

**PRÁCTICA EMPRESARIAL EN DESARROLLO, MANEJO E INTERPRETACIÓN
DE INFORMACIÓN DE LOS NUEVOS POZOS PERFORADOS EN FASE III DEL
CAMPO LA CIRA INFANTAS, OCCIDENTAL DE COLOMBIA.**

FABIÁN ALEJANDRO VELÁSQUEZ NAVAS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2010

**PRÁCTICA EMPRESARIAL EN DESARROLLO, MANEJO E INTERPRETACIÓN
DE INFORMACIÓN DE LOS NUEVOS POZOS PERFORADOS EN FASE III DEL
CAMPO LA CIRA INFANTAS, OCCIDENTAL DE COLOMBIA**

FABIÁN ALEJANDRO VELÁSQUEZ NAVAS

Proyecto de grado presentado como requisito para optar al título de Geólogo

**DIRECTOR:
RICARDO MIER UMAÑA**

**CODIRECTOR:
ROSSY LAYTON**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2010

DEDICATORIA

Le dedico este trabajo a mi Madre Martha Navas, por haberme dado la vida y su voz de aliento constante, a mis hermanos y sobrinos, en especial a Sandra Velásquez por su apoyo incondicional, finalmente a mi prometida Leidy Cárdenas por el amor y la paciencia que me brindó y me tuvo durante el desarrollo de este proyecto.

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

- Mi Dios, por todas y cada una de las oportunidades, por ser luz en mi camino y la voz de un padre.
- A la Geóloga Rossy Layton y el profesor Ricardo Mier por el manejo y dirección del presente trabajo.
- Al Ingeniero Aldo Cáliz por sus enseñanzas y sabios concejos.
- Al ingeniero Jorge Mantilla y el geólogo Adriano Lobo por los conocimientos transmitidos.
- A los Company Man's, Tool Pusher's y Obreros de Oxy e ingenieros de las unidades de toma de registros de SLUMBERGER y HALLIBURTON, por su atención y enseñanza en las actividades de ingeniería durante la visita al campo La Cira Infantas.
- A los geólogos Junior's del Equipo de Yacimiento; Oscar, Albeiro, Jorge, María y a Félix Cepeda en el Data-base.
- Al grupo de investigación UIS-ICP Campos Maduros y su frente de Modelamiento estático: Andrés, Aldemar, Rolando, John y Oscar por su compañerismo y por aportarme el conocimiento para la elaboración de este trabajo.
- A los profesores Jorge Pinto y Carlos Ríos por la revisión y evaluación de este trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. OBJETIVO GENERAL	3
1.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	5
2.1 AREA DE ESTUDIO	6
3. JUSTIFICACIÓN	7
4. DESCRIPCIÓN GENERAL HISTÓRICA DEL CAMPO	8
5. MODELO GEOLOGICO	10
6. MARCO GEOLOGICO REGIONAL	13
7. ESTRATIGRAFÍA	15
7.1 FORMACIÓN MUGROSA	15
7.2 FORMACIÓN COLORADO	16
8. METODOLOGÍA	17
9 ETAPA PRELIMINAR DE POZO	20
9.1 PROGNOSIS	23
9.1.1 Marcación De Topes Operacionales.	23
9.1.2 Correlaciones De Topes Operacionales En Prognosis	24

9.1.3 Elaboración De La Forma 4cr	26
9.1.3.1 Clasificación Lahee o Well Type;	28
9.1.3.2 Estructura Geológica:	28
9.1.3.3 Origen de coordenadas	28
9.1.3.4 Mojón De Referencia	29
9.1.3.5 Localización del Pozo, coordenadas Gauss Origen Bogotá	29
9.1.3.6. Fecha Aproximada en que se iniciarán los trabajos de perforación	29
9.1.3.7 Distancia del Pozo al lindero más cercano	30
9.1.3.8 Elevación del terreno sobre el nivel del mar, Ground Level (GL):	30
9.1.3.9 Equipo de Perforación:	31
9.1.3.10 Profundidad Total Aproximada:	31
9.1.3.11 Espaciamiento entre pozos	31
9.1.3.12 Formación en la que se completa el pozo	32
9.1.3.13 Tubería de Revestimiento	32
10 ETAPA DE PERFORACIÓN	39
10.1 MANEJO Y CONTROL DE REGISTROS ELECTRICOS	40
10.1.1 Medios de presentación de registros eléctricos	45
10.1.2 Formatos o archivos de presentación:	47
10.1.2.1 Encabezado del pozo	47
10.1.2.2 Archivos PDS del registro	47
10.1.2.3 Escalas en registros Open Hole	47
11. COMPLETAMIENTO	49
11.1 REGISTROS CASED HOLE EN LA ETAPA DE COMPLETAMIENTO	50
11.2 GRAFICOS COMPUESTOS	53
11.2.1 Tubería de revestimiento:	54
11.2.2 Prueba oficial de completamiento	56
11.2.3 Elaboración de estados mecánicos:	57
11.2.4 Elaboración del cabezal grafico:	61

11.2.5 Creación de template y columna estratigráfica:	62
11.2.6 Log Header y Data de Corrida de registros:	64
11.2.7 Lodo de perforación y su data para el Grafico Compuesto:	67
12. ETAPA DE AVANZADA EN INTERPRETACIÓN DE REGISTROS	75
12.1 INTRODUCCIÓN TEÓRICA EN INYECCIÓN DE AGUA Y ESTRATIGRAFÍA EN EL MARCO DE LA CONEXIÓN HIDRÁULICA ENTRE POZOS.	75
12.2 FASES PARA LA EJECUCIÓN DE LA ETAPA DE AVANZADA.	80
12.2.1 Revisión bibliográfica y reconocimiento del problema.	80
12.2.2 Fase de entrenamiento en software de visualización de la data geológica.	81
12.2.3 Selección del área de trabajo.	82
12.2.4 Selección de pozos y panel estratigráfico	84
12.2.5 Amarre roca-registro y su aporte en la caracterización del ambiente de depósito (facies encontradas a lo largo de los pozos).	89
12.2.5.1 Registros eléctricos Litológicos	94
12.2.5.2 Registros Eléctricos Resistivos:	94
12.2.5.3 Registros Eléctricos de Densidad-Neutrón:	94
12.2.5.4 Espesores de facie:	95
12.2.6 Marcación y correlación de topes operacionales con registros eléctricos.	96
12.2.7 Correlación litoestratigráfica y definición de la arquitectura estratigráfica (relaciones verticales y laterales de cuerpos).	99
12.2.7.1 Conclusiones acerca del ambiente de depositación	108
12.2.7.2 Marco geológico en sistemas Deposicionales Meandriformes y su favorabilidad como reservorios.	109
12.2.8 Identificación de unidades genéticas de flujo y zonación del yacimiento (figura 49).	112
12.2.9 Cartografía en el subsuelo de propiedades en unidades definidas.	114
12.2.9.1 Cartografía estructural.	115
12.2.9.2 Cartografía de Arena Neta (fig. 51 y 52)	117
12.2.9.3 Cartografía de porosidad efectiva	118

12.2.9.4 Cartografía de eléctrofacies:	120
12.2.9.5 Cartografía de unidades apiladas (Figuras 57 y 58)	121
12.3 VALIDACIÓN DE CORRELACIONES Y MAPAS CON INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN.	123
12.4 APLICACIÓN DEL ESTUDIO A LA PROBLEMÁTICA DE RECOBRO PARA LA DINÁMICA DE INYECCIÓN-PRODUCCIÓN DEL PATRÓN DE INYECCIÓN DEL POZO LA CIRA 2000.	125
13. CONCLUSIONES	134
BIBLIOGRAFIA	136

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1, Localización geográfica Campo LCI. Tomada de Ecopetrol (1999).	5
Figura 2, Imagen satelital del bloque piloto de estudio, Tomada en ARC.GIS	6
Figura 3, Esquema general del modelo geológico de facies (ECP, 1999).	11
Figura 4, Estructura del Campo LCI, Tomada de Parke A. D. (1992).	12
Figura 5, Columna estratigráfica general para el VMM, ECOPETROL 1999.	14
Figura 6, Fases para el desarrollo de pozos y de este estudio.	19
Figura 7, Topes operacionales interpolados.	25
Figura 8, Data consignada en la forma 4CR.	27
Figura 9, Medidas de profundidad relativa en pozo.	30
Figura 10, revestimiento de pozo en el subsuelo.	33
Figura 11, Sarta de perforación. Tomada de www.Drillingstring.com	35
Figura 12, Archivo gráfico de topes interpolados en pozo desviado.	38
Figura 13, Herramienta de corrida de registros y su secuencia vertical.	43
Figura 14, Unidad Wireline para el montaje de herramientas.	45
Figura 15, Tubería de cañoneo.	51
Figura 16, Ejemplo de fondo relativo de pozo en casos de arenamiento.	52
Figura 17, Cementación tipo Pumping.	56
Figura 18, Estado mecánico (casing y sarta de tubería) para pozo Inyector.	60
Figura 19, Componentes del cabezal grafico.	61
Figura 20. Template's generados para la organización de tracks y escalas de registros.	63
Figura 21. Elemento del Log header.	65
Figura 22, Información de corrida de registros y lodo de perforación.	66
Figura 23, Broca y salidas del lodo de perforación	68
Figura 24, Planta de procesamiento de lodos.	70
Figura 25, Elementos para la salida del lodo a la planta de manejo.	71

Figura 26, Relación registros-Estado mecánico en el grafico compuesto.	74
Figura 27. Dinámica de Inyección, Modificada de Franco Sandoval L. (SPE)	78
Figura 28, Estructura metodológica de fases en la etapa de interpretación.	80
Figura 29, porcentaje de uso de software.	82
Figura 30. Mapa geológico en superficie del área de estudio.	84
Figura 31, Clasificación de registros por pozo.	85
Figura 32, Malla de correlación tipo rectilínea.	87
Figura 33, Malla de correlación para el estudio.	89
Figura 34, Clasificación de facies. Ryer T. (2007).	91
Figura 35, Comparación roca-registro.	92
Figura 36, Pozos con facies digitalizadas (tramas amarillas y marrones) y registros eléctricos; Gr: color verde, Resistivos: azul, den-neutrón: azul con rojo rellenado.	93
Figura 37, Ejemplo de correlación estructural con topes operacionales.	98
Figura 38, Modelo de ubicación para arenas de la Zona C.	100
Figura 39, Análisis 3D de desviación de pozo.	101
Figura 40, Relación de inclinación pozo-estratos. Tomado de O. Serra, Análisis de ambientes sedimentarios mediante perfiles de pozo.	102
Figura 41, Columna de unidades construida para manejo de software.	103
Figura 42, Pozos Tipo para la definición de unidades genéticas.	105
Figura 43, Fotografía de correlaciones realizadas a papel (escala monitor parte izquierda).	106
Figura 44, Ejemplo de correlaciones litoestratigráficas digitalizadas.	107
Figura 45, seguimiento de canales modelado para zona de estudio.	108
Figura 46, Modelo de electrofacies. Tomada de Informe técnico LCI ECOPEPETROL (1999).	109
Figura 47, Morfología de meandros. Visher, 1977.	110
Figura 48, Corrientes en ríos meandriformes. Tomada de Friedman y Sanders, 1978.	111
Figura 49. Unidades genéticas de flujo.	114

Figura 50. Mapa estructural del área de estudio, cotas de mayor nivel; parte inferior derecha.	116
Figura 51, Mapa Net Sand C1-A.	117
Figura 52, Mapa Net Sand C2-A.	118
Figura 53, Mapa de porosidad efectiva en la unidad C1-A.	119
Figura 54, Mapa de porosidad efectiva en la unidad C2-A.	119
Figura 55, Mapa de eléctrofacies de la unidad C1-A.	120
Figura 56, Mapa de eléctrofacies de la unidad C2-A.	121
Figura 57, Mapa de unidades apiladas C2-ABC.	122
Figura 58, Mapa de unidades apiladas C2-FGH	123
Figura 59, Modelo de canalización para el Pozo La Cira 2000.	126
Figura 60, Correlación Sarta selectiva-unidades genéticas.	128
Figura 61, Perfil de presión y caudal de inyección en el pozo canalizado.	129
Figura 62, Emanación de crudo por respuesta a canalización del pozo LC 2000 al pozo LC 100	130
Figura 63, Intervalos canalizados.	131
Figura 64, Distribución de la porosidad en patrones de inyección.	132
Figura 65, Condiciones de flujo en la Zona C.	133

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1, Data básica en tubería de revestimiento.	35
Tabla 2, Listado de formas 4CR entregadas a partir de enero de 2009.	36
Tabla 3, Medios de presentación de registros eléctricos.	46
Tabla 4, Escala media para registros eléctricos.	48
Tabla 5, Ejemplo de características de casing en pozo x.	56
Tabla 6, Data de prueba oficial de completamiento.	57
Tabla 7, Estado mecánico (casing y sarta de varillas y tubería) para pozo productor.	59
Tabla 8, Léxico Básico para el log header.	67
Tabla 9, Gráficos Compuestos realizados a partir de enero de 2009.	72
Tabla 10, clasificación de registros por grupo según el tipo.	86
Tabla 11, Respuesta densidad-neutrón al amarre núcleo-registro.	94
Tabla 12, respuesta de registros al amarre núcleo-registro.	95
Tabla 13, Perfil de inyección y trazadores radioactivos	127

LISTA DE GRAFICAS

	Pág.
Grafica 1, Formas 4CR elaboradas por mes de práctica.	36
Grafica 2, Gráficos Compuestos elaborados por meses del 2009.	73

RESUMEN

TITULO: PRÁCTICA EMPRESARIAL EN DESARROLLO, MANEJO E INTERPRETACIÓN DE INFORMACIÓN DE LOS NUEVOS POZOS PERFORADOS EN FASE III DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS, OCCIDENTAL DE COLOMBIA *

AUTOR: Fabián Alejandro Velásquez Navas **

PALABRAS CLAVES: Prognosis, completamiento, facies (point bars, Clay Plug, Crevasse Splay, Natural Levee y Flood Plain), recobro secundario e inyección de agua.

DESCRIPCION

En este trabajo se presenta una metodología integrada y aplicada para el manejo e interpretación de pozos nuevos perforados en el proyecto La Cira Infantas (LCI), la cual consiste en términos generales del seguimiento de la data geológica en las diferentes etapas de desarrollo del campo como lo es; La etapa de planeación de pozo, de perforación, completamiento y avanzada en caracterización geológica, llevando a cabo un énfasis principalmente en esta ultima a través de la interpretación de registros eléctricos y su aplicación en la caracterización estratigráfica, petrofísica y sedimentológica del área. En este trabajo en conformidad con las tareas de la geología de Yacimientos se realizó constantemente un empalme con la dinámica de producción e inyección en los patrones del campo, lo cual busca una optimización de la producción a través de los procesos de recobro por inyección de agua.

El campo La Cira Infantas está dividido en diez (10) áreas para su manejo operacional, en las cuales la formación Mugrosa de edad oligoceno, compuesta (verticalmente) por las zonas operacionales B y C, y un ambiente de depositación fluvial es principalmente la formación almacenadora de hidrocarburos. Para el estudio se seleccionó un piloto que se encuentra dentro del área conocida como La Cira 2. Sobre él, se realizaron las respectivas correlaciones estructurales y estratigráficas de intereses, especialmente en la zona C de la formación Mugrosa, donde se realizó una caracterización estratigráfica, petrofísica y sedimentológica de alta resolución para cumplir de esta manera con el objetivo del proyecto.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Geología, Director Ricardo Mier

ABSTRACT

TITLE: DEVELOPING BUSINESS PRACTICE, MANAGEMENT INFORMATION AND INTERPRETATION OF NEW WELLS DRILLED IN PHASE III OF THE CIRA INFANTAS FIELD, WESTERN COLOMBIA*

AUTHOR: Fabián Alejandro Velásquez Navas**

KEYWORD: Prognosis, completion, facies (point bars, Clay Plug, Crevasse Splay, Natural Levee y Flood Plain), secondary recovery water injection

This work present a methodology integrated and applied for the handling and interpretation in new wells perforated in the project La Cira Infantas (LCI), who consists of general terms of the pursuit of the geologic information in the different stages from development of the field, for example; The stage of well planning, of perforation, completion and geologic characterization, with emphasis mainly in this stage, using the interpretation of well logs and its application in the stratigraphic, Petrofísic and sedimentologic characterization of the area.

In this work was realised a constantly correlation with the production and injection dynamics in the flooding pattern (injection pattern), finding an optimization in the production with the processes of recovery by water injection.

La Cira Infantas Field is divided in ten (10) operational areas, in which Mugrosa formation age Oligocene, composed (vertically) by operational zones B and C, and an environmental of fluvial accumulation is mainly the reservoir formation. This study selected a pilot, who is in La Cira 2 Area. On him, the respective structural and stratigraphic correlations were realised, especially in zone C of the Mugrosa formation, where a stratigraphic, Petrofísic and sedimentológica characterization in high definition was realised to fulfill this way with the object of this work.

* Grade Project

** Physicochemical Faculty of Engineering, School of Geology, Director Ricardo Mier

INTRODUCCIÓN

El campo La Cira Infantas es el primer campo descubierto en Colombia. En 1918 brotaron de sus suelos las primeras gotas de crudo que en su suma llegarían a alcanzar los 1000 barriles por día (BOPD). Hoy cumpliendo 90 años de su inicio, las necesidades que se presentan para la explotación de su crudo son en cierta medida diferentes a las de ese entonces debido a la despresurización del yacimiento.

Hoy en día el trabajo en geociencias aplicado al campo consiste principalmente en la geología de desarrollo, que busca en sinergia con la ingeniería de petróleos la optimización del campo en cuanto recobro secundario se refiere, bajo la premisa de que el aumento en la producción de crudo depende del conocimiento de las zonas menos drenadas y por ende de la arquitectura del yacimiento como tal. El trabajo del geólogo de yacimientos no se limita a conocer el reservorio por medio de las herramientas tratadas netamente en la disciplina sino que abre su conocimiento al buscar comprender el comportamiento del yacimiento frente a la estimulación y respectiva producción en cada uno de los pozos y en la tendencia general por la dinámica conjunta de ellos.

En las rocas clásticas del campo La Cira Infantas, la estructura sedimentaria y la distribución de las propiedades tienen una influencia importante en el recobro secundario, principalmente en inyección de agua que es el mecanismo de desplazamiento utilizado. Este tipo de yacimientos desarrollan una geometría compleja de unidades de flujo formando sistemas altamente heterogéneos, por ello es labor neurálgica del geólogo la ubicación tanto en superficie como en el subsuelo de las zonas más propicias en donde pueda presentarse el menor drenaje del crudo. La heterogeneidad y la influencia que esta tiene en la eficiencia

de barrido con agua y desplazamiento areal y vertical del crudo es un factor determinante, por ello se hace necesario un adecuado manejo e interpretación de la información que integre la data geológica y la data resultante de los análisis de producción, siendo este último el objetivo perseguido en los trabajos del equipo de Yacimientos. En este contexto y partiendo de la necesidad del control de la información por el grueso en el que ella se da, el trabajo del practicante de Geología consiste en términos generales en la recopilación, organización e interpretación de dicha información en los pozos nuevos perforados. Para ello, OCCIDENTAL ANDINA tiene dentro de su plan de manejo de data, la elaboración de documentos con la información básica del pozo, dicha elaboración, el desarrollo y la interpretación de la data constituyen la estructura de este documento, el cual se despliega en detalle a continuación.

1. OBJETIVO GENERAL

Recopilar, organizar e interpretar la información de los pozos nuevos perforados durante la ejecución de la fase III de desarrollo del campo la Cira Infantas con el fin de elaborar las formas de pozo, evaluar los trabajos realizados y generar estudios de modelamiento estático en aras de la optimización del recobro secundario por inyección de agua.

1.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Compilar y organizar la información para la elaboración de las Formas legales de intención de perforar; 4CR, en las cuales se incluya las características espaciales del pozo y su respectivo plan direccional de desviación.
- Elaborar archivos de pozos completados tipo Grafico Compuesto a partir de información básica de Yacimientos; información de corrida Registros eléctricos, profundidades de los intervalos de cañoneo en la zona de interés, composición y propiedades físicas del lodo de perforación y estado mecánico del pozo.
- 3. Con la información geológica obtenida de los registros eléctricos en los pozos nuevos completados, desarrollar el proyecto “CARACTERIZACION GEOLÓGICA EN AREA PILOTO DE CIRA SUR, ZONA C, POR AMARRE ROCA-REGISTRO EN CONTRIBUCION AL CONOCIMIENTO DE LA DISTRIBUCION ESPACIAL DE UNIDADES DE FLUJO”, con el objetivo general de:

- Identificar y mapear unidades de flujo basadas en la geometría de los cuerpos faciales a través del amarre núcleo-registro y la calibración a mapas de propiedades petrofísicas y mapas de producción.

2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El campo la Cira Infantas está ubicado en La Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), la cual se encuentra limitada por la Cordillera Oriental al Este y por la Cordillera Occidental al Oeste. Geográficamente esta cuenca tiene sus límites septentrionales en el Banco (Magdalena) y Honda (Tolima) en su parte sur. El campo La Cira-Infantas se encuentra en la parte central de la antigua Concesión De Mares, al costado este de la rivera del Río Magdalena y al sur del río Sogamoso, a una distancia aproximada de 22 Km. al SE de la ciudad de Barrancabermeja-Santander y a 250 Km. al NW de Santafé de Bogotá, cuenta con una extensión de 160 Km² y cerca de 2000 pozos (Figura 1).

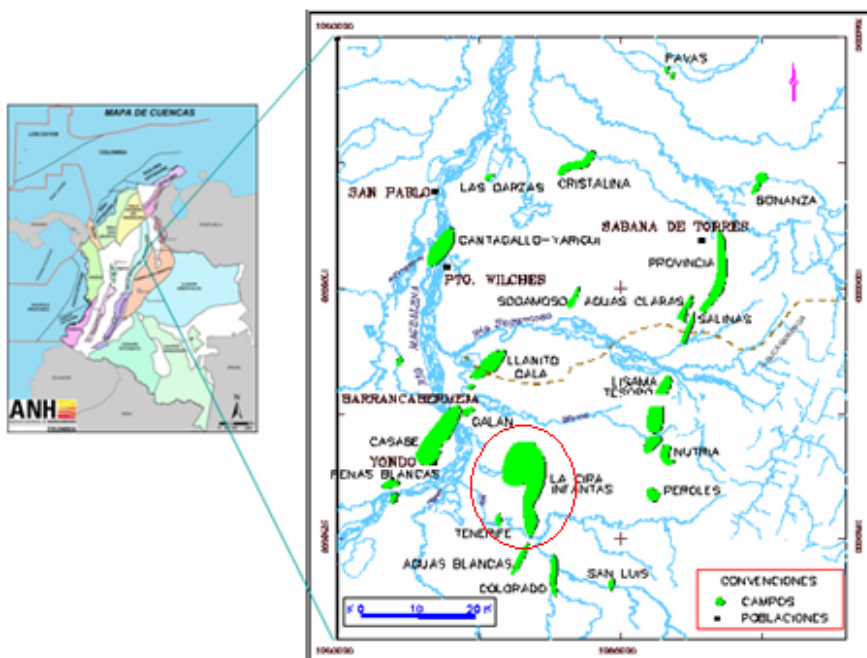


Figura 1, Localización geográfica Campo LCI. Tomada de Ecopetrol (1999).

2.1 AREA DE ESTUDIO

El campo La Cira Infantas está dividido en 10 áreas para su manejo operacional. Para el estudio se seleccionó el piloto señalado en la figura 2, el cual se encuentra en el bloque Norte de La Cira, en el área operacional conocida como La Cira 3W, el bloque cuenta con seis km cuadrados, en el se realizó la correlación estructural para la secuencia recorrida en los pozos y se una área cercana a los cuatro llevo a cabo la caracterización estratigráfica, sedimentológica y petrofísica específicamente para la zona vertical "C", en la cual están completados la mayoría de los pozos.

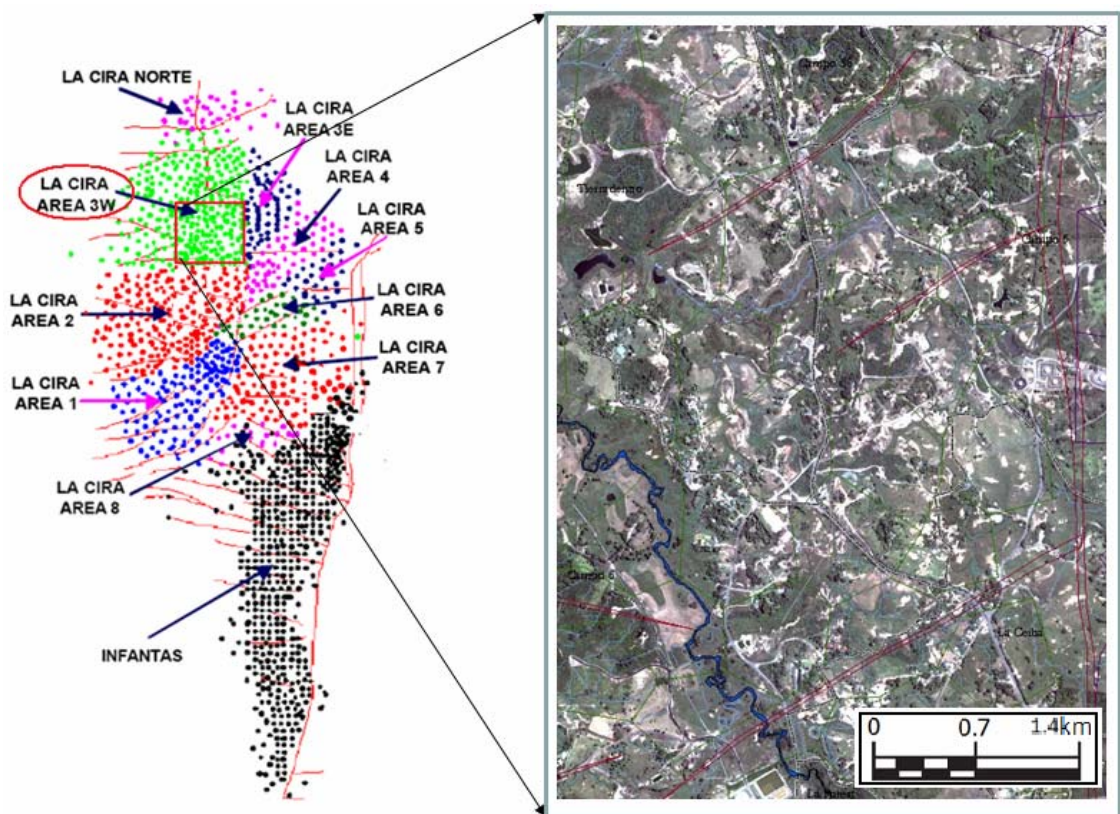


Figura 2, Imagen satelital del bloque piloto de estudio, Tomada en ARC.GIS

3. JUSTIFICACIÓN

La extracción del crudo y el aumento en la producción en un campo maduro y de depositación fluvial como lo es La Cira Infantas es totalmente dependiente de la eficiencia del recobro secundario que en nuestro caso corresponde a la inyección de agua. Debido a la complejidad de la arquitectura del yacimiento producto de la geometría de los cuerpos y sus relaciones espaciales, la eficiencia de la inyección de agua y del desplazamiento del crudo son a su vez factores dependientes del conocimiento de la variación de las propiedades geológicas que controlan el comportamiento de los fluidos en dicho yacimiento.

Una mejor caracterización estratigráfica y sedimentológica de las zonas productoras es el punto de partida para la revaluación de reservas remanentes, del patrón de inyección y la distancia entre pozos generalmente utilizada, optimizando de esta manera el desarrollo del actual sistema de recobro secundario por inyección de agua de zonas en estado de agotamiento avanzado. La descripción de la arquitectura estratigráfica y las unidades genéticas conducto de los fluidos justificaron plenamente el desarrollo de este estudio.

4. DESCRIPCIÓN GENERAL HISTÓRICA DEL CAMPO

El pozo descubridor del campo Infantas fue el Infa-2, completado en abril de 1918 con una producción de 800 a 1000 Bpd. En 1920 la STANDARD OIL (Tropical Oil Company) adquirió el campo hasta la fecha de 1951 donde fue dejado en las manos de la compañía estatal. A finales de 1940, se habían perforado 437 pozos en zona "C", 32 en zona "B" y uno en zona "A". Durante el periodo de 1953 a 1957 ECOPETROL perforo 64 pozos adicionales, siendo el espaciamiento promedio de 11 acres. Inicialmente, la mayor parte de los pozos produjeron por flujo natural, bien fuese por capa de gas, gas en solución o empuje natural de agua, posteriormente se pasó al sistema de levantamiento (Gas Lift) y luego al sistema actual de bombeo mecánico. Con el pozo LC-58 completado en zona "A" en 1925 se comprueba la existencia del anticlinal LA CIRA, entre este mismo año y el siguiente se descubrirían las arenas "116" de la zona "A", mediante la perforación del pozo LC-116. Con la perforación y el completamiento del pozo LC-125 quien fuese el primer productor en "B" en julio de 1926 se descubre la zona "C", que inició producción con una tasa de 2,350 BPD. En los años transcurridos entre 1930 y 1932 se desarrollo la zona B completándose 23 pozos y profundizándose 111 pozos en "C". A finales de 1940 se habían perforado un total de 675 pozos y en 1947 un total de 857 pozos. La inyección de gas para las zonas "C" y "B" presentó interrupciones continuas, en 1928 fue iniciada esta labor para las dos zonas nombradas anteriormente, en el caso específico de infantas C, la inyección es parada esporádicamente hacia 1970 y totalmente en 1986, para la zona B se da la primera suspensión un año más tarde al del inicio del programa y es nuevamente reiniciada en 1931, debido a los resultados poco satisfactorios obtenidos en 1936 es suspendida finalmente. Con el propósito de presurizar el yacimiento el recobro secundario con inyección de agua para el campo fue iniciado cerca de 1946 aplicado en el área operacional La Cira 02, para ese

tiempo el espaciamiento entre pozos tenía un promedio de 14 acres. En los años concernientes al periodo 1953 a 1957 es pasado el campo a manos de la compañía colombiana ECOPETROL, la tarea de inicio con el ECOPETROL es inaugurada con la perforación de 64 pozos en Infantas. En 1957, se inició el recobro de aceite por inyección de agua en la zona "C" del campo la Cira, en un área de la parte central del área 3W. De 1964 hasta comienzos de 1966, ECOPETROL perforó 19 pozos para desarrollar el área La Cira Norte, considerando el pozo LC 1753 como el descubridor del área. En los años 70's ECOPETROL inicia formalmente el programa de inyección de agua con patrones entre pozos de siete y cinco puntos sin obtener los mejores resultados. En 1939 con un valor de 53,000 BOPD es registrado el pico de producción primaria y 1974 las más alta de producción secundaria con una tasa de 11,780 BOPD, hoy en día gracias a los esfuerzos consumados en la asociación estratégica de ECOPETROL y OXY, además del sólido y experimentado equipo de yacimientos, el campo hoy en día alcanza una producción promedio cercana a los 24.900 Bpd

Recopilado de; Ecopetrol, Informe técnico campo LCI (1999) y Mantilla J. (1993).

5. MODELO GEOLOGICO

De acuerdo con la interpretación de corazones, la definición de electrofacies a partir de los diferentes tipos de registros y la cartografía de las unidades, se definió que el ambiente de depositación del Campo La Cira Infantas es de tipo continental y que los depósitos de canales fluviales son las facies predominantes en las diferentes zonas de la columna estratigráfica triásica del campo, principalmente en la zona "C".

La asociación de las facies de depósitos de canales fluviales y depósitos de llanura de inundación en los corazones junto con la interpretación geoquímica permiten interpretar un ambiente de canales fluviales trenzados en el que predomina el canibalismo entre ellos para la Zona-C y un ambiente de canales sinuosos, para las Zonas A y B. La figura 3, esquematiza el ambiente de depositación general del campo según Ecopetrol (1999).

Fuente: Informe técnico Campo LCI, Ecopetrol (1999).

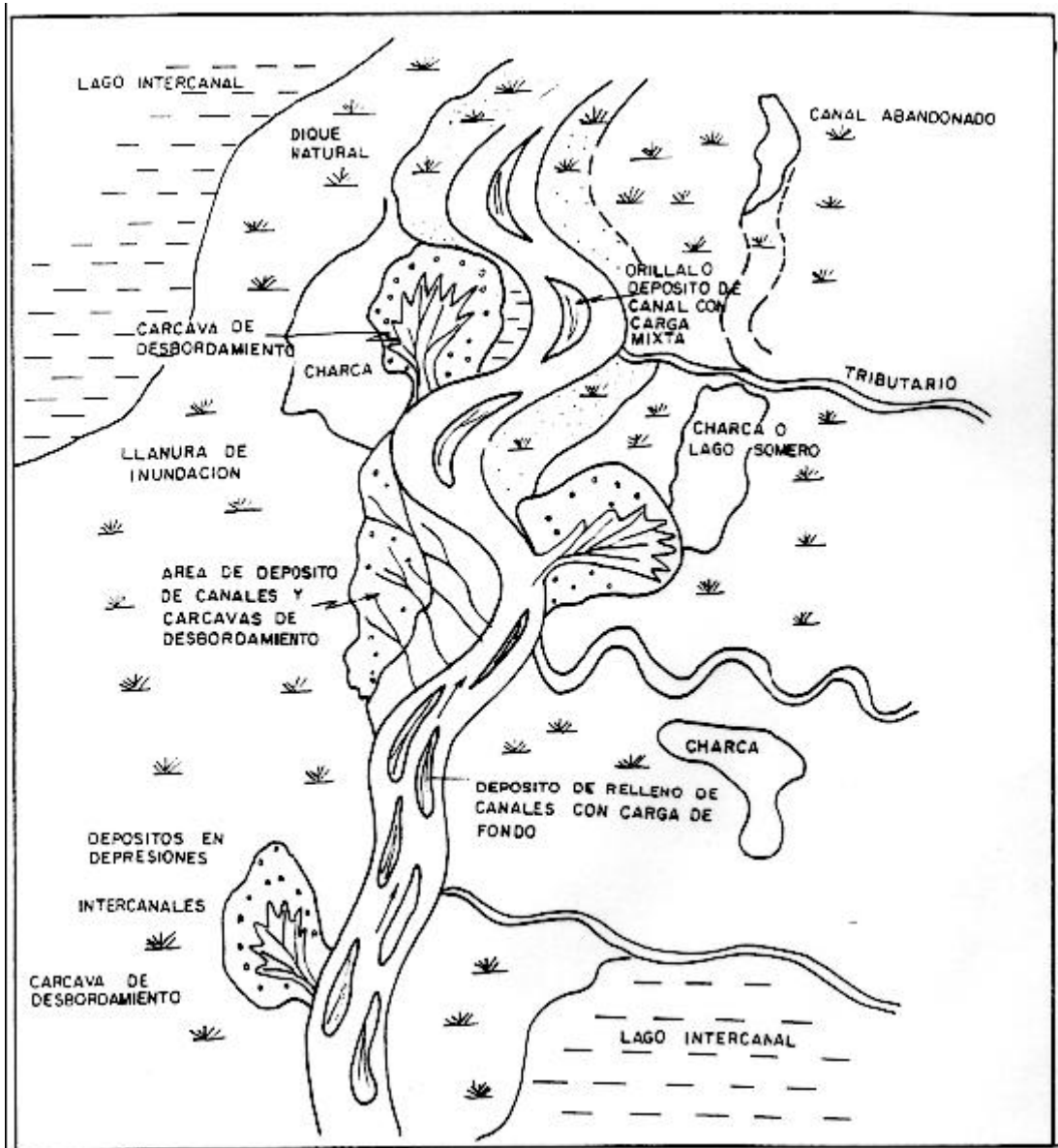


Figura 3, Esquema general del modelo geológico de facies (ECP, 1999).

Según Parke A. D. estructuralmente El Campo La Cira - Infantas es un anticlinal alargado de 9 Km. de longitud por 6 Km. de ancho, el eje principal se encuentra en dirección Norte – Sur (figura 4). El Campo La Cira produce de tres zonas “A”, “B” y “C”. La zona “C” es un yacimiento de arenas fluviales de permeabilidad baja a moderada. Las zonas “C” y “B” producen de la formación Mugrosa

correspondiente a la edad Eoceno - Oligoceno y la zona "A" produce de la formación Colorado de edad Oligoceno.

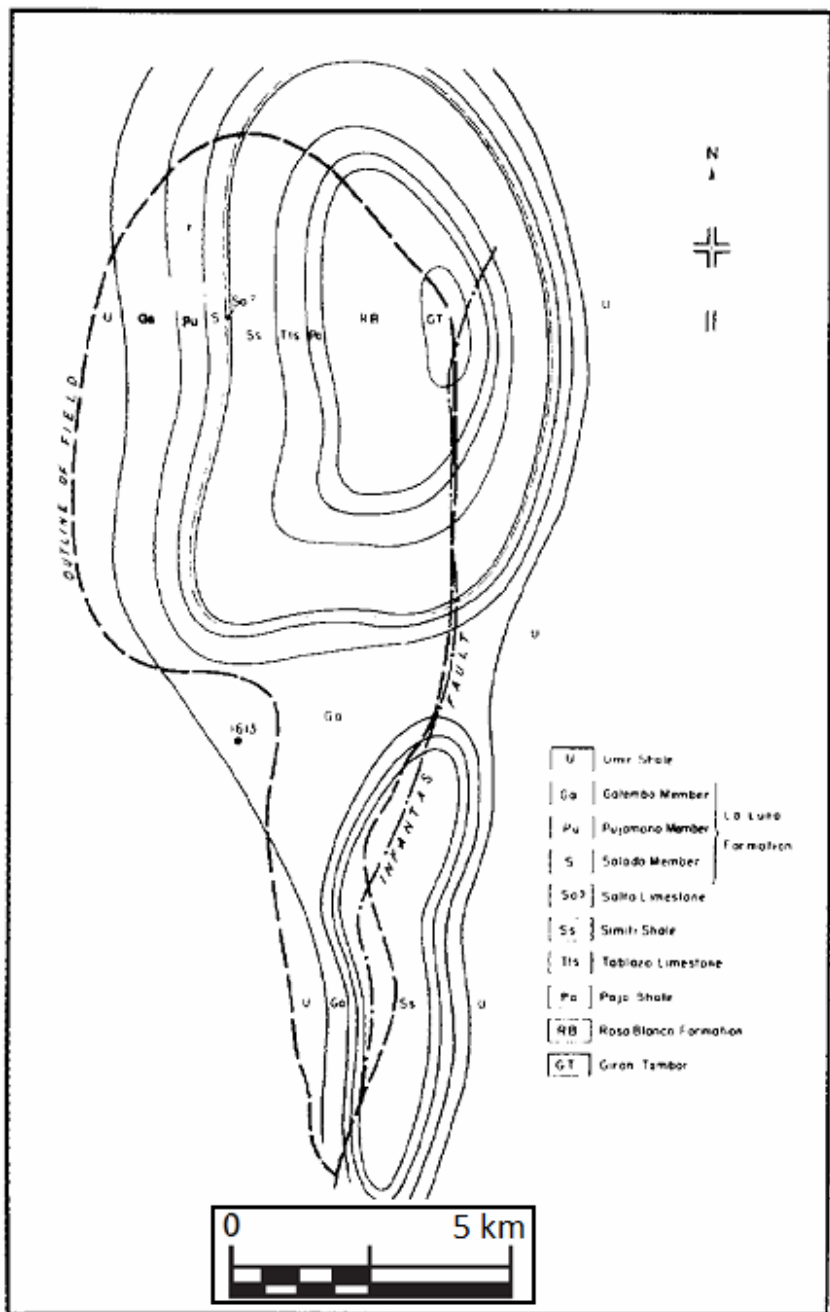


Figura 4, Estructura del Campo LCI, Tomada de Parke A. D. (1992).

6. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

El marco geológico regional del campo La Cira Infantas es asociado a la cuenca que lo alberga, la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), en esta cuenca a lo largo de su historia se han presentado eventos tectono-sedimentarios evidenciados en su geomorfología actual. La cuenca del Valle Medio del Magdalena es considerada como una cuenca de tipo intracontinental, en forma de semigraben inclinada hacia el Este con una cobertura sedimentaria de más de 16000 pies (5000 m.) que descansa discordantemente sobre rocas Triásico - Jurásicas. Esta secuencia sedimentaria representa sedimentación marina durante el Cretácico y continental en el Terciario, siendo la discordancia regional Eoceno-Paleoceno su división más visible.

A partir del Triásico y hasta comienzos del Cretáceo el área de la cuenca actuó como una zona de "*Rift*" con depositación principalmente molásica, continuando en el Cretáceo como "*back arc*", detrás de la zona de subducción Andina y depositación principalmente de tipo marino. Durante el Cretáceo tardío - Paleoceno comenzó en la cuenca un proceso de deformación compresional debido a la acreción de la Cordillera Occidental sobre el cratón Suramericano, lo que causó un plegamiento y erosión de la secuencia cretácea del campo. Posteriormente, en el Oligoceno, comenzó el levantamiento de la Cordillera Central, al tiempo que la cuenca del Magdalena y la actual Cordillera Oriental formaban parte de una gran cuenca de "*foreland*", pasando la sedimentación a ser de tipo continental (fluvial - fluvio paludal y/o fluvio deltaica), depositándose discordante sobre la secuencia Cretácea. Finalmente, en el Mioceno tardío - Plioceno ocurrió un período de plegamiento y cabalgamiento en la Cordillera Oriental seguido por el levantamiento regional de dicha cadena montañosa,

delimitando la parte oriental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena e imprimiéndole las características estructurales presentes en dicha cuenca.

Tomado de Mantilla J. (1993).

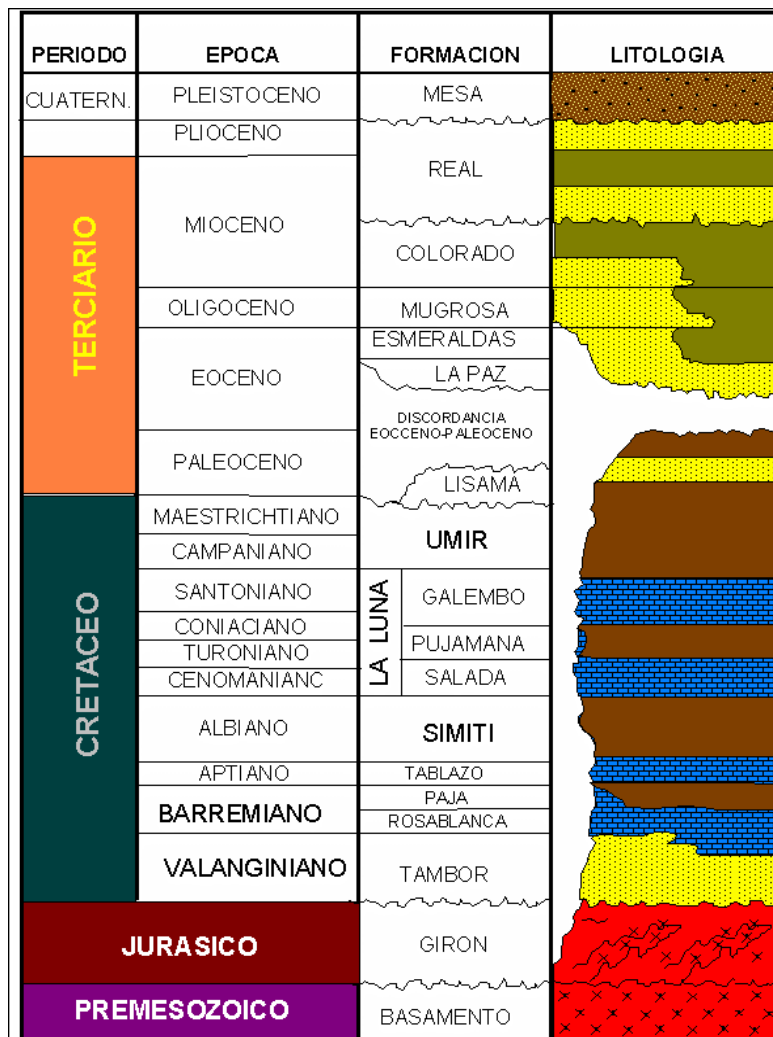


Figura 5, Columna estratigráfica general para el VMM, ECOPETROL 1999.

7. ESTRATIGRAFÍA

En las siguientes líneas se muestra una descripción resumida de las formaciones de interés para este estudio en la columna del Valle Medio Del Magdalena encontradas en los pozos del campo La Cira Infantas complementada con la descripción que da Dickey, Park. AAPG 1992 y Ward et all, 1973.

Debido a que la mayor parte de la producción del campo proviene de la Zona-C y B, la mayoría este informe se centra en la formación Mugrosa y en la suprayacente Formación Colorado.

7.1 FORMACIÓN MUGROSA

Se le ha asignado a la Formación Mugrosa una edad Oligoceno Inferior a Medio, verticalmente esta formación yace concordantemente sobre la Formación Esmeraldas. Consiste de areniscas depositadas en canales fluviales de sistemas de carga mixta y de fondo, depósitos de “overbank”, y lodolitas depositadas en llanuras fluviales y paleolagos. En el área La Cira la Formación Mugrosa presenta un espesor aproximado de 1800 pies, La porosidad promedio de esta Formación está entre el 15 al 20%.

Litológicamente se trata de una arenisca con matriz arcillosa bioperturbada, a pesar de esto se observan resumideros activos que emanan aceite y agua, probablemente generados en la Formación La Luna.

7.2 FORMACIÓN COLORADO

Esta unidad se presenta como roca reservorio con buena porosidad entre el 15-20% y permeabilidades entre 20-600 md. Está compuesta por lodolitas rojas, grises y púrpura, masivas, interestratificadas con areniscas de grano fino de point Bars. El espesor promedio perforado para la Formación Colorado en el campo la Cira es de 1500 pies. En el área de la Cira Infantas el ambiente de sedimentación para la Formación Colorado es de tipo fluvial meandriforme con una edad que abarca desde el Oligoceno Superior hasta Mioceno Inferior, presentando un contacto concordante con la infrayacente Formación Mugrosa. Al tope de esta formación se encuentra una unidad conocida como La Cira Shale, la cual está compuesta de shales carbonaceos, duros, ocasionalmente calcáreos con presencia de bivalvos de agua salobre y dulce, además con intercalaciones de delgados paquetes de arenisca de grano fino, que afloran en el flanco Noroccidental del Anticlinal de La Cira.

Modificado de Informe técnico Campo LCI, Ecopetrol 1999.

8. METODOLOGÍA

La metodología utilizada para el desarrollo de esta práctica parte de la premisa del aprendizaje y la participación en cada una de las etapas de desarrollo del campo, donde se generara la data geológica necesaria para el proyecto, esto con el fin de sustraerla, filtrarla e integrarla en documentos que de manera grafica y resumida permitan una fácil y rápida visualización del conjunto de datos y una optima interpretación geológica en el piloto estudiado, es por esta razón que en este trabajo se encuentra la redacción en términos generales de cada una de dichas etapas y dentro de ellas se explica la información utilizada.

Es importante aclarar que el proceso que engloba las diferentes etapas es totalmente cíclico, ya que la primera de ellas es dependiente de la última etapa del desarrollo de los pozos y así para cada una de las etapas, a continuación se listan cada una de ellas y la información sustraída durante su proceso; Etapa Preliminar, etapa de perforación, etapa de completamiento y etapa de avanzada con registros eléctricos de pozos nuevos para el piloto estudiado.

La etapa preliminar consiste en la planeación del pozo en cuanto a su ubicación, dirección de inclinación, profundidad buscada y zona de interés, esta data es compilada en un documento estandarizado para el manejo rápido de información por Occidental Andina conocido como Forma 4CR, el cual es de manejo interno y es una agrupación de datos que permite una rápida y fácil visualización de la información, esta forma legal al igual que la Forma 6CR explicada en posteriores líneas tienen como destino el Ministerio de Minas y Energía quien lo exige para el control ambiental y como requisito establecido en la asociación del estado Colombiano y las compañías multinacionales instauradas en Colombia.

En la *etapa de perforación* se brinda la data de tubería de revestimiento, características químicas y físicas del lodo de perforación por ejemplo su composición, resistividad como mud cake o como lodo filtrado, la densidad, etc..y los registros eléctricos Open Hole mas la información básica de su corrida por parte de la compañía prestadora de servicios SCHLUMBERGER, estos son recibidos en tres medios; magnético, físico (papel) y film (acetato), cada paquete de registros por pozo tiene los siguientes destinos: ECOPETROL Campo y Bogotá, archivo central de OXY, Agencia Nacional de Hidrocarburos y archivo central de Oxy, los registros eléctricos de cada pozo son cargados en Geographix y Open Works, para hacerle las respectivas correcciones y realizar un filtro de la calidad de la información.

Los trabajos de completamiento son la tercera etapa y de ellos podemos extraer data como lo es; la gravedad API del crudo, la producción de agua y crudo diaria, el sedimento extraído, data de corrida de registros eléctricos Cased Hole y los intervalos de cañoneo en la formación de interés.

La compilación obtenida de la etapa de perforación y completamiento es la base para la elaboración de los documentos conocidos como Gráficos Compuestos los cuales como su nombre lo indica almacenan información grafica de varias fuentes, ellos pertenecen a la Forma 6CR que también tiene por destino el Ministerio de Minas y Energía.

Teniendo ya finalmente la información organizada en los documentos gráficos se procede a la avanzada por interpretación de registros eléctricos en el piloto asignado, es de suma relevancia resaltar que en este trabajo la recopilación e integración de la data no constituyo solo los trabajos preliminares a la interpretación, si no que fue una constante en el desarrollo de este, pues en el campo todo los días se perforan nuevos pozos por los taladros de H&P y por tanto

se llevaba el cumplimiento de la totalidad de las etapas nombradas anteriormente para cada pozo.

Paralelamente a la compilación de la información por etapas se iban llevando a cabo las fases del proyecto en la etapa de avanzada como tal.

En esta última, *la etapa de avanzada*, la primera tarea a ejecutar fue una revisión bibliográfica tanto de teoría de reservorios de depositación fluvial y geología de desarrollo como información de estudios realizados en la trayectoria del campo para poder llevar a cabo la identificación de un problema en particular, teniendo ya dicho problema se selecciono el área de estudio, seguidamente se clasificaron los pozos aptos para el estudio según la calidad de la información, contando con los pozos se definieron las líneas del panel estratigráfico y se procedió a realizar un amarre roca-registros para caracterizar el ambiente de depositación, luego se marcaron los topes operacionales y se correlacionaron, posteriormente solo para la zona C se realizó una correlación litológica y se definió la arquitectura estratigráfica del yacimiento, seguidamente se realizó la cartografía de propiedades en las unidades definidas a través de los mapas de; electrofacies, isópacos de Net Sand, porosidad y de apilamiento vertical, contando con estos mapas se identificaron las unidades de flujo como tal y se calibraron las correlaciones con información de producción como lo es influencia y obstrucción de fluidos en patrones de inyección.

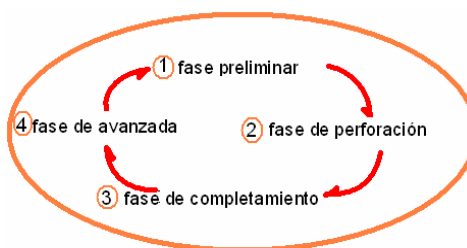


Figura 6, Fases para el desarrollo de pozos y de este estudio.

9 ETAPA PRELIMINAR DE POZO

Esta etapa consiste básicamente en la planeación del pozo, a partir de este momento, de la intención de desarrollar un nuevo pozo se genera la información manejada por el estudiante en práctica.

Como se comentaba anteriormente, cada una de las cuatro etapas son dependientes entre ellas y principalmente de la anterior, por esta razón y por tratarse de la explicación de la primera de ellas, se hace necesario con el fin de hacer claro el proceso, comentar de manera breve y general la etapa previa que en este caso corresponde a la última.

La planeación del pozo, consta de cuatro variables, que se constituyen como criterio para la selección del punto a perforar.

El primer criterio depende de las condiciones de presión del yacimiento, de si el área contiene una alta o baja presión, además y en función de lo anterior, si el pozo es inyector o productor. Las zonas con bajas presiones necesitan pozos inyectores de agua que presuricen en esta área el yacimiento, a diferencia de estas, las zonas con altas presiones nos indican que existen fluidos de interés, para las cuales se perfora un pozo productor.

El segundo criterio consiste en el completamiento de los patrones de inyección, como se decía los patrones utilizados en el campo van de 7 a cinco puntos, por ello se busca completar la cantidad de pozos hasta alcanzar la relación necesaria determinada por el análisis del comportamiento de la inyección y la producción.

El tercer criterio y el de mayor interés para este trabajo, es el de la caracterización geológica del yacimiento para determinar las zonas con crudo remanente en las cuales podría darse desarrollo a un pozo, para esta tarea se utiliza como material básico por los geólogos de yacimientos los registros eléctricos Open Hole, de los cuales se utiliza como set básico; Litológicos (Gamma Ray, Potencial Spontaneous y Caliper), Resistivos de corto, medio y largo alcance y Densidad-Neutrón, sin embargo dependiendo de la necesidad y la viabilidad económica puede ser aumentado el paquete de registros eléctricos, como por ejemplo con registros de presión en la formación y movilidad como los XPT y MDT. Con este conjunto de registros se presta la facilidad de generar el modelo del área para el cual Inicialmente se realiza una correlación estratigráfica general por eventos o topes operacionales, conociendo con ello la continuidad de las arenas y lodos, seguidamente se procede a elaborar la correlación estructural que apoyada en sísmica nos permite conocer la estructura del área de interés, teniendo ya una caracterización geológica general se procede a involucrar los análisis petrofísicos con los cuales se conoce la permeabilidad y porosidad de las arenas, además de otras características como la saturación de fluidos etc., en algunos campos por la fracturación de paquetes arcillosos se presentan acumulaciones considerables de crudo lo cual no es el caso del campo, por tal razón se habla de caracterizaciones principalmente en arenas.

Como se decía anteriormente La Cira Infantas es un campo maduro, tanto por edad como por producción, por lo cual no se buscan grandes extensiones de roca con crudo si no masas remanentes de petróleo, dicha circunstancias nos obliga a buscar en primer lugar arenas, en segundo arenas porosas, en tercer lugar que estas sean permeables y finalmente que contengan altas presiones que permitan inferir la presencia del fluido. Teniendo compilada las anteriores características se generan los mapas de contorneo de cada una de dichas propiedades contando finalmente con una visualización vertical de distribución de propiedades en la correlación y una visualización de propiedades de planta en los mapas, finalmente

esta información es validada con los análisis de inyección y producción para el área. Los análisis de inyección y producción nos posicionan en el campo en áreas con isoinyección e isoproducción, la primera de estas nos habla de que zonas probablemente ya se les ha desplazado el crudo al encontrarse en un mismo tren de agua inyectada o que por el contrario tiene un impedimento para el paso del agua y no se les ha recuperado lo suficiente. La producción es el lenguaje en recobro de que tanto se ha drenado el área según el crudo original in situ calculado.

Si se busca planear integralmente el pozo, debe ser considerado **el cuarto criterio**; su viabilidad económica representada en este caso también por los costos en el sistema de levantamiento (PSP, ESP, GL, FN Y/O BM) del crudo y las facilidades de inyección y producción necesarias, estas últimas son todos los procesos y maquinaria necesaria para llevar el agua potable al yacimiento en el caso de inyección o sacar el crudo por la líneas de alimentación a la refinerías en el caso de producción.

Finalmente bajo la aprobación del pozo en sus diferentes ámbitos y teniendo ya las coordenadas del pozo a perforar, la zona de interés en profundidad y la inclinación que debe llevar, se elabora la Prognosis que es un documento de intención a perforar, que agrupa toda la información previa del pozo a perforar o inferida de un pozo específico cercano, por lo que requiere de un trabajo multidisciplinario que complementa la información.

La labor del estudiante en práctica comprende el procedimiento de compilar la información, organizarla y elaborar algunos elementos que componen la prognosis, principalmente la elaboración de la forma 4CR en donde se debe verificar que cada dato corresponda a lo decidido y ultimado por los geólogos e ingenieros de yacimientos.

9.1 PROGNOSIS

La prognosis constituye el documento más completo que agrupa toda la información de la etapa preliminar del pozo o la inferida de uno cercano este, por lo que requiere de un trabajo multidisciplinario que complemente la información. Por esta razón es la labor inicial en la intención de perforar, debido a la cantidad de proyectos con los que cuenta actualmente el campo se deben agilizar los procesos sin cometer errores en su elaboración requiriendo una dedicación especial.

En la prognosis se contienen diferentes tipos de labores que se realizan en departamentos especializados del proyecto, la labor del estudiante en práctica comprende el procedimiento de compilar la información, organizarla y elaborar algunos elementos que componen la prognosis.

Los procesos de elaboración de la prognosis en los que se encuentra implicado el estudiante en práctica fundamentalmente son:

- Marcación de Topes operacionales.
- Correlaciones.
- Forma 4CR.

91.1 Marcación De Topes Operacionales.

La marcación de topes operacionales es uno de los trabajos del estudiante en práctica, para ello existe un pozo tipo utilizado desde en el manejo completo del campo por el ECOPETROL y será conocido en este trabajo de la misma manera "*Pozo Tipo*", debido a que se encuentra en una zona de poca presencia de fallas, baja complejidad estructural y a que su registro se encuentra completo fue elegido este registro en su función.

Existen cinco (5) topes principales que cuentan con gran extensión en el campo, dentro de ellos se encuentra el horizonte fosilífero de Mugrosa, con la ubicación de estos cinco topes obtenemos un primer acercamiento de la estructura del área, seguidamente se procede a ubicar los topes comunes para el proyecto los cuales suman 45 en total.

Para la ubicación de los topes se utilizaron como registros eléctricos litológicos el SPC y el Gamma Ray y de resistivos uno de largo alcance (AIT 90). *Es importante señalar que los topes operacionales marcados en la prognosis son producto de la interpolación de topes en pozos cercanos al pozo con intención de perforar, para ello ubicamos en una correlación estructural el pozo de interés en medio de dos pozos cercanos, de los cuales son proyectados dichos topes.*

9.1.2 Correlaciones De Topes Operacionales En Prognosis

La elaboración de las correlaciones para la prognosis se hizo a partir de los topes operacionales definidos por interpolación de pozos cercanos al pozo de interés. La figura 7, ejemplifica el trabajo realizado en cada pozo a perforar. Para la designación de los topes proyectados se utilizó como Datum una profundidad común que fue amarrada al modelo de Petrel con el cual puede conocerse la tendencia estructural en zonas cercanas al pozo a perforar.

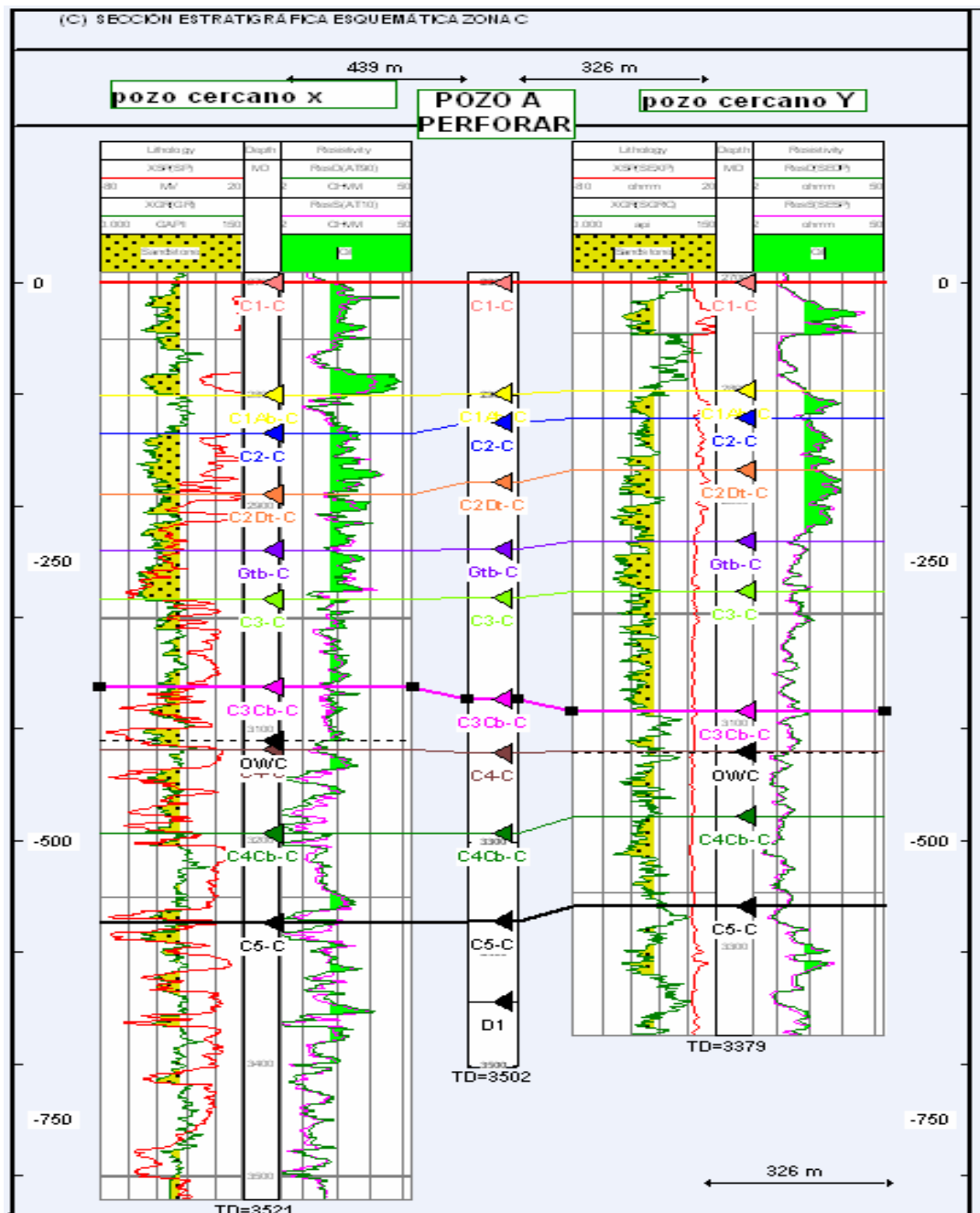


Figura 7, Topes operacionales interpolados.

9.1.3 Elaboración De La Forma 4cr

La forma 4CR es un formato estandarizado por el Ministerio de Minas y Energía de la República de Colombia para la solicitud de permisos cuando se tiene la intención de perforar un pozo.

Esta forma consta de una serie de parámetros que se deben diligenciar y que corresponden a datos como el Well Type (productor o inyector), la estructura en la que se encuentra, sus coordenadas de superficie y de fondo (solo pozos desviados), medidas de profundidad como Ground Level (GL), Total Vertical Depth (TVD), Measured Depth (MD), el equipo de perforación y la formación en la cual van los intervalos de cañoneo etc... Esta información puede ser obtenida del Directional Survey (plan direccional de la inclinación) o del Plan anticollisional entre pozos, con esta información en primer lugar conocemos la distribución de los pozos en el área y por tanto la confiabilidad de las correlación según la distancia entre ellos, así como las correcciones que se deben considerar pues un pozo desviado da una mayor pero falsa profundidad (MD) en las unidades y paquetes litológicos. Por otro lado, en la Forma 4CR es consignada también data básica de ingeniería como lo son los diámetros del hueco y del casing de superficie y producción hasta las profundidades alcanzadas con su llenado de cemento. Finalmente se hace autorizar el documento por el Gerente Nacional de yacimientos de ECOPETROL y por el ingeniero de petróleos de la compañía, esto en conformidad a que la explotación del campo hace parte de un contrato de asociación entre Oxy y ECOPETROL. Teniendo las firmas se manda el documento al Ministerio de Minas y Energía, quienes según criterios ambientales autorizan la perforación del pozo por parte del estado colombiano hasta la fecha máxima de dos meses posteriores a la autorización.

Por toda la información que debe contener, el llenado de esta forma es posterior a la elaboración de la prognosis como tal. Para elaborar la forma 4CR se deben

diligenciar todos los datos con información procedente de distintas localidades, la mayoría de la información que soporta esta forma corresponde a la consignada en el Survey, en el cronograma de actividades, en el anticlisional y en la prognosis. A continuación se describe la data consignada en la Forma 4CR para cada uno de los pozos de desarrollo. La figura 8, muestra el formato a diligenciar de una forma 4CR y la información compilada para un pozo a perforar.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS INTENCION DE PERFORAR (Pozos de Desarrollo)		Forma No 4 CR Revisada (Marzo de 1997)	
Compañía:	ECOPEPETROL S.A.	Pozo : CIRA XXX	
Campo:	LA CIRA INFANTAS	Clasificación (Lahee) _____	
	Estructura: ANTICLINAL XXX		
<u>ORIGEN DE COORDENADAS</u>			
Geográficas:		Gauss:	
N (Y)	4°35' 56.570"	N (Y)	1.000.000
E (X)	74° 4' 51.300"	E (X)	1.000.000
<u>MOJÓN DE REFERENCIA:</u>			
Coordenadas Geográficas:		Coordenadas Gauss Origen Bogotá:	
N (Y)	_____	N (Y)	_____
E (X)	_____	E (X)	_____
<u>LOCALIZACIÓN DEL POZO, Gauss Origen Bogotá:</u>			
Torre		Fondo (Si es desviado)	
N (Y)	_____	N (Y)	_____
E (X)	_____	E (X)	_____
Fecha aproximada en que se iniciarán los trabajos de perforación:			
Elevación de terreno sobre nivel de mar:	_____ Pies.	Distancia del pozo al lindero más cercano	3515 mts.
Equipo de perforación:	_____	Profundidad total Aproximada:	
		a) Vertical	_____ Pies TVD
		b) Desviada	_____ Pies MD
Espaciamiento entre pozos, en hectáreas:	4	Se intenta completar el pozo en la formación:	Mugrosa (Zona C)
a las profundidades de	_____ Pies MD		
<u>TUBERÍA DE REVESTIMIENTO</u>			
Se usarán las siguientes tuberías de revestimiento que se cementarán en la forma que se indica:			
Diámetro del Hoyo	Diámetro del Revestimiento	Profundidad - Pies	Tope del Cemento - Pies

Figura 8, Data consignada en la forma 4CR.

Los datos mostrados a continuación son aquellos que permiten generar una primera idea de las características del pozo, en ellos podemos encontrar;

9.1.3.1 Clasificación Lahee o Well Type; este dato es obtenido del cronograma de operaciones del campo La Cira Infantas y consiste en la clasificación del pozo como inyector o productor según los patrones de inyección 5 ó 7 puntos (normal) manejados en el campo, esta denominación del patrón hace referencia a que del total de pozos, solo uno es un inyector encargado de dar presión al área y desplazar el crudo y el resto son productores, en los patrones inversos es la misma cantidad de puntos pero solo uno es productor. Los pozos inyectores en el campo operan con sarta selectiva la cual se compone de tubería, empaques y mandriles, que como su nombre lo indica inyecta a diferentes presiones por ciertos intervalos seleccionados que son observados en el grafico compuesto de la forma 6CR (figura 18).

9.1.3.2 Estructura Geológica: para obtener este dato recurrimos al mapa estructural del campo que está compuesto por dos fallas principales de las cuales se derivan ortogonalmente fallas satélites de menor orden, las estructuras más predominantes son el ANTICLINAL DE INFANTAS Y EL ANTICLINAL LA CIRA, esto se hace con el fin de saber si es posible que el pozo se encuentre atravesado por fallas lo que originaría en los registros eléctricos perdida de columna estratigráfica cuando este es fallado normalmente y repetición de la secuencia cuando es fallado inversamente, esta aclaración es de gran importancia debido a que cualquier alteración en la secuencia podría generar un mala interpretación en la correlación estructural y estratigráfica, desfasando todo el modelo geológico.

9.1.3.3 Origen de coordenadas: Como todo trabajo de campo, el pozo debe ser referenciado respecto a un origen que en el caso de la cordillera oriental y sus zonas aledañas corresponde al origen Bogotá, este origen puede darse en coordenadas Gauss o geográficas.

Origen de Coordenadas geográficas:

N(Y): 4°35'56.570.944"
E (X): 74°4'51.300"

Origen de Coordenadas Gauss:

N(Y): 1.000.000
E(X): 1.000.000

9.1.3.4 Mojón De Referencia: En el caso del campo La Cira Infantas el mojón que es utilizado para la estimación de las coordenadas del pozo tiene por coordenadas geográficas y Gauss;

Coordenadas Geográficas:

N(Y): 7°01'32.28928" N. Ecuador
E(X): 73°48'19.7634"W. Greenwich

Coordenadas Gauss Origen Bogotá:

N(Y): 1'268.669.847
E(X): 1'030.055.164

9.1.3.5 Localización del Pozo, coordenadas Gauss Origen Bogotá: Esta localización es determinada por los geólogos e ingenieros de Yacimientos según criterios antes mencionados. La localización en coordenadas Gauss se dan solo para la torre en el caso de pozos verticales y en fondo para pozos desviados.

9.1.3.6. Fecha Aproximada en que se iniciarán los trabajos de perforación:

Este dato es de suma importancia pues de ser vencido el plazo de la perforación la compañía es sancionada por incumplimiento, sumado a ello, la fecha debe obedecer a la dinámica de movilización de los taladros de perforación de la contratista H&P, una movilización organizada es prudente con los costos y con los tiempos atribuidos a la realización de las locaciones (adecuación del terreno). Para obtener este dato se debe ir al cronograma real de operaciones para tener una referencia, sin embargo el estudiante debe utilizar su criterio para la designación de fechas y el reporte de pozos próximos a caducar en su licencia.

9.1.3.7 Distancia del Pozo al lindero más cercano: Para obtener esta información se debe utilizar un mapa en el departamento de Tierras y buscar en el por el nombre y/o las coordenadas el pozo, también puede utilizarse como herramienta el software ARCGIS, del cual prendemos la ventana de pozos y la ventana de límites del campo, para luego ubicarlo por coordenadas y medir su distancia hasta dichos linderos.

9.1.3.8 Elevación del terreno sobre el nivel del mar, Ground Level (GL): Esta información se encuentra presente en la prognosis y en el archivo anticollisional, el Ground Level como su nombre lo dice es la elevación del terreno respecto al nivel del mar, generalmente el campo presenta una altura cerca de los 300 pies por encima del nivel del mar.

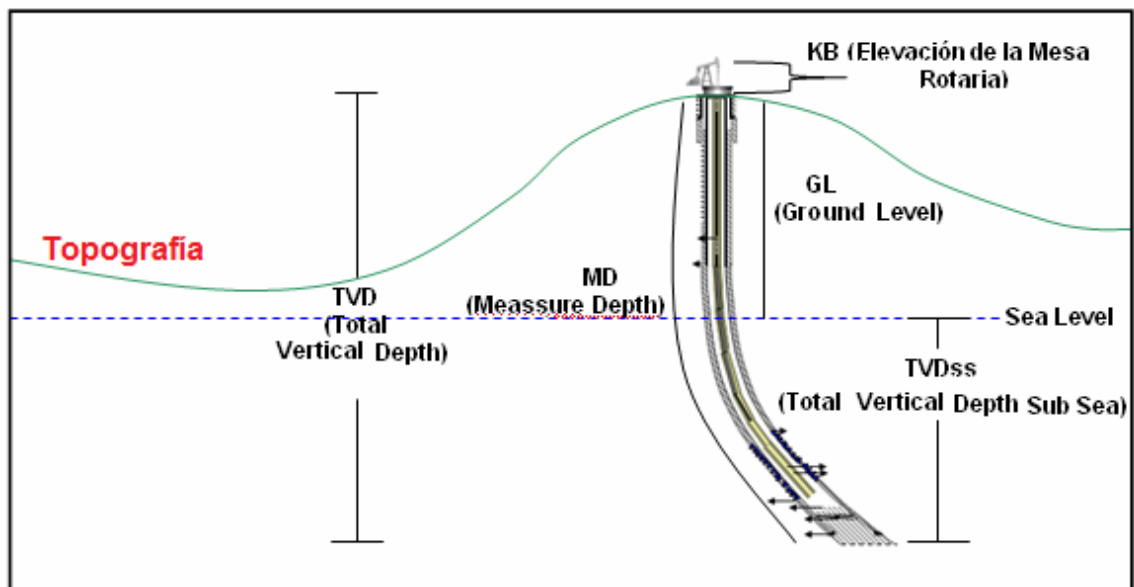


Figura 9, Medidas de profundidad relativa en pozo.

9.1.3.9 Equipo de Perforación: El equipo de perforación que se va a utilizar en el pozo se determina en la búsqueda del mismo en cada uno de los taladros en el archivo del cronograma real de operaciones.

9.1.3.10 Profundidad Total Aproximada: Esta información es obtenida tanto de la prognosis como del Survey y describe la medida en profundidad y desviación de cada pozo. Esta profundidad es dependiente del grado de inclinación que tenga el pozo, en la figura 9, se muestra las diferentes denominaciones de la profundidad según sea el caso, cabe resaltar que la conjugación de unas para obtener el valor de otras depende de en donde sea considerado el nivel cero, normalmente es utilizado el nivel del terreno como 0, en otros casos utilizan el nivel de la plataforma como nivel 0 ya que en este punto es donde se dejan de ver las herramientas. Según el grado de inclinación esta profundidad puede ser;

- *Vertical:* más conocida como **TVD** (Total Vertical Depth) es la distancia medida verticalmente sin considerar la desviación, que hay entre el nivel cero (nivel del suelo o mesa rotaria) y el fondo del pozo, para esta definición de conceptos se utiliza por facilidad el nivel cero en el terreno. En el caso de no tenerse el dato del TVD puede ser hallado por la simple suma del Ground Level + el TVDss.
- *Desviada:* También conocida como TD (total Depth), considera la longitud de la curva en el pozo inclinado, dicha profundidad siempre debe dar un valor mayor al TVD al tomar un recorrido más largo. La obtención de esta data se logra con el Survey o con los cálculos en las demás medidas.

9.1.3.11 Espaciamiento entre pozos: El espaciamiento entre pozo se mide no en el Well Head si no a la profundidad de los intervalos en la zona de interés, para ello utilizamos el programa Open Works el cual lo configuramos para que marque con un punto en la línea de inclinación del pozo la profundidad a utilizar, teniendo ya los puntos para dos pozos cercanos se realiza la medición, la profundidad en la

cual se realiza la medida se encuentra en la proximidades del Target de tope operacional C1.

9.1.3.12 Formación en la que se completa el pozo: En este caso se hace referencia a la unidad a completar, en ella se encuentran los paquetes litológicos que se van a cañonear y por los cuales va a poner a producir el pozo, para saber esto se deben revisar los valores de profundidad que se consignan en la prognosis y con base en los topes de las formaciones que se encuentran registrados en el Well Base de Geographix se determina a que formaciones corresponden estos valores.

9.1.3.13 Tubería de Revestimiento (figura 10); Finalmente en esta, se consigna una información general de los Casing utilizados, sus diámetros y hasta donde se van a cementar con la pared del pozo (Tabla 1).

El revestimiento de un pozo se realiza en dos etapas. En la primera se perfora un hueco que tiene por diámetro 12 ¼ ". La sarta de perforación se forma de tres partes, una barra cuadrada conocida como Kelly Bushing que se encaja dentro de la mesa rotaria unida en su parte inferior a un conjunto de tuberías de producción, a su vez unidas a la broca (Figura 11).

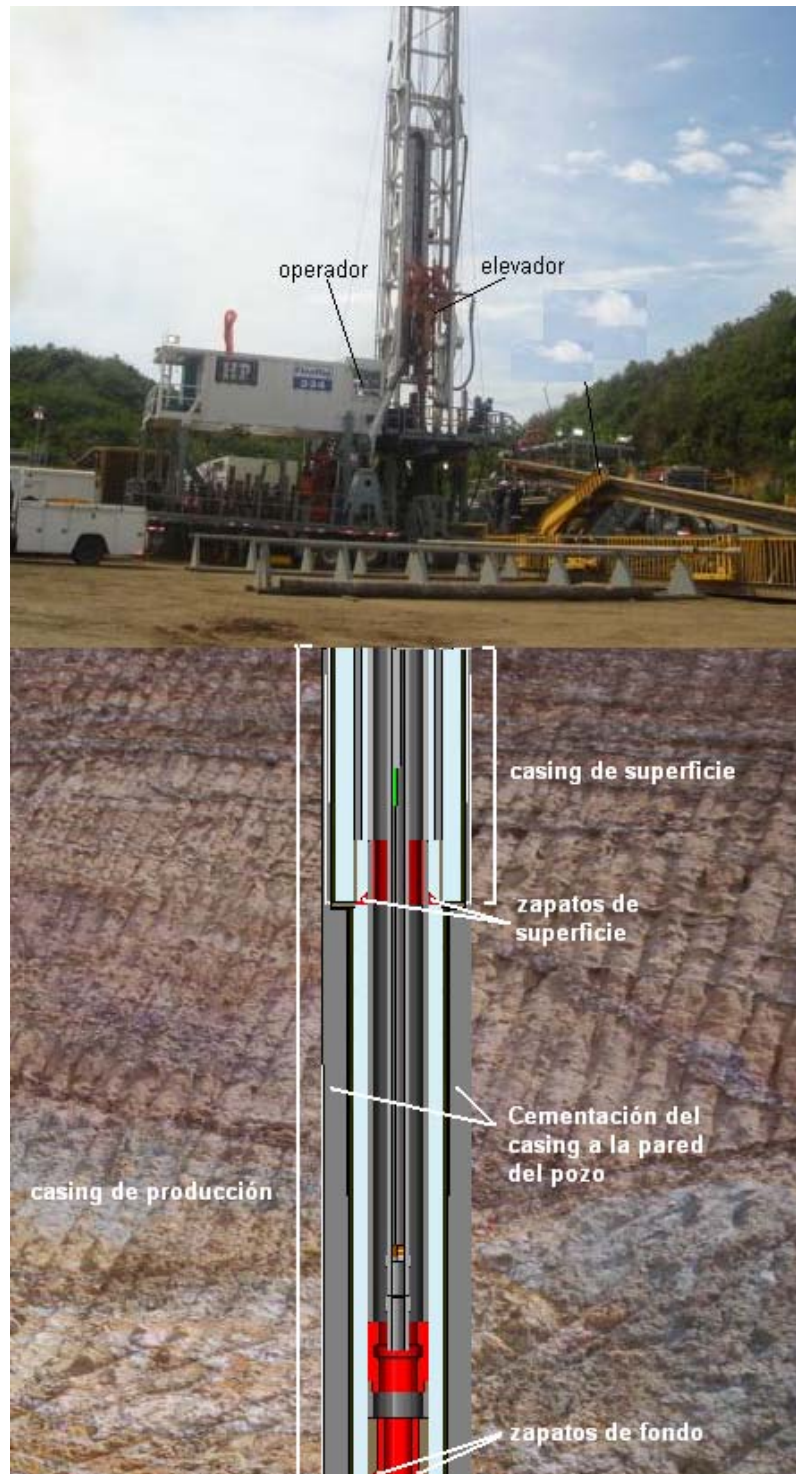


Figura 10, revestimiento de pozo en el subsuelo.

Para esta primera etapa mientras se perfora no se utiliza lodo si no agua para bajar costos, teniendo el hueco se retira la sarta de perforación tubo por tubo, la primera parte en retirarse es la Kelly, sacada la sarta se empieza a bajar una tubería de revestimiento de 9 5/8", para este primer hueco se bajan cerca de 8 tubos de revestimiento los cuales llevan en su punta o en la primera junta un Float Shoe que son los zapatos que le dan estabilidad a la tubería, el siguiente paso es cementar que es un servicio corrido por HALLIBURTON y consiste en mandar mezcla cemento-agua de 15 ppg por dentro de la tubería para que salga por el espacio entre esta y la pared del pozo que es conocida como espacio anular, el cemento es enviado hasta cuando se ven las primeras manifestaciones en superficie, luego se manda un tapón presionado por agua salmuera, este tapón se encarga de sacar los remanentes de cemento que puedan haber quedado en la tubería, el cemento se fragua en dos horas aproximadamente, seguidamente vuelve y se baja la sarta de perforación hasta llegar a la profundidad de interés dejando un hueco de 8 1/2" , se retira la sarta para bajar la tubería de revestimiento conocida como Casing de Producción de 7", la cual también lleva unos zapatos para estabilizarse, luego se cementa y limpia de la misma manera, para esta perforación se utiliza un lodo que sale por la punta de la broca, estos lodos tienen como función facilitar la perforación ablandando la roca, adherirse a las arenas la formación para estabilizarse y que no hallan derrumbes y generar un presión hidrostática que contrarreste un influjo de la formación, toda la información de los lodos es consignada para el documento Grafico Compuesto de la Forma 6CR, el resto de esta información se suma a la Forma 4CR.

TUBERIA DE REVESTIMIENTO

Díámetro del Hoyo	Díámetro del Revestimiento	Profundidad - Pies	Tope del Cemento - Pies
12 ¼"	9 5/8"	370	SUPERFICIE
8 ½"	7"	3863.4	SUPERFICIE

Tabla 1, Data básica en tubería de revestimiento.

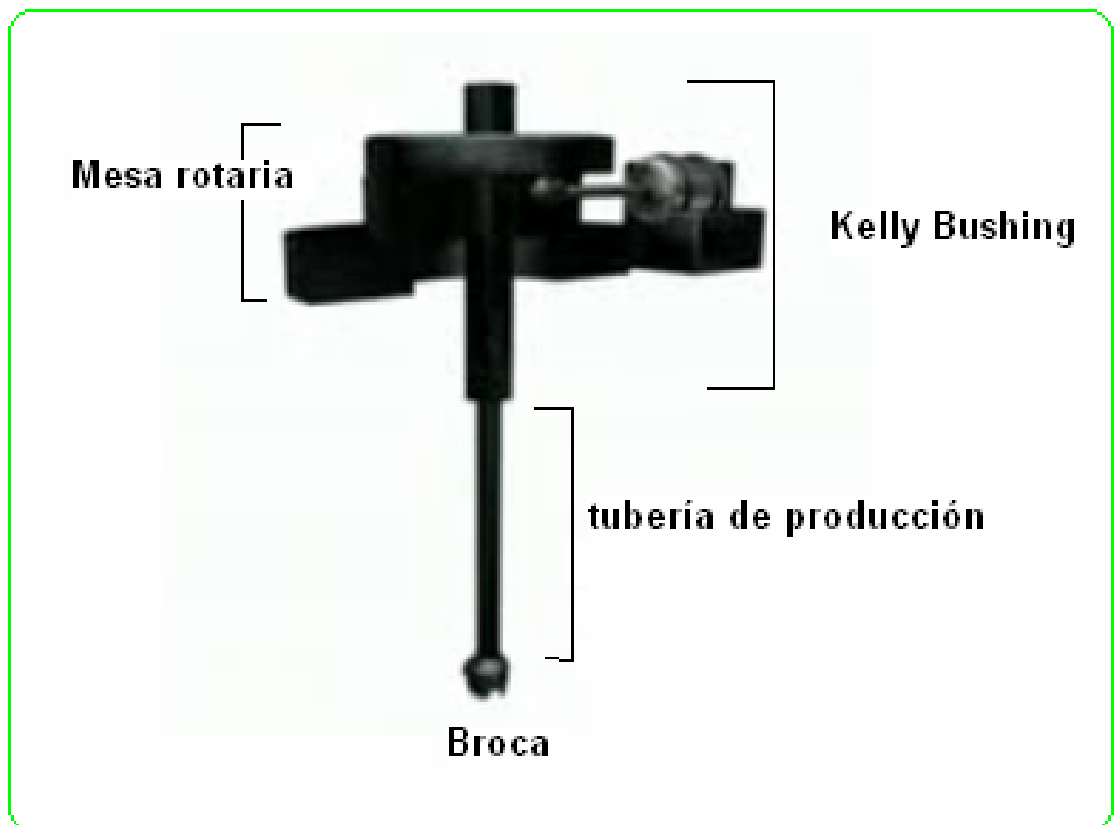
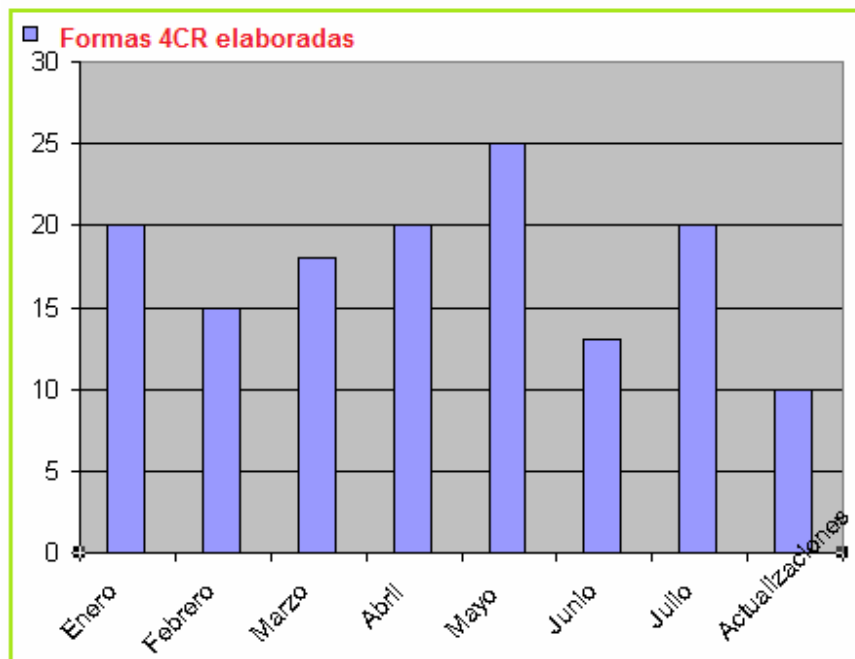


Figura 11, Sarta de perforación. Tomada de www.Drillingstring.com

INFA2453-F4CR.	CIRA2832-F4CR	CIRA2607 -F4CR	CIRA2658-F4CR	CIRA2666-F4CR	CIRA2933-4CR	INFA2439-F4CR	CIRA2734-F4CR
INFA2395-F4CR.	CIRA2862-F4CR	CIRA2607 -F4CR	CIRA2394-F4CR	CIRA2138-F4CR	CIRA2174-4CR	CIRA2366-F4CR	CIRA2889-F4CR
CIRA2176-F4CR	CIRA2670-F4CR	CIRA2309 -F4CR	CIRA2249-F4CR.	CIRA2139-F4CR	CIRA2253-F4CR	CIRA2661-F4CR	CIRA2639-F4CR
CIRA2214-F4CR.	CIRA2607-F4CR	CIRA2309 -F4CR	INFA2342-F4CR.	CIRA2650-F4CR	CIRA2391-F4CR	CIRA2604-F4CR	CIRA2118-F4CR
CIRA2129-F4CR	CIRA2913-F4CR	CIRA2918 -F4CR	CIRA2394 -F4CR	CIRA2396-F4CR	CIRA2672-F4CR	CIRA2231-F4CR	CIRA2648-F4CR
CIRA2587-F4CR	CIRA-2160F4CR	CIRA2135 F4CR	CIRA2159-F4CR.	CIRA2406-F4CR	CIRA2309-F4CR	CIRA2227-F4CR	CIRA2831-F4CR
CIRA2595-F4CR	INFA2395-F4CR	CIRA2731 -F4CR	CIRA2227 -F4CR	INFA2470-F4CR	CIRA2339-F4CR	CIRA2900-F4CR	CIRA2140-F4CR
CIRA2131-F4CR	INFA2453-F4CR	CIRA2135 -F4CR	INFA2476 -F4CR	INFA2466-F4CR	INFA2450-F4CR	CIRA2214-F4CR	INFA245E-F4CR
CIRA2173-F4CR	INFA2476-F4CR	CIRA2663 -F4CR	CIRA2644-F4CR	INFA2340-F4CR	INFA239E-F4CR	CIRA2615-F4CR	INFA2453-F4CR
CIRA2267-F4CR	INFA2455-F4CR	CIRA2900 -F4CR	CIRA2623-F4CR	INFA2466-F4CR	CIRA2289-F4CR	CIRA2159-F4CR	INFA2395 -F4CR
CIRA2268-F4CR	Cira2160 -F4CR	CIRA2906 F4CR	CIRA2140_-F4CR	INFA2470-F4CR	CIRA2668-F4CR	CIRA2644 -F4CR	INFA2453 -F4CR
CIRA2269-F4CR	CIRA2160-F4CR	CIRA2901 -F4CR	CIRA2900_-F4CR	CIRA2176-F4CR	CIRA2667-F4CR	CIRA2695 -F4CR	INFA2455 -F4CR.
CIRA2440-F4CR	CIRA2380-F4CR	CIRA2905 -F4CR	CIRA2194 -F4CR	CIRA2342-F4CR	CIRA2695-F4CR	CIRA2252 -F4CR	INFA2450 -F4CR
CIRA2443-F4CR	INFA2302-F4CR	CIRA2194 -F4CR	CIRA2583 -F4CR	CIRA2358-F4CR	CIRA2683-F4CR	INFA2027 -F4CR	INFA2457 -F4CR
CIRA2572-F4CR	INFA2301-F4CR	CIRA2731 -F4CR	CIRA2283-F4CR	CIRA2361-F4CR	CIRA2683-F4CR	INFA-2027-F4CR	INFA2451 -F4CR
INFA2393-F4CR.	INFA2302-F4CR	CIRA2889 -F4CR	CIRA2831 -F4CR	CIRA2120-F4CR	CIRA2583-F4CR	CIRA2918 -F4CR	INFA2391 -F4CR
CIRA2466-F4CR	CIRA2521-F4CR	CIRA2918 -F4CR	CIRA2831 -F4CR	CIRA2617-F4CR	CIRA2603-F4CR	CIRA2174 -F4CR	CIRA2339-F4CR
CIRA2449-F4CR	CIRA2522-F4CR	CIRA2251 -F4CR	INFA2339 -F4CR	CIRA2267-F4CR	CIRA2605-F4CR	CIRA2370 -F4CR	INFA2451-F4CR.
CIRA2436-F4CR	CIRA2520-F4CR	CIRA2250 -F4CR	CIRA2192 -F4CR	CIRA2617-F4CR	CIRA2903-F4CR	CIRA2366 -F4CR	INFA2339-F4CR
INFA2340-F4CR	CIRA2283-F4CR	CIRA2659 -F4CR	CIRA238C -F4CR.	CIRA2308-F4CR	CIRA2918-F4CR	CIRA2369-F4CR	INFA2457-F4CR

Tabla 2, Listado de formas 4CR entregadas a partir de enero de 2009.



Grafica 1, Formas 4CR elaboradas por mes de práctica.

Finalmente el trabajo de la forma 4CR y de la prognosis como tal, se resume en el archivo grafico entregado al equipo de perforación. En este documento (figura 12) se consigna la información de los topes operacionales interpolados al pozo a perforar, estos topes sirven al equipo de perforación de guía y control en cuanto a las arenas que se van perforando. El cilindro ubicado en la parte inferior del pozo de la figura 12, es el radio del margen de error para la perforación en la zona C, ya que fuera de este espacio puede perderse la capacidad estratégica del pozo para drenar la zona. Como la zona de interés principal son las arenas C, la parte más alta del cilindro corresponde al target del tope operacional C1 y la base del cilindro son unos cuantos pies debajo de la base de C, estos pies de mas, son considerados debido a las nefastas consecuencias que podría sufrir el pozo al presentarse un arenamiento que colmara los intervalos inferiores cañoneados , esta arenamiento se da generalmente en pozos productores donde el fluido extraído arrastra las arenas con un tamaño de gran igual o inferior al mediano, principalmente en arenas de carácter friables como los son las de la Formación Mugrosa en el Campo La Cira Infantas.

Como puede observarse, existe una denominación para las diferentes profundidades del pozo, según el grado o los codos de inclinación, estas profundidades son el KOP, el EOB, SD y EOD, en la figura 12 se da el significado de cada una de estas denominaciones.

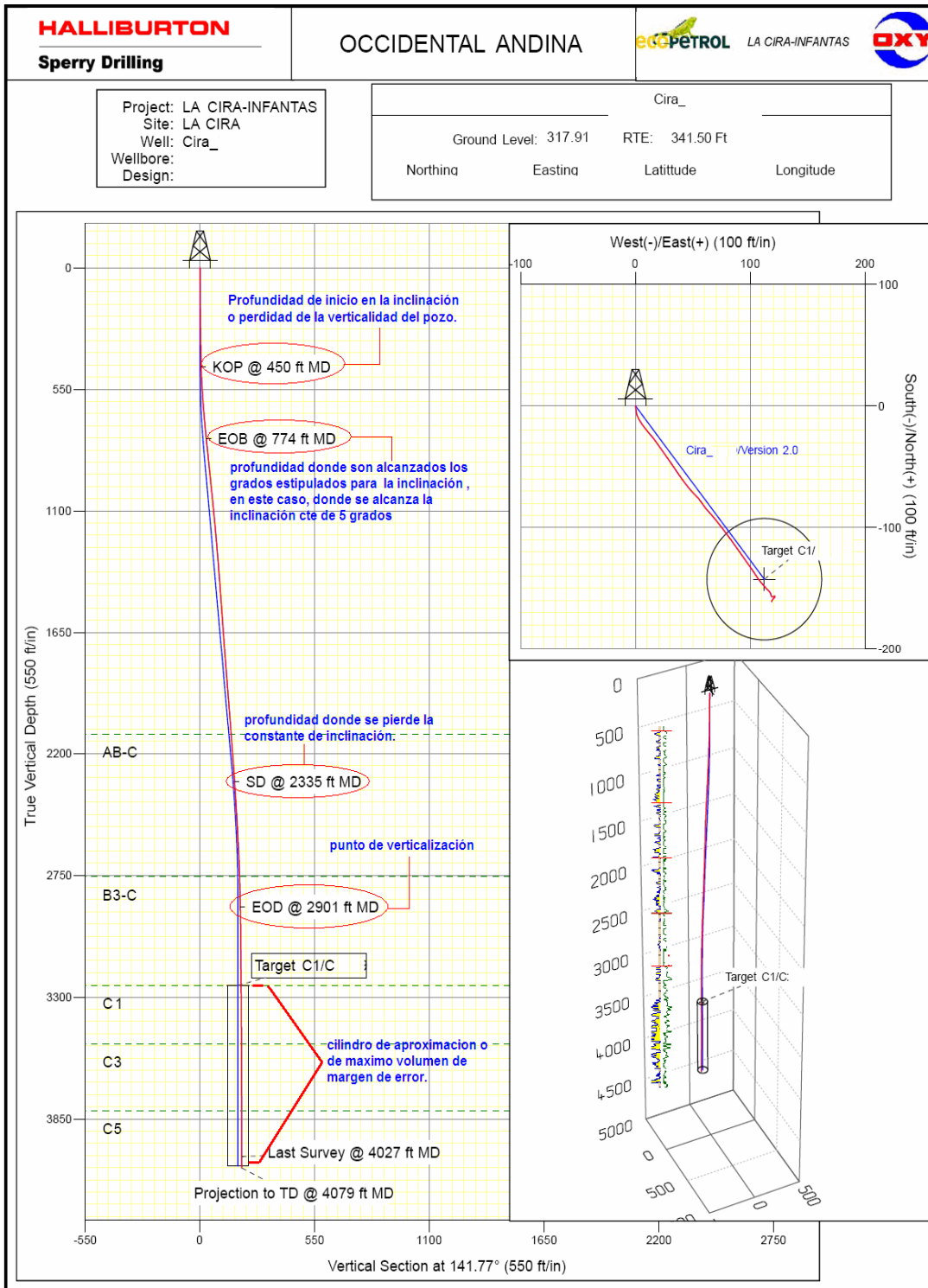


Figura 12, Archivo gráfico de topes interpolados en pozo desviado.

10 ETAPA DE PERFORACIÓN

Durante la etapa de perforación y completamiento es obtenida la información consignada en los Gráficos Compuestos de la Forma 6CR, principalmente, los registros eléctricos Open Hole, por ello a continuación se muestra de manera breve los trabajos operacionales llevados a cabo en las labores de perforación y completamiento mostrando principalmente cada una de las actividades de donde es obtenida la data para la elaboración de este documento.

El primer paso a realizar previo a la movilización del equipo de perforación es la creación del contrapozo que contiene un hueco llamado junto con su tubería "Conductor" el cual es hecho a percusión, se instala el taladro y se perfora hasta 320 pies aproximadamente y luego se retira la sarta y se reviste el hueco con un casing compuesto por 8 unidades, el siguiente paso es la cementación del revestimiento de superficie a la pared del pozo, como el cemento se introduce por el casing para que se desplace hacia el espacio entre la pared y el casing, se manda un tapón de caucho movilizado con agua a presión para que se encargue de limpiar el cemento en las paredes del revestimiento, nuevamente es bajada la sarta de perforación pero antes es armada la preventora (BOP) la cual tiene como función controlar los influjos en el pozo, la segunda perforación utiliza como fluido de facilidad lodo tipo Boremax, la características de este lodo son descritas en el grafico compuesto. A diferencia de la primera perforación en esta segunda se utiliza una broca de 8 ½" que produce un hueco con el mismo diámetro, seguidamente se saca la sarta y el pozo queda lleno en lodo en donde se procede a correr los **registros Open Hole** con wireline por parte de la compañía Schlumberger, este proceso es explicado a continuación en el segmento de manejo de data en registros eléctricos. finalmente se baja el segundo revestimiento de producción y se cementa a la pared del pozo, esta cementación

utiliza la misma dinámica de la cementación del casing de superficie, la cual consiste bajar el cemento por dentro del casing para que el salga por el espacio existente entre el casing y la pared del pozo, para limpiar las paredes internas del revestimiento se baja impulsado por salmuera a presión un caucho que arrastra los remanentes de cemento, terminadas estas labores el equipo entrega el pozo para su posterior completamiento.

De la etapa concerniente a la perforación, el Grafico Compuesto recoge información de suma importancia como lo es la data consignada en los registros eléctricos y las características físicas y de composición química del lodo de perforación, el detalle de todo lo contenido en cada uno de estos ítems se da en el propio grafico compuesto.

10.1 MANEJO Y CONTROL DE REGISTROS ELECTRICOS

En este segmento encontraremos las providencias consideradas tanto para el manejo de la data de registros eléctricos como para la interpretación de ellos. Para el manejo óptimo de los registros eléctricos, se lleva por parte del estudiante en práctica el control de la calidad en cuanto a las escalas, los medios y los formatos de presentación para su respectiva carga en los diferentes programas. Minutos después de la corrida del registro el ingeniero de registros envía en medio magnético el registro recién corrido al geólogo de yacimientos en Bogotá quien se encarga de sugerir las correcciones necesarias y de notificarlas al estudiante para que este sea quien supervise que efectivamente se hayan acatado las sugerencias del geólogo. Para el caso de la interpretación adecuada de los registros y sus posibles errores de medición en respuesta a la herramienta se realizo durante el trabajo de la practica empresarial una salida cercana a los veinte días en el campo que permitió conocer la interacción de la herramienta y la formación, del periodo total de visita al campo, durante cuatro días se prestó

asistencia en los trabajos de perforación y toma de registros eléctricos Open Hole y dos días en la corrida de registros Cased Hole, en las unidades de SLUMBERGER y HALLIBURTON respectivamente.

En el campo La Cira Infantas son utilizados para la interpretación los registros eléctricos Open y Cased Hole, estos registros son corridos en diferentes etapas del desarrollo de un pozo, a continuación se muestra la diferencia de estos dos tipos de registros y las etapas en las que son tomados.

Los registros eléctricos Open Hole son corridos durante o posterior a la perforación del hueco que será revestido con el casing de producción, estos registros pueden ser tomados mientras se va perforando, en la bajada o de subida mientras se retira la herramienta. La corrida de bajada en algunos casos no es la mejor opción ya que la velocidad con la que se perfora y baja la herramienta depende de la dureza de la roca, eso quiere decir que podemos estar registrando más tiempo unos intervalos que otros.

Es importante también no desconocer el hecho de que en los Open Hole, entre la herramienta y la pared del pozo se encuentra el lodo de perforación, el cual cambia para algunos registros sus medidas, en el caso de los resistivos son utilizados precisamente para evitar errores en la caracterización de la roca, resistivos de corto, medio y largo alcance los cuales logran tomar datos del lodo como tal, del Mud Cake, de la zona filtrada, además de la propia resistividad de la formación. Los registros Open Hole de dos corridas son los más comunes, en ellos se utiliza la primera corrida hacia abajo para calibrar el registro corrido de subida. Los registros Cased Hole son corridos durante la etapa de completamiento cuando el pozo se encuentra revestido y cementado a la pared del pozo, en sus fines más que la caracterización de la formación se encuentra el poder conocer el estado del cemento respecto al casing y la formación, además de la ubicación en

profundidad de las juntas de tubería, por esta razón no constituyen un interés significativo para este estudio.

La corrida de registros Open Hole en el campo se realiza gracias al servicio de la compañía SCHLUMBERGER. Básicamente las herramientas de toma de registros son cuatro en total, en la figura 13 se muestra en su parte izquierda cada una de ellas previas a la registrada del pozo La Cira Y, estas herramientas son el Caliper, Gamma Ray, Potencial Espontáneo, Densidad-Neutrón y resistivos, cada una de ellas enumerada para ser mostrada en el modelo de la derecha en su organización vertical para la entrada en el pozo, para introducir las herramientas en el pozo, no es utilizado el elevador y el Bloque Viajero quienes se encargan de meter y sacar tubería, para este caso se utiliza un sistema de poleas, una boina de enrosque y una guaya que junto con su unidad de operación se conoce en conjunto como Unidad Wireline (figura 14), esta unidad es la encargada de cargar las herramientas en la plataforma y de sostenerla para la integración de cada una de ellas. Cada una de las herramientas tiene en su punta un gancho que permita su amarre al sistema, la primera herramienta en introducirse es el SP, en su cabeza es enroscada la base del Gamma Ray y así sucesivamente, como se decía anteriormente mientras se baja la herramienta se registra para tener un dato de referencia para el registro corrido en subida, este registro de calibración es conocido como el repeat-Log. Iniciando la corrida se trabaja dentro de la unidad en el control de las escalas, en detectar repetición por pérdida de velocidad o el caso contrario falta de detalle por aumento en la velocidad de corrida, etc., Teniendo ya el combo básico de registros, este es enviado a Yacimientos-Bogotá para la selección de los puntos o profundidades más propicias para la toma del registro de presiones MDT, este registro contiene un aislante en su parte superior e inferior que excluye de los datos la presión hidrostática y litoestática directa, incluyendo solo de esta manera la presión de los fluidos presentes afectados por la formación, normalmente son tomados de 15 a 20 puntos, la corrida de ellos tiene que ser posterior a la sacada completa del bloque de herramientas anteriormente

nombradas, como la mayoría de corridas, debe ser acompañada de un GR, al encontrarse unido a este solo necesita correlacionarlo con otro GR o registro litológico para ubicarse en profundidad, la dinámica manejada para la interpretación de este registro al igual que las demás es explicada en el capítulo de avanzada.

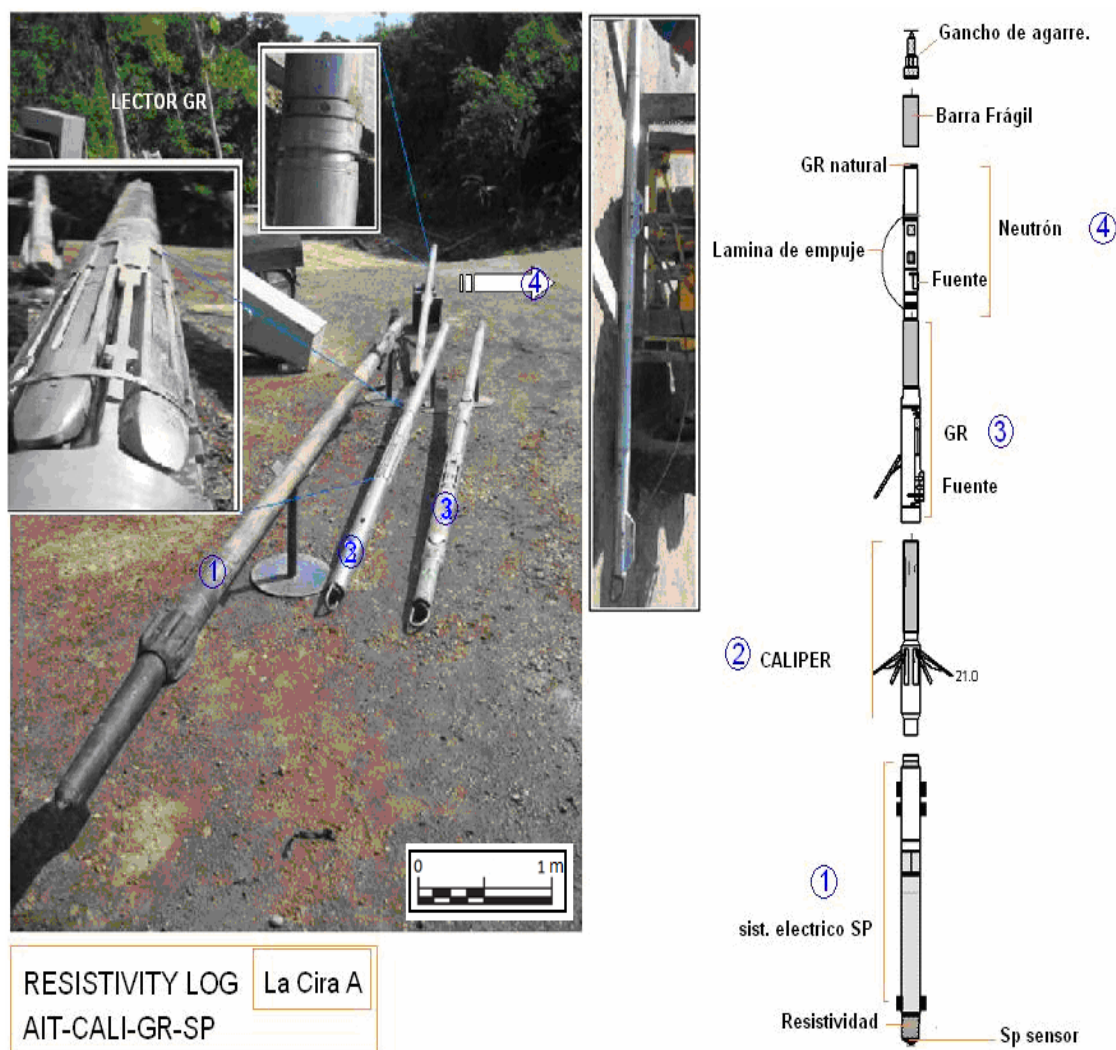


Figura 13, Herramienta de corrida de registros y su secuencia vertical.

Es importante resaltar que previo a la bajada de la herramientas debe realizarse un viaje corto al pozo; esto significa que al sacar la sarta de perforación si esta presenta obstaculización en la salida se debe pulir con la broca estos intervalos de obstrucción, para lo cual se saca la Sarta Hasta cierta profundidad que depende de la Parada: es decir de cuantas juntas o unidades de tubos sea capaz de dejar encima de la plataforma el equipo, por ejemplo en los equipos de campo la parada solo eran dos juntas razón por la cual se debía partir (separar) la tubería de la sarta una tras otra, cuando no son realizadas estas pulidas de las paredes del pozo se corre el riesgo de que las Tools Logger no bajen o se queden atascadas y no suban, perdiendo la herramienta y/o convirtiéndola en un “pescado” que puede llevar hasta días en poderse sacar.

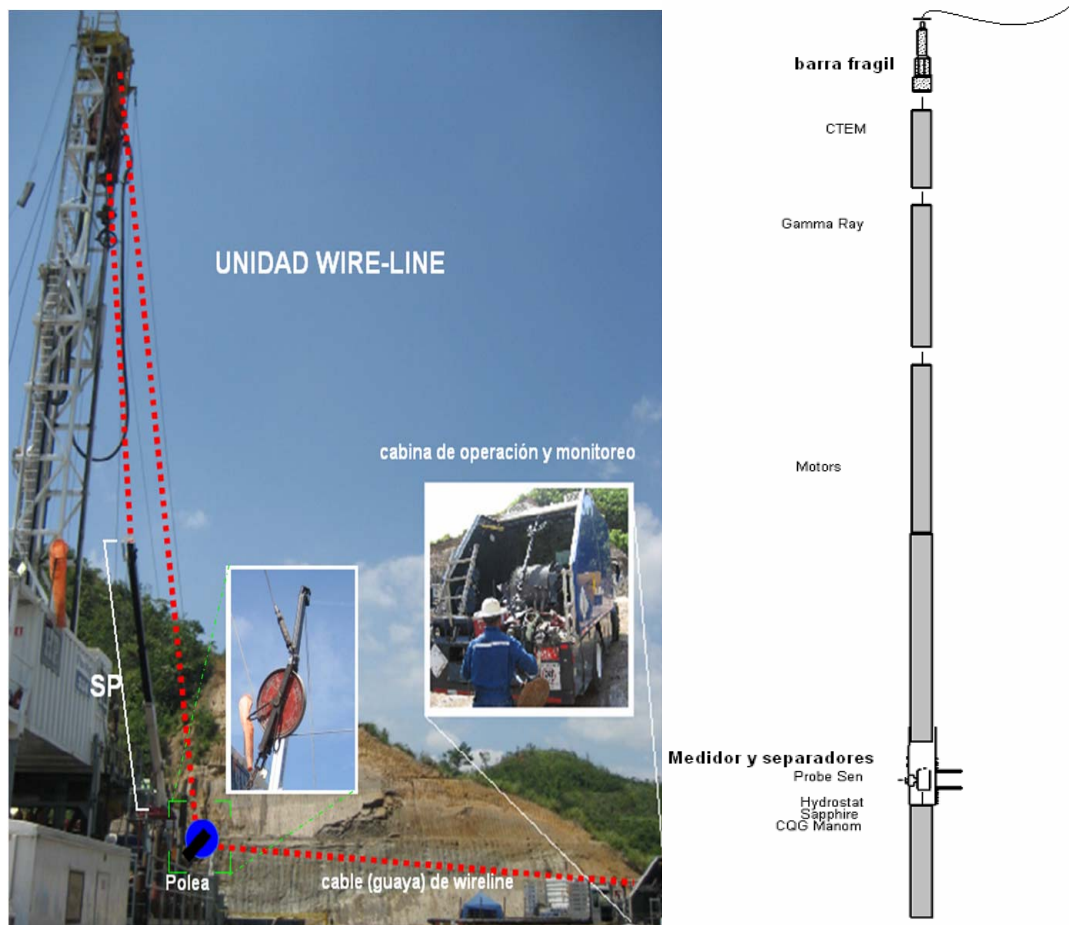


Figura 14, Unidad Wireline para el montaje de herramientas.

El contrato de servicios entre las compañías SLUMBERGER Y OCCIDENTAL ANDINA, establece en sus condiciones la estandarización de registros eléctricos en cuanto a los medios de presentación, los formatos y el control de la calidad, una de las labores es realizar la revisión de los registros en estos tres aspectos.

10.1.1 Medios de presentación de registros eléctricos

Básicamente los medios de presentación son; físico (papel), film (acetato) y magnético (CD), cada uno de estos medios tiene las tres escalas requisito (1000, 500 y 200), de tal manera que en el caso del papel eran recibidas cinco (5) copias

de cada escala para sendo combo de registros, cada copia de las cinco tiene los siguientes destinos;

- ECOPETROL campo (El centro, Barrancabermeja)
- ECOPETROL Bogotá
- Agencia Nacional de Hidrocarburos
- Ministerio de Minas y Energía
- Archivo Central de Oxy.

A cada uno de estos cinco destinos son enviados los registros eléctricos en su totalidad con la información previamente verificada, adicionalmente es elaborado un documento en Word y Excel del listado de pozos, los registros contenidos, las escalas en las que se encuentran, el Bottom Log intervalo y Top Log Interval. A continuación se muestra los medios de cada registro y las escalas en que se encuentran;

Log Type	Scales	Paper Copies	Film Copies	Cd's
RESISTIVITY	1/200	5	1	2
	1/500	5	1	2
	1/1000	5	1	2
NUCLEAR	1/200	5	1	2
	1/500	5	1	2
	1/1000	5	1	2
SONIC	1/200	5	1	2
	1/500	5	1	2
	1/1000	5	1	2
PRESSURE POINTS	1/60 S.	5	1	2

Tabla 3, Medios de presentación de registros eléctricos.

Para la estandarización de formatos LAS y PDS en los registros eléctricos y su control de calidad se debe considerar;

10.1.2 Formatos o archivos de presentación:

Los formatos LAS y PDS son estandarizados en cuanto a su estructura con fines en el control de la calidad.

En la tarea de revisión del cumplimiento en la organización y estructura de los archivos tiene principal intereses la veracidad en la información oficial como la consignada en:

10.1.2.1 Encabezado del pozo: en ella se ubica el nombre del pozo, el tipo de registro y su herramienta de corrida, coordenadas de superficie y fondo, fecha y número de corridas e información geométrica y posicional de pozo como lo es la medida de la Kelly Bushing, el Ground Level y el Drill Floor.

10.1.2.2 Archivos PDS del registro: en ello es revisada la sección repetida del registro, su longitud (entre 200 y 300 pies) y las escalas.

La sección repetida es el registro corrido durante la bajada de la herramienta en pequeños intervalos con los cuales se calibra el registro principal corrido de subida, la escala tanto de la sección repetida como de la principal deben presentar correspondencia.

10.1.2.3 Escalas en registros Open Hole: Para una adecuada interpretación de los registros se hizo un control sobre las escalas manejadas para cada uno de ellos, a continuación se muestra en la tabla 4 el estándar de escala para el set básico de registros. Finalmente son utilizados los archivos .LAS contenidos en la información magnética para ser cargados en el Well Base de GeoGraphix.

REGISTROS	ESCALAS	
litológicos		
SP	-80	20
GR	0	150
Caliper	6	16
Bit Size	6	16
Densidad-Neutrón	0.45	-0.15
Resistivos AIT	0	25

Tabla 4, Escala media para registros eléctricos.

11. COMPLETAMIENTO

El completamiento de pozo como su nombre lo indica es un acondicionamiento que se le da a este para ponerlo a producir o inyectar según el caso, en esta etapa es recibido del equipo de perforación el pozo con su cabezal y el casing de 7" sellado y soldado totalmente lleno de la salmuera con la que se desplazo el tapón y por tanto el cemento de 15 ppg nombrado anteriormente. El trabajo del equipo de completamiento inicia con una biselada del casing y la instalación de una preventora de 3000 psi de aguante, instalada esta se procede a probar la integridad de la tubería a determinada presión, teniéndose una respuesta positiva respecto a su estado se procede a achicar o suavear el pozo, esta actividad consiste en equilibrar la presión hidrostática y la presión de la formación buscando en este caso bajar el nivel de la columna de salmuera para que ella al cañonearse el pozo no intruya la formación, para ello se instala un árbol de suaveo que tiene como principio en su funcionamiento el mismo utilizado por una jeringa convencional, este árbol contiene unos mandriles, empaques y válvulas que permite la acumulación de agua al subirse el árbol y la salida de agua hacia la cabeza del pozo cuando se baja el árbol, para este fin se utilizan las válvulas que permiten la salida de agua del pozo pero no la entrada. Teniéndose suaveado el pozo o dicho de otra manera bajado el nivel de columna de la salmuera el siguiente paso es la corrida de registros eléctricos Cased Hole.

Este tipo de registros son corridos por la compañía HALLIBURTON, y lo que se busca de ellos es poder comprender el estado del cemento respecto al casing y la pared del pozo: sin embargo en el momento del completamiento son utilizados para ubicarse en profundidad y cañonear con lar profundidades más precisas. El set de registros corridos consiste básicamente en un gamma Ray lógicamente Cased Hole, un registro de tiempo de transito TT, un Casing Collar Locator CCL,

un CBL amplitud y un VDL amplitud, como se decía anteriormente los registros hueco entubado tiene por objeto poder conocer el estado del cemento.

11.1 REGISTROS CASED HOLE EN LA ETAPA DE COMPLETAMIENTO

Este tipo de registros permite conocer principalmente el estado del cemento respecto a la formación y la tubería en cuanto a la adherencia se refiere. Durante el completamiento, estos tienen como fin permitir al operador y al ingeniero de registros ubicarse en profundidad para posteriormente cañonear los intervalos de la manera más precisa, para ello se corren todos los registros conjuntamente por practicidad y por la facilidad de hablar de una sola profundidad para cada uno ellos, el set de registros en hueco revestido permite conocer la relación existente entre la litología, el cemento y la tubería, por lo cual y con el objetivo de ubicarse en profundidad son contadas previamente la longitud de cada una de las juntas de tubería, esto con el objeto de saber que tanto se han introducido estas en el pozo, teniéndose estas profundidades entra a participar el Gamma Rey del cual se busca poder generar un amarre con el CCL que es el registro que marca por diferencias sónicas los puntos en donde son enroscados los tubos y/o donde se encuentran los cuellos de cada uno de ellos. Teniendo correlacionados el CCL y el GR, es nuevamente correlacionado este último de tipo cased hole con el Gamma Ray open hole, con estas correlaciones el equipo en la unidad de toma de registros puede bajar la herramienta de cañoneo hasta la profundidad deseada con la confianza de contar con una buena aproximación a dicha profundidad. Para el cañoneo es utilizado el mismo mecanismo de toma de registros, una Wireline que en su punta posee una pequeña unidad eléctrica que inicia el disparo, a la cual está sujeto el cañón, por dentro de este, se encuentra la carga detonante en línea, la figura 15 muestra el cañón que tiene predispuestos unos pequeños huecos por donde sale el balín, por cada pie son utilizados cerca de cuatro balines para cañonear, este cañoneo es desarrollado desde abajo hacia arriba y por cada

intervalo a romper debe ser sacada la wireline para instalarle un nuevo cañón e insertar la carga.



Figura 15, Tubería de cañoneo.

Debido al cañoneo se genera una exasperación de las superficie de la tubería y un daño a la formación, por esta razón se necesita limar esos intervalos y limpiar la formación en la cara del pozo y zonas aledañas, para ello se utiliza un scrapper en la punta de la sarta y dentro de ella un árbol de suaveo, los intervalos cañoneados

son limados con el scrapper que lleva consigo dicho árbol de suaveo, este segundo suaveo tiene por fin hacer que la presión de la formación supere a la presión de la columna hidrostática para generar una salida de fluido que se encargue de limpiar impurezas producto del cañoneo.

Después del trabajo de limpieza y raspado, se comparan el fondo del pozo medido por la herramienta de cañoneo que corresponde al nivel hasta donde quedo el cemento y la medida de fondo por el scrapper, esta diferencia se constituye como el espesor de arenamiento del pozo y de él depende si se deba realizar un desarenamiento, para el ejemplo de la figura 16, la diferencia es de tan solo dos pies lo cual no requiere sacar la arena del fondo.

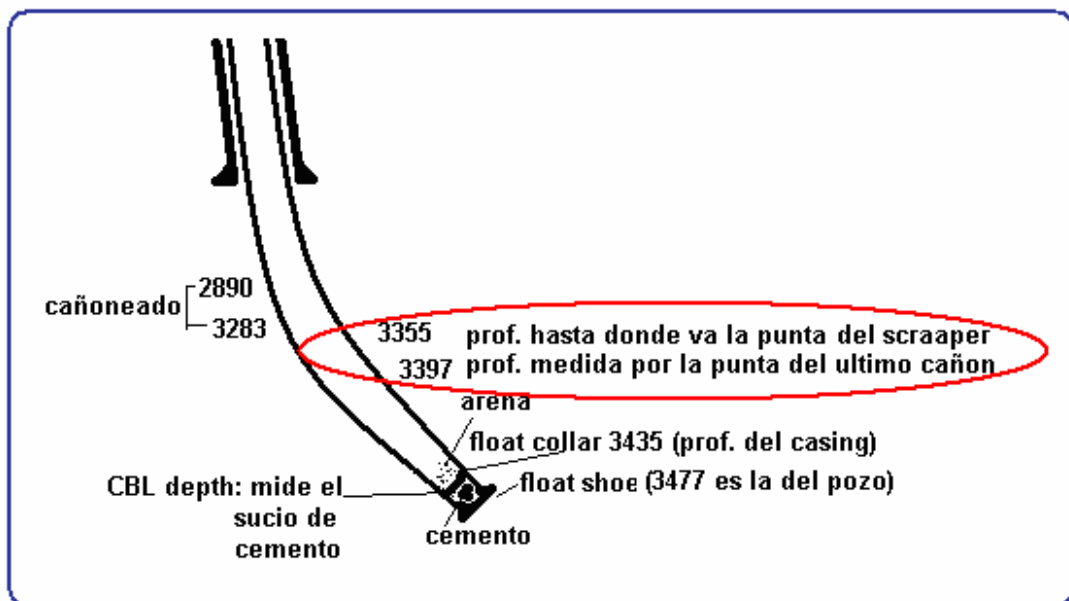


Figura 16, Ejemplo de fondo relativo de pozo en casos de arenamiento.

Finalmente es bajada la bomba o sistema de levantamiento para los productores o el VHA para los inyectores, esta última se encuentra compuesta para el caso de la sarta selectiva por mandriles y empaques, los mandriles inyectan a diferentes presiones y los empaques aíslan las zonas sin ningún interés en inyectar. Los

pozos productores utilizan el sistema de levantamiento tipo Bombeo Mecánico el cual funciona al estilo de una jeringa extrayendo fluido, este sistema trabaja con sarta de varillas y tubería, cuando las varillas suben se acumula el crudo y al bajar las varillas el crudo sale por la tubería, teniendo el sistema de levantamiento o la VHA bajada, se deja el pozo con un machín de producción o un cabezal de inyección.

11.2 GRAFICOS COMPUESTOS

Los gráficos compuestos es una forma estandarizada que reúne parte de los datos de un pozo desde su perforación hasta que este se ha completado, estos datos son indispensables en la elaboración de la forma 6CR que se debe presentar al Ministerio de Minas y Energía, ellos permiten una fácil y rápida visualización de elementos básicos del pozo. De las etapas definidas anteriormente el grafico compuesto se encuentra principalmente en la etapa de completamiento, sin embargo este también comprende información obtenida durante la perforación del pozo. La información que contiene básicamente comprende curvas de registros, la litología interpretada con base en dichos registros, la profundidad en escala gráfica del pozo, el estado mecánico de las tuberías utilizadas y algunos comentarios adicionales referentes al estado de la tubería, información sobre los topes de las unidades de interés, etc., Adicionalmente en la parte inicial se encuentra el cabezal en el que se consignan todos los datos en el momento de la toma de los registros tales como temperatura, profundidad de cañoneos, además de datos generales como lo son las coordenadas del pozo etc.

Los gráficos compuestos proporcionan una herramienta fundamental sobre el conocimiento del pozo y se erigen como la base de conocimiento en el estudio y análisis del mismo. La labor del estudiante en práctica en la elaboración de los

gráficos compuestos consiste en compilar toda la información procedente de distintos departamentos del proyecto para unirla, analizarla y montarla mediante la ayuda del software Geographix que facilita el procedimiento.

Como se decía anteriormente GeoGraphix se presta como un software que permite compilar la información de las etapas de perforación y completamiento del pozo. Todos los datos que podemos consignar en el grafico compuesto pueden ser englobados en cinco grupos generales;

- Tubería de revestimiento
- Prueba oficial de completamiento.
- Estado Mecánico.
- Cabezal Gráfico.
- Registros eléctricos.
- Log Header; cabezal y run info.
- Información del lodo de perforación.

A continuación se describe La información consignada, los pasos y procedimientos para la elaboración de los gráficos compuestos, seguido de una corta y general familiarización con el software GeoGraphix con el fin de que sean conocidas las aplicaciones que se constituyen como herramientas para el manejo de la data.

11.2.1 Tubería de revestimiento:

La información compilada respecto a la tubería es obtenida del wells panagon en el database. De toda la información manejada en el grafico compuesto, la correspondiente a la tubería, mas la correspondiente a los registros son las únicas datas que se encuentran dentro de la etapa de perforación. La información obtenida sobre la tubería es integrada al grafico compuesto en un documento Excel y consta del diámetro del hueco de superficie y el hueco de producción,

normalmente para el campo el hueco de superficie tiene por diámetro $12 \frac{1}{4}$ y el de producción $8 \frac{1}{2}$, como se explica anteriormente estos dos huecos son revestidos con tubería que corresponde en la mayoría de los casos a tubería de 9.625 para superficie y 7" (Tabla 5). El anclado de esta tubería hace referencia al lugar donde se le dio estabilidad al casing a través de los zapatos que siempre están en la base de la tubería de revestimiento, para el casing de superficie los zapatos (flat Shoe) se encuentran en intervalos que oscilan entre los 300' a 350' y para el casing de producción depende de la formación a explotar, sin embargo podemos hablar que normalmente los zapatos (casing Shoe) se ubican en profundidades cercanas a los 3000'. Anteriormente era señalado el hecho de que los dos revestimientos eran

cementados en diferentes tiempos y a diferentes profundidades debido a sus longitudes, sin embargo comparte como característica similar la concentración del cemento que se encuentra cercana a los 15 ppg, esta concentración utiliza en el caso específico del pozo en la tabla 6, 180 sacos para el casing de superficie y 460 para el de producción. El método empleado para la cementación por la compañía prestadora de servicios Halliburton es también el mismo para los dos revestimientos, este método es llamado pumping y consiste en introducir el cemento por dentro del casing hasta que este salga por el anular entre la pared del pozo y la parte externa del pozo, este llenado se realiza hasta encontrar las primeras manifestaciones de cemento en superficie (figura 17).

TUBERIAS DE REVESTIMIENTO COLOCADAS

Diametro del Hoyo	REVESTIMIENTO			Clase de Zapato	No. de Sacos y Clase de Cemento	Metodo Empleado	Tope del Cemento
	Diametro	Clase	Anclado a				
12 1/4"	9.625 in	36 LB/FT K-55 BTC R3	328'	FLOAT SHOE	180 SXS CEMENTO CLASE G	PUMPING	0'
8 1/2"	7 in	23 LB/FT N-80 BTC R3	2564'	CASING SHOE	460 SXS CEMENTO CLASE G	PUMPING	0'

Tabla 5, Ejemplo de características de casing en pozo x.

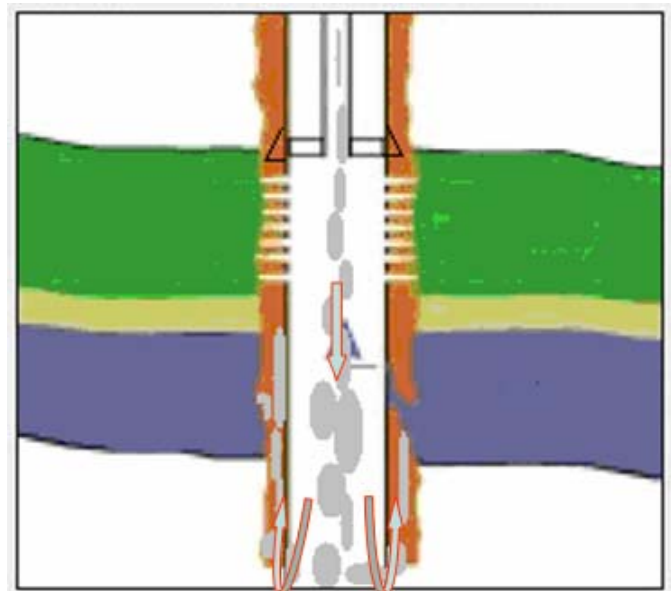


Figura 17, Cementación tipo Pumping.

11.2.2 Prueba oficial de completamiento (tabla 6):

Es la tabla de datos donde se consigna información básica del completamiento, en ella podremos encontrar en caso de un pozo inyector la cantidad de agua inyectada en un día o para un pozo productor la producción alcanzada en 24 horas, también se incluye en esta tabla la presión de inyección y la presión existente en la salida de la tubería de revestimiento, en el caso de un pozo

productor se suman a estos datos el corte de agua y el porcentaje de emulsión y sedimento en determinado tiempo.

PRUEBA OFICIAL DE COMPLETAMIENTO (Pozo inyector)		
Pozo Inyector : _____		
Fecha : <u>Junio 25 de 2009</u>		
La inyeccion en 24 horas fue de	<u>1045</u>	barriles de liquido
Presión en la tubería de Inyeccion :	<u>1050</u>	lbs/pulg2
Presión en la tubería de Revestimiento :	<u>0</u>	lbs/pulg2
Gravedad API del Petróleo :	<u>N/A</u>	

PRUEBA OFICIAL DE COMPLETAMIENTO (Pozo Productor)		
Pozo de Petróleo : _____		
Fecha : <u>Junio 7 de 2009</u>		
La produccion en 24 horas fue de	<u>155</u>	barriles de liquido, de los cuales el <u>6</u> % fue de Petróleo,
el <u>0</u> % de emulsion, el <u>94</u> % de agua y el <u>0</u> % fue sedimento API.		
Presión en la tubería de Producción :	<u>100</u>	lbs/pulg2
Presión en la tubería de Revestimiento :	<u>13.2</u>	lbs/pulg2
Gravedad API del Petróleo :	<u>24.2</u>	

Tabla 6, Data de prueba oficial de completamiento.

11.2.3 Elaboración de estados mecánicos:

La elaboración de este archivo de imagen toma todos los siguientes datos descritos para ser posteriormente cargados en el PrizM de GeoGraphix. EL estado mecánico concierne básicamente a la ubicación de los elementos que componen

la parte mecánica del pozo, los elementos generales más comunes son los intervalos de cañoneo y las profundidades de tope y base del casing de superficie y el casing de producción. La descripción detallada del estado mecánico del pozo implica la profundidades de la sarta de varillas y la sarta de tubería, los pozos productores contienen los dos tipos de sarta mientras que los inyectores solo están compuestos por tubería, esta tubería en los inyectores consiste en la descripción de la antes nombrada VHA, conformada por juntas de tubería, mandriles graduados para inyectar a diferentes presiones y empaques de aislamientos de zonas de ningún interés. A continuación en el ejemplo de la tabla 7 y la figura 18 se listan de cada uno de los elementos contenidos en el estado mecánico y la profundidad a la que se encuentran, estos elementos se clasifican en los intervalos de cañoneo, el Casing Description y el Wellbore Equipment conformado a su vez este ultimo por la sarta de varillas y de tubería.

PERFORATIONS						
Start Date: 5/31/2009 00:00			Contractor: HALLIBURTON			
Method:			Conveyed: WIRELINE			
Date	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Shot Density (shot/ft)	Gun Type	Gun Size (in)	Charge Desc
5/31/2009 00:00	1,818.0	1,822.0	4.00	SCALLOP	4.625	101210636 JRC
5/31/2009 00:00	1,834.0	1,850.0	4.00	SCALLOP	4.625	101210636 JRC
5/31/2009 00:00	1,859.0	1,864.0	4.00	SCALLOP	4.625	101210636 JRC
5/31/2009 00:00	1,926.0	1,930.0	4.00	SCALLOP	4.625	101210636 JRC
5/31/2009 00:00	1,936.0	1,942.0	4.00	SCALLOP	4.625	101210636 JRC
5/31/2009 00:00	1,952.0	1,960.0	4.00	SCALLOP	4.625	101210636 JRC
5/31/2009 00:00	1,962.0	1,972.0	4.00	SCALLOP	4.625	101210636 JRC
5/31/2009 00:00	2,050.0	2,057.0	4.00	SCALLOP	4.625	101210636 JRC
5/31/2009 00:00	2,092.0	2,100.0	4.00	SCALLOP	4.625	101210636 JRC

CASINGS									
SURFACE CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
CASING JOINT(S)	16.0	327.0	8	9.625	36.00	K-55	BTC	8.921	8.765
FLOAT SHOE	327.0	328.0	1	9.625	36.00	K-55	BTC	8.921	8.765
PRODUCTION CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
CASING JOINT(S)	16.0	2,524.6	66	7.000	26.00	N-80	BTC	6.276	6.151
FLOAT COLLAR	2,524.6	2,525.6	1	7.000	26.00	N-80	BTC	6.276	6.151
CASING JOINT(S)	2,525.6	2,563.0	1	7.000	26.00	N-80	BTC	6.276	6.151
FLOAT SHOE	2,563.0	2,564.0	1	7.000	26.00	N-80	BTC	6.276	6.151

WELLBORE EQUIPMENT								
ROD STRING								
Component Name	Joints	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Nominal OD (in)	Nominal ID (in)	Grade	Connection	Weight (ppf)
POLISHED ROD	1	6.0	32.0	1.500				
PONY ROD	2	32.0	36.0	1.000		D		
PONY ROD	2	36.0	44.0	1.000		D		
ROD(S)	51	44.0	1,317.0	1.000		D		
ROD(S)	16	1,317.0	1,717.0	1.000				
ROD(S)	6	1,717.0	1,867.0	0.875		D		
ROD(S)	2	1,867.0	1,917.0	0.875				
PONY ROD	1	1,917.0	1,919.0	0.875		D		
BOMBA 25-150 RWAC-20-4	1	1,919.0	1,940.0	2.500				
TUBING STRING								
Component Name	Joints	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Nominal OD (in)	Nominal ID (in)	Grade	Connection	Weight (ppf)
TUBING HANGER	1	16.0	16.8	7.062	2.992			
TUBING JOINT(S)	57	16.8	1,783.5	3.500	2.992	N-80	External-Ups	9.30
SEATING NIPPLE	1	1,783.5	1,784.1	3.500	2.750			
TUBING JOINT(S)	1	1,784.1	1,815.2	3.500	2.992	N-80	External-Ups	9.30
CROSSOVER	1	1,815.2	1,816.2	3.500	2.441			
TUBING JOINT(S)	4	1,816.2	1,940.7	2.875	2.441	J-55	External-Ups	6.50
SEATING NIPPLE	1	1,940.7	1,941.3	2.875	2.250			
TUBING JOINT(S)	1	1,941.3	1,972.5	2.875	2.441	J-55	External-Ups	6.50
CROSSOVER	1	1,972.5	1,973.0	3.500	2.441			

Tabla 7, Estado mecánico (casing y sarta de varillas y tubería) para pozo productor.

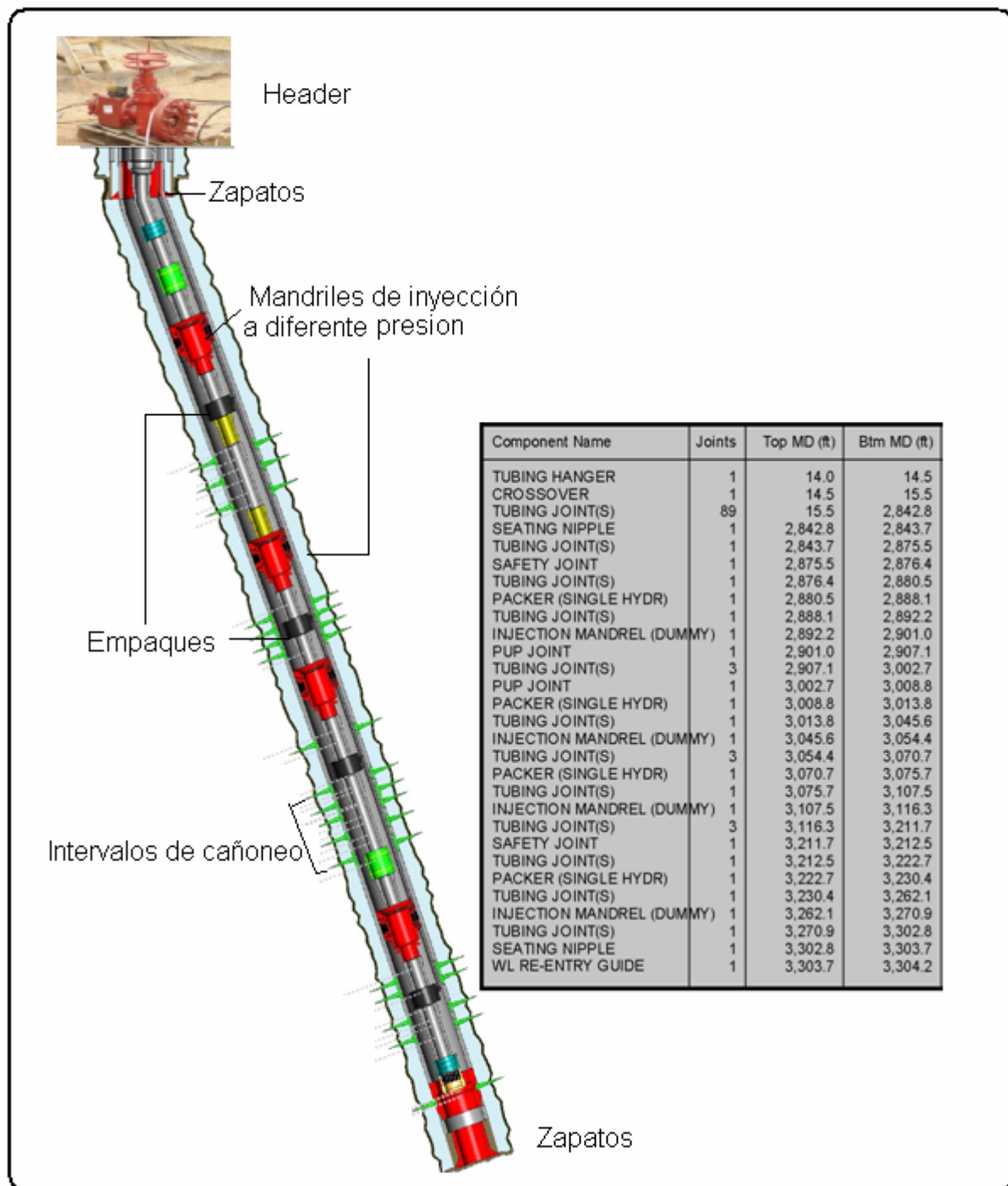


Figura 18, Estado mecánico (casing y sarta de tubería) para pozo Inyector.

11.2.5 Creación de template y columna estratigráfica:

Esta labor es ejecutada en el WellBase GeoGraphix y su visualización como todo lo concerniente al grafico compuesto se da en el PRIZM. Para este caso específico la tarea a realizar posterior a la carga del registro es llevar a cabo un control del set de disposición de los grupos de litológicos, resistivos y densidad-neutrón, además de sus escalas y de cargar la representación litológica para cada intervalo donde se dé el cambio de ella.

El template es la estructura de tracks para el set de registros, es la plantilla que se crea y organiza para que un pozo siempre que sea cargado abra con los mismos registros y en con las mismas escalas, para este fin en este trabajo fueron creados dos Template's llamados; Petrofísic sin fel & Estándar, básicamente la diferencia entre estos dos se basa en los registros utilizados para cada grupo y las escalas presentes en ellos, la litología conserva los mismos cutoff's (figura 20). Estos template's como se decía contienen el paquete básico de registros tipo litológicos, resistivos y de densidad-neutrón. El grupo de registros eléctricos litológicos es el primer track y está conformado por el Potencial Spontáneo, el Gamma Ray, el Caliper y el Bit Size, de estos deben buscarse los que se encuentren ya corregidos en cuanto a defectos de deriva o que se encuentre sin verticalidad, la señalización de correcciones, se da, agregando una C al final o una X al principio, por ejemplo SPC o XSP, las escalas utilizadas para estos registros son:

SP (-80 a 20), GR (0-150 API), CAL (6-16") y BS (6-16"). El segundo track corresponde a los resistivos, los cuales pueden ser el paquete AIT 10,20,30,60 y 90, corridos por la prestadora de servicios Schlumberger en la escala entre el intervalo (0-25) Ohmios, o también pueden ser el paquete corrido por Halliburton, ATH10, 20, 30, 60 y 90 en la misma escala.

Para el track tercero se encuentra los registros de densidad-neutrón, estos pueden ser TNPH Neutrón en la escala 0.45 a -0.15 ESCALA y en cuanto a densidad RHOZ (1.9-2.9) o RHOB (1.75 - 2.75), los template de la figura 20 permite visualizar las escalas y los registros en cada Template.

Correlation	Depth	Litologia	Resistivity	Den/Neu
GR	MD	Sand	AT10	TNPH
0.000 GAPI	160.000		0 OHMM	25 0.45 CFCF -0.15
SP	TVDSS	Sandstone	AT60	RHOZ
-80 MV	80.000		0 OHMM	25 1.9 G/C3 2.9
HCAL(N/A)		Siltstone	AT90	
6	16		0 OHMM	25
		Shaly Sandstone		

Correlation	Depth	Litologia	Resistivity	Den/Neu
XGR	MD	Sand	XRESM	XNPHIL
0 UNKNOWN	150		0 UNKNOWN	25 0.104 UNKNOWN 0.657
XSP	TVDSS	Sandstone	XRESM	XNPHIS
-80 UNKNOWN	20		0 UNKNOWN	25 0.7 UNKNOWN -0.15
XCAL		Siltstone	AHT90	
6 UNKNOWN	16		0 ohm.m	55
		Shaly Sandstone		
		Shaly Sand		

Figura 20. Template's generados para la organización de tracks y escalas de registros.

11.2.6 Log Header y Data de Corrida de registros:

Al igual que para la forma 4CR y para todo archivo de pozo, es consignada información básica en el cabezal como por ejemplo las coordenadas en el origen Gauss Bogotá, el Datum permanente que es la Kelly Bushing (KB) y el punto cero considerado en la perforación y en la corrida de registros el cual es el DRILLING FLOOR (DF) para el caso específico de este campo (figura 21). Esta información es obtenida en del archivo .PDS enviado por Schlumberger. Para la información de corrida deben ser consignados datos obtenidos durante la registrada, además de las características químicas y físicas del lodo de perforación. Los datos de la corrida conciernen a la profundidad alcanzada por la herramienta, el intervalo registrado (superficie y fondo), el número de corridas etc., y finalmente la información del lodo de perforación. Siendo ya descrito el proceso de corrida de registros anteriormente, a continuación en la figura 21 se lista la información compilada en las ventanas del PrizM GeoGraphix y en el texto siguiente se describe el significado de estos (Tabla 8). Seguidamente se describe el proceso concerniente al lodo de perforación del cual se prestó asistencia como estudiante en práctica durante la visita al campo, visita en la cual se realizó un seguimiento de la data involucrada en los gráficos compuestos.

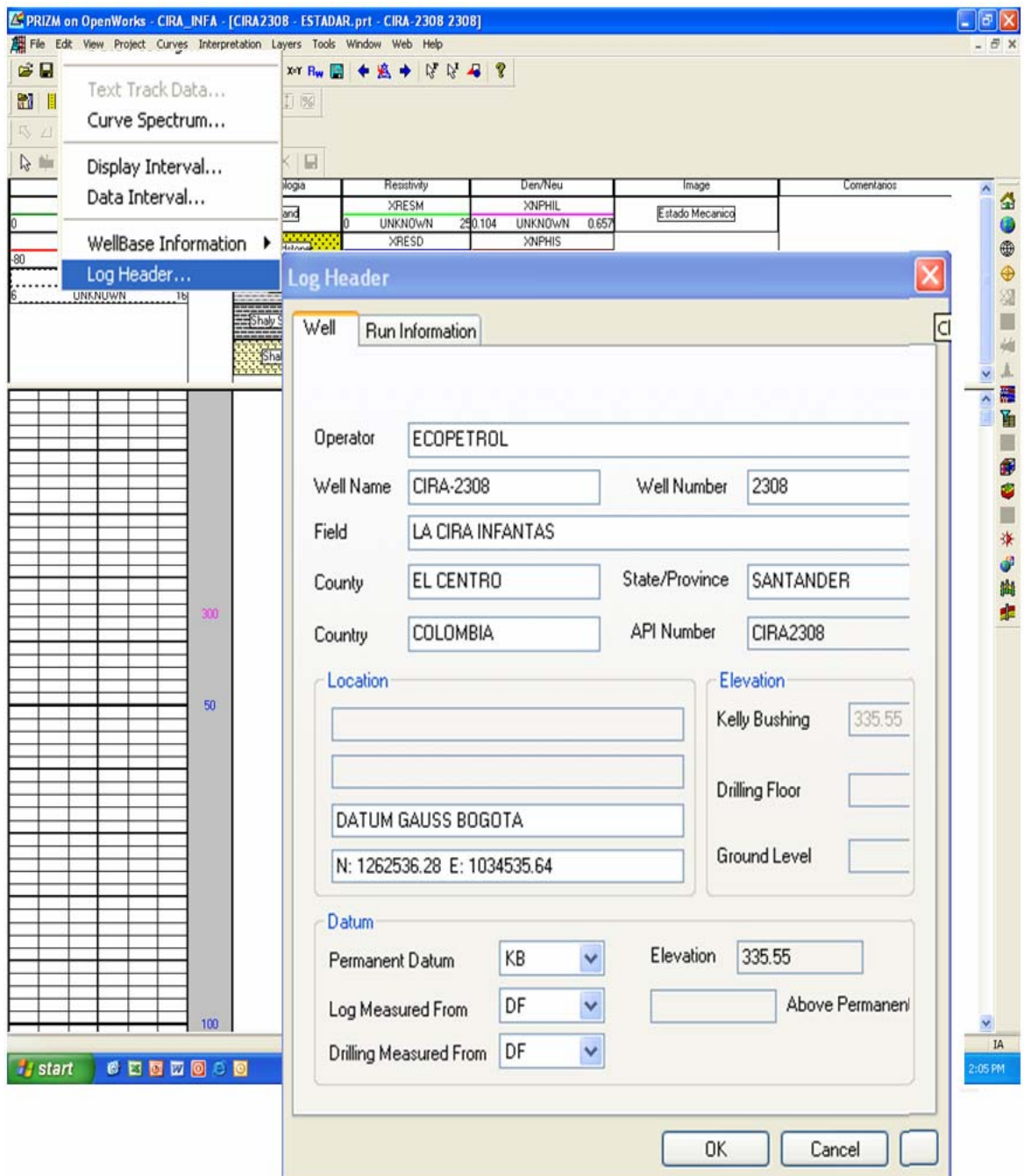


Figura 21. Elemento del Log header.

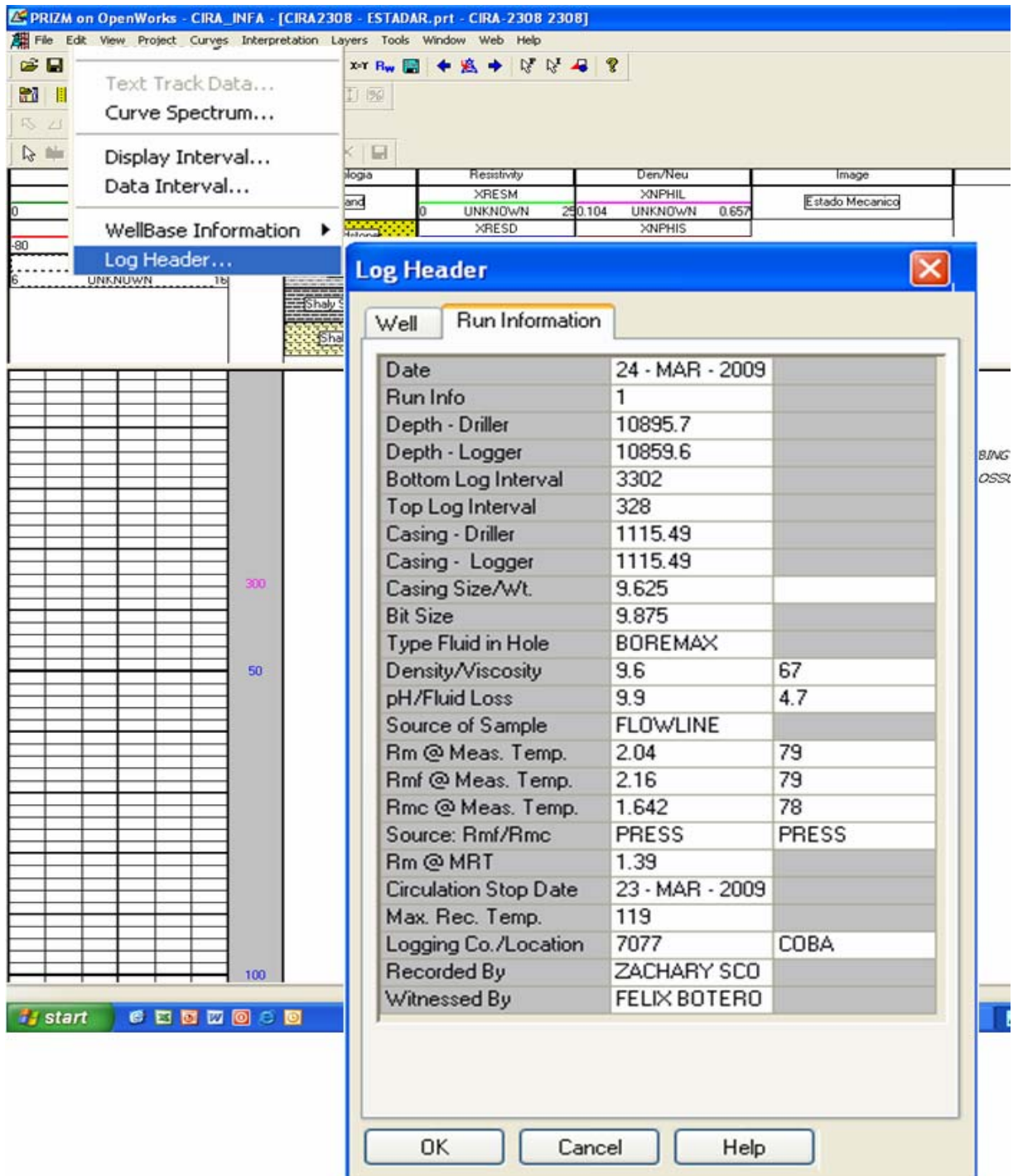


Figura 22, Información de corrida de registros y lodo de perforación.

<i>Date</i> ; Fecha de la corrida
<i>Run info</i> : Numero de veces que se realizo la corrida.
<i>Depth Driller</i> : Profundidad hasta la cual llevo la broca de perforación.
<i>Depth-Logger</i> : Profundidad hasta la cual llevo el sensor de la Herramienta SP
<i>Bottom Log Interval</i> : profundidad final hasta la que se registró
<i>Top Log Interval</i> : profundidad a partir de la cual se registró.
<i>Casing Size</i> ; Diámetro del revestimiento y profundidad de este.
<i>Bit Size</i> : Diámetro del hueco promediado de todos los brazos del Caliper.
<i>Drill Mud</i> ; El lodo de perforación utilizado para el es del Tipo BOREMAX

Tabla 8, Léxico Básico para el log header.

11.2.7 Lodo de perforación y su data para el Grafico Compuesto:

La planta para lodos contiene la zona de tanques (en el ultimo se adiciona la píldora para darle peso), en la línea antes de llegar a los tanques hay un embudo donde se adiciona la química, las bombas que lo Mandan al pozo, la shaker: es el primer tamiz que hay que vibra constantemente que manda los cortes gruesos a las piscinas y el lodo infiltrado lo manda a la trampa de arena.

El lodo es utilizado en la etapa concerniente a los trabajos de perforación, sin embargo se ha decidido detallar su descripción en estas líneas porque es en el grafico compuesto donde es consignada su información. Para el campo La Cira infantas es utilizado el lodo tipo Boremax, su preparación es llevada a cabo en tanques en donde le son adicionados químicos como la potasa cáustica y en especial píldoras a base de barita para darle peso, estos tanques se conectan a una manguera que llega hasta las partes más altas de la torre e introduce el lodo por la sarta de perforación.

La entrada del lodo desde los tanques a la formación a perforar se produce por medio de la tubería o sarta de perforación, la cual en su punta presenta una broca de doble sistema la cual contiene cerca de seis huecos por donde pasa el lodo de la tubería a la formación (figura 23).



Figura 23, Broca y salidas del lodo de perforación

Los objetivos del lodo de perforación Básicamente son facilitar la perforación, sacar los trozos de roca cortada, generar presión hidrostática evitando una patada

de pozo y adherirse a la formación para darle estabilidad a la pared del pozo, realmente el uso del lodo es cíclico ya que el lodo después de salir es nuevamente utilizado (figura 24).

El proceso de **salida del lodo** utilizado en la perforación hacia los tanques inicia con el paso de este por la campana en la cabeza del pozo hasta la shaker (coctelera). La shaker (filtro 1) está compuesta de tres pequeños tanques que contienen tamices en constante vibración para llevar los cortes de arena y lodo sacados de la formación a la piscina en donde son desechados o a un tanque de reciclaje del material filtrado, en este último proceso de reciclaje, el material filtrado baja a una trampa de arena que es un segundo filtro para los cortes, de allí el mejor material pasa a los tanques compuestos por cuatro cavidades, en la primera cavidad se encuentra el tercer filtro para el material, este filtro funciona con una pequeña ventana que solo deja pasar a las siguientes cavidades el lodo como tal, en este filtro el material más grueso es depositado en el fondo de la cavidad y es enviado a una maquina centrifugadora (cuarto filtro) que busca recuperar la parte más fina de estos desechos para reciclarla y añadirla a la segunda cavidad de los tanques, finalmente ya con el lodo reciclado nuevamente se le adiciona la química que este pueda haber perdido al entrar a la formación y se envía nuevamente a la manguera a través de dos bombas hasta llegar al pozo nuevamente (Figuras 24 y 25).

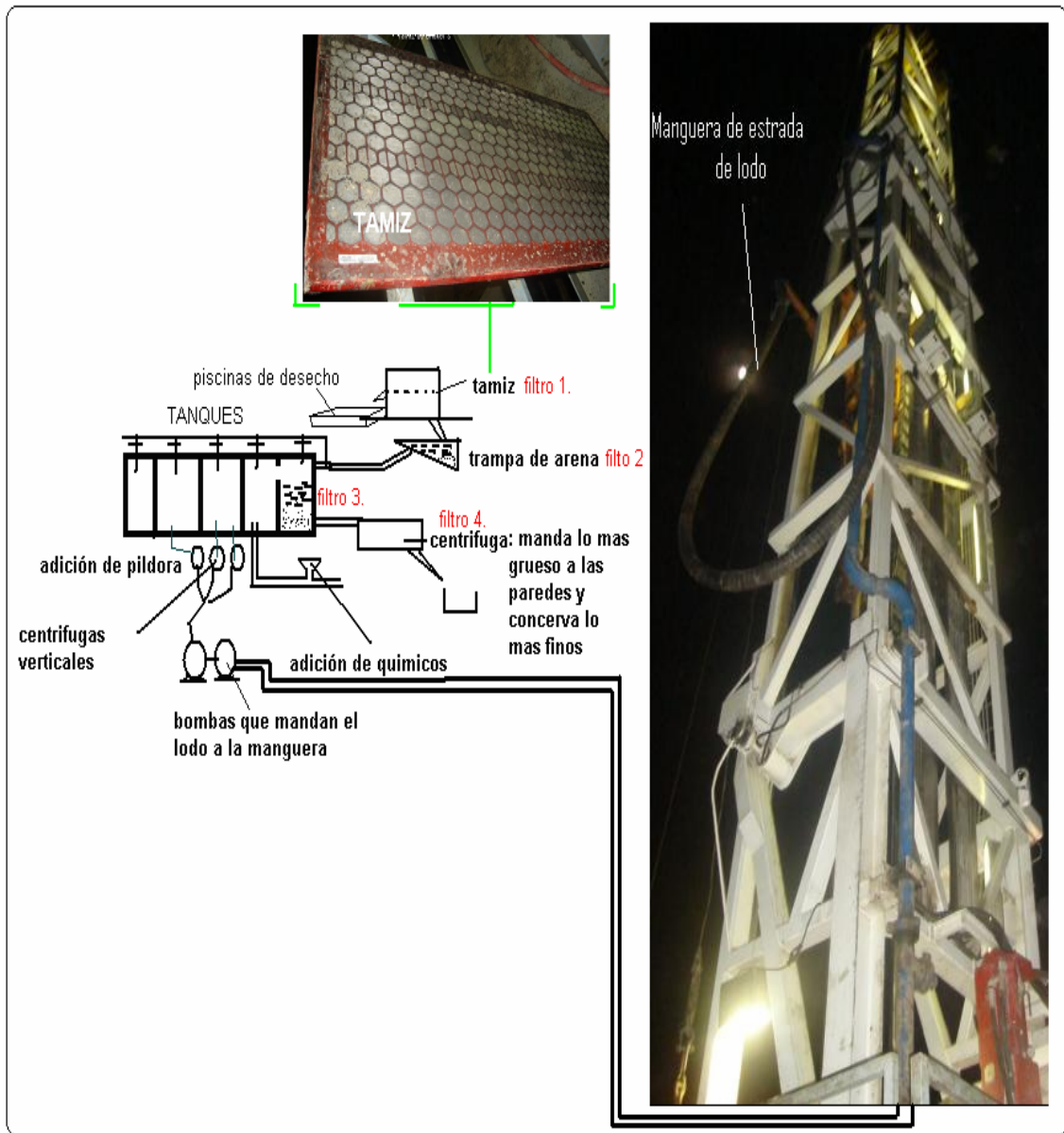


Figura 24, Planta de procesamiento de lodos.



Figura 25, Elementos para la salida del lodo a la planta de manejo.

De todo el proceso de preparación del lodo y su relación con la formación el estudiante en práctica compila la información concerniente a:

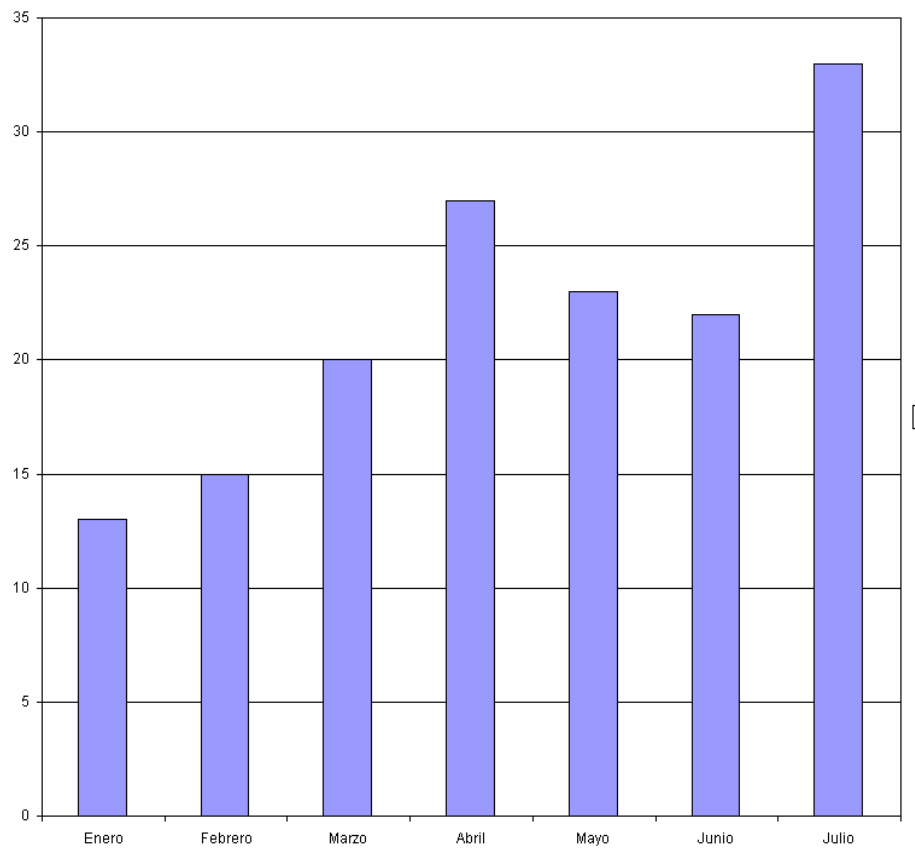
- Composición y PH.
- Densidad y viscosidad.
- Fluido perdido y source of sample: lugar de la toma de pruebas.
- RM, resistividad del lodo como tal en determinada temperatura.
- RMF, resistividad del lodo filtrado.

- RMC, resistividad de la torta de lodo (Mud Cake).
- MRT, máxima temperatura del lodo al recibir calor por la formación.
- RM @ MRT, resistividad del lodo en la máxima temperatura alcanzada.
- Identificación de zonas con Washout o Mud Cake con interpretación de los registros Bit Size y el Caliper.

En total fueron elaborados cerca de 142 Gráficos Compuestos para los nuevos pozos completados en el proyecto La Cira Infantas listados en la tabla 9, los tiempos utilizados para la realización de ellos, se muestran en la grafica 2.

GC-CIRA2601	GC-CIRA2611	GC-INFA2385	GC-CIRA2741	GC-CIRA2796	GC-CIRA2223	GC-CIRA2572
GC-CIRA2582	GC-CIRA2143	GC-CIRA2401	GC-CIRA2230	GC-CIRA2796	GC-CIRA2628	GC-CIRA2361
GC-CIRA2600	GC-CIRA2191	GC-CIRA2399	GC-CIRA2789	GC-CIRA2591	GC-CIRA2341	GC-CIRA2358
GC-CIRA2792	GC-CIRA2222	GC-CIRA2315	GC-INFA2303	GC-CIRA2657	GC-CIRA2224	GC-CIRA2308
GC-CIRA2142	GC-CIRA2244	GC-CIRA2733	GC-INFA2447	GC-CIRA2564	GC-CIRA2617	GC-CIRA2678
GC-CIRA2312	GC-CIRA2608	GC-INFA2074	GC-CIRA2577	GC-CIRA2028	GC-CIRA2438	GC-CIRA2119
GC-CIRA2314	GC-CIRA2248	GC-CIRA2592	GC-CIRA2649	GC-CIRA2790	GC-CIRA2840	GC-INFA2402
GC-CIRA2576	GC-CIRA2085	GC-CIRA2647	GC-CIRA2237	GC-CIRA2133	GC-CIRA2446	GC-CIRA2406
GC-CIRA2795	GC-CIRA2270	GC-CIRA2121	GC-CIRA2589	GC-INFA2098	GC-CIRA2436	GC-CIRA2396
GC-CIRA2177	GC-CIRA2270	GC-CIRA2375	GC-CIRA2634	GC-CIRA2805	GC-CIRA2612	GC-CIRA2607
GC-CIRA2247	GC-INFA232	GC-CIRA2316	GC-CIRA2220	GC-CIRA2803	GC-CIRA2594	GC-CIRA2120
GC-CIRA2352	GC-INFA2321	GC-CIRA2843	GC-CIRA2190	GC-CIRA2613	GC-CIRA2629	GC-CIRA2839
GC-CIRA2575	GC-CIRA2108	GC-CIRA2627	GC-INFA2317	GC-CIRA2625	GC-CIRA2437	GC-CIRA2268
GC-CIRA2598	GC-CIRA2643	GC-CIRA2838	GC-CIRA2226	GC-CIRA2141	GC-CIRA2615	GC-CIRA2913
GC-CIRA2599	GC-INFA2322	GC-CIRA2609	GC-CIRA2294	GC-CIRA2626	GC-CIRA2118	GC-CIRA2219
GC-CIRA2602	GC-CIRA2610	GC-CIRA2635	GC-CIRA2189	GC-CIRA2169	GC-CIRA2890	GC-INFA2025
GC-CIRA2586	GC-CIRA2353	GC-CIRA2295	GC-CIRA2606	GC-CIRA2197	GC-CIRA2160	GC-INFA2024
GC-CIRA2642	GC-CIRA2646	GC-CIRA2293	GC-CIRA2176	GC-CIRA2581	GC-CIRA2440	GGX-CIRA210
GC-CIRA2737	GC-CIRA2238	GC-CIRA2168	GC-CIRA2115	GC-CIRA2225	GC-CIRA2443	GC-CIRA2245
GC-INFA2026	GC-CIRA2221	GC-CIRA2656	GC-INFA2384	GC-CIRA2584	GC-CIRA2267	GC-CIRA2593
GC-INFA2320	GC-CIRA2261					

Tabla 9, Gráficos Compuestos realizados a partir de enero de 2009.



Grafica 2, Gráficos Compuestos elaborados por meses del 2009.

La información de mayor importancia aportada por los Gráficos Compuestos para el desarrollo de la fase de interpretación, consiste básicamente en la relación entre los registros eléctricos y el estado mecánico, en particular los intervalos por los cuales fue completado el pozo, es decir los intervalos por los cuales produce el pozo para los pozos productores y el estado de la sarta normal y selectiva para los pozos inyectores, ya que con ella se conocía que zonas estaban siendo barridas y cuales se encontraban aisladas (Figura 26).

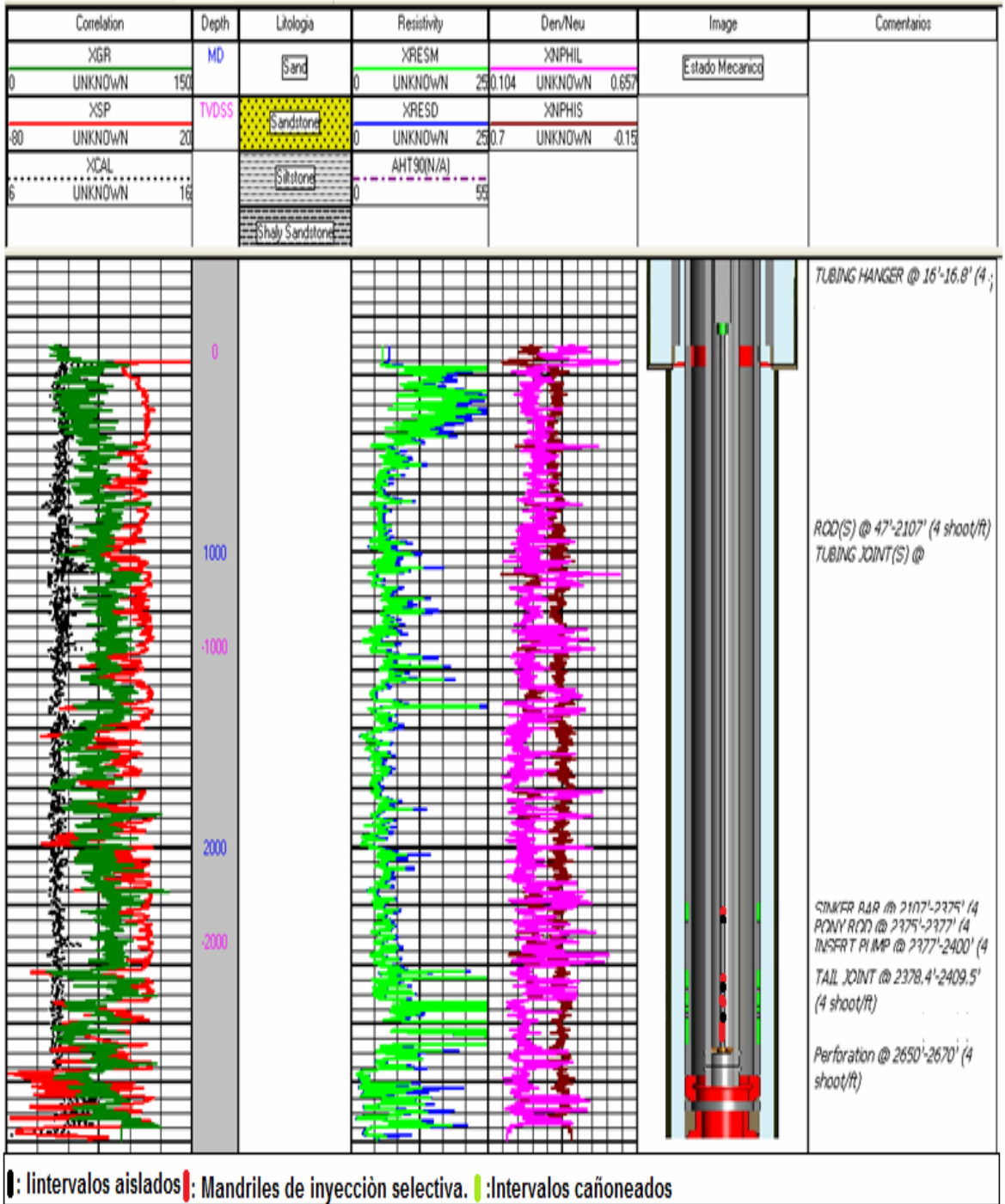


Figura 26, Relación registros-Estado mecánico en el grafico compuesto.

12. ETAPA DE AVANZADA EN INTERPRETACIÓN DE REGISTROS

Dentro del trabajo diario en la práctica empresarial de Oxy Andina se llevo a cabo como etapa final, la interpretación de la información compilada en las anteriores etapas, principalmente de la data otorgada por los registros eléctricos de los nuevos pozos perforados para la ejecución del proyecto denominado; **CARACTERIZACIÓN ESTRATIGRÁFICA DE ALTA RESOLUCIÓN EN ÁREA PILOTO CIRA SUR, ZONA C POR AMARRE ROCA-REGISTRO EN CONTRIBUCIÓN AL CONOCIMIENTO DE LA DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DE UNIDADES DE FLUJO. APLICACIÓN: CANALIZACIÓN EN PATRÓN DE INYECCIÓN DEL POZO CIRA 2000.** Para este proyecto fueron desarrollados a su normal secuencia las anteriores tres etapas, seleccionando de cada una de ellas la información geológica y de ingeniería conveniente para la realización del estudio.

- El objetivo particular en esta fase es la optimización del sistema de inyección-producción a través de la identificación y mapeo de unidades de flujo basada en la geometría de los cuerpos faciales por amarre núcleo-registro y la calibración a mapas de propiedades petrofísicas e información de producción.

12.1 INTRODUCCIÓN TEÓRICA EN INYECCIÓN DE AGUA Y ESTRATIGRAFÍA EN EL MARCO DE LA CONEXIÓN HIDRÁULICA ENTRE POZOS.

El recobro o incremento de la producción de aceite en el Campo La Cira Infantas depende de la eficiencia del proceso de inyección de agua, dicha eficiencia es a su vez de directa dependencia con los estudios geológicos realizados para el conocimiento de la variación de las propiedades que controlan el comportamiento

de los fluidos (*heterogeneidad del yacimiento*) ya que estas son el factor de mayor influencia. El conocimiento de la arquitectura y la geometría de las propiedades del yacimiento que permiten el flujo de fluidos por medio de los estudios geológicos justifico plenamente el desarrollo de este trabajo

Según *Franco (2003)*, la inundación del agua inyectada y su eficiencia depende de tres factores:

- **La heterogeneidad del yacimiento** (factor de mayor influencia)
- Eficiencia del barrido.
- Eficiencia del desplazamiento de fluidos.

Los modelos de predicción de producción (agua/aceite) tienen la tarea fundamental de estudiar el comportamiento del agua inyectada, cada uno de ellos podemos hoy decir que tienen en común las tres variables de uso anteriormente mencionadas.

La heterogeneidad del yacimiento es el elemento de mayor influencia y sin duda el de mayor importancia para la caracterización geológica, es un punto de partida en la evaluación de procesos de recobro ya que permite estimar con mayor certeza el original Oil in place, zonas no drenadas, distancia entre pozos y un patrón de inyección adecuado.

La heterogeneidad es producto de la arquitectura de los geocuerpos presentes y la variabilidad de sus propiedades principalmente físicas. En este estudio es usado el término Arquitectura en el sentido de Kerr (1990), refiriéndose a la distribución (geometría) e interrelación espacial (apilamiento vertical y lateral) de las rocas que conforman el yacimiento.

Estratigrafía en el marco de la continuidad hidráulica entre pozos (CHEP) en recobro secundario: El concepto de conectividad hidráulica entre pozos (CHEP) pone en uso variables determinantes en la arquitectura del yacimiento, un medio poroso se encuentra hidráulicamente conectado cuando la porosidad efectiva, la permeabilidad y los espesores se dan en una disposición que favorece la comunicación para el flujo de fluidos, en estos medios pueden darse los siguientes casos que favorecen o no, el barrido de crudo con la inyección de agua.

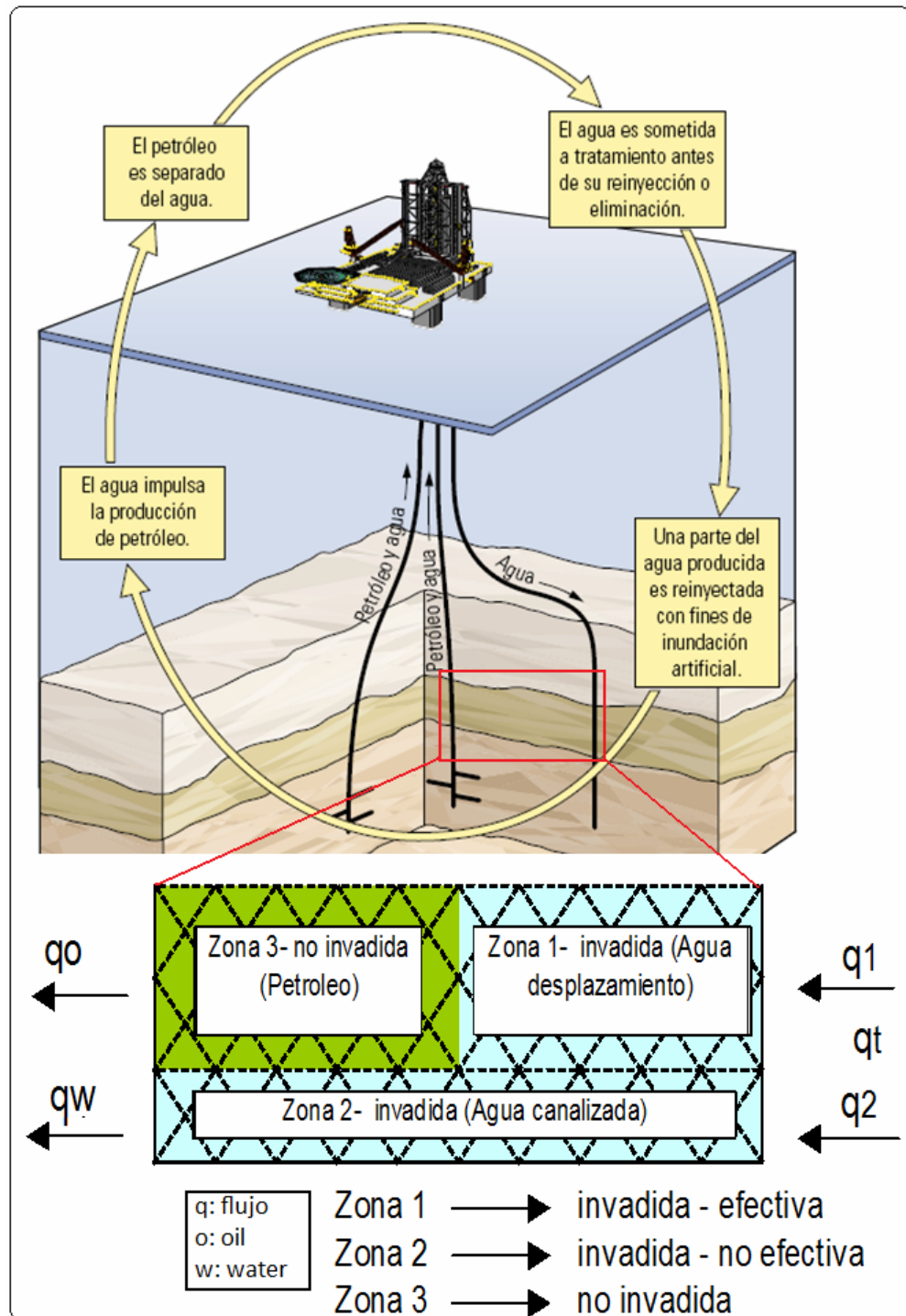


Figura 27. Dinámica de Inyección, Modificada de Franco Sandoval L. (SPE)

La región efectiva, es la región donde se lleva a cabo el desplazamiento de petróleo por agua y la región no efectiva, es la región donde solo se desplaza agua. Considerando las necesidades para el piloto señalado se realizó una caracterización estratigráfica a detalle que tomara las variables descritas anteriormente y que permitiera definir la geometría de los cuerpos geológicos en el yacimiento básicamente con una focalización en las arenas de interés.

Para el desarrollo del este estudio se contó con la información litológica de los núcleos y registros eléctricos de los pozos La Cira A, La Cira B, La Cira C y La Cira D. Con los registros Litológicos, resistivos y de Densidad-Neutrón. Para alcanzar el objetivo propuesto la siguiente metodología, la cual puede ser resumida en las siguientes fases.

12.2 FASES PARA LA EJECUCIÓN DE LA ETAPA DE AVANZADA.

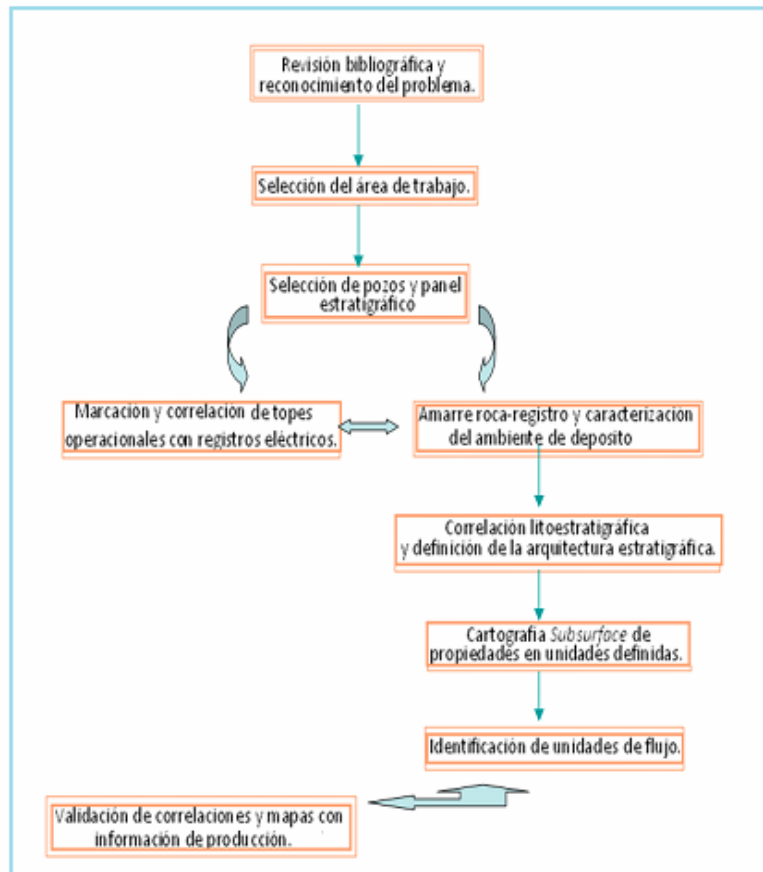


Figura 28, Estructura metodológica de fases en la etapa de interpretación.

12.2.1 Revisión bibliográfica y reconocimiento del problema.

Esta fase se inició con la integración de la información existente de los trabajos realizados para el área de estudio y fue adelantada a partir del mes de enero del 2009 hasta la primera mitad del mes de febrero.

En general, la tarea consistió en recopilar la mayor parte de la información de historias de pozos (para los pozos más antiguos) así como los informes geológicos y de ingeniería de estudios previos, estos últimos con el ánimo de conocer la zona

de influencia de los pozos inyectores. Conociendo en términos generales la situación del área se identificó como problema principal la canalización del pozo 2000 y su manifestación superficial en cercanías del pozo 600, la cual tenía consecuencias ambientales nefastas, por lo cual se hacía menester evaluar la situación en el patrón que albergaba dichos pozos. El siguiente paso consistió en recopilar la información necesaria para realizar un estado del arte y consolidar un marco teórico referente al objetivo perseguido para la solución del problema y de esta manera tener una base teórica seria y sólida para el entrenamiento previo al desarrollo del proyecto. Como se mencionaba anteriormente en cuanto a los registros de pozos, fueron tomados los que existían en magnético, y fueron cargados los recién perforados a los diferentes software's (Open Works y Geographix) para su posterior interpretación. Luego de esta etapa se siguió con una evaluación y valoración de la información existente con el fin de filtrar la información obtenida de la recopilación, para ello se dejó la información valiosa y se desechó aquella que carecía de interés, según las circunstancias en las cuales evolucionaba el proyecto.

12.2.2 Fase de entrenamiento en software de visualización de la data geológica.

La lista de programas escogidos para el proyecto, fue seleccionada con el criterio de que estos contaran con practicidad, fácil acceso y agilización de las labores sin implicación de costos. En las etapas anteriores, fue

comentado en términos generales el uso de programas especializados para el manejo de la información, dicho uso, es producto de la capacitación en cada uno de los cuales así lo requería, la cual duró aproximadamente tres semanas en cuanto a su conocimiento básico se refiere. Para el manejo de programas se contó con el apoyo de la geóloga Junior orientadora de este proyecto por parte de la compañía y con el soporte teórico de los tutoriales, principalmente de

Geographix y Openworks. A continuación se listan los programas utilizados con un porcentaje de uso para cada uno de ellos durante el desarrollo completo de la práctica.

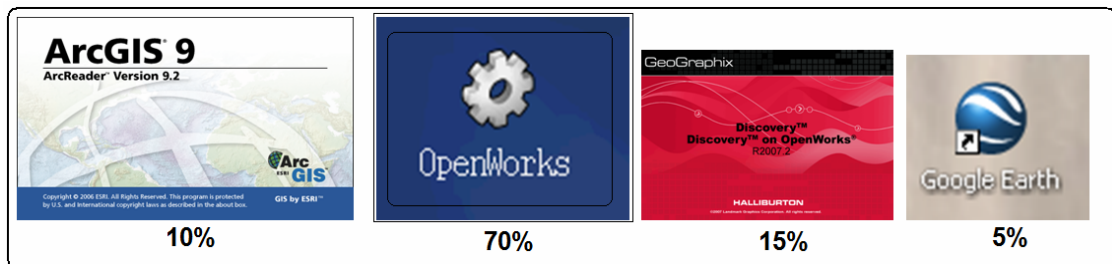


Figura 29, porcentaje de uso de software.

En el caso específico de la etapa de interpretación de la información compilada, se dio uso principalmente al software Openworks, es por esta que este alcanza un porcentaje elevado (70%) con respecto al uso de los demás programas durante el desarrollo de la practica.

12.2.3 Selección del área de trabajo.

La selección del área de trabajo se realizó bajo los siguientes criterios de búsqueda:

- a) Área de interés para el proyecto: El piloto estudiado se encuentra ubicado dentro de un conjunto de bloques de interés para la recharacterización geológica, el modelamiento estático como tal y su traslape con el modelamiento dinámico.
- b) Grado de complejidad estructural: la búsqueda se dio bajo la premisa de trabajar un piloto que no presentará complejidad estructural, y que de ser posible solo fuese limitado por fallas, sin existencia interna de estas.

- c) Caracterización de un problema específico: Era de suma importancia que los resultados del trabajo independientemente de su valor geológico, pudiesen ser aplicados a los problemas implicados en la dinámica de inyección-producción, en esta área se ha detectado la canalización del pozo inyector La Cira 2000 que ha perdido eficiencia de barrido y por ende eficiencia en la recuperación de crudo en el patrón.
- d) Calidad de la información: Los pozos punto de partida para el proyecto eran los pozos recién realizados, sin embargo en la mayoría de casos era necesario contar con la información de pozos antiguos cuando la distancia entre pozos nuevos superaba los 250 metros. La existencia de registros y su estado en dichos pozos antiguos se constituyó como otro criterio para la selección del área.
- e) Zona vertical de interés: Como se conocerá más adelante el campo se encuentra dividido verticalmente en tres zonas llamadas A, B y C, cada una de ellas limitada por criterios que principalmente corresponden a los de ingeniería de perforación. La zona de interés para este estudio es la Zona C, ya que de ella hoy se extraen las cantidades más rentables para el proyecto de La Cira Infantas.

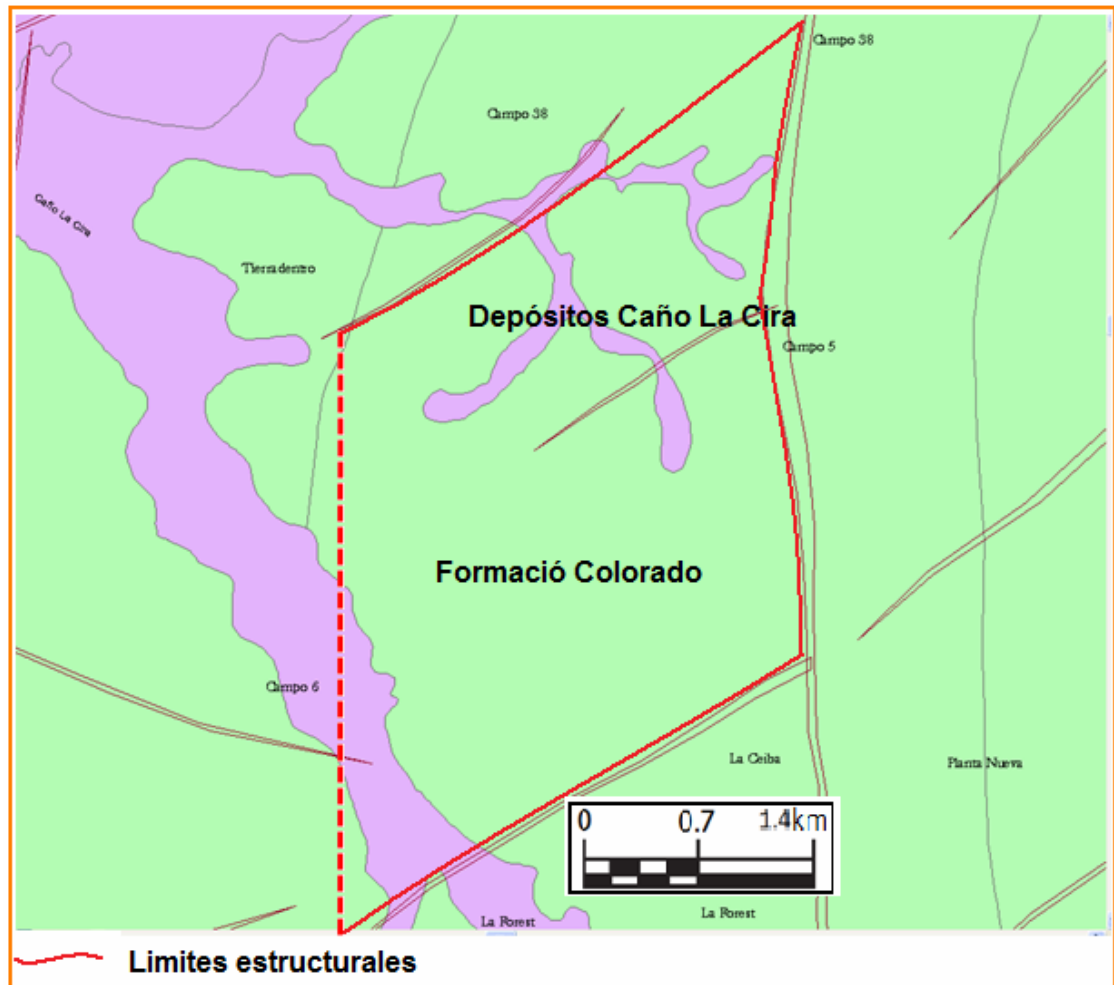


Figura 30. Mapa geológico en superficie del área de estudio.

12.2.4 Selección de pozos y panel estratigráfico

Para dicha selección, se utilizó el software Openworks, bajo la aplicación del Well Curve Viewer, el trabajo básicamente consistió en realizar en primera medida una división de los pozos nuevos y los pozos antiguos. Partiendo de que los pozos nuevos contienen un paquete completo de registros, se procedió a organizar los registros existentes para cada uno de los pozos antiguos. En segundo lugar el paquete de registros de los pozos antiguos se clasificó dependiendo si los registros eran corridos hueco entubado o hueco abierto, ya que el interés se

proyectaba hacia estos últimos por tomar una medida directa de la formación. Finalmente contando con el listado y la visualización en mapa de los pozos con información, se procedió a seleccionar aquellos a utilizar según las distancias entre ellos, buscando manejar una distancia entre pozos promedio de 250 m. La figura 31, muestra el conjunto de registros contenidos y clasificados para un pozo.

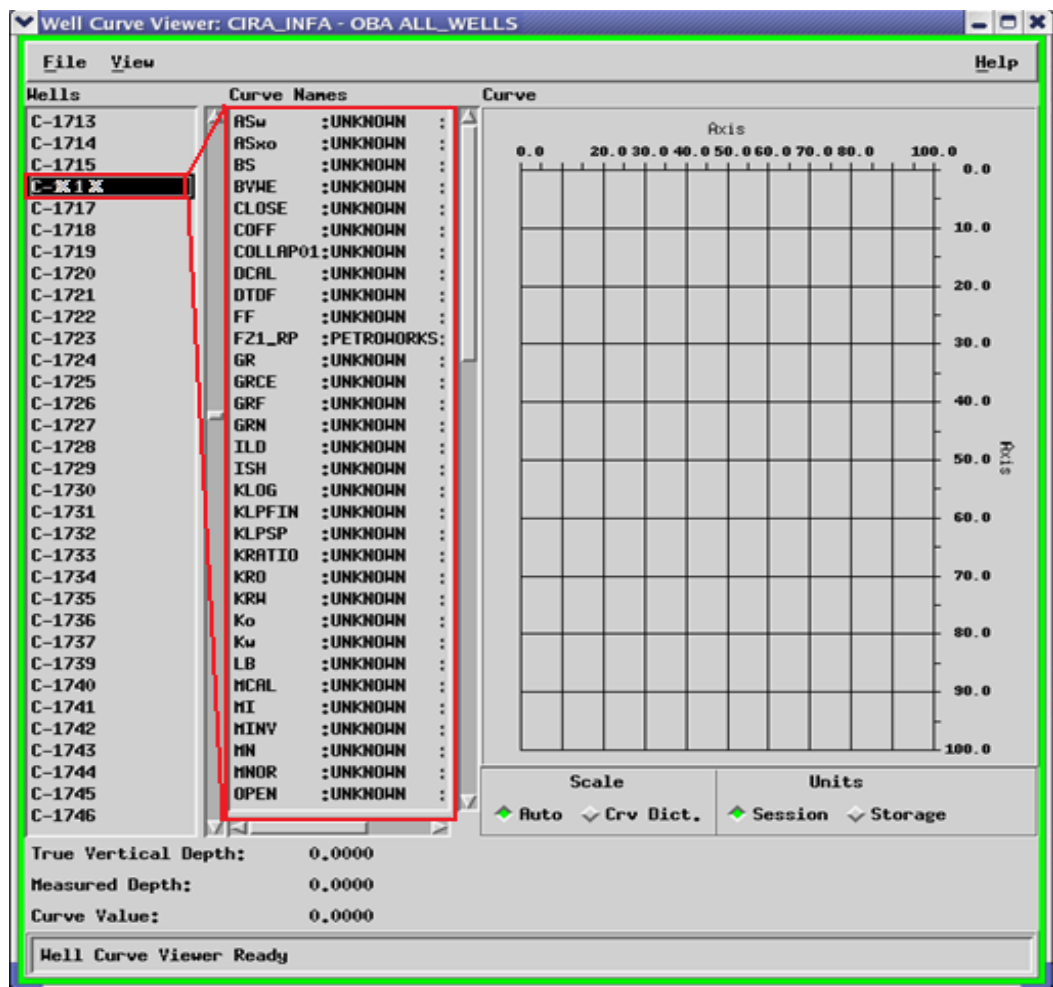


Figura 31, Clasificación de registros por pozo.

Teniendo listado los diferentes registros Open Hole para cada pozo, se procedió a clasificarlos según el tipo de registro, en el listado se encontraban por nombrar unos casos en particular, registros generados a partir de otros por formulas petrofísicas, también las diferentes correcciones de cada uno de ellos, finalmente

se clasificaron en tres grupos principales según los tipos de registros contenidos (Tabla 10).

Clasificación	Tipo de registros eléctricos
Grupo 1:	Litológicos, resistivos y porosidad
Grupo 2:	Litológicos y resistivos
Grupo 3:	SP e impedancia(resistivo corto)

Tabla 10, clasificación de registros por grupo según el tipo.

Los registros litológicos están conformados por el Gamma Ray (GR), el potencial espontaneo (SP), Caliper y el Bit Size (BS).

Los registros resistivos son básicamente los AIT y AHT en las escalas; 10,30,60 y 90 que cualitativamente se pueden expresar como corto, mediano y largo alcance, según midan el torta de lodo pegada a la pared del pozo, el lodo filtrado en la formación y/o la formación limpia de la filtración de lodo.

El registro Densidad-Neutrón como su nombre lo indica, mide la densidad y la porosidad en la formación, para ello se trabajaron los registros RHOB y RHOZ para el caso de la densidad y NPHI para el caso de la porosidad.

Selección del panel estratigráfico: La selección de los pozos que participarían en la malla, conto con el criterio de que para el desarrollo adecuado del estudio los pozos en su caso más óptimo deberían ser:

- a) Pozos nuevos
- b) Pozos verticales
- c) Registro eléctrico con secuencia completa (cerca de 3000")
- d) Pozos sin interferencia de fallas, ni de normales ni inversas.

Inicialmente la malla de correlación se elaboró buscando una simetría que permitiera observar la litología y su desarrollo lateral en direcciones paralelas y ortogonales (figura 32)

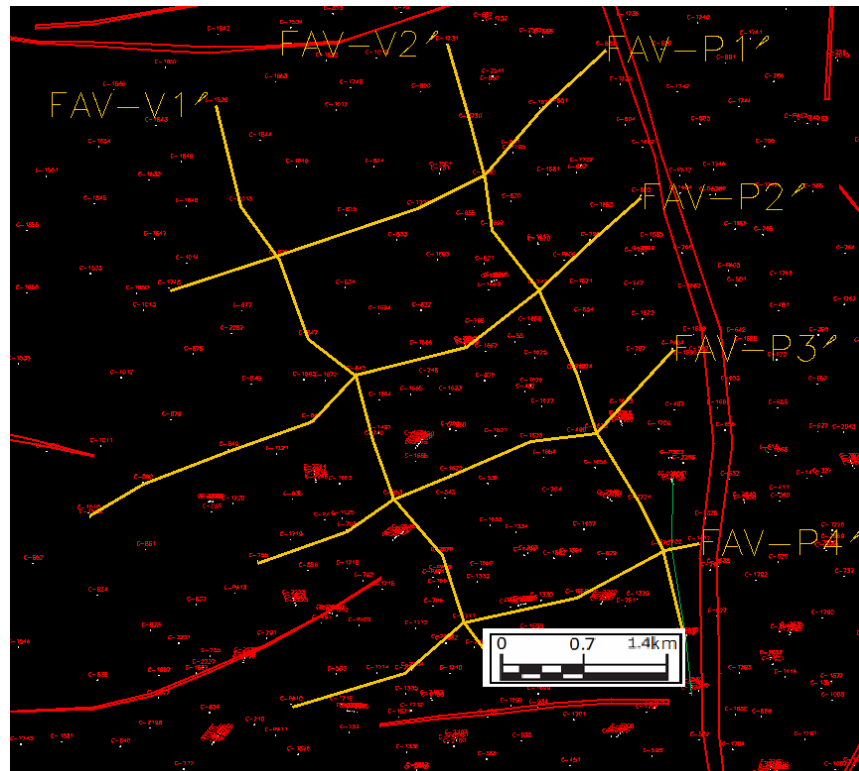


Figura 32, Malla de correlación tipo rectilínea.

Las líneas FAV-V1 tenían un Angulo respecto al Norte de cerca de 20 grados, las líneas FAV-P tenían una dirección ortogonal a las anteriormente nombradas.

A pesar de que era bastante fructuoso conocer estas líneas de desarrollo litológico, las correlaciones arrojaron resultados bastante particulares que impidieron el uso de esta malla. Contando con un marcador estratigráfico de extensión considerable en la zona, las correlaciones litológicas mostraban que los cuerpos tomaban formas convexas o por decirlo de otra manera formas anticlinadas, considerando que para el caso de la zona C, las correlaciones eran

de tipo estratigráfico y no estructural, no era normal que se presentasen estas formas y por ello el hecho llamo la atención, adicionalmente, debido al fuerte apilamiento vertical en la zona de interés, durante el seguimiento de cuerpos, fácilmente podría darse una interpretación errónea, ya que no existían paquetes de lodos que permitieran seguir la secuencia. Considerando los anteriores puntos, y en consulta con los geólogos del campo, se llega a la conclusión con base en las correlaciones, de que el campo durante su depositación pudo sufrir una importante influencia de deformación por procesos de levantamiento tectónico, es decir que la relación de depositación/levantamiento pudo estar en valores cercanos a uno (1). Por ello y en aras de facilitar el seguimiento de cuerpos, se tomó la determinación de replantear la malla de correlación según las exigencias del proyecto, buscando generar pequeñas mallas cerradas entre pozos muy cercanos que permitieran conocer a mayor detalle la variación de la litología, adicionalmente se buscó que existiera en lo posible una tendencia longitudinal en los sets de correlación con dirección Norte-Sur, ya que el mapa estructural evidencia un anticlinal con eje en esa dirección, lo cual permite correlacionar pozos que se encuentre en cotas estructurales cercanas y con ello evitar que la influencia tectónica genere una mala interpretación estratigráfica.

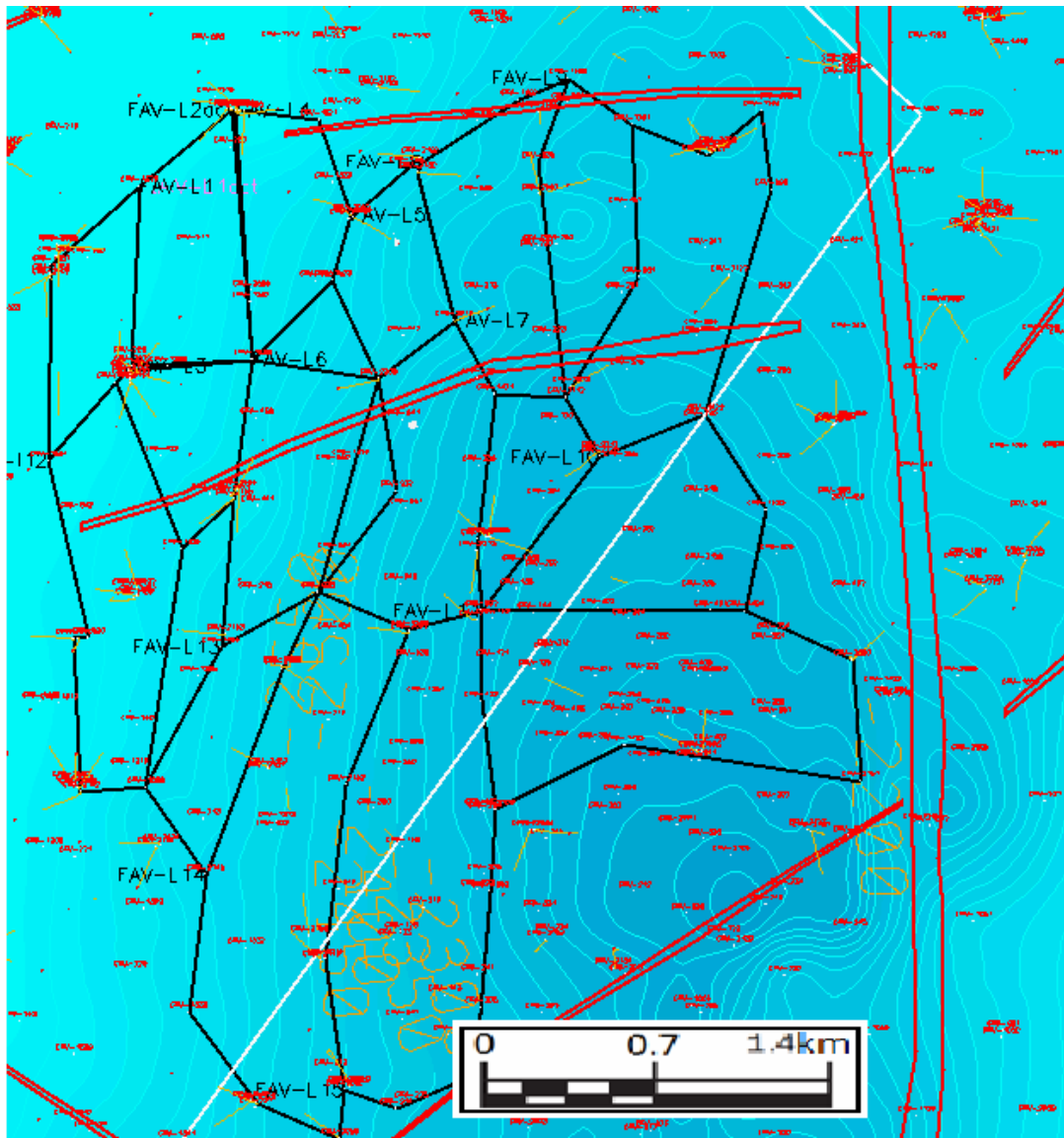


Figura 33, Malla de correlación para el estudio.

12.2.5 Amarre roca-registro y su aporte en la caracterización del ambiente de depósito (facies encontradas a lo largo de los pozos).

Con el fin de realizar una caracterización adecuada de las facies en la secuencia litológica de la zona C, se realizó una correlación entre la descripción de corazones elaborada por el geólogo T. Tyler (2007) por parte del Instituto

Colombiano del Petróleo y el set de registros eléctricos básicos para los pozos; La Cira A, La Cira B, La Cira C y La Cira D. Considerando que las correlaciones estratigráficas y la caracterización del ambiente de depósito sería elaborada a partir de registros eléctricos, se hizo necesario tener un mayor grado de confiabilidad en la designación de electrofacies, es decir que dicho termino fuese el producto de la suma entre las básicas electroformas tomadas de los registros litológicos y la respuesta en resistivos, densidad-neutrón para cada intervalo-facie, adicionalmente sumando el criterio de que en anteriores descripciones de corazones para el campo se ha encontrado que existe una tendencia en la relación espesor-facie. Contando con las respuestas en los registros eléctricos para cada intervalo-facie fue extrapolada la información obtenida del empalme para los demás pozos utilizados, considerando la fiabilidad de dicha respuesta.

En el año 2007 un grupo de geólogos del proyecto Oxy-La Cira Infantas, liderado por T. Ryer, realizaron la descripción facial en los núcleos de los pozos nombrados anteriormente, en ella fueron diferenciadas como se muestra a continuación 6 facies; las arenas de canal de mayor (apiladas) y menor (aisladas) volumen, otra facie no diferenciada entre sí, conocida como crevasse/Levee y tres tipos de suelos según el grado de meteorización, que para nuestra aplicación sin considerar el grado de meteorización fue designada únicamente como la facie de Flood Plain.

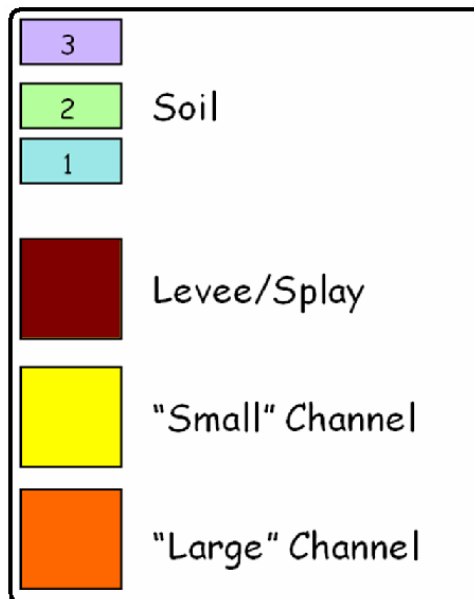


Figura 34, Clasificación de facies. Ryer T. (2007).

El primer paso para esta fase, consistió en tender los diferentes registros para cada uno de los pozos y asignar la facie correspondiente en dicha descripción, para luego poder de esta manera ser siguientemente digitalizados y facilitar su uso. A continuación se ejemplifica la comparación entre el set básico de registros y la secuencia de núcleos y facies para un intervalo del pozo La Cira B.

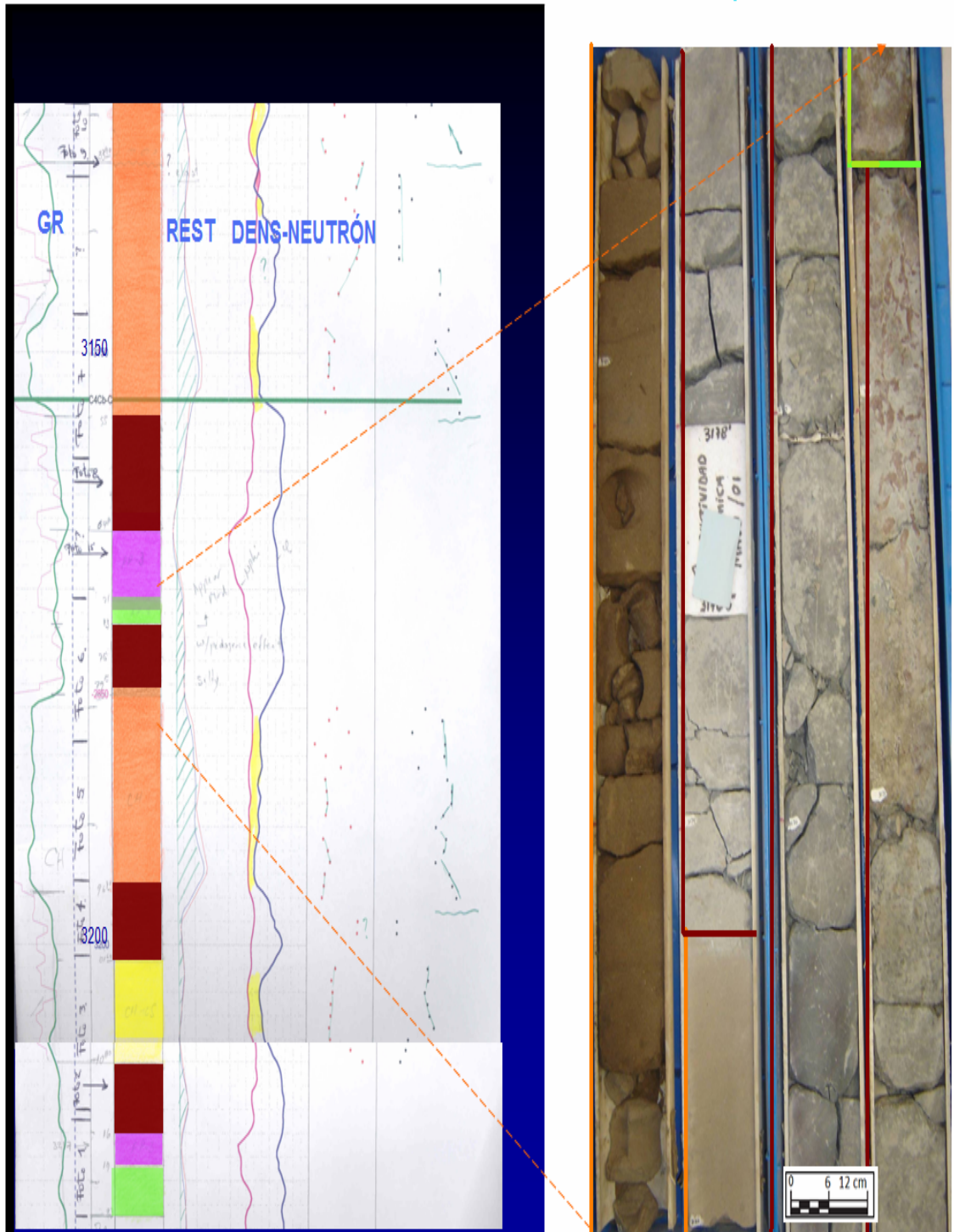


Figura 35, Comparación roca-registro.

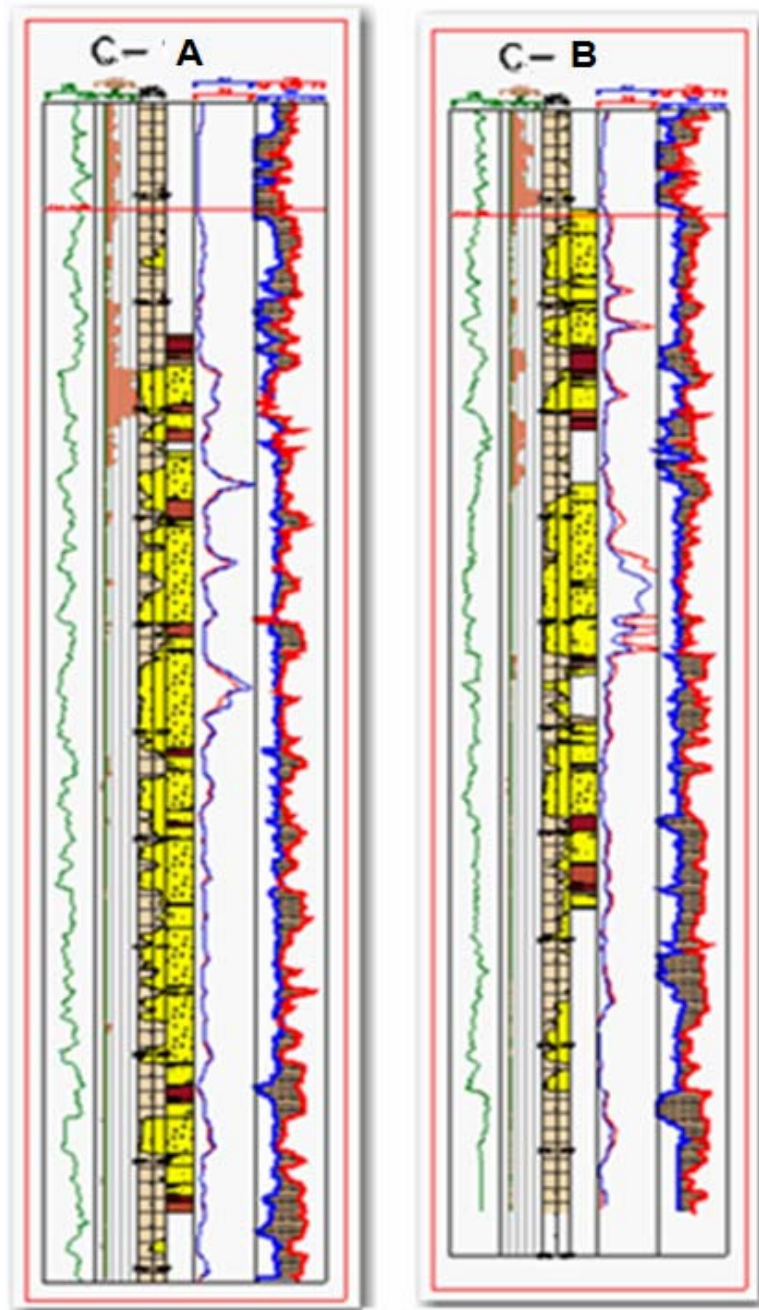


Figura 36, Pozos con facies digitalizadas (tramas amarillas y marrones) y registros eléctricos; Gr: color verde, Resistivos: azul, den-neutrón: azul con rojo relleno.

Contando con el material digitado, se procedió a realizar una revisión de cada intervalo-facie y su respuesta en registros eléctricos, para señalar al respecto de una manera práctica. A continuación se describe de manera general el comportamiento en los casos más precisos de cada tipo de registro del set y los espesores ante las facies.

12.2.5.1 Registros eléctricos Litológicos: Crevasse/Levee: electroforma acerrada, creciente hacia el techo y/o en picos según la correspondencia.

Point Bar: electroforma decreciente hacia el techo y con repentinas caídas en el caso de los Stacking Point Bar que son arenas con pequeñas intercalaciones de lodo.

Flood Plain: altas medidas en el Gamma Ray.

12.2.5.2 Registros Eléctricos Resistivos: Point Bar: Altas medidas hacia la base que decaen hacia el techo o que resurgen discontinuamente como en el caso de los Stacking Point Bar.

Flood Plain: Bajas medidas en el registro.

Crevasse/Levee: picos de mediana medida en intervalos muy cortos.

12.2.5.3 Registros Eléctricos de Densidad-Neutrón:

Densidad	Porosidad	Facies
media	Baja a 1/2	Crevasse/Levee
media	baja	Suelo
alta	baja	Suelo
baja	1/2 a altas	Arenas

Tabla 11, Respuesta densidad-neutrón al amarre núcleo-registro.

12.2.5.4 Espesores de facie: La razón de considerar el espesor consiste en que en anteriores descripciones de núcleos se ha encontrado una diferencia entre la facie crevasse splay y la facie Natural Levee que permitiría subdividir el grupo conformado por estas dos, de esta manera;

Crevasse Splay: 4'' a 10''

Natural Levee: 2'' a 5''

Finalmente los resultados de la fiabilidad de la respuesta en las electroformas se muestra en la siguiente tabla, en ella aparece el número de intervalos en los que existe la facie y la cantidad de aciertos y desaciertos por cada tipo de registro eléctrico.

La Cira A

ROCA	Intervalos en núcleos con la facie	REGISTRO							
		Densidad neutron		Resistividad		Gamma Ray		Espesor	
		Calibrados	No calibrados	Calibrada	No calibra.	Calibrada	No calibra.	Calibrada	No calibra.
Crevasse-levee	11	10	?	7	4	8	3	11	0
Flood Plain (suelos)	9	6	3	8	?	6	3		
Canales (arenas)	12	12	0	11	1	9	3		

La Cira B

ROCA	Intervalos en núcleos con la facie	REGISTRO							
		Densidad neutron		Resistividad		Gamma Ray		Espesor	
		Calibrados	No calibrados	Calibrada	No calibra.	Calibrada	No calibra.	Calibrada	No calibra.
Crevasse-levee	11	8	3	6	4	6	5	7	2
Flood Plain (suelos)	7	7	0	5	2	6	1		
Canales (arenas)	10	9	1	6	4	8	2		

Tabla 12, respuesta de registros al amarre núcleo-registro.

El amarre roca-registro se constituyó como un pilar para la caracterización facial del área de estudio, en esta tarea fueron encontradas a parte de las ya nombradas, facies tipo ``Clay Plug`` o rellenos de canales abandonados con escasa presencia, estas fueron determinadas por electroformas con deflexión en el SP que marcan la base arenosa del canal, interrumpida y suprayacida por lodos que no tienen una continuación lateral. Los Point Bars se detectaron por contener una base de arenas gruesas en la base, que en algunas veces se daban en contacto neto erosivo con el lodo o que se daba en forma gradual por presencia de

intraclastos. En la descripción de corazones se encontraron características clásicas de estos como lo es la estratificación cruzada con alto ángulo, seguido por estratificación en artesa que se gradúa a plana subparalela discontinua y ondulitas hacia el tope, donde son encontrados nuevamente los depósitos de Flood Plain. Cuando se presentaban apilamiento verticales de arena, en algunos casos se conservaban delgados estratos de lodo que no impiden la comunicación vertical, esta variación es conocida con el nombre de Stacking point Bar. Finalmente los Crevasse Splay compuestos por arenas finas de desborde y/o depósito de canal, presentan delgadas formas acerradas de embudo que se diferencia de Natural Levee (arenas de borde de canal) en que este último se muestra como picos en los registros litológicos, sin embargo en para el caso particular de este proyecto, en la mayoría de situaciones, se conto como único criterio de diferenciación los espesores de los estratos de cada una de estas facies.

Finalmente contando con la correlación del total de los pozos y el amarre roca-registro, se presentaron evidencias para dos tipos de sistemas de depositación Fluvial; Brided (entrelazado) y Meandriforme, las conclusiones

que soportan la inclinación hacia uno de estos sistemas se muestran en la fase de las correlaciones litoestratigráficas.

12.2.6 Marcación y correlación de topes operacionales con registros eléctricos.

Se realizó la marcación y correlación de topes operacionales para la columna completa de pozos seleccionados pertenecientes al área de estudio, este trabajo se ejecuto con el fin de conocer la estructura del área, a través de los diferentes topes-marcadores utilizando el "Pozo Tip", dichas correlaciones fueron llevadas a cabo con la misma relación entre los 60 pozos de las 16 grillas utilizadas en la

correlación estratigráfica de unidades genéticas definidas en el sentido de Lobo A. (1999), es importante aclarar que se llevaron dos tipos de correlaciones, la estratigráfica en la zona "C" y la correspondiente a estas líneas; la correlación estructural de topes operacionales para la secuencia completa, en estos dos tipos de correlaciones se utilizó como datum estratigráfico el Marcador Dos, este, cuenta con una extensión considerable en el campo que favorece el trabajo, sin embargo inicialmente se escogió un datum llamado Marcador Uno, el cual era un nivel limoso de cerca de 2' de espesor, con alta resistividad, baja porosidad neutrón y alta densidad, con la peculiaridad de tener una alta resistividad este marcador se constituida como uno de gran interés, sin embargo su visibilidad en los pozos no era constante, y atrasó en unos cuantos días el trabajo al no encontrarse resultados confortables en las correlaciones. Contando con el acertado marcador dos, se procedió a identificar los diferentes topes operacionales. A continuación, en el ejemplo de la figura 37 pueden ser observadas algunas de las correlaciones elaboradas en las 16 grillas cerradas, los marcadores (topes operacionales) que no se encuentran en algunos de los pozos, son aquellos que ya habían sido interpretados por los geólogos del proyecto.

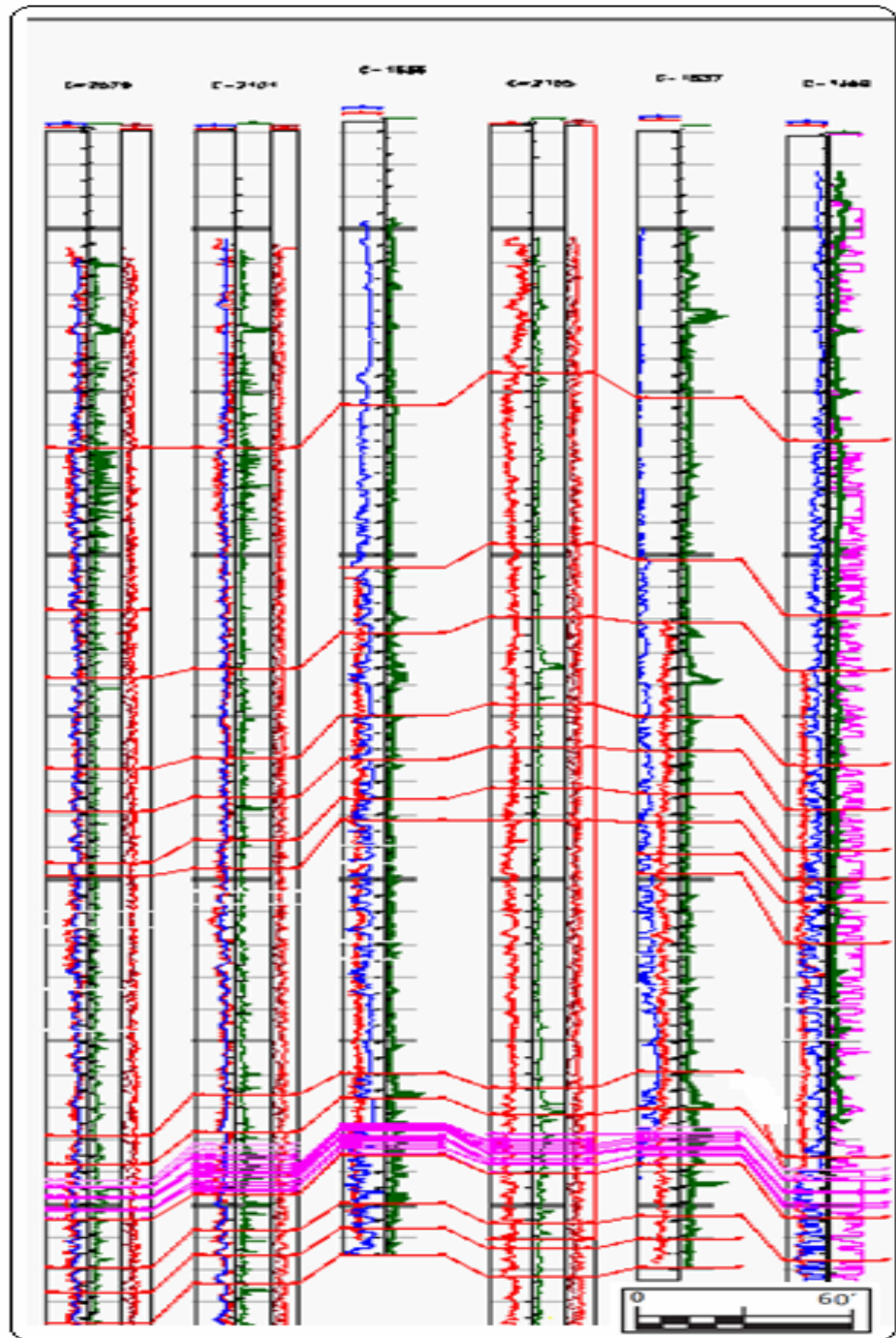


Figura 37, Ejemplo de correlación estructural con topes operacionales.

12.2.7 Correlación litoestratigráfica y definición de la arquitectura estratigráfica (relaciones verticales y laterales de cuerpos).

Como se mencionaba anteriormente, durante el desarrollo de este estudio se llevo a cabo una correlación estructural y una estratigráfica, para esta última se utilizó el método litoestratigráfico a través del seguimiento de cuerpos sin considerar la diferencia de edades que pudieran presentarse en estos, la cual es considerada en la correlación de eventos o cronoestratigráfica. Es de suma importancia aclarar que buscando trabajar con un mínimo de errores, estas correlaciones se hicieron en papel impreso para ser posteriormente pasadas al medio digital.

Se hace necesario resaltar que el termino correlación en la historia de la estratigrafía ha tenido dos acepciones importantes, una inflexible propiciada por Dunbar y Rodges en 1957 y en Boggs 2001, en ella se sugiere que el termino debe utilizarse para la equivalencia de rocas depositadas en el mismo tiempo, es decir lo que sería conocido como correlación cronoestratigráfica. La segunda acepción del término propuesta por Krumbein & Sloss en 1963, hace referencia a tres tipos de correlaciones; la cronoestratigráfica y sumadas a esta dos nuevas mas; la bioestratigráfica y la litoestratigráfica, esta ultima constituye el tipo de correlación aplicada en el presente trabajo para la zona de interés; zona C de la formación Mugrosa (figura 38).

Con el objeto de definir el modelo estático del área de estudio en el Campo La Cira-Infantas las correlaciones estratigráficas se realizaron utilizando registros de pozos. En esta etapa se correlacionaron 60 pozos los cuales se ubicaron en el enrejado de la figura 33, en ella se puede observar un mapa del área Cira con la red de correlaciones que se realizaron en este estudio.

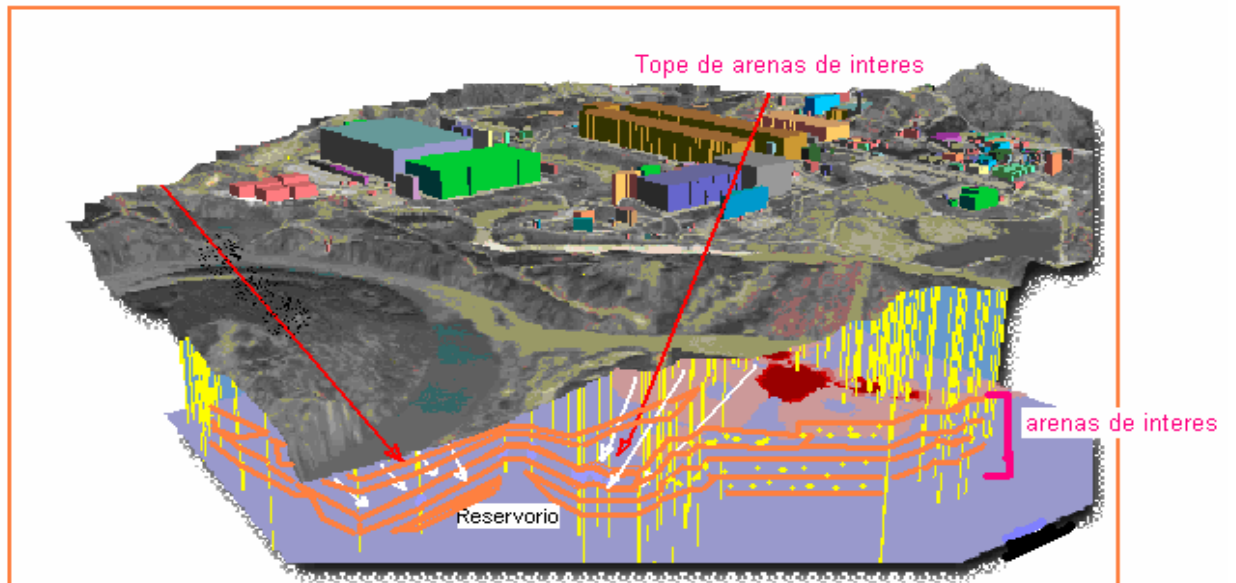


Figura 38, Modelo de ubicación para arenas de la Zona C.

Para la correlación litoestratigráfica con el set de registros eléctricos básicos se utilizó en método de Tearpock & Bische (1991) con algunas modificaciones.

Para obtener una idea inicial y rápida del pozo se usaron los perfiles litológicos del SP y el GR, seguidos por los de CALIPER y el BS, con ellos sumados a las curvas de los resistivos, se buscó la electroforma más continúa en el campo que se prestase como datum estratigráfico. Los resistivos utilizados para la correlación consistieron de los RES 10, 20, 30, 60 Y 90 que cualitativamente pueden clasificarse desde corto hasta largo alcance, seguidamente se utilizaron los registros de densidad-neutrón los cuales aportaron un mayor grado de seguridad en la identificación de cuerpos.

Para el caso particular del campo, se encontró que las arenas contenían una considerable extensión lateral, por ello fueron correlacionados y seguidos los cuerpo arenosos, y no los lodos como es común en una correlación a detalle al contar solo estos con grata continuidad lateral. Sin embargo la variabilidad de los

espesores de las arenas por razones geomorfológicas y de grado de inclinación de los pozos se constituyeron como factores de retardo en la realización de las correlaciones, por esta razón se hizo necesario utilizar en lo posible todos los registros que nos garantizaran la equivalencia entre rocas y además de ello realizar una comparación entre pozos desviados en diferentes direcciones y pozos verticales para conocer en cuales casos se hacía totalmente necesario la **corrección de espesores** (figura 39).

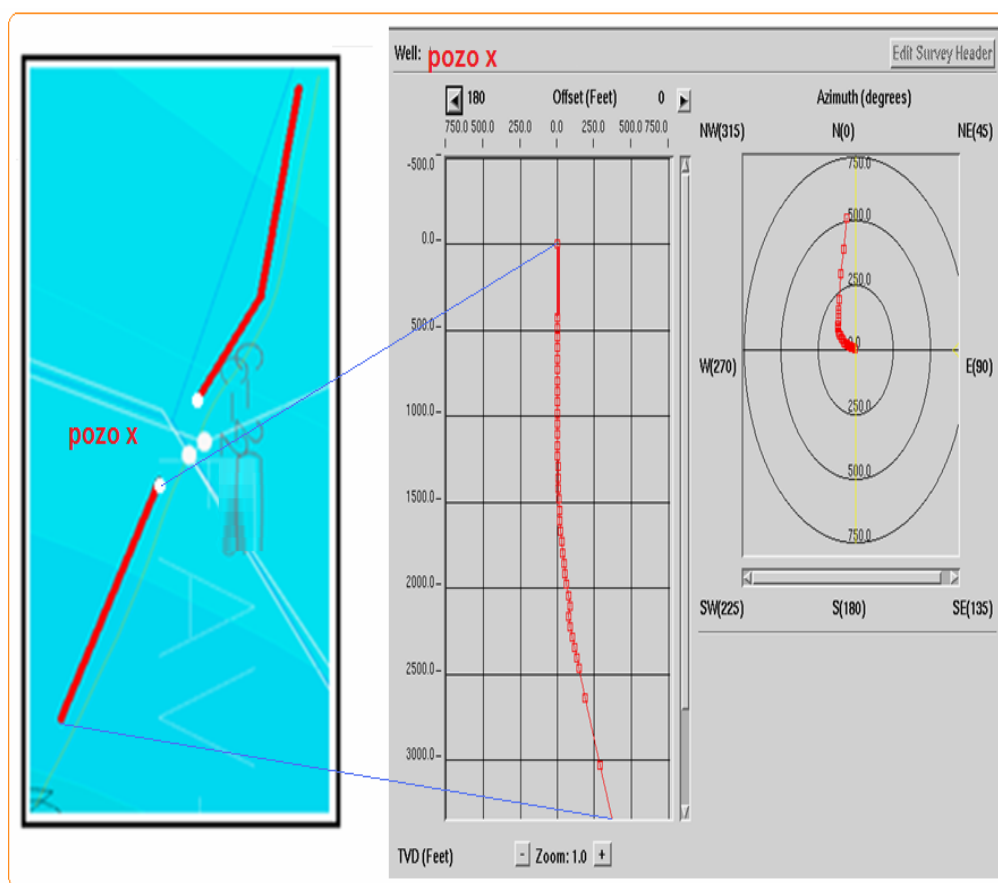


Figura 39, Análisis 3D de desviación de pozo.

A continuación en la figura 40, se ejemplifica las falsas medidas de espesor, por la relación entre la inclinación del pozo y la de los estratos. Los pozos inclinados dan una inclinación aparente y falseada con respecto a su eje, razón por la cual,

aumenta el espesor de la secuencia y se puede llegar a una errada interpretación, principalmente de tipo estructural. En el caso más ideal, en ángulo entre el eje del pozo y los estratos debería ser cercano a los noventa grados, pero esto no sucede ni en los pozos verticales por la inclinación de la secuencia, sin embargo este ultimo tipo de pozos principalmente favorece más fácilmente a las correcciones con registros tipo de Deep Meter, que permiten conocer el buzamiento de los estratos o con los mapas estructurales.

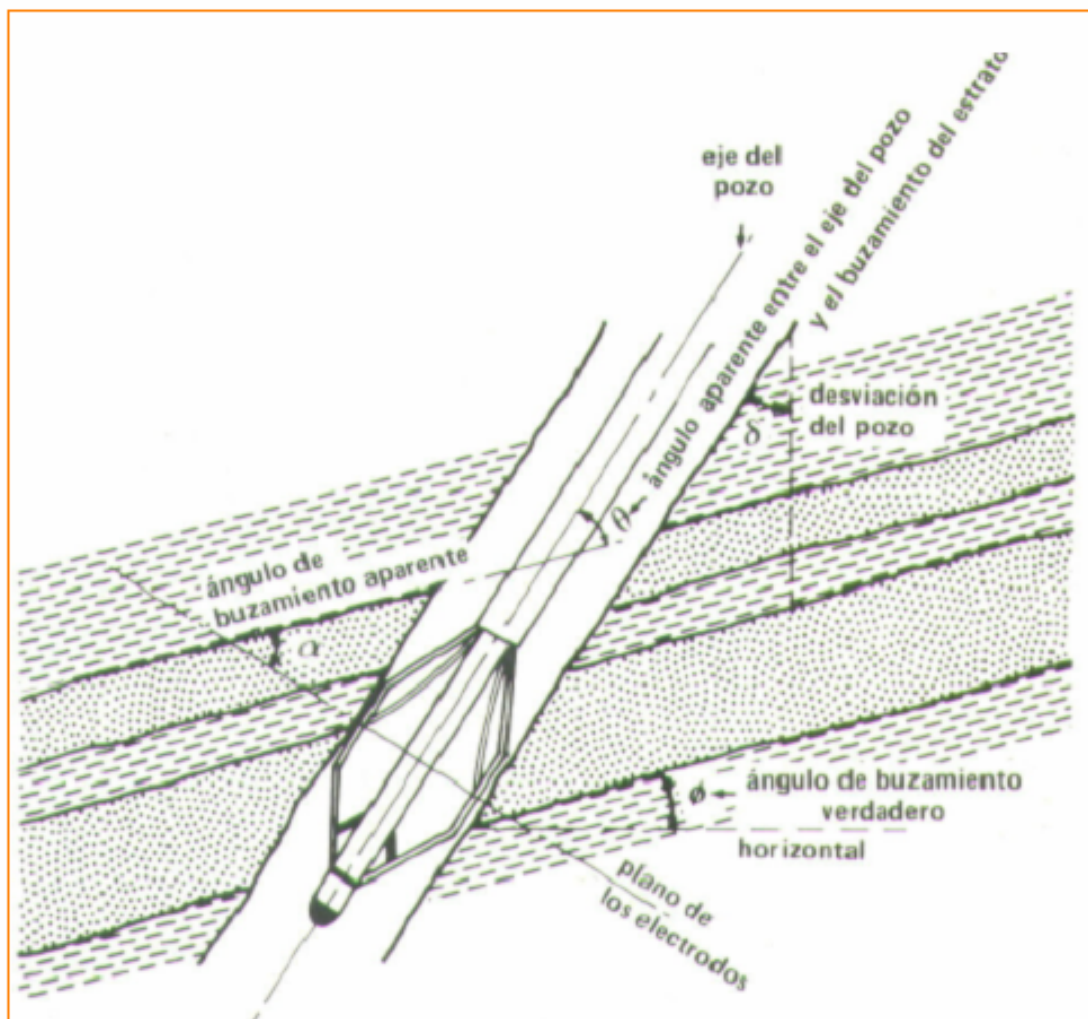


Figura 40, Relación de inclinación pozo-estratos. Tomado de O. Serra, Análisis de ambientes sedimentarios mediante perfiles de pozo.

Teniendo corregido los espesores para los pozos que así lo requirieran se procedió a generar en el programa Open Works una columna estratigráfica con los nombres de la base y el techo para cada una de las arenas a seguir, de esta manera por ejemplo para el caso de la sub-zona C2, el paquete de arenas A se limita por los marcadores C2-Top A y C2-Bas A en el techo y la base respectivamente, esto con el fin de realizar organizadamente con los picks el seguimiento de las arenas.

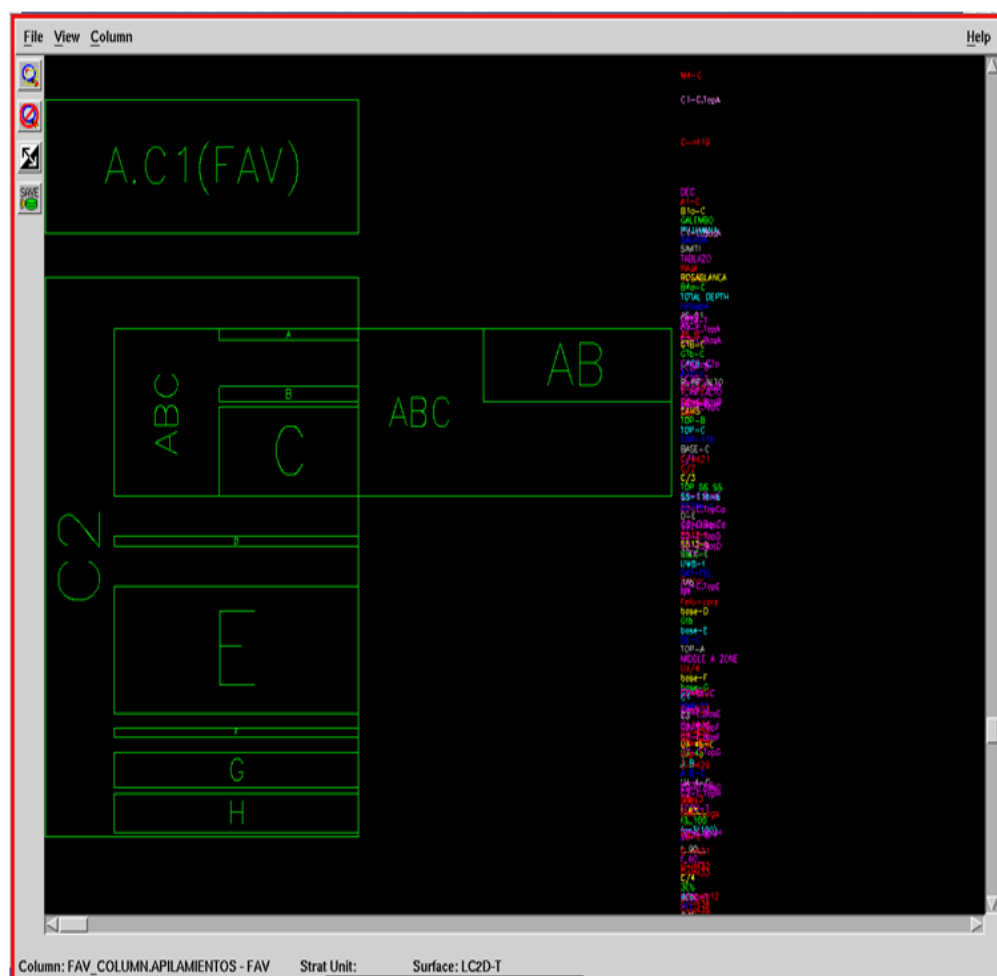


Figura 41, Columna de unidades construida para manejo de software.

Para la definición de la arquitectura del yacimiento se hace necesario en primer lugar conocer el significado estratigráfico del término arquitectura, en este estudio se usa en el sentido de Kerr (1990), este concepto hace referencia a la distribución (geometría) e interrelación espacial

(Apilamiento vertical y lateral) de las rocas que conforman el yacimiento, esta arquitectura es evidencia de los procesos sedimentarios de depositación.

Definir la arquitectura es un factor básico en la evaluación de los procesos de recobro primario o mejorado, ya que permite conocer el Original Oil in Place, las zonas no drenadas y por tanto la ubicación más adecuada para los pozos productores e inyectores.

Para la definición de topes operacionales a seguir en las correlaciones se tomó como base "El pozo Tipo", el cual se encuentra ubicado en un área donde la sísmica presenta una resolución buena, además de no presentar fallas (normal o inversa) donde se pueden diferenciar fácilmente las unidades operacionales definidas en estudios previos y que sirvieron de base para la definición de unidades genéticas en este estudio. Con el fin de hacer clara la lectura, es necesario advertir que para la definición de dichas unidades genéticas no se utilizó el mismo Registro Tipo de las unidades operacionales, si no los pozos mostrados en la figura 42, ya que contenían los paquetes arenosos de menor tamaño, relativamente indivisibles en otros y que se constituirían como elementos para los demás pozos.

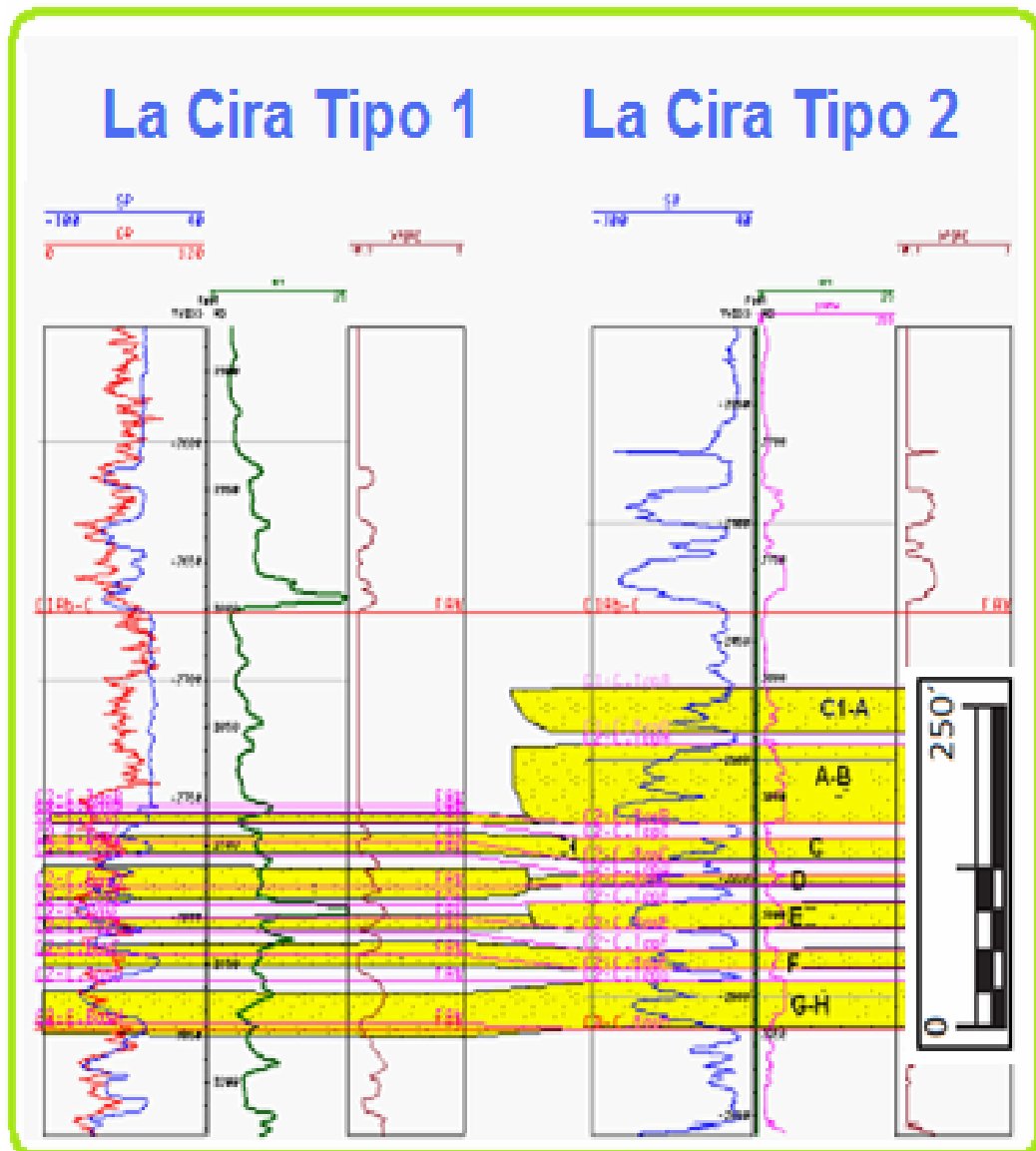


Figura 42, Pozos Tipo para la definición de unidades genéticas.

Un total de 15 transectas cerradas de correlación con un número total de 60 pozos, es el saldo del resultado de esta fase para la definición de la arquitectura estratigráfica del área de estudio. La figura 43 es una foto tomada a algunas de las correlaciones tendidas.

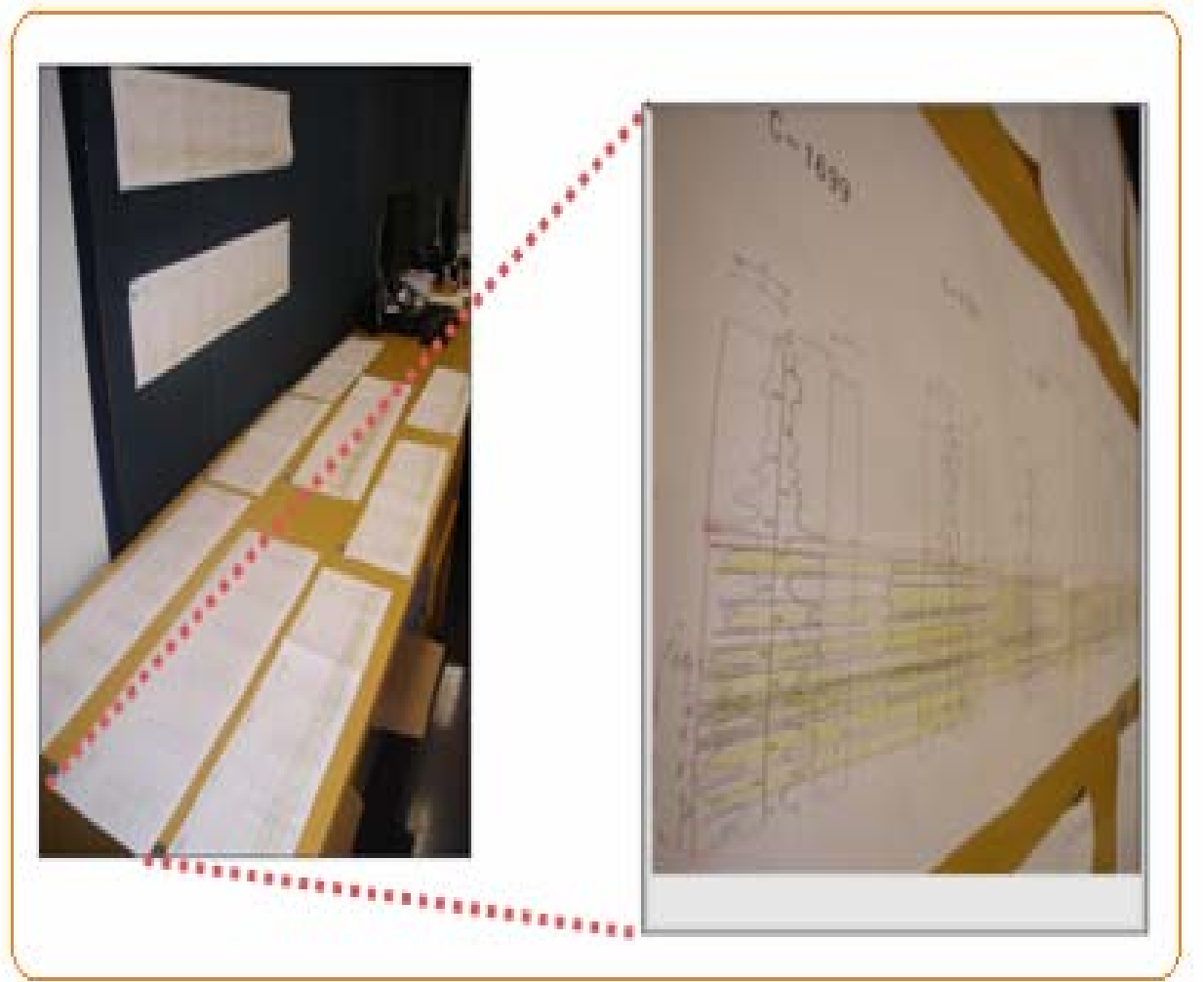


Figura 43, Fotografía de correlaciones realizadas a papel (escala monitor parte izquierda).

A continuación se muestran algunas de la correlaciones litoestratigráficas elaboradas y el seguimiento de arenas o unidades genéticas contenidas en ellas.

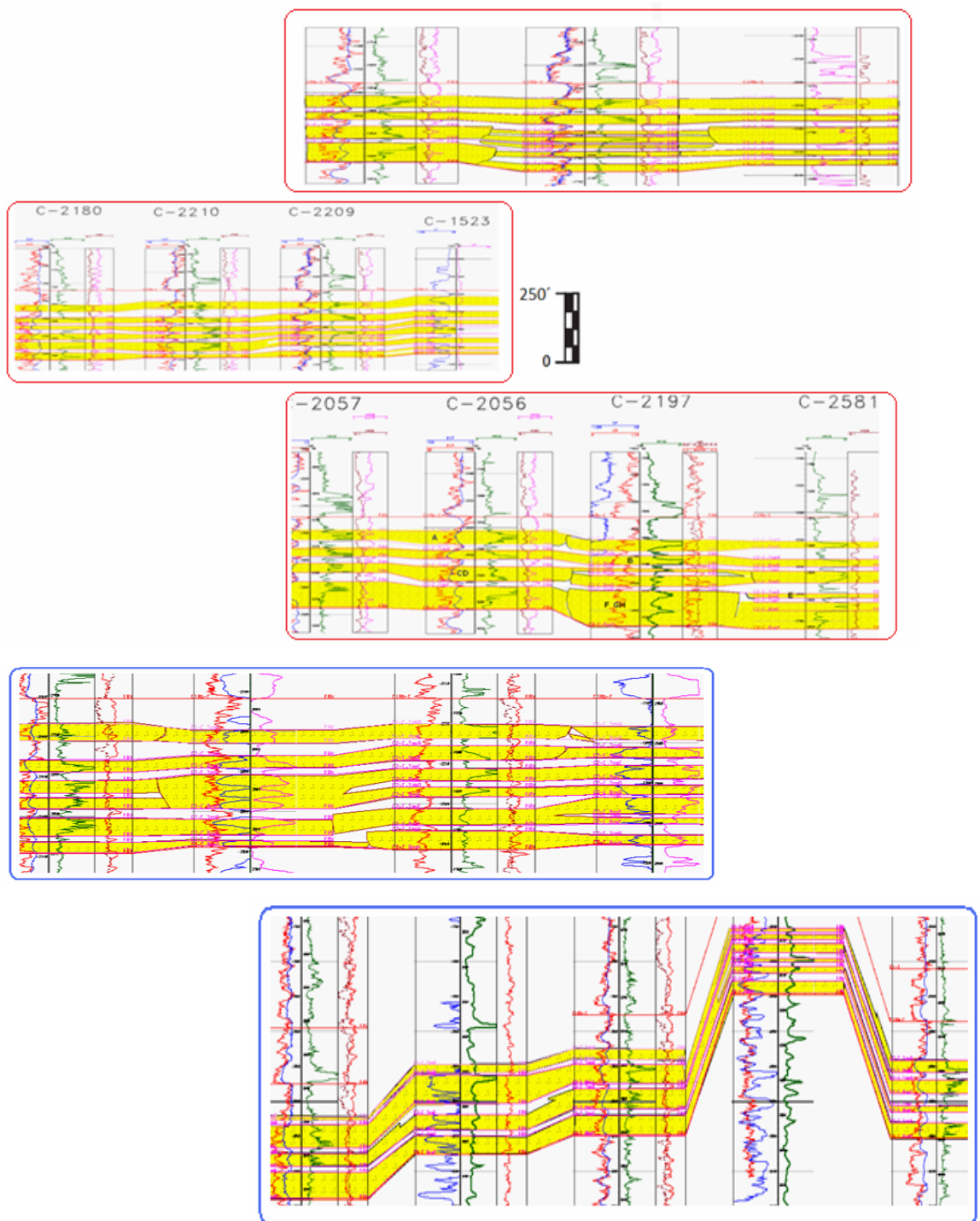


Figura 44, Ejemplo de correlaciones litoestratigráficas digitalizadas.

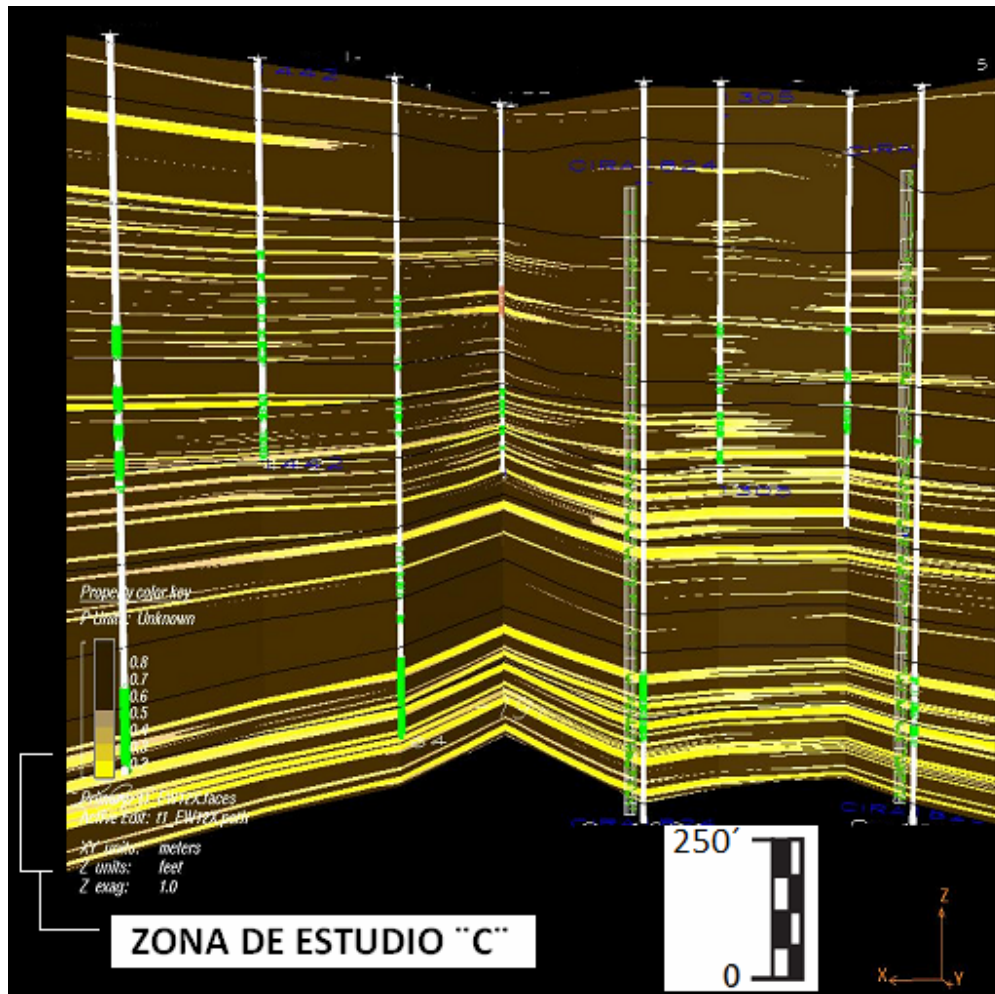
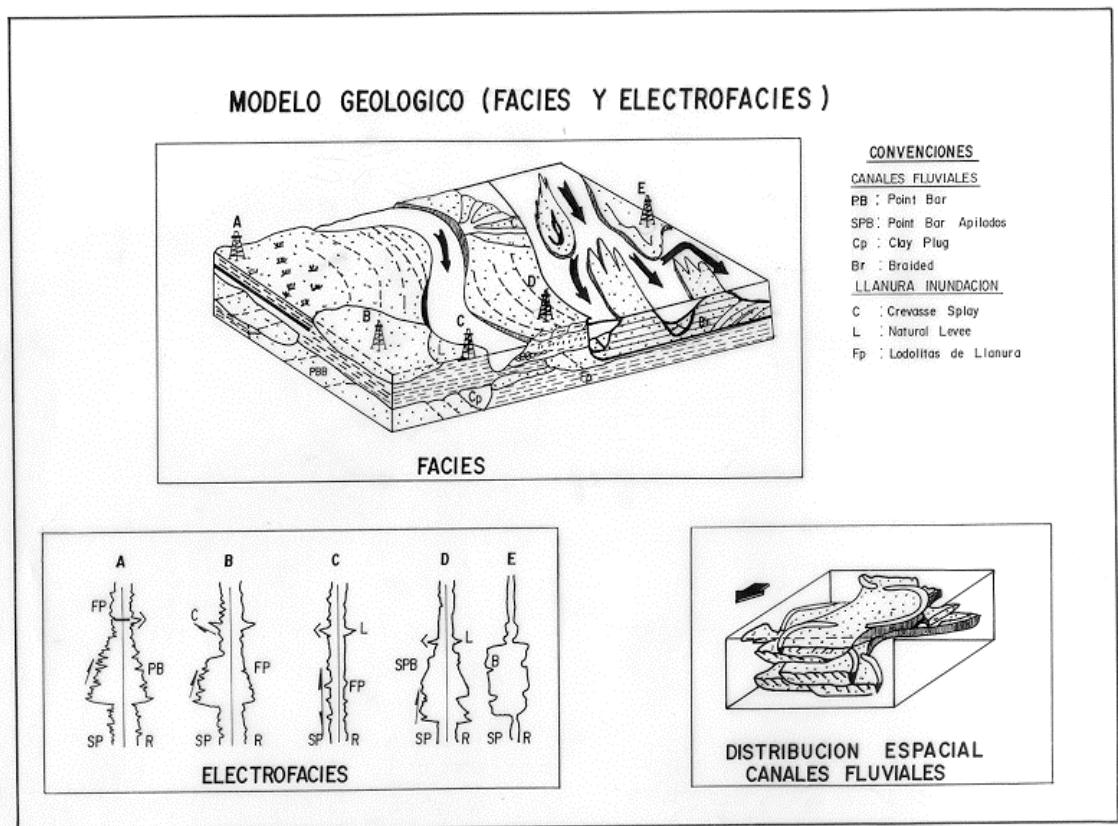


Figura 45, seguimiento de canales modelado para zona de estudio.

12.2.7.1 Conclusiones acerca del ambiente de depositación. Como puede observarse, en la arquitectura estratigráfica del yacimiento C, del campo la Cira Infantas existen argumentos que se suman al del ejercicio del amarre núcleo-registro, para favorecer el planteamiento de que el **sistema deposicional es Meandriforme** por las siguientes razones; presencia continua de Point's Bars y Stacking Point Bar, canales de carga mixta, presencia de arenas de borde y desborde de canal, y continuidad lateral de arenas con extensión Tabular. A continuación se muestra el modelo de facies para ambientes Meandriformes con influencia de ambientes tipo Brided.



**Figura 46, Modelo de electrofacies. Tomada de Informe técnico LCI
 ECOPETROL (1999).**

12.2.7.2 Marco geológico en sistemas Depositionales Meandriiformes y su favorabilidad como reservorios. Estos sistemas son formados inicialmente en ambientes terrestres con geomorfología de baja pendiente, con el arrastre de sedimentos próximos a la desembocadura y con una migración lateral, generalmente su composición consta de un alto contenido de cuarzo con presencia de feldespatos y micas alteradas.

Las arenas en estos sistemas son cuarcíticas y/o líticas generalmente y los Flood Plain pueden contener turba, carbón, concreciones carbonáticas y ferruginosas, las arcillas son por lo general caoliníticas y no glauconíticas. En estos sistemas la relación arenisca/lodolita es menor a 1, presentan una mala selección en las

partes inferiores y una mejor selección en las partes superiores. Los contactos laterales e inferiores pueden ser netos y/o erosivos y los contactos superiores gradacionales.

A diferencia de lo mostrado en la figura 47, según los resultados de este estudio en cuanto acreción lateral y vertical se refiere, estaríamos hablando de un desarrollo tabular y no cordoniforme para las geocuerpos arenosos, es decir de un río de bastas dimensiones que generó una relación de ancho/espesor en las unidades genéticas bastante superior a uno.

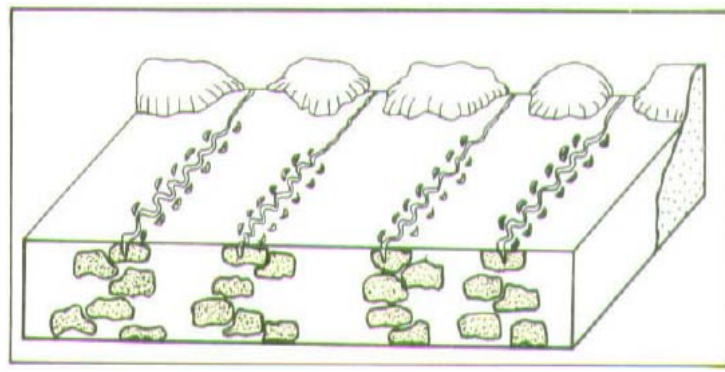


Figura 47, Morfología de meandros. Visher, 1977.

Hoy se puede decir que la causa principal de la acreción lateral en sistemas Meandriformes es el flujo helicoidal en los codos sinuoso debido a la intensa acumulación de agua en dicha zona, sin embargo este no es el único tipo de flujo presente en estos ríos, pues muy cercano a los codos el flujo se da en dos componentes, una superficial y otra más interna como lo muestra la figura 48 , debido a este comportamiento y su efecto en el registro litológico con la suma de paleocorrientes en diferentes direcciones y sentidos, en el grupo de Yacimientos del Campo La Cira Infantas se decidió no seguir corriendo los registros de inclinación Dip Meter, y por tanto el trabajo que se había planeado para este estudio en este aspecto fue cancelado.

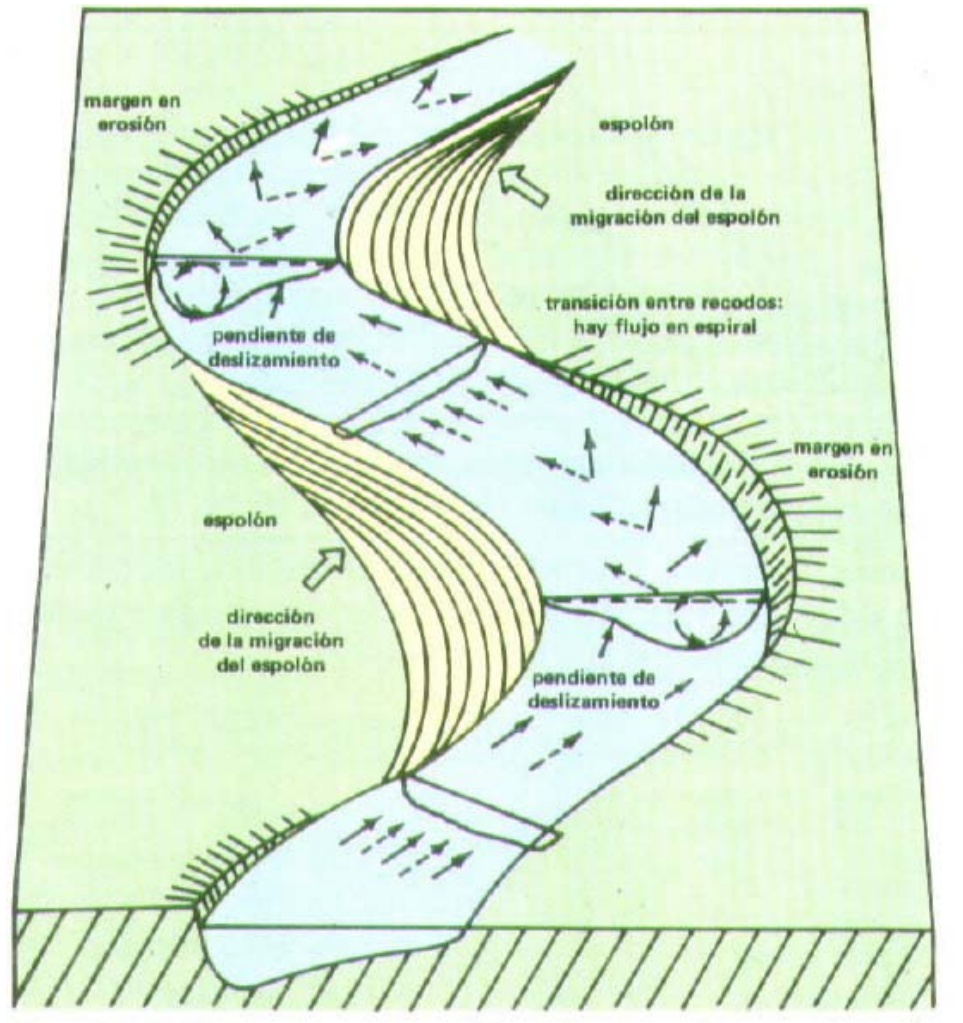


Figura 48, Corrientes en ríos meandriformes. Tomada de Friedman y Sanders, 1978.

La secuencia vertical de estructuras normalmente encontrada en las arenas de barras puntuales se inicia en su base con una superficie de erosión que en algunas ocasiones puede ser ocultada para los registros eléctricos por una matriz arcillosa, sobre ella se dan surcos en artesa y luego estratificación cruzada, sobre ellas la siguiente estructura son las laminaciones paralelas por alto régimen de flujo, finalmente en las partes superiores empieza a aparecer como tal las lodolitas de inundación con estratificación horizontal o comboluta bioturbada.

Este tipo de sistemas de depositación favorecen la acumulación de hidrocarburos que hacen de interés el yacimiento, las rocas depositadas en estos ambientes presentan características de reservorio favorables debido a su buena porosidad y permeabilidad, para este caso en particular la continuidad lateral de las arenas hace más amplio el volumen poroso a ocupar por los hidrocarburos y las lodolitas en algunos casos funcionan como trampas estratigráficas, o como sellos en su conjugación con fallas estructurales.

12.2.8 Identificación de unidades genéticas de flujo y zonación del yacimiento (figura 49).

Con el objetivo de no generar clasificaciones por fuera de la nomenclatura estandarizada para la zonificación de la zona C, de la Formación Mugrosa en el Campo La Cira Infantas, fue utilizada la división de C1, C2 Y C3 para este intervalo del yacimiento. La subzona C3 contiene fluidos que no son de interés para este trabajo, por ello no fue objeto de estudio.

Se realizaron en total 15 correlaciones litoestratigráficas en transectas cerradas para un total de 60 pozos, en una secuencia de cerca de 170 pies de espesor, que permitieron identificar 9 arenas de relleno de canal principalmente y de borde de canal en escasas proporciones, las cuales fueron asociadas a cinco unidades genéticas, en el sentido de Busch and Link (1985), cada una representando ciclos de sedimentación coetáneos.

Para la designación de la nomenclatura para cada una de las arenas, fueron buscados en los pozos del área, aquellos que presentasen el mayor número de arenas, y debido a ello, los menores espesores, esto con el fin de conocer el máximo de arenas que se podrían presentar, esta características las presentaron los pozos tipo La Cira Tipo 1 y La Cira Tipo 2 (figura 42), las arenas fueron denominadas en secuencia; C1-A, C2-A, C2-B y así sucesivamente hasta C2-H.

Según los conjuntos de arenas que se presentaban apiladas verticalmente y que por tanto favorecían a la comunicación vertical y lateral de fluidos, fueron determinadas las unidades genéticas o unidades de flujo, esta última denominación, contiene en sí, el concepto de volumen poroso, el cual hace referencia a las áreas que presentan una conexión hidráulica favorable al desplazamiento del agua inyectada y al empuje de hidrocarburos. Las unidades de flujo encontradas se denominaron C1-A, C2-AB, C2-CD, C2-EF y C2-GH. Es importante señalar que a diferencia de la subzona C1, la subzona C2 presentan un marcada apilamiento vertical que de cierta manera hizo un poco más complejo el seguimiento de arenas.

Para definir la geometría y la distribución areal de cada una de estas unidades se elaboraron mapas de arena neta (Net Sand), y mapas de unidades apiladas verticalmente, para el contorneo de este último se asumió al InterWell como el lugar donde se presentan los cambios litológicos o morfológicos, pues en estudios anteriores se llegó a la conclusión que las relaciones obtenidas de **Ancho/Espesor**, no arrojaban resultados satisfactorios.

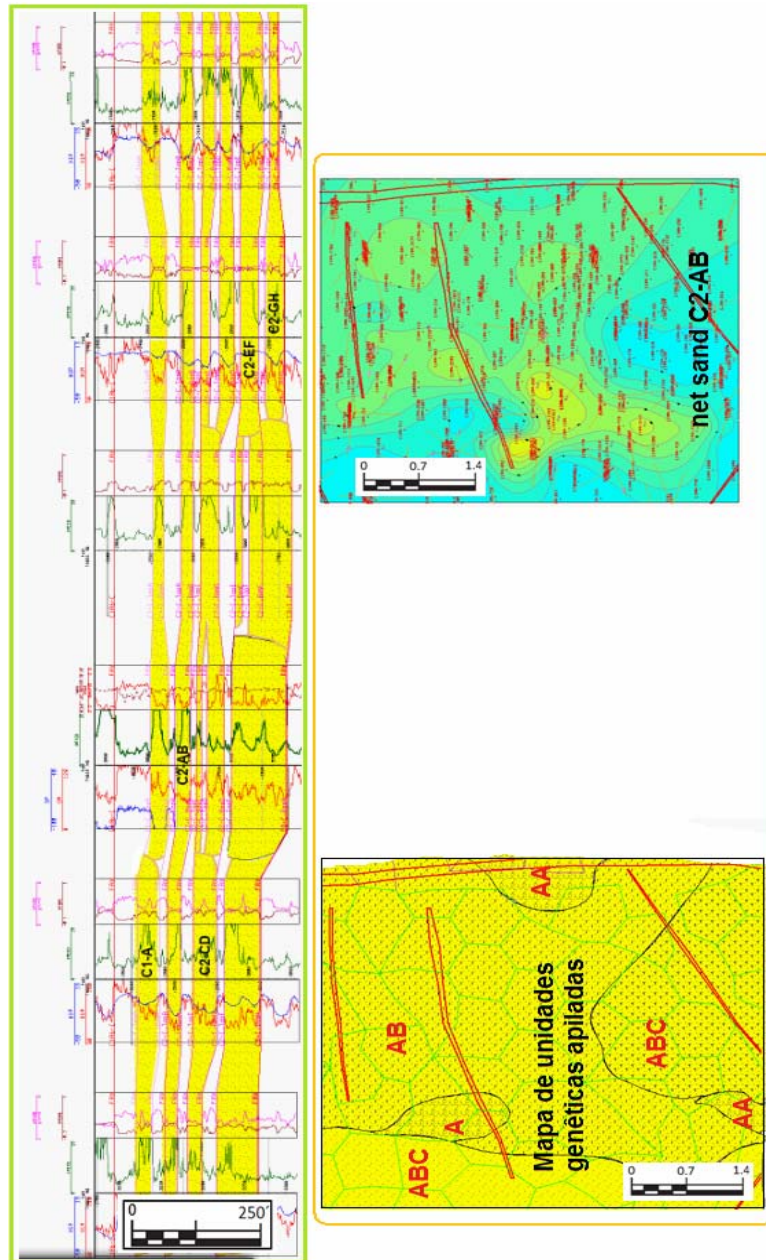


Figura 49. Unidades genéticas de flujo.

12.2.9 Cartografía en el subsuelo de propiedades en unidades definidas.

Esta fase del proyecto se desarrolló a finales del mes de julio e inicios del mes de agosto, para ella se utilizó el MapView de Open Works el cual permitió el mapeo

de propiedades. Se cartografiaron para las cinco unidades genéticas, las siguientes propiedades: Mapas estructurales al tope de cada sub- unidad, Espesor Neto de Arena, Electrofacies, relación lateral de unidades apiladas y Porosidad. Es importante denotar, que durante el contorno de valores para la elaboración de los mapas, debido a la buena densidad de datos, se decidió interpolar dichos valores a los pozos que no cuentan con información de registros eléctricos.

Los objetivos de esta fase del proyecto fueron:

- Determinación de las propiedades para cada subunidad, en el área de estudio.
- Elaboración de los mapas estructurales y porosidad para cada subunidad.
- Estimación de valores de topes, espesor, porosidad, en pozos sin registro, para poder efectuar la distribución de producción en todos los pozos.
- Conociendo que la continuidad areal de las arenas favorece la comunicación y el desplazamiento de fluidos, determinar las rutas más probables de estos fluidos al diferenciar las arenas según su espesor, su tendencia estructural y su porosidad.

La información base para la elaboración de estos mapas fue:

- Topes de arenas en los pozos correlacionados
- Información petrofísica
- Información de marcadores y fallas trazadas en el cubo sísmico.

A continuación se describen los procedimientos utilizados en la estimación y extrapolación de los siguientes parámetros.

12.2.9.1 Cartografía estructural. Contando con la correlación estructural a partir de los topes operacionales, utilizados como marcadores, se procedió a mapear para cada una de las unidades operacionales interpretadas en los registros de

pozos a través del contorneo de profundidades, estos mapas se realizaron utilizando como herramienta el Map View del software Openworks, la figura 50 es un ejemplo del mapa estructural para la unidad limitada al tope por el marcador C2-C.

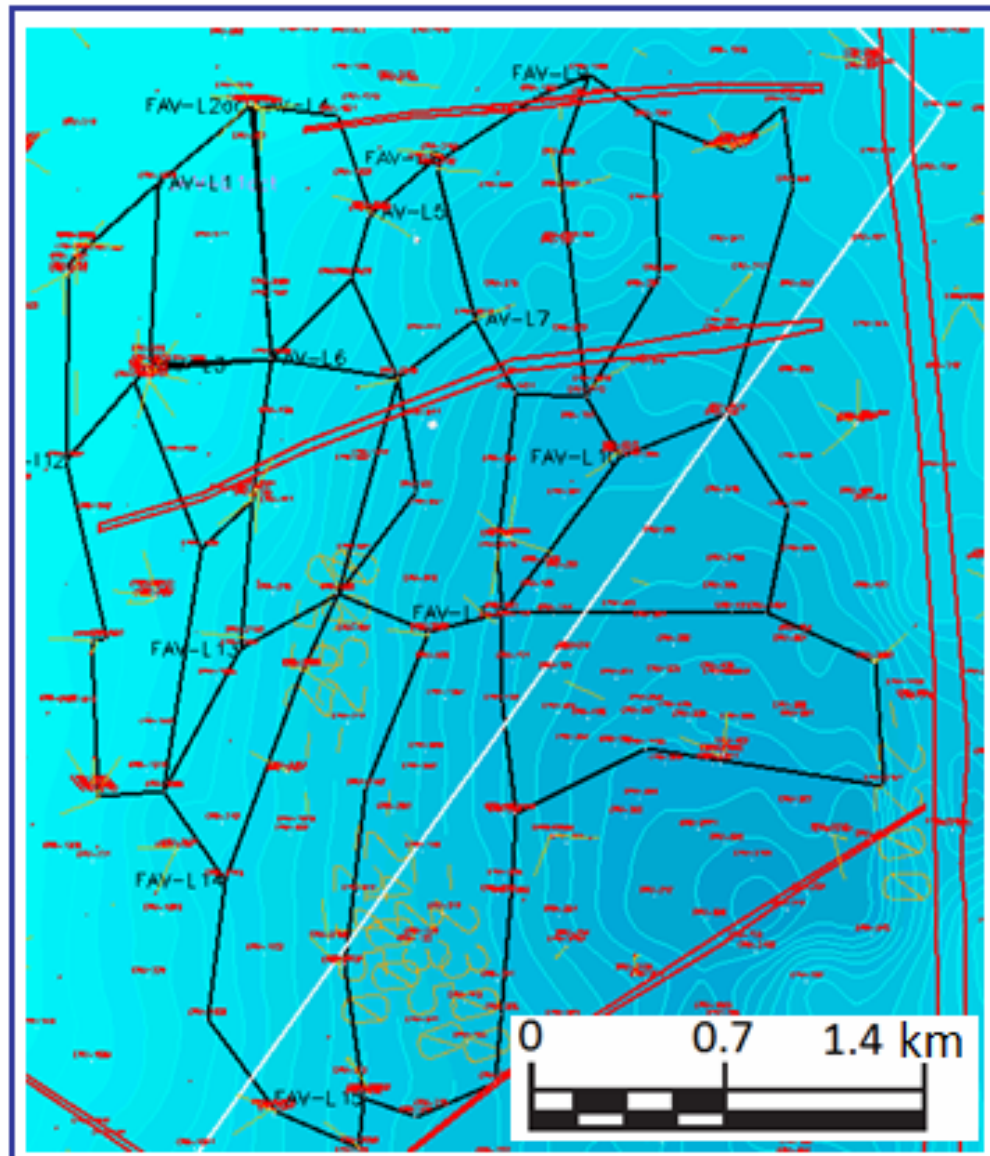


Figura 50. Mapa estructural del área de estudio, cotas de mayor nivel; parte inferior derecha.

12.2.9.2 Cartografía de Arena Neta (fig. 51 y 52). El cálculo del espesor Neto de Arena, se realizó a partir de los registros eléctricos, utilizando el Vshale; perfil de volumen de shale y un cutoff o umbral para de 65% para este registro, basado en los datos de corazón y en los intervalos con producción de los pozos. Es decir, cuando la curva de Vshale tiene valores menores a 0.65, se cuenta como espesor neto de arena y lógicamente por encima de este valor, se evidencia los marcados valores arcillosos.

En total se realizaron cinco mapas, para cada una de las unidades genéticas interpretadas, en el contorno de valores de espesor de arena neta, se interpolaron estos valores hacia los pozos que no contenía información de registros eléctricos al respecto.

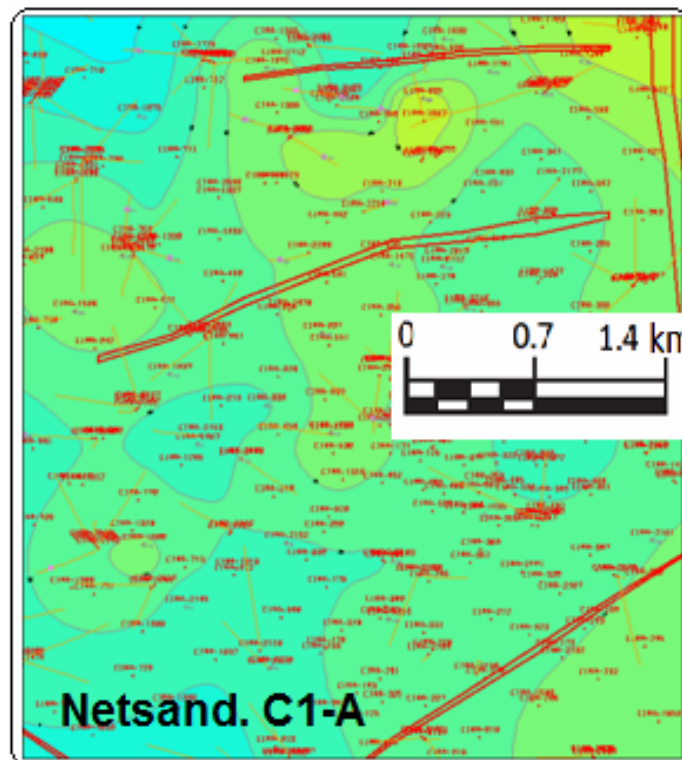


Figura 51, Mapa Net Sand C1-A.

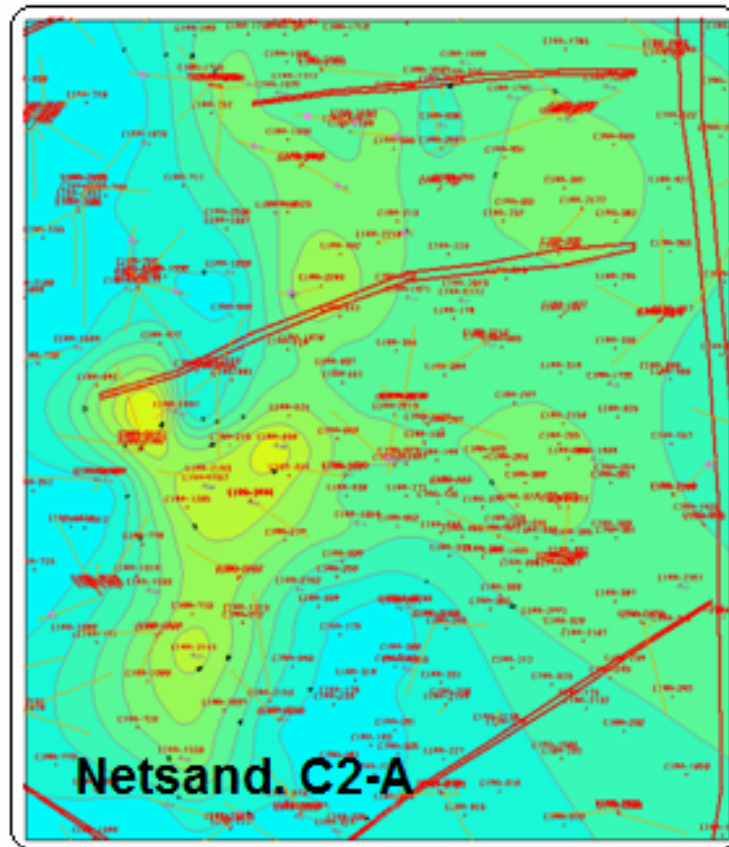


Figura 52, Mapa Net Sand C2-A.

12.2.9.3 Cartografía de porosidad efectiva. Inicialmente se procedió a revisar como influía el tipo de registro usado para la determinación de porosidad y cuál de ellos nos podría dar mayor fiabilidad, de esta revisión se conoció que los valores de porosidad calculados a partir de la curva de potencial espontaneo son mucho más altos que los calculados a partir de los registros de densidad-neutrón, por esta razón se utilizó como registro base la curva XPORE en la cual la letra X denota la corrección del registro y la ultima letra, la E, denota que la porosidad se considera como efectiva. Los promedios de porosidad fueron calculados en los intervalos que se consideraron como arena neta, los cuales se aplican a cada una de las unidades genéticas determinadas (figuras 53 y 54).

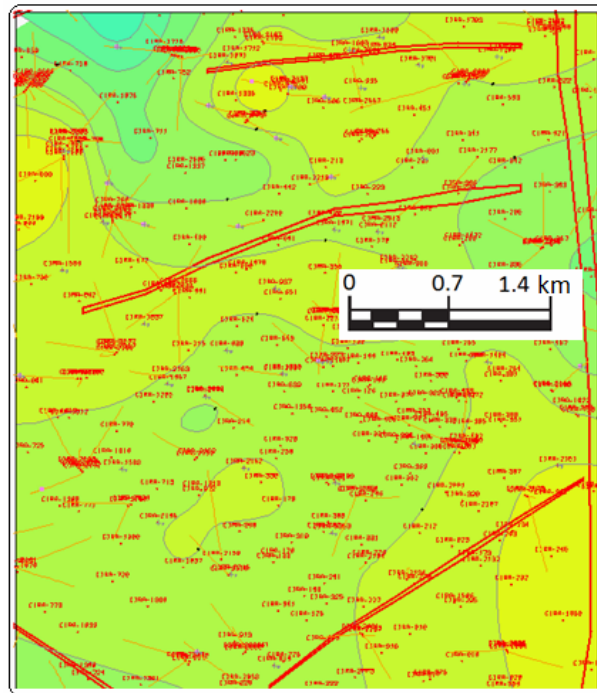


Figura 53, Mapa de porosidad efectiva en la unidad C1-A.

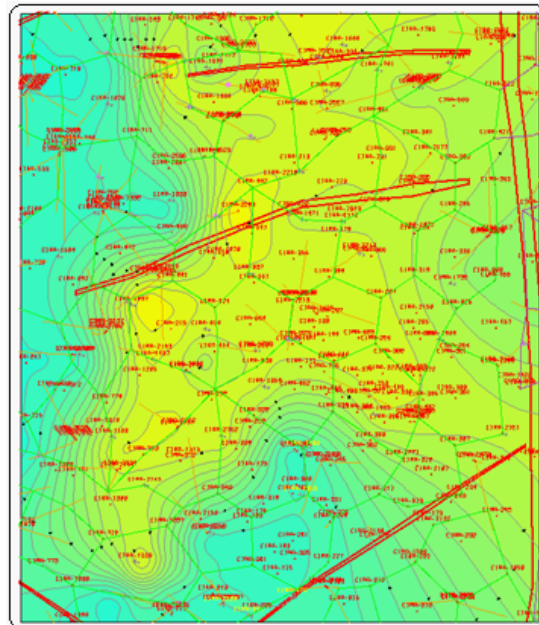


Figura 54, Mapa de porosidad efectiva en la unidad C2-A.

12.2.9.4 Cartografía de eléctrofacies: Adicionalmente al análisis espacial a los mapas se les adicionó las electrofacies. Las electrofacies ubican el valor de espesor dentro del ambiente de depósito, permiten así delimitar los cuerpos y darle una forma geológica al mapa. Para cada unidad genética se elaboró el respectivo mapa de facies, sin embargo debe ser aclarado que la facies crevasse-Levee encontradas, en algunos de los casos no contempla el espesor completo de la unidad, si no la mitad o la cuarta parte del espesor total de la unidad genética (figuras 55 y 56)

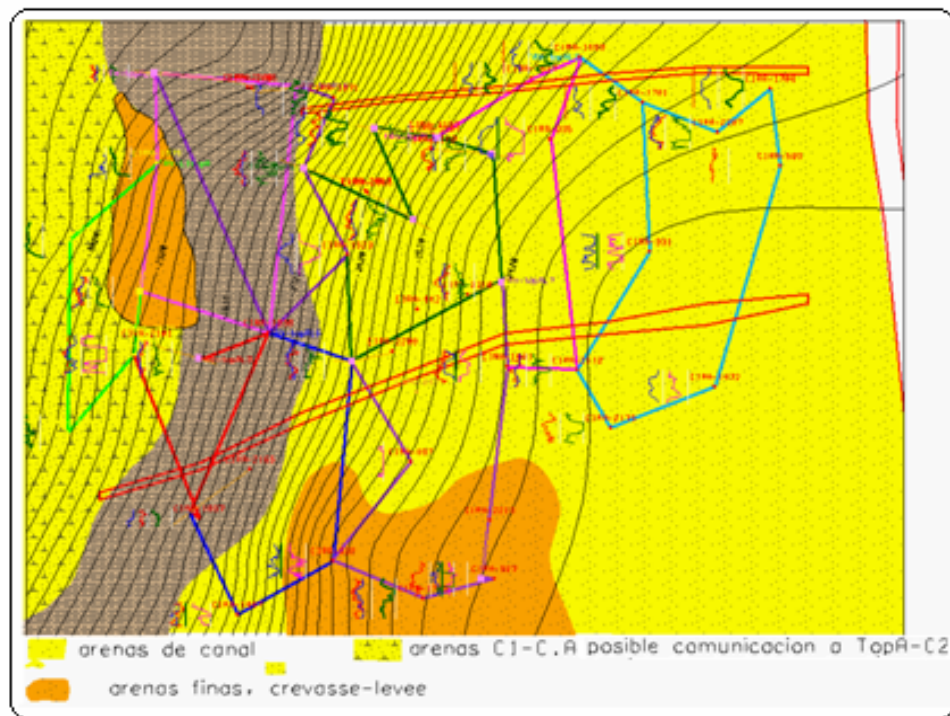


Figura 55, Mapa de eléctrofacies de la unidad C1-A.

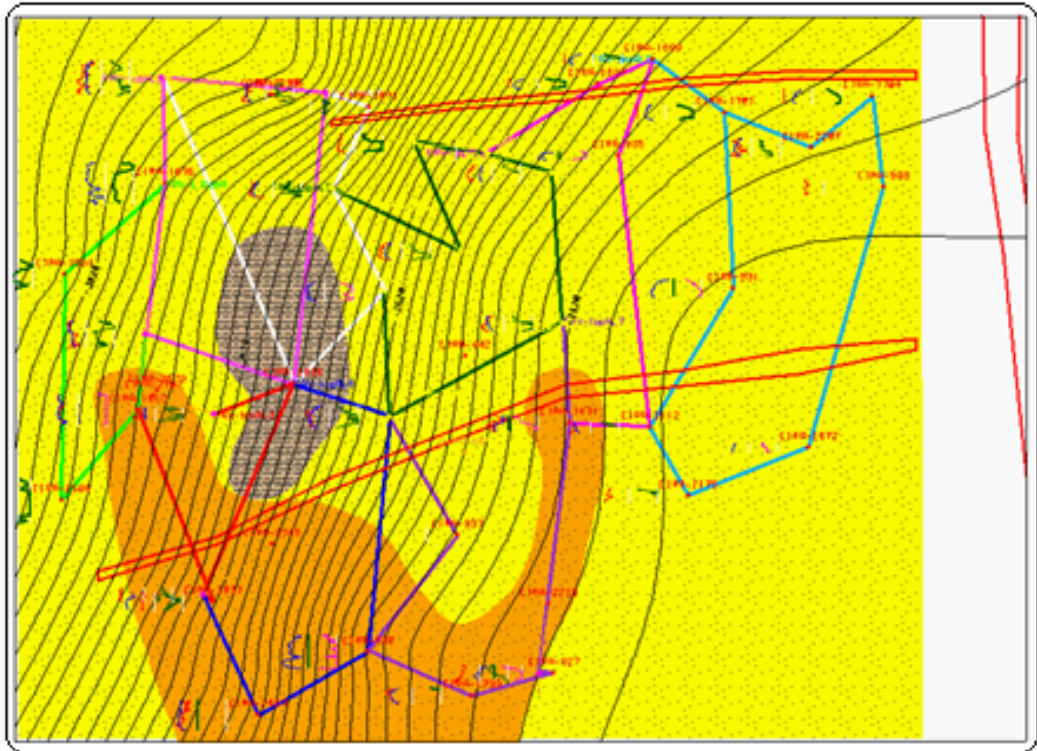


Figura 56, Mapa de eléctrofacies de la unidad C2-A.

12.2.9.5 Cartografía de unidades apiladas (Figuras 57 y 58): Utilizando el método de contorneo a través del InterWell, se procedió a limitar la extensión de cada unidad apilada, con el fin de conocer de qué manera la variación del espesor producto de dichos apilamientos tenían influencia en la dinámica de producción-Inyección.

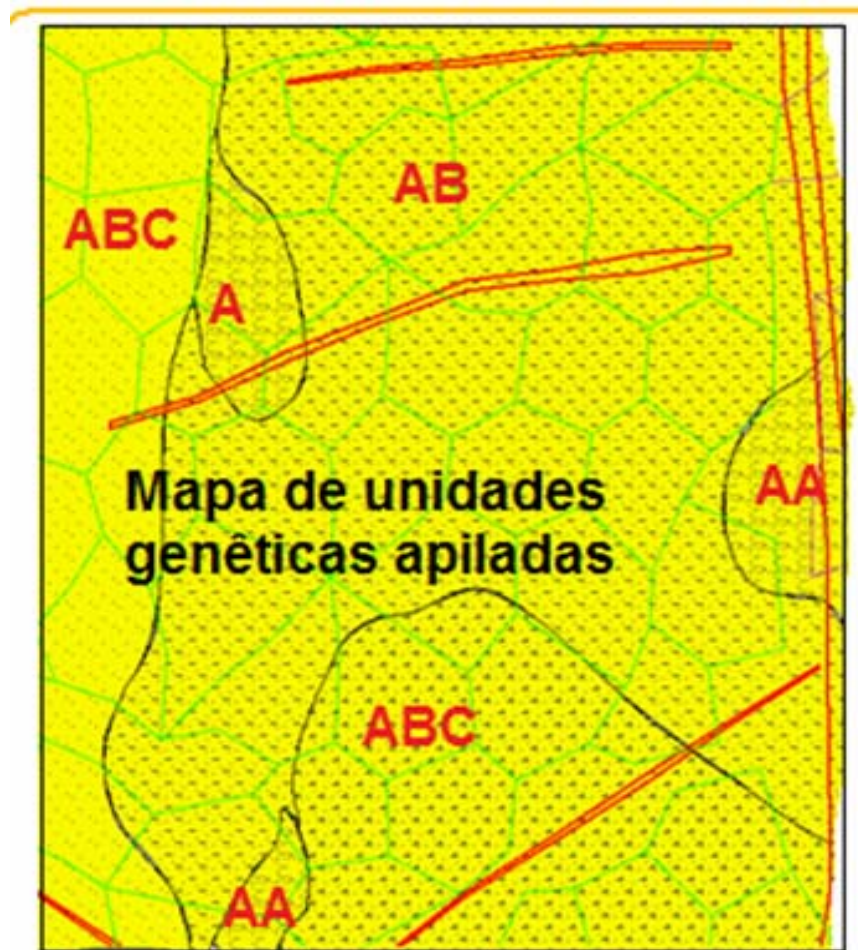


Figura 57, Mapa de unidades apiladas C2-ABC.

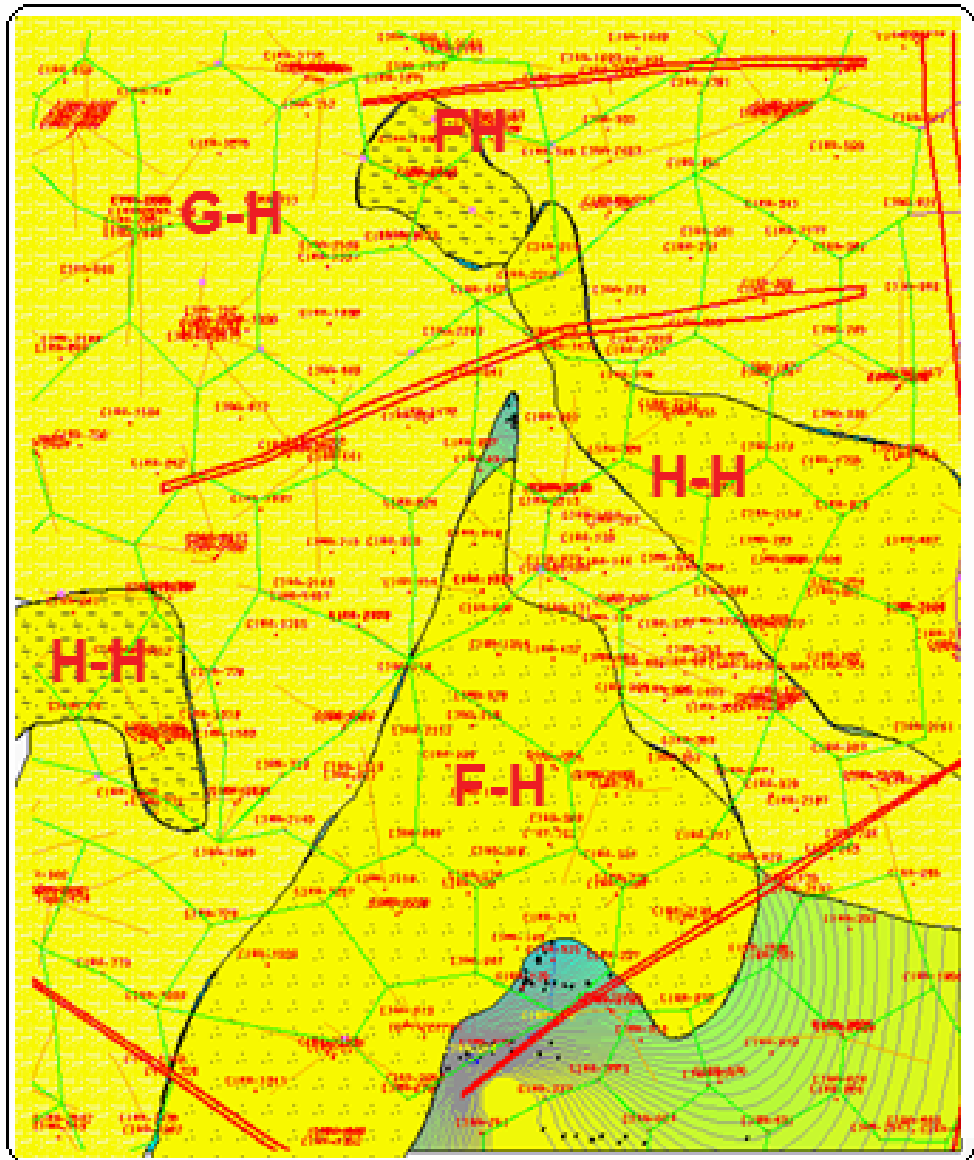


Figura 58, Mapa de unidades apiladas C2-FGH

12.3 VALIDACIÓN DE CORRELACIONES Y MAPAS CON INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN.

Como se comentaba en anteriormente, este estudio en geología de desarrollo hace parte de un proyecto del área de yacimientos, el cual integra la información

del modelo geológico con la información de producción, de esta manera este estudio se constituyó como base para el posterior traslape con los resultados de los estudios de ingeniería por parte del practicante de esta área. Con el fin de mostrar este estudio dentro de su estructura mayor, es importante dar a conocer, cual es el encadenamiento entre el proceso aquí nombrado y el del trabajo de ingeniería, por tanto a continuación se señala de una manera muy general como se genera las bases para el modelo integrado del yacimiento.

La continuidad hidráulica del reservorio será definida con base en el ajuste con información de producción de los diferentes mapas de las propiedades nombradas anteriormente para cada unidad.

Esta data de ajuste consta en primera medida de la información del comportamiento de la inyección, segundo de las pruebas de presión y tercero, con el análisis del efecto de los trazadores radioactivos.

Los trazadores radioactivos son sustancias químicas en pequeñas proporciones que permiten detectar zonas ladronas o zonas que reciben un porcentaje mayor de agua inyectada a las demás para los trazadores llamados ``en pozo`` y para los trazadores llamados ``entre pozos`` conocer cuál es la dirección de influencia del agua inyectada.

Con esta información; de inyección, de pruebas de presión y de trazadores, se permite validar en modelo de continuidad hidráulica de arenas elaborado en este estudio, a través de unos mapas donde son plasmadas las zonas de ``Influencia``, este concepto de zonas de influencia hace referencia en la dinámica de inyección a las rutas entre el pozo inyector y el pozo productor que respondió a la influencia del agua inyectada, estas rutas confirman que existe una continuidad hidráulica en dicha dirección entre los respectivos pozos.

De los problemas existentes en la dinámica de inyección-producción en el área de estudio, a continuación se muestra como ejemplo, la situación del patrón de inyección del pozo La Cira 2000, ya que este es uno de los que más perjuicios presentan en cuanto al recobro y daños ambientales se refiere.

12.4 APLICACIÓN DEL ESTUDIO A LA PROBLEMÁTICA DE RECOBRO PARA LA DINÁMICA DE INYECCIÓN-PRODUCCIÓN DEL PATRÓN DE INYECCIÓN DEL POZO LA CIRA 2000.

Básicamente dicho problema consiste en la disminución de la producción de aceite en los pozos productores pertenecientes al patrón de inyección del pozo Cira 2000 por abandono del pozo inyector debido a una canalización por inyección de agua en áreas no conectadas efectivamente y cuyas consecuencias han llegado a las instancias de los perjuicios ambientales en el pozo La Cira 100. La canalización es una disfunción del proceso de inyección de agua, ya que este no logra desplazar el volumen de crudo esperado al generarse unas condiciones de conexión no efectivas que desfavorecen el barrido del fluido de interés (figura 59), las razones para ello pueden ser en primera medida que una zona con mayor porosidad haya robado inicialmente más agua que las demás y por tal razón se pueda haber llegado al fracturamiento de la formación, la segunda razón es un fracturamiento ya no producto de la porosidad, si no por condiciones naturales de familias de fracturas en la roca o por la alta presión del agua inyectada, ocasionando un hidrofracturamiento artificial.

De este problema se derivan las siguientes pérdidas en:

- Costos de inyección de agua (obtención, transporte, tratamiento, inyección).
- Baja producción de aceite generada por mal barrido del crudo.
- Ineficiencia en el perfil de inyección.

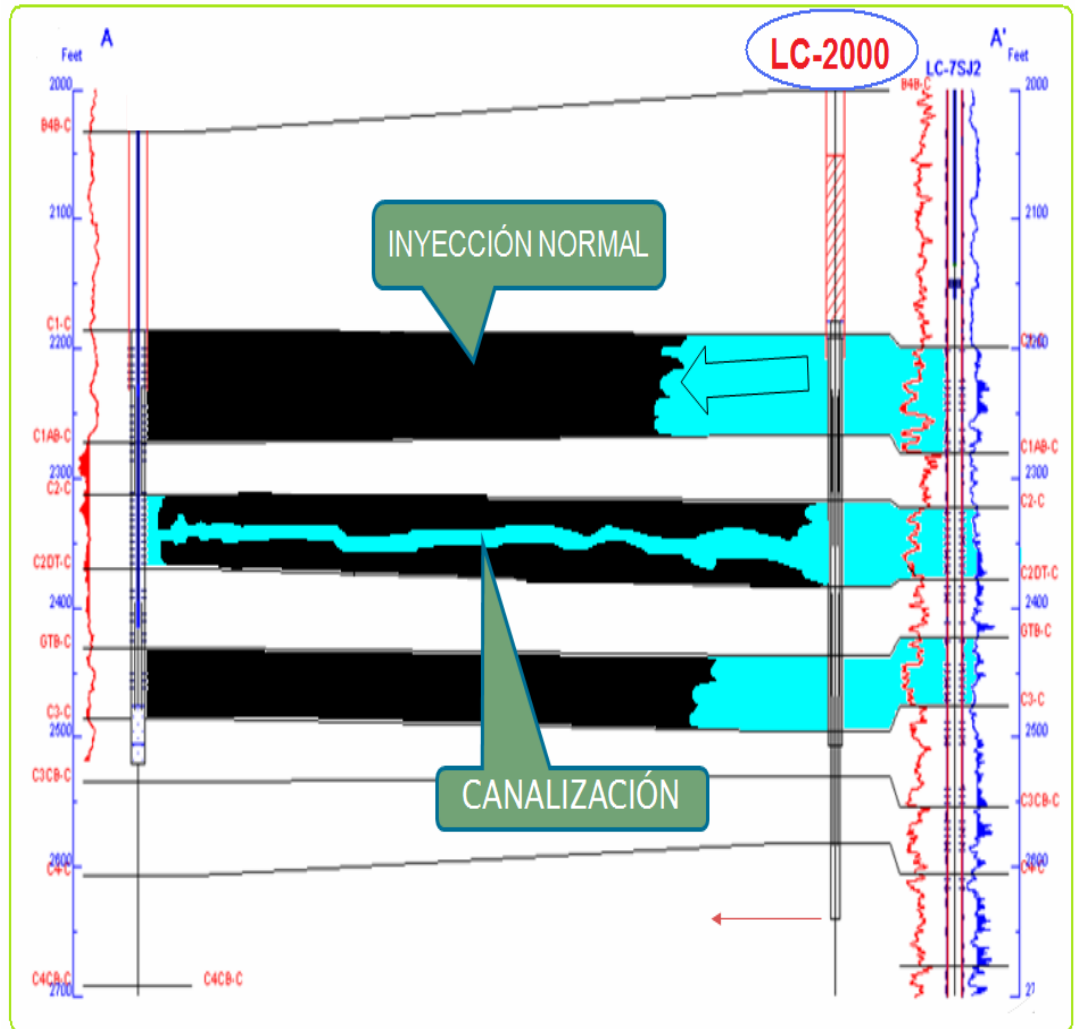


Figura 59, Modelo de canalización para el Pozo La Cira 2000.

Mediante trazadores radiactivos tomados en tres oportunidades se pudo establecer en el perfil de inyección del pozo que existía una zona entre los 2971 y los 3008 pies que tomaba más agua que las demás(tabla 13) y por tanto al ser superada su presión interna (litoestática y de fluidos) por la presión de la inyección, se hidrofracturó, teniendo como consecuencia que el agua inyectada en dicho intervalo estableció una ruta solo al pozo LC 100, lo que generó ineficiencia

en el barrido y desplazamiento de crudo en los pozos productores de su patrón, que arrojó como resultado una caída en la producción de petróleo.

TRAZADOR RADIOACTIVO Numero 3.

Tope Intervalo (ft)	Base Intervalo (ft)	Espesor Intervalo (ft)	Profundidad disparo (ft)	Tiempo inicial (Seg)	Tiempo final (Seg)	Tiempo (seg)	Q _{csuoc} (BWPD)	Delta Q _{csuoc} (BWPD)	% Q _{csuoc}	Presion (ps)	BPD/H
CALCULO EN TUBERIA			300	9.9	11.1	1.2	2020	0		200	
CALCULO EN TUBERIA			1000	10	12.5	2.5	2028	0	0.00	200	
2020	2033	10	2005	10.2	21.5	11.3	2020	457	22.53	200	25.39
2070	2082	22	2060	10.8	25.3	14.5	1571	0	0.00	200	0.00
2904	2920	16	2896	10	24.5	14.5	1571	254	12.52	200	15.88
2932	2948	28	2925	10.2	27.5	17.3	1317	0	0.00	200	0.00
2940	2962										
2971	2989	24	2972	10	27.3	17.3	1317	1259	62.06	200	52.44
3002	3008										
3032	3053	40	3032	10	400	390	58	58	2.88	1300	1.46
3056	3068										
3072	3082										
3099	3123	40	3080	10	ND	-	0	0	0.00	200	0.00
3126	3142										
CERO FLUJO			3200	12	ND	-	0	0	0	200	0.00

Tabla 13, Perfil de inyección y trazadores radioactivos.

Para solución de dicho problema, se decidió aislar de la inyección de agua mediante empaques este espesor de roca, para ello se instaló una sarta de inyección selectiva (figura 60).

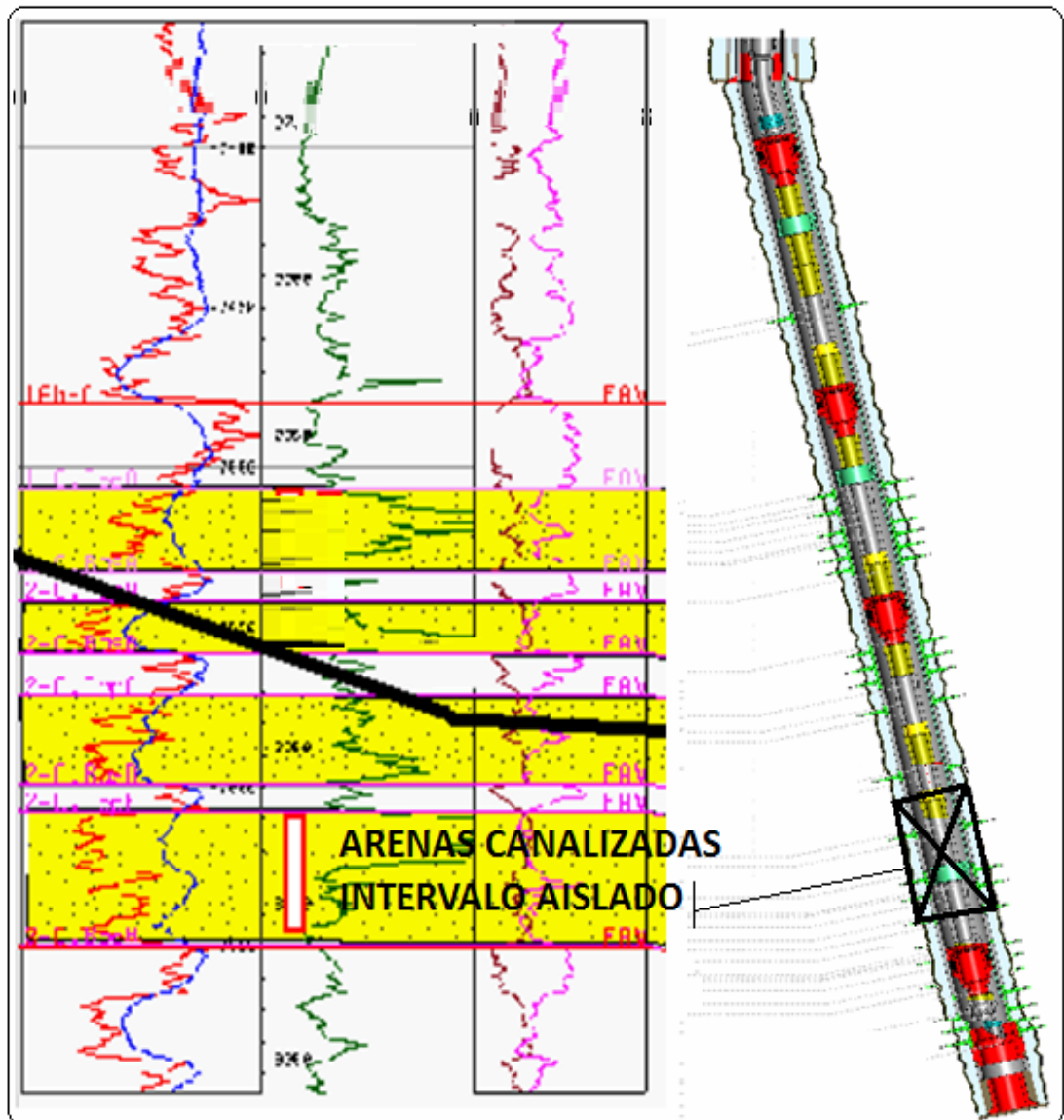


Figura 60, Correlación Sarta selectiva-unidades genéticas.

Contando con la sarta selectiva, se inició el programa con una presión y caudal de inyección en ascendencia para este patrón a finales del mes de febrero y nuevamente no se recobró mayor cantidad de crudo, al tomarse como lo indica la figura 61 un nuevo trazador el 5 de marzo, fue descubierta una nueva zona canalizada en el intervalo de los 2870 a 2920 pies que tomaba hasta el 50% del agua inyectada, por lo cual se cerró el pozo para poder evaluarlo, en dicha

evaluación se decidió hacer constante el perfil de presión y caudal para la nueva apertura del pozo el agosto 5, sin embargo el segundo intervalo canalizado llevo el agua de la inyección y el crudo desplazado a una manifestación superficial cercana al pozo LC 100 que trajo consigo serias consecuencias ambientales (figura 62), a partir de este momento este pozo se puso fuera de línea y se mantiene cerrado hasta el presente.

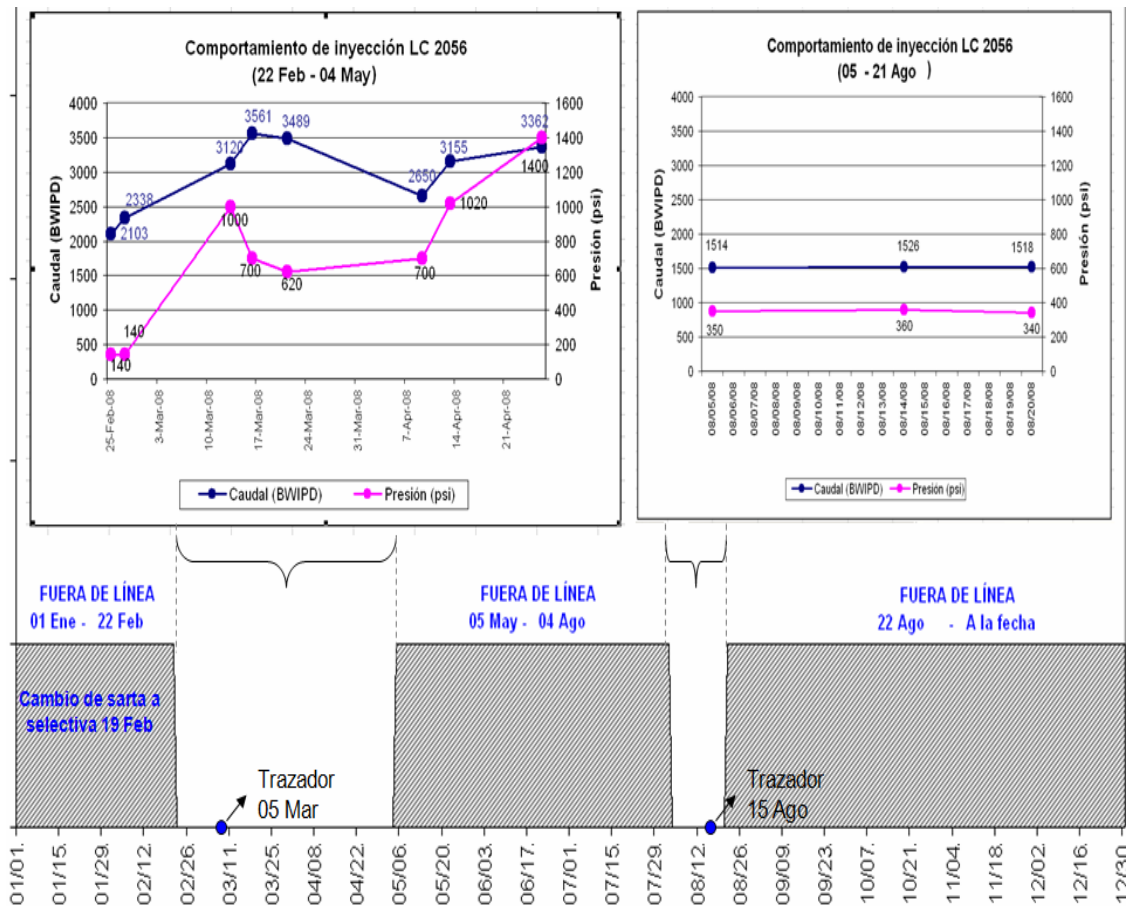


Figura 61, Perfil de presión y caudal de inyección en el pozo canalizado.

Figura, Parte inferior; tiempos de cierre y apertura del pozo a partir del cambio a sarta selectiva. Parte superior; perfil de caudal y presión en la inyección de agua y su ajuste a contante para la segunda apertura del pozo.

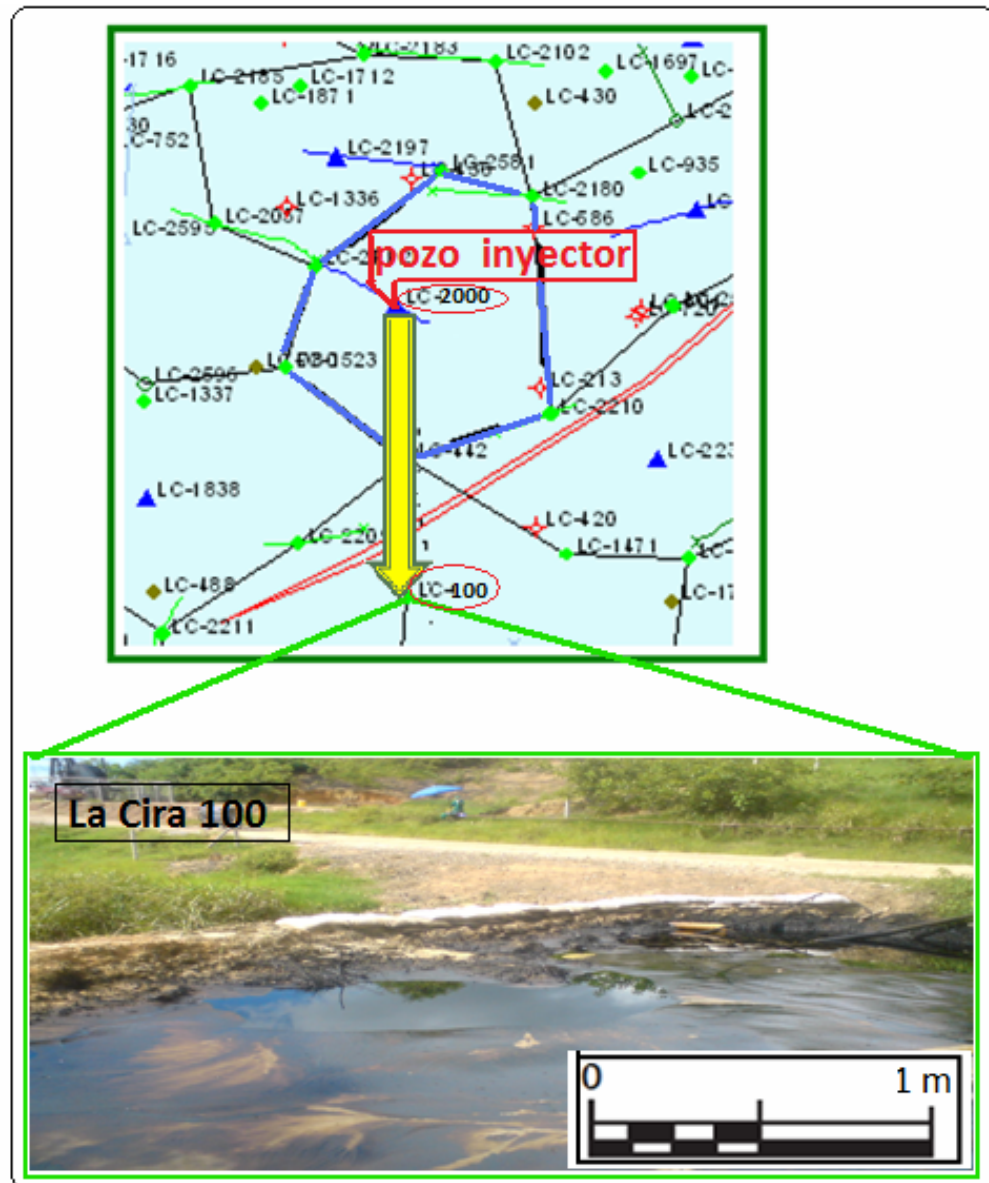


Figura 62, Emanación de crudo por respuesta a canalización del pozo LC 2000 al pozo LC 100

El trabajo de geología aplicado a este problema en particular, consistió en conocer principalmente si las canalizaciones fueron producto de un hidrofracturamiento por desbalance en la presión de inyección y la del yacimiento, o si las causas eran

naturales, ya que conociendo al respecto podría saberse de qué manera se podría actuar desde la ingeniería. las naturales para este caso podrían ser por alta porosidad o por causas fallas y/o intenso diaclasamiento. Para ellos se identificaron las unidades genéticas en las cuales se había dado las canalizaciones (figura 63).

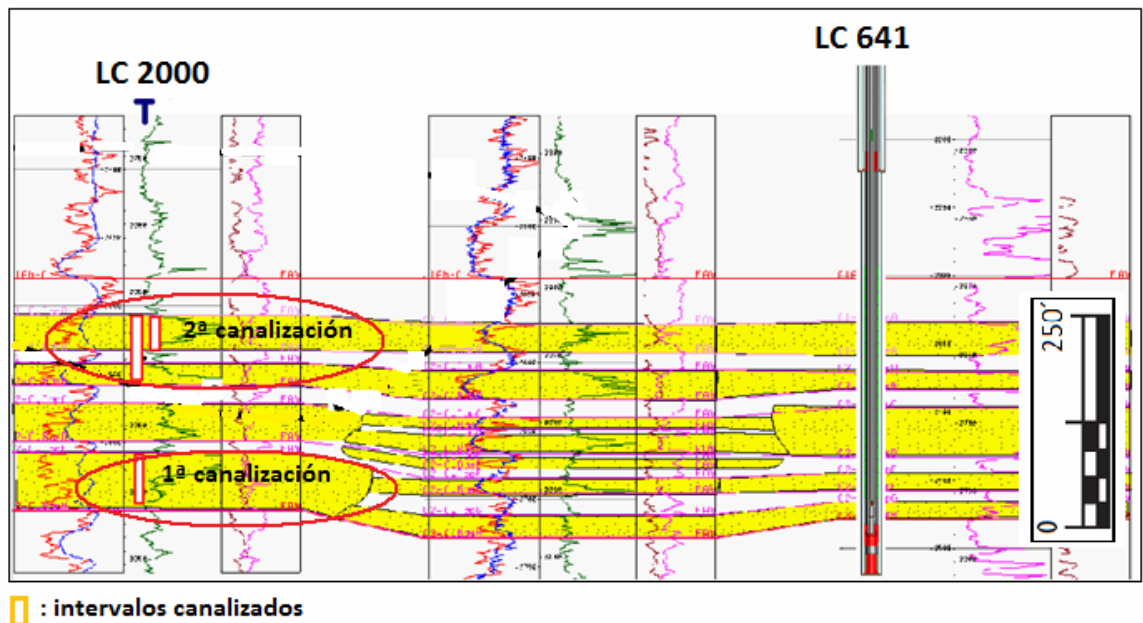


Figura 63, Intervalos canalizados.

Conociendo las unidades se procedió a realizar mapas de diferentes propiedades analizados con los patrones de inyección (figura 64), inicialmente fueron elaborados isópacos y de porosidad para las unidades afectadas y no afectadas, en ellos se puede observar que estas propiedades no caracterizaban el problema de la primera canalización pero si el de la segunda, buscando conocer la situación de la primera canalización se procedió a realizar mapas de unidades apiladas y electrofacies, con ellos, se identificó que del pozo LC 2000 al pozo LC 100 existe un bifurcación de la unidad al presentarse un apilamiento de arenas en el pozo inyector, este cambio lateral se constituye como un impedimento para el flujo del agua que se desplaza con una alta presión en una zona de mayor capacidad y

pasa con igual presión a una zona de menor presión, lo cual notoriamente en la relación fuerza/área hace más pequeña esta última y por ello se produce dicho hidrofracturamiento inducido.

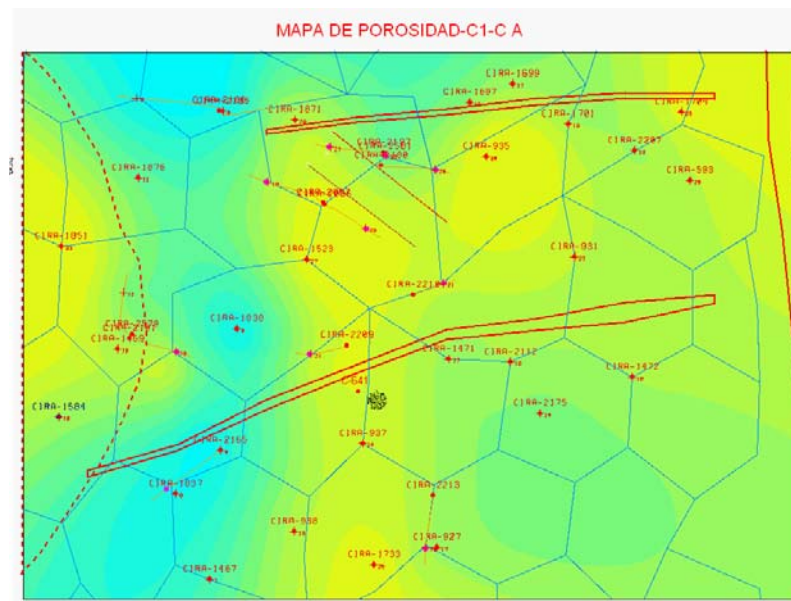


Figura 64, Distribución de la porosidad en patrones de inyección.

Gracias al conocimiento espacial de la distribución de propiedades del yacimiento se pudo conocer que la causa de las canalizaciones y con ella el proceder hacia la solución del problema, ya que al tratarse una canalización inducida la solución vendría de la regularización en la presión y caudal de inyección, y para el caso de una canalización artificial la solución dependería de la distribución de las fallas, diaclasas o porosidad. Sin embargo para este patrón las dos causas fueron naturales, de las cuales solo una (primera canalización) tiene una posible solución regulando la presión y caudal de inyección utilizados en la sarta selectiva. Para el caso de la segunda canalización, antes de este estudio se consideraba que sus causas eran naturales debido a una falla, con este trabajo se determinó que la falla presenta un pequeño salto que no funciona como barrera para el flujo y que la razón de la canalización se debía a la distribución de la porosidad, debido a que dicha distribución es continua dentro del patrón, se determinó que la solución no

se encuentra en perforar un nuevo pozo dentro del patrón, si no adecuar mecánicamente el pozo La Cira 2000. Finalmente sin ser un objetivo de este trabajo se analizó el caso de la manifestación superficial cercana al pozo LC 100, llegando a la conclusión que no de otra manera pudo migrar en las componentes vertical y lateral el crudo si no desplazándose por la unidades apiladas verticalmente, valiéndose de la amplia continuidad lateral de las arenas y de la inclinación estructural presente en dicha zona (figura 65, B.)

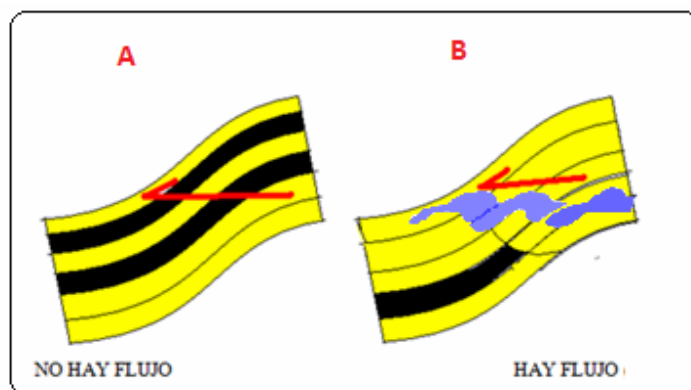


Figura 65, Condiciones de flujo en la Zona C.

13. CONCLUSIONES

El óptimo manejo en la recopilación y organización de la información técnica preliminar y de completamiento de los nuevos pozos perforados para la elaboración de formas legales, es de suma importancia en el proyecto, puesto que estas formas se constituyen como los documentos base para la interpretación y toma de decisiones en dichos pozos en el área de yacimientos.

La información de corrida Registros eléctricos, el estado mecánico y las características espaciales de cada uno de los pozos consignadas en las formas 4CR y 6CR, constituyó la base del trabajo de interpretación en estratigrafía a detalle y su amarre con información de ingeniería.

Es de suma importancia comprender el valor de la arquitectura de rocas reservorio en la evaluación de los procesos de recobro por inyección de agua. Partiendo de ello, se puede concluir que la distribución sedimentológica controla las variables que generan dicha arquitectura y/o heterogeneidad del yacimiento, sin embargo, se hace necesario el aporte de la petrofísica para poder así, identificar claramente las posibles rutas en el desplazamiento de fluidos.

Los bajos recobros secundarios de algunos patrones de inyección en la zona de estudio son atribuibles a la eficiencia de barrido areal, vertical y de desplazamiento por la inyección irregular en las arenas, debido a la heterogeneidad petrofísica del yacimiento que en algunos casos ha llegado a generar canalizaciones.

La Zona C del área de estudio fue depositada en un ambiente fluvial con depósitos principalmente de arenas de Point Bars y crevasse splay, lodolitas de llanura de inundación y en unos pocos casos rellenos de arcilla de canales abandonados.

Para ella, en este trabajo se determinó la presencia de nueve arenas las cuales se agrupan en cinco unidades genéticas conectadas arealmente con condiciones petrofísicas heterogéneas, caracterizadas arealmente por mapas de electrofacies, Net Sand, porosidad y de apilamientos verticales.

Se recomienda evaluar los resultados obtenidos en este estudio de estratigrafía de alta resolución, para determinar la viabilidad de la expansión de este, hacia zonas con problemas particulares en la dinámica de inyección-producción y su posterior reacondicionamiento de patrón por inyección selectiva.

BIBLIOGRAFIA

- BERNAL, M. C., et al. (1992): Modelos de Caracterización del Yacimiento: Geológico, de Distribución de Fluidos y Petrofísicos. Ecopetrol.
- FRANCO, L., (2003): Conectividad Hidráulica Entre Pozos En Modelos De Recobro Secundario De Petróleo Por Inyección De Agua. Ecopetrol Gerencia Centro Oriente.
- Gerencia de yacimientos., (1999): Evaluación integrada de yacimientos del Campo La Cira-Infantas. Informe técnico Ecopetrol.
- LOBO, Adriano., et al. (1999): Evaluación Integrada de Yacimientos, Campo La Cira Infantas. Ecopetrol, Bogotá.
- MANTILLA, Jorge., (1993): Cuantificación de la Incertidumbre Asociada en La Predicción del Comportamiento de Producción de un Yacimiento Altamente Heterogéneo Sometido a Inyección de Agua: Campo La Cira.
- MIAL A. D, Principles of Sedimentary Analysis.
- O. SERRA, Análisis de ambientes sedimentarios mediante perfiles de pozo.
- PARKE A. Dickey (1992): La Cira Infantas Oil Field, Colombia.
- PETIJJON, F. J., (1949): Rocas sedimentarias.

- REYES, A., Fajardo, A. Y Ballesteros, R., (1989): Descripción Macropetrográfica del Pozo La Cira 1884. Ecopetrol-ICP, Piedecuesta.
 - RODRÍGUEZ M., et al. (2005): Arquitectura de facies fluviales mediante registros de pozos en un sector meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela.
 - RYER T., et al. (2007): Review ICP Core Descript LCI Project, Oxy-Ecopetrol. informes internos.
 - SILVA R., (2008): Petrophysical Interpretation La Cira – Infantas Fields. Oxy-Ecopetrol, informes internos.
 - VERA Torres J. A., (1994): Estratigrafía, principios y métodos. Editorial Rueda.
- ▶ Links; www.Drillingstring.com