

CREACIÓN Y DESARROLLO DE LA BASE DE DATOS PARA EL
MONITOREO DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN -
ARAUCA

OCCIDENTAL DE COLOMBIA, INC.
PRÁCTICA EMPRESARIAL

CARLOS CHAFFIE RINCÓN ALJURI

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2005

CREACIÓN Y DESARROLLO DE LA BASE DE DATOS PARA EL
MONITOREO DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN
– ARAUCA

OCCIDENTAL DE COLOMBIA, INC.
PRACTICA EMPRESARIAL

CARLOS CHAFFIE RINCÓN ALJURI

Trabajo de grado modalidad Práctica Empresarial para optar el título de
Ingeniero de Petróleos.

Tutor
José Luis Lozano Gómez
Ingeniero Senior de Producción
Occidental de Colombia, Inc.

Tutor
Samuel Fernando Muñoz Navarro
Ingeniero de Petróleos
Escuela Ingeniería de Petróleos – UIS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2005

A Dios, por darme el privilegio de la educación

A mi Madre, a quien hago de ella este triunfo

A mi Padre, por su ejemplo de rectitud

A mis Hermanos, por su incondicional apoyo y compañía

A mis Amigos, quienes también aportaron para hacer de este sueño realidad

CHAFFIE

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mis más sinceros agradecimientos a:

La **ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS** de la Universidad Industrial de Santander, en cabeza de su directora, Dra. Zuly H. Calderón Carrillo, por haber sido facilitador para la consecución de mi práctica, y por haber sido junto a su cuerpo de profesores, bastión fundamental en mi formación profesional.

La compañía **OCCIDENTAL DE COLOMBIA, Inc.** en cabeza de sus gentes, por permitirme realizar mi trabajo de grado en modalidad práctica empresarial en el campo Caño Limón, y haberme enseñado el verdadero modelo de laboriosidad que se debe seguir en toda compañía.

Ing. **José Luis Lozano Gómez**, por su incondicional apoyo como jefe y director del trabajo realizado, con especial aprecio, a él mil gracias.

Ing. **Samuel Fernando Muñoz Navarro**, por su incondicional colaboración en la consecución del trabajo, y su ejemplo de rectitud y seriedad.

Ing. **Omar Patiño**, por su gran colaboración, y por su ejemplo de preparación y don de gente.

Nuestro grupo **PETROSA**, por su constante apoyo y compañía.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CAÑO LIMÓN	3
1.1 ANTECEDENTES HISTÓRICO	3
1.2 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO	10
1.3 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	12
1.4 GEOLOGÍA	13
1.4.1 Ubicación Geológica	13
1.4.2 Geología Estructural	14
1.4.3 Ambiente de Depositación	17
1.4.4 Estratigrafía	17
1.4.5 Geología del Petróleo	20
1.5 PROPIEDADES PETROFÍSICAS	21
1.6 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	24
1.7 EXTENSIÓN DEL CONTRATO DE ASOCIACIÓN CRAVO NORTE	25
1.7.1 Compromisos Adquiridos	26
1.7.2 Inversión	26
1.7.3 Participación	26
1.7.4. Abandono	27
2. GENERALIDADES DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO	28
2.1 FACTORES IMPORTANTES EN EL DISEÑO DE OPERACIONES DE INYECCIÓN	29
2.1.1 Tiempo	29
2.1.2 Fluidos de Inyección	29
2.1.3 Recuperación Esperada	29

2.2 DATOS REQUERIDOS PARA ESTIMAR LA RECUPERACIÓN EN OPERACIONES DE INYECCIÓN	30
2.2.1 Petróleo In Situ	30
2.2.2 Comportamiento Primario	30
2.2.3 Fracción del Yacimiento a Ser Barrida	31
2.2.4 Tasa de Inyección	31
2.2.5 Producción	31
2.2.6 Optimización de la Operación	31
2.3 ANÁLISIS DE UN YACIMIENTO PARA OPERACIONES DE INYECCIÓN	32
2.3.1 Recolección de Datos y Pruebas	32
2.3.2 Tipo de Inyección	33
2.3.3 Características de Roca y Fluido	33
2.3.4 Disponibilidad de Fluidos para Inyección	33
2.3.5 Predicción	33
2.3.6 Economía	33
2.4 GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE AGUA	34
2.4.1 El Agua de Inyección	35
2.4.2 Consideraciones en el Diseño de Inyección de Agua	36
2.5 RELACIÓN ENTRE LOS ASPECTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS Y DE PRODUCCIÓN, CON LA INYECCIÓN DE AGUA	37
3. PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA DEL CAMPO CAÑO LIMÓN	40
3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO	40
3.2 COMPONENTES DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DEL AGUA DE INYECCIÓN	41
3.2.1 Celdas de Flotación S-701 A/B/C	41
3.2.2 Bombas Booster P-791 A/B/C	42
3.2.3 Filtros Silver Band F-790 A/B/C	44

3.2.4 Tanques de Cabeza T-790 A/B	52
3.2.5 Bombas de Inyección P-790 A/B/C	54
3.2.6 Tanque de Recirculación T-791 A/B y Bombas de Recirculación P-792 A/B	59
3.2.7 Instrumentación en Línea	61
3.2.8 Pozos Inyectores	62
3.2.9 Controles Químicos	64
3.2.10 Sistema Eléctrico Planta de Inyección de Agua	65
3.2.11 Sistema de Enclavamientos y ESD de la Planta de Inyección	67
3.2.12 Situación de Emergencia	69
4. HERRAMIENTA SOPORTE EN LA ELABORACIÓN DE LA BASE DE DATOS “CRYSTAL REPORTS 9”	71
4.1 COMPONENTES DE LA HERRAMIENTA CRYSTAL REPORTS 9.0	73
4.1.1 Comienzo Rápido	74
4.1.2 Concepto del Diseño de Reportes	74
4.1.3 Introducción a los Reportes	74
4.1.4 Diseño de Reportes Optimizados en la Web	74
4.1.5 Selección de Registros	75
4.1.6 Ordenamiento, Agrupamiento y Totalización	75
4.1.7 Totales	75
4.1.8 Reportes de Múltiples Secciones	75
4.1.9 Formato	76
4.1.10 Gráficas	76
4.1.11 Mapas	76
4.1.12 OLE	76
4.1.13 Objetos Cross-Tab	77
4.1.14 Actualización Automática de Reportes	77
4.1.15 Distribución y Visualización de Reportes	77

4.1.16 Creación de Reportes desde Excel y Access	77
4.1.17 Formulas	78
4.1.18 Funciones	78
4.1.19 Operadores	78
4.1.20 Subreportes	79
5. METODOLOGÍA EMPLEADA EN EL MONITOREO DE POZOS INYECTORES DEL CAMPO CAÑO LIMÓN	80
5.1 MÉTODO DE HALL PLOT	80
6. BASE DE DATOS PARA MONITOREO DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN	87
6.1 MONITOREO DEL COMPORTAMIENTO ACTUAL	89
6.1.1 Información General	90
6.1.2 Pozos Afectados	104
6.1.3 Monitoreo Comportamiento	117
6.2 SEGUIMIENTO HISTÓRICO	123
6.2.1 Historia del Pozo MN – 10	126
6.2.2 Historia del Pozo MN – 27	128
6.3 MANUAL DE PROCEDIMIENTO PARA LA ELABORACIÓN E INCLUSIÓN DE UN NUEVO POZOS INYECTOR EN LA BASE DE DATOS	130
7. CONCLUSIONES	132
8. RECOMENDACIONES	135
BIBLIOGRAFÍA	137
ANEXOS	140

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Subdivisión Estratigráfica de Zonas Productoras del Bloque Cravo Norte	22
Tabla 2. Resumen de las Propiedades Petrofísicas del Yacimiento	24
Tabla 3. Propiedades de los Fluidos del Yacimiento	25
Tabla 4. Caídas de Presión a Través del Filtro	46
Tabla 5. Parámetros del Yacimiento Esperados para la Viabilidad de MN-36	93
Tabla 6. Coordenadas Gaussianas del Pozo MN-36	93

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Transporte de Materiales en Barcaza	4
Figura 2. Construcción de tanques	7
Figura 3. Incendio en PS-1	8
Figura 4. TLU-3 Coveñas	9
Figura 5. Ubicación Geográfica del Campo Caño Limón	12
Figura 6. Localización Campos y Fallas en el Bloque Cravo Norte	15
Figura 7. Sección Estructural de la Cuenca Llanos Área Cravo Norte	18
Figura 8. Columna Estratigráfica del Campo Caño Limón	20
Figura 9. Celda de Flotación. Unidad Wemco S-701-A	42
Figura 10. Bombas “Booster” P-791 A/B/C	43
Figura 11. Filtros Silver Band F-790 A/B/C	45
Figura 12. Ciclo de Filtración	46
Figura 13. Etapa de Regeneración. Fluidización	48
Figura 14. Etapa de Regeneración. Descarga	49
Figura 15. Etapa de Regeneración. Normalización	51
Figura 16. Tanques de Cabeza T-790 A/B	53
Figura 17. Bomba de Inyección de Agua	55
Figura 18. Estación Bombas de Inyección de Agua	59
Figura 19. Pozo Inyector	64
Figura 20. Análisis de la Gráfica de Hall	85
Figura 21. Menú Principal Base de Datos	89
Figura 22. Submenú Monitoreo del Comportamiento Actual para Cada Pozo	90
Figura 23. Ventana Información General – Historia del Pozo	100
Figura 24. Ventana Información General – BWPD, WHP Vs. Tiempo	101

Figura 25. Ventana Información General – Datos BWPD, WHP Vs. Tiempo	102
Figura 26. Ventana Información General – Histórico de Eventos	102
Figura 27. Ventana Pozos Afectados – Monitoreo Últimos Tres Niveles	105
Figura 28. Ventana Pozos Afectados–Datos Monitoreo Últimos Tres Niveles	106
Figura 29. Ventana Pozos Afectados – BFPD Vs. Tiempo	107
Figura 30. Ventana Pozos Afectados – Datos BFPD Vs. Tiempo	108
Figura 31. Ventana Pozos Afectados – BOPD Vs. Tiempo	109
Figura 32. Ventana Pozos Afectados – Submenú Pozo Afectado por Inyección	110
Figura 33. Submenú Pozos Afectados por Inyección – Niveles Vs. Tiempo	111
Figura 34. Submenú Pozos Afectados por Inyección – Datos Niveles Vs. Tiempo	111
Figura 35. Submenú Pozos Afectados por Inyección – Presión Est. Vs. Tiempo	113
Figura 36. Submenú Pozos Afectados por Inyección – BFPD, BS&W Vs. Tiempo	113
Figura 37. Submenú Pozos Afectados por Iny – Datos BFPD, BS&W Vs. Tiempo	114
Figura 38. Submenú Pozos Afectados por Inyección – BOPD Vs. Tiempo	115
Figura 39. Ventana Pozos Afectados–Comando Adicional Matanegra 16	116
Figura 40. Ventana Pozos Afectados – Submenú Histórico de Pozos Afectados por Inyección	117
Figura 41. Ventana Monitoreo Comportamiento – Hall, Derivada Vs. Tiempo	118

Figura 42. Ventana Monitoreo Comportamiento–Datos Hall, Derivada Vs. Tiempo	119
Figura 43. Ventana Monitoreo Comportamiento – Hall, Q_i & WHP_i Vs. Tiempo	120
Figura 44. Ventana Monitoreo Comportamiento – Datos Hall, Q_i & WHP_i Vs. Tiempo	121
Figura 45. Ventana Monitoreo Comportamiento – Hall, Derivada Vs. Tiempo. Últimos Tres Meses de Operación	122
Figura 46. Ventana Monitoreo Comportamiento - Hall, Q_i & WHP_i Vs. Tiempo. Últimos Tres Meses de Operación	123
Figura 47. Ventana Seguimiento Histórico de la Inyección – Submenú MN-10	124
Figura 48. Ventana Seguimiento Histórico de la Inyección–Submenú Información & Comportamiento Pozo MN-10	125

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. SECUENCIA Y TIEMPO APERTURA VÁLVULAS – FILTROS SILVER BAND	139
ANEXO B. PANORAMA DE RIESGOS – PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA	141
ANEXO C. MANUAL DE PROCEDIMIENTO PARA LA ELABORACIÓN E INCLUSIÓN DE UN NUEVO POZO INYECTOR EN LA BASE DE DATOS	144
ANEXO D. DIAGRAMA DE FLUJO DEL TRATAMIENTO DE FLUIDOS EN LA FACILIDADES DEL CAMPO CAÑO LIMÓN	168

NOMENCLATURA

B = Factor volumétrico de formación, adimensional

dt = Incremento en tiempo, días

h = Espesor de la formación, pies

k_w = Permeabilidad al agua, md

m = pendiente de la gráfica de Hall (psig-días / Barriles)

P_e = Presión en el radio de drenaje externo, psig

P_w = Presión de inyección en fondo, psig

q = Tasa de inyección, Barriles/días

r_e = Radio de drenaje externo, pies

r_w = Radio del borde de pozo, pies

r_{wa} = Radio aparente del borde de pozo, pies

W_i = Inyección de agua acumulativa, barriles

μ_w = Viscosidad del agua, cp

S = Daño de formación, adimensional

Δp = Diferencial de presión, psi

λ_o = Movilidad del petróleo, md/cp

k_o = Permeabilidad al aceite, md

μ_o = Viscosidad del petróleo, cp

M = Relación de movilidad, adimensional

PF1 = Production Facilities 1. (Facilidades de Producción No. 1)

PF2 = Production Facilities 2. (Facilidades de Producción No. 2)

RESUMEN

TÍTULO: CREACIÓN Y DESARROLLO DE LA BASE DE DATOS PARA EL MONITOREO DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN-ARAUCA *

AUTOR: CARLOS CHAFFIE RINCÓN ALJURI, Ing. de Petróleos **

PALABRAS CLAVES: Campo Caño Limón, Inyección de Agua, Monitoreo, Diagrama de Hall, Base de Datos.

El proyecto realizado como labor principal dentro del desarrollo de la práctica empresarial con la compañía Occidental de Colombia, Inc. y presentado en este documento concierne la elaboración de una base de datos que permita realizar un óptimo monitoreo de las operaciones de inyección de agua en el campo, logrando realizar un seguimiento de las condiciones actuales de la inyección en los pozos de las áreas Matenegra y La Yuca, visualizando información histórica de los pozos, determinando el efecto en los pozos productores afectados por la inyección, y el desempeño de los pozos inyectoros mediante la metodología del diagrama de Hall.

La necesidad de tener información actualizada automáticamente y de fácil acceso al ingeniero de producción acerca del proceso, originó el desarrollo del proyecto, para así identificar oportunamente los efectos de la inyección. Al implementar la metodología de Hall, se permite evaluar y diagnosticar el comportamiento de todos y cada uno de los pozos inyectoros. La herramienta utilizada para la elaboración de la base de datos fue Crystal Reports 9, de la compañía Crystal Descisions, la cual muestra gran flexibilidad en la elaboración de este tipo de trabajos.

La base de datos muestra dos módulos principales, Comportamiento Actual y Seguimiento Histórico, el primero de estos monitorea los pozos en línea, mientras que el segundo monitorea aquellos pozos que poseen una historia de inyección de agua dentro de las operaciones del campo y cuyos datos deben ser tenidos en cuenta en futuras evaluaciones del yacimiento. Finalmente se logró conformar una herramienta de gran importancia y flexibilidad, la cual aporta la información básica para determinar el desempeño de la inyección de agua, y se permitió al igual, corroborar que dichos instrumentos de información logran proporcionar un mejor análisis de los procesos que se desarrollan a diario en un campo petrolero.

* Trabajo de grado modalidad Práctica Empresarial.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Directores del Proyecto Samuel Muñoz Navarro y José Luis Lozano Gómez.

ABSTRACT

TITLE: CREATION AND DEVELOPMENT OF THE DATABASE TO MONITOR THE WATER INJECTION IN THE CAÑO LIMÓN FIELD - ARAUCA – COL *

AUTHOR: CARLOS CHAFFIE RINCÓN ALJURI **

KEYWORDS: Caño Limón Field, Water Injection, Monitoring, Hall Plot, Database.

The project carried out as main work within the development of the internship with the Occidental de Colombia, Inc. company, and presented in this document, concerns the elaboration of a database that allows to carry out a good monitoring of the operations of water injection in the field, being able to carry out a pursuit of the current conditions of the injection in the wells of the Matanegra and La Yuca areas, visualizing historical information of the wells, determining the effect in the producing wells affected by the injection, and the performance of the wells injectors by means of the Hall plot methodology.

The necessity to have up-to-date information automatically and of easy access to the production engineer about the process, originated the development of the project, this way to identify the effects of the injection appropriately. By implementing the Hall methodology, it is allowed to evaluate and to diagnose the behavior of all and each one of the wells injectors. The tool used for the elaboration of the database was Crystal Reports 9, of Crystal Decisions Company, which shows great flexibility in the elaboration of this type of works.

The database shows two main modules, Current Behavior and Historical Pursuit, the first of these monitoring the on-line wells, while the second monitoring those wells that possess a history of water injection within the operations of the field and whose data should be taken into account in future evaluations of the reservoir. Finally it was possible to elaborate a tool of great importance and flexibility, which contributes to the basic information to determine the performance of the water injection, and it was allowed as well as, to corroborate that this instruments of information are able to provide a better analysis of the processes that are daily developed in an oil field.

* Degree Work internship modality.

** Physics and Chemistry Engineering College, Petroleum Engineering School, Project Directors Samuel Fernando Muñoz Navarro and José Luis Lozano Gómez.

INTRODUCCIÓN

En cada una de las operaciones que se llevan a cabo en la industria del petróleo, es indispensable contar con herramientas eficaces que proporcionen información al ingeniero, y que le permitan apreciar el comportamiento de los procesos y su efecto inmediato ante el objetivo propuesto, para de esta forma evaluar el desempeño del proyecto.

En los proyectos de inyección de agua, se requieren de medios de información que le permitan a los departamentos de producción e ingeniería observar el comportamiento del yacimiento, y a su vez en términos de producción de los pozos afectados determinar la efectividad del mismo.

Para lograr de esta forma un óptimo monitoreo de la inyección y obtener herramientas que faciliten la interpretación del proceso, se es necesario bancos de información con gráficas automáticas que diariamente arrojen el comportamiento de los pozos afectados y los parámetros de inyektividad de los pozos en operación.

Es por ello que se hace necesario la creación e implementación de una base de datos que permita el monitoreo continuo de la inyección de agua y que a su vez evalúe parámetros tales como la presión estática de fondo en cada pozo afectado por la inyección, con el fin de lograr una mejor y más exacta interpretación de las condiciones del proceso.

Con la base de datos se logra entonces, realizar un óptimo seguimiento de las condiciones actuales de la inyección en los pozos inyectoros de las áreas Matanegra y la Yuca en el campo Caño Limón, determinando el efecto en los pozos productores afectados por la inyección. Adicionalmente se implementó

la metodología de Hall para evaluación y diagnóstico del comportamiento de los pozos inyectoros.

La base de datos se desarrolló en Crystal Reports 9 a manera de reportes con las respectivas gráficas y tablas originadas. La selección de los pozos y acceso a submenús se realizó a través de botones, teniendo opciones para el fácil manejo e interpretación del usuario. Así también para una mejor relación de la información, los datos ilustrados en las gráficas son presentados en forma tabulada para consulta.

La información, para una optima consulta y adecuada interpretación del comportamiento de la inyección de agua en campo, se encuentra organizada en Monitoreo del Comportamiento Actual, donde se visualizan los pozos en donde se encuentra habilitada la inyección; y en Seguimiento Histórico de la Inyección donde se presenta la información de la inyección de agua para etapas de inyección previas al período de inyección actual.

Adicionalmente existen submenús de Información General, donde se incluyen los comandos que describen el estado del pozo en forma general para conocer el comportamiento histórico del mismo, submenús de Pozos Afectados con comandos que permiten determinar claramente el efecto de la inyección en los pozos productores, y donde se establece la producción adicional que se obtiene por efecto de la inyección; y finalmente submenús con las Curvas de Hall que permiten interpretar las condiciones de inyectividad en las que se encuentran los pozos en estado de inyección.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CAÑO LIMÓN

1.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS

La compañía multinacional *Occidental International Exploration and Production Corporation* inició en Colombia estudios y exploraciones de posibles áreas prospectivas en la región del Magdalena Medio a finales de la década de los años 70.

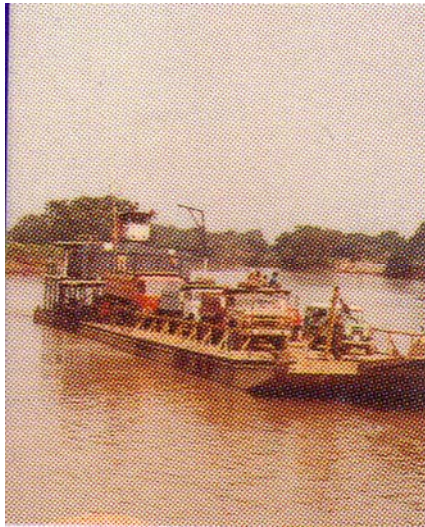
El 1 de Julio de 1980 Occidental inició la primera fase exploratoria con la firma de contratos de Asociación con ECOPETROL, sobre los bloques exploratorios Cravo Norte, Cinaruco, Rondón, Orocué y Guarrojo de un millón de hectáreas cada uno. En este periodo Occidental produjo 2,800 Km. de datos sísmicos y perforó 19 pozos estratigráficos y 2 pozos exploratorios.

La expectativa nace en abril de 1983 cuando se inicia la perforación del pozo direccional Caño Limón – 1 y en mayo se observan las primeras muestras de hidrocarburos. Comienza una nueva era que cambiaría definitivamente la historia de Colombia.

El 18 de Junio, el pozo Caño Limón – 1 alcanza una profundidad total de 10.176 pies. Entre el 9 y el 13 de Julio de 1983, las primeras pruebas de producción dan como resultado una tasa de producción diaria de 10.690 Bls. de 31° API, lo que condujo al descubrimiento del campo Caño Limón por la compañía Occidental de Colombia, Inc. (división de la compañía multinacional Occidental Petroleum – Oxy), con el pozo Caño Limón – 1 produciendo de la formación Mirador Inferior.

A finales de 1984 fue declarado campo comercial y a partir de esa fecha ECOPELROL participa en la producción y comparte la inversión en un 50%. En este mismo año, Caño Limón empieza a consolidarse como un gigante y se planean las primeras obras de infraestructura para el transporte de materiales para la construcción de las facilidades. Se trasladaba el material a través de voladoras y barcazas atravesando el Caño Agua de Limón (Figura 1).

Figura 1. Transporte de Materiales en Barcaza.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

El personal aumentó a medida que el proyecto fue creciendo, pasó de 60 a 100 empleados, poco después fueron 400 en el campo y las oficinas de Bogotá. Para el año de 1984 se remodela el aeropuerto de Arauca Santiago Pérez Quiroz que se convierte en centro estratégico para el desarrollo de Caño Limón. Además se pasó del campamento de carpas a los contenedores Campamento Caño Limón -1.

El 7 de Diciembre de 1985 se inició la producción comercial de petróleo con 19 pozos perforados con una producción promedio de 8000 barriles de fluido por día. En éste mismo año se inicia la construcción del oleoducto Caño

Limón – Coveñas, que fue un despliegue de ingeniería en el que participaron cerca de 5.000 trabajadores de diferentes nacionalidades, de los cuales 300 eran empleados de Oxy¹. La expansión de la actividad petrolera trajo el desarrollo de las telecomunicaciones. Se instala una antena de 45 mts de altura que luego fue reemplazada por una torre de 183 mts, al conocerse el potencial del yacimiento.

En Octubre de 1985 se inicia la construcción de las facilidades de producción PF1, PF2² y Power Plant³. Gracias a la construcción del puente Inocencio Chincá sobre el Caño Agua de Limón, se logró lo imposible: transportar rápidamente más de 4.000 toneladas de equipo que habían llegado en 336 vuelos.

Para facilitar una eficiente operación diaria de recibo, almacenamiento, cargue y comercialización del crudo, llega en el año de 1986 al golfo de Morrosquillo el buque Jarmada, una Unidad Flotante de Almacenamiento de crudo (FSU). Medía 373 mts de largo y 64 de ancho con una capacidad de 2 millones 500 mil barriles de crudo. En este mismo año entra en funcionamiento el oleoducto Caño Limón – Coveñas construido en un tiempo record de 24 meses; y las facilidades de producción PF1 y PF2, quedan listas para el tratamiento y almacenamiento del crudo que sería bombeado por el oleoducto.

Durante el año de 1986, a través del análisis de la información sísmica recopilada, se descubrió el Campo Redondo en la parte sur occidental de la estructura del campo Caño Limón. La producción de este campo comenzó en junio de 1987 con los pozos Redondo 1 y Caño Verde 1. De la misma forma, con la perforación del pozo Caño Yarumal – 1 en el año de 1987 se

¹ Compañía Occidental de Colombia, Inc.

² Production Facilities, Sigla en ingles de Facilidades de Producción.

³ Planta de Fuerza del Campo para Generación de Energía Eléctrica.

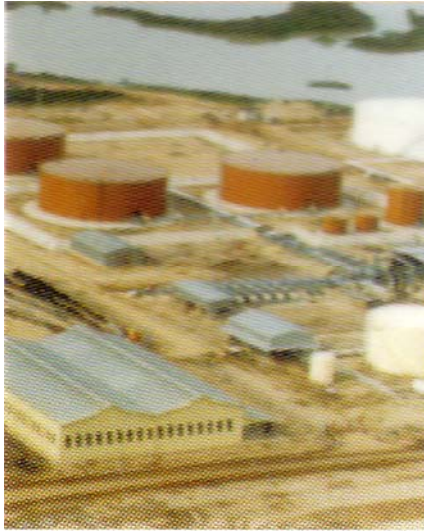
continuaba la búsqueda de las verdaderas dimensiones del yacimiento Caño Limón, ya que inicialmente se creyó que el campo estaba conformado por una sola estructura, pero mediante un estudio sísmico adicional, se pudo determinar la presencia de estructuras prospectivas contiguas posiblemente conectadas al pliegue de Caño Limón. Mediante la perforación de los pozos La Yuca 1 y Matanegra 1 se demostró la existencia de tres cierres estructurales, identificados actualmente como las áreas productivas de Caño Limón, La Yuca y Matanegra. Hasta ese año ya se habían declarado comerciales las áreas de La Yuca, Redondo, Caño Verde y Matanegra.

En 1988 Caño Limón cumplía la promesa de ser un gigante fuera de serie. Se termina la perforación del pozo Matanegra 11 y en Octubre ECOPETROL declara la comercialidad de Caño Yarumal, otra de las 11 áreas que hoy día conforman el campo Caño Limón, y que se encuentra adyacente a la estructura de Matanegra en la parte norte del campo.

El 4 de Diciembre de 1988 se inaugura la Planta de Fuerza (Power Plant) de 32 Megavatios en PF2, que se suman a los 4 Mgw de PF1. Gracias a esta capacidad instalada el campo funciona generando el 40% de la energía requerida. A su vez, a finales del año en mención, la construcción de 3 tanques de almacenamiento de 100.000 barriles se encontraba en su etapa final (Figura 2).

En el año de 1989 se implementa el Programa Integral de Manejo Ambiental y se logran además, los niveles más altos de producción y entrega de crudo al oleoducto. Por otra parte, en éste mismo año, utilizando una moderna técnica geofísica, se identificaron reservas potenciales del orden de los 13 millones de barriles en el campo Redondo de Caño Limón.

Figura 2. Construcción de tanques.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

El 6 de Febrero de 1990 el Inderena concede licencia de viabilidad ambiental al campo Caño Limón.

El 25 de Julio de 1993, Occidental celebra la producción de los primeros 500 millones de barriles, la mayor producción a esa fecha de un campo petrolero en Colombia. En este mismo año, se cumplen 10 años del descubrimiento de Caño Limón. Hasta ese momento se habían generado 69 mil millones de pesos en regalías para el departamento de Arauca. En Noviembre de 1993, hay en actividad 86 pozos en las tres áreas en que se ha dividido Cravo Norte: 76 de éstos están situados en Caño Limón, La Yuca y Matanegra, 73 productores, 2 de observación y uno inyector. Los 10 pozos activos corresponden a los campos Redondo y Caño Yarumal. La Yuca 20 es el pozo productor más prolífico hasta ese momento, con una producción acumulada de 19.3 millones de barriles.

El 5 de Mayo de 1994, a causa de un accidente, se incendia la Estación de Bombeo PS-1 en Caño Limón (Figura 3). El costo de la reparación se estimó

en US\$MM 2.9. Para este mismo año, se realiza el embarque número 1.000 de petróleo al Tanquero Rich Duchess de Bahamas en el Terminal Marítimo de Coveñas. Y en Septiembre del mismo año se perfora el pozo Matanegra – 16 con un record de 115'692.980 Barriles de agua inyectados.

En el año de 1995, Oxy se convierte en la primera empresa en el mundo en desarrollar un sistema de doble ESP⁴. Y para el año de 1996, se transportaron por el oleoducto 69.86 millones de barriles de petróleo de los campos de la Asociación Cravo Norte. El caudal máximo se logró el primero de Mayo cuando se alcanzó la cifra de 254.102 Bls.

Figura 3. Incendio en PS – 1.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

En 1997 se realizan los primeros registros RST (Residual Saturation Tool) en Caño Limón en los pozos Matanegra 02 y La Yuca 31. Gracias a esto es posible determinar si aún existe crudo detrás de la tubería de un pozo.

⁴ Electric Submersible Pump. Sigla en Ingles de las Bombas Eléctrosumergibles.

En el año de 1998 el petróleo de Caño Limón se cotiza a los niveles más bajos de la historia, menos de US\$10 por barril. En el mes de Septiembre de éste mismo año se ejecuta un intercambio de activos a nivel mundial con la compañía holandesa Shell. Como consecuencia, los activos de Shell en la Asociación Cravo Norte son transferidos a Occidental Andina, LLC. Y para el mismo periodo, debido a la disminución en la producción de petróleo del campo de Caño Limón se vende el FSU Coveñas, y como alternativa se construye la TLU-3 (Tanker Loading Unit) que entra en funcionamiento el 17 de Julio del año en mención (Figura 4).

Figura 4. TLU – 3 Coveñas.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

En el año de 1.999, Oxycol se enfrenta a la baja producción del campo, los bajos precios del petróleo y la situación de orden público que afecta el transporte de crudo por el oleoducto y la entrega oportuna de embarques. Por otra parte se realiza la automatización de los FWKOS⁵ y WEMCOS⁶ sistemas de tratamiento del agua y el petróleo en PF1; y se termina el

⁵ Free Water Knockout. Sigla en Ingles de la unidad de tratamiento utilizada en facilidades para disgregar la mezcla de hidrocarburos en sus componentes básicos, agua, petróleo y gas.

⁶ Celdas de Flotación marca Wemco. Utilizadas en el tratamiento de agua de producción.

proyecto de instalación de una unidad de almacenamiento TLU3 en coveñas; la boya queda con capacidad de exportación de 17 a 18 MBPH.

En Septiembre del año 2.000, se realiza una reestructuración de Caño Limón, creando 4 unidades de negocio: Producción e Ingeniería (PAE), Generación de Energía (GEN), Servicios, Control de Calidad & Proyectos (SQC) y Telecomunicaciones e Instrumentación (TEL). Además, se crea un grupo de trabajo (Task Force) para evaluar acciones conjuntas con ECOPETROL, el Gobierno Nacional y las Fuerzas Militares. Debido a los atentados el oleoducto se mantuvo apagado durante 179 días del año.

La campaña de perforación de 2001 es exitosa; la capacidad productiva del campo es la más alta de los últimos dos años. Y como consecuencia de la perforación de nuevos pozos contemplados en el Plan de Desarrollo y Expansión para los años 2002 y 2003, Occidental de Colombia invierte aproximadamente US\$MM 4.65 para la ampliación de la facilidad PF-2. Por otra parte, el 23 de Diciembre de 2002 el Ministro de Minas y Energía declara a los pozos Tonina-01 y Remana-01 como pozos descubridores de los campos Tonina y Remana respectivamente.

El 29 de Marzo de 2003, se produjo el barril número mil millones del campo Caño Limón, y entre el 9 y el 11 de Julio se cumplió el vigésimo aniversario del descubrimiento del campo.

1.2 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

Actualmente⁷, en la totalidad de las áreas Cravo Norte, Solo Riesgo & Chipirón existen 272 pozos perforados de los cuales 254 son productores,

⁷ 30 de Junio de 2004.

tres son pozos productores inactivos, cinco pozos son inyectoros (4 en línea y 1 fuera de línea) y 10 pozos son secos. De estos pozos, 122 se encuentran en el área correspondiente a la estructura La Yuca, 33 en el área de Caño Limón, 41 en Matanegra, 11 en Redondo, 16 en Caño Verde, 43 en Caño Yarumal y 6 en otras estructuras secundarias.

Los completamientos finales de los pozos del campo se efectúan a profundidades que van desde los 2440 metros (8000 pies) hasta los 2750 metros (9000 pies), con sartas de revestimiento de 9 5/8 de pulgada, aunque recientemente se están completando con sartas de 7 pulgadas. Los intervalos de cañoneo oscilan entre los 2130 metros (7000 pies) y los 2440 metros (8000 pies).

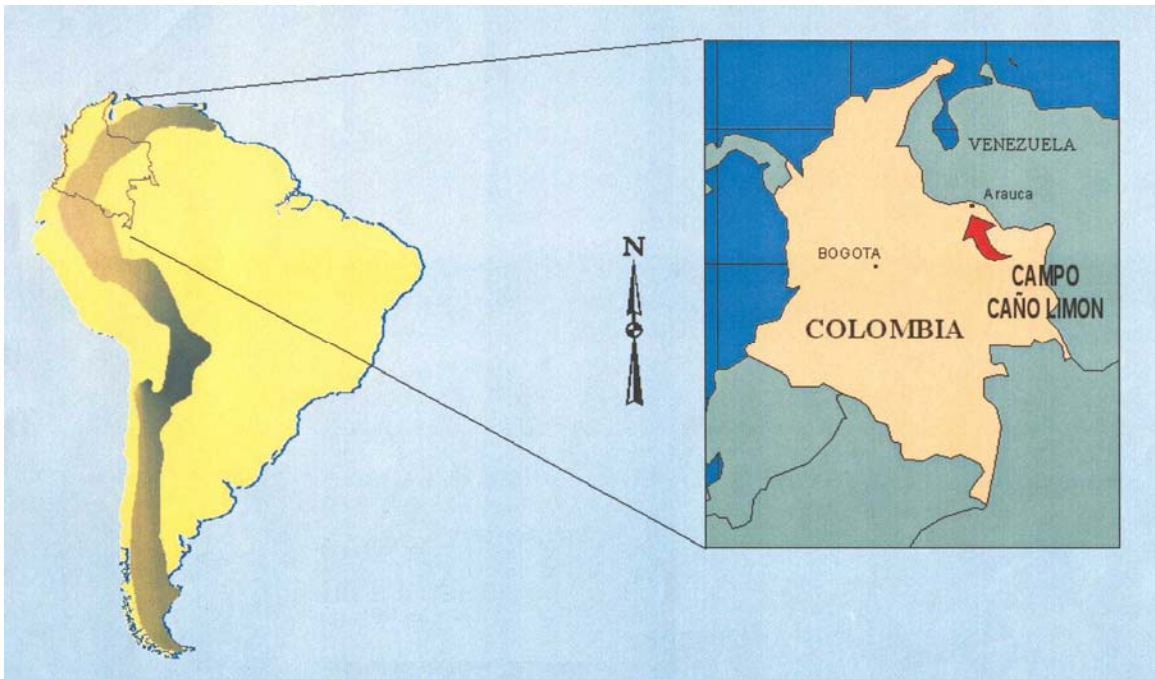
El campo Caño Limón produce principalmente de la arenisca Mirador, a una profundidad promedio de 7600 pies, aunque se tienen pequeñas contribuciones de alguna importancia de la formación Carbonera suprayacente y de la formación Carbonera subyacente Cretácica. La energía del yacimiento está constituida por un empuje frontal de agua. El petróleo tiene una presión de burbuja aproximadamente de 50 psi y una relación gas-petróleo de 10 pies cúbicos de gas por barril fiscal de petróleo.

Del yacimiento se extraen actualmente en promedio 2.563.913 Bbls. de fluido por día, los cuales son tratados en conjunto por dos facilidades de producción PF1 y PF2 las cuales generan en promedio un total de 98,306 BOPD de una gravedad API de 29.5 y corte de agua del 96% aproximadamente. De acuerdo a las operaciones realizada se ha recuperado hasta el momento un 51.5 % de petróleo original. Las expectativas de la compañía son obtener una recuperación total cercana al 64%.

1.3 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

Los campos de Caño Limón, Caño Yarumal y Redondo, se encuentran localizados en el extremo norte de los llanos Orientales, en el departamento de Arauca, entre la población de Araucuita y el caserío de La Yuca (Figura 5).

Figura 5. Ubicación Geográfica del Campo Caño Limón



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

Estos campos están ubicados en el área del contrato de la Asociación Cravo Norte, sobre una extensión aproximada de 260,000 hectáreas, a 50 kilómetros al oeste de la ciudad de Arauca. El bloque Cravo Norte está limitado al norte y al este por el río Arauca, al sur por el río Casanare y al oeste por el piedemonte de la Cordillera Oriental.

El punto de partida del oleoducto se encuentra en el campo “Caño Limón”, donde está la primera de las cinco estaciones de bombeo (PS-1). El

oleoducto recorre unos 770 Km atravesando toda suerte de accidentes topográficos, subiendo picos de la cordillera oriental de 2300 metros de altura, pasando por los departamentos de Arauca, Boyacá, Norte de Santander, Cesar, Magdalena, Bolívar y por último Sucre, donde está el terminal marítimo.

1.4 GEOLOGÍA

Los fluidos de producción de los campos provienen de las formaciones rocosas comprendidas entre el Cretáceo y el Oligoceno; son arenas de origen deltáico pobremente consolidadas, con una profundidad promedio de 7600 pies (2315 metros) cuyo mecanismo de producción es debido a un fuerte y activo empuje hidráulico natural.

1.4.1 Ubicación Geológica. El área de Caño Limón hace parte de una de las dieciocho cuencas sedimentarias presentes en Colombia, limitando al Este por el escudo granítico de la Guayana, al Oeste por la cordillera Oriental y hacia el norte con las cuencas de Barinas y Apure (Venezuela), encontrando en ella espesores hasta de 30.000 pies (9.000 metros) de rocas de edad Paleozoica a Terciaria, las cuales yacen discordantemente sobre el basamento precámbrico.

El área de Caño Limón esta localizada sobre el llamado “Arco de Arauca”, al norte de la cuenca de los Llanos Orientales, correspondiendo a un flanco monoclinal de cuenca que desciende en dirección oeste con buzamientos muy leves. La formación estructural general consiste principalmente en un fallamiento de tipo normal con dirección noreste-suroeste cuyo origen parece ser paleozoico con reactivaciones subsiguientes que involucran incluso

sedimentos Terciarios. La cuenca de los Llanos se caracteriza también por una historia tectónica estable lo que ha favorecido una sedimentación cíclica relativamente constante.

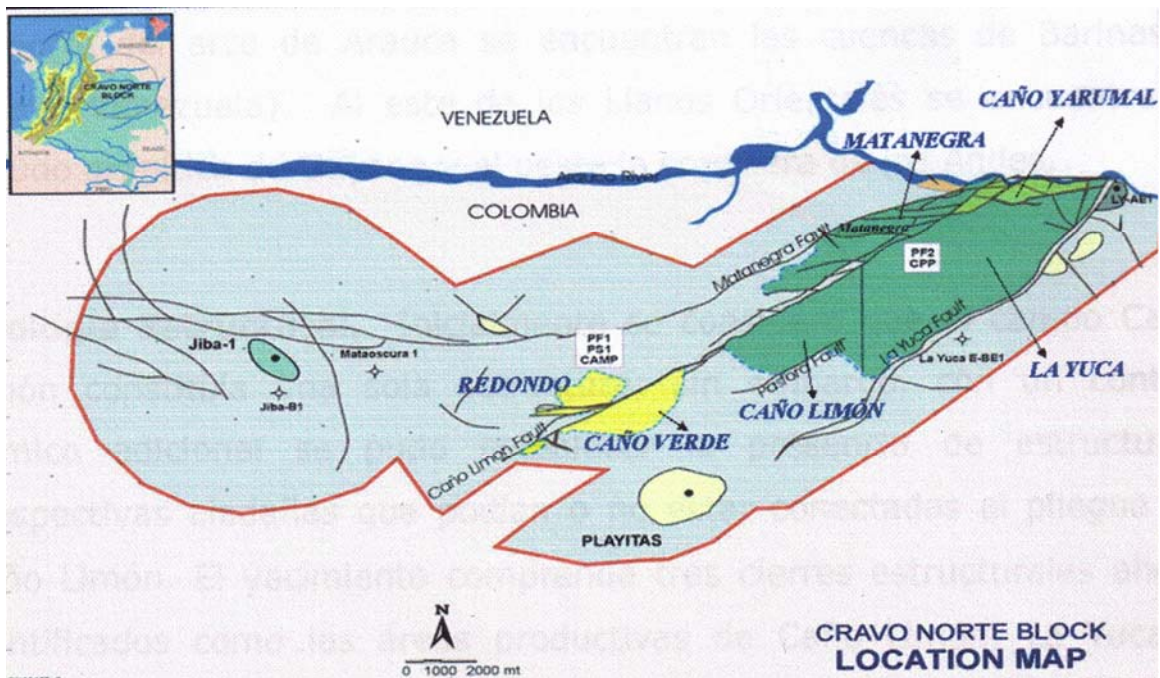
1.4.2 Geología Estructural. El campo Caño Limón ha sido definido por la interpretación sísmica regional como una estructura generada por fallas de rumbo, las cuales son interpretadas como un movimiento lateral derecho y un desplazamiento de varios kilómetros. La deformación estructural consiste generalmente de fallamientos de tipo normal, con dirección Noreste-Suroeste, cuyo origen parece paleozoico con reactivaciones subsiguientes que involucran hasta sedimentos terciarios. Adicionalmente el área de Caño Limón está afectada por un fallamiento significativo de tipo transcurrente orientado en dirección noreste-suroeste.

Debido al movimiento lateral de la falla Caño Limón, que secciona la estructura anticlinal principal de noreste a suroeste, las Fallas sellantes, Matanegra y la Yuca dividen el Campo Caño Limón en dos estructuras productoras. El bloque más grande, limitado por las fallas de Caño Limón y la Yuca, se denomina bloque Caño Limón-La Yuca; el bloque adicional denominado Matanegra está limitado por las fallas de Caño Limón y Matanegra (Figura 6).

Complementariamente, el campo Caño Limón está vinculado con la falla de Arauca, la cual es de corta extensión y es paralela al río Arauca en la parte norte del Campo, y lo separa del campo Caño Yarumal. Las fallas Matanegra, Arauca y La Yuca circundan el campo definiendo sus límites noroeste, norte y sureste respectivamente, siendo el límite suroeste del campo el contacto agua-aceite.

- Estructura Caño Limón – La Yuca. Está compuesta por pliegues anticlinales con cabeceo suroeste unidos entre sí por un área sinclinal. El pliegue anticlinal de Caño Limón, está truncado por las fallas de Pastora y Caño Limón y cabecea ligeramente hacia el sur-oeste. El pliegue de La Yuca es un anticlinal que está truncado en su parte superior por la Falla de Arauca. Ambos pliegues son estructuras con buzamientos leves.

Figura 6. Localización Campos y Fallas en el Bloque Cravo Norte.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

- Estructura Matanegra. Está conformada por el bloque norte del campo Caño Limón, el cual está limitado por las fallas Matanegra y Caño Limón, constituye el rasgo estructural más alto del campo. Al nivel de la formación Carbonera Inferior y de la Unidad K1 Inferior, la estructura tiene forma de un domo elongado en dirección Noreste-Suroeste. Está cortada por fallas normales que tienen una dirección Este-Oeste.

- Estructura Caño Yarumal. Principalmente está compuesta por un anticlinal truncado longitudinalmente por la acción de la falla de Arauca, esta comprendida entre los límites del río Arauca al norte, por la falla Matanegra al noroeste y por la falla de Arauca en el sur. Está ubicada en la parte más norte del bloque Cravo Norte.

- Estructura Redondo. Esta constituido por un domo anticlinal que se encuentra al sur del área Cravo Norte, al costado izquierdo de la falla Caño Limón la cual lo separa del sector de la estructura Caño Verde. En su parte sur se encuentra levemente fallado por pequeñas fallas que acompañan la falla Caño Limón.

- Estructura Caño Verde. Está conformada por un anticlinal elongado en dirección noreste-suroeste, el cual está truncado por la falla Caño Limón en la misma dirección, siendo el resultado del bloque de la parte sureste bajo la falla. Tiene un buzamiento medio y es más bajo estructuralmente que el bloque Redondo.

1.4.3 Ambiente de Depositación. Las formaciones productoras de Caño Limón fueron depositadas en una diversidad de ambientes sedimentarios que oscilan de ambiente de plataforma marina somera a ambiente de líneas de costas deltáicas y fluviales.

Estas interpretaciones ambientales (basadas en los análisis de corazones), en conjunto con las correlaciones deltáicas, son la base para los modelos

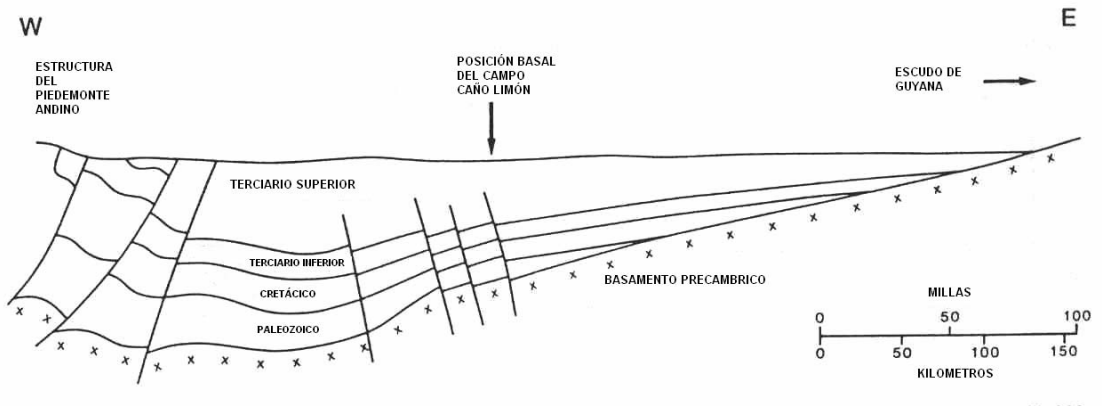
que actualmente se tienen de la continuidad de los yacimientos y del cálculo de la eficiencia de barrido.

La misma tectónica estable ha favorecido una sedimentación cíclica relativamente constante en facies epicontinentales predominantes en el período comprendido entre el Paleozoico al Eoceno, facies marinas transgresivas del oligoceno y sedimentos torrenciales miocénicos derivados de la cordillera Oriental.

1.4.4 Estratigrafía. En la cuenca de los Llanos Orientales, se han reconocido aproximadamente 9150 metros (30,000 pies) de espesor de rocas sedimentarias depositadas sobre basamento Precámbrico, que comprenden rocas desde el Paleozoico inferior, capas rojas del Tríasico-Jurásico y sedimentitas del Cretácico y Terciario comúnmente divididas en unidades operacionales informales; dichas unidades pueden observarse en la figura 7, en la que se presenta una sección estructural de la cuenca llanos y se puede identificar el basamento precámbrico junto con las diferentes unidades sedimentarias y la porción correspondiente al campo Caño Limón.

Sedimentos del precretácico fueron penetrados sólo en el pozo “Caño Limón 1”, ya que los restantes pozos han sido perforados hasta la base de la sección Cretácica penetrada debido a la ausencia de especímenes palinológicos en el corto intervalo perforado.

Figura 7. Sección Estructural de la Cuenca Llanos Área Cravo Norte.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

Con base en correlaciones litológicas con pozos ubicados fuera del campo Caño Limón (Joropo 1, La Heliera 1, Chigüiro 1) se puede inferir una edad Paleozoica Ordoviciana para la sección Precretácica.

- Precretáceo. En general esta sección comprende areniscas y lutitas arenosas, de posible edad paleozoica. En Colombia y en especial en el área Cravo Norte la secuencia estratigráfica con interés petrolífero se analiza a partir del Cretáceo Superior y es denominada cobertura productiva.

- Cretáceo. Esta sección está compuesta principalmente por areniscas finas, con alto contenido de cuarzo acompañada con intercalaciones de arcillolitas. Su espesor es superior a 150 metros (500 pies).

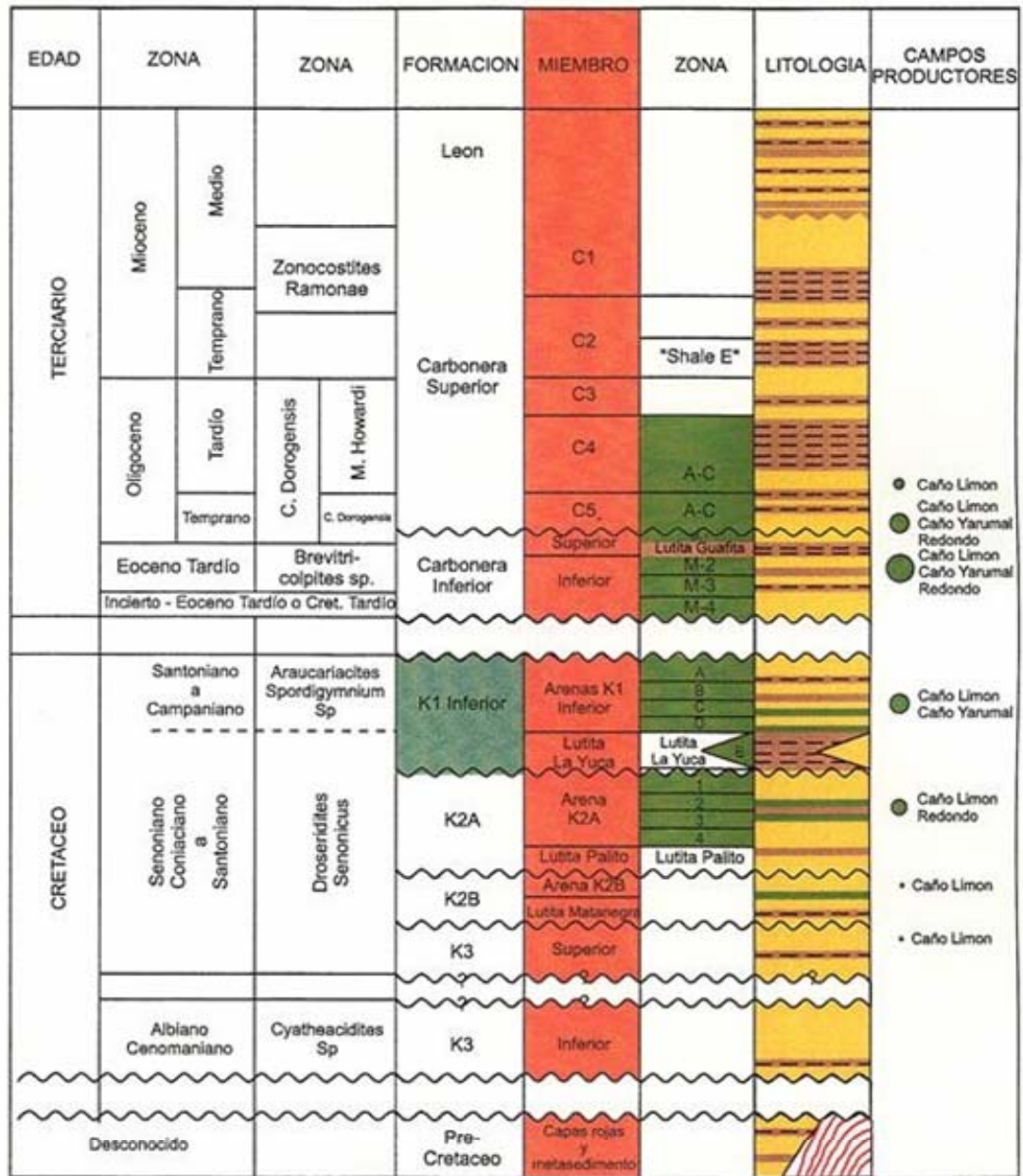
El Cretáceo se ha dividido en el área Cravo Norte en cuatro unidades operacionales limitadas por discordancias, estas son la base del K3, K2A, K2B y K1. La división del Cretáceo en los miembros K3, K2 y K1 es de carácter práctico, por tal razón no se relacionan con otras unidades del Cretáceo en regiones cercanas.

- Terciario. En el área Cravo Norte esta sección se encuentra conformada por cuatro formaciones a saber: Carbonera Inferior, Carbonera Superior, León y Guayabo; compuestas generalmente por areniscas arcillosas, areniscas arcólicas, cuarcíticas, arcillolitas y algunas intercalaciones de lutitas. Su espesor promedio aproximado es de 2320 metros (7600 pies).

La sección estratigráfica de interés se extiende desde el Precretáceo al Cretáceo reciente, comprende 2804 metros (9200 pies) de columna sedimentaria. (Figura 8). En esta sección se encuentran los estratos productores que comprenden cuatro formaciones sedimentarias: la formación Carbonera Inferior/Mirador de edad Eoceno que contiene el 80% del petróleo total in situ del Campo, las formaciones productoras K1, K2A (Según la nomenclatura de la Compañía) de edad Cretácea tardía (cenoniano) y la formación Carbonera Superior de edad Oligoceno.

Las principales formaciones que atraviesan los pozos perforados del campo son del tope a la base: formación Guayabo, León, Carbonera, Mirador y Cretáceo. Los estratos productores de Caño Limón abarcan las áreas fluviodeltáicas del miembro basal C5 de la formación Carbonera, arenas del Mirador y los miembros K1 y K2 del Cretáceo Superior.

Figura 8. Columna Estratigráfica del Campo Caño Limón.



9801090
010495LJ

Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

1.4.5 Geología del Petróleo. Roca Generadora. Según los análisis geoquímicos realizados sobre las muestras de los pozos del campo, los aceites de los campos Caño Limón, Caño Yarumal y Redondo, fueron

generados por lutitas cretácicas provenientes de sedimentos marinos ricos en materia orgánica. Esta fuente de generación probablemente puede estar localizada en sedimentos profundos hacia el oeste de la cuenca del Piedemonte Llanero o en las cuencas vecinas de Venezuela. El petróleo del bloque Cravo Norte se ha clasificado como aromático intermedio a parafínico nafténico. Adicionalmente debido a su moderada densidad y viscosidad y a la presencia de elementos volátiles en su composición, se define como moderadamente maduro.

- Roca Almacén. En los campos del bloque Cravo Norte, los estratos productores se subdividen de acuerdo a las propiedades litológicas y petrofísicas características. Se distinguen como unidades almacenadoras los estratos K1 y K2 del Cretáceo y Carbonera Inferior/Mirador y Superior. (Tabla 1).

- Roca Sello. La formación que proporciona el sello de los campos está conformada por las arcillas de la formación Carbonera Superior. Aunque el entrapamiento de aceite en el área de Caño Limón está controlado en general por las fallas; a pesar de esto, algunas acumulaciones de hidrocarburos son de carácter sedimentario.

1.5 PROPIEDADES PETROFÍSICAS

La porosidad promedio de las formaciones productoras de las estructuras del área Cravo Norte es de 24% y su rango varía desde 12% hasta 32%. El corte económico para la compañía se ha establecido en 14%. Esta porosidad, determinada de los registros y corazones convencionales,

corresponde en su totalidad a la porosidad intergranular primaria. La porosidad se considera buena, con los valores más altos en la estructura Matanegra, siendo la formación Mirador la que posee la porosidad más alta entre 23% y 26%.

Tabla 1. Subdivisión Estratigráfica de Zonas Productoras del Bloque Cravo Norte

EDAD	FORMACIÓN	MIEMBRO	ÁREAS PRODUCTORAS*	ESPESOR (m-pies)	
Oligoceno Temprano a Mioceno Medio	Carbonera Superior	Superior C4	CL - LY - CY	9 – 30	
		Basal C5	CL - LY - MN – CY - CV - RD	10 – 30	
Cretáceo Superior a Eoceno Tardío	Carbonera Inferior (Mirador)	M1A	CL - LY - MN – CY - CV - RD	80 - 260	
		M1B	CL – LY - MN - CY - CV		
		M1C1	CL - LY – MN - CY		
		M1C2	CL - LY - MN - CY - RD		
		M2A	CL - LY - MN - CY - RD		
		M2B	CL - LY - MN – CY - CV - RD		
		M3A	CL - LY - MN – CY - CV - RD		
		M3B	CL - LY – MN - CY		
		M3C	CL - LY – MN - CY		
		M4A	CL - LY – MN - CY		
		M4B	CL - LY – MN - CY		
Cretáceo	LK1	K1	A	MN	76 – 250
			B	MN – LY - CY	
			C	MN – LY - CY	
			D	MN – LY - CY	
			E	MN – LY - CY	
	LK2A	K2	1	MN – RD	76 – 250
			2	MN	
			3	MN	
			4	MN	

(*) Las abreviaciones CL, LY, MN, CY, CV y RD significan Caño Limón, La Yuca, Matanegra, Caño Yarumal, Caño Verde y Redondo respectivamente.
A, B, C, D, E: Arenas pertenecientes al miembro K1.
1, 2, 3,4: Arenas pertenecientes al miembro K2A.
K1 y K2A son dos miembros del Cretáceo superior.

La permeabilidad para las facies productivas del área tiene un promedio de 1450 md y su rango varia desde 10 hasta 8000 md. El límite económico es aproximadamente 10 md. La medición de la permeabilidad ha sido obtenida de corazones convencionales, pero se ha demostrado que debido a la migración de finos, la medición en laboratorio es errática, adicionalmente durante las pruebas de presión realizadas se han interpretado valores cercanos a 10,000 md, lo que sugiere que en los corazones provenientes de las zonas más permeables, ocurre deformación no elástica al ser traídos a superficie.

La permeabilidad se ha determinado con base en análisis de pruebas de presiones en pruebas de formación, DST's y por análisis de muestras de núcleos. De las permeabilidades obtenidas del análisis de presiones, los valores más altos corresponden a los reservorios de Mirador con un valor promedio de 5 darcys. Los reservorios de K-1 tienen valores promedios de 1 darcy.

La saturación de agua promedio de las formaciones productoras es de 30% pero el rango varía desde 5% hasta 70%, dependiendo de la Zona. La saturación de aceite promedio es de 23% pero varía igualmente de acuerdo al sector. Las curvas de presión capilar han sido derivadas de medición sobre corazones para cada ambiente de depositación.

Las formaciones productoras en el campo se encuentran a una presión mayor a la presión de saturación y por lo tanto sólo petróleo y agua están contenidos en ellas. Las principales propiedades de las diferentes estructuras que conforman el bloque Cravo Norte, guardan una relativa similitud por lo que pueden prácticamente ser tratadas como similares para efectos prácticos. (Tabla 2).

Tabla 2. Resumen de las Propiedades Petrofísicas del Yacimiento.

CARACTERISTICAS	VALOR
Profundidad promedio	7600 Pies
Espesor Neto de Petróleo Carbonera	11 Pies
Espesor Neto de Petróleo Mirador	126 Pies
Espesor Neto de Petróleo K-1	50 pies
Espesor Neto de Petróleo K-2	7 Pies
Presión Inicial a 7100 pies BNM	3213 psia
Temperatura a 7100 pies BNM	207 °F
Gradiente Promedio del petróleo	0.364 psi/pie
Gradiente del agua de acuífero	0.417 psi/pie
Contacto Agua Petróleo	7300 pies
Área Productiva	9,070 acres
Saturación de Agua	30%

Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

1.6 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

La determinación de las principales propiedades de los fluidos del campo Caño Limón se ha realizado con base a muestras de fondo. Los análisis PVT realizados sobre las muestras de los fluidos del campo demuestran que estos se encuentran a una presión superior a la presión de saturación (50 lpca), razón por la cual únicamente se espera la presencia de fases líquidas (petróleo y agua) en la producción y no se presenta gas libre en el yacimiento. Debido a lo anterior, el yacimiento de Caño Limón es clasificado como subsaturado.

Adicionalmente a lo anterior, la relación de gas en solución (R_s) es inferior a 15 PCN/BN, factor que contribuye a la baja compresibilidad del petróleo y a

su vez a un mínimo aporte de energía de presión al yacimiento por expansión del petróleo.

La viscosidad del petróleo a condiciones iniciales del yacimiento (3213 lpc, 207° F) se encuentra entre un rango de valores desde 2.4 hasta 6.9 cp dependiendo de la zona específica de drenaje. La gravedad API, tiene valores que oscilan entre 26.9 y 32.4° a condiciones estándar de superficie. (Tabla 3).

Tabla 3. Propiedades de los Fluidos del Yacimiento.

PROPIEDAD	VALOR
Gravedad API	29.5 API
Presión de Burbuja	50 psia
Relación Gas / Petróleo	10 PCS/BN
Factor Volumétrico a 207 F Y 3200 psia	1.05 Bb/BN
Viscosidad del Petróleo a 207 °F y 3213 psia	2.4 a 6.9 cp
Corte de Agua	96%

Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

1.7 EXTENSIÓN DEL CONTRATO DE ASOCIACIÓN CRAVO NORTE⁸

El contrato de asociación inicialmente firmado contemplaba una duración de 28 años, dividido en dos periodos: el de exploración con una duración máxima de 6 años, y el de desarrollo y producción de 22 años. De esta forma para el 1 de Enero de 2009 todas las instalaciones, equipos y producción restantes pasarían a ser propiedad de ECOPETROL.

⁸ BELL, David. Boletines 2004 “Extensión Contrato de Asociación Cravo Norte”. Occidental de Colombia, Inc. Abril 2004, Bogotá – Colombia.

El 23 de Abril de 2004, ECOPETROL y Occidental firmaron el otrosí por medio del cual se extiende el Contrato de Asociación Cravo Norte hasta el límite económico de los campos, es decir, hasta que la producción del campo sea económicamente justificable.

1.7.1 Compromisos Adquiridos. Entre 2004 y 2006, se adquirirá por parte de Occidental de Colombia, Inc. un programa de sísmica tridimensional (3D) de mínimo 100 Kilómetros cuadrados, que deberá optimizar la localización de pozos de desarrollo adicionales a la campaña de perforación 2004. Por otra parte, la operadora se compromete a la perforación de aproximadamente 40 pozos de desarrollo adicionales a la campaña de perforación anteriormente mencionada. Además, Occidental se compromete a la construcción y ampliación de Instalaciones de Producción y otras actividades necesarias para el desarrollo de los trabajos adicionales.

1.7.2 Inversión. Occidental asumirá el monto de la inversión que le habría correspondido a ECOPETROL para la realización de los compromisos adquiridos en el otrosí. En un documento adicional, también suscrito el 23 de Abril de 2004, Occidental de Colombia, Inc. se comprometió a invertir 30 millones de dólares en actividades de exploración en cuatro años, ya sea en el área de Cravo Norte o en otras áreas del país.

1.7.3 Participación. A partir de Julio de 2006 y hasta el final del 2008 la participación en la producción será de 52% ECOPETROL y 48% Occidental. A partir del 1º de Enero de 2009 y hasta la terminación del contrato, la participación en la producción después de regalías será de un 45% para Occidental y el 55% para ECOPETROL.

1.7.4 Abandono. El acuerdo contempla que los costos de abandono se compartirán entre las dos compañías.

2. GENERALIDADES DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO

Inicialmente los yacimientos de petróleo describen un ciclo de producción primaria por diferentes mecanismos tales como la expansión del gas disuelto, sin añadir ninguna energía al yacimiento, salvo la requerida para elevar el líquido en los pozos de producción. Sin embargo cuando la producción primaria se acerca a su límite económico, es posible que solo se haya extraído un pequeño porcentaje del crudo almacenado, que en la mayoría de los casos no supera el 25%. Por ello, la industria petrolera ha desarrollado sistemas para complementar esta producción primaria, que utiliza fundamentalmente la energía natural del yacimiento. Los sistemas complementarios, conocidos como tecnología de recuperación mejorada de petróleo, pueden aumentar la recuperación de crudo, pero sólo con el coste adicional de suministrar energía externa al yacimiento.

Con estos métodos se ha aumentado la recuperación de crudo hasta alcanzar una media global del 33% del petróleo presente. En la actualidad los dos sistemas complementarios comúnmente empleados son: la inyección de agua y la inyección de vapor.

La ingeniería de yacimientos no es una ciencia exacta, y nunca lo será ya que involucra muchos parámetros que no pueden ser medidos o definidos; sin embargo, la investigación y la experiencia han producido conocimiento substancial que es bastante adecuado para servir como base para proporcionar recomendaciones que sean útiles en el desarrollo y operación de un campo, sobre la base de la tecnología actual, para obtener la optima recuperación económica de un yacimiento.

2.1 FACTORES IMPORTANTES EN EL DISEÑO DE OPERACIONES DE INYECCIÓN

2.1.1 Tiempo. Se debe tener especial cuidado en lo que respecta al tiempo óptimo para el inicio de la inyección física. En todos los casos se debe reconocer que la necesidad de inyección en un reservorio es obtener objetivos específicos. Para campos antiguos, en la cual el tiempo óptimo para iniciar un proyecto puede haber pasado, tal vez sea más importante analizar el mejor proceso a emplear.

2.1.2 Fluidos de Inyección. En los proyectos de inyección, ciertos parámetros son fijos y escapan al control del ingeniero. Estos incluyen propiedades del crudo del yacimiento, propiedades de la roca, estratificación geológica, fallamiento y profundidad. Por otro lado el ingeniero puede variar algunos parámetros tales como fluido para inyección, presión de inyección, patrón y tasa de inyección.

La selección del fluido de inyección apropiado para un yacimiento dado es probablemente la parte más difícil del diseño de cualquier operación de inyección. Generalmente el agua es el material más barato para usar en grandes cantidades para el desplazamiento del crudo.

2.1.3 Recuperación Esperada. La predicción de la recuperación de petróleo requiere de:

- La cantidad del petróleo original in situ.

- La recuperación por depletación primaria que ocurrió antes del inicio de la inyección.
- La saturación de petróleo al inicio de la inyección y la saturación residual de petróleo después del proceso de desplazamiento y como se distribuye en el yacimiento.
- La fracción del yacimiento a ser barrida
- Tasa de producción e inyección.

Cabe resaltar que se requiere de suficientes datos para determinar estas cantidades. Algunas fuentes de estos datos son mencionadas en el siguiente ítem.

2.2 DATOS REQUERIDOS PARA ESTIMAR LA RECUPERACIÓN EN OPERACIONES DE INYECCIÓN

2.2.1 Petróleo In Situ. Suficiente número de pozos para definir extensión areal; perfiles de pozos para definir sección productiva y contenido; medidas de núcleos para porosidad, saturación de agua y en ocasiones presión capilar, también sirve como base para calibración de los perfiles; y cálculos de balance de materiales basados en presión del yacimiento para confirmar estimados volumétricos del petróleo in situ.

2.2.2 Comportamiento Primario. Producción de petróleo, gas y agua por pozo; presiones a partir de pruebas periódicas; propiedades de los fluidos; medidas de permeabilidad relativa de núcleos para las fases desplazante y desplazada; y datos geológicos de pozos no productivos y fuera de los límites productivos para la determinación del mecanismo de impulsión primario.

2.2.3 Fracción del Yacimiento a Ser Barrida. Medidas de núcleos para variación en permeabilidad y contenido; secciones transversales y pruebas de interferencia; estratificación a partir de medidas de núcleos y perfiles; orientación de permeabilidad; patrón de inyección seleccionado; viscosidad de los fluidos y permeabilidad relativa; y comportamiento al barrido areal del patrón de inyección seleccionado.

2.2.4 Tasa de Inyección. Permeabilidad efectiva del yacimiento a partir de núcleos, pruebas de presión y de índice de productividad.

2.2.5 Producción. Curvas de permeabilidad relativa para las fases desplazante y desplazada; condiciones en la cercanía a los pozos sujetos a análisis de presión; presión de inyección; propiedades de los fluidos; y tasas estimadas a partir de cálculos.

2.2.6 Optimización de la Operación. La selección del mejor proceso requiere de un estudio de:

- 1) Comportamiento primario
- 2) Fuente del fluido de inyección
- 3) Costo para diferentes fluidos de inyección
- 4) Eficiencia de desplazamiento de los diferentes fluidos

La selección de la mejor manera de llevar a cabo la operación requiere de un estudio de:

- 1) El tiempo para iniciar la operación
- 2) Mantenimiento de presión
- 3) Mantenimiento de presión parcial.

- 4) Estimulación a los pozos
- 5) Perforación adicional
- 6) Elección del patrón

2.3 ANÁLISIS DE UN YACIMIENTO PARA OPERACIONES DE INYECCIÓN

2.3.1 Recolección de Datos y Pruebas. Es responsabilidad del ingeniero y geólogo, elaborar un programa de los requerimientos de datos durante la vida de un yacimiento, y como y cuando estos datos deben ser recolectados. El detalle de este programa debe ser modificado continuamente a medida que se gane más conocimiento sobre el yacimiento. El programa debe ser diseñado para conseguir datos de:

- 1) Límites de campo y geometría del yacimiento
- 2) Propiedades de la roca
- 3) Localización de los contactos gas/petróleo y agua/petróleo si estuvieran presentes.
- 4) Características de los fluidos del yacimiento.
- 5) Condiciones de presión y temperatura inicial del yacimiento
- 6) Información general, tal como productividad promedio por pozo.

Asimismo, se debe incluir la recolección de la información siguiente:

- 1) Análisis de núcleos en suficiente volumen y con suficientes perfiles de pozos
- 2) Pruebas de presión periódicas y datos de temperaturas
- 3) Muestras de los fluidos del yacimiento
- 4) Pruebas de producción periódicas
- 5) Medidas del índice de productividad y pruebas de interferencia
- 6) Análisis especial de núcleos
- 7) Historia de producción mensual de fluidos por pozo

2.3.2 Tipo de Inyección. Ingenieros experimentados con datos apropiados pueden reconocer tempranamente el tipo de programa de inyección que podría proveer la mejor recuperación económica.

2.3.3 Características de Roca y Fluido. El ingeniero debe disponer y analizar datos como:

- 1) Contenido de agua intersticial
- 2) Propiedades de permeabilidad relativa agua/petróleo o gas/petróleo
- 3) Relaciones de movilidad
- 4) Indicaciones de fracturas naturales y sistemas de fallamiento
- 5) Variación areal y vertical de la porosidad y permeabilidad
- 6) Continuidad de la formación

2.3.4 Disponibilidad de Fluidos Para Inyección. Una operación de inyección de agua podría ser muy atractiva desde el punto de vista técnico, pero si el agua no esta disponible e cantidades requeridas y a un costo razonable, el proceso sería solo de orden académico.

2.3.5 Predicción. Se deben emplear las técnicas apropiadas que proporcionen resultados reales y concordantes con proyectos similares.

2.3.6 Economía. Se deben incorporar todos los factores que originan gastos e inversiones y evaluar todas las opciones disponibles, así como fuentes de financiamiento si esto es requerido.

2.4 GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE AGUA

La inyección de agua es el proceso por el cual el petróleo es desplazado hacia los pozos de producción por el empuje de agua. Esta técnica no es comúnmente usada en campo petroleros que tienen un empuje natural de agua. La operación conocida de inyección de agua fue efectuada hace más de 100 años en el área de Pithole City al Oeste de Pennsylvania. Sin embargo, el uso de esta técnica no fue muy usado hasta la década de los cuarenta.

Bajo condiciones favorables, la inyección de agua es un método efectivo para recuperar petróleo adicional de un yacimiento. Los factores que son favorables para un alta recuperación por inyección de agua incluye: baja viscosidad del petróleo, permeabilidad uniforme y continuidad del yacimiento. Muchos proyectos de inyección de agua son “Patrones de Inyección” donde los pozos de inyección y producción son alternados en un patrón regular.

En un campo petrolífero explotado en su totalidad, los pozos se pueden perforar a una distancia de entre 50 y 500 m, según la naturaleza del yacimiento. Si se bombea agua en uno de cada dos pozos, puede mantenerse o incluso incrementarse la presión del yacimiento en su conjunto. Con ello también se puede aumentar el ritmo de producción de crudo; además el agua desplaza físicamente al petróleo, por lo que aumenta la eficiencia de recuperación. En algunos yacimientos con un alto grado de uniformidad y un bajo contenido de arcilla o barro, la inundación con agua puede aumentar la eficiencia de recuperación hasta alcanzar el 60% o más del petróleo existente.

2.4.1 El Agua de Inyección. Una de las primeras consideraciones en la planificación de un proyecto de inyección de agua es localizar una fuente accesible de agua para la inyección. El agua salada es usualmente preferida al agua fresca, y en algunos casos se prohíbe desde el punto de vista contractual el uso de agua fresca para la inyección.

Normalmente se sugieren las siguientes características para el agua de inyección:

- El agua no debe ser corrosiva. El sulfuro de hidrógeno y el oxígeno son dos fuentes comunes de problemas de corrosión.
- El agua no debe depositar minerales bajo condiciones de operación. El encostramiento (Scale) se puede formar de la mezcla de aguas incompatibles o debido a cambios físicos que causan que el agua se convierta en súper saturada. El encostramiento mineral depositado por el agua usualmente consiste de uno o más de los siguientes compuestos químicos: BaSO_4 , SrSO_4 , $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, CaCO_3 , MgCO_3 , FeS y Fe_2S_3 . El encostramiento mineral dentro del sistema de inyección no solo reduce la capacidad de flujo sino también proporciona un medio para que ocurra corrosión.
- El agua no debe contener sólidos suspendidos o líquidos en suficiente cantidad para causar taponamiento de los pozos de inyección. Los materiales que pueden estar presentes como material suspendido son los compuestos que forman encostramiento tal como los mencionados en el punto anterior, limo, petróleo, microorganismos y otro material orgánico.
- El agua inyectada no debe reaccionar para causar hinchamiento de los minerales arcillosos presentes en la formación. La importancia de esta consideración depende de la cantidad y tipo de minerales arcillosos presentes en la formación, así como de las sales minerales disueltas en el agua inyectada y permeabilidad de la roca.

- La salmuera debe ser compatible con el agua presente inicialmente con la formación. El agua producida e inyectada debe ser manipulada separadamente, si no son completamente compatibles.

2.4.2 Consideraciones en el Diseño de Inyección de Agua. La geometría y continuidad del yacimiento son importantes consideraciones en el diseño de una inyección de agua. Si el yacimiento tiene buzamiento, una inyección periférica podría tener una mayor eficiencia de barrido que un patrón de inyección. La eficiencia de barrido puede ser definida como la fracción de la formación que esta en contacto con el fluido inyectado. La continuidad desde el pozo de inyección hacia el productor es esencial para el éxito de la inyección, y yacimientos muy fallados son frecuentemente pobres candidatos para la inyección.

La profundidad del yacimiento es otro factor que debe ser considerado en el diseño de una inyección de agua. El agua debe ser inyectada a una presión de tal manera que no fracture la formación. Si la presión de fracturamiento se excede, el agua fluirá a través de la fractura hacia el pozo de producción.

La viscosidad del petróleo es la mayor consideración para determinar el comportamiento de la inyección. Si todos los otros factores son los mismos, la recuperación de petróleo para un petróleo ligero será mayor que para un petróleo pesado. La movilidad de un fluido en una roca es definida como la relación de la permeabilidad efectiva a la viscosidad. La movilidad del petróleo es calculada por:

$$\lambda_o = K_o / \mu_o$$

Donde K_o depende de la saturación del fluido y μ_o es la viscosidad del petróleo a condiciones de yacimiento. De igual manera la movilidad para el agua es:

$$\lambda_w = K_w / \mu_w$$

La eficiencia de cualquier proceso de desplazamiento en un yacimiento de petróleo es influenciada fuertemente por la relación de movilidad M , definido como la relación de la movilidad del fluido desplazante a la movilidad del fluido desplazado. Esta relación es:

$$M = \lambda_w / \lambda_o$$

La cantidad de petróleo in situ es directamente proporcional a la porosidad, saturación de petróleo y espesor del yacimiento. La magnitud y la variabilidad de la permeabilidad son consideraciones importantes. Si la permeabilidad es muy baja no será posible inyectar agua a altas tasas. Capas con alta permeabilidad y que son continuas entre el pozo inyector y el productor causarán temprana irrupción del frente de agua en los pozos de producción y dejarán de lado petróleo en zonas de baja permeabilidad. El-Khatib concluyó a partir de un modelo matemático que el flujo cruzado entre capas (crossflow) mejora la recuperación de petróleo para sistemas con relaciones de movilidad favorable ($\lambda_w / \lambda_o < 1$), pero retarda la recuperación de petróleo en sistemas con relaciones de movilidad desfavorables ($\lambda_w / \lambda_o > 1$).

2.5 RELACIÓN ENTRE LOS ASPECTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS Y DE PRODUCCIÓN, CON LA INYECCIÓN DE AGUA.

En muchas compañías que planean y operan inyecciones de agua, intervienen dos organizaciones funcionales. Una de ellas se refiere a la ingeniería de yacimientos y la otra, a la ingeniería de producción.

De una manera típica, los ingenieros de yacimientos son responsables de todas las facetas del trabajo que conducen a la predicción del comportamiento de la recuperación de aceite. Están encargados de acumular todos los datos básicos necesarios del yacimiento en cuestión. Frecuentemente, trabajando con geólogos o ingenieros de evaluación, preparan mapas estructurales, de isopacas y de isobaras del yacimiento. Recopilan los análisis de núcleos existentes y los datos de las propiedades de los fluidos, así como los resultados de los registros especiales de los pozos o de los estudios de transientes de presión. Los ingenieros de yacimientos pueden solicitar pruebas especiales de laboratorio para medir, por ejemplo, las características de permeabilidad relativa o de presión capilar. Utilizando estos datos, investigan diferentes patrones de inyección, seleccionan la localización de los pozos de inyección de agua, estiman su inyectividad y recomiendan los pozos de desarrollo adicionales. El producto final de su trabajo es una predicción detallada del comportamiento de la recuperación de aceite mediante la inyección de agua. Esto a su vez se constituye en la base de una proyección económica de la rentabilidad de la inyección de agua.

Los ingenieros de producción frecuentemente en los llamados grupos de "operaciones," han estado trabajando con los ingenieros de yacimientos, contribuyendo con sus conocimientos en los aspectos de operación. Frecuentemente esto incluye la selección y prueba de las fuentes y suministro de agua, el diseño y dimensión del equipo de tratamiento de agua, la especificación de las instalaciones de medición y de prueba, la investigación de la corrosión o de las tendencias a la incrustación y un

estudio de los pozos existentes para determinar cualquier trabajo correctivo necesario.

Después de aprobarse un proyecto de inyección de agua, los ingenieros de las secciones de ingeniería de yacimientos y de operación comparten la responsabilidad. Los de la primera son responsables de la revisión continua del comportamiento del yacimiento, actualizando y modificando el previsto. Los de la última son responsables de la operación de las instalaciones superficiales para la inyección y la producción. Las reparaciones de los pozos se planean conjuntamente.

Las funciones antes mencionadas del ingeniero de yacimientos de su equivalente de operación están demasiado simplificadas. Cada uno de ellos tiene su propia área de responsabilidad, pero es necesario su esfuerzo en conjunto para el éxito de la operación de la inyección de agua.

3. PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA DEL CAMPO CAÑO LIMÓN

A continuación se desea dar información acerca de la configuración y parámetros de operación de la planta de inyección en aras de poder dar una visión global acerca del proceso y todos los elementos involucrados en él, haciendo énfasis en los cuidados, inspecciones y mantenimiento de las partes para garantizar un óptimo tratamiento del fluido (agua) a inyectarse en los pozos.

3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO

El agua producida es tratada en las unidades Wemco y el sistema de filtración (FILTROS WEMCO SILVER BAND), con el fin de obtener un efluente, con bajo contenido de sólidos (0-1 ppm) y aceite (0 a menos de 5 ppm). El agua filtrada se almacena en tanques intermedios de cabeza, de los cuales toman succión las bombas de inyección. En éstas, la presión del agua se incrementa hasta 1750 psi. con el fin de suministrar una máxima presión de 1500 psi. a la cabeza del pozo. El agua recirculada en el retrolavado o regeneración del medio filtrante se almacena en los tanques de recirculación de donde es enviada posteriormente a los FWKOs por la línea de recirculación de agua aceitosa de los WEMCOS.

La capacidad inicial del sistema de filtración y bombeo es de 40 MBWPD⁹ por filtro, para inyectar en el bloque con destino Matanegra y La Yuca. La línea

⁹ Miles de Barriles de Agua por Día.

de conducción desde PF2 hasta el pozo inyector tiene una capacidad de diseño de 160 MBWPD.

Una descripción más detallada de cada uno de los componentes del sistema, se presenta a continuación.

3.2 COMPONENTES DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DEL AGUA DE INYECCIÓN¹⁰

3.2.1 Celdas de Flotación S-701 A/B/C. El agua para el proceso de inyección se suministra de las unidades Wemco (Figura 9) dedicadas exclusivamente a este fin. Las unidades WEMCO que pueden operar hacia la planta de inyección son las S-701 A, B, C, D y E. Estas unidades pueden operar hacia la planta inyección o hacia las piscinas de enfriamiento según se requiera. Desde el sistema supervisorio “IFIX” se selecciona la celda de flotación que se desea operar con la planta de inyección.

Para que dichas Celdas de Flotación operen alimentando la planta de inyección, se efectúan las siguientes modificaciones:

- Las bombas P-709 operan sin el control de nivel en la descarga. La válvula de control de nivel se pasa a control ON-OFF.
- Se instaló un detector de flujo (FSL-701) en la succión de cada bomba P-709.
- El control de nivel se efectúa con la válvula de entrada al Wemco.

¹⁰ DUEÑAS, M. Departamento de Operaciones – Práctica de Trabajo PF2-12.3 – Planta de Inyección de Agua. Occidental de Colombia, Inc. Septiembre 1995, Arauca – Colombia.

El propósito de las bombas P-709 en el proceso es el de proveer una cabeza de succión suficiente a las bombas "booster" para que la presión de los filtros sea de 40.5 psi en condiciones normales. La presión de descarga de las bombas P-709 es de 26 psi (60 pies).

Figura 9. Celda de Flotación. Unidad Wemco S-701-A.



3.2.2 Bombas "Booster" P-791 A/B/C. Las bombas "booster" son bombas centrífugas INGERSOL RAND TIPO 8X15 A con un flujo de diseño de 40,000 BPD y una cabeza diferencial de 88 pies. Estas bombas fueron inicialmente

diseñadas para ser utilizadas como bombas 1P-602 A/B en PS1¹¹ y se han reutilizado para la planta de inyección de agua (Figura 10).

El objeto de las bombas "booster" es el de dar cabeza de presión para la operación del filtro en ambas condiciones sucio y limpio. La presión normal de operación en la succión de la bomba es de 22.5 Psi y la presión de descarga debe variar entre un máximo de 57 psi durante el período de fluidización del filtro y un mínimo de 36 psi cuando los filtros están completamente limpios. La presión normal de operación a la descarga de las bombas es de 47 psi.

Figura 10. Bombas "Booster" P-791 A/B/C



¹¹ Pump Station 1. Sigla en Ingles de la Estación de Bombeo No. 1 del oleoducto Caño Limón – Coveñas.

La instrumentación instalada en las bombas es la siguiente:

- Un switch de bajo flujo en la descarga de cada bomba, con acción de disparo sobre ella.
- Un switch de alta presión en la línea de descarga de las bombas hacia los filtros (PSH-792), para evitar que una alta presión llegue a los filtros dañando la malla de soporte del medio filtrante y/o proteger el filtro en sí. El switch está calibrado a 60 psig y tiene acción de alarma.

3.2.3 Filtros Silver Band F-790 A/B/C. Los filtros WEMCO Silver Band son filtros de alta eficiencia utilizados para filtrar sólidos y aceite del agua producida (Figura 11). El efluente de los filtros fluye a los tanques T-790 A/B. El filtro utiliza como medio filtrante cáscara de nueces de Nogal 3.200 lbs. y Pecan 10.500 lbs. c/u. (20% / 80% molido a tamaño de malla 12x20 con una profundidad de 4 pies en el filtro y un peso de 13.500 lbs. por filtro); este medio filtrante tiene la capacidad de tratar altas tasas de flujo requiriendo tiempo mínimo de retrolavado. El filtro es diseñado para remover sólidos de hasta 2 micrones de diámetro y contenidos de aceite hasta 1 ppm. Si el filtro se opera bajo los parámetros del fabricante, debe tener una eficiencia garantizada de remoción del 98%. La pérdida anual de medio filtrante en el efluente no debe exceder de un 10% del volumen total del medio.

La batería de filtros Silver Band cuenta con un controlador programable Alen Bradley SLC-150 capaz de manejar 5 filtros al mismo tiempo. El control principal del filtro está basado en un orificio Daniels y una válvula de control FISHER modelo 8510 E-DISC de 6" de diámetro, tipo mariposa. Esta válvula regula el flujo a través del filtro hasta un máximo de 1280 GPM (43,000 BPD).

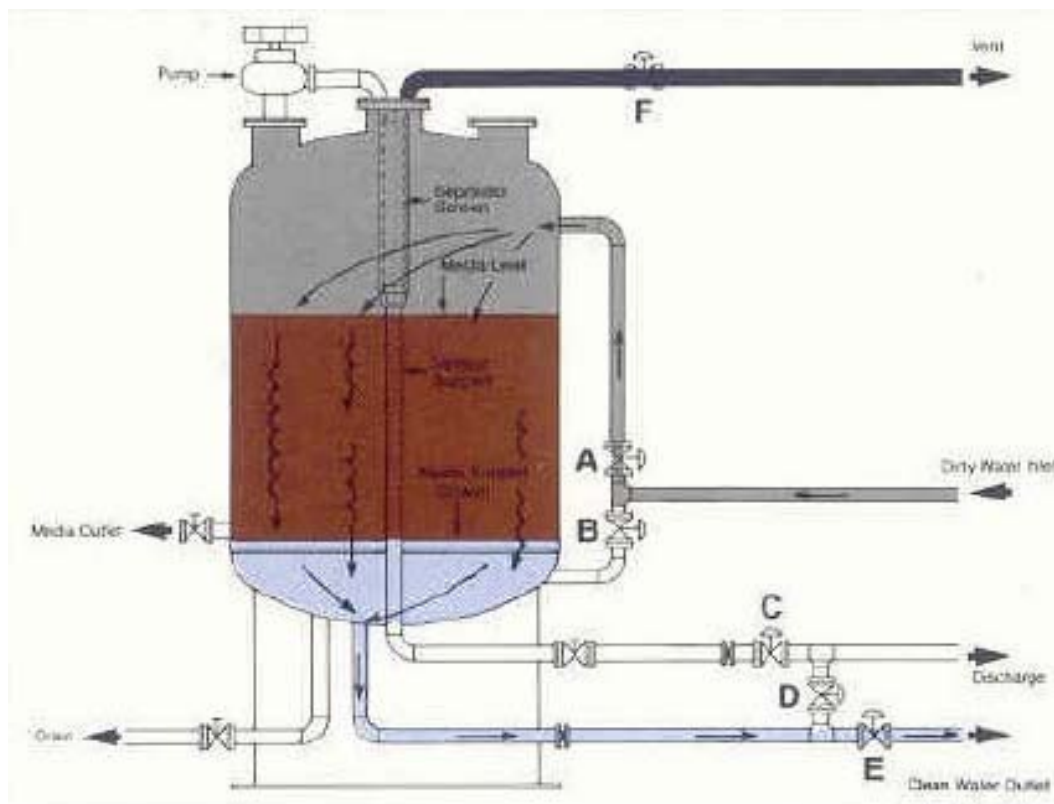
Figura 11. Filtros Silver Band F-790 A/B/C



- Etapa de Filtración. Durante el ciclo de filtración, el agua pasa a través de la válvula A (Figura 12) y entra por la boquilla lateral cerca a la parte superior del filtro. El fluido pasa a través del medio filtrante, donde se remueven el aceite y los sólidos y sale por la válvula E. El venteo de gases (durante la etapa de filtración) se efectúa en la parte superior a través de la válvula F.

A flujo de 40 MBPD, la presión normal de operación del filtro es de 40.5 Psig. El recipiente tiene una presión de diseño de 80 Psig. Las caídas de presión a través del filtro se aprecian en la Tabla 4.

Figura 12. Ciclo de Filtración



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

Tabla 4. Caídas de Presión a Través del Filtro

	LIMPIO (PSI)	SUCIO (PSI)
Cabezales, Tubería y Válvulas	5.0	5.0
Orificio Daniels	5.5	5.5
Medio Filtrante	4.0	16.0
Válvula de Control	16.0	4.0
Total Pérdidas	30.5	30.5
Presión Requerida a la Salida de Filtros	10.0	10.0
Presión Total en los Filtros	40.5	40.5

Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

La máxima caída de presión a través del medio filtrante no debe sobrepasar 60 psi, pues la malla base del medio filtrante puede fallar. Existe una válvula

de seguridad en cada filtro calibrada a 80 psi de presión que protege al recipiente del filtro, la válvula fue diseñada para alivio térmico.

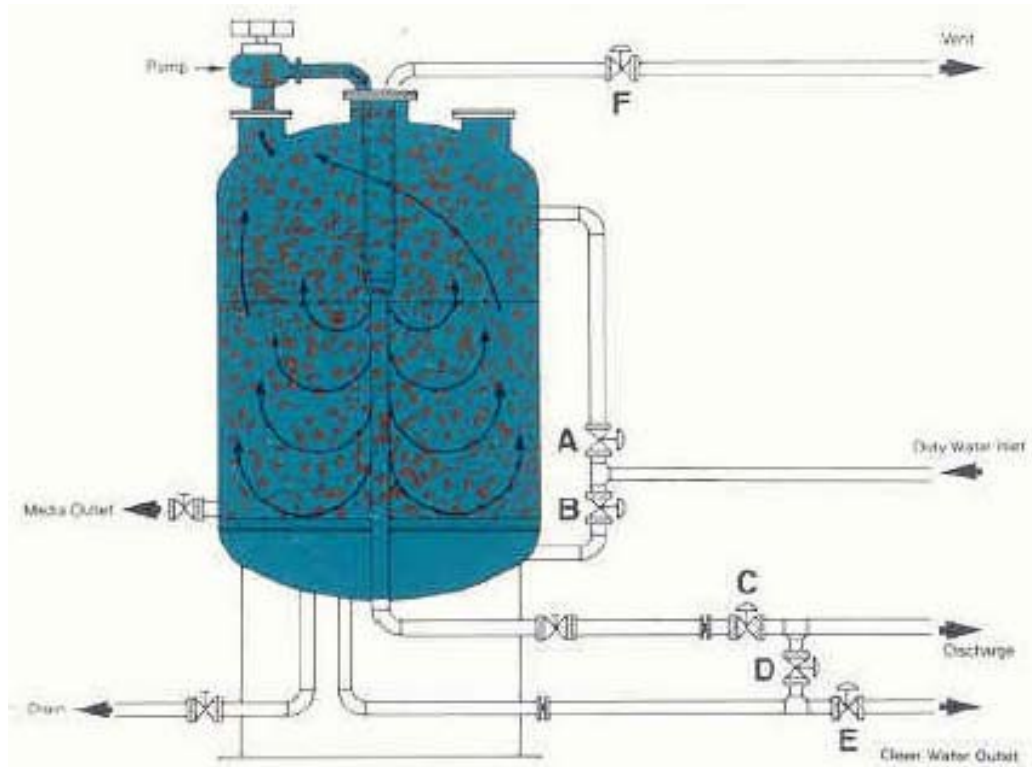
- Etapa de Regeneración. Los filtros se regeneran cuando una de las siguientes condiciones se ha cumplido: Que el diferencial de presión a través del medio filtrante haya alcanzado 16 psi, que se haya cumplido el tiempo programado para la regeneración o que se le haya dado una orden manual para que se regenere. El tiempo típico entre regeneraciones varía entre 12 y 24 horas. Si la unidad se regenera debido a un alto diferencial de presión o a una orden manual, el reloj se devuelve para empezar a contar nuevamente el tiempo.

Cuando uno de los filtros sale a regeneración, la mitad del agua suministrada al proceso por la WEMCO se utiliza en la regeneración, reduciéndose así a la mitad el volumen de agua filtrada que llega a los tanques T-790. El filtro que sale a regeneración cierra todas las válvulas con excepción de la "B", la cual se abre (Ver Figuras). La regeneración incluye cuatro pasos de proceso: La fluidización, descarga, asentamiento y normalización.

- Fluidización. El primer paso para la regeneración es la "fluidización" del medio filtrante. Durante esta etapa, las válvulas "A", "E" y "F" se cierran, la "B" se abre y la bomba de fluidización se energiza (Figura 13). El fluido pasa por la bomba de fluidización y se descarga por la boquilla de fluidización localizada en el centro del filtro, rodeada de una malla separadora, causando una acción de jet sobre el medio filtrante, separándolo y fluidizándolo. El medio filtrante se circula a través de la bomba, lo cual produce el efecto de desprendimiento del aceite y los contaminantes. El tiempo del ciclo de "fluidización" es de 20 segundos y está fijado internamente en el PLC. Durante estos 20 segundos se reduce el suministro de agua a los filtros a la mitad de lo que existía antes de empezar la regeneración. Las bombas

"booster" se contrapresionan a 57 Psig durante el tiempo y su flujo de suministro bajará a 40,000 BPD.

Figura 13. Etapa de Regeneración. Fluidización.

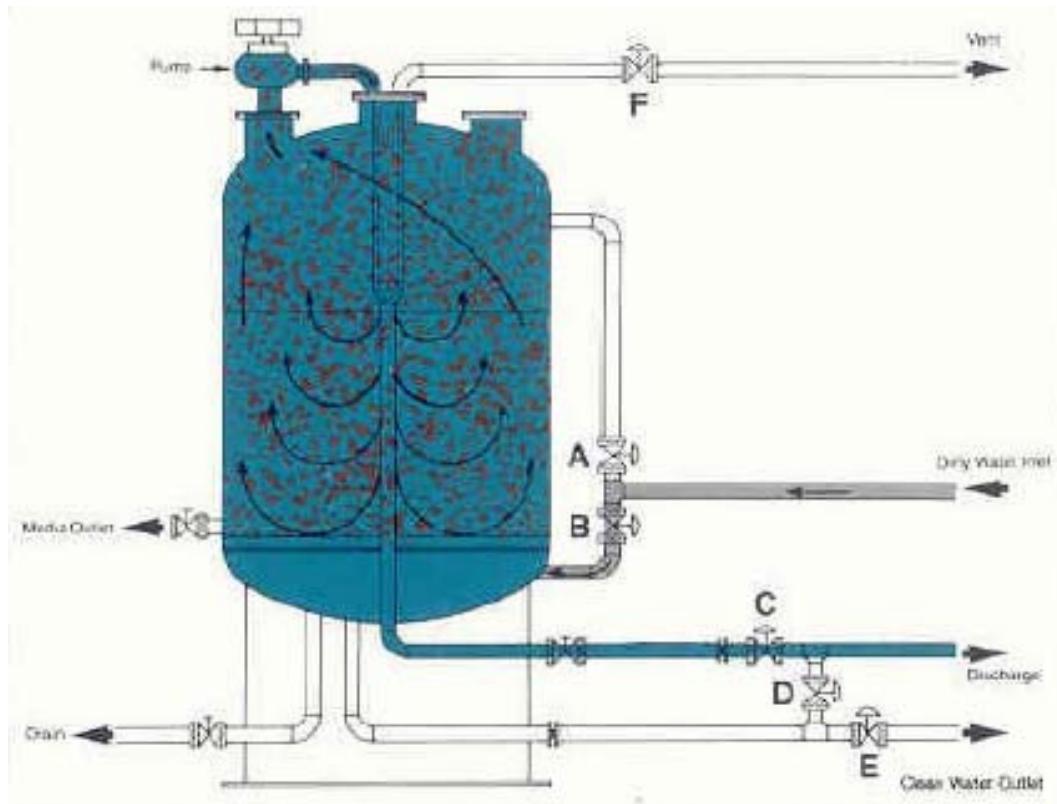


Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

- Descarga. Una vez el lecho ha sido fluidizado comienza el proceso de descarga de contaminantes. La válvula "B" permanece abierta y la válvula "C" abre (Figura 14). El agua de proceso entra a través de la válvula "B" y se dirige desde el fondo hacia la parte superior del recipiente para limpiar la malla de soporte del medio filtrante. El fluido que contiene sólidos y aceite pasa a través de la malla separadora, localizada en la parte interna de la boquilla de fluidización y sale por la válvula "C". El medio filtrante continúa pasando por la bomba de fluidización y baja por fuera de la malla separadora lo que previene la pérdida de medio filtrante pero permite que los contaminantes fluyan a través de la línea de descarga. El tiempo de este

proceso es controlado por el PLC¹² del panel de control y se fija en 20 minutos.

Figura 14. Etapa de Regeneración. Descarga.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

Durante el proceso de fluidización y descarga se chequea visualmente por las mirillas localizadas en los costados del filtro que haya movimiento del medio filtrante verificando su fluidización y la observación de la bomba de fluidización P-795 del filtro en regeneración para verificar su correcto funcionamiento.

o Asentamiento. El próximo paso es el asentamiento del medio filtrante (Ver figuras). La válvula C cierra, parando el ciclo de descarga. La válvula "A"

¹² Programmable Logical Controller. Sigla en ingles de un Controlador Lógico Programable.

abre y la válvula "B" cierra y la bomba de fluidización se apaga. Esto permite que el medio filtrante se asiente por gravedad. Este proceso toma aproximadamente 20 segundos. Durante esta etapa no hay flujo a través del filtro en regeneración y el sistema se contrapresiona a 57 psi como ocurre en la etapa de fluidización.

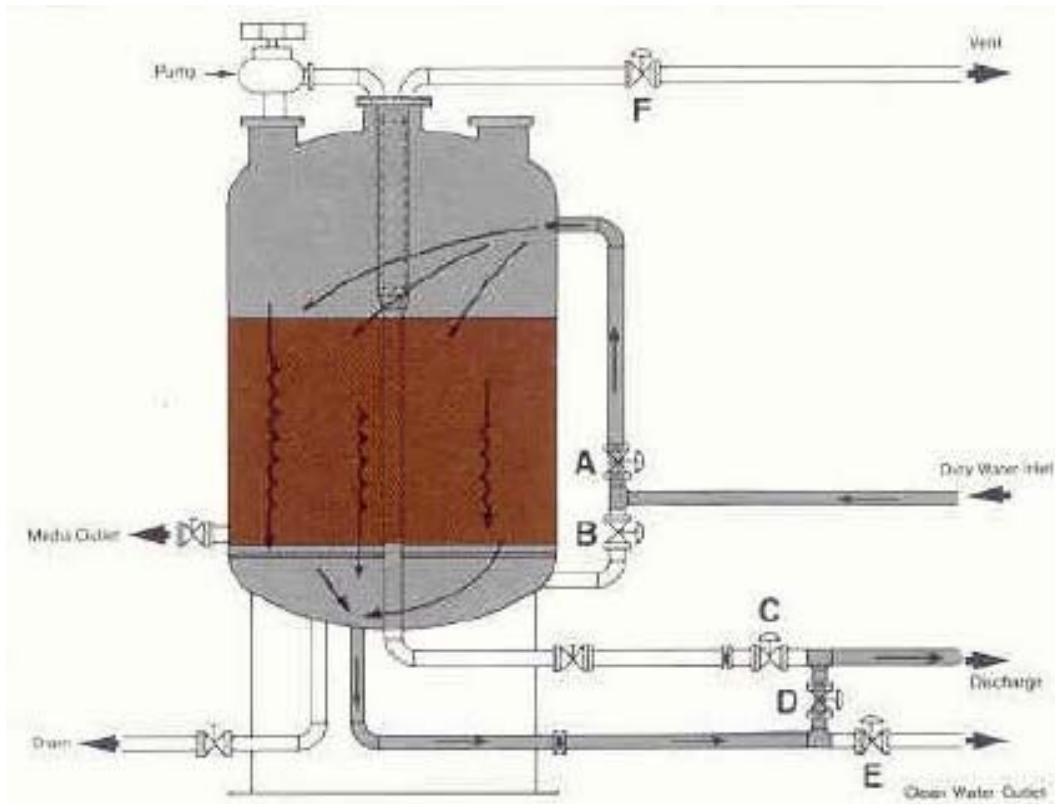
- Normalización. El paso final es la normalización que incluye la remoción del fluido sucio y los contaminantes del fondo del filtro y la compactación del medio filtrante. La válvula "D" abre permitiendo que el influente se limpie a través del medio filtrante y saque todos los contaminantes hacia los tanques de recirculación T-791 A/B (Figura 15). El proceso tarda alrededor de tres minutos, por lo tanto el agua agregada en ese tiempo al tanque de recirculación es alrededor de 83 barriles.

Finalmente las válvulas D y A se cierran y el filtro entra en "stand-by" mientras que el filtro que estaba en stand-by abre la válvula A y E y F entrando en el proceso de filtración, activando el conteo del reloj de retrolavado.

- Instrumentación de los Filtros Silver Band. Los filtros Silver Band F-790 tienen instalado un conjunto de manómetros que indican:

- La presión de entrada al filtro.
- La presión de salida en la línea de filtración.
- La presión diferencial a través del filtro.
- La presión de entrada del aire de instrumentos.

Figura 15. Etapa de Regeneración. Normalización.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

El control automático del filtro se hace a través de un controlador Allen Bradley SLC-150 que está localizado en el panel de control frente a los filtros. El panel de control tiene los siguientes elementos:

- Interruptor de desconexión de potencia al panel.
- Botón manual para iniciar la regeneración.
- Luces de indicación del modo en que se encuentra el filtro (filtración, fluidización, descarga, asentamiento, normalización y fuera de línea).
- Reloj del controlador (regula tiempo entre regeneraciones con un máximo de 30 horas).
- Interruptor de prueba para chequear accionamiento de válvulas.
- Indicador de flujo del medidor Daniels.
- Interruptor de llenado para arranque de la unidad (dentro del panel de control).

En caso de que la presión de aire de instrumentos sea menor de 80 Psig o se accione uno de los interruptores de parada, el filtro debe parar cerrando todas las válvulas y prendiendo la luz en el p nel de control.

El filtro tiene una válvula de alivio térmico calibrada a 80 Psig. Si durante el paso de normalización se detecta alta presión diferencial a través del filtro, el filtro regresa al paso de fluidización y comienza nuevamente el proceso de regeneración.

El control de los filtros está diseñado de tal manera que solo un filtro puede estar regenerando al mismo tiempo y el otro filtro no puede entrar en regeneración hasta que la operación de regeneración haya terminado. En el caso de que el segundo filtro cumpliera una de las condiciones para regeneración durante la regeneración del primero, éste continuaría en el modo de filtración hasta que el filtro en regeneración termine su ciclo; en este momento el segundo filtro entraría a regenerar.

El operador de la planta de inyección debe programar la regeneración de los filtros de tal manera que haya un desfase entre las regeneraciones automáticas de los dos filtros. Esto se logra regenerando uno de los filtros manualmente en la mitad del tiempo programado para el modo de filtración, de tal manera que haya un desfase entre las dos regeneraciones de medio período de filtración.

3.2.4 Tanques de Cabeza T-790 A/B. Los tanques de cabeza T-790A/B están localizados aguas abajo de los filtros Silver Band, son tanques atmosféricos de 6.500 barriles de capacidad nominal con dimensiones generales de 40 pies de diámetro por 30 pies de altura. Los tanques fueron diseñados y construidos bajo código API-650 (Figura 16).

Figura 16. Tanques de Cabeza T-790 A/B



El propósito principal de estos tanques es el de proveer de cabeza a las bombas de inyección P-790A/C y permitir la operación continua de las bombas aún durante el período de regeneración de un filtro (aproximadamente 15 minutos). El nivel se estabilizará nuevamente cuando regresen los dos filtros a la condición de filtración.

- Instrumentación Tanques de Cabeza. Cada tanque está provisto de un controlador de nivel con indicación remota en el cuarto de control y alarmas calibradas a 19' para bajo nivel y a 25' para alto nivel. Igualmente, existen interruptores de alto nivel (uno por tanque) con acción de disparo sobre las bombas "booster" cuando el nivel alcance 27.5' e interruptores de bajo nivel

con acción de disparo sobre las bombas de inyección de agua cuando el nivel alcance 13.5'.

Si el nivel en los tanques alcanza 28' por fallas en el disparo de las bombas "booster", existe un rebose de ocho pulgadas que mediante un drenaje de 12" de diámetro puede drenar el exceso de agua al estero sin poner en peligro la integridad del tanque.

Tiene instalado un switch de presión (PSH-790) en la línea de recirculación de las bombas de inyección hacia los tanques T-790, calibrado a 50 psig, para evitar que una presión alta cause daños en la integridad del tanque. El switch tiene acción de alarma.

Además se instaló una válvula de seguridad térmica (PSV-796) de 3/4" calibrada a 260 psig en la línea de recirculación del tanque.

El tanque está provisto de un indicador/controlador de nivel, que envía señal al tablero del control con acción sobre la válvula de control de nivel LCV-790 en las bombas de inyección, cuando el nivel del tanque cae por debajo de los 20 pies.

3.2.5 Bombas de Inyección P-790 A/B/C. Las bombas de inyección son bombas centrífugas de 9 etapas Byron Jackson, modelo 6x8x11 CMX, la capacidad nominal de las bombas es de 1168 GPM (40,000 BPD) y una cabeza de diseño de 4,000 ft. Los motores de las bombas son WESTINGHOUSE de tipo de inducción con velocidad nominal de 3582 RPM y potencia nominal de 1750 HP a 4160V. (Figura 17).

El propósito de las bombas de inyección es la de proveer el flujo suficiente (120,000 BPD) a la presión requerida en el pozo inyector (1,500 PSI). Las bombas fueron diseñadas para operar en su punto de mejor eficiencia (81%) en un valor cercano al flujo nominal. El flujo máximo de operación es de 59,000 BPD a potencia nominal, por cada bomba.

Figura 17. Bomba de Inyección de Agua.



Durante los períodos de regeneración de uno de los filtros F-790, el volumen que llega a los tanques de cabeza disminuye a la mitad. Esto produce necesariamente el descenso del nivel de dichos tanques, ya que el flujo bombeado por las bombas es constante. Si los dos tanques están en servicio, el nivel puede descender cerca de 2 pies. Si el nivel descende por

debajo de 20 pies, un controlador de presión localizado en la descarga de cada bomba tomará el control de la bomba y mantendrá la presión de descarga de las bombas a 1.830 psi, disminuyendo el caudal bombeado a un 80% (32 MBPD por bomba), evitando que el nivel descienda demasiado rápido por debajo de 20 pies. Si el nivel llegase a 19 pies, una alarma de bajo nivel en los tanques aparecerá en el cuarto de control.

- Instrumentación Bombas de Inyección. Las bombas de inyección cuentan cada una con las siguientes protecciones:

- Válvula de control de flujo mínimo para recircular el flujo de la bomba a los tanques P-790, cuando la presión de descarga es 1.830 psi y el flujo de la bomba es menor de 28,000 BPD.
- Válvula de control de nivel a la descarga de la bomba (LCV-790A/C) para controlar el nivel de los tanques T-790A/B o la presión de descarga de la bomba cuando uno de los filtros está en regeneración.
- Controlador de presión diferencial (PIC-790) que actúa sobre la válvula de control de nivel LCV-790 a través del selector de señal FY-790C que da prioridad a la señal del controlador de presión, cuando el nivel de los tanques T-790A/B está por debajo de 20 pies. Esto ocurre durante los períodos de retrolavado de filtros o durante los arranques de la planta de inyección.
- Un relay Multilin que da protección al motor sobre fallas a tierra, fallas entre fases, sobrecarga, altas temperaturas en el rotor.
- Un monitor Datawatch por cada bomba que monitorea y da alarma local por:

- a. Alta temperatura de cojinetes en la bomba y en el motor.
- b. Altas vibraciones del motor y en la bomba.

- c. Alta temperatura del estator del motor.
 - o Alarma de bajo flujo a la descarga de la bomba calibrada a 780 GPM (26.700 BPD).
 - o Alarma de alta temperatura en la descarga de la bomba calibrada a 205°F.
 - o Alarma y disparo por muy alta presión a la descarga de la bomba calibrado a 1.950 Psig.
 - o Disparo por baja presión en el sistema de lubricación forzada.
 - o Alarma y disparo por muy baja presión en la succión de la bomba, calibrado a 1.5 Psig.
 - o Válvula de seguridad de 3/4" calibrada a 2.025 Psig a la descarga de la bomba.
 - o Válvula de seguridad de 3/4" térmica calibrada a 285 Psig a la succión de la bomba.
 - o Manómetros indicadores de presión a la succión y descarga de cada bomba.
 - o Indicador de presión de descarga en el cuarto de control.
 - o Alarma de baja presión de descarga en el cabezal calibrada a 1.450 Psig.
 - o Alarma de alta presión de descarga en el cabezal calibrada a 1.790 Psig.
 - o Alarma de muy alta presión en el cabezal de descarga calibrada a 1.950 Psig, con acción de disparo sobre las bombas P-790.
 - o Válvula de seguridad de 3/4" térmica calibrada a 2.025 Psig, localizada en el cabezal de descarga.
 - o Alarmas de vibración, desplazamientos, temperaturas, etc. En el Supervisorio de sala de control.
-
- Sistema de Lubricación Forzada para Bombas de Inyección. El sistema de lubricación forzada está compuesto de:

- Tanque de almacenamiento de 90 galones de capacidad.
- Dos bombas de lubricación tipo "gear", diseñadas para flujo de 7.25 GPM @ 100 psi y 1750 RPM. Estas bombas están acopladas a motor de 1 1/2 HP x 1750 RPM 230/460/360, TEFC aislamiento clase F, Motor Reliance.
- Conexión con válvula doble de alivio PSV-1, PSV-2 con presión de disparo fijada en 100 psi.
- Intercambiador de calor aceite-aire de 2 pasos. Ventilador de 1/3 HP. Disipa 13000 BTU/hr. con una temperatura ambiente de 100°F y suministra aceite a 120°F a los rodamientos.
- Filtro duplex marca Hilco.
- Válvula reguladora de presión marca Fisher 1".
- Tres switches de presión marca Aschcroft, Nema 4X. El switch PS1 da alarma (cuando la presión de aceite cae a 12 psi) y arranca la bomba auxiliar de lubricación.
El interruptor PS2 para la bomba P-790 si la presión de aceite cae a 20 psi.
El interruptor PS3 para la bomba auxiliar de lubricación si la presión pasa a 17 psi.
- Dos interruptores de temperatura TS1 - TS2, los cuales arrancan el motor del enfriador cuando la temperatura está a 115°F y lo paran cuando cae a 100°F.

El sistema provee un flujo de 4 GPM a los cojinetes a una presión de 15 psi. Las condiciones normales de operación son:

- Presión máxima de descarga 100 psi.
- Máxima caída de presión a través del sistema de lubricación de 25 psi.
- Máxima caída de presión en los rodamientos 10 psi.

Figura 18. Estación Bombas de Inyección de Agua.



3.2.6 Tanque de Recirculación T-791 A/B y Bombas de Recirculación P-792 A/B. Los tanques de recirculación son tanques atmosféricos de 700 barriles de capacidad nominal de 14' de diámetro x 27' de altura. El propósito de estos tanques es el de almacenar el agua de regeneración de los filtros, la cual se envía posteriormente a los FWKO's a través de la línea de recirculación de lodo de los WEMCOS.

Durante el proceso de regeneración de un filtro normalmente entran a los tanques de recirculación un máximo de 460 barriles de agua con sedimentos y aceite. Ya que los filtros no pueden regenerarse al mismo tiempo, en el peor de los casos en que dos filtros se regeneraran secuencialmente,

podrían ingresar al tanque un máximo de 920 barriles en un período de 30 minutos.

Las bombas de recirculación son bombas centrífugas horizontales marca WEMCO Torque Flow, modelo E 3x3x11 S, equipadas con motor de 15 HP a 1180 RPM con capacidad de 8000 BWPD, con una presión de descarga de 30 psi. En operación normal una de las bombas debe arrancar con una señal del PLC del filtro que está en ciclo de recirculación en período de descarga, la segunda bomba debe permanecer siempre en stand-by y debe arrancar solamente si el nivel del tanque alcanza 14' por acción del interruptor incluido en los medidores de nivel, ambas deben apagar por acción del interruptor de bajo nivel colocado a 2' sobre el fondo del tanque.

Como el volumen esperado en el tanque por cada regeneración del filtro son 460 barriles, una bomba está en capacidad de evacuar este flujo en un término de 83 minutos.

- Instrumentación Tanque de Recirculación. El tanque está provisto de la siguiente instrumentación para permitir la operación automática de las bombas de recirculación:
 - LSH¹³/LAH con acción de arranque sobre la bomba de recirculación que se encuentre en stand-by. Este interruptor está localizado a 14' sobre la base del tanque e indica alarma de alto nivel en el cuarto de control.
 - LSHH/LAHH con acción de parada sobre las bombas "booster" P-791A/B para eliminar la posibilidad de overflow en los tanques de recirculación debido a muy alto nivel en estos tanques. El switch está colocado a 25'6" del fondo del tanque y da alarma en el cuarto de control indicando muy alto nivel en el tanque. La calibración del interruptor le da al Operador una

¹³ Level Switch. Sigla en ingles de un Interruptor de Nivel.

holgura de 2 minutos para disparar las bombas en caso de que el switch no las dispare.

3.2.7 Instrumentación en Línea. Dentro de los equipos de instrumentación en línea se encuentran los equipos de medición de oxígeno y el medidor de partículas disueltas.

- Equipo de Medición de Oxígeno. El equipo medidor de oxígeno es un equipo electrónico marca WALTRON Modelo AI-9060 diseñado para medición de oxígeno disuelto con concentraciones hasta de 20 ppm. El equipo tiene 4 rangos de medición de selección automática: 0-19.9 ppm, 0-199 ppm, 0-1.99 ppm, 0-19.9 ppm. La exactitud es de 1.0 ppm ó 5% de la escala de medición. El equipo muestra el valor medido en el rango adecuado de acuerdo con la concentración detectada.

El equipo está montado en línea en la tubería de salida de los tanques T-790A/B y provee lectura continua para monitoreo en el cuarto de control.

Debido a que la temperatura de la muestra debe ser menor de 55°C para que el equipo opere (la muestra es desechada automáticamente por un by-pass si su temperatura es mayor de 55°C), el equipo está provisto de un enfriador de agua de 1.2 pies² de superficie conectado a una tubería de 1 1/2" proveniente del suavizador de agua de PF-2.

El enfriador tiene suficiente capacidad para reducir la temperatura de la mezcla de 90°C a menos de la temperatura máxima de operación del equipo. El consumo del equipo es de 3 Gal/min. de agua suavizada.

- Equipo de Medición de Partículas Disueltas. El medidor de partículas instalado antes del tanque T-790A/B tiene el propósito de controlar la eficiencia del filtro mediante la medición directa en línea del contenido de partículas.

El medidor instalado es un medidor MONITEK del tipo AT3 que funciona con principio acústico. El equipo cuenta con un emisor de pulsos acústicos que son desviados por las partículas encontradas en el fluido, las deflexiones de los pulsos es medida por un transductor piezoeléctrico y traducida a pulsos y éstos mediante software a unidades de ingeniería mg/lit.

El equipo no necesita enfriador de muestra; sin embargo, debido a que su calibración se hace a través de un patrón, las variaciones de temperatura pueden variar la calidad de la medición. La calibración del instrumento debe hacerse a partir de información de ejemplos tomados por el laboratorio y pasados a través del medidor a la misma temperatura del proceso.

La calidad de los datos leídos en el instrumento depende directamente de su calibración y de la estabilidad de la temperatura del proceso.

3.2.8 Pozos Inyectores. Los cinco pozos inyectores, completados actualmente para dicha operación en el campo Caño Limón, están localizados cuatro en el bloque Matanegra y uno en el bloque correspondiente a La Yuca. La capacidad del sistema de inyección a los pozos está limitada a 120.000 BPD con una presión máxima de inyección antes del choque de 1.550 psi.

Las válvulas localizadas en los cabezales de los pozos inyectoros no pueden regular el flujo al pozo, pues se regula en la planta de inyección en PF-2 con base en el control de flujo de los filtros y en el control de nivel del T-790.

El operador del pozo inyector solamente puede regular la presión al pozo, mediante la utilización del choque (Figura 19). Sin embargo, en ningún caso la presión de la línea de inyección puede ser inferior a 1.200 psi, puesto que se causaría cavitación de las válvulas de regulación de nivel de las bombas de inyección localizadas en PF-2. Existe un choque en cabeza de pozo con el cual el operador puede regular la presión y el flujo de inyección.

En cada pozo inyector se ha instalado un filtro en línea cuyo propósito es evitar que elementos extraños y residuos de corrosión pasen al pozo durante la operación de la planta de inyección y en especial durante los arranques. El filtro retiene todas las partículas mayores de 1.6 mm. de diámetro.

- Instrumentación en los Pozos Inyectores. La siguiente instrumentación está localizada en el manifold de llegada al pozo inyector:

- Indicador de temperatura de inyección.
- Presión de llegada al pozo de inyección.
- Válvula de seguridad de 3/4" calibrada a 2.025 Psig.
- Manómetro de diferencial de presión en el filtro de línea (rango de operación 0-100 Psig).
- Manómetro de presión después del filtro.
- Medidor de flujo Gear Meter con totalizador.
- Manómetro de medición de presión en cabeza de pozos antes de válvula de choque.
- Manómetro de medición de pozo inyector.

Figura 19. Pozo Inyector



3.2.9 Controles Químicos. Para ejercer controles adicionales sobre la concentración de oxígeno disuelto en el agua de inyección y disminuir la posibilidad de corrosión, se tiene instalado un skid de dosificación de químicos para adición de los siguientes químicos al proceso.

- Químicos a Utilizar.
 - Secuestrante de oxígeno: JRU dosificación 4 ppm.
 - Control de corrosión: C-47 dosificación 8 ppm.

- Equipo de Inyección de Químicos. Se utilizan bombas de diafragma Milton Roy succionando de tanques de fibra de vidrio reforzada con resina

poliestérica de 60 galones de capacidad. Los tanques están provistos con indicador de nivel de vidrio con protección metálica y cilindros de aforo marca Kenko. Switches de nivel marca Great Tanks Instruments. Las bombas están provistas con válvulas de alivio Milton Roy-Novatec y amortiguadores de vibración de la misma marca. Las bombas son dos modelos Mroy FR-115A-73 de 1/4 HP, simplex con rango de flujo de 1.7 GPH y dos duplex modelo FR-155B-144 de 30 GPH de capacidad.

- Controles de Corrosión Adicionales. Para mantener un óptimo seguimiento sobre las variables del proceso, se han instalado en los pozos inyectoros y en la succión de las bombas de inyección, estaciones triples de medición de corrosión que incluyen un cupón, una probeta de resistencia eléctrica y un electrodo. Se realizan lecturas semanales de probetas (índices de corrosión por resistencias eléctricas), además estos elementos deben revisarse mensualmente para mantener un seguimiento sobre las variables del proceso.

Adicionalmente se encuentran instalados unos cupones de incrustación, a los que se les realiza evaluación mensual.

3.2.10 Sistema Eléctrico Planta de Inyección de Agua. Para suministrar a las diferentes cargas de la planta de inyección de agua, se dispone de los siguientes niveles de voltaje:

- 4160 voltios, 3 fases, 60 Hz.
- 480 voltios, 3 fases, 60 Hz.
- 208 voltios, 3 fases, 60 Hz.
- 120 voltios, 3 fases, 60 Hz.

Para propósitos de control se dispone de los siguientes niveles de voltaje:

- 120 voltios, 1 fase, 60 Hz.
 - 24 voltios, corriente directa.
 - 48 voltios, corriente directa.
- Ampliación Sala de Maniobras PF2. Debido a la potencia de los motores de las bombas P-790A/B/C (1750 HP) y a que el voltaje para alimentación de estos es de 4160 voltios, el sistema de distribución de energía para PF-2 se modificó de la siguiente forma:

- Sistema 4160 Voltios. Instalación de una subestación capsulada (SWG-702) de las siguientes características:
 - Voltaje nominal 4160 voltios.
 - Frecuencia 60 Hz, 3 fases.
 - Número de celdas 9 con interruptores al vacío (Siemens, tipo 3AF).
 - Sistema de puesta a tierra: transformador zig-zag/banco de resistencia.
 - Nivel de aislamiento 60 kV.
 - Capacidad nominal del barraje 2.500 Amperios.
 - Máxima corriente de corto circuito 31.5 KA.
 - Voltaje para control 48 VDC.

La fuente de potencia para esta subestación será el transformador TX-703 (existente), anteriormente este suministraba energía a los diferentes equipos de PF-2. Cada una de las celdas tiene sus diferentes equipos para medida, control y protección.

Instalación de los siguientes transformadores:

- a. Un transformador TX707 de las siguientes características:

- Potencia 2.5 MVA.
- Voltaje nominal 4160/480 Voltios.
- Tipo de refrigeración ONAN.

El objetivo de este transformador es suministrar energía a aquellas cargas de voltaje nominal igual o inferior a 480V, a través de un centro de control de motores denominados "MCC-5".

b. Un transformador TX708 de las siguientes características:

- Potencia 6/7.5 MVA.
- Voltaje nominal 34.500 Voltios/4160 Voltios.
- Tipo de conexión estrella (sólidamente puesta a tierra), delta.
- Tipo de refrigeración ONAN.

El objeto del TX708 es el de suministrar energía a los equipos de las facilidades de PF-2, este transformador servirá como respaldo al existente TX-706, de similares características eléctricas. Tanto el TX- 708 como el TX-706 por el lado de 34.500 Voltios se protegen con el mismo interruptor. (Celda SWG-801G), aún cuando cada uno tiene su propio cable alimentador, por limitaciones de corrientes de corto circuito en las celdas de 4160 voltios (SWG-701) no se deben operar estos dos transformadores en paralelo.

3.2.11 Sistema de Enclavamientos y ESD de la Planta de Inyección. Existen tres controles básicos que producen disparo de los equipos relacionados con el suministro de agua a los filtros F-790 del sistema de inyección y que desencadenan necesariamente una serie de eventos que, de no controlarse a tiempo, sacan toda la planta de inyección de servicio. Estos controles son:

- LSHH 790A/B y FSL-791A/B/C:

(Tanques T-790A/B y bombas "booster") disparan las bombas "booster" y las bombas P-709 de la celda de flotación dirigida al WEMCO. Esta acción generaría la salida de línea de la celda de flotación por alto nivel en ella (LSHH-706) y la posterior salida de las bombas de inyección cuando el nivel en los tanques T-790A/B llegue a 13.5 pies (38 minutos después a 80 MBWPD).

- SLHH-791A/B:

Dispara las bombas "booster" generando las mismas acciones posteriores indicadas en el punto anterior.

- PSHH-791:

(Presión alta en la línea al pozo inyector) tiene acción directa sobre las bombas de inyección, las bombas "booster" y las bombas de la celda de flotación desconectándolas cuando la presión en la línea supera 1950 psi. Esto significa que la planta de inyección saldría de servicio (los filtros no operan si no hay flujo a través de ellos).

Otros controles como los interruptores de muy baja presión de succión (PSLL-790A/B), muy alta presión de descarga en las bombas (PSHH-790A/B) son complementarios a los anteriores y dan una protección adicional a las bombas en caso de falla de las protecciones básicas. El interruptor de baja presión de succión también cubre la eventualidad de que se opere la bomba con una válvula de succión cerrada.

Los interruptores de temperatura TSH-780A/B/C protegen las bombas en caso de alta temperatura en la línea de descarga. Esta alta temperatura podría presentarse en dos casos:

- a. El caso en que exista una alta temperatura del proceso.

b. El caso en que debido a una válvula cerrada en la línea de descarga, la línea se sobrecaliente.

Al seccionarse un ESD¹⁴ en PF2 los únicos equipos que saldrían de servicio en forma inmediata en la planta de inyección son las bombas P-792A/B, ya que si estas bombas continuaran adicionando agua y crudo a los FWKOS, podría generarse una emergencia mayor (dependiendo de la naturaleza de la emergencia que generó el ESD). La parada de la planta de inyección ocurrirá como consecuencia de bajo nivel en los tanques de cabeza de agua o por accionamiento manual, una vez se haya parado PF-2.

3.2.12 Situación de Emergencia. Falla Neumática. Si se presenta una reducción súbita de la presión de aire de instrumentos, se presentará una salida inmediata de línea de los equipos de la planta de inyección, con los siguientes eventos:

- o Cierre inmediato automático de los filtros cuando la presión de suministro de aire caiga por debajo de 80 psi.
- o Cierre de la válvula de control a la entrada de la unidad de flotación (FCV-706 Fail Close).
- o Cierre de la válvula de control LCV-706 a la salida de la unidad de flotación (F.C.).
- o Alarma de bajo nivel en la unidad de flotación.
- o Disparo de las bombas P-709 por bajo flujo en succión.
- o Disparo de las bombas "booster" por bajo flujo en la descarga (debido al cierre de los filtros).
- o Cierre de las válvulas de control de nivel LCV-790, (NORMALMENTE CERRADAS).

¹⁴ Emergency Shut Down. Sigla en ingles de un Controlador de Emergencia.

- Caída de presión en la línea al pozo inyector, ya que no le llega agua de inyección.
- Las bombas de inyección entrarán en recirculación al encontrarse las válvulas de descarga cerradas.
- El operador deberá realizar los siguientes pasos para superar la emergencia: Apagar la(s) P-790 que este(n) en línea.

NOTA: Una vez resuelto el problema se deberá esperar mínimo 6 horas para rearrancar la planta siguiendo el procedimiento para arranque normal.

Al energizar el tablero de los filtros, éstos seguirán en su proceso normal de filtración en que se encontraban. Verifique la presión diferencial y el tiempo marcado por el reloj de cada filtro.

- Falla Eléctrica. Si se presenta una falla generalizada en el suministro de potencia a los equipos que conforman la planta de inyección de agua, la planta saldrá de servicio con la siguiente secuencia de eventos:

- Disparo simultáneo de todas las bombas del proceso (P-790, P-791, P-709, P-708 y P-792, si esta última estaba en operación).
- Disparo de los filtros y cierre de válvula de entrada y salida.
- Disparo de los equipos de la unidad de flotación.
- Posible alto nivel en la unidad de flotación y cierre de la válvula de entrada, debido al alto nivel.
- Caída de presión en la línea de inyección al pozo.

El disparo por falla eléctrica no causará problemas mayores en el proceso de la planta de inyección y el yacimiento, si éste no se prolonga por más de 24 horas.

4. HERRAMIENTA SOPORTE EN LA ELABORACIÓN DE LA BASE DE DATOS “CRYSTAL REPORTS 9”

A continuación se dará una ilustración acerca de la herramienta sobre la cual se construyó la base de datos, con el ánimo de dar a conocer sus componentes y funcionamiento.

Crystal Reports¹⁵ está diseñado para trabajar con la base datos de la compañía, y así permitirnós analizar e interpretar información importante y por ende de interés en los procesos. Crystal Reports hace de este proceso, una tarea más fácil, para crear reportes sencillos y además brinda la posibilidad de tener una herramienta tan comprensible que sea útil para en dado caso originar repotes un tanto más complejo y especializados.

Crystal Reports está diseñado para producir el reporte que se desee, desde virtualmente cualquier base de datos. Los asistentes incorporados del programa guían inicialmente al usuario en la comprensión del sistema, y así lo recorren paso a paso a través de los reportes prediseñados e informando de las tareas comúnmente ejecutadas.

Los distintos elementos tales como formulas, cross-tabs, subreportes y formatos condicionales, ayudan en diversas ocasiones a dar sentido importante a los datos y destapa relaciones importantes que podrían esconderse en otra parte, todo esto gracias a las herramientas que brinda el sistema y que lo hace aun más interesante de utilizar. Por otra parte, mapas geográficos y graficas de todo tipo, suministradas por la herramienta,

¹⁵ www.crystaldecisions.com

permiten comunicar visualmente información, cuando las palabras y los números simplemente no son suficientes en la ilustración, como es el caso de nuestra base de datos construida.

Crystal Reports permite además extender los reportes diseñados a la Web, con el ánimo de poder facilitar la consulta y abarcar mayor número de personas a consultar el reporte. En la base de datos de monitoreo de inyección de agua en el campo Caño Limón se pretende como trabajo futuro del proyecto instalar, todos y cada uno de los reportes generados y que constituyen la base de datos, en la plataforma de Intranet para así permitir consultas simultáneas entre Caño Limón y las personas correspondientes del monitoreo en la ciudad de Bogotá, además de permitir consultas a nivel mundial.

La flexibilidad de Crystal Reports no termina con la creación del reporte, los reportes pueden ser publicados en una variedad de formatos incluyendo Microsoft Word y Excel, Email e incluso en la Web. Por otra parte, los reportes avanzados en la Web permiten que otros socios de nuestro grupo de trabajo, vean y actualicen los reportes compartidos dentro del navegador de la Web.

Una vez más Crystal Reports, se presenta como un gran equipo de herramientas poderosas, que nos ayuda a diseñar reportes flexibles y de gran presentación. Su tecnología demostrada, nos permite acceder virtualmente a cualquier base de datos, incluyendo bases de formatos XML, OLAP y empresariales. Las extensas opciones del formato dan un control absoluto acerca de cómo desean ser presentados los datos a los usuarios finales.

Con Crystal Reports se puede:

- Fácilmente, acceder y estructurar, los datos requeridos, en la información dinámica.
- Construir y permitir la interactividad del usuario final en mis reportes.
- Mantener eficazmente mis informes y publicarlos en la web con el Crystal Empresarial.

Finalmente, diseñadores de diferentes aplicaciones y de internet pueden ahorrar tiempo y a su vez satisfacer las distintas necesidades de los usuarios integrando el poder del procesamiento de informes de Crystal Reports dentro de sus aplicaciones en la base de datos. El soporte para la construcción de programas en los lenguajes de desarrollo más populares y conocidos en el entorno, hacen de este proceso un tanto más fácil para adicionar reportes a cualquier aplicación.

De esta forma, cabe resalta, que la herramienta empleada en nuestro propósito, denominada Crystal Reports, es una poderosa herramienta diseñada para ayudar a cada de uno de los usuarios a analizar e interpretar la información de vital importancia en el desarrollo de los proceso ejecutados por cada uno de estos.

4.1 COMPONENTES DE LA HERRAMIENTA CRYSTAL REPORTS 9.0¹⁶

A continuación se presenta una breve descripción de algunas de las secciones y comandos más importantes y comúnmente utilizados en la herramienta:

¹⁶ CRYSTAL DECISIONS, INC. Crystal Reports™ 9. User's Guide. Crystal Decisions, Inc. 895 Emerson St. Palo Alto California. USA. Chapter 1.

4.1.1 Comienzo Rápido. Esta sección permite conocer mediante una apreciación global del programa, ejemplos de reportes y datos comúnmente usados con Crystal Reports. Enseña además, el asistente para la creación de reportes, en donde tanto el nuevo usuario como el avanzado pueden observar los pasos en común entre el asistente para la creación de reportes estándar con el asistente para la creación de reportes normales. Finalmente, esta sección ofrece dos tutoriales: uno para nuevos usuarios y el otro para usuarios más avanzados.

4.1.2 Concepto del Diseño de Reportes. Dicho componente le da al usuario una descripción básica acerca del concepto del diseño de reportes, mediante el cual le ayuda al usuario a decidir cual información es la que desea presentar en su reporte.

4.1.3 Introducción a los Reportes. Este componente le muestra al usuario los elementos esenciales para la creación de un reporte en Crystal Reports. En donde, en primer lugar el usuario deberá aprender acerca del ambiente para el diseño de los reportes, y luego acerca de cómo seleccionar las tablas necesarias de la fuente de datos, cómo ubicar objetos en un reporte, y cómo ordenar, agrupar y finalizar su reporte de datos.

4.1.4 Diseño de Reportes Optimizados en la Web. De esta forma el usuario puede realizar mejoras a los reportes desarrollados en Crystal Reports, acatando las diferentes formas sugeridas en esta sección para mejorar los reportes y lograr ventajas sobre los previamente originados.

4.1.5 Selección de Registros. Este componente permite seleccionar los registros que se desean incluir en el reporte. Por ejemplo, usando la herramienta de Selección de Registros, el usuario puede limitar los registros en su reporte para incluir solo registros de un grupo específico de clientes, un rango específico de número de clientes, o un rango de datos en particular.

4.1.6 Ordenamiento, Agrupamiento y Totalización. Son los componentes normalmente utilizados que permiten organizar la información en el reporte. Cada uno de estos componentes presenta la opción acerca de los diferentes tipos de ordenamiento, agrupamiento y totalización que se puede usar dentro de un reporte.

4.1.7 Totales. Los totales comprenden una manera flexible y poderosa de crear resúmenes especializados de información y presentar totales que continuamente puedan incrementarse. Esta sección le permite al usuario adicionar una corrida total básica o una corrida total por determinado grupo de su reporte. La herramienta nos permite además crear totalizaciones bajo determinadas condiciones estipuladas por el usuario, mediante el uso adecuado de formulas.

4.1.8 Reportes de Múltiples Secciones. Dicho componente le permite al usuario introducir varios tipos de reportes sofisticados implementados por las capacidades de la herramienta Crystal Reports. Estas capacidades habilitan al usuario para crear reportes que manejen valores individuales de información de diferente forma, basados en los criterios que éste previamente establezca. Estos conceptos se aplican entonces a la creación de Cartas del Formulario.

4.1.9 Formato. El formato se refiere a los cambios en la planeación y diseño del reporte, así como la apariencia del texto, los objetos y todas las secciones del mismo. Existen diferentes métodos mediante los cuales el usuario a través del formato puede atraer la atención a los datos, cambiar la presentación de fechas, números, y otros valores, esconder las secciones no deseadas, y realizar una gran variedad de tareas para dar una apariencia profesional a su informe.

4.1.10 Gráficas. Crystal Report le permite al usuario presentar los datos resumidos a manera de gráficas de fácil lectura a color. La herramienta le demuestra al usuario cómo la creación y el uso de gráficas en sus reportes, hacen de los datos del mismo, algo más significativo y fáciles de entender. Estas pueden ser escogidas dentro de un número de diseños y tipos, así como también pueden ser vistos los detalles entre el resumen de la gráfica y los objetos del formato de la misma.

4.1.11 Mapas. Los informes de Crystal le permiten al usuario incluir mapas en los informes hechos de datos geográficos, Así mismo, la herramienta explica cómo usar los mapas en los reportes, para hacer de los datos, elementos más significativos y fáciles de interpretar. El usuario puede personalizar y reestructurar la apariencia de un mapa, y puede además activar el modo determinado para ver los detalles detrás de los resúmenes gráficos.

4.1.12 OLE. Crystal Reports le brinda al usuario el componente OLE, en donde este puede hacer uso de la herramienta "Object Linking and

Embedding (OLE)” para revisar gráficos u otros objetos desde el informe creado, en lugar de abrir una aplicación adicional.

4.1.13 Objetos Cross-Tab. Un Objeto Cross-Tab, es una serie de celdas o grid que están agrupados y resumidos en dos direcciones. Esta misma sección proporciona la información de cómo pueden usarse los objetos Cross-Tab en el reporte creado.

4.1.14 Actualización Automática de Reportes. Crystal Reports permite crear reportes, actualizarlos cuando la información de los informes se ha modificado, y trabajar con los datos desplegados en la nueva visualización.

4.1.15 Distribución y Visualización de Reportes. Este componente le permite al usuario distribuir el informe culminado mediante el uso de una variedad de métodos (imprimiéndolos, enviando vía fax, exportándolos). Además habilita al usuario para preparar hipervínculos que le faciliten visualizar los reportes o parte de estos en otro medio espectador. Por otra parte permite el uso de etiquetas inteligentes en los objetos del informe en modo Office xp.

4.1.16 Creación de Reportes desde Excel y Access. La herramienta de Crystal Reports contribuye con los complementos para Microsoft Excel y Microsoft Access. De esta forma, Crystal le permite al usuario, mediante la explicación del asistente de la herramienta, crear reportes a partir de un query o una tabla de Access, o a partir de una hoja de cálculo previamente diseñada en Microsoft Excel.

4.1.17 Formulas. Este comando le permite al usuario hacer uso de los elementos esenciales para la creación y edición de formulas, y presenta un taller donde se puede iniciar la creación de las mismas. Dicho elemento es muy importante ya que le permite al individuo identificar parámetros y le contribuye en una mayor flexibilidad a la hora de manejar la programación y manipulación de la información involucrada en el reporte.

La herramienta como tal, brinda un soporte de información donde se obtiene una visión global de diferentes partes de una formula, en donde además se dan elementos de la sintaxis básica de programación y de las técnicas que pueden ser usadas en la creación de una formula.

Por otra parte, Crystal permite y brinda información acerca de la sintaxis propia del sistema, es decir, herramientas que permiten la programación y creación de formulas a partir de un lenguaje con sintaxis de Crystal Reports. Esto con el ánimo de darle mayor flexibilidad a la hora de la estructuración de la formula hacia el usuario.

4.1.18 Funciones. Crystal Reports proporciona una lista de funciones y le demuestra al usuario cómo estas pueden ser usadas en determinada formula. Dentro de la serie de funciones se encuentran funciones aritméticas, financieras, de sintaxis para campos, cronológicas, de alerta, entre otras.

4.1.19 Operadores. Dicho comando le permite al usuario tener un patrón guía a la hora de construir y editar la formula deseada. Dentro de los operadores más importante se encuentran los operadores aritméticos, comparativos, de conversión, controladores de estructuras, declaratorios de variables, entre otros.

4.1.20 Subreportes. Un subreporte es un reporte dentro de otro reporte. Con el subreporte se le permite al usuario combinar un reporte no relacionado dentro de un solo reporte previamente presentado. El creador del informe puede coordinar datos que por otra parte no pueden ser ligados y presentar vistas diferentes de la misma información en un solo informe.

5. METODOLOGÍA EMPLEADA EN EL MONITOREO DE POZOS INYECTORES DEL CAMPO CAÑO LIMÓN

El presente capítulo tiene como objeto presentar de una manera clara y concisa la técnica empleada para el monitoreo de la inyección de agua en el campo caño limón, presentando a su vez la teoría relacionada con dicha técnica, así como los parámetros involucrados en la evaluación del comportamiento del proceso. La técnica empleada es de sumo interés plasmarla dentro del presente libro, puesto que involucra la metodología que permite monitorear el rendimiento de la inyección plasmada en la base de datos, cuya creación se ha llevado a cabo satisfactoriamente.

5.1 METODO DE HALL PLOT

Con el propósito de obtener un control de la inyección de agua en el Campo Caño Limón se ha trabajado con una técnica, la cual permite dicho control de inyección y a su vez ayuda a maximizar las tasas de inyección de agua en pozos recientemente completados como inyectores, permitiendo de esta forma acelerar la respuesta a la producción de petróleo en el campo. Este método aplica a operaciones de inyección de agua donde los pozos inyectores tienen la presión en cabeza (WHP¹⁷) controlada y la presión de inyección en la formación deseada.

El método empleado en el monitoreo para la aceleración de la tasa y el crecimiento en la presión promedio de yacimiento en los bloques

¹⁷ Well Head Pressure. Sigla en ingles de la presión registrada en cabeza de pozo.

correspondientes a inyección en el campo Caño Limón, es el método de Hall, el cual consiste en graficar una función de la presión de inyección en fondo contra la inyección de agua acumulativa, durante la vida plena del pozo.

Después de iniciar la inyección de agua en pozos donde los límites de presión se encuentran por debajo de las presiones promedio de desplazamiento, la metodología de monitoreo permite realizar incrementos periódicos en la presión de superficie a cada uno de los pozos, sobre un periodo de varios meses. Monitoreando la gráfica de Hall, a través de la presión y las tasas, esto permite incrementar las interpretaciones cualitativas dadas en un principio, y observar si aun las tasas continúan manteniéndose por debajo de la presión de fractura de la formación. De esta forma la metodología contribuye para apreciar y alcanzar un crecimiento en la presión de yacimiento acelerado, resultando en una respuesta del desplazamiento de aceite más temprano de lo esperado.

La aplicación de esta gráfica también reduce, y algunas veces elimina, la necesidad de realizar periódicas pruebas multitazas, diseñadas para determinar la presión de fractura de la formación durante el periodo de inicio de la inyección, reduciendo de esta forma significativamente costos operacionales involucrados en el proceso.

Mediante dicho monitoreo también se trata de obtener un control efectivo acerca de los incrementos periódicos en las tasas de inyección para obtener beneficios tales como: Una tasa de inyección acelerada y un crecimiento en la presión de yacimiento promedio para de esta forma acelerar el desplazamiento de hidrocarburo, y por otra parte conservar bajos costos en la operación gracias a la reducción en el número de pruebas de tasas desarrolladas tanto a pozos inyectores como a pozos productores afectados por la inyección.

Construyendo y monitoreando la gráfica de Hall a partir de las presiones y las tasas de inyección en superficie de acuerdo al comportamiento diario presentado, la metodología permite observar los pequeños incrementos en presión mensualmente ocasionados por cada pozos completado ha ser inyector dentro del campo.

El uso cualitativo de la metodología de Hall, permite detectar cambios en las condiciones de yacimiento. Dicho método aplica para un flujo en estado estable y radial, y es a su vez desarrollado a partir de la relación de flujo Darcy:

$$q_w = \frac{0.00708 * k_w * h * (P_w - P_e)}{B_w * \mu_w * Ln(r_e / r_{wa})}$$

donde $r_{wa} = r_w e^{-S}$

Las suposiciones aplicadas en el respectivo método gráfico son las siguientes: desplazamiento pistón; estado estable, radial monofásico, flujo monocapa; presión en el radio de drenaje externo del yacimiento constante (P_e); y no existe saturación de gas residual ni en el banco de agua ni en el banco de aceite. Los factores que no son requeridos en el análisis son, la relación de movilidad unitaria, o tasa de inyección constante y presión constante. Por otra parte los únicos datos requeridos para realizar el análisis y posteriormente la correcta interpretación, corresponden a la tasa de inyección en los pozos y la correspondiente presión de inyección en superficie, y finalmente un estimativo de la presión en el radio de drenaje externo del yacimiento (P_e).

Cabe resalta además, que para la gráfica de Hall entre otras, la relación de una línea recta describe la transmisibilidad del yacimiento, de esta forma

dicha gráfica desarrolla una pendiente descrita por una línea recta después de lograr la interferencia en la presión (después del llenado). Por otra parte, previo al llenado la presión en el radio de drenaje externo del yacimiento experimenta un incremento y causa una tendencia hacia arriba de la línea graficada, originando una curvatura hacia la parte superior de la gráfica.

Hall originalmente propuso el método grafico empleado en la base de datos, óptimo para iniciar nuestro monitoreo, con el ánimo de analizar cuantitativamente el desempeño de la inyección de agua en los pozos completados para dicho proceso. Hall inventó la siguiente aproximación para eliminar las complicaciones tanto de las variaciones en las tasas de inyección como en la presiones del proceso. Este método fue basado en la ley de Darcy para flujo monofasico, estado estable y flujo newtoniano de un pozo centrado en yacimiento circular, el cual esta representado en la ecuación inmediatamente anterior. Hall integró ambos lados de la ecuación con respecto al tiempo y posteriormente reordenando los términos, obteniendo la siguiente relación:

$$\int q_w * dt = \frac{k_w * h * \int (P_w - P_e) dt}{141.2 * B_w * \mu_w * Ln(r_e / r_{wa})}$$

$$W_i = \frac{k_w * h}{141.2 * B_w * \mu_w * Ln(r_e / r_{wa})} \left(\int P_w dt - \int P_e dt \right)$$

Donde W_i = Inyección acumulativa, barriles de agua.

Consolidando los términos de presión ubicados hacia la derecha de la relación anterior, la relación final graficada por el desarrollo de Hall es la siguiente:

$$\int \Delta P * dt = \frac{141.2 * B_w * \mu_w * Ln(r_e / r_{wa}) * W_i}{k_w * h}$$

Donde $\Delta P = P_w - P_e$

Finalmente, Hall graficó la integral de la caída de presión con respecto al tiempo contra la inyección acumulativa, dicha grafica es conocida como la gráfica de Hall (Hall Plot). Las observaciones entonces al comportamiento de dicha gráfica en función de la presión han revelado la siguientes situaciones: Sí la inyección llevada a cabo por determinado pozo genera efectos de estimulación en la formación y el yacimiento, se debería presentar, o dicha situación sería representada en la gráfica como un decremento en la pendiente de la línea que la tendencia vendría describiendo; y si por el contrario el efecto de inyección a ocasionado un daño en la formación y en los pozos afectados por la operación, la pendiente debería incrementar (Figura 20). Cabe resaltar además, que sin tener en cuenta el valor constante asumido para la presión de drenaje externo (P_e), los cambios en la pendiente mencionados anteriormente, aun ocurrirían.

Cuando $\int \Delta P dt$ es graficada contra la inyección acumulativa, la pendiente de la gráfica de Hall es igual a:

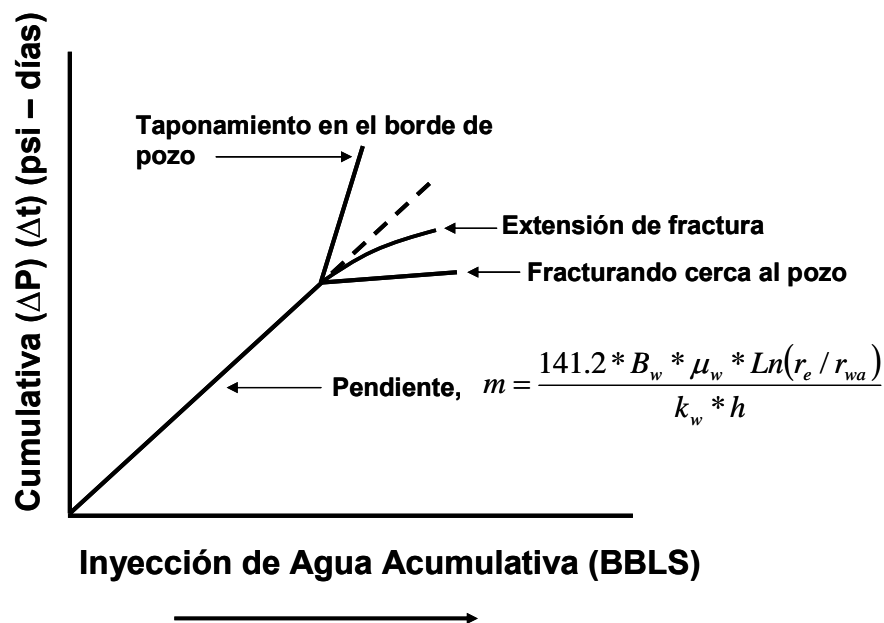
$$m = \frac{141.2 * B_w * \mu_w * Ln(r_e / r_{wa})}{k_w * h}$$

Dicha pendiente asume flujo monofásico, con solo un banco de fluido. Cabe resaltar que también es posible analizar la gráfica de hall usando el concepto de múltiples bancos de fluido. Por otra parte, basados en la pendiente de la gráfica de hall, si el daño en la formación es conocido, la transmisibilidad

puede ser calculada, o viceversa. Para flujos monofásicos la transmisibilidad no cambia significativamente con el tiempo; por consiguiente cualquier cambio en la pendiente de la gráfica de Hall podría ser debido a efectos de daño en la formación y el yacimiento. Buell, en uno de sus escritos, mostró que, en general, los bancos de fluido cercanos a la cara del pozo dominan la pendiente de la línea descrita por la gráfica de Hall.

La gráfica de Hall comprende un método de análisis del estado estable, la cual proporciona una herramienta para el monitoreo continuo de la inyección. El integrar los datos de presión con el método de Hall, se presenta un efecto suavizador sobre los datos. Por otra parte al ajustar los datos de inyección sobre un periodo extendido de tiempo, permite obtener interpretaciones más representativas de las condiciones del yacimiento.

Figura 20. Análisis de la Gráfica de Hall.



La adquisición de los datos para la gráfica de Hall es relativamente sencilla y económica, ya que todo lo requerido simplemente es el registro almacenado de la inyección cumulativa y las presiones en superficie. Es muy importante tener en cuenta que las presiones en superficie deben ser luego convertidas a presión en fondo del pozo, corrigiendo por cabeza hidrostática y pérdidas por fricción. Finalmente se debe hacer énfasis en que la grafica de Hall puede ser usada para interpretar cualitativamente qué es lo que esta pasando en el yacimiento cuando se presentan los cambios en la cuesta de la curva.

La aplicación de la gráfica de Hall para acelerar y optimizar la respuesta del yacimiento a la inyección de agua fue demostrada por P.M. Jarrell y M.H. Stein investigadores de la compañía Amoco Production Co. Además dichos personajes concluyeron que mediante la implementación de la gráfica anteriormente mencionada y su continuo monitoreo en lugar de las pruebas de tasas para los respectivos pozos, puede ser usada para justificar incrementos en la presión de inyección en fondo del pozo. Finalmente los costos de operación asociados a las pruebas de tasa pueden ser reducidos de manera considerable y la recuperación de aceite vendría de una forma un poco más acelerada.

6. BASE DE DATOS PARA MONITOREO DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN

A raíz de la necesidad de tener un monitoreo continuo de los pozos inyectoros y de los afectados por la inyección, se ha desarrollado la base de datos para la inyección de agua en el campo Caño Limón, la cual aporta información general del pozo, así como, la metodología adecuada para la interpretación del comportamiento del proceso.

El desarrollo de la base de datos en el campo Caño Limón, permite brindar una herramienta para el óptimo monitoreo de los pozos inyectoros, que a su vez actualiza diariamente de manera automática los datos, con la información reportada en los sistemas de producción (Production System) manejados por la compañía.

Con la base de datos se puede realizar un completo seguimiento de las condiciones actuales de la inyección en los pozos inyectoros de las áreas Matanegra y La Yuca, determinando el efecto en los pozos productores afectados por la inyección. Adicionalmente se implementó la metodología de Hall para la evaluación y diagnóstico del comportamiento de los pozos inyectoros.

De esta forma, contar con una herramienta versátil, rápida y sencilla que suministra información veraz, cuando se requieren análisis de producción en el campo e incrementos en tasa de los pozos afectados por el proceso, le dan a la compañía una ventaja importante en el control y desempeño del mismo.

La base de datos fue desarrollada en Crystal Reports y tanto los reportes gráficos como las tablas son presentados en este mismo programa. La selección de los pozos y acceso a submenús se realiza a través de botones, teniendo opciones de regresar a las pantallas anteriores o al menú principal. Además, todos los datos presentados en las gráficas, son ilustrados en forma tabulada para consulta.

Dentro de las principales características en el desarrollo de la base de datos se encuentran:

- Cada vez que se actualiza la base de datos ésta carga, almacena y proyecta información a partir de la fecha en la que se le realizó la última modificación en la integridad del pozo, es decir a partir del último trabajo de Workover desarrollado. Para la visualización del comportamiento del pozo para fechas anteriores se ha creado el modulo de Seguimiento Histórico donde los datos son fijos y no actualizables.
- En la base de datos están incluidos como comentarios los principales eventos relacionados a cada pozo, con el fin de visualizar más fácilmente si existe alguna influencia por los mismos en el comportamiento de los pozos inyectores y productores.
- Para optimizar el manejo de la información, se creó el siguiente directorio en el disco T del departamento PAE¹⁸ en el campo: T:/PROD/MONITOREO INYECCIÓN DE AGUA/. Todos los reportes, tablas y demás archivos relacionados con la base de datos debieron ser clasificados de acuerdo a la organización presentada en el anteproyecto. Dicha estructura será presentada posteriormente en este documento.

¹⁸ Production and Engineering Department. Sigla en ingles del Departamento de Producción e Ingeniería.

La base de datos es actualizada únicamente con los datos almacenados en el Software Production System (PRS) de la compañía. La única información tomada del Software Field Data Gathering System (FDG) es la correspondiente a los datos requeridos para solo los últimos tres meses de operación, con el fin de disminuir el tiempo de carga de datos a la plataforma desarrollada.

Dentro de la base de datos se cubren principalmente dos módulos: El Monitoreo del Comportamiento Actual y el Seguimiento Histórico de la Inyección, los cuales son visualizados en el menú principal de la base de datos (Figura 21).

Figura 21. Menú Principal Base de Datos.

Occidental de Colombia, Inc. SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA
 Thursday, June 24, 2004 8:12:25AM
 Page 1 of 1

MONITOREO DE LA INYECCIÓN DE AGUA
 ASOCIACIÓN CRAVO NORTE
 CAMPO CAÑO LIMÓN
 AREAS MATANEGRA Y LA YUCA

COMPORTAMIENTO ACTUAL	SEGUIMIENTO HISTORICO
<u>MN-36</u>	<u>MN-10</u> FROM: <u>Abr 27, 1996</u> TO: <u>Nov, 1997</u>
<u>MN-16</u>	<u>MN-16</u> FROM: <u>Sep 16, 1994</u> TO: <u>Sep 23, 2002</u>
<u>LY-16</u>	<u>MN-27</u> FROM: <u>Mar 22, 2000</u> TO: <u>Abr 18, 2003</u>
<u>MN-31</u>	


6.1 MONITOREO DEL COMPORTAMIENTO ACTUAL

En el Monitoreo del Comportamiento Actual de la inyección de agua en el campo Caño Limón se visualizan los pozos en donde se encuentra habilitada

la inyección: MN-36, MN-16, LY-16, y MN-31. La fecha de inicio del monitoreo para cada pozo corresponde al último evento presente en su estado mecánico (Por ejemplo: completamiento inicial, recañoneo, aislamiento de zonas, entre otros.)

Una vez seleccionado cual es el pozo inyector que se desea consultar, el usuario tiene acceso aun submenú con la información del monitoreo de la inyección para dicho pozo. En este submenú se encontrarán tres diferentes aspectos para ser tenidos en cuenta en la evaluación y valoración del proceso de inyección de agua en el pozo (Figura 22). Los tres aspectos mencionados corresponden a: Información General, Pozos Afectados y Monitoreo del Comportamiento.

Figura 22. Submenú Monitoreo del Comportamiento Actual para Cada Pozo.

 Occidental de Colombia, Inc.		MONITOREO DE INYECCIÓN DE AGUA Sunday, 30 May, 2004 5:09:56PM Page 1 of 1	
MATANEGRA 36			
FORMATIONS: K2A1, K2A2, K2A3, K2A4		FROM: Sep t 26, 2002	
INFORMACIÓN GENERAL	POZOS AFECTADOS	MONITOREO COMPORTAMIENTO	
<u>HISTORIA DEL POZO</u>	<u>MONITOREO ULTIMOS TRES NIVELES</u>	<u>HALL & DERIVADA</u>	
<u>Oi, WHPi, Vs. TIEMPO</u>	<u>BFPD Vs. TIEMPO</u>	<u>HALL, Oi & WHPi</u>	
<u>HISTORICO DE EVENTOS</u>	<u>BOPD Vs. TIEMPO</u>	<u>HALL & DERIVADA</u> <u>ULTIMOS 3 MESES</u>	
<u>ESTADO MECÁNICO</u>	<u>MN-07</u> <u>MN-08</u> <u>MN-12</u> <u>MN-15</u>	<u>HALL, Oi & WHPi</u> <u>ULTIMOS TRES MESES</u>	
<u>CALIDAD DEL AGUA</u>	<u>MN-17</u> <u>MN-21</u> <u>MN-25</u> <u>MN-26</u>		
	<u>MN-30</u> <u>MN-38</u>		

6.1.1 Información General. La sección de Información General del pozo permite dar información al usuario acerca de las condiciones físicas y mecánicas del estado del pozo, así como su desempeño histórico a partir del

momento en el que inicia operación. En esta ventana se incluyen los siguientes comandos:

- Historia del pozo. Como su nombre lo indica, corresponde a un archivo de texto donde se presenta un resumen de los principales trabajos realizados en el pozo desde el momento de la perforación y completamiento inicial del mismo. De esta forma se conocen los horizontes a los que ha sido sometida la inyección en el campo por determinado pozo y a partir de que momento cambiaron las condiciones por trabajos realizados dentro del mismo.

Se conocen además, los intervalos de tiempo en los que los pozos fueron sometidos a limpieza de formación, o se les realizaron trabajos de recañoneo para mejorar las condiciones de inyectividad en la roca.

Con el ánimo de dar a conocer dichas características tenidas en cuenta para el resumen publicado en el comando de la historia de los pozos relacionados en la base de datos, e ilustrar al lector acerca de las condiciones de los mismos, se presenta a continuación el archivo texto visualizado para cada pozo en el comando anteriormente mencionado.

- Historia del Pozos MN-36. El pozo Matanegra 36 (locación MN_HA) fue propuesto como pozo inyector de agua, para reemplazar el pozo Matanegra 16, que fue inyector de agua en las arenas K2A. Al romperse el casing¹⁹ del pozo Matanegra 16, se hizo necesario reemplazarlo, y de esta forma, contrarrestar la disminución de producción de aceite en el yacimiento K2A en el área de matanegra, debido a la reducción de soporte de presión por agua.

¹⁹ Revestimiento del pozo.

La perforación de éste pozo se inició a la 17:00 horas de julio 14 de 2002. El hueco de superficie se perforó con broca de 17 1/2" hasta 755'. Se bajó y cementó revestimiento de 13 3/8" (zapato @ 752').

La perforación del hueco de 12 1/4" se inició con parámetros controlados de peso y rotación, manteniendo la verticalidad del pozo, se perforó desde 755' hasta 5267', se hizo viaje corto de 30 paradas. Se continuó perforando desde 5267', se cambió broca y continuo perforando hasta 8240' (TD), se realizó viaje corto de 20 paradas y se acondicionó el hueco para correr casing. Se bajó revestimiento de 9 5/8". Zapato flotador a 8230' y el collar flotador a 8185'. Se tumbaron preventoras. Se instaló "tubing head spool" y se probó con 2000 psi.

Las operaciones de perforación se dieron por terminadas a las 11:30 horas del día 25 de julio del año 2002. El pozo fue terminado el 5 de agosto de 2002.

Los objetivos del pozo fueron, inyectar agua en las unidades de las arenas K2A, para sustituir la inyección suspendida en MN-16 y ayudar a mantener la meta de producción de los pozos completados en las zonas de la formación K2A.

Inicialmente, el pozo matanegra 36 iba a ser perforado a una profundidad de 8040', pero se debió reconsiderar, y ser perforado hasta 8240' para disminuir trabajos de reacondicionamiento por acumulación futura de arena en el pozo.

Una vez realizado el estudio para determinar la perforación del pozo, se esperaban parámetros del yacimiento que permitían su viabilidad tales como:

Tabla 5. Parámetros del Yacimiento Esperados para la Viabilidad de MN-36.

PARÁMETROS	
Unidades Recomendadas a Ser Completadas	K2A (Arenas, Calizas y Arcillas)
Espesor Esperado de las Arenas de Inyección	176 ft.
Corte de Agua Esperado	100%
Índice de Inyectividad Específico (BOPD/PSI/PIE)	0.2
Índice de Inyectividad Base Estimado (BOPD/PSI)	35 Con efectos de Pen. Parcial
Índice de Productividad Corregido Estimado BFPD/PSI	158
Presión de Drawdown Estimada (PSI)	380
Tasa de Inyección Estimada (BWPD)	60.000
Presión de Yacimiento Inicial Estimada (a 7100' TVSS)	1500 psi

Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

El pozo se encuentra localizado en la estructura matanegra del campo Caño Limón, con coordenadas gaussianas en superficie de:

Tabla 6. Coordenada Gaussianas del Pozo MN-36.

NORTE	ESTE	
1'262.680 m	997.526 m	3 Grados Este
1'263.719.3 m	1'329.187.65 m	Origen Bogotá

Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

Y en fondo de: N (y): 1'262.685.61 m E(x): 997.528.75 m 3 Grados Este.

Las elevaciones del pozo son: GLE: 463' RTE: 483' KBE: 484'

Los objetivos a nivel geológico constituyeron los reservorios de la formación carbonera superior. (C5), formaciones carbonera inferior, LK1, K2A y K2B. Por otra parte los espesores encontrados según informe final de geología comprendieron 67' de carbonera inferior, 15' de K1 inferior y 72' de K2A, para un total de 154' en la zona.

EL pozo matanegra 36 está perforado en el bloque estructural de MN-16 y MN-11. Dicho bloque esta formado por la falla matanegra localizada al norte y una falla sintética localizada hacia el sur, la cual se extiende en sentido sureste. MN-36 fue cañoneado en la formación K2A, involucrando los yacimientos de K2A1, K2A2, K2A3 y K2A4, con un espesor neto perforado de 85 pies.

K2A es una formación compuesta por depositaciones de sedimentos de origen costero superior e inferior con buena continuidad lateral.

En lo relacionado con los trabajos realizados al pozo encontramos su completamiento inicial en Agosto 03 de 2002 en el que se instaló bomba electrosumergible ESP KC-12000 KPMT ARM de 108 etapas con el objeto de dejar el pozo productor por un periodo, para logra limpieza de las arenas a ser inyectadas.

La primera instalación como pozo inyector de agua fue realizada en septiembre 21 de 2002. Posteriormente en junio 17 de 2003 se realizó servicio al pozo, instalando ESP#2, bomba GC-8200 GPMT AR de 187 etapas, para ejecutar periodo de limpieza. Y finalmente en julio 21 de 2003 se acondiciona nuevamente el pozo para la inyección.

- Historia del Pozo MN-16. El pozo Matanegra 16 se perforó a una profundidad total de 8050 pies, desde el 28 de Septiembre al 10 de Octubre de 1993. En Noviembre de 1993, se abrieron los intervalos K2A1, K2A2, K2A3 y K2A4 (137 pies) con cañones TCP de 7", los cuales con la entrada de arena al pozo se atascaron contra el revestimiento. Se realizó entonces un trabajo de pesca, recuperando los cañones atascados. Posteriormente con el fin de limpiar el pozo, se realizó un trabajo de achicamiento y se corrieron dos bombas ESP de sacrificio.

En Septiembre 16 de 1994, luego de retirar el ESP y correr un empaque "RSBLA" CAMCO a 7530 pies con tubería de 7", se inició la inyección de agua a las arenas del cretáceo K2A para mantener la presión en el bloque de Matanegra.

En Enero 28 de 1995 se realizó un trabajo de Workover para re-cañoneo de los intervalos K2A1, K2A3 y K2A4 y el cañoneo de intervalos nuevos del K2A3, K2A4, quedando un total de 176.5 pies abiertos a la inyección.

En Agosto 14 de 1995 se sentó un empaque "RSBLA" CAMCO a 7695 pies con tubería de 7" para inyectar selectivamente al K2A2, K2A3 y K2A4. Posteriormente en Abril 30 de 1996 se trató de recuperar el completamiento pero únicamente se recuperó la tubería de 7", quedándose el empaque en el hueco, el cual fue empujado a fondo. El pozo fue completado solamente con una junta de 7" y se dejó inyectando a través del revestimiento de 9-5/8".

De Febrero 25 a Mayo 14 del 2000, debido a que el pozo se arenó, se realizó un trabajo de limpieza de arena con espuma desde 7590 pies hasta fondo. Para este trabajo, se realizaron tres entradas al pozo debido a problemas operacionales, hasta que finalmente se tuvo éxito en la limpieza de arena.

En Octubre 10 del 2001, se encontró nuevamente arenado el pozo a 7593 pies. El 8 de Abril de 2002, se hicieron dos corridas con un hidrostático tubing bailer de 4-3/4" O.D. de 7584 pies a 7590 pies, recuperando arena y pedazos grandes de formación similar a un corazón de 4" de diámetro. Posteriormente, se intentó limpiar con espuma de 7582 pies hasta 7594 pies. Durante la operación, hubo problemas con la metida y sacada de la tubería debido a obstrucción en el casing a 7592 pies. Se podía sacar el sencillo pero al bajar con el otro, éste no entraba y tocaba conectar la Kelly la cual al

rotar bajaba sin problemas pero el sencillo no fue posible hacerlo bajar. Finalmente se corrió un bloque de impresión de 8-3/8" con cable para evaluar el origen de la obstrucción en fondo, pero cuando estaban sacando el bloque, este se atascó y se soltó quedando a 6452 pies.

La inyección de agua acumulada a Abril 30 del 2002 en el pozo MN-16 era de 115'692.980 barriles.

Posteriormente se decidió evaluar la condición mecánica del revestimiento de 9-5/8" del pozo en la parte superior del daño para definir habilitar el pozo para inyección de agua en las arenas de las formaciones Carbonera Superior e Inferior y K1 Inferior y abandonar en este pozo las arenas del K2A. A su vez perforar un pozo vertical nuevo en reemplazo del MN-16 para inyectar en las arenas de la formación K2A.

Finalmente, se abandonan las arenas de la formación del K2A, por las cuales se estaba inyectando agua y se habilita el pozo para inyectar agua en las arenas de las formaciones Carbonera Superior e Inferior y K1 Inferior. A su vez se perfora un pozo nuevo MN-36 para inyectar en las arenas de la formación K2A.

- Historia del Pozo LY-16. El pozo La Yuca 16 fue completado el 16 de Mayo de 1986, y perforado como pozo de desarrollo a una profundidad total de 7974', con hueco de 20" de diámetro.

El pozo inició produciendo de la formación Mirador, de los intervalos [7600'-7618'] M-1B, [7636'-7654'] M-1C, [7664'-7684'] M-1D, [7718'-7722'] M-2, y [7735'-7746'] M-2.

El 24 de agosto de 1986, se mato el pozo bombeando por la tubería de producción ("Bull Head") 325 BBLs de agua de formación, se desasentó el empaque Guiberson y se recupero toda la sarta de completamiento, se bajó la bomba electrosumergible con "Y Tool", se sentó el empaque Guiberson y se puso el pozo a producción.

Antes del trabajo realizado con fecha de prueba de Agosto 11/86 la producción de petróleo en barriles fue de 569 y 1373 Bls de agua producida. Después del trabajo con fecha de prueba de Agosto 27/86 la producción de petróleo registró 3544 Bls y producción de agua de 6297 Bls. en el día.

Del 1 al 5 de Mayo de 1987, se saco sarta de producción con bomba electrosumergible (Serie 513 de 79 etapas, tipo D-225B con herramienta "Y". Se sentó tapón permanente (Modelo "EZ-SV") a 7730'. Se recompletó con bomba electrosumergible (Serie 513, de 29 etapas, tipo D-225B con herramienta "Y") y finalmente se puso en producción.

Antes del trabajo realizado con fecha de prueba de Abril 29/87 la producción de petróleo en barriles fue de 1720 y 7950 Bls de agua producida. Después del trabajo con fecha de prueba de Mayo 13/87 la producción de petróleo registró 4344 Bls y producción de agua de 4672 Bls. en el día.

Del 17 al 23 de Diciembre de 1991, se realizó otro trabajo, en el cual se recuperó el completamiento existente (bomba 31 K-15000 con motor de 450 HP). Se sentó un tapón puente a 7580 pies y se colocaron 3 pies de cemento para aislar los intervalos del Mirador. Se cañonearon los intervalos 7410'-7430' (UC4F) y 7491'-7504' (UC5D). Finalmente se completó el pozo con equipo electrosumergible (bomba 58 GC-8200 con motor de 450 HP).

Antes del trabajo realizado, con fecha de prueba de Diciembre 16/91 la producción de petróleo en barriles fue de 1314 y 18509 Bls de agua producida. Después del trabajo con fecha de prueba de Diciembre 31/91 la producción de petróleo registró 6063 Bls y producción de agua de 2341 Bls. en el día.

En los días del 24 al 27 de Septiembre de 1994, se recuperó el equipo electrosumergible instalado (62 etapas, bomba GN-7000 ARU, motor 400 HP). Se aisló el intervalo de fondo C5C (7491'-7504') utilizando el tapón permanente. Se perforó el nuevo intervalo C4F (7438'-7446') a 12 tiros por pies y se reperforó el intervalo C4F (7413'-7430') a 4 tiros por pie. Luego de fluir el pozo, se realizó el completamiento con equipo electrosumergible (108 etapas, bomba GN-4000, motor 225 HP).

Antes del trabajo realizado, con fecha de prueba de Mayo 26/94 la producción de petróleo en barriles fue de 101 y 4925 Bls de agua producida. Después del trabajo con fecha de prueba de Octubre 24/94 la producción de petróleo registró 945 Bls y producción de agua de 2109 Bls. en el día.

Posteriormente, en los días del 8 al 10 de Febrero de 1997, se recuperó el equipo electrosumergible de fondo (111 GN-3200 ARZ y 225 HP). Se tocó fondo a 7440 pies. Se limpió arena usando el Sand Bailer desde 7440 pies hasta 7450 pies. Se corrió tubería de 5 1/2" (222 juntas) como sarta de inyección hasta 7207 pies. Una vez liberado el equipo de servicios se continuó limpiando arena hasta 7477 pies. La inyección de agua dio inicio una vez terminadas las facilidades de superficie.

Antes del trabajo realizado, con fecha de prueba de Junio 28/96 la producción de petróleo en barriles fue de 143 y 2317 Bls de agua producida.

- Historia del Pozo MN-31. El pozo Matanegra 31 se perforó verticalmente a una profundidad total de 8093 pies del 13 al 25 de Septiembre del 2001. Se completó en Octubre 19 abriendo cañones de 4-1/2" TCP, cargas 34B HJII RDX a 12 tiros por pie los intervalos M1C (7110-7117), M2 (7139-7142), M3 (7166-7169, 7174-7181) de la formación Carbonera Inferior y K1A1 (7202-7205, 7212-7215), K1A2 (7240-7250), K1B1 (7283-7298) de la formación K1 inferior, para 51 pies netos.


El pozo se completó con bombeo electrosumergible y comenzó su producción con un corte de agua de 87%, el cual se ha venido incrementando hasta alcanzar 96% en operación.

El día 15 de Abril de 2002 se da inicio a trabajo de Workover en el pozo, finalizando el 20 del mismo mes. En dicho trabajo se recuperó el equipo electrosumergible. Se corrió canasta de 8-5/16" hasta 7300 pies. Se sentó empaque tapón N-1 a 7274 pies y se colocaron 4 pies de cemento encima del tapón (tope estimado a 7269 pies), aislando el intervalo del K1B1 (7283'-7298'). Se instaló el nuevo equipo E.S.P (motor de 456 HP y bomba 141 GC-4100 ARM 1:3) y se retornó el pozo a producción de los intervalos remanentes M1C, M2A, M3, K1A1 y K1A2.

EL 12 de Mayo de 2004 se perforó el tapón Baker N-1 y el 14 de Mayo de 2004 fue realizado un nuevo trabajo en el que se perforaron los nuevos intervalos del M1C (7101-7105, 7117-7120), M2A (7142'-7154'), M3 (7169'-7174', 7186'-7194'), K1A2 (7250'-7259', 7260'-7276'), K1B1 (7298'-7304'), K1B2 (7308'-7312'). Finalmente el pozo fue completado para inyección.

A continuación se presenta la visualización del comando "Historia del Pozo" como se presenta en la base de datos para identificar principalmente el diseño de la ventana.

Figura 23. Ventana Información General – Historia del Pozo.

	Occidental de Colombia, Inc.	MONITOREO DE INYECCIÓN DE AGUA
		Sunday, May 30, 2004 5:14:51PM
MN-36	HISTORIA DEL POZO	Page 1 of 2

El pozo Matanegra 36 (locación MN_HA) fue propuesto como pozo inyector de agua, para reemplazar el pozo Matanegra 16, que fue inyector de agua en las arenas K2A. Al romperse el casing del pozo Matanegra 16, se hizo necesario reemplazarlo, y de esta forma, contrarrestar la disminución de producción de aceite en el yacimiento K2A en el área de matanegra, debido a la reducción de soporte de presión por agua.

La perforación de este pozo se inició a las 17:00 horas de julio 14 de 2002. El hueco de superficie se perforó con broca de 17 1/2" hasta 755'. Se bajó y cementó revestimiento de 13 3/8" (zapato @ 752').

La perforación del hueco de 12 1/4" se inició con parámetros controlados de peso y rotación, manteniendo la verticalidad del pozo, se perforó desde 755' hasta 5267', se hizo viaje corto de 30 paradas. Se continuó perforando desde 5267', se cambió broca y continuó perforando hasta 8240' (TD), se realizó viaje corto de 20 paradas y se acondicionó el hueco para correr casing. Se bajó revestimiento de 9 5/8". Zapato flotador a 8230' y el collar flotador a 8185'. Se tumbaron preventoras. Se instaló "tubing head spool" y se probó con 2000 psi.

Las operaciones de perforación se dieron por terminadas a las 11:30 horas del día 25 julio del año 2002. El pozo fue terminado el 5 de agosto de 2002.

Los objetivos del pozo fueron, inyectar agua en las unidades de las arenas K2A, para sustituir la inyección suspendida en MN-16 y ayudar a mantener la meta de producción de los pozos completados en las zonas de la formación K2A.

Inicialmente, el pozo matanegra 36 iba a ser perforado a una profundidad de 8040', pero se debió reconsiderar, y ser perforado hasta 8240' para disminuir trabajos de reacondicionamiento por acumulación futura de arena en el pozo.

Una vez realizado el estudio para determinar la perforación del pozo, se esperaban parámetros del yacimiento que permitían su viabilidad tales como:

Unidades recomendadas a ser completadas:	K2A (Arenas, Calizas y Arcillas)
Espesor esperado de las arenas de inyección:	176'

- Tasa de Inyección Diaria (Q_i), Presión en Cabeza (WHP_i) Vs. Tiempo.

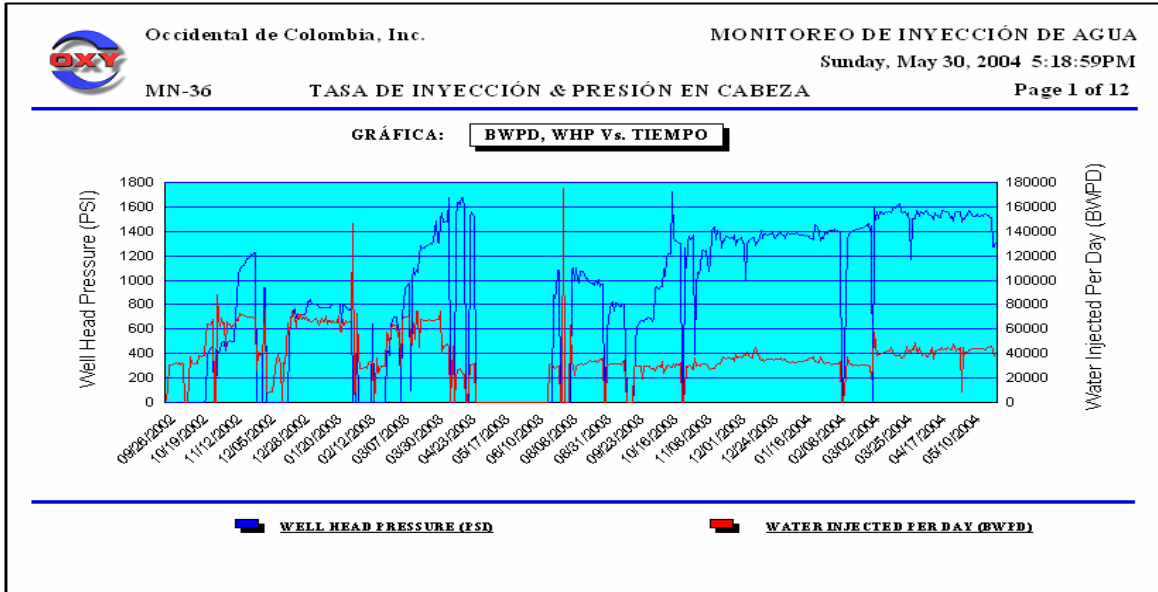
En una gráfica diseñada en Crystal Reports, se presenta el comportamiento de la tasa de inyección (Q_i) y la presión en cabeza (WHP_i) de cada pozo inyector a través del tiempo. Como se comentó anteriormente la información inicial se toma a partir del último evento que modificó el estado mecánico del pozo.

Con esta gráfica se permite monitorear la operación del pozo en términos de caudal de inyección, y su correspondiente presión en cabeza de acuerdo a los fenómenos presentados en la línea o en la formación.

Por otra parte, contribuye además al monitoreo de las condiciones en las que se encuentra la eficiencia de inyección por parte de las bombas, la planta de inyección y sus componentes. En la figura a continuación se visualiza la ventana correspondiente a dicha gráfica para el pozo MN-36, con el ánimo de ilustrar al lector la representación de la misma y posteriormente (Figura

25) la organización de los datos graficados, a manera de tablas, asociados a cada grafica presentada en la base de datos de inyección.

Figura 24. Ventana Información General – BWPD, WHP Vs. Tiempo.



- **Histórico de Eventos.** En este comando de texto, se presenta la relación diaria de los eventos que hayan ocasionado salidas parciales o totales del sistema de inyección. Por ejemplo, eventos en el sistema eléctrico, problemas en las bombas de inyección, fugas en líneas de flujo o cabeza de pozo, registros de inyección, atentados subversivos a las instalaciones, entre otros.

Con el monitoreo de los eventos involucrados en el sistema de inyección, se permite dar explicación clara, precisa y oportuna a las drásticas fluctuaciones en el comportamiento de inyección de los pozos, cuando estas se requieran.

Figura 25. Ventana Información General – Datos BWPD, WHP Vs. Tiempo.

Occidental de Colombia, Inc.		MONITOREO DE INYECCIÓN DE AGUA		
MN-36		TASA DE INYECCIÓN & PRESIÓN EN CABEZA		Page 12 of 12
BLOQUE: CRAVO NORTE		FROM: Sep 1 26, 2002	TO: May 28, 2004	
DATE	WATER INJECTED (BBL5)	WELL HEAD PRESSURE (PSD)	MINUTES ON	WATER INJECTED PER DAY (BWPD)
April 28, 2004	45,373	1,555	1,440	45,373
April 29, 2004	42,381	1,560	1,440	42,381
April 30, 2004	43,731	1,560	1,440	43,731
May 01, 2004	43,308	1,560	1,440	43,308
May 02, 2004	42,802	1,558	1,380	44,663
May 03, 2004	9,009	1,472	1,440	9,009
May 04, 2004	45,282	1,503	1,440	45,282
May 05, 2004	39,672	1,503	1,440	39,672
May 06, 2004	41,247	1,529	1,440	41,247
May 07, 2004	39,880	1,533	1,440	39,880
May 08, 2004	42,744	1,572	1,440	42,744
May 09, 2004	43,497	1,560	1,440	43,497
May 10, 2004	43,954	1,528	1,440	43,954
May 11, 2004	44,407	1,520	1,440	44,407
May 12, 2004	43,941	1,524	1,440	43,941
May 13, 2004	44,182	1,540	1,440	44,182
May 14, 2004	44,461	1,523	1,440	44,461
May 15, 2004	44,049	1,518	1,440	44,049

En la Figura 26 se permite visualizar la ventana correspondiente al Histórico de Eventos para el pozo inyector MN-36. De manera similar, esta ventana es presentada para los otros pozos inyectores en la configuración de la base de datos.

Figura 26. Ventana Información General – Histórico de Eventos.

Occidental de Colombia, Inc.		MONITOREO DE INYECCIÓN DE AGUA	
MN-36		HISTÓRICO DE EVENTOS	
		Page 5 of 5	
Abril 27 / 2004			
Fue deslastrada en el evento de las 13:21 hrs, se arranco a las 20:14 Hrs, Operando con dos bombas P-790A y P-790C.			
Abril 28 / 2004			
Operando con dos bombas P-790A y P-790C.			
Mayo 02 / 2004			
La planta de inyeccion se apagó a las 23:00 Hrs por evento eléctrico. A las 05:00 hrs (Mayo 3/04) Continúa apagada por falta de disponibilidad de tensión.			
Mayo 03 / 2004			
La planta de inyección se apagó a las 23:00 Hrs Mayo 02/04 por evento eléctrico y se arrancó a las 21:20 hrs de Mayo 03/04. Fuera de línea durante 22.5 Hrs. El nivel promedio de tensión en 33.0 KV en Planta de Fuerza durante el día, no hubo disponibilidad para arranque antes.			
Mayo 04 / 2004			
La Planta de inyección se encuentra operando normalmente con dos bombas. P790B y P790C.			
Mayo 08 / 2004			
Operando normalmente con dos bombas. P790A y P790C. Se hizo rutina anual de pruebas eléctricas a la bomba P790B.			

- Estado Mecánico. En el comando del Estado Mecánico del pozo, se presenta un archivo con el diagrama del completamiento actual del mismo. La base de datos importa el diagrama del último estado mecánico del pozo correspondiente, desde la carpeta y el archivo en donde son almacenados por la compañía.

El Estado Mecánico nos permite conocer las condiciones mecánicas del pozo, las unidades en las que se encuentran los horizontes de inyección y los parámetros de la tubería instalada. Gracias a las excelentes condiciones de permeabilidad y porosidad de los yacimientos, en los pozos inyectores del campo Caño Limón el completamiento de éstos está conformado básicamente por una junta de tubería de producción de 7" O.D instalada al cabezal de superficie, por medio de la cual se conduce el agua hacia el interior del pozo completado con revestimiento de 9 5/8" de diámetro externo. De esta forma la inyección se realiza prácticamente a hueco abierto, con el fin de aprovechar toda la columna hidrostática del pozo para generar mayor presión de inyección a la formación, y un soporte de presión adicional al sistema.

- Calidad del Agua. El icono correspondiente a la Calidad del Agua relacionado en la base de datos, presenta automáticamente la información que maneja y actualiza diariamente el laboratorio de fluidos del campo, de acuerdo a los análisis en las aguas de inyección.

Allí, mediante gráficas en Excel, se presenta el seguimiento a través del tiempo de los parámetros establecidos para medir la calidad del agua de inyección, parámetros tales como la relación aceite en agua (O/W), el total de sólidos suspendidos o sólidos disueltos (SST) y composición de hierro total (Fe), entre otros. Cabe resaltar que estas mediciones son realizadas dos

veces a la semana por personal del laboratorio, lo que genera una gran confiabilidad en la información.

6.1.2 Pozos Afectados. Esta sección fue diseñada y desarrollada con el objeto de determinar claramente el efecto de la inyección sobre los pozos productores, y establecer la producción adicional que se obtiene por efecto de la inyección. En esta ventana se incluyen los siguientes comando o botones (Figura 22):

- Monitoreo Últimos Tres Niveles. En el presente comando se presenta una gráfica en donde se incluyen los últimos tres niveles de los pozos productores que son afectados por el pozo inyector previamente seleccionado. La representación gráfica de los niveles es muy bien definida, de tal manera que se puede diferenciar claramente el último, el penúltimo y antepenúltimo nivel.

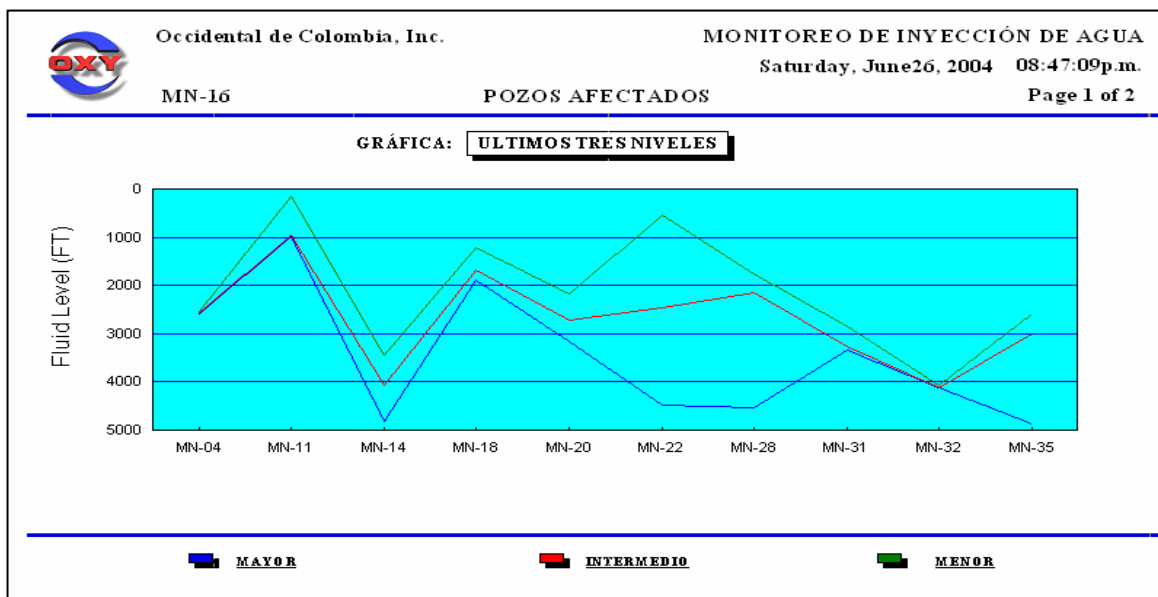
Para la construcción de dicha gráfica y recolección de los datos requeridos para la misma, fue necesaria la construcción de unos procedimientos específicos (Stored Procedures) para realizar la selección adecuada de la información a partir del software Production System de la compañía. Para consultar la creación del modulo se recomienda consultar el Anexo 3 del presente libro, sin embargo los códigos diseñados y requeridos para filtrar la información son propiedad exclusiva de la compañía y se prohíbe su publicación.

La gráfica de los últimos tres niveles es herramienta clave en el monitoreo de la inyección, puesto que permite observar los incrementos o decrementos en el nivel dinámico de los pozos productores, y de esta forma evaluar las condiciones de los pozos para realizar las modificaciones pertinentes en aras

de logra una mayor productividad de los mismos, ya sea con profundizaciones del equipo en fondo o con incrementos en la frecuencia del variador.

El efecto de la inyección de agua en el campo y por ende el aumento en el caudal de fluido producido por cada pozo afectado, se ve reflejado en un aumento en el nivel dinámico del pozo, siempre y cuando el equipo instalado conserve los mismos parámetros de operación; de allí la importancia de la gráfica ilustrada en el presente ítem. A continuación (Figura 27) se observa la ventana correspondiente a la gráfica de Monitoreo de los Últimos Tres Niveles, para dar una mejor idea de la representación al lector, y posteriormente (Figura 28) se presenta la ventana que refleja los datos relacionados en la gráfica para observar su organización.

Figura 27. Ventana Pozos Afectados – Monitoreo Últimos Tres Niveles.



Cabe resaltar que la representación gráfica ilustra la distancia en pies correspondiente desde la cabeza de pozo hasta el nivel de fluido en el pozo, dicha distancia es lo que conocemos como nivel de fluido y corresponde al

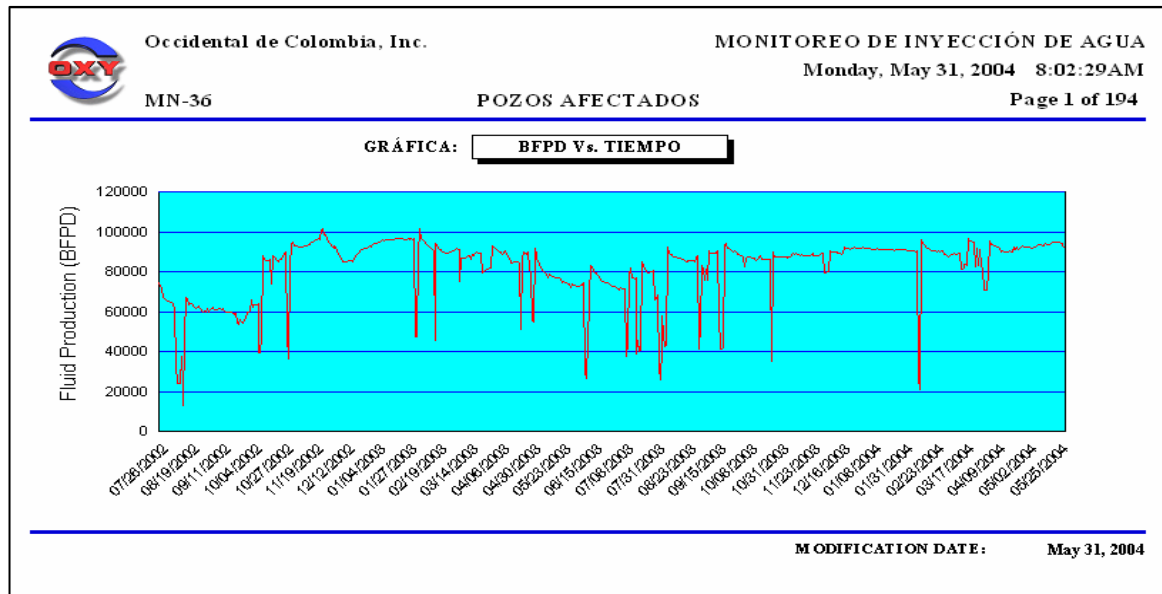
dato suministrado por el Echometer, herramienta con la cual se efectúa el monitoreo de dicha propiedad para la totalidad de los pozos. De esta forma valores inferiores nos representan en realidad altos niveles de fluido en el pozo y a medida que el valor reportado aumenta, nos indica una disminución en la columna de fluido presente dentro del mismo.

Figura 28. Ventana Pozos Afectados – Datos Monitoreo Últimos Tres Niveles.

Occidental de Colombia, Inc.		MONITOREO DE INYECCIÓN DE AGUA	
MN-16		Saturday, June 26, 2004 08:58:10p.m.	
BLOQUE: CRAVO NORTE		MONITOREO: Últimos 3 Niveles	
		TO: June 26, 2004	
WELL CODE	MONITOR DATE	FLUID LEVEL	
MN-04			
MN-04	May 21 2004	2,586	
MN-04	May 2 2004	2,545	
MN-04	Apr 10 2004	2,562	
MN-11			
MN-11	Jun 23 2004	168	
MN-11	Jun 15 2004	959	
MN-11	Jun 10 2004	980	
MN-14			
MN-14	Jun 23 2004	3,440	
MN-14	Jun 15 2004	4,069	
MN-14	Jun 10 2004	4,811	
MN-18			
MN-18	Jun 23 2004	1,222	

- Producción de Fluido (BFPD) Vs. Tiempo. Corresponde a una gráfica donde se presenta la producción de fluido de todos los pozos productores que son afectados por el pozo inyector seleccionado. Allí, se permite apreciar el incremento en la producción de fluido del conjunto de pozos afectados por la inyección con respecto a la producción antes de habilitar el proceso. La fecha de inicio de la gráfica corresponde a 60 días antes de iniciada la inyección en el pozo respectivo. La información es alimentada del PRS (Production System). En esta gráfica además (Figura 29), se aprecian los periodos de cierre prolongados de la inyección y sus efectos ante la producción del campo.

Figura 29. Ventana Pozos Afectados – BFPD Vs. Tiempo.




Seguidamente se presenta (Figura 30) la pagina de datos, donde se especifica la información graficada en la ventana BFPD Vs. Tiempo, para los pozos afectados por la inyección. En dicha página la información es actualizada automáticamente al igual que todos los datos en la base de datos, y a su vez es organizada por día, agrupándose de acuerdo a los pozos afectados exclusivamente por el pozo inyector seleccionado. Esto con el fin de dar al lector una visualización acerca de la organización de la información para el comando mencionado.

En este ítem, se toma la producción de fluido de cada uno de los pozos productores, junto con las horas en las que se encontraron en operación durante el día, para de esta forma extrapolar la producción del pozo a una operación normal de 24 horas y poder obtener el dato de tasa de fluido producida al día para cada pozo y posteriormente totalizar junto con los otros pozos afectados por la inyección. En este ítem se es necesario extrapolar, puesto que todos los pozos no se encuentran en igualdad de condiciones de operación y extrapolar su producción se da un reporte real de la

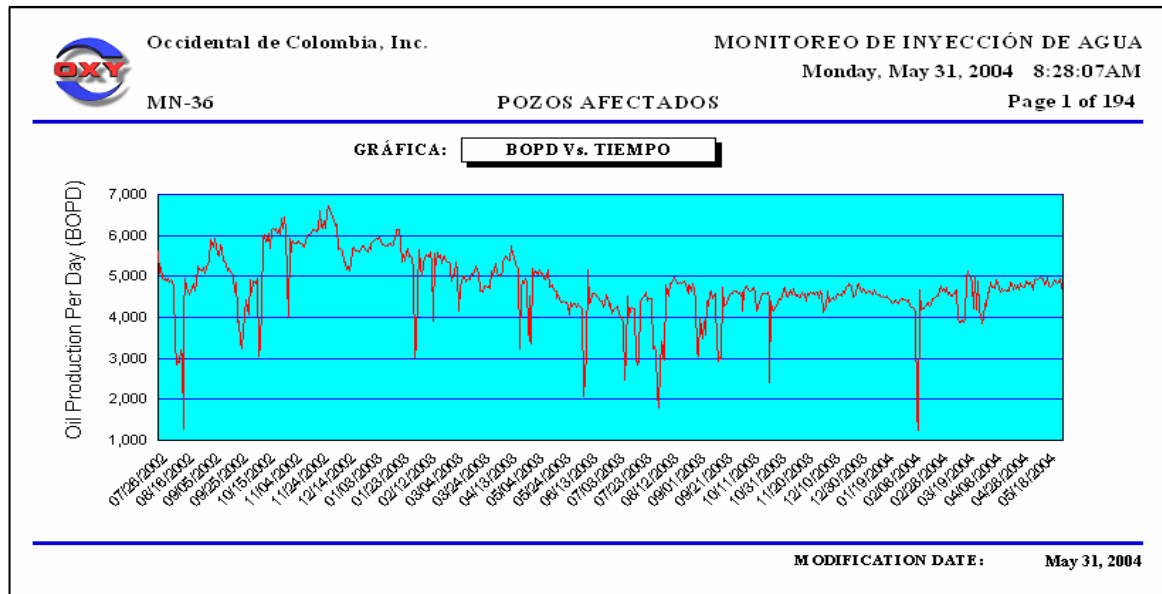
capacidad productiva del pozo para entrar a realizar análisis y comparaciones al respecto.

Figura 30. Ventana Pozos Afectados – Datos BFPD Vs. Tiempo.

		Occidental de Colombia, Inc.		MONITOREO DE INYECCIÓN DE AGUA	
MN-36		POZOS AFECTADOS		Monday, May 31, 2004 8:02:55AM	
				Page 2 of 194	
FROM: July 26, 2002		TO: May 31, 2004		INJECTION STARTED: Sept 26, 2002	
WELL CODE	DATE	GROSS FLUID (BBLs)	MINUTES ON	HOURS ON	GROSS RATE (BFPD)
July 26, 2002					
MN-07	July 26, 2002	10,934	1,056	17.60	14,910
MN-08	July 26, 2002	3,361	774	12.90	6,253
MN-12	July 26, 2002	10,029	1,440	24.00	10,029
MN-15	July 26, 2002	4,949	1,440	24.00	4,949
MN-21	July 26, 2002	8,955	1,440	24.00	8,955
MN-25	July 26, 2002	17,469	1,358	22.63	18,524
MN-26	July 26, 2002	7,404	1,440	24.00	7,404
MN-30	July 26, 2002	3,206	1,373	22.88	3,362
TOTAL GROSS RATE:					74,386
July 27, 2002					
MN-07	July 27, 2002	14,667	1,440	24.00	14,667
MN-08	July 27, 2002	5,428	1,440	24.00	5,428
MN-12	July 27, 2002	9,721	1,421	23.68	9,851

- Producción de Aceite (BOPD) Vs. Tiempo. En esta gráfica se presenta la producción de aceite de todos los pozos productores que son afectados por el pozo inyector seleccionado. Allí se permiten apreciar las fluctuaciones en la producción de aceite del conjunto de pozos afectados por la inyección con respecto a la producción antes de habilitar el proceso. De igual forma que el comando inmediatamente anterior, la fecha de inicio de la gráfica corresponde a 60 días antes de iniciada la inyección en el pozo respectivo y la información se alimenta del software Production System de la compañía (Figura 31). Los datos correspondientes a la gráfica mencionada son presentados y organizados de igual forma que el comando relacionado a la Producción de Fluido (BFPD) Vs. Tiempo, explicado e ilustrado anteriormente.

Figura 31. Ventana Pozos Afectados – BOPD Vs. Tiempo.



- Comando Para Cada Pozo Afectado en Particular. Adicionalmente, dentro de la sección de Pozos Afectados se incluyen botones con los pozos productores afectados por cada pozo inyector (Figura 22). El objeto principal de estos comandos es el de permitirle al usuario conocer y analizar la información de cada pozo afectado por la inyección de manera separada y de esta forma sacar conclusiones de acuerdo al desempeño de cada uno de estos de manera individual.

Al seleccionar el pozo que se desea revisar aparecerá un submenú con una serie de comandos para consulta (Figura 32). En la ventana del submenú que se visualiza posteriormente, se relaciona el pozo inyector que lo afecta, el pozo 0productor afectado por la inyección y la fecha a partir de la cual fue habilitada la inyección, para de esta forma analizar el contraste que pueda aparecer en el comportamiento del pozo.

Figura 32. Ventana Pozos Afectados – Submenú Pozo Afectado por Inyección.

Occidental de Colombia, Inc. MONITOREO DE INYECCIÓN DE AGUA
Monday, 31 May, 2004 8:30:48AM Page 1 of 1

MATANEGRA 36 POZOS AFECTADOS

WELL: FROM:

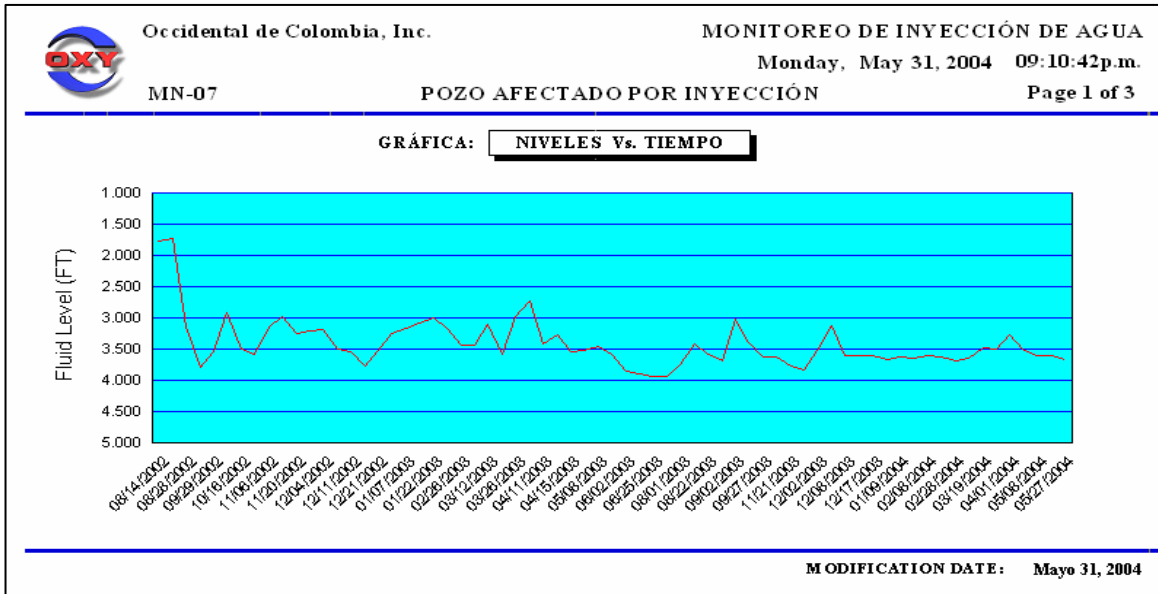
NIVELES Vs. TIEMPO
PRESIÓN ESTÁTICA Vs. TIEMPO
BFPD & BSW Vs. TIEMPO
BOPD Vs. TIEMPO

Los comandos relacionados en el submenú son los siguientes:

- Niveles Vs. Tiempo. Incluye la información histórica de niveles de fluido para el pozo afectado por la inyección que ha sido seleccionado. La información es tomada automáticamente del sistema de producción de la compañía y corresponde al monitoreo de niveles que periódicamente se le ejecuta a cada pozo en el campo.

Al igual que como fue explicado para el comando de los Últimos Tres Niveles en pozos afectados por la inyección, los niveles reportados corresponden a la distancia entre el cabezal de pozo y la interfase presente dentro del mismo, reflejando en realidad el nivel dinámico del pozo. La información es tomada con 60 días de anterioridad al inicio de la inyección en el pozo que lo afecta respectivamente. En la gráfica además (Figura 33), se aprecia la fecha en que se inicia el efecto de la inyección en el pozo y se identifican los periodos de cierres prolongados de la inyección.

Figura 33. Submenú Pozos Afectados por Inyección – Niveles Vs. Tiempo.



A continuación se presenta el esquema de organización de los datos correspondientes al comando Niveles Vs. Tiempo, con el ánimo de orientar al lector en la forma de presentación de los mismos. Dicha tabla de datos se presenta adjunta a cada gráfica respectiva. (Figura 34).

Figura 34. Submenú Pozos Afectados por Inyección – Datos Niveles Vs. Tiempo

Occidental de Colombia, Inc. MONITOREO DE INYECCIÓN DE AGUA
 Monday, May 31, 2004 8:34:13AM
 MN-07 POZO AFECTADO POR INYECCIÓN Page 3 of 3

FROM: **July 26, 2002** TO: **May 31, 2004** INJECTION STARTED: **Sep 1 26, 2002**

WELL CODE	DATE	FLUID LEVEL (FT)
MN-07	07-Dec-2003	3,135
MN-07	08-Dec-2003	3,613
MN-07	09-Dec-2003	3,612
MN-07	17-Dec-2003	3,614
MN-07	02-Jan-2004	3,671
MN-07	09-Jan-2004	3,616
MN-07	13-Jan-2004	3,645
MN-07	08-Feb-2004	3,613
MN-07	27-Feb-2004	3,634
MN-07	28-Feb-2004	3,686
MN-07	08-Mar-2004	3,654
MN-07	19-Mar-2004	3,469
MN-07	30-Mar-2004	3,492
MN-07	01-Apr-2004	3,270

- Presión Estática Vs. Tiempo. En el comando de Presión Estática Vs. Tiempo, se presenta una gráfica con el seguimiento histórico de la presión estática del pozo afectado por la inyección, que ha sido seleccionado, calculada a partir de los niveles de fluido. Para criterios de cálculo de la presión estática, además de conocer los datos de tasa de producción para cada pozo, fue necesario definir los valores de índice de productividad que se han tenido durante la historia de producción para cada uno de estos, y de esta forma relacionar la información para determinar la presión estática deseada.

La ventana carga y presenta la información con 60 días de anterioridad al inicio de la inyección en el pozo respectivo, y permite manipular la información, realizar los cálculos automáticos requeridos y presentar la visualización de los resultados de manera gráfica, gracias al diseño y organización de la herramienta.

Cabe resaltar que la presión estática corresponde a la presión ejercida por la columna de fluido al nivel del yacimiento. A continuación se muestra una representación de la ventana correspondiente al comando mencionado (Figura 35).

- Producción de Fluido (BFPD), Corte de Agua (BS&W) Vs. Tiempo. En esta gráfica se observa el comportamiento del pozo durante su historia de producción. Al igual que para gráficas anteriores, la fecha de inicio de la gráfica corresponde a 60 días antes de iniciada la inyección en el pozo respectivo y la información es tomada del Software Production System de la compañía (Figura 36).

Figura 35. Submenú Pozos Afectados por Inyección – Presión Est. Vs. Tiempo.

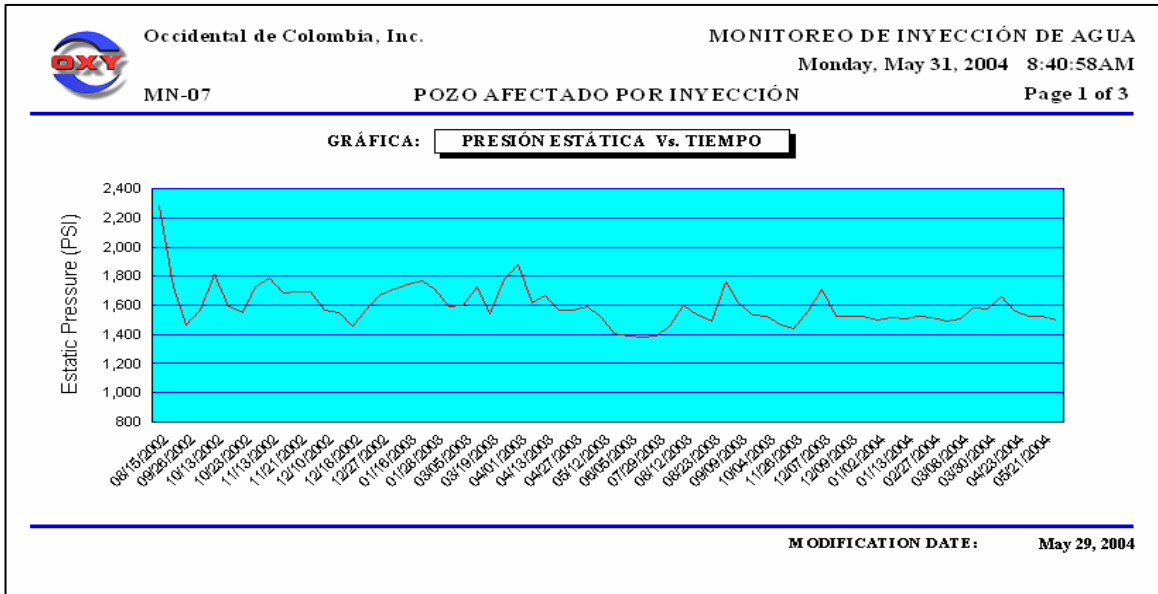
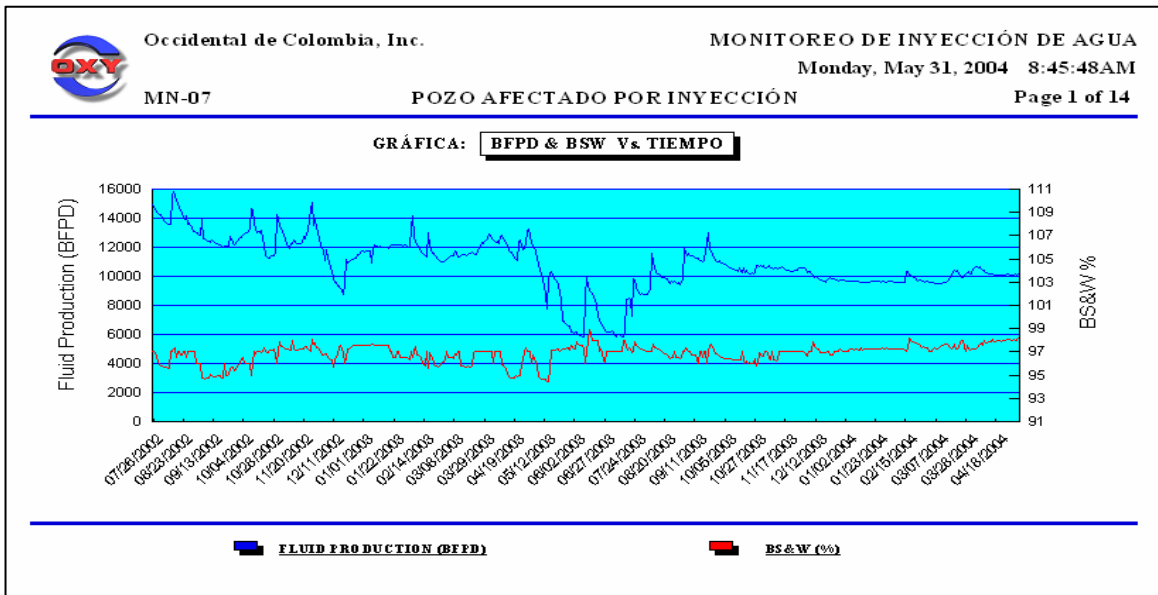


Figura 36. Submenú Pozos Afectados por Inyección – BFPD, BS&W Vs. Tiempo




Con la gráfica de tasa de producción de fluido y corte de agua del pozo, actualizada automáticamente día tras día, se presenta un mejor conocimiento acerca del comportamiento del mismo y se permite apreciar importantes

eventos relacionados con fecha de inicio del efecto de la inyección, periodos de cierres cortos y prolongados, interrupciones por cambio de equipo ESP, profundizaciones, ajustes de medidores, entre otros. Además se logra determinar cuándo la inyección de agua y el frente de la misma pueden llegar a irrumpir en el pozo generando un contraste en el objetivo de la inyección. El monitoreo para esta gráfica básicamente consiste en mantener una tendencia en el aumento de la producción de fluido, bajo parámetros de BS&W constantes.

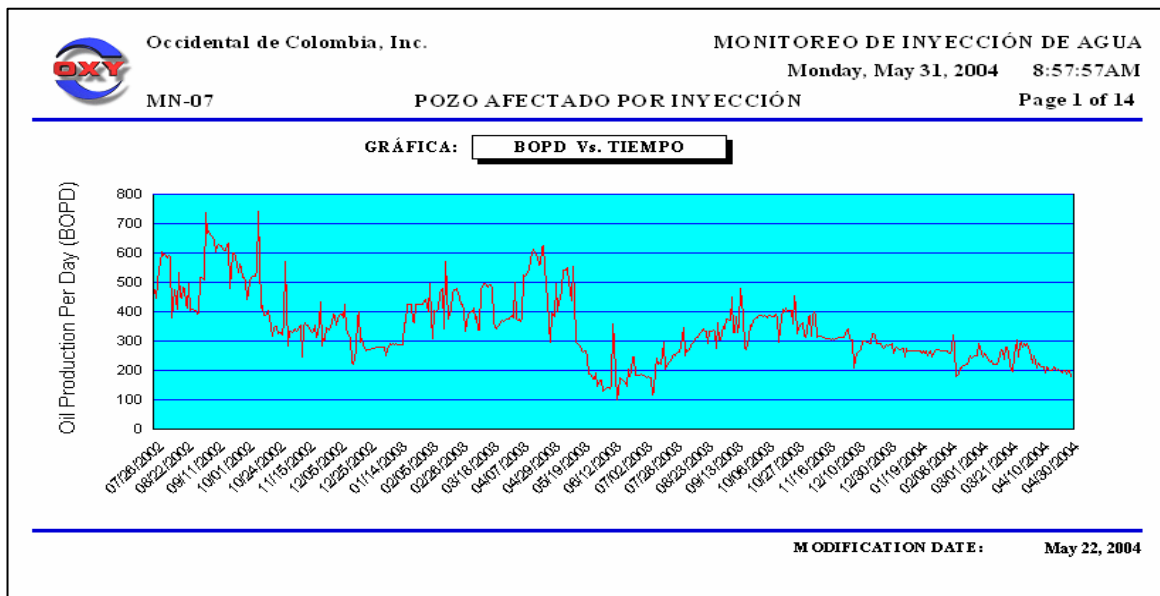
Para la construcción de la gráfica los datos de producción bruta de fluido son extrapolados a 24 horas de operación del pozo, para de esta forma obtener el comportamiento de la producción real por día de fluido para cada pozo seleccionado. Posteriormente (Figura 37) se permite visualizar la organización y presentación de los datos correspondientes al presente ítem, en aras de logra una mejor comprensión por parte del lector.

Figura 37. Submenú Pozos Afectados por Iny – Datos BFPD, BS&W Vs. Tiempo

		Occidental de Colombia, Inc.		MONITOREO DE INYECCIÓN DE AGUA			
MN-07		POZO AFECTADO POR INYECCIÓN		Monday, May 31, 2004 8:45:48AM			
FROM: July 26, 2002		TO: May 22, 2004		INJECTION STARTED: Sept 26, 2002			
WELL CODE	DATE	GROSS FLUID (BBLs)	MINUTES ON	HOURS ON	GROSS RATE (BFPD)	BS&W (%)	
MN-07	26-Jul-2002	10,934	1,056	17.60	14,910	97.00	
MN-07	27-Jul-2002	14,667	1,440	24.00	14,667	96.90	
MN-07	28-Jul-2002	14,427	1,440	24.00	14,427	96.60	
MN-07	29-Jul-2002	14,373	1,440	24.00	14,373	96.20	
MN-07	30-Jul-2002	13,845	1,400	23.33	14,241	96.00	
MN-07	31-Jul-2002	14,268	1,440	24.00	14,268	95.80	
MN-07	01-Aug-2002	14,125	1,440	24.00	14,125	95.80	
MN-07	02-Aug-2002	13,939	1,440	24.00	13,939	95.70	
MN-07	03-Aug-2002	13,770	1,440	24.00	13,770	95.70	
MN-07	04-Aug-2002	13,663	1,440	24.00	13,663	95.70	
MN-07	05-Aug-2002	13,571	1,440	24.00	13,571	95.60	
MN-07	06-Aug-2002	9,321	987	16.45	13,599	95.60	
MN-07	11-Aug-2002	13,618	1,440	24.00	13,618	97.00	
MN-07	15-Aug-2002	1,364	127	2.12	15,466	97.00	
MN-07	16-Aug-2002	15,816	1,440	24.00	15,816	97.20	
MN-07	17-Aug-2002	15,153	1,399	23.32	15,597	97.40	
MN-07	18-Aug-2002	15,239	1,440	24.00	15,239	96.50	

o Producción de Aceite (BOPD) Vs. Tiempo. En este comando se relaciona el comportamiento de la producción de aceite del pozo durante su historia. Allí también se observan eventos importantes relacionados con periodos de cierres prolongados, cambio de equipo de fondo ESP, profundizaciones, ajustes, entres otros, que contribuyen al análisis del funcionamiento del pozo. La fecha de inicio de la gráfica (Figura 38) corresponde a partir de 60 días antes de iniciado el proceso de inyección en el pozo respectivo.

Figura 38. Submenú Pozos Afectados por Inyección – BOPD Vs. Tiempo.




- Histórico de Pozos Afectados por Inyección. En lo que corresponde a la sección Pozos Afectados de nuestra base de datos, en algunas ocasiones, pozos que durante un tiempo fueron afectados por la inyección de determinado pozo inyector, son sometidos a trabajos de workover donde probablemente por trabajos de aislamiento y recañoneo, sus zonas productoras cambian y el pozo deja entonces de ser afectado por la

inyección de un pozo, para pasar a ser afectado por la de otro que inyecta sobre los horizontes de los cuales hoy produce.

Para efectos del monitoreo de la inyección de agua a través de la base de datos, fue necesario involucrar un nuevo ítem o comando en la sección Pozos Afectados del pozo inyector Matanegra 16, al cual se le adicionó un nuevo pozo productor para ser afectado, tiempo después de iniciada la inyección con un grupo determinado de pozos productores afectados con anterioridad. De esta forma para evitar perder la información histórica de BFPD y BOPD Vs. Tiempo de los pozos afectados inicialmente, se decide insertar el comando Histórico de Pozos Afectados por Inyección (Figura 39), el cual despliega un submenú con el objeto de revisar dicha información (BFPD & BOPD) para los pozos inicialmente afectados (Figura 40).

Figura 39. Ventana Pozos Afectados – Comando Adicional Matanegra 16.

 Occidental de Colombia, Inc.		MONITOREO DE INYECCIÓN DE AGUA Monday, 31 May, 2004 8:24:34AM Page 1 of 1	
MATANEGRA 16			
FORMATIONS: M2, M3, K1A, K1B		FROM: Mar 16, 2003	
INFORMACIÓN GENERAL		POZOS AFECTADOS	
<u>HISTORIA DEL POZO</u> <u>Qi, WHPi Vs. TIEMPO</u> <u>HISTORICO DE EVENTOS</u> <u>ESTADO MECÁNICO</u> <u>CALIDAD DEL AGUA</u>		<u>MONITOREO ULTIMOS TRESNIVELES</u> <u>HISTORICO DE POZOS AFECTADOS POR INY.</u> <u>BFPD Vs. TIEMPO</u> <u>BOPD Vs. TIEMPO</u> <u>MN-04 MN-11 MN-14 MN-18</u> <u>MN-20 MN-22 MN-28 MN-31</u> <u>MN-32 MN-35</u>	
		<u>HALL & DERIVADA</u> <u>HALL, Qi & WHPi</u> <u>HALL & DERIVADA</u> <u>ULTIMOS 3 MESES</u> <u>HALL, Qi & WHPi</u> <u>ULTIMOS TRES MESES</u>	

En la sección principal de Pozos Afectados, los ítems correspondientes a BFPD Vs. Tiempo, y BOPD Vs. Tiempo, involucran los pozos productores afectados en su totalidad a la fecha de operación, y con información a partir

del momento en que el nuevo pozo productor entra a formar parte de los afectados por el pozo inyector correspondiente.

De esta forma se conserva la información acerca del comportamiento histórico en producción de los pozos anteriormente afectados, y se permite visualizar y monitorear el comportamiento de la producción de los pozos afectados en la actualidad.

Figura 40. Ventana Pozos Afectados–Submenú Histórico de Pozos Afectados por Inyección.

Occidental de Colombia, Inc. MONITOREO DE INYECCIÓN DE AGUA
Thursday, 24 June, 2004 9:47:04AM
HISTORICO DE POZOS AFECTADOS POR INYECCIÓN Page 1 of 1

BLOQUE: FROM:

BOPD Vs. TIEMPO FROM: TO:

BFPD Vs. TIEMPO FROM: TO:

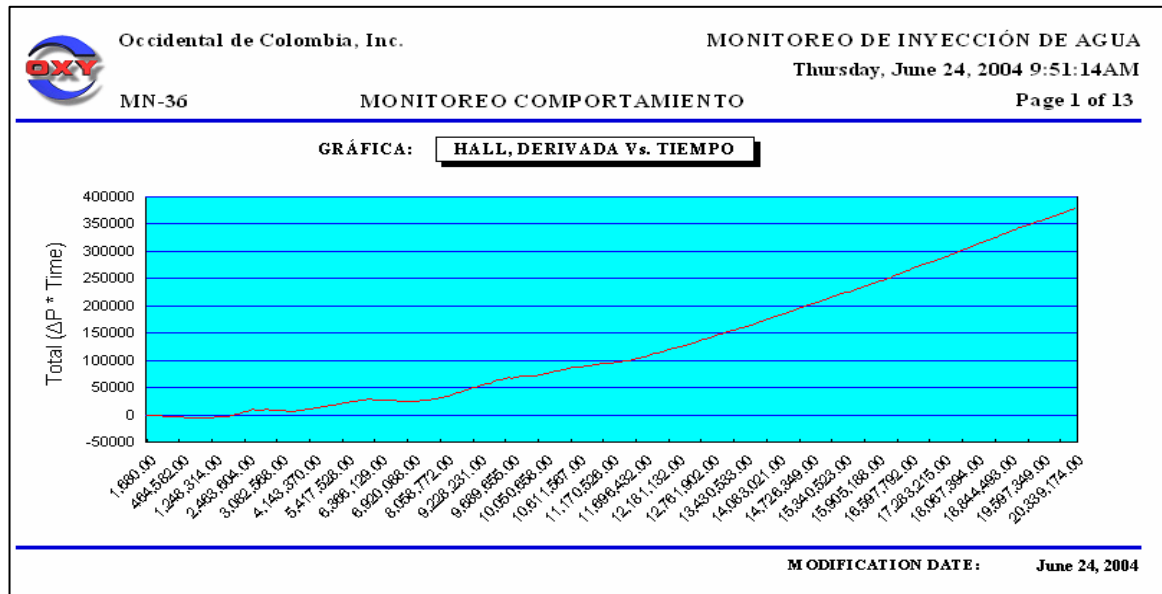
6.1.3 Monitoreo Comportamiento. Esta sección fue diseñada con el objeto de facilitar una herramienta que permitiese realizar un seguimiento óptimo y continuo del comportamiento de los pozos inyectores de agua en el campo Caño Limón. Para dicho monitoreo se optó por utilizar el diagrama de Hall, para con base en éste interpretar el estado de la inyección (Figura 22).

En el capítulo 5 del presente libro se da una breve ilustración acerca de la metodología empleada, donde se explican los parámetros tenidos en cuenta

para su análisis e interpretación. En esta ventana se incluyen los siguientes comando o botones:

- Diagrama de Hall, Derivada Vs. Tiempo. En el presente comando se grafica con actualización automática, el diagrama de Hall correspondiente al pozo inyector seleccionado, brindando así la posibilidad de evaluar y diagnosticar el comportamiento de los pozos inyectores en Caño Limón (Figura 41).


Figura 41. Ventana Monitoreo Comportamiento – Hall, Derivada Vs. Tiempo.



En la Figura 42 se observa la ventana de datos correspondiente a la gráfica mencionada, con el ánimo de ilustrar al lector acerca de los parámetros de evaluación y su respectiva organización dentro de la página. Allí, es tenido en cuenta el caudal real de agua inyectado para posteriormente calcular la cantidad de agua cumulativa inyectada por el pozo seleccionado, se registra de igual forma la presión en cabeza del pozo inyector monitoreada y registrada por el sistema, para luego ser convertida a presión en fondo corrigiéndose por los efectos de perdidas por fricción y cabeza hidrostática,

fenómenos que afectan la presión de fondo fluyente deseada. Una vez es tenida la presión en fondo del pozo, se calcula el parámetro deseado para la aplicación de la metodología y posterior graficación, el cual consta de multiplicar, la diferencia de presión comprendida entre la presión estimada en el radio de drenaje externo del yacimiento con la presión calculada en fondo en la boca de pozo, con el tiempo en días en los que fue inyectada cierta cantidad de agua previamente registrada. Cabe resaltar, que los datos del ΔP anteriormente mencionado, fueron calculados omitiendo el valor de la presión en el radio de drenaje externo del yacimiento, debido a que no se conocía a ciencia cierta el margen del valor a suponer, y para evitar especulaciones en la representación simplemente fue calculado el valor de la presión en fondo por el tiempo respectivo de inyección y de esta forma obtener la sumatoria deseada para la gráfica (Total $\Delta P * \text{Time}$). La modificación anteriormente expuesta es valida en la metodología de Hall, debido a que las variaciones en la pendiente de la curva se aprecian de igual forma, representando ante todo incrementos o decrementos en la presión, lo que a la postre se refleja como el daño o la estimulación de la formación (Figura 42).

Figura 42. Ventana Monitoreo Comportamiento–Datos Hall, Derivada Vs. Tiempo

		Occidental de Colombia, Inc.		MONITOREO DE INYECCIÓN DE AGUA			
MN-36		MONITOREO COMPORTAMIENTO		Monday, May 31, 2004 9:17:29AM			
BLOQUE: CRAVO NORTE		TO: May 30, 2004		INJECTION STARTED: Sep t 26, 2002			
WELL CODE	DATE	WATER INJECTED (BBLs)	TOTAL WATER INJECTED (BBLs)	WELL HEAD PRESSURE (PSI)	MINUTES ON	BORE HOLE PRESSURE (PSI)	TOTAL ($\Delta P * \text{TIME}$)
MN-36	April 08, 2004	39,908	17,363,284	1,564	1,440	4,518	290,166
MN-36	April 09, 2004	36,948	17,400,232	1,574	1,440	4,528	291,481
MN-36	April 10, 2004	37,129	17,437,361	1,545	1,440	4,499	292,767
MN-36	April 11, 2004	39,729	17,477,090	1,532	1,440	4,486	294,040
MN-36	April 12, 2004	33,534	17,510,624	1,527	1,076	4,481	294,988
MN-36	April 13, 2004	35,287	17,545,911	1,495	1,440	4,449	296,224
MN-36	April 14, 2004	41,882	17,587,793	1,548	1,440	4,502	297,513
MN-36	April 15, 2004	42,355	17,630,148	1,535	1,440	4,489	298,789
MN-36	April 16, 2004	43,107	17,673,255	1,533	1,440	4,487	300,064
MN-36	April 17, 2004	43,338	17,716,593	1,515	1,440	4,469	301,320
MN-36	April 18, 2004	42,903	17,759,496	1,515	1,440	4,469	302,576
MN-36	April 19, 2004	45,046	17,804,542	1,566	1,440	4,520	303,883
MN-36	April 20, 2004	43,024	17,847,566	1,566	1,440	4,520	305,190
MN-36	April 21, 2004	44,310	17,891,876	1,556	1,440	4,510	306,487
MN-36	April 22, 2004	43,465	17,935,341	1,560	1,440	4,514	307,788
MN-36	April 23, 2004	45,175	17,980,516	1,556	1,440	4,510	309,085
MN-36	April 24, 2004	43,792	18,024,308	1,553	1,440	4,507	310,380
MN-36	April 25, 2004	43,086	18,067,394	1,510	1,440	4,464	311,631

- Diagrama de Hall, Tasa de Inyección de Agua (Q_i) y Presión en Cabeza de Pozo (WHP_i) Vs. Tiempo. En este modulo, el objeto principal, es el de representar de manera conjunta, los datos correspondientes al diagrama de monitoreo de Hall, junto con los datos de Tasa de Inyección Diaria de Agua en el pozo en barriles y la presión que el sistema experimenta en cabeza del mismo; para de esta forma orientar de una mejor manera al usuario y evaluador de la operación, ha identificar posibles contrastes en la pendiente de Hall por motivo de posibles incrementos en la tasa de inyección, fluctuaciones en la presión del pozo o bajas considerables en los caudales de agua inyectado.

A continuación (Figura 43) se presenta la visualización de la ventana correspondiente a la gráfica del diagrama de Hall, Tasa de Inyección y Presión en Cabeza contra Tiempo para un pozo en particular, y posteriormente (Figura 44) se permite visualizar la ventana de los datos respectivos de la gráfica con el ánimo de permitirle una mejor lectura y representación del comando, al lector.

Figura 43. Ventana Monitoreo Comportamiento – Hall, Q_i & WHP_i Vs. Tiempo.

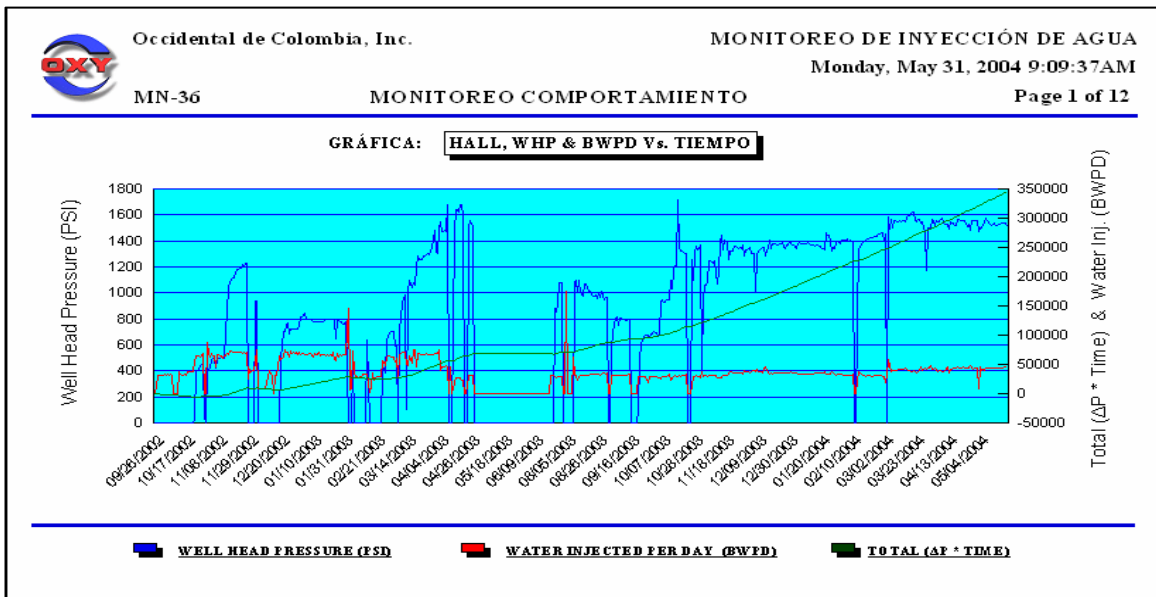


Figura 44. Ventana Monitoreo Comportamiento – Datos Hall, Q_i & WHP $_i$ Vs. Tiempo.

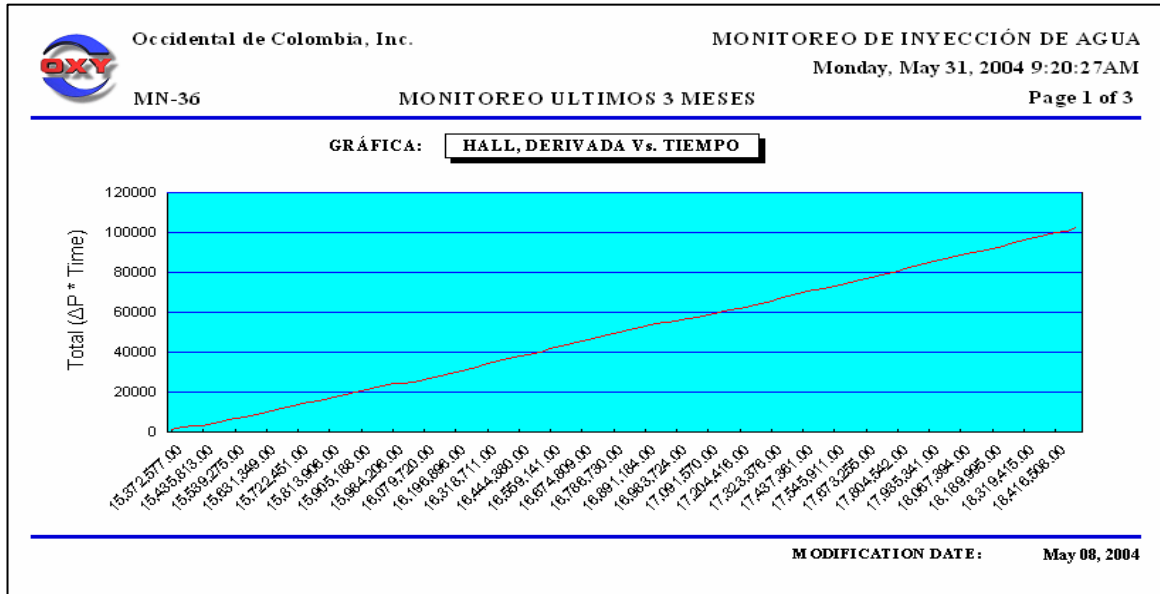
Occidental de Colombia, Inc.		MONITOREO DE INYECCIÓN DE AGUA					
MN-36		MONITOREO COMPORTAMIENTO					
BLOQUE: CRAVO NORTE		TO: May 23, 2004		INJECTION STARTED: Sep 1 26, 2002			
DATE	WATER INJECTED (BBLs)	TOTAL WATER INJECTED (BBLs)	WELL HEAD PRESSURE (PSD)	MINUTES ON	WATER INJECTED PER DAY (BWED)	BORE HOLE PRESSURE (PSD)	TOTAL (ΔP*TIME)
April 08, 2004	39,908	17,363,284	1,564	1,440	39,908	4,518	290,166
April 09, 2004	36,948	17,400,232	1,574	1,440	36,948	4,528	291,481
April 10, 2004	37,129	17,437,361	1,545	1,440	37,129	4,499	292,767
April 11, 2004	39,729	17,477,090	1,532	1,440	39,729	4,486	294,040
April 12, 2004	33,534	17,510,624	1,527	1,076	44,878	4,481	294,988
April 13, 2004	35,287	17,545,911	1,495	1,440	35,287	4,449	296,224
April 14, 2004	41,882	17,587,793	1,548	1,440	41,882	4,502	297,513
April 15, 2004	42,355	17,630,148	1,535	1,440	42,355	4,489	298,789
April 16, 2004	43,107	17,673,255	1,533	1,440	43,107	4,487	300,064
April 17, 2004	43,338	17,716,593	1,515	1,440	43,338	4,469	301,320
April 18, 2004	42,903	17,759,496	1,515	1,440	42,903	4,469	302,576
April 19, 2004	45,046	17,804,542	1,566	1,440	45,046	4,520	303,883
April 20, 2004	43,024	17,847,566	1,566	1,440	43,024	4,520	305,190
April 21, 2004	44,310	17,891,876	1,556	1,440	44,310	4,510	306,487
April 22, 2004	43,465	17,935,341	1,560	1,440	43,465	4,514	307,788
April 23, 2004	45,175	17,980,516	1,556	1,440	45,175	4,510	309,085
April 24, 2004	43,792	18,024,308	1,553	1,440	43,792	4,507	310,380
April 25, 2004	43,086	18,067,394	1,510	1,440	43,086	4,464	311,631
April 26, 2004	43,058	18,110,452	1,525	1,440	43,058	4,479	312,897

- Diagrama de Hall, Derivada Vs. Tiempo - Últimos Tres Meses. En el presente módulo, la construcción de la gráfica se realiza de idéntica forma al ítem inicial del modulo de Monitoreo, permitiendo un soporte en el monitoreo de las condiciones en la inyección de agua del campo Caño Limón, pero con la diferencia de que la información es cargada única y exclusivamente para los últimos tres meses de operación, esto con el fin de disminuir el tiempo de carga de datos a la base y proporcionar una vista más clara de las fluctuaciones u homogeneidades en el comportamiento de los parámetros evaluados en el pozo por la respectiva ilustración.

Por otra parte la representación para los últimos tres meses de operación, le permite al usuario centrarse en las condiciones más recientes que afectan el comportamiento del pozo, obviando el desempeño histórico del mismo.

A continuación se ilustra la ventana correspondiente al modulo en mención, y sus datos son registrados en la base de datos de manera similar a los representados en la figura 42 del presente libro (Figura 45).

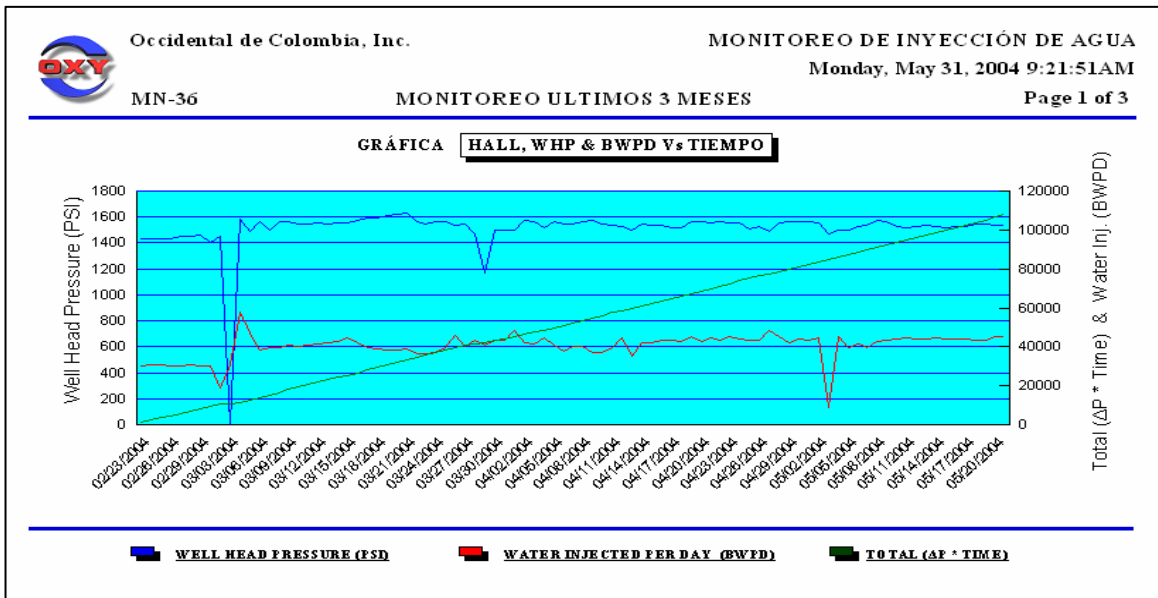
Figura 45. Ventana Monitoreo Comportamiento – Hall, Derivada Vs. Tiempo Últimos Tres Meses de Operación.



- Diagrama de Hall, Tasa de Inyección de Agua (Q_i) y Presión en Cabeza de Pozo (WHP_i) Vs. Tiempo - Últimos Tres Meses. Las funciones en el presente modulo están encaminadas en presentar idéntica información al segundo ítem presentado para el modulo de Monitoreo, aunque únicamente para datos de los últimos tres meses de operación con el objeto, al igual que el ítem inmediatamente anterior, de disminuir el tiempo de carga de datos a la base y proporcionar de una mejor forma el comportamiento reciente de los pozos en operación.

Seguidamente (Figura 46), se da una ilustración de la ventana que representa el modulo mencionado.

Figura 46. Ventana Monitoreo Comportamiento - Hall, Q_i & WHP_i Vs. Tiempo. Últimos Tres Meses de Operación.



6.2 SEGUIMIENTO HISTÓRICO


El segundo modulo principal de la base de datos, esta constituido por el Seguimiento Histórico de la inyección de agua en el campo Caño Limón (Figura 21), allí se encuentran relacionados los pozos en los que en alguna oportunidad dentro del campo se les fue habilitada la inyección y que por razones operacionales o de yacimientos no se encuentran dentro del sistema en la actualidad.

El Seguimiento Histórico se involucra en nuestra base de datos, con el objeto de tener la información a la mano de aquellos pozos anteriormente mencionados y que de uno u otra forma afectaron el yacimiento por los respectivos caudales de agua, inyectados en las correspondientes zonas indicadas, lo que constituye información clave a la hora de querer evaluar el proyecto en su totalidad.

Por otra parte, éste segundo módulo de la base de datos de monitoreo de la inyección de agua, como su nombre lo indica presenta la información de la inyección de agua para etapas de inyección previas al periodo de inyección actual. Como es un seguimiento histórico este modulo tiene la característica que una vez es alimentada la información, no existen actualizaciones posteriores.

Una vez es seleccionado el pozo a consultar, se presenta un submenú (Figura 47) donde se relaciona el pozo con sus respectivas etapas de inyección, las cuales se encuentran divididas o discretizadas según los trabajos de Workover realizados en éste. Cuando para un mismo pozo, su información histórica se encuentra separada en diferentes etapas de inyección en el tiempo, quiere decir que de una etapa a la otra, las condiciones de inyección y de operación cambiaron y por ende los horizontes de inyección no son los mismos, siendo entonces necesario el monitoreo aparte para cada una de éstas.

Figura 47. Ventana Seguimiento Histórico de la Inyección – Submenú MN-10.



Occidental de Colombia, Inc.

MONITOREO DE INYECCIÓN DE AGUA
Monday, 31 May, 2004 9:23:37AM

MATANEGRA 10 Page 1 of 1

SEGUIMIENTO HISTÓRICO DE LA INYECCIÓN

<u>MN-10</u>	FROM: Abr 27, 1996	TO: Jun 28, 1996
<u>MN-10</u>	FROM: Nov 24, 1996	TO: Oct 17, 1997

Posteriormente, el usuario tiene la opción de seleccionar la etapa en el tiempo de interés a consultar, para de allí optar por el ítem que le proporcione la información deseada, ítems que se relacionan en un nuevo menú que ofrece la herramienta una vez se ha seleccionado la etapa en el tiempo deseada a consultar (Figura 48).

Los ítems o módulos de los cuales puede obtener información el usuario son: Historia del Pozo; Q_i , WHP_i Vs. Tiempo; Hall, Derivada Vs. Tiempo; y Hall, Q_i & WHP_i Vs. Tiempo. El contenido e ilustración de cada uno de estos módulos ha sido expuesta en los ítems anteriormente presentados del presente libro.

Figura 48. Ventana Seguimiento Histórico de la Inyección – Submenú Información & Comportamiento Pozo MN-10.

OXY Occidental de Colombia, Inc. MONITOREO DE INYECCIÓN DE AGUA
Monday, 31 May, 2004 9:25:51AM
MATANEGRA 10 Page 1 of 1

FORMATIONS: M2A, M2B, M3A, M3B, M3C, M4A FROM: Apr 27, 1996

INFORMACIÓN & COMPORTAMIENTO

HISTORIA DEL POZO
Qi, WHPi Vs. TIEMPO
HALL & DERIVADA
HALL, Qi & WHPi

Con el ánimo de presentar al lector información acerca de los pozos relacionados en el Seguimiento Histórico de la Inyección, a continuación se podrán apreciar apartes del modulo Historia del Pozo, para cada uno de éstos.

6.2.1 Historia del Pozo MN-10. El Pozo Matanegra 10, corresponde a un pozo perforado con clasificación de desarrollo, en el campo Caño Limón, en la estructura matanegra. El pozo fue completado para producir inicialmente de la formación Mirador, y posteriormente adelantó operaciones de inyección de agua con el objeto de mantener presión en otros horizontes cercanos al anteriormente dicho. Matanegra 10 se encuentra registrado con elevación de la mesa rotaria de 483.60 pies y presenta una elevación del terreno de 461.0 pies.

El primer trabajo ejecutado en dicho pozo, se dio inicio el 17 de junio de 1988 y fue finalizado el 23 de Junio del mismo año. El trabajo ejecutado comprendió, profundización, fracturamiento, cementación y perforación de nuevos intervalos productivos, entre otras actividades. En ésta ocasión fue evaluada la cementación, fueron perforados los intervalos recomendados, utilizando cañones de 5" a 12 tiros por pie. Se completó el pozo con bomba electrosumergible tipo E-127 de 50 etapas, motor 390 HP de potencia y herramienta "Y" para el monitoreo del yacimiento. Después del trabajo el pozo fue probado el 12 de Julio del 88' con 7036 Bls de petróleo produciendo y 479 Bls de agua en producción. Los intervalos perforados correspondieron a las arenas del K2A1, K2A2, K2A3.

El siguiente trabajo se llevo a cabo del 18 de Septiembre de 1991 al 20 de Septiembre del mismo año. En el trabajo ejecutado se recuperó el equipo electrosumergible existente. Se sentó tapón puente a 7626 pies, para aislar los intervalos K2A3 y K2A4 y se colocaron 2 pies de cemento. Se completó el pozo con una bomba GC-4100 de 76 etapas con motor de 250 HP y finalmente se colocó el pozo en producción. Antes del trabajo la producción de petróleo era de 583 Bls y agua de 3766 Bls. Posterior al trabajo la producción de petróleo el día 3 de Octubre de 1991 fue de 827 Bls. y agua de 4278 Bls.

El día 5 de Agosto de 1995, se dio inicio al aislamiento de intervalos productores de agua y perforación de nuevos intervalos, dicha actividad se terminó el día 7 del mismo mes. El trabajo fue desarrollado de la siguiente manera: Se recuperó el equipo electrosumergible de fondo (137 GC-8200/450 HP). Se sentó tapón a 7508 pies. Se colocaron 3 pies de cemento encima del mismo. Se perforaron los intervalos 7172'-74', 7177'-79' (M1B); 7184'-92', 7200'-05' (M1C1), 7230'-40', 7246'-50' (M2B); 7273'-76' (M2C); 7284'-88', 7293'-96' (M3A) usando cañones de 4 1/2" a 12 tiros por pie. Se completó el pozo con bomba electrosumergible 120 GN4000 ARZ y motor de 225 HP y se puso en producción.

El día 02 de Marzo de 1996, fue iniciada la operación con el objetivo de convertir el pozo productor a inyector de agua, dicha actividad fue culminada el día 30 de Marzo de 1996. Allí se recuperó el equipo electrosumergible de fondo (120 GN-4000 ARZ/225 HP). Se encontraron todos los intervalos arenados. Se intentó limpiar arena con la herramienta "Bull Dog Tool" sin éxito. Se retornó el pozo y se limpio el pozo con broca hasta 7500'. Se perforaron a 12 Tiros/Pie los intervalos 7240'-7246', 7250'-7253' (M2A) y 7259'-7265' (M2B) y se reperforaron a 6 tiros/pie los intervalos 7230'-7240', 7246'-7247.8', 7248.9'-7250' (M2A), 7273'-7278', 7284'-7288', 7293'-7296' (M3A). Se cambió el tubing spool y se completó el pozo con empaque "RSBLA" de Camco sentado a 7218' y sarta de inyección de 7 pulgadas.

El día 30 de Mayo de 1996 se perforaron nuevos intervalos a través de la sarta de Inyección. En dicha actividad se corrió con cable eléctrico por dentro de la sarta de 7 pulgadas de inyección, con cañones de 4-1/2" cargados a 12 tiros por pie. Se tocó fondo. Se perforaron haciendo seis viajes los intervalos 7308'-7315', 7320'-7326', 7334'-7342', 7346'-7359' (M3B, M3C) y 7363'-7368', 7371'-7376' y 7382'-7393' (M3CS, M4A). Por error al cargar los cañones se dispararon 2 pies más del intervalo 7363'-66' que se había

propuesto. Se tocó fondo al final. Se tumbó la unidad y se reanudó la inyección de agua en Junio 1 de 1996 inyectando por las arenas del M2A, M2B, M3A, M3B, M3C, M4A.

Posteriormente, el día 31 de Julio de 1996 se dio inicio al trabajo de aislamiento de intervalos para mejorar el perfil de inyección. El trabajo fue culminado el día 24 de Noviembre de 1996. Las actividades durante dicho trabajo involucraron la recuperación de el ancla y el empaque "RSBLA", y posteriormente se tocó fondo a 7287 pies. Se intentó limpiar arena con el bailer sin éxito. En agosto 3 se suspendió el trabajo. Se volvió en Agosto 29. Se tocó fondo a 7244 pies. Se aislaron los intervalos (7172-7174, 7177-7179) M1C1, (7184-7192, 7200-7205) M1C2 y (7230-7240, 7240-7246) M2A, mediante cementación forzada. Se limpió arena desde 7347 hasta 7497. Se reperforaron a 5 Tiros por pie con TCP los intervalos del M3C y del M4A. Se toco fondo a 7501 pies. Se corrió empaque "RSBLA" y se sentó a 7256 pies. Se observó al correr el ancla que el empaque estaba en el fondo del pozo. No se pudo recuperar. En septiembre 12 se suspendió el trabajo. Se volvió en Noviembre 21. Se tocó fondo a 7494 pies (tope del pescado). Se corrió empaque "SC-IL" de Baker y se sentó a 7269 pies. Se corrió localizador y unidades de sello con sarta de inyección de 7 pulgadas. Finalmente se restauró la inyección de agua en el pozo.

Finalmente el pozo suspendió inyección el día 16 del mes de Octubre de 1997, y el 21 de Noviembre del mismo año, se dio inicio a limpieza de arena y posteriormente se realizaron pruebas de inyectividad para los intervalos abiertos.

6.2.2 Historia del Pozo MN-27. EL pozo Matanegra 27 fue propuesto como pozo inyector, se perforó a una profundidad total de 8200 pies (TVD) entre el

3 y el 14 de Octubre de 1999. En Octubre 22 de 1999 se cañonearon los intervalos del M1A2S, M1C2, M2A, M2AS, M2B, M3A, M3B, M3C, M3CS, CRET, K1C1, K1C2, K1C2S (96 pies). El pozo fue completado inicialmente como productor instalando sistemas de levantamiento con bomba ESP. La historia del pozo muestra dos ciclos como productor y dos ciclos inyector.

En el primer ciclo de producción el pozo produjo 273.263 bbl de fluido a una tasa promedio de 2.900 Bls por día para un volumen de 19,386 bbls de aceite neto.

En Marzo 22 de 2000 se pasó a inyector hasta Mayo 23 2000, 631.060 Bls. de agua a un promedio de 13.200 B/D fueron inyectados, al final la tasa cayó a cero y la presión de cabeza se incrementó a 1650 psi, después de 20 días de cierre la presión de cabeza disminuyó a cero psi.

El segundo ciclo como productor se realizó entre Julio 1 de 2000 a Enero 22 de 2001. El pozo produjo 305,748 Bbls y 20,720 bbls de crudo neto durante dicho intervalo.

A finales del mes de Enero de 2001 se inyectaron 43,000 bls de agua en un periodo de cuatro días, a una presión promedio de 1,540 psi. A mediados del mes de Febrero de 2001 se inyectaron 49,403 bbls de agua en un periodo de cuatro días y a una presión de 1,530 psi.

A este pozo se le tomaron registros de producción y de inyección y los dos registros concuerdan en el hecho de que los intervalos que produjeron son los mismos que también recibieron inyección, estas zonas corresponden solo al 68% de las zonas abiertas a producción, por lo tanto el 32% de los intervalos abiertos presentaron daño inicial de formación.

Entre Diciembre de 2002 y Enero de 2003 se le realizó limpieza de arena por circulación con lodo Nitrogenado desde 6,840 pies hasta 8,073 pies. Se realizó estimulación con espuma y posteriormente estimulación por etapas con Pad Acid a los intervalos M1A2S (7071'-7077'), M1C2 (7132'-7133'), M2A (7154'-7158), M2AS (7165'-7167), M2B (7175'-7176'), M3A (7182'-7186'), M3B (7200'-7206'), M3C (7217'-7220', 7227'-7231'), M3CS (7234'- 7238'), CRET (7244'-7246'), K1C1 (7264'-7266'), K1C2 (7276'-7280'), K1C2 (7286'-7290'), K1C2S(7302'-7351').

Después del trabajo de Workover, en Enero 26 de 2002, comenzó la inyección con 5,000 bls y una presión de 230 psi, se empezó a incrementar la presión en Cabeza hasta un valor de 1200 psi con el caudal constante durante el mes de febrero, en el mes de Marzo disminuyó el caudal de inyección a 2500 bbls y una presión en cabeza de 1500 psi, siguió disminuyendo el caudal hasta un valor de 420 bbls y una presión máxima 1640 psi el 18 de Abril día en el que suspendió la inyección. En total el pozo recibió 389,916 bbls durante dicho periodo.

En resumen el pozo recibió como inyector un total de 1'249.728 bls de agua y produjo 578,061 bbls de fluido, de los cuales 40,106 bbls fueron de aceite.

6.3 MANUAL DE PROCEDIMIENTO PARA LA ELABORACIÓN E INCLUSIÓN DE UN NUEVO POZO INYECTOR EN LA BASE DE DATOS

Debido a la importancia de mantener el monitoreo en el comportamiento de los pozos inyectores y de realizar un óptimo seguimiento de las condiciones actuales de la inyección de las áreas Matanegra y la Yuca, se ha determinado la creación de una base de datos que actualiza

automáticamente la información. Esta a su vez permite determinar el efecto en los pozos productores afectados por la inyección y realizar un seguimiento mediante la metodología de Hall para evaluación y diagnóstico del comportamiento de los inyectores.

Por lo anterior es indispensable facilitar una guía fácil y práctica que sirva de consulta y soporte para la correcta inclusión de nuevos pozos inyectores y pozos productores afectados por la inyección, de esta manera y para tal fin se creó el manual de procedimiento para la elaboración e inclusión de un nuevo pozo inyector en la base de datos de monitoreo, donde el usuario encontrará las indicaciones y los pasos pertinentes en aras de realizar una completa inclusión del nuevo pozo inyector a la herramienta de monitoreo y consulta.

El manual con sus diagramas y secciones correspondientes se puede consultar en el Anexo C. del presente libro.

7. CONCLUSIONES

- Es realmente importante que los departamentos de Producción e Ingeniería, responsables de las actividades en campo, posean una herramienta de fácil aplicación en donde se plasme un total comportamiento de las operaciones de Inyección de Agua, y desde la cual se permita monitorear el comportamiento de los pozos inyectoros y de los pozos productores afectados por la inyección. Esto le permite a la compañía llevar un conocimiento continuo de los parámetros que gobiernan la operación.
- La base de datos además, contribuye como medio para organizar la información correspondiente al proceso de inyección de agua en el campo, facilitando la extracción de datos requeridos en balances realizados mensualmente por la compañía, y determinar las ganancias en producción atribuidas a tal proceso.
- La implementación del diagrama de Hall, como técnica de monitoreo continuo de la inyección, se establece como un gran método para el análisis e interpretación de los fenómenos que acontecen en el yacimiento cuando se presentan los cambios en la representación de la curva, y a su vez permite maximizar las tasas de inyección de agua en pozos que así lo requieran, por haber experimentado incrementos en la presión en cabeza, debido a descensos en su tasa de inyección, después de trabajos realizados en superficie.

- El software utilizado en la construcción de la base de datos, brinda gran flexibilidad en los reportes y contribuye como soporte importante en la manera de acceder y presentar la información. Se cataloga entonces, la herramienta Crystal Reports como un excelente reporteador profesional para éste tipo de tareas, de gran utilidad y ventaja para las necesidades de la industria.
- Se requiere de un continuo monitoreo a los pozos afectados por la inyección, con el fin de identificar, de una mejor manera aquellos que realmente puedan estar siendo afectados por el proceso, ya que de acuerdo a diagramas arrojados por la herramienta, existen pozos cuyo comportamiento no es acorde con el presentado por otros pozos afectados por determinado pozo inyector seleccionado. Esto tendría que ver con el estudio del modelo geológico, las zonas de inyección y su respectiva correlación.
- La inyección de agua del campo Caño Limón, básicamente se presenta como método de mantenimiento de presión y no de desplazamiento, en los respectivos bloques sometidos a dicho proceso dentro del campo. La operación ha aportado un incremento en la producción de fluido de 40.000 BFPD y un incremento en la producción de aceite de 2.000 BOPD aproximadamente. El total acumulado de agua inyectado es de 162 MMBls.
- De acuerdo a las representaciones del diagrama de Hall, el comportamiento de los pozos inyectores manifiesta una inyección estable, bajo condiciones de normalidad.
- Variaciones identificadas en el caudal de inyección podrían estar asociadas al frecuente cambio de bombas puestas en línea para

inyección y por ende a la eficiencia de las mismas. Según esto, no todas las bombas conservan igual eficiencia de operación y por consiguiente el cambio de bomba para reiniciar la inyección en el campo, genera una disminución en el caudal en algunas ocasiones identificado.

- La capacidad actual de la planta de inyección en el campo, en términos de tratamiento y de inyección, es limitada para el propósito del proyecto, y se encuentra en el límite con un manejo de 120.000 Bls. de agua inyectados diariamente.

8. RECOMENDACIONES

- Adicionar a la base de datos, el modulo de Monitoreo Total de Inyección, con el fin de cuantificar el efecto global del proceso. En el modulo propuesto se podrán observar las tasas totales de inyección diaria, así como la producción total en los pozos afectados por la inyección. El objeto principal de la propuesta es anexar el modulo comentado dentro del diseño de la base de datos, ya que dentro de los parámetros de creación inicialmente propuesto y bajo los cuales fue desarrollada la misma, no se tuvo en cuenta un modulo que permitiera cuantificar el comportamiento del caudal de inyección por parte de los pozos inyectoros, la producción de fluido diaria de todos los pozos afectados por la inyección y la producción total de aceite de todos los pozos productores afectados por el proceso. Lo anterior es necesario para identificar el valor global del efecto, y no identificarlos únicamente para cada pozo inyector por separado.

Lo anterior entraría, por considerarse como un elemento importante de representación dentro de la base de datos.

- La base de datos debe ser actualizada y monitoreada diariamente, por el ingeniero encargado de la operación, para lo cual se requerirán licencias de la herramienta soporte de la información (Crystal Reports) en las instalaciones de los equipos del departamento.

- Para un correcto manejo de la base de datos se recomienda estudiar el manual básico del usuario de Crystal Reports y de esta forma poder lograr una adecuada manipulación de la información.
- Se recomienda desarrollar el código de programación que permita la representación de la derivada en cada una de las gráficas asociadas al diagrama de Hall, para de esta forma, interpretar de manera más clara las variaciones en la pendiente de la curva.
- Acatar cada una de las sugerencias anteriormente dicha, para finalmente montar la información de manera tal que sea presentada en Intranet y de esta forma facilitar la consulta por parte de los usuarios en la compañía. La herramienta y el software utilizado en su creación, son de fácil manipulación para tal efecto y dan la versatilidad de poder presentar sus reportes en la red.
- Continuar con el monitoreo de los pozos afectados por la inyección de agua, actualizando la base de datos creada para tal efecto.
- Evaluar el nuevo potencial de los pozos afectados por la inyección cuya presión de fondo se ha incrementado o mantenido estable.
- Evaluar la ampliación de la capacidad de inyección instalada en superficie y definir localizaciones para nuevos pozos inyectoros.

BIBLIOGRAFÍA

- **BELL**, David. Boletines 2004 “Extensión Contrato de Asociación Cravo Norte”. Occidental de Colombia, Inc. Abril 2004, Bogotá – Colombia.
- **CRAIG**, Forrest B. Aspectos de la Ingeniería de la Inyección de Agua. Society of Petroleum Engineers - SPE. Monografía. Capitulo 1.
- **CRYSTAL DECISIONS, INC.** Crystal Reports™ 9. User’s Guide. Crystal Decisions, Inc. 895 Emerson St. Palo Alto California. USA. Chapter 1.
- **DUEÑAS**, M. Departamento de Operaciones – Práctica de Trabajo PF2-12.3 – Planta de Inyección de Agua. Occidental de Colombia, Inc. Septiembre 1995, Arauca – Colombia.
- **HALL**, H. N., How to Analyze Waterflood Injection Well Performance. World Oil, Octubre 1963.
- **INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN.** Normas Colombianas Para la Presentación de Tesis de Grado. ICONTEC. Enero 2004. Bogotá – Colombia.
- **JARRELL y STEIN**, P.M. y M.H. respectivamente. Maximizing Injection Rates in Wells Recently Converted to Injection Using Hearn and Plots. Amoco Production Co. Paper SPE 21724, Presentado en Abril 1991, Oklahoma – EE.UU.

- **MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**, Dirección General de Hidrocarburos, División Conservación y Reservas. Informe Sobre Trabajos Posteriores a la Terminación. Forma No. 10CR. Febrero 1997. Bogotá – Colombia.

- **OCCIDENTAL DE COLOMBIA, INC.**, Banco de Información “Historia del Campo Caño Limón”. Almanaque 2004. Occidental de Colombia, Inc. 2004. Bogotá – Colombia.

- **OCCIDENTAL DE COLOMBIA, INC.**, Intranet – Caño Limón. Arauca – Colombia.

- **OCCIDENTAL DE COLOMBIA, INC.**, Operations Systems. Base de Datos Corporativa. Occidental de Colombia, Inc. 2004. Arauca – Colombia.

- **THAKUR**, G.C. Waterflood Surveillance Techniques – A Reservoir Management Approach. Chevron U.S.A. Inc. Paper SPE 23471, Publicado en Octubre 1991. EE.UU.

**ANEXO A. SECUENCIA Y TIEMPO APERTURA VALVULAS – FILTROS
SILVER BAND**

FUNCIÓN	VALVULAS						TIEMPO
	A	B	C	D	E/F	G	
Filtración	*				*		
Regeneración - Asentamiento	*						10 Seg
Regeneración – Fluidización		*				*	20 Seg
Regeneración – Descarga		*	*			*	20 Min.
Regeneración – Fluidización		*				*	10 Seg
Regeneración - Asentamiento	*						30 Seg
Regeneración - Normalización	*			*			5 Min
* Significa válvula abierta durante la operación 26 min. 10 seg							

LISTADO DE VALVULAS – FILTROS SILVER BAND

- A.** Entrada Filtración
- B.** Entrada Retrolavado
- C.** Salida Retrolavado
- D.** Salida Normalización
- E.** Salida Efluente Limpio
- F.** Venteo
- G.** Válvula de Solenoide – Flush Sello Bomba Fluidización
- H/J.** Válvula Bloqueo – Purga Sello Bomba
- K.L.N.** Venteos Manuales
- M.** Drenajes
- O.** Válvula Bloque Descarga Retrolavado
- P.** Válvula Bloqueo Descarga Efluente Limpio
- S.** Válvula Bloqueo Descarga Normalización

- X.** Válvula Bloqueo Entrada Fluido
- Q. R.** Válvulas Bloqueo – Presión Diferencial
- T.** Válvula Control de Flujo
- U.** Toma Muestra Línea Entrada
- V.** Toma Muestra Línea Descarga Retrolavado
- W.** Toma Muestra Línea de Salida
- PSV.** Alivio Térmico
- Y.** Toma Muestra – Purga Sello Bomba
- Z.** Salida Descarga – Purga Sello Bomba

ANEXO B. PANORAMA DE RIESGOS – PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA

Descripción por Pasos	Peligro	Consecuencia	Criticidad	Mitigación
1. Wemcos	- Alta Temperatura	- Quemaduras	C	- Trabajos en el área, informar a sala de control.
	- Derrames	- Contaminación		- Verificación de protecciones por alto nivel.
	- Cavitación	-Daño en las bombas		-Monitoreo de transmisores de posición de las LCV's.
2. Boosters y Filtros	- Cavitación	- Daño en las bombas	C	- Mantenimiento de seguridad a los detectores de flujo.
	- Alta Presión	- Daño en malla del medio filtrante		- Calibración de PSV's y actualización tags.
	- Perdida de eficiencia del filtro por perdida del medio filtrante	- Remoción ineficiente de sólidos y alto residual de aceite a pozos.		- Muestreo periódico (2) veces semana para análisis en LAB.
3. T-790 / T-791	- Alto-Alto Nivel	- Rebosamiento, contaminación	B	- Supervisión permanente de nivel desde sala de control. (Overview). Mtto. Switches parada bombas Booster.
	- Alta Presión	- Daño en integridad, T-790	C	- Válvulas de recirculación abiertas. - Mtto. Swith alta presión de recirculación y alarma en sala de control.
4. Bombas P - 790	- Cavitación - Vibraciones - Alta presión - Alta temp. De fluido - Baja presión - Alta temp. Sistema de lubricación, cojinetes y carcaza.	- Daño en bombas	C	- Monitoreo permanente desde el supervisorio de los distintos parámetros de la unidad.
				- Toma de datos (1 vez por turno) in situ, observación y detección de posibles anomalías.

TABLA DE CRITICIDAD

PROBABILIDAD	5	C	C	D	E	E
	4	B	C	C	D	E
	3	B	B	C	D	D
	2	A	B	C	C	D
	1	A	A	B	C	C
		1	2	3	4	5
	CONSECUENCIA					

A partir del resultado encontrado en la Matriz de riesgo se aplica el procedimiento a seguir:

Respuesta A: No requiere procedimiento. La actividad no se ejecutará en áreas clasificadas. No se ejecutan aislamientos (eléctricos o mecánicos). Deberá informarse de la actividad al supervisor del área (Permiso simplificado). No permite remoción alguna de partes o elementos.

Respuesta B: Requiere procedimiento y permiso de trabajo. Los estudios de riesgo, peligros potenciales y las medidas de reducción de riesgos se harán en el sitio de trabajo.

Respuesta C: Requiere procedimiento y permiso de trabajo. La tarea exige What if a nivel local. Se debe preparar panorama de peligros en el sitio de trabajo.

Respuesta D: Tarea crítica. Requiere procedimiento y permiso de trabajo. La tarea exige What if. Los estudios de riesgo, peligros potenciales y las medidas de reducción de riesgos (Panorama de peligros) se harán en el sitio de trabajo. Se requiere la utilización de procedimiento crítico y procedimiento de tarea crítica correspondientes. El sistema de permisos de trabajo deberá

advertir en el permiso que se ejecutará una actividad que contiene una o más tareas críticas tipo D.

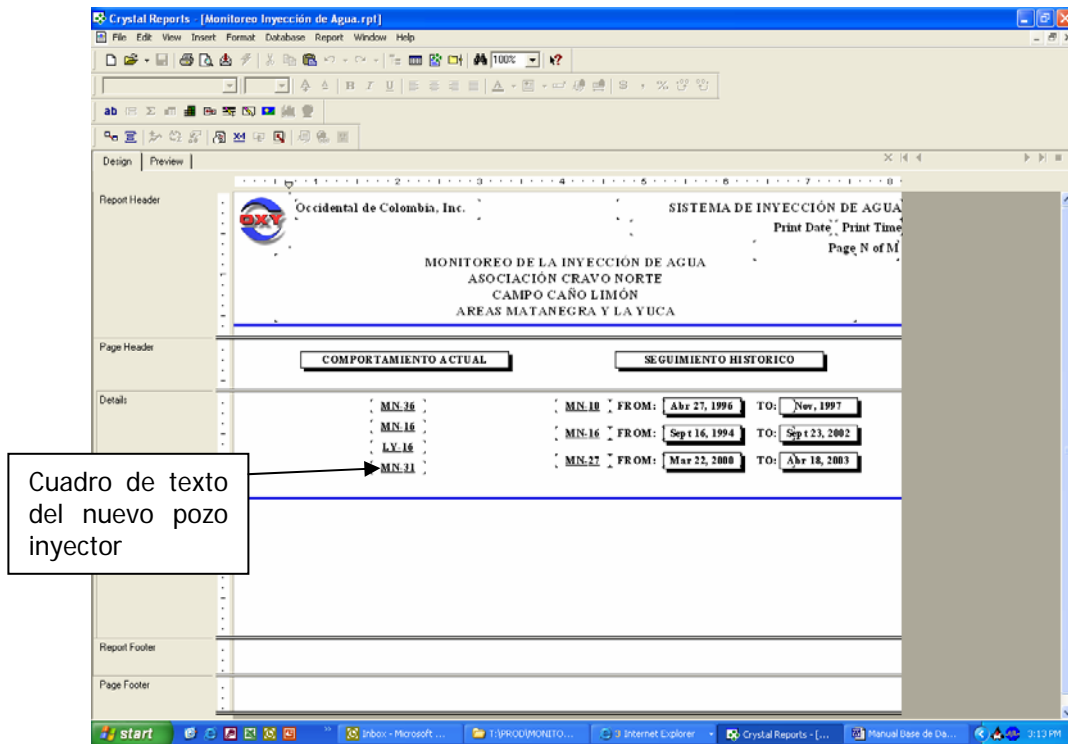
Respuesta E: Tarea crítica de alto riesgo. Requiere procedimiento y permiso de trabajo. La tarea exige análisis de riesgos a nivel de departamento con validación de gerencia de distrito, de ingeniería de facilidades y de seguridad industrial. Se requiere de la utilización del procedimiento crítico y procedimiento de tarea crítica correspondiente. El panorama de peligros debe ser construido en el sitio. La tarea no se ejecutará hasta tanto se implementen las medidas de mitigación para los riesgos detectados.

ANEXO C. MANUAL DE PROCEDIMIENTO PARA LA ELABORACIÓN E INCLUSIÓN DE UN NUEVO POZO INYECTOR EN LA BASE DE DATOS

Antes de iniciar a describir el procedimiento adecuado, es importante recalcar que la persona encargada de realizar la actualización y manipulación de la base de datos de inyección debe tener acceso a la información del OPS, de lo contrario la actualización de la información no se podrá llevar a cabo y en el momento de realizar la conexión para ligar las tablas a los reportes a generar, ésta no se permitirá sin el acceso previamente estipulado.

Todo pozo inyector debe tener su icono de presentación en el menú principal de la base de datos, a partir de dicho icono se inicia el recorrido de monitoreo por el pozo seleccionado. De esta forma si se desea incluir un nuevo pozo inyector a la base de datos, el paso inicial será generar su respectivo icono en el menú principal. El icono correspondiente se crea a partir de un cuadro de texto el cual va rotulado con el nombre del pozo y éste a su vez irá ligado al sub-menú donde se encuentra la información de dicho pozo en particular.

Para la creación de cuadros de texto y manipulación de información y tablas, se recomienda leer por parte del usuario encargado del presente procedimiento el manual básico de Crystal Reports, suministrado por el analista de sistemas del campo Caño Limón.

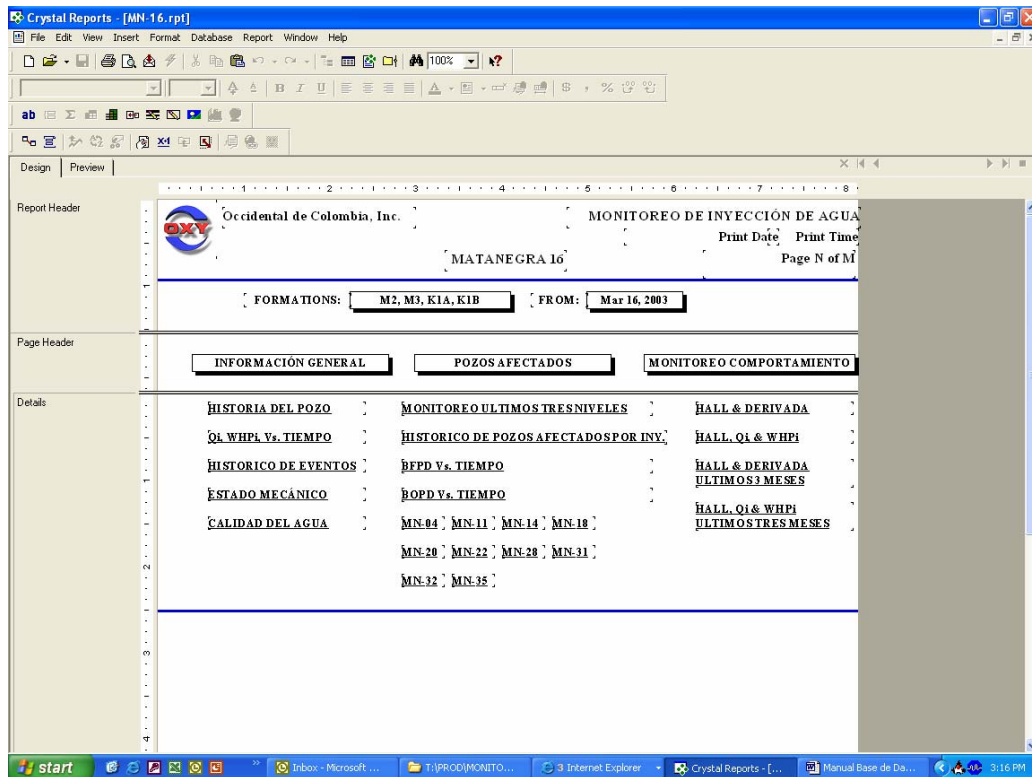


El anterior corresponde al menú principal en donde se involucra el nuevo pozo con su respectivo cuadro de texto. El siguiente corresponde al submenú para cada uno de los pozos inyector. En el momento de crear un nuevo pozo inyector, basta con seleccionar el submenú de cualquier pozo inyector anteriormente creado y cambiar las especificaciones tales como nombre del pozo, fecha de inicio de inyección, formaciones afectadas, pozos afectados, entre otras. Cabe resaltar que cada uno de los iconos de cuadro de texto, involucrados en el submenú del pozo conducen a una ruta de información. Si los cuadros fueron modificados cambiando de pozo, se debe modificar el link que los conduce a la nueva ruta de información.

La información generada para el nuevo pozo debe ir organizada en su carpeta respectiva, en la ruta T:\PROD\MONITOREO INYECCION DE AGUA\Comportamiento Actual\Carpeta del nuevo pozo inyector. De igual forma, la demás información, tanto del pozo como de los pozos afectados por

dicha inyección debe ir organizada como se encuentra para cada uno de los pozos creados previamente.

La siguiente imagen muestra el submenú, el cual puede ser modificado para el nuevo pozo y salvado en una nueva ubicación.



En la medida que se van generando cada uno de los reportes ya sea de información general, pozos afectados o monitoreo del comportamiento, se deben ir salvando y ligándolos a sus respectivos iconos del submenú particular. Haciendo clic derecho sobre el cuadro de texto, en el icono de "formato de texto" se puede realizar la función de ligar el objeto con el nuevo reporte que se desee mostrar.

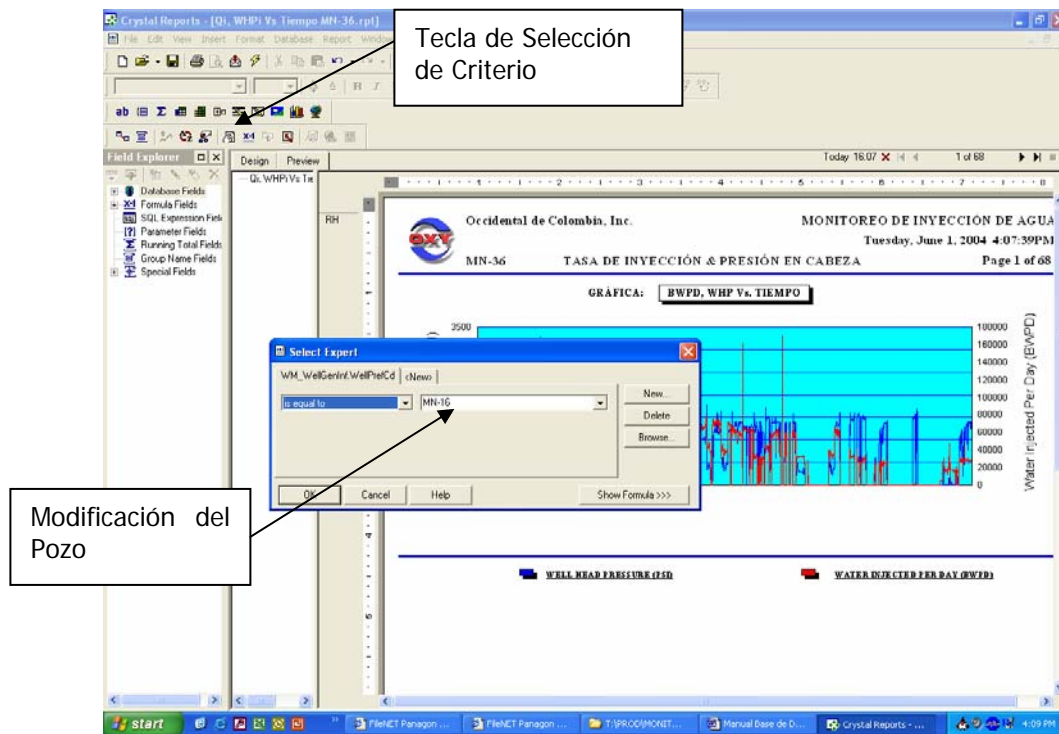
C.1 DISEÑO DE INFORMACIÓN GENERAL

La historia de cada pozo puede ser accesada y consultada en Panagon Bogotá o Caño Limón en donde se extrae la información para plasmar una breve reseña del pozo y los trabajos que a éste se le han realizado. El formato de Historia de Pozo puede ser copiado de uno existente y simplemente el proceso se reduce a cambiar la información. Los estados mecánicos del pozo son una interesante guía para seguir el proceso y la historia del mismo.

En la creación del módulo correspondiente a tasa de inyección diaria y presión en cabeza contra tiempo, se debe recurrir a un reporte previamente generado de dichas características para cualquier pozo inyector anterior, y modificar el criterio del pozo en la tecla del menú “**Select Expert**”. Allí nos aparecerá el seleccionador de criterio, y basta con modificar el nombre del pozo para cargar la información de nuestro pozo deseado. Cabe resaltar que dicha información debe ser guardada modificando el nombre del archivo con el nombre referente al nuevo pozo y a su vez en la nueva ubicación deseada.

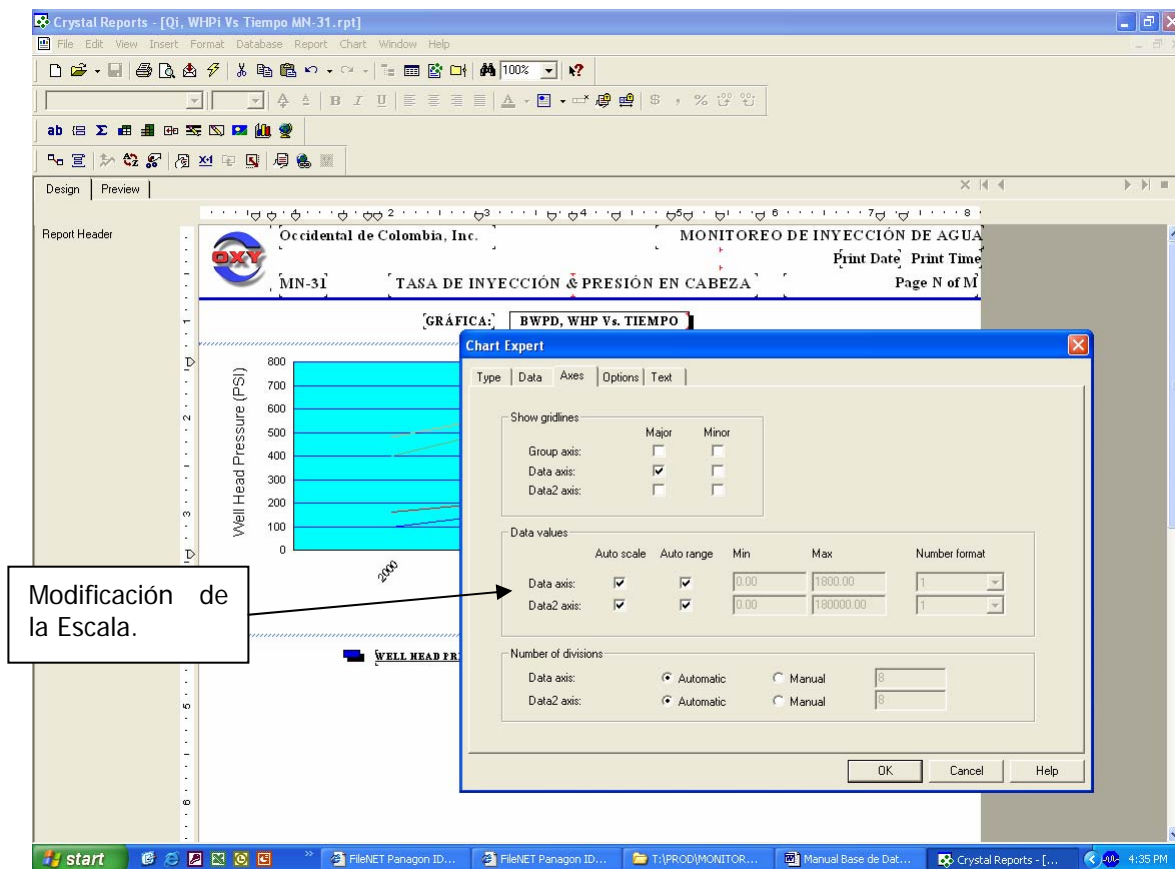
Para los esquemas de organización de los archivos de información se recomienda consultar la carpeta T:\PROD\MONITOREO INYECCION DE AGUA y de esta forma guiarse en la creación de carpetas y subcarpetas para ubicar los datos y reportes originados.

Una vez modificado el pozo, la información se cargará automáticamente, puesto que, los campos deseados y las formulas que se desean correr ya se han creado con anterioridad, de allí la ventaja de realizar la creación a partir de una formato ya existente. La persona con conocimiento de la herramienta podrá observar las tablas a partir de donde se carga la información y de esta forma crear el nuevo pozo desde un reporte en blanco e iniciar el diseño.



Una vez se han cargado los datos, en la pestaña “Design” en el reporte original en Crystal se debe modificar el nombre del pozo y si por alguna circunstancia la escala de la información graficada desea ser modificada, haciendo clic derecho sobre la gráfica, y seleccionando “Chart Expert...” en el submenú, aparecerá el recuadro observado en la siguiente gráfica, donde en la pestaña de selección “Axes” se podrán realizar las correspondiente modificaciones de ejes y escala.

Para el icono correspondiente al Histórico de Eventos se debe seguir el esquema de los reportes previamente diseñados, de esta forma el cuadro de texto de la información y el recuadro que lo bordea simplemente se editan con copiar y pegar uno anteriormente dibujado. La información de los eventos es tomada de los reportes diarios de producción y según comportamientos relevantes en la inyección.



El icono de estados mecánicos corresponde a un cuadro de texto ligado a la dirección del correspondiente diagrama en la dirección **S:\ESTADOS MECANICOS\MATANEGRA\MN36_03_INJECTOR.ppt** para el caso de MN-36 como ejemplo. Sí la presentación inicial del pozo ha sido copiada de uno pre-existente basta con ejecutar clic derecho sobre el cuadro de texto involucrado (Estado Mecánico), seleccionar “Format text”, pestaña de “Hiperlink”, y en Hiperlink Information, ejecutar el botón Browse... con el ánimo de ubicar y seleccionar el archivo del estado mecánico correspondiente a nuestro nuevo pozo deseado. Finalmente Ok. Y verificar que la ruta seleccionada haya sido la correcta.

En la información relacionada a Calidad del Agua, el icono se encuentra enrutado al archivo de análisis de agua, actualizado y ejecutado por las

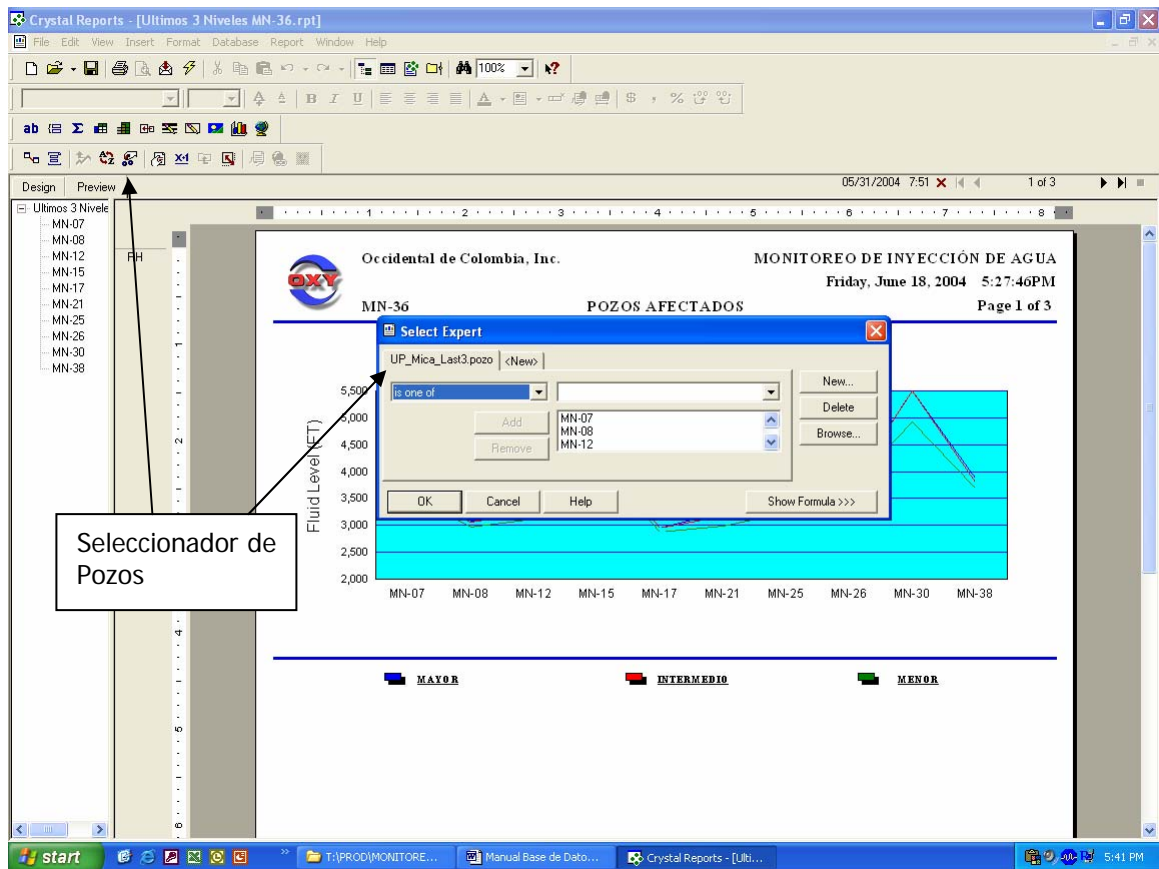
personas responsables del laboratorio en el campo, de esta forma, si el formato proviene de un pozo anterior, dicha información de calidad de agua no debe ser alterada, puesto que dicho archivo comprende información de agua inyectada para todos y cada uno de los pozos inyectoros en operación.

C.2 DISEÑO DE POZOS AFECTADOS

En la creación del icono Monitoreo Últimos Tres Niveles, se deben incluir en el stored procedures llamado "UP_Mica_Last3" los nuevos pozos que son afectados por inyección y por el nuevo pozo en particular. Para dicho procedimiento se debe contar con la colaboración del analista de sistemas en campo Miguel Castillo quien fue la persona encargada de tales procesos. Una vez han sido adicionados los nuevos pozos afectados; en la casilla del menú "Select Expert", anteriormente vista, se seleccionan los pozos afectados única y exclusivamente por el nuevo pozo inyector en campo. (Ver gráfico posterior).

Luego de ser debidamente seleccionados y aprobada la selección, la información correspondiente se presentará en pantalla y para efectos de modificación de gráfica se podrá consultar las propiedades de la misma y modificarlas de acuerdo a la escala de la información.

Para la creación del icono "BFPD Vs. Tiempo", recurrimos nuevamente a un formato previamente creado, y posteriormente modificamos la fecha a partir de la cual queremos traer los datos, así como los pozos a los cuales deseo observarles la información.



Para el procedimiento anterior se debe ejecutar clic sobre el “Select Expert” del menú, posteriormente se muestra el recuadro donde en cada una de sus pestañas se especifica la tabla y el campo del cual se esta importando la información. De esta forma, se debe seleccionar de “PR_WellProdTst.ProdTst_Dte” la fecha a partir de la cual deseamos la información, y de “WM_WellGenInf.WellPrefCd” los pozos de interés para el análisis de sus respectivos datos. En el recuadro correspondiente al “Select Expert”, seleccionando cada uno de los pozos previamente estipulados y afectados por el pozo inyector anterior, podemos removerlos o modificarlos de acuerdo a los requerimientos de la inyección.

Se recomienda no olvidar modificar la información general del formato, así como salvar con el nombre y la ubicación correspondiente, de acuerdo a la nueva información.

En lo correspondiente a la información de “BOPD Vs. Tiempo” se debe realizar de idéntica manera el procedimiento anteriormente explicado para el caso de “BFPD Vs. Tiempo”, puesto que las tablas de información son las mismas y el montaje de los datos se realiza de igual forma.

Para la información en cada uno de los pozos afectados por la inyección de nuestro nuevo pozo, debemos iniciar por modificar el nombre del pozo en cada uno de los cuadros de texto, y a su vez modificar la hoja de presentación de cada uno de estos, la cual es presentada una vez seleccionamos cada pozo. Se debe tener especial cuidado en modificar ítems tales como el nombre del pozo y la fecha a partir de la cual se inicia la inyección, en aras de no presentar incongruencias en la información.

En lo relacionado a cada pozo afectado por inyección en particular, debemos modificar su información de la siguiente forma:

Para el seguimiento de los respectivos “Niveles Vs. Tiempo”, tomamos nuevamente un formato de cualquier pozo previamente diseñado y modificamos sus parámetros de selección para hacer de este procedimiento algo más fácil y sencillo al usuario en la creación del mismo.

De esta forma se selecciona el “Select Expert” y posteriormente se procede a modificar la fecha a partir de la cual deseamos iniciar el monitoreo, seleccionando la pestaña correspondiente a “PR_MonitorWellHst.ProcDte” y realizando las modificaciones pertinentes. Cabe resaltar que el monitoreo de

los pozos afectados se inicia 60 días antes de haber iniciada la inyección con el objeto de observar contrastes en su comportamiento.

Continuando con dicha selección, se modifica además el pozo del cual queremos extraer la información, seleccionando la pestaña “WM_WellGenInf.WellPrefCd” y modificando el pozo por el actualmente deseado.

En la creación del modulo sobre “Presión Estática” para cada pozo afectado, se debe iniciar con un procedimiento idéntico al anterior (Niveles Vs. Tiempo). Una vez modificado entonces la fecha a partir de la cual se inicia el monitoreo y el pozo, se debe continuar con la modificación de parámetros en algunos “Campos de Formulas” involucrados en el reporte.

Puesto que la presión estática, se encuentra calculada a partir del índice de productividad de cada pozo y su respectiva profundidad media de perforaciones, estas constantes deben ser modificadas para cada uno de los pozos, de acuerdo a cada caso. Para realizar dichas modificaciones se debe abrir o presentar el cuadro “Fiel Explorer” en el costado izquierdo de la pantalla, cliqueando su respectiva tecla en la barra de herramientas presente dentro de la misma. Posteriormente se deben desplegar los campos correspondientes a “Formula Fields”, allí se encontrarán cada uno de los campos relacionados en nuestra información que han sido creados a partir de formulas diseñadas en la herramienta.

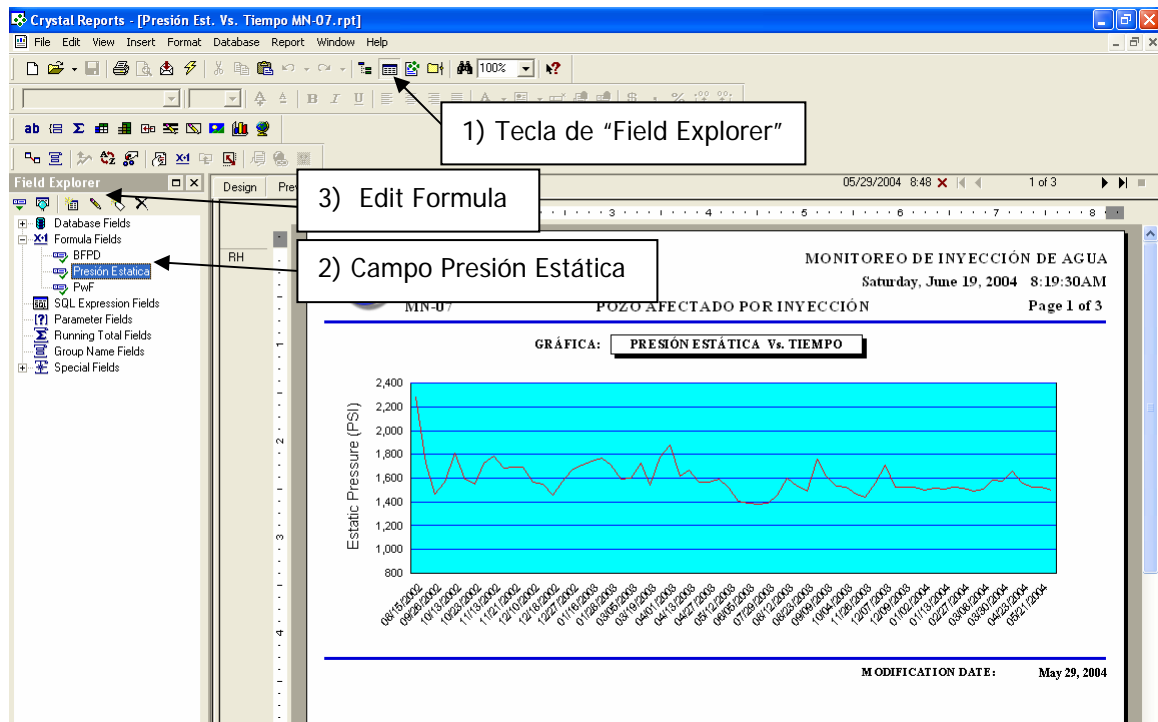
Una vez han sido desplegados los campos, se selecciona el campo “Presión Estática” y posteriormente se cliquea la tecla con el lápiz dibujado como orientación, por medio de la cual se presentará el editor de formulas y de esta forma podremos modificar el parámetro de IP dentro de la expresión. Dicho valor es tomado del IP base manejado por la base de datos del

ingeniero de producción y debe ser modificado a su vez en cada ocasión que se le es realizado un registro o una prueba en particular al pozo, y que por ende nos modifique dicho parámetro.

Posteriormente se debe realizar el mismo procedimiento para el campo "Pwf", en donde modificaremos la profundidad media de perforación en la respectiva formula, para nuestro nuevo pozo.

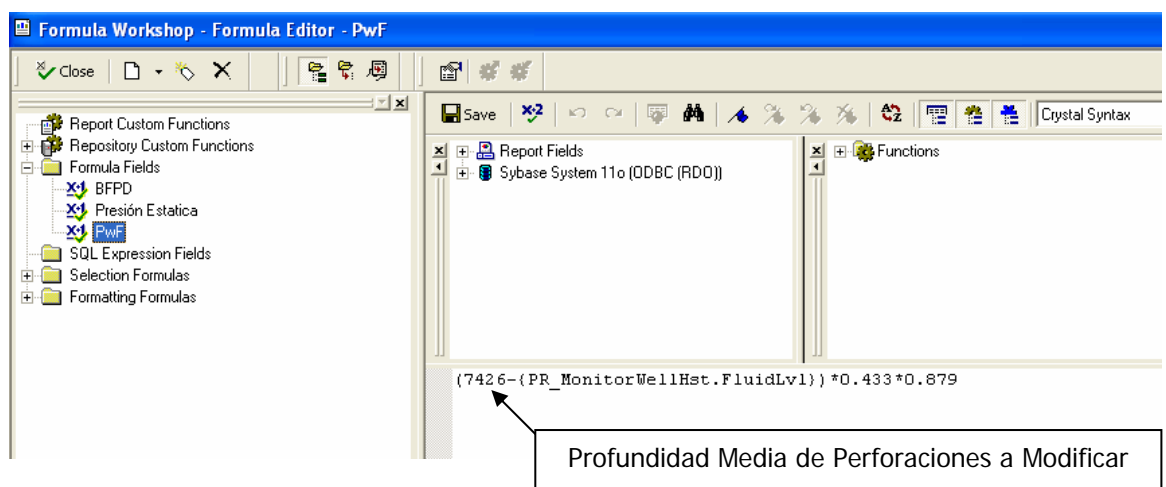
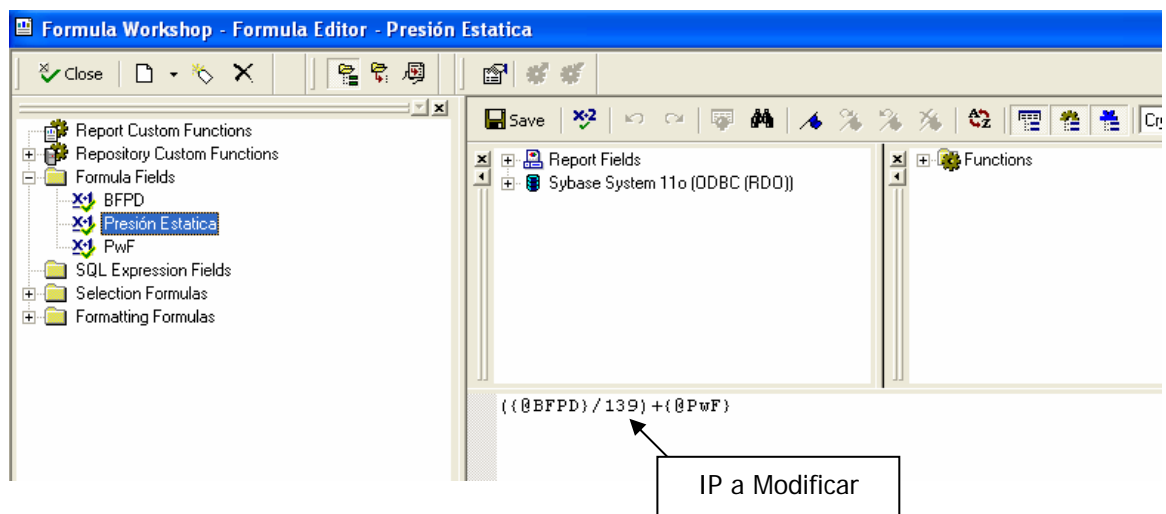
No obstante, se debe recordar salvar correctamente la información, y a su vez ligar cada uno de los nuevos reportes con el icono correspondiente dentro de cada uno de las respectivas hojas de presentación de los pozos asignados.

A continuación se permite visualizar la forma mediante la cual se pueden realizar las indicaciones anteriormente expuestas, en aras de permitir una mejor comprensión de los procedimientos presentados.



La siguiente imagen muestra el editor de formulas de la herramienta, en donde se indica el termino de IP a modificar para cado pozo, y posteriormente se ilustra nuevamente el editor con la expresión de Pwf y su respectivo parámetro de profundidad media de perforaciones a modificar.

Una vez ubicados en el “Formula Workshop – Formula Editor” podremos seleccionar directamente la formula a modificar deseada, ubicando el cursor en la expresión deseada dentro del recuadro en la zona del costado izquierdo de la pantalla.



Finalmente en cuanto a las modificaciones en el modulo de Presión Estática del pozo se debe aprobar todas y cada una de las mismas, así como salvar nuevamente la información de manera correcta y organizada.

Para la creación del icono correspondiente a “BFPD & BSW Vs. Tiempo”, al igual que en procedimientos anteriores, basta con abrir un reporte previamente diseñado y modificar los criterios de selección en la herramienta de “Select Expert” implementada en procesos ya manejados. Allí entonces se debe estipular la fecha a partir de la cual se inicia el monitoreo de acuerdo al inicio de la inyección, así como el pozo a monitorear. Cabe recordar las pestañas que nos permiten ubicar dicha información dentro del cuadro seleccionador, las cuales son: PR_WellProdTst.ProdTst_Dte para modificación de la fecha correspondiente y WM_WellGenInf.WellPrefCd para la selección del pozo.

De la misma manera, en la construcción del icono “BOPD Vs. Tiempo” para cada uno de los pozos afectados por la inyección, el procedimiento es idéntico al anteriormente expuesto para “BFPD & BSW Vs. Tiempo”, simplemente consta de modificar los criterios ya mencionados y tener la debida precaución, como en todos y cada uno de los reportes, de salvar adecuadamente una vez se han modificados los datos generales del pantallazo en la presentación.

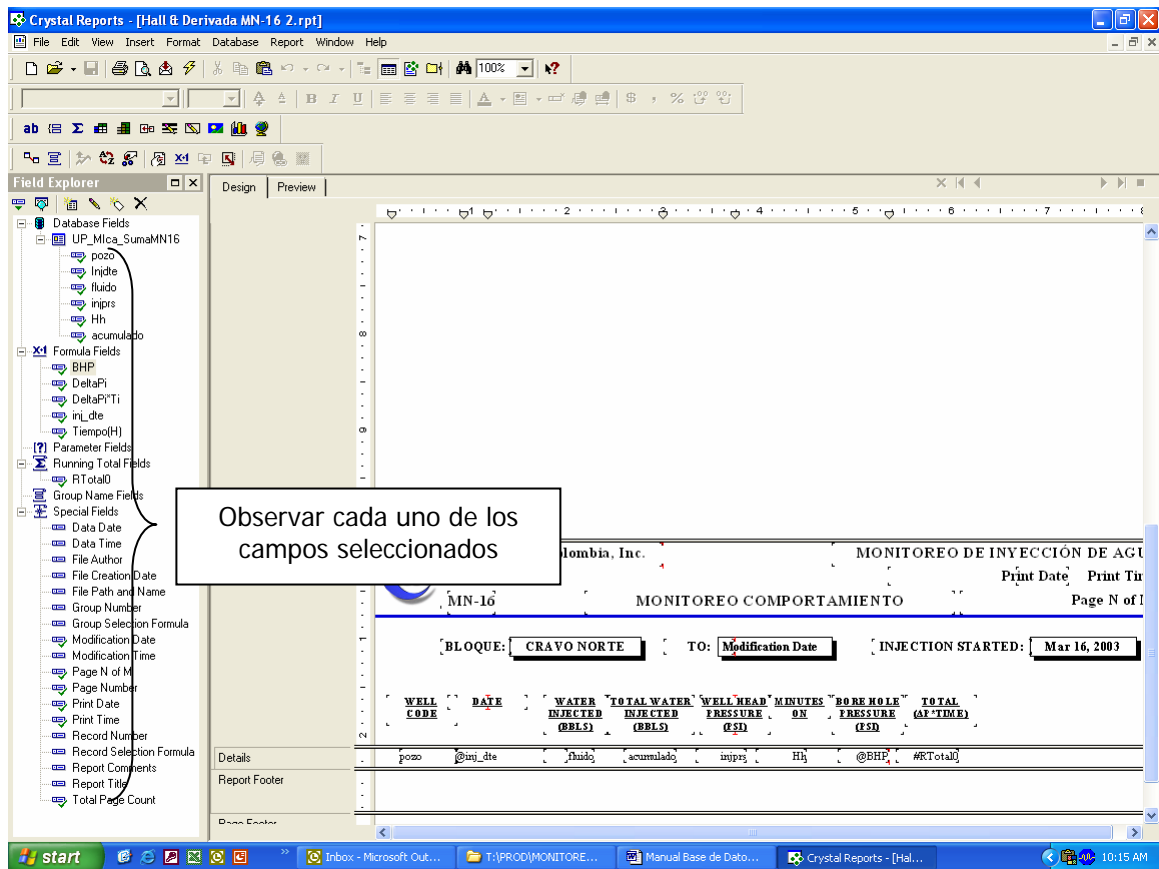
De esta forma entonces, se construyen los reportes para el monitoreo de los pozos afectados, guardando la información organizadamente en las carpetas correspondientes al archivo asignado para cada uno de los pozos. Organización que se puede apreciar explorando la carpeta **T:PRODIMONITOREO INYECCION DE AGUA.**

C. 3 DISEÑO DE MONITOREO DE COMPORTAMIENTO

Ahora, nos concentraremos en la creación de los respectivos informes para el monitoreo del comportamiento en la inyección del nuevo pozo en disposición para tal efecto. Para la creación del modulo “Hall & Derivada”, se debe crear un Stored Procedures con el nombre del nuevo pozo, de idéntica forma a como fueron diseñados los stored procedures llamados “UP_Mica_SummaMN10” como ejemplo. Dentro de dicho Stored Procedures a crear, se debe tener especial cuidado al seleccionar la fecha a partir de la cual se llamará la información, para esto, entonces se debe conocer la fecha de inicio de inyección en el pozo y estipularla en la configuración respectiva del procedimiento. Para el proceso anterior se debe tener la colaboración del analista de sistemas, en especial Miguel Castillo quien fue la persona que colaboró con dicho proceso.

Una vez creado el Stored Procedures correspondiente, se seleccionan los campos involucrados en el reporte y se procede a crear los campos de formulas requeridos dentro del mismo. Para esta tarea, podemos guiarnos especialmente por los reportes de ésta naturaleza creados y almacenados con anterioridad para pozos existentes.

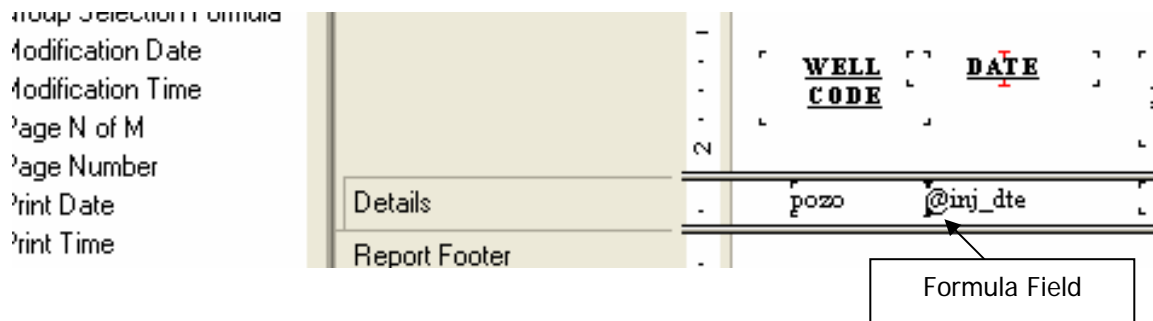
Se recomienda tener especial cuidado en los campos seleccionados e involucrados en el reporte, así como nombrar los “campos de formulas” de igual forma a los manejados en archivos anteriores. Para esto es indispensable consultar el diseño de un reporte pre-existente y con base en éste proceder a la creación del nuevo deseado. (Ver Item Adicional).



Los campos seleccionados y requeridos en el reporte se pueden visualizar con un chulo verde, el cual indica su implementación en el formato, ya sea por estar directamente insertado para lectura en el reporte o por estar siendo utilizado en el calculo de alguna formula en especial.

Los campos relacionados en la tabla UP_MicaSumaMN16 (ejemplo, gráfica anterior) son campos creados dentro del Stored Procedures anteriormente comentado. Los campos apreciados en la sección correspondiente a “Formula Fields” corresponden a aquellos campos que deben ser creados por el usuario en el momento de disposición de un nuevo pozo como inyector, en aras de monitorear correctamente su comportamiento. Los campos de formula involucrados directamente en el reporte como lectura se

ilustran en el diseño de la página con un “@” antes del nombre respectivo del campo, así:

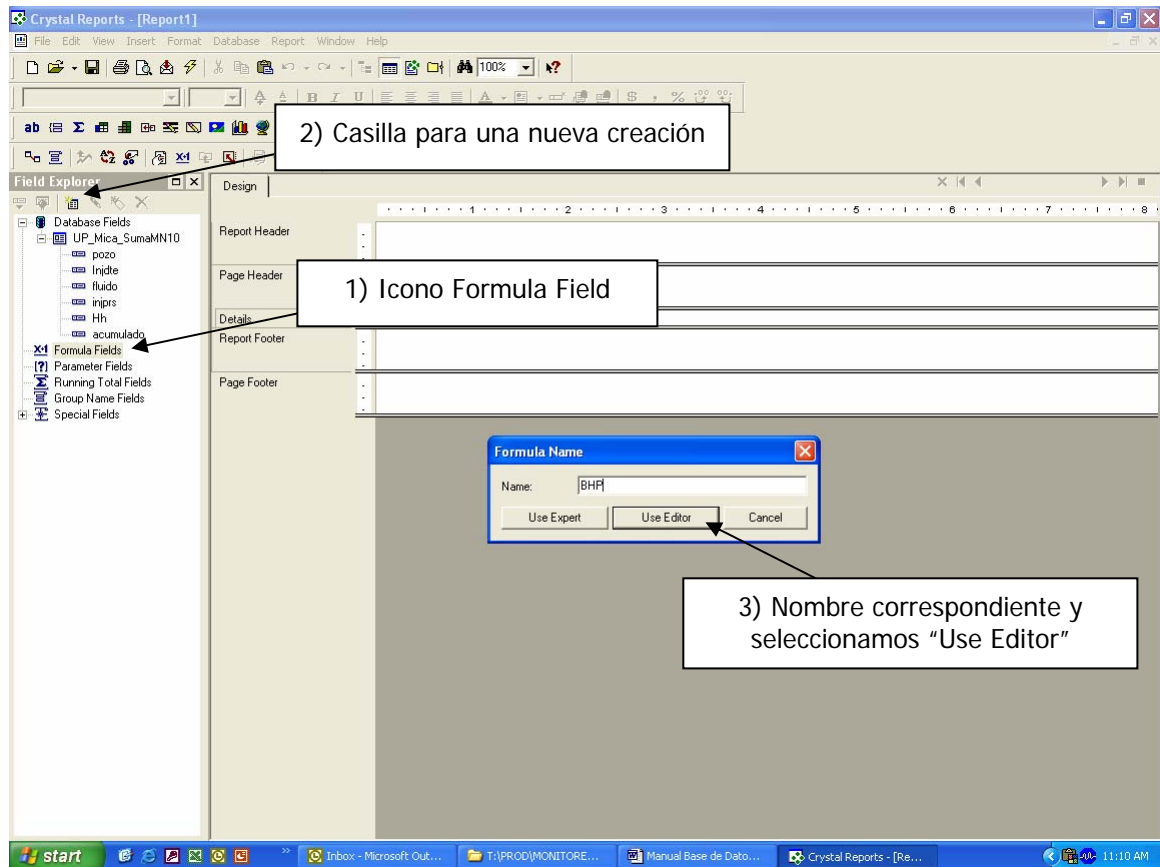


Para editar cada uno de los “campos formula” requeridos, seleccionamos el icono de “fórmula field” en la herramienta, optamos por la casilla para una nueva creación, damos el nombre correspondiente y seleccionamos la tecla “User Editor” para de esta forma visualizar el “Formula Workshop – Formula Editor” y así digitar la nueva formula deseada. (Ver siguiente gráfico).

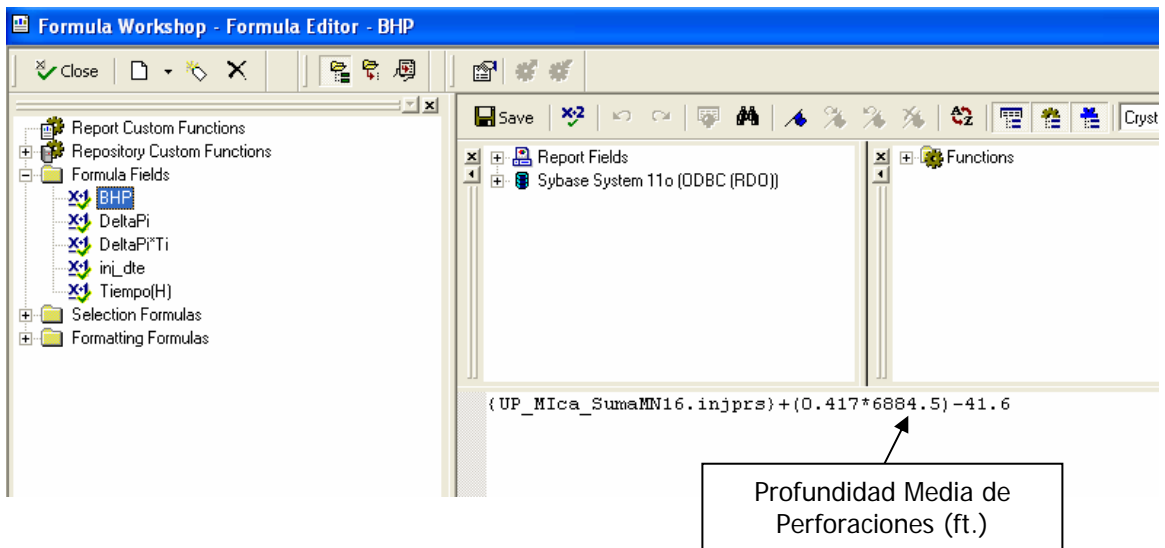
Para esta aplicación, es necesario crear un nuevo reporte, el cual a diferencia de los anteriores no es diseñado sobre uno pre-existente, por lo que se recomienda seguir las pautas de diseño de idéntica forma que los ya creados con anterioridad. Lo anterior hace referencia al espacio y ubicación de los textos y líneas correspondientes a la página. Para esto el usuario debe haber leído el manual básico de Crystal y manejar las diferentes secciones de los reportes.

Una vez visualizado el “Formula Editor”, se procede entonces a digitar cada una de los formulas correspondientes. Cabe resalta, que se debe tener especial cuidado en la expresión que hace referencia a la “BHP” puesto que a dicha expresión se le debe modificar el parámetro de profundidad media de perforaciones para el respectivo pozo a monitorear. (Ver indicación en el segundo gráfico posterior). En las expresiones restantes, las formulas deben

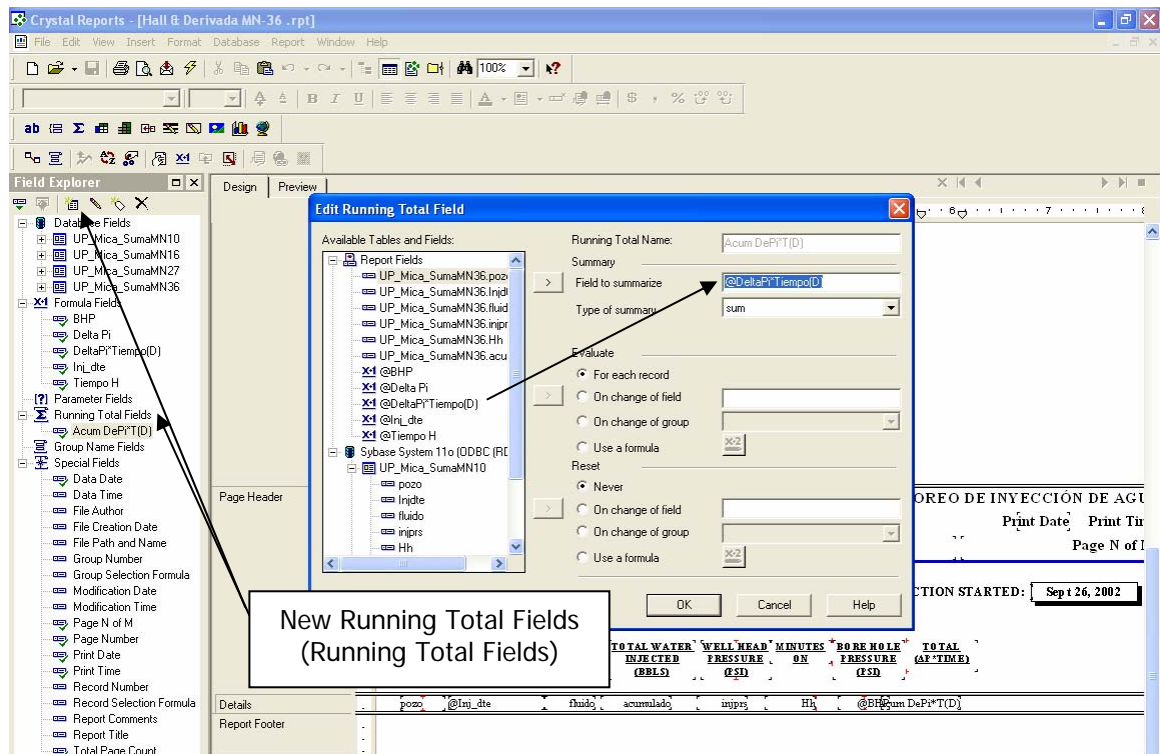
ser registradas de idéntica forma a las planteadas en formatos pre-existent, sin ninguna modificación.

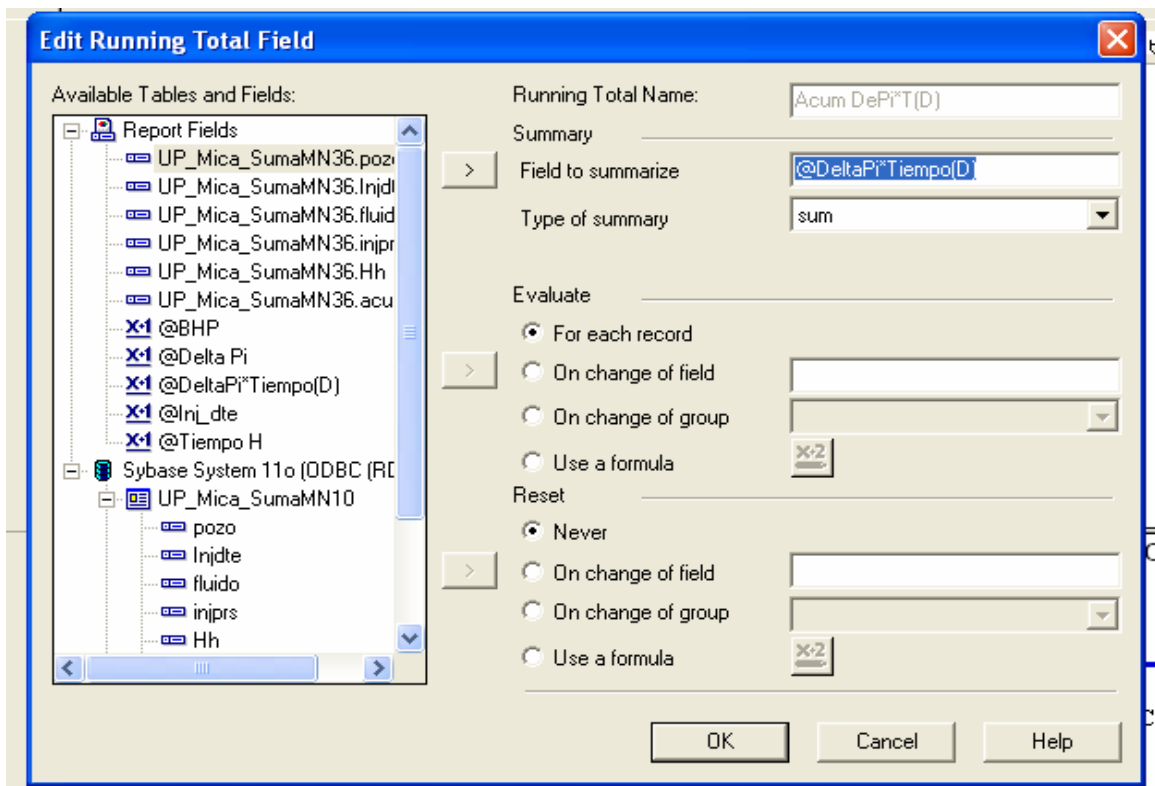


Posteriormente, se debe crear un campo de sumatoria, que permita observar los valores cumulativos del campo formula “@DeltaPi*Tiempo(D)”, para de esta forma involucrarlo tanto en el reporte como en la gráfica y poder realizar el monitoreo respectivo.



El campo de sumatoria debe generarse con las especificaciones idénticas a las observadas en el cuadro “Edit Running Total Field” presentes en el gráfico a continuación.





Finalmente, se debe verificar que los campos asociados y presentados en el reporte sean acorde con los encabezados de la información presentados en reportes anteriores.

La gráfica debe ser posteriormente construida una vez han sido originados cada uno de los campos requeridos para tal efecto. Para construir dicha gráfica se recomienda observar el formato de las anteriormente diseñadas, oprimiendo clic derecho sobre la gráfica y seleccionando entre las opciones del sub-menú "Chart Expert...", para de esta forma apreciar los campos relacionados en la construcción de la misma.

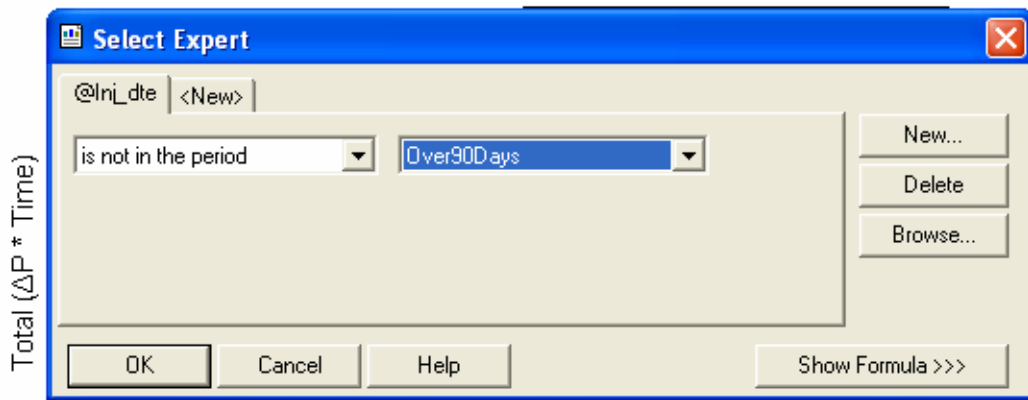
Por otra parte se recomienda consultar el capítulo correspondiente a construcción de gráficas en Crystal, en el manual respectivo del usuario, facilitado por sistemas en el campo Caño Limón.

En lo correspondiente al modulo de “Hall, Qi & WHPi”, se debe recurrir a un modulo creado con anterioridad, posteriormente modificar el criterio del pozo en la sección de “Select Expert” en la herramienta y finalmente ajustar la escala de la gráfica según corresponda.

En el ajuste de la escala sobre el eje X, sí las fechas visualizadas son insuficientes de acuerdo a la información y tendencias registrada por la gráfica, se debe ejecutar clic derecho sobre la misma y seleccionar “Auto-Arrange Chart” para de esta forma observar una escala de tiempo acorde con los datos, sobre dicho eje. Si se desea orientar de una mejor forma los rótulos de las fechas presentadas sobre el eje, es decir cambiar su inclinación, se debe seleccionar uno de los rótulos de fecha sobre el eje y luego se ejecuta clic derecho sobre la gráfica, para posteriormente ubicar el curso sobre la opción “Chart Options” y seleccionar “Selected Item...” en el sub-menú. Allí nos aparecerá un recuadro con las opciones para manipular la presentación de la información u objeto seleccionado previamente. Si por alguna circunstancia la gráfica cambia de ubicación o se descuadra, en la pestaña “Design” la podemos seleccionar y reubicar a nuestro juicio y valoración. La idea principal además es mantener un estándar en el formato de presentación.

Una vez se ha cuadrado la anterior información, se debe seleccionar el campo formula “BHP” mediante la opción de visualización utilizando el “Field Explorer” trabajado en ejercicios anteriores. Posteriormente seleccionamos la opción que nos permite editar dicho campo y modificamos la profundidad media de perforación, la cual se trata de un dato particular en cada uno de los pozos. Finalmente se aprueba la modificación y se actualizan nuevamente los datos para cargar ahora sí valores que incluyan la modificación. No obstante no se debe olvidar la debida atención al salvar y ubicar correctamente el archivo y la información.

En la construcción del modulo “Hall & Derivada Últimos 3 Meses” se toma el reporte “Hall & Derivada” creado con anterioridad, y el proceso se reduce básicamente a limitar, dentro de los parámetros de selección, su información para ser presentada y computada únicamente dentro de los últimos tres meses corridos hasta la fecha de operación. Para realizar dicho procedimiento, se selecciona “Select Expert”, una vez aparece el recuadro se ejecuta “New...” dentro de las opciones, y esto permite inmediatamente optar por cualquier campo involucrado en el reporte, para asignarle algún criterio de selección o filtro. Allí entonces, se selecciona “@Inj_dte” el cual ha sido un campo creado mediante formula, y a partir del cual filtraremos la información. Posteriormente se selecciona cada una de las opciones presentes en la siguiente gráfica, para ubicar los criterios en los espacios requeridos y así completar el procedimiento adecuado de selección.



De igual forma al procedimiento anterior, la creación del modulo “Hall, Qi & WHPi Últimos Tres Meses” comprende única y exclusivamente en seleccionar e insertar el nuevo criterio que me permita seleccionar los últimos 90 días de información. Así entonces, una vez abierto el modulo “Hall, Qi & WHPi” se inserta como un nuevo elemento en el seleccionador (“Select

Expert”) el campo “PR_WellStrngInjTst.InjTst_Dte” y se relaciona la selección de igual forma al procedimiento previamente explicado.

Una vez finalizado el montaje del nuevo pozo se recomienda revisar minuciosamente la información para efectos de evitar incongruencias dentro de la misma, y por ende inconvenientes en la interpretación.

C.4 ITEM ADICIONAL

A continuación se presenta la descripción del procedimiento que permite iniciar la creación de reportes en Crystal Report, a partir de documentos en blancos, permitiendo explicar la construcción de documentos desde la conexión indicada para nuestro objetivo.

En algunos ítems de información no se es posible realizar en nuevo reporte deseado a partir de uno pre-existente, debido a que se es necesario ligar una nueva tabla generada a través de stored procedures construidos en el proceso. Para esto, entonces se debe iniciar un nuevo reporte en uso de la herramienta.

Una vez se es seleccionada la opción “As a Blank Report” del cuadro presentado al iniciar y aprobada dicha opción, Crystal automáticamente muestra el recuadro de nombre “Database Expert” el cual permite realizar las conexiones pertinentes a determinadas bases de datos. Para el propósito de nuestra base de datos se selecciona la carpeta “Crate New Connection” desplegando su información, allí optamos por “ODBC (RDO)” seleccionándolo con doble clic sobre dicha carpeta. Posteriormente se abre inmediatamente el recuadro ODBC (RDO), el cual nos permite escoger la base de datos deseada para capturar la información. Se selecciona

entonces, del listado de fuentes de datos disponible, “Sybase System 11o”, la cual corresponde a los datos manejados por el PRS Bogota con mayor y mejor confiabilidad de la información. Una vez seleccionada la base de datos, se debe continuar con el proceso cliqueando la opción “Next” del recuadro, y posteriormente se despliega el recuadro de conexión.

Para poder realizar la conexión satisfactoriamente el usuario de la herramienta debe tener autorización para acceder a la información de la base de datos deseada, para efectos de autorización los encargados de sistemas en el campo podrían colaborar en éste sentido.

Una vez es desplegado el recuadro de conexión, el usuario debe digitar el User ID y Password asignado, para luego finalizar con éxito la conexión. De esta manera el Database Expert muestra y permite seleccionar y desplegar las tablas correspondientes a dicha base de datos, así como los stored procedures relacionados con ésta, los cuales al ser seleccionados pueden inmediatamente involucrarse como información de nuestro reporte a crear.

Una vez más se recomienda para una mejor comprensión de los procedimientos anteriormente expuestos, leer el capítulo correspondiente a conexión y asignación de base de datos del manual básico de Crystal Report, en aras de un correcto seguimiento a los pasos y procedimientos planteados a lo largo del folleto.

C.5 RECOMENDACIONES FINALES PARA LA CREACIÓN DE UN POZOS INYECTOR EN LA BASE DE DATOS DE INYECCIÓN DE AGUA

- Recordar cambiar la información general del formato en la presentación de cada reporte, una vez ha sido modificada la información. Dentro de las

principales encontramos nombre del pozo, fecha de inicio de inyección, última actualización, entre otras.

- Salvar con el nombre pertinente del archivo y tener especial precaución en aras de lograr la ubicación correcta para conservar organizada la información.
- Recordar ligar cada uno de los nuevos archivos creados al correspondiente icono en la página de presentación de cada pozo.
- Verificar escalas y modificar si es necesario, recurriendo a las herramientas opcionales de la gráfica. Para la correcta manipulación de las opciones se recomienda seguir adecuadamente las instrucciones del manual básico de Crystal, suministrado por el analista de sistemas en el campo Caño Limón.
- Estudiar el manual básico de Crystal Report facilitado por sistemas con el objeto de lograr una correcta implementación de la herramienta.

ANEXO D. DIAGRAMA DE FLUJO DEL TRATAMIENTO DE FLUIDOS EN LAS FACILIDADES DEL CAMPO CAÑO LIMÓN

