

UNA INNOVACIÓN EN PROYECTOS DE REHABILITACIÓN DE CAMPOS PETROLEROS

Frédéric Briens
Miguel Rumbos
Jay Haskell

Schlumberger
Lasmo de Venezuela
Schlumberger

RESUMEN

Latinoamérica ofrece numerosas oportunidades para proyectos de rehabilitación de campos petroleros, los cuales hoy en día se llevan a cabo en países como Venezuela, Perú, Colombia, Ecuador, y Argentina; cada uno es diferente y posee características singulares; con el objetivo principal de incrementar la producción de petróleo con la mayor celeridad posible, el primer esfuerzo de los operadores recientemente encargados del manejo de estos campos maduros se enfoca hacia la recompletación y el reacondicionamiento de los pozos existentes. Esta tarea es sumamente difícil debido al gran volumen de información técnica para procesar, asimilar, e integrar, dado que los campos maduros tienen, a menudo, un alto número de pozos con un estado mecánico complicado, como resultado de varios trabajos de reacondicionamiento a lo largo de los años. En consecuencia, es importante poder escoger, al inicio, los mejores pozos candidatos a una reparación, los cuales darían la tasa más alta de producción al costo más bajo y resultarían en un proyecto más exitoso desde el comienzo de las operaciones. Este trabajo presenta un procedimiento novedoso el cual integra ambas reservas (comprobadas o proyectadas) y completaciones mecánicas de los pozos. Al inicio, una base de datos es desarrollada para tener acceso a varias fuentes de información, las cuales comprenden principalmente los datos históricos de producción, las reservas (comprobadas o proyectadas) por yacimiento, pozo, o arenas, los diagramas de completaciones de los pozos, y, por último, los costos históricos de los trabajos de reparación. Un algoritmo permite, por ende, buscar en la base de datos cuales son los pozos que satisfacen varios requerimientos, tales como cierto nivel de reservas y costo por barril inferior a un límite escogido. Una vez identificados, los pozos candidatos son revisados individual y detalladamente y una propuesta de reparación es preparada. El procedimiento presentado en este trabajo permite identificar, rápidamente, cuales son los mejores pozos candidatos a una recompletación y/o un reacondicionamiento de la totalidad de los pozos del campo para lograr maximizar el valor económico del proyecto. Igualmente, esta técnica permite resaltar zonas en las cuales, con las completaciones existentes, es imposible acceder a las reservas, por consiguiente es posible identificar ubicaciones para pozos nuevos y otras opciones tales como el sidetrack, reentry y otros., y así disponer de una variedad de opciones, las cuales formarán parte del plan de desarrollo del proyecto a largo plazo. Un ejemplo concreto que ilustra esta novedosa técnica es el proyecto Dación en el Oriente de Venezuela, el cual tiene 334 pozos con 1016 completaciones.

INTRODUCCIÓN

A continuación se presenta una técnica innovadora, que permite una selección rápida y confiable de los pozos con mayor potencial para ser candidatos a un trabajo de reparación o reacondicionamiento, en el contexto de un proyecto de rehabilitación de un campo petrolero con un gran número de pozos. La innovación se logra a través de la integración de los datos de producción, de yacimiento, y los diagramas de completación, todo ello con la finalidad de seleccionar, ordenar y clasificar los pozos elegibles a ser reparados, empleando como criterio preponderante acceder a la mayor cantidad de reservas a los costos más bajos, maximizando así el valor económico del proyecto de rehabilitación desde su inicio.

Latinoamérica ofrece oportunidades para las contrataciones de proyectos de rehabilitación de campos petroleros, los cuales hoy en día se llevan a cabo en países como Venezuela, Perú, Colombia, Ecuador, y Argentina. Cada proyecto es diferente y posee características singulares; no obstante, todos tienen un objetivo en común, incrementar a bajos costos la producción de petróleo con la mayor celeridad posible. Para alcanzar este objetivo, el primer esfuerzo de los operadores a quienes se les ha delegado recientemente el manejo de estos campos maduros, se enfoca hacia la recompletación y el reacondicionamiento de los pozos existentes. Esta tarea se torna sumamente difícil debido al gran volumen de información técnica a procesar, asimilar, e integrar, dado que los campos maduros tienen, a menudo, un gran número de pozos con un estado mecánico complicado, como resultado de varios trabajos de reacondicionamiento a lo largo de la vida de los pozos. En consecuencia, es imprescindible poder escoger, en un lapso no mayor de algunas semanas, al inicio del proyecto, los pozos con mayor potencial para una reparación, los cuales darían las reservas más cuantiosas a costos más bajos y resultarían en un proyecto bastante exitoso desde el comienzo de las operaciones. Otra consideración primordial en la selección de tales pozos es el estado y las capacidades de las instalaciones de superficie, las cuales permiten fluir los pozos, procesar los fluidos producidos, y exportar la producción.

Sin embargo, cabe destacar que este informe se restringe a la descripción de la búsqueda de los pozos con mayor potencial para una reparación, sin tomar en consideración la infraestructura de las facilidades de superficie.

El primer desafío que afrontan los proyectos de rehabilitación de campos maduros reside en el gran volumen de información existente que dificulta la revisión, integración, y asimilación rápida de tal información, y en consecuencia la toma de decisiones basadas en todos los datos disponibles. Los datos esenciales para la búsqueda de pozos candidatos a RA/RC son las reservas en cada arena, y el costo para acceder a éstas. Los costos de recompletación de cada arena productiva en un pozo, están directamente relacionados con la completación del mismo, tales como el número de empaaduras por sacar, tapones de hierro por fresar, o intervalos abiertos por forzar. Las reservas volumétricas remanentes en un pozo pueden ser calculadas tomando en cuenta el petróleo originalmente en sitio, la producción acumulada de petróleo de la arena, y el factor total de recobro del yacimiento. Otras técnicas para establecer las reservas remanentes, pueden ser: una extrapolación de la declinación de producción del pozo, un balance de materiales, o un estudio de simulación. No obstante, en el contexto de los proyectos de rehabilitación de campos maduros, se considera una técnica volumétrica como la más apropiada por las siguientes razones: 1) a menudo, la historia de producción no es propicia para una declinación confiable; 2) escasez de datos de presiones; 3) falta de tiempo para el uso de técnicas sofisticadas.

EL PROYECTO DACIÓN

La concesión Dación del Oriente de Venezuela (ver Gráfico 1) tiene 3 campos, 534 yacimientos, 344 pozos (ver Gráfico 2) con 1,016 completaciones, y ha sido explotada desde el año 1949. Un pozo característico de este área tiene de 4 a 10 arenas productivas (ver Gráficos 3a y 3b) las cuales son producidas de manera selectiva (ver Gráficos 4a y 4b) y, como lo ilustran los Gráficos 5a y 5b, puede tener hoy en día una completación muy complicada desde un punto de vista mecánico, producto de varias operaciones de recompletación desde el inicio de su vida como productor. Una base de datos moderna es la herramienta idónea para el manejo de grandes volúmenes de información. A continuación se presenta su automatización y el control del procedimiento de búsqueda de pozos candidatos para trabajos de RA/RC. Este tipo de herramienta fue adoptado al inicio del proyecto Dación y se desarrolló una base de datos con los siguientes requerimientos para delinear el contenido de los datos: 1) tasas históricas de producción de petróleo, gas, y agua; 2) espesor neto, porosidad, saturación inicial de petróleo, y área de drenaje, todo lo anterior para cada arena producida en cada pozo; 3) datos de yacimientos tales como el petróleo originalmente en sitio, y el factor total de recobro; 4) datos de presión de yacimiento; 5) datos de propiedades de fluidos (PVT); 6) registros; y 7) diagramas mecánicos de completación. A diferencia de los datos de producción que son comúnmente fáciles de manejar, los registros y los diagramas de completación presentan más dificultades para ser integrados con los datos de producción. Estas consideraciones llevaron, en el caso del proyecto Dación, a escoger una herramienta que suministre tal capacidad de integración de datos¹ (ver Gráfico 6). En consecuencia, el esfuerzo inicial fue la compilación, el control de calidad, y la digitalización, cuando fuese necesaria, de los datos individuales de producción de cada pozo, de los registros, de los yacimientos, y de los diagramas mecánicos, lo cual representó un trabajo de una magnitud bastante considerable.

EL ALGORITMO INNOVADOR DE BÚSQUEDA DE POZOS

Luego, un algoritmo innovador fue desarrollado con el fin de llevar a cabo, en todas las completaciones de la concesión, los siguientes cálculos: 1) calcular las reservas remanentes en cada completación; 2) calcular el costo para acceder a cada completación mediante un trabajo de reparación con taladro; 3) calcular el costo por barril para cada completación; 4) ordenar los pozos según criterios preestablecidos; y por último 5) seleccionar los pozos basándose en algunas características deseadas de completación. A continuación se detalla cada una de las funciones mencionadas anteriormente.

CÁLCULOS DE LAS RESERVAS REMANENTES

Las reservas remanentes son calculadas mediante un método volumétrico, el cual requiere la siguiente información: 1) el espesor neto de arena, la porosidad, y la saturación inicial de petróleo, los cuales son derivados de los registros; el factor volumétrico de formación del petróleo, el cual se determina usando la presión inicial de yacimiento y una correlación o una tabla de datos de laboratorio, igualmente si disponible, el área de drenaje del pozo, el cual recibe un valor variable arbitrario, con el fin de comparar los pozos sobre la misma base; 2) el factor total de recobro del yacimiento, el cual fue establecido basándose en la experiencia del anterior operador de la concesión (50 años de manejo de los campos);

y 3) la producción acumulada actual de petróleo de la completación. En resumen, las reservas remanentes se apoyan en tres entidades de la base de datos, a saber: yacimientos, registros, y producción, las cuales son ilustradas en el Gráfico 7.

COSTOS PARA ACCEDER A CADA COMPLETACIÓN

Los costos para acceder a cada completación son calculados basándose en los costos históricos de trabajos de reparación con taladro, ajustados, cuando necesario, con los costos actuales incurridos durante los primeros trabajos de reparación ejecutados por el nuevo operador. Estos costos, con más detalle, son derivados de una tabla (ver Gráfico 8), la cual asocia cada elemento de la completación del pozo con un costo determinado, tales como remover la tubería de producción (función de su profundidad), sacar una empacadura hidráulica o fija, moler un tapón de hierro o de cemento, recuperar un pez, forzar un intervalo abierto, preparar la ubicación para el taladro, correr un registro de saturaciones, de corrosión, de cementación, y otras contingencias. El algoritmo de búsqueda selecciona cada arena producida en un pozo, una por una, y luego examina el diagrama de completación del pozo, registrando todos los elementos de la completación ubicados por encima de la arena de interés y que, por ende, deben ser removidos para acceder nuevamente a las reservas remanentes de la arena. Luego, el algoritmo suma los costos asociados con la variedad de elementos antes mencionados con el fin de determinar el costo total de una intervención con taladro. Además, la base de datos guarda los datos de completación en una tabla que se puede usar para identificar la presencia de un elemento específico en un grupo determinado de pozos. En resumen, el costo para acceder a una arena productiva en un pozo se infiere de dos fuentes de información de la base de datos: la tabla de los diagramas de completación y la tabla de los costos de intervención (ver Gráfico 8).

CÁLCULO DEL COSTO POR BARRIL PARA CADA COMPLETACIÓN Y ORDENAMIENTO DE POZOS

Una vez conocidos las reservas remanentes en cada arena de cada pozo y los costos necesarios para acceder a éstas, se puede calcular el costo por barril, el cual fue elegido en el proyecto Dación como el criterio preponderante para ordenar los pozos candidatos para una reparación mayor, iniciando el programa de rehabilitación con el pozo que tenga el menor costo por barril. Se agregaron, además, otros criterios de selección, tales como unas reservas remanentes de por lo menos 200,000 barriles de petróleo y un costo total de intervención de un máximo de US\$500,000. El algoritmo descrito anteriormente, combinado con las capacidades de reporte de la base de datos, permite conducir una evaluación del potencial de cada completación en cada pozo de la concesión entera y producir un reporte completo, el cual represente el punto de partida para establecer un plan de programación de los trabajos de reparación más prometedores. La variedad de cálculos requeridos alcanza cierta complejidad, y por ende, se requiere el uso de un lenguaje simple de programación de modo que se pueda crear lo que se llaman "funciones del usuario", las cuales permiten reportar un parámetro de interés sin tener que manejar los pasos intermediarios. El Gráfico 9 ilustra la función usada para la determinación de las reservas remanentes en cada completación producida y el Gráfico 10 suministra un ejemplo de la función usada con los diagramas de completación para determinar el costo de acceso a una arena en particular.

SELECCIÓN DE POZOS BASÁNDOSE EN ALGUNAS CARACTERÍSTICAS DESEADAS DE COMPLETACIÓN

Mientras se llevaba a cabo la implementación práctica de esta técnica innovadora, surgieron nuevas aplicaciones de ésta, tales como un sistema de reporte de las diferentes completaciones de los pozos (ver Gráfico 11) y la selección de pozos candidatos a una reparación sin taladro, como por ejemplo un tratamiento con ácido en un empaque con grava llevado a cabo mediante una unidad de tubería flexible (coiled tubing), un fracturamiento hidráulico para el control de producción de arena, o la identificación de arenas finas aún no cañoneadas. Así fueron identificados de manera completa todos los pozos con empaque con grava candidatos a una estimulación con ácido o los pozos candidatos a un fracturamiento sin taladro. Debido a la variedad de intervenciones planificadas para los pozos seleccionados para un trabajo de reparación, se destacó la importancia de rastrear en la base de datos si un pozo había sido sometido a una reparación y el tipo de la reparación, con el fin de eliminar en la búsqueda los pozos que ya habían sido reparados.

LIMITACIÓN DE LA TÉCNICA

La técnica permite la evaluación y comparación, de manera consistente, de todos los pozos del proyecto y resalta los que tienen los atributos requeridos para ser reparados exitosamente. Sin embargo, la técnica tiene sus limitaciones debido al hecho de que no investiga en detalle el comportamiento histórico de producción, la historia de presiones, el comportamiento del yacimiento, y otros parámetros pertinentes, lo cual es requerido para la justificación de los gastos asociados con la reparación propuesta, internamente y por los entes reguladores del país. Los pozos identificados por medio de esta técnica son, posteriormente, revisados individualmente para confirmar la validez de la selección, lo cual es facilitado por las capacidades de la base de datos para llevar a cabo varias tareas de análisis técnico, como por ejemplo un estudio de declinación o un mapa de burbuja (ver Gráfico 12).

EJEMPLO DE APLICACIÓN DE LA TÉCNICA INNOVADORA

La técnica descrita anteriormente fue aplicada al proyecto Dación, el cual se inició en el mes de Abril de 1998, y permitió desarrollar una cesta de pozos para varios tipos de intervenciones. Ésta fue revisada tomando en cuenta consideraciones tales como la necesidad de probar diferentes arenas y una variedad de gravedades de crudo, con el fin de reducir el riesgo asociado con la nueva etapa de desarrollo de los campos de la concesión, las capacidades de levantamiento e infraestructuras de superficie. Todo lo anterior permitió llegar a un grupo reducido de pozos, los cuales deberían haber representado las mejores oportunidades para iniciar una campaña de rehabilitación. Hasta el mes de Marzo de 1999, se llevaron a cabo, en la concesión Dación, 40 trabajos de reparación con taladro y 2 sin taladro, los cuales fueron todos identificados mediante la técnica nueva aquí expuesta. Algunos resultados fueron espectaculares tales como el pozo LG-214 en la arena A7L (nunca antes cañoneada) o el pozo LM-205 en la arena I6, cuyos comportamientos de producción, después de la intervención, son mostrados en los Gráficos 13 y 14 respectivamente. En el Gráfico 15, se puede observar la historia de producción del pozo LM-205 en la arena I6, es de hacer notar el incremento en producción en el orden del 300% x 400% con este reacondicionamiento. El éxito de estos pozos se atribuye tanto al uso de técnicas modernas de completación como a la selección de los mismos. Hoy en día en el proyecto Dación, las infraestructuras de superficie se están tomando en cuenta, agregando a la base de datos las capacidades de procesamiento de fluidos de cada estación de flujo, la potencia eléctrica disponible y requerida, los niveles de compresión del gas de levantamiento, y de inyección de agua, todo ello con la finalidad de tener una herramienta que facilite el manejo del proyecto en su totalidad.

CONCLUSIONES

En el proyecto Dación, la técnica innovadora ha logrado identificar el 100% de los trabajos de reparación que se han ejecutado, de los cuales se han obtenido los siguientes resultados: 70% son considerados exitosos, 10% se encuentran en espera de una prueba de flujo, 5% han sido abandonados por problemas mecánicos y el 15% son considerados no exitosos; demostrando así la aptitud de ésta para acertadamente identificar, de un gran número de pozos, los mejores candidatos a una reparación. Igualmente, una de las futuras recomendaciones a implementar en la técnica innovadora es la capacidad de resaltar variaciones bruscas en ciertas variables o propiedades de un pozo o yacimiento, por ejemplo: RGP, % A & S, presiones, y otros, con el fin de analizar y explicar dichos comportamientos. Como resultado de este monitoreo continuo, se podrán tomar rápidamente las acciones necesarias para resolver el problema en cuestión.

AGRADECIMIENTOS

Quisiéramos agradecer a la gerencia de la Alianza Lasmo-Schlumberger, por su apoyo y consentimiento en la publicación de este informe, y también al ingeniero Henryk Derek por su ayuda con el diseño del algoritmo de búsqueda usando el programa OFM.

REFERENCIA

1. Oil Field Manager (OFM), manual del usuario versión 3.0, Schlumberger Geoquest, 1999



Gráfico 1 - La concesión Dación en el Oriente de Venezuela

LASMO Dacion, Levas and Ganso Block
LASMO - SCHLUMBERGER ALLIANCE
AUG 19 / 1998 DATABASE

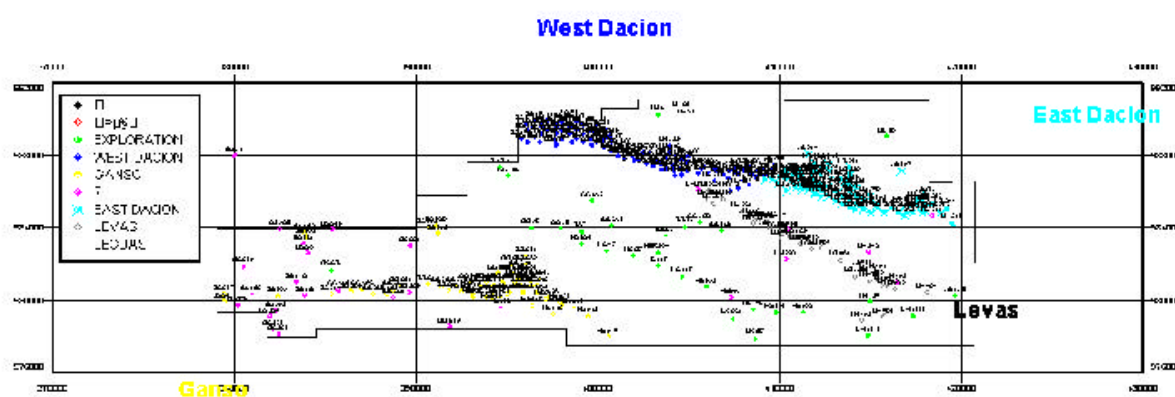


Gráfico 2 - Los campos y pozos de la concesión Dación

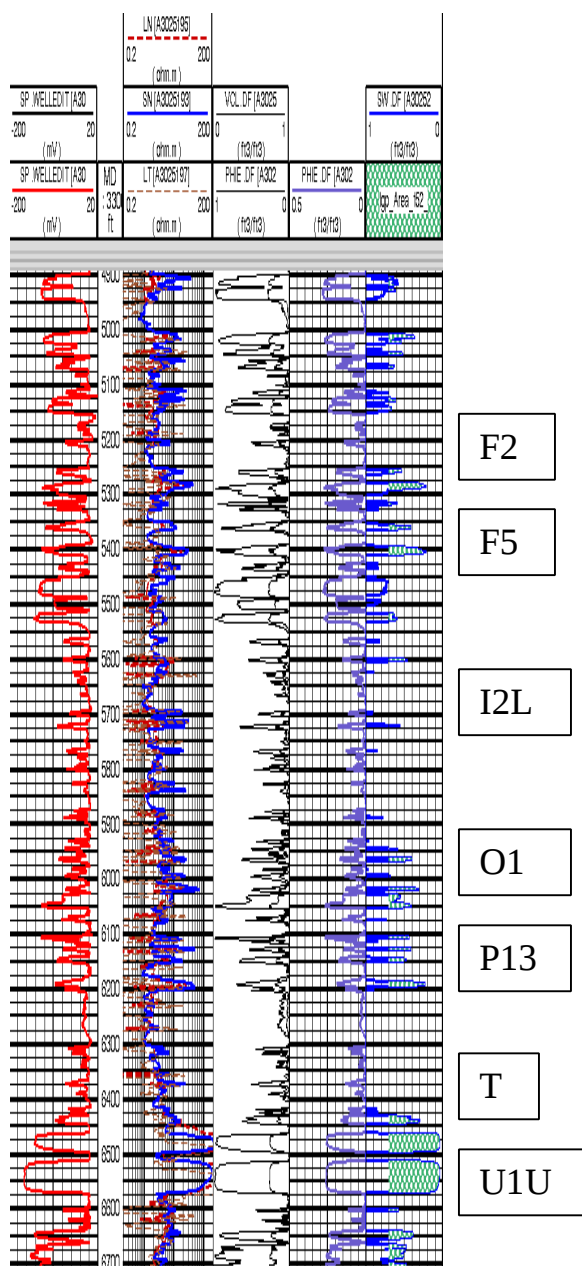


Gráfico 3a - Un pozo característico

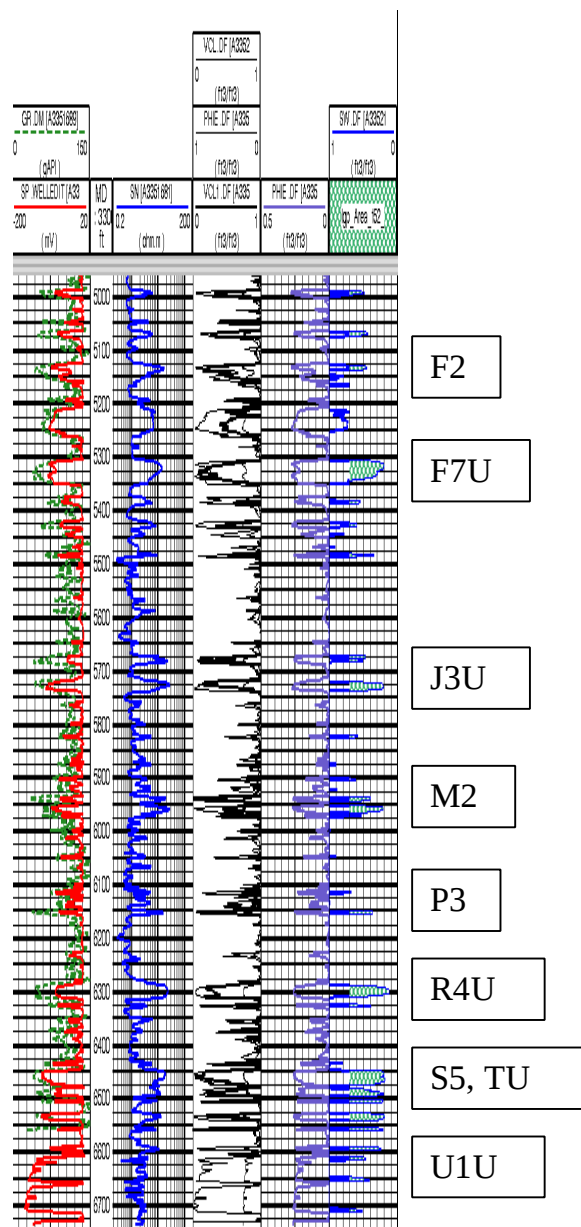


Gráfico 3b - Un pozo característico

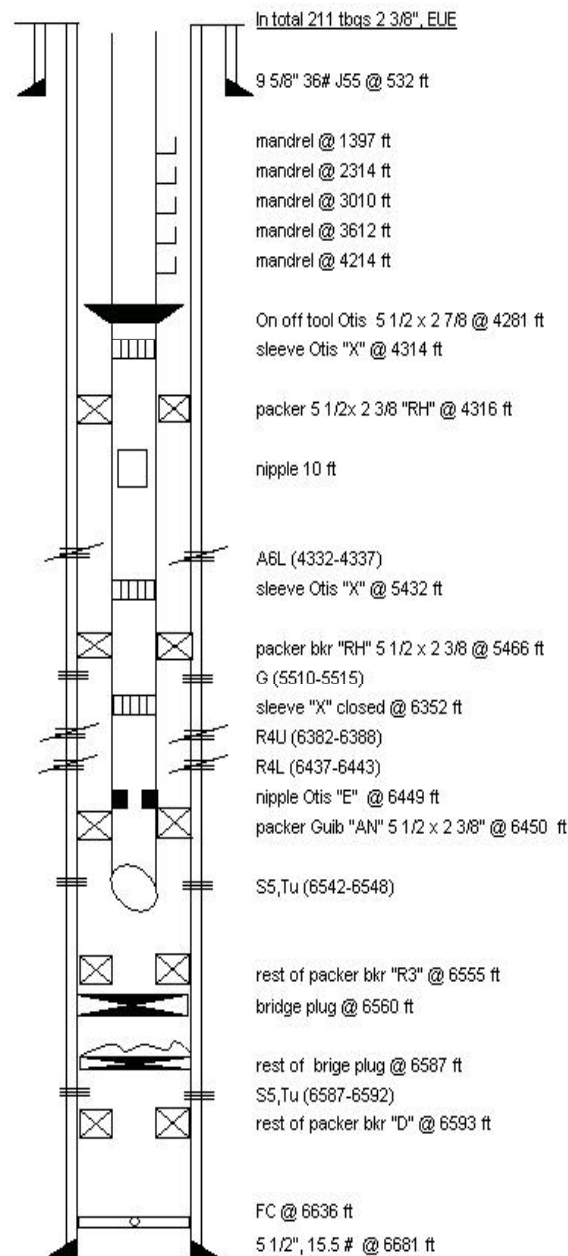


Gráfico 4a - Completación selectiva antigua

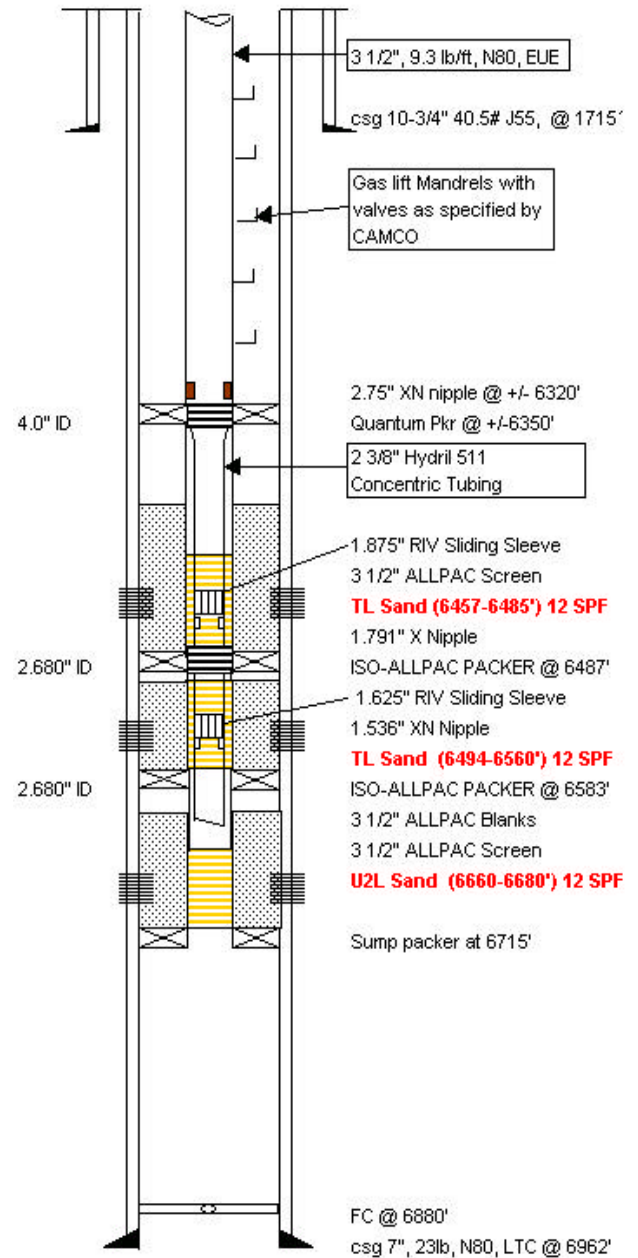


Gráfico 4b - Completación selectiva moderna

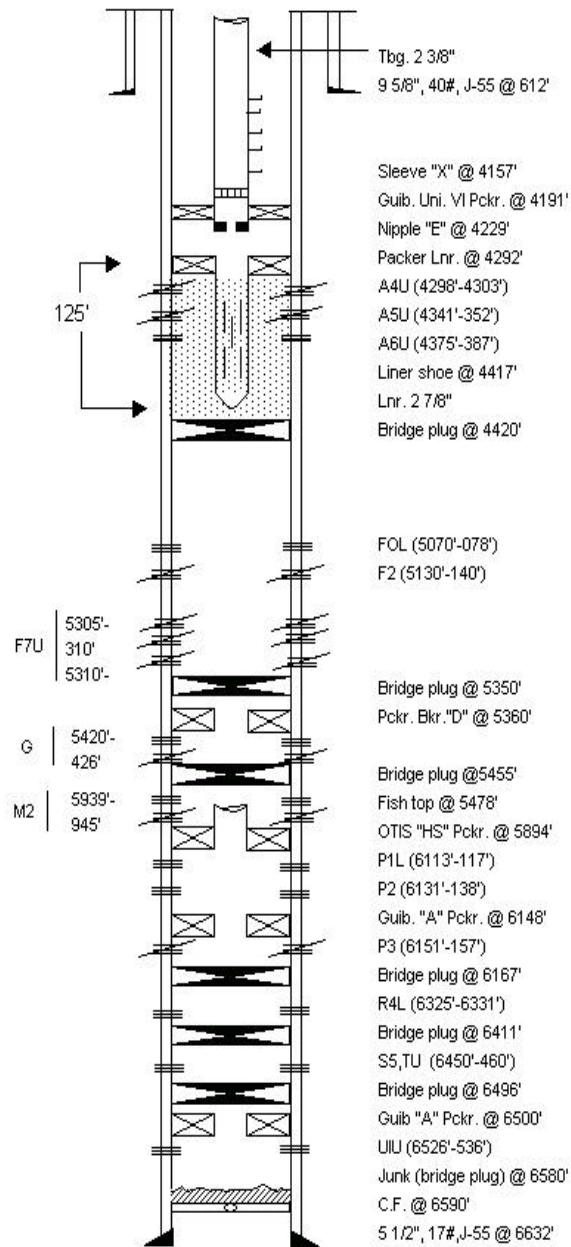


Gráfico 5a - Completación actual

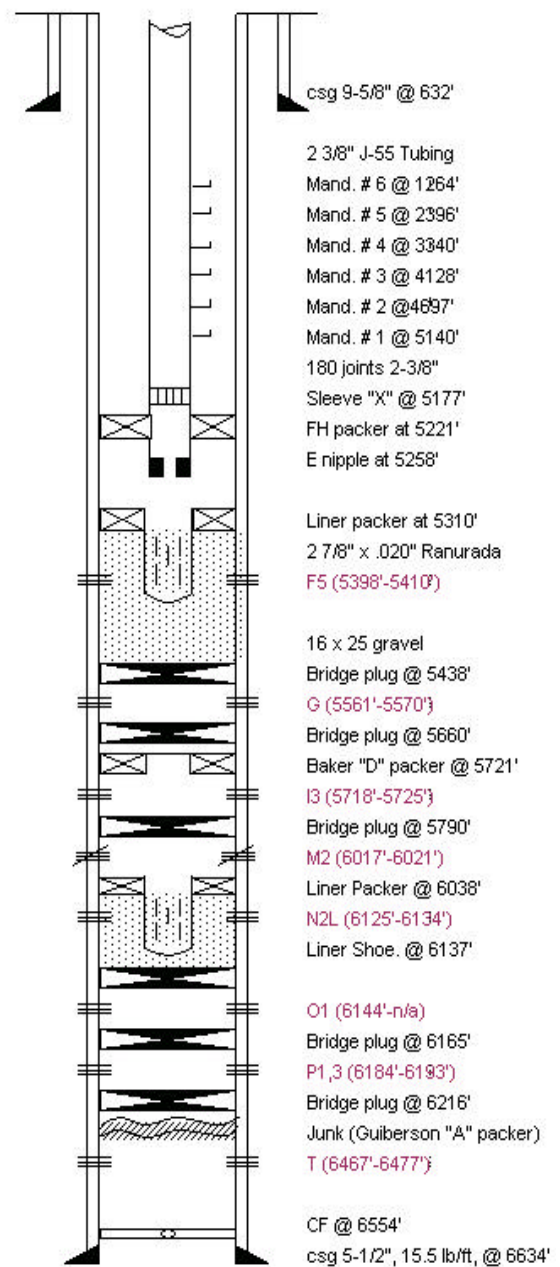


Gráfico 5b - Completación actual

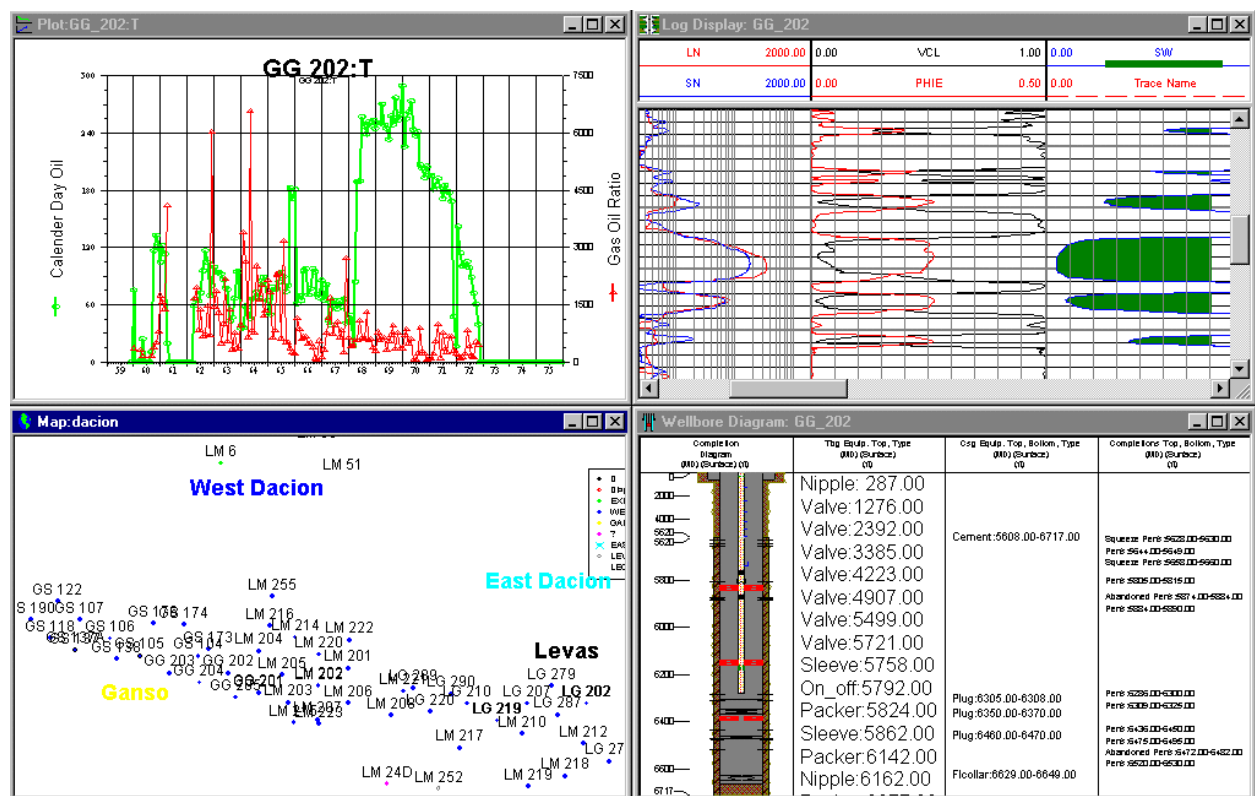


Gráfico 6 - Base de datos integrando la variedad de información

Edit Table:PRD WELL: GG_202:T Alias: GG 202						
	DATE	DAYS	OIL	WATER	GAS	GASLIFT
74	19660101	31.00000	5613.00000	890.00000	1237.00000	0.00
75	19660201	28.00000	1719.00000	1147.00000	1970.00000	0.00
76	19660301	31.00000	2172.00000	1303.00000	1850.00000	0.00
77	19660401	30.00000	1940.00000	1294.00000	1159.00000	0.00
78	19660501	31.00000	2956.00000	742.00000	1930.00000	0.00
79	19660601	30.00000	2940.00000	646.00000	1952.00000	0.00
80	19660701	31.00000	2191.00000	524.00000	1046.00000	0.00
81	19660801	31.00000	2386.00000	389.00000	1157.00000	0.00
82	19660901	30.00000	2934.00000	577.00000	1108.00000	0.00
83	19661001	31.00000	2931.00000	643.00000	300.00000	0.00
84	19661101	30.00000	2128.00000	709.00000	135.00000	0.00
85	19661201	31.00000	2099.00000	899.00000	1148.00000	0.00
86	19670101	29.00000	2657.00000	1279.00000	293.00000	0.00
87	19670201	28.00000	1829.00000	1352.00000	590.00000	0.00
88	19670301	31.00000	2526.00000	1249.00000	1929.00000	0.00
89	19670401	24.00000	1319.00000	843.00000	1531.00000	0.00
90	19670501	25.00000	1212.00000	696.00000	2030.00000	0.00
91	19670601	23.00000	1951.00000	702.00000	1442.00000	0.00
92	19670701	31.00000	1849.00000	1037.00000	1775.00000	0.00
93	19670801	31.00000	1741.00000	907.00000	1838.00000	0.00

Producción

Edit Table:PETROPHY WELL: GG_201:R4L Alias: GG 201					
	WELL	PHI	SW	VSH	RWSP
50	GS_137A:U1	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
51	GS_138:P1U	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
52	GS_138:R4L	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
53	GS_138:S5	0.19750	0.40690	0.26480	0.75260
54	GS_138:T	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
55	GS_138:U2U	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
56	GS_173:I6	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
57	GS_173:L2M	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
58	GS_173:N2L	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
59	GS_174:I2L	0.16950	0.25040	0.39530	0.24910
60	GS_174:I6	0.18010	0.24120	0.35440	0.22530
61	GS_174:T	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
62	GS_176:S5	0.18800	0.38760	0.06760	0.20220
63	GS_176:T	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
64	GS_190:U2U	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
65	LG_202:H3L	0.17850	0.24680	0.36610	0.32750
66	LG_202:I3	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
67	LG_202:L2U_M	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
68	LG_202:R4L	0.20850	0.06430	0.22490	0.28830
69	LG_202:S5	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000

Registros

Edit Table:RESERVOIRS WELL: GAT_1 Alias: GAT 1			
	WELL	FIELD	RESERVOIR
180	GS_114:S3U	Ganso	GG-602
181	GS_114:TL	Ganso	GG-613
182	GS_115:A13_U	Dacion	GS-87
183	GS_115:A6L	Dacion	GS-97
184	GS_115:A6U	Dacion	GS-117
185	GS_115:D1		
186	GS_115:J1U	Dacion	GS-21
187	GS_115:J3U	Dacion	GS-21
188	GS_115:L3	Dacion	GS-108
189	GS_115:L4	Dacion	GS-87
190	GS_115:S2	Dacion	GS-87
191	GS_115:TL	Dacion	GS-87
192	GS_116:L4	Dacion	GS-92
193	GS_116:S2	Dacion	GS-21
194	GS_116:TL	Dacion	GS-87
195	GS_116:U1U	Dacion	GS-95
196	GS_116:U2M	Dacion	GS-129

Yacimientos

Gráfico 7 - Tablas de producción, registros, y yacimientos

Report:LG_219:T

WBD TOP ft	WBD TYPE	WBD KIND	WBD COMMENT
0.00	CASING		
0.00	CASING		
0.00	OPENHOLE		
0.00	TUBING		
6296.00	PACKER	RETRV	PACKER UNI VII
6465.00	PACKER	RETRV	PACKER UNI VII
6580.00	PLUG	CIBP	
6610.00	PACKER	PERMANENT	REST OF BAKER PACKER N
6654.00	PACKER	PERMANENT	REST OF BAKER PACKER N
6655.00	PLUG	CIBP	
6701.00	PLUG	CIBP	
6720.00	PLUG	CIBP	REST OF CIBP AND BAKER PACKER O
6726.00	PACKER	PERMANENT	
6200.00	CEMENT		
6393.00	PERFS	OPEN	R4L SAND
6416.00	PERFS	ABANDONED	S2 SAND
6550.00	PERFS	OPEN	T SAND
6592.00	PERFS	OPEN	U2U SAND
6667.00	PERFS	SQUEEZE	U2L SAND ISOLATION

Completación

Report:LG_223:D4

WOCOST HARDWARE	WOCOST COST \$US
FixedCost	246800
TUBING	11
PACKER	30800
PLUG CIBP	13200
PLUG CEMENT	16500
FISH	82500
SQUEEZE PERF	40700

Costos

Gráfico 8 - Tablas de completación y de costos

```

Remaining(Drainage, NetPay, Porosity, Soi, FVF, RFP, RFS, Np)
num POES, Recuperable ;
POES = 43560 * 70.0 * NetPay * Porosity/100 * Soi/100 * FVF / 5.615 ;
Recuperable = ( RFP + RFS ) /100 * POES ;
Remaining = (Recuperable - Np ) / 1000 ;
;

```

Gráfico 9 - Cálculos de reservas

```

Workover(SandDepth)
num max_records , counter , fixed_cost ;
max_records = @RecCount("WBD") ;
counter = 0 ;
fixed_cost = XRefValue("FixedCost",WO.Cost) ;
Workover = fixed_cost ;
while ( counter < max_records )
{
    @SetDataIndex(counter) ;
    if( Wbd.Type = "TUBING" )
    { Workover = Workover + XRefValue(Wbd.Type,WO.Cost) * Wbd.Bottom ;}
    if( Wbd.Type = "PACKER" & SandDepth >= Wbd.Top )
    { Workover = Workover + XRefValue(Wbd.Type,WO.Cost) ;}
    if( Wbd.Type = "PLUG" & Wbd.Kind = "CIBP" & SandDepth >= Wbd.Top )
    { Workover = Workover + XRefValue(Wbd.Type,WO.Cost) ;}
    if( Wbd.Type = "PLUG" & Wbd.Kind = "CEMENT" & SandDepth >= Wbd.Top )
    { Workover = Workover + XRefValue(Wbd.Type,WO.Cost) ;}
    if( Wbd.Type = "FISH" & SandDepth >= Wbd.Top )
    { Workover = Workover + XRefValue(Wbd.Type,WO.Cost) ;}
    if( Wbd.Type = "PERFS" & Wbd.Kind = "OPEN" & SandDepth >= Wbd.Top )
    { Workover = Workover + XRefValue(Wbd.Type,WO.Cost) ;}
    counter = counter + 1 ;
}

```

Gráfico 10 - Cálculos de costos de acceso a una arena

Reparación pozo LG-214 arena A7L

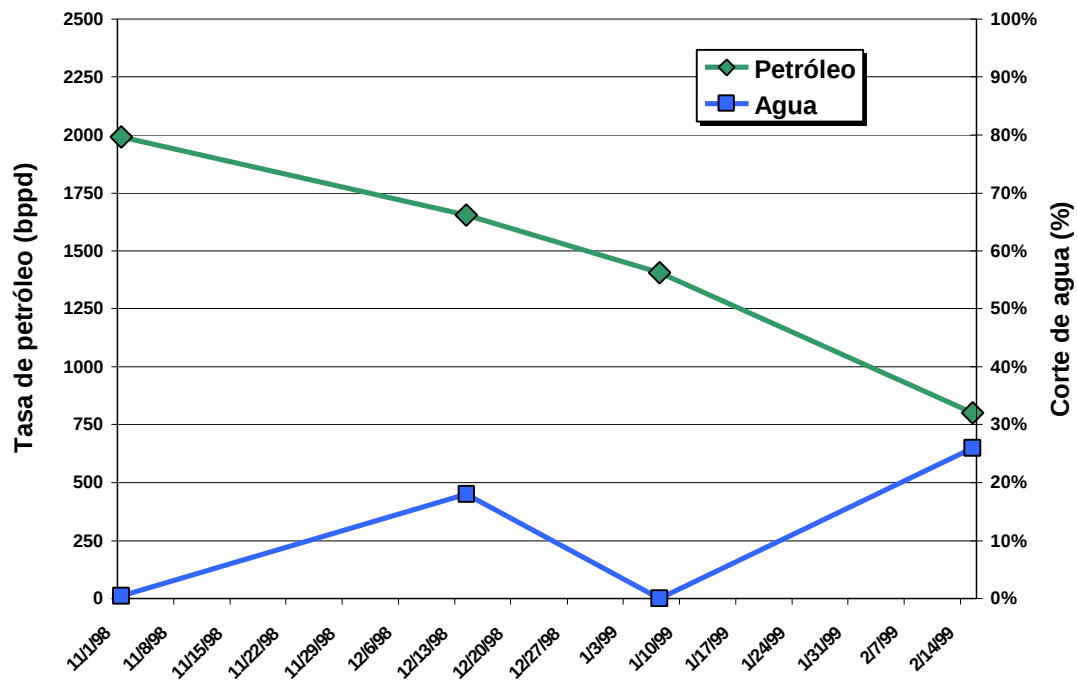


Gráfico 13 - Reparación del pozo LG-214

Reparación Pozo LM-205 / Arena I6

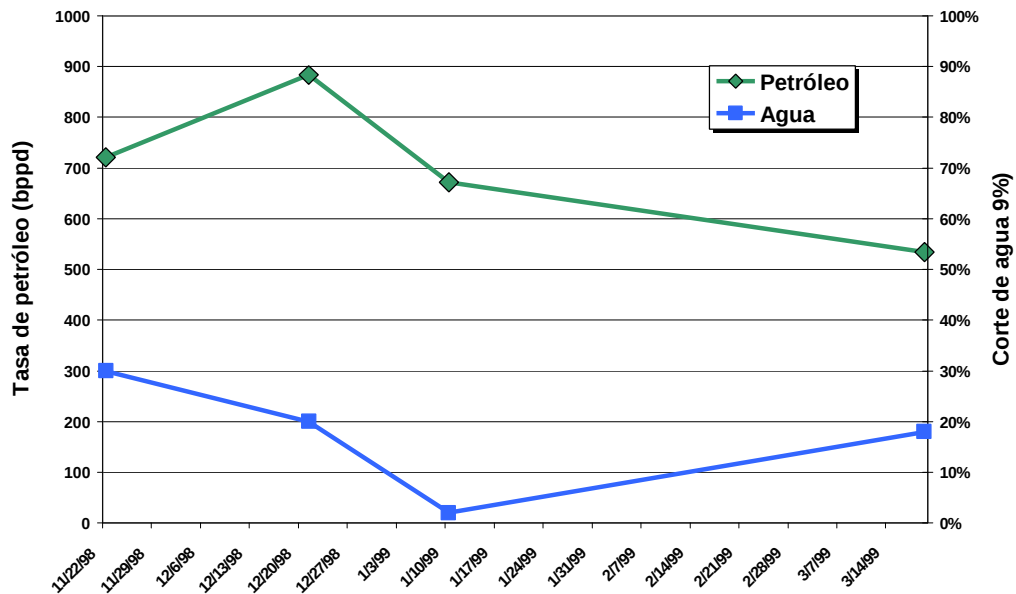


Gráfico 14 - Reparación del pozo LM-205

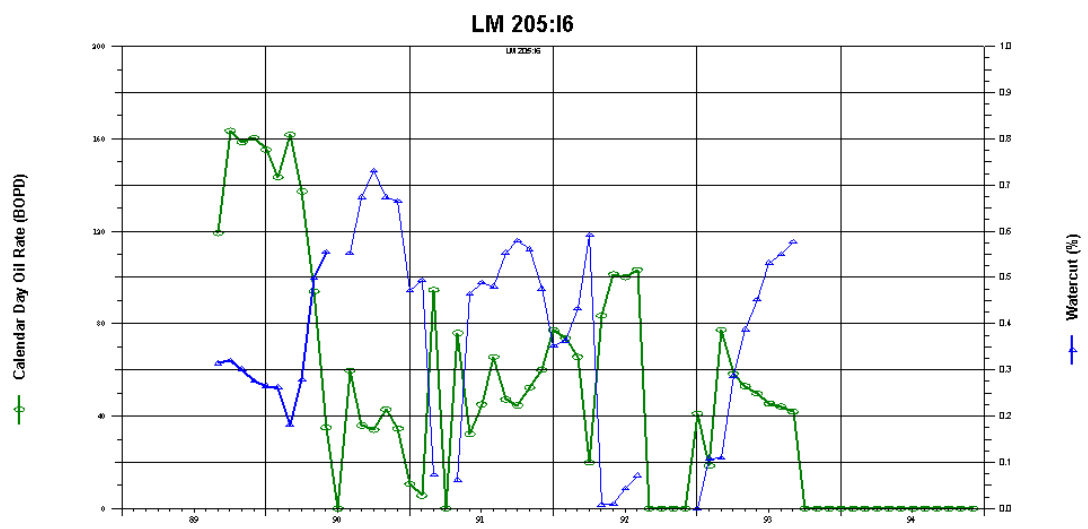


Gráfico 15 – Historia de Producción del pozo LM-205 Arena I6