

SEPARADOR DE AGUA-PETROLEO EN FONDO DE POZO

Hugo Fischetti
José Luis Scaramuzza
ASTRA C.A.P.S.A.

Resumen

Hay un creciente reconocimiento y preocupación por los adversos impactos que tiene el permanente incremento de volúmenes de agua producida en las operaciones de producción de petróleo y recuperación de reservas. Nuevas tecnologías han sido desarrolladas y exitosamente implementadas para minimizar el impacto económico y las consecuencias ambientales asociadas a la producción de agua.

El sistema de separación de agua y petróleo en fondo de pozo DOWS (Downhole oil/water separation system), desarrollado por el Centre For Engineering Research Inc. (CFER), que permite separar el agua producida en el fondo del pozo y reinyectarla en el mismo, ha sido testeado exitosamente y su aplicación es considerada técnica y económicamente ventajosa para yacimientos maduros con elevadas relaciones agua-petróleo.

Este sistema ha demostrado además un alto potencial para reducir los costos de elevación y de las instalaciones de producción y disminuir los riesgos medioambientales asociados al manejo de grandes volúmenes de agua producida en superficie.

ASTRA C.A.P.S.A., como Operador de los yacimientos La Ventana y Vizcacheras de la cuenca Cuyana en la provincia de Mendoza, los cuales producen petróleo de 29 y 30 °API respectivamente, con altos porcentajes de agua, realizó un ensayo Piloto instalando equipos separadores de agua-petróleo en fondo de pozos aplicados a bombeo electrosumergible en dos pozos, uno en cada yacimiento.

Este trabajo describe el sistema de separación usado, los pozos seleccionados y los resultados preliminares obtenidos.

Introducción

La finalidad del Piloto es determinar la factibilidad técnico-económica del uso del separador de agua en fondo (DOWS), aplicado al bombeo electrosumergible con el propósito de reemplazar pozos inyectoros con problemas mecánicos y o aumentar el caudal de agua inyectado disminuyendo la inversión inicial y los costos operativos (cañerías de superficie, bombas de impulsión, cuadros de maniobras, tratamiento químico del agua, energía, etc.).

La Ventana, descubierto en el año 1957, produce de la formación Barrancas, reservorios TRC (Tope del conglomerado rojo) y BRC (Base del conglomerado rojo), y de la formación Río Blanco, reservorios VC (Víctor Claro), VO (Víctor Oscuro) y LRB (Lower Río Blanco). Este yacimiento tiene en la actualidad 230 pozos productores activos y 85 inyectoros de agua de producción a través de los cuales produce 37400 m³/día de fluido total, 2140 m³/día de petróleo con un GOR (Gas Oil Ratio) de 22 m³/m³ y 35260 m³/día de agua, los cuales en su totalidad son tratados y reinyectados a través de un sistema de recuperación secundaria que inunda las arenas de la formación Barrancas y Río Blanco con pozos inyectoros simples y múltiples.

Vizcacheras, descubierto en el año 1963, produce de las formaciones Papagayos y Barrancas. Este yacimiento tiene en la actualidad 162 pozos productores activos y 19 inyectoros de agua de

producción afectados a secundaria, a través de los cuales produce 34900 m³/día de fluido total, 1737 m³/día de petróleo con un GOR de 31 m³/m³ y 33163 m³/día de agua. Del total del agua producida, sólo 16650 m³/día son tratados y reinyectados a través de un sistema de recuperación secundaria dirigida a la formación Barrancas y un sistema de pozos sumideros, mientras los 16513 m³/día restantes, se disponen en piletas de infiltración y evaporación. La formación Papagayos no es inundada a través de secundaria ya que posee un fuerte empuje natural de agua.

De acuerdo a la descripción resumida de ambos yacimientos, los cursos posibles de acción se resumen como sigue: ampliar instalaciones de superficie para separación, disposición, tratamiento y reinyección del agua producida, incrementando tanto los costos de mantenimiento como los riesgos medioambientales; o bien aplicar un sistema de separación de agua en fondo y reinyección en el mismo pozo que minimizando ambos aspectos permite a la vez extender la vida de los pozos, produciendo económicamente volúmenes adicionales desde reservorios maduros.

Desarrollo

Descripción del Sistema

En la extracción de petróleo, especialmente en aquellos campos en que la energía primaria que domina la migración de los fluidos dentro de las formaciones productivas hacia los pozos de explotación proviene de un acuífero activo, es habitual obtener crecientes volúmenes de agua de variable salinidad. Si bien en etapas tempranas es posible que se produzca petróleo prácticamente sin impurezas, en la medida que el campo envejece los volúmenes de agua producidos son cada vez mayores hasta constituir la mayor parte de los fluidos extraídos en las etapas finales de explotación.

En efecto, es habitual que los pozos productores y/o los campos se abandonen cuando el volumen neto de petróleo se encuentre en el orden del 1 al 3 % del fluido total extraído y no puedan compensar por su reducida incidencia los costos de explotación. El pozo ó el yacimiento serán abandonados por resultar antieconómica su explotación dejando un importante volumen de potenciales reservas sin ser explotado.

Desde el punto de vista medioambiental, la disposición de volúmenes cada vez mayores de agua altamente salinizada, supone una agresión progresiva, que debe ser evitada ó reducida al mínimo posible. Las soluciones tradicionales a este problema han pasado por el vertido a cauces naturales o a piletas de evaporación/infiltración o bien, previo tratamiento, por su utilización para la recuperación secundaria ó reinyección en pozos sumideros.

Mediante la reinyección a secundaria o a sumideros se reduce la posible contaminación de napas freáticas, pero persiste el problema económico por reducción de las reservas efectivamente explotadas debido a los altos costos asociados a la disposición del agua, entre los cuales está el costo de construcción y mantenimiento de instalaciones y pozos inyectoros, y el elevado consumo de energía (cuya generación puede ser también contaminante) que supone su extracción, tratamiento y disposición final.

En efecto, el análisis del consumo energético en campos petroleros en etapas avanzadas de recuperación secundaria y/o cuya energía primaria proviene de un acuífero activo, demuestra que el 60/70 % de la energía consumida, se emplea en transferencias en la superficie del agua producida, su separación del crudo, calentamiento, tratamiento y reinyección.

La alternativa consiste en el empleo de un sistema que permita separar el agua del petróleo y reinyectarla donde sea posible dentro del mismo pozo, reduciendo los volúmenes elevados a la superficie. Esta alternativa no es aplicable en todos los pozos, ya que se requieren ciertas características para que el sistema pueda ser empleado. Todos aquellos pozos que posean un

horizonte depletado, con baja presión estática ó pasible de recibir inyección de agua, se convierten en candidatos potenciales al empleo del sistema DOWS.

Siendo inevitable producir agua salada de las formaciones petrolíferas, no resulta imprescindible llevarla hasta la superficie puesto que podría ser separada en el fondo del pozo y reinyectada en otra formación que lo permita. Con ello sólo sería necesario extraer del pozo una corriente de fluido "enriquecida" con un corte ó porcentaje de agua inferior al proveniente de los intervalos productivos. Dentro de las múltiples configuraciones que puede darse al equipamiento en función de las características del pozo la adoptada por ASTRA contempla el caso de que la zona a inyectar se encuentre por debajo de la formación productiva.

El DOWS, desarrollado por el CFER, consiste en un hidrociclón separador acoplado a un sistema convencional de bombeo. El empleo de uno ó más hidrociclones líquido/líquido ubicados por debajo de una bomba electrosumergible permite que, el fluido descargado por la bomba a alta presión, ingrese tangencialmente al tubo del hidrociclón generando fuerzas centrífugas que dividen al flujo en dos corrientes distintas. La de mayor densidad se ubica en la zona perimetral del sistema y al ser de sentido descendente puede ser conducida a través de un packer para ser inyectada en la zona inferior. Por su parte, la corriente central de petróleo con menor contenido de agua asciende saliendo por el extremo superior del sistema y puede ser enviada a la superficie. Esto se logra en forma directa si la presión de descarga de la bomba principal es suficiente, o bien mediante el empleo de una segunda bomba, que, ubicada por encima de la anterior, permita generar el suficiente TDH. (Total Dynamic Head).

Los hidrociclones son ideales para esta aplicación ya que no tienen elementos móviles y son muy efectivos para separar petróleo de fluidos con alto contenido de agua. La Fig.1 muestra el esquema de un hidrociclón en el cual se ilustra el flujo tangencial del fluido de producción y el contra flujo de la corriente concentrada de petróleo a través del orificio de control de flujo construido en la cabeza del tubo del hidrociclón. La Fig.2 muestra una ilustración de una BES (Bomba Electrosumergible) con separador de agua en fondo DOWS. Nótese que el sistema ha sido diseñado con ambas bombas impulsadas por un mismo motor. El fluido producido ingresa a la bomba inferior y es impulsado dentro del hidrociclón donde el agua a inyectar y la corriente concentrada de petróleo son separados. En casos donde la zona a inyectar se ubica por debajo de la productora, la corriente de agua sale del hidrociclón directamente a la zona de inyección la cual está aislada de la productora mediante un packer. La corriente concentrada de petróleo sale por la parte superior del hidrociclón y fluye a través de tubos de transferencia hacia la bomba superior la cual eleva la corriente a la superficie. Se han desarrollado especiales sistemas de monitoreo los cuales miden el flujo y la presión en la zona de inyección y la presión dinámica de fondo de la zona productora. Estos elementos no han sido utilizados en el Piloto.

Ventajas y Limitaciones

Las ventajas del uso del DOWS han sido divididas en cuatro principales categorías las que además pueden ser subdivididas:

1. Reducción de Costos operativos:

- Reducción de la energía consumida en la elevación, tratamiento y reinyección.
- Reducción de costos de productos químicos.
- Reducción de costos de tratamiento de combustibles líquidos y gas.

2. Reducción de gastos de capital:

- Instalaciones adicionales.
 - Perforación de pozos inyectoros.
 - Uso de un mismo wellbore para producir e inyectar.
3. Aumento de la recuperación de petróleo por:
- Disminución del límite económico.
 - Modificación de las mallas de inyección.
4. Reducción de riesgos y daños medioambientales:
- Menor cantidad de agua en superficie.
 - Menor riesgo de invadir zonas de agua dulce al inyectar por debajo de zonas productoras.
 - Reduce el impacto a las Regulaciones Gubernamentales.

Algunas de las limitaciones citadas más abajo están relacionadas al sistema en sí mismo, mientras que otras son inherentes al uso del DOWS. El progreso tecnológico puede hacer que algunas de estas limitaciones desaparezcan.

- Capacidad hidráulica del hidrociclón. Mín.: casing 5.1/2" hidrociclón 4.1/2" 2 tubos hasta 720 m³/día. Máx.: casing 9.5/8" hidrociclón 7.5/8" 10 tubos hasta 4000 m³/día.
- BES-DOWS el motor debe ser instalado por debajo de la zona productora para permitir la refrigeración del mismo, en caso contrario, deberá usarse una camisa deflectora siempre que la medida del casing lo permita.
- La presencia de arena en el fluido de producción puede llenar el casing por debajo del packer de aislación y tapar los punzados de la zona inyectora.
- La relación agua petróleo WOR (Water Oil Ratio) debe ser mayor a 5 m³/m³.
- La densidad del petróleo debe ser superior a 16° API.
- Mínima diferencia de gravedad específica entre petróleo y agua 0,05.
- Contenidos de petróleo superiores a 200 ppm (partes por millón) en el agua de inyección pueden dañar la formación especialmente en aquellas que no tienen saturación residual de petróleo.
- Imposibilidad de estimular las zonas por debajo de la bomba sin empleo de pulling.
- Cuando la bomba falla se pierde también la continuidad de la inyección.

Selección de Candidatos – Implementación – Resultados Preliminares

La implementación de un sistema de separación y reinyección de agua en fondo, requiere para su aplicación el disponer de pozos que produciendo elevados volúmenes de fluido, dispongan de capas que, acuatizadas o agotadas, sean pasibles de ser sometidas a la inyección de agua las que actuarán como sumideras o formarán parte de una malla de inyección para recuperación secundaria. La propuesta de trabajo es evaluar el comportamiento mecánico de la nueva tecnología a aplicar y el comportamiento físico de la formación en la cual se inyectará agua como parte de los procesos antes mencionados.

Una correcta selección de pozos tiene una incidencia directa en el éxito del piloto. Varios criterios fueron considerados, teniendo en cuenta las recomendaciones del CFER en el proceso de selección de candidatos incluyendo: corte de agua (> 70 %), pozos próximos al límite económico y con buena cantidad de reservas, integridad del cemento y la existencia de una zona para inyectar agua ubicada por debajo de la productora con acceso sin necesidad de profundización, características de los fluidos (petróleo y agua), etc. Además de estas características, existen otras que favorecen la

selección tales como: alto costo de extracción de agua, alto costo de manipuleo e inyección de agua, altas presiones de admisión de los pozos, etc.

Basado en estos criterios, dos pozos (VM-097 en La Ventana y Vi-284 en Vizcacheras), fueron seleccionados como los mejores candidatos para ser convertidos en productor-inyector mediante la instalación de un sistema de separación de agua en fondo de pozo (DOWS) aplicado a bombeo electrosumergible.

El pozo VM-097 producía en conjunto el TRC (2326/2337 m) y el BRC (2344,5/2394,5 m) de la formación Barrancas una bruta de 400 m³/día con el 97,7 % de agua mediante una bomba electrosumergible Reda S-400 Tipo DN-3000 de 473 Etapas equipada con Motores tándem S-456 de 100 HP (50 Hz) cada uno. Por debajo de la zona productora se encuentran las arenas D1 y D2 del VC de la formación Río Blanco que no habían sido punzadas pero mostraban un buen desarrollo en los perfiles eléctricos (Fig.3), y además estas mismas arenas estaban siendo inyectadas en el pozo vecino VM 180 por lo que se suponían aptas para ser inundadas. Dicho inyector presentaba severos problemas operativos principalmente en la zona del VC por lo que su reemplazo sería favorable. Una vez desarrolladas las arenas del VC, las mismas fueron pistoneadas para limpieza de los punzados y a continuación se realizó un test de inyectividad a fin de determinar fehacientemente el Índice de Inyectividad. Los resultados de los ensayos realizados fueron los siguientes:

Reservorio	Prof. (m)	Presión (Kpa)	Caudal (lpm)	Iny. Acumulada (Lts)
VC D1	2434.0/36.0	9646	387.0	63630
VC D2	2402.0/16.0	9646	328.5	39285
VC D1-D2	2402.0/36.0	9646	360.0	41220

El pozo Vi-284 producía de Papagayos (1800,5/1820 m) una bruta de 170 m³/día con el 98,5 % de agua mediante una bomba electrosumergible Centrilift S-400 Tipo M-34 de 295 Etapas equipada con un Motor S-450 de 71 HP. Por debajo de la zona productora se encuentra la formación Barrancas la cual tenía punzado el intervalo 1891/1896,5 m que estaba aislado con un tapón permanente por haber dado sin entrada pero, presentaba además otras zonas de interés (Fig.4). Esta formación, estaba siendo producida en pozos vecinos tales como el Vi-107 y Vi-1004 lo cual alentaba la idea de transformar al Vi-284 en productor de Papagayos e inyector del proceso de recuperación secundaria de la formación Barrancas. Así fue que se rotó el tapón permanente y se desarrollaron tres nuevos intervalos 1872,5/1874 m, 1875/1877 m y 1882/1883 m. Las arenas desarrolladas fueron pistoneadas para limpieza de los punzados y a continuación se realizó un test de inyectividad a fin de determinar el Índice de Inyectividad de la formación Barrancas. Los resultados de los ensayos realizados fueron los siguientes:

Reservorio	Prof. (m)	Presión (Kpa)	Caudal (lpm)	Iny. Acumulada (Lts)
BCAS	1872,5/83	98060	441.0	S/D
BCAS	1872,5/83	147090	684.5	S/D
BCAS	1872,5/83	176508	810.0	S/D
BCAS	1891/96,5	98060	549.0	S/D
BCAS	1891/96,5	147090	720.5	S/D
BCAS	1891/96,5	176508	900.0	S/D
BCAS	1872,5/96,5	98060	585.0	23400
BCAS	1872,5/96,5	147090	810.0	24300
BCAS	1872,5/96,5	153954	900.0	18000

Habiendo definido los potenciales de producción e inyección de ambas zonas en ambos pozos se realizaron los cálculos del equipamiento necesario para cada uno de ellos (Figs.5 y 6).

El 24 de Abril de 1998 se intervino el pozo VM-097 al cual se le instaló el equipo DOWS previo asentarse un packer tipo "D" que permite separar las arenas inyectoras del VC de la formación Río Blanco de las productivas TRC y BRC de la formación superior Barrancas. El equipo bajado consta de dos hidrociclones en paralelo con orificio calibrado de flujo superior de 9,95 mm, una bomba de inyección Centrilift S-400 Tipo FC-2700 de cuatro cuerpos que totalizan 464 Etapas, separador de gas modelo FPint-H, Sello inferior invertido S-400 Tipo FSB-3PL, dos Motores tándem S-450 con un total de 197 Hp (50 Hz) y una cámara superior de presión conectada al tubing. Con una longitud total de 50 m, la base de los motores quedó por debajo de las zonas del TRC y BRC (en 2351 m) cuya producción es la encargada de efectuar la refrigeración del sistema. Debido a la alta presión de descarga de la bomba inyectora, la misma es suficiente para elevar la mezcla concentrada de agua-petróleo a la superficie, por lo que no fue necesario la utilización de una bomba booster para ese fin.

Para evitar que durante la puesta en marcha del equipo se produjera una violenta reducción del nivel (pump-off) con los consiguientes problemas vinculados al arrastre de sólidos del que ya existían antecedentes, se instaló un variador de frecuencia procediendo al arranque con 40 Hz.

Los controles efectuados en estas condiciones de operación fueron los siguientes:

Fecha	Prod. Bruta (m ³ /día)	Prod. Neta (m ³ /día)	Agua (%)	Observaciones
24/Abril	84.0	10.6	87.3	43 Amp
25/Abril	88.9	2.9	96.6	43 Amp
26/Abril	101.9	4.7	95.3	43 Amp

El caudal de agua inyectado en las arenas D1 y D2 del VC para estas condiciones se estimó en 180 m³/día (ver tabla de predicción). A partir del 29 de Abril el equipo quedó operando con 50 Hz. y en estas condiciones el resultado de los controles fue el siguiente:

Fecha	Prod. Bruta (m ³ /día)	Prod. Neta (m ³ /día)	Agua (%)	Observaciones
29/Abril	129.5	4.0	96.9	51 Amp
5/Mayo	140.0	5.3	96.2	51 Amp
7/Mayo	156.0	6.3	95.9	51 Amp

De la misma forma, para estas condiciones el caudal de agua inyectado se estimó en 220 m³/día (ver tabla de predicción).

Debido al alto caudal de producción se sugirió volver a operar el equipo con 40 Hz y contrapresionar el pozo hasta conseguir una producción de 80/85 m³/día en superficie. En estas condiciones sólo se realizó un control ya que posteriormente el equipo se paró por sobrecarga.

Fecha	Prod. Bruta (m ³ /día)	Prod. Neta (m ³ /día)	Agua (%)	Observaciones
22/Mayo	83.7	5.9	95.9	40 Amp

Al no disponerse de elementos en la instalación de fondo que permitan medir el caudal inyectado, este debe calcularse indirectamente por diferencia entre la producción teórica del equipo y la medida en superficie.

A los efectos de calcular los caudales inyectados a las distintas frecuencias de operación se confeccionó la siguiente **tabla de predicción**:

Frecuencia (Hz)	Potencia Motor (HP)	Potencia Bba (HP)	Presión generada en la bomba (m)	Prod. Bomba (Teórica) (m ³ /d)
50	197.0	204.0	2237	357.8
49	193.5	192.4	2147	351.1
48	189.6	179.8	2061	344.4
47	185.7	169.5	1976	337.7
46	180.9	159.5	1893	329.0
45	177.0	149.0	1811	322.3
44	173.1	139.5	1732	315.6
43	169.3	130.4	1654	307.9
42	165.4	121.6	1578	301.2
41	162.5	112.0	1504	294.5
40	158.0	103.7	1431	285.8

El 17 de Febrero de 1999 se intervino el pozo Vi-284 al cual se le instaló el equipo DOWS previo asentarse un packer tipo "D" que permite separar las arenas inyectoras de la formación Barrancas de las productivas de Papagayos.

El equipo bajado consta de un hidrociclón con orificio de 5,959 mm, una bomba inyectora Centrilift S-400 Tipo FC-1200 de 86 Etapas, separador de gas modelo FPint-H, Sello inferior invertido S-400 Tipo FSB-3PL, Motor S-450 de 45 Hp (50 Hz), Sello superior de alta presión y una bomba booster de producción ESP S-400 Tipo TD-300 de 167 Etapas. Con una longitud total de 18,2 m la base de los motores quedó por debajo de la formación Papagayos (en 1853 m.) cuya producción es la encargada de efectuar la refrigeración del sistema.

Los controles efectuados después de arrancar el pozo, fueron los siguientes:

Fecha	Prod. Bruta (m ³ /día)	Prod. Neta (m ³ /día)	Agua (%)	Observaciones C.Pres.(Kpa)
19/Febrero	45.0	2.2	95.1	588
21/Febrero	46.0	2.9	93.6	588
25/Febrero	45.0	2.2	95.2	588
16/Marzo	56.0	2.1	96.3	588
18/Abril	44.0	2.5	94.4	588
17/Mayo	48.0	3.0	93.8	588
22/Junio	47.0	3.0	93.5	588
23/Julio	42.9	2.5	94.0	628
9/Agosto	41.3	2.4	94.2	608
13/Setiembre	36.0	2.7	92.4	637
30/Setiembre	33.0	2.5	92.6	588
25/Octubre	33.5	2.0	93.9	588

Como puede apreciarse los volúmenes de fluido en superficie variaron significativamente en ambos pozos (Fig.7). En el pozo VM-097, si bien se perdió una fracción de petróleo en superficie, la reducción de los volúmenes de agua fue muy significativa. En el pozo Vi-284 en cambio se obtuvo una significativa reducción de los volúmenes de agua en superficie sin haber perdido producción de petróleo.

Por comparación de la energía consumida por el sistema convencional y la aplicación del DOWS se puede determinar el ahorro de energía involucrado. Como sabemos en la terminación convencional la energía total estará dada por la suma de la energía consumida por la bomba electrosumergible

más la energía necesaria para la separación, disposición y reinyección del agua producida. La energía consumida en la terminación con el sistema DOWS puede calcularse de la misma forma como la suma de las energías consumidas por la bomba de inyección, la bomba booster de producción de la mezcla concentrada de agua-petróleo y la necesaria para la separación, disposición y reinyección del agua producida. Teniendo en cuenta que los volúmenes de la mezcla concentrada de agua-petróleo están en el orden del 10 al 30% del volumen total, que la densidad de esta mezcla y la relación agua-petróleo de la misma también disminuyen, estos términos de la suma son despreciables respecto de la presión de la bomba de inyección, la que también depende de variables tales como presión de admisión e índice de inyectividad.

El cuadro siguiente muestra para ambos pozos las diferencias más significativas entre la terminación convencional y la con DOWS.

POZO VM-097

VARIABLES	TERMINACION CONVENCIONAL	TERMINACION CON DOWS	DIFERENCIA (%)
PETROLEO (m3/día)	9	6,5	- 27
AGUA (m3/día)	391	90	- 77
AGUA (%)	97,7	93,7	- 4
WOR (m3/m3)	43,4	13,8	-68
GOR (m3/m3)	22	22	----
ENERGIA TOTAL (KVA)	286,7	199,4	- 30

POZO Vi-284

VARIABLES	TERMINACION CONVENCIONAL	TERMINACION CON DOWS	DIFERENCIA (%)
PETROLEO (m3/día)	2,8	2,8	---
AGUA (m3/día)	167	42	- 75
AGUA (%)	98,5	94,4	- 4,1
WOR (m3/m3)	66,8	16,8	- 75
GOR (m3/m3)	31	31	----
ENERGIA TOTAL (KVA)	116,4	60,5	- 48

Conclusiones

- 1- El proceso de separación de fondo es posible para las características de los fluidos producidos en estos yacimientos.
- 2- Es posible la reinyección de la mayor parte del agua separada, aunque la eficiencia del proceso fue menor que la estimada teóricamente.
- 3- El uso del DOWS es técnica y económicamente viable para pozos/yacimientos maduros que producen con elevado WOR.
- 4- El uso del DOWS reduce muchos de los negativos impactos, tanto económicos como ecológicos, que ocasiona el manipuleo de grandes volúmenes de agua en superficie.
- 5- La imprecisión en el suministro de la información requerida para el dimensionamiento del sistema puede haber influido en la performance brindada por el mismo.
- 6- Los cálculos efectuados permitieron determinar que el uso de un sistema de estas características, aún con los inconvenientes experimentados, resulta ser más económico que la combinación habitual de productores e inyectores.
- 7- Tomando como base los costos reales de equipamiento e inyección, los cálculos efectuados respecto de los consumos de energía en las situaciones precedente y actual indican que el Tiempo de Repago se encuentra en el orden de los 18 meses.
- 8- Aunque el ensayo no ha tenido la duración necesaria aún, es posible que como respuesta a la inyección se obtengan ganancias de producción de petróleo en alguno/s de los productor/es cercanos a los pozos VM-097 y Vi-284 lo que mejoraría los Indices económicos del proyecto.

Como comentario final puede decirse que si bien el empleo del equipo ha sido positivo y puede ayudar a reducir los costos operativos en campos sometidos a inyección de agua no puede dejar de mencionarse que, debido a las dimensiones del mismo, es muy riesgoso el empleo de equipos Serie 400 en cañerías de 5.1/2" con un libraje mayor de 17 lbs/ft de peso. En efecto, el diámetro exterior de la zona del conjunto motor/tubos externos que llevan la producción a la cámara de expansión es mayor que el DRIFT (Calibre) de la cañería. En estas circunstancias es posible que cualquier deficiencia en la misma impida alcanzar la profundidad deseada para el equipo ó, que una vez alcanzada se dificulte su extracción en el caso de alguna falla.

Reconocimientos

Los autores desean agradecer a las Autoridades de ASTRA C.A.P.S.A. haberles permitido publicar este trabajo, en especial al Departamento de Ingeniería y Producción de La Ventana-Vizcacheras por toda la información suministrada referente a la aplicación del sistema. Agradecemos también la colaboración de Hughes Baker (Centrilift) en la provisión del equipamiento y Asistencia Técnica.

Referencias

- 1) Downhole Oil/Water Separator Development, Authors: B.R. Peachey & C.M. Matthews, The Journal of Canadian Petroleum Technology, Volume 33 N° 7, September 1994.
- 2) Hydrocyclone Separation: A Preferred Means of Water Separation and Handling in Oilfield Production, Authors: S. M. Stroder, & E. E. Wolgenberger, SPE 27671, March 1994.

- 3) In Situ-Segregated Production of Oil and Water- A Production Method With Environmental Merit: Field Application, Authors: M.D. Swisher & A. K. Wojtanowicz, SPE 29693, March 1995.
- 4) Application of Downhole Oil/Water Separation Systems in the Alliance Field, Authors: C.M. Matthews, R. Chachula, B. R. Peachey & S. C. Solanky, SPE 35817, 1996.
- 5) Downhole Oil/Water Separation Systems (AQWANOT TMJoin Industry Project, Authors: S. C. Solanky , T. A. Zahacy, W.D. Roggensack, B.R. Peachey & J. Mann, SPE 1996.
- 6) Downhole Oil and Water Separation – Potential of a New Technology, Author: L. J. Chrusch, P. Eng., Chevron Petroleum Technology Company, Production Engineering Work Group of the Drilling and Well Performance Department, PROCEEDINGS, INDONESIAN PETROLEUM ASSOCIATION, Twenty-Fifth Silver Anniversary Convention, October 1996.

Esquema del Hidrociclón Líquido/Líquido

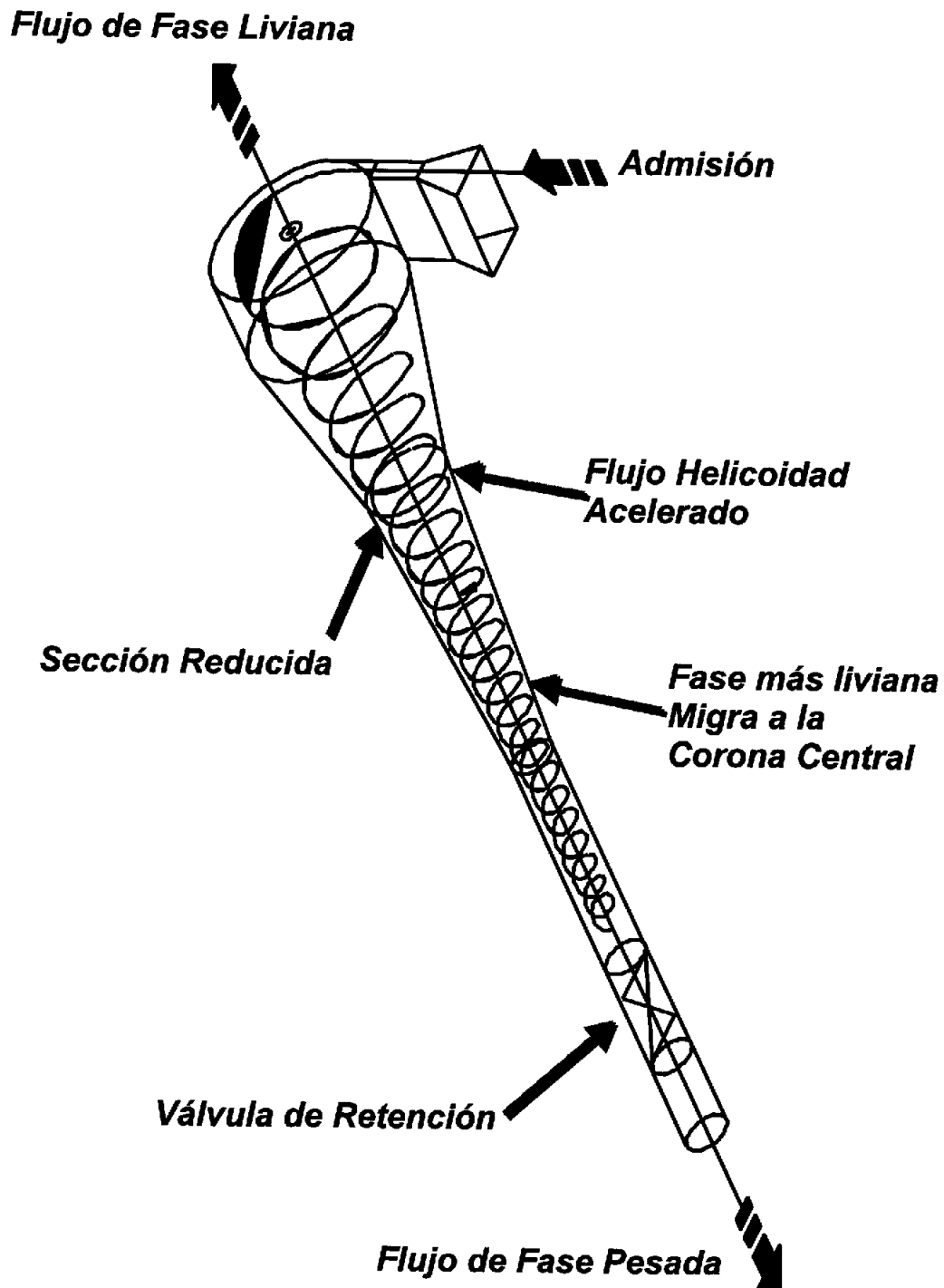


Fig. 1

Esquema BES con separador de agua en fondo (DOWS)

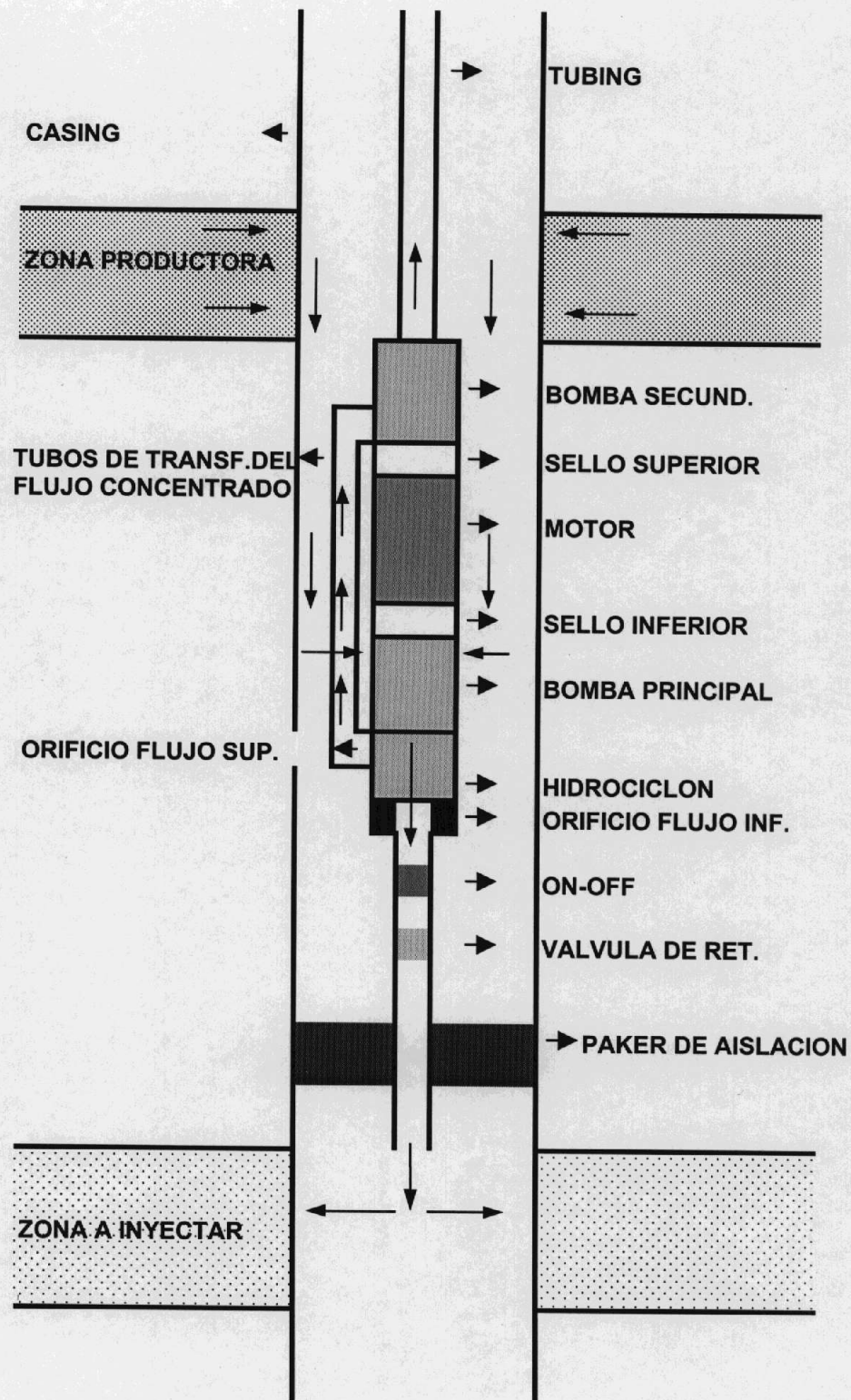


Fig. 2

Perfil Eléctrico VM-097

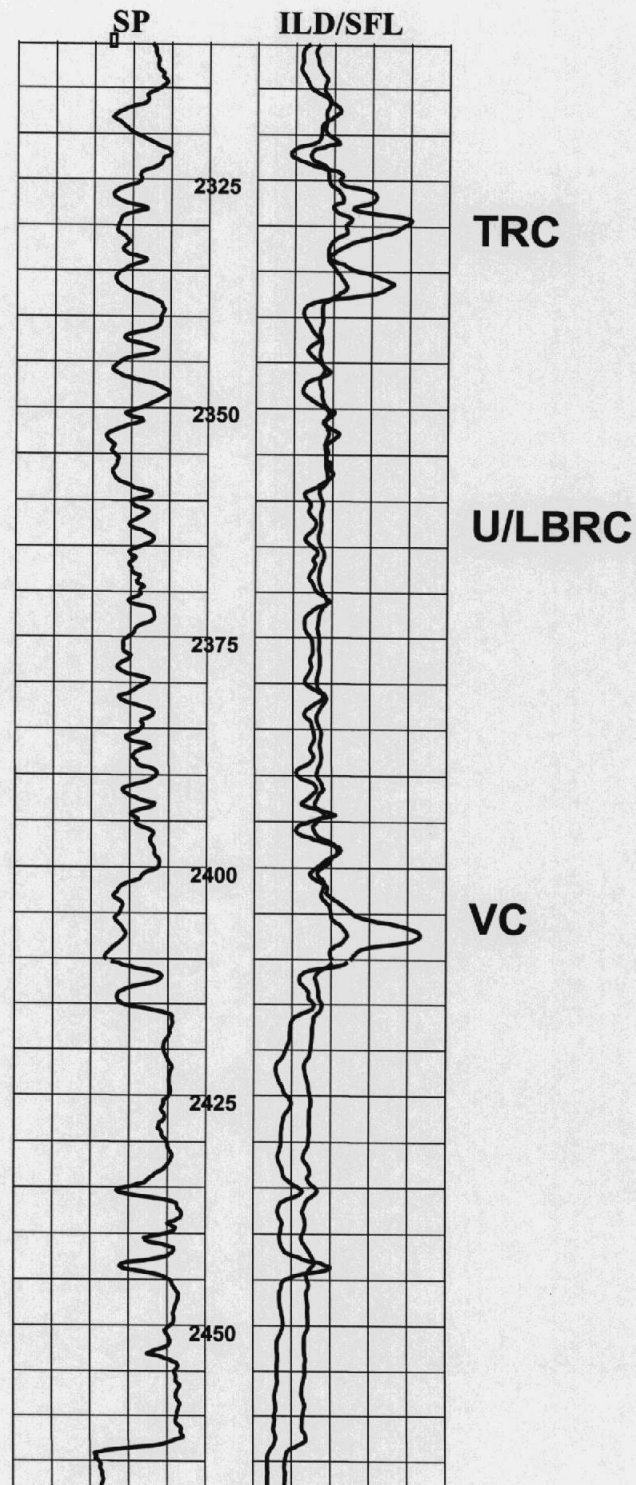
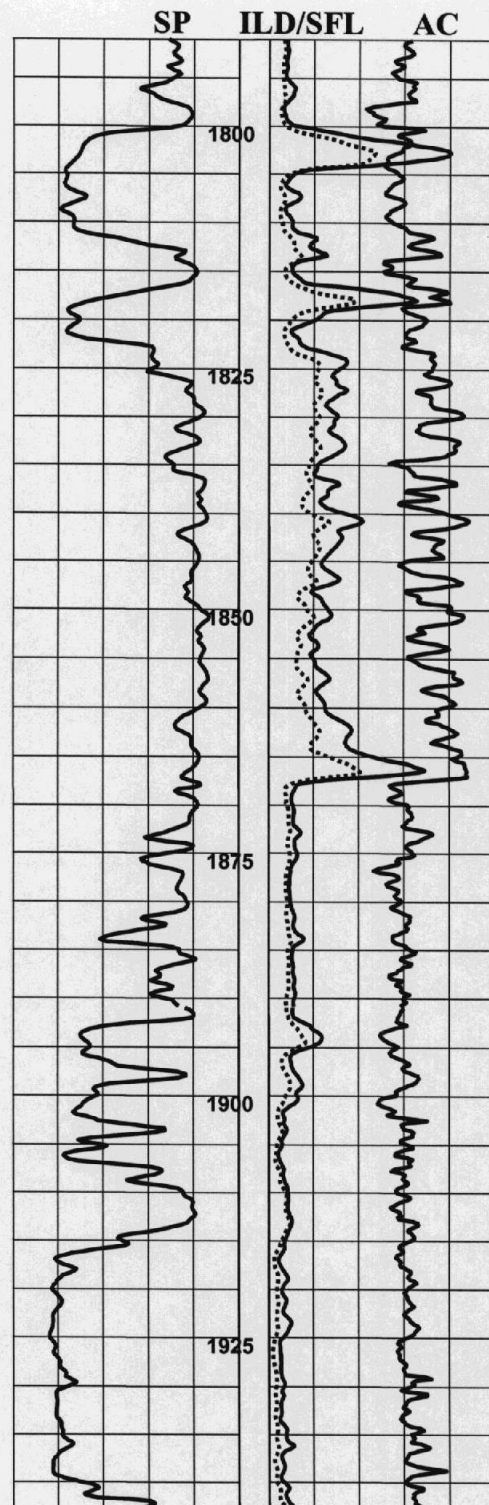


Fig. 3

Perfil Eléctrico Vi-284



PAPAGAYOS

BARRANCAS

Fig. 4

Equipamiento pozo VM-097

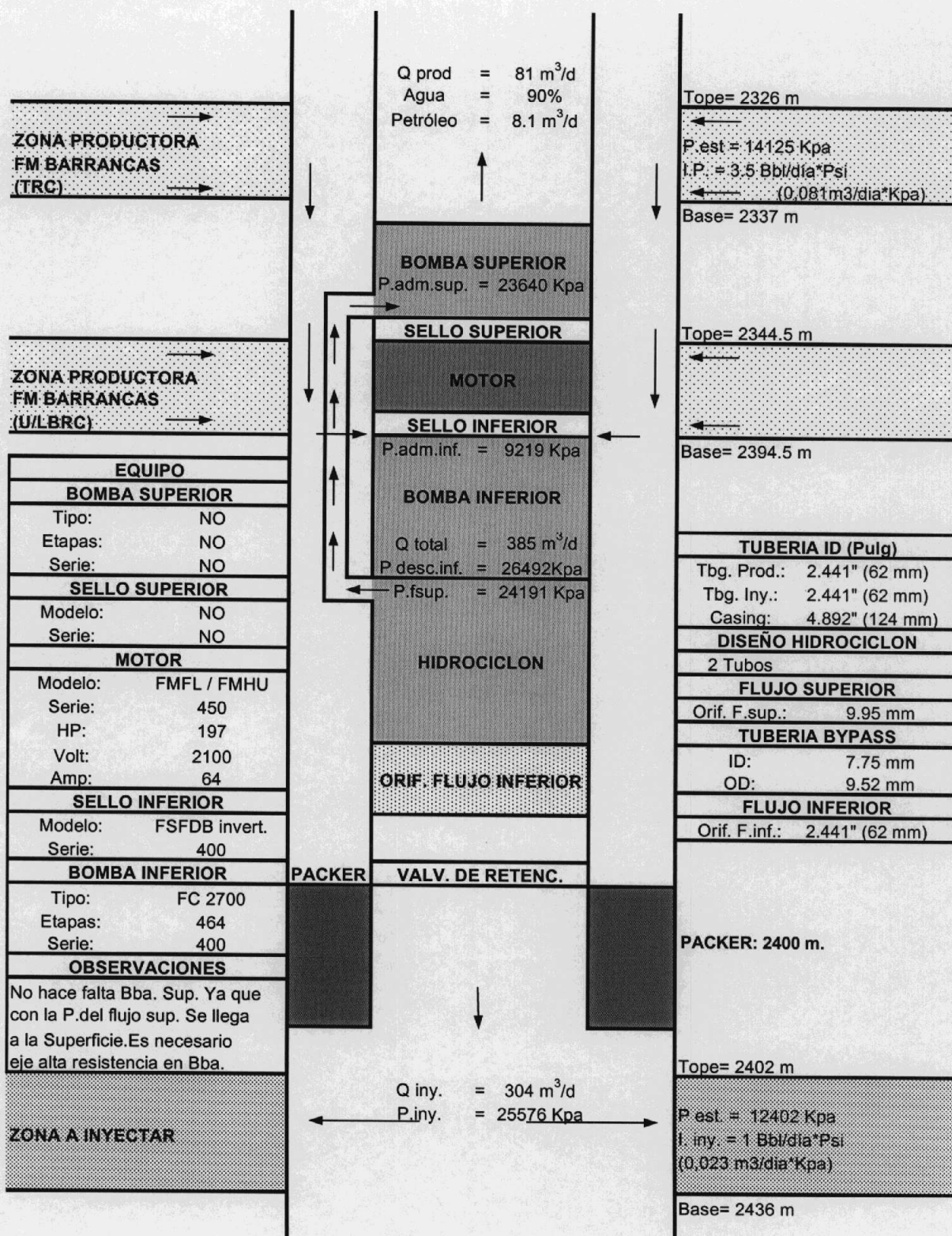


Fig 5

Equipamiento pozo Vi-284

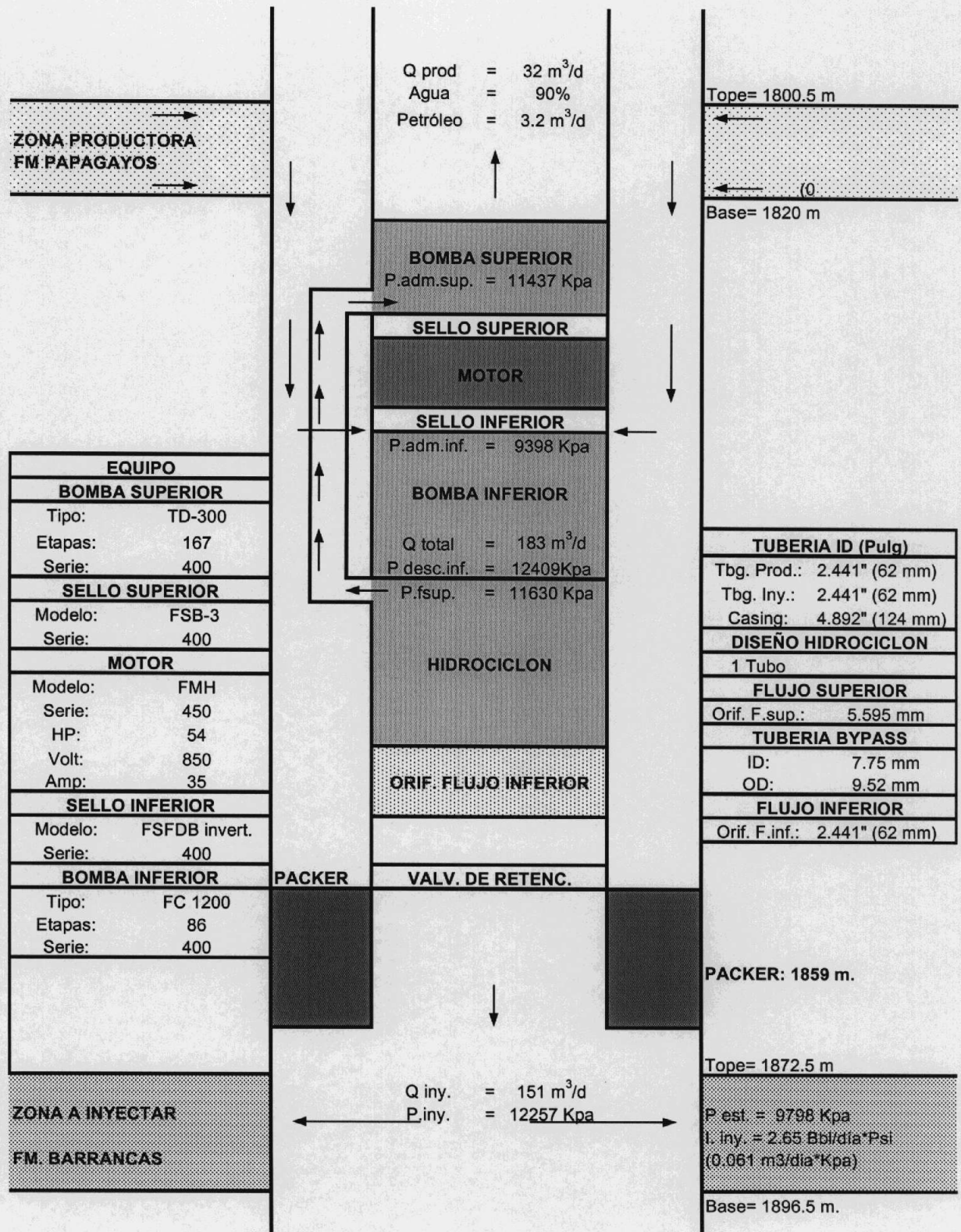


Fig 6

Producción de fluidos antes y después del DOWS

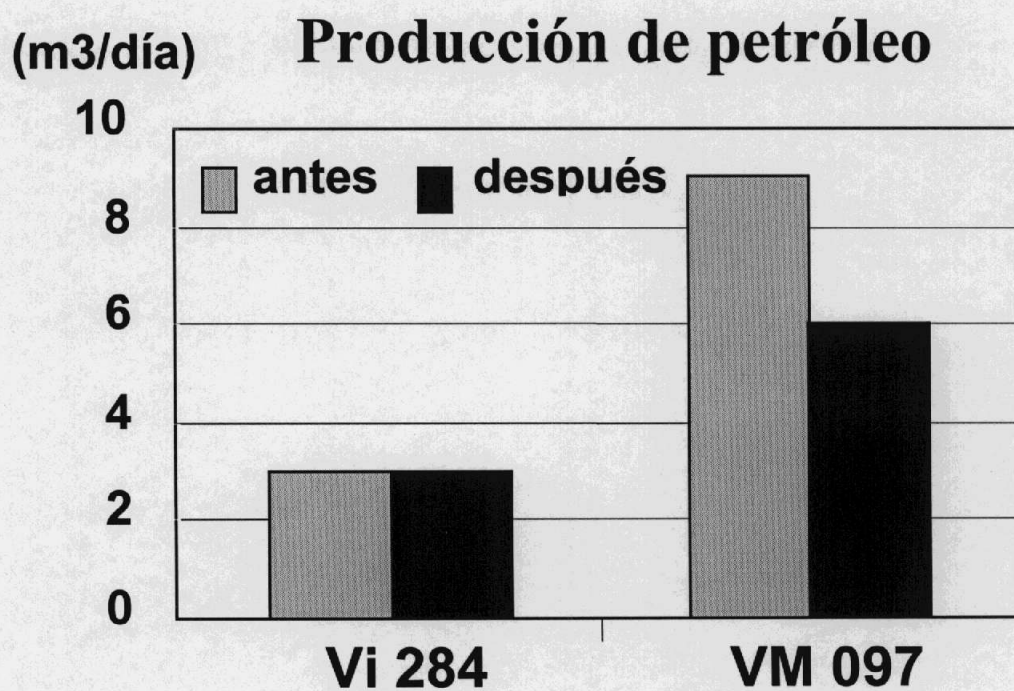
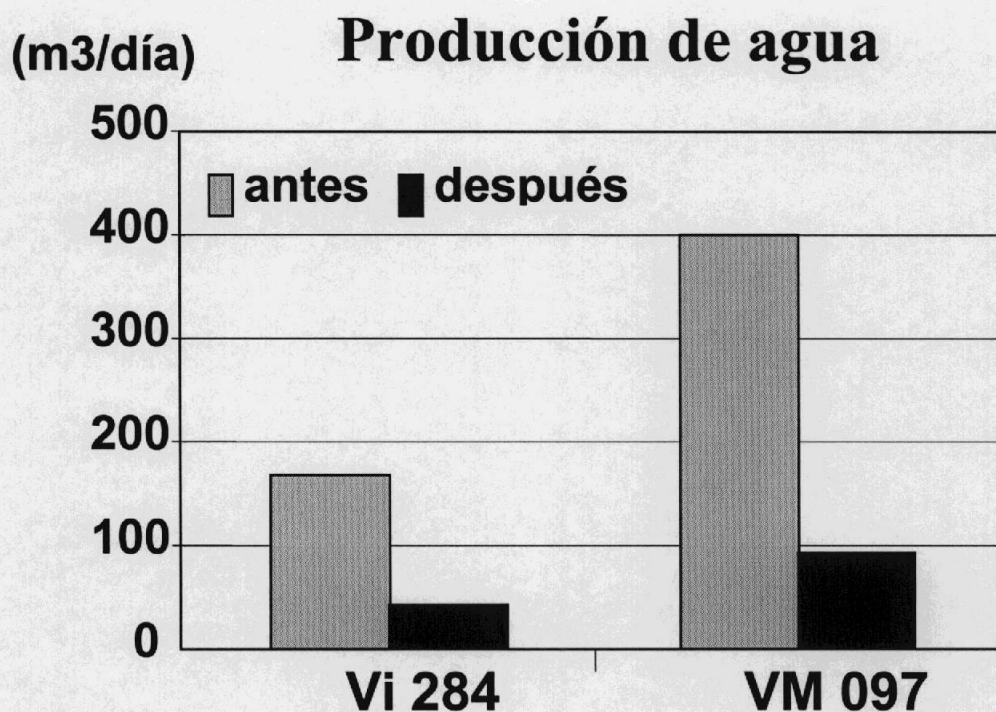


Fig. 7