

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						  
	CARTA DE AUTORIZACIÓN						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 2

Neiva, 07 de septiembre de 2016

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

EDRY LEISSON MENDEZ DUSSAN, con C.C. No. 1080293025,
CHRISTIAN DAVID MEDINA SERRATO, con C.C. No. 1075236867,
FRANCISCO MONTEALEGRE ANDRADE, con C.C. No. 1082215260,
_____, con C.C. No. _____,

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

Titulado Manual colombiano de geología de producción. Aplicaciones prácticas de técnicas modernas de caracterización geológica de yacimientos.

Presentado y aprobado en el año 2016 como requisito para optar al título de

Ingeniero de petróleos _____;

Autorizo (amos) 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:

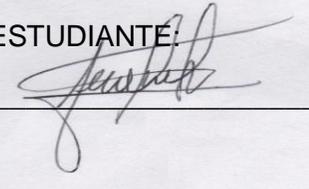
Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.

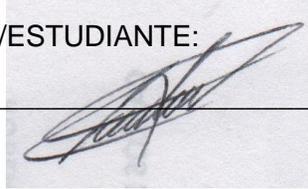
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los 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.

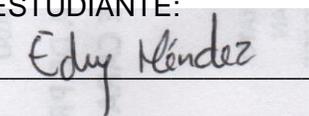
	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						  
	CARTA DE AUTORIZACIÓN						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 2

- 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:
 Firma:  _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:
 Firma:  _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:
 Firma:  _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:
 Firma: _____

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS				  		
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 3

**TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: “MANUAL COLOMBIANO DE GEOLOGÍA DE PRODUCCIÓN”
 APLICACIONES PRÁCTICAS DE TECNICAS MODERNAS DE CARACTERIZACION GEOLOGICA DE YACIMIENTOS**

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
1- MENDEZ DUSSAN	1- EDRY LEISSON
2- MEDINA SERRATO	2- CHRISTIAN DAVID
3- MONTEALEGRE ANDRADE	3- FRANCISCO

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
1- VARGAS CUERVO	1- ROBERTO
2- VELASQUEZ BAHAMON	2- CARLOS

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: INGENIERO DE PETROLEOS

FACULTAD: INGENIERIA

PROGRAMA O POSGRADO: INGENIERIA DE PETROLEOS

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						  
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 3

CIUDAD: NEIVA **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2016 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 173

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas__ Fotografías **X** Grabaciones en discos__ Ilustraciones en general **X** Grabados__ Láminas__
 Litografías__ Mapas **X** Música impresa__ Planos__ Retratos__ Sin ilustraciones__ Tablas o Cuadros **X**

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento: Adobe Acrobat PDF y Office Word

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. <u>registro eléctrico</u>	<u>wireline</u>	6. _____	_____
2. <u>incrustaciones</u>	<u>scale</u>	7. _____	_____
3. <u>sobrebalance</u>	<u>overbalance</u>	8. _____	_____
4. _____	_____	9. _____	_____
5. _____	_____	10. _____	_____

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Para empezar, la observación básica es que 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. Hoy, fuera de la cantidad total de hidrocarburos que ha sido encontrado en Colombia, se espera que solo cerca del 30% de este volumen es óptimo para ser recuperado bajo estimaciones actuales (Revista Ecopetrol, 2014). El restante 70% de hidrocarburos se espera que sea abandonado en los campos petroleros una vez no sea económico producirlo.

Particularmente en Colombia, se estima que las actuales reservas económicamente viables del país llegan a los 2.002 millones de barriles, 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 4.9 años;

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					  	
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	3 de 3

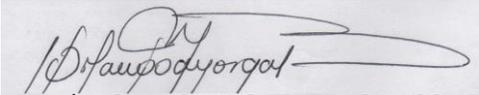
por lo cual es necesario ampliar los conocimientos en el área que permita tomar decisiones acertadas para lograr aumentar reservas; esta es la geología de producción.
 La geología de producción es el área encargada de la caracterización de la roca reservorio, las operaciones de pozo en las que se recolecta 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.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

To begin with, the basic observation is that the amount of oil recovered from the oil fields of Colombia has historically been poor. Generally, more oil has been left behind in the oilfields of what has occurred. Today, out of the total quantity of oil that has been found in Colombia, it is expected that only about 30% of this volume is optimal to be recovered under current estimates (Ecopetrol Magazine, 2014). The remaining 70% of hydrocarbons are expected to be abandoned in the oil fields once become uneconomically produce. Particularly in Colombia, it is estimated that the current economically viable reserves of the country reach the 1,673 million barrels, to continue in the same way without an extended knowledge of the production area, volumes of oil would reach only for continuous production of 4.9 years; so it is necessary to expand knowledge in the area in order to make wise decisions to achieve increase reserves; This is the production geology.
 The geology of production is the area responsible for the characterization of reservoir rock, well operations where the geological data is collected, and the integration of multidisciplinary data to identify opportunities better knowledge of the sites. All this contributes significantly to the optimal exploitation of reserves.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado: Ing. JORGE ORLANDO MAYORGA BAUTISTA

Firma: 

Nombre Jurado: Geo. ISAURO TRUJILLO VASQUEZ

Firma: 

Nombre Jurado:

Firma:

**“MANUAL COLOMBIANO DE GEOLOGÍA DE PRODUCCIÓN”
APLICACIONES PRÁCTICAS DE TÉCNICAS MODERNAS DE
CARACTERIZACIÓN GEOLOGICA DE YACIMIENTOS**

M U S E O
GEOLOGICO
Y DEL **PETROLEO**

**CHRISTIAN DAVID MEDINA SERRATO
EDRY LEISSON MENDEZ DUSSAN
FRANCISCO MONTEALEGRE ANDRADE**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA – 2016**

**“MANUAL COLOMBIANO DE GEOLOGÍA DE PRODUCCIÓN”
APLICACIONES PRÁCTICAS DE TÉCNICAS MODERNAS DE
CARACTERIZACIÓN GEOLOGICA DE YACIMIENTOS**

**CHRISTIAN DAVID MEDINA SERRATO
EDRY LEISSON MENDEZ DUSSAN
FRANCISCO MONTEALEGRE ANDRADE**

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

Director:

**ROBERTO VARGAS CUERVO
MSC Geólogo**

Codirector:

**ING. CARLOS BAHAMON VELASQUEZ
Ing. de Petróleos
MSC Geología del Petróleo**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETROLEÓS
NEIVA – 2016**

Nota de Aceptación

Firma del Director

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, fecha

DEDICATORIA

Dedico esta tesis, Annia Alejandra, mi compañera de vida, por tu belleza y paciencia, a ti hijo Allan David por darme la fuerza para continuar. A mis padres Cilia y Oliverio por su apoyo económico, a mí querida abuela Leonor por sus consejos y enseñanzas. A mis compañeros que en su momento fueron los que me permitieron avanzar: Wilfredo, Victoria, Laura, Yilmar, Hernan, Diego, Marimar, Jesús David, Walter y todos los demás igualmente importantes. A mis Maestros por su paciencia, motivación y ayuda: Roberto Vargas, Ervin Aranda, Ricardo Parra, Luz Marina Botero, Aide Morales, Jairo Sepúlveda. Y por último pero más importante a Dios por darme la fuerza espiritual para poder superar todas las adversidades.

CHRISTIAN DAVID MEDINA SERRATO

DEDICATORIA

A Dios, por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente con mucha sabiduría.

A mis padres Alba Luz y Jose Henry, a mi hermano Yeisber Mauricio y a Arneth Yamid, por creer en mí y porque siempre me apoyaron. Gracias por sus consejos y valores, pero sobre todo por su amor. Esto se lo debo a ustedes.

A mí siempre incondicional novia Lizeth por amarme y apoyarme siempre, por estar conmigo en las buenas y en las malas, esto también te lo debo a ti.

A Todos mis familiares y amigos, que hicieron parte de este camino que siempre creyeron en mí y estuvieron apoyándome durante los momentos difíciles a ellos gracias.

EDRY LEISSON MENDEZ DUSSAN

DEDICATORIA

A Dios, por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente con mucha sabiduría.

A mis padres, quienes con su esfuerzo y dedicación han hecho que esto sea posible.

FRANCISCO MONTEALEGRE ANDRADE

AGRADECIMIENTOS

A Dios por brindarnos la vida y ser sostén de la misma.

Nuestros sinceros agradecimientos al Profesor Roberto Vargas y al Ingeniero Carlos Bahamon, tutores de este proyecto, por su ayuda y dedicación durante el desarrollo de este trabajo.

A todos los grandes amigos que nos acompañaron en las situaciones buenas y malas a lo largo de la carrera y nos ayudaron a sobrellevar cada reto que se nos presentaba.

A la Facultad de Ingeniería de la Universidad Surcolombiana, más que una institución educativa fue nuestro segundo hogar que nos abrió sus puertas y nos permitió surgir como profesionales.

A nuestros profesores que de una manera u otra siempre nos ayudaron en este difícil proceso, darles gracias por compartir sus conocimientos y formarnos cada día no solo como profesional sino también como personas.

CONTENIDO

RESUMEN	16
ABSTRACT.....	18
INTRODUCCION	19
JUSTIFICACION.....	21
1. OBJETIVOS.....	22
1.1 GENERAL	22
1.2 ESPECÍFICOS	22
2. MARCO TEORICO.....	23
2.1 ESQUEMA GEOLOGICO.....	23
2.1.1 GEOLOGÍA DE PRODUCCIÓN Y EL YACIMIENTO	23
2.1.1.1 ¿Qué hace la geología de producción?	23
2.1.1.2 Perforación de un pozo	26
2.1.1.3 Como son perforados los pozos	26
2.1.1.4 Perforación	28
2.1.1.5 Problemas en la perforación.....	30
2.1.1.6 Operaciones en el pozo después de la perforación	31
2.1.1.7 El ciclo de vida del yacimiento.....	33
2.1.2 FUENTES DE DATOS.....	39
2.1.2.1 Administración de datos	39
2.1.2.2 Valor de la información.....	40
2.1.2.3 Tipos de datos	40
2.1.3 PROPIEDADES DE LAS ROCAS	62
2.1.3.1 La evaluación petrofísica.....	62
2.1.3.2 Espesor bruto y neto	63
2.1.3.3 Definición de lo que constituye el espesor neto	64
2.1.3.4 Neto a bruto.....	65
2.1.3.5 Vshale	65
2.1.3.6 Porosidad	65
2.1.3.7 Permeabilidad	66
2.1.4 PREDICCIÓN DE LA GEOLOGÍA EN LOS ESPACIOS ENTRE POZOS	67
2.1.4.1 El problema del muestreo.....	68
2.1.4.2 La heterogeneidad del yacimiento y el problema de la escala	68
2.1.4.3 Corrigiendo el déficit.....	70
2.1.4.4 Registro de Núcleo correspondiente a litofacies	73
2.1.5 YACIMIENTO DE REFERENCIA.....	74

2.1.5.1 Marco de la secuencia estratigráfica	74
2.1.5.2 Estratigrafía de secuencia de alta resolución	75
2.1.5.3 Parasecuencias	76
2.1.5.4 Estableciendo el marco estratigráfico secuencial	78
2.1.5.5 Correlación de registros de pozos	79
2.1.5.6 Geometría del yacimiento y correlación de registros de pozos	81
2.1.5.7 Bioestratigrafía	86
2.1.5.8 Anomalías	87
2.1.6 MAPAS DE LITOFACIES	88
2.1.6.1 Uso de fotografías para el mapeo de litofacies	88
2.1.6.2 Geomorfología sísmica tridimensional 3D	90
2.1.6.3 Determinación de la topografía de la cuenca	91
2.1.7 ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES DE LAS ROCAS	93
2.1.7.1 Propiedades y clasificación por tipos de rocas.....	93
2.1.7.2 Análisis estadístico de las propiedades de las rocas	94
2.1.7.3 Caracterización de la porosidad	99
2.1.7.4 Caracterización de la permeabilidad	102
2.2 CARTOGRAFIA Y SECCIONES GEOLOGICAS	104
2.2.1 CARTOGRAFÍA GEOLÓGICA.....	104
2.2.1.1 Mapas estructurales	105
2.2.1.2 Mapas de grosor	106
2.2.1.3 Otros tipos de mapas	108
2.2.1.4 Cartografía digital	108
2.2.1.5 Secciones estructurales	109
2.2.2 SECCIONES GEOLÓGICAS.....	111
2.2.2.1 Datos	112
2.2.2.2 Secciones estratigráficas.....	113
2.2.2.3 Construcción de secciones estratigráficas	114
2.2.2.4 Secciones estructurales	116
2.3 AMBIENTES SEDIMENTARIOS	118
2.3.1 FACIES DE AMBIENTES FLUVIALES	118
2.3.1.1 Abanicos aluviales.....	119
2.3.1.2 Corrientes entrelazadas	121
2.3.1.3 Barras de meandro.....	122
2.3.2 FACIES DE AMBIENTES DELTAICOS	125
2.3.2.1 Subambientes deltaicos	127
2.3.2.2 Barras de desembocadura	129
2.3.2.3 Clasificación de deltas.....	130
2.3.3 FACIES DE AMBIENTES PRÓXIMO COSTEROS	130
2.3.3.1 Turbiditas.....	134
2.3.3.2 Procesos en zonas costeras	136
2.3.4 EJEMPLOS	137
2.3.4.1 Ejemplo campo Yaguará	138
2.3.4.2 Ejemplo Formación Guaduas.....	142
2.3.5 HERRAMIENTAS ÚTILES PARA LA IDENTIFICACIÓN DE AMBIENTES.....	146
2.3.5.1 Núcleos	147
2.3.5.2 Perfiles	147

2.3.5.3 Datos de perforación	148
2.4 MODELO GEOLÓGICO DEL SUBSUELO	149
2.4.1 MODELO GEOLÓGICO DEL YACIMIENTO	149
2.4.1.1 Obtención de valores.....	150
2.4.2 ENTRAMPAMIENTO DE HIDROCARBUROS.....	151
2.4.2.1 Estratigráficas.....	151
2.4.2.2 Estructurales	152
2.4.2.3 Mixtas	153
2.4.3 RIESGOS GEOLÓGICOS	153
2.4.3.1 Factores	154
2.4.3.2 Fallas.....	154
2.4.3.3 Pliegues.....	155
2.5 REMANENTES	156
2.5.1 DONDE PUEDEN QUEDARSE HIDROCARBUROS	156
2.5.1.1 Callejones estructurales sin salida	157
2.5.1.2 Callejones sedimentológicos sin salida	158
2.5.1.3 Unidades hidráulicas lentas.....	158
2.5.1.4 Bancos de baja resistividad.....	158
2.5.1.5 Intervalos sin perforaciones.....	160
2.5.2 MÉTODOS CUALITATIVOS PARA UBICAR HIDROCARBUROS REMANENTES	162
2.5.2.1 Diagramas de Burbuja.....	162
2.5.2.2 Diagramas de barrido vertical.....	163
2.5.2.3 Libro de control.....	164
2.5.3 MÉTODOS CUANTITATIVOS PARA UBICAR HIDROCARBUROS REMANENTES	165
2.5.3.1 Determinar el volumen de aceite móvil no recuperado	165
2.5.3.2 Validación del volumen de las celdas de drenaje	167
2.5.3.3 Gráficos de drenaje	167
2.5.3.4 Tablas de madurez.....	168
2.5.3.5 Localización del petróleo remanente	170
<u>CONCLUSIONES</u>	<u>171</u>
<u>RECOMENDACIONES</u>	<u>172</u>
<u>BIBLIOGRAFÍA</u>	<u>173</u>

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Disciplinas profesionales dentro de un equipo de subsuelo.....	25
Tabla 2. Socios en el campo Aguas Blancas, Colombia.....	34
Tabla 3. Términos usados en análisis de núcleos.	43
Tabla 4. Reporte típico de análisis de núcleo.	44
Tabla 5. Descripción de los registros.	48
Tabla 6. Principales tipos de registros de producción.....	56
Tabla 7. Ejemplo de tabulación promedios petrofísicos.....	63
Tabla 8. Geometrías típicas de yacimientos.	82
Tabla 9. Ubicación de algunos yacimientos potenciales actuales.....	89
Tabla 10. Tipos de roca del yacimiento carbonatado de Malampaya-Camargo. ...	94
Tabla 11. Términos estadísticos comunes.....	95
Tabla 12. Algunos acrónimos usados en mapeo.	107
Tabla 13. Tabla de madurez. STOIP= Stock Tank Oil Initially In Place.	169

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Equipo de trabajo Ecopetrol inaugurando en Huila planta piloto para aumentar recobro de crudo en campos maduros.....	24
Figura 2. Modelo 3D para el cretaceo del campo Cira Infantas.....	24
Figura 3. Tipos de broca utilizadas para perforar un pozo petrolero.	27
Figura 4. Diferentes equipos de perforación. Drill ship, Jackup rig, land rig y semisubmersible rig.	28
Figura 5. Ejemplo de geometría de un pozo de petróleos.	29
Figura 6. Ciclo de vida del yacimiento Campo Tenay.....	33
Figura 7. Contactos de fluidos en un yacimiento de hidrocarburos.	35
Figura 8. Incertidumbre en el punto de contacto de los fluidos agua-aceite para este caso.....	36
Figura 9. Secciones de fallas.....	37
Figura 10. Litoteca Nacional Piedecuesta Santander.....	42
Figura 11. Ejemplo de fotografías de núcleos.	46
Figura 12. Columna sedimentológica del núcleo.	47
Figura 13. Registro gamma ray.	51
Figura 14. Perfil prueba de formación presión vs profundidad.	55
Figura 15. Registros de producción.....	56
Figura 16. Perfil de producción de un pozo	59
Figura 17. Interpretación estructural y línea sísmica para las zonas de las cuencas Atrato y San Juan.....	60
Figura 18. Sísmica offshore.....	61
Figura 19. Resumen de registros petrofísicos.	63
Figura 20. Niveles de heterogeneidad de un yacimiento.....	69
Figura 21. Asociación de facies para la Fm. Monserrate, porción Norte de la subcuenca de Neiva.....	72
Figura 22. Macroformas de los principales controles sobre el flujo de fluidos dentro de un yacimiento.	73

Figura 23. Perfil de registro gamma ray.	74
Figura 24. Secuencia genética estratigráfica.....	76
Figura 25. Parasecuencias.....	77
Figura 26. Conjunto de patrones de apilamiento en parasecuencias.	78
Figura 27. Correlacion de registros de pozos en el campo Cusiana.	80
Figura 28. Yacimiento en capas	83
Figura 29. Yacimiento en rompecabezas	84
Figura 30. Yacimiento en laberinto	85
Figura 31. Ejemplo de carta de evento bioestratigrafica.....	87
Figura 32. Línea sísmica que muestra las estructuras productoras del campo Tenay y el campo Dina Cretáceo.	90
Figura 33. Mapa registro de facies unidad C3 formación la Mugrosa.....	92
Figura 34. Valores de permeabilidad horizontal medidos en corazones del pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena.....	96
Figura 35. Histograma que muestra una distribución bimodal de los valores en torno a dos picos separados.	97
Figura 36. Distribucion normal.....	98
Figura 37. Distribucion lognormal	99
Figura 38. Mapa de profundidad vs porosidad	100
Figura 39. Relación porosidad y permeabilidad pozo Cira 1880.	104
Figura 40. Mapa isocoro.....	106
Figura 41. Formas de definir el espesor de una unidad de yacimiento.	107
Figura 42. Sección estructural cuenca Caguan – Putumayo.....	109
Figura 43. Secciones transversales equilibradas.	110
Figura 44. Sección estructural Valle Superior del Magdalena.	112
Figura 45. Sección estratigráfica información pozos Infantas-1613 y Llanito-1, cuenca Valle Medio del Magdalena.....	113
Figura 46. Sección estratigráfica 1-1', cuenca Llanos Orientales.	114
Figura 47. Registro de mallado de secciones.....	115
Figura 48. Sección estructural campo Tello.....	117
Figura 49. Principales tipos morfológicos de canales fluviales.....	119

Figura 50. Distribución esquemática de los tipos de depósitos sobre un abanico fluvial.	120
Figura 51. Ejemplo de abanico aluvial en registros eléctricos.	121
Figura 52. Morfología de los ríos entrelazados.	122
Figura 53. Llanura de inundación.	123
Figura 54. Morfología de los ríos meandriformes.	123
Figura 55. Esquema que muestra el proceso de migración de un canal meandriforme por avulsión y el efecto sobre la densidad de sedimentos del canal.	124
Figura 56. Secuencia de meandros en perfiles eléctricos.	125
Figura 57. Arriba: escalas relativas de los deltas con relación a la plataforma y al talud continental.	126
Figura 58. Corte sedimentológico en una secuencia deltaica.	126
Figura 59. Esquema mostrando la acción dinámica de los principales mecanismos hidrodinámicos costeros y la morfología resultante de los depósitos arenosos.	127
Figura 60. Subambientes deltaicos Valle Superior del Magdalena.	128
Figura 61. Facies de arena deltaica – yacimientos en potencia de petróleo y gas.	129
Figura 62. Secuencia de playa y costa progradante (sin canales de marea). ...	131
Figura 63. Morfología esquemática de costa con cordones litorales.	132
Figura 64. Comparación de secuencia de costas micro y mesomareales.	132
Figura 65. Morfología y sedimentos sobre “Tidal Flat”.	133
Figura 66. Contexto paleogeográfico de los abanicos submarinos.	134
Figura 67. Formación de secuencias turbidíticas.	135
Figura 68. Secuencia de Bouma.	136
Figura 69. Columna Estratigráfica Generalizada del VSM.	139
Figura 70. Registro tipo, mapas de arena neta, facies y ambientes análogos para Caballos A y B.	140
Figura 71. Correlación estratigráfica regional para la formación Guaduas.	142
Figura 72. Correlación estratigráfica regional para la formación Guaduas.	143

Figura 73. Mapa de litofacies para T1- Formación Guaduas.....	145
Figura 74. Mapa de litofacies para T2- Formación Guaduas.....	146
Figura 75. Curvas SP (GR), efectos de arcillosidad y tamaño de grano.	148
Figura 76. Modelaje Geológico.....	150
Figura 77. Entrampamiento de Hidrocarburos (Trampas estratigráficas).	152
Figura 78. Entrampamiento de Hidrocarburos (Trampas estructurales).	153
Figura 79. Riesgo Geológico.	155
Figura 80. Callejones estructurales sin salida.	157
Figura 81. Zonas Productivas de baja resistividad en campo Casabe.	159
Figura 82. Inventario de intervalos de perforación.....	161
Figura 83. Integración de datos usando diagramas de burbuja.....	163
Figura 84. Sección transversal con patrones de barrido vertical.	164
Figura 85. Procedimiento para ubicación de petróleo remanente.	166
Figura 86. Detección de celdas de drenaje para aceite móvil irrecuperable.....	169
Figura 87. Categorías de aceite remanente móvil.	170

RESUMEN

Hay preocupación generalizada sobre el futuro de los recursos petroleros. El volumen agregado por nuevos descubrimientos ha declinado desde 1960 mientras la demanda global por hidrocarburos está incrementando como la población mundial. A pesar de los pocos resultados de la exploración de nuevos campos, un significativo volumen de reservas ha sido agregado gracias al mejoramiento de recobro de hidrocarburos de campos existentes. Reserva es el volumen de petróleo que una compañía espera producir de un campo hasta el fin de su vida. Datos recientes sugieren que el volumen encontrado en la exploración comparado con las reservas desarrolladas en campos produciendo no son muy similares.

Para empezar, la observación básica es que 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. Hoy, fuera de la cantidad total de hidrocarburos que ha sido encontrado en Colombia, se espera que solo cerca del 30% de este volumen es óptimo para ser recuperado bajo estimaciones actuales (Revista Ecopetrol, 2014). El restante 70% de hidrocarburos se espera que sea abandonado en los campos petroleros una vez no sea económico producirlo.

Particularmente en Colombia, se estima que las actuales reservas económicamente viables del país llegan a los 2.002 millones de barriles, 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 4.9 años; por lo cual es necesario ampliar los conocimientos en el área que permita tomar decisiones acertadas para lograr aumentar reservas; esta es la geología de producción.

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.

ABSTRACT

There is widespread concern about the future of oil resources. The volume added by new discoveries has declined since 1960 as global demand for oil is increasing as the world population. Despite the poor results of the exploration of new fields, a significant volume of reserves has been added thanks to improved hydrocarbon recovery from existing fields. Reserve is the volume of oil that a company expects to produce a field to the end of his life. Recent data suggest that the volume found in exploring with developed reserves in producing fields are not very similar.

To begin with, the basic observation is that the amount of oil recovered from the oil fields of Colombia has historically been poor. Generally, more oil has been left behind in the oilfields of what has occurred. Today, out of the total quantity of oil that has been found in Colombia, it is expected that only about 30% of this volume is optimal to be recovered under current estimates (Ecopetrol Magazine, 2014). The remaining 70% of hydrocarbons are expected to be abandoned in the oil fields once become uneconomically produce.

Particularly in Colombia, it is estimated that the current economically viable reserves of the country reach the 1,673 million barrels, to continue in the same way without an extended knowledge of the production area, volumes of oil would reach only for continuous production of 4.9 years; so it is necessary to expand knowledge in the area in order to make wise decisions to achieve increase reserves; This is the production geology.

The geology of production is the area responsible for the characterization of reservoir rock, well operations where the geological data is collected, and the integration of multidisciplinary data to identify opportunities better knowledge of the sites. All this contributes significantly to the optimal exploitation of reserves.

INTRODUCCION

El interés de este texto es explorar, ampliar, expandir el conocimiento de cómo los Ingenieros de Petróleos de la mano con la Geología pueden ayudar a obtener más hidrocarburos de los campos existentes de Colombia.

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.

Esta publicación es temática, El primer capítulo del manual es concerniente con lo que puede ser denominado esquema geológico, que describe la metodología de la geología de producción, empezando 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.

En el segundo capítulo se discute todo lo relacionado a la cartografía geológica del subsuelo, las secciones geológicas, construcciones de secciones estratigráficas y los mapas.

El estudio y comprensión de los procesos geológicos actuales, constituyen la base para definir los diferentes tipos de ambientes sedimentarios, ese es el centro del tercer capítulo, investigando su forma de ocurrencia, se puede inferir lo sucedido en el pasado. Cada ambiente particular posee, diferentes tipos de facies cuya identificación es de gran ayuda para los estudios geológicos de yacimientos, este conocimiento ayudara al geólogo y al ingeniero de petróleo a ver patrones similares en los campos en los que trabaje.

Para el cuarto capítulo tenemos la realización del modelo geológico que se inicia con la correlación estratigráfica, 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 la relación entre ellos.

El quinto y último capítulo del manual es un resumen básico de las definiciones empleadas para la ubicación de remanentes en Colombia.

JUSTIFICACION

El objetivo práctico de este documento es elaborar un módulo de geología de producción para Colombia, en el que se recolecte información de temas tales como la caracterización detallada de un yacimiento, ubicación de las reservas remanentes, entre otros; el cual serviría como herramienta didáctica a nivel de pregrado, y al mismo tiempo como guía de consulta en la industria para lograr reducir tiempo y el dinero empleado en la perforación de nuevos pozos, o en la implementación de métodos de recobro, ya que las grandes inversiones que involucran estos procesos, serían más seguras aplicarlas en yacimientos que cuentan con una total caracterización, ya que la incertidumbre es mucho menor.

Actualmente en Colombia no se tiene un documento que reúna todas las especificaciones y procesos de la geología de producción, por esta razón se plantea realizar este documento, añadiendo casos y ejemplos de campos petroleros colombianos.

1. OBJETIVOS

1.1 General

Realizar un manual de geología de producción, que sirva de guía informativa tanto para la academia, como para la industria petrolera colombiana.

1.2 Específicos

- Realizar un manual para las empresas petroleras, geólogos y estudiantes de ingeniería de petróleos para ser utilizado como una bibliografía importante a la hora del reconocimiento de la roca reservorio, el fluido que contiene, además de la evaluación de producción, reservas y localización de hidrocarburos.
- Aplicar los principios de la geología de producción en la descripción de yacimientos y su importancia en la evaluación y producción de las reservas de hidrocarburos en Colombia.
- Ofrecer a la industria petrolera colombiana un manual 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.

2. MARCO TEORICO

2.1 ESQUEMA GEOLOGICO

2.1.1 Geología de producción y el yacimiento

La geología 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.

2.1.1.1 *¿Qué hace la geología de producción?*

La geología de producción toma un papel importante en un equipo de subsuelo; un equipo que dirige la producción para un campo y busca la forma de obtener hidrocarburos fuera de este. Tiene un rol específico, esta es responsable del entendimiento de la estructura geológica del yacimiento y de crear una representación de este, usualmente usando software especializados (véase figura 1 y Figura 2).



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

Fuente: ECOPETROL, 2013.

El objetivo de este modelo es ayudar a entender como la geología influye en el flujo de fluidos dentro de un yacimiento produciendo. Si los pozos se ven rentables, entonces la geología de producción tomara un papel importante en la planeación con los ingenieros de petróleos.

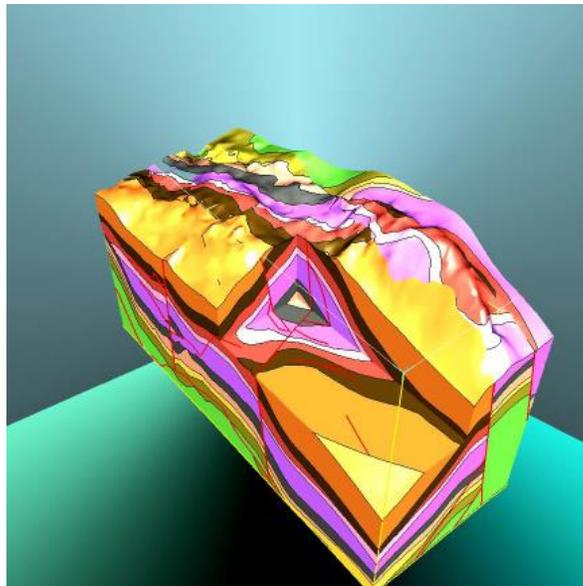


Figura 2. Modelo 3D para el cretaceo del campo Cira Infantas

Fuente: Evaluación integrada de yacimientos del campo Cira Infantas. Ecopetrol 2005

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 (Tabla 1).

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. 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.

Tabla 1. Disciplinas profesionales dentro de un equipo de subsuelo.

Título profesional	Descripción del trabajo
Company Man (Ingeniero de Petróleos)	Dirige y coordina el trabajo de todo el equipo de subsuelo.
Geólogo de Producción	Responsable del entendimiento y modelado del marco geológico del yacimiento. Ayuda a identificar y planear nuevas ubicaciones de pozos.
Geofísico (Geólogo y/o Ingeniero de Petróleos)	Pasa gran parte de su tiempo interpretando datos sísmicos para definir la estructura del yacimiento y la distribución de fallas. Donde datos sísmicos permiten, también se pueden caracterizar los ambientes de depósito, rocas, y las propiedades del fluido.
Petrofísico (Geólogo y/o Ingeniero de Petróleos)	Una tarea clave para analizar los registros por cable para cuantificar las propiedades de las rocas y fluidos del yacimiento en la escala del pozo.
Asistente técnico	Proporciona asistencia técnica al equipo. Esto incluye administración y preparación de datos, y mapeo computarizado.
Ingeniero de Yacimientos (Ingeniero de Petróleos)	Predice la cantidad de petróleo y gas que es probable que produzca un campo, y puede utilizar una simulación por ordenador del comportamiento del yacimiento para analizar cómo el campo se comportará así como tomar la iniciativa en actividades de manejo del yacimiento.
Ingeniero de Producción (Ingeniero de Petróleos)	Responsable de la optimización de todos los aspectos mecánicos de la producción de hidrocarburos desde el pozo hasta las facilidades de superficie.

Químico de Producción (Ingeniero Químico)	Analiza y trata problemas relacionados con la formación de incrustaciones (Scale), la corrosión de metales, fluidos de perforación, la formación de cera, y la precipitación de sólidos entre el yacimiento y las instalaciones de superficie.
Ingeniero de Perforación (Ingeniero de Petróleos)	Planea los aspectos mecánicos de cada operación de pozo, incluyendo la perforación de pozos nuevos.
Economista	Costos y valuación de cualquier actividad económica relacionada con el subsuelo.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology, AAPG

2.1.1.2 Perforación de un pozo

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.

2.1.1.3 Como son perforados los pozos

El método más común usado para perforar pozos es perforar rotando (véase figura 3). Una broca de perforación es roscada al final de una larga sarta de juntas, llamada drill pipe, y 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. Lodo de perforación, 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.



Figura 3. Tipos de broca utilizadas para perforar un pozo petrolero.

Fuente: <https://www.emaze.com/@ACQOLFCF/Final-Topo>

La escala y costo de una operación de perforación difiere entre pozos onshore y offshore. Un pozo onshore es perforado con un equipo relativamente barato (véase Figura 4); en offshore, la operación es mucho más costosa.

En aguas someras, entre 6-45 m (20-150 ft) de profundidad, la perforación es dirigida con un equipo de jackup (jackup rig). Un jackup es un equipo que tiene tres o más patas sentadas en el suelo del mar. En aguas moderadamente profundas (más de 45 m [150 ft] de profundidad), se usa un equipo flotante o semisumergible. El equipo semisumergible es mantenido en su lugar por varias anclas.

En aguas profundas, un buque de perforación es la opción preferida. Aguas profundas son definidas como aguas con profundidades entre 500 y 2000 m (1640

y 6562 ft). El buque de perforación es mantenido en su lugar por posicionadores dinámicos (véase Figura 4). Los computadores calculan constantemente la posición del buque de perforación usando tecnología de sistemas de posicionamiento global o respuestas de señales transferidas desde el fondo del mar. Las señales son enviadas a las hélices y a los propulsores laterales q están a un lado de la nave. Estos re ajustan la ubicación del barco para mantenerlo estable contra las fuerzas del viento y las corrientes de agua.



Figura 4. Diferentes equipos de perforación. Drill ship, Jackup rig, land rig y semisubmersible rig.

Fuente: www.google.com.co

2.1.1.4 Perforación

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 (véase Figura 5). 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.

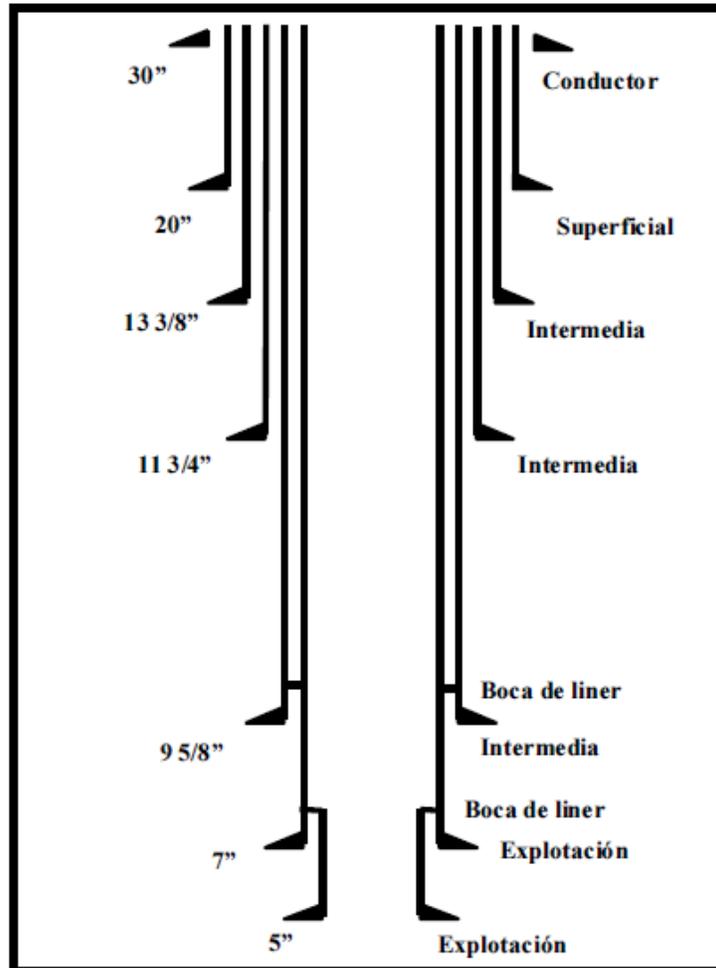


Figura 5. Ejemplo de geometría de un pozo de petróleos.

Fuente: Diseño de la perforación de pozos

Un pozo típico tiene una geometría similar a un telescopio invertido, con el tamaño del hueco y el diámetro del casing decreciendo a medida que aumenta la profundidad del hueco. Un liner es un tipo de casing que no recorre todo el pozo, en cambio, este cuelga dentro de la parte baja del casing string (véase Figura 5).

Es necesario cambiar la broca frecuentemente porque esta se desgastara y se hará ineficiente después de varios días de perforación. Cuando esto pasa, la tubería de perforación completa debe ser jalada fuera del hueco y entonces una broca nueva

será puesta. Esta operación es conocida como tripping. Un viaje doble, o round trip, puede tomar 12 horas o más en las secciones más profundas del pozo.

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.

Algunas veces el equipo de subsuelo requerirá que el intervalo del yacimiento sea corazonado. Este es transportado en un barril especial de corazonamiento puesto al final del ensamblaje de perforación una vez que la broca ha sido removida. Un coring head con forma de dona cortará un cilindro de roca del yacimiento, y el núcleo cortado se deslizará dentro del barril de corazonamiento, usualmente entre 18-27 m (60-90 ft) de largo. Una vez lleno, el barril de corazonamiento es arrastrado hasta la superficie para ser recuperado. Varios viajes de extracción de muestras (coring) pueden ser requeridos para corazonar un intervalo de interés del yacimiento. Dado el tiempo de viaje por extracción de muestra y el costo de un día del equipo que en Colombia ronda los \$205.700 dólares, una operación de extracción de muestras es costosa (American Petroleum Institute, Schlumberger, Environmental Law Alliance Worldwide, Rigzone, Information Handling Services, Oil and Gas Investments, 2015).

2.1.1.5 Problemas en la perforación

A veces, algo sale mal y una pieza del equipo cae al pozo, por ejemplo, el drill pipe (tubería de perforación). La perforación se detendrá a menos que el objeto caído o pescado (fish), así se conoce, sea 'pescado', que es, físicamente sacado del hueco. Herramientas especializadas están disponibles para operaciones de pesca. Algunas veces la operación de pesca puede durar varios días.

De vez en cuando, el hueco se colapsa sobre sí mismo. Esto sucederá donde la tensión de la tierra exceda la fuerza de la roca. Secciones de sal o shale poco profundos que contienen arcillas sensibles al agua son propensas a esto. Arcillas sensibles al agua pueden expandirse al reaccionar con los fluidos de perforación, particularmente lodos de baja salinidad. Esto puede provocar que las paredes del pozo se hinchen y atrapen la broca. Una decisión puede ser hacer una ramificación y el hueco abandonado, esto es llamado sidetracking.

Otro problema que puede ocurrir es pérdida de circulación, por lo cual el lodo de perforación se pierde en grandes cantidades dentro de fracturas o intervalos de alta permeabilidad. Adicionar materiales fibrosos al lodo solucionará el problema. Esto obstruye la zona de pérdida de circulación y previene futuras pérdidas. A estos problemas se le suman cantidad de inconvenientes, tenemos por ejemplo arremetidas, incendios, reventones y atascamientos entre los más frecuentes, cabe mencionar que estos no son los únicos problemas a la hora de la perforación.

2.1.1.6 Operaciones en el pozo después de la perforación

Una vez que el yacimiento ha sido perforado, la perforación empezará a detenerse. El fondo del pozo es llamado total depth o TD para abreviar. En este punto, la tubería de perforación es sacada y el registro puede ser corrido. Los registros son herramientas de evaluación corridas al final de un cable largo que registran variaciones en las propiedades físicas de la roca yacimiento y fluidos dejados en la perforación. Con esto es posible construir una imagen detallada de la litología y fluidos del yacimiento basados en varios tipos de log response. Por ejemplo, algunos registros darán la porosidad del yacimiento de un intervalo determinado. La porosidad es la fracción o porcentaje del volumen de espacio vacío en la roca relativo al volumen total.

Algunas veces el pozo resulta malo por lo que es tapado y abandonado. El pozo no es apto para producir y no es favorable ser usado. Para evitar cualquier fuga de hidrocarburos en la superficie, el pozo es aislado con tapones de cemento. Sin embargo, si los registros indican que el pozo es propicio para producir un volumen económicamente significativo de hidrocarburos, entonces este será completado. En

un pozo típico de producción, el yacimiento será aislado con un casing o un liner. Los anulares entre la roca y el liner son llenados con cemento. Estos recursos hacen posible perforar, que es hacer un hueco, poner un liner en un intervalo específico del yacimiento al que se pueda acceder para producción o inyección. Alternativamente, un liner pre insertado puede ser usado, o, en rocas muy duras como limestone, el hueco puede dejarse abierto.

Tubería de producción será entonces instalada en el pozo. Este tiene una tubería de diámetro reducido, que aísla el hidrocarburo producido del resto del pozo en el camino hasta superficie. El diámetro del tubing puede ser ajustado para una rata de flujo óptimo para los fluidos producidos.

En ocasiones, la rata de producción de un pozo nuevo es menor de la esperada; técnicas están disponibles para mejorar la producción cuando esto sucede. La roca del yacimiento puede ser hidráulica mente fracturada por inyección de fluidos a altas ratas en la cara del pozo. Algunos yacimientos pueden ser acidificados por la adición de ácidos para disolver materiales solubles en ácido en un área cercana a la cara de pozo. Esto puede mejorar la permeabilidad local, la capacidad de flujo de la roca. La acidificación puede ser particularmente efectiva en aumento a la cercanía de la porosidad del pozo en yacimientos de carbonato y sandstone con rocas con carbonato o cementos solubles en ácidos.

Para terminar, el pozo es puesto en prueba de producción y llevado a un separador. Una buena rata de producción para un pozo offshore es alrededor de 20,000 BPD; un barril equivale en volumen a 0.159 m^3 (5.6 ft^3). Los fluidos son producidos directo a un separador, una gran serie de procesos para separar los fluidos producidos en aceite, gas, agua y sólidos no deseados.

Más tarde en la vida de un pozo, puede haber razones para hacer una intervención en el pozo, por ejemplo para correr un registro de producción. Este puede ser usado para obtener información sobre la fuente de agua que está ingresando a la producción del pozo. Algunos pozos producen agua junto con aceite. El agua mezclada con el aceite que fluye hasta superficie incrementará la densidad de los fluidos dentro del tubing, y la rata de producción disminuirá. El agua producida puede ser aislada con un tapón aislante en el pozo.

Los pozos también pueden ser worked over. Esto implica la reparación de la tubería de trabajo o equipo en el pozo, o sacarlos de operación para mejorar la producción del pozo. Por ejemplo, los ingenieros pueden querer instalar un sistema de gas lift en el pozo. El gas es inyectado por la parte superior del pozo y pasa a través de las válvulas del tubing de producción. Esto disminuye la densidad de la columna del fluido producido y aumenta la rata de flujo. El gas se expandirá y subirá a través del tubing dando un levantamiento adicional.

2.1.1.7 El ciclo de vida del yacimiento

Esto es usado metafóricamente para referirse a la vida de un yacimiento (véase Figura 6). En los primeros años, el yacimiento producirá vigorosamente con pocas dificultades.



Figura 6. Ciclo de vida del yacimiento Campo Tenay.

Fuente: Perforación de avanzada del campo tenay (vsm). Aplicación de modelamiento geológico en la definición de una trampa sutil.

Cuando el campo madura, no obstante, numerosos problemas pueden presentarse y eventualmente, la energía del yacimiento y la producción declinan, el campo es abandonado. El capítulo muestra como el rol de la geología de producción cambia

de acuerdo a cada etapa de la vida productiva del yacimiento. 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. Descubrimiento y evaluación

Las compañías petroleras siempre están explorando por nuevos campos de aceite y gas para mantener la economía, algunas veces tienen éxito, otras no. La exploración puede ser una forma espectacular de gastar millones de dólares con nada para mostrar. 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.

Tabla 2. Socios en el campo Aguas Blancas, Colombia

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

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. ECOPETROL

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.

Después de que un pozo descubierto ha sido perforado, el siguiente paso es evaluar el nuevo descubrimiento. El objetivo es decidir si el nuevo yacimiento de hidrocarburo producirá suficiente gas o aceite que sea rentable para la sociedad. El desarrollo de un nuevo campo requiere de una enorme inversión, y es necesario juzgar cuidadosamente si vale la pena correr el riesgo. Esta responsabilidad es asignada a un grupo de desarrollo al interior de la compañía operadora, cuyo objetivo final es recomendar a los directivos y socios sí o no 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 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.

Para evaluar el hidrocarburo in situ, varias preguntas básicas necesitan ser respondidas en esta etapa. ¿Dónde están los contactos entre fluidos? Por ejemplo, ¿dónde está el contacto agua-aceite (véase Figura 7)?

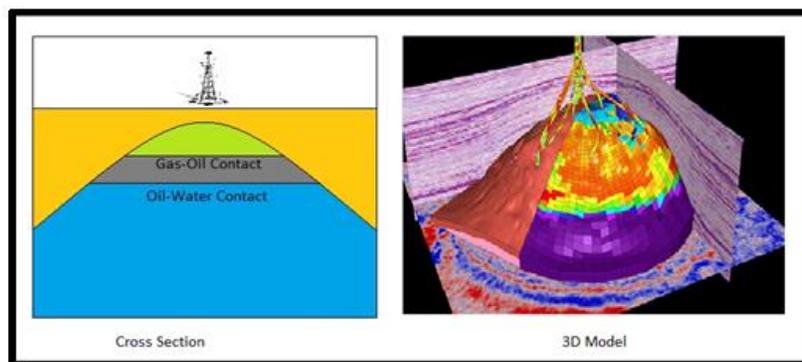


Figura 7. Contactos de fluidos en un yacimiento de hidrocarburos.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. www.google.com.co

El contacto agua-aceite es la base de la producción efectiva de la columna de aceite. Algunos campos tendrán una capa de gas sobre la columna de aceite. La base de la capa de gas es un contacto gas-aceite. Para un campo de gas sin capa de aceite, la base de la columna de gas es un contacto gas-agua.

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 8). Otros pozos pueden necesitar bajar más para determinar el contacto de los fluidos.

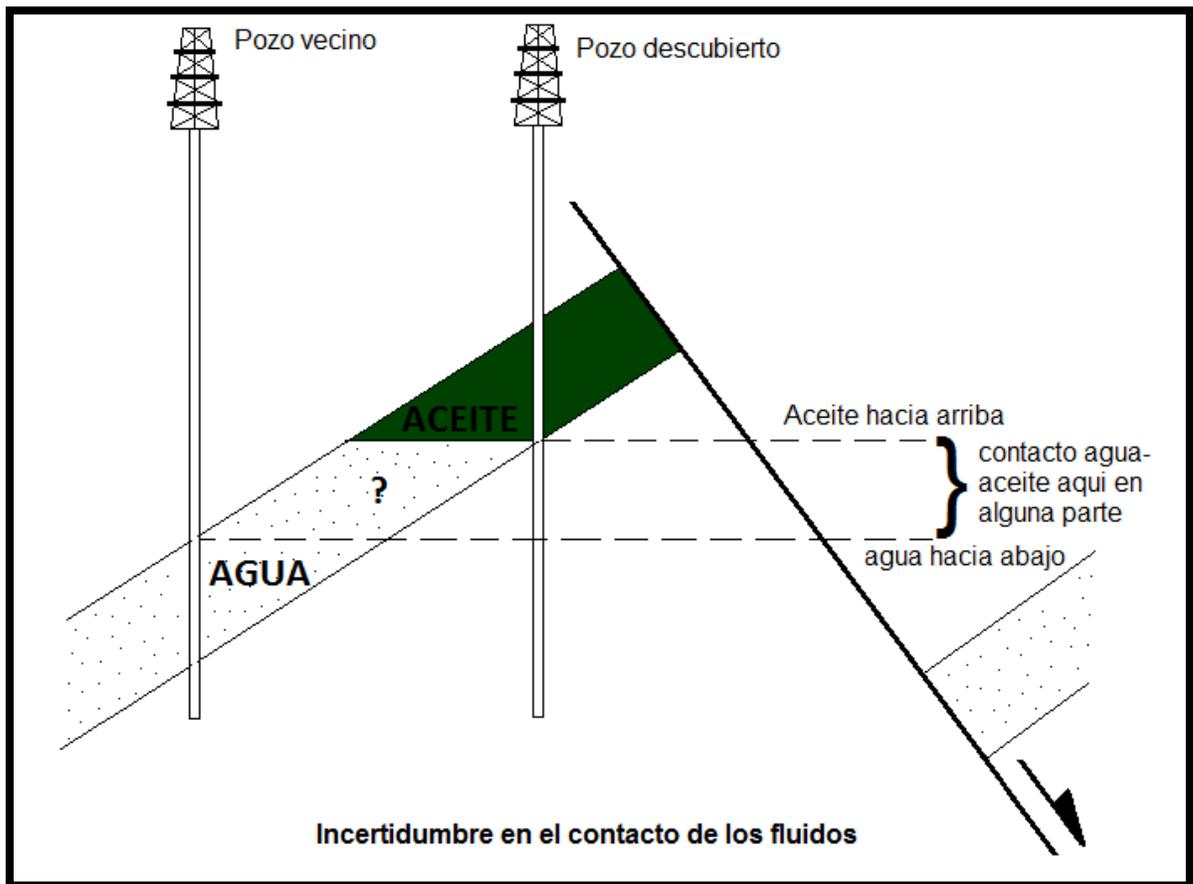


Figura 8. Incertidumbre en el punto de contacto de los fluidos agua-aceite para este caso.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

Otra pregunta que aparece en este momento concierne sobre si el yacimiento esta comunicado por todas partes o está dividido en varios compartimientos aislados tanto que tomará más pozos para ser desarrollado (véase Figura 9). Si muchos pozos caros son requeridos para una rata de flujo aceptable del campo nuevo, ¿el proyecto aún será rentable después de que los pozos hayan sido pagados?

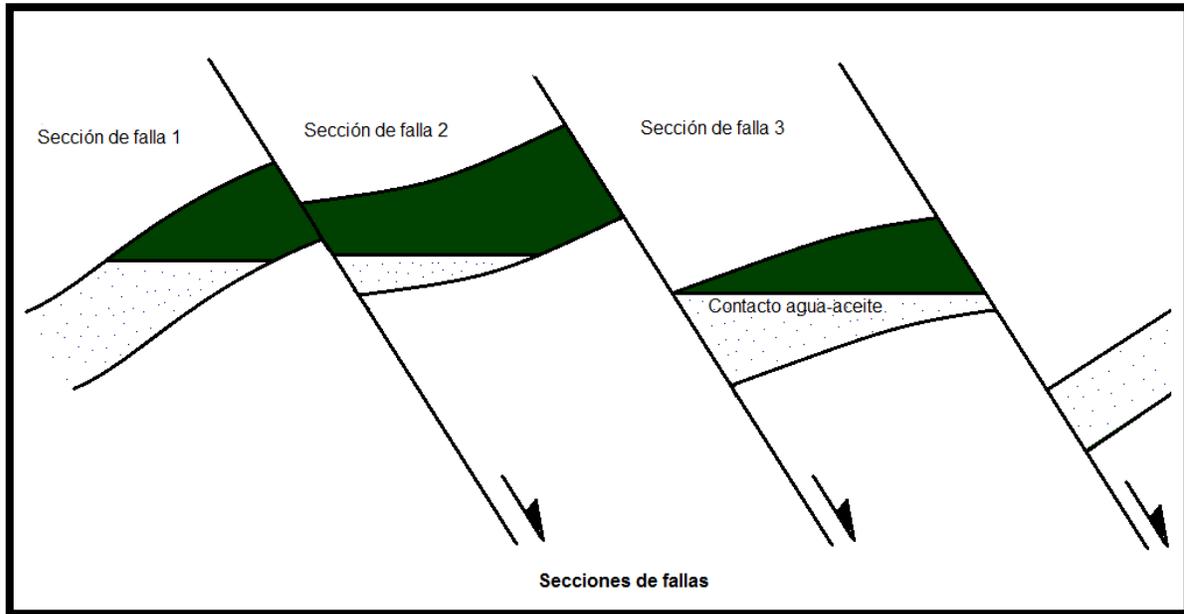


Figura 9. Secciones de fallas.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

2. Pozos exploratorios

En esta etapa, la data disponible para el desarrollo del equipo comprende los resultados del pozo descubiertos más los resultados sísmicos. Esto puede no ser suficiente para tomar una decisión sensata para desarrollar un nuevo campo, si los resultados iniciales se ven prometedores. Por lo menos un pozo más es requerido para obtener un adecuado entendimiento del volumen in situ. Para campos más grandes y complejos, varios pozos exploratorios pueden ser requeridos.

Perforar pozos exploratorios puede ser costoso, mucho más en offshore que en onshore. Por ejemplo, el costo de perforar un pozo poco profundo onshore en Colombia es usualmente menos de \$11 millones de dólares, pero offshore, el costo

ronda desde los \$17 millones de dólares. Los costos pueden ser hasta más de \$100 millones por dificultad de aguas profundas. La decisión de seguir con el hallazgo en evaluación puede dejar de ser un obstáculo en casos onshore porque en estos no hay tanto dinero en riesgo (American Petroleum Institute, Schlumberger, Environmental Law Alliance Worldwide, Rigzone, Information Handling Services, Oil and Gas Investments, 2015).

3. Yacimientos inciertos en la etapa de evaluación

Aún después de que algunos pozos de evaluación han sido perforados, existirá gran incertidumbre del volumen de hidrocarburos en el yacimiento y como deben ser ejecutados los campos. Sin embargo, más data habrá sido adquirida, y el resultado total habrá reducido el riesgo de perder dinero, aunque la posibilidad de pérdida económica no es totalmente eliminada.

Mucha de la data ganada en esta etapa es data estática, data que puede ser usada para entender la forma, almacenamiento, y propiedades del yacimiento de hidrocarburo bajo investigación. Siempre será necesario obtener data dinámica, data que de una idea de tasas de flujo óptimas para la futura producción de pozos. Drill Stem Test pueden ser conducidos en los pozos de evaluación. Un drill Stem test es un completamiento temporal de un pozo que permite determinar rata de flujo, presión y composición del fluido. Si una significativa incertidumbre se aclara en cuanto a un largo periodo del comportamiento de la producción del yacimiento, se puede tomar una decisión para proceder a extender el well test. Un solo pozo es puesto en producción por lo menos cuatro días y algunas veces mucho más, varios meses por ejemplo. Esto puede determinar que el yacimiento de hidrocarburo tiene suficiente volumen para mantener la producción por un período de tiempo suficiente sin demasiada pérdida de presión. Si la presión cae considerablemente después de solo unos pocos días de producción, el volumen contable es probablemente pequeño y es probable que el yacimiento no sea una propuesta comercial.

Algunos tipos de yacimientos requieren evaluación más cuidadosa que otros. Por muy simple relativamente que sea un yacimiento, incluye superficie costera y turbiditas laminares, los campos de evaluación pueden ser sencillos. Algunos

yacimientos en estos sistemas son de tipo shell del que el equipo de subsuelo puede referirse como high rate high ultimate (HRHU) yacimientos de recobro. 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.

2.1.2 Fuentes de datos

Una gran cantidad de datos está disponible para el geólogo de producción para la evaluación del yacimiento. Muchos de los datos habrán sido costosos de adquirir, particularmente si se obtiene de pozos offshore. Por ejemplo, el núcleo tomado de una operación de perforación en una plataforma de perforación offshore puede haber costado más de un millón de dólares para recuperarse. Es obligación tener mucho cuidado de los datos y asegurarse de que la información sea accesible, ya sea como papers bien organizados o como datos en una unidad compartida de computador.

2.1.2.1 Administración de datos

Los archivos de datos almacenados en un ordenador deben estar etiquetados con las iniciales del creador, una fecha y una idea de la importancia de los datos, por ejemplo, "Ms el 31 de mayo de 2016, mapa de profundidad superior del depósito final." Los archivos de pozos son compilados con todos los datos disponibles recogidos en una base pozo por pozo. Una buena gestión de datos puede marcar la diferencia entre un proyecto que está bien organizado y eficaz, y uno que es desorganizado e ineficiente.

2.1.2.2 Valor de la información

La obtención de datos en un entorno de campo de petróleo es caro; por lo tanto, es necesario justificar la economía de la recopilación de la información. En la etapa temprana de la vida de campo, el valor de la información es enorme, los datos son esenciales para la evaluación de yacimientos. Más adelante en la vida de campo, se hace más importante para justificar el gasto de los datos. La nueva información debe ser obtenida sobre la base de que mejora significativamente el valor del proyecto y reduce el riesgo de inversión de la compañía.

2.1.2.3 Tipos de datos

Un geólogo de producción usará data de varias fuentes. Estas 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. Data de registros de lodo (mud logging)

Los registros de lodo en el equipo vigilarán los parámetros de perforación durante la operación, y se resumen gráficamente como un registro de lodo. El registro de lodo incluirá un registro de la litología. Este es un gráfico de profundidad que muestra en forma gráfica el porcentaje de las diferentes litologías en cada muestra de corte que se recuperó durante la perforación del pozo. Se hará una descripción escrita de la litología de los recortes de perforación. Acompañando a la litología de registro va un registro de la velocidad de penetración de la broca. Esto es un

indicador de la litología; la arenisca normalmente se perfora más rápido que el shale, por ejemplo. Cualquier problema encontrado o cambios en los parámetros de perforación serán reportados en los márgenes del registro de lodo. La presencia de muestras de petróleo será notada. El retornos de gas y los análisis de cromatografía de gases se supervisan y se grafican vs profundidad. Retornos elevados de gas son una señal de que un yacimiento de hidrocarburos puede haber sido perforado. Concentraciones significativas de los alcanos superiores en la cromatografía puede indicar que una zona de petróleo ha sido penetrada. El registro de lodo se utiliza como un primer paso, indicación cualitativa de la presencia de depósito y calidad. Una representación más detallada y precisa estará disponible una vez que los registros por cable se han realizado e interpretado. Los registradores de lodo también recogen bolsas de muestras de roca de corte a intervalos regulares mientras el pozo se está perforando. Estos pueden ser utilizados más tarde para el análisis bioestratigráfico y litológico.

2. Data de núcleos (core data)

El geólogo utiliza los datos principales para proporcionar una descripción sedimentológica y análisis de la propiedad de la roca para el modelo geológico de entrada. Las empresas de servicios especializados realizan el análisis de núcleos. Propiedades de las rocas, tales como porosidad y permeabilidad se miden en tapones de núcleo de corte del núcleo. Estos son de unos 2,5-5 cm (1 o 1,5 pulgadas) de diámetro y aproximadamente 2,5-5 cm (1-2 pulgadas) de largo. Los tapones se cortan horizontalmente a una frecuencia de tres a cuatro muestras por metro o cada pie para las compañías petroleras que utilizan medidas internacionales. Tapones de núcleo verticales también se pueden cortar cada 1,5 m (5 pies) por ejemplo. En ocasiones, grandes piezas de núcleo completo de diámetro se utilizan para la medición de propiedades de las rocas en lugar de tapones de núcleo pequeños. Esto puede ser una manera más significativa de establecer las características del yacimiento para las litologías más complejas, tales como carbonatos.

Otros miembros del equipo de subsuelo también utilizarán los datos básicos. El petrofísico utiliza datos fundamentales para calibrar la medición de propiedades de las rocas a partir de datos del registro de líneas de cables. El ingeniero de yacimientos obtiene datos para los diversos parámetros del yacimiento necesarios para comprender la física de distribución de fluido y flujo. Propiedades tales como la presión capilar y permeabilidad relativa se miden mediante un análisis especial de núcleo, y esto se hace referencia por la sigla SCAL. El geólogo frecuentemente solicitara al ingeniero de producción que le proporcione muestras de núcleos para pruebas de laboratorio. El objetivo es garantizar que los diversos tratamientos químicos de fondo de pozo no reaccionan con la roca o el fluido de poro para tapar los poros y deteriorar la productividad.

El núcleo es laminado una vez que todas las muestras han sido tomadas y las mediciones se hayan completado. Se cortó en tres secciones verticales abajo de la longitud del núcleo. La parte intermedia se mantiene como un núcleo de referencia para su estudio por el geólogo. Se coloca en un marco de madera y situado en resina o pegado a una base firme. Esta parte del núcleo se mantendrá en una litoteca (véase Figura 10).



Figura 10. Litoteca Nacional Piedecuesta Santander.

Fuente:<http://hsbnoticias.com/noticias/economia/ecopetrol-estrena-moderna-litoteca-en-piedecuesta-santander-175080>

Las otras dos secciones del núcleo, se hace referencia como el medio de corte, se mantienen para el muestreo subsiguiente:

✓ Programas de corazonamiento (coring programs)

Núcleos representativos deben ser tomados de pozos en todo el campo. El objetivo es tener cubierto áreas clave del campo. Idealmente, todas las diversas unidades de depósito deben ser corazonadas. El intervalo de depósito entero debe ser corazonada en al menos un pozo si es práctico.

Los Núcleos se toman comúnmente en la etapa de exploración y evaluación, aunque en algunos de los pozos de producción también pueden ser corazonadas. Es inusual tomar un núcleo en la etapa madura de desarrollo del campo; Sin embargo, puede haber razón para hacer esto si el valor de la información puede ser justificado.

✓ Reporte del análisis de núcleos (core analysis report)

La compañía de análisis de núcleos proporcionará dos informes una vez el trabajo ha sido completado. El primero es el informe de análisis de núcleos. Esto puede incluir los datos siguientes: permeabilidad horizontal, la permeabilidad vertical, porosidad, saturación de agua, saturación de aceite, densidad de grano y, a veces una breve descripción de la litología del tapón de núcleo (Tabla 3).

Tabla 3. Términos usados en análisis de núcleos.

Dato del núcleo	Qué significa
Permeabilidad	La medida de la facilidad de movimiento de un fluido a través del espacio poroso en una roca
Permeabilidad horizontal	Tapones de núcleo se cortan en paralelo a los planos de estratificación en el núcleo, y los valores de permeabilidad horizontales se miden a partir de estos.
Permeabilidad vertical	Una menor cantidad de tapón de núcleo se corta ortogonal a los planos de estratificación en el núcleo, y los valores de permeabilidad vertical se miden a partir de este.
Porosidad	La fracción decimal o porcentaje del volumen de espacio vacío (poros) dentro de la roca sobre el volumen total de roca.

Saturación de agua	La fracción decimal o porcentaje del volumen de agua total relativo al volumen de fluido total (agua con hidrocarburo) en el espacio poroso.
Saturación de aceite	La fracción decimal o porcentaje del volumen total de aceite relativo al volumen total de fluido en el espacio poroso.
Densidad de grano	La densidad de los granos constitutivos que componen el sedimento en el tapón de núcleo.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016.Oil field production geology, AAPG

Un listado será facilitado en base pie por pie (o su equivalente métrico) de las propiedades de las rocas medidos en el laboratorio (Tabla 4).

Tabla 4. Reporte típico de análisis de núcleo.

Núcleo 1 2244.81-2300.10 m (7364.82-7546.25 ft)							
Muestra	Profundidad	Permeabilidad horizontal	Permeabilidad vertical	Porosidad	Saturación de petróleo	Saturación de agua	RHOG ±±
1	2244.95	838.00		15.7	52.30	3.4	2.65
2	2245.24	2180.00		16.1	46.20	3.3	2.64
3	2245.51	995.00		15.0	50.30	3.6	2.64
4	2245.78	766.00		14.9	48.50	3.5	2.65
5	2246.25	165.00		12.2	41.20	10.2	2.65
6	2246.50	474.00	390.00	15.9	51.50	3.4	2.65
7	2246.95	521.00		15.3	42.60	8.1	2.64
8	2247.75	260.00		12.4	49.70	7.2	2.65
9	2248.05	374.00		15.7	52.40	6.8	2.64
10	2248.25	88.90		14.1	50.10	10.2	2.65
11	2248.45	42.20		10.9	49.70	8.2	2.65
12	2250.42	672.00		15.3	51.30	1.2	2.65
13	2250.75			Muestra preservada			
14	2300.00	76.30		9.5	47.90	5.6	2.54

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016.Oil field production geology, AAPG

Las profundidades a las que se conservan las muestras del núcleo son seleccionadas y listados. Estos núcleos se mantienen para preservar las condiciones de la roca tan similares de las que están en el yacimiento como sea posible. Pueden ser necesarios para un análisis especial de núcleo tales como estudios de humectabilidad. Un método de conservación es la de almacenar las muestras en frascos sellados que contienen salmuera de formación simulado.

Un registro gamma ray también se incluirá en un informe de análisis de núcleos. La respuesta de rayos gamma se mide a lo largo de la longitud del núcleo en el laboratorio. Se utiliza para hacer coincidir las profundidades del núcleo con las profundidades en el yacimiento. Estos pueden variar de alrededor de medio metro y a veces más de 6 m (18 pies). Esto es porque a la distancia de 2000 o 3000 m (6500 o 10.000 pies) en el pozo, la sarta de perforación a la que el cuerpo cilíndrico de núcleo está unido estirará bajo tensión a pocos metros más o menos de la wireline a la que está unido el registro. Además, la recuperación incompleta de la base, particularmente en núcleos no consolidados, puede dar lugar a discrepancias en el registro central. La comparación del gamma núcleo con el registro de rayos gamma de wireline permite determinar el cambio de núcleo a registro. Esto es importante para hacer coincidir las características en el núcleo a la respuesta de registro equivalente. El segundo informe recibido es el informe de fotografía de núcleo (véase Figura 11). Se trata de un conjunto de fotografías en color del núcleo. El geólogo puede tener esto en la oficina como un sustituto para un viaje a la ubicación de almacenamiento central para ver la roca real. Si cualquier aceite está presente en el núcleo, el núcleo también se fotografía bajo luz ultravioleta. Cualquier intervalo saturado de aceite se mostrará como manchas fluorescentes en las fotografías.



Figura 11. Ejemplo de fotografías de núcleos.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

3. Reporte sedimentológico (The sedimentology report)

Es bueno llamar a un experto en sedimentología para observar el núcleo y que presente un informe sedimentológico detallado. El informe incluirá un registro sedimentológico con una descripción detallada de todas las características sedimentológicas observados en el núcleo (véase Figura 12). Varios detalles serán observados. Este incluye:

- Litología con la columna estratigráfica
- Representación gráfica de la variación del tamaño de grano
- Minerales y cemento diagenético
- Fósiles
- características diagenéticas
- estructuras sedimentarias
- Bioturbación

- Naturaleza del lecho de contactos
- Textura sedimentaria
- Clasificación de grano
- Litofacies
- Fracturas, fallas, y otras características estructurales

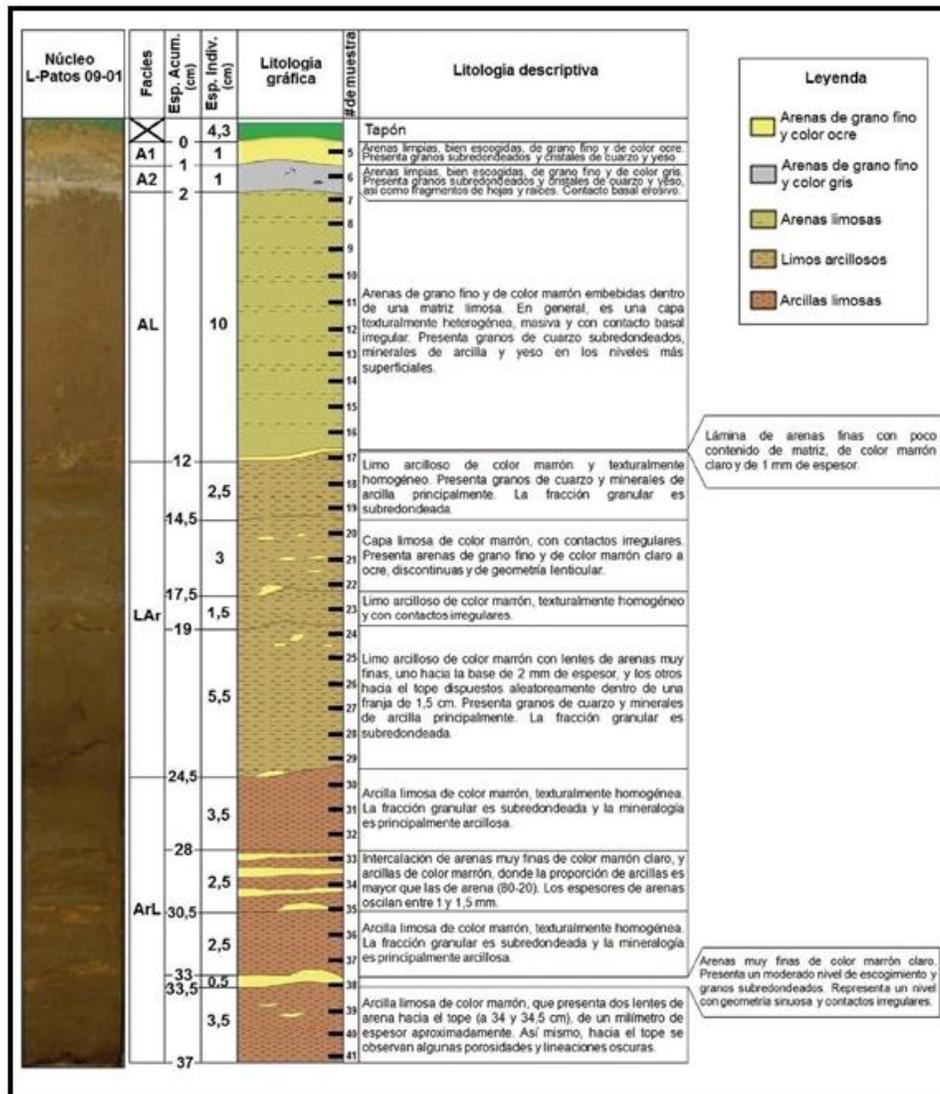


Figura 12. Columna sedimentológica del núcleo.

Fuente: Paleotsunamis en el registro geológico de Cumaná, estado Sucre, Venezuela oriental

Se proporcionará una reseña escrita detallada de la descripción e interpretación de facies. Las interpretaciones están realizadas en cuanto al probable ambiente sedimentario de deposición. Un sumario de la mineralogía, petrografía, tipos de porosidad y mineralogía diagenética también debe ser incluido. La escala de poro es también importante para el geólogo de producción, sobre todo para un entendimiento sobre los controles de permeabilidad y de si hay cantidades significativas de minerales de arcilla que potencialmente podrían causar daños a la formación durante las operaciones de producción. El informe debe incluir fotografías de facies, fotomicrografías de sección constante y, donde sea apropiado, fotomicrografías de microscopía electrónica de barrido (SEM).

4. Registros wireline y data de registro mientras se perfora (LWD)

Los registros wireline se corren en pozos para determinar las propiedades petrofísicas de la roca y fluidos (Tabla 5). A partir de esto, una interpretación detallada se puede hacer de la geología y la saturación de fluidos en el intervalo de depósito.

Tabla 5. Descripción de los registros.

Registros	¿Cómo trabajan?	¿Para qué se usan?
Registros Gamma Ray	Mide la respuesta de rayos gamma natural de la roca.	Correlación de registros de pozos, identificación de la litología, ideal para reconocimiento de Shales.
Registros Gamma Ray Espectral	Como el anterior, pero con un detector más sensible para tomar la contribución individual de potasio, torio y uranio a la respuesta de rayos gamma.	Conocimiento de la variación de potasio, torio, y uranio en las rocas puede ser útil para evaluar los ambientes mineralógicos y depositacionales.
Registro de Potencial Instantáneo	Mide el diferencial de potencial de conducir la corriente eléctrica, que resulta de la diferencia de salinidad entre el lodo de perforación y el agua de formación de las rocas permeables de fondo de pozo.	Da una indicación aproximada de la litología y se utiliza para la evaluación de la resistividad del agua de formación.
Registros eléctricos	Mide las propiedades eléctricas del fluido en la roca.	Puede indicar si hay hidrocarburos presentes o no.

Registros Density y Neutron	Mide la densidad de la formación y el volumen de fluidos en la roca, respectivamente.	Se puede hacer una estimación de la porosidad. También permite la identificación de ciertas litologías tales como piedra caliza, anhidrita y halita.
Registros Sónicos	Mide que tan rápido una señal acústica puede pasar a través de la roca.	Se puede hacer una estimación de la porosidad. También se usa para calibración sísmica.
Registros de resonancia magnética nuclear	Determina la respuesta magnética nuclear de los fluidos en la roca.	Proporciona datos que permiten estimar la porosidad y la permeabilidad.
Registros Dipmeter	Mide la respuesta eléctrica o sónica de la roca alrededor del pozo.	Utilizado para calcular el buzamiento de la formación, elegir las fallas y otras estructuras, y en ocasiones determinar la estructura de los sedimentos para su análisis paleocorriente.
Registros de imagen de pozo	Mide un perfil detallado de la respuesta eléctrica o sónica de la roca en el pozo.	Permite un micromapeado de las propiedades de las rocas en la pared del pozo para que la estructura sedimentaria, fallas y fracturas puedan ser determinadas.
Registros Caliper	Mide el diámetro y la forma del pozo.	Da una indicación de las condiciones del pozo que puede afectar a la fiabilidad de las respuestas de registro.
Corazonamiento por cable incluyendo herramienta de corazonamiento lateral	Toma varios cortes de núcleos de la pared del pozo.	Determinación litológica y muestreo de rocas para bioestratigrafía.
Tiros de prueba y registro de perfil sísmico vertical	Mide los datos de velocidad en profundidades específicas del pozo.	Usado para calibrar la respuesta sísmica.
Registro probador de formación	Mide presiones en puntos específicos del yacimiento y permite muestrear pequeños volúmenes de fluidos.	Establecer una presión para el yacimiento y definir los contactos de fluidos.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology, AAPG

A continuación una breve descripción de estos registros:

✓ Registros LWD

Registros LWD (registros mientras se perfora) se ejecutan como una parte integral de la sarta a una corta distancia detrás de la broca (típicamente 1,5 a 24 m [15-80 pies]). También se utilizan las siglas de MWD (monitoreo durante la perforación) o FEWD (Evaluación de la formación durante la perforación). Estos registros permiten realizar mediciones del yacimiento que deben tomarse en tiempo real, es decir, mientras el pozo se está perforando. La señal de registro se envía hasta el pozo, ya sea por pulsos de lodo o por transmisión electromagnética. La respuesta de registro se puede visualizar en los monitores en el lugar del equipo o transmitió de nuevo a la oficina de la petrolera. La mayor parte de las capacidades de los registros por cable están disponibles en forma LWD. Los registros LWD se pueden utilizar por varias razones:

- a. Los datos en tiempo real permiten tomar decisiones críticas que se hacen antes de que el pozo ha sido perforado demasiado lejos; por ejemplo, la selección de los puntos del casing.
- b. La ejecución exitosa de un conjunto de registros LWD ahorra un día o más la operación de equipo costoso exclusivamente de sondeo por cable.
- c. Se pueden ejecutar como registros seguros en los casos en que la necesidad de datos de registro es crítica. Esto puede suceder en áreas donde los registros de pozo abierto pueden no ser posible debido a la inestabilidad del pozo.
- d. Se utilizan para dirigir los pozos horizontales.

✓ Registros Gamma-Ray (Gamma-Ray Logs)

Un registro de rayos gamma mide la radiación natural en las rocas, mucha de la cual es emitida por los elementos de potasio, uranio y torio (véase Figura 13).

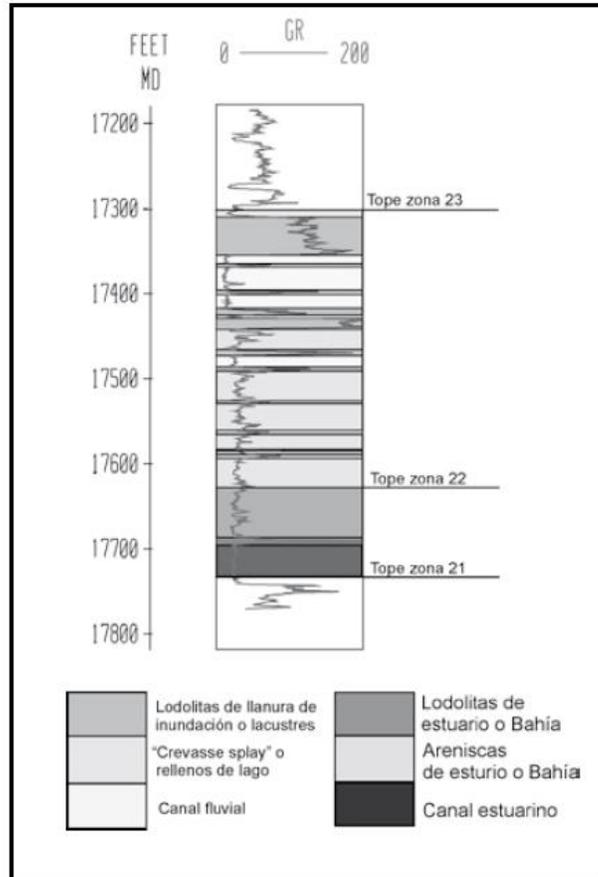


Figura 13. Registro gamma ray.

Fuente: facies sedimentarias y parámetros geoquímicos para el intervalo paleoceno superior: transecta Casanare-Arauca (piedemonte llanero, Colombia)

El geólogo normalmente utiliza el registro para diferenciar entre la arenisca y shale para los fines de correlación. Areniscas normalmente muestran una respuesta de rayos gamma más bajos que los shale. El gamma ray es una excelente herramienta para esto, siempre que se utiliza en conjunto con otros registros para confirmar la respuesta litológica. Se debe tener cuidado con la interpretación del registro de rayos gamma en algunas areniscas. Areniscas ricas en minerales ricos en potasio como el feldespato potásico, mica moscovita, illita, o glauconita pueden dar una respuesta alta gamma que es fácilmente confundido con un shale. Un pico gamma en la base de arena de un perfil superior puede ser el resultado de las concentraciones de minerales accesorios pesados, radiactivos por aventado de onda.

✓ Registros de gamma-ray espectral (spectral gamma-ray log)

Los Registros de gamma-ray espectrales miden la contribución relativa de potasio, torio y uranio. Un alto contenido de potasio en general, indica la presencia de minerales como el feldespato potásico y mica. El Torio se asocia con monacita mineral, un mineral pesado común en areniscas procedentes de rocas ígneas ácidas. El uranio se encuentra comúnmente absorbido en materia orgánica y arcilla en lutitas marinas. Los registros de gamma-ray espectrales se utilizan con menos frecuencia que los otros tipos de registros, aunque en ciertas situaciones pueden detectar características que otros registros no. Por ejemplo, la respuesta de registro de gamma-ray espectral se puede utilizar para identificar una zona de disolución de feldespato potásico en arenisca lixiviada por debajo de una discordancia.

✓ Registros densidad y neutrón (density and neutron logs)

Registros densidad y neutrón se utilizan principalmente para estimar porosidad. Los registros density miden la densidad aparente de una formación, una función de la densidad de la matriz de la roca emitida desde el registro y la densidad de los fluidos en el espacio de los poros, de acuerdo con el grado en el que se absorbe progresivamente la energía de los rayos gamma y se dispersa por los electrones en la roca. El principio detrás del registro density es que, para una roca con un grano dado y una densidad de fluido, cuanto mayor es la porosidad, menos densa la formación será. Un registro neutron bombardea la formación con neutrones para detectar cambios de energía como resultado de colisiones con átomos de hidrógeno. El hidrógeno se encuentra en las moléculas de agua (y el aceite) que llenan el espacio de los poros. Por lo tanto el registro de neutrones da una indicación de la porosidad de la formación.

Los registros también tienen usos geológicos específicos. Pueden ser utilizados para escoger intervalos cementados en las areniscas. Los intervalos de Carbonato cementado mostrarán una respuesta distintiva de estos registros.

✓ Registros sónicos (sonic logs)

Un registro sónico mide el tiempo que tarda un pulso de sonido para viajar desde un transmisor a un receptor a través de la formación. Los registros sónicos se pueden utilizar para medir la porosidad, pero son comúnmente utilizados por el geofísico, ya que dan información de velocidad para la calibración de los datos sísmicos. Los datos de la velocidad permiten al geofísico convertir el tiempo que tarda una onda sísmica a viajar hacia abajo y de vuelta de un reflector sísmico específico en una profundidad debajo de la superficie equivalente. El geólogo puede utilizar los registros sónicos para escoger carbones y areniscas poco consolidadas.

✓ Registros Eléctricos

Los registros eléctricos miden la resistividad de la roca y sus fluidos contenidos en el paso de una corriente eléctrica. Una respuesta de alta resistividad dentro de una roca porosa es una indicación de hidrocarburos. Los registros también pueden ayudar a reconocer ciertas litologías. Los intervalos cementados estrechos tendrán una respuesta de alta resistividad y estos se pueden comprobar en combinación con la respuesta de registro de densidad y neutrón.

✓ Registros de resonancia magnética nuclear (NMR)

Los registros de resonancia magnética nuclear (NMR) miden cómo los núcleos de hidrógeno en un campo magnético estático responden a una frecuencia de radio oscilante. El líquido de la porosidad, distribución de tamaño de poro y el volumen de los fluidos móviles pueden caracterizarse a partir de esto. También es posible estimar valores de permeabilidad empíricamente a partir de datos de registro NMR.

✓ Registros dipmeter

Miden la variación en la respuesta eléctrica o sónica alrededor de la circunferencia del hoyo de perforación. A partir de este, se pueden determinar inmersión a la formación y a veces la orientación de estructuras sedimentarias.

✓ Registros de imágenes de pozo

Los registros de imágenes de pozo dan un mapa eléctrico o sónico detallado de la pared del pozo. Esto permite explorar la información geológica como buzamiento de la formación, las estructuras sedimentarias, fallamiento y fracturamiento. La inmersión y el azimut de estas características se miden a partir de los registros de imágenes. Los registros son especialmente útiles para la caracterización estructural de yacimientos fuertemente fallados y fracturados. También muestran capas delgadas en intervalos de yacimientos donde la mayoría de los registros convencionales no tienen la resolución para detectarlas.

✓ Registros de formación tester (formation tester logs)

Los datos de las pruebas de presión de wireline en pozos de relleno pueden proporcionar información valiosa sobre el comportamiento de los yacimientos. El tester log de formación contiene una sonda, que se empuja horizontalmente contra la formación para realizar una medición de la presión del depósito. Una pequeña muestra de fluido también puede ser tomada, si es necesario. Las mediciones de la presión son repetidas a varias profundidades a lo largo del yacimiento, lo que permite hacer un gráfico profundidad vs presión.

Cuando estas pruebas se llevan a cabo en un pozo iniciando producción, puede ser posible definir la profundidad del nivel de agua libre. Esto corresponde a la intersección de los gradientes de agua y aceite (gas). En Postproducción, el registro de formación tester puede dar información sobre dónde el pozo está separado en zonas de diferentes presiones como consecuencia del agotamiento (véase Figura 14).

Los datos de registro en bruto mostrarán la rata a la cual la presión se construye para cada prueba, y una evaluación de crudo de la permeabilidad de la formación se pueden hacer de este.

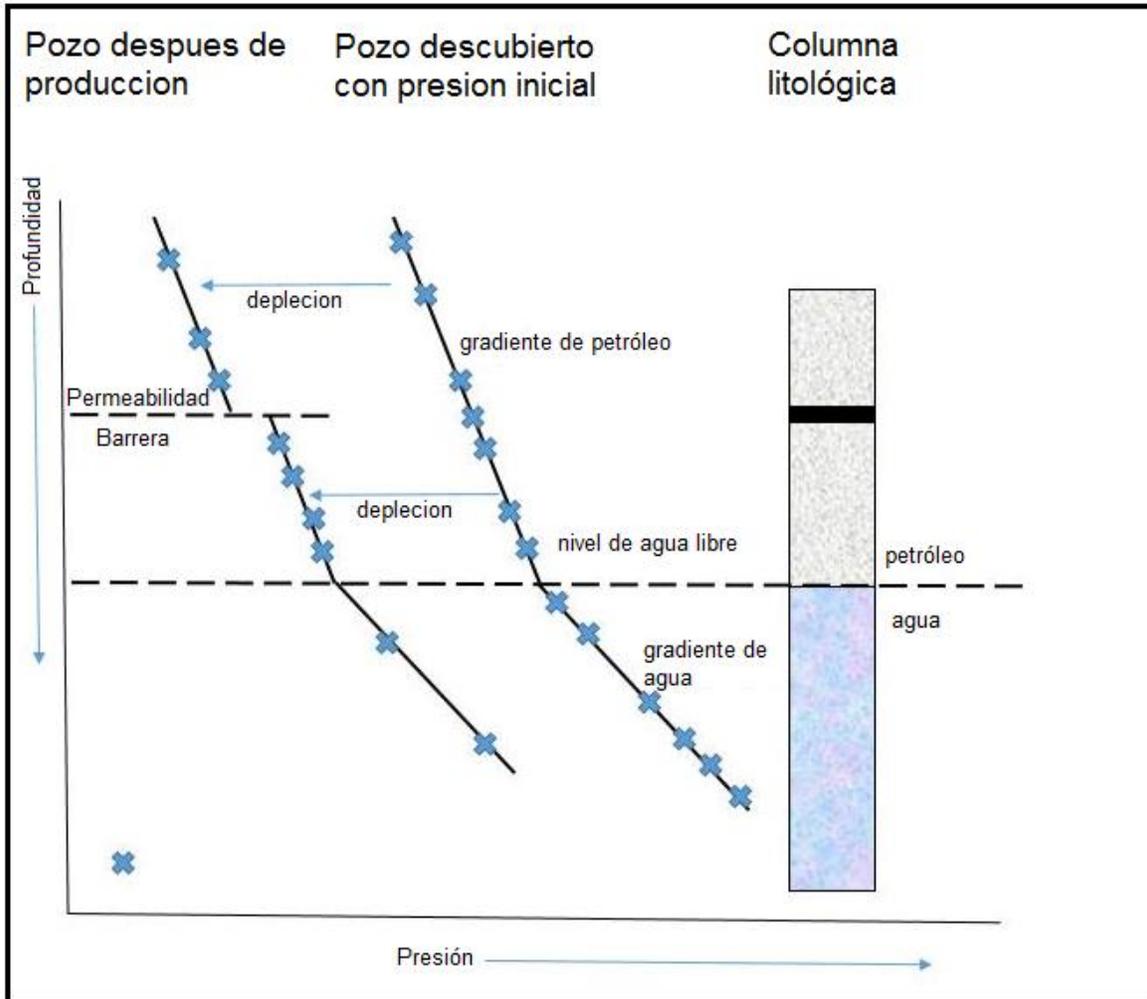


Figura 14. Perfil prueba de formación presión vs profundidad.

Fuente: Modificado por los autores del Proyecto, 2016. Oil field production geology.

5. 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 15). Le dan al equipo de subsuelo una comprensión de cómo se está comportando el pozo en producción. Por ejemplo, si un pozo está produciendo agua, los registros pueden ser analizados para determinar qué intervalos perforados abastecen el agua. Las perforaciones se pueden aislar para restaurar la producción de petróleo.

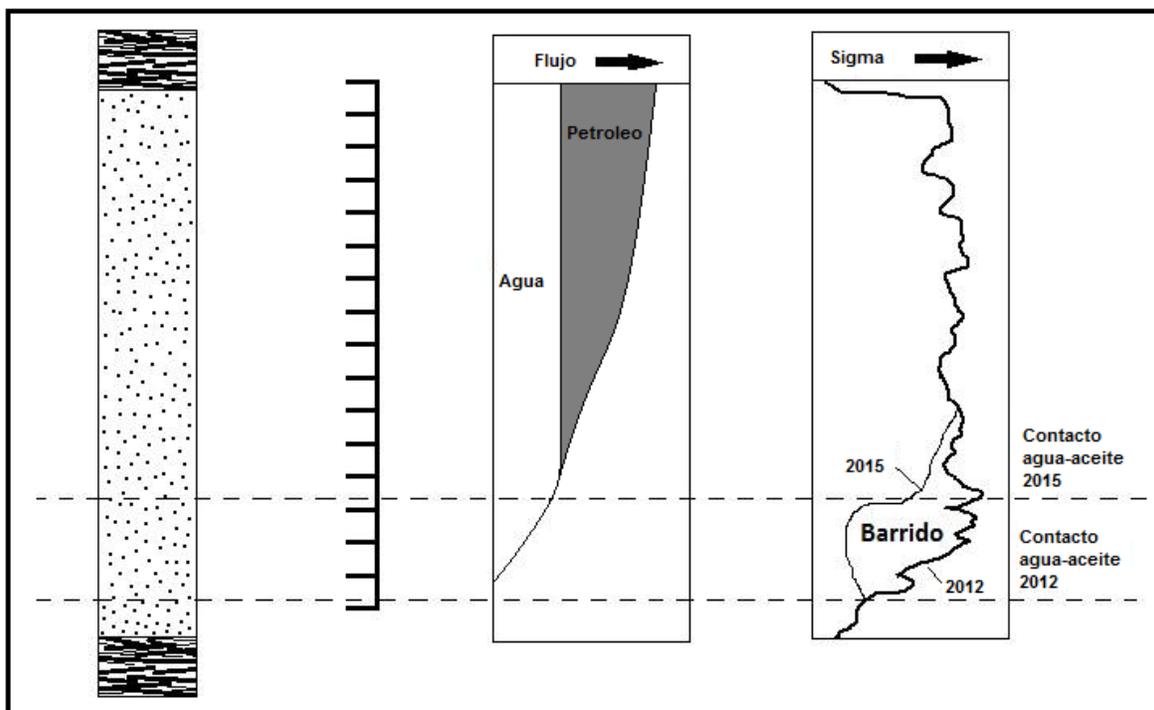


Figura 15. Registros de producción.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

El geólogo utiliza los datos de registro de producción para determinar las características de la geología de flujo del yacimiento y para ayudar a establecer los que pueden ser blancos de petróleo y gas sin barrer (Tabla 6).

Tabla 6. Principales tipos de registros de producción.

Registro de producción	¿Cómo funciona?	¿Para qué se usa?
Registro medidor de flujo	El flujo desde el depósito hace girar un control de giro (Spinner); cuanto más rápido el flujo, más rápido gira el spinner.	El perfil y las tasas de las velocidades de flujo un intervalo de yacimiento se puede derivar de la velocidad de giro.
Registro medidor de flujo de cierre	El pozo se cierra. La herramienta mide el flujo de fluidos de alta a baja presión en intervalos del yacimiento a través de la pared del pozo.	Puede ser utilizado para recoger las barreras de permeabilidad verticales.

Registro de pulso de Neutrones	La herramienta bombardea el fluido de poro con neutrones de alta energía que pasan a través del casing del pozo. Los neutrones son capturados típicamente por átomos de cloro, y la radiación gamma emitida en respuesta se mide. El registro es sensible a la abundancia de cloro y por lo tanto a la saturación de agua y la salinidad de los fluidos de los poros.	Las saturaciones de fluido se determinan a partir de los resultados del registro y por lo tanto el grado de barrido detrás del casing se puede calcular.
Registro de densidad de fluido	Una variedad de herramientas de miden la densidad del fluido mediante el registro, ya sea el gradiente de presión, la densidad aparente, o la capacitancia de la mezcla que fluye en el pozo.	Donde está presente más de una fase fluyendo, la fracción de un fluido particular que fluye se puede calcular. Es decir, agua, aceite o gas.
Registro de temperatura	Registra un perfil de temperatura.	Por ejemplo, puede determinar qué intervalo toma el agua de inyección (frío) en un pozo de inyección.
Registro Espectrómetro Gamma-Ray	Mide las concentraciones de elementos, especialmente los ratios de carbono / oxígeno.	Indica saturación de hidrocarburos, particularmente en baja salinidad, areniscas limpias.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology, AAPG

6. 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. Un ejemplo de esto es cuando un pozo de producción se cierra para llevar a cabo una prueba de aumento de presión. El fluido entonces se mueve por la caída de presión debido a la producción y la presión se incrementará gradualmente en el pozo. 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. Por ejemplo, cuanto mayor sea la permeabilidad, más rápidamente el fluido se mueve en y más rápida será la acumulación de presión.

Hay dos tipos de pruebas que se pueden ejecutar para dar una idea de la comunicación entre los pozos. La prueba de interferencia se hace mediante la asignación de un pozo en un sector específico del yacimiento como un pozo de observación. Entonces uno o varios pozos se producen a partir o inyectando en respuesta de la presión y medida en el monitor. La prueba de pulso es una variación sobre las pruebas de interferencia. La diferencia es que el pozo activo está encerrado, vuelto a la producción, encerrado, y así sucesivamente, en una serie de pulsos. Estas pruebas son especialmente útiles en la evaluación de la comunicación entre la inyección y de producción de pozos.

Trazadores radioactivos o químicos se pueden poner en un pozo inyector y los pozos de producción cercanos se monitorean para ver cuándo y dónde se producen los trazadores de regreso.

7. Muestras de fluido

La toma muestras de aceite y agua de formación en la fase de evaluación del desarrollo del campo puede proporcionar datos valiosos más adelante en la vida del campo. Por ejemplo, la variación en los datos geoquímicos del aceite y agua se puede utilizar para definir compartimentos de depósito dentro de un campo.

8. 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 (véase Figura 16). 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. A veces esto ocurre por razones mecánicas, pero, usualmente la anomalía puede dar una idea de las vías de fluido, dentro del yacimiento. Por ejemplo, un pozo nuevo de inyección puede ser puesto en línea, esto hará que aumenten los caudales de

productores cercanos. Esto demuestra la conectividad del yacimiento entre el inyector y el productor.

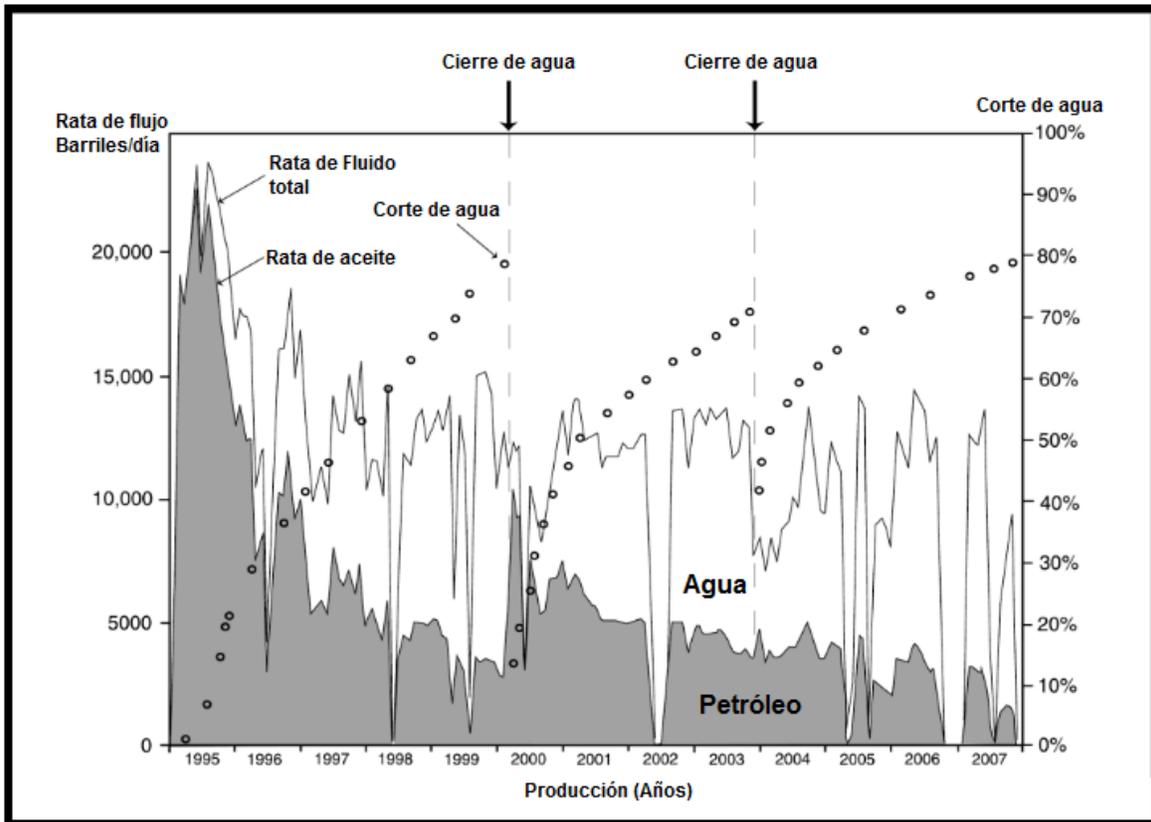


Figura 16. Perfil de producción de un pozo

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

9. Datos de registros sísmicos

Los datos sísmicos ayudan a que las estructuras del subsuelo puedan ser identificados y mapeados. Proporciona información estructural para la determinación de lugar adecuado para perforar en un campo. Los datos sísmicos también ayudarán a determinar la naturaleza del depósito entre pozos, aunque a una resolución relativamente baja, tanto espacial como verticalmente (véase Figura 17). A profundidades de yacimiento Caño Limón, por ejemplo, el contenido de frecuencia de la señal corresponde a una resolución vertical de aproximadamente 20 a 40 m (66- 132 pies). Esta resolución es suficiente para hacer una interpretación

de la estructura del yacimiento y la posición de las fallas más grandes. El geólogo utilizará la interpretación sísmica como base para el marco estructural en su esquema geológico. Un análisis de los datos sísmicos en ocasiones también puede dar una indicación de la naturaleza de la porosidad del depósito, tipo de fluido, y un esbozo de los cuerpos sedimentarios.

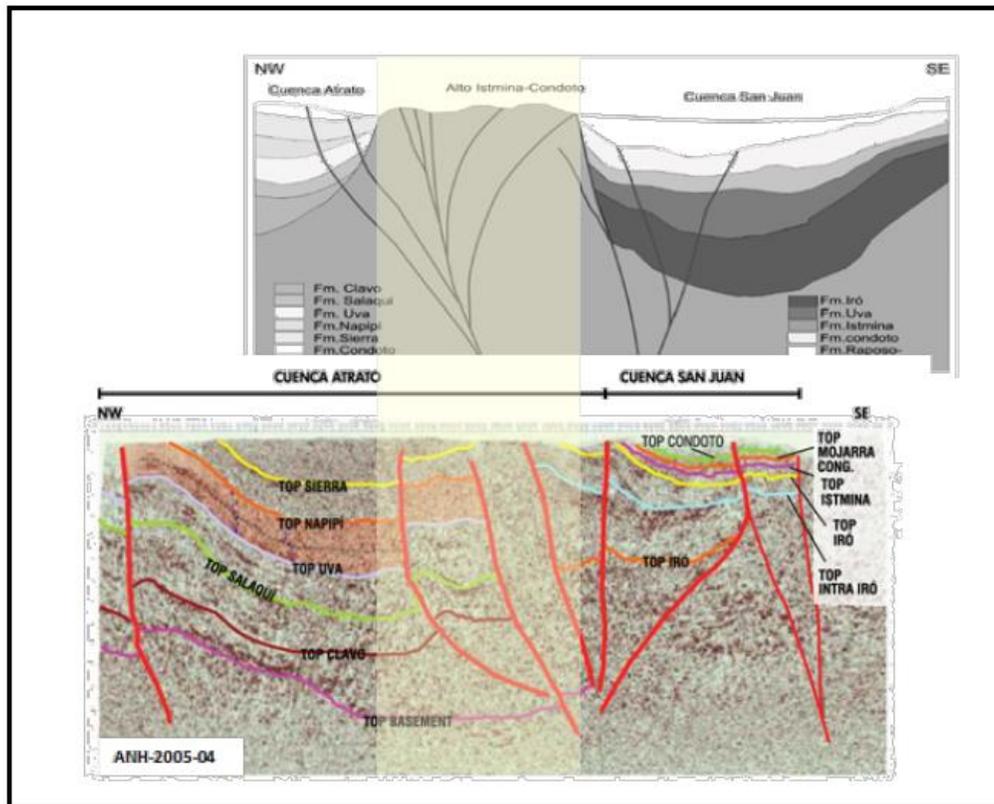


Figura 17. Interpretación estructural y línea sísmica para las zonas de las cuencas Atrato y San Juan.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Informe final de interpretación sísmica, ANH

Los datos sísmicos se pueden adquirir tanto en tierra como en el mar. En tierra, una variedad de fuentes de sonido se han utilizado, incluyendo dinamita, un peso pesado deo caer repetidamente en el suelo, o una placa de acero de vibración en la superficie del suelo. Las armas de aire se utilizan normalmente en el medio marino. Dispositivos de grabación en tierra consisten en arreglos de geófonos conectados dispuestas en largas filas. En el mar, los hidrófonos se encadenan

juntos dentro de una larga funda de plástico conocido como una serpentina (véase Figura 18).

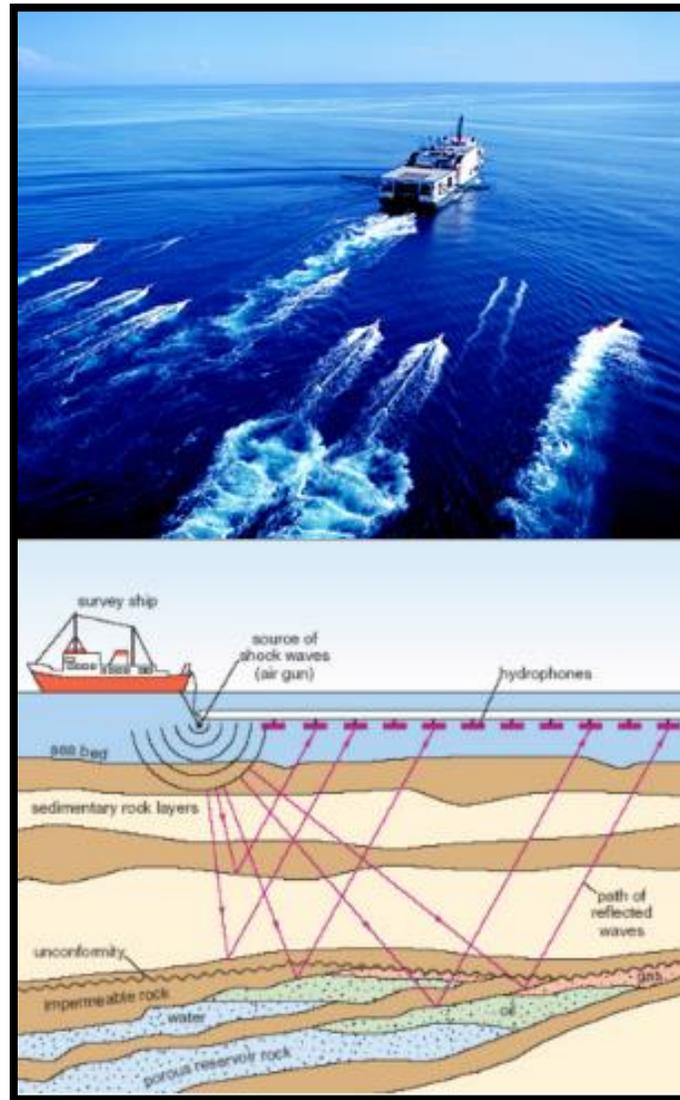


Figura 18. Sísmica offshore.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

Los datos sísmicos se interpretan con el objetivo principal de cartografiar la estructura del yacimiento. El mapa se contornea en el tiempo de ida y vuelta. Puede ser convertida a profundidad utilizando la información de velocidad para crear un mapa de profundidad en metros o pies.

✓ Estudios sísmicos 3D

El método más común de obtener datos de sísmica consiste en adquirir un levantamiento 3D. Aquí es donde una densa cobertura de los datos sísmicos se ha recogido sobre un área con el objetivo de determinar las relaciones espaciales en tres dimensiones. Los datos se recogen tal que puede ser procesada para llegar lo más cerca a la representación espacial correcta del subsuelo como puede ser prácticamente posible. Esto implica la migración de los datos sísmicos para corregir los reflejos de las superficies oblicuas de inmersión y fallas. Después del procesamiento, un conjunto de datos 3-D consistirá en una cuadrícula boxshaped densa de datos sísmicos que cubren el área del campo. Por ejemplo la rejilla comprende una serie de inlines y trazas crossline a intervalos regulares, cada 12,5 m (41 pies).

2.1.3 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. Aunque es responsabilidad de petrofísico derivar estas propiedades desde el registro y datos básicos, es el geólogo 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.

2.1.3.1 La evaluación petrofísica

Después de que los registros han sido corridos en un pozo nuevo, 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 19).

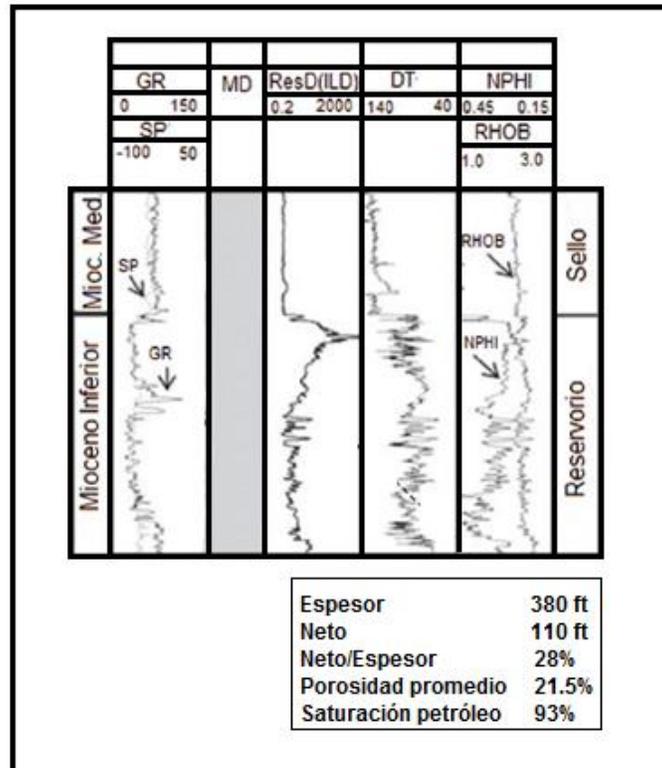


Figura 19. Resumen de registros petrofísicos.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Análisis en el yacimiento de alta impedancia del campo Chuchupa

El petrofísico también produce sumas y promedios de las propiedades de la roca en cada intervalo del yacimiento (Tabla 7).

Tabla 7. 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 los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

2.1.3.2 Espesor bruto y neto

El espesor bruto es el espesor total de roca en el intervalo de interés. El espesor neto es el espesor de roca neto del yacimiento, Los intervalos de yacimiento con

propiedades útiles. El espesor neto es la parte de una unidad del yacimiento que tiene la capacidad para fluir los hidrocarburos en tarifas económicas dado un método de producción específico. Yacimiento no neto es el volumen de la mala calidad de la roca del yacimiento que no tiene hidrocarburos o no se puede producir en tarifas económicas. Como tal, no vale la pena incluir la roca no neta en cualquier cálculo de volúmenes de hidrocarburos para un yacimiento. Los intervalos no netos son ignorados para el cálculo de espesor neto.

2.1.3.3 Definición de lo que constituye el espesor neto

Hay un método pragmático y uno más riguroso de determinar el espesor neto. Algunos petrofísicos definen una permeabilidad arbitraria de 1 md como el corte de roca neta de petróleo y 0,01 md para gas. Una práctica común es graficar valor de porosidad vs permeabilidad para encontrar el valor equivalente de la porosidad a la permeabilidad de corte. Por lo tanto, neto se define como cualquier roca con una porosidad superior a un valor, mayor que la de una porosidad de 10%.

Por lo tanto, el depósito neto se define como cualquier roca con porosidad superior a un enfoque más riguroso para determinar el espesor neto implica un análisis detallado de las propiedades de la roca. Las características de flujo de litofacies individuales pueden determinarse a partir del análisis colectivo de los datos de presión capilar, entre ellos: las presiones de entrada, las distribuciones de tamaño de poro, datos de núcleos, la interpretación petrofísica, petrografía de sección delgada, datos de registro de lodos, y las respuestas de los registros de producción.

El espesor de arena neto calculado a partir de los datos de registros wireline debe ser comprobado con los datos de arena neta estimado de núcleos o imágenes de registros. Esto asegura que no se sobrestime o subestime la neta de arena en los pozos. Algunas empresas insisten en que su geólogo produzca mapas comparativos de registro de núcleos para este fin. Donde hay numerosas areniscas finas en un intervalo de yacimiento, los registros por cable pueden tener una resolución vertical demasiado bajo para recogerlos, y la arena neta puede ser significativamente subestimada.

2.1.3.4 Neto a bruto

El neto a bruto es la fracción decimal o porcentaje de un determinado intervalo de roca calculada a partir de dividir el espesor neto por el espesor bruto. Una abreviatura común para el neto a bruto es N/G.

2.1.3.5 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.

2.1.3.6 Porosidad

Porosidad se define como la relación de volumen vacío de espacio dentro de la roca (comúnmente llamado volumen de poros), con el volumen total de roca, que es citado como una fracción o un porcentaje. Aproximación de porosidades en los yacimientos:

- Insignificante: 0-5%
- Pobre: 5-10%
- Regular: 10-15%
- Bueno: 15-20%
- Muy buena: 20-25%
- Excepcional: más de 25-50%

La porosidad se da del símbolo griego (\emptyset). Petrofísica hará una distinción entre la porosidad total, que es la relación entre el volumen de todo el espacio vacío a la total y la porosidad efectiva que es la relación entre el volumen del espacio vacío conectado a la roca total y no incluirá ningún poro aislados la porosidad determina la cantidad de petróleo o de gas que una roca reservorio puede almacenar. Por tanto, se requiere como entrada para el cálculo de los volúmenes de hidrocarburos en el yacimiento. Algunas compañías utilizarán porosidad total para el cálculo de volumetría en tanto que otras empresas prefieren utilizar porosidad efectiva.

Microporosidad es un término utilizado para caracterizar el volumen de poros en la escala del micrón. Con muy pequeño poro, efectos capilares dominan y gran parte del volumen de espacio poroso contiene agua enlazada. Es posible que las rocas con microporosidad contengan saturaciones elevadas de agua. Microporosidad es una característica común de carbonatos y también se asocia con revestimientos de arcilla sobre los granos de arena en los sedimentos siliciclásticos.

2.1.3.7 Permeabilidad

Permeabilidad es la medida de la facilidad de movimiento de un fluido a través del espacio de poros en una roca. Se da el símbolo K. las unidades de medida de la permeabilidad se expresan en darcies (d) o milidarcies (md). Mil milidarcies es igual a un Darcy.

La medición de la permeabilidad deriva de la ley de Darcy, uno de los conceptos fundamentales de ingeniería de yacimientos. La ecuación, la forma generalizada de que se aplica al flujo horizontal, se da en la figura 50. El flujo horizontal de fluido a través de una roca es una función de la permeabilidad de la roca, la viscosidad del fluido que fluye, la longitud y el área de la sección transversal del volumen de roca que se está llevando el flujo y la presión diferencial.

Aproximación de permeabilidades en campos de petróleo:

- Regular: 1.0-10 md
- Buena: 10-100 md

- Muy buena: 100-1000 md
- Excepcional: más de 1000 md

Las mediciones en bruto tomadas en el laboratorio registran la permeabilidad al aire en condiciones de superficie. Algunas modificaciones pueden ser necesarias para corregir permeabilidades de núcleo a la permeabilidad de la roca en el yacimiento. Pueden ser necesarias correcciones Klinkenberg. Cuando se utiliza un gas para medir la permeabilidad en el laboratorio, esto conduce a medir permeabilidades que son demasiado altas a causa de deslizamiento gas. La permeabilidad corregida se conoce como la permeabilidad Klinkenberg o el equivalente, permeabilidad a los líquidos no reactivo. También será necesaria una corrección para el efecto de la presión de sobrecarga. Esta es la presión ejercida por el peso de la roca que se encuentra por encima del yacimiento, que actúa para mantener el espacio de los poros en el yacimiento bajo compresión. Se necesita una corrección como el núcleo se expandirá durante la recuperación a la superficie y se mejorará la permeabilidad como resultado.

2.1.4 Predicción de la geología en los espacios entre pozos

No es que exista mucha información disponible de los yacimientos para que el geólogo pueda evaluar y entenderlos. Sin embargo, es posible hacer un esquema geológico holístico para un yacimiento utilizando un conjunto de datos dispersos. El geólogo hace una predicción de la geología en los espacios entre los pozos, principalmente mediante el establecimiento de un esquema sedimentológico. La deposición de sedimentos implica una continuidad de proceso a partir de una pequeña escala a una grande. Esta característica permite al geólogo extrapolar a partir de unas pocas decenas de metros de núcleo en un pequeño número de pozos a un esquema de depósito que cubre todo el yacimiento.

2.1.4.1 El problema del muestreo

El problema básico del geólogo en el establecimiento de un esquema geológico es la toma de muestras o el problema de los datos incompletos. El conocimiento del pozo consiste en conocer los datos de dicho pozo; efectivamente los rasgos del pozo en 1-D y la respuesta sísmica, pueden variar en cualquier lugar entre un claro para una imagen algo distinta de la estructura del yacimiento. Un campo puede extenderse sobre un área del tamaño de una ciudad pequeña, sin embargo, solamente puede tener 10 a 30 pozos en el mismo. La relación de muestreo de un pozo para el volumen total del yacimiento puede ser muy baja, posiblemente, una de las tazas de muestreo más bajas de cualquier disciplina científica. Un pozo puede considerarse que tiene un volumen cilíndrico de roca de la perforación de corte de la columna de hidrocarburos.

2.1.4.2 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 20). 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.

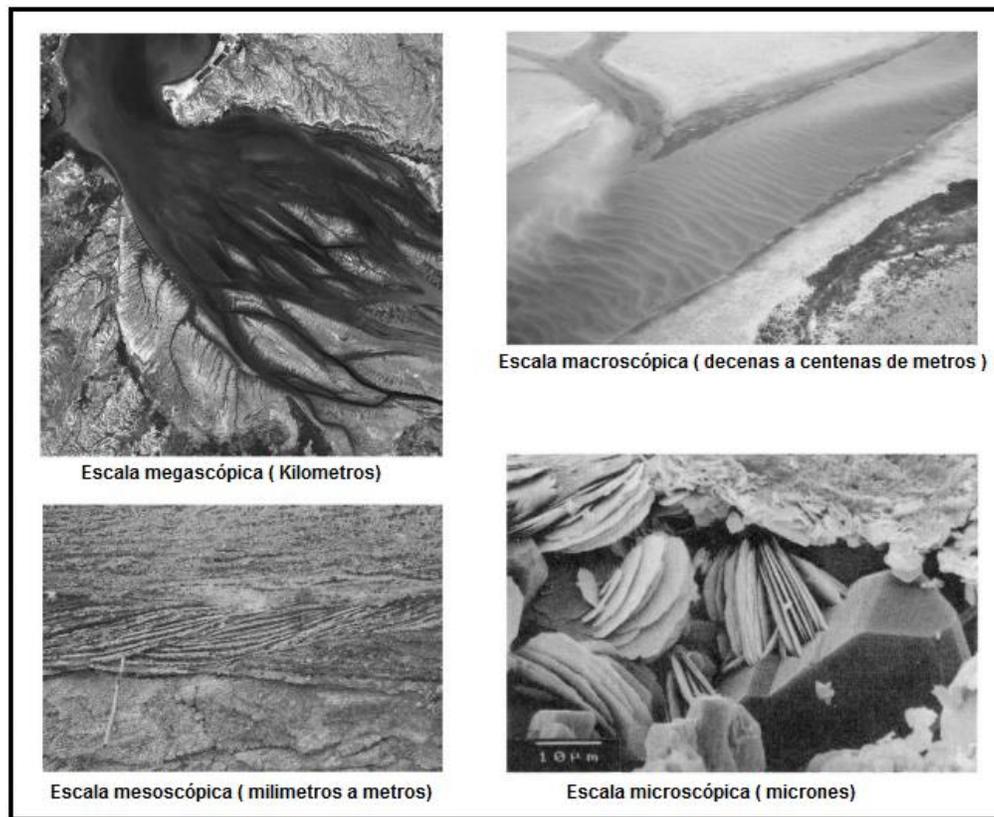


Figura 20. Niveles de heterogeneidad de un yacimiento.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

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.

Las características sedimentarias se pueden clasificar sobre la base de que son lo suficientemente grandes para constituir características significativas a un nivel de heterogeneidad. Los términos microformas, mesoformas, y macroformas. Macroforma es el término más útil para el geólogo de producción debido a que 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. Son términos relacionados unidad genética, elemento arquitectónico, o geocuerpo. Si el concepto del problema de muestreo se combina con el concepto de heterogeneidad en todas las escalas de medición, es evidente que tratar de explicar lo que está pasando entre pozos, varios cientos de metros de distancia será un problema un tanto difícil (véase Figura 20). El trabajo de la geología de producción es resolver el problema de manera significativa, por difícil que parezca a primera vista.

2.1.4.3 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 3-D 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.

A pesar de que el geólogo tendrá muy poca información disponible, están obligados a tomar decisiones costosas sobre la base de la predicción de la geología utilizando estos datos. El geólogo, por ejemplo, puede estar implicado en la localización de un pozo de \$25 millones en un campo a nivel del mar. La salvación aquí es que por lo general hay suficiente información para hacer un esquema geológico utilizable siempre que se emplee todas las fuentes de datos disponibles. A veces los datos sísmicos pueden ayudar. En circunstancias favorables, los datos sísmicos pueden ser de calidad suficiente para determinar la geometría de sedimentos en la escala de yacimiento. Los atributos de propiedad de roca también pueden ser modelados en donde los datos sísmicos permitan.

Las técnicas de producción y de ingeniería de yacimientos proporcionan datos que permiten una evaluación de la conectividad fluida y continuidad geológica entre los pozos. Esta información proporciona retroalimentación para el geólogo para validar la geología interpolada en los espacios. Por ejemplo, si dos pozos muestran una

excelente conectividad, sin embargo, el intervalo entre los dos pozos se interpola sobre todo como lutita o shale en el esquema geológico, entonces se requiere más investigación. El principal método para llenar los vacíos es establecer un esquema de depositación para el yacimiento.

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. Se les puede dar una designación informal, como litofacies 'A' o roca arenisca. Las Litofacies que ocurren juntas pueden agruparse y ser interpretados en términos del ambiente de depositación. Tal agrupación se refiere como a una asociación de facies. Por ejemplo, para la formación Monserrate se definieron cinco asociaciones de facies a partir de 13 columnas estratigráficas levantadas en superficie para la subcuenca de Neiva, en el valle superior del magdalena (véase Figura 21).

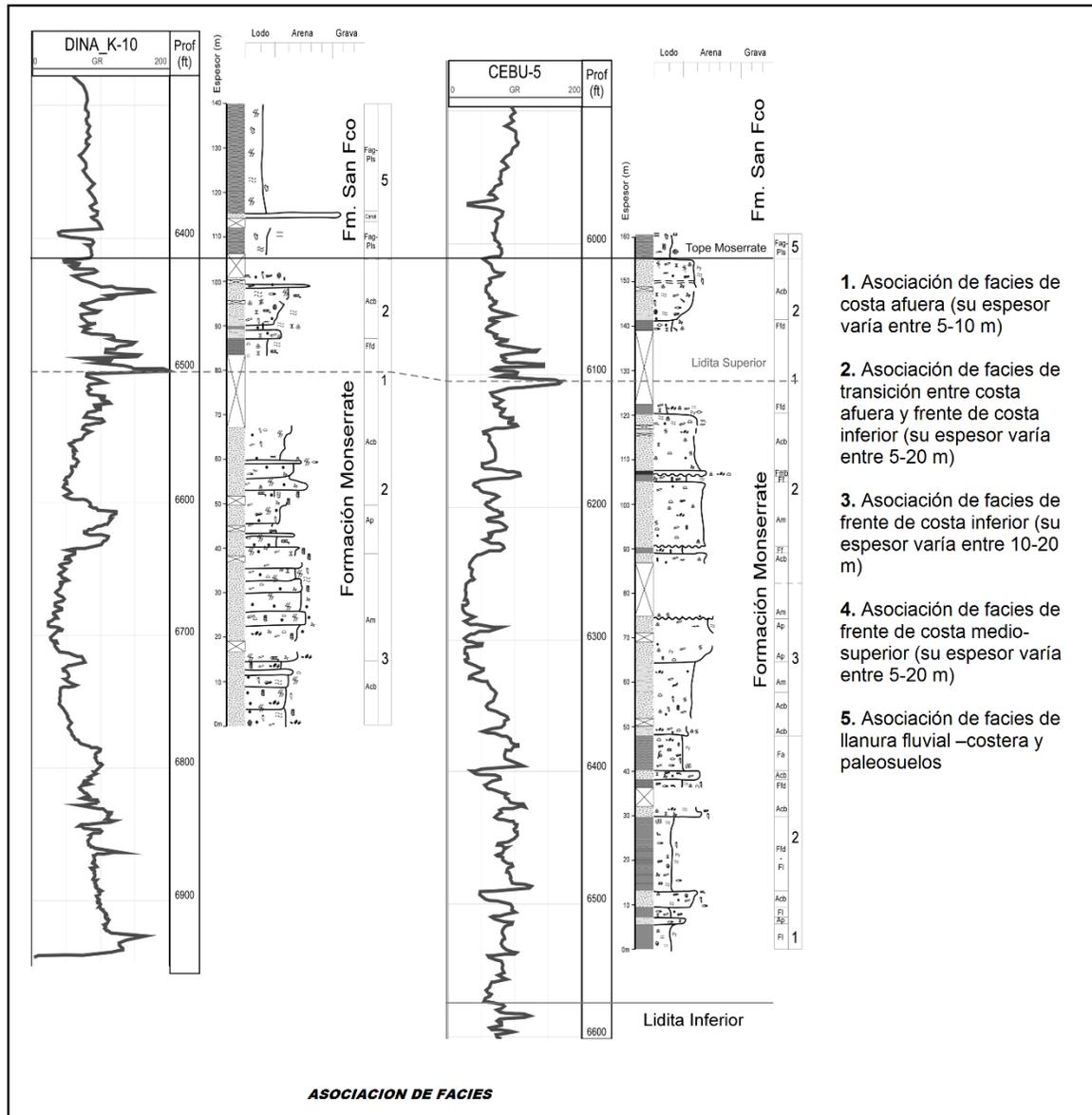


Figura 21. Asociación de facies para la Fm. Monserrate, porción Norte de la subcuenca de Neiva.

Fuente: 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.

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 (véase Figura 22).

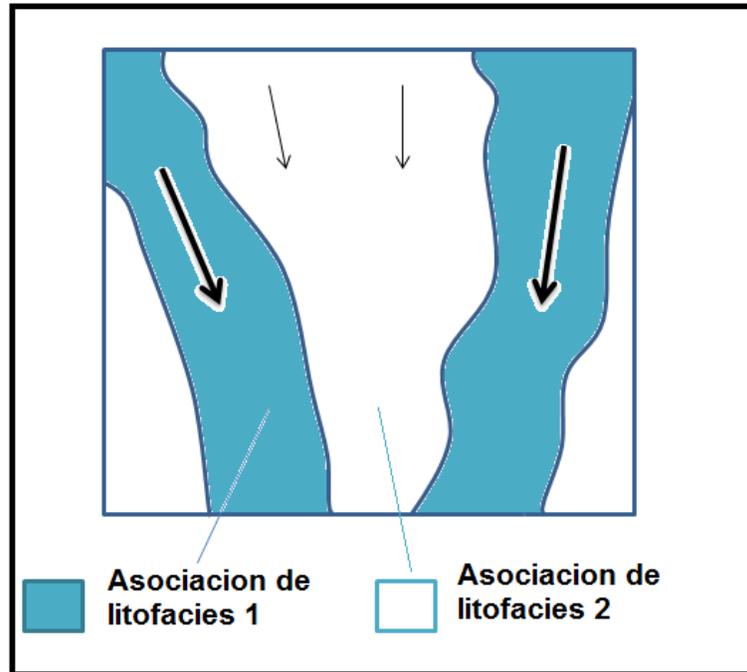


Figura 22. Macroformas de los principales controles sobre el flujo de fluidos dentro de un yacimiento.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

2.1.4.4 Litofacies correspondiente a registro de Núcleo

Las Litofacies se definen desde el núcleo. Sin embargo, no todos los pozos en un campo estarán con núcleo, ya que es demasiado caro para hacer esto, a cambio, se tendrán los registros por cable disponibles. Idealmente, el geólogo le gustaría definir las litofacies en los pozos sin núcleo y en los intervalos sin núcleo de cualquier pozo que están sólo parcialmente sin núcleo. Para ello, las litofacies en los intervalos sin núcleo se comparan con la respuesta del registro de wire line. Al correlacionar las litofacies con una respuesta de registro de wire line distinto, las facies de registro equivalentes pueden ser identificadas. El perfil de registro gamma ray se puede usar como una primera indicación de pase de la variación de tamaño de grano y por lo tanto el medio ambiente de depositación (véase Figura 23). Los patrones distintivos se observan con frecuencia, y estos permiten que los ambientes del yacimiento puedan ser inferidos con cierto grado de fiabilidad.

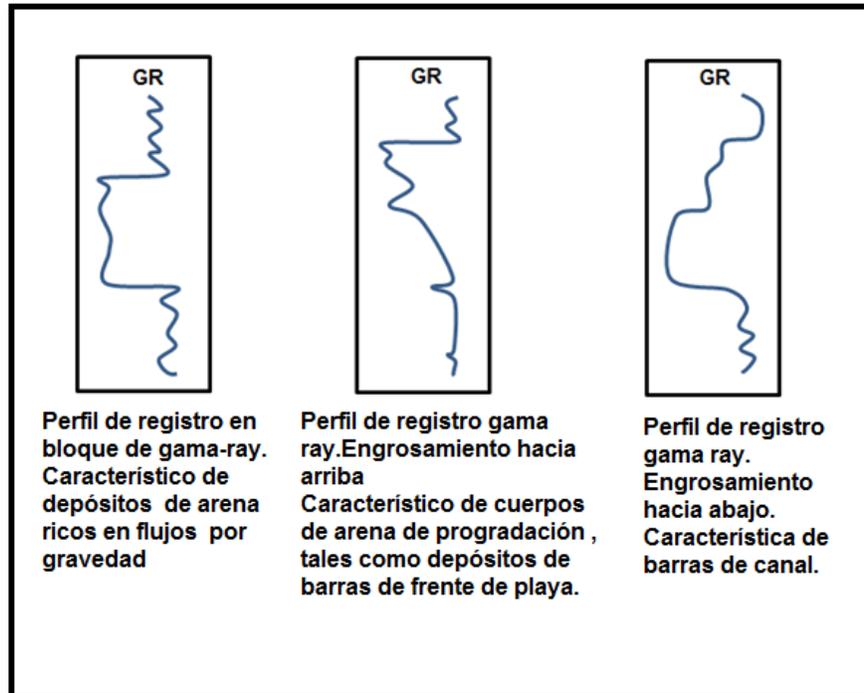


Figura 23. Perfil de registro gamma ray.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

2.1.5 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.

2.1.5.1 Marco de la secuencia estratigráfica

Las principales observaciones son que los episodios o secuencias Depositacionales 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 topes y las bases de las

secuencias individuales. Por tanto, una secuencia de deposición se define como una unidad estratigráfica compuesta por una sucesión relativamente adaptable de los estratos genéticamente relacionados y limitada en su parte superior y la base por discontinuidades, o sus conformidades correlativas. La superficie definida por una discordancia y su conformidad correlativa es el límite de secuencia. Que se forman como resultado de una caída relativa en el nivel del mar. Los Límites de secuencia pueden ser identificados en las líneas sísmicas, en particular donde hay una discordancia angular entre los reflectores truncados por debajo y los reflectores que sobresalen a la superficie. La identificación de secuencias sísmicas (una secuencia depositacional identificada en los datos sísmicos) permite la subdivisión estratigráfica de una cuenca sedimentaria para ser elaborado en detalle y esto ha demostrado ser de gran valor como una herramienta analítica para exploradores en busca de nuevas perspectivas para perforar.

2.1.5.2 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 llamado estratigrafía de secuencia alta resolución. Se trata de la determinación de secuencias sedimentarias del núcleo, registro, y estudios de afloramiento (véase Figura 24).

Las superficies delimitadoras lateralmente extensas, reconocidas se encuentran típicamente para corresponder a las partes superiores y bases de depósito de las barreras de permeabilidad en intra-yacimientos. También proporcionan el "sobre" que contiene los episodios de deposición discretas. Esto muestra claramente el valor de utilizar un análisis de la secuencia estratigráfica como el marco de la construcción del esquema geológico para un yacimiento. 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.

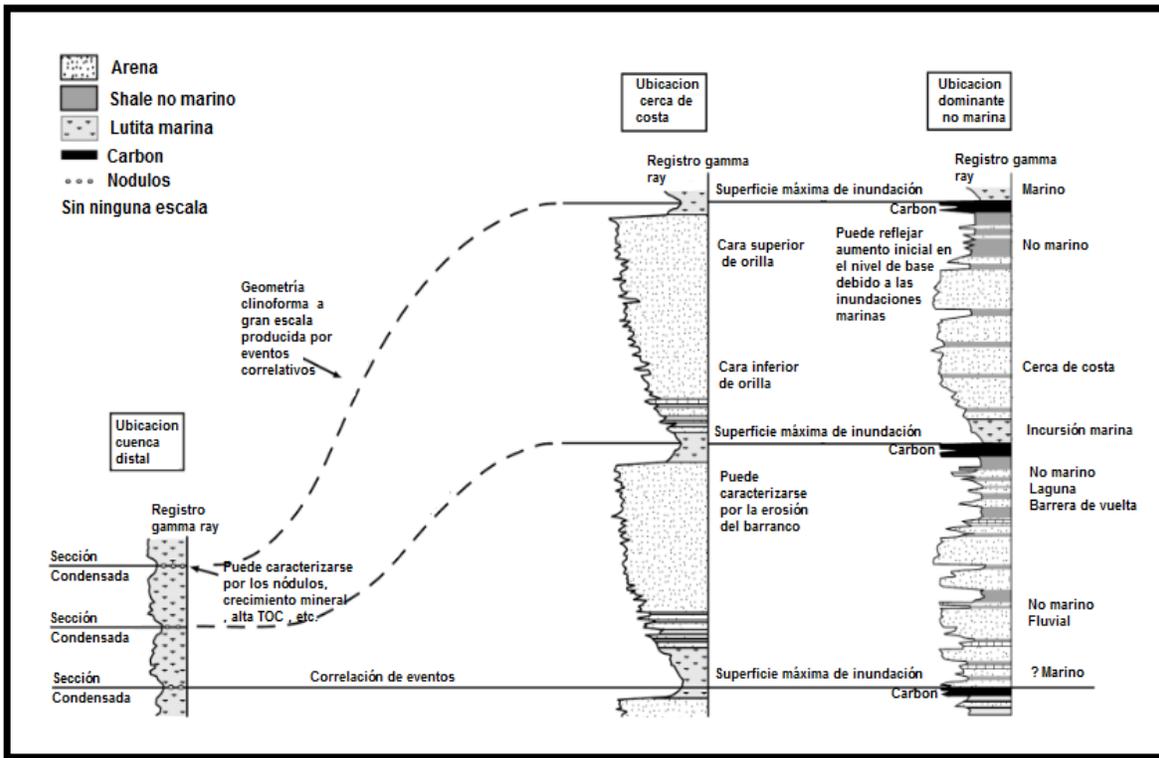


Figura 24. Secuencia genética estratigráfica.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

2.1.5.3 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 (véase Figura 25).

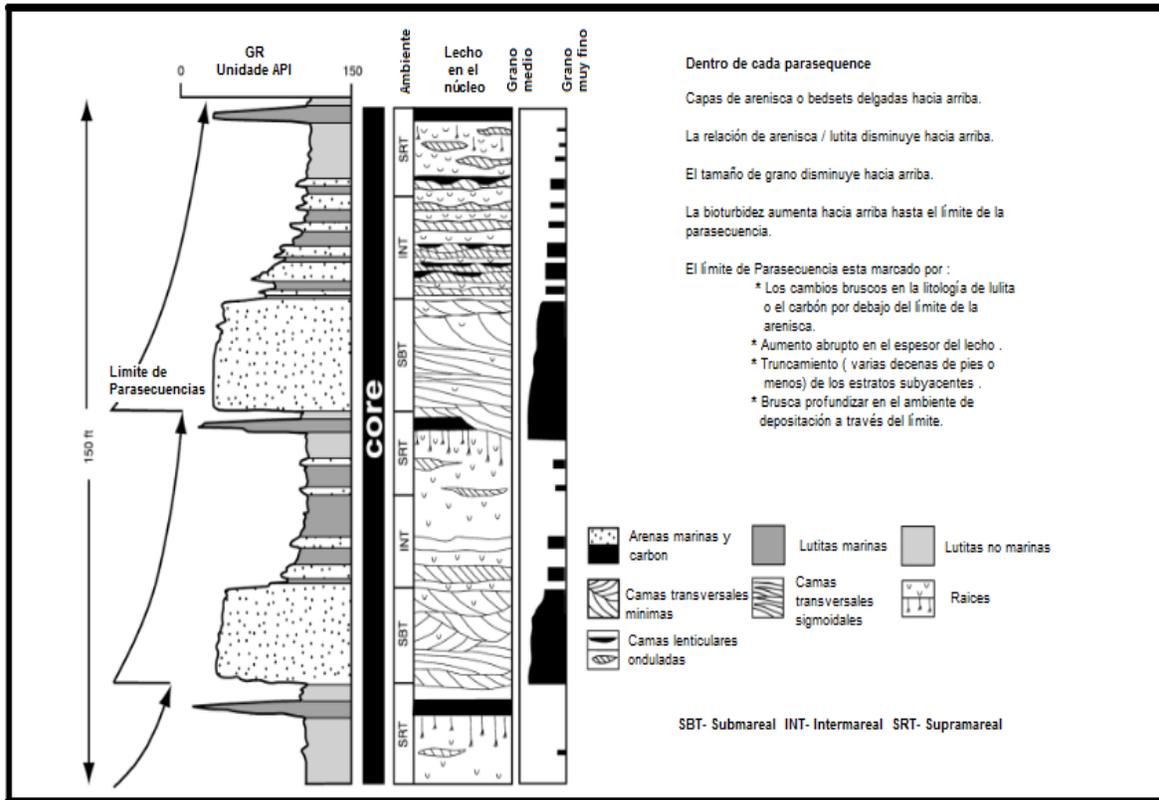


Figura 25. Parasecuencias.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

Una superficie de inundación marina es una superficie que separa los más joven de los más antiguos a través de la cual existe evidencia de un aumento brusco de la profundidad del agua. La definición de una parasecuencia no se refiere a su variación de grosor, sin embargo esto puede ser en una escala de metros a decenas de metros, y algunas veces más grueso (véase Figura 26).

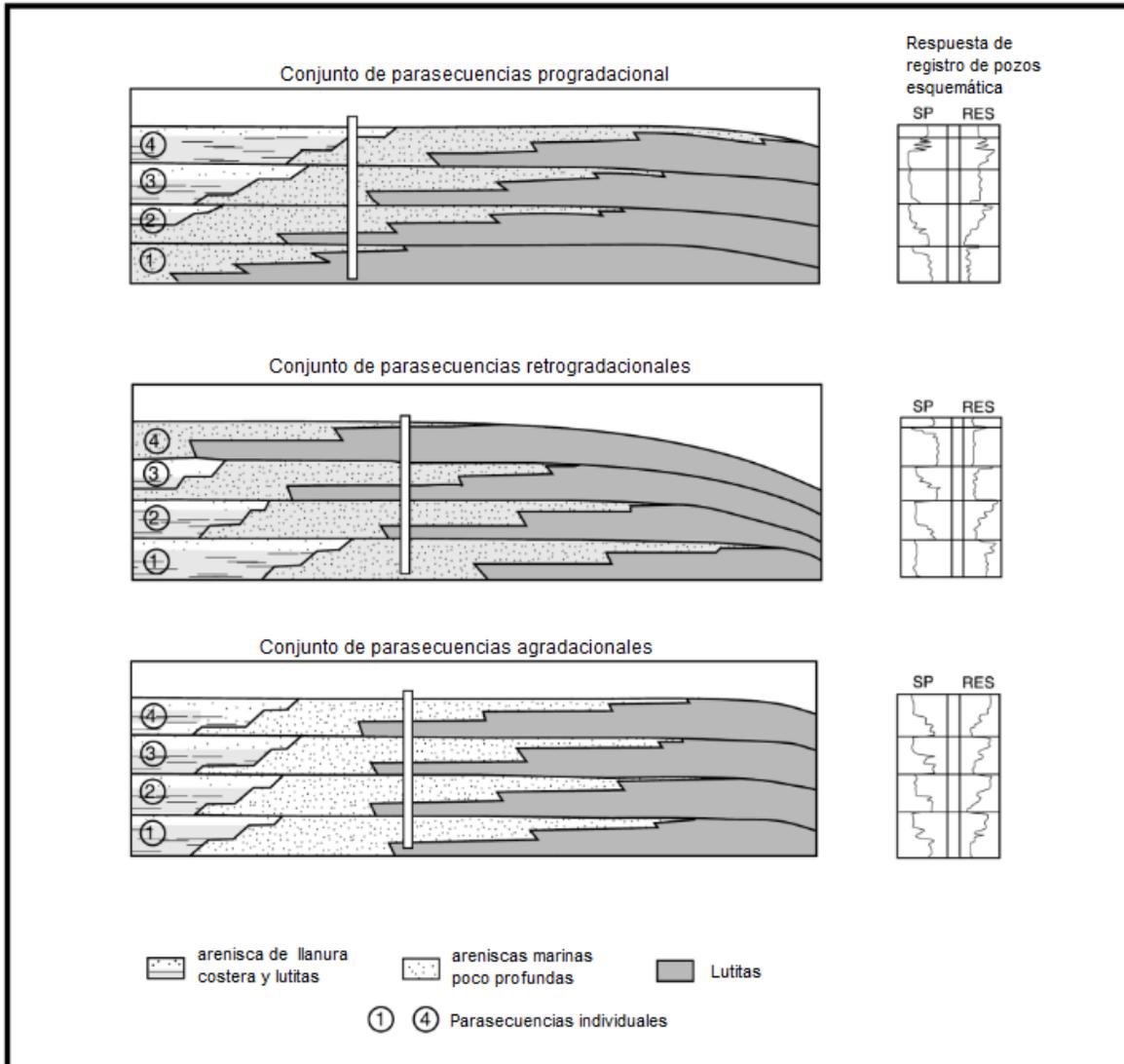


Figura 26. Conjunto de patrones de apilamiento en parasecuencias.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

2.1.5.4 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.

Se debe tener cuidado al ser tomado para establecer que un cambio hacia arriba para facies fangosas es el resultado de un evento de inundación y no es el resultado de una progresión de facies laterales de la depositación de arena en aguas poco profundas; por ejemplo, a partir de una roca arenisca barra de defensa a un lutolita lagunar. Esto es más fácil de establecer en núcleos que en los registros. Sin embargo, aun cuando la mayoría de registros están disponibles, la correlación de registros de pozos puede ayudar como superficies de inundación marina. El establecimiento de secuencias, o su equivalente en los sedimentos no marinos es más difícil. Sin embargo, se consideran que los acontecimientos de hiato en los sedimentos continentales pueden ser reconocidos y que se deban a un rápido cambio climático o un cambio en el nivel de base. Tales características incluyen discordancias erosivas subaerial, lacustres y paleosuelos regionales.

2.1.5.5 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 27). 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.

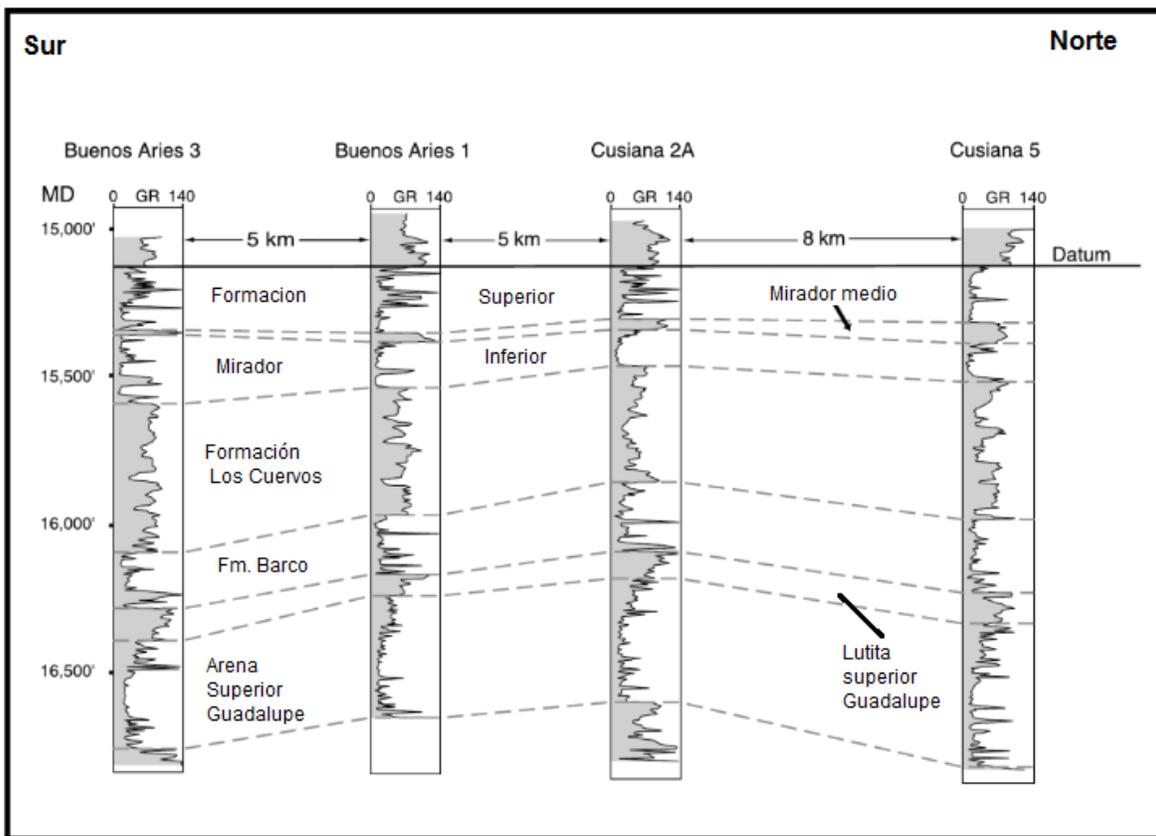


Figura 27. Correlación de registros de pozos en el campo Cusiana.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

Los principales registros utilizados en la correlación son los registros de rayos gamma, resistividad, sónico, densidad y neutrón. Otros registros también pueden ayudar. Una gráfica de correlación se hace cortando un pegado de registros de pozos en una hoja de papel o utilizando un software. Los registros se cuelgan de un dato, la parte superior del yacimiento, por ejemplo, o un marcador horizontal como el nivel del mar. Las líneas se dibujan en la gráfica de correlación de registros que conecta la parte superior de cada secuencia entre los pozos. Una vez que la correlación se ha definido, una tabla de los topes del yacimiento es hecha para cada una de las unidades. Esto se utiliza como el conjunto de datos para hacer mapas de profundidad y espesor de las unidades del yacimiento.

2.1.5.6 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 las 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 (Tabla 8).

Tabla 8. 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 complejos 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 los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

Los yacimientos por capas consisten en unidades de arenisca lateralmente extensa que no tienen discontinuidades significativas o cambios en la permeabilidad horizontal (véase Figura 28). 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 tendrá una buena conectividad areal, y la inyección de agua se traducirá en un barrido areal eficiente.

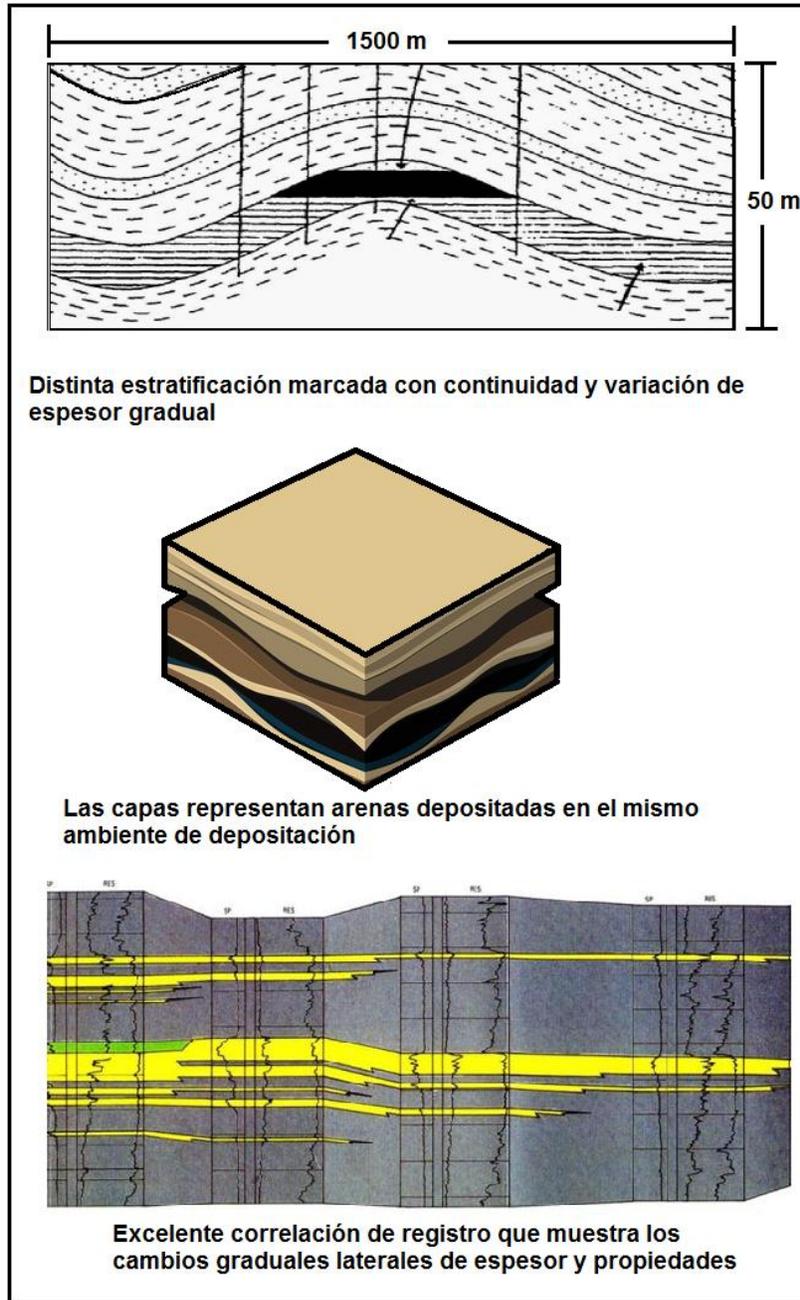


Figura 28. Yacimiento en capas

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

Los yacimientos rompecabezas se componen de una serie de cuerpos de arena que encajan entre sí sin espacios importantes entre las unidades (véase Figura 29). Un cuerpo bajo o no permeable de vez en cuando puede estar 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.

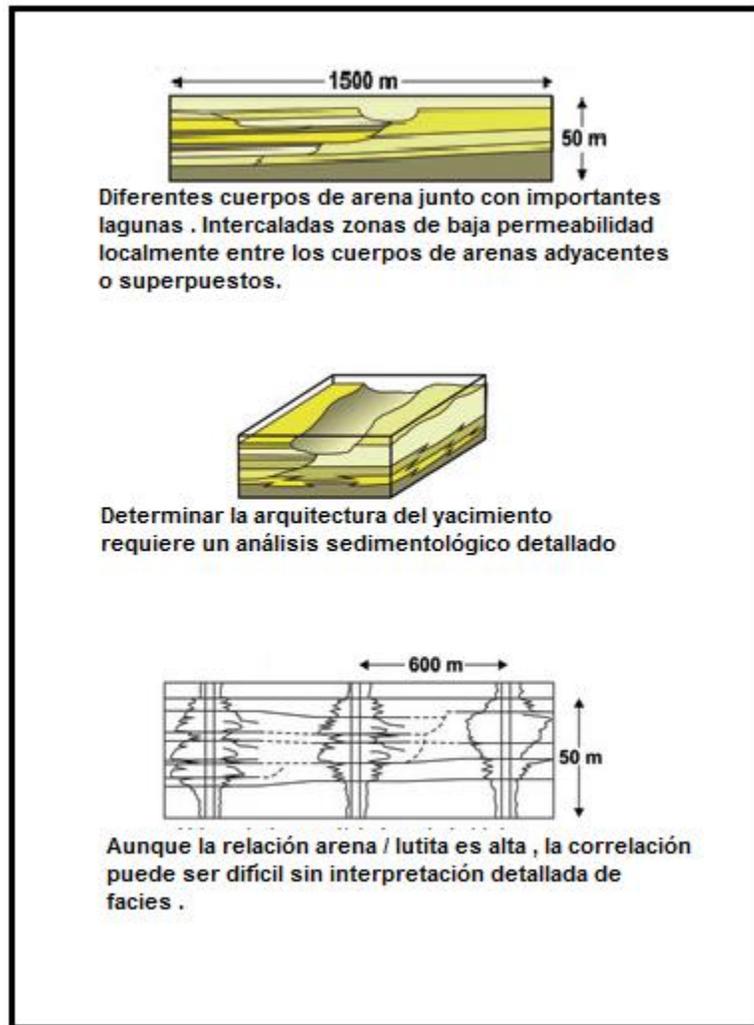


Figura 29. Yacimiento en rompecabezas

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

En la inyección de agua, habrá algunos callejones sin salida del yacimiento que será anulada y el petróleo puede ser atrapado. Los yacimientos del laberinto son complejos arreglos de las barras de arena, lentes y canales (véase Figura 30). Una correlación detallada sólo es posible en estos sistemas de depósito con

espaciamientos estrechos así, si es posible en absoluto. 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. La planificación de configuraciones inyector-productor será problemático debido a que la conectividad entre los cuerpos de arena a menudo será poco conocida. Los pozos de inyección y producción serán difíciles de localizar con exactitud, y, en algunos casos, pueden ser aislados en diferentes cuerpos de arena.

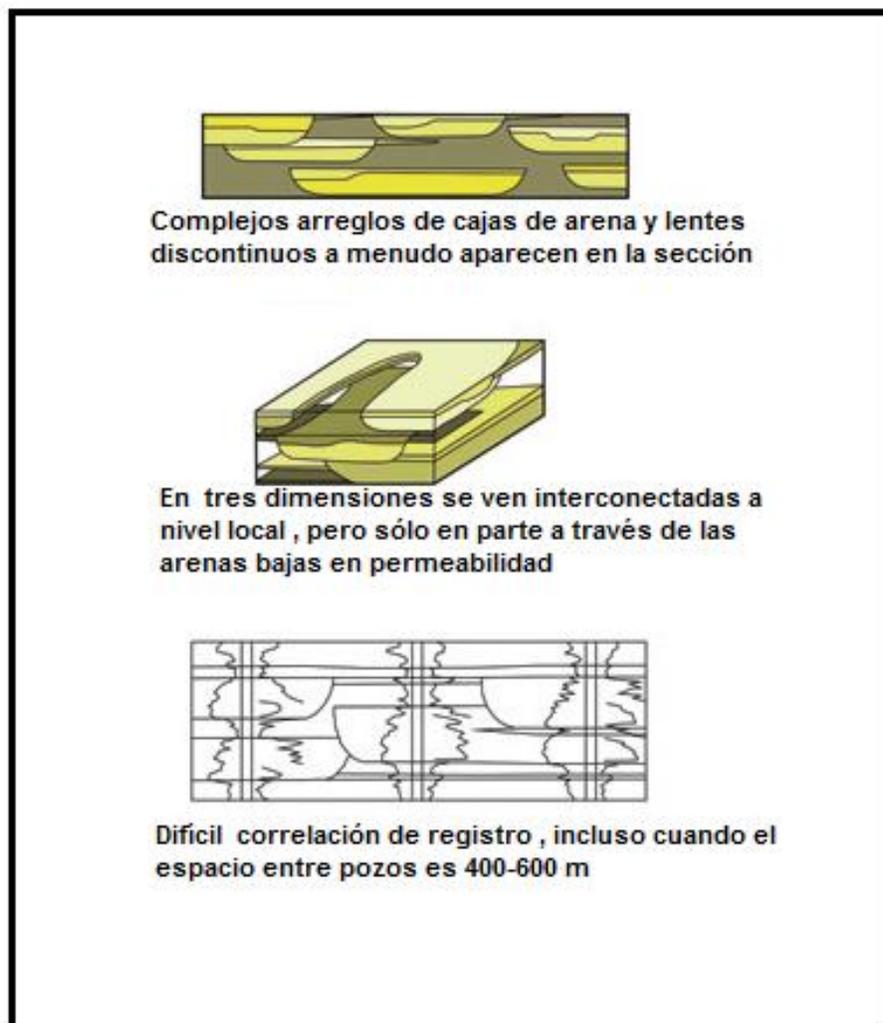


Figura 30. Yacimiento en laberinto

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

2.1.5.7 Bioestratigrafía

La Bioestratigrafía consiste en la identificación de fósiles con el fin de definir la edad de estratos con fines de correlación. En los campos de petróleo, microfósiles se utilizan porque son lo suficientemente pequeños para ser recuperada a partir de ripios 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). La Bioestratigrafía ayuda a entender la estratigrafía secuencial de una cuenca. Se utiliza en la geología de producción, cuando no es posible correlacionar el carácter del campo de los registros, con un alto grado de confianza. Los diversos marcadores biostratigráficos son registros de pozos y se utilizan para guiar la correlación.

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 31). 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.

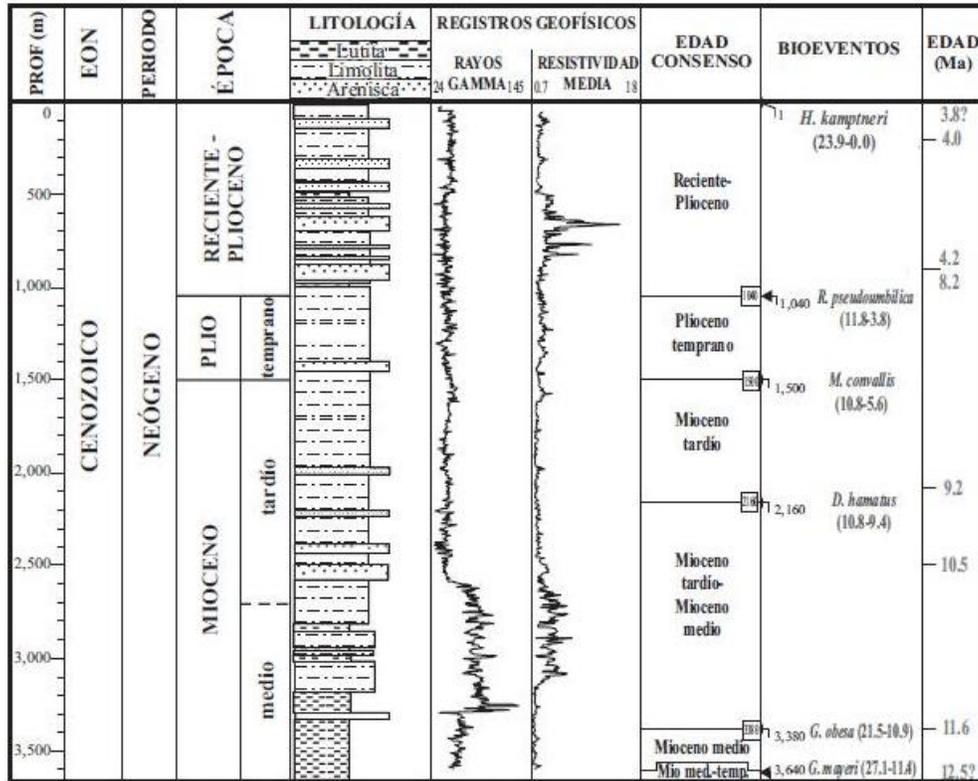


Figura 31. Ejemplo de carta de evento bioestratigrafica.

Fuente: PEMEX exploración y producción (PEP)

2.1.5.8 Anomalías

El geólogo, al hacer una correlación de registros de pozos, puede encontrar que algunos de los pozos no encajan fácilmente en el esquema general. Es posible que a un pozo le falte un marcador de cama en campo amplio, presente en todos los demás pozos; u otro pozo puede tener una sección inusualmente delgada de un intervalo que muestra un grosor de capas en todas partes. Es una buena práctica hacer mapas dibujados del grosor entre los principales horizontes después del primer pase de correlación. Las anomalías se destacan como dianas en los mapas de contorno.

Las anomalías pueden deberse a cuatro causas:

1. Puede haber una correlación mal seleccionada en un pozo particular y esto puede ser obvio cuando la anomalía es reconocido como una diana en los mapas de grosor.
2. El adelgazamiento puede ser resultado de una salida pequeña o de condensación estratigráfica del intervalo sobre un alto sótano pre-existente.
3. Un intervalo puede estar localmente ausente debido a la erosión por debajo de una discordancia regional o un valle o un canal de incisión.
4. Si un ángulo alto verticales penetra una falla normal, la falla cortará un intervalo de la sección estratigráfica. La cantidad cortada dependerá de qué tan grande sea la falla. Con un dipmeter, la imagen y los datos sísmicos pueden confirmar si una falla está presente. Si se pasa por alto una falla al cortar un pozo, los mapas de grosor utilizando los datos del pozo mostrarán un intervalo que es demasiado delgado en el área alrededor del pozo.

2.1.6 Mapas de litofacies

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.

2.1.6.1 Uso de fotografías para el mapeo de litofacies

La práctica de hacer mapas con los análogos modernos es un método eficaz para llenar los vacíos en el subsuelo. Los análogos modernos, muestran la interrelación geométrica de varios cuerpos sedimentarios; también permiten ver la anchura y la longitud de las diversas macroformas para medirlas fácilmente. Sin embargo,

existen limitaciones en el uso de análogos modernos. Ciertas macroformas carecen de potencial de conservación y no siempre son lo común en el subsuelo debido a la erosión. Las condiciones de hoy en día podrán no ser similares a las condiciones que prevalecen cuando un intervalo de sedimento se forma. En el presente existe un clima específico, la variabilidad tectónica, la posición relativa del nivel del mar y la tasa de cambio del nivel del mar (véase figura 50).

Debido a que los ambientes depositacionales se extienden sobre un área mayor que el campo, el geólogo debe investigar la sedimentología en la más grande escala para obtener una idea real de los controles de cuenca que influyen en los sedimentos a escala de campo. Las fotografías de satélite están disponibles para consulta en Internet; por ejemplo, Google Earth (www.Earth.google.com). El sitio proporciona una red integrada de fácil acceso de fotografías distribuidas en todo el mundo. Éstas pueden ser examinadas a escala. La Tabla 9 proporciona una lista de algunos análogos de yacimientos potenciales que se pueden ver en las fotografías de satélite.

Tabla 9. Ubicación de algunos yacimientos potenciales actuales.

Ambiente depositacional	Ubicación	Latitud	Longitud
Campo de dunas del desierto	Namibia	24°49'27.07"S	15°22'50.95"E
Dunas Barchan	China	39°51'13.70"N	102°35'24.13"E
Lago Sabkha	Tunisia	33°41'28.31"N	8°28'21.40"E
Abanico Aluvial	Estados Unidos	36°10'42.30"N	116°54'12.46"W
Río Trenzado	Madagascar	21°45'32.20"S	43°53'57.55"E
Río Trenzado	Nueva Zelanda	43°42'57.69"S	171°57'56.03"E
Zona de curva	Rusia	58°49'39.10"N	81°30'57.08"E
Zona de curva	Brasil	6°55'21.12"S	64°39'25.27"W
Delta de dominación fluvial	Estados Unidos	29°08'59.92"N	89°03'50.92"W
Delta dominada por ondas	Egipto	31°00'49.72"N	31°11'27.04"E
Delta dominada por ondas	Brasil	21°37'51.28"S	41°03'04.50"W
Delta dominada por mareas	Papua y Nueva Guinea	8°34'51.89"S	143°25'20.90"E
Plano de marea clástico	Netherlands	53°11'31.51"N	4°59'52.95"E
Línea de costa de barrera	Estados Unidos	36°02'30.32"N	75°46'33.57"W
Plano de cadena de playa	México	21°56'28.24"N	105°34'13.71"W
Laguna y arrecife de coral	Turcos y Caicos	22°45'57.95"N	74°10'43.93"W
Ooid de bajo fondo	Bahamas	25°16'01.93"N	78°08'55.80"W

Carbonato de plano de marea	Bahamas	25°01'17.43"N	78°10'53.89"W
------------------------------------	---------	---------------	---------------

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology AAPG

2.1.6.2 Geomorfología sísmica tridimensional 3D

Puede ser posible en circunstancias favorables obtener información sedimentológica a partir de datos sísmicos (véase Figura 32). Para que esto suceda, los cuerpos sedimentarios deben ser de un espesor suficiente, en relación con la frecuencia sísmica. Ellos también tendrán que mostrar un contraste de impedancia acústica lo suficientemente grande como para que puedan ser vistos en las secciones sísmicas.

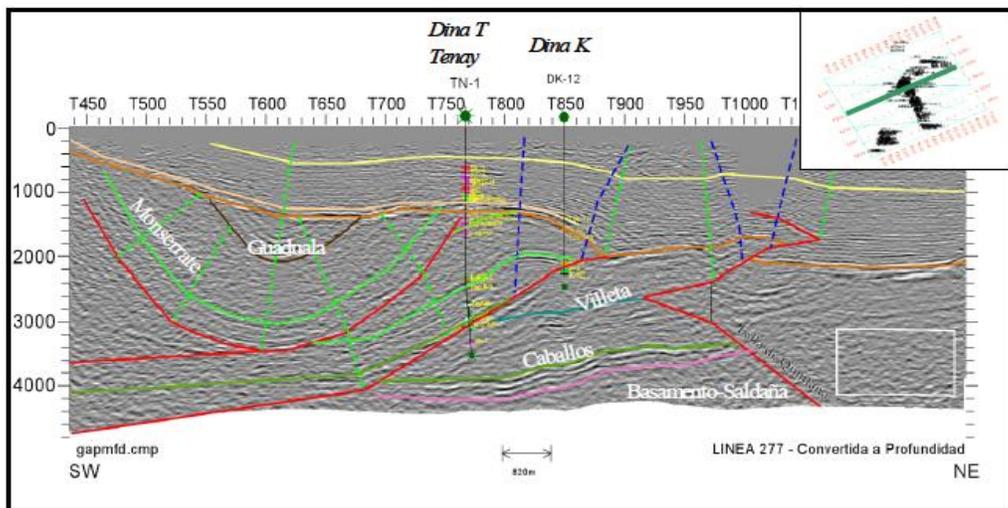


Figura 32. Línea sísmica que muestra las estructuras productoras del campo Tenay y el campo Dina Cretáceo.

Fuente: Perforación de avanzada del campo tenay (vsm). Aplicación de modelamiento geológico en la definición de una trampa sutil.

Para que un cuerpo de arena pueda ser detectado con datos sísmicos, debe ser lo suficientemente gruesa como para ser sísmicamente resoluble (decenas de metros de espesor) y rodeado de lutita. Los geofísicos pueden crear mapas de amplitud de un horizonte muy rápidamente por auto-rastreo de un tope en una estación de trabajo. Después de haber recogido unas pocas líneas representativas para definir

el horizonte, los procedimientos de software del computador interpolan el horizonte en todas partes.

Las aguas marinas profundas de pozos suelen mostrar contrastes litológicos de cuerpos de arena y las que encierran profundas zonas de barro con rocas marinas. Éstos permiten a las areniscas ser reconocidas en la amplitud de horizonte de rebanada y muestra semblante.

Los Patrones geométricos permiten que los ambientes de yacimiento sedimentario sean reconocidos para poder elegir a veces por análisis de facies sísmica. El análisis de facies sísmica consiste en el análisis del carácter sísmico para ayudar a predecir la deposición del ambiente. Un método que utiliza un análisis de redes neuronales por computador es el del carácter de la forma de onda dentro de un generador de datos sísmicos. Se hace un mapa mostrando la distribución espacial de las clases de caracteres de forma de onda, y esto puede ser correlacionado con la variación de litofacies. La descomposición espectral es una forma de romper una traza sísmica en sus frecuencias de componentes discretos. Ciertas características estratigráficas han sido escogidas porque están sintonizadas con mayor sensibilidad a las frecuencias específicas a pesar de que pueden no ser evidentes en la traza sísmica en su conjunto.

2.1.6.3 Determinación de la topografía de la cuenca

Varios mapas puede que se construyan 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.

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 33).

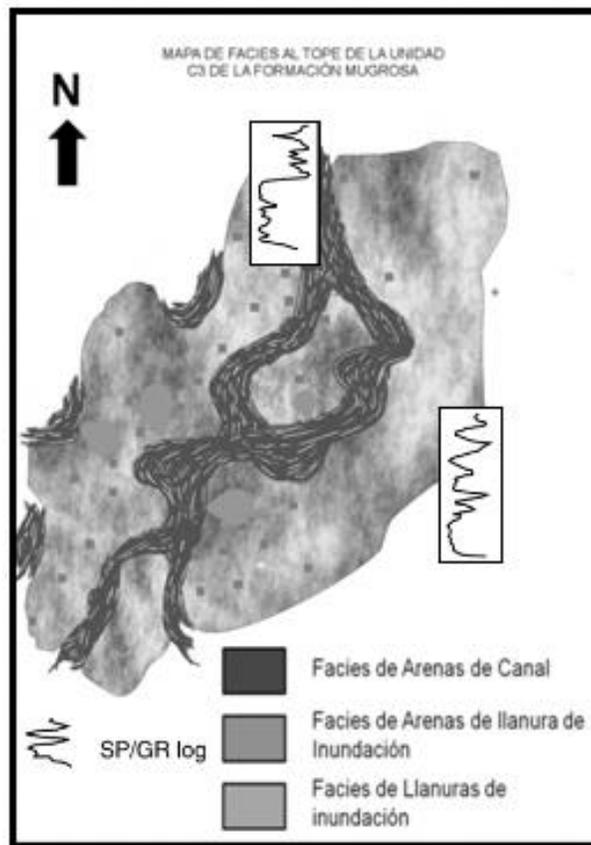


Figura 33. Mapa registro de facies unidad C3 formación la Mugrosa

Fuente: Análisis estratigráfico para las arenas de la formación mugrosa en área piloto del campo llanito

2.1.7 Análisis de las propiedades de las rocas

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.

2.1.7.1 Propiedades y clasificación por tipos de rocas

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.

Un ejemplo en el que se utilizaron los tipos de roca se encuentra en el yacimiento de carbonato Malampaya Camago, en la isla de la costa de Palawan en Filipinas. Allí definieron por Litofacies, pero éstos no se ajustaban a los grupos discretos en

términos de propiedades de la roca. Se evidenciaban relaciones no lineales de porosidad y permeabilidad. Por litofacies individuales se muestran un rango de propiedades del yacimiento que son controlados por el mayor grado de sobreimpresión diagenética en lugar del carácter de sedimentación. Por lo anterior, se definieron cinco tipos de roca, caracterizados por una combinación de la geometría de los poros, la conectividad de poros en la garganta y los puntos de corte de permeabilidad del núcleo. Cada tipo de roca muestra una geometría de poro característico y valores distintivos para porosidad y permeabilidad (Tabla 10).

Tabla 10. Tipos de roca del yacimiento carbonatado de Malampaya-Camargo.

Tipo de roca	Geometría de poro	Porosidad Promedio (%)	Permeabilidad Promedio (md)
1	Conectado intergranular y moldico	24.6	139
2	Dominantemente moldico o finamente intergranular	20.8	25
3	Pobremente conectado moldico	16.5	3.5
4	No conectado moldico, pobremente conectado intergranular	7.4	0.5
5	No conectado moldico, intergranular	4.0	0.04

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology AAPG

2.1.7.2 Análisis estadístico de las propiedades de las rocas

Las propiedades de las rocas se analizaron de acuerdo a las litofacies o tipos de roca. El análisis estadístico se utiliza para comprender el alcance y la distribución de las propiedades de las rocas en este nivel (Tabla 11). Se encuentra a menudo que las propiedades de la roca se agrupan como un grupo discreto dentro de un rango específico de valores que muestran una de las formas de distribución simples de la estadística clásica. Este comportamiento ayuda al geólogo de producción en la tarea de construir un modelo de propiedades de las rocas de campo amplio. La relación entre las propiedades de las rocas y litofacies dentro del rango del pozo entonces se puede aplicar en la escala de yacimiento para construir un modelo de propiedades de las rocas acondicionado al modelo de litofacies. El alcance y la distribución de los valores de un análisis estadístico de los datos del pozo se replicarán para el modelo de propiedades de las rocas de campo amplio.

Tabla 11. Términos estadísticos comunes.

Término estadístico	Definición
Media aritmética	Mide la tendencia central de un conjunto de datos. Es igual a la suma de los valores dividida entre el número de valores: $(x_1+x_2+x_3+\dots+x_n)/n$
Media geométrica	Igual a la raíz n-ésima del producto de todos los valores, donde n es el número de valores: $(x_1*x_2*x_3*\dots*x_n)^{(1/n)}$
Media armónica	Igual al número de valores dividido entre la suma de los recíprocos de los valores: $n/(1/x_1 + 1/x_2 + 1/x_3 + \dots + 1/x_n)$
Moda	El valor mostrado que más se repite.
Mediana	El valor que divide el intervalo en dos partes, con la mitad de los valores mayor y la otra mitad más pequeña que la mediana.
Desviación estándar	Una medida de la dispersión de datos alrededor de la media; su símbolo es σ .

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology AAPG

- Histogramas

Los histogramas se utilizan para analizar gráficamente la distribución de los datos de propiedades de las rocas. Los valores de los datos se agrupan en bloques de intervalos regulares desde bajo hasta alto. El número de valores que se producen en cada grupo es la frecuencia y esto se registra en el eje vertical (véase figura 34). El eje vertical también se puede definir como la frecuencia relativa, el número de puntos en cada grupo es expresado como fracción decimal o un porcentaje del número total de puntos de datos. Una estrategia para agrupar los datos con un eje de frecuencia relativa es conocida como una distribución de frecuencia relativa.



Figura 34. Valores de permeabilidad horizontal medidos en corazones del pozo Infantas-1613, cuenca Valle Medio del Magdalena.

Fuente: Cuenca Valle Medio del Magdalena, ANH

Histogramas y gráficos de frecuencias relativas muestran cómo una propiedad específica varía de roca dentro del pozo. Ellos muestran el rango de valores para los datos, indicando cuáles son los valores más comunes, y dando una idea de lo que puede ser puntos “malos” de datos que se producen como valores extremos o atípicos.

Los histogramas con formas complejas pueden ser los resultados de la mezcla de varias poblaciones de datos diferentes. A veces, cuando los datos se desglosan por una clasificación más detallada de litofacies, las formas más simples de histogramas pueden llegar a ser evidentes. Por ejemplo, el modelo de distribución de los valores en un histograma puede demostrar que la propiedad bajo análisis es una combinación de dos elementos superpuestos, tales como dos litofacies separadas (véase figura 35).

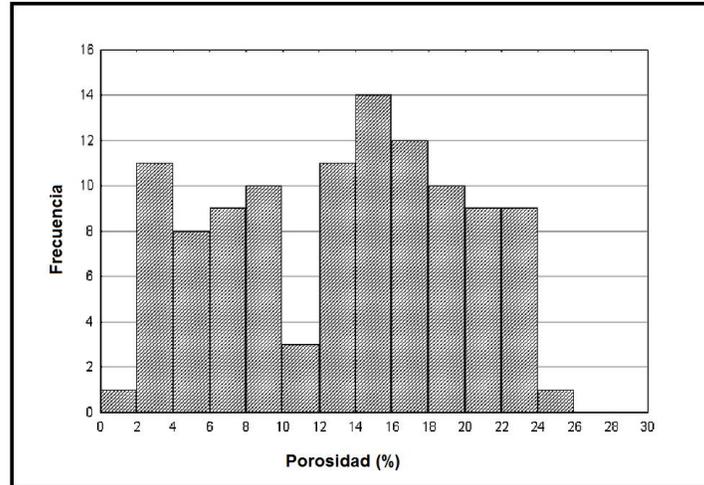


Figura 35. Histograma que muestra una distribución bimodal de los valores en torno a dos picos separados.

Fuente: https://www.researchgate.net/figure/254514119_fig5_Fig-8-This-histogram-illustrates-the-bimodal-nature-of-the-porosity-distribution-and

Los histogramas ayudan a reconocer la forma ideal de la distribución de datos. Si las partes superiores de las barras en un histograma se unen con una línea continua, se formara una curva. Esta curva de la distribución se asemeja comúnmente a una forma simple, como los contornos de una campana. Los estadísticos describen estas líneas como una aproximación a la distribución ideal. La curva mostrada por esta distribución ideal se puede utilizar para predecir la probabilidad de que una ocurrencia determinada de una propiedad se encontrará dentro de la población de datos. El más común es una forma de campana que muestra una distribución simétrica alrededor de la media. Esta se refiere como una distribución normal o distribución "gaussiana". El pico de una distribución normal se corresponde con el valor medio.

Una distribución normal muestra una forma ideal que presenta aproximadamente 68% de los valores de los datos dentro de un intervalo de una desviación estándar en cada lado de la media (véase figura 36). La desviación estándar es una medida de la dispersión de los datos alrededor de la media. Poco más de 95% de los valores de los datos se produce dentro de un intervalo igual a 2 desviación estándar de cada lado de la media, y 99,7% de los valores de datos se encuentran dentro de 3

desviaciones estándar a cada lado de la media. Una distribución normal puede ser completamente definida por 2 parámetros: la media y la desviación estándar.

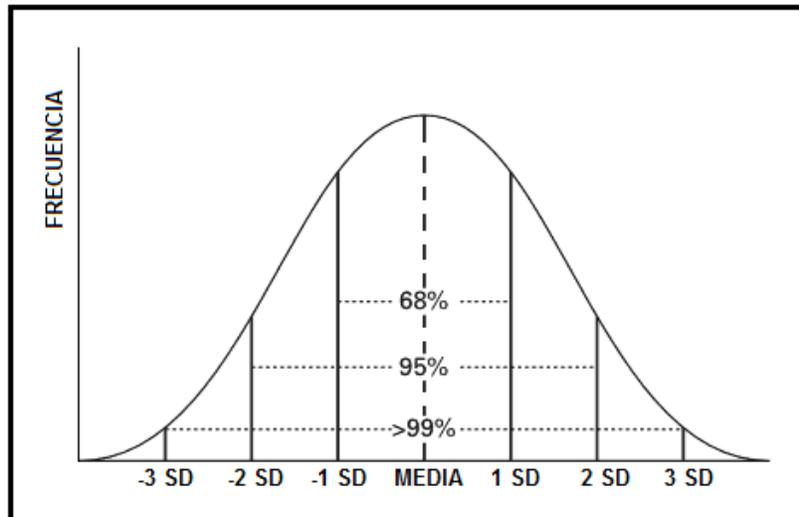


Figura 36. Distribución normal

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

Aunque las mediciones de los pozos comúnmente forman un grupo distribuido normalmente, algunos pueden mostrar una distribución logarítmica normal. Esta es una distribución de probabilidad en la que el logaritmo de la variable se distribuye normalmente. Este tipo de curva muestra una disposición asimétrica de las variables en una distribución de probabilidad continua con un pequeño número de valores más grandes y un mayor número de pequeños valores (véase Figura 37). La media, la moda y la mediana trazan valores en diferentes partes de la curva logarítmica normal.

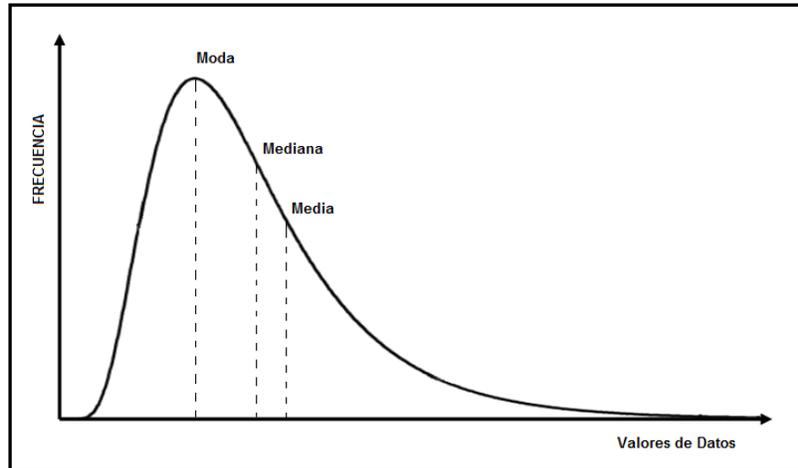


Figura 37. Distribución lognormal

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

2.1.7.3 Caracterización de la porosidad

- 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 38). Otros tipos de yacimientos carbonatados, y en menor medida algunos yacimientos de areniscas, han sabido mostrar estos patrones.

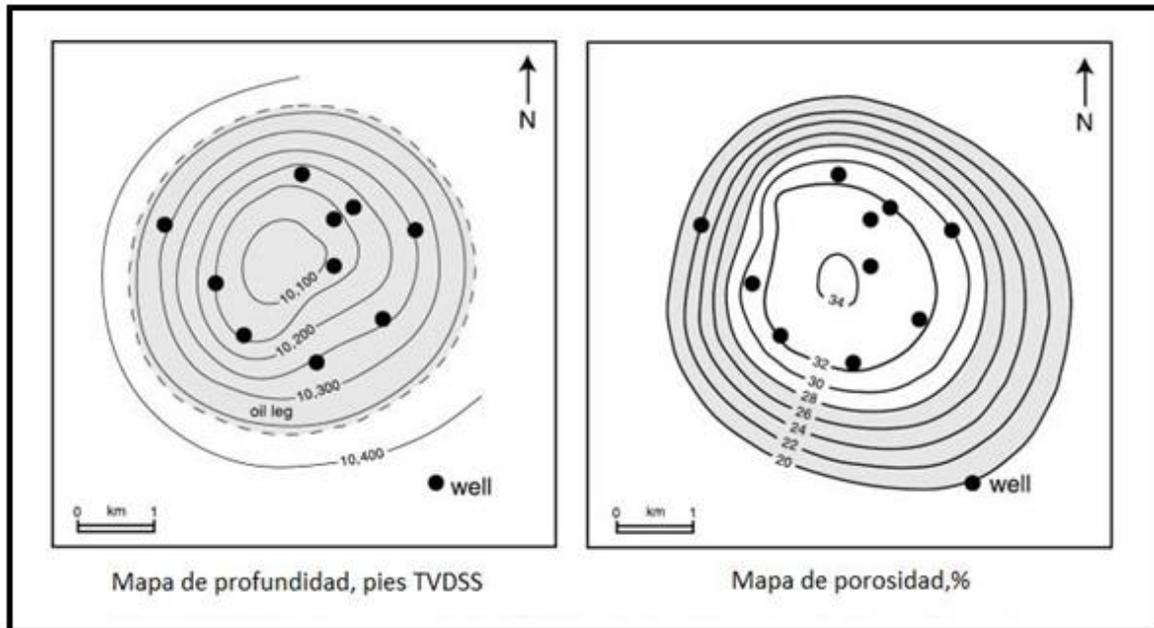


Figura 38. Mapa de profundidad vs porosidad

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

Una teoría para ello es que la cementación resultante desde finales de diagénesis puede ocurrir más o menos al mismo tiempo que la migración de aceite. Otra teoría apoyada por muchos, pero no todos los geólogos es que la disminución de la porosidad y el aumento de la cementación con la profundidad en la roca anfitrión de una columna de petróleo parece reflejar la historia de llenado largo del campo; una carrera por el espacio entre el relleno de hidrocarburos y la cementación de roca.

- 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 inter-granular 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 puede conservar la porosidad significativamente.

- 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. Los valores de datos de IA sísmicamente derivados se correlacionan con datos de porosidad de los pozos en la misma escala en los datos sísmicos. La densidad y la propiedad acústica de muestras del tapón del núcleo se pueden correlacionar con la porosidad del núcleo para calibrar la relación. Si se encuentra una correlación entre IA y la porosidad, esto puede proporcionar una guía para la asignación de la porosidad entre los pozos.

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 geo-estadísticos están disponibles para la creación de ejercicios de la porosidad de los datos de inversión a una escala más pequeña.

2.1.7.4 Caracterización de la permeabilidad

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 derivados de las pruebas así pueden ser marcadamente diferentes a las permeabilidades de núcleo-derivados de los mismos pozos. Esto se debe a la heterogeneidad en la escala de la prueba así, como fracturas, variable transversal, y las fallas sub sísmicas no va a tener una influencia en la escala tapón de núcleo.

Es una práctica común para tomar valores de permeabilidad de tapones de núcleo como los datos básicos para la caracterización de la permeabilidad de mayores volúmenes de pozos. Este proceso implica la ampliación de varios valores de tapón de núcleo a un único valor de permeabilidad del volumen mayor. El método estadístico estándar se utiliza para esto. La permeabilidad total de un volumen de roca es una potencia media en la que el exponente p puede oscilar entre 1 y -1. Sin embargo, puede ser difícil estimarse en la práctica. El enfoque más pragmático es el uso de los métodos de promediado más comunes para la permeabilidad.

La aritmética, la geométrica, de la media armónica se utilizan dependiendo de la naturaleza de la roca. Donde la roca es más o menos homogénea, las propiedades de flujo en la escala tapón de núcleo no son muy diferentes desde el mayor volumen de la roca, por lo que bastará con un promedio aritmético. Tal homogeneidad de mediciones de la permeabilidad no es muy común. Cuando las permeabilidades varían considerablemente a lo largo de la trayectoria de flujo, la media geométrica se utiliza normalmente. Cuando el flujo es ortogonal al plano de estratificación son frecuentemente rocas laminadas, por lo que se prefiere el promedio armónico.

A veces la medición de tapones de núcleo en un intervalo de 1 por 30 cm es demasiado escaso 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.

- Permeabilidad vertical

La Permeabilidad Vertical es la permeabilidad perpendicular a los planos de estratificación. Puede ser una propiedad crucial de la roca controlar el comportamiento del yacimiento, particularmente en yacimientos con intervalos de areniscas gruesas. El fluido que circula a través de un sedimento estará sujeto a dos fuerzas principales. El Flujo a lo largo del lecho estará influido por las diferencias de presión de conducción del flujo. La gravedad actúa verticalmente para separar los líquidos más densos hacia abajo. La relación de permeabilidad vertical a la permeabilidad horizontal dicta la forma en que son barridos los yacimientos. Esta relación se expresa como una fracción decimal de la permeabilidad vertical a la permeabilidad horizontal, el K_v / K_h , relación de K_v .

- Controles geológicos sobre la permeabilidad

Los valores de permeabilidad muestran una relación significativa con el tamaño del cuello de poros que conectan los distintos poros. Los cuellos de poros actúan como estrangulaciones en el flujo a través del sistema de poros. Es común observar una correlación entre el tamaño de grano y la permeabilidad; cuanto mayor sean los granos, y cuanto mayor sean los diámetros de los cuellos de poros es probable que esta clasificación de grano también tenga un efecto sobre la permeabilidad; la permeabilidad tenderá a aumentar con la mejor clasificación. En muchas areniscas, no puede haber una fuerte relación entre la porosidad y la permeabilidad, particularmente donde los cuellos de poros entre partículas no se ocluyen por la arcilla, cementos u otros procesos. Diagramas de porosidad en comparación con la permeabilidad se utilizan normalmente como base para estimar la permeabilidad de los valores de porosidad de registro wire line en pozos sin núcleo. Una línea de

regresión se ajustó a los datos, y una ecuación se deriva relativa de la permeabilidad estimada a la porosidad (véase Figura 39). La relación porosidad permeabilidad es normalmente más pobre en carbonatos, aunque el análisis de textura detallada y la subdivisión en clases de poros pueden ayudar.

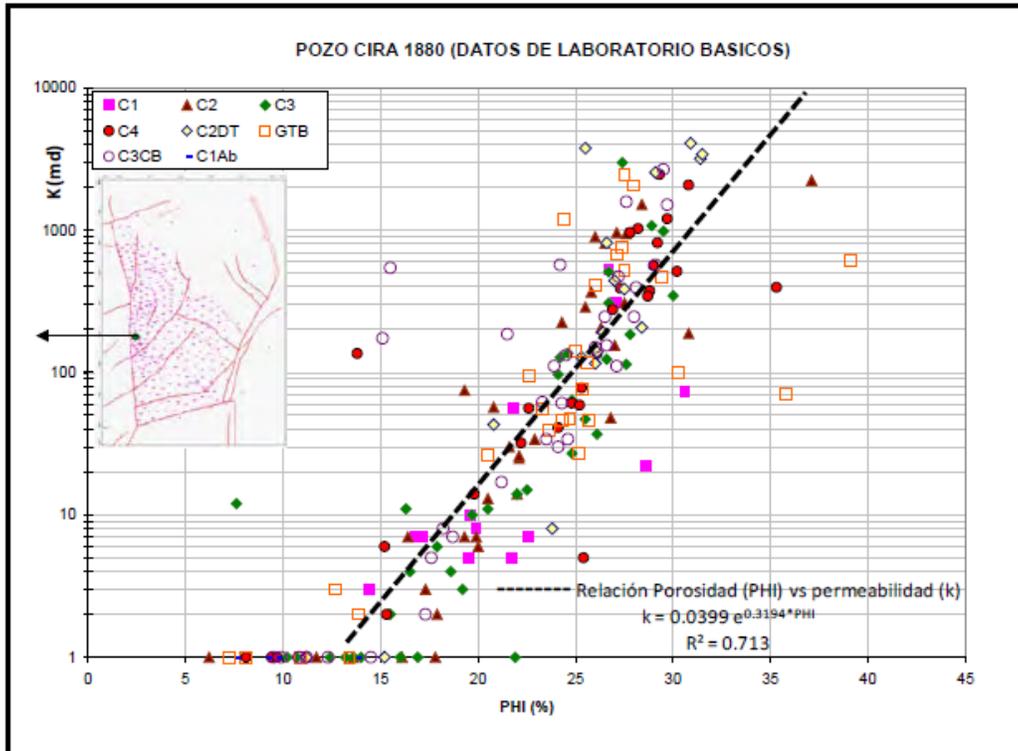


Figura 39. Relación porosidad y permeabilidad pozo Cira 1880.

Fuente: Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona C-Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del Campo La Cira.

2.2 CARTOGRAFIA Y SECCIONES GEOLOGICAS

2.2.1 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.

2.2.1.1 Mapas estructurales

Estos mapas muestran la estructura de una superficie estratigráfica de cómo se representa por los contornos de la profundidad del subsuelo. Los contornos se muestran a intervalos regulares en todo el mapa, cada 20m, por ejemplo. Es importante que en todas las profundidades se haga referencia a un dato común, tal como el nivel del mar. Una profundidad debajo de la superficie se puede medir a partir de diferentes tipos de niveles de referencia. Una práctica común en el sitio de la plataforma es utilizar el piso de perforación como la superficie de referencia para medir bien las profundidades. Diferentes equipos de perforación pueden ser utilizados para perforar los pozos en un campo, cada equipo de perforación que tiene una altura diferente con respecto al piso (también conocida como la elevación de la mesa giratoria). El uso de un dato plano, como el nivel del mar, corrige esta diferencia.

Los mapas de profundidad del subsuelo utilizan profundidades medidas verticalmente a partir de un punto de referencia. Cuando se han perforado los pozos verticalmente, esto no es un problema. Si los pozos son desviados en un ángulo vertical, entonces será necesario convertir las profundidades a lo largo del pozo de sondeo en sus profundidades verticales equivalentes por debajo del punto de referencia. Éstos hacen referencia a las verdaderas profundidades verticales o TVDs. A los TVDs de un dato submarino se le da la PVBNM como abreviación. Las encuestas de desviación se ejecutan en el pozo para determinar la ubicación, orientación, y el ángulo de desviación de la perforación en el subsuelo. Estos son dispositivos de medición utilizando péndulos, acelerómetros, giroscopios para establecer la ubicación del subsuelo en el pozo. El TVD es elaborado a partir de los datos de la encuesta utilizando la trigonometría.

2.2.1.2 Mapas de grosor

Los mapas de grosor son un tipo de mapa común utilizado por la geología de producción (véase Figura 40). 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 41, Tabla 12). 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.

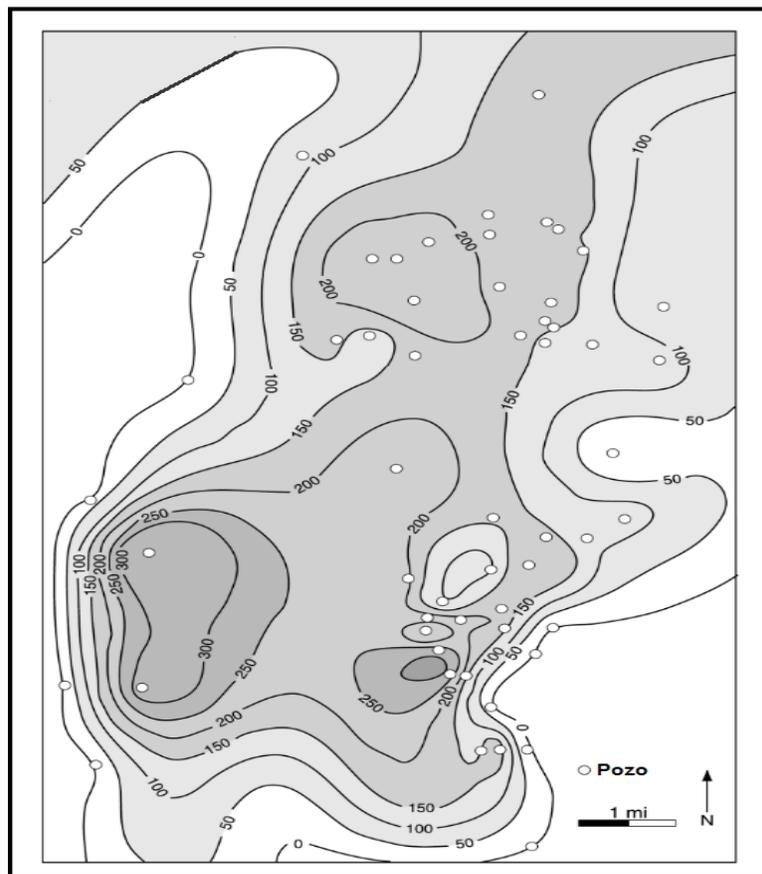


Figura 40. Mapa isocoro.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

Tabla 12. 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 los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

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.

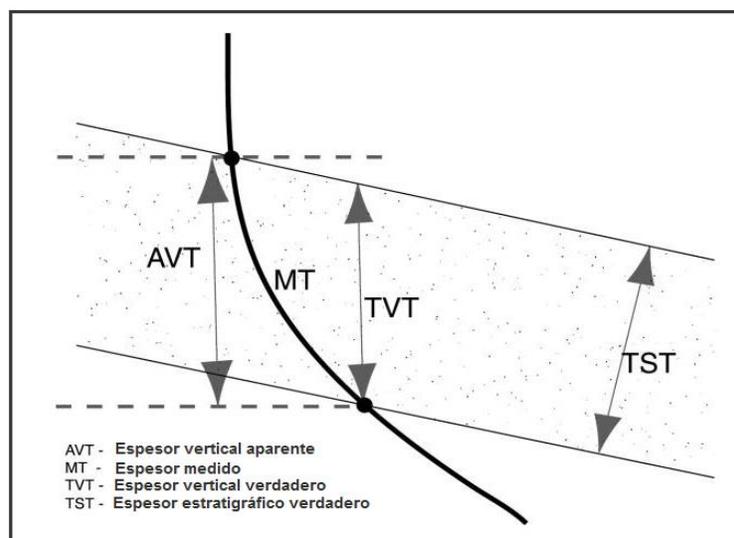


Figura 41. Formas de definir el espesor de una unidad de yacimiento.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

2.2.1.3 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.

2.2.1.4 Cartografía digital

Varios programas de contorno estructural están disponibles para hacer mapas en un computador. Su funcionamiento 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.

2.2.1.5 Secciones estructurales

Las secciones representativas de una estructura muestran una representación de la geología en el plano vertical (véase Figura 42). 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.

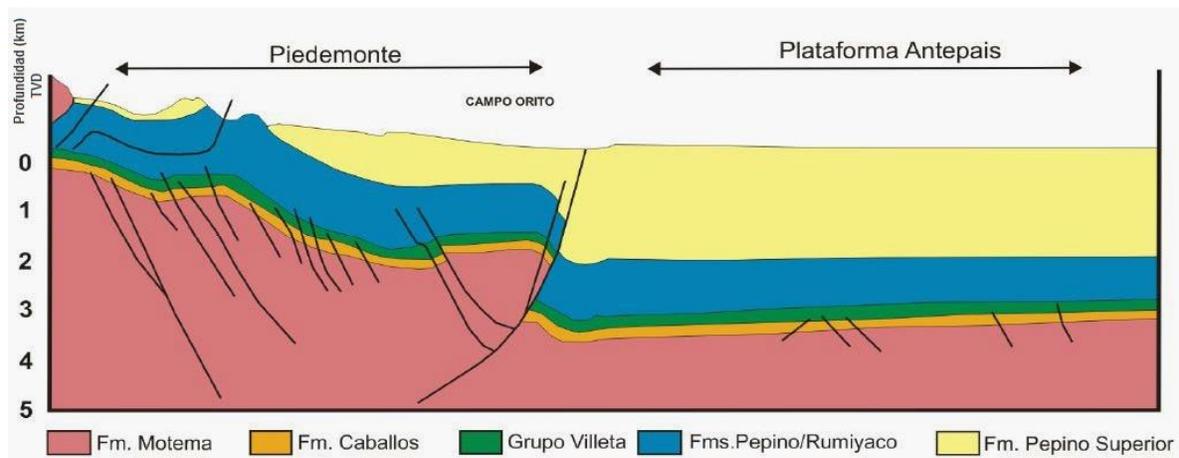


Figura 42. Sección estructural cuenca Caguan – Putumayo.

Fuente: Potencial Hidrocarburífero de Colombia (Resumen + Cuenca 01 Amagá 02 Caguán Putumayo 03 Catatumbo 04 Cauca Patía).

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. 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. 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 fallas. 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 43). 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.

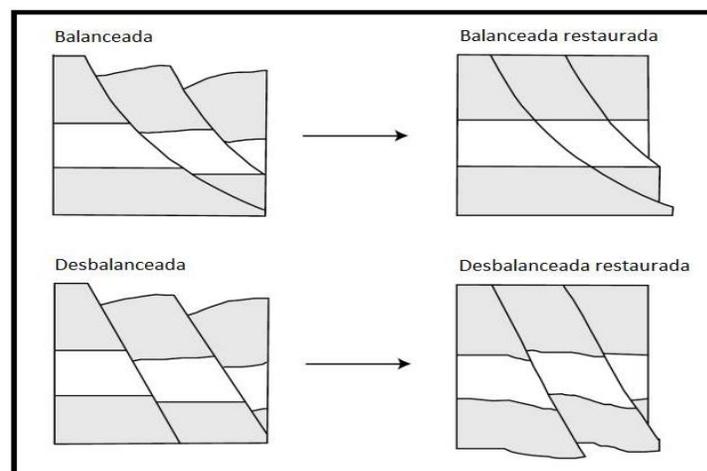


Figura 43. Secciones transversales equilibradas.

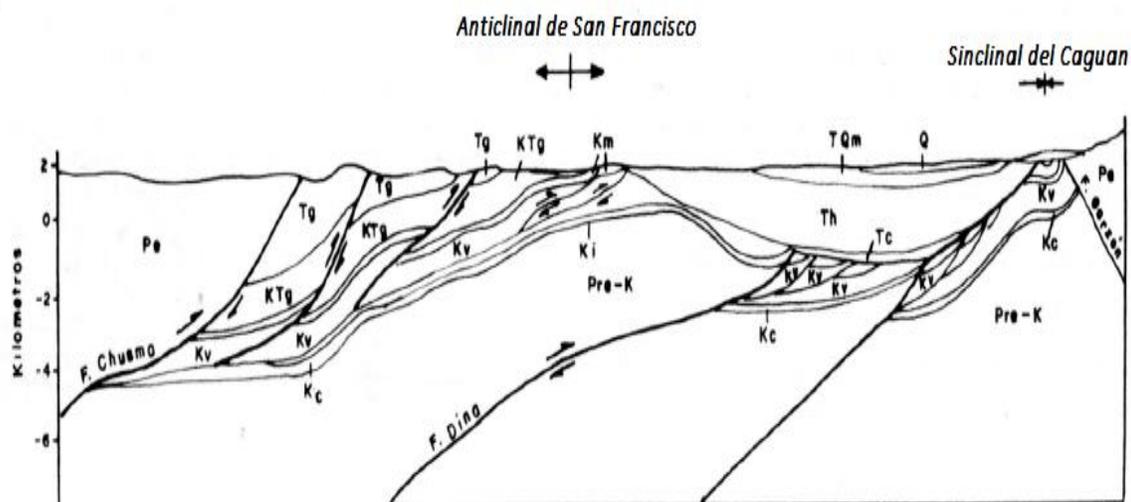
Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

2.2.2 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 al tipo de información que se requiera.

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.

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 44).



Q	Cuaternario
TQm	Formación Mesa (Gigante)
Th	Grupo Honda
Tc	Fm. La Cira (Barzalosa)
Ta	Grupo Gualanday
KTg	Grupo Guaduas
Km	Fm. Monserrate Guadalupe
Kv	Grupo Villeta
Kc	Formación Caballos
Ky	Formación Yavi
Jr	Rocas triásico-jurásicas
Pe	Precámbrico

Figura 44. Sección estructural Valle Superior del Magdalena.

Fuente: Trabajo Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena, Colombia

2.2.2.1 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.

2.2.2.2 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 45)

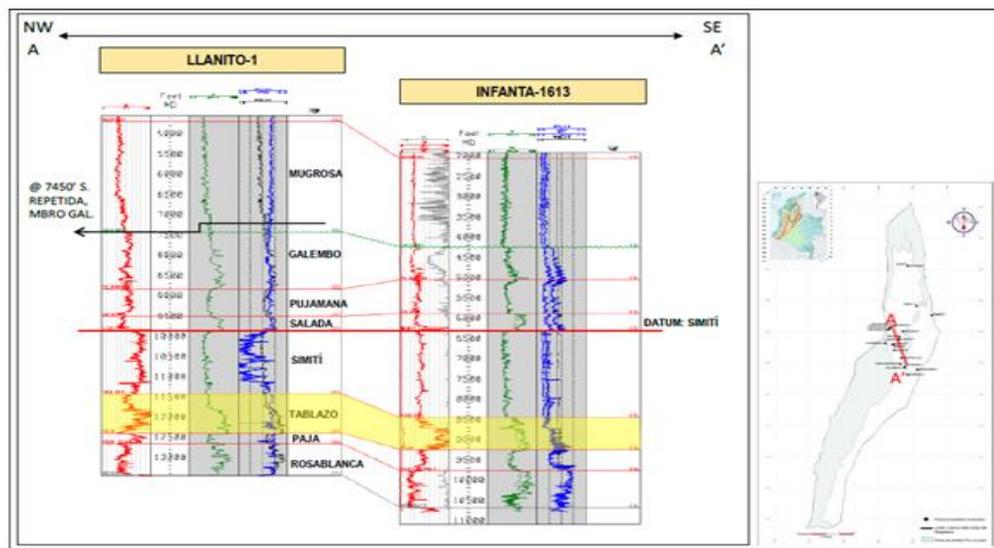


Figura 45. Sección estratigráfica información pozos Infantas-1613 y Llanito-1, cuenca Valle Medio del Magdalena.

Fuente: Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos cuenca Valle Medio del Magdalena (ANH).

Como ejemplo la figura de la sección estratigráfica cuenca llanos orientales (véase figura 46), donde la sección 1-1' incluye los pozos Arauca-2, Arauca-4, Tocoragua-1 y Trinidad-1, realizada con la finalidad de visualizar el comportamiento de la secuencia desde la parte central de la cuenca, hacia el noroeste de la misma. En la sección se pueden visualizar los mayores espesores de la secuencia terciaria y cretácica hacia los pozos Arauca-2 y Arauca-4, con progresivos acuñaientos hacia el sureste, hacia los pozos Tocoragua-1 y Trinidad-1, debido a paleoaltos preexistentes al período precretácico, que controlaron la sedimentación hacia esta zona.

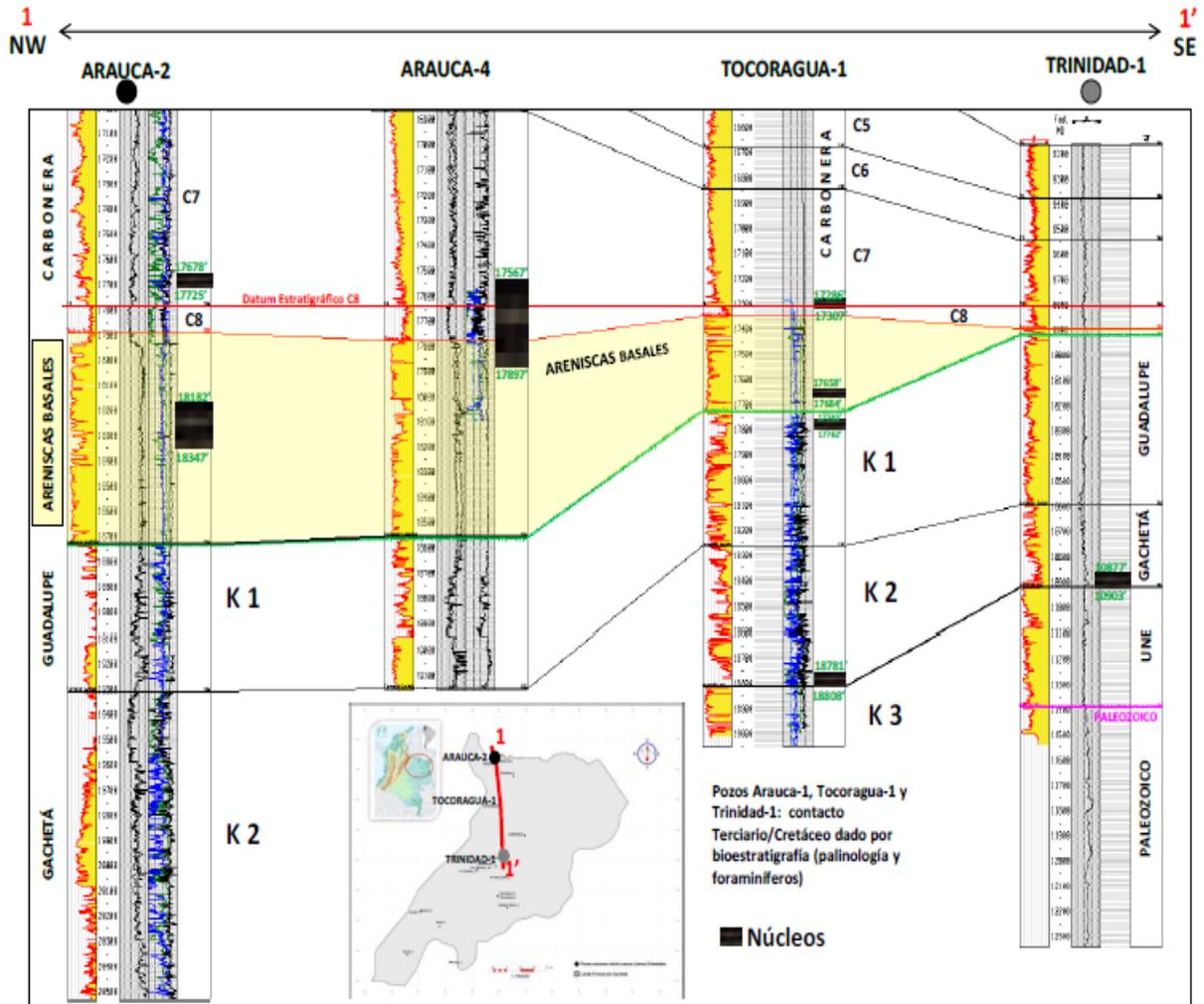


Figura 46. Sección estratigráfica 1-1', cuenca Llanos Orientales.

Fuente: Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos cuenca Llanos Orientales (ANH)

2.2.2.3 Construcción de secciones estratigráficas

Para el diseño de un mallado de secciones adecuado durante un estudio geológico y a falta de mayor 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.

Uno de esos factores de control, es la dirección de sedimentación. Podemos esperar que las secciones en esa dirección, mostrarán relaciones de mayor continuidad lateral entre los eventos sedimentarios.

En la dirección perpendicular a la sedimentación, podemos esperar una buena visualización transversal de los cuerpos sedimentarios. No necesariamente debe restringirse a estas direcciones el diseño de las secciones. En la figura 47, un mallado de secciones no perpendicular, permite una visualización adecuada de la continuidad lateral de los cuerpos arenosos.

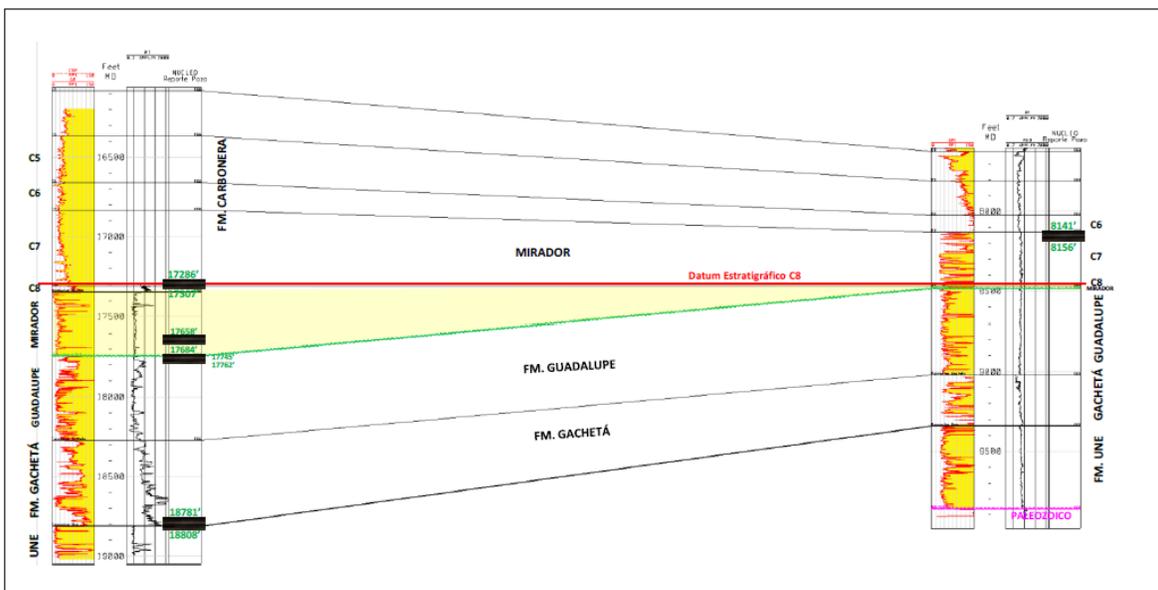


Figura 47. Registro de mallado de secciones.

Fuente: Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos cuenca Llanos Orientales (ANH)

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 podemos obtener información acerca de:

1. Factores geológicos incidentes en un problema de producción.
2. Localizaciones con riesgo geológico.
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. 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.

2.2.2.4 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.

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.

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.

En los casos de estudios geológicos completos, en general se aprovecha el diseño utilizado para el mallado de secciones estratigráficas para la construcción de las secciones estructurales elaborándose además las secciones adicionales necesarias en las direcciones y áreas que requieran mayor detalle.

Una sección estructural muestra las variaciones en posición relativa de elementos en un plano vertical (véase Figura 48). En geología petrolera, estos elementos están en el subsuelo, de allí que hablamos de posiciones relativas en cuanto a profundidad.

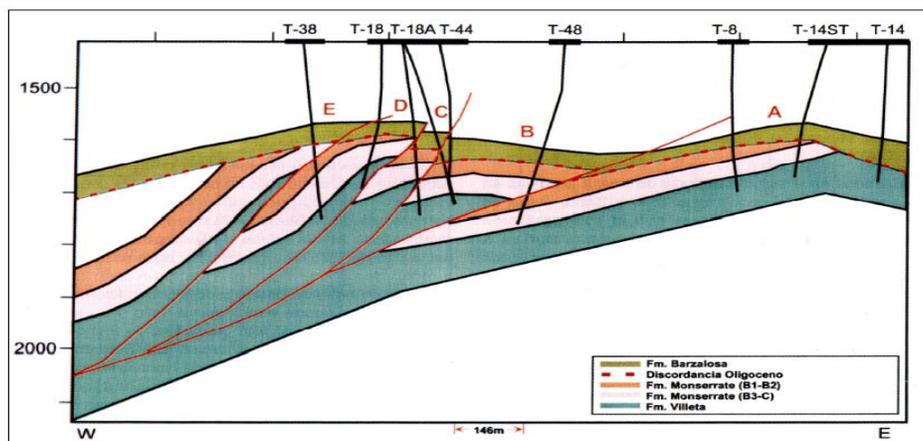


Figura 48. Sección estructural campo Tello.

Fuente: Revaluación del modelo geológico del Campo Tello (Valle Superior del Magdalena) y sus implicaciones en el programa de desarrollo

Nos interesa por ejemplo, la variación de profundidades de una capa determinada. Como "Datum" de referencia clásico, se toma el del mar, al cual asignamos profundidad "O" y a este nivel debemos referir nuestras mediciones. Debemos 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 stratigráfica.

2.3 AMBIENTES SEDIMENTARIOS

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. Los procesos sedimentarios son los causantes del transporte y depósito de los sedimentos. En un medio sedimentario o en parte del mismo puede producirse erosión, no depósito o sedimentación, normalmente alternando en diferentes etapas. El número de medios sedimentarios actuales es finito y pueden ser clasificados

2.3.1 Facies de ambientes fluviales

Los sistemas fluviales se organizan en redes que convergen hacia el mar, la geometría de los canales se disponen en varios tipos morfológicos: rectilíneos, entrelazados, anastomosados, y mandriformes (véase Figura 49), aunque en la

naturaleza existe es una gama de combinaciones entre ellos. Las facies típicas de estos ambientes fluviales están representadas por depósitos de abanicos aluviales, ríos entrelazados y mandrifformes.

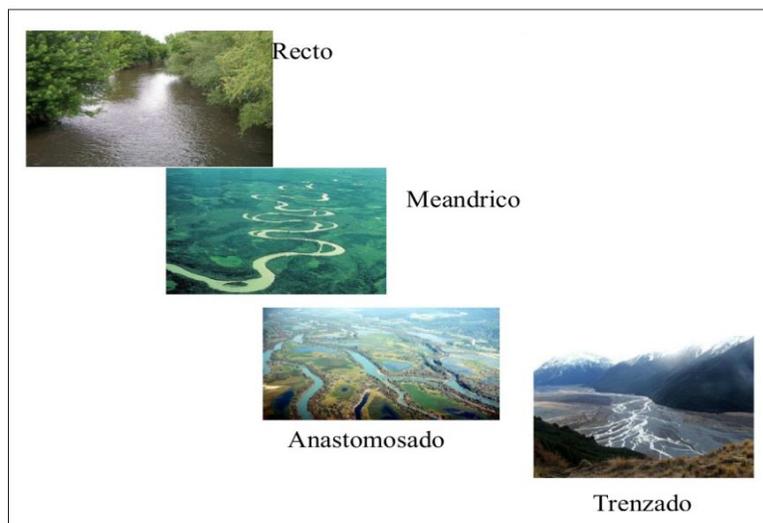


Figura 49. Principales tipos morfológicos de canales fluviales.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Geología de producción PDVSA

2.3.1.1 Abanicos aluviales

La sedimentación está influida por una fuerte pendiente y por el régimen de crecidas fluviales, el transporte de sedimentos es por coladas fangosas, que son una mezcla de agua, arcilla y grava, las cuales se acumulan en la parte alta de los abanicos, y por cauces entrelazados, en los cuales durante las crecientes fuertes, la erosión toma lugar cerca de su ápice y la depositación comienza cuando el nivel del agua baja, luego cuando se produce otra creciente, el material que ya fue depositado vuelve a ser levantado y redepositado, más cerca de las puntas del abanico (véase Figuras 50 y 51).

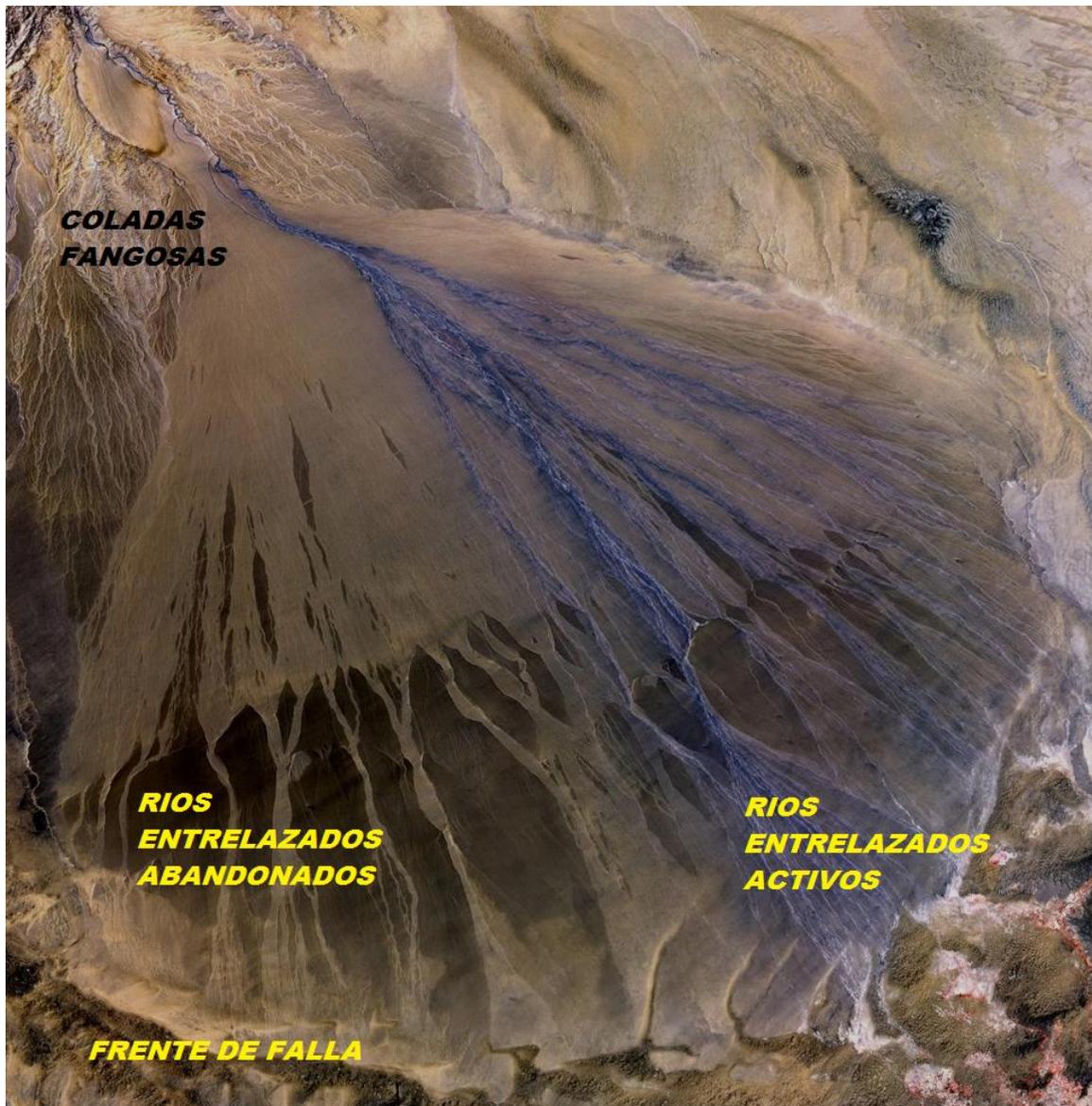


Figura 50. Distribución esquemática de los tipos de depósitos sobre un abanico fluvial.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

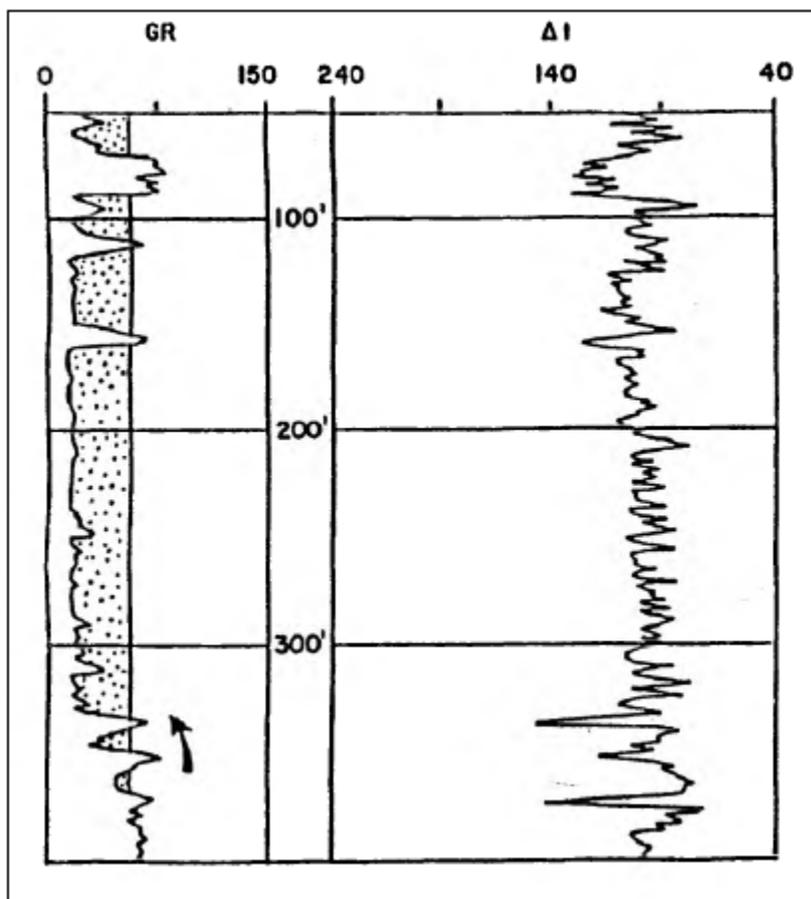


Figura 51. Ejemplo de abanico aluvial en registros eléctricos.

Fuente: Geología de producción PDVSA

2.3.1.2 Corrientes entrelazadas

Son el resultado de la alternación de las etapas de socavación por inundación y posteriormente del relleno de múltiples canales interconectados, dentro de los límites del valle de un río (véase Figura 52).

Se forman en las partes donde las corrientes tienen pendientes relativamente altas, con fluctuaciones en su flujo e intermitencia en el aporte de sedimentos. Estos depósitos son muy porosos y permeables y la existencia de barras de permeabilidad o restricción al flujo de fluido, es mínima.

En general, están constituidos por canales y barras. Los fenómenos de transporte y sedimentación toman lugar durante las crecidas fluviales, los sedimentos más

gruesos (arenas y gravas) son transportados por tracción y depositados en el fondo de los canales, los sedimentos finos (arenas finas, limos y arcillas), son llevados en suspensión y son los causantes de la sedimentación de las barras por efectos de decantación (gradación). Durante cada crecida se origina un nuevo ciclo que erosiona el anterior y crea otro depósito.

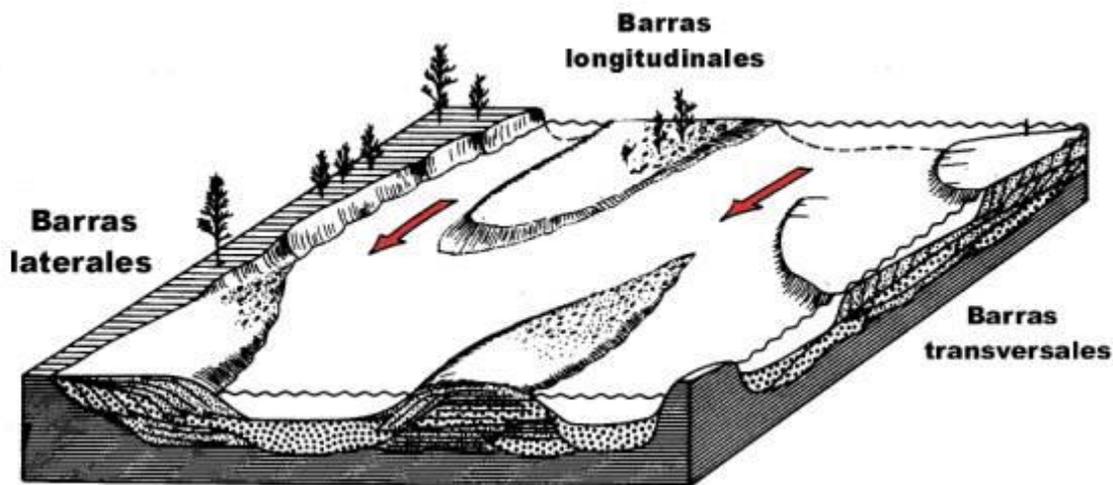


Figura 52. Morfología de los ríos entrelazados.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Geología de Producción PDVSA

2.3.1.3 Barras de meandro

Estos depósitos son el resultado de la divagación de un río, bien sea en el valle aluvial o en la llanura deltáica. Los sedimentos que se depositan son de grano grueso arrastrados en la parte profunda del canal y de grano fino, suspendidos, que se depositan sobre la superficie de la barra en los períodos de bajo nivel de un río. La erosión del lado donde incide la corriente y simultáneamente la formación de barras en el lado opuesto, produce una migración lateral del meandro y acreción lateral de las barras.

La morfología de estos ríos se caracteriza por la existencia de un sólo canal sinuoso (véase Figura 53). A medida que el canal migra puede provocar el abandono del

mismo, con este juego, el río construye un cinturón arenoso por un enredo de meandros activos y abandonados (véase Figura 54). El meandro puede migrar varios kilómetros o decenas de kilómetros, por efectos de subsidencia o elevaciones del nivel del mar, cuando esto sucede, se produce un proceso denominado Avulsión, el cual cada vez que repita, generará un nuevo cinturón de meandros.



Figura 53. Llanura de inundación.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Geología de producción PDVSA

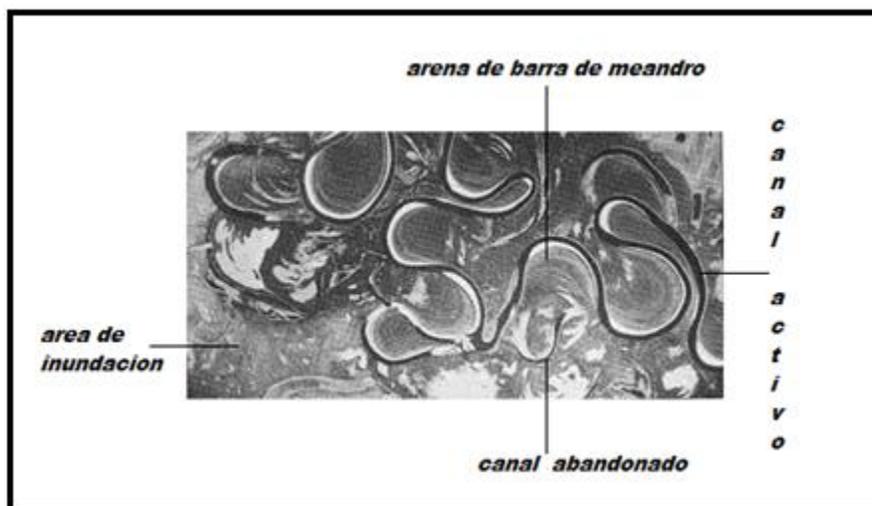


Figura 54. Morfología de los ríos meandriformes.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Geología de producción PDVSA

En la Figura 55 se muestran estas relaciones: a mayor subsidencia, tendremos canales de meandros aislados, mientras que a menor subsidencia los canales serán coalescentes.

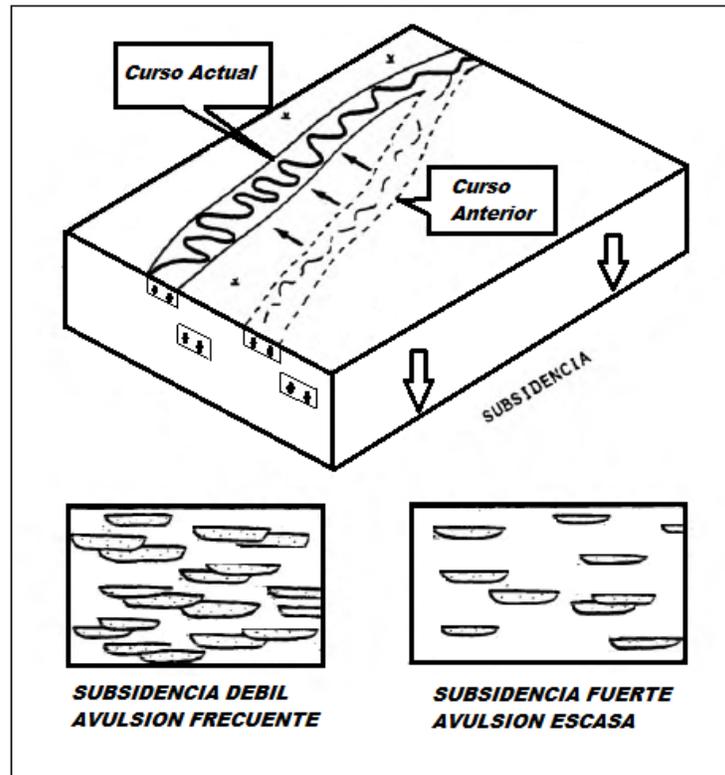


Figura 55. Esquema que muestra el proceso de migración de un canal meandriforme por avulsión y el efecto sobre la densidad de sedimentos del canal.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Geología de producción PDVSA

En la Figura 56, se observan secuencias de meandros en perfiles. Las crecidas determinan los períodos de máximo aporte de sedimentos, lo que provoca el desbordamiento del canal y la formación de diques a ambos lados del mismo, estos diques puede evitar la migración lateral. En crecidas subsiguientes los diques pueden ser erosionados, lo que trae como consecuencia el desarrollo de la facie de abanico de rotura en la llanura de inundación.

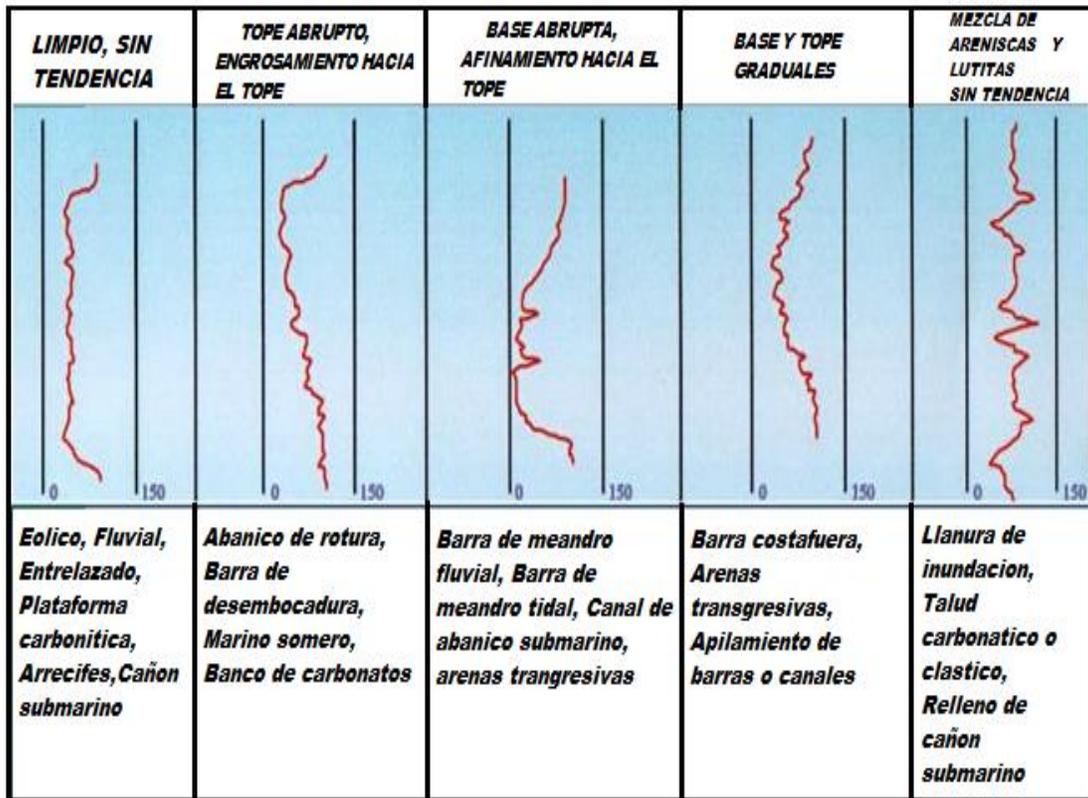


Figura 56. Secuencia de meandros en perfiles eléctricos.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Geología de producción PDVSA

2.3.2 Facies de ambientes deltaicos

Los deltas son discretas protuberancias de la línea de costa formada donde los ríos entran en el océano, mar semi cerrado, lagos o lagunas y el aporte de sedimentos es más rápido del que este puede redistribuir por procesos en la cuenca. Son los responsables de la depositación de numerosas y extensas masas deltaicas, las cuales son importantes contribuyentes al relleno de cuencas (véase Figura 57).

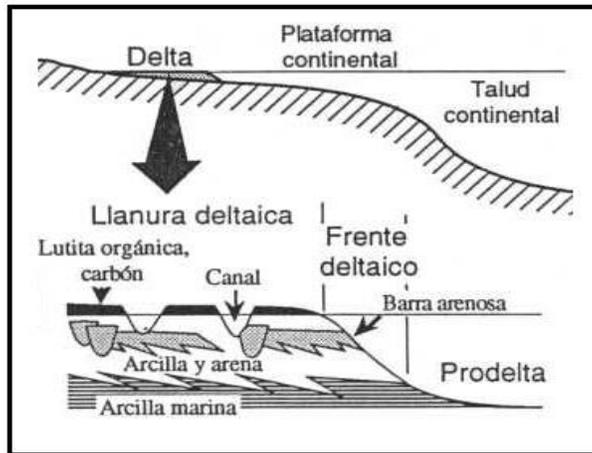


Figura 57. Arriba: escalas relativas de los deltas con relación a la plataforma y al talud continental.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Geología de Producción PDVSA

A medida que el delta progresa, los depósitos de estos tres ambientes se superpone verticalmente formando una secuencia regresiva (véase Figura 58).

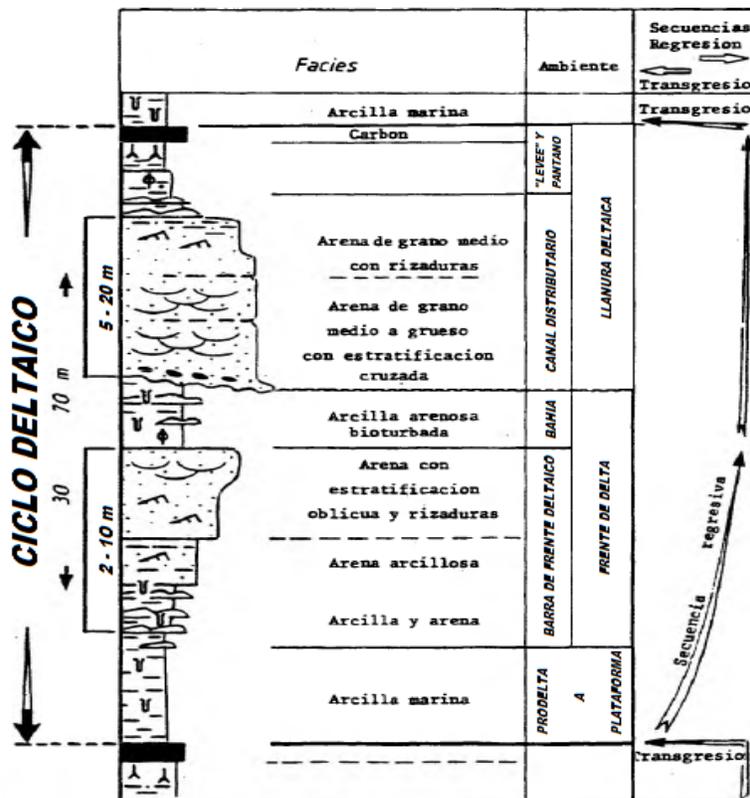


Figura 58. Corte sedimentológico en una secuencia deltaica.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Geología de Producción PDVSA

La morfología de los deltas depende del oleaje, las mareas y la acción fluvial, o una combinación de ellos (véase Figura 59).

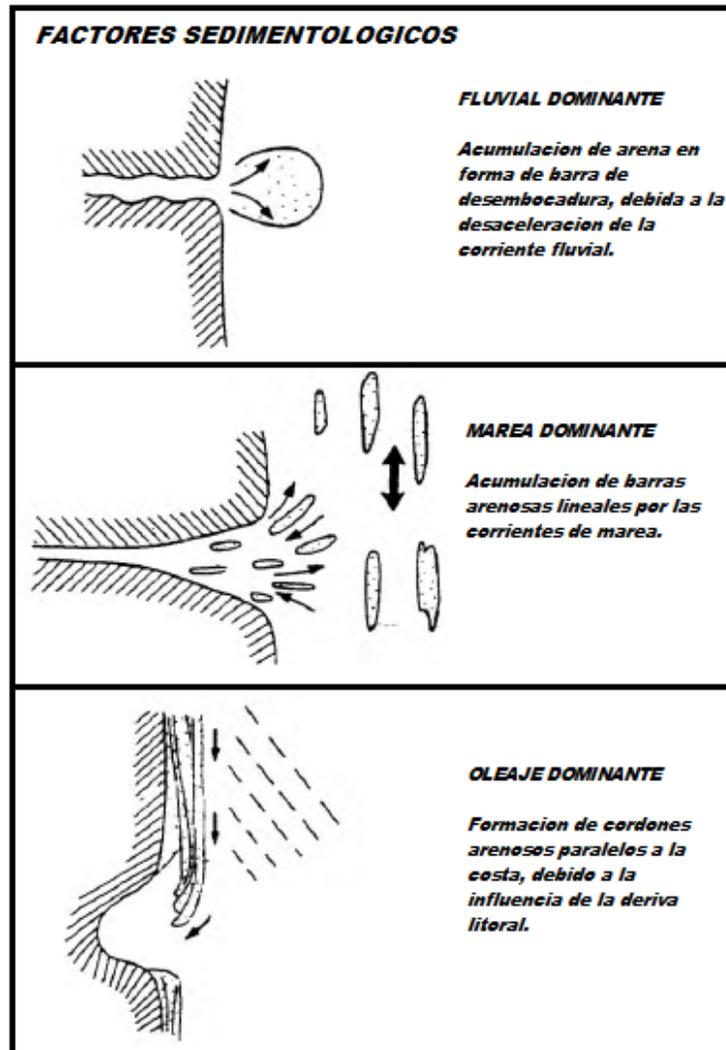


Figura 59. Esquema mostrando la acción dinámica de los principales mecanismos hidrodinámicos costeros y la morfología resultante de los depósitos arenosos.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Geología de Producción PDVSA

2.3.2.1 Subambientes deltaicos

- **Llanura deltaica.** Constituida por canales distributarios y una amplia variedad de ambientes no marino a brackish, que incluyen: ciénagas, pantanos (swamp/marsh) y llanuras de marea.

- **Frente deltaico.** Es el sitio de más deposición activa en el ambiente deltaico, particularmente en la boca de los distributarios, donde es depositado los sedimentos más gruesos en distintas barras (distributary mouth bars).
- **Prodelta.** Es el área donde el material de grano fino se acomoda tranquilamente, es extensivamente bioturbado; se mezcla hacia el mar con los sedimentos de grano fino de la cuenca, la preservación de algunas laminaciones limosas es comúnmente tomada para marcar la influencia del delta (véase Figura 60).

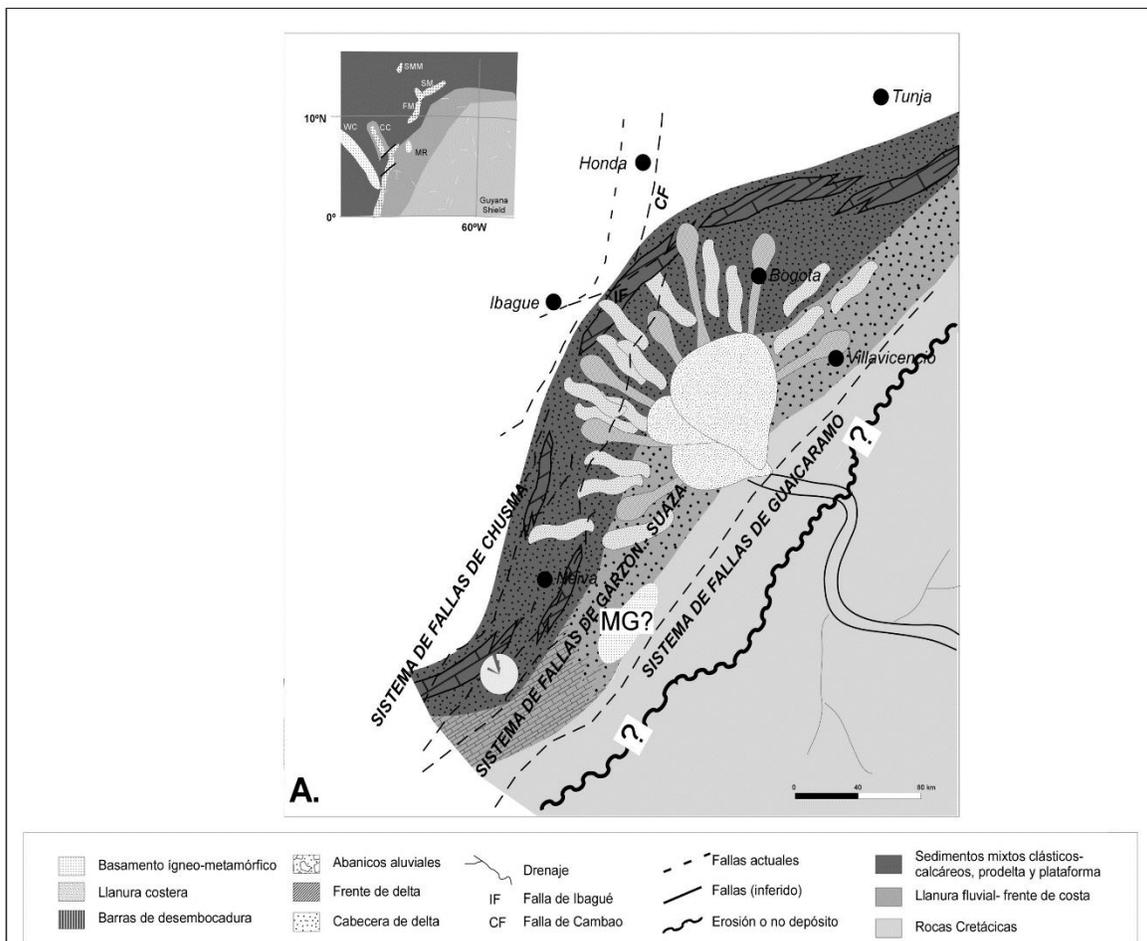


Figura 60. Subambientes deltaicos Valle Superior del Magdalena.

Fuente: Dislocación de facies en el tope de la secuencia cretácica de la subcuenca de Neiva, Valle Superior del Magdalena.

2.3.2.2 Barras de desembocadura

Aquí se registra la fase de progradación del delta, donde las arenas de la carga del fondo se acumulan principalmente sobre las barras subacuáticas en la desembocadura de los distribuidores. Este tipo de depósito depende de la energía de la corriente, las corrientes litorales y fluctuaciones de las mareas.

Las barras de desembocadura pertenecen al frente deltaico. En la Figura 61 se observa las diferentes facies del sistema deltaico.

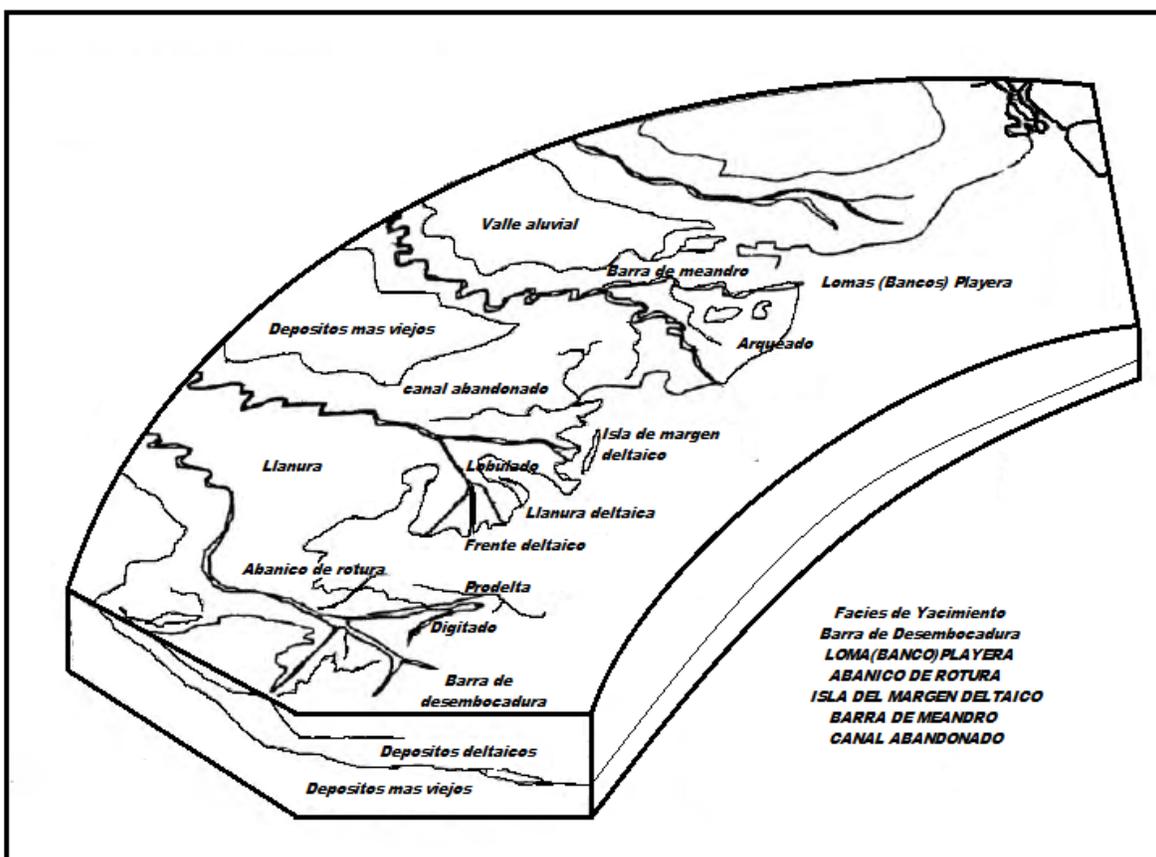


Figura 61. Facies de arena deltaica – yacimientos en potencia de petróleo y gas.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Geología de Producción PDVSA

2.3.2.3 Clasificación de deltas

Es comúnmente usada la clasificación tripartita de galloway, basada en la relativa intensidad de los procesos fluviales y en la cuenca (marinos) (véase Figura 59):

- **Deltas dominados por ríos:** Tienden a ser digitados, elongados, lobulados y son también llamados altamente constructivos.
- **Deltas dominados por olas:** Tienden a ser arqueados y cuspeados y son también llamados altamente destructivos.
- **Deltas dominados por mareas:** Los cuerpos de arena son perpendiculares a la línea de costa regional.

2.3.3 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.

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 (véase Figura 62).

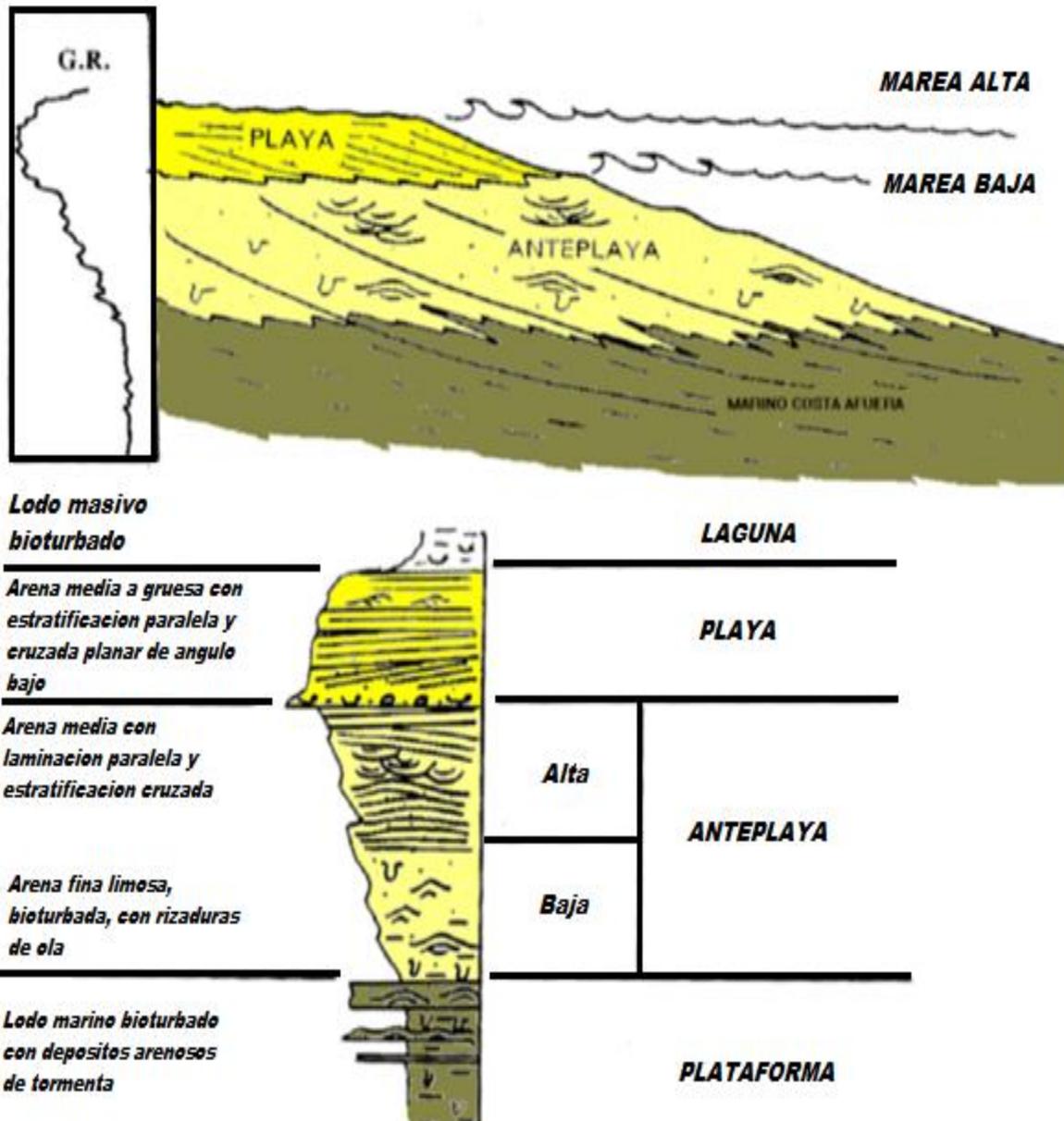


Figura 62. Secuencia de playa y costa progradante (sin canales de marea).

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Geología de Producción PDVSA

En las Figuras 63 y 64 se ven costas mixtas, es decir, con oleaje y mareas, se desarrollan canales que cortan las barras litorales, formando los canales de mareas, que luego son rellenos por la acción de las corrientes.

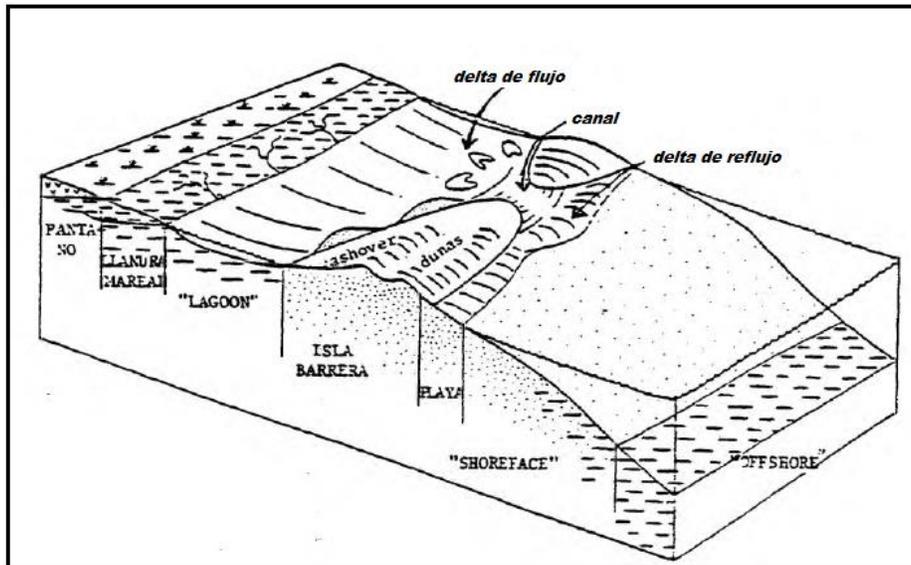


Figura 63. Morfología esquemática de costa con cordones litorales.
 Fuente: Geología de Producción PDVSA

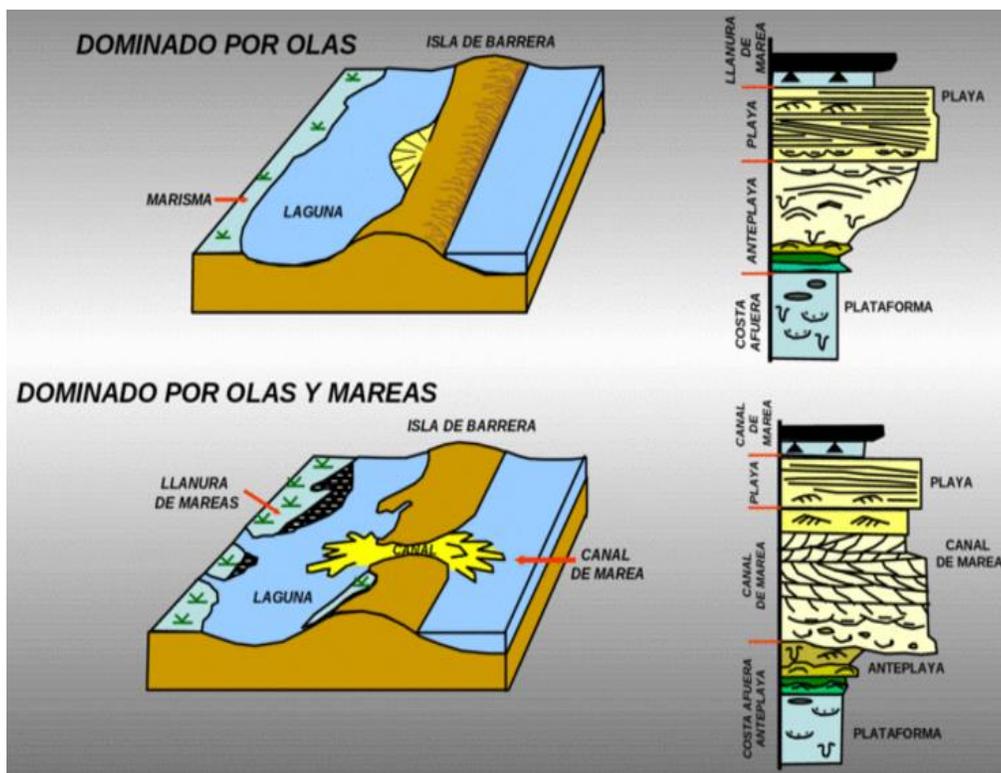


Figura 64. Comparación de secuencia de costas micro y mesomareales.
 Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Geología de Producción PDVSA

Esta interacción de las corrientes litorales con las mareas, desarrollan los dominados deltas de mareas. La laguna que se forma detrás de las barras litorales, constituye la llanura de mareas (véase Figura 64). En la Figura 65 se muestra la morfología de estos ambientes litorales.

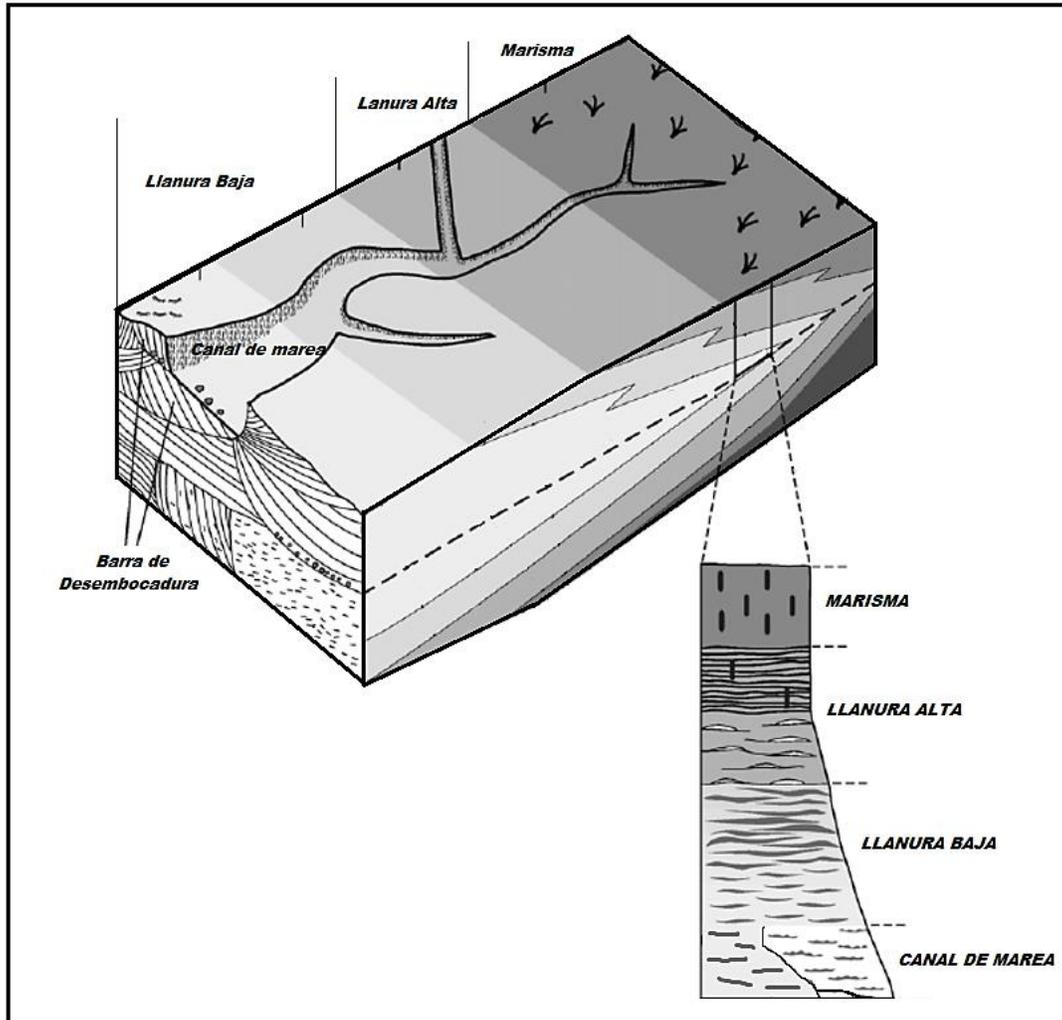


Figura 65. Morfología y sedimentos sobre "Tidal Flat".

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Geología de Producción PDVSA

2.3.3.1 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 66).

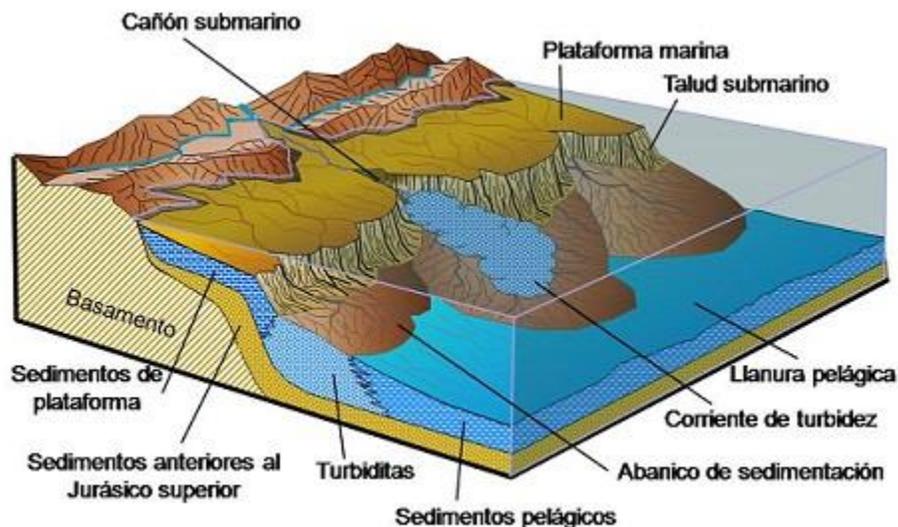


Figura 66. Contexto paleogeográfico de los abanicos submarinos.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Geología de Producción PDVSA

Estas Acumulaciones ocurren durante los periodos de bajada del nivel del mar y en particular cuando la plataforma continental está emergida (véase Figura 67), dando lugar a la depositación de sedimentos deltáicos en el borde del ataúd, los cuales por su poca compactación, tienden a deslizarse, dando a los abanicos turbidíticos.

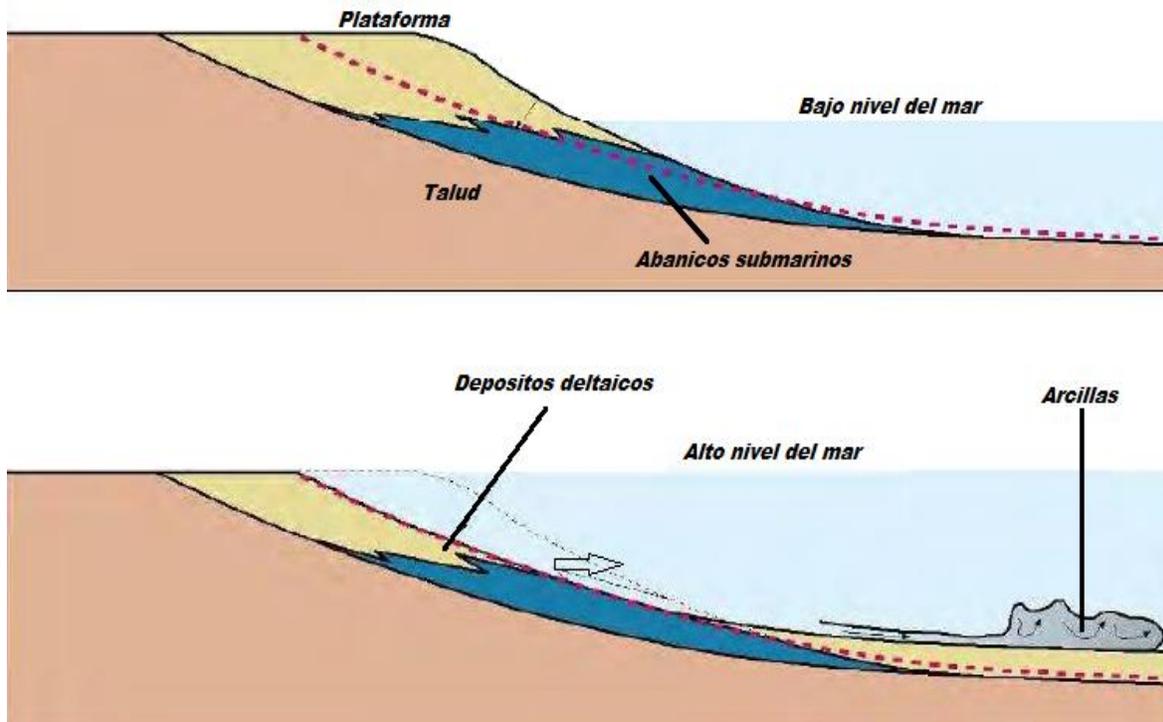


Figura 67. Formación de secuencias turbidíticas.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Geología de Producción PDVSA

Una corriente de turbidez, finalmente, deposita dos capas, una arenosa y otra arcillosa, de base a tope, esta secuencia es conocida como Bouma, 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 (véase Figura 68).

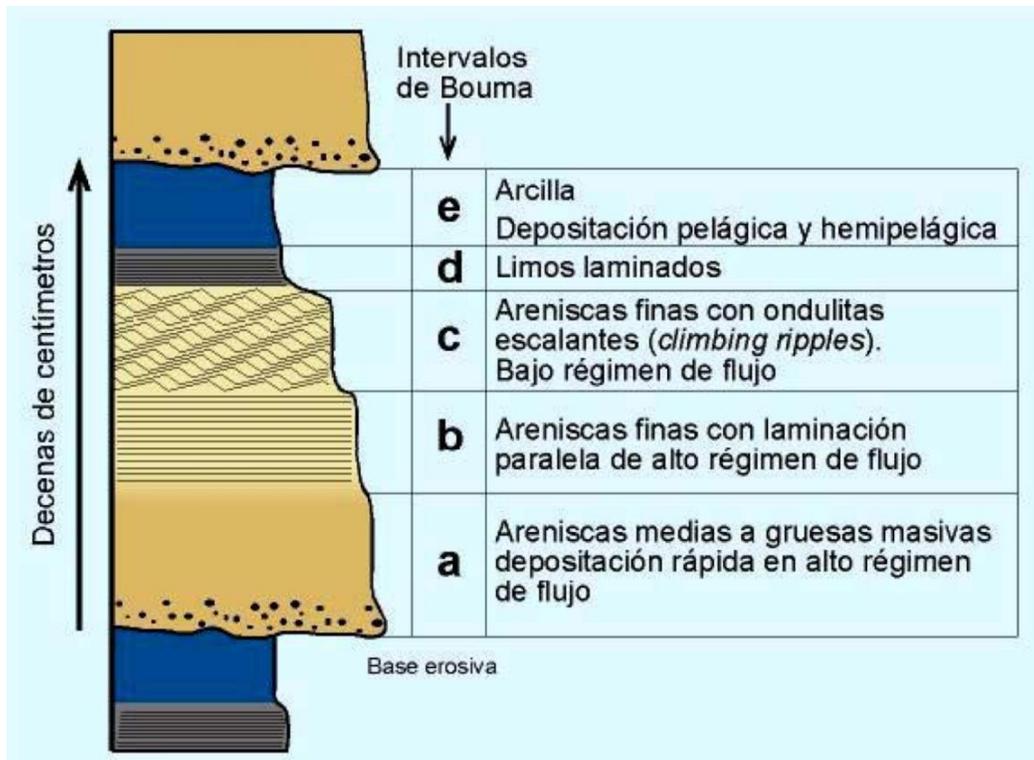


Figura 68. Secuencia de Bouma.

Fuente: infogeologia.wordpress.com/2016/04/14/secuencia-de-bouma

2.3.3.2 Procesos en zonas costeras

Los Procesos que modifican los sistemas costeros son las mareas, olas, corrientes de longshore y los efectos locales del viento.

- Olas

La energía del flujo de las olas sobre el frente de playa es la fuente alimentadora de los depósitos de las zonas costeras y la creadora de los depósitos de barras paralelas a estas. El movimiento orbital de las olas hace que los cuerpos de arena se desplacen hacia tierra, pero esta torna al mar debido a la acción de las corrientes de resaca y de longshore. Dependiendo de la altura de la ola y del perfil de zona de shoreface junto la disposición y geometrías en la depositación, este puede tener formas muy variables y representa los grados de energía a que se encontraba

sometido el sistema que indica el registro estratigráfico. La migración de barras hacia tierra se presenta cuando el oleaje es de carácter intermedio, sin embargo esto dependiendo del perfil del sistema tiene varias connotaciones, porque además del oleaje entran a jugar también las corrientes de resaca y de longshore (Deriva Litoral).

- Mareas

Las mareas astronómicas pueden ser diurnas, semidiurnas o mezcladas con un rango que va desde imperceptible en lagos o mares epicontinentales hasta 15 mts (Bahía de Fundy).

Las corrientes mareales que actúan sobre la plataforma tienden su flujo a ser dirigido a la línea de costa invirtiéndose de acuerdo a la fase de la marea. Los flujos mareales al contrario de las corrientes de longshore, tienden a afectar la sedimentación tanto en la zona de offshore como la de onshore, y su transporte es perpendicular a la línea de costa.

- Tormentas

Sus principales efectos son erosión en la playa y la parte superior del frente de playa, y transfieren sedimentos a través de la playa, en las bahías, estuarios, lagoons, llanuras supramareales y marismas salinas y también sobre el frente de playa bajo y la plataforma interna. Los cuerpos más prominentes de las capas “tormentitas” (Storm beds), se encuentran sobre el frente de playa bajo y es uno de los estratos que más se preservan por estar protegido del retrabajamiento. El transporte adicional hacia el mar se produce durante el colapso de la ola de tormenta.

2.3.4 Ejemplos

Los procesos sedimentarios presentan siempre una influencia geográfica, ya que están definidos por una serie de factores físicos, biológicos y químicos, formando lo que se denomina ambiente sedimentario.

El conjunto de estas características imprime al sedimento o facies sedimentaria, las propiedades que les hacen diferenciables al resto de los sedimentos depositados en otros ambientes.

2.3.4.1 Ejemplo campo Yaguará

El campo Yaguará produce de Las arenitas de la Formación Caballos, la cual se ubica estratigráficamente, encima del basamento (Formación Saldaña) en forma discordante e infrayace concordantemente la Formación Villeta (véase Figura 69). A partir de la correlación de marcadores internos consideradas como superficies de máxima inundación (SMI) se identificaron 13 unidades estratigráficas las cuales fueron agrupadas en 2 sistemas depositacionales diferentes: 4 en Caballos B y 9 en Caballos A. El primero –infrayacente, representa la progradación de un abanico deltáico cortado por canales; el segundo–suprayacente, registra la transgresión marina con fondos asociados a un complejo de islas barrera. Ambos sistemas depositacionales fueron interpretados ambientalmente con la información de análisis de núcleos y el reconocimiento de patrones de depositación en los registros eléctricos (patrones granodecrecientes, crecientes, aserrados y en forma de bloque) (véase Figura 70a)

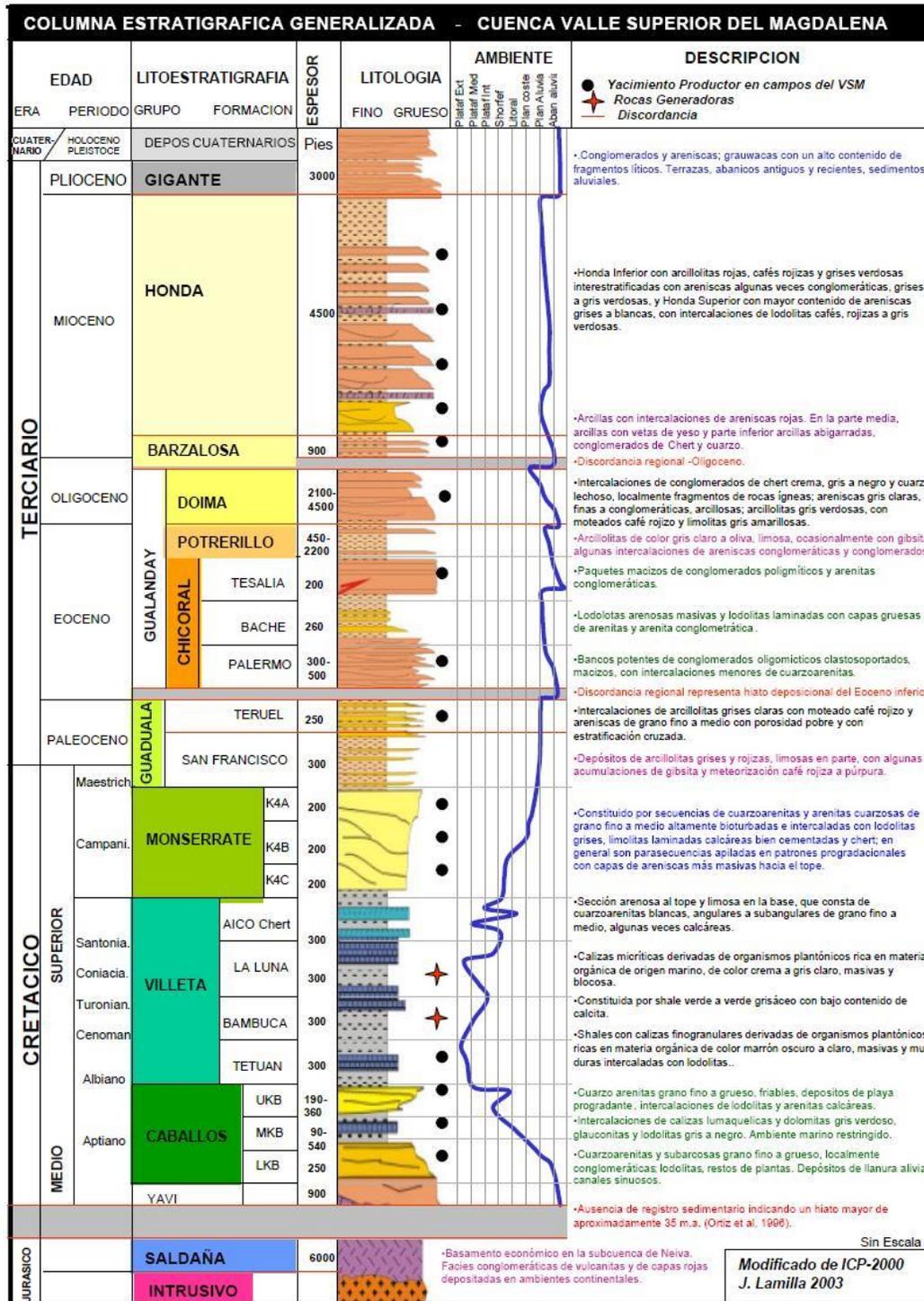


Figura 69. Columna Estratigráfica Generalizada del VSM.

Fuente: Equipos de trabajo interdisciplinarios permiten tomar grandes decisiones, ejemplo estudio integrado del campo Yaguará.

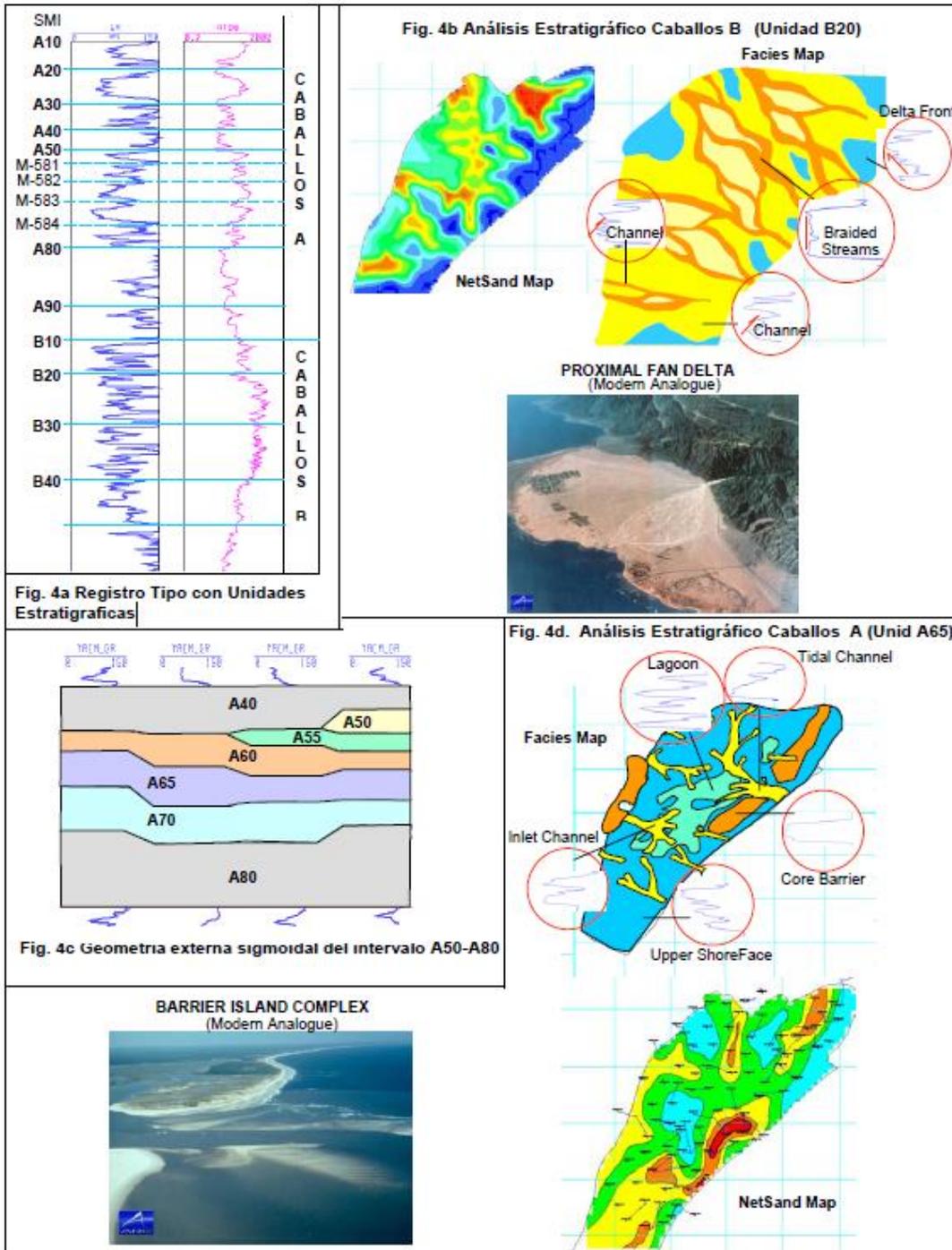


Figura 70. Registro tipo, mapas de arena neta, facies y ambientes análogos para Caballos A y B.

Fuente: Equipos de trabajo interdisciplinarios permiten tomar grandes decisiones, ejemplo estudio integrado del campo Yaguará.

1. Caballos B

Las arenitas de la Unidad Caballos B fueron interpretadas como el registro de un sistema de abanico deltaico progradante en dirección hacia el mar. La unidad más inferior, Caballos B40 representa facies más distales mientras aquellos correspondientes a B30 y B20 evidencia facies más proximales de un sistema de abanico deltaico. Un proceso de canalización abundante se muestra en B20 (véase Figura 70b) El patrón depositacional predominante en estas unidades es granocreciente cortado por patrones decrecientes de los canales.

Los depósitos de Caballos B10 representan los primeros episodios de levantamiento del nivel del mar con el registro de fondos de islas barrera y la subsiguiente depositación, de shales ricos en fósiles y evaporitas como dolomitas y calizas propios de este proceso de trasgresión (Caballos A90 y A80).

2. Caballos A

Las unidades comprendidas entre las superficies A80 y A50 corresponden a sedimentitas depositadas durante la progradación de fondos de islas barrera con influencia mareal, en un incipiente sistema estuarino o de bahía. A partir de correlaciones detalladas en sentido E-W se reconoce una geometría interna sigmoidal para estas unidades reflejando un proceso progradante donde las unidades más inferiores (A70, A65 y A60) tienen una mayor distribución en comparación a las unidades superiores (A55 y A50) que solo están en el sector más oriental del campo (véase Figuras 70c y 70d). La unidad A40 representa un proceso transgresivo con la subsecuente depositación de shales oscuros ricos en materia orgánica y fósiles marinos. Suprayacentes, se ubican las unidades A30 y A20 que representan fondos de acumulación de islas barrera bajo un proceso progradante hacia el mar altamente influenciado por mareas. La unidad A10 registra el inicio de la profundización de los fondos de acumulación de un proceso transgresivo.

2.3.4.2 Ejemplo Formación Guaduas

La Formación Guaduas parece ser una secuencia cíclica en la que las mismas asociaciones de facies se repiten dentro de los perfiles estratigráficos, lo que permitió realizar un análisis Markoviano. A partir del análisis se deduce que se mantiene el predominio de ambientes mareales y fluviales hacia la parte noreste de la cuenca, pero con una reducción evidente en el espesor de la sucesión estratigráfica en dirección S-N y W-E, comenzando con facies más marinas hacia la base, lo que se puede generalizar para toda la cuenca (véase Figura 71 y 72), pasando progresivamente a llanuras mareales, llanuras de inundación Aluvial y Canales Meandriiformes, donde se hace evidente una tendencia en la somerización.

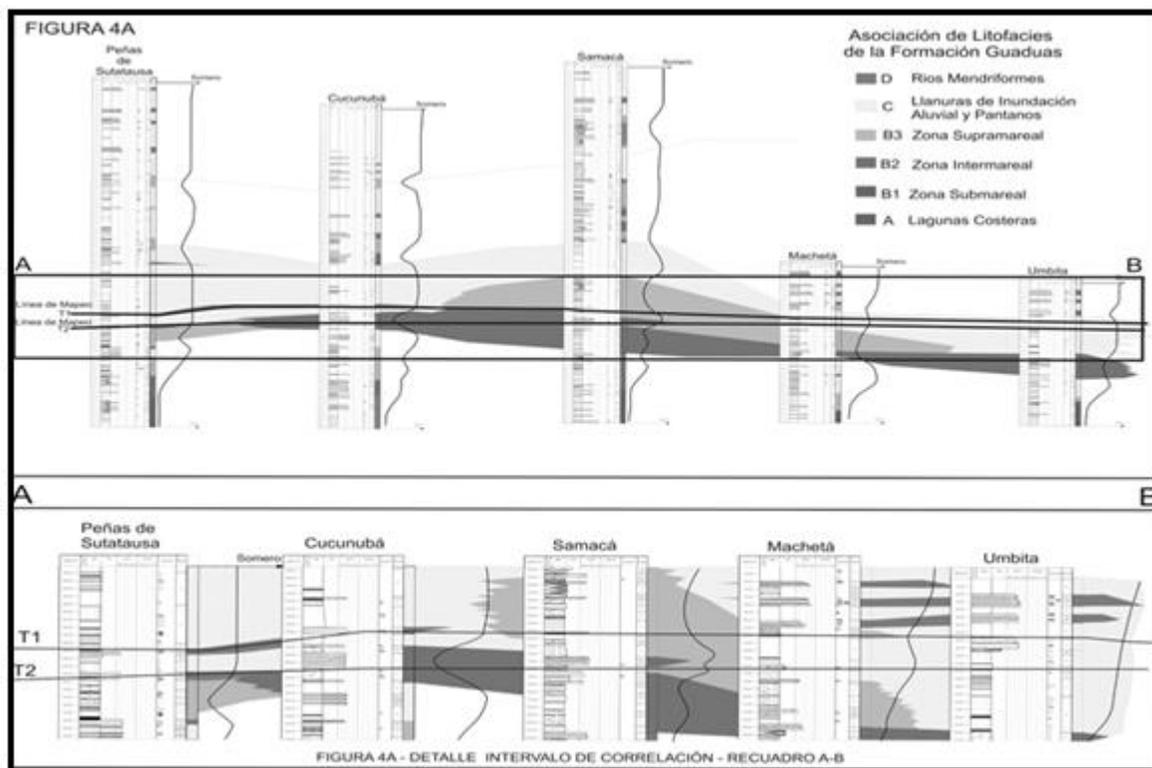


Figura 71. Correlación estratigráfica regional para la formación Guaduas.

Fuente: litofacies y ambientes de acumulación de la formación guaduas en la parte central de la cordillera oriental- implicaciones paleogeográficas.

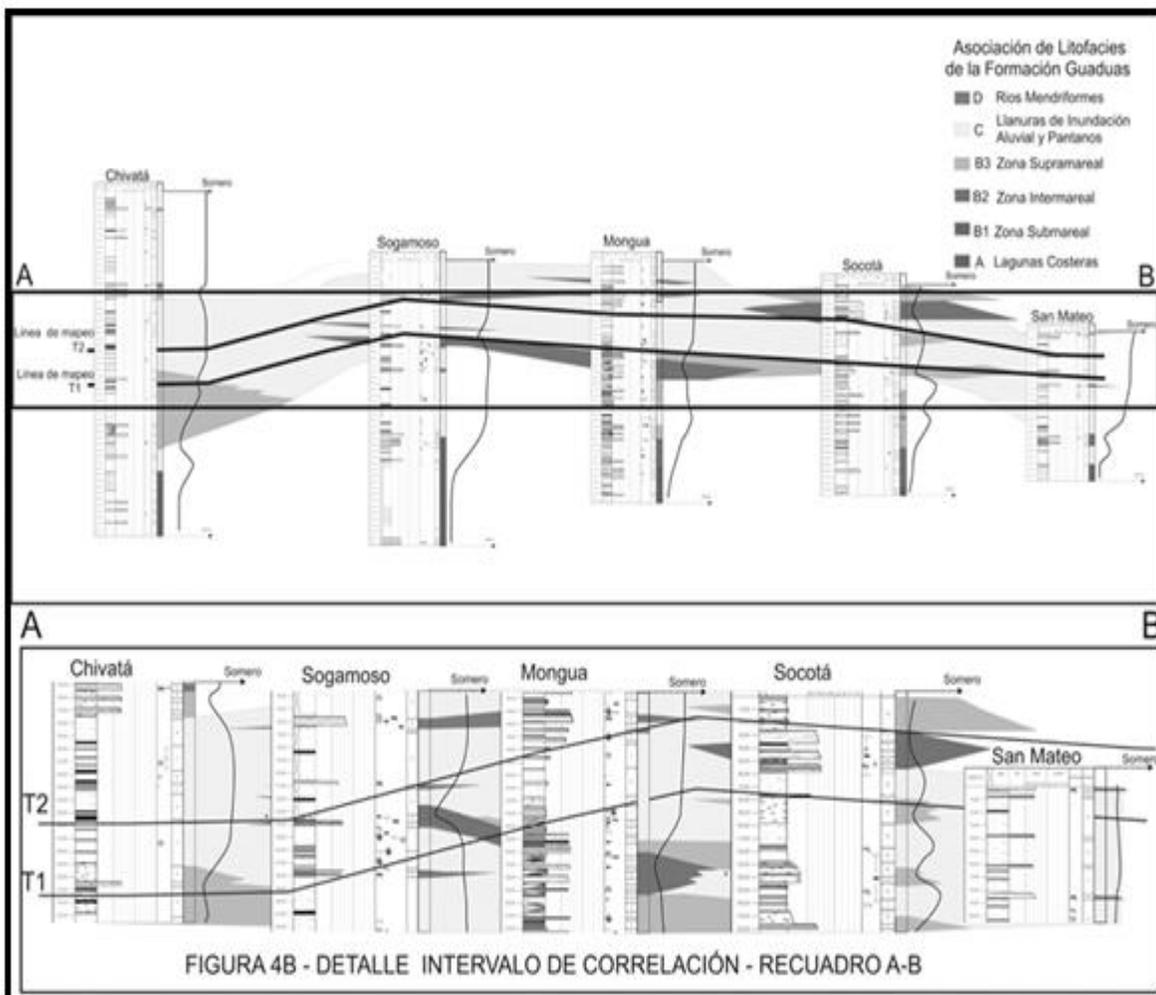


Figura 72. Correlación estratigráfica regional para la formación Guaduas.

Fuente: litofacies y ambientes de acumulación de la formación Guaduas en la parte central de la cordillera oriental- implicaciones paleogeográficas.

Sin embargo, entre cada transición se pueden observar comportamientos cíclicos más pequeños dentro de cada subambiente, es decir la repetición de una misma litofacies dentro de un ambiente particular en una escala pequeña y la repetición de los ambientes si se observa en una escala grande. Esta ciclicidad pone de manifiesto varios episodios transgresivos que están marcados por el avance de los ambientes mareales sobre las facies aluviales, sin embargo se mantiene una tendencia generalizada en la continentalización de los ambientes acompañado por un adelgazamiento progresivo de los depósitos en dirección S-N y

preferencialmente W-E. El área Socotá es la excepción donde parece mantenerse los ambientes transicionales hacia el techo. Aunque el adelgazamiento y la continentalización de la formación hacia el norte es evidente en las Figuras 71, 72, 73 y 74, este no se explica bien a partir de las dos hipótesis iniciales (erosión y onlap progresivo), sino que se explica mejor a partir de una menor subsidencia de la cuenca en el norte de Boyacá durante el tiempo de la depositación de la Formación Guaduas. El adelgazamiento de la parte norte (Sogamoso-San Mateo, véase Figura 71) podría explicarse parcialmente por la hipótesis de tipo erosivo. Dicha hipótesis explicaría el por qué en Cundinamarca la Formación Guaduas presenta mayor espesor con dos niveles carboníferos, mientras que en Boyacá, especialmente hacia el norte, solo se tiene un nivel de carbones, lo que correspondería al nivel inferior ya que el superior fue posiblemente erosionado (véase Figura 71). En esta forma la existencia de una discordancia de tipo erosivo explicaría el menor espesor de la Formación Guaduas hacia el Norte de Boyacá y merecería estudios adicionales.

Si se tiene en cuenta que un mapa de facies no se considera el espesor relativo de los sedimentos y que estos son mapas preliminares debido a los alcances del presente trabajo, se puede observar de manera muy generalizada la somerización de los ambientes al incrementarse la presencia de facies fluviales hacia el techo en dirección preferencial W-E y S-N (véase Figuras 73 y 74). La distribución de los sedimentos para los tiempos T1 y T2 muestra que probablemente el avance o retroceso del mar tenía dos componentes, así para T1 parece haber tenido una tendencia de SW-NE y para T2 una componente más W-E. Dicha tendencia parece tener un control tectónico debido a la acción de las grandes fallas de cabalgamiento, como la Falla de Soapaga, causando subsidencia diferencial.

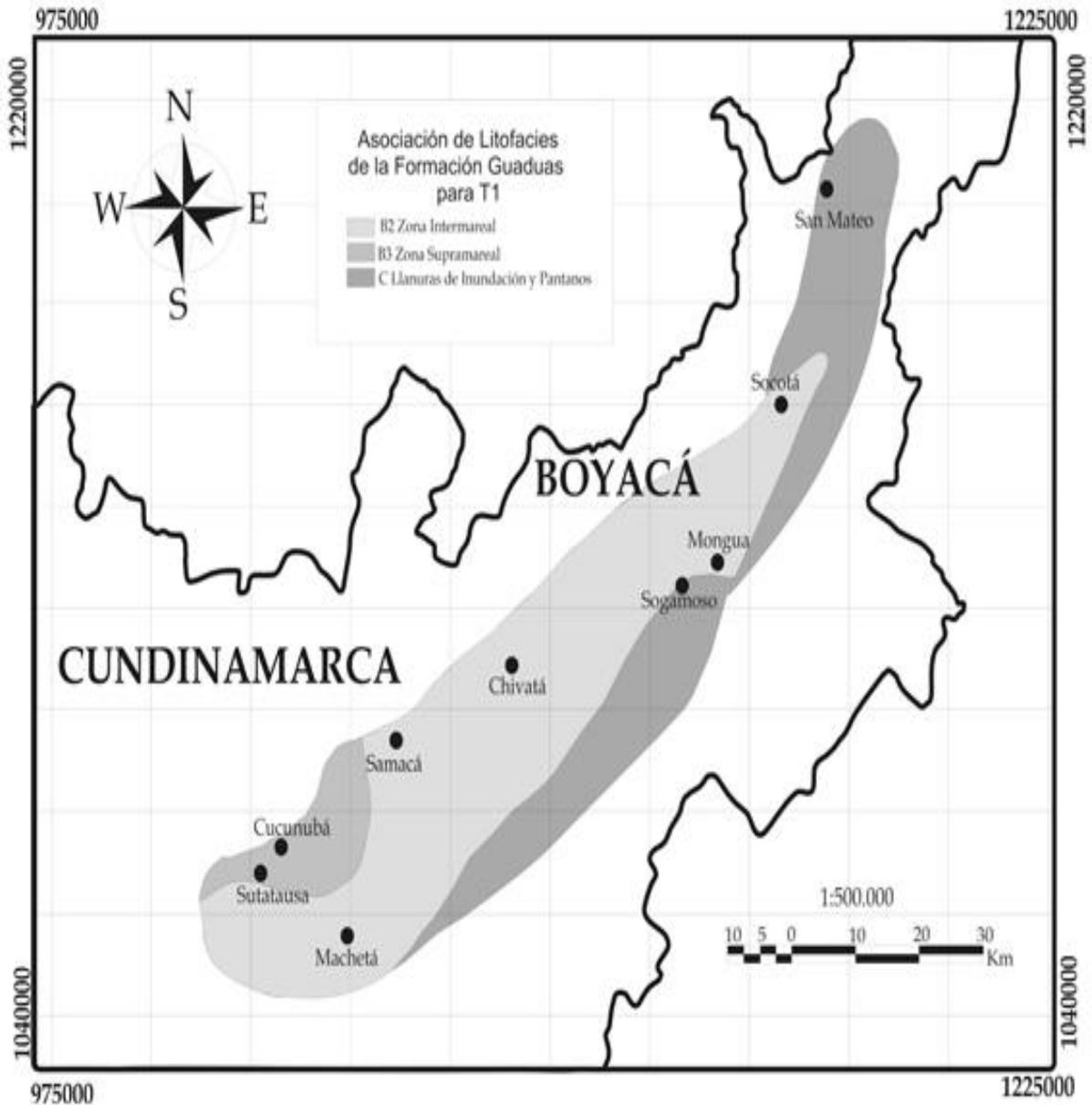


Figura 73. Mapa de litofacies para T1- Formación Guaduas.

Fuente: litofacies y ambientes de acumulación de la formación guaduas en la parte central de la cordillera oriental- implicaciones paleogeográficas.

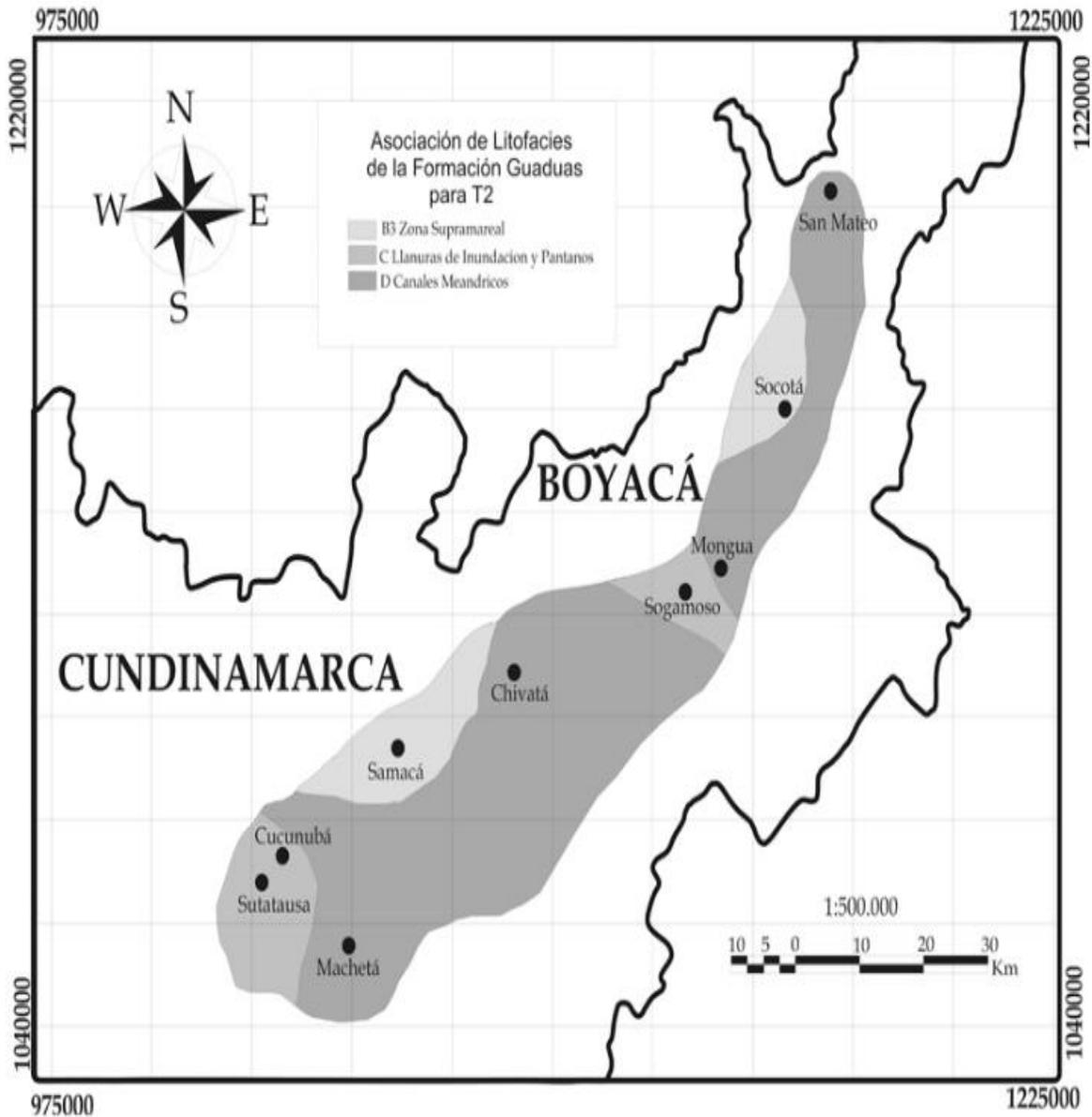


Figura 74. Mapa de litofacies para T2- Formación Guaduas.

Fuente: litofacies y ambientes de acumulación de la formación guaduas en la parte central de la cordillera oriental- implicaciones paleogeográficas.

2.3.5 Herramientas útiles para la identificación de ambientes

La información disponible para poder investigar lo ocurrido en el pasado a fin de comparar con el presente, con la finalidad de describir los ambientes antiguos depende de la perforación de pozos, de ellos se pueden obtener, en orden de

importancia: núcleos, perfiles eléctricos y datos de perforación, todos muy útiles y necesarios para lograr una buena interpretación.

2.3.5.1 Núcleos

En estudios de subsuelo, la herramienta más valiosa de observación directa de la roca, es el núcleo convencional, con el cual se puede identificar la litología, ambientes de depositación, estructuras sedimentarias, actividad de organismos, observaciones que reflejan las características más importantes de un reservorio.

El núcleo, es muy útil para tener una mejor visión de la distribución cualitativa de la porosidad y permeabilidad de la roca, con los datos aportados por él, se pueden elaborar mapas de tamaño de grano, arcillosidad, grado de compactación, etc. Igualmente, se le puede practicar una serie de análisis (convencionales y especiales), que sirven para definir cuantitativamente las propiedades físicas de la roca, en función de una posible implantación de procesos de recuperación mejorada de crudo.

2.3.5.2 Perfiles

Los registros eléctricos son de gran utilidad en la obtención de las primeras apreciaciones sedimentarias de un reservorio. Utilizando la forma general de las curvas GR y SP, se puede tener una idea o reflejo de la granulometría de la roca, por ejemplo, una curva en forma triangular positiva, indica un cuerpo arenoso con variación en el tamaño de grano, que va de grueso en la base a fino en el tope de la misma. Una curva en forma triangular negativa, resulta de una distribución en el tamaño de granos contraria a la anterior. Cilíndricamente representa, un cuerpo arenoso de tamaño de grano uniforme y una curva múltiple, se produce por intercalaciones irregulares en el tamaño de granos.

En la Figura 75, se muestra la variedad de las curvas antes mencionadas.

Aunque los perfiles no representan una medición directa de las características de la roca como el núcleo. Existe una estrecha relación entre el tipo de curva y el facie depositada, por lo que se considera una buena herramienta para la identificación de ambientes de un yacimiento.

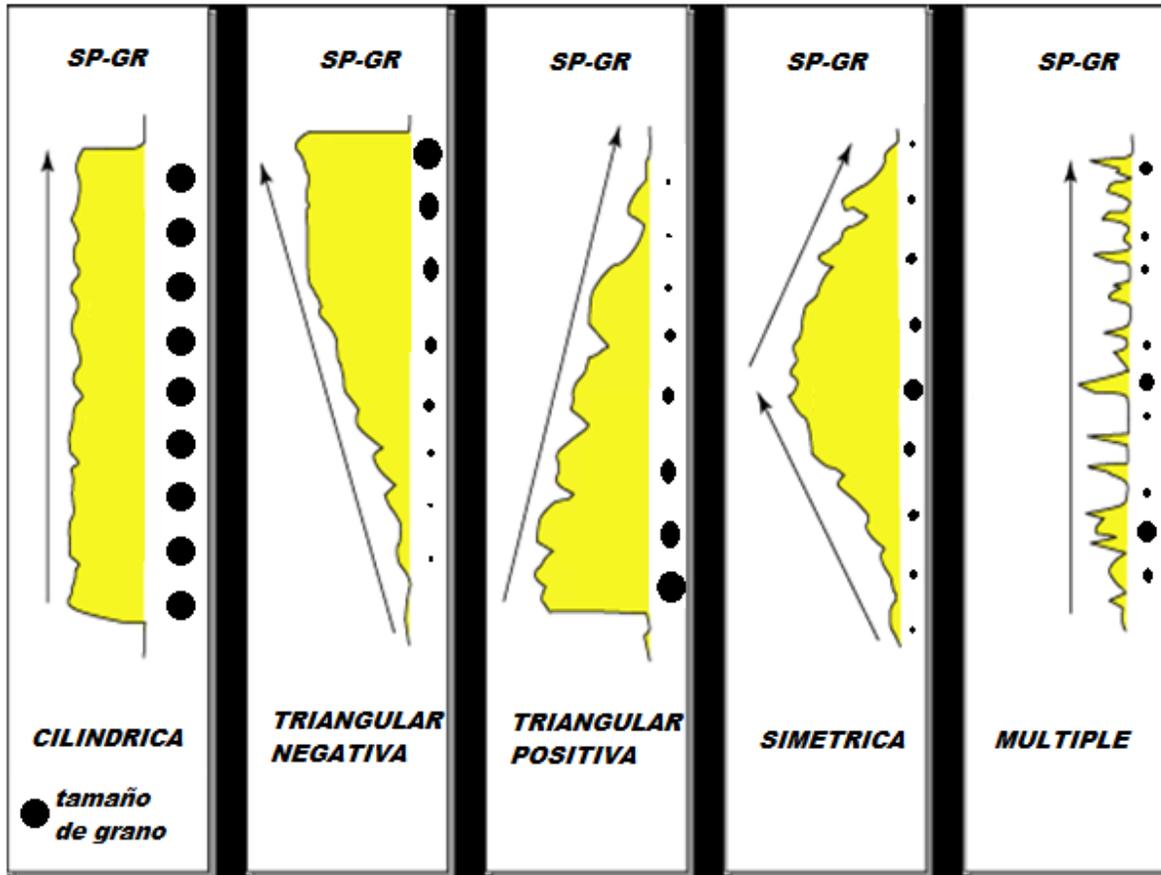


Figura 75. Curvas SP (GR), efectos de arcillosidad y tamaño de grano.
Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Geología de Producción PDVSA

2.3.5.3 Datos de perforación

Los datos que se obtienen durante la perforación de un pozo, tales como la curva de rata de penetración y de las muestras de canal (ripios), indican con bastante exactitud, el tipo de litología presente en el reservorio.

Adicionalmente, es posible tener indicaciones de la existencia de fracturas o fallas en un yacimiento no desplegado, por la pérdida de lodo, durante la perforación y las impregnaciones en las muestras de canal, sirven para inferir el tipo de fluido de la formación.

2.4 MODELO GEOLÓGICO DEL SUBSUELO

El Modelo Geológico de Yacimientos, 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.

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.

2.4.1 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 Figuras 76a y 76b). 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 76c) de A.N.P. o de distribución de petróleo en las mencionadas facies arenosas.

Del mapa estructural, se llevan al mapa isópaco las curvas correspondientes a profundidades del contacto agua-petróleo (C.A.P.) (véase Figura 76d) 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 76e y 76f).

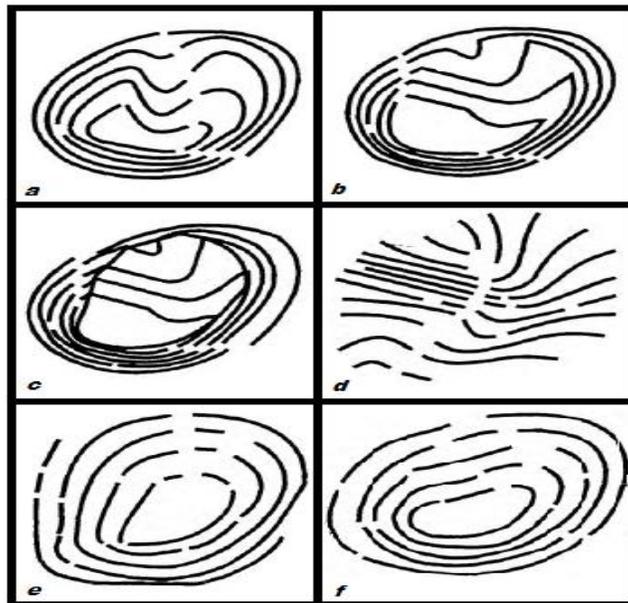


Figura 76. Modelaje Geológico.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Geología de Producción PDVSA

2.4.1.1 Obtención de valores

Se procederá a la evaluación petrofísica para obtener los valores que afinarán la caracterización litológica y la distribución de los fluidos: S_w , ϕ , K y V_{shale} , 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

2.4.2 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. Las zonas que por baja permeabilidad, 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 a sus densidades relativas.

Las trampas pueden ser de acuerdo al factor que las determina:

2.4.2.1 Estratigráficas

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. Ejemplos de estos tres tipos de trampas se muestran en la Figura 77.

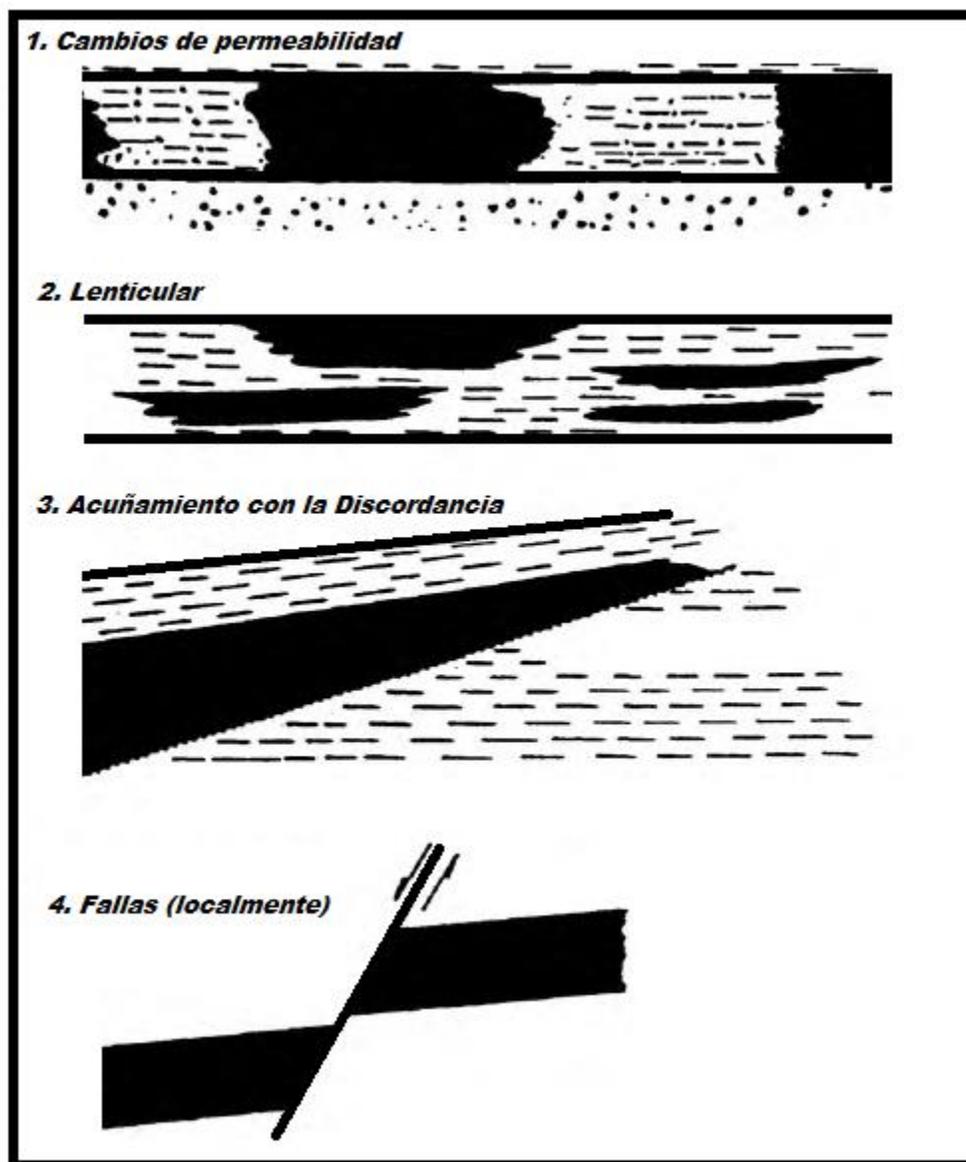


Figura 77. Entrampamiento de Hidrocarburos (Trampas estratigráficas).

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Geología de Producción PDVSA

2.4.2.2 Estructurales

Debidas a los efectos deformantes producidos por la tectónica en las rocas del subsuelo, anticlinales o pliegues (véase Figura 78a), fallas (véase Figura 78b) o combinación de ellos (véase Figura 78c).

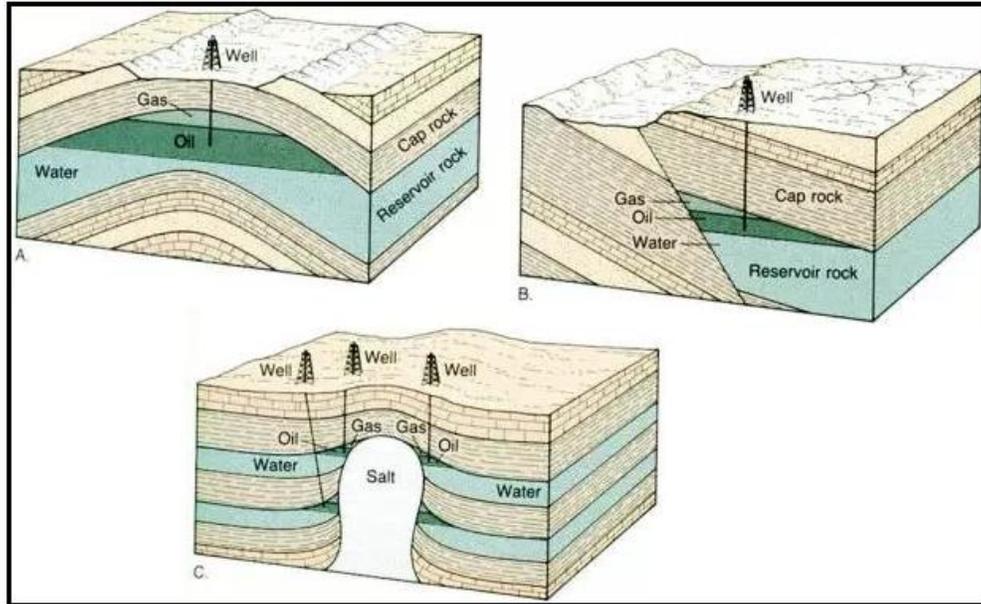


Figura 78. Entrampamiento de Hidrocarburos (Trampas estructurales).

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Geología de Producción PDVSA

2.4.2.3 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.

2.4.3 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.

2.4.3.1 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 los principales factores que determinan este tipo de riesgo entre cuyos ejemplos tenemos:

- 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.

2.4.3.2 Fallas

Un riesgo de perforar en zona de fallas (véase Figura 79), 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.

2.4.3.3 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 79), muchos, de difícil control, tórnese 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.

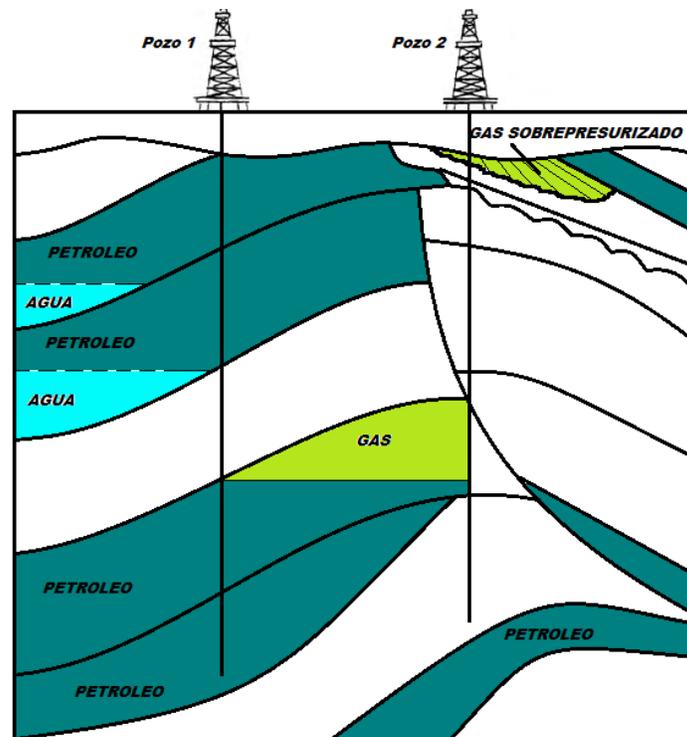


Figura 79. Riesgo Geológico.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Geología de Producción PDVSA

2.5 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. Tablas de madurez pueden ser compiladas para determinar qué células de drenaje tiene suficientes volúmenes de petróleo restante para justificar una mayor investigación para pozos de relleno o recompletación de los pozos existentes. En un inventario se compila, enumerando las posibles ubicaciones de los remanentes de petróleo sin extraer en un yacimiento, así junto con sugerencias para el tipo de operación que puede ser requerida para producir el petróleo.

2.5.1 Donde 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 3-D 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.

2.5.1.1 Callejones estructurales 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 (véase Figura 80.3).

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 (véase Figura 80.1).

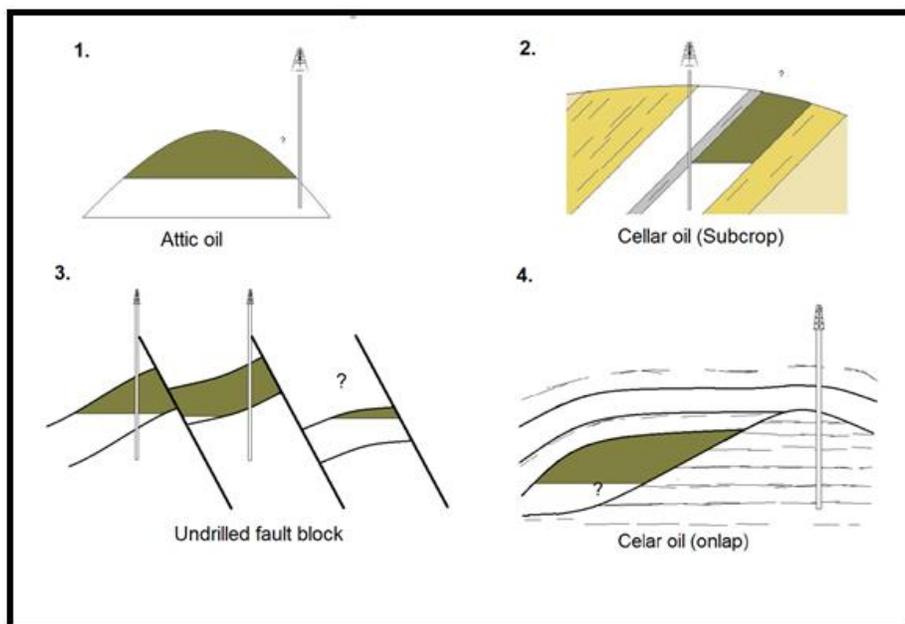


Figura 80. Callejones estructurales sin salida.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

2.5.1.2 Callejones sedimentológicos sin salida

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.

2.5.1.3 Unidades hidráulicas lentas

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.

2.5.1.4 Bancos de baja resistividad

Un intervalo de arena arcillosa puede no parecer como si contuviera presencia de hidrocarburos a partir del análisis del registro wireline, pero las apariencias pueden ser engañosas. Las altas saturaciones de agua pueden ser el resultado de grandes cantidades de agua irreducible combinada en las arcillas. Tales intervalos, denominados bancos de baja resistividad, pueden ser más productivos de lo esperado, un ejemplo es el campo Casabe donde se confirmó una zona productiva en bancos de baja resistividad. La interpretación de los registros del pozo CSBE

1060 indicaba la presencia de zonas de areniscas arcillosas con salinidades muy altas (véase Figura 81).

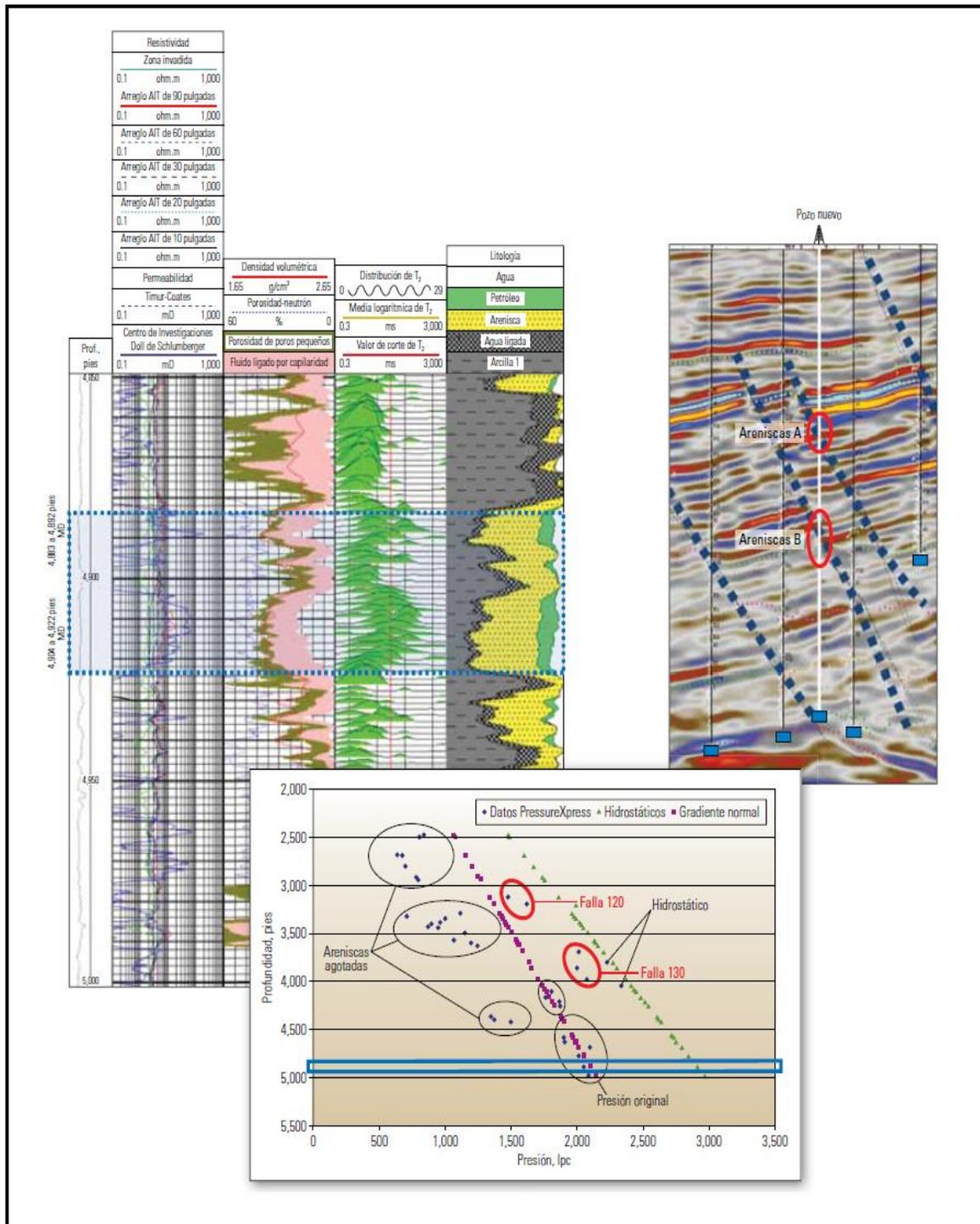


Figura 81. Zonas Productivas de baja resistividad en campo Casabe.

Fuente: Casabe, revitalización de un campo maduro

Descubrimiento de lo inesperado en el pozo CSBE 1069, un pozo nuevo perforado para acceder a la arena A y B (derecha de la figura 81) reflejo un cambio en las practicas previas; en esta área las areniscas B fueron consideradas como agotadas e invadidas por agua. Después de que la interpretación de los registros de lodo indicara rastros de petróleo en dos localizaciones, Schlumberger adquirió registros de presión y de resonancia magnética nuclear en los intervalos de baja resistividad. La interpretación del registro de resonancia (izquierda de la figura 81) confirmó la presencia de petróleo. Los datos de presión (cuadro central de la figura 81) indicaron que las zonas de petróleo pasados por alto se encontraban con la presión del yacimiento original.

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:

- 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

2.5.1.5 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.

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 (véase Figura 82).

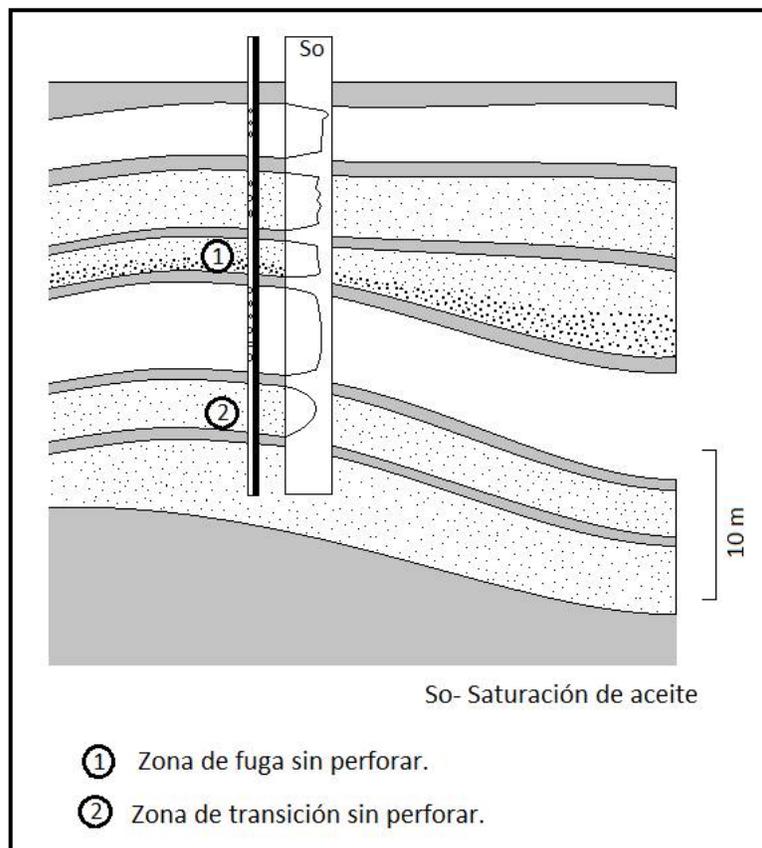


Figura 82. Inventario de intervalos de perforación.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

2.5.2 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.

2.5.2.1 Diagramas de Burbuja

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 (véase Figura 83.4) y sobrepuestos en mapas de litofacies (véase Figura 83.2). 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 83.1). 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.

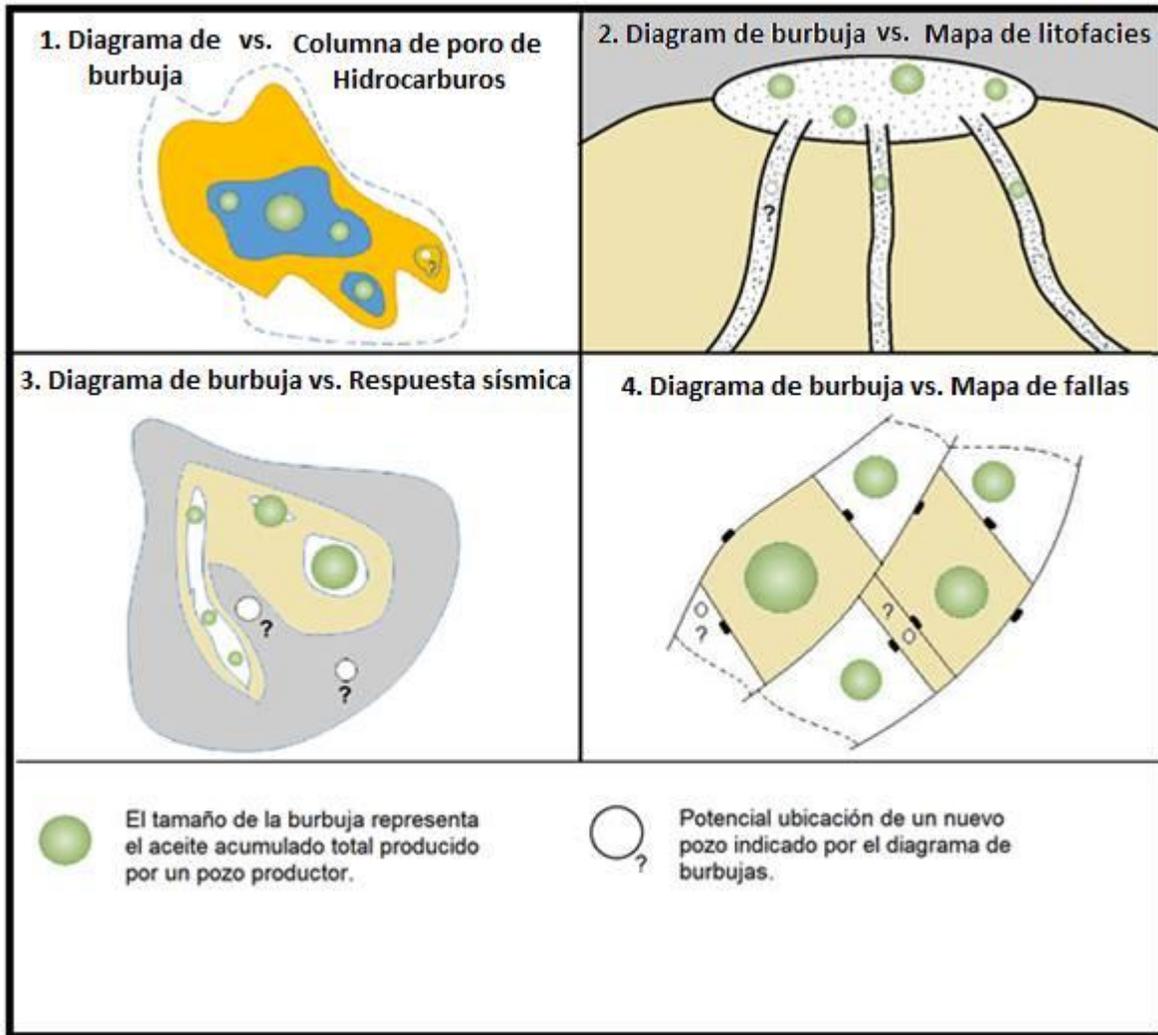


Figura 83. Integración de datos usando diagramas de burbuja.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

2.5.2.2 Diagramas de barrido vertical

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 (véase Figura 84).

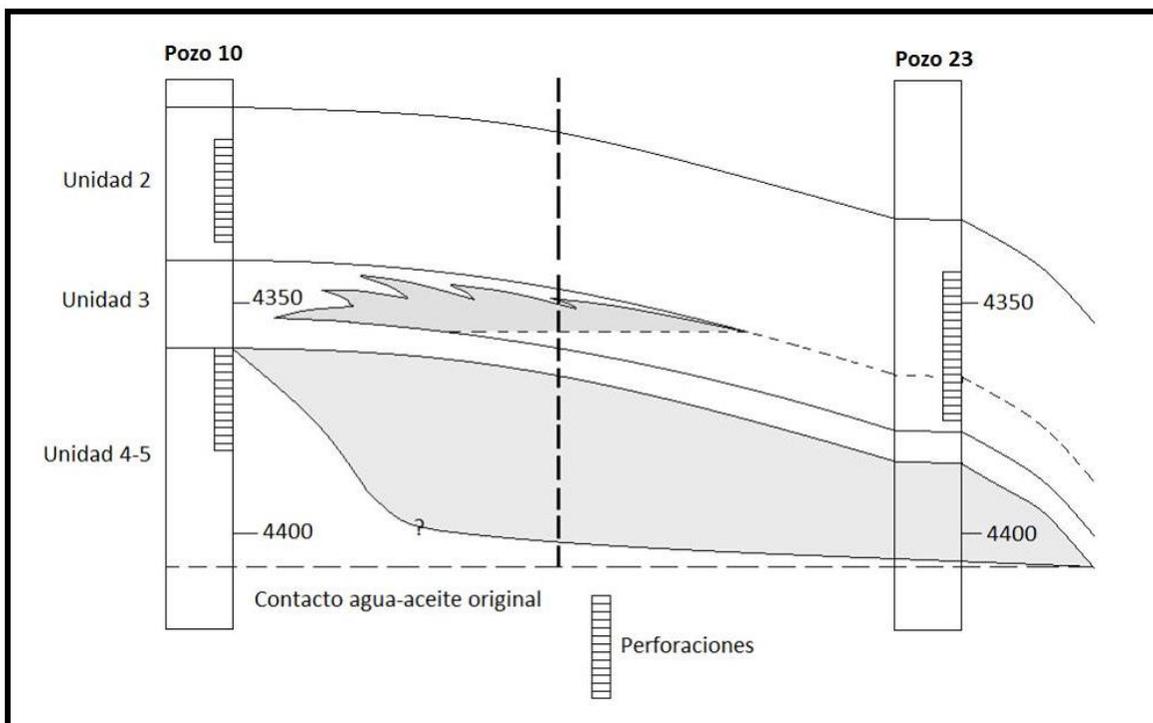


Figura 84. Sección transversal con patrones de barrido vertical.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

2.5.2.3 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.

2.5.3 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 (véase Figura 85). 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.

2.5.3.1 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 (véase Figura 85). 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.

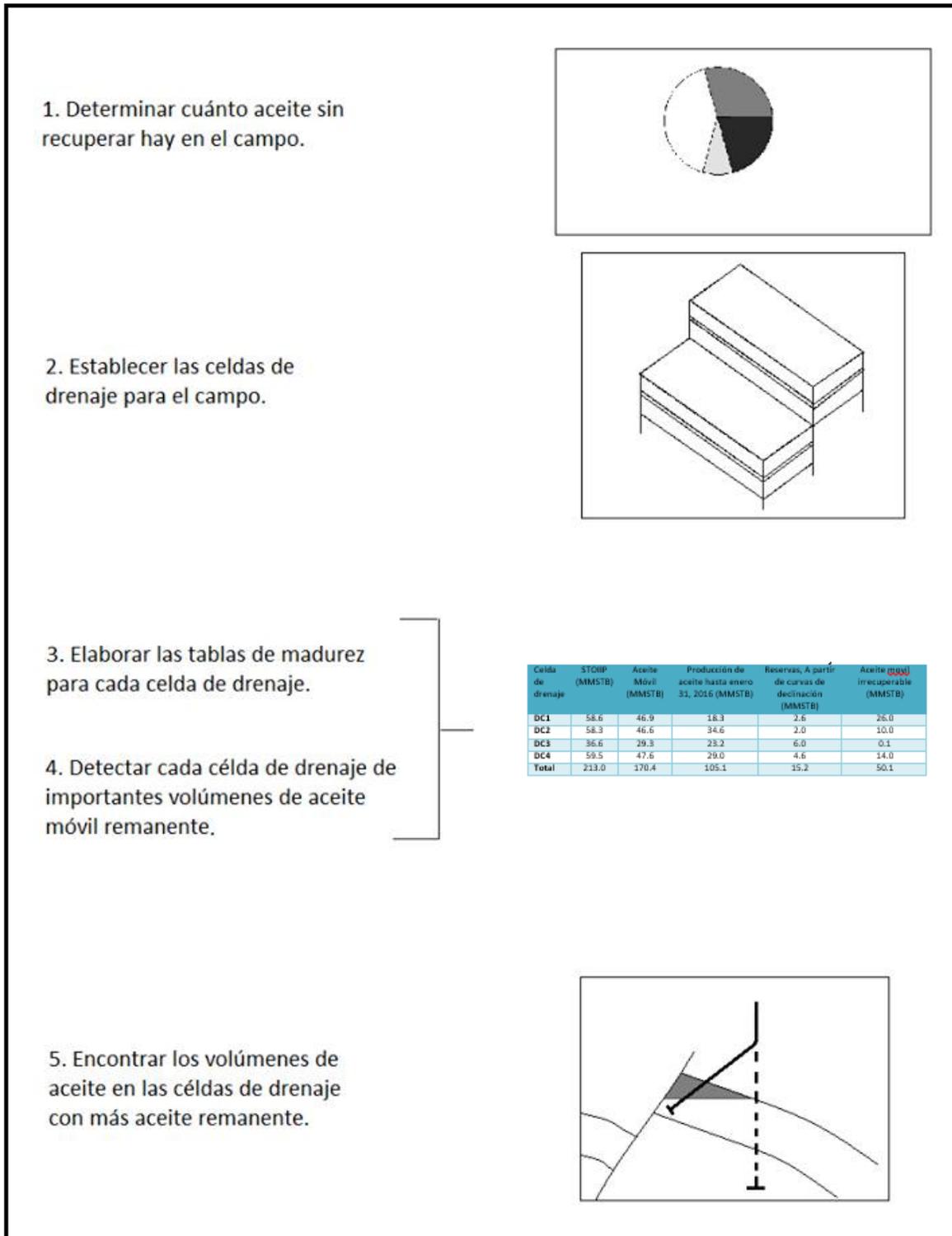


Figura 85. Procedimiento para ubicación de petróleo remanente.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

2.5.3.2 Validación del volumen de las celdas 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.

2.5.3.3 Gráficos de drenaje

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.

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:

- 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.

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.

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.

2.5.3.4 Tablas de madurez

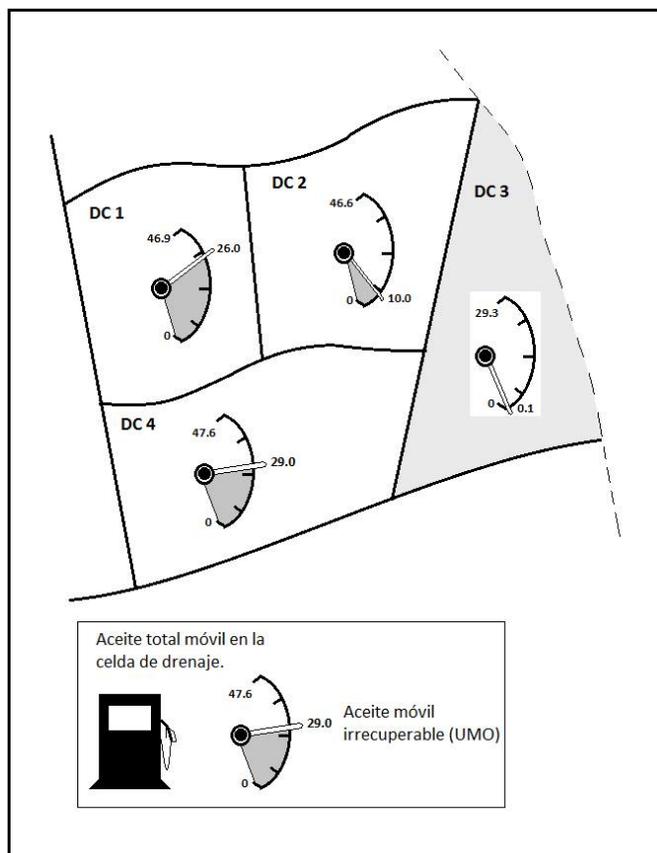
Las tablas de madurez se utilizan para la inspección de volumen de aceite que queda en las células de drenaje. La Tabla 13 muestra el aceite en sitio, aceite móvil, el aceite producido acumulativo, reservas estimadas, y el aceite móvil no recuperado (UMO) sobre una base de celda por celda. En la Tabla 13 se muestra que existe un volumen significativo de UMO en las células de drenaje uno y cuatro.

Tabla 13. Tabla de madurez. STOIIIP= Stock Tank Oil Initially In Place.

Celda de drenaje	STOIIIP (MMSTB)	Aceite Móvil (MMSTB)	Producción de aceite hasta enero 31, 2016 (MMSTB)	Reservas, A partir de curvas de declinación (MMSTB)	Aceite movil 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
Total	213.0	170.4	105.1	15.2	50.1

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology AAPG

Esto se ilustra en la Figura 86. De esta manera, los volúmenes de drenaje pueden seleccionarse para localizar las áreas del campo donde es probable que hallan importantes volúmenes de petróleo remanente.

**Figura 86. Detección de celdas de drenaje para aceite móvil irrecuperable.**

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

2.5.3.5 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 (véase Figura 87).

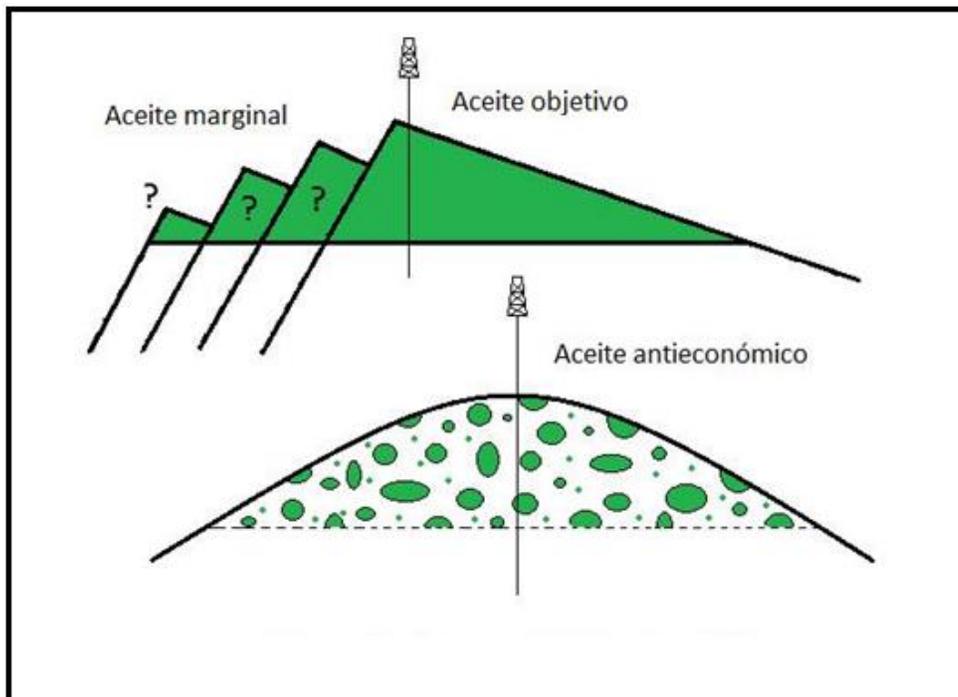


Figura 87. Categorías de aceite remanente móvil.

Fuente: Modificado por los autores del proyecto, 2016. Oil field production geology

CONCLUSIONES

- Se obtiene un manual que contiene una guía sobre información teórico-práctica generalizada de Colombia referente a la geología de producción, que puede ser usada como bibliografía investigativa para estudiantes y profesionales.
- La ingeniería de petróleos en conjunto con la geología de producción se constituyen 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.
- El reto para el futuro es conseguir más petróleo de nuestros campos. Esto sucederá de la mano de la ingeniería de petróleos y la geología de producción al localizar mejor el petróleo restante, en 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 Colombia, las reservas de hidrocarburos están casi agotadas lo que obliga a la industria y al gobierno buscar nuevas alternativas para el aumento de estas, 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 en Colombia.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda utilizar este manual a un caso más puntual ya que este manual esta en modo general, es decir, a un campo colombiano para entender y aplicar mejor la geología de producción para la caracterización del yacimiento, poder aumentar el recobro y la producción del mismo.
- Para mejores resultados en la ejecución de la caracterización de un yacimiento mediante la geología de producción se recomienda contar con una buena cantidad de información detallada sobre los temas tratados en este manual del campo que se vaya a intervenir.
- 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.

BIBLIOGRAFÍA

- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2009). *Evaluacion del potencial hidrocarburifero de las cuencas colombianas*. Bucaramanga: Universidad Industrial del Santander.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2012). *Cuenca Llanos Orientales*. Bogota: INGRAIN Digital Rocks Physics Lab.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2012). *Cuenca Valle Medio del Magdalena. Integracion geologica de la digitalizacion y analisis de nucleos*. Bogota: INGRAIN Digital Rocks Physics Lab.
- Amaya, E., Mariño, J., & Jaramillo, C. (2010). *Tesis de grado Litofacies y ambientes de acumulacion de la formacion guaduas en la parte central de la cordillera oriental-implicaciones paleogeograficas*. Bucaramanga, Santander, Colombia: Universidad Industrial del Santander.
- Amaya, M., Amaya, R., Castaño, H., Lozano, E., & Rueda, C. (2010). Casabe: revitalizacion de un campo maduo. *Oilfield Review*, 22(01).
- Barbosa, W., & Tyler, N. (2008). Equipos de trabajo interdisciplinarios permiten tomar grandes decisiones.Ejemplo:Estudio integrado del campo Yaguara. *Exploracion Petrolera en las Cuencas Subandinas*.
- Madero, H. D., Rueda, J. P., Ortiz, A., & Colegial, J. D. (2010). *Tesis de grado Analisis estratigrafico para las arenas de la formacion Mugrosa en area piloto-implicaciones paleogeograficas*. Bucaramanga, Santander, Colombia: Universidad Industrial del Santander.
- Posada, C. R., & Lopez, M. (2010). Perforacion de avanzada campo Tenay (VSM). Aplicacion de modelo geologico en la definicion de una tranpa sutil. *Ecopetrol SA, Departamento de yacimientos y produccion*.
- Shepherd, M. (2009). *Oil Field Production Geologist*. Tulsa , Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologist.
- Soto, C. (1998). *Geologia de Produccion*. Maracaibo, venezuela: Universidad Corporativa.
- Veloza, G. E., Mora, A., Freitas, M. d., & Mantilla, M. (2008). *Tesis de grado Dislocacion de facies en el tope de la secuencia cretacica de la subcuenca de Neiva, Valle Superior del Magdalena y sus implicaciones en el modelo estratigrafico secuencial colombiano*. Bucaramanga, Santander , Colombia: Universidad Industrial del Santander.