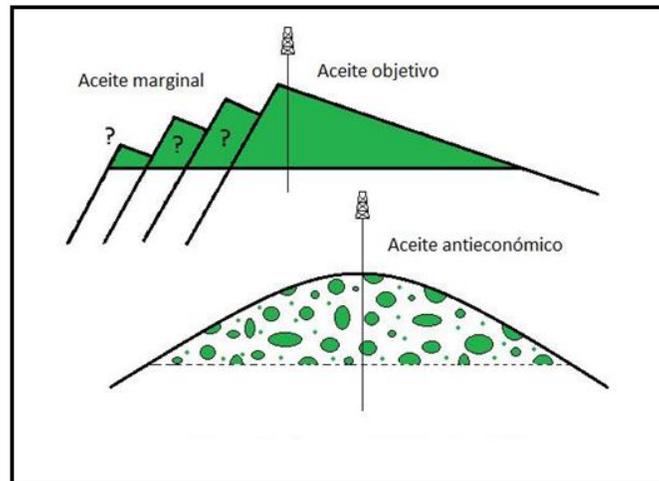


Figura 79. Categorías de aceite remanente móvil.

Fuente: Modificado por (Medina et al., 2016). Tomado de (Shepherd, 2009)

8. CONCLUSIONES

- Para el manual “Geología de producción. Aplicaciones prácticas de técnicas modernas de caracterización geológica de yacimientos convencionales y no el convencionales” se recopiló información actualizada de fuentes bibliográficas confiables. Permitiendo capacitarse en el campo de la geología de producción, desde el punto vista académico y laboral, para el futuro profesional universitario como para ser aplicada en la Industria Petrolera.
- La ingeniería de petróleos en conjunto con la geología de producción se constituye en un arma fuerte para la caracterización de yacimientos, ofrecer mejores oportunidades de recobro mejorado y prospecciones de nuevos pozos para aumentar la producción de un campo.
- En Colombia actualmente hay muchos campos depletados, lo que obliga a la Industria de Hidrocarburos a buscar nuevas alternativas de solución, la geología de producción es un tema que está tomando gran importancia a nivel mundial por tanto es una alternativa grande para el aumento de las reservas y producción de petróleo, tanto en yacimientos convencionales, como en no convencionales.
- El reto para el futuro es conseguir más petróleo de los campos colombianos. Esta posibilidad se abre de mano de la Ingeniería de petróleos y la geología de producción al localizar de manera óptima el petróleo restante, y conseguir estimaciones más confiables de la ubicación de los volúmenes remanentes de petróleo en conjunto con el desarrollo de tecnologías avanzadas y sobre todo como punto clave la economía.
- En el mundo del Petróleo toda operación a realizar en el campo laboral debe ser primero elaborada o simulada con el fin de disminuir al máximo el porcentaje de incertidumbre.

Un correcto análisis de la información adquirida significa para la Industria del Petróleo evitar errores de operación y por ende pérdidas económicas.

➤ El Ingeniero de petróleos debe tener un conocimiento claro de los principios básicos de la geología, como también de cuáles son las etapas de un programa exploratorio que finalmente conlleva a la perforación de un pozo A3.

➤ En la Geología de producción aplicada a un campo petrolero el Ingeniero de petróleos debe manejar la prognosis de todos los pozos de desarrollo, basados en el conocimiento de los programas de exploración.

9. RECOMENDACIONES

➤ Este manual es recomendado como conocimiento base para entender y aplicar de manera eficiente la geología de producción, permitiendo la caracterización del yacimiento. La información recolectada contribuye a evitar errores en la operación en pozo, consecuentemente un aumento de la producción y recobro.

➤ En la realización de una investigación se recomienda una buena integración del grupo multidisciplinario de las diferentes áreas que involucra la caracterización de yacimientos, esto con el fin de garantizar y aumentar la confiabilidad del resultado en la evaluación de producción, reservas y localización de hidrocarburos.

10. BIBLIOGRAFÍA

- Aboudi, R., Hallefjord, Å., Helgesen, C., Helming, R., Jörnsten, K., Pettersen, A.S., Raum, T., Spence, P. (1989). A mathematical programming model for the development of petroleum fields and transport systems. pp 13,25. European Journal of Operational Research vol 43.
- Almon, W. & Davies, D. (1978). Clay mineralogy and well stimulation. DOI: <https://doi.org/10.1306/c1ea52bf-16c9-11d7-8645000102c1865d>
- Amaya, M., Amaya, R., Castaño, H., Lozano, E., Rueda, C., ... Velásquez A. (2010). Casabe: Revitalización de un campo maduro vol.22. Obtenido de https://www.academia.edu/33353430/Casabe_Revitalizaci%C3%B3n_de_un_campo_maduro
- Amit, R. (1986). Petroleum reservoir exploitation: Switching from primary to secondary recovery. pp. 534,549 Operations Research vol. 34.
- Andersen, M., Duncan, B., & McLin, R. (s.f.). Los núcleos en la evaluación de formaciones. Obtenido de <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/2-core-truth-spanish>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2012). Cuenca Valle medio del Magdalena. Obtenido de <https://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/6.%20Informe%20Final%20VMM.pdf>
- Arandia, A. (2018). Caracterización petrofísica y sedimentológica de las arenas del mioceno temprano como potencial gasífero presentes en la cuenca de la guajira, campo chuchupa en el área de influencia del pozo “c1”. p. 116. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. Sogamoso-Boyacá.

- Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos (ACIPET). (2012). Seminario ingeniería de petróleo para no petroleros. Obtenido de <https://docplayer.es/113655629-Perforacion-de-pozos-para-no-perforadores-seminario-ingenieria-de-petroleos-para-no-petroleros.html>
- Barnes, R.J., Linke, P., Kokossis, A. (2002). Optimisation of oilfield development production capacity. pp. 631,636. Computer Aided Chemical Engineering vol. 10.
- Benkherouf, L., Bather, J.A. (1988). Oil exploration: Sequential decisions in the fase of uncertainty. pp. 529-543. Journal of Applied Probability vol. 25.
- Bjornstad T., K. Garder, I. Hundere, and O. B. Michelsen., 1990. Tracer Test In Oil Appraisal And Reservoir Evaluation: State of the art, in J. Kleppe, E. W. Berg, A. T. Buller, O. Hjelmeland, and O. Torsaeter, eds., North Sea oil and gas reservoirs II, 1989: London, Graham & Trotman, p. 261-270
- Bjørstad, H., Hefting, T., Stensland, G., 1989. A model for exploration decisions. pp. 189-200. Energy Economics vol. 11.
- Bjørlykke, K. (2015). ed. Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environments to Rock Physics. Springer, Berlin. DOI 10.1007/978-3-642-34132-8_21
- Buitrago, J. (1994). Petroleum Systems of the Neiva Area, Upper Magdalena Valley, Colombia, in Magoon. pp. 483–498. L.B. and W. G. Dow, eds. The Petroleum System – form source to trap: AAPG Memoir 60. DOI: <https://doi.org/10.1306/m60585c30>
- Campos S. (2011). Análisis de métodos de perforación, recuperación de núcleos y registros – Aplicaciones en la plataforma de Yucatán. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/3612/Tesis.pdf?sequence=1>

Carrillo L. (2006). Descripción del reservorio. Obtenido de

http://oilproduction.net/files/Parte_02_Reservorios_Lucio_Carrillo_Descripcion.pdf

Centro de Formación y Adiestramiento de Petróleos de Venezuela y sus Filiales (CEPET-

PDVSA). (2010). Curso de Geología de Producción para Ingenieros. Tomada de los

módulos 101,104,105, 106,107, 201 y 202 del International Human Resources

Development Corporation. Maraven, S.A. Venezuela. Obtenido de

<http://geologiavenezolana.blogspot.com/2011/03/geologia-de-produccion.html>

Chemical Mine World Ltd. (2017). Imágenes de Gilsonita. Obtenido de

<http://www.gilsonite.org/en/gallery>

Choquette, W & Pray, L. (1970). Nomenclatura geológica y clasificación de la porosidad en

carbonatos sedimentarios. Boletín AAPG, 54. doi: 10.1306 / 5d25c98b-16c1-11d7-

8645000102c1865d

Colombia Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI). Informe EITI

(2016). Obtenido de <http://www.eiticolombia.gov.co/es/informes-eiti/informe->

2016/marco-institucional/sector-hidrocarburos/. DOI: <https://doi.org/10.1596/978-1->

[4648-0612-4](https://doi.org/10.1596/978-1-4648-0612-4)

Cooper, M., Addison, F., Álvarez, R., Coral, M., R.H., G., Hayward, S., Martínez, J., Naar, J.,

Peñas, R., Pulham, A., and Taborda, A. (1995). Basin development and tectonic history

of the Llanos Basin, Eastern and Middle Magdalena Valley, Colombia. American

Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 79, No 10, pp. 1421-1423.

Copyright (2009-2015). Muestra de material rocoso de los recortes de perforaciones petroleras.

Obtenido de <https://www.thecityedition.com/2012/Training3.html>

- Core Laboratories Reservoir Optimization (Core Lab). (2020). Servicios petroleros para caracterización de rocas. Obtenido de <https://www.corelab.com/ps>
- Data log Colombia S.A.S. (2015-2016). Servicios para la Unidad de Logging (LOGGING UNIT). Obtenido de <http://www.datalogcolombia.com/>
- Diaset (2018). Premium perforación diamantina bits, zapatas y equipo. Obtenido de <http://www.diaset.com/wp-content/uploads/2018/04/Spanish-Catalog.pdf>
- Dijkers, A.J. (1985). Geology in Petroleum Production. Developments in Petroleum Science vol. 20, pp. 239. Elsevier Science.
- Dinero (2020). En 'On' planta de Ecopetrol para sacar más crudo. Obtenido de <https://www.dinero.com/empresas/articulo/ecopetrol-inaugura-planta-huila-para-aumentar-produccion-petroleo/188410>
- Farooqui, M.Y & Hou, Huijun. (2009). Evaluación de yacimientos volcánicos. Gujarat state petroleum corporation (GSPC). Gandhinagar, Gujarat, India; Dhahran, Arabia Saudita. Oilfield review, pag.42.
- Geologix. (2018). Análisis de ruptura. Obtenido de <https://www.geologix.com/geosuite-overview/analyze-borehole-breakouts/>
- Gómez, G. (1999). Implementación de pruebas de laboratorio en la Geología del Petróleo. pp. 56-107. Museo Geológico y del Petróleo. Universidad Surcolombiana
- Guevara, S., Salinas, T. & Tada, A. (2004). Un caso de obtención de imágenes sísmicas en zonas complejas de Colombia. Instituto Colombiano del Petróleo – ECOPETROL. Fuente: http://archives.datapages.com/data/colombia_acggp/simp12/p33.htm. Bucaramanga, Colombia.
- Gunnerud, V., Foss, B. (2010). Oil production optimization - A piecewise linear

- model, solved with two decomposition strategies. pp. 1803,1812. Computers & Chemical Engineering vol. 34.
- Gutierrez, C. & Sánchez, C. (2015). Reconocimiento geológico de las rocas Igneas asociadas a la alteración hidrotermal y su relación Con Yacimientos De Hidrocarburos. pp. 42-44 Museo Geológico y del Petróleo. Universidad Surcolombiana. Neiva- Huila.
- Harris, D.P. (1990). Mineral Exploration Decisions: A Guide to Economic Analysis and Modeling. John Wiley & Sons, New York.
- Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAG). (2021). Plancha topográfica 344 IV- A, escala 1:25000. Obtenido de <https://geoportal.igac.gov.co/contenido/consulta-de-planchas>
- Instituto Mexicano del petróleo (IPM). (2013). Aspectos de producción. p.3. Obtenido de <http://www.oilproduction.net/files/Aspectos-de-Produccion.pdf>
- Jakobsson, K. (2012). Producción y exploración de petróleo: acercándose al final del petróleo barato con modelos ascendentes (tesis doctoral, Acta Universitatis Upsaliensis). Upsala
- Jahn, F., Cook, M., Graham, M. (1998). Hydrocarbon Exploration and Production. Elsevier. Amsterdam.
- León, F. (2007). Manual de caracterización de arcillas y su importancia en la industria de hidrocarburos. pp. 79-83. Museo geológico y del petróleo. Universidad Surcolombiana. Neiva-Huila.
- Lozano, U & Sierra, C. (2015). Construcción y montaje de las prácticas de laboratorio en la asignatura sedimentología y geología del petróleo del programa de ingeniería de petróleos. Museo geológico y del petróleo. Universidad Surcolombiana. Neiva-Huila.

- Lui, X. & Civan, F. (1995). Formation damage by fines migration including effects of filter cake. pp. 363 – 383. University of Oklahoma. Oklahoma. DOI: <https://doi.org/10.2118/27364-ms>
- Madero, H. D., Rueda, J. P., Ortiz, A., & Colegial, J. D. (2010). Tesis de grado Análisis estratigráfico para las arenas de la formación Mugrosa en área piloto-implicaciones paleogeográficas. Bucaramanga, Santander, Colombia: Universidad Industrial del Santander.
- Medina, C., Mendez, E. & Montealegre, F. (2016). Manual colombiano de geología de producción aplicaciones prácticas de técnicas modernas de caracterización geológica de yacimientos. pp.118-170. Museo geológico y del petróleo. Universidad Surcolombiana Neiva- Huila.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS). (2014). Términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos. Obtenido de <http://portal.anla.gov.co/documentos/normativa/RES.%200421%20del%2020%20de%20marzo%20de%202014.pdf>
- Mojica, J., & Franco, R. (1990). Estructura y evolución tectónica del valle medio y superior del Magdalena, Colombia. pp. 41-64. Geología Colombiana, vol. 17.
- Morfometría. (2011). Escala de redondez y esfericidad de Krumbein (1982). Obtenido de http://cuencas.fcien.edu.uy/cursos/materiales/Morfometria_sed2011.pdf
- Morton, D. & Woods, A. (1992). AAPG Methods in Exploration Series, No. 10 “Development Geology Reference Manual”. American Association of Petroleum Geologists. pp. 469-

473. Tulsa, Oklahoma. DOI: <https://doi.org/10.1306/99a4d0a7-3318-11d7-8649000102c1865d>
- Palencia, L. & Chavarro, M. (2013). Correlación petrofísica en superficie con subsuelo de formaciones productoras subcuenca de Neiva. pp. 31- 33. Museo geológico y del petróleo. Universidad Surcolombiana. Neiva-Huila.
- Pemex. (2014). Diseño de la perforación de pozos. Obtenido de <http://oilproduction.net/files/Diseno%20de%20perforacion.pdf>
- Paramo, L., Izquierdo, F. & Ramírez, A. (2007). Problemas en Perforación. S.I. Universidad Surcolombiana. Neiva- Huila.
- Pereckas M. (2005). Instrumento de trampa de iones lineal de cromatografía líquida como ejemplo de un dispositivo que puede interactuar con un Sistema de datos de cromatografía. Obtenido de https://www.limswiki.org/index.php/File:LC_and_LTQ.jpg
- Peres, D. & Giordano, D. (1988). Igneous rocks as hydrocarbon reservoirs in Malargue. 29° Simposio Anual de Tala de SPWLA. Sociedad de petrofísicos y analistas de registros de pozos. Argentina.
- Pinzón, C., García, S. & Rodríguez, F. (2009). Modelamiento termodinámico para la inhibición de incrustaciones de carbonato de calcio en sistemas hidrocarburos. Ingeniería y Región, 6, 33–43. Universidad Surcolombiana. Neiva - Huila. DOI: <https://doi.org/10.25054/22161325.809>
- Portafolio (2020). Reservas de petróleo para Ecopetrol llegarían a 7,6 años. Obtenido de <https://www.portafolio.co/economia/colombia-hoy-las-reservas-de-petroleo-para-ecopetrol-llegarian-a-7-6-anos-538275>

- Portal del petróleo. (2016). Trampas petrolíferas, condiciones y ocurrencias. Obtenido de <https://www.portaldelpetroleo.com/2016/04/trampas-petroliferas.html>
- Portal del petróleo. (2013). Pruebas drill stem test (DST). Obtenido de <https://www.portaldelpetroleo.com/2013/08/dst-drill-stem-test.html>
- Posada, C. & López, M. (2010). Perforación de Avanzada Campo Tenay (VSM). Aplicación de modelo geológico en la definición de una trampa sutil. Ecopetrol SA, Departamento de yacimientos y producción. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.111.124>
- Rámon, C., Vidal, G., Rosero, A., Gomez, P. & Borja, H. (2001). Evaluación del modelo geológico del Campo Tello (Valle Superior del Magdalena) y sus implicaciones en 61 programa de desarrollo. Geología Colombiana No.26. Bogotá - Colombia.
- Ramos, J. (2011). Estado del arte de brocas de perforación. Obtenido de <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/784/1/1034302975-2011-2-IP.pdf>
- Reed, M. (1989). Formation damage during drilling and completion. S.I. Chevron Oil Field Research Co. Simposio del Centenario de la SPE en New México Tech. DOI: <https://doi.org/10.2118/20149-ms>
- Romero L. (2009). Elaboración del plan de perforación del pozo CANAGUAY 1. pp.181. Escuela de Ingeniería de petróleos. Bucaramanga.
- Renhesun (2015-2021). Acerca de extracción de muestras. Obtenido de <http://www.renhesun.com/index.php?s=/Home/Page/topic/id/16/lang/xb.html>
- Rueda J. (2016). “En la explotación petrolera la explicación de la palinología y geoquímica no es ciencia ficción”. pp.10-24. Academia de Ingeniería México. Ciudad de México.

- Sahin, A., Menouar, H. & Saner, S. (2003). Patterns of Variation of Permeability Anisotropy in a Carbonate Reservoir vol.13. Proceedings of the Middle East Oil Show. DOI:
<https://doi.org/10.2118/81472-ms>
- Schlumberger. (2004). Introducción al equipo de perforación. Obtenido de
https://www.academia.edu/6455135/Schlumberger_Introduccion_al_equipo_de_perforacion
- Schlumberger. (2012). The expanding role of mud logging. Obtenido de <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/or2012spr03-mudlog>
- Schlumberger. (2021). Bioestratigrafía. Oilfield Glossary. Obtenido de
<https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/b/biostratigraphy>
- Schlumberger. (2021). Sistema depositacional. Oilfield Glossary. Obtenido de
https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/d/depositional_system
- Schlumberger. (2021). Modelado de yacimientos clásicos. Oilfield Glossary. Obtenido de
https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/c/classical_reservoir_modeling
- Schlumberger. (2021). Mapeo de una estructura anticlinal. Oilfield Glossary. Obtenido de
https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/s/structure_map
- Schlumberger. (2021). Sección transversal. Oilfield Glossary. Obtenido de
https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/c/cross_section
- Shepherd, M. (2009). Oil field production geology. AAPG Memoir 91. Published by: The America Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma. DOI:
<https://doi.org/10.1306/M911316>
- Sotasol. (2014). Representación de la geología en tres dimensiones. Obtenido de
<http://www.sotasol.cat/modelizacion-3d-consultoria-geologica.php>

- Soto, C. (1998). Geología de Producción. Filial de Petróleos de Venezuela, S.A. Universidad Corporativa. Maracaibo, Venezuela.
- T.G.T GAMAS S.A.S. (s.f.). Mud Logging. Obtenido de <https://tgtgamas.com/>
- US Geo Supply Incorporated. (s.f.). Comparador de tarjetas de tamaño de grano, translúcido. Obtenido de <https://www.usgeosupply.com/reference-charts/328-grain-size-card-comparator-translucent.html>
- Vargas R. (2016). Informes de Laboratorio. Museo Geológico y del Petróleo. Universidad Surcolombiana. Neiva- Huila.
- Vargas, R., Muñoz, I. , Morales, H., Vargas, J., Trujillo, A. (2014-2016). Caracterización geológica y de fluidos de los indicios superficiales de hidrocarburos en el departamento del Huila. Museo Geológico y del Petróleo (MGP), Grupo de Investigación Ecosistemas Surcolombianos (ECOSURC), Universidad Surcolombiana. Neiva-Huila.
- Veloza, G., Mora, A. & De Freitas, M. & Mantilla, M. (2008). Tesis de Grado Dislocación de facies en el tope de la secuencia cretácica de la subcuenca de Neiva, Valle Superior del Magdalena y sus implicaciones en el modelo estratigráfico secuencial colombiano. Universidad Industrial del Santander. Bucaramanga, Santander, Colombia