



UNIVERSIDAD
INDUSTRIAL DE
SANTANDER



**MANEJO DE LA INFORMACIÓN DEL SOFTWARE CORPORATIVO DFW
PARA IDENTIFICAR Y ANALIZAR LOS PROBLEMAS DE OPERACIÓN EN
EL CAMPO PROVINCIA ECOPETROL S.A.**

LUIS JOSÉ ACOSTA GONZÁLEZ

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

2005



**MANEJO DE LA INFORMACIÓN DEL SOFTWARE CORPORATIVO DFW
PARA IDENTIFICAR Y ANALIZAR LOS PROBLEMAS DE OPERACIÓN EN
EL CAMPO PROVINCIA ECOPETROL S.A.**

LUIS JOSÉ ACOSTA GONZÁLEZ

Trabajo de Grado modalidad Práctica Empresarial para
optar el título de Ingeniero de Petróleos

Tutor

DARÍO RAFAEL RAMÍREZ AGUAS

Supervisor de Producción Operaciones Provincia
ECOPETROL S.A.

Tutor

OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO

Ingeniera de Petróleos
Escuela Ingeniería de Petróleos – UIS

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

2005



DEDICATORIA

A Dios, por estar siempre a mi lado, llenándome con su luz y sabiduría para poder alcanzar cada una de las metas y todo lo que me he propuesto en la vida.

A mis padres Luis Alfonso y Esperanza, por todo el amor y el apoyo que siempre me han brindado cuando lo he necesitado y por su colaboración para obtener este triunfo.

A mi hermana Melisa, porque siempre he contado con ella y se ha convertido en un pilar de mi vida.

A toda mi familia, Tíos y Tías, a mi Abuela, por el apoyo incondicional que recibí de ellos y por todo el ánimo que siempre supieron darme cuando más lo necesitaba.

A todos y cada uno de mis amigos, por regalarme un poquito de su amistad, por dejarme entrar en su corazón, por la colaboración incondicional a la hora de lograr esta meta. A un gran amigo, que hoy no se encuentran entre nosotros pero que su legado quedará grabado en el corazón de todos aquellos que tuvimos el placer de conocerle. A todos mil y mil gracias.



AGRADECIMIENTOS

A la empresa ECOPETROL S.A., Gerencia Regional Magdalena Medio (GRM), Superintendencia de Mares (SMA), Campo de operaciones Provincia, por darme la oportunidad de realizar mi proyecto de grado por medio de la Práctica Industrial.

Al ingeniero Darío Rafael Ramírez Aguas, por su valiosa reciprocidad y colaboración para el desarrollo de este proyecto. Además a los Ingenieros José René Sarquez Coronel y Clímaco Eduardo Rojas por su invaluable apoyo técnico.

A todo el personal que laboran en el Campo Provincia por su contribución y grandes enseñanzas que llevaré siempre presente y pondré en práctica para mi vida.

A la Ingeniera Olga Patricia Ortiz Cancino, profesora de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander UIS, tutora del proyecto.

A todas aquellas personas que aportaron su granito de arena para construir esta meta, a todos mis amigos por toda su colaboración y su apoyo.

CONTENIDO

	Página
INTRODUCCIÓN.....	16
1. GENERALIDADES DEL CAMPO PROVINCIA.....	18
1.1 LOCALIZACION.....	20
1.2 MAPA Y CORTE ESTRUCTURAL CAMPO PROVINCIA.....	22
1.3 MAPA Y CORTE ESTRUCTURAL CAMPO BONANZA	23
1.4 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	24
1.4.1 Campo Provincia.....	24
1.4.2 Campo Bonanza	25
1.4.3 Campo Tisquirama – San Roque.....	26
1.5 MECANISMO DE PRODUCCIÓN	27
1.6 COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE LA PRODUCCIÓN.....	27
1.7 INFRAESTRUCTURA OPERACIONAL.....	28
1.7.1 Estación N° 1 - Santos	29
1.7.2 Estación N° 2 -Suerte.....	29
1.7.3 Estación N° 3 – Bonanza	30
1.7.4 Planta de Gas	30
1.7.5 Batería Tisquirama.....	31
1.7.6 Batería San Roque	31
2. DFW – DIMS FOR WINDOWS	32
2.1 ALMACENAMIENTO DE INFORMACIÓN EN DFW.....	32
2.2 CAMPOS DE DATOS Y ENTRADAS DE INFORMACIÓN	35
2.2.1 Campos de datos simples.....	36
2.2.2 Lista de Selección (Pick List)	37
2.2.3 Hojas de cálculo.....	39
2.2.4 Memo Campos (Comentarios y Remarks)	42

2.2.5	Campos de Check Box	42
2.2.6	Radio Buttons	43
2.2.7	Tablas	43
2.2.8	Campos restringidos (Datos de sólo lectura)	45
2.3	CREACIÓN DE UN POZO.....	46
2.3.1	Procedimiento Detallado.....	47
2.4	CREACIÓN DE UN NUEVO REPORTE.....	49
2.5	REPORTES MÁS USADOS	52
2.5.1	Well Planning.....	52
2.5.2	Wellbore Equipment.....	53
2.5.3	Cementig.....	55
2.5.4	General Work.....	57
2.5.5	Daily.....	59
2.5.6	Cost Est & Afe.....	62
2.5.7	Peforate	64
3.	DATA ANALYZER - PROFILE	68
3.1	DATA ANALYZER	68
3.1.1	Ventajas	68
3.1.2	Árbol de Selección (Selection Tree Tab).....	70
3.1.3	Condiciones (Conditions Tab).....	71
3.1.4	Resultados (Query Results Tab).....	72
3.1.5	Gráficas (Graphics Tab).....	73
3.2	PROFILE.....	75
3.3	ANÁLISIS DE LA INFORMACION DE SOFTWARE CORPORATIVO DFW.....	82
4.	PROBLEMAS OPERANCIONALES EN CAMPOS PETÓLEROS	85
4.1	GENERALIDADES DEL LEVANTAMIENTO CON GAS	87
4.1.1	Ventajas del Levantamiento con Gas.....	89
4.1.2	Limitaciones del Levantamiento con Gas.....	90
4.2	PROBLEMAS MÁS COMUNES DEL LEVANTAMIENTO CON GAS...	91

4.2.1	Acumulación de Parafina	92
4.2.2	Arenamiento	92
4.2.3	Flujo Libre de Gas	93
4.2.4	Cambio en las Condiciones de Producción	93
4.3	SOLUCIONES A LOS PROBLEMAS DE OPERACIÓN	94
4.3.1	Métodos de Tratamiento en la Depositación de Parafinas	94
4.3.1.1	Método de Prevención	94
4.3.1.2	Tratamiento Remedial	96
4.3.2	Métodos de Tratamiento para el Arenamiento	97
4.3.2.1	Rejillas o “Liner” Ranurados	97
4.3.2.2	Rejillas Pre-empacadas	98
4.3.2.3	Empaquetamiento con Grava en Hueco Revestido	100
4.3.2.4	Empaquetamiento con Grava a Hueco Abierto	101
4.3.3	Método de Tratamiento para el Flujo de Gas	102
4.3.4	Método de Tratamiento para el Cambio en las Condiciones de Producción	103
5.	CONCLUSIONES	104
6.	RECOMENDACIONES	106
	BIBLIOGRAFIA	108
	ANEXOS	111

LISTA DE FIGURAS

	Página
FIGURA 1. Localización Campo Provincia y Bonanza	21
FIGURA 2. Mapa estructural de arenas Provincia – Corte estructural	22
FIGURA 3. Mapa estructural de arenas Bonanza – Corte estructural	23
FIGURA 4. Jerarquía e la Información en DFW.....	33
FIGURA 5. Eventos típicos y Reportes disponibles en DFW.....	35
FIGURA 6. Campos de Datos Simples.....	37
FIGURA 7. Lista de Selección de Datos.....	38
FIGURA 8. Lista de Selección desplegable de Hojas de Cálculo.....	38
FIGURA 9. Ventana de Hoja de Cálculo	40
FIGURA 10. Ventana de Hoja de Cálculo en DFW	40
FIGURA 11. Ventana de Tablas en DFW	44
FIGURA 12. Ventana de Tablas con Datos en DFW	44
FIGURA 13. Campos Restringidos	46
FIGURA 14. Ventana para la Creación de un Pozo	47
FIGURA 15. Ventana de Datos del Nuevo Pozo	48
FIGURA 16. Ventana para la Creación de un Nuevo Reporte	51
FIGURA 17. Ventana Reporte Well Planning	53
FIGURA 18. Ventana Reporte Wellbore Equipment	55
FIGURA 19. Ventana Reporte Cementing	57
FIGURA 20. Ventana Reporte General Work	58
FIGURA 21. Ventana Reporte Daily	61
FIGURA 22. Ventana Reporte Cost. Est & Afe	64
FIGURA 23. Ventana Reporte Perforate	67
FIGURA 24. Ventana Principal Data Analyzer	69

FIGURA 25. Ventana Principal con Árbol de selección desplegado para correr el Query	70
FIGURA 26. Ventana de Selección de Condiciones	71
FIGURA 27. Ventana para filtrar la información y obtener los mejores Resultados	72
FIGURA 28. Ventana de Resultados	73
FIGURA 29. Secuencia de Ventana para obtener los resultados de Forma Gráfica	74
FIGURA 30. Ventana de Resultados en forma Gráfica	75
FIGURA 31. Ventana de Selección del pozo y evento para visualizar el Estado Mecánico del pozo	77
FIGURA 32. Ventana del Estado Mecánico del Pozo	78
FIGURA 33. Ventana del Estado Mecánico del Pozo con la porción Show Popup Information activada	79
FIGURA 34. Ventana del estado Mecánico del Pozo con la opción Zoom Activada	80
FIGURA 35. Ventana Preview Template donde se observa toda la Información del Pozo	81
FIGURA 36. Trabajos realizados en los últimos años de manera Porcentual.....	83
FIGURA 37. Esquema de un sistema de levantamiento con gas	88



LISTA DE TABLAS

	Página
TABLA 1. Característica de las Formaciones productora Campo Provincia	24
TABLA 2. Formaciones Productoras Campo Provincia	25
TABLA 3. Formaciones Productoras Campo Bonanza	25
TABLA 4. Característica de las Formaciones productora Campo Bonanza	26
TABLA 5. Tipos de Eventos y Códigos en DFW	49
TABLA 6. Distribución de Pozos por Campos	82



LISTA DE ANEXOS

	Página
ANEXO A. Diseño Planta de Gas Provincia.....	112
ANEXO B. Líneas de Crudo, Gas y Productos.....	113



TITULO: MANEJO DE LA INFORMACIÓN DEL SOFTWARE CORPORATIVO DFW PARA IDENTIFICAR Y ANALIZAR LOS PROBLEMAS DE OPERACIÓN EN EL CAMPO PROVINCIA ECOPETROL S.A. *

AUTOR: LUIS JOSÉ ACOSTA GONZÁLEZ **

PALABRAS CLAVES:

DFW (DIMS For Windows), Gas Lift, Parafina, Arenamiento, Flujo libre de gas.

DESCRIPCIÓN:

Este trabajo tiene como objetivo analizar e identificar los problemas operacionales que se presentan en los pozos que pertenecen al Campo Provincia de ECOPETROL S.A. , mediante el manejo de la información del software corporativo DFW (DIMS For Windows), para soportar a los Ingenieros de Control de Producción, manteniendo la información actualizada de la base de datos del campo.

Dentro de los problemas operacionales encontrados en el campo Provincia, se pueden identificar: la acumulación de parafina en las líneas de tubería de producción, superficie y tanques de almacenamiento, debido a los cambio bruscos de temperatura que se dan a lo largo del recorrido del crudo y del gas desde la formación hasta la cabeza de pozo, el arenamiento de los pozos que se da por las altas velocidades de arrastre de partículas y por la in consolidación de la formaciones productoras, otro tipo de problema que es muy común en el levantamiento artificial con Gas Lift y que se presenta en el campo, es el flujo libre de gas o descalibración de la válvulas de inyección de gas, debido a la inadecuada operación cuando se realizan trabajos a los pozos.

Por otra parte se presentan las posibles soluciones para cada uno de los problemas identificados; teniendo en cuenta ciertas recomendaciones adicionales para mantener la producción y disminuir la cantidad de servicios a pozos.

* Tesis de Grado Modalidad Práctica Empresarial

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas, Escuela Ingeniería de Petróleos.Tutores: Ingeniero. Darío Rafael Ramírez Aguas (ECOPETROL S.A.), Ingeniera. Olga Patricia Ortiz Cancino (UIS).



TITLE: HANDLING OF THE INFORMATION OF THE CORPORATE SOFTWARE DFW TO IDENTIFY AND TO ANALYZE THE PROBLEMS OF OPERATION IN THE PROVINCIA FIELD ECOPETROL S.A. *

AUTHOR: LUIS JOSÉ ACOSTA GONZÁLEZ **

KEY WORDS:

DFW (DIMS For Windows), Gas Lift, Paraffin, Sanding, Flow free of gas.

DESCRIPTION:

This work has as objective to analyze and to identify the operational problems that are presented in the wells that belong to Provincia Field ECOPETROL S.A., by means of the handling of the information of the corporate software DFW (DIMS For Windows), to support the Engineers of Control of Production, maintaining the modernized information of the database of the field.

Inside the operational problems found in the Provincia field, they can be identified: the accumulation of paraffin in the lines of production pipe, surface and storage tanks, due to the abrupt change of temperature that they are given along the journey of the crude and the gas from the formation until the well head, the sanding of the wells that is given by the high speeds of dragging of particles and for the unconsolidation of the producers formations, another problem type that is very common in the artificial rising with Gas Lift and that it is presented in the field, it is the flow free of gas or wrong calibration of the valves of injection of gas, due to the inadequate operation when they are carried out works to the wells.

On the other hand the possible solutions are presented for each one of the identified problems; keeping in mind certain additional recommendations to maintain the production and to decrease the quantity from services to wells.

* Thesis of Degree Managerial Practical Modality

* *Physics – Chemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School. Tutors: Engineer. Darío Rafael Ramírez Aguas (ECOPETROL S.A.) , Engineer. Olga Patricia Ortiz Cancino (UIS).



INTRODUCCIÓN

Durante el paso de los años, los campos petroleros empiezan a sufrir una serie de cambios que hacen que las condiciones iniciales de operación no sean las mismas, dentro de estos cambios se tiene la disminución de la presión del yacimientos que hace que se disminuya la cantidad de fluido que emigra hasta la cara del pozo, reduciendo así el nivel dinámico del fluido, además el mal funcionamiento del sistema de levantamiento y otros tipos de problemas se presentan a lo largo de la vida de un campo decayendo su productividad.

Dentro los problemas operacionales que se presentan con mayor frecuencia en los Campos donde se trabaja con sistemas de levantamiento artificial con gas o Gas Lift, se pueden identificar: la acumulación de parafina en las líneas de tubería de producción, superficie y tanques de almacenamiento, debido a los cambio bruscos de temperatura que se dan a lo largo del recorrido desde la formación hasta la cabeza de pozo, formando cristales que se adhieren a las paredes de la tubería, el arenamiento de los pozos que se da por las altas velocidades de arrastre de partículas y por la in consolidación de la formaciones productoras, otro tipo de problema que se presenta y es uno de los más comunes en el levantamiento con Gas Lift, es la descalibración de la válvulas de inyección de gas, debido a la inadecuada operación cuando se realizan trabajos remediales a los pozos.

Mediante el manejo de la información del Software corporativo DFW (DIMS For Windows) se pudo realizar un pequeño análisis de los problemas de operación del campo Provincia de ECOPETROL S.A. actualizando los

reportes de los trabajos realizados durante los últimos cinco años, en cada uno de los pozos, para soportar a los ingenieros de Producción del campo.

Dentro de este trabajo se encuentra, la información necesaria acerca del Software corporativo DFW, desarrollado por Landmark Graphics Corporation, sus ventajas y limitaciones, sus aplicaciones y un pequeño manual de cómo cargar la información y cuales son los datos mas representativos para obtener una base de datos sólida y confiable, además se presenta el análisis de la información identificando los problemas de operación frecuentes del campo y las posibles soluciones para cada uno de ellos; teniendo en cuenta ciertas recomendaciones adicionales para mantener la producción y disminuir la cantidad de servicios a pozos.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO PROVINCIA

Fue en el año de 1955, cuando INTERCOL (International Petroleum Limited) inició las perforaciones de los pozos en los terrenos del Valle del Magdalena Medio, a unos 100 Km. de Bucaramanga. Ese mismo año se firmaron con el gobierno Colombiano, tres contratos de concesión para la exploración y la producción del crudo en jurisdicción de los municipios de Sabana de Torres, Lebrija y Ríonegro, en el departamento de Santander. Dichas concesiones son conocidas como: “El Piñal”, “El Conchal” y “El Roble” y comprendían 46.902, 37.034 y 49.999 Hectáreas respectivamente. El Campo Provincia, también lo conformaban el contrato de asociación llamado “Sabana”.

El 10 de noviembre de 1962, se declara como la fecha inicial para el periodo de producción de las dos concesiones “El Roble y El Conchal”. Así mismo se fija la fecha de expiración de estos contratos para el día 9 de Noviembre de 1992 y para el contrato de asociación “Sabana” el 9 de Noviembre de 1993.

Las primeras perforaciones a finales de los años cincuenta (50's) y principio de los sesentas (60's) no fueron exitosas. Los pozos Provincia – 1 y Rosa – 1 resultaron secos. En 1960 INTERCOL asociada con la compañía Sinclair de Colombia y la British Petroleum Company Limited, continuaron la exploración dando como resultado el hallazgo del pozo petrolero Santos – 1. Los trabajos de perforación del pozo Santos – 1 se iniciaron el 6 de Abril de 1960 y finalizaron el 4 de Agosto del mismo año, con una producción inicial de 2500 BOPD y 10 M SCFD de gas.

En esta primera fase exploratoria se perforaron 15 pozos, de los cuales 10 resultaron productores, procediendo a instalar las facilidades de superficie para el recibimiento y tratamiento del crudo y gas producido, dando origen de esta forma a las estaciones de recolección y tratamiento denominadas: Santos, Suerte y Bonanza.

La capacidad potencial de producción se estableció en 20000 BOPD; lo cual originó a la construcción de un oleoducto de 53 Km. de 8 pulgadas de diámetro en 1962, desde Provincia hasta Yarirí para transportar el crudo hasta el oleoducto de la Andian sobre el margen del Río Magdalena. Además en Yarirí se construyeron dos tanques de almacenamiento de 80 M Barriles cada uno para facilitar el recibo y el almacenamiento del crudo para su transporte.

Con la necesidad de comercializar el gas rico producido en el campo, se construye la planta de tratamiento de gas, la cual entró en operación en 1966. En esta planta se produce gas natural, propano, butano y gasolina natural. El gas seco que se produce abastece la demanda de consumo industrial y doméstico de Sabana de Torres, así como la ciudad de Bucaramanga y su área metropolitana. El gas seco sobrante rico en etano se comprime y se envía al Complejo Industrial en Barrancabermeja, donde junto con el gas de Payoa es utilizado en los procesos petroquímicos.

Con la infraestructura de compresión montada durante la construcción de la planta, se inició la inyección de gas a los yacimientos para mejorar los recobros de crudo mediante el sostenimiento de la presión del yacimiento. Posteriormente se implementó el sistema de producción por Bombeo Neumático (Gas Lift) para incrementar la producción.

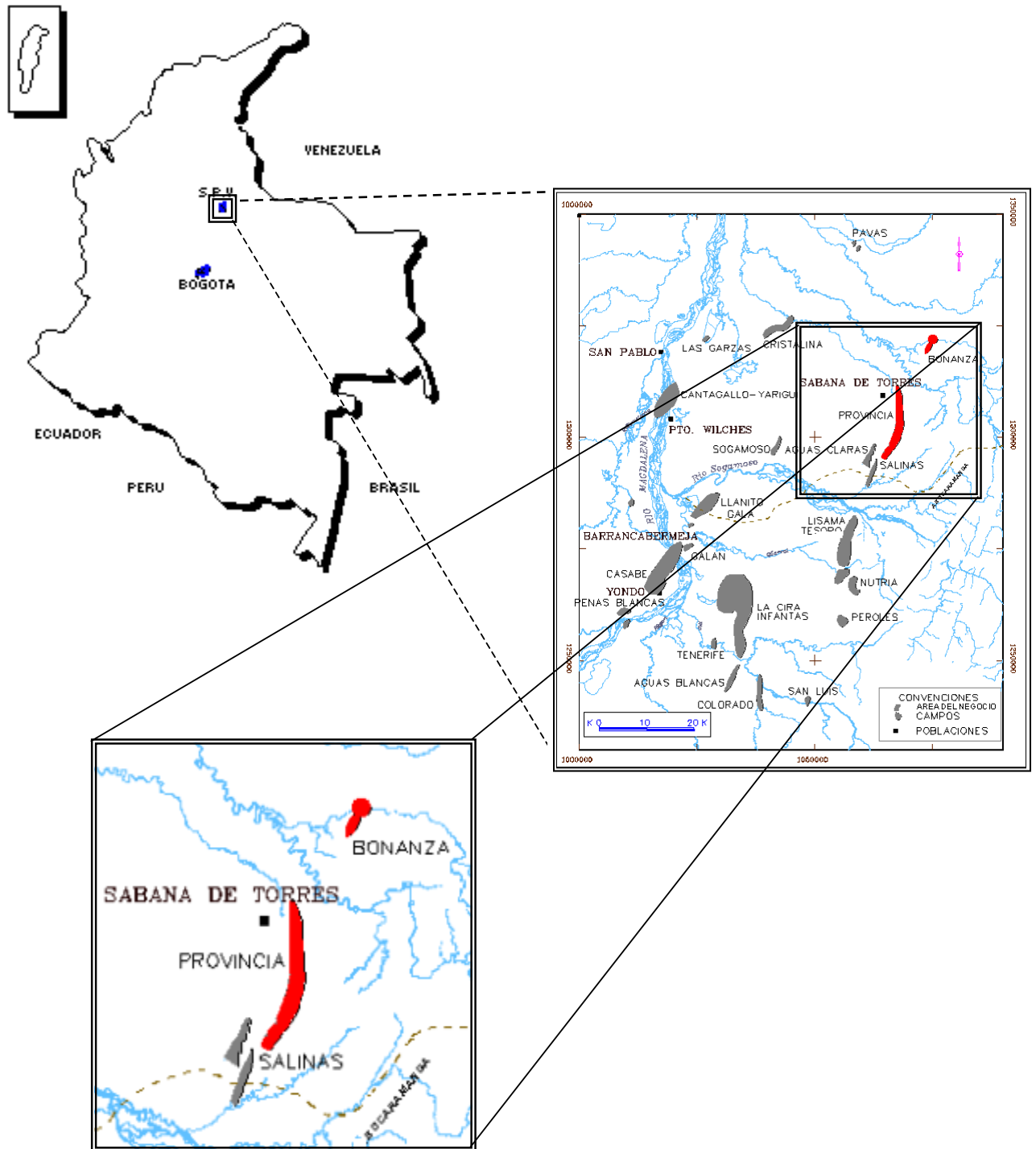
1.1 LOCALIZACION

Los Campos de Provincia, Bonanza, Tisquirama y San Roque, pertenecientes a ECOPETROL S. A., Gerencia Regional Magdalena Medio (GRM), Superintendencia de Mares (SMA), se encuentran ubicados en el margen oriental de la cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena, en la cuenca media y baja del Río Lebrija, entre el Río Sogamoso y la Quebrada Tisquirama.

Debido a la localización geográfica se reconocen dos áreas operativas que son: Provincia y Tisquirama respectivamente. En el sector conocido como Provincia se encuentran los Campos de Provincia y Bonanza y en la antigua concesión de Tisquirama los Campos de San Roque y Tisquirama.

El Campo Provincia tiene una extensión de 11 Km. por 2 Km. de ancho, para un área aproximada de 22 Km², se encuentra ubicado en el municipio de Sabana de Torres, Departamento de Santander; sus límites son: al Norte con el Contrato de Asociación “El Piñal” suscrito entre ECOPETROL S. A. Y la Compañía TRITON, al Sur con el Campo Payoa, manejado actualmente por la Compañía PETROSANTANDER, al Occidente con la Falla de Provincia y al Sur-oriente con un contacto agua – petróleo (WOC) y una Falla inversa de cabalgamiento (Backtrust) asociada a la Falla de Provincia.

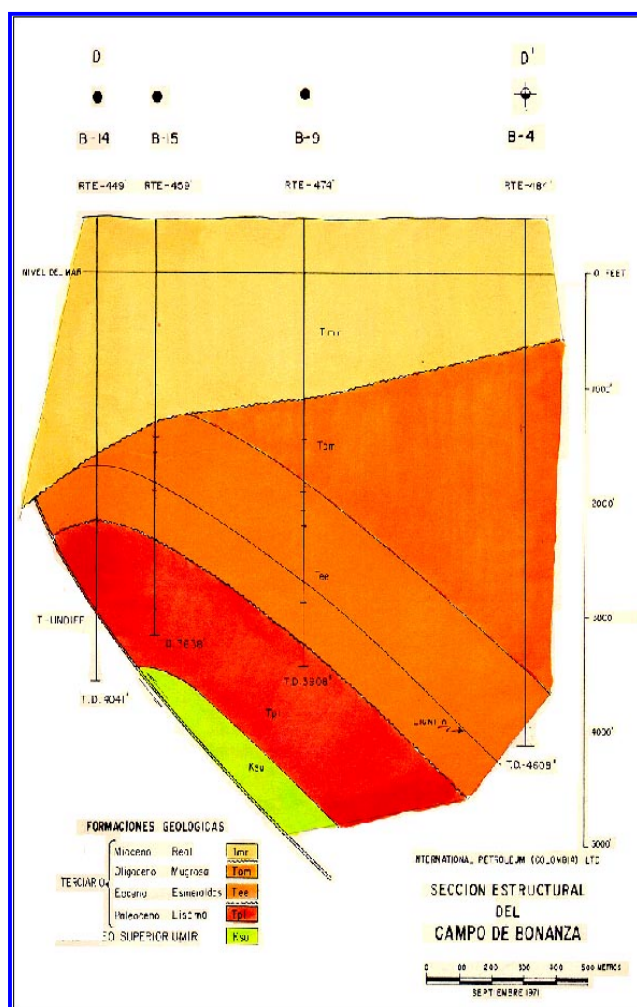
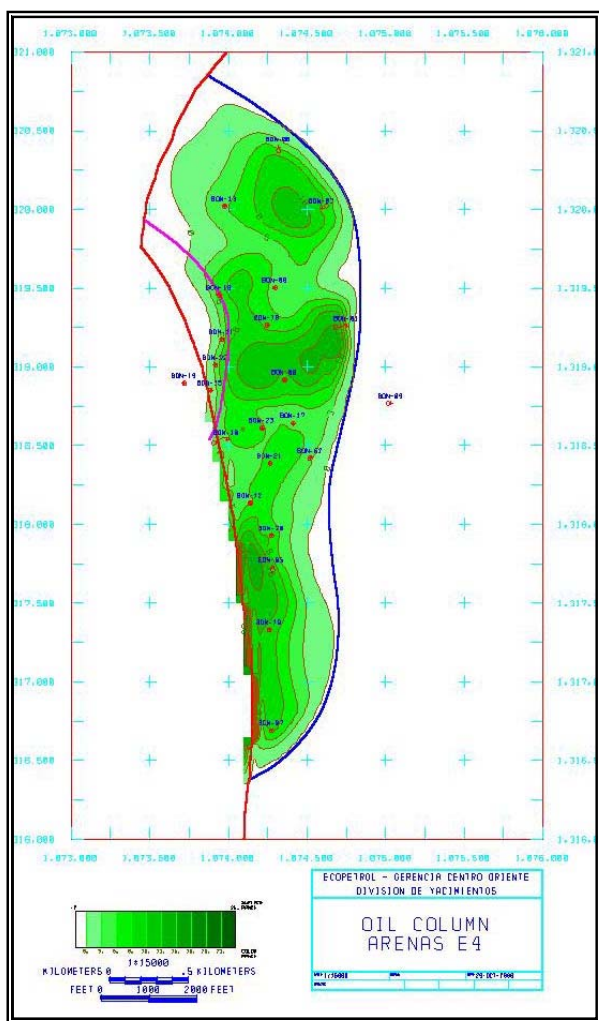
El Campo de Bonanza posee un área aproximada de 6 Km², actúa como un yacimiento independiente, localizado al Noreste del Campo Provincia sobre el margen oriental del Río Lebrija en jurisdicción del municipio de Ríonegro, Departamento de Santander. La antigua concesión Tisquirama, cubre en sus dos campos una extensión aproximada de 82.5 Km², ubicados en el municipio de San Martín al Sur del departamento del Cesar.



FUENTE: ECOPETROL S.A.

FIGURA 1. Localización Campo Provincia y Bonanza.

1.3 MAPA Y CORTE ESTRUCTURAL CAMPO BONANZA



FUENTE: ECOPETROL S.A.

FIGURA 3. Mapa estructural de arenas Bonanza – Corte estructural.

1.4 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

1.4.1 Campo Provincia

La estructura de Provincia, conformada por los campos: Conde, Santos, Sabana y Suerte, corresponde a un anticlinal con dirección Norte-Sur, fallado a lo largo de su cresta por la falla de Provincia, la cual forma el límite oriental del campo; al Occidente, el campo está delimitado por una falla inversa en la parte Norte y por el contacto agua aceite (WOC) en la parte Sur, el cual se estimó inicialmente a una profundidad de –10500 pies s.s. Los límites Norte y Sur están formados por el cierre de los ejes del anticlinal en ambas direcciones. Las formaciones productoras presentes en Provincia pertenecen al Terciario

Formación	Lisama	La Paz	Esmeraldas y Mugrosa
Ambiente de Depositación	Fluvial de corrientes entrecruzadas	Fluvial de corrientes entrecruzadas	Fluvial de meandros
Unidades de flujo	Lisama	K - L	M - N - O - P
Porosidad	10-22%	16-22%	8-18%
Permeabilidad	10-100 md	10-1000 md	5-200 md
Buzamiento	50 - 80°	45 - 70°	45 - 60°
Espesor promedio	100 – 295 pies	150 – 300 pies	65 – 500 pies
OOIP	50 MBO	350 MBO	398 MBO
OGIP	21 GPC	537 GPC	426 GPC
Presión Inicial	4200 Psia	4400 Psia	4000 Psia
Presión actual	1000 Psia	1000 Psia	800 Psia

FUENTE: ECOPETROL S.A.

TABLA 1. Característica de las Formaciones productora Campo Provincia.

FORMACIÓN	YACIMIENTO	ARENA
Lisama	Lisama	Lisama
La Paz	Basales	L, K
Esmeralda	Superiores	N, M
Mugrosa	Superiores	P, O

FUENTE: ECOPETROL S.A.

TABLA 2. Formaciones Productoras Campo Provincia.

1.4.2 Campo Bonanza

La estructura del campo Bonanza se interpreta como un anticlinal alargado en dirección N 5°-10' E, con alto buzamiento en su flanco Oriental, de hasta 45° en dirección SE. La estructura presenta cabeceo hacia el Norte y hacia el Sur. La parte alta de la estructura se encuentra hacia el Occidente controlado por la falla inversa de Bonanza y la discordancia del Mioceno.

Las formaciones productoras presentes en Provincia pertenecen al Terciario y son las siguientes:

FORMACIÓN	YACIMIENTO	ARENA
Lisama	Lisama	Lisama
Esmeralda	Esmeralda	Esmeralda
Mugrosa	Mugrosa	Mugrosa

FUENTE: ECOPETROL S.A.

TABLA 3. Formaciones Productoras Campo Bonanza.

Formación	Lisama	Esmeralda	Mugrosa
Ambiente de Depositación	Fluvial de corrientes entrecruzadas	Fluvial de corrientes entrecruzadas	Fluvial de meandros
Porosidad	10 - 24 %	10-26%	8-26%
Permeabilidad	10-100 md	10 - 100 md	10-150 md
Buzamiento	30 - 50°	31 - 50°	32 - 50°
Espesor promedio	100 pies	150 pies	160 pies
OOIP	2 MBO	56 MBO	54 MBO
OGIP	0.5 GPC	10.5 GPC	10 GPC
Presión Inicial	1560 Psia	1450 Psia	1160 Psia
Presión actual	400 Psia	400 Psia	400 Psia

FUENTE: ECOPETROL S.A.

TABLA 4. Característica de las Formaciones productora Campo Bonanza.

1.4.3 Campo Tisquirama – San Roque

Su estructura geológica se interpreta como un monoclinal con dirección N40W, con buzamiento hacia el Sur. Se encuentra limitado al Norte por la truncación de la arenisca con la discordancia que indica la base de la formación Real, al Oriente por la falla de Tisquirama y al Occidente por la falla AQ-1235-N.

Tisquirama produce de la formación Lisama, que pertenece al Terciario.

1.5 MECANISMO DE PRODUCCIÓN

Las arenas basales de la formación Esmeralda – La Paz, tienen un mecanismo de producción por “Capa de Gas” y “Drenaje Gravitacional”. Las arenas superiores de la formación Esmeralda – Mugrosa, de tipo lenticular producen por “Gas en Solución” y “Empuje Gravitacional”. Las arenas de Lisama son un yacimiento que producen por “Gas en Solución”.

El 82% de la producción del campo se da por levantamiento artificial con Bombeo Neumático (Gas Lift), el resto se produce por flujo natural. En el Campo Bonanza, se tiene un yacimiento cuyo mecanismo de levantamiento es de “Gas en Solución”, con un método de producción por Bombeo Neumático (Gas Lift) y un pozo con Bombeo Mecánico.

1.6 COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE LA PRODUCCIÓN

Comercialmente el Campo Provincia inició su explotación en el mes de Noviembre de 1962, con una producción de veinte mil (20.000) barriles de aceite por día y una relación gas – aceite (GOR) de 1400 scf/Bbl. La primera etapa de desarrollo del Campo termina en 1974 con la perforación de 45 pozos (31 pozos en Santos, 9 en Suerte y 5 en Conde), alcanzando la máxima producción en Junio de 1965 con 34.500 barriles diarios de crudo y una relación gas – aceite de 1600 scf/Bbl.

Entre Diciembre de 1964 a Diciembre de 1986, se llevó a cabo un mantenimiento de presión mediante la inyección de 262 Gscf de gas en las

formaciones inferiores (Lisama y La Paz) con los pozos Conde N° 2, Suerte N° 1 y 2y los pozos Santos N° 7, 11, 12, 22 y 70, alcanzando el caudal máximo de inyección en 1974 con 50 Mscf/día con presiones de inyección entre 1900 a 4300 Psi.

Como resultado de la política de precios expedida por el Gobierno Nacional, con la que se creó un incentivo para la producción incremental con la Resolución 058 de 1980, en la década de los años 80's se perforan 108 pozos con los cuales se incrementa la producción de crudo de 8400 a 15200 barriles por día y la de gas de 70 a 83 Mscf/día.

1.7 INFRAESTRUCTURA OPERACIONAL

El campo de Operaciones Provincia cuenta con tres estaciones de recolección y tratamiento de crudo y una planta de gas con sus correspondientes equipos para la separación de crudo y gas, bombas de transferencia, tanques de almacenamiento, unidades de medición y sistemas de contra incendio.

Durante la vida productiva del Campo se han tenido los sistemas de separación de crudo – gas en 800, 300, 100 y 25 Psi. A medida que la presión del yacimiento se ha ido depletando, los pozos han sido ajustados a nuevas condiciones, razón por la cual, actualmente se tiene los sistemas de 100 y 25 Psi y en algunos pocos casos, pozos que todavía fluyen por el sistema de 300 Psi.

De acuerdo a la localización de los pozos, el crudo y el gas fluyen a las diferentes estaciones de separación que se encuentran en las instalaciones del Campo.

1.7.1 Estación N° 1 – Santos

Está situada en la parte sur del yacimiento, recoge la producción de crudo y gas de los pozos de Conde y Santos. Consta de separadores gas aceite distribuidos en tres sistemas de separación (25, 100 y 300 Psi), teniendo una etapa de lavado de crudo, pasando al tratador térmico para la deshidratación, y finalmente llega a las torres estabilizadoras y a los tanques de almacenamiento, para la producción de Santos y Conde.

Cada campo cuenta con un sistema de fiscalización independiente. En esta misma estación se encuentran las facilidades para el bombeo de crudo a Refinería en Barrancabermeja, contando para ello con tanques de almacenamiento, bombas centrifugas y sistema de fiscalización del crudo bombeado. El gas separado es tomado por compresores de baja presión y enviado a la Planta de Gas, ubicada en la Estación N° 2 – Suerte.

1.7.2 Estación N° 2 – Suerte

Está situada en la parte Norte del yacimiento, recoge la producción de crudo y gas de los pozos de la antigua concesión “El Limón”, Suerte, Santos de la parte Norte y los pozos del Contrato de Asociación Sabana.

Consta de separadores gas aceite distribuidos en tres sistemas de separación (25, 100 y 300 Psi), tratadores térmicos, tanques fiscalizadores,

para la producción de Santos, Suerte y Sabana. En esta estación se recibe la producción bombeada del campo Bonanza, la cual se mezcla con la producción de Santos antes del tratamiento químico y térmico. Después de terminar el proceso de separación, limpieza y fiscalización, la producción es almacenada en tanques para posteriormente bombearse a la Estación N° 1 – Santos. El gas separado es tomado máquinas compresoras de baja presión y enviado a la planta de gas.

1.7.3 Estación N° 3 – Bonanza

Situada en el extremo Norte del Campo, recoge la producción de crudo y gas de los pozos de Bonanza que actúa como un yacimiento independiente. Consta de separadores de 25 Psi, tanques de almacenamiento. El crudo separado es bombeado a la Estación N° 2, el gas separado es comprimido por compresores y es utilizado en el sistema de Gas Lift, el cual tiene soporte de presión desde la planta de gas.

1.7.4 Planta de Gas

Ubicada junto a la Estación N° 2 – Suerte, toma el gas separado en las Estaciones N° 1 y 2, y lo procesa para obtener gas pobre y seco con destino a ventas y al sistema de Gas Lift mediante procesos térmicos y utilizando materiales absorbentes y los productos blancos como propano, butano y gasolina natural son bombeados a través de poliducto a la planta de Balance de Refinería en Barrancabermeja.

El campo de Tisquirama consta de dos (2) estaciones de recolección y tratamiento de crudo.

1.7.5 Batería Tisquirama

Recoge la producción de los pozos de Tisquirama y Caimán, los cuales producen mediante bombeo mecánico. Consta de un sistema de separación gas – aceite y un sistema de tratamiento del crudo mediante la utilización de un gun-barrel. El crudo es almacenado en tanques, de donde es bombeado a la estación de Ayacucho.

1.7.6 Batería San Roque

Recoge la producción de San Roque y consta de un separador gas-aceite, tanque de lavado y tanque de almacenamiento. El crudo es transportado a la estación de Ayacucho.

2. DFW – DIMS FOR WINDOWS

El DWF (Drilling Information Management System), es una nueva generación de software para campos petroleros desarrollado en el sistema operativo de Windows y es sólo uno, de las muchas bases de datos electrónicas desarrolladas por Landmark Graphics Corporation. Es un sistema integrado de entrada, recuperación, y comunicación de información que utiliza el computador para capturar y almacenar datos relacionados con la perforación, el completamiento, y los Workovers de los campos petroleros. Una vez capturados, los datos están disponibles para cualquier usuario con acceso a la misma base de datos.

DIMS FOR WINDOWS (DFW) fue creado para reemplazar el tradicional archivador de gabinete, por archivos electrónicos almacenados en el computador.

2.1 ALMACENAMIENTO DE INFORMACIÓN EN DFW

Los Datos en DFW están almacenados en un sistema jerárquico, presentando la información recolectada en niveles o escenarios que están lógicamente interrelacionados

El siguiente gráfico muestra una vista general de la estructura de DFW comparándolo con el archivador tradicional.

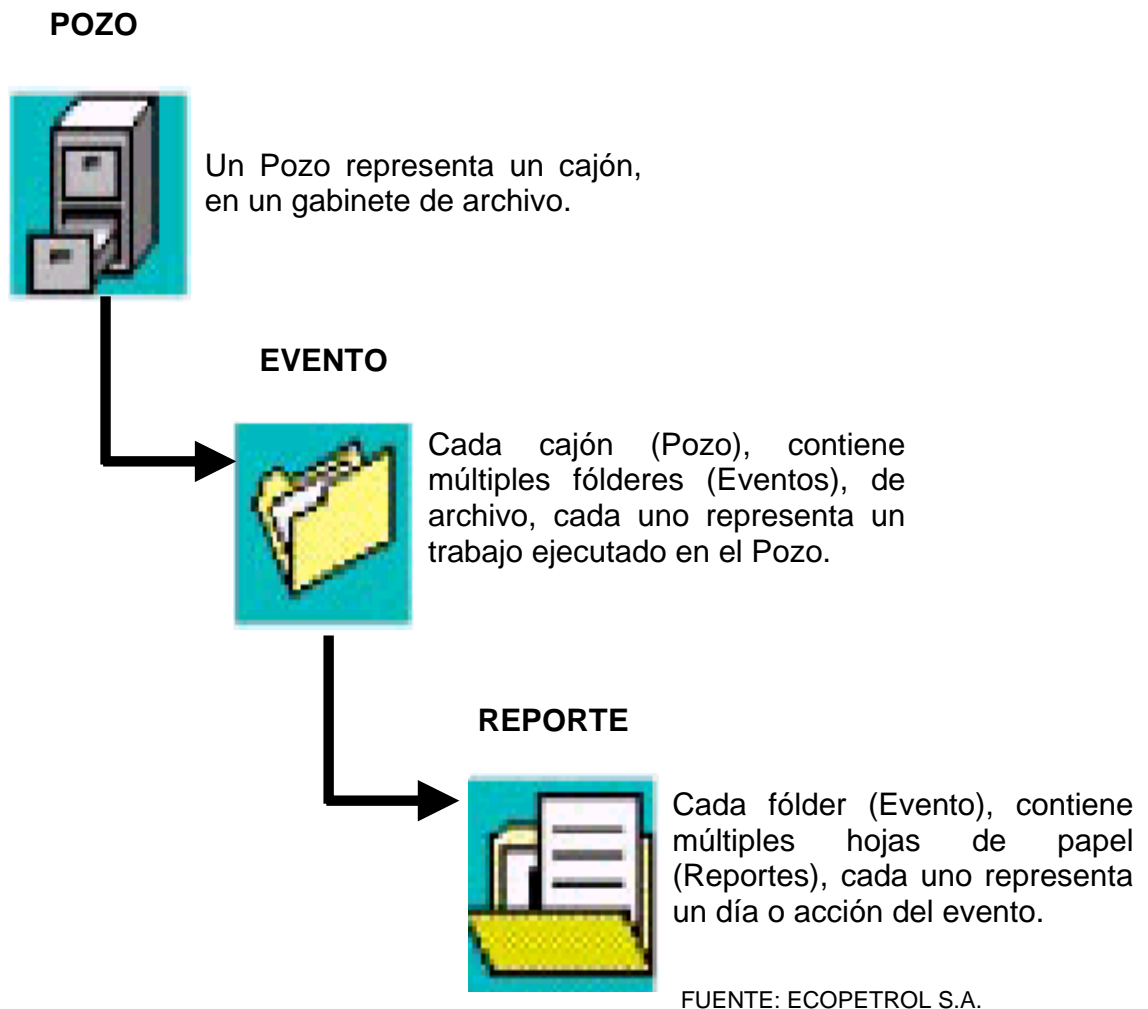


FIGURA 4. Jerarquía de la información en DFW

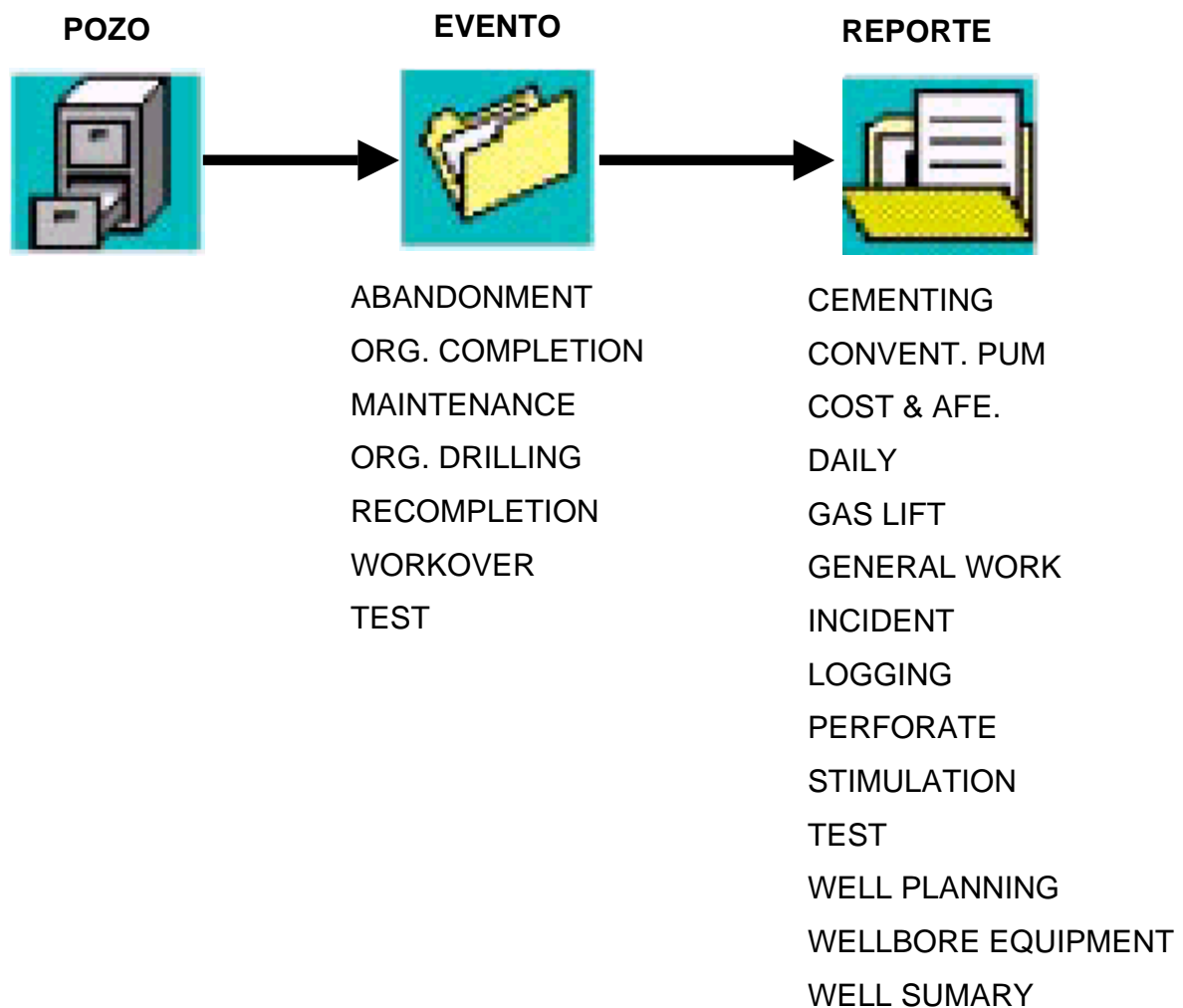
En este arreglo se puede ver que el pozo es el principal organizador, los eventos están en el próximo nivel de agrupamiento, y finalmente se encuentran los reportes. De igual forma se puede seguir esta secuencia para los datos en DFW: Pozo – Evento – Reporte.

El pozo es similar a un cajón de un “archivador”, en donde todo está contenido en archivos electrónicos que pertenecen exclusivamente a ese pozo. Un evento en DFW es lo mismo que los folders en un cajón del archivador, donde todo en el evento pertenece exclusivamente a un evento específico o acción.

Si se va a un nivel más profundo, se encuentra que cada folder (evento) contiene un número de documentos de soporte (reportes). Los reportes son piezas individuales de papel que registran los detalles del sitio de trabajo en bases diarias. En DFW estos están almacenados electrónicamente pero también pueden ser impresos.

Debido a la estructura anidada del DFW, un pozo puede tener tantos eventos como sean requeridos. Cada evento también puede tener tantos reportes como sean necesarios. Esto significa que se puede tener un reporte de Costo Estimado *Cost & AFE* para el evento *Original Drilling*, como también otro reporte de Costo Estimado *Cost & AFE* para el evento *Original Completion* en el mismo pozo.

El siguiente gráfico muestra los eventos típicos y reportes disponibles en DFW a la hora de almacenar la información.



FUENTE: ECOPETROL S.A.

FIGURA 5. Eventos típicos y reportes disponibles en DFW

2.2 CAMPOS DE DATOS Y ENTRADAS DE INFORMACIÓN

DFW recolectará una enorme cantidad de información relacionada con perforación, completamiento y Workovers de un pozo. Para facilitar la entrada y recuperación de estos datos, DFW utiliza campos individuales.

Hay ocho formatos básicos usados para capturar y presentar los datos en el DWF:

- Campos de datos simples
- Listas de selección
- Hojas de cálculos extendidas
- Memo campos (Comentarios y Remarks)
- Campos de Check Box
- Radio Buttons
- Tablas
- Campos de datos restringidos o de solo lectura

2.2.1 Campos de datos simples

Los campos de datos simples son espacios que sencillamente requieren de una entrada por medio del teclado en respuesta al título de campo descrito. Estos pueden estar validados y se ven como en la Figura 6.

Shut In Date	12/6/1995
Shut In Time	0900
Hours Shut In	

FUENTE: ECOPETROL S.A.

FIGURA 6. Campos de Datos Simples

Llenado de un campo de datos simple:

- Ubique el cursor en el campo que se desea llenar.
- Digite la información.

Si en algún campo no se puede mover el cursor a un espacio vacío, ese campo ha sido ubicado como un campo de datos restringido y no está abierto para la entrada de datos. Estos campos son sólo de lectura.

2.2.2 Lista de Selección (Pick List)

Las listas de selección son designadas para simplificar y acelerar la entrada de datos. Estos realizan la acción por medio de entradas predeterminadas para escoger y llenar el campo deseado. Hay dos tipos de listas de selección en DFW.

- Listas de selección de datos simples.
- Listas de selección de hojas de cálculo.

Las listas de selección se reconocen por los símbolos gráficos (Iconos) en el lado derecho de los campo de datos. Este será uno de los dos gráficos:

- Una flecha hacia abajo (dato simple).



- Un botón con 3 puntos verticales (hoja de cálculo).



Tubing Size	25	↓
Pump Bore	178	↓

FUENTE: ECOPETROL S.A.

FIGURA 7. Lista de Selección simple de datos.

	Item		Manufacturer	
1	Centralizer	⋮	Prudential	⋮
2	Scratcher	⋮	Prudential	⋮

FUENTE: ECOPETROL S.A.

FIGURA 8. Lista de Selección desplegable de hojas de cálculo.

Para llenar una lista de selección simple se siguen estos dos pasos:

- Dé clic al lado derecho sobre el icono de selección y algunas opciones aparecerán desplegadas.
- Escoja la entrada deseada para llenar el campo de datos.

2.2.3 Hojas de cálculo

Las hojas de cálculo son parte integral del DFW, éstas son una forma ideal de almacenar la clase de información capturada en DFW y son el formato para muchos de los datos. Una hoja de cálculo es una colección individual de celdas que están organizadas en filas y columnas, como una tabla. Una ventaja es su habilidad para reunir y mostrar muchos datos en un espacio muy reducido.

Una hoja de cálculo reúne una tabla en apariencia pero está un paso adelante en cuanto a funcionalidad. Las hojas de cálculo son interactivas, esto significa que se pueden editar datos en las celdas de la hoja y ver el cálculo inmediatamente.

Una hoja de cálculo se puede identificar confirmando la presencia de 3 elementos: Encabezado de columnas, al menos tres botones con las funciones: Añadir, Insertar, Borrar, e iconos de selección de hojas de cálculo.

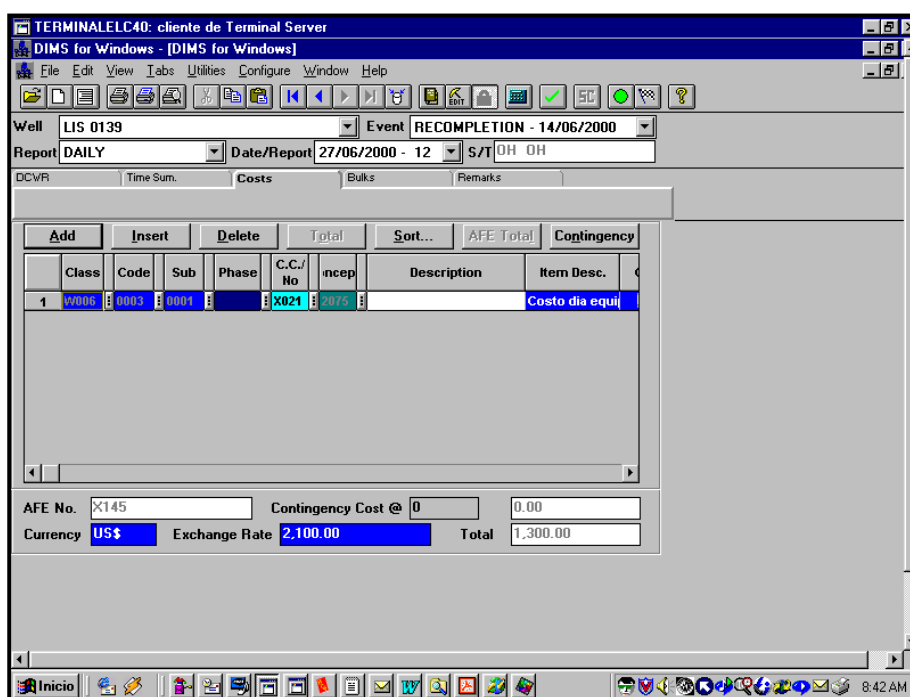
- Encabezados de las columnas: Las hojas de cálculos tienen encabezados de columnas similares a las tablas. Estos son usualmente muy descriptivos y pueden ser fácilmente identificados como encabezados de columnas.
- Botones de Funciones: Al menos tres botones de funciones están siempre asociados con las hojas de cálculo. Añadir, Insertar, y Borrar. Algunas hojas de cálculo tienen más, dependiendo del propósito de la misma.

Add		Insert		Delete	
	Item	Manufacturer	Num	Spacing (ft)	
1	Centralizer	Prudential	25	30.0	
2	Scratcher	Prudential	50	15.0	

FUENTE: ECOPETROL S.A.

FIGURA 9. Ventana de Hojas de Cálculo.

La siguiente ventana es el Tab de costos del reporte Diario (Daily). Este es un buen ejemplo de una hoja de cálculo en DFW porque muestra un número de cualidades que son comunes en otras hojas de cálculo.



Add	Insert	Delete	Total	Sort...	AFE Total	Contingency	
Class	Code	Sub	Phase	C.C./No	Incep	Description	Item Desc.
1	W0006	0003	0001	X021	2075		Costo dia equi

AFE No. X145 Contingency Cost @ 0 0.00
 Currency US\$ Exchange Rate 2,100.00 Total 1,300.00

FUENTE: ECOPETROL S.A.

FIGURA 10. Ventana de Hoja de cálculo en el DFW

El anterior gráfico muestra lo que se encuentra primero al abrir la aplicación que contiene una hoja de cálculo. Note los botones de añadir, insertar, borrar, y los encabezados de columna que aparecen directamente abajo de los mismos botones.

Además, note el encabezado de la columna vacía entre Clase y Código. Esto es de hecho el espacio que contiene al icono de una lista de selección.

Si se mira la parte inferior, también se ve una barra de desplazamiento horizontal. Esto indica que existen más de una columna a la derecha de la columna de Descripción de las que pueden encajar en la ventana.

Una celda de hoja de cálculo en el modo de edición presenta dos características reconocibles a simple vista:

- La presencia de un cursor titilante en la celda.
- La ausencia del borde negro grueso.

Las hojas de cálculo son campos de datos interactivos, donde se pueden introducir y editar datos directamente en las celdas de las hojas de cálculo.

Cuando se desea ingresar datos nuevos en una hoja de cálculo se tiene que añadir una nueva fila para aceptar el dato. Este es el caso si se está añadiendo la primera columna de datos, añadiendo una entre dos filas existentes o añadiendo una nueva fila al final de la hoja de cálculo.

- Adicionar una fila: Para adicionar una fila, se hace clic una vez sobre el botón *Add*. En muchos casos la nueva fila será mudada a el botón de la hoja de cálculo.

- Insertar una fila: Para insertar una fila entre dos existentes, resalte la fila (clic sobre cualquier celda en la fila) que estará debajo de la nueva fila y haga clic una vez sobre el botón *Insert*.
- Borrar una Fila: Para borrar una fila, resalte la fila que se quiere borrar (clic sobre cualquier celda en la fila) y haga clic una vez sobre el botón *Delete*.

2.2.4 Memo Campos (Comentarios y Remarks)

Existen muchos ítems de información que se pueden capturar a lo largo de la vida de un pozo, y de igual forma hay muchas cosas que se dan sin siquiera predecirlas. Si se planea o no, es necesario capturar los detalles del día. DFW le permite capturar este tipo de información en memo campos.

Los memos campos, pueden estar etiquetados como comentarios o *Remarks*; son campos que permiten la libre entrada de información. Los memo campos no son restringidos con respecto al contenido, de la misma forma pueden también no estar limitados en cuanto a espacio. Esto significa que se puede ingresar lo que desee, y como lo desee. Los memo campos no están verificados, así que no pueden ser validados.

2.2.5 Campos de Check Box

Muchas hojas de cálculo y diálogos en DFW contienen campos de *Check Box* en donde una marca de chequeo \surd ó χ indica una respuesta de “Si” para una pregunta implicada o una tarea descrita en el campo, o en el título de la columna.

2.2.6 Radio Buttons

Los *Radio Buttons* son usados para indicar la respuesta a una pregunta o afirmación no interpretativa. Los *Radio Buttons* solo tienen dos opciones: *On*, *Off*.

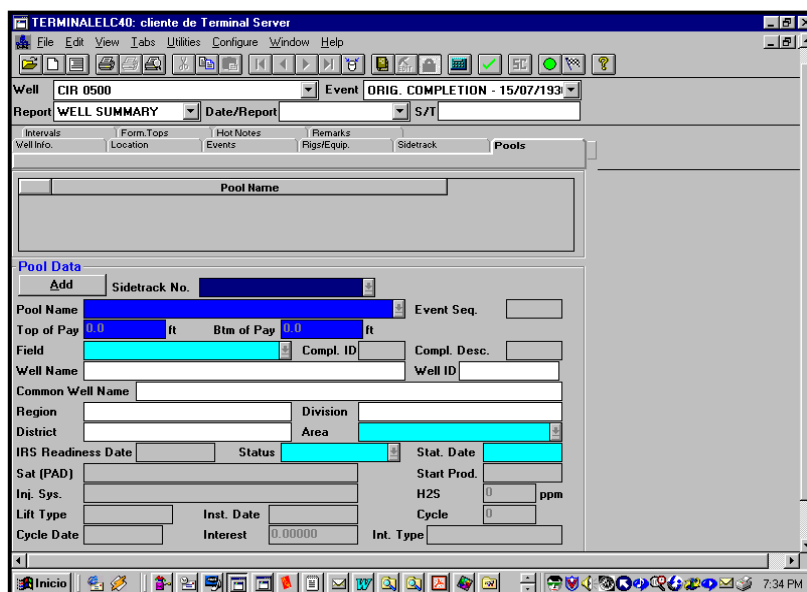
Cuando el círculo junto al título del campo está lleno con un punto negro, el *Radio Button* esta en *On*, y la función expresada en el título del campo se considera activa o verdadera. Cuando el círculo está vacío, la función expresada en el título del campo es considerada como inactiva o falsa.

2.2.7 Tablas

Las tablas son un método de presentación de datos que se encuentra únicamente en el reporte *Well Summary* del pozo (*Tabs de Events*, *Rigs & Equip.*, *Sidetracks*, *Pools* e *Intervals*). Presentan información en un formato de filas y columnas con excepción del Tab *Rigs/equip.* son de lectura únicamente. Una de las ventajas es su habilidad para mostrar muchos datos en un espacio reducido.

Las tablas son llenadas por simples campos de datos o simples listas de selección. Estos campos son presentados en la misma pantalla (usualmente debajo de la tabla) y son agrupados en un cuadro. Este cuadro siempre tiene un botón de añadir.

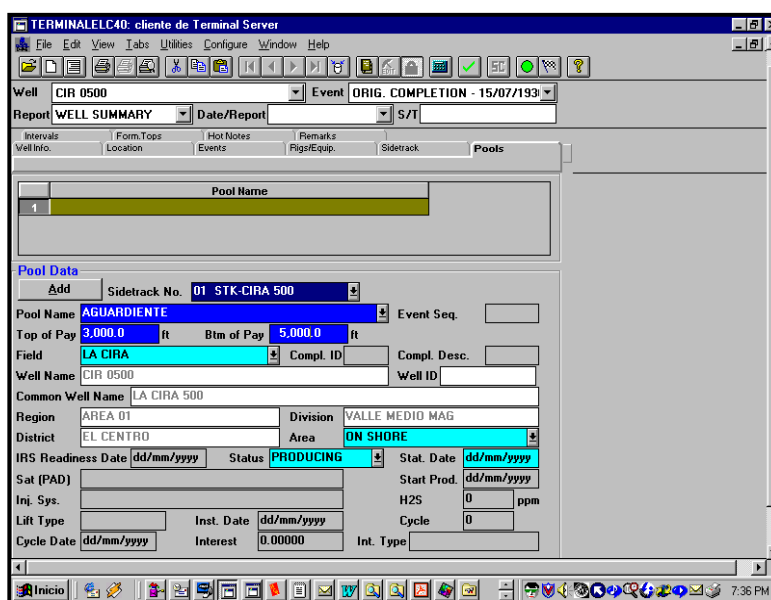
Se puede reconocer una tabla por sus encabezados aparentes en la columna y por los campos de datos debajo de ella. Las tablas en DFW que no tienen entradas lucen como la que se muestra en la Figura 11.



FUENTE: ECOPETROL S.A.

FIGURA 11. Ventana de Tablas en DFW

La misma tabla de DFW con datos de entradas luce como la que aparece en la Figura 12.



FUENTE: ECOPETROL S.A.

FIGURA 12. Ventana de tabla con datos en DFW

Una tabla es únicamente para la presentación de datos, esto significa que no se puede introducir o editar datos directamente en la tabla. Para cambiar cualquier información, se debe cambiar los campos de los datos presentados debajo o al lado de ésta.

Las tablas son llenadas a través de campos de datos presentados debajo o al lado de ella. Para Introducir una nueva fila de datos:

1. Escoja el botón Add. Una fila en blanco aparecerá debajo del encabezado de la columna de la tabla y este será resaltado, indicando que la fila está activa.
2. Llene los campos de datos debajo de la tabla para completar la fila.

La fila estará siempre resaltada y los campos de datos debajo de la tabla que se están llenando también, lo que reflejará las entradas de esa fila. Para cambiar información existente en la tabla:

- Resalte la fila apropiada en la tabla
- Cambie la entrada en el campo apropiado de datos.
- Salga de la aplicación y luego ingrese nuevamente.

2.2.8 Campos restringidos (Datos de sólo lectura)

Los campos restringidos no están abiertos a la entrada general de datos, están usualmente reservados para cargar datos traídos desde otros campos y reportes, o también para mostrar los resultados de los cálculos internos

basados en los datos cargados en otros campos, la mayoría de los campos de datos restringidos son únicamente accesible a los usuarios con seguridad especial.

Los campos de datos restringidos pueden o no contener datos, aquellos que contienen datos, lucen como el de la siguiente Figura.

Date Started	12/6/1995
Primary Event	ORIG DRILLING
Objective	WILDCAT

FUENTE: ECOPETROL S.A.

FIGURA 13. Campos Restringidos.

Note como las entradas en los dos últimos campos están de un gris intenso, indicando que dicha información es solo disponible para lectura.

2.3 CREACIÓN DE UN POZO

Crear un nuevo pozo es realmente simple. Aquí hay un ejemplo de los pasos que se puede seguir:

- Clic en el comando **File – New Well** desde el menú principal.
- Introduzca los datos requeridos en la pantalla de creación de un nuevo pozo.

- Seleccionar *Event*, e introduzca los datos requeridos.

- Clic **OK**

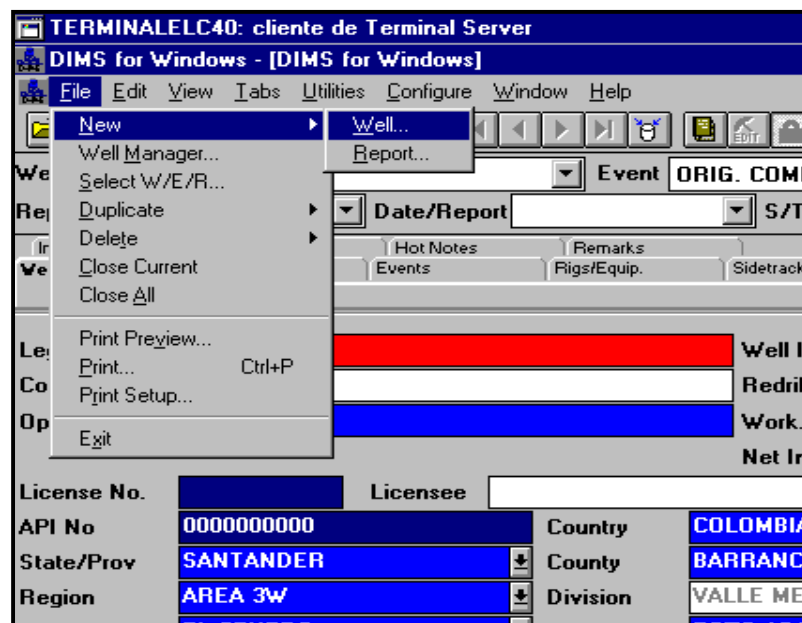
2.3.1 Procedimiento Detallado

Desde el menú principal de DFW

1. Escoger File

2. Escoger New

3. Escoger *Pozo*

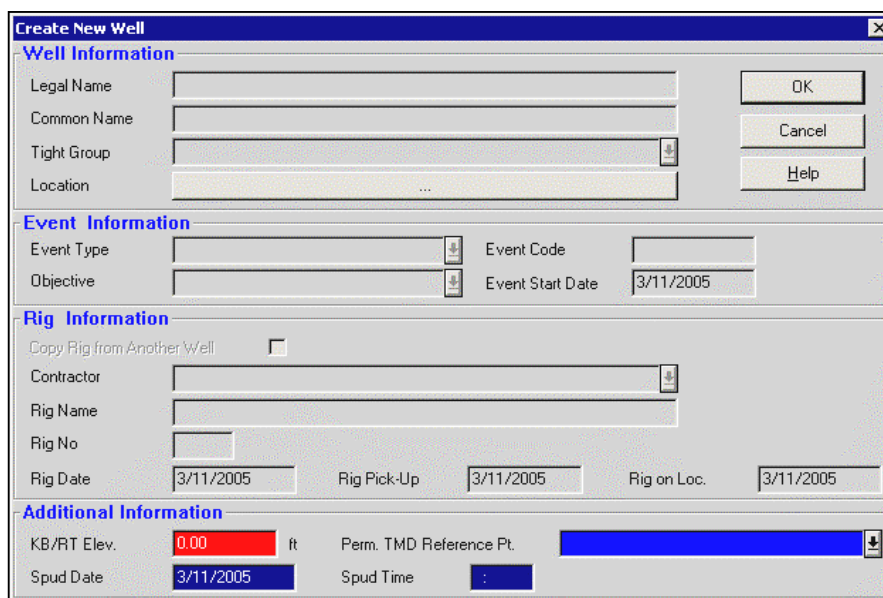


FUENTE: ECOPETROL S.A.

FIGURA 14. Ventana para la creación de un nuevo pozo.

Se creará una nueva ventana de diálogo

- Se debe escribir el nombre legal del pozo en el campo (**Legal Name**).
- DFW automáticamente llenará el campo **Common Name** con el nombre legal del pozo que se introdujo.
- Hacer clic en la lista de selección para desplegar las opciones disponibles en la lista de las bases de datos para el **Tight Group**.
- Clic en la barra de **Location** (Ubicación).
- Se introduce la información necesaria para la localización después de haber seleccionado el sistema apropiado.



FUENTE: ECOPETROL S.A.

FIGURA 15. Ventana de Datos del nuevo pozo.

- Clic nuevamente sobre el **Tight Group** seleccionado.
- Seleccione el botón **Event** (Evento).
- Se desplegará el tipo de Evento, el código, la fecha y el objetivo.

DFW posee una serie de códigos de campo para cada evento que se desee crear, dichos códigos son los siguientes:

Evento	Código
Abandono	ABN
Mantenimiento	MNT
Completamiento Original	OCM
Perforación Original	ODR
Recompletamiento	REC
Rediseño	RED
Workover	WOV

FUENTE: ECOPETROL S.A.

TABLA 5. Códigos para cada uno de los eventos en DFW.

2.4 CREACIÓN DE UN NUEVO REPORTE

Existen dos situaciones que se deben tener en cuenta a la hora de crear un nuevo reporte:

- Siempre que comience un nuevo evento u objetivo, se tendrá que crear un nuevo tipo de reporte.

- Siempre que se reporte un nuevo día de operaciones bajo un evento existente, el reporte es cargado en el *Daily*.

Para crear un nuevo reporte se deben seguir los siguientes pasos:

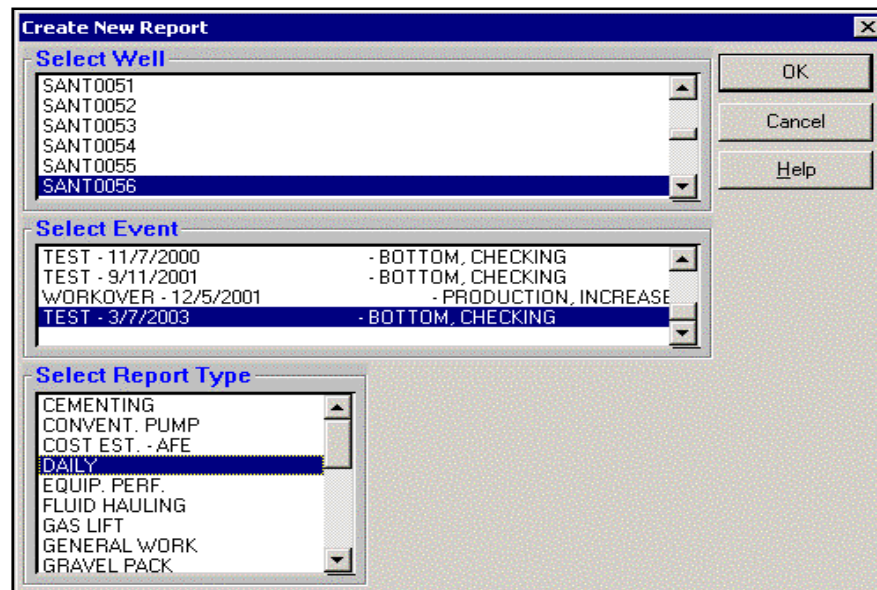
1. Seleccionar el comando **File – New – Report** desde el menú principal.

- Ubicarse en el Evento al cual se le va a generar el reporte.
- Seleccionar el tipo de Reporte, según el Trabajo que se va a realizar.
Las opciones son:

Cementing	General Work	Pressure Survey
Convent Pump	Gravel Pack	Stimulation
Cost. Est. AFE	Incident	Subm. Pump
Daily	Logging	Test
Equip Perf.	Material Trans	Well Head
Fluid Hauling	Perforate	Well Planning
Gas Lift	Pipe Tally	Wellbore Equipment

2. Escoger el pozo, evento y tipo de reporte.
3. Confirmar la fecha del reporte y el número de día.
4. Completar todos los campos de datos requeridos y aplicables en la tabla abierta.
5. Llenar toda la información apropiada en cada tabla aplicable que se muestra en la barra principal.

Además para crear un nuevo reporte se puede hacer clic en la barra de herramientas sobre el icono



FUENTE: ECOPETROL S.A.

FIGURA 16. Ventana para la creación de un reporte en DFW.

Los pasos que se deben seguir son los siguientes:

1. Resaltar el pozo
2. Escoger el evento al cual va a pertenecer el reporte.
3. Seleccionar el tipo de reporte que se desea crear.
4. Escoger OK.

2.5 REPORTES MÁS USADOS

2.5.1 Well Planning

Este reporte almacena información de las operaciones planeadas para los pozos.

- **Tab General:** Incluye información del programador, la zona productora, el tipo de trabajo, el contratista, la secuencia, el planeador, la persona que autoriza, el evento secundario, las horas de trabajo estimadas, entre otros aspectos.

- **Tab Plan Ops:**
 - **Step:** Número que lleva la secuencia de las actividades.

 - **Start Date:** Fecha de inicio de la Operación.

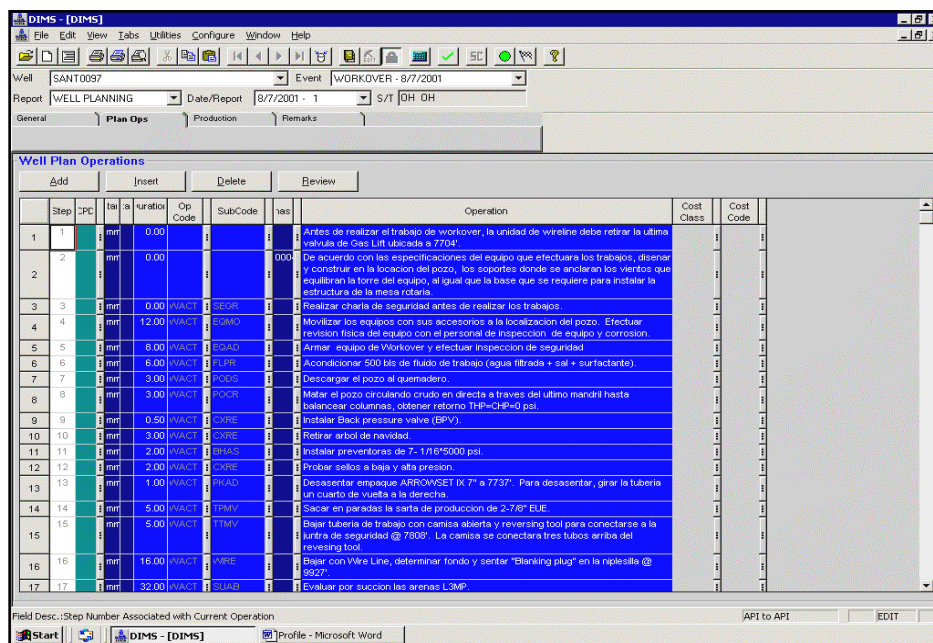
 - **Start Time:** Hora de inicio de la operación.

 - **Duration (hr):** Duración de cada operación.

 - **Operation:** Detalle de cómo debe realizarse la operación.

- **Production:** Relaciona las Tasas de Producción de aceite, agua y gas antes del programa, así como las tasas esperadas y las tasas obtenidas después de realizar la operación o trabajo respectivo.

- **Remarks:** Este campo fue diseñado para almacenar la información o comentarios que no tienen otro campo específico.



Step	IPC	Unit	Duration	Op Code	SubCode	Notes	Operation	Cost Class	Cost Code
1	1	mm	0.00				Antes de realizar el trabajo de workover, la unidad de wireline debe retirar la última válvula de Gas Lift ubicada a 7704'.		
2	2	mm	0.00			0004	De acuerdo con las especificaciones del equipo que efectúa los trabajos, diseñar y construir en la locación del pozo, los soportes donde se anclaran los vientos que equilibran la torre del equipo, al igual que la base que se requiere para instalar la estructura de la mesa rotatoria.		
3	3	mm	0.00	WACT	SEGR		Realizar checks de seguridad antes de realizar los trabajos.		
4	4	mm	12.00	WACT	ESMO		Movilizar los equipos con sus accesorios a la localización del pozo. Efectuar revisión física del equipo con el personal de inspección de equipo y corrosión.		
5	5	mm	8.00	WACT	ESAD		Armar equipo de Workover y efectuar inspección de seguridad.		
6	6	mm	6.00	WACT	FLPR		Acondicionar 500 lbs de fluido de trabajo (agua filtrada + sal + surfactante).		
7	7	mm	3.00	WACT	PODS		Descargar el pozo al quemadero.		
8	8	mm	3.00	WACT	POCR		Matar el pozo circulando crudo en directa a través del último mandril hasta balancear columnas, obtener retorno THP=CHP+0 psi.		
9	9	mm	0.50	WACT	CRRE		Instalar Black pressure valve (BPV).		
10	10	mm	3.00	WACT	CRRE		Retirar árbol de navidad.		
11	11	mm	2.00	WACT	BRGS		Instalar preventores de 7-1/16" 5000 psi.		
12	12	mm	2.00	WACT	CRRE		Probar sellos a bajas y altas presiones.		
13	13	mm	1.00	WACT	PRAD		Desacentar empaque ARROWSET IX 7" a 7737'. Para desacentar, girar la tubería un cuarto de vuelta a la derecha.		
14	14	mm	5.00	WACT	TRMV		Sacar en paradas la sarta de producción de 2-7/8" EUJ.		
15	15	mm	5.00	WACT	TRMV		Bajar tubería de trabajo con camisa abierta y reversing tool para conectarse a la junta de seguridad @ 7800'. La camisa se conectará tres tubos arriba del reversing tool.		
16	16	mm	15.00	WACT	WIRE		Resar con Wire Line, determinar fondo y sentar "blanking plug" en la nipples @ 8927'.		
17	17	mm	32.00	WACT	SLAB		Evaluar por succión las arenas L3MP.		

FUENTE: ECOPETROL S.A.

FIGURA 17. Ventana Reporte Well Planing

2.5.2 Wellbore Equipment

En este reporte se almacena la información de los accesorios que se utilizaron en la sarta de producción y es parte fundamental para la realización del diagrama del estado mecánico del pozo.

➤ Tab General:

- Assembly name: Tipo de sarta o de componente (casing, liner, tubing, empaque, daño, etc.)

- Assembly Type: Clase de mecanismo usado. (Convent Pump, Dual, Nat. Flow, EOR water inj., etc.)
- Tubing / casing size: Diámetro del Assembly
- Located Inside: Se refiere al componente dentro del cual está instalado el Assembly.
- Status: Indica si el componente se encuentra o no instalado. Tiene las opciones de INSTALED o PULLED según el caso.
- Install Date: Fecha de instalación. Coincide con la fecha del reporte. El DFW lo trae por default.
- Removal Date: Fecha de remoción (Si ha sido removido, el status debe ser PULLED).
- Suspension Point: Componente del cual se sostiene el Assembly.
- @ : Profundidad a la cual está colocado el componente (tope).
- TMD Correction: Corrección por profundidad
- Landed TMD: Dato que el Software trae del Tab de componentes. Corresponde a la profundidad total del assembly medido desde Mesa Rotaria (Rotary Table).

- **Tab Componentes:** Guarda la información individual de las partes que conforman el Assembly. Para cargarlo, se debe dar clic en Add, y en la tabla que aparece, se coloca la información del componente, (diámetros, tope, longitud, peso, grado, etc.).

Group Name	Comp. Name	Size (in)	No. of	Length (ft)	Top Set (ft)	Weight (lb/ft)	Grade	Drift	Thread	Max OD	Min ID	Top Con. OD	End Con
1	WIN-TUBING HANGER	Tubing Hanger 7 1/8" 3M / 3 1/2" eue	3,500	1	1.00	15.00	9.30		2,867		3,500	2,992	0.000
2	JOINT TUBING	Its tag 3 1/2" EUE 9.3 # ft	3,500	1	30.30	17.00	9.30		2,867		3,500	2,992	17.000
3	CROSS-OVER-OD	Xlover 3 1/2" EUE box / 2.76" EUE pin	2,875	1	1.20	47.30	9.30		2,347		2,875	2,441	47.300
4	JOINT TUBING	Its tag 2.76" EUE 6.5 # ft	2,875	61	1,869.33	48.60	6.50		2,347		2,875	2,441	48.600
5	GASLIFT MANDREL_EXTERI	Mandril 2.76" EUE No 1	2,875	1	8.42	1,937.83	0.00		2,347		2,875	2,441	1,937.830
6	JOINT_PUP JOINT	Pup joint 2.76" EUE pin / pin	2,875	1	0.66	1,946.25	6.50		2,347		2,875	2,441	1,946.250
7	JOINT TUBING	Its tag 2.76" EUE 6.5 # ft	2,875	59	1,837.10	1,946.81	6.50		2,347		2,875	2,441	1,946.810
8	GASLIFT MANDREL_EXTERI	Mandril 2.76" EUE No 2	2,875	1	8.42	3,764.01	0.00		2,347		2,875	2,441	3,764.010
9	JOINT_PUP JOINT	Pup joint 2.76" EUE pin / pin	2,875	1	0.66	3,792.43	6.50		2,347		2,875	2,441	3,792.430
10	JOINT TUBING	Its tag 2.76" EUE 6.5 # ft	2,875	55	1,708.15	3,793.09	6.50		2,347		2,875	2,441	3,793.090
11	GASLIFT MANDREL_EXTERI	Mandril 3 1/2" eue No 3	2,875	1	8.42	5,501.24	0.00		2,347		2,875	2,441	5,501.240
12	JOINT_PUP JOINT	Pup joint 2.76" EUE pin / pin	2,875	1	0.66	5,509.66	6.50		2,347		2,875	2,441	5,509.660
13	JOINT TUBING	Its tag 2.76" EUE 6.5 # ft	2,875	45	1,369.63	5,510.33	6.50		2,347		2,875	2,441	5,510.320
14	GASLIFT MANDREL_EXTERI	Mandril 3 1/2" eue No 4	2,875	1	8.42	6,879.55	0.00		2,347		2,875	2,441	6,879.550
15	JOINT_PUP JOINT	Pup joint 2.76" EUE pin / pin	2,875	1	0.66	6,888.37	0.00		2,347		2,875	2,441	6,888.370
16	JOINT TUBING	Its tag 2.76" EUE 6.5 # ft	2,875	1	30.35	6,889.03	6.50		2,347		2,875	2,441	6,889.030
17	PACKER DUAL	Packer Arrowset "inlet cauchos"	2,875	1	3.20	6,919.39	0.00		2,347		2,875	2,441	6,919.390
18	PACKER DUAL	Packer Arrowset "cauchos atrap"	2,875	1	4.20	6,922.59	0.00		2,347		2,875	2,441	6,922.590
19	JOINT_PUP JOINT	Pup joint 2.76" EUE 6.5 # ft	2,875	1	6.64	6,926.78	6.50		2,347		2,875	2,441	6,926.780
20	WIPPLE SEATING WIPPLE	Setting Niple 2.76" eue 2.25" ID	2,875	1	1.08	6,933.84	6.50		2,347		2,875	2,441	6,933.820
21	WIPPLE MULESHOE	Mule shoe 2.76" eue	2,875	1	2.50	6,933.98	6.50		2,347		2,875	2,441	6,933.900

FUENTE: ECOPETROL S.A.

FIGURA 18. Ventana Reporte Wellbore Equipment

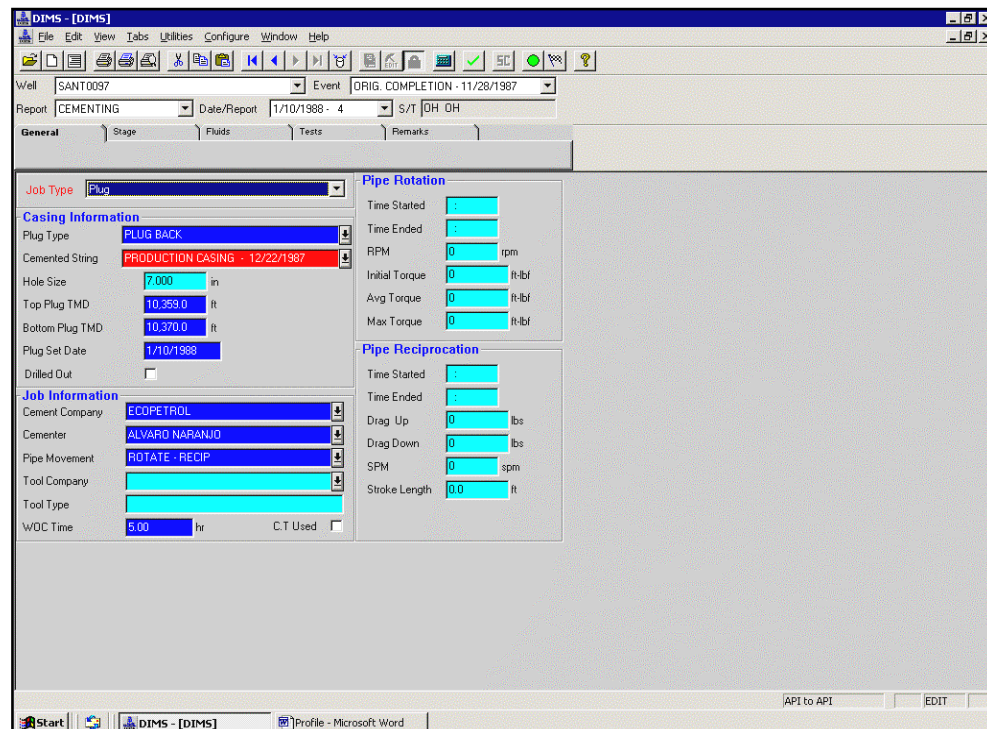
2.5.3 Cementig

Una vez creado el reporte, aparece una ventana con 5 tabs que son:

- **Tab General:** Guarda la información general de la cementación.
 - Job Type: Tipo de trabajo. (primario, tapón, squeeze)

- **Casing Information:** Guarda datos relacionada con el casing que se está cementando. Tipo de casing, diámetros , fecha en que fue instalado, etc.
 - **Job Information:** Permite el acceso de los datos relacionados con el trabajo y quien lo ejecutó.
 - **Pipe Rotation:** Guarda la información de torques, tiempos y rpm.
 - **Pipe Reciprocation:** guarda datos de tiempos, arrastre y strokes.
- **Tab Stage:** Guarda la información relacionada con la etapa de la cementación que se está cargando.
- **Slurry:** Relaciona información del tipo de lechada, descripción, propósito, intervalo cementado, volúmenes de agua, cemento, fuente de agua, etc.
- **Tab Fluids:** Guarda información de los fluidos y aditivos usados en la cementación.
- **Tab Test:** Guarda información relacionada con las pruebas realizadas al casing, al zapato, al Liner y registros eléctricos.

- **Tab Remark:** Es un campo creado para guardar información relacionada con la cementación, y que no puede cargarse en los Tabs anteriores.



FUENTE: ECOPETROL S.A.

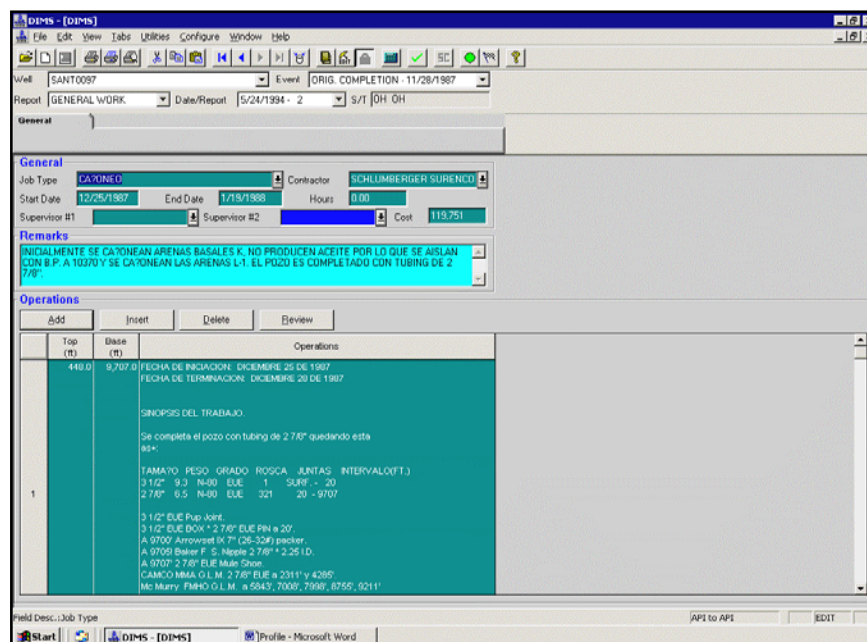
FIGURA 19. Ventana Reporte Cementing

2.5.4 General Work

Guarda la información general relacionada con el trabajo específico que se está reportando.

- Job Type: Tipo de trabajo específico que se realizó.
- Contractor: Empresa que ejecutó el trabajo.

- Start Date: Fecha de inicial del Trabajo.
- End Date: Fecha final del Trabajo.
- Hours: Número de horas invertidas en el trabajo.
- Supervisor 1: Ingeniero de Operaciones encargado del trabajo.
- Supervisor 2: Supervisor de Operaciones encargado del Trabajo.
- Operations: Información detallada del desarrollo del trabajo.
- Review: Permite una revisión general a las operaciones desarrolladas en el transcurso del trabajo.



General

Well: SANTO097 Event: ORIG. COMPLETION - 11/28/1987

Report: GENERAL WORK Date/Report: 5/24/1994 - 2 S/1 OH OH

Job Type: CAÑONEO Contractor: SCHLUMBERGER SURENCO

Start Date: 12/25/1987 End Date: 1/15/1988 Hours: 0.00

Supervisor #1: Supervisor #2: Cost: 119,751

Remarks

INICIALMENTE SE CAÑONEAN ARENAS BASALES K, NO PRODUCEN ACEITE POR LO QUE SE AISLAN CON B.P. A 10370 Y SE CAÑONEAN LAS ARENAS L-1. EL POZO ES COMPLETADO CON TUBING DE 2 7/8".

Operations

Top (ft)	Base (ft)	Operations
446.0	5,707.0	FECHA DE INICIACION: DICIEMBRE 25 DE 1987 FECHA DE TERMINACION: DICIEMBRE 20 DE 1987 SINOPSIS DEL TRABAJO. Se completa el pozo con tubing de 2 7/8" quedando esta 84'. TAMAYO PESO GRADO ROSCA JUNTAS INTERVALO(FT.) 3 1/2" 9.3 N-80 EUE 1 SURF - 20 2 7/8" 6.5 N-80 EUE 321 20 - 9707 3 1/2" EUE Pop Joint. 3 1/2" EUE BOX " 2 7/8" EUE PN a 20' A 9705 Arrowroot N 7/8" OCS-3281 packer. A 9709 Baker F. S. Nipple 2 7/8" x 2.25 I.D. A 9707 2 7/8" EUE Mule Shoe CAMBIO MSA O.L.M. a 2769' EUE a 2311' y 4285' Mc Murry FAHO O.L.M. a 5943, 7009, 7989, 8755, 9211'

FUENTE: ECOPETROL S.A.

FIGURA 20. Ventana Reporte General Work.

2.5.5 Daily

Al momento de ser creado el reporte Daily, aparece un cuadro de dialogo que permite escoger el tipo de reporte diario, ya sea de Perforación o de Completamiento.

El Reporte Daily consta de 5 Pestañas que son:

- **DCWR:** Guarda información general de la actividad desarrollada.
 - Supervisor
 - Ingeniero
 - Geólogo
 - Contratista
 - Equipo usado
 - Tiempo
 - Profundidad
 - Job Status: En este campo se almacena la información que permite conocer el estado del trabajo.
 - 24 Hrs Summary: Guarda el detalle del trabajo realizado el día anterior.

- 24 Hrs. Forecast: Guarda el detalle del trabajo programado en la Bodega de la Forest.

- **TIME SUM:** Información detallada del la actividad y el tiempo.
 - Daily Operational Comments: Detalles de la operación.

 - Time Summary: Resumen detallado de las actividades desarrolladas durante el día y el tiempo invertido en cada una de ellas. Para ello usa los siguientes campos.

From: Hora de inicio de la primera actividad del día.

To: Hora de finalización de la actividad.

Hrs: No. De Horas gastadas en cada actividad.

Code: Código de la Operación (Equipo Activo o Equipo Inactivo).

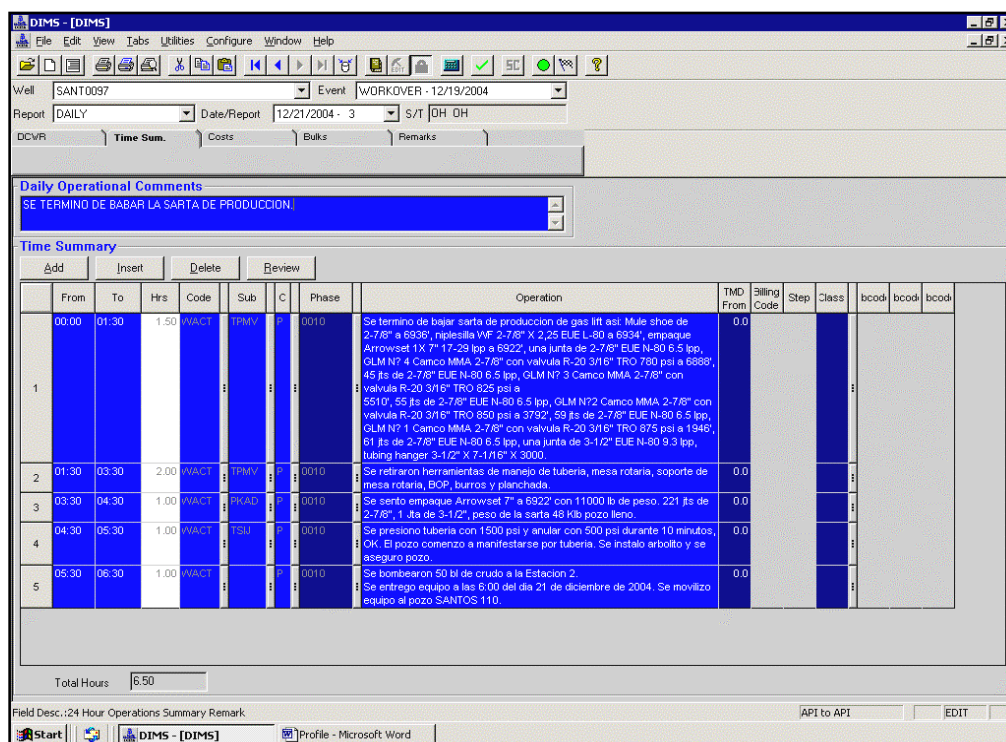
Sub: Subcódigo de la Operación.

C: Problemas en el evento (planeados o no planeados).

Operation: Actividad u operación específica.

- **COST:** Relaciona los siguientes campos.

- Class: Clase de costo.
- Code: Código que relaciona el costo.
- Sub Code: Está relacionado con cada actividad específica.
- Phase: zona del pozo donde se está generando la operación.
- Concept: Concepto específico del costo relacionado.



The screenshot shows the DIMS - [DIMS] application window. At the top, there are menu options (File, Edit, View, Tabs, Utilities, Configure, Window, Help) and a toolbar. The main area displays 'Well: SANT0097' and 'Event: WORKOVER - 12/19/2004'. Below this, there are fields for 'Report: DAILY', 'Date/Report: 12/21/2004 - 3', and 'S/T: OH OH'. A section titled 'Daily Operational Comments' contains the text 'SE TERMINO DE BABAR LA SARTA DE PRODUCCION.'. Below that is a 'Time Summary' table with columns for 'From', 'To', 'Hrs', 'Code', 'Sub', 'C', 'Phase', 'Operation', 'TMD From', 'Billing Code', 'Step', 'Class', and three 'bcode' columns. The table contains five rows of data, each representing a different activity during the workover. At the bottom, there is a 'Total Hours' field showing '6.50' and a 'Field Desc.: 24 Hour Operations Summary Remark' field.

	From	To	Hrs	Code	Sub	C	Phase	Operation	TMD From	Billing Code	Step	Class	bcode	bcode	bcode
1	00:00	01:30	1.50	MVACT	TPMV	P	0010	Se termino de bajar sarta de produccion de gas lift así: Mule shoe de 2-7/8" a 6936", nipple WF 2-7/8" X 2.25 EUE L-80 a 6934", empaque Arrowset 1X 7" 17-29 lpp a 6922", una junta de 2-7/8" EUE N-80 6.5 lpp, GLM N° 4 Camco MMA 2-7/8" con valvula R-20 3/16" TRO 780 psi a 6889", 45 lbs de 2-7/8" EUE N-80 6.5 lpp, GLM N° 3 Camco MMA 2-7/8" con valvula R-20 3/16" TRO 825 psi a 6510", 55 lbs de 2-7/8" EUE N-80 6.5 lpp, GLM N°2 Camco MMA 2-7/8" con valvula R-20 3/16" TRO 850 psi a 3792", 59 lbs de 2-7/8" EUE N-80 6.5 lpp, GLM N° 1 Camco MMA 2-7/8" con valvula R-20 3/16" TRO 875 psi a 1946", 61 lbs de 2-7/8" EUE N-80 6.5 lpp, una junta de 3-1/2" EUE N-80 9.3 lpp, tubing hanger 3-1/2" X 7-1/16" X 3000.	0.0						
2	01:30	03:30	2.00	MVACT	TPMV	P	0010	Se retiraron herramientas de manejo de tubería, mesa rotaria, soporte de mesa rotaria, BOP, burros y planchada.	0.0						
3	03:30	04:30	1.00	MVACT	PRGAD	P	0010	Se sento empaque Arrowset 7" a 6922" con 11000 lb de peso, 221 lbs de 2-7/8", 1 jota de 3-1/2", peso de la sarta 48 Kilb pozo lleno.	0.0						
4	04:30	05:30	1.00	MVACT	TSU	P	0010	Se presióno tubería con 1500 psi y anular con 500 psi durante 10 minutos, OK! El pozo comenzo a manifestarse por tubería. Se instala arbolito y se aseguro pozo.	0.0						
5	05:30	06:30	1.00	MVACT		P	0010	Se bombearon 50 bl de crudo a la Estacion 2. Se entregó equipo a las 6:00 del día 21 de diciembre de 2004. Se movilizó equipo al pozo SANTOS 110.	0.0						

FUENTE: ECOPETROL S.A.

FIGURA 21. Ventana Reporte Daily.

2.5.6 Cost Est & Afe

El Reporte de Costos consta de 2 Tabs:

- **General:** Guarda información relacionada con el proyecto, el cargo contable y el costo generado . Tiene los siguientes campos:
 - AFE No: Relaciona el Centro de Responsabilidad de la Operación.
 - Project: Objetivo del Proyecto (Exploración, Producción, Desarrollo, Inyección, etc.).
 - Estimator: Persona que estima los costos del evento.
 - Currency: Moneda en la cual se ingresan los costos (US\$).
 - Est. Days: Número de días estimados en la operación.
 - Description: Descripción del proyecto.
 - Department: Código del Departamento (Casabe, Cantagallo, Cicuco, etc.). Debe tener correspondencia con el AFE No.
 - Exchange Rate: Tasa de Cambio de la moneda usada y el Peso Colombiano.
 - Actual Days: Número de días empleados en el evento.

- Class: Clase de costo.
 - Equipos
 - Servicios
 - Alquiler
 - Materiales Comprados
 - Otros Costos

- Code: Código del Costo relacionado.
 - Equipo de reacondicionamiento
 - Equipos Contratados
 - Equipos Directos
 - Herramientas
 - Vehículos
 - Químicos

- Subcode: Subcódigo del Costo. Está relacionado con cada actividad específica desarrollada en la operación.

- C.C.: Centro de Costos

- Concept: Concepto del Costo generado.

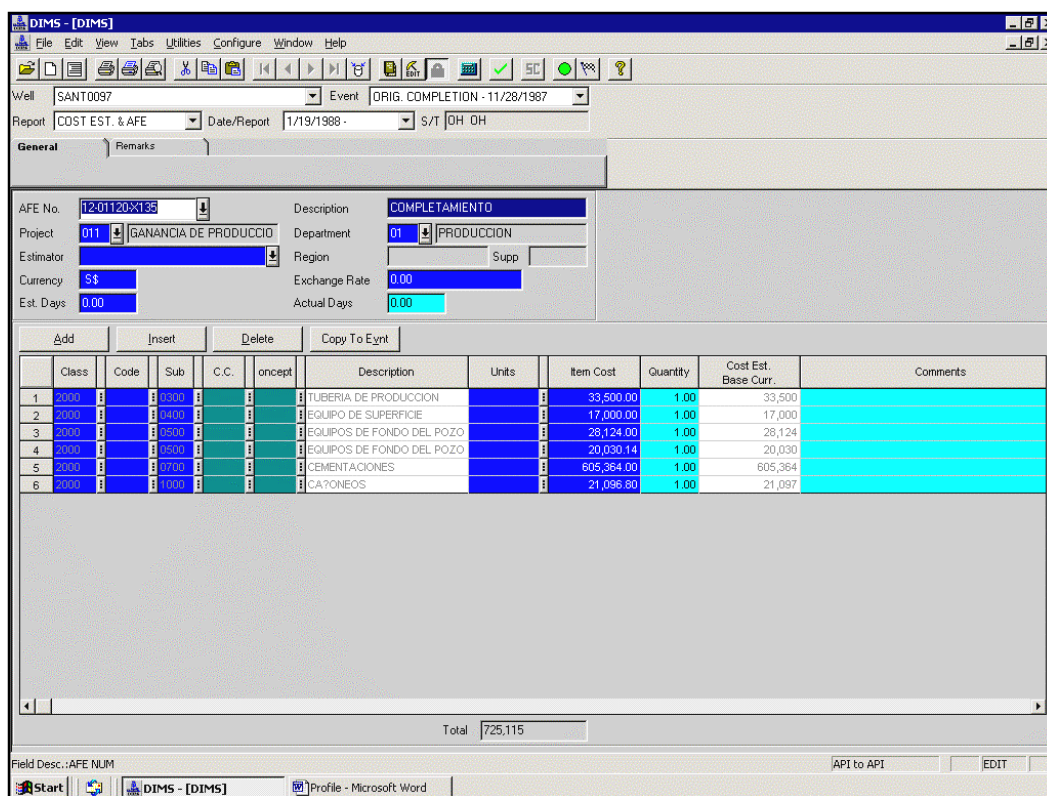
- Units: Unidad de medición del costo relacionado.

- Item Cost: Costo Unitario en Dólares.

- Quanty: Cantidad empleada en la operación.

- Cost. Est Base Curr: Costo Estimado

- **Remark:** Este Campo fue creado para guardar información relacionada con los costos Estimados.



Well: SANT0097 Event: ORIG. COMPLETION - 11/28/1987
Report: COST EST. & AFE Date/Report: 1/19/1988 5/T 0H. 0H

General Remarks

AFE No. 12-01120X135 Description: COMPLETAMIENTO
Project: 011 GANANCIA DE PRODUCCIO Department: 01 PRODUCCION
Estimator: Region: Supp:
Currency: S\$ Exchange Rate: 0.00
Est. Days: 0.00 Actual Days: 0.00

	Class	Code	Sub	C.C.	concept	Description	Units	Item Cost	Quantity	Cost Est. Base Curr.	Comments
1	2000	0300				TUBERIA DE PRODUCCION		33,500.00	1.00	33,500	
2	2000	0400				EQUIPO DE SUPERFICIE		17,000.00	1.00	17,000	
3	2000	0500				EQUIPOS DE FONDO DEL POZO		28,124.00	1.00	28,124	
4	2000	0500				EQUIPOS DE FONDO DEL POZO		20,030.14	1.00	20,030	
5	2000	0700				CEMENTACIONES		605,364.00	1.00	605,364	
6	2000	1000				CAÑONEOS		21,096.60	1.00	21,097	
Total								725,115			

Field Desc.: AFE NUM API to API EDIT

FUENTE: ECOPETROL S.A.

FIGURA 22. Ventana Reporte Cost. Est & Afe

2.5.7 Peforate

Este reporte almacena información relacionada con el cañoneo efectuado al pozo. En él se encuentran dos Tabs.

➤ **General:** En esta sección se almacena la información relacionada con la operación del Cañoneo y las herramientas utilizadas.

- Contractor: Firma que realiza el cañoneo.
- Job Method: Método de trabajo empleado en el cañoneo. (Ej Casin gun, TCP, etc.)
- Conveyed Method: Accesorio empleado para bajar el cañón.
- Perforate Assembly: Tubería o Accesorio que es perforado.
- Initial Conditions:
 - Fluid type
 - Surface Pressure: Presión en superficie. Este dato es requerido para determinar la condición del cañoneo.
 - Fluid Density: Densidad del Fluido empleado.
 - Est. Res. Pressure: Presión estimada del Yacimiento.
 - Fluid Level TVD: Nivel del Fluido.
 - Hydrostatic Press: Presión Hidrostática.
 - Press. Diff: Presión Diferencial.
- Summary:
 - Net Interval: Tope y Fondo del intervalo neto cañoneado.
 - Time Start/ End: Tiempo de inicio y finalización del trabajo.
 - Final Pressure / Temp: Presión Final / Temp.
 - Remarks

➤ **INTERVALS**

- Reference Log: Registro de Referencia basado en el cual se cañonea. Este dato viene del Registro Logging.
- Time
- Formation
- CCL @ft: Profundidad de parada del CCL
- CCL – TS
- Top: Tope del Intervalo cañoneado.
- Base: Base del Intervalo cañoneado.
- SP / Ft: Número de Tiros por pie.
- Diameter: Diámetro promedio del orificio que deja el disparo en el Liner o Casing.
- Phasing: Angulo de disparo.
- Carr. Type: Tipo de carrier. Carr. Manuf: Fabricante del carrier.

DIMS - [DIMS]

File Edit View Tabs Utilities Configure Window Help

Well: SANT0037 Event: ORIG. COMPLETION - 11/28/1987

Report: PERFORATE Date/Report: 1/19/1988 - 4 S/T [OH OH]

General Intervals Remarks

General

Contractor: SCHLUMBERGER SURENCO Supervisor: []

Job Method: TRHUTUBING Conveyed Method: WIRELINE

Perforated Assembly: REVES. DE PRODUCCION

Initial Conditions

Fluid Type: [] Fluid Density: 0.00 ppg

Surface Pressure: 490 psi Est. Res. Pressure: 0 psi @ 0.0 ft

Fluid Level TVD: 0.0 ft Fluid Head TVD: 0.0 ft

Hydrostatic Press.: 0 psi Pressure Diff.: 490 psi

Condition: OVERBALANCED

Summary

Net Interval: 10,100.0 to 10,110.0 ft Start Date: mm/dd/yyyy Time: 10:15

No. of Intervals: 1 End Date: mm/dd/yyyy Time: :

Total Shots: 40 Net Perf. Interval: 10.0 ft

Avg. Shot Density: 4.00 /ft Final Surface Pressure: 490 psi

Final Surface Pressure Date: mm/dd/yyyy Temp: []

Remarks

Remarks: CA70NEO DE 10' DE ARENAS L1

Field Desc.: Contractor Name API to API EDIT

Start DIMS - [DIMS] Profile - Microsoft Word

FUENTE: ECOPETROL S.A.

FIGURA 23. Ventana Reporte Perforate.

3. DATA ANALYZER - PROFILE

3.1 DATA ANALYZER

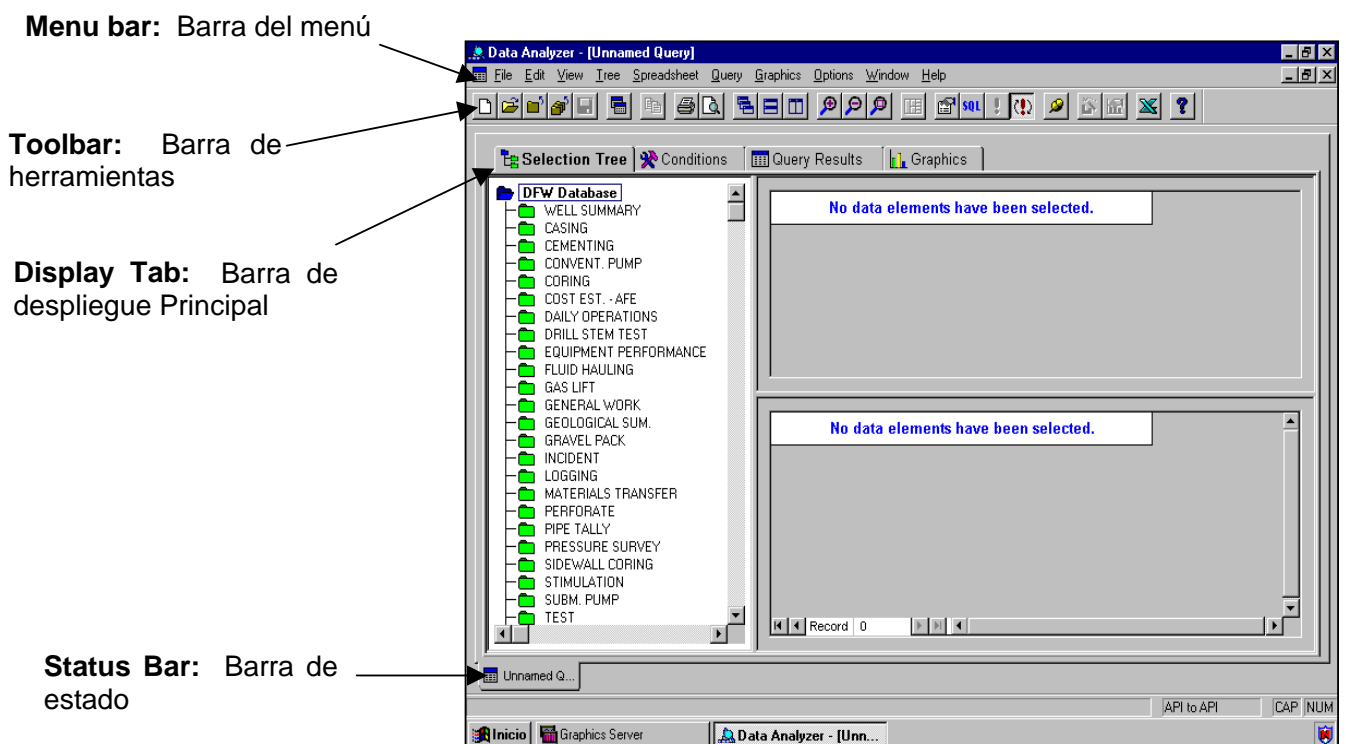
Poderosa herramienta que permite realizar consultas en las bases de datos de DIMS For Windows (DFW) las cuales pueden ser vistas instantáneamente.

3.1.1 Ventajas

- Construir plantillas y filtros para analizar los datos de los pozos.
- Escribir y utilizar consultas usando los procesos Data-Analyzer paso por pasos.
- Ver los resultados de las consultas en un formato gráfico usando las gráficas del analizador de datos o en Excel.
- Entender los problemas básicos que se puedan presentar.

Para acceder al programa se debe tener el User_ID (Identificación del Usuario) y el Password (Clave de Acceso), estos deben ser suministrador por el administrador del DFW (personal ECOPETROL).

Al entrar en el programa aparecerá la barra de herramientas y la barra menú que le suministran los controles primarios y los comandos que se deben utilizar en el Data-Analyzer.



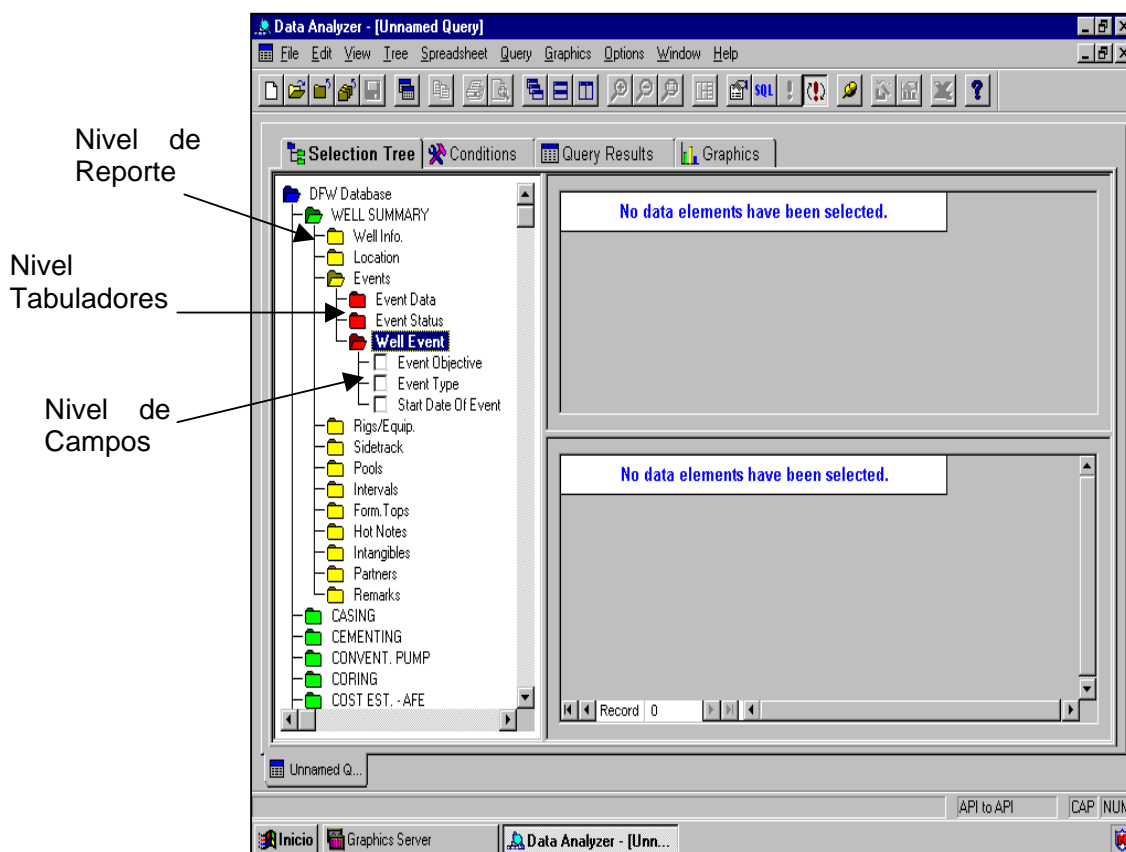
FUENTE: ECOPETROL S.A.

FIGURA 24. Ventana Principal Data Analyzer.

3.1.2 Árbol de Selección (Selection Tree Tab)

El árbol de selección es un árbol de directorio que representa una estructura jerárquica usada en DFW. Este árbol permite identificar la fuente de los datos usada en la consulta.

Para seleccionar basta colocar una **X** en la caja de chequeo, esto indica que ha sido escogido como elemento activo de dato en la consulta.

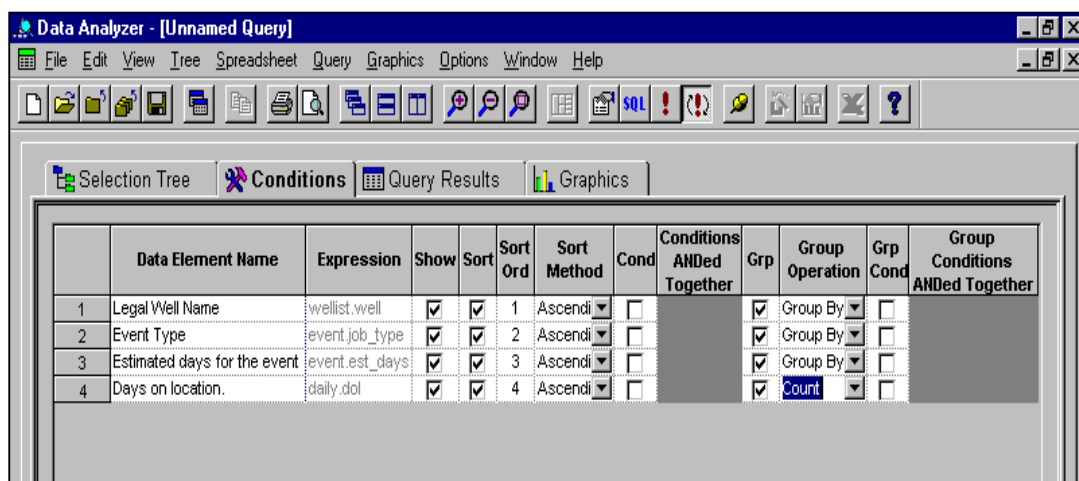


FUENTE: ECOPETROL S.A.

FIGURA 25. Ventana Principal con el Árbol de selección desplegado para correr el Query.

3.1.3 Condiciones (Conditions Tab)

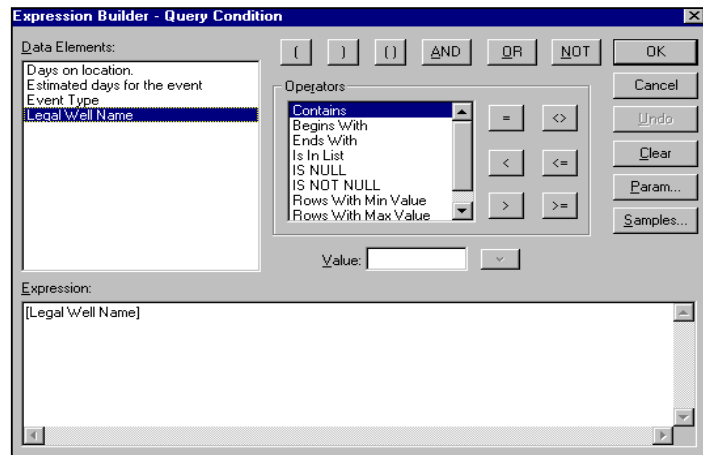
El tabulador Condiciones permite mostrar, ordenar, distribuir, ordenar, filtrar y agrupar los elementos de datos seleccionados desde el árbol de selección.



FUENTE: ECOPETROL S.A.

FIGURA 26. Ventana de Selección de Condiciones

El constructor de sentencias es una herramienta que permite crear una declaración de condición para filtrar algunos datos no deseados. El constructor de condición está únicamente disponible cuando el check box de **Cond** ha sido marcado y la celda de **Conditions ANDED Together** está activada. (Se vuelve de color blanco).



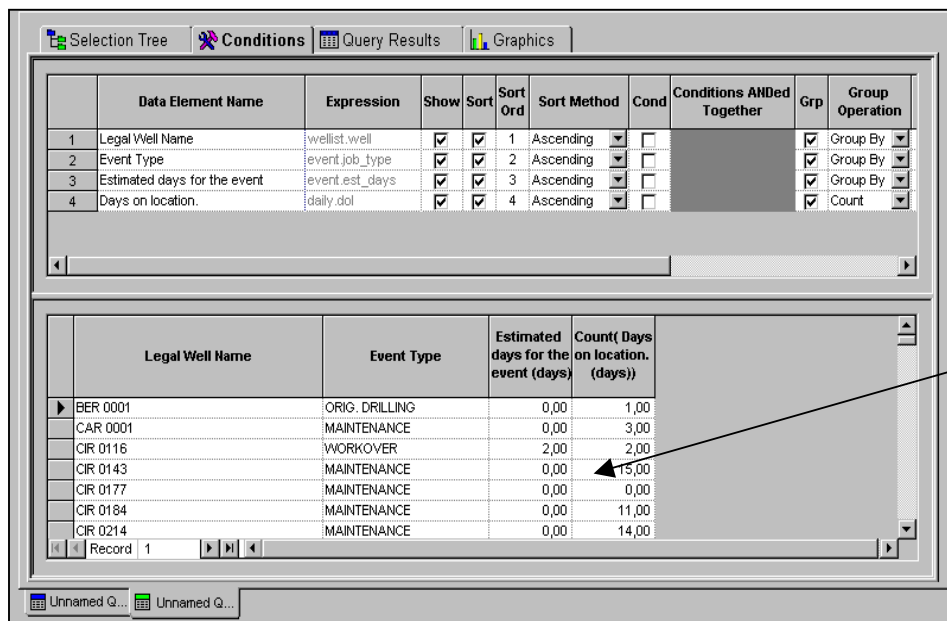
FUENTE: ECOPETROL S.A.

FIGURA 27. Ventana para filtrar la información y obtener mejores resultados

Se activará la ventana en la cual se puede hacer los respectivos filtros, se puede filtrar por nombre del pozo, fecha de trabajo realizado, tipo de trabajo, producción obtenida después del trabajo, en fin son muchas las opciones que se tienen para obtener unos buenos resultados.

3.1.4 Resultados (Query Results Tab)

Se podrá notar que se crea el Tab para obtener los resultados de la consulta. Este es una nueva característica del Data-Analyzer la cual le permite visualizar los resultados de manera inmediata.



	Data Element Name	Expression	Show	Sort	Sort Ord	Sort Method	Cond	Conditions ANDED Together	Grp	Group Operation
1	Legal Well Name	wellist.well	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	1	Ascending	<input type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	Group By
2	Event Type	event.job_type	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	2	Ascending	<input type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	Group By
3	Estimated days for the event	event.est_days	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	3	Ascending	<input type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	Group By
4	Days on location.	daily.dol	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	4	Ascending	<input type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	Count

	Legal Well Name	Event Type	Estimated days for the event (days)	Count(Days on location. (days))
▶	BER 0001	ORIG. DRILLING	0,00	1,00
	CAR 0001	MAINTENANCE	0,00	3,00
	CIR 0116	WORKOVER	2,00	2,00
	CIR 0143	MAINTENANCE	0,00	15,00
	CIR 0177	MAINTENANCE	0,00	0,00
	CIR 0184	MAINTENANCE	0,00	11,00
	CIR 0214	MAINTENANCE	0,00	14,00

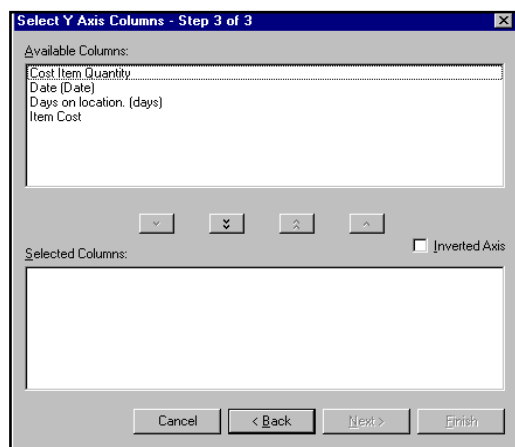
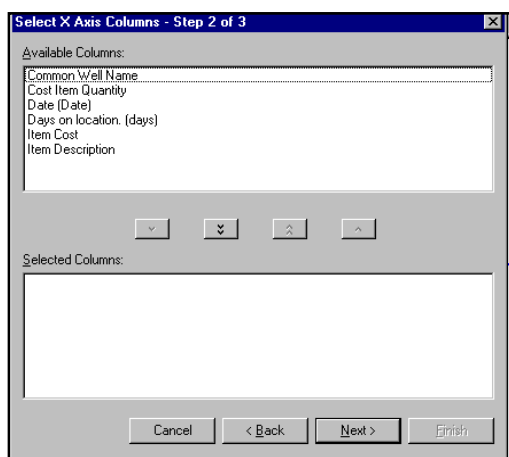
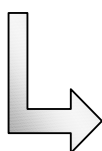
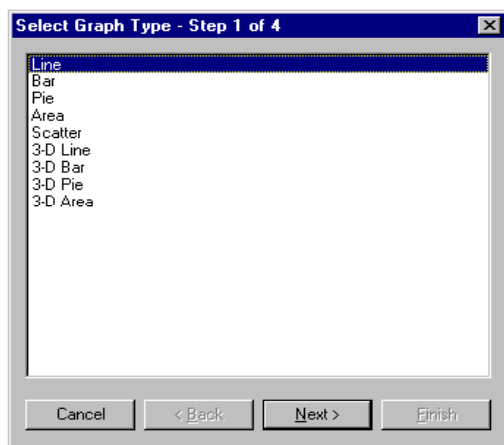
Sección de los resultados de las consultas mostrados en el Tab de condiciones

FUENTE: ECOPETROL S.A.

Figura 28. Ventana de Resultados

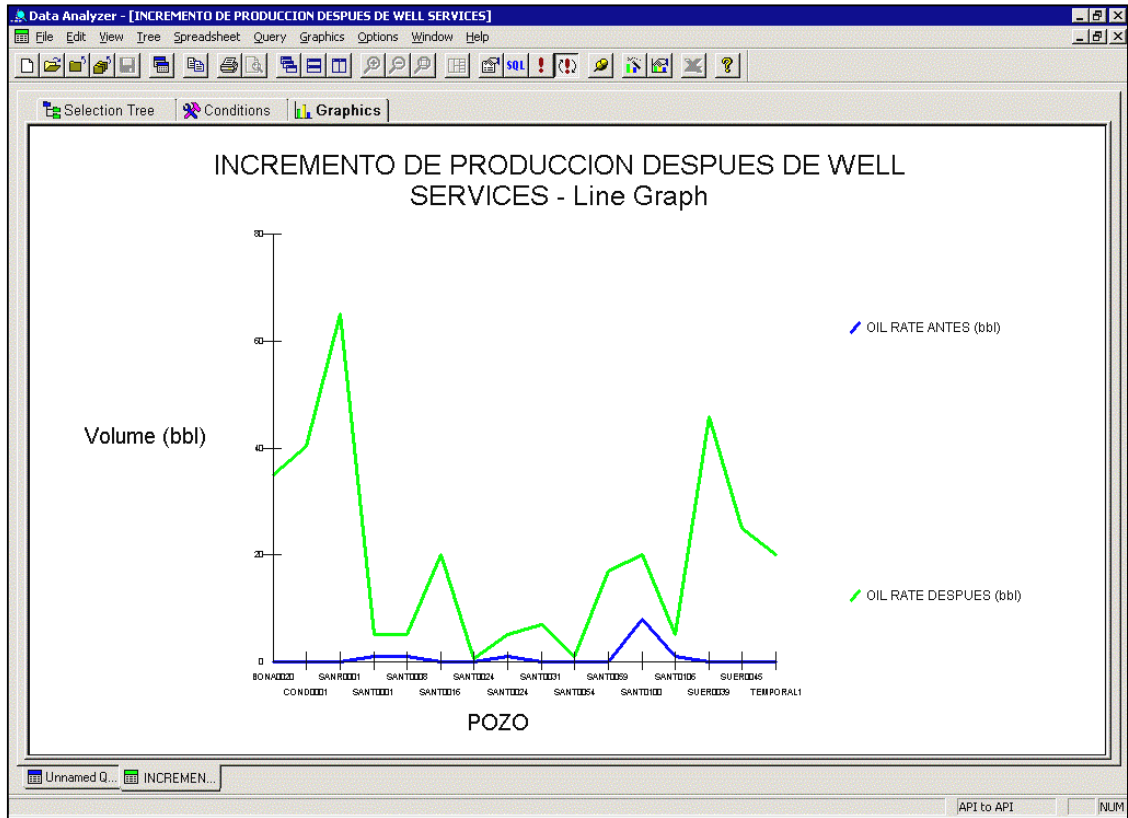
3.1.5 Gráficas (Graphics Tab)

El Tabulador gráfico es usado para mostrar los resultados de las consultas en un formato gráfico. Haciendo clic en el Tab gráfico invocara las pantallas, donde se debe escoger el tipo de gráfica, luego se determina que campo tomará la coordenada X y posteriormente la Y.



FUENTE: ECOPETROL S.A.

FIGURA 29. Secuencias de ventanas par obtener los resultados de forma gráfica



FUENTE: ECOPETROL S.A.

FIGURA 30. Ventana de Resultados en forma gráfica.

3.2 PROFILE

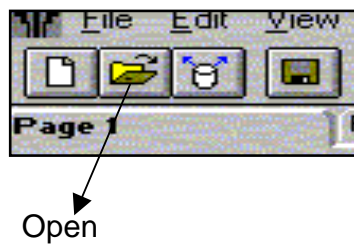
PROFILE es un software que permite ver el gráfico del Estado Mecánico del pozo, siempre que previamente se haya cargado la información en el DIMS For Windows (DFW).

El Profile no admite cargue de información, solamente muestra el gráfico leyendo los datos que anteriormente han sido suministrados en el DFW.

El software se ubica en el último pozo que haya sido consultado.

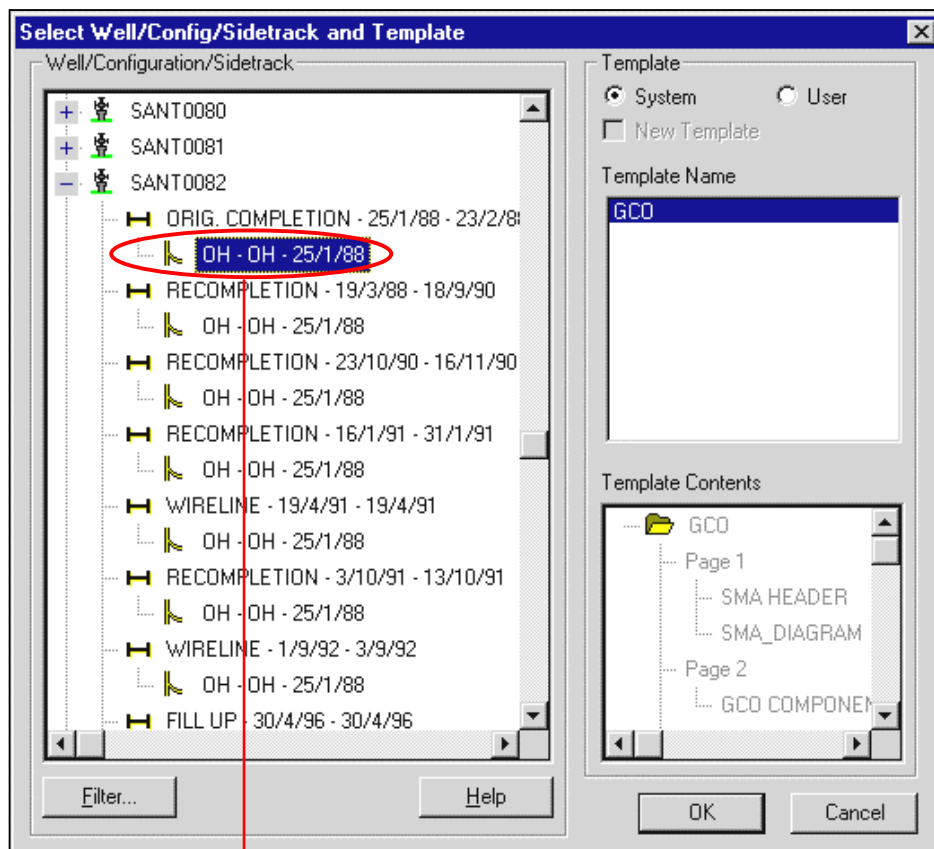
Para Abrir el pozo que se desea graficar, existen varias formas de hacerlo:

1. En FILE , hacer clic en OPEN
2. CTRL + O
3. Hacer clic en el botón Open



Para escoger el Pozo, se debe dar clic en el signo + que viene antes del nombre del Pozo. Esto desplegará los eventos que han sido cargados al pozo escogido.

Se debe cerciorar que aparezca en el árbol, debajo de la carpeta las letras OH, lo que garantiza que se le cargó información relacionada con el Estado Mecánico.



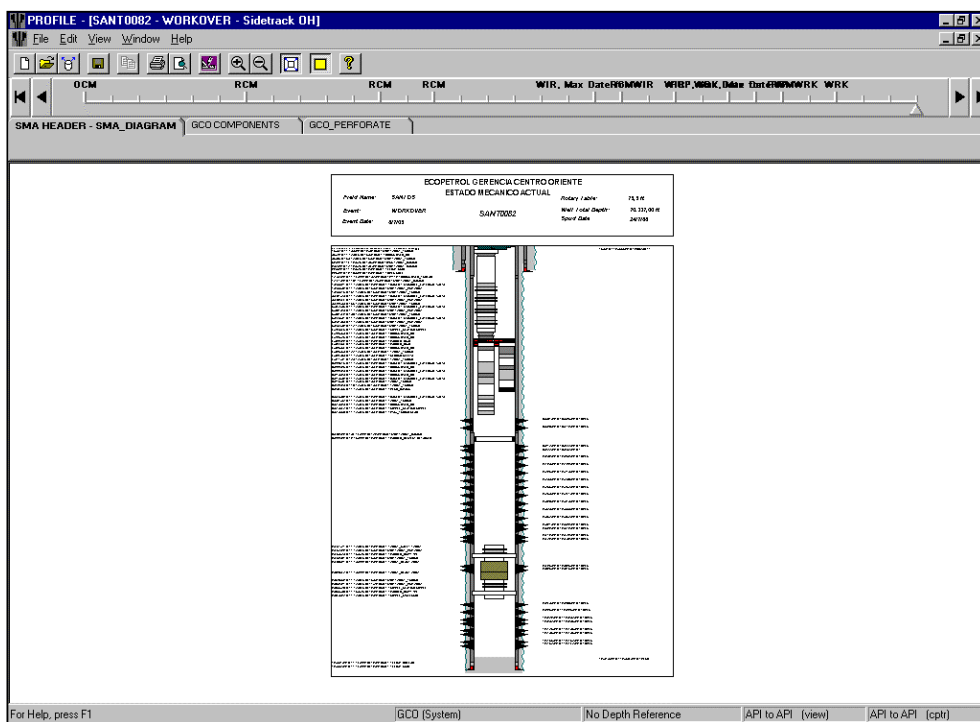
FUENTE: ECOPETROL S.A.

Clic en Línea que
contiene OH

FIGURA 31. Ventana de selección del pozo y evento para visualizar el estado mecánico del pozo.

Se debe escoger Template – System y dar OK.

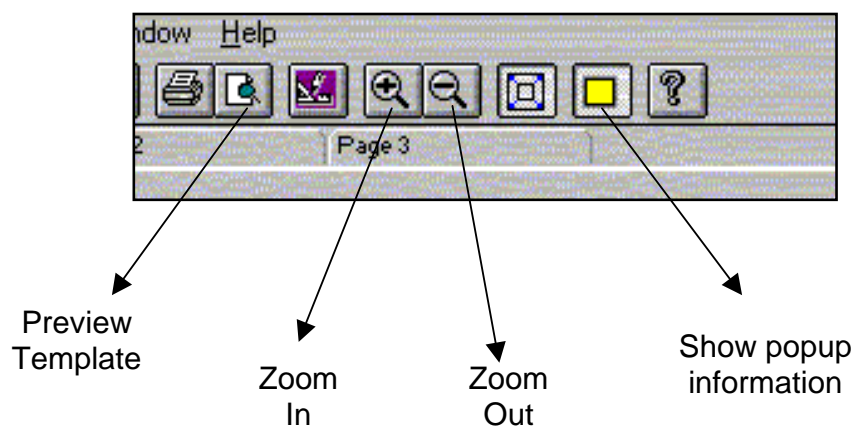
El software inmediatamente procesará la información del Wellbore Equipment del evento escogido y mostrará el estado mecánico actual del pozo.



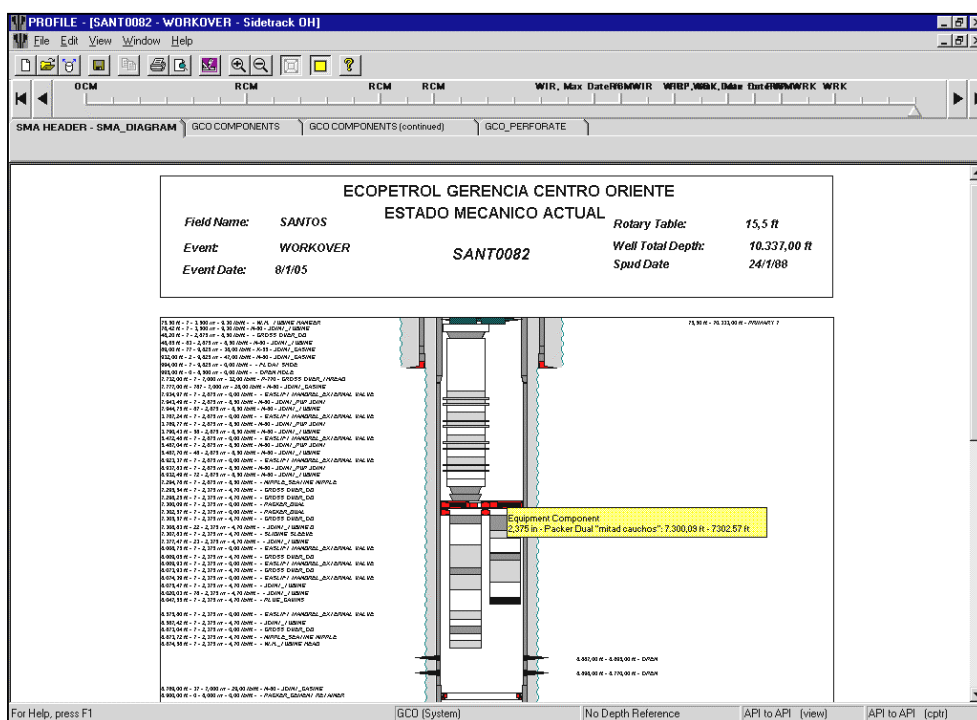
FUENTE: ECOPETROL S.A.

FIGURA 32. Ventana del Estado Mecánico del Pozo

Para revisar la información del gráfico, existen las siguientes funciones:



- Show Popup Information: Esta herramienta permite revisar la información de cada componente al colocar el cursor en cualquier punto del Estado Mecánico.

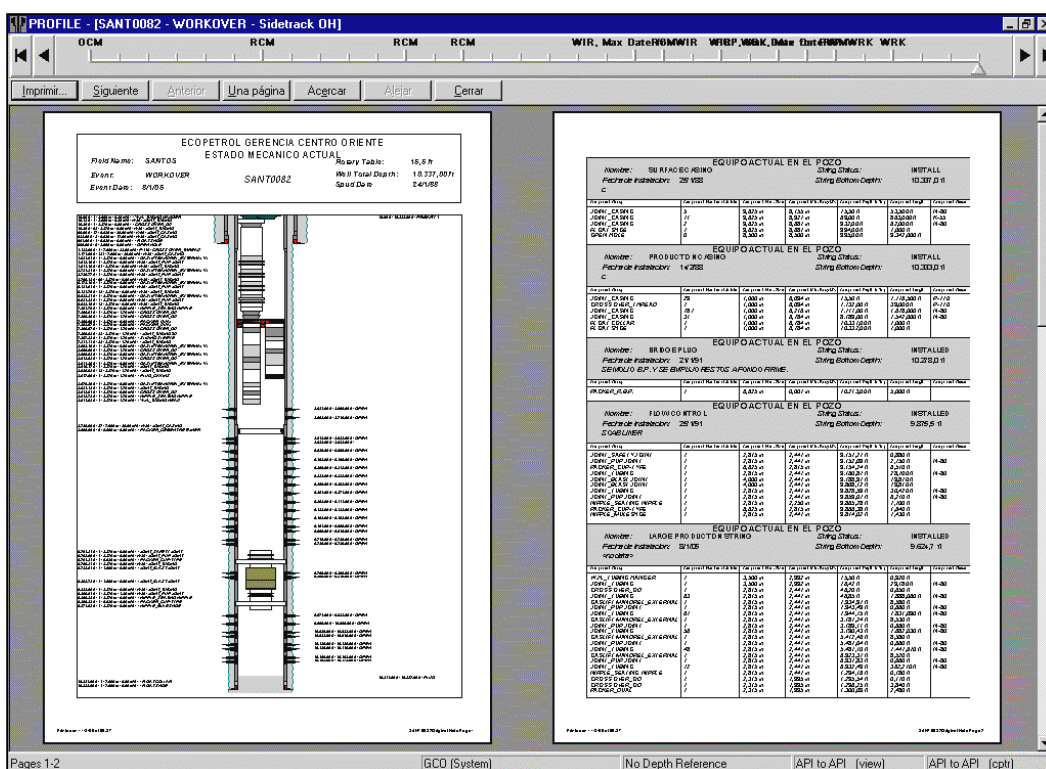


FUENTE: ECOPETROL S.A.

FIGURA 33. Ventana del Estado Mecánico del Pozo con la opción Show Popup Information activada.

- Para revisar con más detalle, puede hacerse uso de la herramienta Zoom.

- Para revisar en detalle la información de todas las hojas que componen el Template, se debe dar clic en Preview Template.



FUENTE: ECOPETROL S.A.

FIGURA 35. Ventana Preview Template donde se observa toda la información del pozo.

El éxito en las consultas realizadas al Profile, depende exclusivamente del cargue correcto y oportuno de los trabajos realizados al pozo en el reporte Wellbore Equipment.

3.3 ANÁLISIS DE LA INFORMACION DE SOFTWARE CORPORATIVO DFW

Después de mostrar cómo se debe cargar la información al Software Corporativo DIMS For Windows (DFW), sus ventajas y limitaciones, y los servicios adicionales que ofrece, faltaría solo hacer un reporte de la cantidad de Pozos que fueron actualizados y qué tipos de trabajo se cargaron al Software. En total el campo Provincia cuenta con 208 pozos perforados, distribuidos de la siguiente manera.

CAMPO	POZOS PERFORADOS	POZOS ACTIVOS	POZOS INACTIVOS	POZOS ABANDONADOS
Bonanza	23	14	4	5
Conde	14	11	2	1
Santos	110	56	37	17
Suerte y Sabana	50	20	11	19
Subtotal Provincia	197	101	54	42
Tisquirama	11	4	6	1
TOTAL PROVINCIA	208	105	60	43

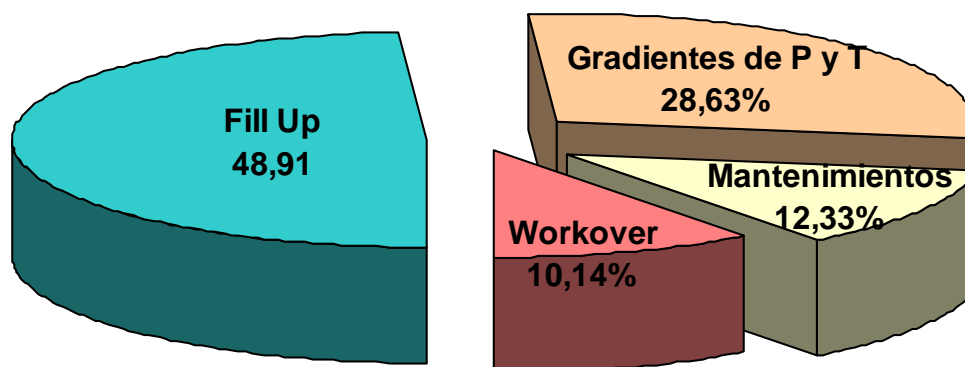
FUENTE: ECOPETROL S.A.

TABLA 6. Distribución de Pozos por campo.

Teniendo en cuenta los anteriores datos, se tienen 165 pozos entre los que se encuentran activos e inactivos; los pozos abandonados no se registran ya que en estos no se realizan ningún tipo de trabajo, en cambio los pozos inactivos cuando poseen buena presión son abiertos y puestos en producción y en algunos casos se hacen trabajos de mantenimiento.

En total se actualizaron 150 pozos en el Software corporativo DFW, equivalente a un 90% de total de los Files del campo, cargando 502 trabajos realizados en el campo Provincia desde el año 2000 hasta el año 2005, dentro de estos trabajos se tienen: 246 Fill Up o toma de fondo para determinar la cantidad de arena y parafina presentes en el pozo, 144 Gradientes Dinámicos y Estáticos de Presión y Temperatura que permiten evaluar el funcionamiento del sistema de Gas Lift, 62 Mantenimientos a pozos refiriéndose al cambio y recalibración de válvulas del sistema de levantamiento con gas, limpieza de puentes de arena y obstrucciones de parafina y 51 Workovers hechos en el campo para mantenimiento de la producción y rediseño del sistema de levantamiento artificial.

% DE TRABAJOS REALIZADOS



FUENTE: ECOPETROL S.A.

FIGURA 36. Trabajos realizados en los últimos años de manera porcentual.

Ahora como se muestra la Figura 36, se puede identificar que la mayor cantidad de trabajos corresponde a Fill Up o tomas de fondo de pozo para determinar puentes de arena, en segunda instancia aparecen los Gradientes Estáticos y Dinámicos de Presión y Temperatura, que nos ayudan a evaluar si las válvulas funcionan bien o existe flujo de gas, en tercer lugar se encuentra los Mantenimientos, dentro de estos se tienen cambio o reemplazo de válvulas de Gas Lift y limpieza de puentes de arena y parafina y por último los trabajos de Workover, que se realizan para mantener o aumentar la producción o como rediseño del sistema de levantamiento debido a cambio en las condiciones de producción.

Con este pequeño análisis de la información de Software corporativo DFW acerca de los trabajos realizados en los pozos del campo Provincia de ECOPEPETROL S.A. en el transcurso de los últimos años, se puede identificar los problemas que se describen con mayor detalle en el siguiente capítulo como lo son: Acumulación de parafina, Arenamiento, Flujo libre de Gas (Descalibración de válvulas) y Cambio en las Condiciones de Producción (Rediseño del Sistema de Gas Lift).

4. PROBLEMAS OPERACIONALES EN CAMPOS PETÓLEROS

Cualquier tipo de problema presente en alguno de los sistemas básicos de levantamiento artificial, utilizados actualmente, tienen como consecuencia inmediata , la disminución de la producción de aceite y gas del campo.

Mantener en un nivel aceptable la productividad de un pozo o aumentar las reservas recuperables, son aspectos que involucran una gran cantidad de recursos tanto humanos como de operación, enfocados principalmente a prevenir algún tipo específico de daño o atacarlo cuando su presencia es inevitable dentro del sistema.

En general, los problemas que se presentan en los pozos de un campo en desarrollo, se pueden clasificar en tres (3) grandes grupos:

- Problemas Mecánicos.
- Problemas en los alrededores de la cara del pozo.
- Problemas del yacimiento.

Los problemas mecánicos se refieren a cualquier anomalía presente en los equipos y herramientas utilizadas tanto en el completamiento como en el sistema de levantamiento utilizado en el pozo, tales como daños en la tubería

de revestimiento, fugas y obstrucción de la tubería de producción, fugas en los empaques, varillas partidas, etc.

El daño a la formación o Efecto Skin y las filtraciones en zona o zonas productoras, son problemas típicos en los alrededores de la cara del pozo, los cuales, en muchas oportunidades, se presentan inherentes a uno o varios problemas mecánicos.

Los problemas de yacimiento están directamente relacionados con la invasión parcial o total de fluidos extraños en las zonas productoras. El rompimiento de un frente de agua o la conificación de gas o agua, forman barreras que impiden el paso de aceite hacia el pozo, obteniéndose en superficie elevados porcentajes de fluidos no deseados, llegando a ser su producción poco atractiva económicamente hablando.

Cuando las características tanto del pozo como del daño presente lo permiten, algunos trabajos de servicio a pozos pueden realizarse con cable de acero, es decir operaciones de Wire Line, disminuyendo de esta manera los costos y el tiempo de la operación, estos trabajos son entre otros, la remoción de obstrucciones en la tubería de producción, remoción de costras de parafinas, destaponamiento de la tubería y perforaciones y el servicio a válvulas de levantamiento con gas.

Es muy importante tener en cuenta en este tipo de operaciones, que el trabajo no sólo deberá ser dado para aliviar el daño mecánico presente en el pozo, sino también para dar solución a otros tipos de daño, ya sea en la cara del pozo o en el yacimiento.

4.1 GENERALIDADES DEL LEVANTAMIENTO CON GAS

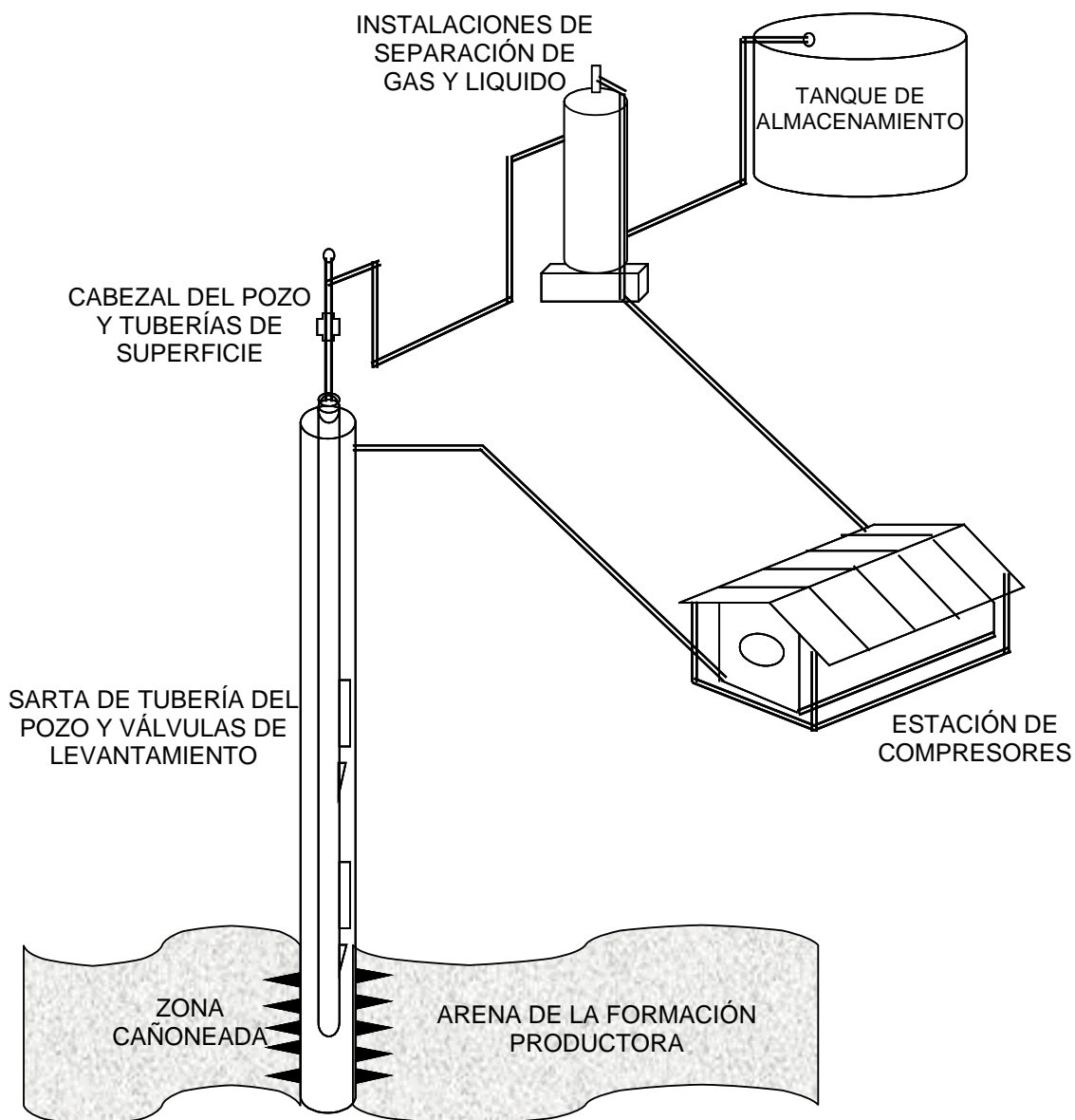
Existen muchas formas de levantamiento artificial que son aplicadas en los campos petroleros, una de ellas y la que más se asemeja al flujo natural es el levantamiento con gas o Gas Lift. Este sistema de levantamiento artificial, se define como el proceso de levantar fluidos de un pozo mediante la introducción de gas a presión relativamente alta en la columna de fluido en el subsuelo. Esta adición puede hacerse suplementando la energía del yacimiento mediante la inyección de volúmenes pequeños de gas a alta presión, este proceso se denomina flujo continuo de gas, o mediante la inyección de un volumen de gas relativamente grande durante un periodo corto de tiempo, por debajo de un tapón de líquido acumulado con la finalidad de llevar el tapón intacto a la superficie, a este proceso se le llama flujo intermitente de gas.

El gas que se inyecta, levanta el petróleo y lo lleva hasta la superficie por medio de alguno o varios de los siguientes procesos:

- Reducción de los gradientes de los fluidos
- Expansión del gas inyectado
- Desplazamiento del fluido por el gas comprimido

El levantamiento con gas en flujo continuo, es ideal para pozos con altos niveles de fluido que no tiene la suficiente presión para llegar hasta la superficie. De otra forma, el levantamiento con gas de manera intermitente, es apropiado para pozos con presiones de fondo bajas y con producción igualmente baja.

El levantamiento con gas es apropiado para todos los pozos del campo Provincia que requieren de levantamiento artificial para poder producir. Este sistema se puede utilizar para levantar artificialmente pozos de petróleo hasta su agotamiento, independiente de la tasa de producción.



FUENTE: ECOPETROL S.A.

FIGURA 37. Esquema de un sistema de levantamiento con gas.

4.1.1 Ventajas del Levantamiento con Gas

A continuación se presentan algunas de las ventajas que presenta la aplicación del sistema de levantamiento artificial con gas o Gas Lift en un campo petrolero:

- El costo inicial del equipo de subsuelo es generalmente menor que el cualquiera de los otros métodos de levantamiento.
- La producción de arena en el fluido no afecta a los equipos de levantamiento con gas en la mayoría de las instalaciones.
- El levantamiento con gas no es afectado por la desviación de un pozo.
- Su flexibilidad es superior a la de otras formas de levantamiento. Las instalaciones pueden ser diseñadas para levantar inicialmente a profundidades cercanas a la superficie y a la profundidad total en el momento del agotamiento del yacimiento, además se pueden diseñar para levantar desde uno hasta miles de barriles.
- El número relativamente pequeño de partes móviles, permite un levantamiento más duradero en comparación con otros sistemas de levantamiento.
- Los costos de producción son generalmente menores, comparados con los otros sistemas de levantamiento artificial, particularmente a grandes profundidades.

- Es ideal para suplementar el gas de la formación con el fin de levantar artificialmente pozos con relaciones gas – petróleo (GOR) relativamente altas.

4.1.2 Limitaciones del Levantamiento con Gas

Por otra parte, el sistema de levantamiento con gas o Gas Lift, presenta también algunas limitaciones que se resumen a continuación:

- Es indispensable que exista la suficiente cantidad de gas para poder llevar a cabo un levantamiento, de igual forma se puede utilizar aire o gases de escape.
- El excesivo espaciamiento entre los pozos puede dificultar el uso de una fuente centralizada de gas a alta presión. Esta limitación ha sido superada en algunos pozos aprovechando el gas de la capa gasífera para el levantamiento y reinyectarlo a la capa de gas por medio de pozos inyectoros.
- Se debe tener en cuenta que el gas que se utilice para el levantamiento no sea muy corrosivo, ya que puede obstaculizar seriamente las operaciones a menos que sea tratado antes de ser utilizado.
- Los costos de los completamientos son un poco elevados, debido a la alta resistencia que debe manejar la tubería de revestimiento.

4.2 PROBLEMAS MÁS COMUNES DEL LEVANTAMIENTO CON GAS EN EL CAMPO PROVINCIA

Las instalaciones de levantamiento con gas o Gas Lift son generalmente diseñadas para una vida normal de servicios de dos a tres años, determinada principalmente por el estado de operación de las válvulas de levantamiento o por el cambio de las condiciones del pozo. De acuerdo a esto, los trabajos de servicios a pozos y reacondicionamiento son aplicados esporádicamente, teniendo en cuenta para su planeación involucrar la mayor cantidad de pozos con tiempo de servicio y condiciones de operación similares.

Teniendo en cuenta el análisis hecho en el capítulo anterior, los problemas más comunes que se presentan en el sistema de levantamiento artificial con gas en el Campo de Operaciones Provincia de ECOPETROL S.A. son:

- Acumulación de Parafina.
- Arenamiento.
- Flujo libre de gas (Descalibración de válvulas de Inyección).
- Cambio en las condiciones de producción (Rediseño del Sistema de levantamiento).

4.2.1 Acumulación de Parafina

Es formada debido a la expansión del gas inyectado y producido causando un enfriamiento de los fluidos que, a medida que aumenta, puede alcanzar su cristalización depositándose como una masa sólida.

Como la mayor expansión del gas ocurre en la parte superior del pozo, la mayor parte de parafina se encontrará depositada a poca profundidad, ya sea en forma de capas sobre las tuberías de producción o revestimiento, obstruyendo válvulas de levantamiento o taponando completamente las líneas de flujo. Es posible encontrar depositación de parafina en las líneas de superficie, separadores y tanques de almacenamiento.

4.2.2 Arenamiento

Debido a los volúmenes de producción dados por el sistema de levantamiento con gas, son fácilmente alcanzadas las condiciones críticas de velocidad logrando el potencial necesario para que sean transportados los granos no cementados de arena y depositados en el fondo del pozo, en las válvulas de levantamiento o en los tanques de almacenamiento.

Constituyendo un elemento altamente abrasivo, la presencia de arena en la tubería de producción, empaques y válvulas puede dañar su estructura física disminuyendo en gran porcentaje la eficiencia del bombeo y vida de servicio.

4.2.3 Flujo Libre de Gas

Se refiere a la disminución de la eficiencia del bombeo causado por fugas en los componentes del sistema en subsuelo como en válvulas de levantamiento, en la tubería de producción o en los empaques.

Estas fugas pueden ser causadas por deficientes mecanismos de operación, procedimientos inadecuados en su aplicación, excesivos esfuerzos en trabajos anteriores y principalmente a la exposición continua de elementos corrosivos y abrasivos.

4.2.4 Cambio en las Condiciones de Producción

La paulatina disminución de la presión del yacimiento hace que la afluencia de fluidos hacia el pozo sea cada vez menor logrando disminuir el nivel de fluido dinámico en el pozo para el cual fueron diseñados los componentes del pozo.

La profundidad de las válvulas de levantamiento llega a ser insuficiente produciéndose muy poca cantidad de fluidos del yacimiento requiriendo rediseñar o implementar algún mecanismo de levantamiento considerando las condiciones actuales del pozo.

4.3 SOLUCIONES A LOS PROBLEMAS DE OPERACIÓN

La solución a los anteriores problemas se pueden hacer por medio de trabajos de Workover menores o Well Services tales como servicio a válvulas de levantamiento, asentamiento o cambio de empaques, corte de parafina y toma de registros de Presión y Temperatura que se realizan con unidades de Wire Line o cable de acero ya que no se requiere retirar la tubería de producción del pozo.

A continuación se presentan algunas posibles soluciones y recomendaciones a los problemas ya mencionados para el campo Provincia.

4.3.1 Métodos de Tratamiento en la Deposición de Parafinas

Los métodos de tratamiento de la depositación de parafina se puede dividir en dos, el de prevención y el de remoción, aunque existen tratamientos que remueven el depósito y a su vez evitan que este se presente en un periodo de tiempo que depende del diseño del tratamiento y de la rigurosidad del daño.

4.3.1.1 Método de Prevención

- **Inhibición Magnética.** El método se basa en la aplicación de un campo magnético al crudo parafínico, el cual polariza las partículas de parafina con el fin de que se repelan y no formen agregados. Se ha comprobado que este tratamiento mejora ostensiblemente las

condiciones de flujo y transporte de crudo. En la industria hay herramientas disponibles diseñadas con objetivos especiales para prevención en tubería de producción, superficie e inclusive tanques de recolección. El tratamiento magnético tiene las siguientes ventajas económica y técnicamente hablando:

1. La herramienta no consume energía diferente a la del pozo en que es colocada, además el magneto tiene vida infinita.
2. Por ser un tratamiento preventivo, evita tediosos y costosos tratamientos de remoción.
3. La herramienta es de fácil aplicación y mantenimiento.

➤ **Tratamiento Químico.** Los inhibidores y modificadores de cristales son compuestos basados en anillos químicos como naftaleno, los cuales se encargan de mantener las parafina separadas en cristales irregulares para evitar la formación de grandes cadenas y láminas parafínicas. Estos compuestos mejoran las propiedades reológicas del fluido disminuyendo la viscosidad, el punto de nube y punto de fluidez, principalmente.

Los modificadores son tratamientos muy específicos y han demostrado no ser exitosos en todas sus combinaciones, debido a esto se deben hacer pruebas de laboratorio para escoger el tratamiento más adecuado en cada caso.

Una desventaja de estos tratamientos es su corta vida, cuando el pozo se coloca en producción es posible que sean arrastrados hacia

superficie por el crudo; sin embargo, el uso de inhibidores y modificadores sólidos minimiza este problema y además dosifica su consumo haciendo el tratamiento más perdurable.

4.3.1.2 Tratamiento Remedial

- **Tratamiento con Solventes.** A través de los años se ha comprobado la efectividad de solventes como el Xileno y el Tolueno en la remoción de precipitados tanto de parafinas como de asfaltenos. El gran inconveniente de estos tratamientos son las condiciones bajo las cuales se deben trabajar, debido a su bajo punto de chispa y el grado de toxicidad.

No obstante, cuando los depósitos se presentan en las líneas de superficie se debe hacer un análisis que permita establecer si es económicamente más viable una remoción mecánica, teniendo en cuenta los costos de los solventes y surfactantes y el personal experimentado necesario para los trabajos.

- **Método de Remoción Mecánica.** Este método es útil cuando el depósito se presenta en las líneas de producción y superficie, consiste básicamente en el uso de raspadores, cuchillas, y churruscos, corridos mediante cable de acero controlado manual o automáticamente.

Existen otros sistemas que bajan la herramienta con el pozo cerrado y al colocarlo en producción, el flujo abre las cuchillas y las desplaza hacia superficie removiendo el material que se presenta en las líneas.

El precipitado en superficie es más fácil de remover, generalmente se desplaza tapones de fibra sintética o goma dura.

La remoción mecánica es un procedimiento económico siempre y cuando no requiera de mucha frecuencia. Cuando en pozo tiene problemas críticos de deposición de parafina, el empleo continuo de personal y equipo de Wire Line implica costos mayores que el que se puede obtener con un tratamiento químico o magnético.

4.3.2 Métodos de Tratamiento para el Arenamiento

Existen varios métodos para el control del arenamiento de los pozos petroleros, cuyo material es altamente abrasivo debido a las altas velocidades que se manejan con el sistema levantamiento con gas, entre los más representativos tenemos:

4.3.2.1 Liner Ranurados

Los liners ranurados sin empaques con grava, son la manera más sencilla de controlar la producción de arena en pozos teniendo en cuenta la cantidad de arena a producir. Este mecanismo debe emplearse, sólo si se tiene una arena bien distribuida y limpia, tamaño de grano grande, para que no se tapone el liner. Los liners actúan como filtros de superficie entre la formación y el pozo, los liners ranurados previenen la producción de arena basados en el ancho de las ranuras o aperturas para el flujo, creando así un filtro que permite la producción de petróleo.

La selección del liner ranurado se basa fundamentalmente en factores económicos. El liner ranurado es menos costoso, pero presenta limitaciones de anchura de las ranuras y, por lo general, tiene menos área de flujo disponible. Por su parte, las rejillas pueden tener aberturas mucho más grandes y un área de flujo mayor, pero resultan más costosas.

➤ **Ventajas de los liners ranurados**

- Fáciles de correr.
- Pueden ofrecer un control de arena razonablemente bueno en condiciones adecuadas.

➤ **Desventajas de los liners ranurados**

- Si el puente que se ha formado no es estable, y se rompe, el liner puede obstruirse con el tiempo debido a la reorganización de la arena de Formación.
- En pozos de alta tasa hay la posibilidad de que ocurra una falla del liner por erosión antes de que se forme el puenteo.
- Adecuados únicamente para formaciones de granos grandes y bien distribuidos, alta permeabilidad y poca o ninguna arcilla.

4.3.2.2 Liner Pre-empacados

Los liner pre-empacados son un filtro de dos etapas con las envolturas externas e internas de la rejilla que entrapan el medio filtrante. El medio

filtrante (típicamente grava) no deja pasar los granos de la formación más pequeños, esta arena actúa como agente puenteante cuando se produce arena de formación mientras que la envoltura exterior de la rejilla filtra los granos de la formación más grandes.

➤ **Ventajas del Liner Pre – empacado**

- A pesar de ser pre-empacadas no se aumenta el radio externo de las rejillas.
- En algunos casos son menos costosas que las tuberías ranuras de gran diámetro.
- Poseen mayor capacidad de flujo por pie.

➤ **Desventajas del Liner Pre – empacado**

- Es muy propensa a daños físicos durante su asentamiento en el pozo.
- La grava consolidada es poco resistente a la erosión.
- La grava consolidada, al igual que los sistemas de consolidación plástica, son poco resistentes a la acción de ácidos, vapor, etc.
- Productividad de los pozos se reduce cuando las aberturas se taponan.

4.3.2.3 Empaquetamiento con Grava en Hueco Revestido

El empaquetamiento con grava en hueco revestido es una de las técnicas de control de arena más comúnmente utilizada en la industria petrolera. Este método de control de arena utiliza una combinación de rejilla y grava para establecer un proceso de filtración en el fondo del pozo. La rejilla es colocada a lo largo de las perforaciones y un empaque de grava con una distribución adecuada de arena es colocado alrededor de la rejilla y en las perforaciones.

➤ Ventajas del Empaquetamiento con Grava en Hueco Revestido

- Existen facilidades para completamiento selectivo y para reparaciones en los intervalos productores.
- Mediante el cañoneo selectivo se puede controlar con efectividad la producción de gas y agua.
- La producción de fluidos de cada zona se puede controlar y observar con efectividad.
- Es posible hacer en completamientos múltiples.

➤ Desventajas del Empaquetamiento con Grava en Hueco Revestido

- Taponamiento debido a la formación de escamas cuando el agua de inyección se mezcla con el fluido de completamiento a base de calcio usado durante el empaque con grava.

- Pérdida de fluidos durante el completamiento causando daño a la formación.
- Erosión / corrosión de la rejilla debido a la arena que choca contra cualquier superficie expuesta.

4.3.2.4 Empaquetamiento con Grava a Hueco Abierto

El empaquetamiento con grava en hueco abierto implica perforar por debajo del zapato o cortar el revestimiento de producción a la profundidad de interés, ampliando el diámetro, para luego colocar una rejilla frente al intervalo ampliado, y posteriormente circular la grava al espacio entre el liner ranurado y el hueco, de tal forma que el liner ranurado funcione como dispositivo de retención de la grava y el empaque con grava como filtro de la arena de la Formación.

➤ Ventajas de los empaques con grava en Hueco Abierto Ampliado

- Bajas caídas de presión en la cara de la arena y alta productividad.
- Alta eficiencia.
- No hay gastos asociados con tubería de revestimiento o cañoneo.
- Menos restricciones debido a la falta de túneles de perforación.

➤ **Desventajas de los empaques con grava en Huevo Abierto Ampliado**

- Es difícil excluir fluidos no deseables como el agua y el gas.
- No es fácil realizar la técnica en formaciones no consolidadas.
- Requiere fluidos especiales para perforar la sección del huevo abierto.
- Las rejillas pueden ser difíciles de remover para futuros recompletamientos.
- La habilidad para controlar la colocación de tratamientos de estimulación es difícil.

4.3.3 Método de Tratamiento para el Flujo Libre de Gas

A la hora de evaluar el funcionamiento del sistema de Gas Lift, por medio de los Gradientes Estáticos y Dinámicos de Presión y Temperatura o simplemente con la revisión del comportamiento de la presión por medio de las cartas del pozo, se debe tener muy presente el flujo de gas que se está inyectando al pozo para realizar el levantamiento de la columna de fluido.

El mal funcionamiento en la mayoría de los casos se debe al flujo libre de gas por descalibración de las válvulas, debido posiblemente a los golpes que sufren las válvulas a la hora de ser bajadas al pozo, o golpes cuando se baja con herramientas y barras de peso a tomar fondo o gradientes, de igual

forma se debe proceder para hacer el retiro de las válvulas del pozo, para hacer la prueba en el laboratorio para verificar la presión a la cual abre la válvula y luego calibrarla a su respectiva presión de trabajo.

4.3.4 Método de Tratamiento para el Cambio en las Condiciones de Producción

Cuando se habla de cambio en las condiciones de producción, se refiere a la disminución de la presión del yacimiento, es decir la energía del pozo para fluir se va acabando, de esta manera llega menor cantidad de fluido a la cara del pozo, lo que hace necesario crear un rediseño en el sistema de levantamiento, ya que la profundidad de las válvulas será insuficiente para la producción del fluidos del pozo.

En este caso en particular, el encargado de rediseñar el sistema para optimizar el levantamiento, es el Ingeniero de Petróleos con el conocimiento suficiente no sólo de las características del yacimiento y del campo, sino también con el conocimiento adecuado sobre sistemas de levantamiento artificial con gas.

5. CONCLUSIONES

- Se realizó en un 90% la actualización de la información, de los trabajos realizados en el campo Provincia desde el año 2000 hasta el año 2005, en total se actualizaron 150 pozos, cargando al Software corporativo DFW 502 registros dentro de los cuales se encuentran: 246 Fill Up o toma de fondo para determinar la cantidad de arena y parafina presentes en el pozo, 144 Gradientes Dinámicos y Estáticos de Presión y Temperatura que permiten evaluar el funcionamiento del sistema de Gas Lift, 62 Mantenimientos a pozos refiriéndose al cambio y recalibración de válvulas, limpieza de puentes de arena y obstrucciones de parafina y 51 Workovers hechos en el campo para mantenimiento de la producción.
- Después de realizada la actualización en el Software corporativo DFW durante seis meses, se pudo identificar y analizar los problemas de operación más frecuentes en el campo Provincia, dentro de los cuales se destacan: La acumulación de parafina, el arenamiento de los pozo, la descalibración de las válvulas de inyección y el cambio en la condiciones del yacimiento lo que conlleva a un rediseño del sistema de gas lift.
- El problema de la acumulación de parafina dentro de la tubería de producción, se produce en un cierto número de pozos en particular,

con un promedio de cinco trabajos de limpieza de parafina en el transcurso de cada año para los pozos más problemáticos.

- El arenamiento es más común que la parafina en el campo, debido a las altas velocidades que se alcanzan con el sistema de levantamiento artificial y a la baja consolidación de las arenas del campo, a la hora de la limpieza de puentes de arena se cuenta también con un problema adicional de precipitación de parafina haciendo más difícil el trabajo de limpieza.
- Otro de los problemas más comunes es la descalibración de la Presión de las válvulas del sistema de Gas Lift, esto se debe a la inadecuada operación en trabajos de servicio a pozos donde son golpeadas las válvulas, provocando problemas de inyección de gas al pozo.
- Con relación a los trabajos de Workover realizados en el campo y en especial los hechos durante el año 2004, donde se recañearon algunas zonas para aumentar o mantener la producción, el resultado de los trabajos fueron bastante exitosos para algunos pozos, de igual forma la mayor cantidad de problemas se tuvieron por pega de tuberías y rompimiento de cable, quedando pescados dentro del pozo.
- Dentro de las posibles soluciones a los problemas de operación en el campo Provincia con poca inversión, es organizar un programa de limpieza de arena y parafina a los pozos más problemáticos y no esperar a la corrida de un Fill Up o Gradiente para realizar el trabajo, es mejor un trabajo preventivo a un trabajo remedial.

6. RECOMENDACIONES

- Realizar un programa de trabajo para revisar la cantidad o puentes de arena y parafina para los pozos mas problemáticos y de esta manera prevenir la acumulación de estas elementos que obstruyen la tubería de producción y las válvulas de inyección disminuyendo la cantidad de crudo y gas en superficie.
- Realizar los trabajos de servicio a pozos de la manera más eficientemente posible, optimizando tiempo en lo referente a la movilización y armado de equipo. De igual forma mantener todo el material necesario en el pozo para evitar movilizaciones innecesarias y de esta manera pérdida de tiempo.
- Tener en cuenta las posibilidades de realizar trabajos preventivos y no remediales a los pozos cuya producción de parafina es alta, es preferible una pequeña inversión que realizar trabajos en cada pozo para limpiar las obstrucciones de la tubería de producción.
- Para la descalibración de las válvulas por operación inadecuada, golpes y demás, se recomienda utilizar centralizador a la hora de bajar a correr Fill Up o Gradientes de Presión y Temperatura al pozo, de esta manera se evitan los golpes a las herramientas electrónicas y las válvulas.

- Mantener los Files de los pozos actualizados, con los reportes diarios de los trabajos realizados a los mismos y sus respectivas horas de Movilización de equipo, armado, hora de conexión de las herramientas, operación de Wire Line, desarmado, etc. para mantener la base de datos del Software DFW con una buena información.

- No dejar desactualizar la base de Datos del Software corporativo DFW, ya que es una herramienta de gran ayuda donde se pueden obtener los datos necesarios de cada uno de los pozos y de igual forma hacer consultas sobre trabajos realizados, fechas y demás, y la presentación del estado mecánico actual de pozo con todos sus accesorios.

BIBLIOGRAFIA

1. BAYTER ARIZA, Rafael Eduardo. y SALAZAR VANEGAS, Jesús. Estudio para la Prevención y Control de Arenamiento en la Formación Mugrosa Grupo "P" Campo Provincia. Bucaramanga. 1992. Tesis de Grado, Universidad Industrial de Santander, UIS. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
2. BLANN, Jack R. y MARTINEZ, John. Manual para Aumentar la Eficacia del Levantamiento con Gas. Production Operations Division. Exxon Production Research Company. 1985.
3. Boletín Informador – Superintendencia de Operaciones Provincia. 1993 – 1996.
4. DÍAZ CONSUEGRA, Harving y LOZA CASTILLO, Jaime Alberto. Precipitación de Parafinas y Asfaltenos: Causas, Prevención y Soluciones. Bucaramanga, 1995. Tesis de Grado, Universidad Industrial de Santander, UIS. Escuela Ingeniería de Petróleos.
5. DÍAZ, Yoslery. Diagnóstico del Problema de Producción de Arena y Desarrollo de una Metodología para la Selección del Método más Adecuado para su Control en el Área Mayor de Socororo. Abril, 2002. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleos.

6. ESTEVEZ SERRANO, Julián y GELVEZ GÓMEZ, Luis Ricardo. Programa de Optimización de Trabajos de Workover. Bucaramanga, 1990. Tesis de Grado, Universidad Industrial de Santander, UIS. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
7. Evaluación del Entorno. Operaciones Provincia. Junio de 2004.
8. FERNEYES, Hebert; CHAPRRO MILLÁN, Carlos Humberto; BUENO SILVA, Ricardo y otros. Provincia – Bonanza, Evaluación de los Campos y Transferencia de Tecnología. Noviembre de 2000. ECOPETROL ICP y SCHLUMBERGER.
9. FONSECA, F. Estudio Técnico Económico de las Completaciones Hueco Entubado con Empaque con Grava, Hueco Entubado con Fracturas Altamente Conductivas y Hueco Abierto Ampliado con Empaque con Grava para los Pozos SOC-3 y SOC-5 del Campo Socororo Área Mayor de Socororo. Julio, 2002. Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleos.
10. Informe Anual de Operaciones. Superintendencia de Operaciones Provincia 1993 – 1996.
11. MERCADO ARRIETA, Gabriel. Optimización del Sistema de Gas Lift Campo Bonanza. Bucaramanga. 2000. Especialización en Ingeniería de Gas. Universidad Industrial de Santander, UIS. Escuela de Ingeniería de Petróleos.



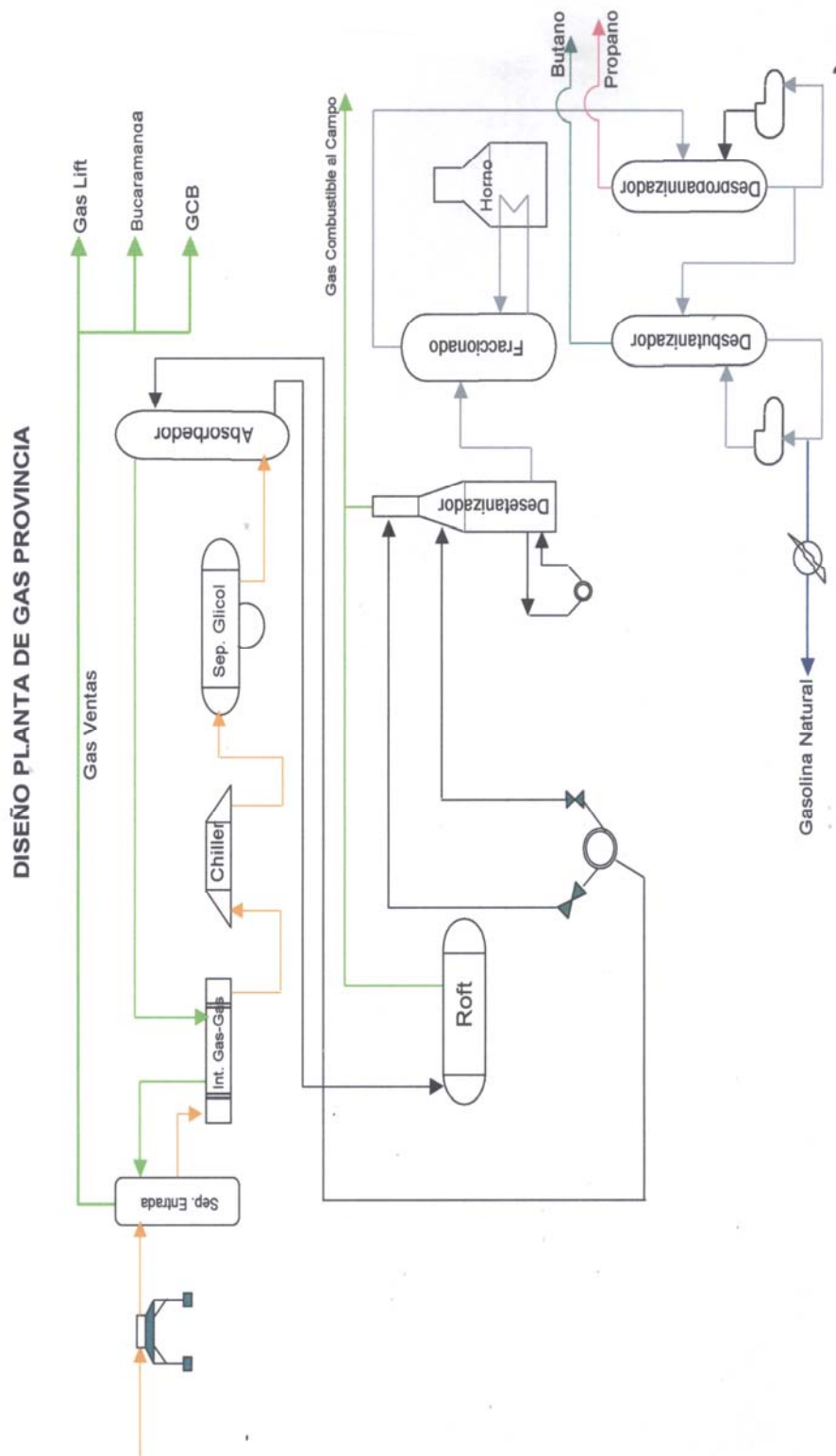
12. PETRÓLEO Y DESARROLLO SOCIAL, Una Historia de los Campos de Provincia. 1997. ECOPETROL S.A.

13. RINCÓN, Luis J.; SANTACRUZ G., Ricardo; PALACIO U., Juan C. Evaluación Integrada de Yacimientos Campo Provincia: Formaciones Lisama, La Paz, Esmeralda y Mugrosa. Bogotá D.C. 1995.



ANEXOS

ANEXO A



ANEXO B

LINEAS DE CRUDO, GAS Y PRODUCTOS

