

**PLANTEAMIENTO Y SEGUIMIENTO GEOLOGICO OPERACIONAL EN LOS  
POZOS HORIZONTALES DEL CAMPO COPA, CUENCA LLANOS  
ORIENTALES**

**XANIA LIESEL AVILA RUEDA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGIA  
BUCARAMANGA**

**2016**

**PLANTEAMIENTO Y SEGUIMIENTO GEOLOGICO OPERACIONAL EN LOS  
POZOS HORIZONTALES DEL CAMPO COPA, CUENCA LLANOS  
ORIENTALES**

**XANIA LIESEL AVILA RUEDA**

**Trabajo de Grado para optar al título de  
Geólogo**

**DIRECTOR:**

Ricardo Mier Umaña  
Geólogo

**CODIRECTOR:**

Richard Alberto Martínez valladares  
Ingeniero De Petróleo

**COLABORADOR:**

Emir Arzola  
Ingeniero De Petróleo

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGIA  
BUCARAMANGA  
2016**

## DEDICATORIA

*Fundamentalmente a Dios por guiarme y ser la luz en mi vida  
A mis padres, quienes me apoyaron y guiaron en todo momento,  
permitiendo así que me convirtiera en una gran persona y un  
excelente profesional.*

*A mis hermanas, que me acompañan en todo momento  
compartiendo mis alegrías y tristezas, mis derrotas y mis triunfos.*

*A mis amigas y amigos quienes con su amistad hicieron que esta  
etapa fuera la mejor experiencia de mi vida apoyándome en cada  
momento para poder alcanzar mi título como profesional.*

*A mis amigas Stefany y Cindy por enseñarme el significado de la  
verdadera amistad*

*Xania Liesel Avila Rueda*

## **AGRADECIMIENTOS**

A mi Director del proyecto el profesor Ricardo Mier Umaña, quien me acompaño y brindó su asesoría y total disposición durante la realización del mismo.

Al ingeniero de petróleo Emir Arzola quien con paciencia y dedicación me acompaño y asesoro en todo momento.

A la empresa Pacific Exploration & Production por contribuir en mi formación como profesional y persona con la realización de la practica en el área de yacimientos.

Al petrofísico Richard valladares por las enseñanzas brindadas durante el tiempo de la práctica.

Al ingeniero Julián Ramírez por su amistad y enseñanzas durante mi práctica en Pacific.

A la Universidad Industrial de Santander por mi formación académica, en especial a los profesores de la Escuela de Geología quienes me transmitieron sus enseñanzas y apoyaron en toda esta etapa.

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
<b>INTRODUCCION</b> .....	18
<b>1 INFORMACION DE LA EMPRESA</b> .....	20
<b>2 OBJETIVOS</b> .....	21
2.1 OBJETIVO GENERAL .....	21
2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	21
<b>3 MARCO GEOLÓGICO</b> .....	23
3.1 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL .....	23
3.2 LOCALIZACIÓN BLOQUE C .....	25
3.3 MARCO ESTRATIGRÁFICO.....	26
3.3.1 FORMACIÓN UNE.....	29
3.3.2 FORMACIÓN GACHETÁ.....	30
3.3.3 FORMACIÓN GUADALUPE.....	30
3.3.4 FORMACIÓN CARBONERA .....	31
3.3.5 FORMACIÓN LEÓN .....	34
3.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.....	35
3.5 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO .....	37
3.6 ROCA GENERADORA .....	37
3.7 MIGRACION Y ENTRAMPAMIENTO.....	38
3.8 RESERVORIO .....	39
<b>4 MARCO TEORICO</b> .....	39
4.1 ANALISIS ECONOMICO PARA LOCALIZACIONES DE POZOS .....	39
4.1.1 CONSIDERACIONES ECONOMICAS DE LOS POZOS HORIZONTALES.....	40
4.1.2 COSTOS DE PERFORACIÓN Y PRODUCCIÓN .....	41
4.1.3 AUMENTAR LA PRODUCTIVIDAD.....	42
4.2 PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACION HORIZONTAL .....	43
4.2.1 LA PRODUCCIÓN DE ARENA O LA CONICIDAD DEL AGUA .....	43

4.2.2 MANEJO DE PRODUCCIÓN DE ARENA .....	43
4.3 FACTORES TENIDOS EN CUENTA EN LA PERFORACIÓN HORIZONTAL .....	44
4.3.1 RADIO DE DRENAJE .....	44
4.3.2 GEOMETRÍA DEL ÁREA DE DRENAJE Y RADIO EFECTIVO DE POZOS HORIZONTALES. ....	45
4.3.3 ESPACIAMIENTO ENTRE POZOS.....	49
4.3.4 PERMEABILIDAD VERTICAL.....	49
4.3.5 ESPESOR DEL YACIMIENTO.....	49
4.4 CARACTERIZACION DEL YACIMIENTO.....	49
4.4.1 MODELO ESTATICO .....	50
4.4.2 MODELO DINÁMICO .....	52
4.5 POZOS HORIZONTALES .....	53
4.5.1 MULTIPLES POZOS A PARTIR DE UNA SUPERFICIE DE UBICACIÓN .....	54
4.5.2 FACTORES PARA REALIZAR UNA PERFORACIÓN HORIZONTAL .....	55
4.6 HERRAMIENTAS UTILIZADAS PARA LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	58
4.6.1 GEONAVEGACIÓN (GEOSTEERING).....	58
4.6.2 LWD PETROPHYSICIST (Logging While Drilling) .....	58
4.6.3 HALLIBURTON-SPERRY DRILLING.....	58
4.6.4 MEDICION DURANTE LA PERFORACION (MWD).....	59
4.6.5 WEB-BASED, REAL-TIME, LWD DATA VISEAN .....	59
4.6.6 HERRAMIENTA GUIDEWAVE™ .....	60
4.6.7 MEDICIONES AZIMUTALES .....	60
4.6.8 MEDIDAS DE GAMMA RAY EN LA FORMACION .....	61
4.7 HERRAMIENTAS DEFLECTORAS .....	61
4.7.1 HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN.....	62
4.8 PLANIFICACION DE LA TRAYECTORIA DEL POZO.....	63
4.8.1 SISTEMAS DE REFERENCIAS Y COORDENADAS .....	63
4.9 PARAMETROS GEOMETRICOS PARA EL DISEÑO DE LA TRAYECTORIA DE UN POZO HORIZONTAL .....	66
4.9.1 ÁNGULO DE INCLINACIÓN O INCLINACIÓN (DRIFT).....	67
4.9.2 PATA DE PERRO (DOG LEG).....	68
4.9.3 OBJETIVO.....	69
4.9.4 KICK OFF POINT.....	69

4.9.5 SECCIÓN HORIZONTAL.....	70
4.9.6 LA CURVA .....	71
4.9.7 TASA DE INCREMENTO, BUR (BUILDUP RATE) .....	71
4.9.8 SECCIÓN DE INCREMENTO (BUILD SECTION) .....	71
4.9.9 FIN DE INCREMENTO (END OF BUILD, EOB) .....	71
4.9.10 SECCIÓN DE MANTENER O TANGENCIAL (HOLD SECTION).....	72
4.9.11 TASA DE DECREMENTO O REDUCCIÓN (DROP RATE) .....	72
4.9.12 SECCIÓN DE REDUCCIÓN (DROP SECTION).....	72
4.9.13 PROFUNDIDAD FINAL (TD) .....	72
4.9.14 PUNTO DE REVESTIDOR (PC) .....	72
4.9.15 DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL (VS).....	72
4.9.16 RADIO DE CURVATURA (R) .....	72
4.9.17 PUNTO HORIZONTAL (PH).....	73
4.9.18 TASA DE CONSTRUCCIÓN DE ÁNGULO O SEVERIDAD DE LA PATA DE PERRO (DLS).....	73
4.10 SEGUIMIENTO GEOLOGICO OPERACIONAL DE LOS POZOS PETROLEROS ...	75
4.10.1 RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DE POZOS .....	76
4.10.2 ANÁLISIS MINERALÓGICO DE MUESTRAS .....	77
4.10.3 LOGGING WHILE DRILLING.....	77
4.10.4 CONTROL DE AGUA.....	79
4.10.5 CONIFICACIÓN .....	79
4.10.6 CONTACTO AGUA-PETRÓLEO .....	80
4.10.7 SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL.....	80
4.11 DESARROLLO EVALUACIÓN PETROFISICA.....	80
4.11.1 CALCULO DEL VOLUMEN DE ARCILLAS.....	82
4.11.2 CALCULO DE LA SATURACIÓN .....	91
4.11.3 PARAMETROS PARA DEFINIR EL TIPO DE ROCA.....	99
4.11.4 CALCULO PERMEABILIDAD .....	104
4.11.5 CLASIFICACIÓN DEL TIPO DE ROCA.....	110
4.12 ESPECTROMETRIA DE MASAS .....	110
4.13 CROMATOGRAFÍA DE GASES-ESPECTROMETRÍA DE MASAS (GC-MS) .....	111
4.14 APLICACIONES GC-MS.....	112

4.15 DESCRIPCION DEL SISTEMA GC-TRACER™ .....	113
4.16 RIESGO Y GRADO DE DIFICULTAD DURANTE LA PERFORACION HORIZONTAL 115	
<b>5 DESARROLLO DE LA PRÁCTICA</b> .....	117
5.1 ASPECTOS ECONÓMICOS DE LA EVALUACIÓN CAMPO C .....	117
5.2 SELECCIÓN DE ÁREAS DE DRENAJE.....	120
5.3 MODELO ESTATICO.....	125
5.3.1 MODELO ESTRUCTURAL.....	125
5.3.2 Modelamiento de propiedades .....	128
5.3.3 MODELO DINÁMICO .....	134
5.4 DISEÑO DEL PLAN DIRECCIONAL .....	135
5.5 SEGUIMIENTO GEOLOGICO OPERACIONAL .....	140
5.5.1 MODELO SEDIMENTOLÓGICO .....	141
5.5.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL CAMPO COPA.....	145
5.6 ANALISIS DE RIPIOS.....	147
5.7 DELIMITACIÓN DE ZONAS .....	150
5.8 PROGNOSIS Y DATOS DE PERFORACIÓN.....	153
5.9 CONIFICACIÓN.....	155
5.10 TÉCNICAS DE ESPECTROMETRÍA .....	155
5.11 RIESGOS DURANTE LA PERFORACION .....	160
<b>6 CONCLUSIONES</b> .....	162
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	165

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Modelo Estratigráfico y Petrolífero de la Cuenca de Los Llanos, .....	24
Figura 2. Localización Del Campo De Estudio.....	25
Figura 3. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca llanos y el Bloque c .....	28
Figura 4. Registro tipo para el Bloque C. Interpretación estratigráfica mostrando el empaquetamiento vertical de progradación y retrogradación presentes en las secuencias y parasecuencias.....	28
Figura 5. Esquema estructural Cuenca de Los Llanos (Cuencas Sedimentarias Colombianas, ANH 2007) .....	36
Figura 6. Grafica de la productividad de los pozos horizontales a través del tiempo .....	41
Figura 7. Radio del área drenaje de un pozo vertical vs radio de drenaje pozo horizontal .....	45
Figura 8. Área de drenaje de un pozo horizontal.....	46
Figura 9. Longitud de pozo horizontal según su área de drenaje vs la longitud de un vertical.....	48
Figura 10. Área de contacto de un pozo horizontal .....	55
Figura 11. Esquema gráfico de la profundidad vertical real .....	65
Figura 12. Esquema gráfico de la profundidad vertical real TVD .....	66
Figura 13. Angulo de inclinación de un pozo. ....	67
Figura 14. Pata de perro .....	69
Figura 15. Grafica de parámetros geométricos para el diseño de la trayectoria de un pozo horizontal .....	73
Figura 16. Grafica de parámetros de la perforación horizontal.....	74
Figura 17. Curva del Vclay generada a partir del registro Gamma Ray donde se señalan las líneas base de shale y arena sacados del software Interactive Petrophysics .....	83
Figura 18. Histograma correspondiente a la unidad C7 de Carbonera .....	84
Figura 19. Parámetros utilizados para el cálculo de VCLGR.....	84

Figura 20. Gráfica del área tomada para el cálculo de la porosidad sintética a partir de las Carboneras C3, C5, C7 .....	90
Figura 21. Ecuación de la regresión obtenida de la gráfica de dispersión de las Carboneras C3, C5, C7 .....	90
Figura 22. Fórmula para cálculo de la porosidad sintética .....	91
Figura 23. Grafica de Saturación de unidades C6 Y C7 .....	94
Figura 24. Saturación Carbonera C5.....	95
Figura 25. Parámetros del agua de formación para definir la porosidad de los pozos Copa D13h y Copa 23H.....	96
Figura 26. Información de registros de pozos del Copa D13H.....	97
Figura. 27 Parámetros para definir la saturación de los pozos Copa D13h y Copa 23H....	98
Figura 28. , Factor de cementación (m) y exponente de saturación (n) usado en la evaluación petrofísica copa D-2 versus los provenientes de pruebas de laboratorio de núcleo en Copa D-2 .....	99
Figura 29. Selección de curvas para definir el tipo de roca .....	100
Figura 30. Parámetros definidos con el núcleo para evaluar los pozos Copa 23H y D13H .....	100
Figura 31. Arena neta saturada con hidrocarburo (Pay Flag, curva roja) .....	101
Figura 32. Arena neta (Res Flag, curva verde).....	102
Figura 33. Sumario Petrofísico para arena navegada C7 Pozo 1 .....	102
Figura 34. Sumario Petrofísico para arena navegada C7 Pozo 1 .....	103
Figura 35. Esquema de sistema poral sacado de características petrofísicas y saturación de agua.....	105
Figura 36. Crossplot porosidad vs permeabilidad .....	105
Figura 37. Regresión lineal de grafica Porosidad Especifica vs Permeabilidad.....	106
Figura 38. Esquema de la ley de darcy.....	107
Figura 39. Ecuación para el cálculo de permeabilidad .....	109
Figura 40. Grafica de permeabilidad y clasificación de la roca.....	109
Figura 41. Ecuación R45.....	110
Figura 42. Grafica de presión vs producción teórico a diferentes longitudes de un pozo vertical vs un pozo horizontal .....	119

Figura 43. Imagen de línea sísmica donde se obtienen los topes de las arenas de interés con información correlacionada de pozos cercanos y además se observa el trazo de la trayectoria del nuevo pozo en Copa .....	121
Figura 44. Mapa con los datos en tiempo que permite conocer la variación de las diferentes litologías en la zona contando con la información de topes y contornos de mapas ya hechos en la zona .....	122
Figura 45. Mapa final estructural al tope de C7 de la zona de estudio.....	123
Figura 46. Mapa de atributos sísmicos donde se observan propiedades sedimentológicas como distribución de zonas de canales .....	124
Figura 47. Localización del área del modelo geológico (polígono rojo).....	126
Figura 48. Modelo estructural Campo Copa al tope de C7 .....	127
Figura 49. Vista en planta interpretación de facies C7-A y modelo de facies.....	129
Figura 50. Gráfica de porosidad Vs. Contenido de arcilla .....	130
Figura 51. Población de la distribución de arenas al tope de C7 e ilustración del modelo en el grid geológico .....	131
Figura 52. Gráfica PHIE / Perm con la curva de tipo de roca y curvas de garganta de poro .....	132
Figura 53. Modelo de tipo de roca y su distribución en shale, sand y silt en la unidad C3-B, tomado de Pacific Exploration & Production.....	133
Figura 54. Diseño de la trayectoria del Pozo 1 visto en planta.....	136
Figura 55. Plan direccional del Pozo 1 .....	137
Figura 56 , Geonavegación de la sección horizontal del pozo 1 .....	138
Figura 57. Plan direccional final del pozo desviado 2 .....	139
Figura 58. Geonavegación de la sección horizontal del pozo 2 .....	140
Figura 59. Imagen núcleo copa 8 5074 ft unidad C3 .....	143
Figura 60. Imagen del núcleo 8 a una profundidad 5393 ft unidad C5.....	144
Figura 61. Imagen del núcleo a una profundidad 5490' – 5500'ft unidad C7 .....	144
Figura 62. Mapa estructural e isópacos al tope C7 de ANP de C7 .....	146
Figura 63. Reporte de Masterlog de la carbonera C7 en el pozo 1 campo C .....	148
Figura 64. Reporte de Mudlogging de la carbonera C7 en el pozo 2 campo C .....	149

<i>Figura 65. La figura muestra la correlación de los seis pozos utilizados para la perforación del pozo 1 horizontal, tomado de Pacific Exploration &amp; Production</i> .....	151
Figura 66, Curvas usadas para le geonavegación del pozo 1 .....	152
Figura 67. Límites del método de pixler .....	158
Figura 68. Imagen donde se evidencia la presencia de agua en la formación pozo.....	159
Figura 69. Análisis de los intervalos seleccionados del THC teniendo en cuenta las relaciones entre gases, el primero es el contenido de metano (C1/THC).....	160

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Permeabilidad de reservorios de petróleo y gas .....	107
Tabla 2. Prognosis de los topes formacionales Pozo 1 .....	153
Tabla 3. Prognosis de los topes formacionales Pozo 2 .....	154

## RESUMEN

**TITULO:** PLANTEAMIENTO Y SEGUIMIENTO GEOLOGICO OPERACIONAL EN LOS POZOS HORIZONTALES DEL CAMPO COPA, CUENCA LLANOS ORIENTALES.<sup>1\*</sup>

**AUTORES:** Xania Liesel Avila Rueda \*\*

**PALABRAS CLAVE:** PERFORACIÓN DIRECCIONAL, EVALUACIÓN PETROFÍSICA, POZOS HORIZONTALES, GC- TRACER, ESPECTROMETRÍA DE MASAS

### **DESCRIPCIÓN:**

La perforación direccional permitió el desarrollo de nuevos prospectos en el Campo Copa, cuenca llanos, en donde la explotación ha sido abundante, por lo que actualmente se está implementando la utilización de locaciones existentes reduciendo costos operativos y permitiendo un mayor aprovechamiento del yacimiento a navegar, incrementando la producción en más del 8% en comparación a los pozos verticales. Además, se utilizó la herramienta de geonavegación, la cual facilita un mayor control y direccionamiento a la hora de aterrizar en la arena de interés, junto con datos de registros de Gamma Ray, resistividades y la evaluación petrofísica, se reducen los posibles riesgos durante la operación y permiten un aterrizaje satisfactorio del pozo horizontal.

El modelo petrofísico desarrollado en el campo a partir de la información de pozos cercanos y registros de LWD (Logging While Drilling) favoreció un mayor control de las propiedades de porosidad, saturación y permeabilidad para poder realizar una evaluación detallada cualitativa y cuantitativamente del pozo, definiendo finalmente, si las arenas del yacimiento son aptas para la explotación.

Adicionalmente se contó con nuevas herramientas corridas durante la perforación, el detector de gases en superficie, Gc-Tracer y espectrometría de masas para la selección y caracterización de las mejores zonas con presencia de hidrocarburos y de agua en la zona evitando así futuros inconvenientes.

---

\*Trabajo de Grado, modalidad práctica empresarial

\*Facultad de ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Geología. Director: Ricardo Mier Umaña.

## ABSTRACT

**TITLE:** OPERATIONAL APPROACH AND GEOLOGICAL MONITORING IN THE FIELD HORIZONTAL WELLS COPA, CUENCA LLANOS ORIENTALES\*

**AUTHORS:** Xania Liesel Avila Rueda\*\*

**KEYWORDS:** DIRECTIONAL DRILLING, PETROPHYSICAL EVALUATION, HORIZONTAL WELLS, GC- TRACER, MASS SPECTROMETRY

### **DESCRIPTION:**

Directional drilling allowed the development of new prospects in the Campo Copa, Llanos basin, where exploitation has been abundant, so it is currently being implemented using existing locations by reducing operating costs and enabling better use of the site to navigate, increasing production by more than 8% compared to the vertical wells. In addition, the tool geosteering was used, which provides greater control and routing when landing on the sand of interest, along with data records Gamma Ray, resistivity and petrophysical evaluation, possible risks are reduced during the operation and allow a satisfactory landing the horizontal well.

The petrophysical model developed in the field from information from nearby wells and records LWD (Logging While Drilling) favored greater control of the properties of porosity, saturation and permeability to perform a qualitative detailed evaluation and quantitatively well, defining finally, if the reservoir sands are suitable for exploitation.

In addition, he had new runs tools for drilling, gas detector surface, Gc-Tracer and mass spectrometry for the selection and characterization of the best areas with presence of hydrocarbons and water in the area thus avoiding future problems.

---

\*Degree project, business practice

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering, Geology School. Director: Ricardo Mier Umaña.

## INTRODUCCION

La forma de despejar la incertidumbre de existencia de hidrocarburos en un área es perforando y probando pozos. Una vez descubierto un campo se puede afirmar que existen reservas petroleras, las cuales deben cumplir con la condición de ser económicamente extraíbles, de lo contrario, no pueden ser consideradas como reservas hablando específicamente de reservas probadas.

Cuando se desarrolla un proyecto de perforación inicialmente el pozo aumenta su producción, luego se estabiliza y posteriormente empieza a disminuir o declinar. Para estimar la dimensión que se requiere en infraestructura de superficie y costos de operación es sumamente importante proyectar la producción de agua y sedimentos, además de la producción de hidrocarburos (crudo y gas). Adicionalmente, debido a que la operación del Campo nunca será 100% efectiva, es necesario considerar un porcentaje de producción diferida, preferiblemente basado en la experiencia y su área de drenaje, que para el caso de los pozos horizontales esta área es mayor y viene representada por una elipse.

La capacidad de producción de un pozo se conoce como el potencial del pozo y la suma de los potenciales de los pozos será el potencial del campo. Cuando la producción se encuentra por debajo del potencial, por restricciones en el sistema de producción o mantenimiento de pozos, a esa diferencia se le llama producción diferida.

Los geólogos e ingenieros de yacimientos, estiman un porcentaje de recuperación que normalmente se encuentra entre 15% y 30 % por métodos primarios, es decir,

aprovechando la energía natural del yacimiento. Es posible aumentar el porcentaje de la producción con métodos que permiten la recuperación de fracciones superiores que pueden llegar al 50%, estos métodos son conocidos como métodos de recuperación secundaria y hay una tercera etapa de la producción de hidrocarburos que comprende métodos de recuperación que siguen a la inundación con agua o al mantenimiento de la presión. Las principales técnicas de recuperación terciarias utilizadas son métodos térmicos, inyección de gas e inundación química la cual puede llegar a aumentar el factor de recobro en aproximadamente 60 % (Schlumberger, s.f.)

El desarrollo de este proyecto proporciona una visión de los nuevos métodos de perforación direccional, más específicamente de la perforación horizontal, logrando como resultado mejores prácticas en la industria, permitiendo extraer los recursos naturales del país de una forma más eficiente.

## 1 INFORMACION DE LA EMPRESA.

Pacific Exploration & Production Corp<sup>2</sup>. Es una compañía canadiense dedicada a la exploración y producción de gas natural y petróleo, constituida en el año 2008. Y con operaciones en Colombia, Brasil, Guyana, Perú, Guatemala y Belice. La estrategia de la empresa está enfocada en el crecimiento sostenible en producción y reservas.

En Colombia, Pacific Exploration & Production Corp. es propietario del 100% de meta Petroleum Corp., compañía que opera los campos de crudo pesado Rubiales, Pirirí y Quifa, ubicados en la cuenca de los llanos, y del 100% de Pacific Stratus Energy Colombia Corp., a través de la cual opera campos de gas natural y crudo liviano, en el municipio de san Pedro, en el departamento de Sucre.

Las acciones de Pacific E&P están listadas en el Toronto Stock Exchange, bajo el símbolo PRE, y en la Bolsa de Valores de Colombia, como PREC. La Compañía también tiene bonos senior listados en la Bolsa de Valores de Luxemburgo y se transan en el Euro MTF Market. La empresa Pacific Exploration & Production Corp. La responsabilidad ambiental es un trabajo importante de la empresa, la cual busca minimizar el daño causado a otras especies, a la naturaleza en su conjunto o a las

---

<sup>2</sup> Pacific Exploration & Production Corp. (s.f.). Recuperado el 22 de Abril de 2016, de PACIFIC, MULTINACIONAL DE E&P LÍDER EN AMÉRICA LATINA:  
<http://www.pacific.energy/es/acerca-pacific-ep>

futuras generaciones, con el fin de contribuir con una mejora al ecosistema y preservar el medio ambiente.

## **2 OBJETIVOS**

Los objetivos propuestos para la práctica fueron

### **2.1 OBJETIVO GENERAL**

- Definir una metodología para la perforación de los pozos horizontales en los campos Copa y Copa D teniendo en cuenta un enfoque geológico - operacional.

### **2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- Describir el análisis económico desarrollado para localizaciones de los pozos COPA 23H y COPA D 13H, tomando en cuenta áreas de drenaje, producción, modelo estático y dinámico
- Definir el plan direccional de los pozos Copa 23H y Copa D 13H, haciendo énfasis durante la geonavegación de los mismos.
- Describir el seguimiento geológico operacional durante la fase de perforación de los pozos, con miras a la toma de decisiones durante el desarrollo de los mismos.

- Realizar la evaluación petrofísica de la sección horizontal para definir la prospectividad (porosidad, arcillosidad y saturación de fluidos).
- Analizar los resultados obtenidos por las técnicas de espectrometría de masas & Cromatografía y caracterización de fluidos en tiempo real con registros de pozos para la definición del completamiento y evaluación de objetivos secundarios.
- Comparar los resultados de la primera fase de perforación con la prognosis, a fin de ajustar el nuevo modelo durante la navegación de los pozos Copa 23H y Copa D 13H (sección horizontal).
- Estimar los riesgos que se tienen durante la perforación de un pozo horizontal.

### **3 MARCO GEOLÓGICO**

#### **3.1 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL**

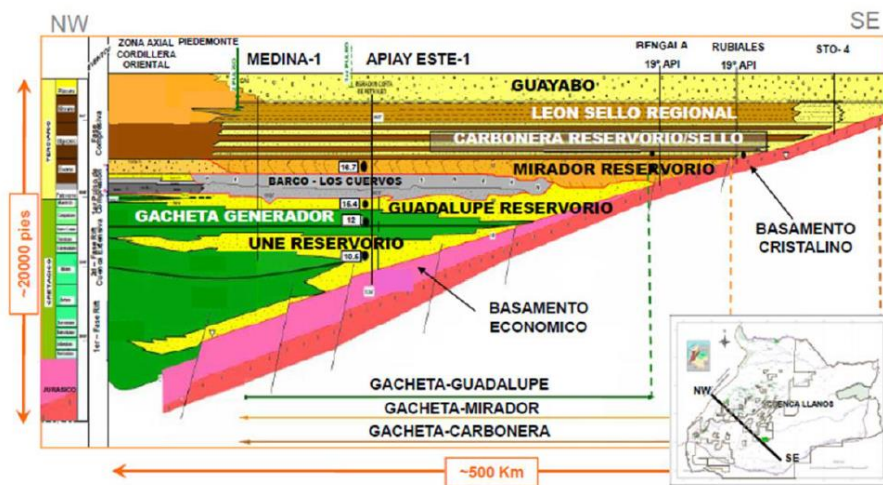
La geometría de la cuenca Llanos Orientales y las relaciones de traslape (“onlap”) de los estratos del Cenozoico sobre las rocas más antiguas, indican que la cuenca de los Llanos constituye un sistema de antepaís adyacente a un Orógeno, localizada entre la zona de subducción en el Pacífico y el escudo de Guayana, donde los procesos de enfriamiento de la corteza y extensión controlaron el relleno de la misma. El escudo de Guayana y los altos locales de la Pre-cordillera Central suministraron el material clástico a finales de Cretáceo, donde los mares someros cubrieron la plataforma de los Llanos.

Las formaciones del Cretáceo representan un conjunto de facies depositadas en un ciclo marino transgresivo-regresivo, estando los sedimentos transgresivos desde la base de Une hasta la superficie de máxima inundación de la Formación Gachetá. Las capas de carácter regresivo van desde la superficie de máxima inundación hasta la discordancia en el tope de Guadalupe.

Durante el Oligoceno y Mioceno, el relleno de la cuenca flexural (foredeep) y el levantamiento continuo de la Cordillera Oriental generó espacio de acomodación en la parte distal de la cuenca de antepaís, reactivación de fallas y la migración hacia el Este del alto flexural (forebulge) (BAYONA et al. 2008). La migración hacia el Este de la óndula flexural generó las condiciones para la depositación de las areniscas cuarzosas basales, uno de los reservorios más importantes en el área. La parte proximal de la cuenca fue rellena con areniscas fluvio-deltaicas y lodolitas de la Formación Carbonera, provenientes del Oeste (Cordillera Oriental) y del Este

(Escudo de la Guyana). La reactivación de las fallas pre-Cenozoicas en la parte distal de la cuenca de Antepaís, controló localmente la distribución de los ambientes de depósito y la arquitectura de los estratos de los depósitos continentales. Durante el Mioceno Medio un incremento abrupto en el espacio de acomodación controló la depositación de los estratos fino granulares de la Formación León. Los análisis bioestratigráficos recientes en las cuencas de los Llanos han indicado que la cuenca fue inundada por un sistema de aguas frescas con incursiones menores de aguas salobres (BAYONA et al. 2007). El pulso más fuerte de deformación a lo largo de la Cordillera Oriental durante el Mioceno Medio-Tardío, condicionó una depositación aluvial a fluvial en la cuenca de los Llanos registrada en la Formación Guayabo. Mirador, Carbonera y León representa una megasecuencia Pre-andina Tardía de carácter retrogradacional donde cada unidad progresivamente traslapa la superficie de la inconformidad pre-Terciaria hacia el Este de los Llanos. Las terminaciones de las unidades más antiguas ocurren antes que las más jóvenes. La fuente dominante de clásticos durante la sedimentación de Mirador, Carbonera y León continuó siendo el Escudo de Guayana y en consecuencia cada parasecuencia prograda hacia el occidente. Figura 1. (Pacific Exploration & Production, 2015)

Figura 1. Modelo Estratigráfico y Petrolífero de la Cuenca Llanos Orientales

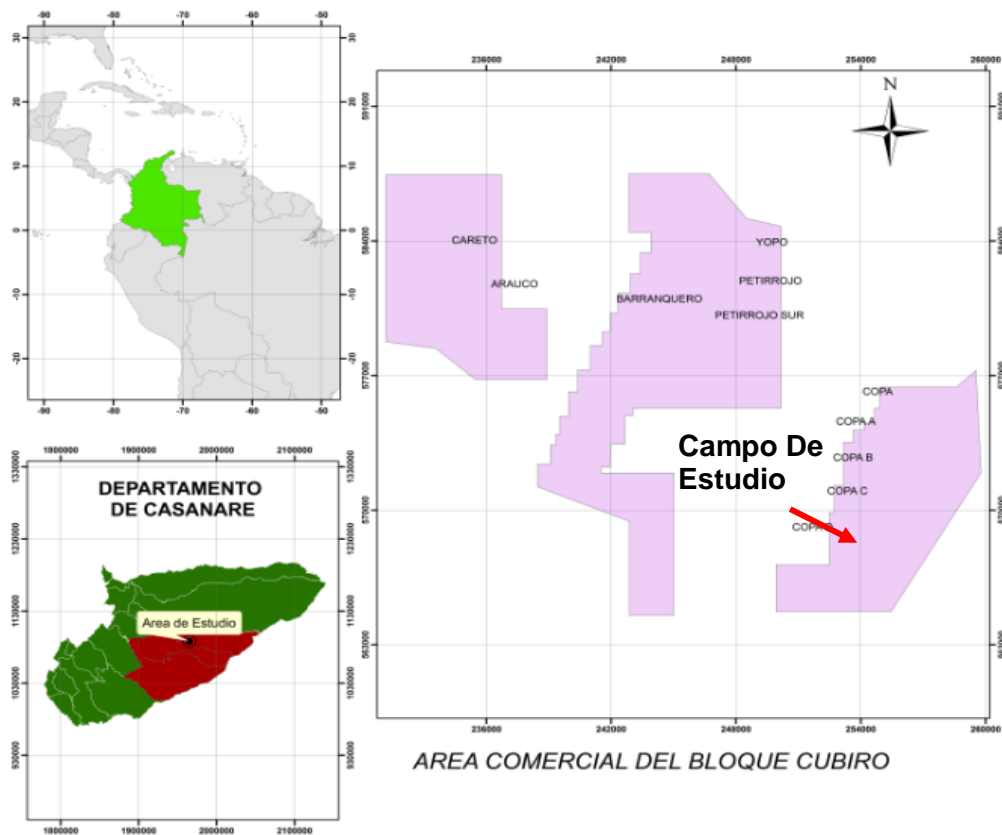


(Pacific Exploration & Production, 2015) Tomado y modificado de taller empresas precalificadas proceso licitatorio proyecto DCP-zona oriental

### 3.2 LOCALIZACIÓN BLOQUE C

El bloque C está localizado en los municipios de San Luís de Palenque y Trinidad en el departamento de Casanare, aproximadamente a 55 Km. de San Luís y 40 Km. de Trinidad, atravesando por el río Pauto. A su vez, en el bloque figura se encuentra el campo de estudio para este proyecto  
Geológicamente, el Bloque C hace parte de la Cuenca de los Llanos Orientales en la parte centro-oriental de la subcuenca de Casanare.

Figura 2. Localización Del Campo De Estudio



### **3.3 MARCO ESTRATIGRÁFICO**

La cuenca actual de los Llanos Orientales corresponde a la superposición de varias cuencas de edades diferentes. La cual inicio su desarrollo durante el Paleozoico esta cuenca se caracteriza por una secuencia más o menos continua de depósitos Terciarios y Cretáceos, caracterizada por suaves buzamientos.

Geológicamente el tren del Bloque C, objeto de este estudio, se sitúa en la parte media a profunda de esta cuenca que está ocupada esencialmente por rocas sedimentarias con edades que van desde el Paleozoico.

El Basamento está constituido principalmente por rocas ígneas ácidas, pertenecientes al Escudo de la Guayana. Los sistemas Paleozoico y Cretáceo son esencialmente marinos, mientras que la secuencia Terciaria fue depositada en sectores continentales, con influencia marina marginal.

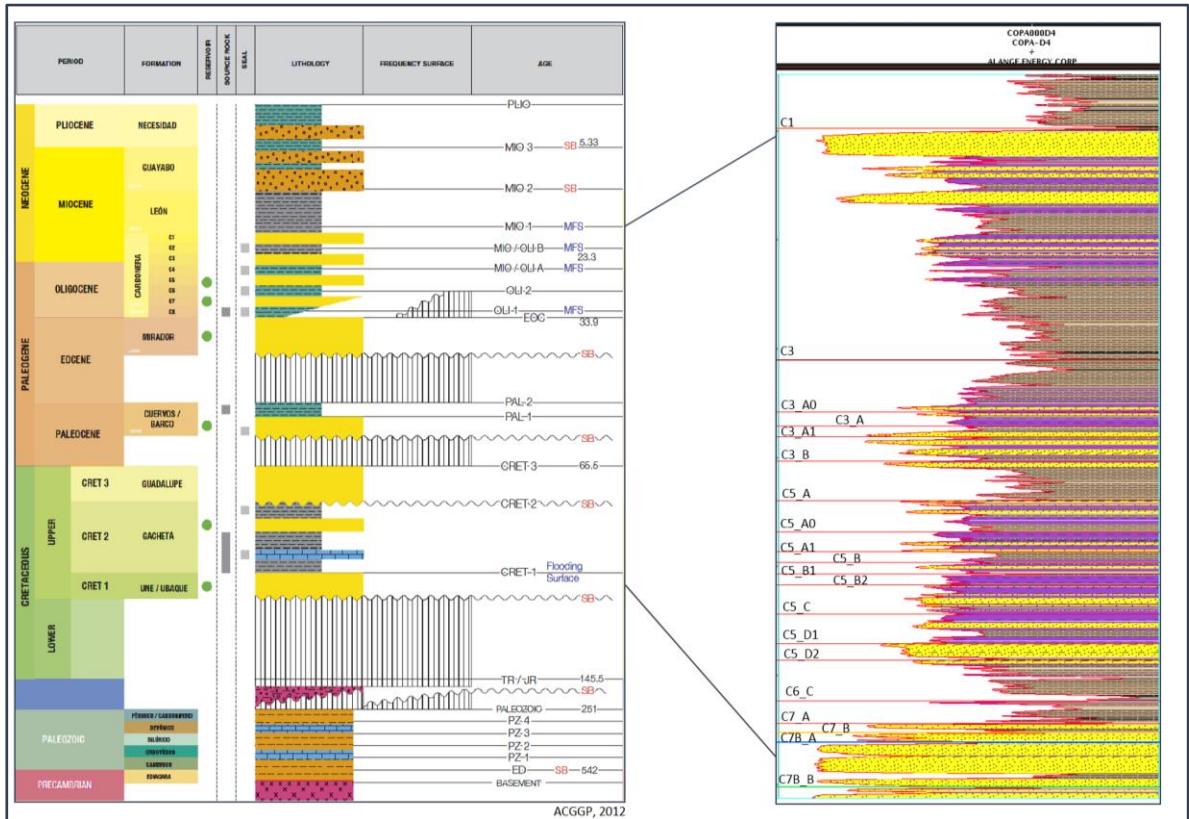
Es bien probado que el principal potencial en los Llanos y específicamente en el proyecto en cuestión está relacionado con pequeñas trampas estructurales tipo monoclinas falladas, una variedad de temas estratigráficos (pinchouts, canales) y combinación de trampas. Las principales secuencias de reservorios marinos cretáceos a deltaicos terciarios.

La presencia de un gran número de fallas antitéticas comparadas con las sintéticas, a lo largo de las vías de Migración, permite un salto progresivo hacia arriba de la Migración hacia reservorios estratigráficamente más altos. De esta forma, cuando estas fallas se yuxtaponen con reservorios más jóvenes (en el lado bajo de la falla), se continúa la migración pendiente arriba de la Cuenca.

La columna estratigráfica de la figura 3, muestra las diferentes formaciones presentes en el Campo C. La estratigrafía está definida de base a tope por las formaciones Cretáceo: Une, Gachetá y Guadalupe y las Formaciones de edad Terciaria (Barco, los Cuervos, Mirador, Carbonera, León, Caja).

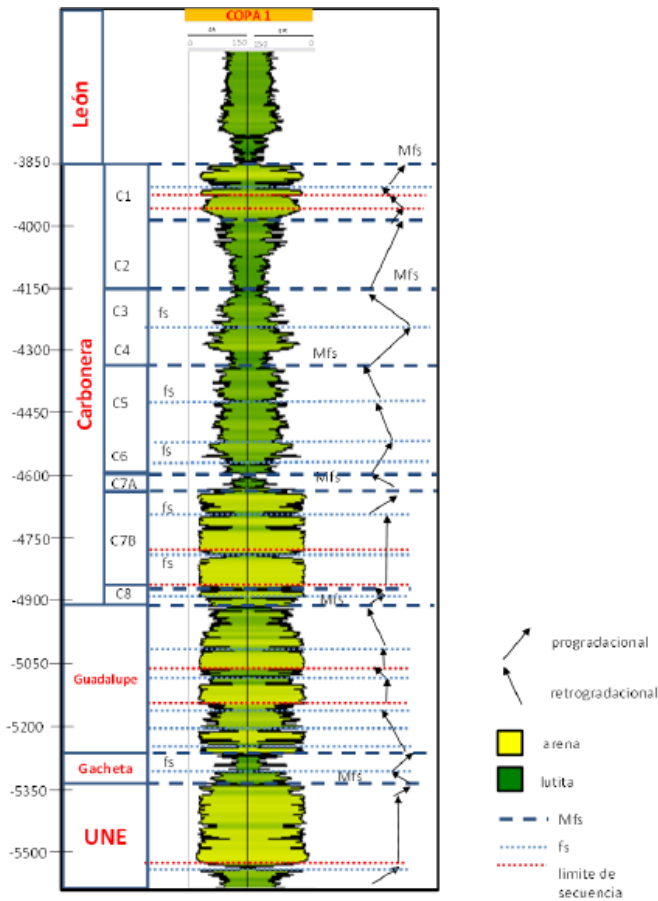
A continuación, se describen las Formaciones presentes en el Campo a las que se les realizó un análisis estratigráfico preliminar a través de la identificación e interpretación de patrones de los conjuntos de parasecuencias en base a los registros de pozos, el cual debe ser soportado integrando la información sísmica y bioestratigrafía. A continuación, se describen el empaquetamiento vertical y las parasecuencias contenidas en las formaciones presentes en el Bloque C. La figura 4, muestra el análisis estratigráfico utilizando el comportamiento vertical de los patrones de las parasecuencias contenidas en las formaciones presentes en el bloque C (Pacific Exploration & Production, 2015)

Figura 3. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca llanos y el Bloque c



Tomado de (Pacific Exploration & Production, 2015)

Figura 4. Registro tipo para el Bloque C. Interpretación estratigráfica mostrando el empaquetamiento vertical de progradación y retrogradación presentes en las secuencias y parasecuencias



Tomado de (Pacific Exploration & Prodcuton, 2015)

A continuación, se describe la secuencia estratigráfica de la cuenca llanos

### 3.3.1 FORMACIÓN UNE

La Formación Une corresponde areniscas cuarzosas intercaladas con limolitas carbonáceas, localmente con capas de lutitas muy delgadas. Esta secuencia en la base comienza con parasecuencias progradacionales que terminan con una superficie de inundación menor, la cual marca un cambio en la energía y en el tipo de ambiente, suprayacente a esta se encuentran parasecuencias agradacionales que pueden indicar nivel de energía relativamente constante durante la depositación, la cual pudo ocurrir en ambientes fluviales. El tope de Une está

limitado por una superficie de máxima inundación probablemente de carácter regional. En el bloque C solo 14 pozos atraviesan a la Formación Une, con 340 pies de espesor, ubicado en la parte Oriental del Bloque. (Informe interno Pacific, 2015)

### **3.3.2 FORMACIÓN GACHETÁ**

Suprayacente a la Formación Une y en contacto concordante se encuentra la Formación Gachetá, litológicamente corresponde a intercalación de lodolitas con areniscas delgadas y en algunas partes de los llanos, presenta calizas. Las lutitas son ricas en materia orgánica y ocasionalmente calcáreas.

La bibliografía consultada refiere la Formación Gachetá en la cuenca de los Llanos como el evento de máxima transgresión cretácica desarrollada en ambientes con influencia deltaica y de litorales. Los patrones de las parasecuencias alcanzados en la Formación Gachetá definen patrones retrogradacionales en la base y hacia el tope patrones progradacionales. Los ambientes de sedimentación de la Formación Gachetá corresponden a llanura mareal o planicie deltaica con fuerte influencia marina. Figura 3.

En el bloque C, Gachetá se encuentra atravesada por 24 pozos, tiene un espesor promedio de 173 pies. A pesar de que en la parte norte del mapa pocos pozos lleguen hasta Gachetá, las tendencias de las curvas sugieren la ubicación de los depocentros en la parte Norte del mapa, en el cual los espesores van disminuyendo a valores de 110 pies.

### **3.3.3 FORMACIÓN GUADALUPE**

Litológicamente compuesta por areniscas masivas con intercalaciones delgadas de lodolitas y limolitas en la base a veces con pequeñas capas de carbón. La evolución estratigráfica y ambiental de Guadalupe es relativamente compleja, la secuencia está limitada en la base y tope por dos superficies candidatas a ser de máxima inundación, formadas por parasecuencias retrogradacionales en la base que hacia la parte media pasan a parasecuencias agradacionales indicando fuertes cambios

en los ambientes y en la energía durante la depositación de Guadalupe, probablemente ocurrida en ambientes marinos someros. Los datos palinológicos de algunos pozos indican una edad Campaniano. Esta formación es productora en la cuenca. La edad de la formación varía ligeramente dependiendo de la ubicación dentro de la cuenca. En el bloque C el espesor promedio de Guadalupe es de 373 pies y es penetrada por 34 pozos. Los mayores espesores se encuentran hacia el Este, Centro y Noroeste del Bloque.

En forma discordante suprayacente a Guadalupe se encuentra la Formación Mirador, la cual no está presente en el bloque C, está en contacto discordante con la Formación Carbonera de edad Oligoceno la cual corresponde a la principal formación productora de este.

### **3.3.4 FORMACIÓN CARBONERA**

La Formación Carbonera localizada En la parte Central y Norte de la cuenca de los Llanos, Corresponde a depósitos transgresivos y regresivos de corta duración de un mar epicontinental de poca profundidad con patrones de engrosamiento hacia el tope que comienzan con limos laminados que pasan gradualmente a areniscas de grano fino tabulares, con laminación onduladas y localmente bioturbadas (Fajardo et al., 2000), estas unidades gradan hacia el este a patrones granodecipientes. En el Sur de la cuenca parte de los estratos superiores de Carbonera cambian desde patrones granocrecientes a granodecipientes, los cuales incluyen lodos calcáreos en el sur y este de la cuenca, con variaciones en el tamaño de grano 18 hacia el margen Oeste.

El contenido de arena en Carbonera aumenta hacia el este, donde las unidades arcillosas disminuyen su carácter arcilloso. El carácter continental de los sedimentos también es más marcado de occidente a oriente.

Hacia el Norte y Este la Formación Carbonera presenta cambios en el patrón depositacional, lo cual soporta una interpretación de un ambiente de sedimentación deltaico con dominio fluvial progradando hacia la parte oriental, donde se desarrolló un plano costero y un sistema lacustre (Mora & Parra 2004). El

sistema lacustre fue limitado en el Este por el sistema fluvial drenado por el Cratón de Guayana el cual eventualmente recibía influjos de agua salobres. Los cambios de los patrones y ambientes depositacionales desde las capas de Carbonera hacia León indican una inundación desde el Oeste de un amplio sistema fluvio-deltaico seguido por la aparición regional de ambientes de agua fresca con menos influencia estuarina que las reportadas en los estratos del Eoceno.

Las propiedades del yacimiento son porosidades que varían entre 25 y 32% y permeabilidades del orden de 5 a 10 darcys. Los análisis más recientes de corazones presentan asociaciones palinológicas que dan un rango general posible, entre el eoceno tardío y el oligoceno temprano, no quedando descartado que la parte inferior de esta unidad podría pertenecer al eoceno tardío ( subzona de echitrisporites trianguliformis)

En el bloque C el espesor promedio de Carbonera es de 1250 pies, penetrado por 45 pozos, tiene un espesor máximo de 1386 pies al Noroeste y Oeste, el espesor mínimo de 1114 pies en el Sureste y Este, en los campos Copa, Yopo y Petirrojo. Los principales depocentros en el Noroeste, definen una amplia franja en la parte Oeste del bloque con una orientación Suroeste-noreste

La Formación Carbonera está formada por 7 unidades identificadas de base a tope desde C7 hasta C1, donde las unidades C6, C4 y C2 representan las más arcillosas y las unidades C7, C5, C3 y C1 las más arenosas.

A continuación se realiza una breve descripción de las unidades C3, C5, C7 que conforman la Formación Carbonera, las cuales son de interés para la industria.

#### **3.3.4.1 Carbonera C7**

Esta formación es esencialmente detrítica y masiva, está compuesta por areniscas de grano fino a grueso, localmente muy grueso, friable, cuarzo translúcido a hialino, angular a subangular, con sorteamiento pobre a medio. En la parte superior, las

intercalaciones de arcilla gris son más frecuentes que en el resto de la formación. La matriz arcillosa es escasa y el cemento pobre, por lo cual se considera como una arena limpia.

El espesor en el área del estudio es del orden de 320', mientras que en la parte profunda de la cuenca el espesor puede llegar a 370'. La correlación entre los pozos es aceptable, pues existe buena continuidad sin embargo en dirección del Oeste, las facies van cambiando y de un ambiente predominantemente continental al Este, van pasando a facies de ambiente marino somero, con un incremento en arcillas y desaparición de los reservorios; por este motivo, la formación no es productora en la parte profunda de la cuenca. Unidad C7 es de edad Eocena Tardía.

#### **3.3.4.2 Carbonera C5**

Está compuesta por alternancia de niveles de arcillolita, limolitas y lutitas. Hacia la base presenta capas delgadas de areniscas con características de yacimientos, poco consolidada, de tamaño de grano, predominante medio, a veces grueso; en ocasiones ligeramente calcáreas, con glauconita. Tiene un espesor promedio de 270 pies con una ligera variación entre 250' y 300'. Al norte del bloque en Palmita tiene un espesor máximo de 320'.

Es una formación esencialmente limosa pero en algunas partes de la cuenca, sector oriental presenta desarrollos arenosos. La limolita es gris clara, carmelita clara a crema, más o menos soluble, micropiritosa carbonosa, gradando a arenisca muy fina y friable, subredondeada, bien sorteada, con cemento calcáreo no muy abundante, microcarbonosa, a veces con matriz caolinítica.

Lateralmente puede desaparecer por cambio de facies. El espesor de la formación en el área del bloque C y vecindades es del orden de 130', pero puede alcanzar 300' en la parte profunda de la cuenca. Su extensión es regional y correlaciona bien entre los diferentes pozos

### **3.3.4.3 Carbonera C3**

Esta unidad está compuesta por alternancia de niveles de arenisca fina a gruesa, blanca a translúcida y algunos pies de limolitas y arcillolitas, de color gris verdoso en la parte central de la cuenca. . Se encuentra poco desarrollada en la parte centro norte de la cuenca, en la cuenca presenta tendencia arcillosa hacia el Oeste, y un poco más arenosa hacia el Este y a veces se presencian con niveles carbonosos en la secuencia localizada. La correlación con los demás pozos de la cuenca es muy buena donde presenta espesor promedio de 153', con una franja con espesores entre 150' y 200' en el norte del bloque. La edad de Carbonera C3, es Oligoceno Tardío.

### **3.3.4.4 Carbonera C1**

Es la última de las secuencias arenosas compuesta por parasecuencias granocrecientes presenta en la base lutitas que pasan a arenas limpias, lo que indica patrones progradacionales de la Formación Carbonera y se encuentra sellada por las lutitas de la Formación León. Está, por una alternancia de cuerpos arenosos, separados por niveles delgados de limolitas oscuras y lutitas grises. Esta unidad Tiene un espesor promedio de 280'. En el bloque C, hacia el centro, norte y oeste se encuentran los mayores espesores.

### **3.3.5 FORMACIÓN LEÓN**

La Formación León, depositada durante el Mioceno después una trasgresión marina representando las última invasión de los mares terciarios sobre la cuenca de los llanos, la cual se depositó durante la sedimentación de la parte superior de la formación carbonera, está compuesta por capas gruesas de lutitas grises verdosa,

fisil laminar, astillosa, moderadamente compacta. Los máximos espesores observados se encuentran en los sectores de Chaparral (más de 2.500 pies) y Arauca (1.980 pies), Los cuales son más frecuentes hacia el tope de la Formación. Predominantemente arcillosa, corresponde a la parte más marina de toda la secuencia, depositada durante la transgresión.

Atravesada en el bloque C por 62 pozos el espesor promedio de 654' aumenta hacia el norte y noroeste del bloque donde alcanza hasta 760'. León disminuye ligeramente el espesor hacia la parte este del mapa (informe interno Pacific 2015)

### **3.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL**

Durante el Oligoceno y Mioceno, el relleno de la cuenca flexural (foredeep) y el levantamiento continuo de la Cordillera Oriental generó espacio de acomodación en la parte distal de la cuenca de antepaís, reactivación de fallas y la migración hacia el este del alto flexural (forebulge) Figura 5.(BAYONA et al.2008). La migración hacia el este de la ondulexural generó las condiciones para la depositación de las areniscas cuarzosas basales, uno de los reservorios más importantes en el área.

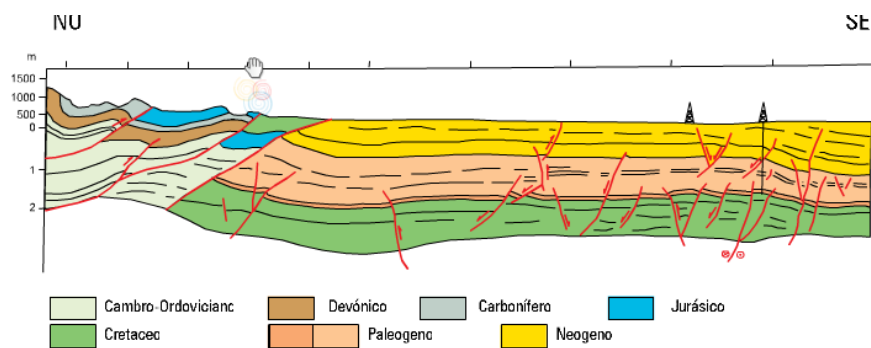
La parte proximal de la cuenca fue rellena con areniscas fluvio-deltáicas y lodolitas de la Formación Carbonera, provenientes del oeste (Cordillera Oriental) y del este (Escudo de la Guyana). La reactivación de las fallas pre-Cenozoicas en la parte distal de la cuenca de antepaís, controló localmente la distribución de los ambientes de depósito y la arquitectura de los estratos de los depósitos continentales. Durante el Mioceno Medio un incremento abrupto en el espacio de acomodación controló la depositación de los estratos finogranulares de la Formación León. Aunque aún se tiene incertidumbre y controversia sobre que incrementó el espacio de acomodación y el decrecimiento en el suministro de sedimentos. Los análisis bioestratigráficos recientes en las cuencas de los Llanos y

Amazonas han indicado que la cuenca fue inundada por un sistema de aguas frescas con incursiones menores de aguas salobres (BAYONA et al. 2007).

El pulso más fuerte de deformación a lo largo de la Cordillera Oriental durante el Mioceno Medio-Tardío, condicionó una depositación aluvial a fluvial en la cuenca de los Llanos registrada en la Formación Guayabo. Para el sector proximal de la cuenca, los sedimentos procedían del este y la ondulada flexural rápidamente se movió hacia el este.

Locamente en el bloque se tiene que Las estructuras que forman trampas para los Hidrocarburos, se desarrollan a lo largo de lineamientos reactivados del Basamento. Los cierres críticos “Spill point” y el salto de la falla, proporcional al espesor del reservorio, definen la extensión areal y la columna de hidrocarburos en el Bloque C. Las fallas son el control primario en la extensión de las estructuras, casi todos los Campos de Casanare están limitados por una falla normal antitética. Los saltos verticales o rechazos de las fallas en Cubiro y específicamente en los prospectos cartografiados, son del orden de 20 a 100 pies, permitiendo una yuxtaposición parcial a uno y otro lado de dichas fallas de arenas altamente permeables con arcillas.

Figura 5. Esquema estructural Cuenca de Los Llanos (Cuencas Sedimentarias Colombianas, ANH 2007)



Tomado de: Cuencas Sedimentarias Colombianas, ANH 2007

### **3.5 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO**

Las zonas de debilidad pre-existentes en el Basamento, ejercen una fuerte influencia en la creación de nuevas estructuras durante el evento Andino (Mioceno tardío) en el campo C. El mapa al Basamento nos muestra que existe la reactivación de las estructuras con rotación y generación de fallas “en échelon”.

La secuencia estratigráfica local está representada por rocas del Precámbrico, Paleozoico Inferior, Cretáceo Superior y el Terciario. La mayoría del petróleo descubierto ha sido generado por las rocas madre del Gachetá y Terciario basal, pero enterradas a grandes profundidades, lo que indica que la zona principal de generación de petróleo ("oil Kitchen") se encuentra localizada en la parte Occidental, profunda de la Cuenca situada en el dominio de los "Foothills" y bajo la cordillera.

### **3.6 ROCA GENERADORA**

Se asume que la roca generadora del crudo de los Llanos, aún en las formaciones Terciarias, es la Formación Gacheta o su equivalente en la Cordillera Oriental, la cual es de origen marino de edad cretácico Tardío que se encuentra al occidente, en el área del piedemonte llanero donde alcanza el enterramiento y madurez térmica necesaria para la generación y expulsión de hidrocarburos. El área del piedemonte llanero se constituye en el principal sitio de generación de hidrocarburos de la cuenca, de donde el petróleo migró hacia la parte oriental de la cuenca. En el área

del bloque c, la litología consiste en lutita gris oscura, físil, dura, compacta, a veces moscovítica y piritosa, con intercalaciones de arenisca blanca a gris claro, de grano fino, subangular a subredondeado, con selección media a buena, con matriz arcillosa, cemento silíceo, a veces calcáreo, con trazas de glauconita y de carbón. El espesor de esta formación en el área, es del orden de 200', mientras que en la parte profunda de la cuenca puede alcanzar 450'. Hacia el Oeste el espesor aumenta y la parte lutítica se desarrolla en detrimento de la arenisca; hacia el Este, sucede lo contrario; esta formación se extiende en toda la cuenca de los Llanos y por consiguiente en el área de los campos que se desean explorar. La edad de la Fm. Gachetá es Cretáceo Superior, posiblemente del Coniaciano tardío. Su equivalente en la Cordillera Oriental parece ser la Fm. Chipaque. Es probable también que se hayan originado hidrocarburos a partir de sedimentos Terciarios, Formación Carbonera zona profunda de la cuenca bajo circunstancias similares a las prevalecientes en el Cretáceo.

Se ha demostrado extensamente por medio de modelamientos, que el primer pulso de expulsión comenzó desde el Cretáceo (Gacheta y Areniscas Inferiores), dentro de la cordillera hace 25 millones de años. La migración avanzó hacia el Oriente a partir del frente llanero (bajo la cordillera). Los estudios estructurales han demostrado que las estructuras Pre-Oligocenas podrían haber entrampado los petróleos migrados. El Bloque C se encuentra precisamente sobre esta vía de migración del petróleo.

### **3.7 MIGRACION Y ENTRAMPAMIENTO**

El petróleo entrampado en la parte central y oriental de la cuenca de los Llanos migro desde el piedemonte al sitio de acumulación. El hidrocarburo migro lateralmente siguiendo el buzamiento regional hasta alcanzar las condiciones estructurales y/o estratigráficas adecuadas para la acumulación. El petróleo de los Llanos representa

dos fases de migración. La primera durante el oligoceno-mioceno tardío y la segunda durante el mioceno tardío-plioceno. Los hidrocarburos del campo de estudio operado por Pacific Rubiales Energy-meta Energy copro migraron desde el occidente hasta encontrar el pinch-out de las areniscas basales de la formación carbonera contra el paleozoico

### **3.8 RESERVORIO**

En el Bloque C, específicamente a partir del meridiano del Campo C, las principales rocas almacenadoras son las Unidades C3, C5 y C7 de la Formación Carbonera las cuales presentan porosidades que varían entre 25% y 32% y permeabilidades del orden de 5 a 10 darcies

## **4 MARCO TEORICO**

El siguiente marco teórico fue desarrollado para poder sustentar los objetivos planteados al inicio de la práctica, se condensa de una forma corta y explícita que factores se deben tener en cuenta para cumplir.

### **4.1 ANALISIS ECONOMICO PARA LOCALIZACIONES DE POZOS**

En el análisis económico para localizaciones de los pozos se toman en cuenta los siguientes parámetros; áreas de drenaje, producción, modelo estático y dinámico, los cuales se explicarán a continuación.

#### **4.1.1 CONSIDERACIONES ECONOMICAS DE LOS POZOS HORIZONTALES**

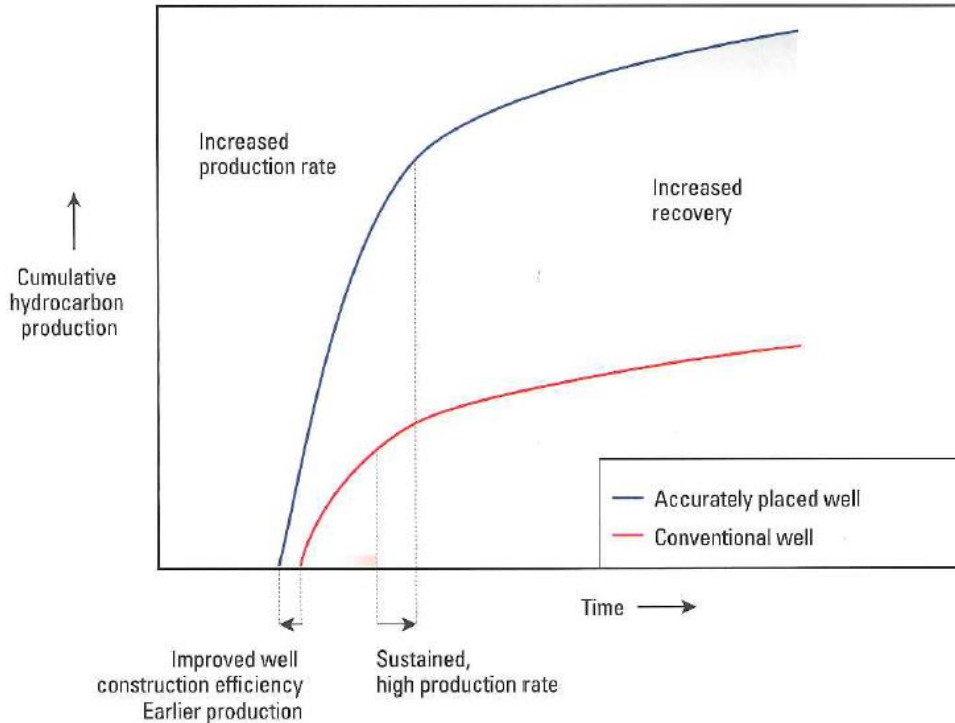
Los pozos horizontales son más caros de perforar que los verticales, sin embargo, la proporción del número total de pozos horizontales perforados cada año incrementa exponencialmente. Esto es porque cuando se perfora en el lugar correcto mejora la productividad de los pozos tanto a corto como en largo plazo (Figura 6).

Los pozos horizontales generalmente presentan mayor riesgo que los verticales. El requerimiento para mantener un pozo en el intervalo de producción demanda el perfeccionamiento de las técnicas de perforación y el entendimiento del comportamiento más allá de lo que se requiere para perforar uno vertical en un objetivo<sup>3</sup>

---

<sup>3</sup> Schlumberger. (2009). *Well Placement Fundamentals*. Lewiston, NY, U.S.A.: Roger Griffiths.

Figura 6. Grafica de la productividad de los pozos horizontales a través del tiempo



Tomado del libro Well Placement Fundamentals Roger Griffiths

Editorial: Schlumberger, 2009

#### 4.1.2 COSTOS DE PERFORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Los costos del pozo y la economía dependen del proyecto específico, la complejidad de patrones y diversos problemas operativos que acarrearán en la perforación, con la experiencia y la precisión se pueden disminuir altamente. El operador debe considerar siempre la perforación de un pozo vertical antes de perforar horizontalmente debido a los elevados costos. Precauciones especiales se deben tomar cuando se estima la productividad. Sin lugar a dudas, ha habido algunos pozos horizontales con altas productividades. Sin embargo, a veces puede haber

una muy alta tasa de declive, por lo que el pozo no es económico, a pesar de su alta tasa inicial. Cualquier informe de producción utilizada para las estimaciones debe ser verificado. Se deben hacer extrapolaciones cuidadosas de producción inicial para el cálculo de La recuperación acumulativa. Es importante evaluar estos datos correctamente especialmente antes de la perforación de pozos posteriores.

#### **4.1.3 AUMENTAR LA PRODUCTIVIDAD**

Los pozos horizontales tienen mayores tasas de producción y producen mayores cantidades de petróleo y gas que los pozos perforados por otros métodos, según lo verificado por las historias de producción y simulaciones por ordenador.

Los pozos horizontales tienen largos agujeros taladrados horizontalmente en la formación en comparación con las secciones más cortas en pozos verticales y direccionales. El resultado neto es que el pozo y la formación tienen una sección abierta común más grande, lo que permite mayores volúmenes de petróleo y gas que se producen.

La perforación horizontal también mejora la productividad de las formaciones de baja permeabilidad. Muchas formaciones contienen petróleo y gas, pero producen un volumen bajo en los pozos verticales y direccionales debido a la baja permeabilidad. Los pozos horizontales han aumentado caudales debido al incremento del área de flujo y la disminución de la energía necesaria para explotar el yacimiento. Por lo tanto, muchas formaciones de baja permeabilidad no son comerciales con la perforación vertical y horizontal pero producen volúmenes económicos de petróleo y gas de pozos horizontales. Debido a su mayor exposición a la zona productora, pozos horizontales también pueden ser hidráulicamente fracturado (la creación de múltiples fracturas en comparación con un par de fracturas), lo que aumenta aún más la productividad.

EL Petróleo y gas a menudo se producen en las secuencias delgadas. Pequeños volúmenes de petróleo y gas cerca de la pared del pozo, a veces combinados con

baja permeabilidad, pueden restringir aún más las tasas de flujo. Secciones horizontales largas aumentan las tasas de flujo como se describe para otras situaciones. (SHORT, 1993)

## **4.2 PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACION HORIZONTAL**

### **4.2.1 LA PRODUCCIÓN DE ARENA O LA CONICIDAD DEL AGUA**

La mayoría de los pozos producen a una velocidad de flujo alta con una reducción alta de presión. Los pozos horizontales tienen una sección más grande expuesta a la formación, por lo tanto, la caída de presión en estos es menor para una tasa de producción dada en comparación con los pozos verticales y direccionales, disminuyendo los problemas de producción relacionados con la caída de presión.

En caídas de presión más altas, la producción de arena es un problema común, especialmente la producción de arena de grano fino y no consolidada. La arena erosiona y se conecta al equipo limitando la velocidad de flujo.

Los problemas de conificación de agua se pueden reducir con menos caída de presión ya que el agua con frecuencia subyace el petróleo o gas en el depósito.

Los pozos horizontales permiten mayores tasas de producción con menores caídas de presión. Esto reduce el problema de conicidad de agua y gas. (SHORT, 1993)

### **4.2.2 MANEJO DE PRODUCCIÓN DE ARENA**

El problema de producción excesiva de arenas es causado cuando la roca debilitada ES sometida a un bajo esfuerzo de confinamiento y es arrastrada dentro del pozo por las fuerzas del flujo (Dusseault, 2010). Esta condición genera el desprendimiento de granos de material de la formación causando arenamiento. Por lo anterior resulta necesario conocer el estado de esfuerzos y la envolvente de falla de la formación, la cual puede determinarse mediante pruebas uniaxiales y triaxiales

de laboratorio, y puede representarse gráficamente mediante una curva o envolvente de falla. Estos esfuerzos normales y los esfuerzos de corte ejercidos sobre un plano específico, bajo tres esfuerzos principales perpendiculares, se determinan utilizando el círculo de Mohr. Para establecer las condiciones en las que se produce la falla, se utiliza el modelo de falla de MohrCoulomb a fin de relacionar los esfuerzos principales y la presión de poro con la cohesión y el ángulo de fricción interna de la roca. La falla se produce bajo tensión, compresión o, más comúnmente, cuando la diferencia entre los esfuerzos principales máximos y mínimos se vuelve suficientemente grande como para producir un esfuerzo de corte excesivo. (Acock A, ORourke T, Shirmboh D et al, 2004)

### **4.3 FACTORES TENIDOS EN CUENTA EN LA PERFORACIÓN HORIZONTAL**

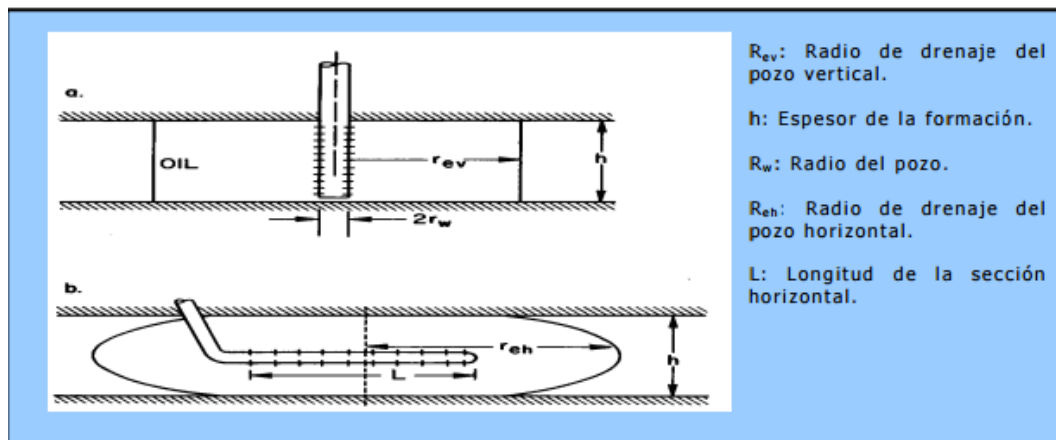
#### **4.3.1 RADIO DE DRENAJE**

El propósito de un pozo horizontal es incrementar el contacto con el yacimiento y de ese modo incrementar la productividad del mismo. La productividad de un pozo horizontal depende de la longitud horizontal y ésta a su vez, depende de las técnicas de perforación horizontal; otra consideración importante para la productividad es el esquema de completación, que dependerá de las necesidades locales y de la experiencia que se tenga en el área, además con ayuda de nuevas tecnologías como cromatografías y Detector de Gases de Superficie Gc-Tracer se hace más fácil y efectivo la fase del completamiento porque cuenta con mayor cantidad de información de la sección horizontal. El tipo de completación afecta el funcionamiento de un pozo horizontal, a largo y corto plazo. (Gamboa, 2003)

Como se observa en la figura 7, si se desea perforar un mismo yacimiento a partir de la misma locación como es el caso de los pozos en el bloque D se puede

comprobar que el radio de drenaje de un pozo horizontal permite mayor producción que el vertical, lo cual es el objetivo en estos casos.

Figura 7. Radio del área drenaje de un pozo vertical vs radio de drenaje pozo horizontal



Tomado de (Gamboa, 2003)

#### 4.3.2 GEOMETRÍA DEL ÁREA DE DRENAJE Y RADIO EFECTIVO DE POZOS HORIZONTALES.

El área de drenaje de un pozo horizontal es diferente del área de drenaje de un pozo vertical, debido a la forma geométrica que es generada por la influencia del pozo dentro del yacimiento. En el caso de contar con un pozo vertical, se puede calcular el área de drenaje del pozo por medio de la siguiente expresión:

$$A_v = \pi r_e^2$$

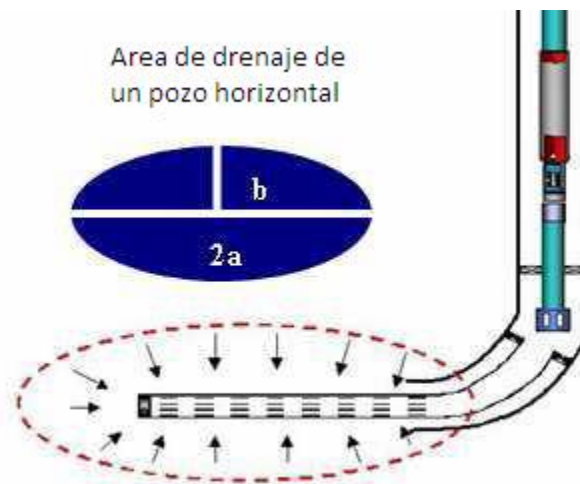
Donde,

$A_v$ : Área de drenaje de un pozo vertical (pies<sup>2</sup>).

$r_e$ : Radio de drenaje del pozo (pies).

Este tipo de área de drenaje en un pozo horizontal está representada por una elipse y está basada en el trabajo de Giger (1983) y Joshi (1986). Tal como se muestra en la figura 8.

Figura 8. Área de drenaje de un pozo horizontal



Tomado de Blanco J, 2011

Joshi dividió el problema en tres dimensiones considerando una elipse de eje menor “b” igual al radio de drenaje del pozo vertical, y de eje mayor “a” igual a la mitad de la longitud del pozo horizontal, más el radio del pozo vertical.

Debido a la longitud que tiene un pozo horizontal, en un periodo de tiempo dado bajo las mismas condiciones de operación de un pozo vertical, un pozo horizontal drenaría idealmente una mayor área que un pozo vertical. Si un pozo vertical drena un cierto volumen en un tiempo dado, entonces esta información puede ser usada para calcular el área de drenaje de un pozo horizontal. Un pozo horizontal puede ser visto como un número de pozos verticales perforados muy cerca uno del otro y completados en el mismo horizonte del espesor delgado, entonces cada pozo

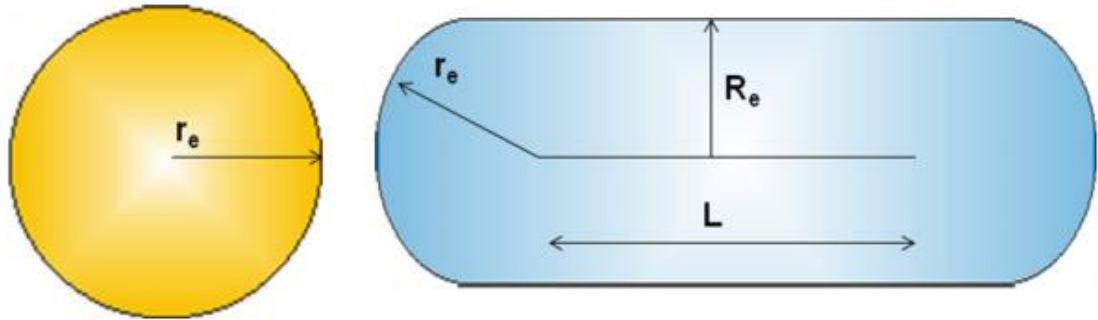
horizontal drenará al final de la sección horizontal un área en forma de círculo o cuadrado con un área rectangular en su centro y perpendicular al flujo, ver figura 7, en donde  $r$  es el radio del pozo vertical y  $L$  es la longitud de la sección horizontal del pozo. Este concepto implícitamente asume que el espesor del yacimiento es considerablemente menor que los lados del área de drenaje. Es posible calcular el volumen de drenaje asumiendo un área de drenaje elíptica en el plano horizontal con cada extremo de la sección horizontal en los focos de la elipse, lo cual supone que el volumen de drenaje es un elipsoide. En (Gamboa, 2003)

Se puede ver que el índice de productividad es afectado por el espesor del yacimiento de modo que las productividades máximas se alcanzan cuando la longitud ( $L$ ) de la sección horizontal es mucho más grande que la altura  $H$  en la sección vertical. El índice de productividad de un pozo horizontal es de 2 a 8 veces mayor que el de un pozo vertical en un mismo yacimiento, dada la mayor exposición con la zona productora y la menor caída de presión que se genera para una producción equivalente, Como se referencia en Blanco J, 2011

Asimismo, el índice de productividad que es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir, y es una propiedad de los pozos comúnmente medida (Angel Da Silva , 2008 ) En estos pozos es función directa de su longitud efectiva, siendo directamente proporcional al incremento de dicha longitud tal como lo demuestran las estadísticas a nivel mundial sobre la materia. El índice de productividad se ve afectado en forma considerable por el espesor neto petrolífero de la arena reservorio, y por tal razón, las altas productividades por lo general están asociadas con grandes longitudes y espesores

De igual forma, teniendo en cuenta lo planteado por Giger (1983) y Joshi (1991) se puede calcular el área de drenaje de un pozo horizontal asumiendo un área de drenaje elíptica como se muestra en la figura 9. (Ingrith Villamizar, 2008)

Figura 9. Longitud de pozo horizontal según su área de drenaje vs la longitud de un vertical



Tomado de (Ingrith Villamizar, 2008)

Debido a que se considera que 1000 pies de longitud horizontal, pueden drenar dos veces el área de un pozo vertical y que una longitud de 2000 pies, puede drenar tres veces el área de un pozo vertical para un determinado tiempo, es posible emplear grandes espaciamientos entre los pozos horizontales. Por tanto, al tener un pozo horizontal de longitud “L”, el área drenada se podrá calcular de la siguiente forma:

$$A_h = \pi * r_e^2 + L * R_e$$

Donde,

$A_h$ : Área de drenaje de un pozo horizontal (pies).

$R_e$ : Radio de drenaje del pozo (pies).

$L$ : Longitud horizontal del pozo (pies).

A partir de las ecuaciones mencionadas, es posible obtener la relación de áreas entre los pozos horizontal y vertical como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\frac{A_h}{A_v} = 1 + \left( \frac{2 * L}{\pi * R_e} \right)$$

En la ecuación anterior, se puede apreciar una mayor influencia de “Ah” a medida que aumenta la longitud horizontal, indicando que con grandes longitudes de pozos horizontales, es posible drenar mayor cantidad de aceite de la que se drenaría empleando pozos verticales esto en función de los radios de drenaje, ver figura 7.

#### **4.3.3 ESPACIAMIENTO ENTRE POZOS**

La perforación de pozos muy próximos entre sí en yacimientos altamente drenados puede provocar interferencia entre ellos. En lo que se refiere a yacimientos con desplazamiento con agua o gas, el espaciado interpozos depende de la distancia mínima requerida para evitar la Conificación de agua o gas entre pozos cercanos.

#### **4.3.4 PERMEABILIDAD VERTICAL**

Para que un pozo horizontal presente una buena productividad, el yacimiento que esta drenando el mismo, debe tener buena comunicación vertical. Los pozos horizontales no son convenientes en formaciones con muchas intercalaciones de barreras de lutitas.

#### **4.3.5 ESPESOR DEL YACIMIENTO**

El espesor de la arena objetivo debe conocerse para escoger la trayectoria óptima de la misma. Este espesor aparente puede conocerse a partir de registros de pozos vecinos o de mapas isópacos-estructurales. (Mejías Blanco, 2011)

### **4.4 CARACTERIZACION DEL YACIMIENTO**

La caracterización de un yacimiento es un proceso de amplia base científica en donde son aplicados diversos conocimientos sobre ingeniería para así interpretar

lógicamente todos los datos y características del yacimiento mediante herramientas y técnicas modernas, en otras palabras es el conjunto de productos orientados a la definición y al estudio de las características geológicas, petrofísicas y dinámicas que controlan la capacidad de almacenamiento y de producción de los yacimientos petroleros, así como la cuantificación del volumen de hidrocarburos.

También se incluye la definición de las estrategias y alternativas de explotación de los yacimientos, con el propósito de apoyar los planes de operación para optimizar la explotación del área de estudio, incrementando las reservas o la producción de los mismos, para ello se genera una metodología de caracterización desarrollada en dos etapas; una etapa de caracterización estática y otra de caracterización dinámica. En la primera se define las características físicas del volumen de roca a condiciones estáticas, mientras que en la segunda se describe la interacción de los fluidos dentro del volumen de roca a condiciones dinámicas. El uso simuladores permite estudiar la mayoría de los tipos de fluidos de yacimientos y procesos de recuperación.

#### **4.4.1 MODELO ESTATICO**

El modelo estático de yacimiento es aquel que representa las propiedades de un yacimiento que no varían en función del tiempo, como es el caso de la permeabilidad, porosidad, espesor, topes, limites, fallas, ambiente de sedimentación, continuidad vertical y lateral de las arenas, características petrofísicas de los lentes, litología y límites de la roca, que unidos a pruebas de yacimientos (datos de presión, producción, pruebas de presión), permiten definir con mayor claridad el yacimiento.

La caracterización de yacimientos (descripción de las propiedades del sistema, roca-fluido) es una tarea compleja, en las que intervienen diversas disciplinas tales como: petrofísica, geología, geofísica, geoquímica, producción, etc. Si SE TOMA tomamos en cuenta la integración de equipos, los avances realizados en

visualización, la generación de nuevas técnicas de análisis e interpretación en las diferentes disciplinas, la posibilidad de manejar mayores volúmenes de datos, así como la incorporación de una serie de técnicas geoestadísticas para la integración de información de diferentes fuentes y escalas y diferentes grados de incertidumbres (núcleos, registro, sísmica, pruebas de pozos y datos de producción).

El modelo estático comprende a su vez una serie de modelos que nos llevan a la caracterización del yacimiento en estudio, dichos modelos son los siguientes:

-Modelo Estructural: las secciones estructurales muestran las profundidades y deformaciones sufridas por los estratos. Este modelo se logra con la revisión de la sísmica con la cual se puede observar el tope del yacimiento, los estratos que los conforman, además de definir orientación y geometría de los elementos estructurales, y delimitar las estructuras o cierres que confinan la acumulación. Esta revisión abarca tanto el marco regional como del marco local, para determinar y generar planos de fallas, mapas estructurales, ETC.

-Modelo Estratigráfico: El objetivo de hacer secciones estratigráficas, es determinar las relaciones laterales y verticales entre las unidades estratigráficas atravesadas por diferentes pozos. Una información importante obtenida de un buen mallado de secciones estratigráficas, es la de relaciones verticales entre las unidades para predecir la movilidad de los fluidos, este modelo define la arquitectura interna del yacimiento.

-Modelo Petrofísico: Un análisis petrofísico consiste en estudiar las propiedades de las rocas y su relación con los fluidos que contienen en estado estático; algunas de las propiedades físicas y texturales de las mismas pueden ser medidas en el laboratorio analizando sus núcleos.

-Modelo de fluidos: En esta fase del estudio integrado de yacimientos se definen las propiedades de los fluidos y su distribución inicial en el yacimiento. Cuantifica volúmenes de hidrocarburos en sitio. Específicamente este modelo encierra el análisis de propiedades físico-químicas de los fluidos, la determinación de las propiedades P.V.T

#### **4.4.2 MODELO DINÁMICO**

La caracterización dinámica, se refiere al análisis convencional del yacimiento, la cual constituye una de las etapas previas a la simulación numérica necesaria para el entendimiento del comportamiento de producción y presión del yacimiento, así como para la validación de la información y de la data disponible.

Para ello se analiza la interacción dinámica roca-fluido del yacimiento; el propósito fundamental es desarrollar metodologías que permitan comprender de una manera integral como se desplazan los fluidos en el sistema poroso (roca). Tales parámetros servirán para alimentar los modelos de simulación numérica de yacimientos, los cuales son pruebas de PVT Fluidos, curvas de permeabilidad relativa, datos de producción, presiones capilares y pruebas de presión

Esta es la verdadera etapa de optimización donde la selección final es hecha. Se realiza una corrida de simulación con las localizaciones resultantes de las fases previas. Al final de la predicción de la producción, los pozos son jerarquizados de acuerdo a una "función de capacidad" de los pozos y de acuerdo a esto, luego se realiza una nueva corrida.<sup>4</sup>

---

<sup>4</sup> (s.f.). Consultado el 10 de marzo de 2016, de La comunidad petrolera : [http://ingenieria-de-petroleo.lacomunidadpetrolera.com/2009\\_01\\_01\\_archive.html](http://ingenieria-de-petroleo.lacomunidadpetrolera.com/2009_01_01_archive.html)

El proceso de iteración se detiene, cuando el número predefinido de pozos es alcanzado. Durante esta fase el proceso es completado automáticamente sin ninguna intervención manual una vez que comienza.

La "función de capacidad" ha sido definida por el ingeniero de yacimientos de acuerdo al propósito final del estudio de yacimientos. Esta puede ser una simple función del recobro final de hidrocarburo o una función de la discontinuidad de la tasa de producción del pozo. Penalizaciones por altos cortes agua y gas pueden ser añadidas en función de obtener la producción del campo propuesta.

Con el objetivo de asegurar una distribución areal aceptable de los pozos, dos subrutinas verifican que:

Si en la lista de pozos que tienen que ser borrados existe más de un pozo dentro de un radio de interferencia,  $r$ , el "ajuste" es dejado en la siguiente corrida

Si un pozo en la lista de pozos que tienen que ser borrados, no tiene otros pozos productores en un radio máximo de distancia de pozos,  $R$ , este SE deja para la próxima corrida.

La primera condición evita que se eliminen pozos cuando su producción es reducida debido a pozos cercanos y permite un chequeo doble en las áreas de producción pobre. La segunda condición garantiza una distribución mínima de pozos. Ambas condiciones pueden ser desactivadas asumiendo los radios  $r$  y  $X$ , menores que la celda más pequeña en la malla.

Todos los pozos son abiertos durante la predicción, al mismo tiempo permite una justa selección.

#### **4.5 POZOS HORIZONTALES**

En este aparte se describen las características de los pozos verticales inclinados y horizontales. Se menciona el seguimiento de las características geológicas durante

la perforación y el seguimiento operacional, la evaluación de la información petrofísica recolectada y las técnicas y análisis llevados a cabo.

Los pozos horizontales se utilizan para intersectar una formación productora horizontalmente a una mejor producción del depósito. La perforación horizontal aumenta el área de superficie de la formación productora. Los pozos horizontales pueden hacer que una plataforma sea rentable, donde no estaba previamente.

El conocimiento del yacimiento es crucial cuando se planean los pozos horizontales. En exploración o en los pozos de desarrollo temprano, puede que no haya la suficiente información para planear un pozo de trayectoria compleja; y en esta situación, los operadores pueden perforar a bajo costo un pozo vertical con planes de contingencia para uno o más laterales, dependiendo de la información obtenida durante la perforación y completamiento del pozo principal.

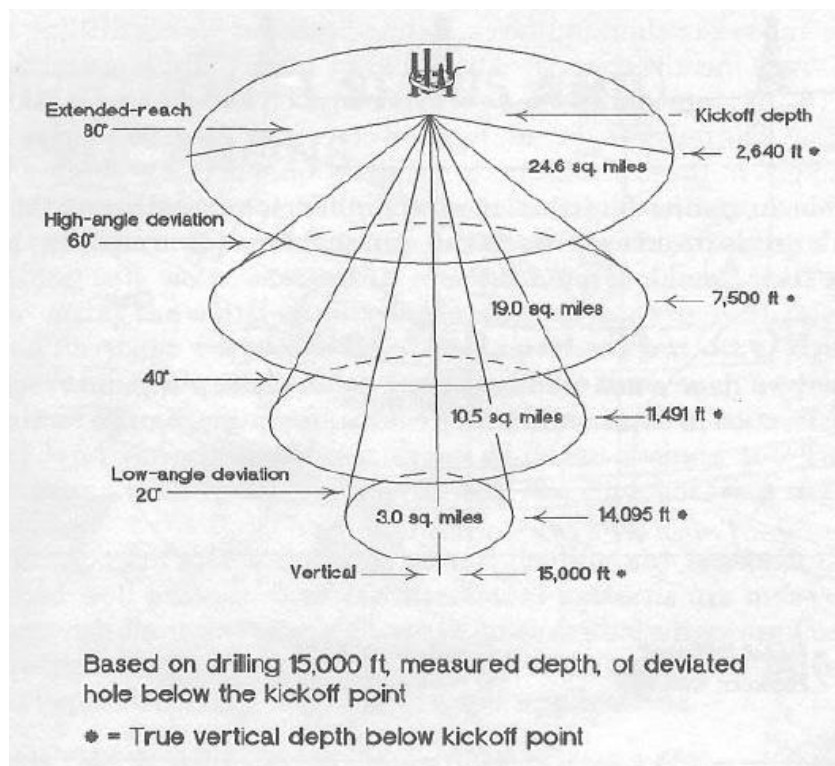
#### **4.5.1 MÚLTIPLES POZOS A PARTIR DE UNA SUPERFICIE DE UBICACIÓN**

La perforación de múltiples pozos direccionales en una locación de la superficie es una aplicación común e importante de la perforación direccional. Ya que es más económico perforar muchos pozos direccionales de una plataforma, de lo que es para construir una plataforma costosa para cada pozo vertical. La misma situación se produce en pantanos, selvas múltiples, plataformas marinas, islas artificiales y penínsulas, plataforma de tierra y otras áreas aisladas debido a los costos de la construcción de vías de acceso y múltiples localizaciones de superficie.

Las técnicas modernas de dirección y de alcance extendido pueden perforar en grandes áreas que contienen petróleo y gas de una misma locación en la superficie figura 10. Así un pozo vertical penetra en el depósito en un punto. La perforación direccional aumenta la cobertura sustancialmente como se ilustra en la figura 10, en base a unos 15.000 pies de agujero desviado.

Como se observa en la figura 10 Hoyos de 20° cubren aproximadamente 3 millas cuadradas de área de drenaje, esa cobertura aumenta cuando se aumenta el ángulo de inclinación a 40° en un 340 % aproximadamente, luego incrementar el ángulo a 60° me cubre un 200% más del de 40°, pero extender el ángulo a 80° logra incrementar la cobertura en 130% más que el de 60°, 234% más de cobertura en el 40° y el 820% más de cobertura a 20° cumpliendo con las expectativas de abarcar mayor área de drenaje y aprovechar mejor el yacimiento. (SHORT, 1993)

Figura 10. Área de contacto de un pozo horizontal



Tomado de (SHORT, 1993)

#### 4.5.2 FACTORES PARA REALIZAR UNA PERFORACIÓN HORIZONTAL

La perforación direccional moderna es un procedimiento de perforación establecido, ampliamente utilizado. Desarrollado originalmente para esquivar un pez (herramienta que se pierde en el fondo del pozo, durante la perforación), corrección de pozos torcidos, y más tarde la prevención de cruces de pozo. Aunque todavía se utiliza para estos fines, otras aplicaciones igualmente importantes se han desarrollado con el tiempo, tales como la extracción de petróleo y gas.

En (Gamboa, 2003) la utilización de pozos horizontales ha ido en aumento debido a que se ha observado un incremento en la producción de hasta ocho veces la producción de los pozos verticales. La productividad de pozos convencionales es proporcional a la transmisibilidad ( $Kh$ ), la baja productividad resulta de valores bajos de permeabilidad y/o espesor de la formación, justo en esta situación es cuando los pozos horizontales son de gran utilidad para incrementar la productividad del yacimiento. Por esto, las posibilidades o la escogencia de perforar un pozo horizontal se harán evaluando los siguientes aspectos:

- Propiedades del yacimiento.
- Historia de producción de pozos verticales, si existían, y curvas de declinación.
- Conocimiento de los mecanismos de producción: Acuífero, capa de gas, segregación gravitacional, empuje por gas en solución, otros.
- Espesores y extensión de la formación.
- Problemas de perforación, completación y producción.
- Requerimiento de estimulación.
- Yacimientos delgados, especialmente si se suponen fracturas verticales.
- Localización en la superficie, facilidades y restricciones.
- Definición de un modelo geológico. Este se basa en la identificación y correlación de los cuerpos de arena, con el fin de elaborar secciones estructurales y estratigráficas que cubran toda el área de estudio.
- Identificación cartográfica de los cuerpos de arena y de mapas isópacos estructurales de cada arena.

- Cálculo de la cantidad de energía presente en el yacimiento y detección de acuíferos presentes si los hay.
- Diseño de la perforación a realizar. Se debe tener en cuenta: el tipo de broca, la amplitud de la perforación, los ángulos de inclinación, la uniformidad de los rumbos, la profundidad final, los fluidos de perforación, y el tipo de equipo que se va a emplear.
- Tipo de completamiento (revestimiento y cementación). En esta etapa deberán tomarse los registros (Loggin While Drilling), los cuales permiten establecer con precisión los puntos de asentamiento del revestimiento.

Una vez evaluadas las características del yacimiento se deberá:

- Evaluar cuál es el propósito principal de un pozo horizontal:
- Incrementar el contacto con el yacimiento.
- Reducir la caída de presión para evitar la producción de sólidos y fluidos no deseados.
- Controlar la localización del pozo, ya sea, en el tope o fondo del estrato y obtener beneficios por el drenaje gravitacional.
- No perforar pozos interespaciados.
- Determinar los requerimiento de producción, que tipo de sistema de levantamiento artificial será requerido durante la vida del pozo y que servicios y trabajos de mantenimiento se llevarán a cabo.
- Investigar si existen problemas de conificación de agua y/o gas, requerimientos de trabajos de estimulación, control de arenas, si las condiciones del campo o la estrategia de producción requieren de sistemas específicos de perforación.

Una vez realizada la revisión bibliográfica que sustenta el desarrollo de este trabajo, se encuentra que la tecnología de los pozos horizontales ha venido desarrollándose vertiginosamente lo que hace más fácil llevar a cabo este tipo de proyectos, por lo tanto se elige perforar un pozo horizontalmente, debido a muchas razones, específicamente para este proyecto, las principales son: Mejor drenaje de

yacimiento, retorno rápido de inversión, evitar obstrucciones en el hoyo. (Gamboa, 2003)

## **4.6 HERRAMIENTAS UTILIZADAS PARA LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL**

### **4.6.1 GEONAVEGACIÓN (GEOSTEERING)**

La geonavegación es la navegación en tiempo real de pozos horizontales y de alto ángulo, mediante la evaluación de formaciones durante la perforación. Sirve para guiar los pozos a sus destinos geológicos óptimos. La geonavegación contribuye a garantizar que los pozos horizontales y muy inclinados alcancen sus objetivos y se mantengan dentro de los mismos. Las mediciones obtenidas dentro del pozo sirven para determinar el momento exacto en que conviene dejar de perforar y colocar el revestidor o iniciar la extracción de núcleos.

### **4.6.2 LWD PETROPHYSICIST (Logging While Drilling)**

Los datos de información petrofísica durante la evaluación de formaciones grabadas en tiempo real pueden ofrecer una imagen cuantitativa más completa de la estructura de depósito para la toma de decisiones. El análisis de los datos petrofísicos durante la perforación puede reducir la incertidumbre en el reservorio, mejorar el análisis global, y ayudar a optimizar la producción a través de la colocación exacta del pozo. (Weatherford, s.f.)

### **4.6.3 HALLIBURTON-SPERRY DRILLING**

Los servicios de Sperry Drilling ofrecidos por la contratista Halliburton, son el suministro de soluciones para la perforación de pozos seguros de forma más rápida y con mayor precisión. Optimizando la eficiencia de perforación mediante el

aumento de la velocidad de penetración y la reducción de los tiempos no productivos. Poniendo los pozos con precisión para maximizar el drenaje del yacimiento. Además de la entrega de las operaciones en tiempo real a partir de plataformas operando de forma remota a las soluciones de consultoría. Sperry ahora ofrece servicio de Quasar M / LWD Pulse™ (392 ° F / 200 ° C y 20.000 psi / 138 MPa), por lo que es posible operar de forma fiable a temperaturas más altas que nunca, y el acceso a los depósitos que antes eran poco económico. (HALLIBURTON, 2005)

**Los servicios de la empresa contratista incluyen:**

La perforación direccional, soluciones de ingeniería de perforación, mediciones durante la perforación de pozos direccionales, Logging While Drilling-(logeo durante la perforación), registro de datos de superficie, sistemas avanzados de drenaje del depósito para aumentar la producción y los servicios de tiempo real.

**4.6.4 MEDICION DURANTE LA PERFORACION (MWD)**

Halliburton utiliza la medición durante la perforación (MWD), para determinar la trayectoria del pozo y su posición en el espacio tridimensional. MWD es una herramienta valiosa que puede establecer una verdadera profundidad vertical, ubicación del fondo del pozo, y la orientación de los sistemas de perforación direccional.

Una serie de medidas de la sarta de perforación, BHA y propiedades del pozo están disponibles para asegurar que la perforación está ocurriendo según el plan y para identificar las condiciones que podrían conducir a daños en el equipo o en otros eventos de tiempo no productivo.

**4.6.5 WEB-BASED, REAL-TIME, LWD DATA VISEAN**

El servicio de información Visean, entrega datos de localización del pozo LWD críticos a través de Internet en tiempo real, lo que agiliza el flujo de información y

permite aprovechar más eficazmente su personal altamente cualificado. El servicio integra un conjunto de herramientas poderosas para apoyar la visualización, impresión, exportación y generación de informes en tiempo real de todos los datos críticos de lodo de perforación, registro pozos y registrador electrónico, lo que permite un monitoreo remoto en tiempo real de los datos LWD, Compatibilidad con datos de la perforación, Gestión de documentos e informes de perforación relacionados con el proyecto. (Weatherford, s.f.)

#### **4.6.6 HERRAMIENTA GUIDEWAVE™**

La herramienta Weatherford GuideWave de resistividad azimutal está diseñada para aterrizar y navegar un pozo horizontal en un objetivo geológico con precisión. Además de las mediciones de fases convencionales y de atenuación de dipolo (la señal) realizadas por la herramienta convencional multi-frecuencia resistivity (MFR™), la herramienta añade mediciones azimutales profundas y ultraprofundas en tres frecuencias utilizando dos espaciamientos antena-receptor. La herramienta proporciona una matriz simétrica de ambas componentes X y Z de las antenas para el cálculo de ocho pares de resistividades de arriba / abajo a diferentes profundidades de investigación. (Weatherford, s.f.)

Dada la profundidad de la investigación y la direccionalidad de las firmas azimutales junto con la detección 360 del límite de la capa, los servicios de geonavegación de permiten navegar proactivamente laterales en la zona de acción, independientemente de complejas geometrías. La herramienta optimiza la producción y disminuye los costos de perforación mediante el aumento de contacto con el yacimiento, la mitigación de riesgos de perforación, evitando los contactos de fluidos, y la eliminación de desvíos. La herramienta se puede utilizar con cualquier sistema de lodo.

#### **4.6.7 MEDICIONES AZIMUTALES**

Las mediciones azimutales, son mediciones que se centran en un sector de él pozo en lugar de la media de alrededor del pozo, proporcionan la información necesaria para distinguir la dirección de la que dispone de acercarse al pozo, en contraste con las herramientas de imágenes de línea fija que tienen un conjunto de sensores, las imágenes de formación LWD se logran mediante el uso de la rotación de BHA para escanear un único conjunto de sensores alrededor de la superficie interior del pozo de sondeo, la información es desechada en sectores azimutales.

#### **4.6.8 MEDIDAS DE GAMMA RAY EN LA FORMACION**

Debido a que las mediciones gr son relativamente poco afectadas por los fluidos de la formación, como el agua, el aceite y el gas se hacen unas medidas de correlación excelente. Donde hay suficiente diferencia de respuesta entre las capas gr, el GR se utiliza a veces como la única medida de correlación. Debido a esta utilidad, el sensor GR está disponible tanto en MWD y LWD herramientas para que las mediciones están disponibles incluso cuando la herramienta MWD se ejecuta por sí solo. Las mediciones GR cuentan el número de rayos gamma emitidos desde la desintegración de los tres isotopos radioactivos presentes en la naturaleza que se encuentran comúnmente en formaciones de la tierra: torio, uranio, y potasio, el registro gr también se puede utilizar para determinar la proporción de arcilla en una formación, porque por lo general hay una mayor concentración de estos elementos radiactivos en arcilla.

#### **4.7 HERRAMIENTAS DEFLECTORAS**

Son las encargadas de dirigir el hoyo en la dirección predeterminada, dentro de las cuales tenemos:

-Mecha: constituye la herramienta básica del proceso de perforación, ya que permite cortar y penetrar las formaciones. En perforación direccional suelen utilizarse mechas de tamaño convencional con uno o dos chorros de mayor diámetro que el tercero, o dos chorros ciegos y uno especial, a través del cual sale el fluido de perforación a altas velocidades y la fuerza hidráulica generada erosiona una cavidad en la formación, lo que permite a la mecha dirigirse en esta dirección. Este método se utiliza normalmente en formaciones blandas

-Junta articulada: herramienta que se le conoce también como unión articulada o rodilla mecánica. Este conjunto se basa en el principio de la unión universal, la parte puede girarse a un cierto ángulo de inclinación

-Cucharas Deflectoras (“Whipstocks”): son piezas de acero en forma de cuchara con una punta cincelada colocada en el hoyo para iniciar la desviación del hoyo. Las cuales pueden ser removibles, de circulación, cuchara permanente tipo revestidor

- Motores de Fondo: tienen la particularidad de eliminar la rotación de la tubería, mediante una fuerza de torsión en el fondo, impulsada por el lodo de perforación, proporcionando un mejor control de la desviación con posibilidad de desviar en cualquier punto de la trayectoria de un pozo reduciendo la fatiga de la tubería de perforación. Pueden ser: tipo turbina y de desplazamiento positivo,

#### **4.7.1 HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN**

Cuando se está perforando un pozo direccional, se deben tener los equipos de medición para determinar precisamente la dirección e inclinación del pozo. Estos equipos o instrumentos sirven para localizar posibles “patas de perro” o excesivas curvaturas. Las herramientas de medición son los equipos disponibles para conocer la inclinación y dirección del pozo en el subsuelo. Las más usadas son:

-Péndulo invertido o Totco: es uno de los más elementales y sencillos instrumentos con los que se puede detectar la desviación.

-Toma sencilla o "Single Shot" y tomas múltiples o "Multishot": son métodos magnéticos que requieren el uso de una barra no magnética (monel) y ofrecen la información simultánea del rumbo e inclinación del pozo. La información es obtenida después que la sección es perforada y arroja lecturas según la calibración de un cronómetro.

#### **4.8 PLANIFICACION DE LA TRAYECTORIA DEL POZO**

Una de las áreas de planificación y en el que las empresas direccionales están íntimamente involucrados es la planificación de la trayectoria del pozo, conformada por muchos individuos de varias empresas y disciplinas que contribuyen en el diseño de varios programas para el bienestar (programa del lodo, tubería, el diseño sarta de perforación, el programa de bits, etc).

Esto es una tarea compleja, sobre todo en una plataforma congestionada de múltiples pozos. Hay numerosos aspectos que deben ser considerados cuidadosamente antes de calcular la trayectoria del pozo final.

##### **4.8.1 SISTEMAS DE REFERENCIAS Y COORDENADAS**

Con la excepción de los sistemas de navegación inercial, todos los sistemas para medir la inclinación y el azimut a una profundidad medida (en particular profundidades medida "a lo largo del agujero"). Estas mediciones están atados a un sistema de referencia fijo de modo que el curso de la perforación puede ser calculado y registrado.

Estos sistemas de referencia incluyen:

- Referencias de profundidad
- Referencias de inclinación
- Referencias de azimut

#### **4.8.1.1 Referencias De Inclinacion**

La inclinación de un pozo es el ángulo (en grados) entre la vertical y el eje de perforación de pozo en un punto particular. La referencia vertical es la dirección del vector de gravedad local

#### **4.8.1.2 Sistemas De Referencia De Azimut**

Para levantamientos direccionales hay tres sistemas de referencia de azimut:

- Norte Magnético
- Verdadero (geográfica) del Norte
- el norte de cuadrícula

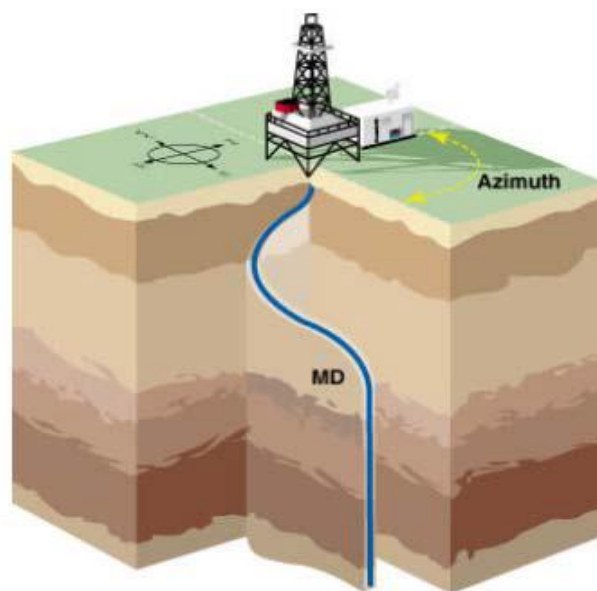
Todas las herramientas de "tipo magnético" dan un azimut (dirección agujero) hace referencia al norte magnético. Sin embargo, las coordenadas de cálculos finales se refieren siempre a cualquiera norte verdadero o el norte de cuadrícula.

#### **4.8.1.3 Referencias De Profundidad**

Durante el curso de un pozo direccional, hay dos tipos de profundidades:

- La profundidad medida (MD) es la distancia medida a lo largo del curso real de la perforación desde el punto de referencia de la superficie hasta el punto final de la trayectoria curva recorrida por el pozo. Estas medidas son calculadas a través del registro survey, figura 11.

Figura 11. Esquema gráfico de la profundidad vertical real

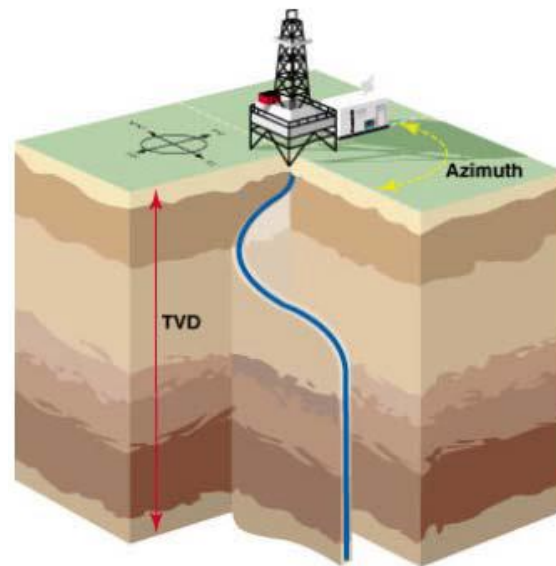


Tomada de (Muñoz Castillo, 2014)

- La profundidad vertical verdadera (TVD) es la distancia vertical desde el nivel de referencia de profundidad a un punto en el campo del pozo. Esta profundidad se calcula siempre a partir de los datos del survey de desviación. En la mayoría de las operaciones de perforación de la elevación de la mesa giratoria se utiliza como la referencia de la profundidad de trabajo. El BRT abreviatura (por debajo de la mesa giratoria) y RKB (Rotatorio kelly buje) se utilizan para indicar las profundidades

medidas de la mesa giratoria. Esto también puede hacer referencia a la elevación del suelo como la torre de perforación, figura 12.

Figura 12. Esquema gráfico de la profundidad vertical real TVD



Tomado de (Muñoz Castillo, 2014)

#### **4.9 PARAMETROS GEOMETRICOS PARA EL DISEÑO DE LA TRAYECTORIA DE UN POZO HORIZONTAL**

Al realizar el diseño un pozo horizontal debe tenerse en consideración una serie de datos sobre las características del área superficial, del yacimiento, taladro que será utilizado y de las herramientas disponibles. En (Mejías Blanco, 2011) estas características originan una serie de parámetros que son los siguientes:

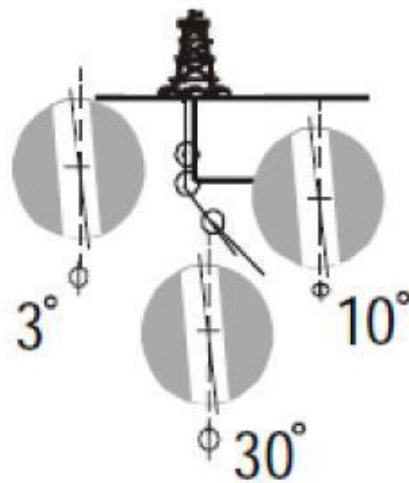
En términos generales un pozo desviado se caracteriza por tener un punto de inicio de construcción de ángulo llamado Kick Off Point, el cual generalmente se diseña

para una tasa de construcción constante (Buildup rate) hasta el ángulo final deseado (End of Built) una vez que la ubicación del objetivo (target) es alcanzado. Además, se tiene la sección tangente (Tangent) que tiene como objetivo mantener el ángulo y la dirección hasta que el próximo Objetivo (Target) sea alcanzado. Finalmente, se genera un cambio en la inclinación del pozo para reducir el ángulo de éste, buscando que penetre en una condición favorable al yacimiento para identificar en tiempo real las zonas de inestabilidad geomecánica y mitigar los riesgos durante la perforación de pozos petroleros. Esta sección de disminución de ángulo es llamada Drop Section.

#### **4.9.1 ÁNGULO DE INCLINACIÓN O INCLINACIÓN (DRIFT)**

Es el ángulo (en grados) entre la vertical local, dada por el vector local de gravedad como lo indica una plomada, y la tangente al eje del pozo en un punto determinado como se observa en la figura 13. Por convención, corresponde a la vertical y a la horizontal, también llamado ángulo de deflexión o desvío, el cual representa uno de los parámetros más importantes en el diseño de las trayectorias de perforación debido a que permite modificar el sentido del rumbo tomado, figura 13.

Figura 13. Angulo de inclinación de un pozo.

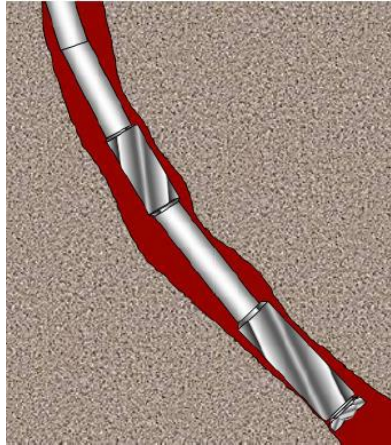


Tomado de (*Diseño de la Perforación de Pozos* )

#### **4.9.2 PATA DE PERRO (DOG LEG)**

Un lugar particularmente curvo de un pozo en el que la trayectoria del pozo en el espacio tridimensional cambia rápidamente. Si bien los perforadores de pozos direccionales a veces generan un cambio angular intencionalmente, el término alude usualmente a una sección del pozo que cambia de dirección con más rapidez que la anticipada o deseada, produciendo en general efectos colaterales perjudiciales. La pata de perro se mide en grados, figura 14.

Figura 14. Pata de perro



. Tomada de (*Stiff BHA Causes Stuck Pipe*, 2011)

### **4.9.3 OBJETIVO**

Es un punto fijo en el subsuelo muy cercano a una formación productora el cual debe ser penetrado con la herramienta de perforación y donde termina la trayectoria que define al pozo. El objetivo de perforación el cual es especificado por el geólogo es muy importante desde el punto de vista del costo el cual no se limita a definir un cierto punto como destino, sino también especificar la tolerancia aceptable.

Objetivos individuales son más comunes en los pozos direccionales y horizontales. Es posible que algunos pozos direccionales puedan tener múltiples objetivos, pero rara vez son más de dos. Estos pueden estar en diferentes profundidades y posiciones horizontales.

### **4.9.4 KICK OFF POINT**

El punto de comienzo (KOP) es la profundidad o el punto en el agujero donde se desvía o comienza el sidetracking. Los puntos de patada de salida deben ser seleccionados para proporcionar un camino económico y perforable en el objetivo.

El KOP más profunda también puede permitir una desviación más alta en el caso de que la primera sección de pozo desviado se pierda.

Los puntos de patada de salida más profundas pueden aliviar otros problemas tales como dificultades con la limpieza del pozo, corrida de herramientas de logeo, construcción de la tubería o casing, y los problemas de producción generados después de finalizado el pozo.

Formaciones muy blandas pueden aumentar la dificultad de desviación y la construcción de ángulo, puesto que estas no generan suficiente fuerza lateral reduciendo la eficiencia de la herramienta de desviación y haciendo más difícil el desarrollo del sidetrack y a su vez construir el ángulo a una rata satisfactoria.

Las formaciones muy duras, especialmente las formaciones abrasivas, son difíciles de perforar. Lo cual restringe las operaciones, aumentando el tiempo de desviarse. Por lo tanto es importante evitar formaciones muy suaves, muy duras, abrasivas o laminados

La posición horizontal de la KOP debe ser conocida con razonable exactitud. Normalmente, los nuevos agujeros tienen mediciones de deriva y dirección para el cálculo del KOP.

#### **4.9.5 SECCIÓN HORIZONTAL**

Esta sección se perfora en el reservorio en un ángulo de unos 90 ° aproximadamente. Esta sección es importante ya que es donde se encuentra el reservorio de aceite y gas y por lo tanto es un factor importante para determinar el éxito del pozo. Los laterales largos son perforados ya que la producción de petróleo y gas normalmente aumenta al aumentar la longitud (hasta ciertos límites). El riesgo también aumenta debido a la mayor frecuencia de problemas durante la perforación horizontal. Estos factores son evaluados y se selecciona la longitud lateral óptima.

El lateral debe ser colocado en las zonas permeables que tienen capacidades de flujo más altas, sujetos al tipo de producción. El espesor de la formación, el contenido de aceite, gas, y / o agua, y las alturas de las columnas de fluido son consideraciones importantes en la perforación direccional.

#### **4.9.6 LA CURVA**

La sección curva debe ser perforada a una inclinación normalmente entre 25° y 60°. Este ángulo de deriva se mantiene durante la perforación de un agujero recto, inclinado hacia el objetivo. La acumulación de ángulo y el ángulo de deriva de las secciones rectas, inclinadas dependen de las distancias verticales y horizontales entre el punto de patada de salida y el objetivo. La perforación de este patrón es algo sin problemas y se clasifica como un bajo nivel de dificultad de perforación.

#### **4.9.7 TASA DE INCREMENTO, BUR (BUILDUP RATE)**

Es el número de grados en los que crece el ángulo de inclinación sobre una longitud específica del tramo de perforación.

#### **4.9.8 SECCIÓN DE INCREMENTO (BUILD SECTION)**

Es la sección donde se incremente el ángulo a una tasa controlada hasta alcanzar el ángulo máximo de inclinación. Esta sección del hoyo viene después del arranque inicial punto de inicio KOP y se mide en grados por cada 100 pies de longitud.

#### **4.9.9 FIN DE INCREMENTO (END OF BUILD, EOB)**

Es el punto de fin de incremento del ángulo, es la localización donde el pozo ha terminado de incrementar o aumentar el ángulo.

#### **4.9.10 SECCIÓN DE MANTENER O TANGENCIAL (HOLD SECTION)**

Es la sección donde se mantiene el mismo ángulo de inclinación. En el caso de los pozos horizontales con esta sección se podría llegar al objetivo y terminarlo, igualmente es la zona en donde será ubicado la bomba, una zona en la que se mantiene la inclinación constante alcanzada en el EOB.

#### **4.9.11 TASA DE DECREMENTO O REDUCCIÓN (DROP RATE)**

Es el número de grados en los que disminuye el ángulo de inclinación sobre una longitud específica del tramo de perforación.

#### **4.9.12 SECCIÓN DE REDUCCIÓN (DROP SECTION)**

Es el tramo del agujero después de la sección tangencial donde el ángulo de inclinación del calibre del pozo disminuye.

#### **4.9.13 PROFUNDIDAD FINAL (TD)**

Es la profundidad o longitud total alcanzada por el pozo.

#### **4.9.14 PUNTO DE REVESTIDOR (PC)**

Es el punto de la trayectoria del pozo en el cual se asienta el revestidor de producción. Se ubica justo en el tope de la arena objetivo, o en algunos casos dentro de la arena, con el mismo ángulo de navegación del pozo horizontal.

#### **4.9.15 DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL (VS)**

Es la distancia horizontal desde la locación del pozo hasta su profundidad final.

#### **4.9.16 RADIO DE CURVATURA (R)**

Es la distancia medida sobre las líneas perpendiculares a cada tangente de la curva desde el centro o punto de convergencia de todas estas líneas.

#### **4.9.17 PUNTO HORIZONTAL (PH)**

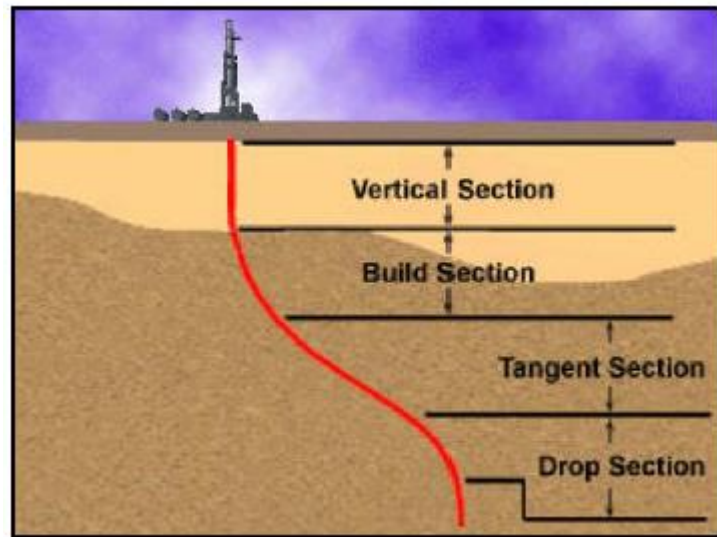
Es el punto de la trayectoria del pozo en el cual se alcanza la sección horizontal.

#### **4.9.18 TASA DE CONSTRUCCIÓN DE ÁNGULO O SEVERIDAD DE LA PATA DE PERRO (DLS)**

Es la razón de cambio de la inclinación por unidad de longitud medida generalmente en grados por cada 100 pies de longitud.

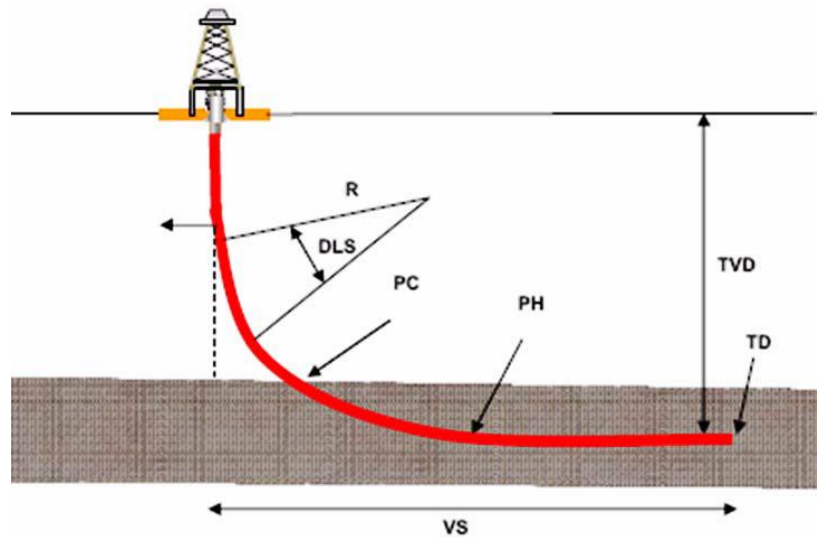
En la figura 15 y 16 se muestran los parámetros geométricos para el diseño de la trayectoria de un pozo horizontal mencionados anteriormente.

Figura 15. Gáfica de parámetros geométricos para el diseño de la trayectoria de un pozo horizontal



Tomado de (Mejías Blanco, 2011)

Figura 16. Grafica de parámetros de la perforación horizontal



Tomado de (Mejías Blanco, 2011)

#### **4.10 SEGUIMIENTO GEOLOGICO OPERACIONAL DE LOS POZOS PETROLEROS**

Para el seguimiento operacional se deben tener en cuenta ciertos parámetros utilizados por la empresa Pacific Exploration & Production durante la elaboración de el plan direccional permitiendo llevar el control de la arena interés que van a facilitar la geonavegación de la sección horizontal. Operativamente se programa una profundidad total la cual es la profundidad final a la que se encuentra el objetivo a navegar.

Para el seguimiento geológico operacional se cuentan con modelos: estructural, estratigráfico y sedimentológico.

Inicialmente se utiliza un mapa estructural general de la cuenca diseñado con anterioridad por la empresa con información de los pozos localizados en el bloque, este es utilizado al momento de monitorear la perforación del pozo para llevar un control estructural que tiene como fin seguir las estructuras que controlan el campo y favorecen el entrapamiento del hidrocarburo.

Posteriormente se hace un control de la columna geológica esperada. Con el estudio sísmico y los datos geológicos de núcleos y registros obtenidos de los pozos vecinos perforados, se hace una correlación litológica obteniendo la columna geológica que se va a atravesar y los topes esperados en el pozo a intervenir. A su vez las operaciones de corte de núcleos proporcionan muestras intactas de formación. Es el único método para realizar mediciones directas de las propiedades de la roca y de los fluidos contenidos en ella. A partir del análisis de los núcleos, se tiene un conjunto de datos muy valiosos para los diferentes especialistas relacionados con la perforación del pozo.

La perforación de una gran cantidad de pozos en el bloque desarrollado, facilita la realización de una caracterización litológica más detallada de este, ya que se

obtiene información de las formaciones perforadas contribuyendo finalmente a una actualización de la información de la cuenca en Colombia.

#### **4.10.1 RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DE POZOS**

En (Diseño de la Perforación de Pozos ) uno de los aspectos más importante en el proceso del diseño de la perforación de un pozo es determinar las características técnicas (formaciones a perforar, estabilidad, etc.) y problemas que podrían encontrar durante la perforación del mismo. Estos se pueden realizar mediante el análisis de información generada en el campo, de la calidad y cantidad de información disponible dependerá la calidad del proyecto a realizar que consiste en determinar la geología del pozo a perforar.

La existencia de ciertos registros constituye una poderosa herramienta para predecir lo que se espera en el pozo a diseñar. Con el conocimiento de presión de poro de una formación geológica se puede cuantificar correctamente la profundidad de asentamiento de tuberías de revestimiento programas de densidades del fluido de perforación, diseño de las lechadas de cemento y diseño de tuberías de revestimiento, es decir el diseño de ingeniería total de del pozo.

La existencia de zonas problemáticas puede comprenderse mejor si se cuenta con información de carácter geofísico. Las zonas arcillosas son potencialmente problemáticas durante la perforación. La forma en la que el material arcilloso se encuentra depositado afecta algunos parámetros los cuales son obtenidos por medio de los perfiles dependiendo de la proporción de arcillas presentes, sus propiedades físicas y la forma en que se encuentran. Estudios al respecto muestran que el material arcilloso se encuentra depositado en tres formas: laminar, estructural, dispersa.

Los geólogos e ingenieros de yacimientos obtienen información sobre litología y propiedades petrofísicas de la roca con los distintos registros que son corridos durante la perforación del pozo.

#### **4.10.2 ANÁLISIS MINERALÓGICO DE MUESTRAS**

Durante la fase de perforación de un pozo petrolero se extraen muestras de las capas perforadas, sus relaciones litológicas, texturales, mineralógicas y por otro lado, representan el espesor uniforme muestreado.

Las muestras de ripios “cuttings” son fragmentos de roca que son cortados por la mecha o barrena de un taladro de perforación. Los ripios suelen estar constituidos por rocas sedimentarias como arenisca, arcilla o rocas carbonáticas como la caliza. Estos se obtienen a partir de taladros con brocas tricónicas, en donde las muestras obtenidas están completamente trituradas, son partículas finas y contaminadas por los lodos circulantes. La información obtenida es limitada y no sirve para análisis fisicoquímicos, por considerarse no representativas. Las perforaciones tricónicas se hacen principalmente para obtener información de profundidad y espesores, además poder correlacionar las propiedades de la roca que se está perforando con lo que se tiene de los pozos cercanos

Con los ripios se hace un análisis mineralógico y sedimentológico para poder hacer una revisión de si las muestras corresponden a la litología que se espera en el pozo específico y de esta forma evaluar las zonas que tienen mejor contenido orgánico o arenas de interés.

#### **4.10.3 LOGGING WHILE DRILLING**

Actualmente, los diseños de pozos que desafían tanto los aspectos técnicos como económicos y que eran inexistentes hacen sólo unos cinco años, situados en aguas profundas, pozos de alcance extendido, horizontales y de tramos laterales múltiples. Se utilizan en forma rutinaria para maximizar la producción y las reservas de los yacimientos. Para llegar a estos yacimientos de difícil acceso, más pequeños y de inferior calidad, la construcción de pozos tuvo que evolucionar de los diseños geométricos a los pozos dirigidos y colocados (emplazados) en base a información geológica.

Actualmente, los ingenieros de perforación utilizan medidas azimutales obtenidas en tiempo real que incluyen imágenes del hueco, buzamientos y densidad de la formación, para encontrar el yacimiento y permanecer dentro de la zona de interés del mismo. Estos avances han resultado en un porcentaje mayor de pozos exitosos, en particular pozos con desviación muy marcada, de alcance extendido y horizontal. En la actualidad, la eficiencia de la perforación, el manejo adecuado del riesgo y la colocación exacta del pozo son los puntos clave para disminuir los costos de exploración y desarrollo. La eficiencia de la perforación significa minimizar el tiempo perdido o improductivo al evitar problemas como las fallas en la columna (sarta, tubería de perforación, atascamientos y pérdidas o entradas de fluidos; así como también manejar los riesgos inherentes al proceso de la perforación, tal como la inestabilidad del hueco. Se utilizan modelos mecánicos terrestres (MEM, por sus siglas en inglés) para integrar todos los datos disponibles. Los registros para perforar proporcionan los datos necesarios para definir el ambiente geológico y el proceso de perforación, así como también la información en tiempo real esencial para confirmar, o actualizar, durante la perforación las predicciones de los modelos MEM. Las inconsistencias entre la predicción y la realidad indican la necesidad de tomar medidas preventivas o correctivas.

Los datos azimutales y de inclinación en las cercanías de la barrena (broca, trépano, mecha), especialmente las imágenes del hueco, ofrecen los mejores medios para alcanzar el objetivo deseado con menos correcciones, menor tortuosidad y una mayor parte del agujero dentro del yacimiento. Las herramientas actuales habitualmente logran una tolerancia (resolución) en términos de profundidad vertical absoluta de menos de 2 m (6 pies) y en términos de profundidad relativa de menos de 0.35 m (1 pie). Esto permite no sólo que los pozos permanezcan dentro de zonas productivas delgadas, sino que también evita colisiones con otros pozos que drenan la misma zona.

El tiempo real "apropiado" puede variar de segundos a 12 horas, Los rápidos avances en la tecnología de la comunicación, particularmente soluciones que se

basan en las herramientas y el potencial de Internet, hacen posible el envío oportuno de datos hacia los equipos de evaluación de activos ubicados en cualquier parte del mundo. (Bargach S, 2001)

#### **4.10.4 CONTROL DE AGUA**

El agua se encuentra presente en todos los campos petroleros y es el fluido más abundante en el campo. Si bien es cierto que ningún operador quiere producir agua, hay aguas que son mejores que otras. Con respecto a la producción de crudo, es fundamental distinguir entre el agua de barrido, el agua buena (aceptable) y el agua mala (o excesiva). Agua de "barrido", proviene de un pozo inyector o de un acuífero activo que contribuye al barrido del petróleo del yacimiento. El manejo de este tipo de agua es una parte fundamental del manejo del yacimiento y puede constituir un factor determinante en la productividad de los pozos y de las reservas finales, El Agua "buena" Es el agua producida dentro del hueco a una tasa inferior al límite económico de la relación agua/petróleo, Es una consecuencia inevitable del flujo de agua a través del yacimiento, y no se puede eliminar sin perder parte de las reservas. La producción del agua buena tiene lugar cuando existe un flujo simultáneo de petróleo y agua en toda la matriz de la formación. El flujo fraccional de agua está determinado por la tendencia natural de mezcla que provoca el aumento gradual de la relación agua/petróleo, El agua mala se puede definir como el agua producida dentro del hueco, que no produce petróleo, o bien cuando la producción de petróleo no es suficiente para compensar el costo asociado con el manejo del agua, es decir, es agua producida por encima del límite económico de la RAP. (Bailey, y otros, 2000)

#### **4.10.5 CONIFICACIÓN**

Es el movimiento vertical del agua en forma de cono, a través del reservorio proveniente de un acuífero subyacente a la arena productora de petróleo, y ocurre alrededor del pozo. La conificación se origina con el descenso de la presión en el

fondo del pozo, esta disminución de presiones facilita la movilidad del agua que se encuentra en las zonas adyacentes, conectándolas con la completación del pozo, seguidamente el agua invade la sección perforada, dando como resultado la producción de altos cortes de agua.

#### **4.10.6 CONTACTO AGUA-PETRÓLEO**

Al estar presente un contacto agua-petróleo dinámico, este puede ascender hasta los intervalos cañoneados del pozo productor, y por lo tanto se puede producir cantidades indeseables de agua.

#### **4.10.7 SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL**

Cuando en un yacimiento existe una capa de gran espesor con buena permeabilidad vertical, puede provocar la invasión de agua no deseada en un pozo de producción. El agua, ya sea que provenga de un acuífero o de un proceso de recuperación secundaria por inyección de agua, se escurre hacia abajo en la formación permeable y barre solo la parte inferior del yacimiento. Cuando existe una relación de movilidad petróleo-agua desfavorable el problema puede agravarse, incluso más en las formaciones con texturas sedimentarias que se vuelven más finas hacia arriba, dado que los efectos viscosos, junto con la segregación gravitacional fomentan el flujo en la base de la formación.

En los pozos horizontales, la segregación gravitacional puede ocurrir cuando el hueco se encuentra cercano al fondo de la zona productiva, o bien cuando se supera la tasa crítica de conificación local. (Mejías Blanco, 2011)

### **4.11 DESARROLLO EVALUACIÓN PETROFISICA**

Las propiedades petrofísicas tales como la saturación de agua, la porosidad y permeabilidad son difíciles de determinar en un yacimiento y su cálculo tiene un gran impacto en la proyección de reservas y de producción, y por ende en la

economía del proyecto. La estimación precisa de la distribución espacial de las propiedades petrofísicas se ve reflejada en el éxito de cualquier estrategia de producción y de mejoramiento de la misma. En el mismo sentido, conocer bien el yacimiento hace que se pueda seleccionar la mejor ubicación de los pozos y así obtener el mayor provecho con la mínima cantidad de pozos.

La dificultad de estimar las propiedades petrofísicas proviene del hecho de que estas pueden variar significativamente alrededor de todo el volumen del yacimiento y generalmente solo se tienen datos puntuales en algunos sectores, como los que comprenden aquellos pozos a los que se les han tomado un set de registros y algunos a los cuales se les ha hecho corazonamiento o aquellos a los que se les han realizado pruebas de presión.

La descripción petrofísica de un yacimiento se basa principalmente de la interpretación de registros y su calibración con resultados de pruebas realizadas sobre núcleos en laboratorio. Esta interpretación exige el procesamiento de gran cantidad de datos y requiere además de herramientas para la visualización de los registros. Para conocer y definir los pasos a tener en cuenta en el desarrollo de un modelo petrofísico se hace útil una metodología que describa con claridad los procesos a seguir en el desarrollo del mismo, razón por la cual nace este proyecto, supliendo la necesidad de crear una metodología que brinde la información adecuada y eficaz a tener en cuenta por aquel profesional de la compañía que no sea experto en petrofísica.

Para el desarrollo de la evaluación petrofísica de los pozos horizontales solamente se tomó como referencia la curva de los rayos gamma puesto que era la única que estaba disponible en estos pozos, a diferencia de los pozos verticales que si cuenta con un set de datos más completo para definir la arcillosidad (registro rayos gamma, neutrón y densidad)

Como punto de partida se tienen los datos de los pozos cercanos para poder realizar correlaciones y por medio de las relaciones entre porosidad y arcillosidad determinar una función aproximada que permita el cálculo de las propiedades petrofísicas que se necesitan en los pozos horizontales y que podrían proyectar lo que se

encontrarían en los yacimientos cercanos a explotar para este caso los Copa D13H y Copa 23H

Por lo tanto, a continuación, se van a definir las propiedades que se calcularon para la evaluación petrofísica.

#### 4.11.1 CALCULO DEL VOLUMEN DE ARCILLAS

El  $V_{clay}$  (Volumen de arcillas), define el porcentaje neto de arcilla presente en una formación, estas arcillas pueden estar presentes o distribuidas de diferentes maneras: en forma dispersa, en forma laminar o como pequeños granos aislados dentro de los poros estructural. Este valor puede ser estimado mediante el Potencial Espontáneo (SP), Gamma Ray (GR) y Crossplot que son combinaciones entre dos registros de Densidad, Neutrón ó Sónico pero para el caso específico se van a utilizar solamente las curvas Rayos Gamma, el cual permite realizar una discriminación confiable de las arenas. Normalmente el dato es obtenido por los petrofísicos a través de un cálculo matemático con datos de los registros de pozos. Consiste en seleccionar los valores que indiquen las curvas de GR en zonas de interés específicamente para el bloque Cubiro carboneras (C3, C5, C7).

Se Selecciona la zona que tenga el mayor porcentaje de arcilla y leer el valor de GR de (GRsh), posteriormente la zona limpia y libre de arcilla para poder leer el valor de GR limpio (GRclean) que me indicarían la presencia de arenas. La fracción de arcilla en la zona de interés será determinada por la siguiente ecuación:

$$V_{sh} = \frac{GR - GR_{clean}}{GR_{sh} - GR_{clean}}$$

Para la evaluación se hizo el cálculo con el programa Interactive Petrophysics el cual utiliza el método de rayos Gamma conocido también como Método Lineal.

Los parámetros de arcillosidad, pueden ser determinados por zonas definiendo las líneas de máxima y mínima arcillosidad para este caso se utilizaron los límites de

las unidades de carbonera. A partir de la curva rayos gamma se obtiene una imagen como la figura 17, en donde se observan las dos líneas, la roja corresponde a la línea base de arenas y la verde a la línea base de shale el objetivo es ajustar las variaciones de la curva de rayos gamma y poder obtener un dato más preciso. Se ajustó la línea base de shale con ayuda de un histograma figura 18. Que representa la distribución de frecuencias, en donde se emplean rectángulos dentro de unas coordenadas, para el caso de las carboneras señala los límites de la variación del contenido de arcillas.

Figura 17. Curva del Vclay generada a partir del registro Gamma Ray donde se señalan las líneas base de shale y arena sacados del software Interactive Petrophysics

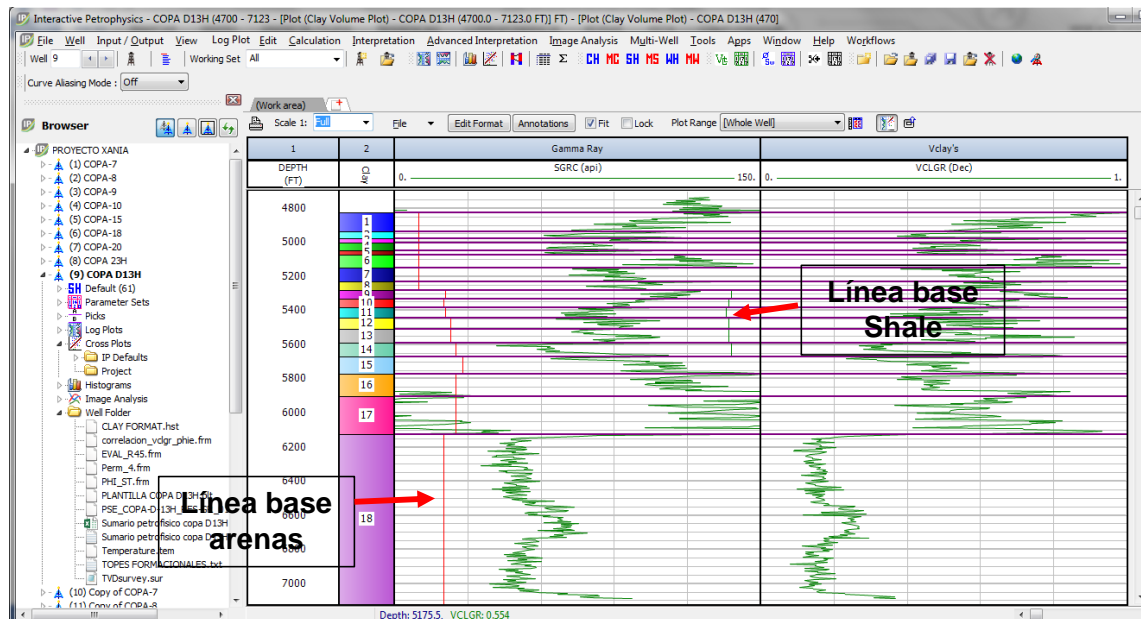
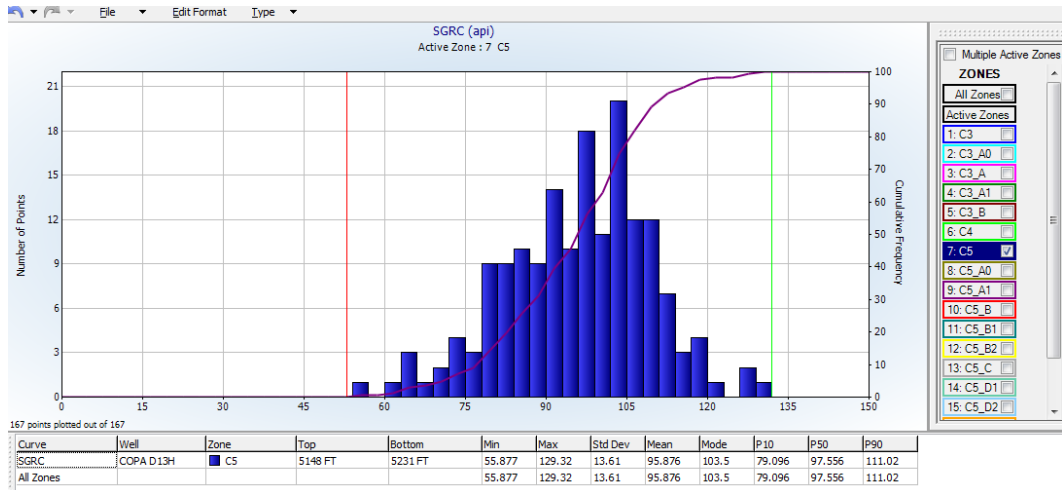


Figura 18. Histograma correspondiente a la unidad C7 de Carbonera



Adicionalmente el software permite analizar los datos tenidos en cuenta para hacer el cálculo en cada rango que para el caso de Copa D13H corresponden a los topos formacionales de las carboneras.

La siguiente Figura 19, correspondiente a la zona 1 del tope C3 y zona 2 tope C3\_A0 se observa la tabla con los datos importantes utilizados los cuales indican que el método utilizado es el linear del gr con un porcentaje de clay del 95.4 % para ambos para el valor del gr de 150

Figura 19. Parámetros utilizados para el cálculo de VCLGR

```

CLAY VOLUME PARAMETERS

well : COPA D13H
Date : 11/03/2016 10:11:26 a.m.

Input Curves
Gamma Ray : SGRC
Output Curves
Vclay Gamma Ray : VCLGR
Vclay average : VCLAV
vclay minimum : VCL
vclay mixed : VCLmix

Zone number 1 C3 Top : 4826.00 Bottom : 4940.00
Gr Use : Yes Gr Clean : 10 Gr Clay : 150
Gr Method : Linear Link PhiSw Clay : No Vcl Av Method : Mean
Vcl Mix Method : Minimum Use Percentile : No Percentile Clean : -17.47
Percentile Clay : 95.4 Percentile Group : 1 Clip Low % : 0
Clip High % : 98 Stieber Constant : 2

Zone number 2 C3_A0 Top : 4940.00 Bottom : 4976.00
Gr Use : Yes Gr Clean : 10 Gr Clay : 150
Gr Method : Linear Link PhiSw Clay : No Vcl Av Method : Mean
Vcl Mix Method : Minimum Use Percentile : No Percentile Clean : -17.47
Percentile Clay : 95.4 Percentile Group : 1 Clip Low % : 0
Clip High % : 98 Stieber Constant : 2
    
```

El cálculo del volumen de arcilla tiene una gran importancia, ya que de él depende una correcta interpretación de la porosidad; así como de las múltiples variaciones litológicas presentes en el yacimiento, además considerando que los pozos a desarrollar son horizontales el tener un claro conocimiento de la secuencia estratigráfica de la zona, incluyendo las pequeñas laminaciones e intercalaciones van a evitar futuros problemas a la hora de perforar y navegar la arena interés.

#### 4.11.1.1 Cálculo de porosidad sintética

La porosidad es un parámetro el cual define Dullien, también llamada oquedad (voidage[Φ]) como la fracción del volumen de una muestra que es ocupada por poro o espacio vacío.

La porosidad es el volumen de poros por cada unidad volumétrica de formación, o sea, es la fracción del volumen de total de una muestra que es ocupada por poros o huecos.

$$\phi (\%) = \frac{\text{Volumen de poros}}{\text{Volumen total de roca}} (100 \%)$$

En las rocas sedimentarias la porosidad depende de la textura de la roca, la cual a su vez, es función de varios factores como forma, orientación, grado de selección, forma de empaque de los granos, grado de compactación y por la forma de distribución del cemento dentro de los poros.

La porosidad se puede clasificar de la siguiente forma:

**Porosidad Primaria.** Es aquella porosidad formada por los espacios vacíos existentes originalmente entre los granos o cristales luego de que fueron depositados como sedimentos es decir durante su formación. Su valor varía en función del tamaño, uniformidad y distribución geométrica de las partículas. En

términos generales la porosidad primaria está afectada principalmente por el empaquetamiento de los granos, clasificación, cementación, forma de los mismos y la compactación.

**Porosidad Secundaria.** Es aquella porosidad creada como resultado de los procesos posteriores a su deposición original; como por ejemplo la disolución de calizas y dolomías por efecto de las aguas subterráneas, que originan vacíos o cavidades en estas rocas. El fracturamiento por efectos tectónicos y la dolomitización por reacciones químicas. En la mayoría de los casos, la porosidad secundaria da como resultado un incremento en la permeabilidad mayor.

**Porosidad Efectiva ( $\Phi_e$ ):** Esta porosidad incluye solo los poros intergranulares comunicados entre sí, que garantizan permeabilidad y se excluyen los poros del shale, ya que debido a su tamaño subcapilar, mantienen inmóvil al agua connata y no ofrecen permeabilidad alguna.

En formaciones que contienen arcillas, la porosidad efectiva se obtiene restándole a la porosidad total el efecto provocado por la presencia de esta.

**Porosidad Total ( $\Phi_T$ ):** esta porosidad incluye tanto los poros intergranulares de la arenisca incluyendo los poros subcapilares del shale.

En términos cualitativos la porosidad primaria en reservorios detríticos se clasifica de la siguiente manera:

$\Phi$ (%)	CLASIFICACIÓN
0 – 5	Despreciable
5 – 10	Baja
10 – 15	Regular
15 – 20	Buena
> 20	Muy buena

La práctica mundial ha demostrado que para que un reservorio arenoso tenga producción comercial, su porosidad primaria debe ser mayor o igual a 9%.

La porosidad de una roca puede ser determinada mediante técnicas de medición en el laboratorio o través de perfiles de pozos. Las técnicas de medición en el laboratorio consisten en determinar dos de los tres parámetros básicos de la roca (volumen total, volumen poroso y volumen de los granos). Para ello se utilizan núcleos de roca, los cuales son obtenidos durante la etapa de perforación del pozo. La medición de la porosidad es realizada generalmente en tapones de núcleos, los cuales son muestras de diámetro pequeño (entre 25 – 40 mm) extraídas del núcleo o corona, utilizando herramientas de corte especiales.

### **Métodos para la Determinación de la Porosidad**

Existen varios métodos para determinar la porosidad, los cuales fueron subdivididos por Collins (1961) y Scheidegger (1974) en las siguientes categorías que incluye método directo , óptico, imhibicion ,expansión de gas , densidades y los registro sónico, neutrón y densidad explicados acontinuacion

### **Registro sónico**

El perfil sónico mide el tiempo de transito tlog (en microsegundos) que tarda una onda acústica compresional en viajar a través de un pie de la formación, por un camino paralelo a la pared del pozo.

La velocidad del sonido en formaciones sedimentarias depende principalmente del material que constituye la matriz de la roca (arenisca, lutita, etc.) y de la distribución de la porosidad. Una de las ecuaciones utilizadas para determinar la relación entre la porosidad y el tiempo de tránsito, es la ecuación de tiempo promedio de Wyllie. Luego de numerosos experimentos para formaciones limpias y consolidadas con pequeños poros distribuidos de manera uniforme, Wyllie propuso la siguiente ecuación:

$$t_{log} = \phi t_f + (1 - \phi)t_{ma}$$

Esta ecuación también puede ser escrita de la siguiente forma:

$$\phi = \frac{t_{log} - t_{ma}}{t_f - t_{ma}}$$

Dónde:

tlog = tiempo de transito de la onda leído del registro (µs/pie).

tma = tiempo de transito de la onda en la matriz de la roca (µs/pie).

tf = tiempo de transito de la onda en el espacio poroso.

### Registro de densidad

Este tipo de perfil responde a la densidad de electrones del material en la formación. La porosidad se obtiene a partir de los valores de densidad de formaciones limpias y saturadas de líquidos. Para poder determinar la porosidad utilizando un perfil de densidad es necesario conocer la densidad de la matriz y la densidad del fluido que satura la formación. Esta densidad está relacionada con la porosidad de acuerdo a la siguiente relación:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{mz} - \rho_f}$$

Dónde:

$\rho_{ma}$  = Densidad de la matriz. (gr/cc)

$\rho_b$  = Densidad leída del perfil en la zona de interés. (gr/cc)

$\rho_f$  = Densidad del fluido que satura la formación. (gr/cc)

### Registro neutrón

Este perfil responde a la presencia de átomos de hidrógeno. Debido a que la cantidad de hidrógeno por unidad de volumen contenido en el agua y en el petróleo

es muy similar, la respuesta de este registro corresponde básicamente a una medida de la porosidad. Debido a que este tipo de registro responde a la presencia de átomos de hidrógeno, estos también pueden provenir de aquellos átomos combinados químicamente con los minerales que conforman la matriz de la roca. El perfil lleva generalmente una escala en unidades de porosidad basado en una matriz calcárea o de areniscas.

Los valores de porosidad aparente pueden ser leídos directamente de cualquier registro neutrón, siempre sujetos a ciertas suposiciones y correcciones. Algunos efectos, como la litología, el contenido de arcilla, y la cantidad y tipo de hidrocarburo, pueden ser reconocidos y corregidos utilizando información adicional extraída de registros sínicos y/o de densidad.

#### **4.11.1.2      Cálculo Porosidad Pozo 1 Y Pozo 2**

Para la determinación de la porosidad en los pozos horizontales fue necesario hallar un dato sintético generado a partir de los pozos verticales cercanos al pozo, ya que no se tenía información de estos pozos específicos, con ayuda de la herramienta Interactive Petrophysics se calculó el dato aproximado de la siguiente forma:

El cálculo inicial se realizó en el pozo más cercano utilizado como modelo para hallar la curva de la porosidad sintética allí con el módulo de Crossplot se generó una gráfica figura 20, teniendo como eje X  $V_{clay}$  y eje Y  $Phie$  a partir de las arenas que se van a considerar en la dispersión de datos que para el caso son las Carboneras C3, C5, C7 se crea un área aproximada buscando que cubra la mayor cantidad de puntos para que los datos generados sean más exactos de la gráfica se obtiene la ecuación de la regresión figura 21, con la que finalmente se realiza el cálculo de la porosidad sintética figura 22.

Figura 20. Gráfica del área tomada para el cálculo de la porosidad sintética a partir de las Carboneras C3, C5, C7

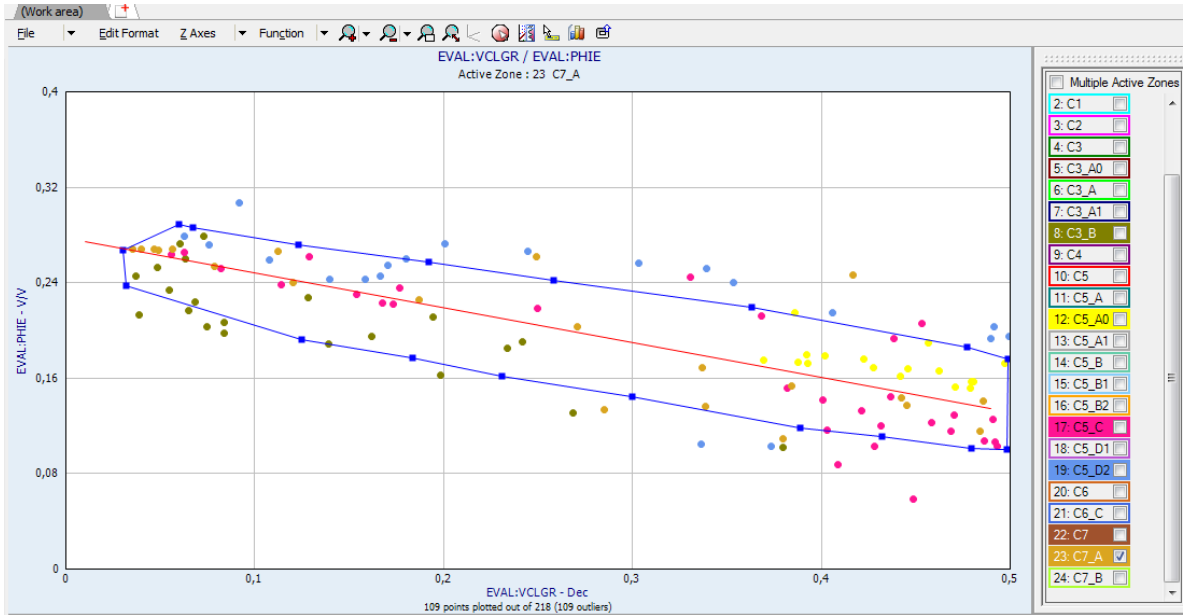
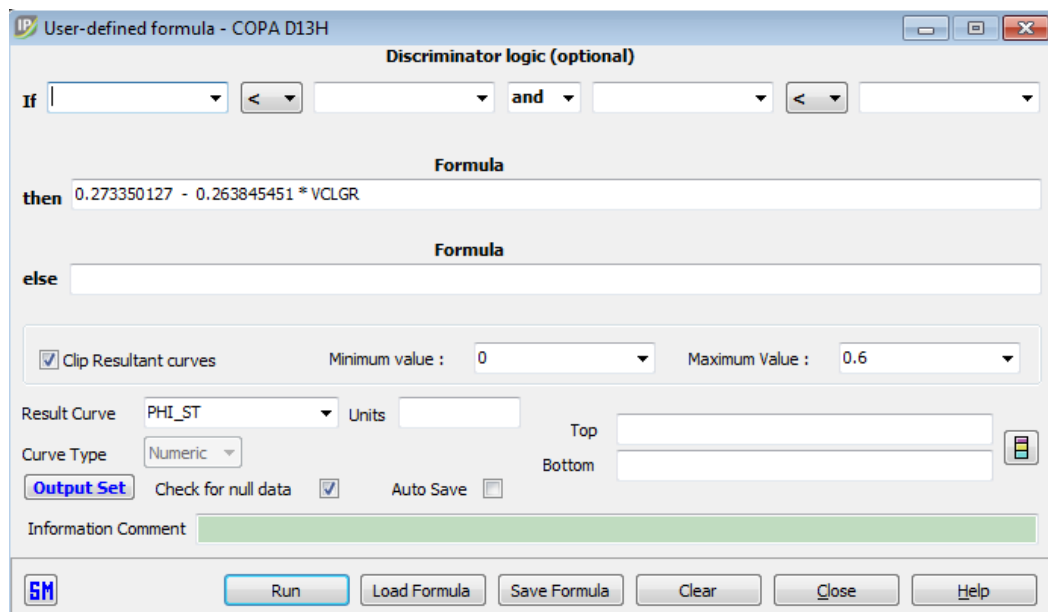


Figura 21. Ecuación de la regresión obtenida de la gráfica de dispersión de las Carboneras C3, C5, C7

REGRESSION PARAMETERS				
Date : 11/03/2016 04:05:01 a.m.				
Well Name	X Curve	Y Curve	Top	Bottom
Copy of COPA D-2	EVAL:VCLGR	EVAL:PHIE	4736	4750
Copy of COPA D-2	EVAL:VCLGR	EVAL:PHIE	4844	4862
Copy of COPA D-2	EVAL:VCLGR	EVAL:PHIE	4972	5004
Copy of COPA D-2	EVAL:VCLGR	EVAL:PHIE	5029	5056
Copy of COPA D-2	EVAL:VCLGR	EVAL:PHIE	5122	5122
Copy of COPA D-2	EVAL:VCLGR	EVAL:PHIE	5122	5137
Y function of X linear regression				
EVAL:PHIE = 0.277024837 - 0.290410608 * EVAL:VCLGR				
EVAL:VCLGR = 0.953907431 - 3.443400385 * EVAL:PHIE				
R2 = 0.850101				
Statistics of data points used by this regression:				
Number of data points	78			
Standard Deviation		EVAL:VCLGR = 0.16921	EVAL:PHIE = 0.05330	
Mean		EVAL:VCLGR = 0.27327	EVAL:PHIE = 0.19767	
Maximum		EVAL:VCLGR = 0.49742	EVAL:PHIE = 0.27907	
Minimum		EVAL:VCLGR = 0.03540	EVAL:PHIE = 0.10253	

Para hacer el cálculo final de la porosidad en el pozo horizontal con esta ecuación y con ayuda de la herramienta ,Calculation, en la sección de Use Formula, figura 22, Se escribe la ecuación y define la resultante llamada como PHI\_ST (porosidad sintética), además se definen los limites mínimo 0 y máximo 0,6 establecidos por el petrofísico de la empresa.

Figura 22. Fórmula para cálculo de la porosidad sintética



#### 4.11.2 CALCULO DE LA SATURACIÓN

La saturación de agua, se define como el porcentaje del volumen poral ocupado por agua, La saturación de un medio poroso con respecto a un fluido se define como la fracción del volumen poroso de una roca que está ocupada por dicho fluido

$$S_x = \frac{V_x}{V_T}$$

Dónde:

Sx = Saturación de la fase X.

Vx = Volumen que ocupa la fase X.

VT = Volumen poroso total de la roca.

$$S_w(\%) = \frac{\text{Volumen del agua en los poros}}{\text{Volumen total de los poros}} (100)$$

Cuando en los poros solo hay agua, es decir cuando  $S_w = 100\%$ , la roca reservorio posee únicamente permeabilidad absoluta del agua  $K_a$ .

La  $S_w$  es uno de los parámetros más importantes en la interpretación de registros, porque permite estimar las reservas de hidrocarburo en las rocas reservorio.

El símbolo utilizado para la saturación de agua es  $S_w$ . En un yacimiento, los fluidos que pueden estar presentes son agua, gas y aceite; sin embargo, debido a su densidad, estos fluidos tienden a estar separados. En consecuencia, la sumatoria de las saturaciones de todos los fluidos que se encuentran presentes en el espacio poroso de una roca, debe ser igual a 1 o el 100%, entonces

$$S_o + S_w + S_g = 1$$

Dónde:

$S_o$  = Saturación de petróleo.

$S_w$  = Saturación de agua.

$S_g$  = Saturación de gas.

La saturación de petróleo o gas, es la fracción del volumen poroso que contiene petróleo y/o gas. La saturación de agua de una formación puede variar desde el 100% hasta un valor muy pequeño, sin embargo, rara vez es nula; sin importar cuán "rica" sea la roca del yacimiento de petróleo y gas, siempre habrá una pequeña cantidad de agua capilar que el petróleo no puede desplazar, esto se conoce como saturación de agua residual. Del mismo modo, en el caso de una roca de un

yacimiento de petróleo, es imposible retirar todos los hidrocarburos por medio de las técnicas de extracción o recuperación más comunes. Alguna cantidad de hidrocarburos permanecen atrapadas en partes del volumen poroso, a esta se le denomina saturación de petróleo residual

Un yacimiento en la zona de Hidrocarburos puede tener las tres o mínimo dos saturaciones de fluidos, pero siempre está presente la Saturación de agua ya sea móvil o Saturación de agua connata ( $S_{wc}$ ). La saturación de agua connata ( $S_{wc}$ ) es la saturación de agua existente en el yacimiento al momento del descubrimiento, la cual se considera como el remanente del agua que inicialmente fue depositada con la formación y que, debido a la fuerza de la presión capilar existente, no pudo ser desplazada por los hidrocarburos cuando éstos migraron al yacimiento.

La saturación de agua connata se correlaciona con la permeabilidad, con el área superficial y con el tamaño de los poros. A mayor área superficial y menor tamaño de partículas, mayor es la saturación de agua connata. La determinación de la saturación inicial de agua se puede efectuar por tres diferentes métodos:

- Núcleos tomados en pozos perforados.
- Cálculos a partir de las curvas de presión capilar.
- Cálculo a partir de registros eléctricos.

La determinación de la saturación de agua a partir de registros eléctricos en formaciones limpias con una porosidad intergranular homogénea está basada en la ecuación de saturación de Archie's

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a \cdot R_w}{\Phi^{m_s} R_T}}$$

Dónde:

$R_w$  = Resistividad del agua de formación.

$R_T$  = Resistividad verdadera de la formación

$\Phi$  = porosidad

$n$  = exponente de saturación

m = Factor de cementación

a = Factor de Tortuosidad generalmente se asume como 1.

#### 4.11.2.1 Cálculo De La Saturación En Pozos 1 Y 2

Para el cálculo de la saturación de agua ya teniendo la porosidad, con ayuda de la curva generada anteriormente y la herramienta Porosity and Water Saturation Analysis se obtiene la figura 23 y 24 .en donde se observa que las unidades con mayor porosidad son C3, C5, C7 .Con esta herramienta se observa el cambio entre las unidades C6 y C7 que son dos litologías diferentes según la gráfica el contenido de arcilla es casi 1 en C6 y en C7 el de arenas se aproxima a 1, además se observa la en la columna de porosidad que la unidad C7 está saturada de agua y crudo la curva que representa la porosidad es la azul y se confirmó que es una formación productora para el caso de C7 figura 23 y C5 figura 24 ,a diferencia de C6 que solo presenta agua sin crudo esto para el caso del Copa D13H

Figura 23. Grafica de Saturación de unidades C6 Y C7

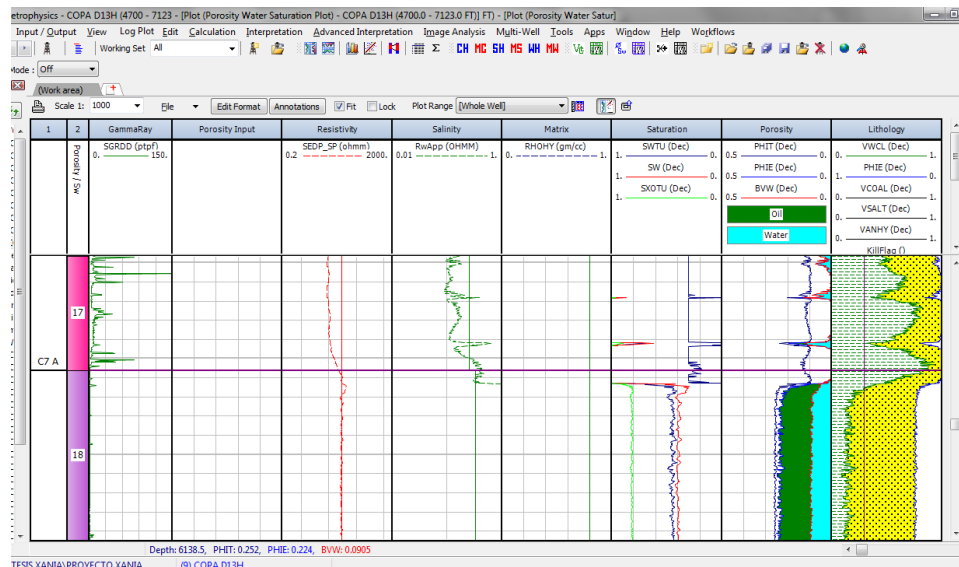
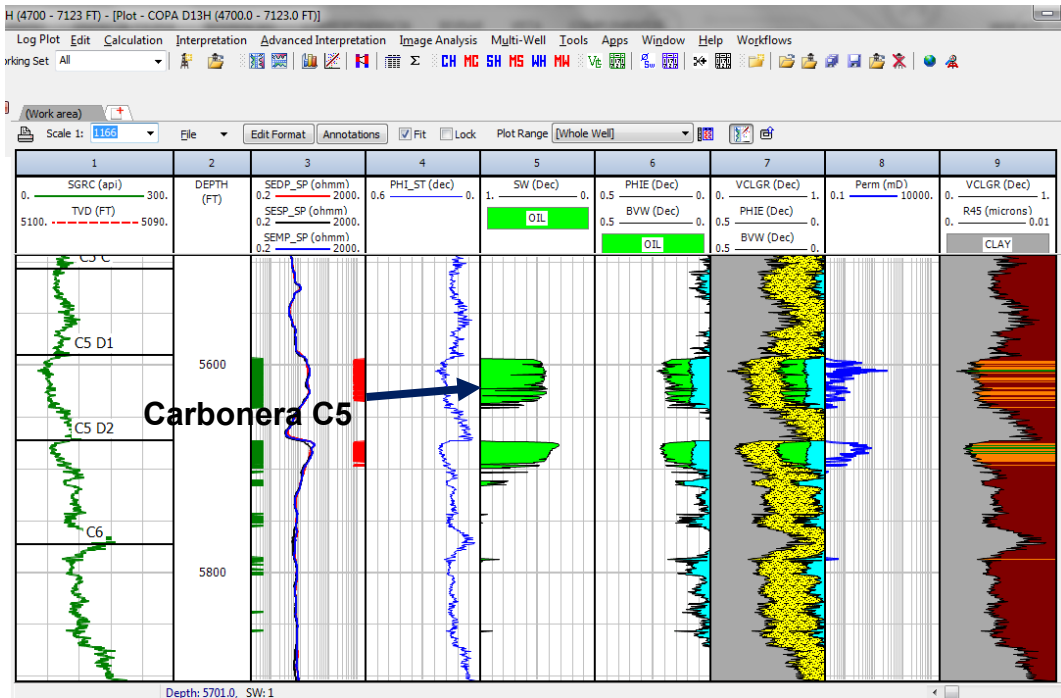


Figura 24. Saturación Carbonera C5



En el desarrollo de la evaluación petrofísica se modificaron los parámetros en el módulo de Porosity/Sw figura 26, con los criterios del modelo base que utiliza la empresa específicamente para evaluar el yacimiento del campo Copa.

Los límites para el  $R_w$  y  $R_w$  Temp pueden variar mucho de un pozo a otro y de una formación a otra, ya que los parámetros que la afectan incluyen la salinidad del agua, la temperatura, la invasión de agua dulce, y el cambio de ambientes de depósito. Sin embargo, varios métodos para determinar la resistividad del agua del depósito se han desarrollado, incluyendo: el análisis químico de la muestra producida de agua, la medición directa en la celda de resistividad, la curva de potencial espontáneo (SP), los registros de resistividad porosidad, y diversos métodos empíricos, para el caso de copa se modifican únicamente para las carboneras C3, C7 ya que se tiene conocimiento por el comportamiento de las unidades en los pozos vecinos que se comportan como yacimientos diferentes lo

que sigue también fluidos diferentes, además en el pozo son las únicas unidades que presentan crudo y debido a que han sido perforadas en los alrededores del pozo esto favorece el contacto con el agua proveniente de acuíferos en su mayoría agua dulce lo que hace que su resistividad sea mayor en estas unidades, medida a una temperatura de 189 que es la estándar. Los datos de Rmf Temp se sacan de los registros de pozos figura 27, los cuales se seleccionan según la profundidad del área navegada en la sección horizontal, y los límites de porosidad establecidos por la empresa son 0.3 a 0,01 Rw bound es 2,4 definido por default en la empresa con temperatura 60

Figura 25. Parámetros del agua de formación para definir la porosidad de los pozos Copa D13h y Copa 23H

Zone #	Name	Rw	Rw Temp	Rmf	Rmf Temp	Rw bound	Rwb Temp	Rmf bound	Rmb Temp	Rho	Salin
1:	C3	0.25	189	2.6	78	2.4	60	2.4	60		
2:	C3_A0	0.25	189	2.6	78	2.4	60	2.4	60		
3:	C3_A	2	189	2.6	78	2.4	60	2.4	60		
4:	C3_A1	2	189	2.6	78	2.4	60	2.4	60		
5:	C3_B	2	189	2.6	78	2.4	60	2.4	60		
6:	C4	0.25	189	2.6	78	2.4	60	2.4	60		
7:	C5	0.25	189	2.6	78	2.4	60	2.4	60		
8:	C5_A0	0.25	189	2.6	78	2.4	60	2.4	60		
9:	C5_A1	0.25	189	2.6	78	2.4	60	2.4	60		
10:	C5_B	0.25	189	2.6	78	2.4	60	2.4	60		
11:	C5_B1	0.25	189	2.6	78	2.4	60	2.4	60		
12:	C5_B2	0.25	189	2.6	78	2.4	60	2.4	60		
13:	C5_C	0.25	189	2.6	78	2.4	60	2.4	60		
14:	C5_D1	0.25	189	2.6	78	2.4	60	2.4	60		
15:	C5_D2	0.25	189	2.6	78	2.4	60	2.4	60		
16:	C6	0.25	189	2.6	78	2.4	60	2.4	60		
17:	C6_C	0.25	189	2.6	78	2.4	60	2.4	60		
18:	C7_A	0.325	189	2.6	78	2.4	60	2.4	60		

Figura 26. Información de registros de pozos del Copa D13H

WELL INFORMATION			
MWD Run Number	100	500	
Date run completed	30-Sep-15	14-Oct-15	
Rig Bit Number	4	2	
Bit Size (in)	12.250	8.500	
Tool Nominal OD (in)	8.000	6.750	
Log Start Depth (MD, ft)	4,783.00	6,000.00	
Log End Depth (MD, ft)	6,000.00	7,122.00	
Drill or Wipe	Drill	Drill	
Drill/Wipe Start Date and Time	27-Sep-15 12:30	13-Oct-15 00:14	
Drill/Wipe End Date and Time	29-Sep-15 11:35	14-Oct-15 07:18	
Min Inc (deg) @ Depth (MD, ft)	45.06 @ 4,828.00	82.33 @ 6,054.00	
Max Inc (deg) @ Depth (MD, ft)	73.62 @ 5679	91.11 @ 6,906.00	
Bit TFA(in2) / Bit Type	0.75 / PDC	0.75 / PDC	
Flow Rate (gpm)	776.81	386.54	
Max AV (fpm) / CV (fpm) @ MWD	205.0 / 439.0	325.0 / 415.0	
Fluid Type	Polymer	Polymer	
Density (ppg) / Viscosity (spqt)	9.17 / 57.00	8.80 / 53.00	
Filtrate CL (ppm)	450.00	300.00	
pH / Fluid Loss (mptm)	10.50 / 5	11.00 / 5	
PV (cP) / YP (lbf2)	15 / 23.00	15 / 22.00	
% Solids / % Sand	6.00 / 0.25	5.00 / 0.25	
% Oil / Oil:Water Ratio	NA / NA	NA / NA	
Rm @ Measured Temp (degF)	2.600 @ 78.00	2.000 @ 76.00	
Rmf @ Measured Temp (degF)	2.200 @ 78.00	1.400 @ 74.00	
Rmc @ Measured Temp (degF)	2.800 @ 78.00	2.200 @ 78.00	
Max Tool Temp (degF) / Source	158.34 / EWH	144.00 / ADH	
Rm @ Max Tool Temp (degF)	1.3349 @ 158.34	1.0980 @ 144.00	
Lead MWD Engineer	JOSE FERNANDO PEREZ	JUAN CAMILO MEJIA	
Customer Representative	JEAN PAUL GARCIA	JEAN PAUL GARCIA	

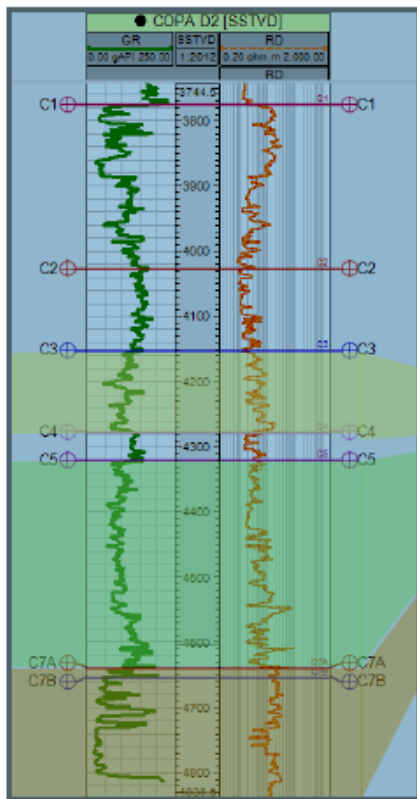
Finalmente en la sección Sw Logic figura 28, se definen los parámetros de saturación en donde se modificaron los valores correspondientes a, Factor de cementación (m) y exponente de saturación (n) dato promediado de pruebas de laboratorio de núcleo en Copa D-2 con la evaluación petrofísica de un pozo vertical cercano figura 29 Este ajuste de la evaluación petrofísica del pozo Copa D-2 usado para obtener los datos del pozo horizontal con datos “m” y “n” de núcleos resultó en un incremento promedio de 30% en Net Pay y reducción promedio de 5-6% de Sw para las arenas C3A,C5D1,C5D2 y C7A. Asimismo, se identificaron posibles arenas prospectivas no consideradas inicialmente (“Borderline”), como C5B1 y C5B2. Finalmente sabiendo que m se encuentra entre 1,8 y 2,0 para las areniscas consolidadas se estableció para el caso de Copa el coeficiente de cementación

1.8, el exponente n, (exponente de saturación) es la relación entre la saturación de agua, Sw, y el índice de resistividad, I ( $I = Sw^{-n}$ ) para una muestra de roca. Expresa el efecto sobre la resistividad de la desaturación de la muestra, o del remplazo del agua con un fluido no conductor. En las rocas humedecidas con agua, petrofísicamente simples (rocas de Archie), n es constante para diferentes valores de Sw, y puede hallarse un promedio único n para un yacimiento o una formación determinada. Un valor habitual es 2. En las rocas más complejas, n cambia con w, si bien a menudo es 2 cerca de Sw = 1. En las rocas con minerales conductores, tales como las arenas arcillosas, n se vuelve cada vez más bajo conforme Sw se reduce. Por lo tanto Para el caso de las arenas de Copa se dejó el valor 2, dato ajustado con los valores obtenidos del core para arenas limpias.

Figura. 27 Parámetros para definir la saturación de los pozos Copa D13h y Copa 23H

Zone	Sxo	m	n	Sat	a	m	n	Invasion	B fact	B fact	Qv W&S	Qv
# Name	Method	source	source	Equation	factor	exponent	exponent	factor	Juhasz	W&S	Source	Cor
1: C3	Inv Fac	Param	Param	Dual water	1	1.8	2	2	1		Param	0.5
2: C3_A0	Inv Fac	Param	Param	Dual water	1	1.8	2	2	1		Param	0.5
3: C3_A	Inv Fac	Param	Param	Dual water	1	1.8	2	2	1		Param	0.5
4: C3_A1	Inv Fac	Param	Param	Dual water	1	1.8	2	2	1		Param	0.5
5: C3_B	Inv Fac	Param	Param	Dual water	1	1.8	2	2	1		Param	0.5
6: C4	Inv Fac	Param	Param	Dual water	1	1.8	2	2	1		Param	0.5
7: C5	Inv Fac	Param	Param	Dual water	1	1.8	2	2	1		Param	0.5
8: C5_A0	Inv Fac	Param	Param	Dual water	1	1.8	2	2	1		Param	0.5
9: C5_A1	Inv Fac	Param	Param	Dual water	1	1.8	2	2	1		Param	0.5
10: C5_B	Inv Fac	Param	Param	Dual water	1	1.8	2	2	1		Param	0.5
11: C5_B1	Inv Fac	Param	Param	Dual water	1	1.8	2	2	1		Param	0.5
12: C5_B2	Inv Fac	Param	Param	Dual water	1	1.8	2	2	1		Param	0.5
13: C5_C	Inv Fac	Param	Param	Dual water	1	1.8	2	2	1		Param	0.5
14: C5_D1	Inv Fac	Param	Param	Dual water	1	1.8	2	2	1		Param	0.5
15: C5_D2	Inv Fac	Param	Param	Dual water	1	1.8	2	2	1		Param	0.5
16: C6	Inv Fac	Param	Param	Dual water	1	1.8	2	2	1		Param	0.5
17: C6_C	Inv Fac	Param	Param	Dual water	1	1.8	2	2	1		Param	0.5
18: C7_A	Inv Fac	Param	Param	Dual water	1	1.8	2	2	1		Param	0.5

Figura 28. Factor de cementación (m) y exponente de saturación (n) usado en la evaluación petrofísica copa D-2 versus los provenientes de pruebas de laboratorio de núcleo en Copa D-2



Arena	n		m	
	Evaluación	Laboratorio	Evaluación	Laboratorio
C3	2	1,76	2	1,74
C5	2	1,85	2	1,84
C7	2	1,84	2	1,82

#### 4.11.3 PARAMETROS PARA DEFINIR EL TIPO DE ROCA

Para esto en el módulo Cutoff and Summation figura 30, se cargan las curvas SWT, VCLGR, PHIE, además de los topes formacionales, se corre la herramienta para finalmente definir los parámetros para evaluar el pozo con los datos de corte obtenidos previamente de los núcleos del campo.

Para cuantificar la arena neta petrolífera se definen los valores de corte que se usan para el caso de copa, en el módulo cutoff reservoir figura 29, porosidad mayor a 0,1, saturación 0,6, Vclay 0,40

Figura 29. Selección de curvas para definir el tipo de roca

	Cutoff	Use	Short	Curve	Input	Cutoff	Average	Result	Output
	Name		Name	Type	Curve	Type	Method	Precision	Cum CrvH
1	Porosity	ü	Phi	Phi	PHIE	>=	Arithmetic	3	ü
2	Water Saturation	ü	Sw	Sw	SWT	<=	Arithmetic	3	ü
3	Clay Volume	ü	Vd	Vd	VCLGR	<=	Arithmetic	3	
4						>=	Arithmetic	3	
5						>=	Arithmetic	3	
6						>=	Arithmetic	3	
7						>=	Arithmetic	3	
8						>=	Arithmetic	3	
9						>=	Arithmetic	3	
10						>=	Arithmetic	3	

Add Zone X / Y location to report
  Use same cutoff value for all zones

TVD, TVT Depth Curve

Figura 30. Parámetros definidos con el núcleo para evaluar los pozos Copa 23H y D13H

Zone	Min Res	Phi Cut	Phi Res	Sw Cut	Sw Res	Vd Cut	Vd Res
#	Height	Res/Pay	Use	Res/Pay	Use	Res/Pay	Use
1	0	0.1	ü	0.6		0.4	ü
2	0	0.1	ü	0.6		0.4	ü
3	0	0.1	ü	0.6		0.4	ü
4	0	0.1	ü	0.6		0.4	ü
5	0	0.1	ü	0.6		0.4	ü
6	0	0.1	ü	0.6		0.4	ü
7	0	0.1	ü	0.6		0.4	ü
8	0	0.1	ü	0.6		0.4	ü
9	0	0.1	ü	0.6		0.4	ü
10	0	0.1	ü	0.6		0.4	ü
11	0	0.1	ü	0.6		0.4	ü
12	0	0.1	ü	0.6		0.4	ü
13	0	0.1	ü	0.6		0.4	ü
14	0	0.1	ü	0.6		0.4	ü
15	0	0.1	ü	0.6		0.4	ü
16	0	0.1	ü	0.6		0.4	ü
17	0	0.1	ü	0.6		0.4	ü
18	0	0.1	ü	0.6		0.4	ü

Luego con el cálculo de la arena neta petrolífera se obtuvo Pay Flag que corresponde a la arena neta saturada de hidrocarburos que en la imagen es la curva

roja ver figura 31, y la arena res flag figura 32, que me indica el total de la arena incluida en el cálculo total de la secuencia litológica

Además, El software genera un resumen de propiedades petrofísicas figura 33 y 34, en donde cabe resaltar que en pay flag se obtienen las propiedades promedio de PHIE, VCLAY y SW, la idea es revisar la arena navegada C7, para este caso se observa que la arena neta saturada es de un espesor de 498,25 pies de un total de 1013 pies correspondiente a la arena con unos valores promedio de PHI: 18,3%, SW: 51.5, VCL: 21,9 datos que indican que es una arena con buenas propiedades para poder almacenar y extraer el hidrocarburo

Figura 31. Arena neta saturada con hidrocarburo (Pay Flag, curva roja)

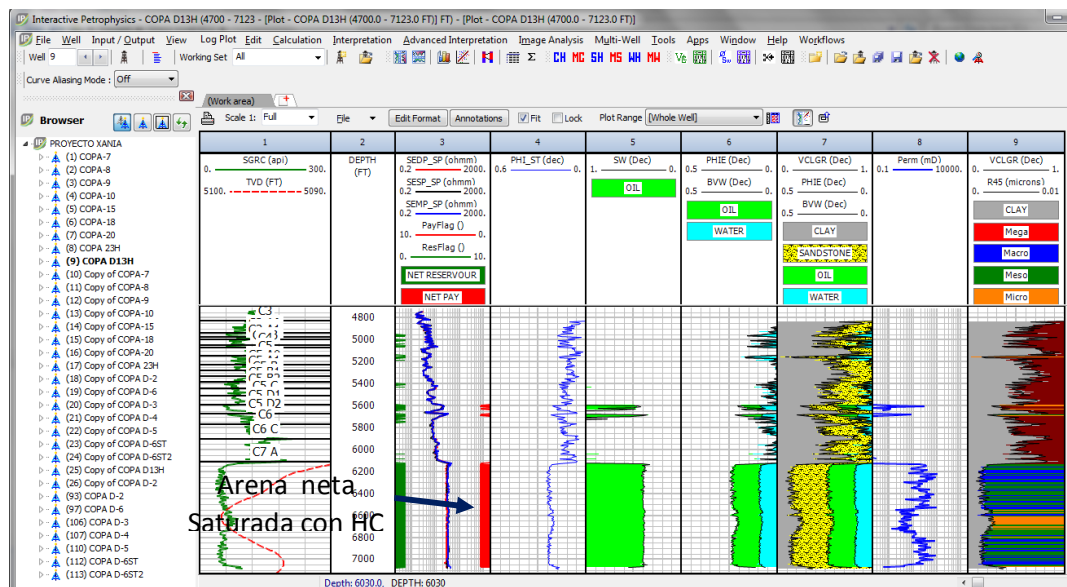


Figura 32. Arena neta (Res Flag, curva verde)

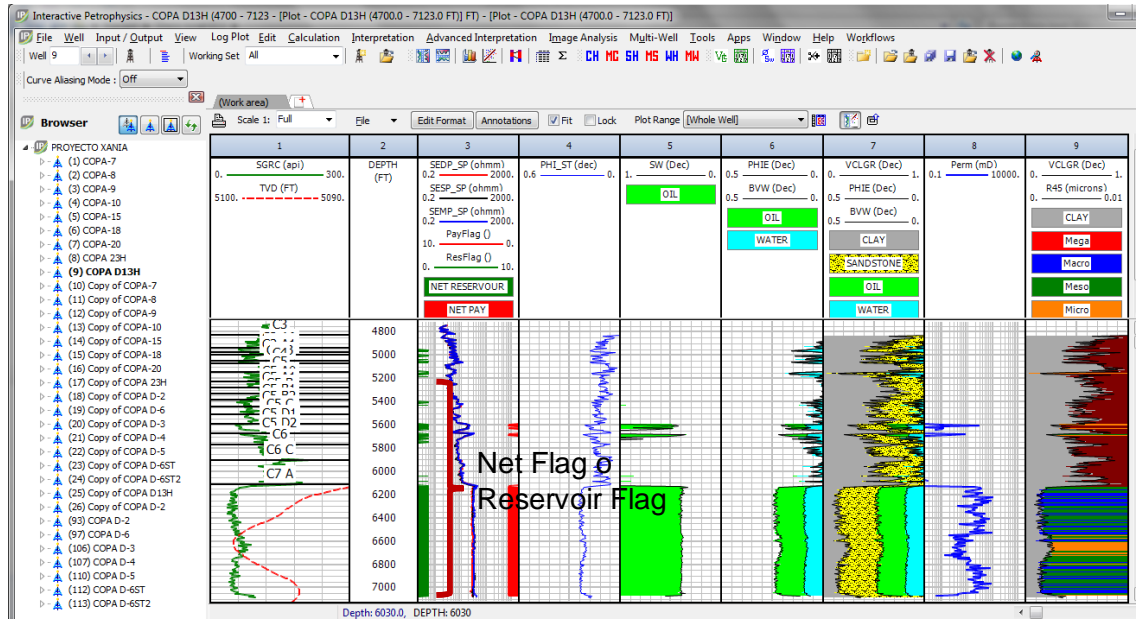


Figura 33. Sumario Petrofísico para arena navegada C7 Pozo 1

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
34	Pay Summary											
35												
36	Zn	Zone Name	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Phi*H	PhiSo*H
37	#									Ari		
38	1	C1	4521.00	4853.00	230.25	\$\$0.00	0.000	---	---	---	---	---
39	2	C2	4853.00	4987.00	134.00	0.00	0.000	---	---	---	---	---
40	3	C3	4987.00	5096.00	109.00	0.00	0.000	---	---	---	---	---
41	4	C3_A0	5096.00	5154.00	58.00	0.00	0.000	---	---	---	---	---
42	5	C3_A	5154.00	5176.00	22.00	0.00	0.000	---	---	---	---	---
43	6	C3_A1	5176.00	5222.00	46.00	0.00	0.000	---	---	---	---	---
44	7	C3_B	5222.00	5265.00	43.00	2.50	0.058	0.265	0.574	0.047	0.66	0.28
45	8	C4	5265.00	5339.00	74.00	0.00	0.000	---	---	---	---	---
46	9	C5	5339.00	5411.00	72.00	0.00	0.000	---	---	---	---	---
47	10	C5_A0	5411.00	5442.00	31.00	0.00	0.000	---	---	---	---	---
48	11	C5_A1	5442.00	5514.00	72.00	0.00	0.000	---	---	---	---	---
49	12	C5_B	5514.00	5542.00	28.00	0.00	0.000	---	---	---	---	---
50	13	C5_B1	5542.00	5591.00	49.00	0.00	0.000	---	---	---	---	---
51	14	C5_B2	5591.00	5676.00	85.00	0.00	0.000	---	---	---	---	---
52	15	C5_C	5676.00	5764.00	88.00	0.00	0.000	---	---	---	---	---
53	16	C5_D1	5764.00	5875.00	111.00	26.00	0.234	0.219	0.519	0.136	5.70	2.74
54	17	C5_D2	5875.00	5972.00	97.00	18.00	0.186	0.192	0.444	0.188	3.45	1.92
55	18	C6	5972.00	6132.00	160.00	0.00	0.000	---	---	---	---	---
56	19	C6_C	6132.00	6330.00	198.00	3.25	0.016	0.176	0.506	0.219	0.57	0.28
57	20	C7_A	6330.00	7343.50	1013.50	\$\$498.25	0.492	0.183	0.515	0.206	91.00	44.11
58												

Figura 34. Sumario Petrofísico para arena navegada C7 Pozo 1

Zn	Zone Name	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Phi*H	PhiSo*H
#									Ari		
1	C3	4826.00	4940.00	114.00	66.50	0.583	0.269	0.506	0.017	17.87	8.83
2	C3_A0	4940.00	4976.00	36.00	24.00	0.667	0.255	0.484	0.070	6.12	3.16
3	C3_A	4976.00	5001.00	25.00	0.00	0.000	---	---	---	---	---
4	C3_A1	5001.00	5051.00	50.00	0.00	0.000	---	---	---	---	---
5	C3_B	5051.00	5072.00	21.00	0.00	0.000	---	---	---	---	---
6	C4	5072.00	5148.00	76.00	33.50	0.441	0.242	0.531	0.119	8.11	3.80
7	C5	5148.00	5231.00	83.00	68.50	0.825	0.266	0.537	0.029	18.20	8.42
8	C5_A0	5231.00	5283.00	52.00	29.00	0.558	0.267	0.521	0.022	7.76	3.71
9	C5_A1	5283.00	5331.00	48.00	20.75	0.432	0.268	0.593	0.020	5.56	2.26
10	C5_B	5331.00	5381.00	50.00	46.00	0.920	0.268	0.473	0.020	12.33	6.50
11	C5_B1	5381.00	5445.00	64.00	62.00	0.969	0.268	0.376	0.021	16.60	10.36
12	C5_B2	5445.00	5507.00	62.00	61.25	0.988	0.253	0.484	0.078	15.48	7.98
13	C5_C	5507.00	5590.00	83.00	74.75	0.901	0.258	0.440	0.060	19.25	10.78
14	C5_D1	5590.00	5673.00	83.00	78.00	0.940	0.266	0.332	0.029	20.72	13.84
15	C5_D2	5673.00	5773.00	100.00	98.00	0.980	0.263	0.339	0.041	25.74	17.02
16	C6	5773.00	5906.00	133.00	130.50	0.981	0.259	0.397	0.054	33.81	20.39
17	C6_C	5906.00	6113.00	207.00	205.00	0.990	0.262	0.332	0.043	53.71	35.89
18	C7_A	6113.00	7123.00	1010.00	\$\$942.25	0.933	0.253	0.249	0.078	238.15	178.84
	All Zones	4826.00	7123.00	2297.00	\$\$1940.00	0.845	0.257	0.336	0.060	499.40	331.80

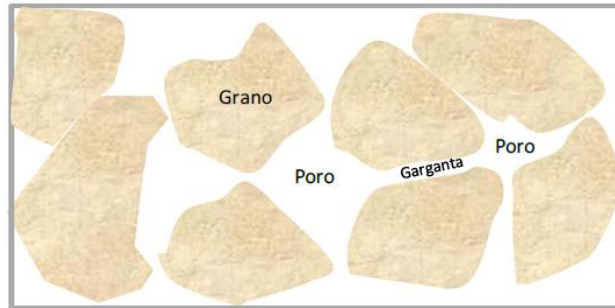
#### 4.11.4 CALCULO PERMEABILIDAD

La permeabilidad se define como la habilidad de un yacimiento para permitir el flujo de un fluido a través de los espacios vacíos interconectados, una roca debe tener fracturas, capilares o poros interconectados para ser permeables. La permeabilidad depende fundamentalmente de: tamaño y abertura de los poros, tamaño del poro, grado de conectividad y tipo de cemento entre los granos. La permeabilidad se mide en darcy, pero como esta es muy grande, comúnmente se utiliza la milésima parte o sea milidarcy (md).

La permeabilidad es una función directa del radio de la garganta que caracterice la roca. Entre más grande y despejada la garganta mejor es el paso de los fluidos, ver figura 35.

La permeabilidad también tiene cierta relación con la porosidad efectiva, para explicar esto se desarrolló una gráfica Crossplot con ayuda de la herramienta Interactive Petrophysics figura 36, y además se obtuvo la regresión figura 37, de donde se dedujo que para el caso de las carboneras interés de Copa (C3, C5, C7), hay un aumento notorio debido a que la porosidad de la roca corresponde en su mayoría a porosidad efectiva con un dato de aproximado de 0,2-20%, sin embargo esto no se cumple absolutamente. Las lutitas, arcillas y algunos tipos de arenas, tienen altas porosidades, pero sus granos son tan pequeños que los caminos que permiten el paso de fluidos son escasos y tortuosos, por lo tanto sus permeabilidades son muy bajas o nulas. Otras formaciones, generalmente poco porosas como los carbonatos, pueden presentar fracturas o fisuras de gran extensión, en este caso, aunque la porosidad sea baja, su permeabilidad puede ser muy grande.

Figura 35. Esquema de sistema poral sacado de características petrofísicas y saturación de agua.



Tomado de (Rojas Suárez, 2011)

Figura 36. Crossplot porosidad vs permeabilidad

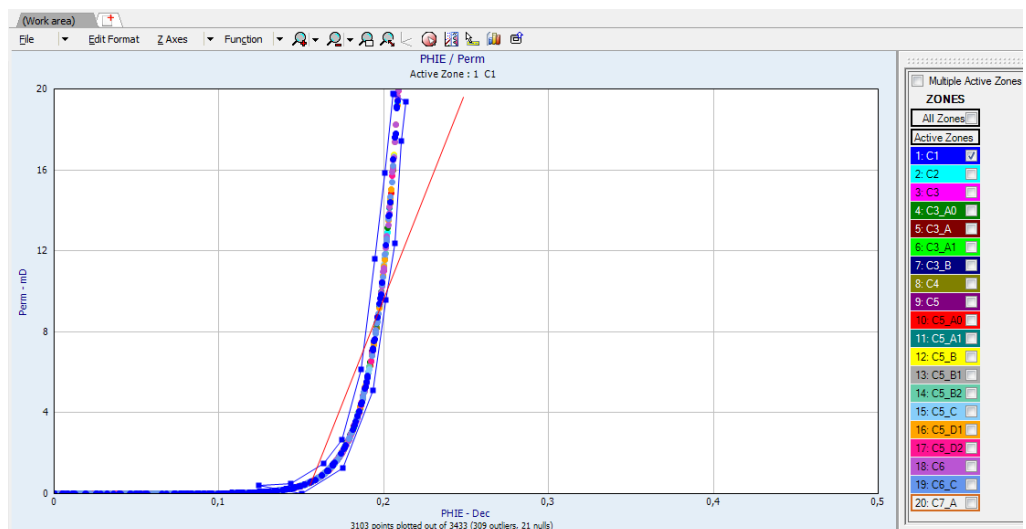


Figura 37. Regresión lineal de grafica Porosidad Especifica vs Permeabilidad

```
Y function of X linear regression
Perm = -31.407627797 + 205.254947545 * PHIE
PHIE = 0.153017641 + 0.00487199 * Perm
R2 = 0.758317
```

En base a estudios de laboratorio, la permeabilidad fue definida a partir de la ley de darcy ver figura 19, y expresada en los siguientes términos:

$$K = \frac{Q\mu}{A(\Delta P / L)}$$

Dónde:

K= permeabilidad absoluta (en darcies)

Q= flujo por unidad de tiempo (en cm/sg)

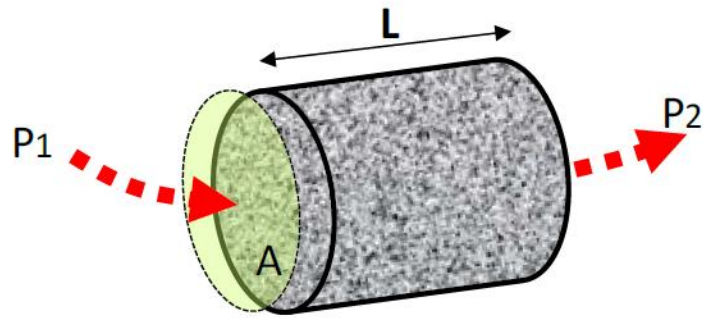
$\mu$  = viscosidad del fluido (en centipoise)

A= área seccional de flujo del medio poroso (en cm<sup>2</sup>)

L= longitud del medio poroso (en cm)

$\Delta P$ = presión diferencial (en atmosferas)

Figura 38. Esquema de la ley de darcy



Tomado de (Rojas Suárez, 2011)

La permeabilidad se mide en laboratorio sobre muestras de núcleos de pozos corazonados y esta medida se usa para calibrar los cálculos de permeabilidad hechos desde registros eléctricos y en este caso para crear el modelo petrofísico a usar en el software Interactive Petrophysics para el cálculo de la permeabilidad

Tabla 1. Permeabilidad de reservorios de petróleo y gas

K (mD)	CLASIFICACIÓN
1 – 15	Mala a regular
15 – 50	Moderada
50 – 250	Buena
250 – 1000	Muy buena
>1000	Excelente

Tomado

de (Dresser

Atlas, 1982)

Se distinguen tres tipos de permeabilidad: permeabilidad absoluta, efectiva y relativa.

**Permeabilidad absoluta** ( $K_a$ ): se define como la habilidad de transmitir un fluido cuando la roca reservorio esta 100% saturada de ese fluido; esta es una propiedad intrínseca de la roca independiente del fluido que fluye a través de ella.

**Permeabilidad efectiva (Ke):** se define como la habilidad de una roca reservorio de transmitir un fluido cuando la roca está saturada por dos o más fluidos no miscibles como son el agua y el aceite. La permeabilidad efectiva, Ke, siempre es menor que la permeabilidad absoluta, Ka, porque el agua de formación, adsorbida a la superficie de los granos, reduce el espacio libre de los poros, hecho que dificulta la transmisión del segundo fluido, el aceite.

**Permeabilidad relativa (Kr):** se define como la razón entre la permeabilidad efectiva de un fluido a saturación parcial, Ke, y la permeabilidad absoluta de dicho

$$K_r = \frac{K_e}{K_a}$$

Cuando la permeabilidad relativa del agua en un reservorio es cero  $K_{rw} = 0$ , un pozo produce gas o aceite secos, es decir, hidrocarburos libres de agua; esto equivale a decir que en este caso, la permeabilidad relativa del aceite  $K_{ro}$  es igual 1.0.

#### **4.11.4.1 Cálculo De La Permeabilidad En Pozos 1 Y 2**

Para los pozos horizontales copa 23H y D13H, se utilizó un modelo previamente calibrado por ensayo y error a partir de los datos obtenidos de los núcleos de la zona, generando una ecuación empírica dependiente de la porosidad y el volumen de arcilla, esta ecuación sirve específicamente para las carboneras del campo copa figura 39, en el módulo Calculation se carga el archivo donde la curva resultante va ser la permeabilidad con unidad de medida milidarcy, considerando el volumen del shale para los pozos copa y los topes formacionales con un valor mínimo de 0,01 y máximo de 150000 con lo que se obtuvo la siguiente grafica figura 40, en la que se observa claramente que el contenido de permeabilidad aumenta en las arenas saturadas con hidrocarburo, pero desaparece en las arenas solo con contenido de agua, lo que da un indicador de la buena calidad de la roca para acumular y permitir la extracción del mismo

Figura 39. Ecuación para el cálculo de permeabilidad

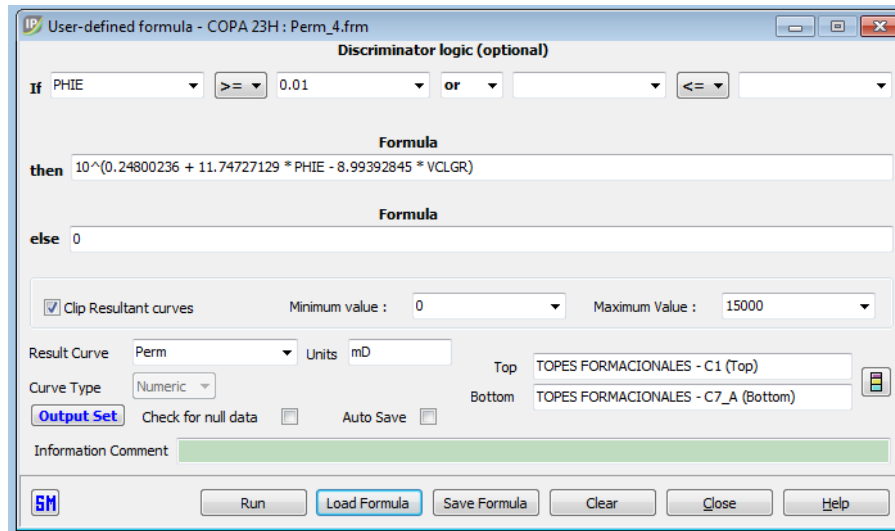
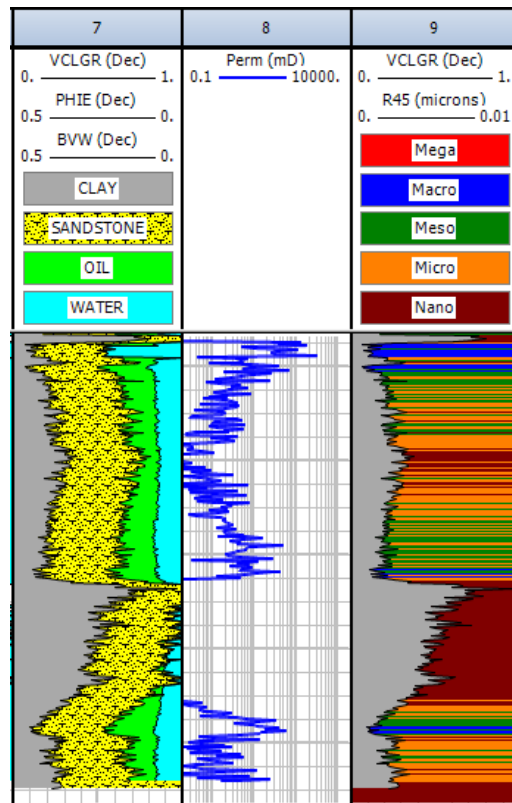


Figura 40. Grafica de permeabilidad y clasificación de la roca



#### 4.11.5 CLASIFICACIÓN DEL TIPO DE ROCA

Luego se carga en el software la ecuación R45, que indica la variación del tipo de roca figura 40, las petrofacies o tipos de roca se obtienen, a partir de núcleos y correlaciones entre núcleos y perfiles, utilizando el radio de garganta de poro, como el principal parámetro de clasificación para el caso de copa se ve claramente que es una roca de baja calidad ya que predomina el tamaño micro y nano. La ecuación figura 41 previamente calibrada por la empresa para este tipo de estudios.

Figura 41. Ecuación R45

The screenshot shows a software window titled "User-defined formula - COPA 23H : EVAL\_R45.frm". The window contains the following elements:

- Discriminator logic (optional):** A section with two conditions: "If PHIE <= 0.01 or Perm <= 0.01".
- then:** A text field containing "0.01".
- else:** A text field containing the formula:  $10^{(0.609 + 0.608 * \text{LOG} (\text{Perm}) - 0.974 * \text{LOG} (\text{PHIE} * 100))}$ .
- Clip Resultant curves:** A checkbox that is currently unchecked. It includes fields for "Minimum value" and "Maximum Value", both currently empty.
- Result Curve:** A dropdown menu set to "R45".
- Units:** A dropdown menu set to "microns".
- Curve Type:** A dropdown menu set to "Numeric".
- Output Set:** A button.
- Check for null data:** A checked checkbox.
- Auto Save:** An unchecked checkbox.
- Information Comment:** A green text area.
- Buttons:** "Run", "Load Formula", "Save Formula", "Clear", "Close", and "Help".

#### 4.12 ESPECTROMETRIA DE MASAS

La Espectrometría de Masas es una técnica microanalítica usada para identificar compuestos desconocidos, cuantificar compuestos conocidos, y para elucidar la

estructura y propiedades químicas de las moléculas. Requiere cantidades pequeñas de muestra y obtiene información característica como el peso y algunas veces la estructura del analito.

En la Espectrometría de masas la muestra es ionizada (y por tanto destruida) usando diversos procedimientos para ello. De todos ellos el más usual y/o utilizado es la técnica denominada de Impacto Electrónico consistente en el bombardeo de la muestra (previamente vaporizada mediante el uso de alto vacío y una fuente de calor) con una corriente de electrones a alta velocidad.

Cada compuesto es único, y cada uno de los compuestos se ionizará y fragmentará de una determinada manera, y en este principio se basa la espectrometría de masas para identificar cada analito.

Con la espectrometría de masas se puede proporcionar información acerca de la:

- Composición elemental de las muestras: de esta se encarga la espectrometría de masas atómico.
- Composición de las moléculas inorgánicas, orgánicas y biológicas.
- Composición cualitativa y cuantitativa de mezclas complejas.
- Estructura y composición de superficies sólidas.
- Relaciones isotópicas de átomos en las muestras.

#### **4.13 CROMATOGRAFÍA DE GASES-ESPECTROMETRÍA DE MASAS (GC-MS)**

La cromatografía de gases es una técnica separativa que permite la separación de mezclas muy complejas. Pero una vez separados, detectados, e incluso cuantificados todos los componentes individuales de una muestra problema, el

único dato de que disponemos para la identificación de cada uno de ellos es el tiempo de retención de los correspondientes picos cromatográficos. Este dato no es suficiente para una identificación inequívoca, sobre todo cuando analizamos muestras con un número elevado de componentes.

Por otra parte, la espectrometría de masas puede identificar de manera casi inequívoca cualquier sustancia pura, pero normalmente no es capaz de identificar los componentes individuales de una mezcla sin separar previamente sus componentes, debido a la extrema complejidad del espectro obtenido por superposición de los espectros particulares de cada componente.

Por lo tanto, la asociación de las dos técnicas, GC (Gas Chromatography) y MS (Mass Spectrometry) da lugar a una técnica combinada GC-MS que permite la separación e identificación de mezclas complejas.

#### **4.14 APLICACIONES GC-MS**

La cromatografía de gases tiene una amplia aplicación en la identificación y cuantificación de moléculas orgánicas volátiles.

En la industria se enfoca principalmente a evaluar la pureza de reactantes y productos de reacción o bien a monitorizar la secuencia de reacción. En la industria del petróleo juega una función primordial, por medio de la cromatografía se puede analizar constituyentes de las gasolinas, las mezclas de gases de refinería, gases de combustión, etc. Esta técnica es también utilizada en estudios de contaminantes en aguas como insecticidas, pesticidas, etc. En investigación, también se utiliza para la identificación de un compuesto, o un fragmento del mismo mediante su espectro de masas.

El analista de registros de lodo consulta el cromatógrafo de gas para un análisis más detallado durante la detección de rastros de petróleo o gas. Operando con un

ciclo automatizado, el cromatógrafo separa la corriente de gas en diferentes fracciones, de acuerdo con el peso molecular. El tiempo de ciclo —la cantidad de tiempo que se requiere para ciclar una muestra de gas a través de la columna del cromatógrafo— puede variar entre menos de un minuto y varios minutos, dependiendo del tipo de columna de separación de gas utilizado en el cromatógrafo. Los componentes detectados generalmente corresponden al grupo alcanos: metano [C1], etano [C2], propano [C3], butano [C4] y pentano [C5]. La medición de estos hidrocarburos livianos ayuda a los geólogos a caracterizar la composición de los fluidos de yacimiento durante la perforación.

Dado que cada fluido de yacimiento se compone de especies de hidrocarburos diferentes con pesos moleculares diferentes, las proporciones relativas de hidrocarburos livianos cambian entre un tipo de fluido y otro. La cantidad del gas recuperado y las relaciones de los diversos gases son de utilidad para la identificación de las zonas de petróleo o gas producible.

El Gas cromatográfico también se muestra en el registro litológico (Masterlog) en un chart con curvas de colores el cual por lo general está al lado del chart de gas total, estas curvas de colores representan a cada uno de los alcanos que detecta el cromatógrafo (C1, C2, C3, iC4, nC4, iC5, nC5).

#### **4.15 DESCRIPCION DEL SISTEMA GC-TRACER™**

GC-TRACER consiste en un cromatógrafo de gas que utiliza una probeta con una membrana semi-permeable que extrae los gases del sistema a través de un diferencial de presión. La membrana solo permite el paso de gases a través de ella más NO de líquidos. Los gases son analizados a alta velocidad por el cromatógrafo de gas TCD (Thermal Conductivity Detector). El Software calcula las concentraciones exactas de gas utilizando algoritmos específicos para diferentes tipos de lodo y este representa el gas real contenido en el lodo.

El sistema de interpretación del GC-TRACER está basado en el análisis del gas en tiempo real a través de la comparación de las relaciones cromatográficas. Aunque

el término “hidrocarburos livianos” es generalmente usado para describir compuestos alcanos de metano hasta octanos (n-C8), en este contexto nosotros llamaremos “hidrocarburos livianos” los componentes desde metano (C1) hasta pentano (i-C5 and n-C5). Los componentes pesados, analizados por GC-TRACER, consisten de hexano (n-C6), heptano (n-C7), octano (n-C8), Benceno y Tolueno.

Aunque los cambios en la composición de los gases de Formación son analizados, a menudo, desde una perspectiva visual simple de una curva de gas cromatográfica, el análisis de la relación de los gases provee una increíble y poderosa herramienta interpretativa, con mucha información precisa para determinar y mostrar los hidrocarburos que podrían no ser muy representativos para la trampa de gas, dispositivo usualmente usado por el servicio de mud logging.

Las relaciones cromatográficas usadas en la interpretación de GC-TRACER es y fue desarrollado en todo el mundo. Todas las relaciones son buenos puntos de arranque pero deben ser ajustadas a una región y/o un yacimiento específico ya que las condiciones de presión y temperatura pueden variar. Los objetivos de las herramientas de GWD son:

- Mejorar las metodologías analíticas mientras se realiza la perforación.
- Identificar reservorios y sus límites.
- Estimar movilidad del fluido contenido.
- Caracterizar hidrocarburos.
- Determinar zonas rentables.
- Facilitar la ubicación de los topes de formación y la correlación geológica con otros pozos.
- Estimar la madurez de los hidrocarburos en términos de fraccionamiento, biodegradación y zonas lavadas.
- Realizar estudios de correlación de fluidos entre campo y campo y desde un punto de vista regional.

Las relaciones entre gases son evidentes; sin embargo siempre deben ser comparadas con más parámetros en tiempo real como sea posible, como

parámetros de perforación, análisis de cortes e indicaciones de fluorescencia, y eventualmente con los registros de wireline, en orden de proveer una completa interpretación de zonas potenciales (Informe interno de Pacific Exploration & Production, 2015).

#### **4.16 RIESGO Y GRADO DE DIFICULTAD DURANTE LA PERFORACION HORIZONTAL**

Las operaciones de perforación tienen dos clases básicas de riesgo. Uno de ellos es el riesgo encontrado durante la perforación y terminación del pozo. El segundo es el riesgo de que el petróleo y el gas se produzcan a los volúmenes y caudales que serán inferiores a las estimadas inicialmente. Ambos son igualmente importantes, pero dependen de investigaciones preliminares, una cuidadosa planificación y operaciones prudentes ya que el pozo debe estar ubicado donde se produzca petróleo y gas en cantidades económicas. De lo contrario, la operación de perforación es un costo perdido a pesar de la eficiencia operativa.

Los riesgos incluyen el exceso de arrastre y esfuerzo de torsión, la posibilidad de que se pegue problemas dentro de las formaciones o con las tuberías, además de otros problemas de perforación.

Los riesgos adicionales en pozos direccionales y horizontales están relacionados al número del radio de curvatura y giro, la inclinación, la longitud de la sección de pozo inclinado y horizontal, la estabilidad del pozo, y la experiencia del operador.

Al igual que con muchos de los nuevos procedimientos, se han cometido errores en la perforación horizontal, y esto a veces agravada por el rápido aumento de su uso y la falta de experiencia. Los nuevos equipos y técnicas mejoradas reducirán los riesgos y problemas asociados a la perforación. La gravedad y la probabilidad de los problemas aumentan con la profundidad y los ángulos superiores. El riesgo

es menor para los patrones verticales, aumentan con patrones direccionales, y es más alto el riesgo en la perforación horizontal del pozo y completando con éxito se relaciona con el " grado de dificultad. "Riesgos más altos se asocian con un mayor grado de dificultad y el resultado en mayores costos. El costo promedio general de un pozo horizontal es aproximadamente dos veces el costo de un pozo vertical y algunos pozos alcanzan un costo de tres veces el de un pozo vertical convencional.

Durante el desarrollo de un pozo petrolero pueden haber problemas en cualquiera de las etapas de perforación de carácter eventual e inesperado como:

- Operaciones de pesca de herramientas
- Pérdida de circulación de lodos y su control
- Derrumbes de las formaciones durante la perforación
- Descontrol del pozo por la presencia de presiones anormales
- Excesiva desviación del pozo que en algunos casos obliga a extensivas reparaciones y hasta el abandono del pozo
- Rotura de cañerías de entubación y falta de las cementaciones
- Altos costos de perforación, debido al incremento en el tiempo y los riesgos de problemas operacionales.
- Dificultades para alcanzar el ángulo esperado y lograr aterrizar en la arena que se espera aumentando los costos operacionales
- Las barreras de permeabilidad vertical limitan la eficiencia de barrido vertical.
- La corrida de registros presenta dificultad para corregir el rumbo de la perforación.

## **5 DESARROLLO DE LA PRÁCTICA**

### **5.1 ASPECTOS ECONÓMICOS DE LA EVALUACIÓN CAMPO C**

Para comenzar el proyecto de los pozos horizontales en Pacific Exploration & Production, se inicia con la ubicación de las áreas en donde se desean perforar los pozos que presentan prospectos de hidrocarburos en el subsuelo. Estos prospectos se definen a partir de estudios de: recopilación de información existente, desarrollo de estudios de superficie, gravimetría, geoquímica, petrofísica, sísmica 2D y 3D, E información de los pozos que están alrededor ya perforados y puestos en producción.

Generalmente se inicia la exploración en la región que se desea desarrollar, teniendo en cuenta las consideraciones ambientales y económicas de la empresa operadora. Específicamente en el caso de los dos pozos horizontales, Pacific inicio sus proyectos utilizando locaciones ya existentes ubicadas en el bloque de estudio, en donde la fase preliminar comprende la utilización de métodos indirectos como la geología de superficie. Para este caso se utilizaron los análisis sedimentológicos realizados en los núcleos de los pozos localizados al sur y norte del bloque; los cuales fueron extraídos específicamente en la unidad de interés “carbonera”, la cual fue subdivida en 7 unidades clasificadas desde C1 a C7, descritas a escala 1:10 y digitalizados a escala 1:50, 1:100 y 1:200.

Posterior a esto, se desarrollaron gráficas teóricas para las arenas interés C7 (figura 42) para poder analizar si es o no rentable perforar horizontalmente. Finalmente se llegó a la conclusión que la vida útil en cuanto a tiempo de producción y ganancias

si se lograba el objetivo de aterrizar en la arena de interés era mejor para un pozo horizontal.

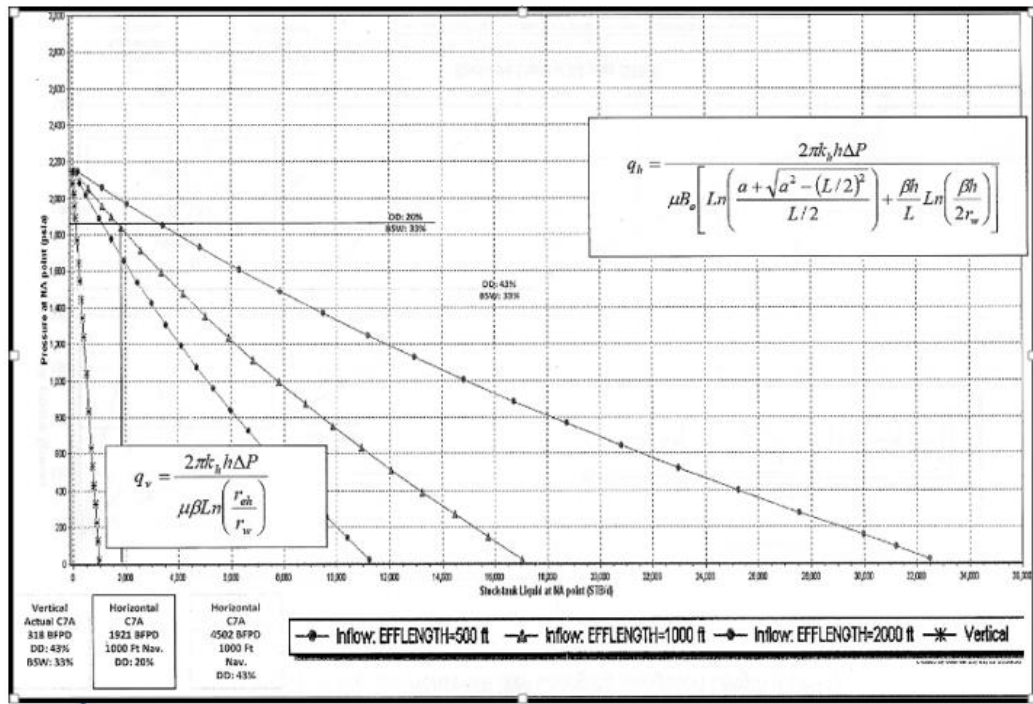
Se utilizaron dos ecuaciones para comparar el comportamiento de un pozo horizontal vs uno horizontal, las cuales permitieron relacionar las variables del radio de drenaje, longitud y presión, y así estimar la producción teórica de los pozos horizontales. Se pudo interpretar que el caudal aumenta directamente proporcional al radio de drenaje de un pozo horizontal y al diferencial de presión, además a mayor sección horizontal menor disminución de la presión y mayor producción.

Las cuatro curvas figura 42, representan las sensibilidades entre el comportamiento de la producción teórica de un pozo vertical cualquiera y las diferentes secciones horizontales respecto a la presión del pozo, que para el caso se usa 2200 psia ("pounds per square inch absolute" - libras por pulgada cuadrada absoluta) dato promedio del yacimiento según la información que se tiene de pozos cercanos. También se incluye la producción de barriles por día junto con los sedimentos y agua que produce el pozo, de donde se concluye que para el pozo horizontal el BFPD ("Barrels of Fluid Per Day" barriles de fluido por día) es de 8760 con un BSW (corresponde al contenido de agua libre (no disuelta) y sedimentos que trae el crudo) de 72% , restando un 28% lo que da un total de 2452,8 barriles de crudo, a diferencia del vertical que tiene como producción neta de crudo de 208,04 barriles de un total de fluidos de 743, finalmente se definió que la sección horizontal óptima era de 2000 ft debido a menores pérdidas de presión y mayor producción por mayor área drenada.

Pero el factor más importante por el que se perforaron los pozos horizontalmente, fue el hecho de que la empresa económicamente no contaba con la capacidad para diseñar nuevas locaciones y como ya se tenía suficiente información del yacimiento en la zona se disminuye drásticamente la incertidumbre a la hora de encontrar un nuevo pozo productor, por lo que el único requerimiento era seleccionar la longitud ideal del pozo sin que afectara la productividad de otros proyectos en el área y a su

vez aprovechar los beneficios de la perforación horizontal junto con las técnicas de completamiento.

Figura 42. Grafica de presión vs producción teórica a diferentes longitudes de un pozo vertical vs un pozo horizontal



Tomado Pacific Exploration & Production, 2015

Finalmente se concluye que la relación de índice de productividad entre un pozo horizontal y uno vertical en un yacimiento específico puede ser grande (suponiendo que se selecciona un candidato apropiado del pozo, que se perfora en la dirección óptima y se estimula con eficacia) el radio del índice de productividad puede manifestarse en un aumento de la tasa de producción y una disminución en la caída de presión, o ambos.

## 5.2 SELECCIÓN DE ÁREAS DE DRENAJE

Con ayuda de análisis e interpretación de datos sísmicos se pueden generar modelos y predicciones razonables acerca de las propiedades y las estructuras del subsuelo. La generación y registro de los datos sísmicos junto con el proceso de adquisición implica muchas configuraciones de diferentes receptores.

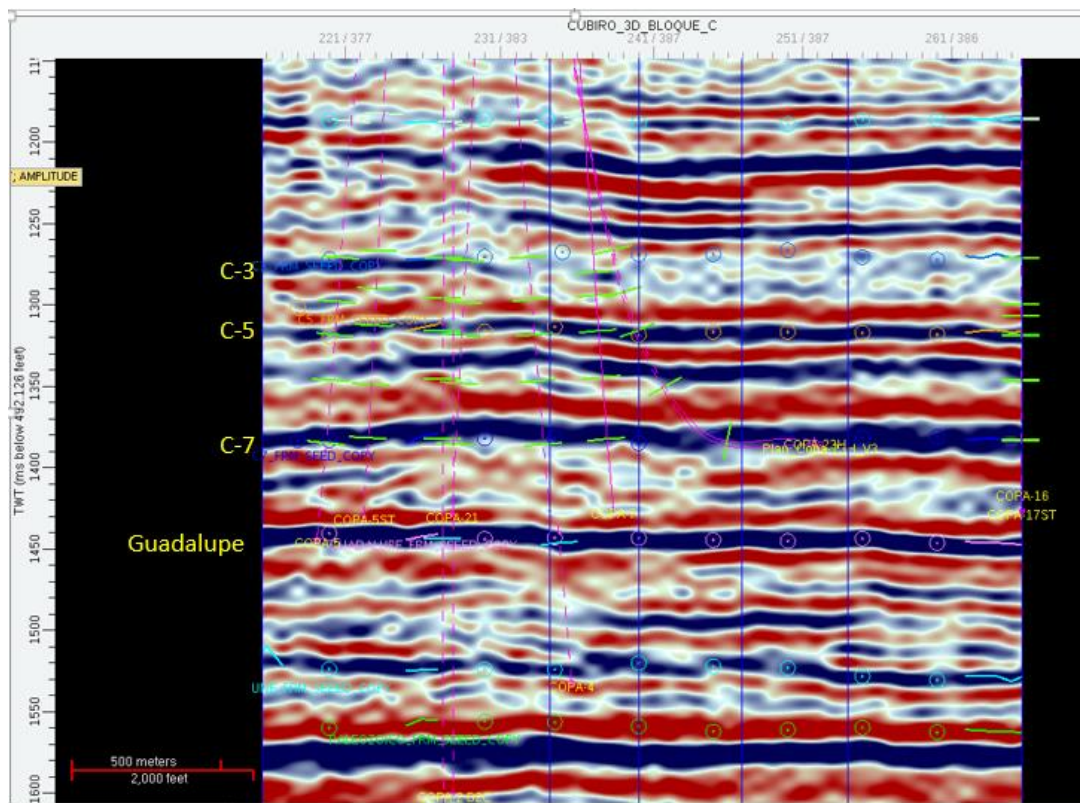
Los objetivos del procesamiento sísmico son obtener una imagen representativa de las capas del subsuelo, mejorar la relación s/r, atenuar ruido coherente, obtener información del medio geológico en subsuelo (velocidades de propagación sísmica, reflectividad, para finalmente convertir el tiempo de tránsito en profundidad que es lo que se busca cuando se genera un mapa para escoger una nueva localización de un pozo. Los datos sísmicos son suministrados al procesador quien al final crea una sección sísmica (2D) para que el intérprete analice los resultados y determine si es viable la perforación de pozos de producción.

Para la calibración del modelo sísmico se tomaron tres check shots adicionales dentro de un conjunto de 37 pozos los cuales se usaron para realizar la conversión tiempo profundidad y correlación. La finalidad de las nuevas tomas, es complementar la información para definir los toques formacionales, lo cual sirvió para establecer el tope de la unidad C7 la arena de interés.

La línea sísmica (figura 43) sirve como referencia para corroborar la profundidad (medida en tiempo) de los toques formacionales, logrando interpretar las unidades de la secuencia estratigráfica y trazar una posible trayectoria del pozo a perforar. Para el caso del Campo Copa, con el modelo de velocidades se pasa la información de los pozos a profundidad, partiendo de la gráfica en tiempo. La ecuación  $v=x/t$  es usada para obtener los datos de profundidad, generando un modelo bidimensional para cada línea sísmica.

Para diferenciar las litologías sedimentarias presentes en el subsuelo, es necesario disponer de la línea sísmica y las velocidades de la onda p. con lo cual se hace un control más preciso de los topes.

Figura 43. Imagen de línea sísmica donde se obtienen los topes de las arenas de interés con información correlacionada de pozos cercanos y además se observa el trazo de la trayectoria del nuevo pozo en Copa

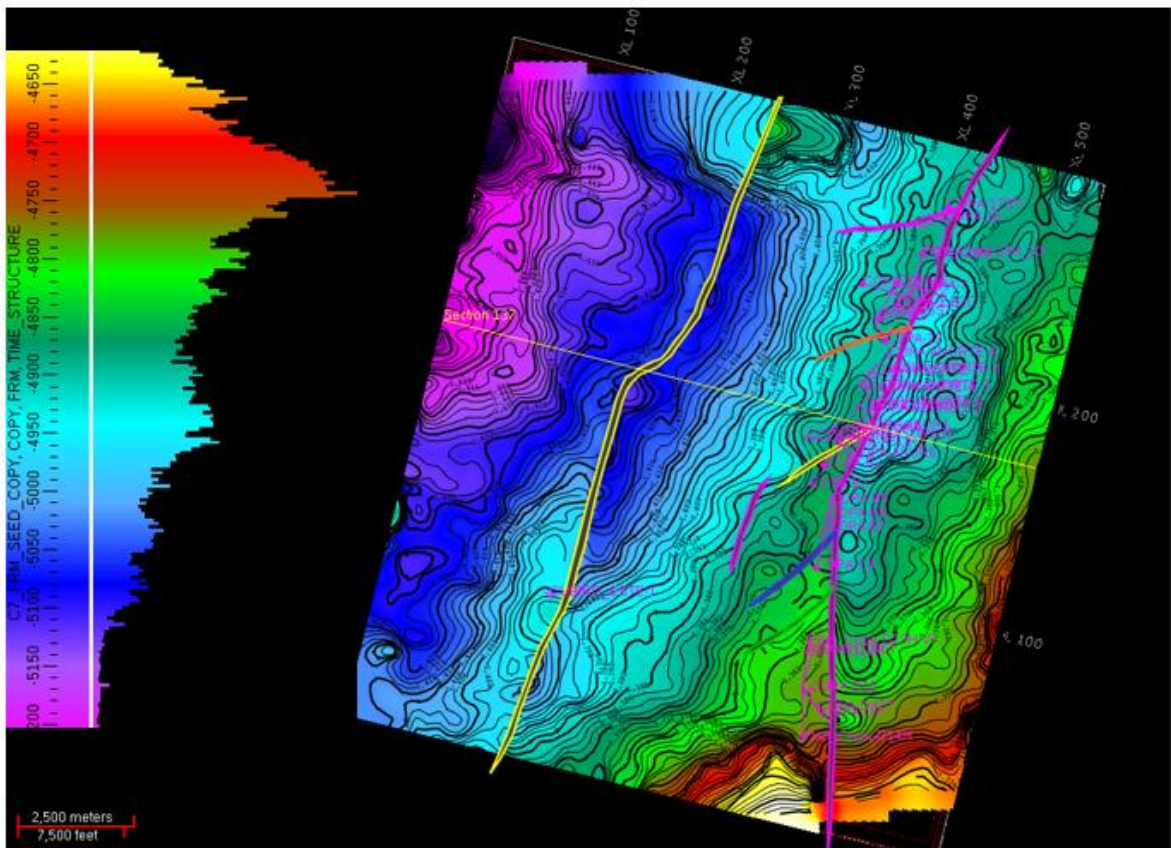


Tomado de Pacific Exploration & Production, 2015 software Decisión Space Geology.

Con la interpretación de las líneas sísmicas se generan las superficies de las formaciones, obteniendo un mapa estructural detallado en el cual están definidas

las estructuras presentes en el terreno. En el mapa estructural, el rango de mayor pendiente o buzamiento (color rojo) esta posiblemente asociado a un entrapamiento, generado por una falla normal antitética que se encuentra a lo largo del bloque figura 43. La magnitud de la falla es interpretada a partir de la variación de las pendientes.

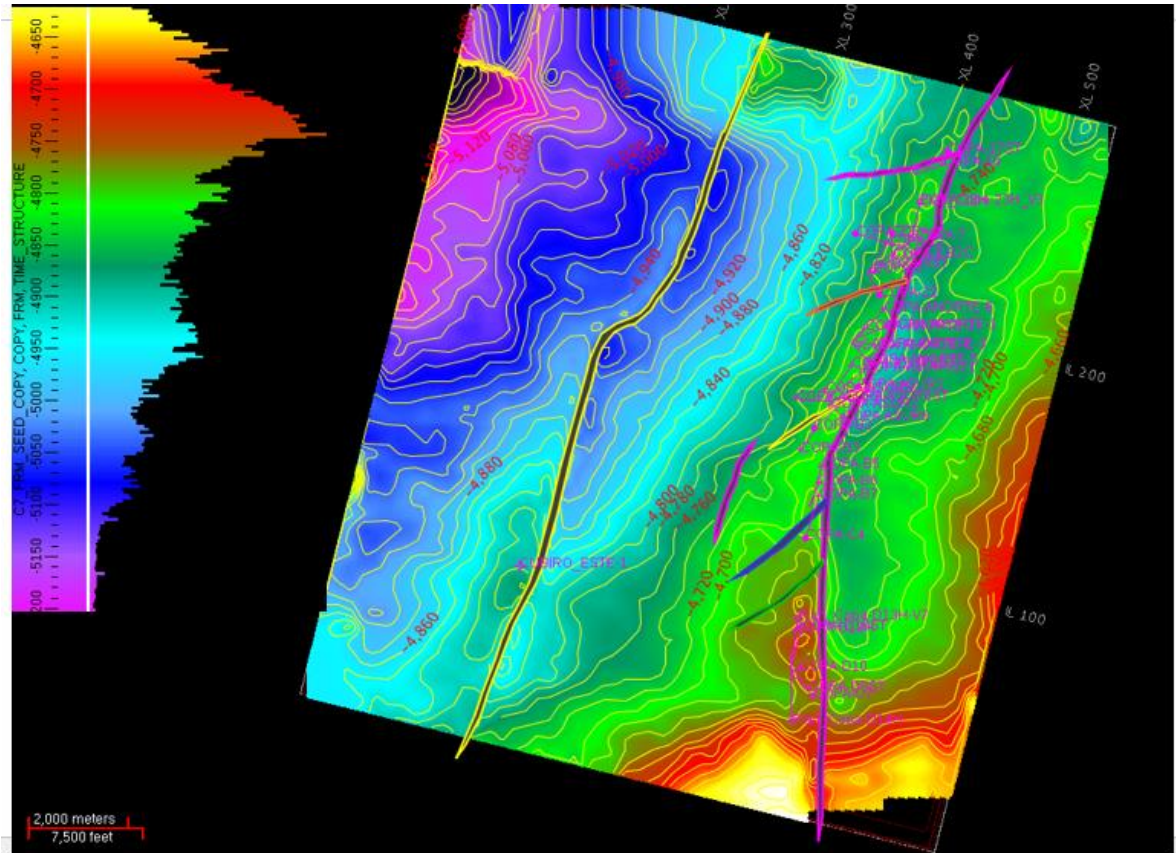
Figura 44. Mapa con los datos en tiempo que permite conocer la variación de las diferentes litologías en la zona contando con la información de topes y contornos de mapas ya hechos en la zona



Tomado de Pacific Exploration & Production.

Fusionando el mapa estructural, el mapa de contornos y la información actualizada de los pozos, se obtuvo la siguiente figura 44.

Figura 45. Mapa final estructural al tope de C7 de la zona de estudio



Tomado de Pacific Exploration & Production software Decisión Space Geology.

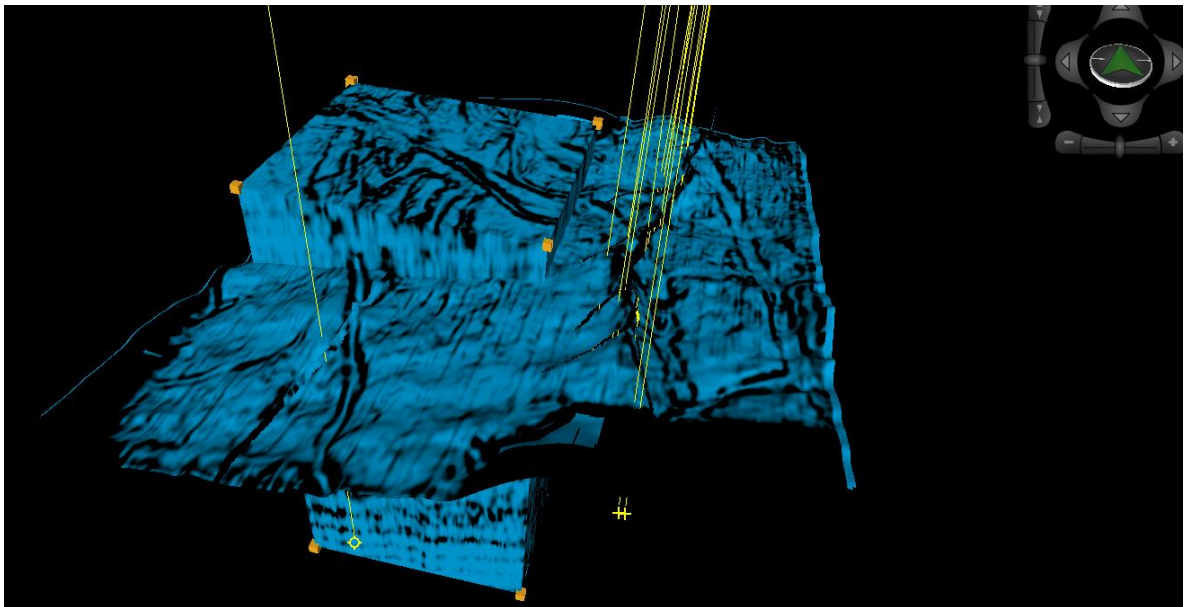
Además de la información en tiempo se utilizaron datos de amplitudes y frecuencias (atributos sísmicos) para determinar la nueva localización de los pozos horizontales. Con la traza sísmica se obtienen propiedades del yacimiento, que contribuyen a seleccionar la ubicación de un nuevo pozo en la zona. Con las cuales se Genera un cubo de atributos sísmicos para visualizar la mejor distribución de los cuerpos

arenosos y su posición respecto a la falla, los cuerpos arenosos se asocian a canales (figura 45).

Se cuenta con variedad de atributos sísmicos, pero la información de los pozos ya perforados en la zona son los que contribuyen a la finalidad del estudio. Las pruebas de interferencia amarrada a la nueva sísmica, generan datos certeros para las nuevas trayectorias planeadas.

Todas las interpretaciones proporcionan una herramienta fundamental a la hora de hacer la selección de las nuevas zonas a explotar.

Figura 46. Mapa de atributos sísmicos donde se observan propiedades sedimentológicas como distribución de zonas de canales



Tomado de Pacific Exploration & Production software Decisión Space Geology

No existe un software de diseño para determinar los parámetros a ser utilizados en la adquisición. Este es un proceso muy dinámico que requiere de una persona con experiencia, mucha interacción del operador, análisis de ruido, líneas sísmicas

existentes, conocimiento de la geología, etc. En Pacific & Exploration se usa el software Decisión Space Geology, herramienta que cuenta con un conjunto completo de características para correlación de registro, secciones transversales, visualización en 3D, modelado estructural, mapeo y volumetría lo que hace la plataforma una potente solución para cualquier desafío estratigráfico o estructural.

### **5.3 MODELO ESTÁTICO**

El modelo estático en el campo fue generado a partir del análisis de las propiedades de la roca con las que se contaba a la hora de realizar el proyecto.

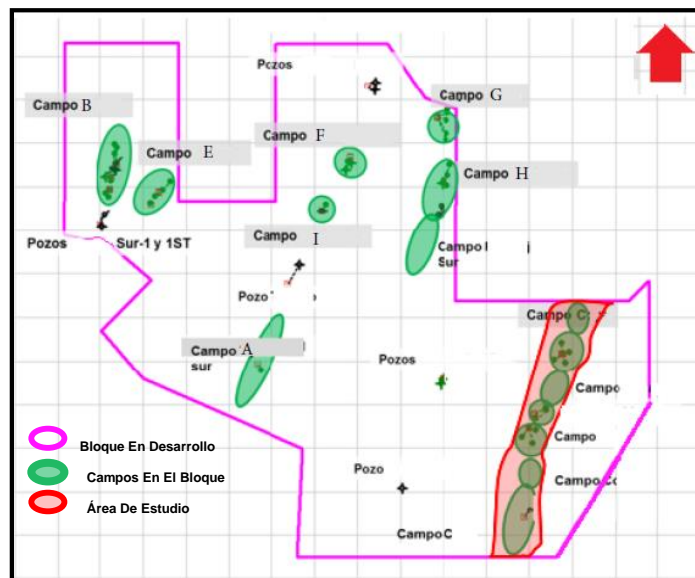
#### **5.3.1 MODELO ESTRUCTURAL**

El modelo fue construido por la empresa operadora Pacific Exploration & Production, en un área de 6245 acres (ver polígono rojo de la figura 46) en el software Petrel versión 2013. Se usaron los topes de las unidades de la formación Carbonera C3, C5, C6 y C7 y sus subunidades, así como las curvas petrofísicas de 72 pozos.

La malla estructural fue generada a partir de fallas y superficies obtenidas de la interpretación sísmica con un tamaño de celda de 15 x 15 m. y de 3 a 5 pies verticalmente con capas proporcionales.

En la figura 47, se muestra el bloque desarrollado y la ubicación del área de estudio en donde se hizo el modelo geológico en donde está el Campo Copa (polígono rojo del mapa).

Figura 47. Localización del área del modelo geológico (polígono rojo)



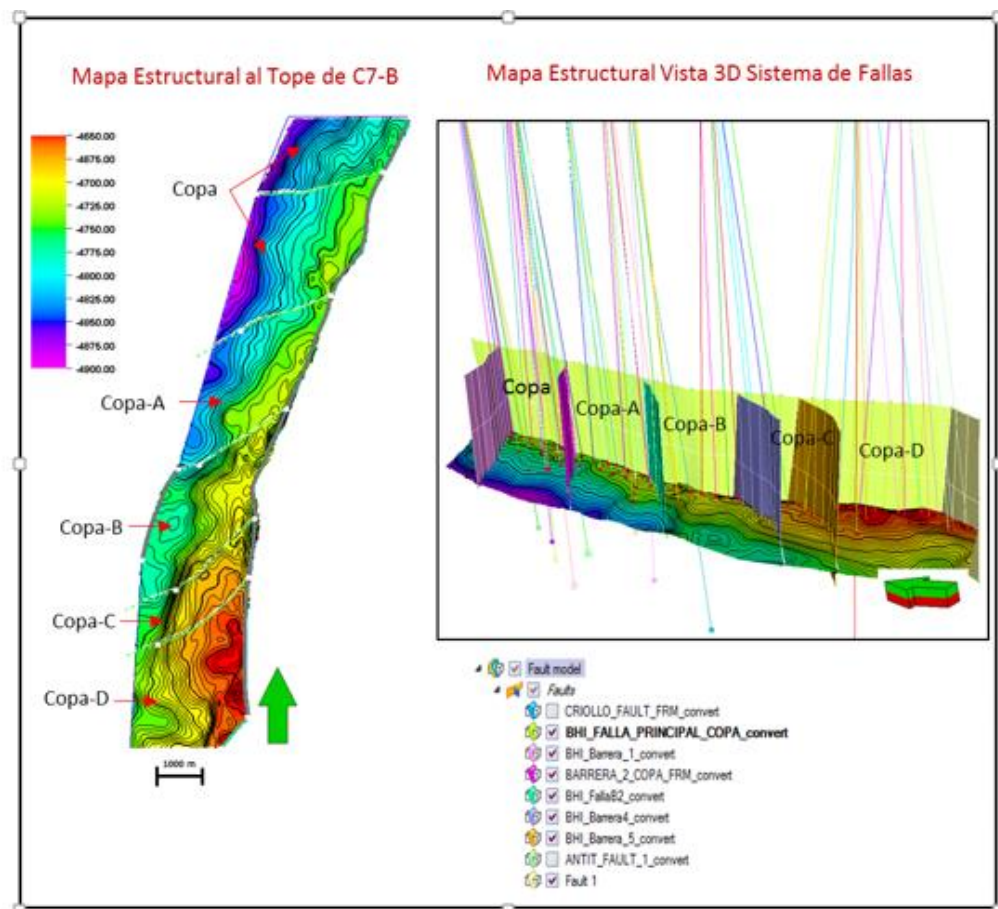
Tomado de Pacific Exploration & Production

- **Modelamiento de fallas provenientes de la interpretación sísmica**

Como producto de la interpretación sísmica se generó la falla principal del Campo Copa que atraviesa el campo de Sur a Norte y que lo limita hacia Este, las fallas secundarias fueron interpretadas en sísmica como fallas normales de poco salto que actúan como límite de los diferentes campos (Copa-A, Copa-B, Copa-C y Copa). Ver Figura 48.

Es importante aclarar que para este modelo, las fallas secundarias se generaron sin saltos con el fin de que sean usadas en el modelo de simulación como barreras de permeabilidad en caso de ser necesario.

Figura 48. Modelo estructural Campo Copa al tope de C7



Tomado de Pacific Exploration & Production

Se generaron horizontes con los mapas interpretados de la sísmica a profundidad en donde se identificaron las diferentes unidades de la carbonera desde C1 a C7, cada una de estas representa una zona y fueron generadas de manera “conformable o concordante es decir como rocas depositadas en secuencia sin periodos de erosión entre la deposición de los estratos. Utilizando como entrada los horizontes anteriormente creados y los topes correspondientes a cada una de las unidades

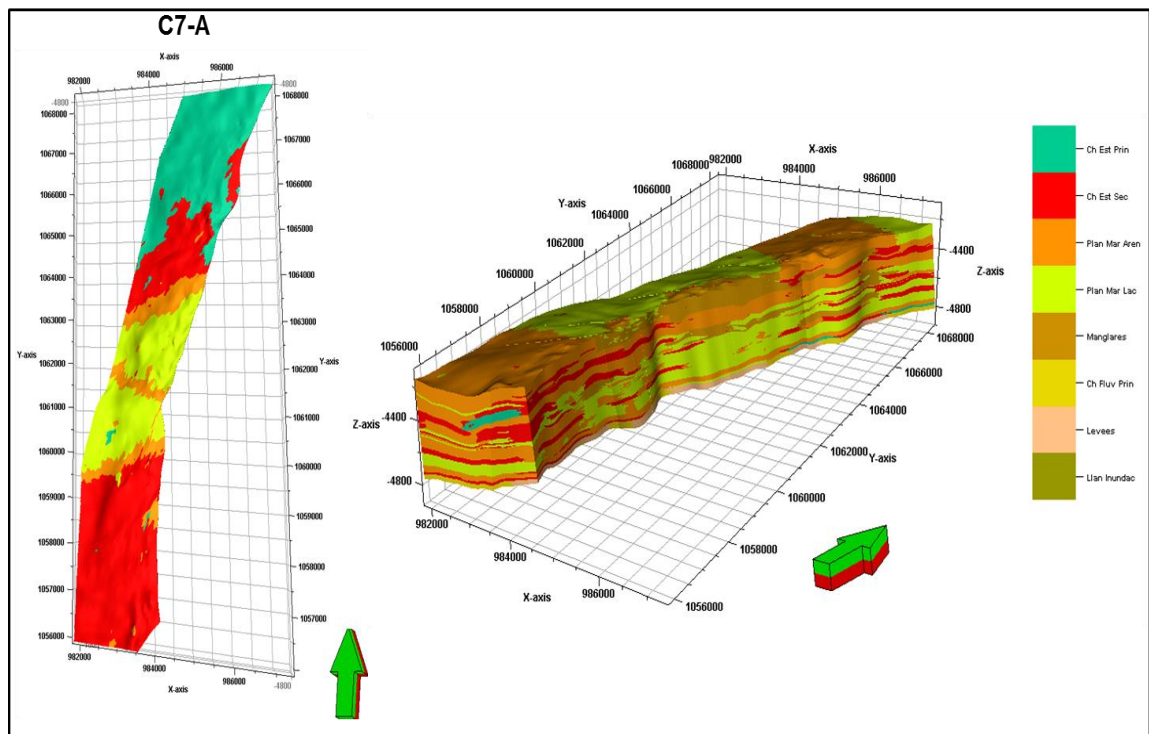
### **5.3.2 Modelamiento de propiedades**

#### **5.3.2.1 Modelamiento de facies**

Inicialmente se capturó el modelo sedimentario de cada una de las unidades. Esta interpretación fue hecha por el equipo de sedimentología usando mapas de electrofacies para cada de las unidades de modelo. En toda la columna se identificaron 7 facies que se listan a continuación: Canales Estuarinos Principales (0), Canales Estuarinos Secundarios (1), Planicies de Mareas Arenosas (2), Planicies de Mareas Lacustres (3), Manglares (4), Canales Fluviales Principales (5), y Levees (6). En general las unidades C7 muestran facies de mayor influencia fluvial y las unidades superiores mayor influencia de estuarios y mareas.

Para el modelado se realizaron mapas de probabilidad obtenidos de la distribución de cada una de las facies. Estos mapas traducidos en propiedades 3D se usaron para guiar la distribución espacial y estadística de las facies usando el método geoestadístico “Sequential Indicator Simulation”. Esta metodología trata de generar interdigitación en los límites de facies y al mismo tiempo da la capacidad de generar muchos escenarios igualmente probables. Ver figura 49.

Figura 49. Vista en planta interpretación de facies C7-A y modelo de facies

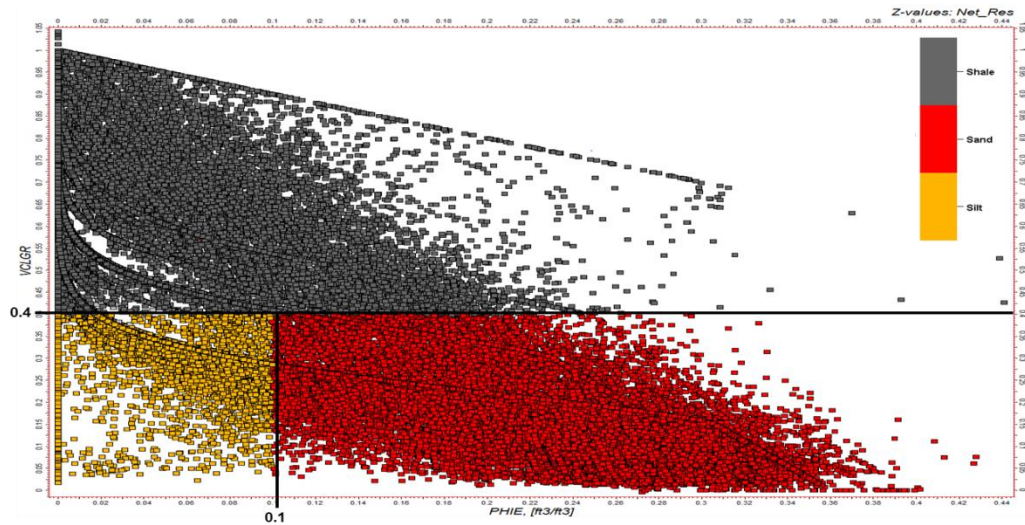


Tomado de Pacific Exploration & Production

### 5.3.2.2 Distribución de Arenas

Para la distribución de arenas se generó una clasificación litológica usando la relación PHIE / VCLGR (ver figura 50), en la cual se definieron límites de 10 % para la porosidad y 40 % para el Vclay con el fin de obtener 3 litologías sand, shale y silt. Para los pozos que no tenían petrofísica se generó una curva utilizando el registro GR en rangos de 0 a 82 sand, de 82 a 87 silt y mayor a 87 shale.

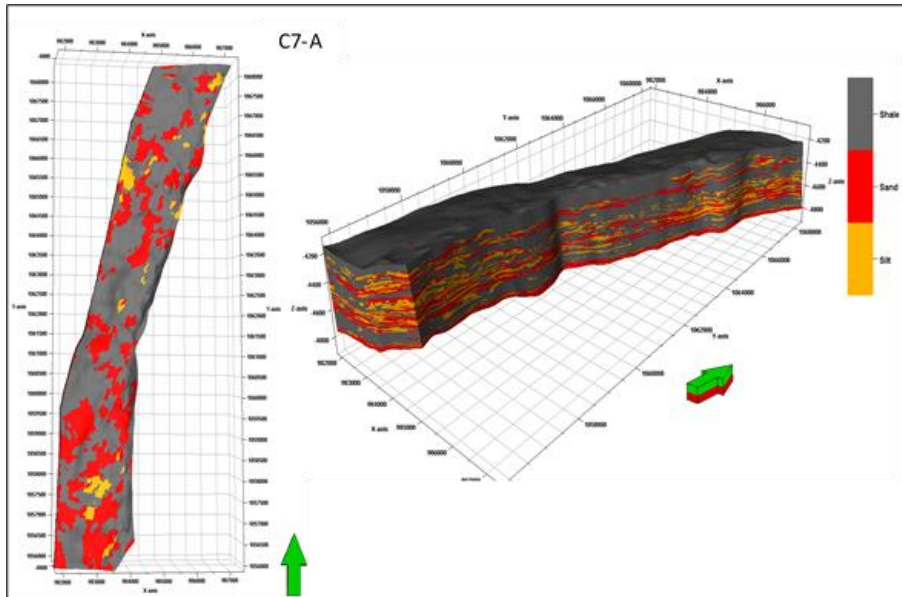
Figura 50. Gráfica de porosidad Vs. Contenido de arcilla



Tomado de Pacific Exploration & Production, 2015

El modelado se generó con el método de “Sequential Indicator Simulation (Gslib)”. Este método se basa en variogramas de análisis geoestadístico que permite analizar los datos en las tres direcciones: mayor, menor y vertical, y en la variación de la proporción vertical de cada una de las rocas presentes (Shale, Sand y Silt). Ver figura 51. La dirección de los cuerpos se obtuvo de los atributos sísmicos y de la interpretación de facies.

Figura 51. Población de la distribución de arenas al tope de C7 e ilustración del modelo en el grid geológico

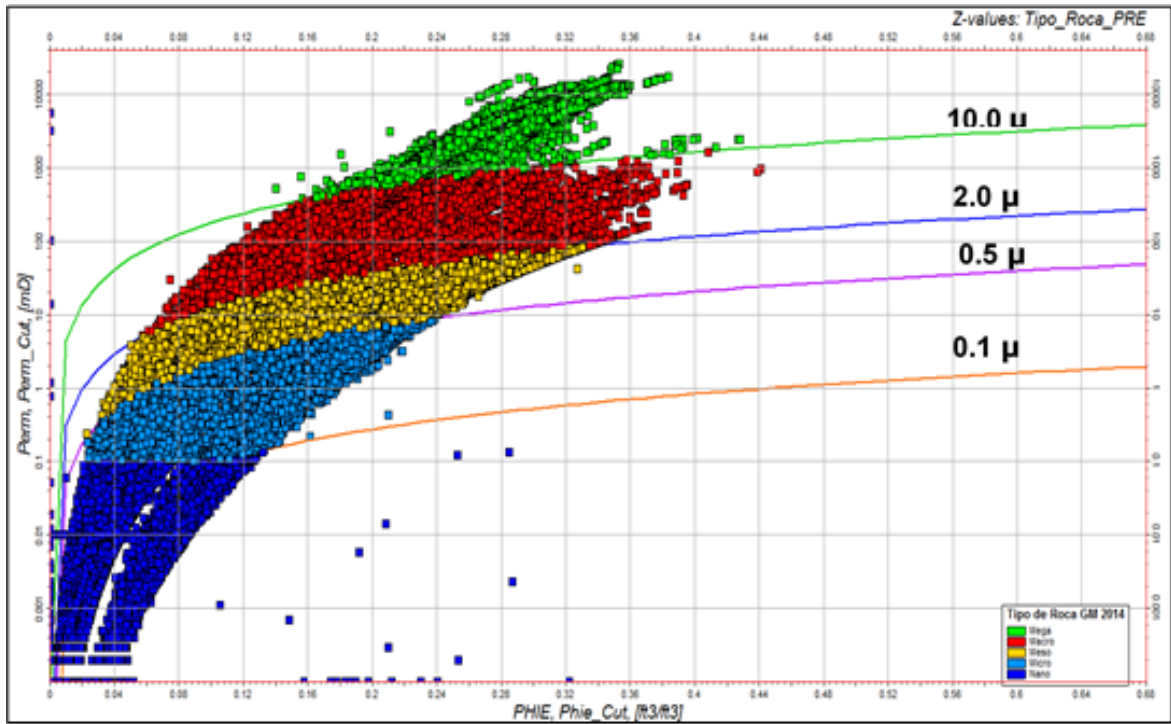


Tomado de (Informe interno de Pacific Exploration & Production, 2015)

### Modelado de Tipo de Roca

Para este modelo se tomó como base el estudio realizado por la compañía Inter Rock donde se determinaron 5 tipos de roca: Mega, Macro, Meso, Micro y Nano basados en la relación  $K/PHI$  y radio de garganta de poro estimado a partir de la ecuación R35 de Winland, ver figura 52.

Figura 52. Gráfica PHIE / Perm con la curva de tipo de roca y curvas de garganta de poro



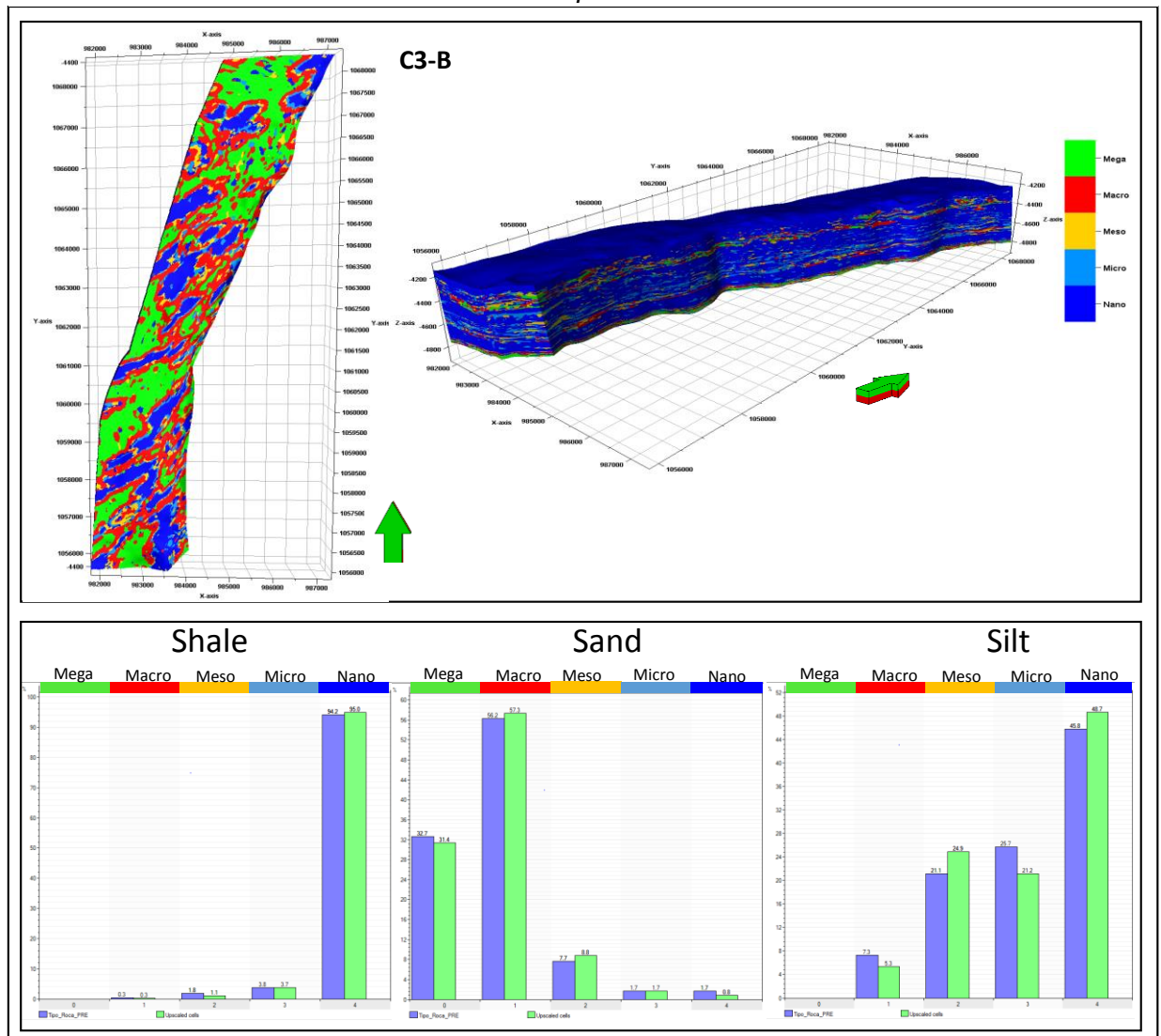
Tomado de (Informe interno de Pacific Exploration & Production, 2015)

Para guiar la distribución tridimensional de los tipos de roca se generaron propiedades de probabilidad obtenidas de la distribución de arenas previamente caracterizadas. En este modelo se asumió que la mejor calidad de roca (mega y macro) se encuentra en el centro de los cuerpos y las rocas de menor calidad (meso, micro y nano) hacia los extremos. Esto se aplicó para arena y silt mientras que para el shale se asumió una distribución inversa, es decir las rocas de menor calidad (nano) se ubican al centro de los cuerpos y las micro hacia los extremos, ver figura 53 recuadro superior izquierdo.

El modelado se condicionó con la población de facies y se realizó con el método "Sequential Indicator Simulation", realizando un análisis con variogramas en las tres

direcciones mayor, menor y vertical. En la figura 52 en el recuadro superior, se observa la vista en planta de la distribución de tipo de roca al tope de la unidad C3-B y el modelo en el grid geológico. En el recuadro inferior, un ejemplo de la distribución porcentual de los tipos de roca en shale, sand y silt en esta misma unidad, donde se aprecia que los tipos de roca de menor calidad nano y micro predominan en el shale, los de mejor calidad mega y macro predominan en las arenas y los meso, micro y nano en el silt. El mismo procedimiento se realizó para las otras arenas interés.

Figura 53. Modelo de tipo de roca y su distribución en shale, sand y silt en la unidad C3-B, tomado de Pacific Exploration & Production



### **5.3.2.3 Modelamiento de Phie, VCLGR, Perm y SW**

La propiedad de porosidad efectiva fue generada usando el algoritmo de “Sequential Gaussian Simulation” que se basa en el análisis de variogramas geoestadísticos y en transformaciones normales de los datos originales que dan una mejor representación de la variabilidad de las propiedades. Así también se condicionaron los rangos y el comportamiento estadístico a cada clase de la población de tipo de roca.

Las propiedades de Vclay, permeabilidad y Saturación de agua también fueron generadas usando el algoritmo de “Sequential Gaussian Simulation” y condicionadas a la población del tipo de roca.

### **5.3.3 MODELO DINÁMICO**

Con la Simulación Numérica de yacimientos es posible obtener pronósticos; es decir, es posible simular el comportamiento del yacimiento bajo un gran número de esquemas de producción. Al hacer esto, es posible seleccionar la mejor alternativa de producción, considerando la mayor ganancia para el activo

Teniendo el modelo estático se sigue el diseño de la puesta en producción del pozo, para ello se incluyeron modelamiento de fluidos, definición de propiedades de la roca, inicialización del modelo: cálculo de aceite original, generación del acuífero, creación de archivo de observación para ajuste histórico: tasa de aceite, agua, presión con un ajuste histórico que se hace con la producción de los pozos de la zona que se tienen para finalmente tener una predicción de producción. Para efectos de la Simulación Dinámica, se decidió trabajar con la producción histórica total de cada pozo, y permitir que sea el simulador quien efectúe la distribución de producción de acuerdo a las propiedades de cada intervalo abierto a producción.

En el área de yacimientos este tipo de análisis son desarrollados por los encargados de producción por lo que no se hizo énfasis en este estudio.

## 5.4 DISEÑO DEL PLAN DIRECCIONAL

En el caso del Campo Copa debido a normas ambientales y buscando reducir costos se desarrollan los pozos horizontales en locaciones ya existentes, ya que muchas formaciones productivas no contienen suficientes volúmenes de petróleo y gas para justificar los costos de construcción de plataformas individuales o ubicaciones de un solo pozo con el fin de perforar pozos verticales para las arenas interés que tienen aproximadamente “4 pies” de espesor lo cual no es rentable en la perforación vertical.

Junto con los servicios direccionales, LWD y Geonavegación de Halliburton-Sperry Drilling para la perforación y optimización del posicionamiento del pozo. El servicio de geonavegación se realiza utilizando el software StrataSteer® 3D, el cual maneja como base de datos el sistema INSITE®, ambos desarrollados por Halliburton, los cuales permiten el monitoreo, correlación y ajuste de los modelos geológicos-estructurales con la información LWD adquirida en tiempo real.

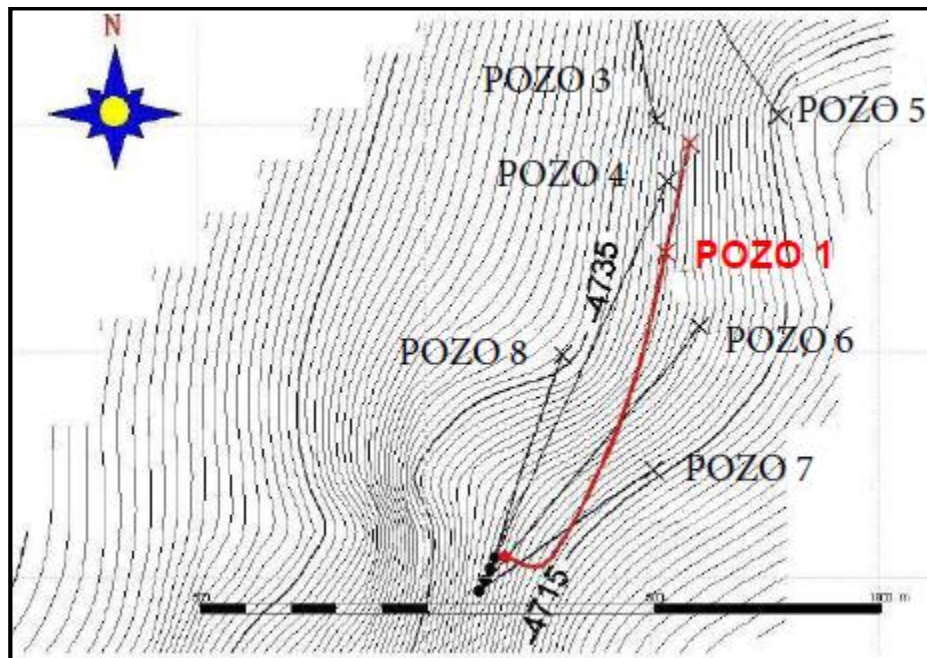
El objetivo principal del servicio de geonavegación es asistir en la correlación estratigráfica para llevar a cabo con éxito el aterrizaje y perforación de la fase horizontal de los pozos 1 y 2 dentro de la unidad objetivo C7 hasta la profundidad total esperada, optimizando la trayectoria de los pozos ubicados en el campo Copa.

Los datos obtenidos durante la perforación del pozo permitirán ajustar el modelo preliminar y verificar la continuidad de la zona de interés a partir del análisis de los registros de rayos gamma y resistividades azimutales asegurando una mayor producción de hidrocarburo.

Para el modelado se evaluaron los registros (rayos gamma y resistividad), ubicación y trayectoria de los pozos más cercanos y más información geoestadística que

aportaron al diseño del modelo del pozo 1 objetivo, figura 54, además la aplicación Multiwell, incorporada en StrataSteer 3D, permitió el uso de múltiples pozos para la generación de un modelo geoestadístico preliminar, obteniendo pseudoregistros (rayos gamma y resistividad) para la trayectoria del pozo a perforar, los cuales luego se correlacionan y ajustan de acuerdo a las mediciones en tiempo real de las herramientas LWD. La figura 54, se usa a su vez para ilustrar la trayectoria vista en planta de los pozos horizontales a partir de una locación en superficie.

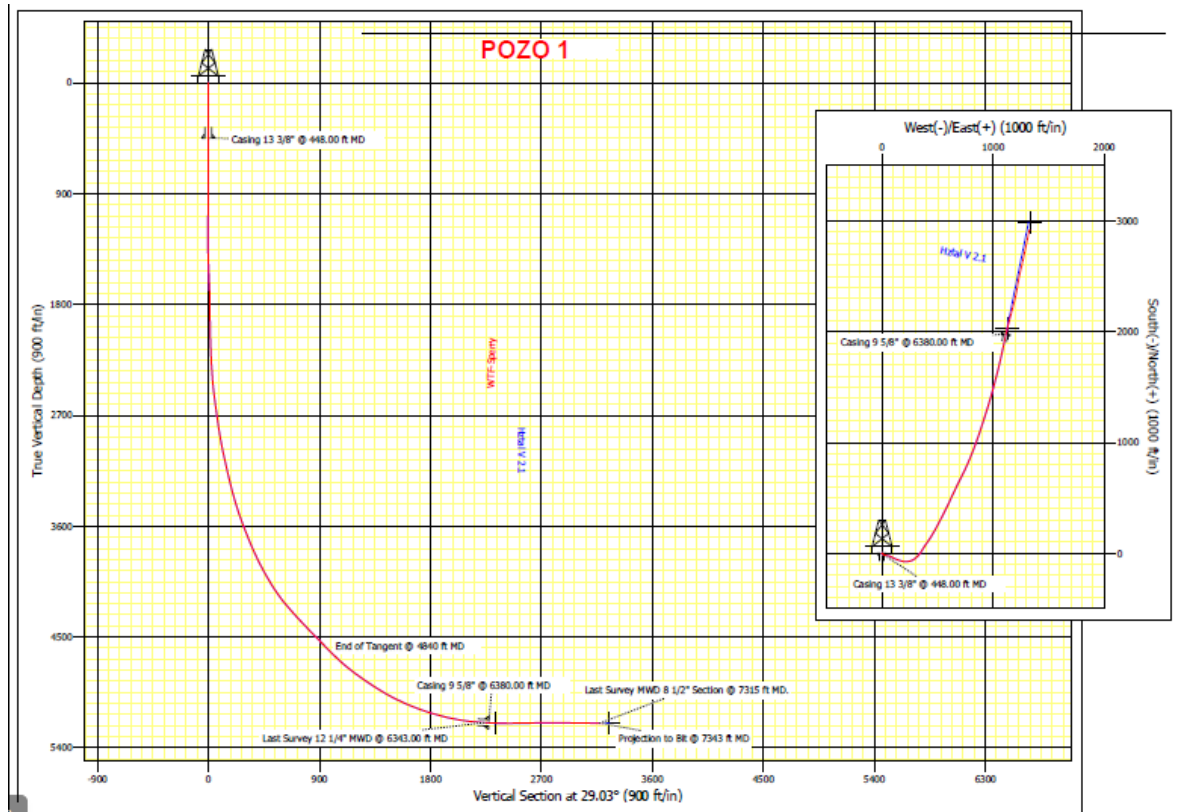
Figura 54. Diseño de la trayectoria del Pozo 1 visto en planta



Tomado de Pacific Exploration & Production

Finalmente se tiene obtiene el plan direccional para la sección lateral de 8 ½” en donde se alcanzó la arena de interés a un profundidad de 7343 ft MD y 5202 TVD, conservando una inclinación entre de 91.67° con Geo-Pilot, Motor y herramienta M/LWD (GR, Resistivo) con lodo tipo DRILL IN de densidad 8.8 lpg para un total de sección navegada horizontal de 1261 ft, ver figura 55.

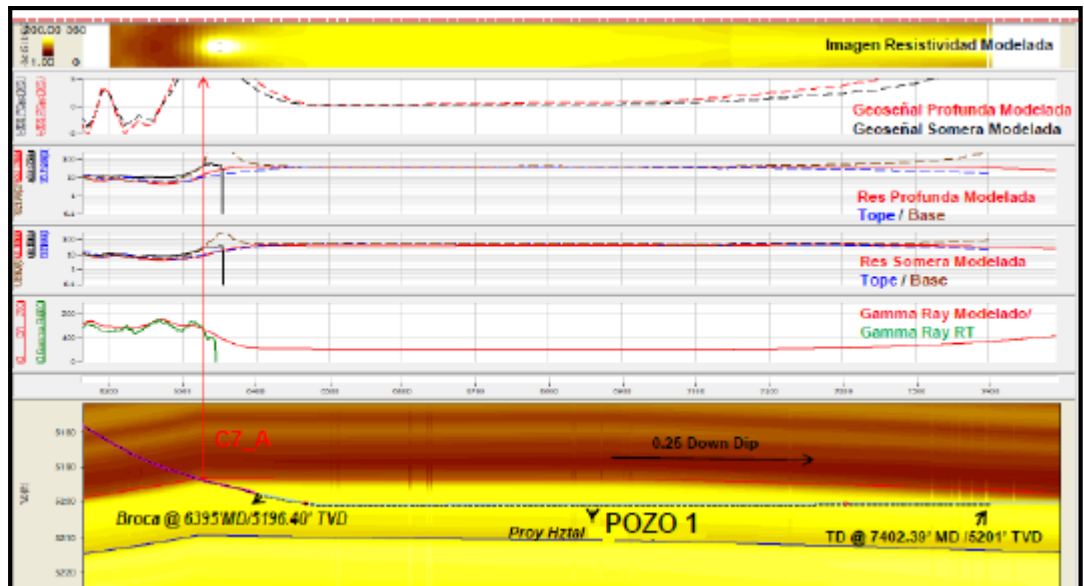
Figura 55. Plan direccional del Pozo 1



Tomado de Pacific Exploration & Production

Para aterrizar en la arena interés se usaron las herramientas de geonavegación prestados por la empresa contratista Halliburton, en la figura 56 se ilustra la trayectoria del plan vs la trayectoria final navegando en la arena objetivo las cuales se superponen debido a que se logró el objetivo de seguir la línea inicialmente trazada sin ningún percance. El control que se hizo con el software de geonavegación en tiempo real fue buscando valores de resistividad  $>40 \Omega m$  y Gamma Ray 70 api datos que previamente habían sido promediados con la información que se tenía de pozos cercanos. Se ubicó el tope de la unidad objetivo C7 a 6335' MD / 5194.11' TVD, y a 6513.44' MD se alcanzó 90° (5201' TVD de geonavegación), ubicándose la trayectoria a 6' por debajo del tope logrando con éxito el objetivo

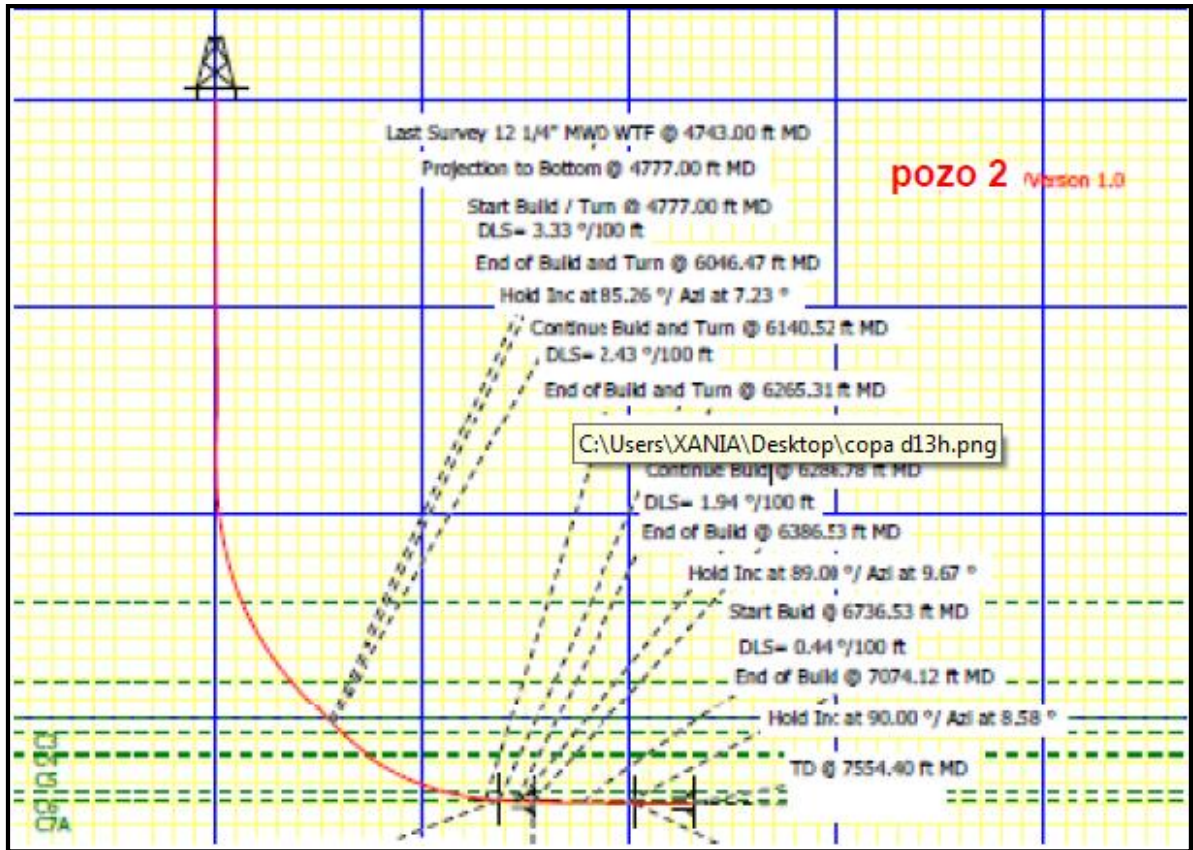
Figura 56 . Geonavegación de la sección horizontal del pozo 1



Tomado de Pacific Exploration & Production

Para el pozo 2 se realizó el mismo procedimiento obteniendo la siguiente trayectoria del plan direccional figura 57, el cual alcanzó la arena interés a 7122 MD y 5094 TVD

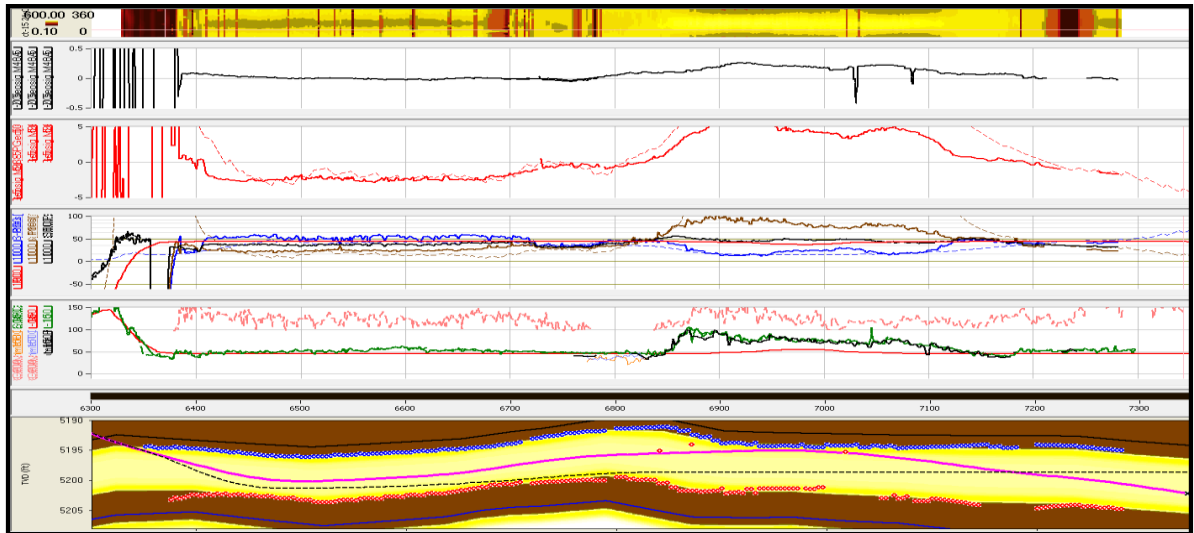
Figura 57. Plan direccional final del pozo desviado 2



Tomado de Pacific Exploration & Production, 2015

En la trayectoria de la figura 58, la línea de color fucsia indica el plan de lo que se esperaba lograr durante la perforación y la punteada la final, lo que muestra un gran desfase de la misma, ya que el objetivo era navegar en el tope de la formación y se aterrizó en la base, lo que no es favorable para poner el pozo en producción a pesar que se tenían los datos en tiempo real de la geonavegación hubo problemas operacionales que impidieron continuar con el pozo en la ruta planeada. Los datos finales de la arena en la que se aterrizó fueron Res>45 Ωm y Gamma Ray 50 api.

Figura 58. Geonavegación de la sección horizontal del pozo 2



Tomado de (Informe interno de Pacific Exploration & Production, 2015)

La interpretación y correlación de los registros azimutales (rayos gamma y resistividad), hacen de la Geonavegación un proceso dinámico que condiciona el plan de perforación inicial a los datos obtenidos por la herramienta LWD, disminuyendo las incertidumbres estratigráfico-estructurales encontradas y permitiendo el posicionamiento de la trayectoria dentro de los niveles con mejores propiedades petrofísicas en la mayor sección horizontal hacia el tope de la unidad de interés manteniendo la trayectoria alejada de zonas con pobres propiedades petrofísicas o de posibles contactos agua/aceite (OWC).

## 5.5 SEGUIMIENTO GEOLOGICO OPERACIONAL

En el seguimiento operacional se desarrollan los siguientes aspectos

### 5.5.1 MODELO SEDIMENTOLÓGICO

Para el desarrollo de los pozos en el Campo Copa se utilizó información de dos núcleos sacados en la zona para interpretar las arenas de interés, esta información fue tomada de informe interno de sedimentología en Pacific Exploration & Production

La secuencia estratigráfica comprendida entre las sub unidades de la carbonera C1, C2,C3,C4,C5,C6,C7 , representan un ciclo transgresivo en lo que al parecer fue la porción inferior de un valle ahogado es decir que se encontraba en la plataforma continental, con porciones sumergidas de valles, formados en tierra por procesos de erosión subaerea . En los núcleos descritos figuras (59,60,61) se observan facies influenciadas por procesos fluviales y mareas, principalmente, en donde se hizo énfasis en el estudio de las arenas de interés pertenecientes a las carboneras C3,C5,C7 , en las cuales se observa presencia de un manchado bajo la luz ultravioleta debido al contenido de crudo ya sea de lavado o ya por que la roca está saturada, también se analizan estructuras presentes en la roca para definir ambientes, en la sección perforada correspondiente a la unidad C5 figura 60, se observa estratificación cruzada

La secuencia estudiada probablemente se ubica entre el final de la primera etapa de relleno de un valle inciso con dominio fluvial (C7) y el alcance medio de este valle (C5 – C3), el cual consiste en un complejo estuarino, reflejando un periodo transgresivo. En esta etapa la influencia fluvial es escasa y solo debe notarse hacia las cabeceras del sistema.

Se interpretan sub ambientes de planicies de mareas con algunos canales terciarios dentro de estas zonas lacustres, manglares, en áreas de interfluvios, desarrollo de paleosuelos para el intervalo C6 – C3 y canales fluviales en C7. Esta interpretación está restringida al “Trend del campo C”, el cual tiene una dirección NE – SW de ~ 1.5 km de ancho y ~ 15 km de largo. Esta configuración limita la interpretación en cierta forma, debido a la configuración actual de la distribución de pozos.

Estos depósitos de origen estuarino con sedimentos tipo canal secundario y terciario son importantes almacenadores de petróleo, a pesar de su carácter efímero; forman trampas estratigráficas, las cuales deben predecirse con una correlación detallada de pozos en diferentes direcciones, mapas de facies y diagramas tipo cerca.

Estos estuarios tienen muchas características (formas) lineales paralelas al flujo mareal y perpendiculares a la línea de costa. La energía del medio en el estuario donde se depositaron y la configuración 3D del sector, es decir el entramado de canales secundarios, terciarios, planicies de mareas etc. es importante reconocerla y mapearla con el fin de entender las tendencias de los diferentes cuerpos de arena almacenadores de petróleo. En vista de planta y 3D el rumbo del Campo Copa muestra una geometría compleja de canales efímeros, levees, planicies de mareas que se superponen, particularmente en el intervalo C5 - C3.

El acercamiento para construir un modelo de facies ideal, será mejorado a medida que se tengan más datos; especialmente de pozos que se extiendan al oeste del yacimiento que permitan comprender la geometría dimensión y tipo de facies en este sector del estuario interpretado.

La combinación de todos los procesos que actuaron en el relleno de este valle de incisión y el posterior desarrollo del estuario produjo un rango de elementos morfológicos característicos, incluyendo canales fluviales, llanuras de inundación, canales estuarinos y planicies de mareas de arenas, dando al final la delineación de facies que se reconoce.

La predominancia de facies fluviales en la base de la secuencia (C7), y la posterior depositación de sedimentos finos (C6 – C3) sugieren la formación y posterior relleno de un valle inciso sobre una topografía baja fluvial erodada, la cual es probablemente más grande que la actual configuración del yacimiento de Copa según lo observado e interpretado de los pozos en el bloque

la tendencia del Campo Copa es solo una parte de un contenedor del valle el cual tiene a su vez un tamaño característico, forma y extensión regional no visto hasta

ahora. El valle debería ser más largo que los canales reconocidos. Otra posibilidad es que la profundidad de la incisión probablemente no sea constante a lo largo de su longitud, lo cual puede indicar posibilidades para la acumulación de sedimentos arenosos, potencialmente almacenadores en sectores aun no probados.

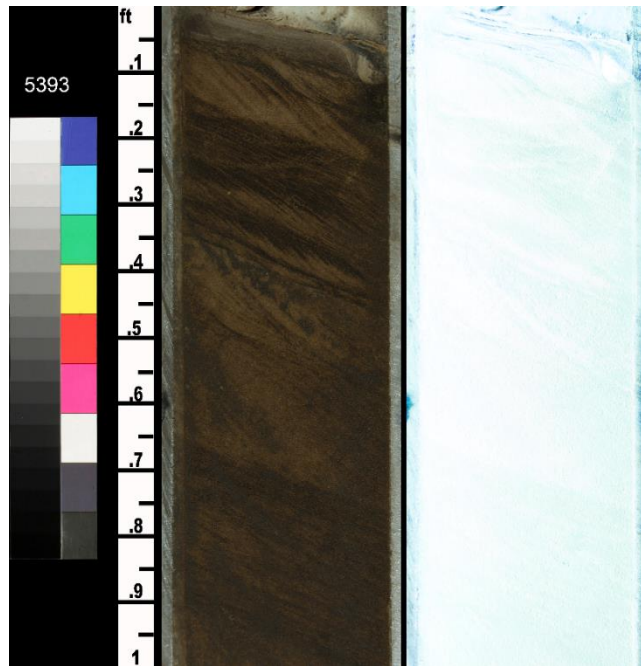
Se reconocen depósitos de LST (C7) y TST (C7A – C3) dentro de este sistema de valle inciso y posterior desarrollo estuarino, con predominio de depósitos de TST a través de la mayoría de la longitud del valle de incisión.

Figura 59. Imagen núcleo copa 8 5074 ft unidad C3



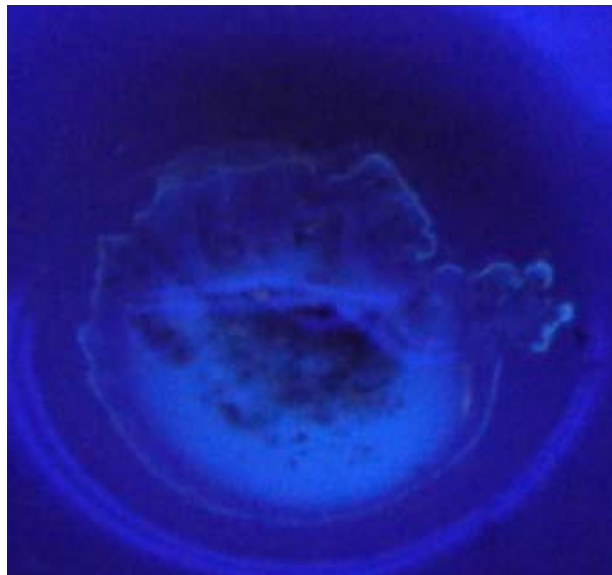
Tomado de (*Informe interno de Pacific Exploration & Production, 2015*)

Figura 60. Imagen del núcleo 8 a una profundidad 5393 ft unidad C5



Tomado de (*Informe interno de Pacific Exploration & Production, 2015*)

Figura 61. Imagen del núcleo a una profundidad 5490' – 5500'ft unidad C7



(*Informe interno de Pacific Exploration & Production, 2015*)

## 5.5.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL CAMPO COPA

En el caso concreto del campo C, y al igual que en resto de los campos del Bloque D, existen fallas transcurrentes evidenciadas por sísmica y pozos. Estas fallas transcurrentes son casi verticales, de salto vertical entre 20 y 30 pies, cortan a la falla principal perpendicular o formando un ángulo de 30° con ella y constituyen un sello para el paso de fluidos, posiblemente por la creación de un espejo de falla impermeable que ocasiona la independencia total a uno y otro lado de la falla transcurrente.

En el Trend del campo Copa se observan cinco (5) fallas de este tipo, originando la formación de seis (6) campos de Norte a Sur, figura 62.

Las estructuras locales que forman trampas para los hidrocarburos, se desarrollan a lo largo de lineamientos reactivados del Basamento (con evidencias de fallas “strike slip”). Los cierres críticos “Spill point” y el salto de la falla, proporcional al espesor del reservorio, definen la extensión areal y la columna de hidrocarburos tanto en este Bloque D como en los Campos vecinos actualmente en explotación.

Las fallas son el control primario en la extensión de los Campos. Todos los Campos de Casanare están limitados por una falla normal antitética. Los saltos verticales o rechazos de las fallas en Cubiro y específicamente en los prospectos cartografiados, son del orden de 20 a 100 pies, permitiendo una yuxtaposición parcial a uno y otro lado de dichas fallas de arenas altamente permeables (caso presente de la Unidad C7 contra las arcillas del C6).

Figura 62. Mapa estructural e isópacos al tope C7 de ANP de C7

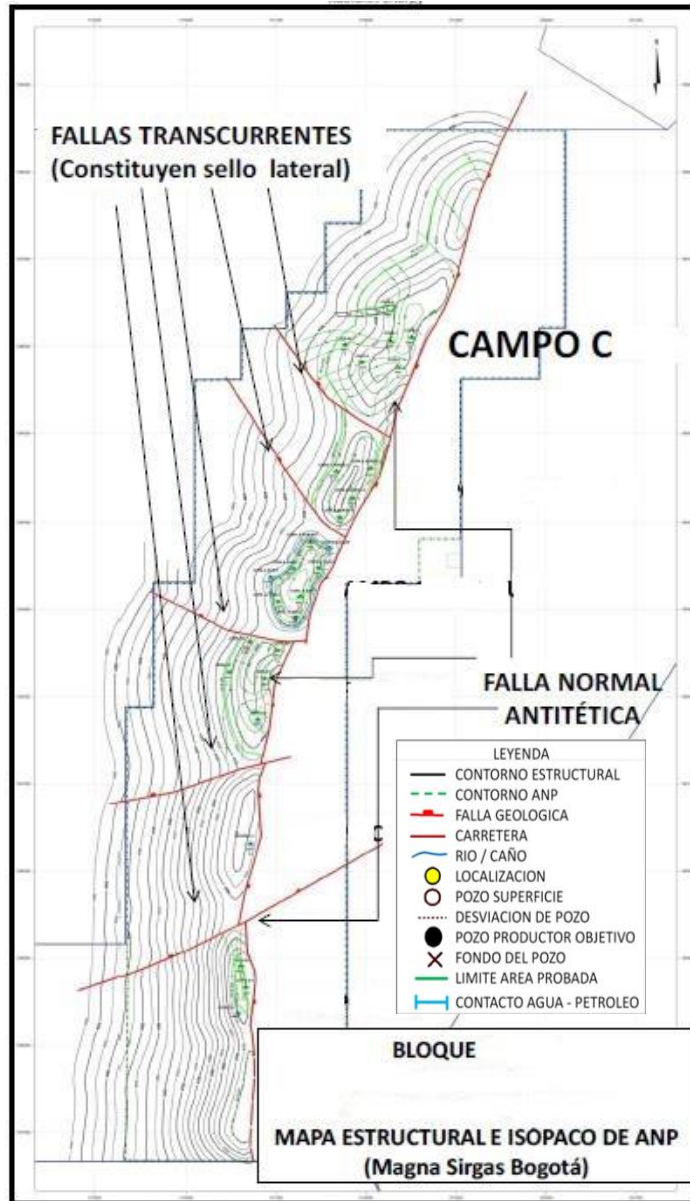


Figura 17 Sistema de fallas transcurrentes impermeables

Tomado de (Informe interno de Pacific Exploration & Production, 2015)

## 5.6 ANALISIS DE RIPIOS

Durante la perforación se entregan reportes diarios de las muestras que se van extrayendo del pozo( Ripios) , los cuales son útiles para llevar el control de la secuencia estratigráfica que se perfora y las profundidades a las que se encuentran los nuevos topes que además de esto se incluye un análisis mineralógico sencillo que permite comprobar y conocer a detalle las propiedades del yacimiento de interés y simultáneamente actualizar la correlación obtenida con los pozos alrededor del área de estudio.

En estos reportes se incluyen las profundidad TVD y MD junto con las condiciones de operativas de la perforación atravesando la unidad, la cromatografía y los datos litológicos de la secuencia estratigráfica hasta llegar a C7 que es la arena que se espera navegar.

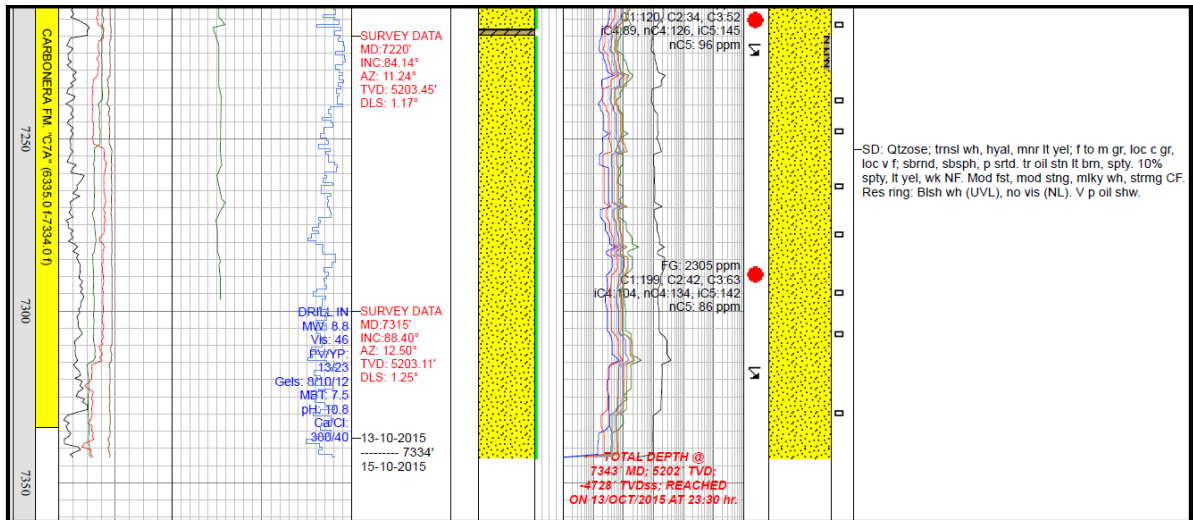
Los análisis litológicos aquí presentados, están fundamentados en los resultados de los cortes en superficie y la descripción de muestras al microscopio, las cuales se hicieron cada 30' hasta 4200' y cada 10' desde 4200' hasta la profundidad total. Los Pozos 1 y 2 se perforaron a través de las Formaciones: Guayabo, León, Carbonera (Miembros: "C1", "C2", "C3", "C4", "C5", "C6" y "C7A").

### **POZO 1- SECCIÓN 8½"**

El objetivo principal del pozo era geonavegar el miembro "C7" (6335' – 7343' MD); (5196' – 5202' TVD), nivel netamente arenoso. El tope de este miembro se determinó por el alto porcentaje de arenisca con manchamiento de aceite y limolita carbonosa. Este miembro está conformado básicamente por arena con esporádicas intercalaciones de limolita carbonosa hacia el tope, arcillolita y dolomita, con un espesor de final de 6' con una trayectoria de 1008'. La velocidad promedio de perforación para este intervalo fue de 183 pie/hr.

Con la información de los rípos de perforación tomada de (Pacific Exploration & Production, 2015), se obtuvo la siguiente descripción, arena de composición cuarzosa; blanca translúcida, hialina, localmente blanca lechosa; grano fino a muy fino, subredondeado a subangular, subesférico, buena a regular selección. Manchamiento: No visible. Fluorescencia: 20% amarilla clara, fuerte. Corte: Lento, moderado, blanco lechoso, en nubes. Residuo: Amarillo lechoso (LUV), no visible (LN). Manifestación pobre de aceite (figura 63).

Figura 63. Reporte de Masterlog de la carbonera C7 en el pozo 1 campo C



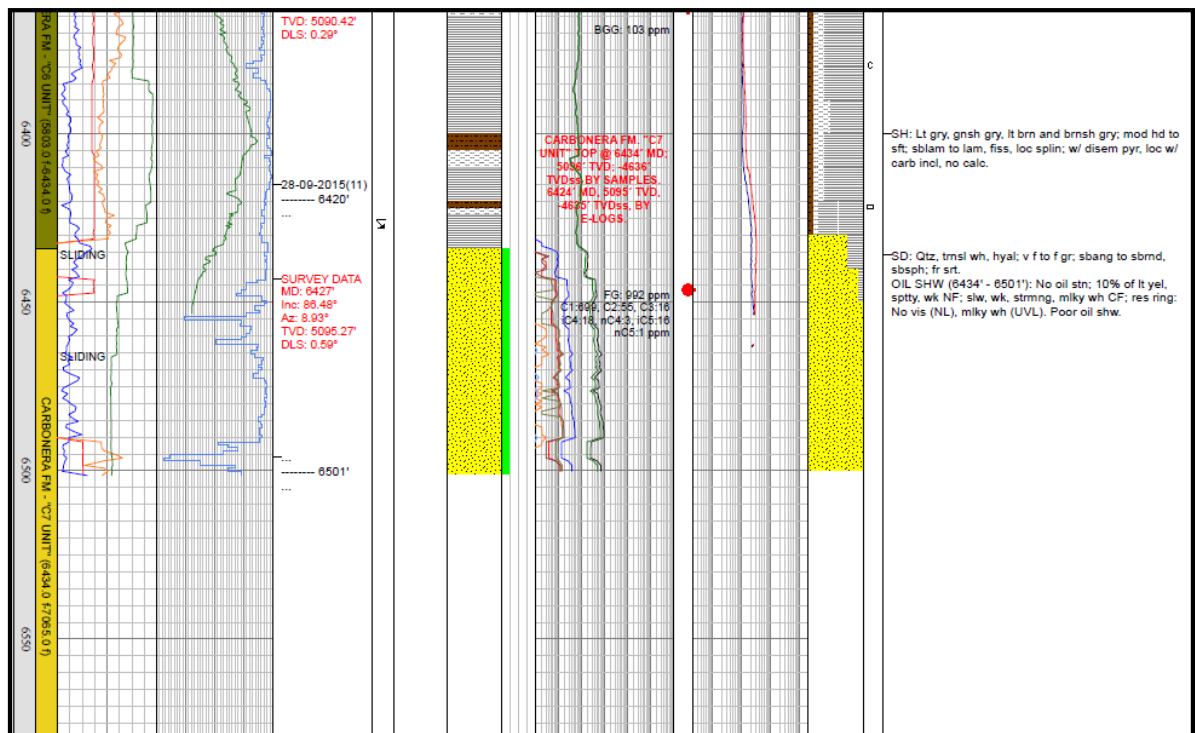
Tomado de (Pacific Exploration & Production, 2015)

## POZO 2- SECCIÓN DE 12¼",

El tope del miembro C7 (6125' – 7122' MD); (5090' – 5094' TVD) se determinó por la presencia de arena. Este miembro está conformado básicamente por un paquete homogéneo de arena cuarzosa de grano muy fino; con manchamiento de aceite con calificaciones entre bueno, regular y pobre. Este miembro presentó un espesor aparente de 4' con una trayectoria de 997'. La velocidad promedio de perforación para este intervalo fue de 199 pie/hr.

La descripción obtenida por los geólogos de mudlogging (Pacific Exploration & Production, 2015) (Figura 64), al llegar a la arena C7 fueron: arena cuarzosa; blanca translúcida, gris translúcida, hialina; grano fino a muy fino; sub-angular a sub-redondeado, sub-esférico. La manifestación se caracterizó por ser: sin manchamiento visible de aceite; con 20-70% de fluorescencia amarilla clara, débil, en puntos; corte lento, débil, en corrientes, blanco lechoso; anillo residual: No visible a la luz natural (LN) y blanco lechoso a la luz ultravioleta (LUV). Manifestación de buena, regular y pobre de aceite.

Figura 64. Reporte de Mudlogging de la carbonera C7 en el pozo 2 campo C



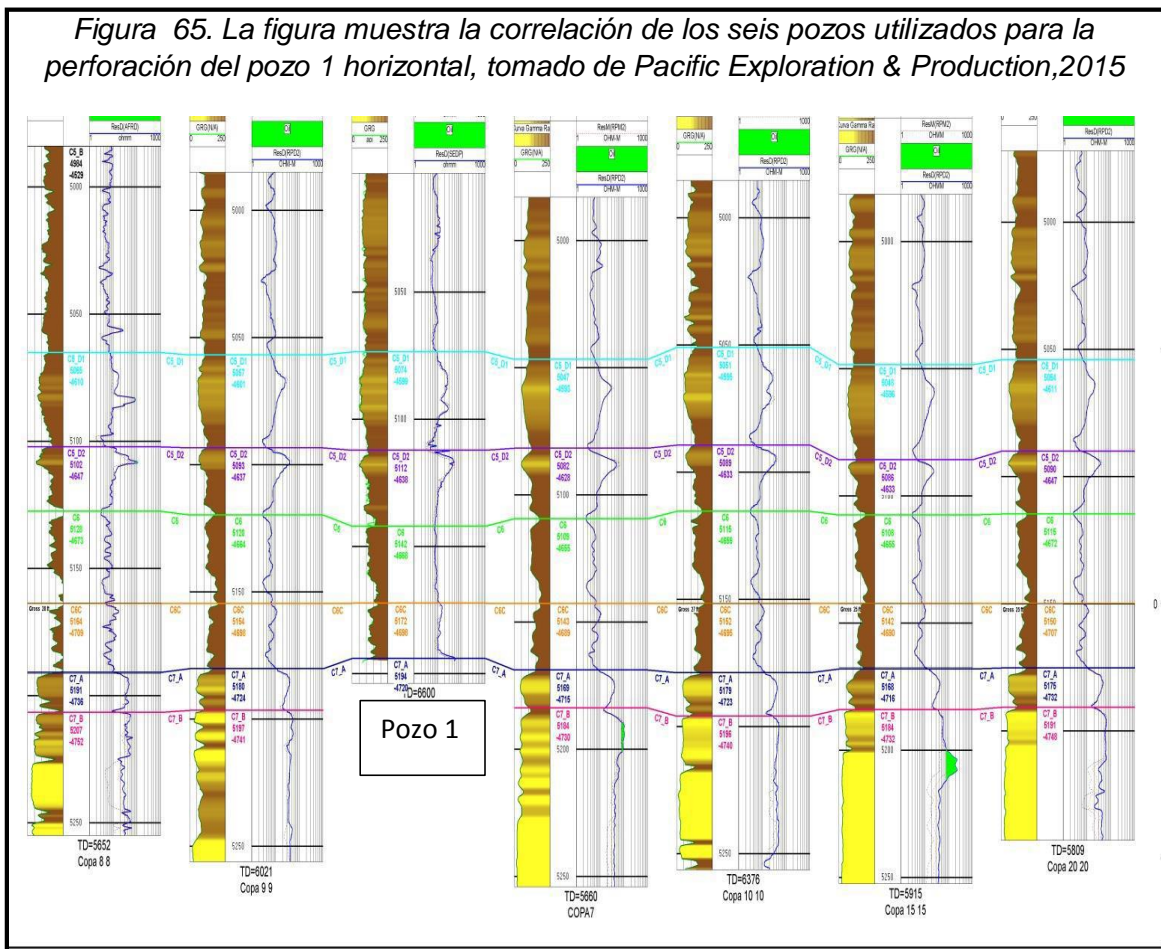
Tomado de (Pacific Exploration & Production, 2015)

## 5.7 DELIMITACIÓN DE ZONAS

Para llevar a cabo el proyecto de los dos pozos horizontales se cuenta con información de las correlaciones que permiten llevar un control de la arena de interés con respecto a los topes que se encuentra durante la perforación y para analizar el comportamiento de los espesores de las arenas y la calidad de las resistividades, con la que finalmente se calcula espesor promedio de la unidad interés C7 a profundidades expresadas en TVDss.

Estas correlaciones fueron hechas a partir de registros de seis pozos localizados alrededor del horizontal que se iba perforar (figura 65) ,esto con el fin hacer seguimiento con la información que va arrojando la herramienta de LWD, que usa datos de Gamma Ray y resistividades de la litología encontrada en tiempo real lo que contribuye a que se haga el manejo necesario y se tomen las precauciones a la hora de construir el ángulo debido al riesgo que generan las litologías muy blandas y friables, y a su vez compararlo con la columna que se espera inicialmente definiendo con mayor precisión los topes para a medida que se perfora ir haciendo las correcciones necesarias para poder alcanzar el ángulo que se necesita y así aterrizar el pozo horizontalmente.

Figura 65. La figura muestra la correlación de los seis pozos utilizados para la perforación del pozo 1 horizontal, tomado de Pacific Exploration & Production, 2015



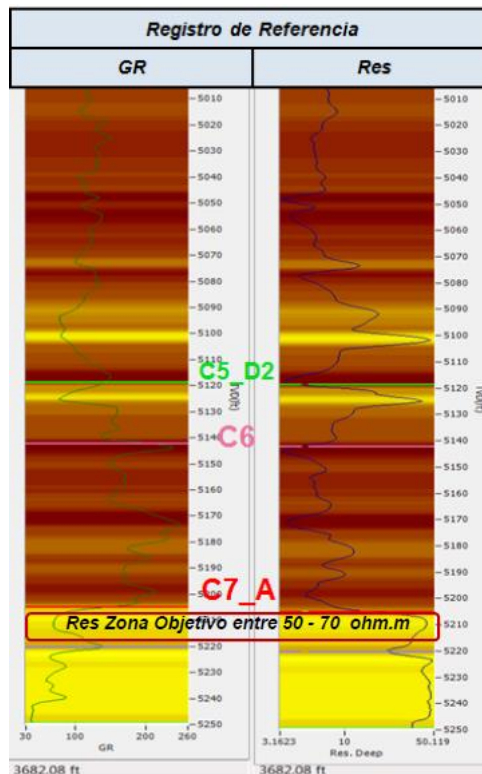
Además se usan las geoseñales para detectar la aproximación a capas que presentan contrastes en resistividad. Cuando la respuesta de la curva se hace positiva indica que se aproxima (por arriba) una capa con una conductividad mayor (resistividad menor). Litológicamente se tiene una arcilla posiblemente o una arena muy sucia.

El radio de investigación de la herramienta depende de la resistividad de la formación que se esté atravesando. Los datos para la zona de navegación del pozo 1, se espera que el  $R_t$  de la formación sea de alrededor de 50-100 Ohm-m. Éste radio se ve afectado cuando hay presencia de pequeñas intercalaciones arcillosas, cuando hay pequeñas variaciones laterales en la resistividad dentro de la misma

formación o cuando hay proximidad de una capa con diferentes valores de resistividad.

Con ayuda de esta información obtenida en tiempo real gracias al servicio de geonavegación prestado por la empresa contratista se lleva un control a detalle de la litología con la respuesta de los registros Gamma Ray (GR) y sus resistividades, como se observa en la figura 66, respuestas más altas al de GR indican una zona arcillosa y respuestas bajas muestran capas de arena como se logra evidenciar en la imagen las tres unidades previamente seleccionadas como interés C3, C5 y C7 corresponden a cuerpos de arena pero para el caso específico se navega en la C7.

Figura 66, Curvas usadas para le geonavegación del pozo 1



Tomado de (*Pacific Exploration & Production, 2015*)

## 5.8 PROGNOSIS Y DATOS DE PERFORACIÓN

Para el diseño de los dos pozos horizontales se generaron los topes posibles con la información de los registros de pozos cercanos y las correlaciones previamente hechas, las siguientes tablas 2 y 3 muestran los datos que se esperaban en la prognosis y los obtenidos en la perforación.

Tabla 2. Prognosis de los topes formacionales Pozo 1

FORMACIÓN	PROGNOSIS			MUESTRAS			REGISTROS ELÉCTRICOS			DIFERENCIA OBTENIDA	TVD	
	MD	TVD	TVDss	MD	TVD	TVDs	MD	TVD	TVDs	MD		
<b>GUAYABO</b>	Surf	0'	474.3'	Surf	0	474.3'	Surf	0	474.3'	SURF	0	
<b>LEON</b>	3770.30'	3711.3'	-3237'	3837'	3769	-3295	3813	3746	-3272	-66.7	-57.7	
<b>FM. CARBONERA</b>	<b>MIEMBRO C1</b>	4556.31'	43759.3'	3885'	4526	4344	-3870	4521	4341	-3866	20.31	15.3
	<b>MIEMBRO C2</b>	4880.98'	4602.3'	4128'	4865	4589	-4115	4853	4580	-4106	15.98	13.3
	<b>MIEMBRO C3</b>	5033.20'	4708.3'	4234'	4978	4668	-4194	4987	4674	-4200	55.2	40.3
	<b>MIEMBRO C4</b>	5254.37'	48746.3'	4372'	5267	4848	-4374	5265	4846	-4372	-12.63	-1.7
	<b>MIEMBRO C5</b>	5345.63'	4897.3'	4423'	5339	4888	-4414	5339	4888	-4414	6.63	9.3

	<b>MIEMBRO C6</b>	5932.0 5'	5133.3'	4659'	593 6	5132	-4658	597 2	5140	-4665	-3.96	1.3
	<b>MIEMBRO C7</b>	6377.3 5'	5198.3'	4724'	633 5	5196	-4722	633 5	5194	-4720	-42.22	2.3
	<b>PROFUNDIDAD FINAL</b>	7405.1 2'	5202.3'	-4728'	734 3'	5202	-4728	734 3	5202	-4728	62.12	0.3

Tabla 3. Prognosis de los topes formacionales Pozo 2

FORMACIÓN	PROGNOSIS			MUESTRAS			REGISTROS ELÉCTRICOS			DIFERENCIA OBTE NIDA	DIFERENCIA OBTE NIDA	
	MD	TVD	TVDss	MD	TVD	TVDss	MD	TVD	TVDss	MD	TVD	
<b>GUAYABO</b>	Superficie	Superficie	430'	Superficie	Superficie	430'	Superficie	Superficie	430'	-17.84	-17	
<b>LEON</b>	3672.16'	3647'	-3187'	3690	3664	3204	3623	3602	-3142	-10.81	-9	
<b>FM. CARBONERA</b>	<b>MIEMBRO C1</b>	4349.02'	4220'	-3760'	4360	4229	3769	4365	4232	-3772	7.9	6
	<b>MIEMBRO C2</b>	4705.90'	4480'	-4020'	4698	4474	4014	4703	4478	-4018	6	-3
	<b>MIEMBRO C3</b>	4853.98'	4587'	-4127'	4859	4590	4130	4826	4567	-4107	-5.02	7
	<b>MIEMBRO C4</b>	5081.31'	4735'	-4275'	5072'	4728'	-4268'	5073'	4727'	-4267'	-5.96	-1
	<b>MIEMBRO C5</b>	5141.04'	4770'	-4310'	5147'	4771'	-4311'	5142'	4767'	-4307'	0.84	0
	<b>MIEMBRO C6</b>	5767.84'	5028'	-4568'	5767'	5028'	-4568'	5767'	5028'	-4568'	57.22	2
	<b>MIEMBRO C7 A</b>	6182.22'	5094'	-4632'	6125'	5090'	-4630	6108'	5088'	-4628'	428	9

## **5.9 CONIFICACIÓN**

Durante la perforación del pozo 2 hubo problemas operacionales debido a que inicialmente se buscó navegar en el tope de la arena interés para facilitar el movimiento dentro de esta a la hora de aterrizar el pozo, pero luego de que se montara la tubería en la sección vertical y se iniciara el desarrollo del ángulo de curvatura para entrar en la sección horizontal en pozo colapsó debido a que no se contaba con que las arenas fueran tan friables, lo que generó que se pasaran del límite máximo para poder alcanzar el ángulo de  $98^\circ$  que era el esperado, ya que con ayuda de los análisis que se tenían de la zona y registros tomados había una gran posibilidad que el contacto con la base de la formación interés era agua pero no se tenía certeza de lo que podían encontrar, por lo que seguir con el proyecto iba generar mayores pérdidas por la excesiva producción de agua en la zona o un colapso del mismo por arenas con menos compactación, entonces se decidió cerrar este pozo y hacer un sidetrack.

## **5.10 TÉCNICAS DE ESPECTROMETRÍA**

### **POZO 1**

La principal manifestación de gas estuvo asociada a una arenisca con manchamiento de aceite con un valor de 4008 ppm a la profundidad de 6611' con cromatografía completa desde metano C1 hasta pentano C5.

Durante la perforación del pozo Copa-23H, se identificaron 3 intervalos de interés petrolífero y que se recomiendan probar:

**.- INTERVALO I: 5780' – 5815'**

**.- INTERVALO II: 5860' – 5900'**

**.- INTERVALO III: 6390' – 7343'**

Estos tres intervalos contienen hidrocarburos livianos – medianos, basados en la ausencia de componentes pesados (C10-C14).

El Intervalo III (parte horizontal), mostró 3 zonas claramente definidas: 6390' - 6840' (zona 1), 6840'- 7070' (zona 2) y 7070' – 7343' (zona 3). Por la forma de las manifestaciones de los diferentes gases y por composición XRF, se determina que las zonas 1 y 3 serán las que más aporten a producción.

El Intervalo I parece tener una saturación de agua mayor al Intervalo II, de acuerdo a la manifestación de Benceno. El intervalo II muestra mejor movilidad para los gases que el Intervalo I.

#### **MIEMBRO C7 (6125' – 7122' MD) – (5090' – 5094' TVD) ARENA INTERES**

En este Miembro se continuó registrando el gas de background proveniente del miembro C6; con una concentración de 59 ppm; compuesto de gas metano y etano; en 6190'; aumentó su concentración a 1420 ppm y se mantuvo hasta 6772'; donde disminuyó su concentración a 866 ppm; conservándose hasta 6855; donde aumenta nuevamente su concentración a 1999 ppm; ahí disminuye a 524 ppm y se mantiene hasta el final de la perforación; compuestos de gas metano hasta iso pentano; Se presentaron seis gases de formación, en los intervalos (6131' – 6156'); (6162' – 6187'); 1282 ppm, 2374 ppm, los dos compuestos desde metano hasta pentano y (6250' – 6323'); (6372' – 6142'); (6445' – 6505'); (6616' – 6641'); (6855' – 6865'); con una concentraciones de 7388 ppm, 4446 ppm, 8951 ppm, 4876 ppm, 3351 ppm ; compuestos desde metano hasta iso-pentano.

## POZO 2

Para el análisis de los fluidos encontrados durante la perforación se utilizaron las relaciones cromatográficas usadas en la interpretación de GC-TRACER, La idea de hacer estos análisis era aprovechar de la mejor manera la sección horizontal navegada y para drenar eficazmente el yacimiento.

El sistema GC-TRACER delta (Flowline/suction tank) fue corrido en el pozo 2 y empezó a registrar el pozo a 5776 en fase 8 ½”, Se usó un lodo de perforación tipo polímero inhibido (WBM). La lecturas de fondo del gas desde que comenzó el servicio fueron de un THC de 0.11%. A 6125 aparece un incremento en los gases que mantiene su tendencia hasta el TD del pozo a 7122 ft. El gas de formación estuvo compuesto principalmente por C1 a C5 (6125 ft a 7122 ft).

Durante la utilización de la herramienta se monitorearon y analizaron los siguientes componentes: Alkanos: Metano (C1), Etano (C2), Propano (C3), iso-Butano (iC4), normal-Butano (NC4), iso-Pentano (iC5), normal-Pentano (NC5), normal-Hexano (nC6), normal-Heptano (nC7), Aromáticos: Benzeno (C6H6), Tolueno (C7H8) y metilciclohexano (C7 H14). Otros gases: Dióxido de Carbón (CO2) y Nitrógeno (N2). Gracias a la alta resolución de la herramienta GC-TRACER, fue posible identificar claramente diferentes secciones con propiedades en el fluido contenido identificando capas con zonas de hidrocarburos.

Históricamente la relación más usada para indicar el tipo de fluido y el más usado por el método de Pixler. Sin embargo, necesita ajustes según la cuenca (Figura 67). Para reservorios no convencionales estos valores limites bajan un poco.

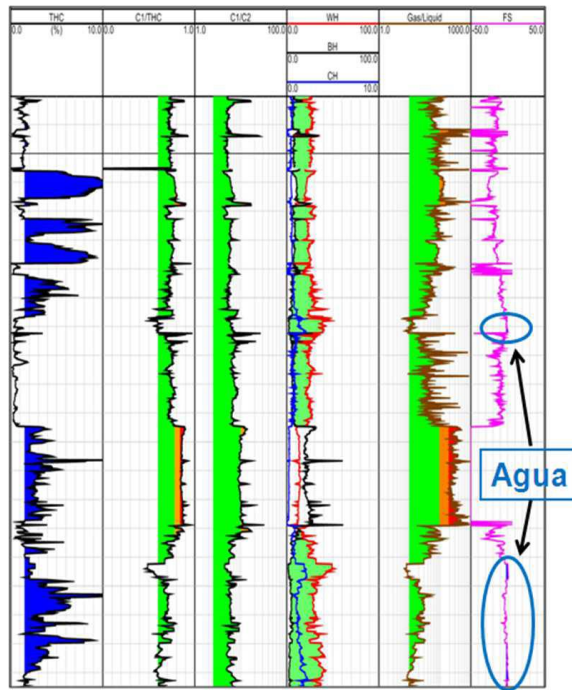
Figura 67. Límites del método de pixler

$C1/C2 > 15$	gas phase
$10 < C1/C2 < 15$	gas condensates
$8 < C1/C2 < 10$	light oil
$4 < C1/C2 < 8$	medium oil
$2 < C1/C2 < 4$	heavy oil
$C1/C2 < 2$	dead oil, bitumen

Para el estudio se usó el contenido del THC que es la sumatoria del contenido total de hidrocarburos detectados de formación:  $THC = C1+C2+C3+iC4+nC4+iC5+nC5+C6+C7+C8+Tolueno+Benzeno$ , Por consiguiente es el primer indicador de zonas potenciales de hidrocarburos y por experiencia se ha visto que un  $THC >$  de 1% (10000ppm) se considera zona potencial.

Además, se utilizó la relación Saturación del Fluido (FS) que ayuda a indicar la presencia de agua; si la relación es positiva revela la presencia de agua; pero si es negativa implica presencia de hidrocarburos. De acuerdo con la relación:  $FS = (C1/C3) - (C1/C4)$ . El gráfico de pixler, el agua busca la pendiente negativa entre la relación  $C1/C3$  y la relación  $C1/C4$ . El tren del FS muestra cualitativamente el aumento o disminución del  $Sw/Sh$ , En el ejemplo de la figura 68 se observa la tendencia del FS a ir a la derecha indicando incremento en la saturación de agua

Figura 68. Imagen donde se evidencia la presencia de agua en la formación pozo



Tomado de (Pacific Exploration & Production, 2015)

Como resultado se diferenciaron dos intervalos con contenidos de hidrocarburos analizados a continuación, figura 68.

### **INTERVALO #1**

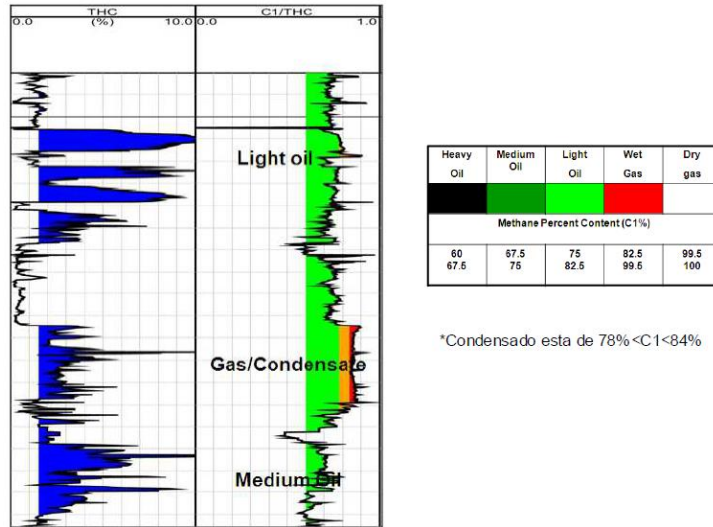
(6125 FT - 6471 FT) Formación C7A: El intervalo está compuesto por 79% a 92% de C1%. CM, C1/C2 indican un fluido light oil. Este fluido está asociado las arenas de la Fm C7A. Presenta 2 shows máximos a 6185', 6267', con máximo gas de 5,95% THC. Presenta altos valores de ROP, al normalizar el gas, caen los valores netos.

### **INTERVALO #2:**

(6471 FT - 6670 FT) Formación C7A: El intervalo está compuesto por 68% a 80% de C1%, C1/C2 indican un fluido light oil. Este fluido está asociado a las arenas de la Unidad C7A. Presenta 8 shows máximos a 6406', 6500', 6653', 6743', 6743',

6872', 6935', 7071' con máximo gas de 6,43% THC. Presenta altos valores de ROP, al normalizar el gas, caen los valores netos.

Figura 69. Análisis de los intervalos seleccionados del THC teniendo en cuenta las relaciones entre gases, el primero es el contenido de metano (C1/THC)



Tomado de Pacific Exploration & Production, 2015

La principal manifestación de gas estuvo asociada a niveles de arena, con un valor de 8951 ppm a la profundidad de 6466' con cromatografía desde metano C1 hasta Iso pentano IC5.

## 5.11 RIESGOS DURANTE LA PERFORACION

Como ya se dijo anteriormente, durante la perforación del pozo 2 horizontal se tuvieron problemas ya que la litología encontrada era más friable y menos compacta de lo que se esperaba, y a pesar de la información de registros y propiedades de

las rocas del yacimiento, la verdad se conoce a la hora de perforar, ya que las condiciones pueden variar notoriamente durante esta, puesto que también se deben tener en cuenta las consideraciones básicas operativas como lodo de perforación usado, instalación del casing etc. Finalmente esto generó que la tubería en la sección vertical se desplazara varios pies, dificultando la obtención del ángulo que se buscaba que era  $89^\circ$  para navegar en la sección horizontal, esto hizo que el pozo entrara en contacto con la base de la arena rápidamente ya que el espesor de esta era de aproximadamente cuatro pies, lo que hizo que la continuación con la perforación fuera un riesgo ya que con la información de las correlaciones y registros del área habían grandes posibilidades de que el pozo se viniera abajo por producción de agua. La toma de la decisión de no continuar con el pozo fue conjunta con ingenieros de yacimientos, perforación y geólogos que con la experiencia pueden prever futuros daños en la formación y como alternativa se prosiguió a hacer un sidetrack de este pozo aprovechando la sección vertical que ya se tenía.

## 6 CONCLUSIONES

-La facilidad en la localización de los nuevos prospectos , fue debido a la gran densidad de pozos en el bloque de estudio y a la información obtenida a partir del análisis e interpretación de la sísmica y mapas estructurales, los cuales fueron realizados previamente y detallados con información actualizada, logrando disminuir la incertidumbre a la hora de encontrar el yacimiento de interés, por medio de las nuevas técnicas de perforación horizontal aprovechando de la mejor forma el yacimiento sin llegar a interferir con los otros pozos.

-Lograron reducir costos operativos al reutilizar las locaciones ya existentes disponiendo de forma estratégica los nuevos pozos en el bloque de estudio.

-Se obtuvieron datos de producción de los pozos horizontales perforados durante este tiempo, comprobando que la decisión tomada fue la mejor, ya que haciendo un paralelo con los datos reales del pozo más cercano vertical puesto en producción se obtuvieron datos de producción por día de 200 BOPD (Barriles de petróleo por día) con un costo de 4,2 MM USD en comparación con el horizontal que contaba con un potencial 980 BOPD (Barriles de petróleo por día) a un Costo: 5,9 MM USD lo que hizo que el pozo horizontal fuera más rentable con costos menos del doble que el vertical

-Además de los mapas de sísmica y estructural, se dispuso a generar nuevos shots cercanos al área a desarrollar para obtener más detalles de donde se iba a perforar horizontalmente, contando con mapas de atributos sedimentológicos con los que se hizo control de las estructuras de canal dispuestos a lo largo de la falla favoreciendo el entrapamiento en donde se ha encontrado el crudo y finalmente escoger las coordenadas de los nuevos pozos.

-Se generó un modelo estático por parte de la empresa operadora, el cual incluyó el modelado de las fallas provenientes de la interpretación sísmica en el bloque junto

con el modelado de las facies, distribución de arenas y volumen de arcilla en donde se definen los límites de 10 % para porosidad y 40% Vclay además de parámetros con la información previamente obtenida de los Core y registros de pozos, para obtener un dato teórico y realizar la posterior evaluación del yacimiento.

- Con el servicio de geonavegación prestado por la empresa contratista y los registros en tiempo real tomados se diseñó la trayectoria del plan direccional teniendo en cuenta la prognosis geológica realizada por el departamento de geología de Pacific y el modelo geológico preliminar realizado en StrataSteer® 3D. La perforación fue exitosa logrando hacer un control preciso de las condiciones de aterrizaje. Para el pozo 1, sección de 8½” se encontró la arena C7 geonavegando en la Formación Carbonera desde 6395’ MD/ 5196’ TVD hasta 7343’ MD / 5202’, y el pozo 2, después de solucionar el contratiempo, fue puesto en producción con la realización de un sidetrack, para finalmente llegar a la carbonera C7 a 7122 MD y 5094 TVD

-Al comparar la información de la prognosis con los datos obtenidos durante la perforación se puede observar en las tablas 4 y 5 de los pozos horizontales que las unidades de la secuencia estratigráfica fueron encontradas a varios pies de diferencia, respecto a lo que se esperaba con la información de las correlaciones,

-El seguimiento geológico se hizo partiendo de modelos estratigráficos, estructurales y sedimentológico, información útil para la perforación ya que se obtienen datos de rípios en tiempo real con los cuales llevan el control de la litología de las unidades que estaban perforando. La descripción litológica del pozo 1, unidad C7 corresponde a arena de composición cuarzosa; blanca translúcida, hialina, localmente blanca lechosa; grano fino a muy fino, subredondeado a subangular, subesférico, buena a regular selección y para el pozo 2 arena cuarzosa; blanca translúcida, gris translúcida, hialina; grano fino a muy fino; sub-angular a sub-redondeado, sub-esférico.

-Para poder llevar un control de las secciones horizontales, se generaron unos datos promedio usados como parámetros obtenidos de los registros de la perforación en tiempo real junto con los datos de los pozos cercanos, para el pozo 1 resistividades 50-70 Ohm.m y gamma ray de 70 api, y para el pozo 2 resistividades de 45 y gamma ray de 50 api

-Las técnicas de espectrometría de masas fueron útiles para definir el tipo de gases presentes en la zona, permitiendo hacer una zonificación cuantitativa del tipo de hidrocarburos esperados encontrar y además poder definir posible presencia de agua.

-A pesar de contar con la información de correlaciones en el pozo dos no se logró seguir con la trayectoria esperada, debido a problemas operativos durante la perforación se bajó la sarta de perforación a la base de la formación carbonera c7 poniendo en riesgo la producción futura del pozo debido a un posible contacto agua aceite lo que llevó a concluir que este tipo de perforación es de mucha precisión y a pesar de los avances tecnológicos la geología es muy incierta y puede variar en pies de distancia.

-La evaluación petrofísica desarrollada en los dos pozos horizontales permitió identificar que las arenas de interés C3, C5 y C7 estaban saturadas de hidrocarburos que era el objetivo de esta evaluación.

## BIBLIOGRAFÍA

Acock A, ORourke T, Shirmboh D et al, Métodos Prácticos De Manejo De La Producción de arena, 2004, oilfield review

Consultado el 10 de marzo de 2016, de  
<http://oilproduction.net/files/Diseno%20de%20perforacion.pdf>

Consultado el 10 de marzo de 2016, de La comunidad petrolera: [http://ingenieria-de-petroleo.lacomunidadpetrolera.com/2009\\_01\\_01\\_archive.html](http://ingenieria-de-petroleo.lacomunidadpetrolera.com/2009_01_01_archive.html)

Angel Da Silva . (2008 ). La Comunidad Petrolera . Obtenido de <http://ingenieria-de-yacimientos.lacomunidadpetrolera.com/2009/03/indice-de-productividad.html>

Bailey, B., Crabtree, M., Tyrie, J., Elphick, J., Kuchuk, F., Romano, C., & Roodhart, L. (2000). Control del agua. Oilfield review, p. 34.

Bargach S, M. C. (2001). LWD en tiempo real registros para la perforacion. Obtenido de Schlumberger:  
[https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish00/win00/p58\\_78.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish00/win00/p58_78.pdf)

Bayona, G., Cortes, M., Jaramillo, C., Ojeda, G., Aristizabal, J., and Reyes-Harker, A. 2008. An integrated analysis of an orogen-sedimentary basin pair: Latest Cretaceous-Cenozoic evolution of the linked Eastern Cordillera orogen and the Llanos foreland basin of Colombia. Geological Society of America Bulletin, 120: 1171-1197.

BAYONA, G., JARAMILLO, C., RUEDA, M., REYES-HARKER, A. & TORRES, V. (2007): Paleocene-middle Miocene flexural-margin migration of the nonmarine Llanos foreland basin of Colombia. CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro, v. 3 (3)

DrillingFormulas.com. (1 de septiembre de 2011). Recuperado el 11 de marzo de 2016, de <http://www.drillingformulas.com/stiff-bha-causes-stuck-pipe/>

DUSSEAULT, MAURICE B. Course of Sand Management. Bogotá, 2010

Gamboa, A. (marzo de 2003). DETERMINACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD MÁXIMA EN POZOS HORIZONTALES EN FUNCIÓN DE LA LONGITUD O SECCIÓN HORIZONTAL. trabajo de grado, Universidad Central de Venezuela, p. 38-40. Caracas, Venezuela.

- HALLIBURTON. (2005). Sperry Drilling. Consultado el 11 de marzo de 2016, de <http://www.halliburton.com/en-US/ps/sperry/sperry-drilling/default.page?node-id=hfvq7ixm>
- Informe interno de Pacific Exploration & Production. (2015). Bogota .
- Ingrith Villamizar, F. Y. (2008). Aplicacion de pozos horizontales en procesos de inyeccion de agua mediante simulacion numerica. Bucaramanga.
- Joshi S. "Horizontal Well Technology". Penn Well Books. Tulsa, Oklahoma (1991).
- Martell Andrade, J. B. (3 de abril de 2008). DESARROLLO DE LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA EN MÉXICO Y SU FUTURO A TRAVÉS DE LA UNAM. México, D.F.
- Mejías Blanco, J. R. (octubre de 2011). DETERMINACIÓN DEL EFECTO DE LA CAÍDA DE PRESIÓN SOBRE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES COMPLETADOS EN EL CAMPO COROCORO, GOLFO DE PARIA. Puerto La Cruz, Venezuela.
- Muñoz Castillo, A. (2014). GUÍA BÁSICA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL CON APLICACIÓN EN UN POZO. CD. Universitaria, México D.F.
- Pacific Exploration & Prodcution. (2015). Informe bloque C. Bogota.
- Pacific Exploration & Production. (2015). Informe final de geonavegacion. Bogota.
- Pacific Exploration & Production. (2015). Informe Final de Mudlogging. Bogota.
- Pacific Exploration & Production. (2015). Informe final del bloque C. Bogota.
- Pacific Exploration & Production Corp. (s.f.). Consultado el 22 de Abril de 2016, de PACIFIC, MULTINACIONAL DE E&P LÍDER EN AMÉRICA LATINA: <http://www.pacific.energy/es/acerca-pacific-ep>
- Rojas Suárez, C. A. (2011). Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la zona C- Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del Campo La Cira. Universidad Nacional de Colombia, p. 129-130. Bogotá, Colombia.
- Schlumberger. (2009). Well Placement Fundamentals. Lewiston, NY, U.S.A.: Roger Griffihs.
- Schlumberger. (s.f.). Schlumberger. Obtenido de Schlumberger: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/tertiary\\_recovery.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/tertiary_recovery.aspx)

SHORT, J. J. (1993). Introduction to Directional an Horizontal Drilling. En J. J. SHORT, Introduction to Directional an Horizontal Drilling (págs. 4-7). Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company.

Weatherford. (s.f.). GEONAVEGACIÓN LWD. Consultado el 11 de marzo de 2016, de <http://www.weatherford.com/en/products-services/drilling-formation-evaluation/drilling-services/lwd-geosteering>