

PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES DEL CAMPO BARE EN EL ORIENTE DE VENEZUELA

Autores:

Jose Mendez
Luis Bellorin
Edgar Parra

Petroleos de Venezuela S.A
Venezuela

RESUMEN

Con la finalidad de obtener la información básica requerida para continuar con el proceso evolutivo de optimización en la perforación de los pozos horizontales del campo Bare de la Faja Petrolífera del Orinoco en Venezuela, se realizó el presente estudio partiendo de la información de un grupo de pozos perforados durante 1997.

El estudio muestra un análisis de las relaciones existentes entre las variables básicas que influyen en la productividad de los pozos horizontales y los fluidos de perforación utilizados en el hoyo de producción.

Se observará claramente en el trabajo que los mejores resultados en las diferentes arenas se obtienen con fluidos de perforación drill-in (Perflow) y de baja densidad (Stablemul e Inteflow). Con su uso es evidente un aumento en la productividad de los pozos que oscila entre un 20 y 50%. Adicionalmente, se determinó el área óptima de la arena (longitud x espesor) para lograr mejorar el índice de productividad del área. También se muestran otras variables que son importantes en la perforación y producción de estos pozos, tales como la concentración de carbonato de calcio (CaCO_3) usado en el fluido de perforación de la zona productora como material puenteante y el método de producción utilizado.

Definitivamente este estudio establece un excelente marco de referencia para la toma de decisiones en la planificación de la construcción de los pozos Horizontales del campo Bare en el Oriente de Venezuela, colocando en armonía las operaciones con la productividad de los Pozos.

INTRODUCCION

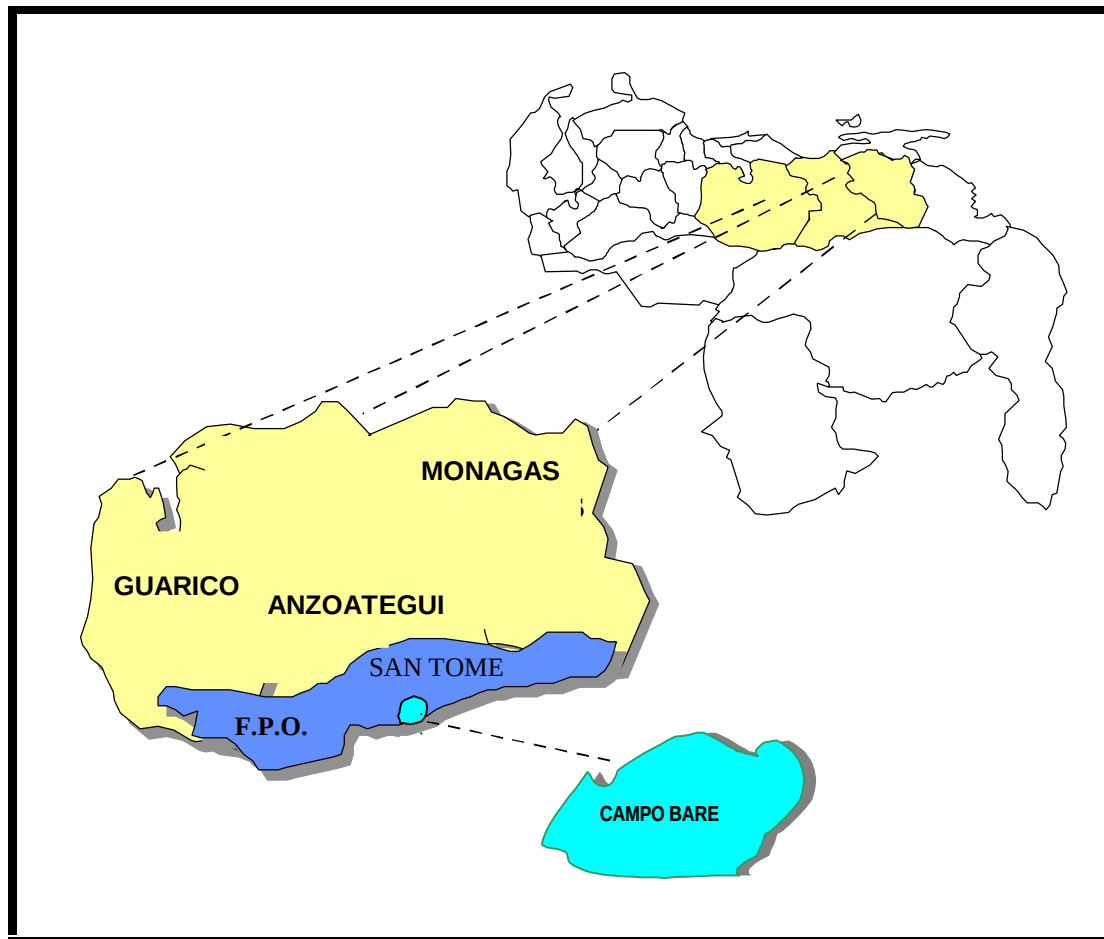
El proceso de perforación de pozos horizontales en la Faja Petrolífera del Orinoco se dio inicio en Venezuela en el año de 1.994 con el objetivo de aumentar tanto el volumen como la velocidad de recuperación de crudo por cada pozo perforado. Hasta esa fecha, esta área ha sido explotada a través de pozos verticales y direccionales con la obtención de un promedio de **200** BPPD de crudo pesado. Una vez emprendido la implantación de este nuevo proceso de perforación en el área, PDVSA dio paso a una intensiva fase de optimización operacional donde se logró pasar de **30** días de operación en 1.994 a **14** días en 1.998. Esta reducción del 53% del tiempo original por pozo muestra una excelente curva de aprendizaje producto del conocimiento e internalización de la técnica y de sus valiosas implicaciones económicas, trayendo como consecuencia la masificación de la actividad reflejada en el incremento de **17** pozos perforados en 1.994 a **112** en 1.997. De igual forma, en lo que a producción se refiere se ha incrementado la tasa en un promedio del 350% hasta alcanzar una producción promedio de 700 bpd.

Siguiendo la misma línea de mejoramiento continuo, se ha llevado a cabo este estudio con la finalidad de evaluar las principales variables que están relacionadas con la productividad de los pozos horizontales perforados en el campo Bare. Para ello se recolectaron más de **2.800** datos asociados con la perforación de 63 pozos en este campo durante 1.997. Se evaluaron variables, como: arena productora, fluido de perforación, método de producción, longitud de la sección horizontal, longitud por espesor de arena (factor LH), concentración de CaCO_3 , ubicación y posición en el yacimiento, etc. Inicialmente se observó el comportamiento de las variables en el grupo de los 63 pozos tomados como muestra, para luego separar los pozos por arena-yacimiento y por método de producción. Todos los gráficos se realizaron en función de la tasa de producción (bpd) para posteriormente hacerlo en función del índice de productividad (IP), el cual se determinó con la relación entre la tasa de producción y la caída de presión existente entre el yacimiento y el fondo del pozo. Tal caída de presión es función de la presión del

yacimiento y la presión de fondo fluyente, por lo que da una referencia de las restricciones que tiene el crudo en su flujo y por ende del daño a la formación.

UBICACIÓN GEOGRAFICA Y GEOLOGIA DEL AREA

La faja petrolífera del Orinoco esta localizada en el borde meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela abarcando un área aproximada de 144.000 Km² y constituye la mayor acumulación de crudo pesado del mundo (**Fig. 1**).



Con la exploración de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), se descubrieron cuatro acumulaciones gigantescas que yacen en arenas no consolidadas de origen deltaico, cuya edad es Mioceno Inferior. Las arenas fueron sedimentadas al comienzo de una invasión marina, durante la cual se constituyó la formación Oficina. Esa secuencia arenosa basal descansa en contacto discordante sobre el Cretáceo y sobre las rocas ígneas y metamórficas del Macizo Guayanés (ubicado al sur de la FPO).

Una de estas cuatro acumulaciones esta representada por el área de Hamaca, la cual está dividida en 25 cuadrángulos o bloques, uno de los cuales constituye el campo Bare donde se centraliza este estudio.

La estructura de esta zona la representa un homoclinal cuyo buzamiento es menor de 1° hacia el norte. En términos generales, la secuencia está poco deformada y la mayoría de las fallas son de origen tensional.

La secuencia estratigráfica del campo Bare está conformada por las formaciones: Mesa; Las Piedras; Freites, Oficina; Merecure y Basamento (**Fig. A-1**). Las acumulaciones petrolíferas en esta área ocurren básicamente en la formación Merecure y en la sección media y basal de la formación Oficina en arenas con permeabilidades ubicadas entre 1 y 2 darcies. El crudo es pesado con una gravedad promedio de 9° API.

Los valores de presiones y temperatura iniciales tomadas en la etapa de producción en frío en esta área de Bare han oscilado en el rango de 1200-1400 psi y 130-150 °F.

Es de hacer notar que esta fue una de las áreas de mayor actividad en el pasado, siendo sometida a largos períodos de producción, por lo que representan zonas de bajo gradiente de presiones con alto potencial de pérdidas de circulación.

Para la perforación de estos pozos se utilizó un diseño de tres (3) revestidores. El primero de 13-3/8" se ubica a la profundidad medida (MD) de 500' para la protección de los acuíferos superficiales. Luego, el revestidor intermedio asentado alrededor de los 3.500' (MD) con aproximadamente 80° de inclinación, para finalizar con una camisa ranurada de producción de 5-1/2" con 90° de inclinación a una profundidad medida de 5.500' y colgado a una profundidad de 3.250' (MD). El diseño de estos pozos se puede visualizar mejor en la **figura A-2**.

RESULTADOS

Para el desarrollo del trabajo se recopiló la información correspondiente a 63 pozos perforados en 1997. Se elaboraron una serie de gráficos generales con la finalidad de determinar tendencias referenciales globales. Posteriormente se clasificó la información en función de la arena productora y del método de producción utilizado. Es importante señalar que ambos resultados deben ser considerados de gran valor para emitir conclusiones y observar las tendencias generales en el campo.

Correlaciones Generales.

Uno de los aspectos de mayor interés que se consideró en este estudio fue el determinar el comportamiento de la producción y del índice de productividad en función del fluido de perforación utilizado en la sección productora (fase horizontal).

En las figuras 2 y 3 que se muestran a continuación, se puede observar que en general el uso del fluido drill-in Perflow y de los sistemas de baja densidad (Stablemul e Inteflow), resulta en una mejor tasa de producción y un mejor índice de productividad.

En relación a la tasa de producción (fig. 2), el Perflow con 896 bpd superó al viscoelástico (685 bpd) en un 31%, mientras que el Inteflow (782 bpd) lo hace en un 14% y el Stablemul (717 BPD) en un 5%. En lo que se refiere al índice de productividad (fig. 3), el Perflow muestra un valor de 2,52 bpd/lpc, superando al viscoelástico (1,68 bpd/lpc) en un 50%, mientras que el Stablemul (2,2 bpd/lpc) lo hace en un 30% y el Inteflow (1,74 bpd /lpc) en un 4%. Se puede notar que los fluidos Perflow y viscoelástico mantienen su posición de primero y último lugar respectivamente en las gráficas 2 y 3, mientras que el Stablemul y el Inteflow varían su posicionamiento con respecto al viscoelástico según sea la variable evaluada (tasa de producción o índice de productividad). A pesar de que el volumen de pozos es menor con los fluidos Stablemul, Inteflow y Perflow, definitivamente se observa un resultado que parece indicar que el camino a seguir es utilizar este tipo de fluido.

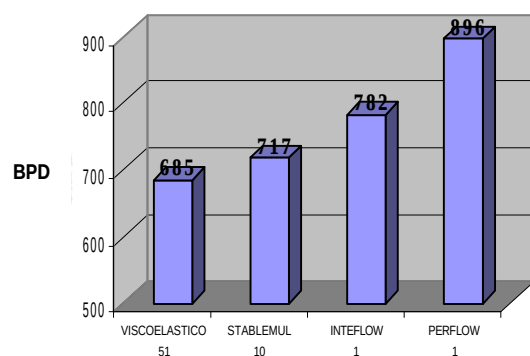


Fig 2: Tasa de producción por fluido de perforación utilizado (Nº de pozos)

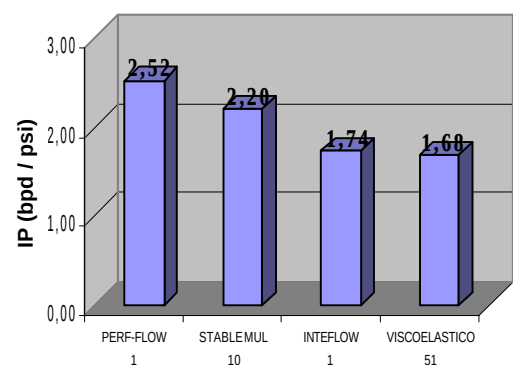
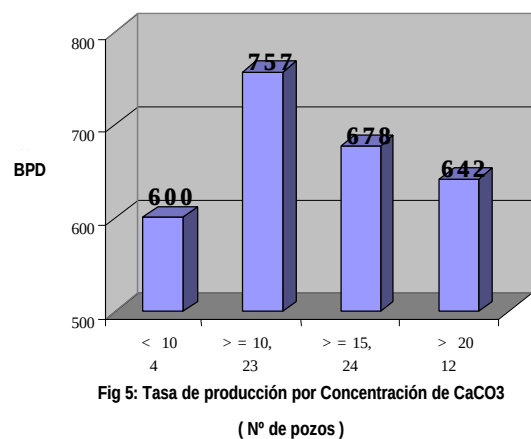
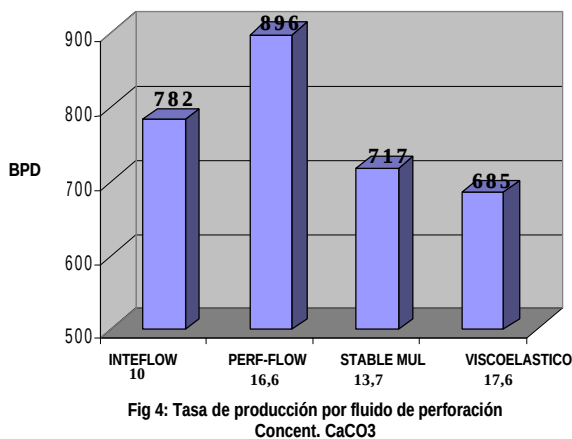


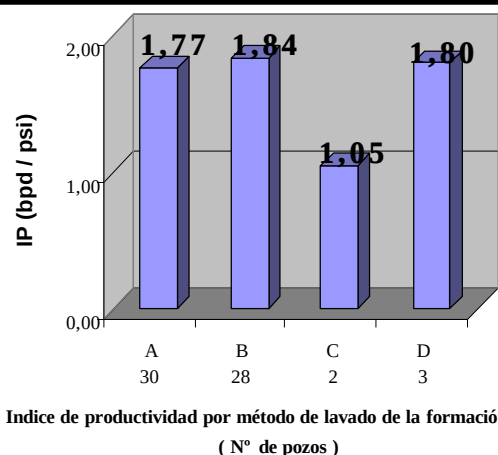
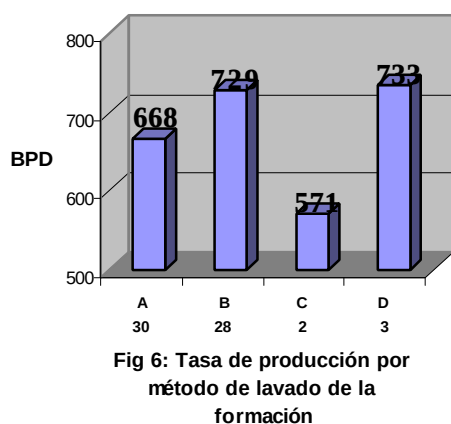
Fig 3: Índice de productividad por fluido de perforación utilizado (Nº de pozos)

La tecnología de los fluidos Drill-in, requiere de la utilización de un material obturante con distribución de partículas relacionadas al volumen poral y el tamaño de poro presente en la formación. En este sentido, el material de mayor utilización es el Carbonato de Calcio. Se puede observar en la gráfica 5 como en general la mejor tasa se logra con una concentración ubicada entre 10 y 15 lpb., mientras que por debajo de 10 y por encima de 20 se obtienen los menores valores de producción, lo cual es indicativo de que las concentraciones no permiten generar el sello efectivo necesario para prevenir la invasión del filtrado hacia la formación. Por otro lado, si se adiciona como variable el fluido utilizado (fig. 4), se nota que en cierta forma se cumplen las premisas anteriores, ya que la mayor tasa de producción se obtiene con el Perflow y una concentración de 16.6 lpb para luego ubicarse el Inteflow con 10 lpb y el stablemul con 13.7 lpb. El viscoelástico con la menor tasa presenta la mayor concentración de 17.6 lpb.



Adicionalmente al uso del material obturante, en los pozos horizontales del área de Bare, se aplica una técnica de "lavado de la formación" luego de la corrida de la camisa de producción con la finalidad de limpiar el hoyo antes de sacar el equipo de perforación y poner el pozo a producción. En los gráficos 6 y 7, los métodos que se utilizaron son denominados con letras de la siguiente manera:

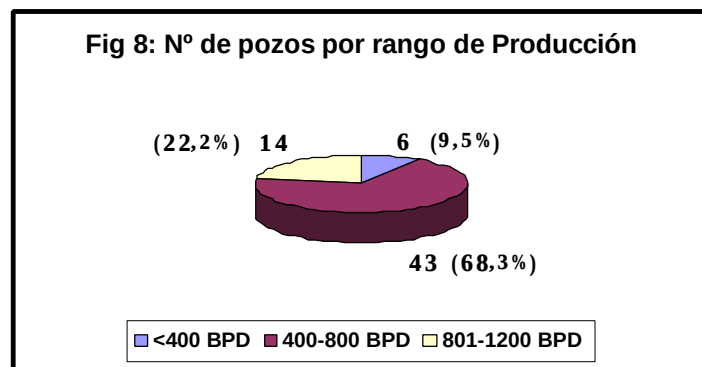
- **Píldora de detergente en remojo (A):** se deja el volumen de hoyo abierto con una píldora de detergente en remojo por un período de dos horas, y luego es desplazado con agua salada.
- **Píldora de detergente desplazada continuamente con Agua Salada (B):** en este caso el proceso de desplazamiento del fluido por agua salada es continuo.
- **Píldora de Lodo Nuevo (C):** consiste en dejar el hoyo con un volumen de fluido nuevo libre de sólidos.
- **No se Aplicó Ningún Procedimiento (D):** esto indica que el pozo simplemente se deja con el fluido con que fue perforado:



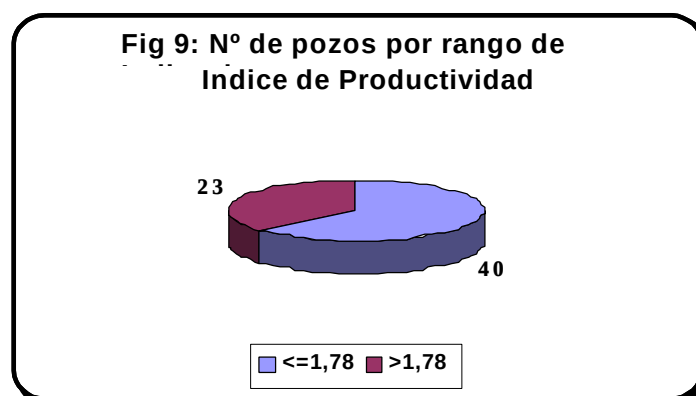
Las figuras 6 y 7 muestran la relación entre la producción, número de pozos e índice de productividad con la metodología de lavado de formación. Allí se nota (fig. 6) que el mayor valor correspondiente al promedio de producción (733 bpd) se refleja en 3 pozos en los que no se le aplicó ningún método. En el extremo contrario se ve el método "C" con la menor tasa (571 bpd) y el menor índice de productividad (1,05 bpd/psi). Ambos casos (pozos con los métodos "C" y "D") corresponden a 5 pozos perforados con el fluido de perforación viscoelástico.

En la mayoría de los pozos se aplicó el procedimiento "A" o el "B", sin embargo, es este último el que muestra mejor resultado de los dos métodos, tanto en tasa de producción con 729 bpd como en índice de productividad con 1,84 bpd/psi. Sin embargo, en la figura 7 no se observa una variación significativa en los índices de productividad con la aplicación de los métodos de lavado de la formación: "A" (1,77 bpd/psi), "B" (1,84 bpd/psi) y "C" (1,8 bpd/psi). Esta información muestra que es necesario observar con detalle esta práctica operacional, ya que pudiese ser otro el método más adecuado, o incluso la práctica podría ser contraproducente.

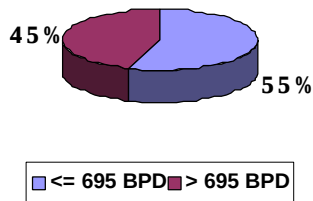
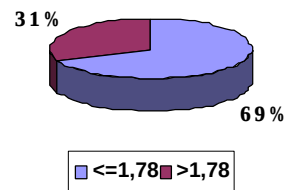
En general, como se verá a continuación en la figura 8, la mayor parte (68%) de los pozos horizontales perforados en Bare tienen una producción promedio que oscila entre los 400 y los 800 bpd. Solo 6 pozos (9,5%) tienen una producción promedio menor a 400 bpd, de los cuales 5 pozos se perforaron con viscoelástico y el otro con stablemul. Igualmente se pueden notar 14 pozos (22%) con producciones entre 801 y 1200 bpd, 10 de los cuales se perforaron con viscoelástico, 3 con stablemul y 1 con Perflow.



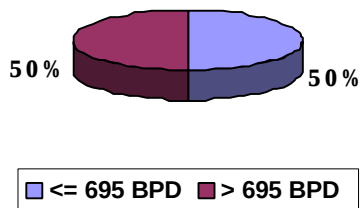
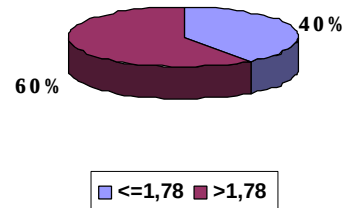
La producción promedio del total de los 63 pozos estudiados es de 695 bpd y el índice de productividad promedio es de 1,78 bpd/psi. En la figura 9, se observa que 23 pozos (37%) superan el promedio del índice de productividad del total de los pozos analizados.



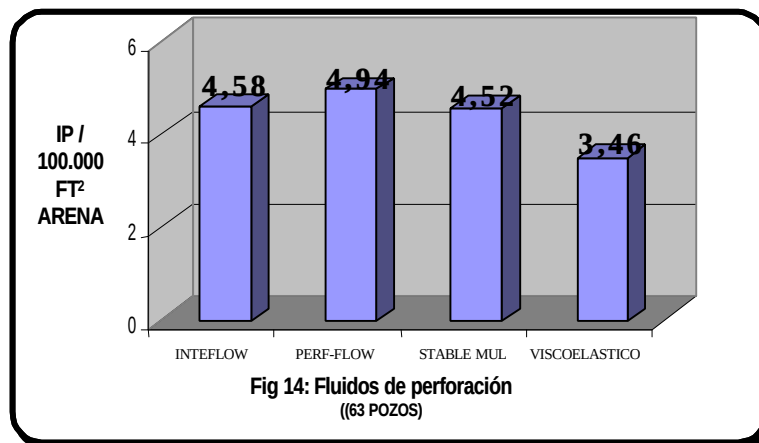
Para conocer en mas detalle la relación entre estos intervalos de producción y los fluidos de perforación utilizados, se debe observar los siguientes gráficos (figuras 10, 11, 12 y 13):

Fig 10: Rangos de producción de los pozos perforados con Viscoelástico**Fig 11: Rangos de índice de productividad de los pozos perforados con Viscoelástico**

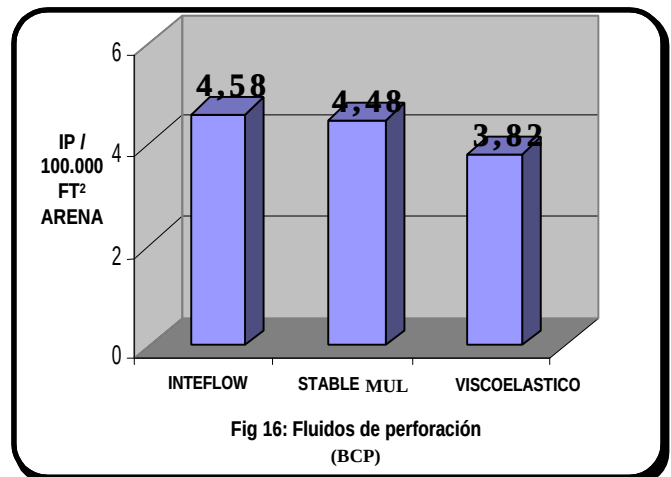
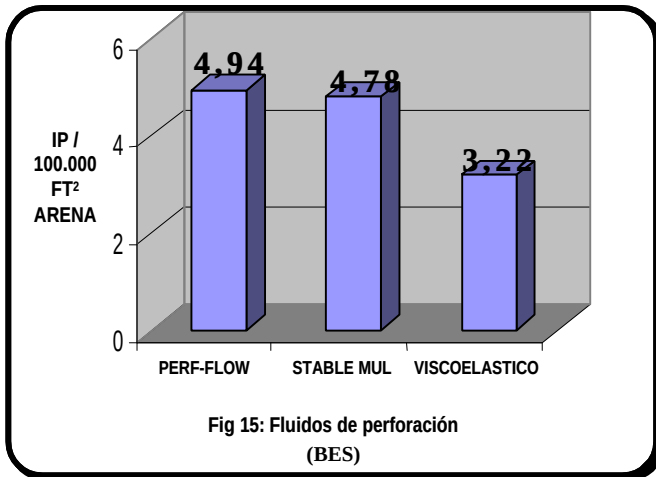
Según se ve en la figura 10 el 45% de los pozos donde se usó el fluido viscoelástico superó el promedio de producción diaria (695 bpd), mientras que en la figura 11 se observa que solo un 31% superó el promedio del índice de productividad (1,78 bpd/psi). En el caso del stablemul (figuras 12 y 13), la mitad de los pozos están sobre el promedio de 695 bpd, pero en cuanto al índice de productividad hay un 60% de los pozos que sobrepasa el promedio de 1,78 bpd/psi. Sólo se muestran gráficas con los fluidos viscoelástico y stablemul, ya que son los que tienen más de un pozo perforado.

Fig 12: Rangos de producción de los pozos perforados con Stablemul**Fig 13: Rangos de índice de productividad de los pozos perforados con Stablemul**

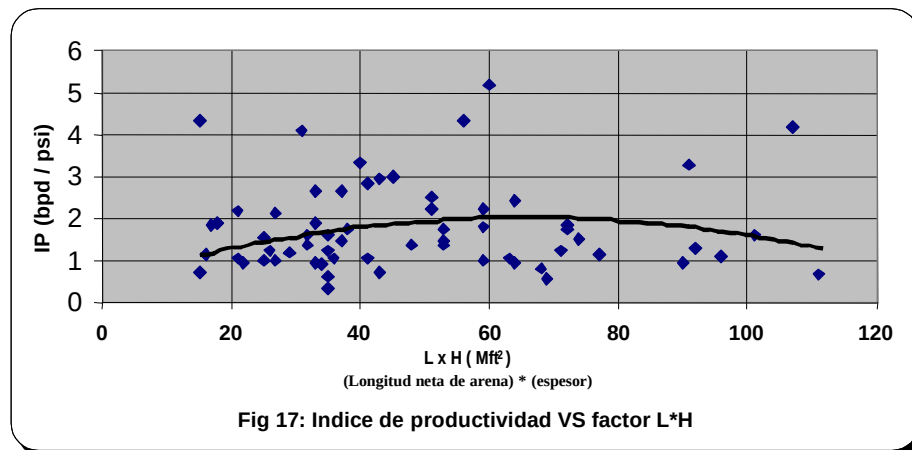
Para realizar un análisis global más acertado es conveniente detallar los siguientes gráficos (figuras 14, 15 y 16) donde se incluyen los métodos de producción y el índice de productividad por longitud neta y espesor de arena.



En la fig.14 se muestra en general, un mayor índice de productividad por cada 100.000 ft² de arena neta del fluido drill-in y de las emulsiones de baja densidad con respecto al viscoelástico (3,46 bpd/psi): perflow con 4,94 bpd/psi supera al viscoelástico en un 32%, el inteflow (4,58 bpd/psi) en un 32% y el stablemul (4,52 bpd/psi) en un 31%. Igualmente se puede observar en las figuras 15 y 16, que si se separa la información según el método de producción, se mantiene el dominio del fluido drill-in perflow y de las emulsiones de baja densidad stablemul e inteflow, aunque la diferencia es mayor en el caso del uso de bombas electrosumergibles (BES).



La última gráfica (figura 17) que se muestra en esta parte del trabajo es de suma importancia por sentar un excelente parámetro referencial para establecer la longitud ideal a perforar en la perforación de los pozos horizontales de este campo. Claramente se observa que el punto máximo de la curva de tendencia esta asociado a un factor LH ubicado cerca de los 65.000 ft². Es decir que para obtener el máximo índice de productividad de 2 bpd/psi, se requiere contar con 65.000 ft² de arena neta. Esto implica que para estimar la longitud óptima de arena neta a perforar se debe dividir los 65.000 ft² entre el espesor de la arena. Como ejemplo se puede decir que para el caso de una arena de 20' de espesor la longitud óptima de arena neta a perforar es de 3.250'. Seguramente que con el uso de los fluidos adecuados y de la tecnología más conveniente en cuanto al equipo de perforación, el índice de productividad superará ampliamente el valor mostrado como punto de inflexión en esta curva de tendencia.



Existen otras variables estudiadas como la ubicación y posición del pozo en el yacimiento. Esto se muestra en las figuras A-3 y A-4 de los anexos, donde se observa (figura A-3) mejores resultados en cuanto al índice de productividad en los pozos que se perforaron en el borde del yacimiento (1,83 bpd/psi). Esto llama la atención y podría sugerir la revisión de los mapas estructurales, ya que lo más lógico sería obtener mejores resultados en el centro del canal explorado. Por otro lado, en la figura A-4 se nota que el índice de productividad es mayor en los pozos perforados en posición oblicua (2 bpd/psi) y perpendicular (1,72 bpd/psi) al eje del yacimiento comparado con los pozos perforados en forma paralela en un 33 y 15% respectivamente.

Correlaciones por Arena.

Los 63 pozos del total de la muestra analizada se perforaron en 22 arenas diferentes. Por esta razón, para la realización de los análisis se seleccionaron las arenas con mayor número de pozos perforados con el objetivo de tener una muestra más representativa por cada arena. Es así como se trabajó con 22 pozos en la arena "R3"; ocho (8) pozos en la "U1,3"; seis (6) pozos en la "R2" y cinco (5) pozos en la "TL".

- **ARENA "R3":**

Como se puede observar, en esta arena se encuentra la mayor concentración de los pozos estudiados.

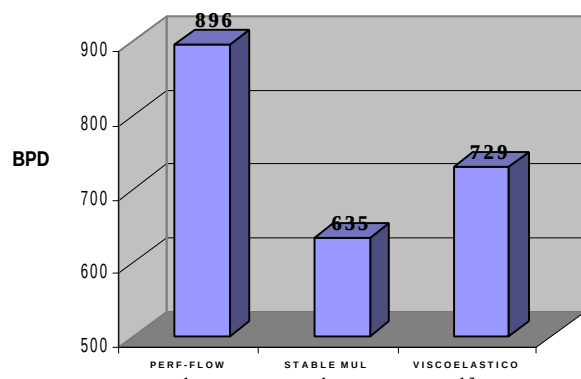


Fig 18: Producción en arena R3 por fluido de perforación (BES)
Nº de pozos

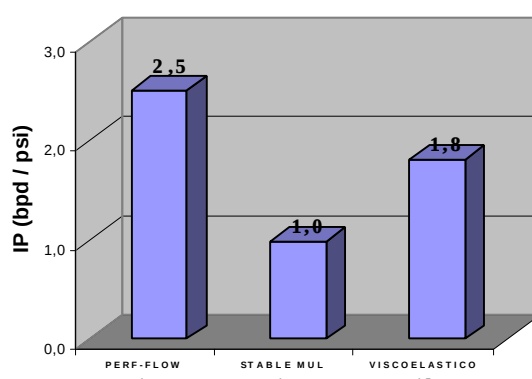


Fig 19: Índice de productividad en arena R3 por fluido de perforación (BES) –Nº de pozos

Las gráficas 18 Y 19 muestran como en la arena "R3", en los casos donde se utilizó bombeo electrosumergible (BES) como método de producción, en promedio se obtuvo tanto una mayor tasa de producción (896 bpd) como un mayor índice de productividad (2,5 bpd/psi) en el pozo donde se utilizó el fluido Perflow, seguido de viscoelástico (729 bpd–1,8 bpd/psi) y posteriormente se encuentra el fluido de perforación stablemul con 635 bpd y 1 bpd/psi.

Sin embargo, si se incluye el factor LH que toma en cuenta la longitud neta de arena y su espesor, el resultado es diferente como se ve a continuación en las figuras 20 y 21. En la figura 20 se observa el stablemul liderizando con 23,5 bpd/1000 ft² de arena R3, mientras que el perflow tiene 17,6 bpd/1000 ft² y el viscoelástico 14,4 bpd/1000 ft² de arena. Considerando el índice de productividad, en la figura 21 se tiene el fluido perflow en primer lugar con 4,94 bpd/psi por cada 1000 ft² de arena R3, seguido del stablemul con 3,63 bpd/psi y luego el viscoelástico con 3,56 bpd/psi sobre 1000 ft² de arena. Aunque existe en estas gráficas una diferencia entre los resultados obtenidos en función de la tasa y del índice de productividad, los fluidos Perflow y Stablemul están en una situación superior al fluido viscoelástico

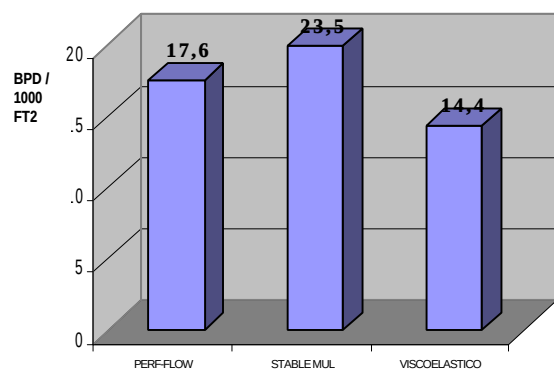


Fig 20: Producción por cada 1000 ft2 de arena R3 por fluido de perf. (BES)

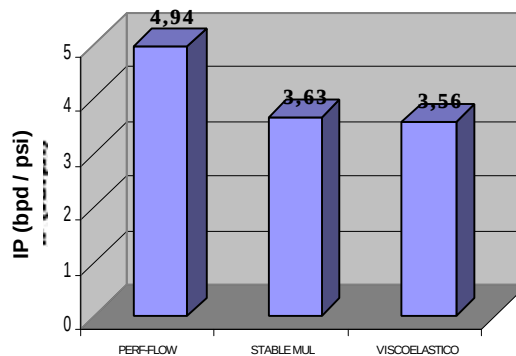
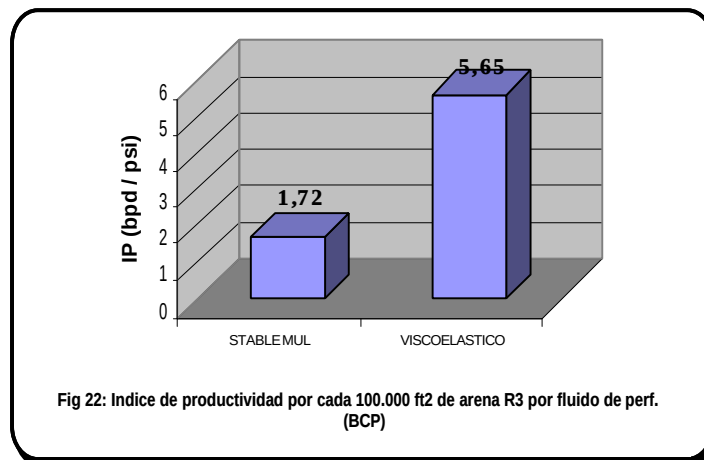


Fig 21: Índice de productividad por cada 1000 ft2 de arena R3 por fluido de perf. (BES)

En vista de que el índice de productividad lleva implícito en su cálculo la tasa de producción, a partir de ahora solo se mostrarán las gráficas en función de este parámetro.

Para el caso de los tres (3) pozos de la arena R3 que utilizaron bombas de cavidad progresiva (BCP) para su producción (figura 22), por alguna razón la cual debe ser profundizada particularmente, el pozo donde se utilizó el fluido viscoelástico se obtuvo mejor resultado que con el Stablemul.



ARENA "R2":

En esta arena, de los seis (6) pozos perforados, en cinco (5) se usó BCP como método de producción. El otro pozo no se mostrará como resultado ya que utilizó bombeo mecánico para su producción. De estos cinco (5) pozos, cuatro (4) se perforaron con stablemul y uno (1) con el sistema viscoelástico. En la figura 23 se observa como el valor neto del índice de productividad obtenido con el stablemul (2,7 bpd/psi) supera al obtenido con viscoelástico (2,2 bpd/psi) en un 23%. De igual manera, en la figura 24 el Stablemul (7,22 bpd/psi) supera en un 37% al viscoelástico (5,33 bpd/psi) cuando se considera el índice de productividad en función de los Ft² de arena neta.

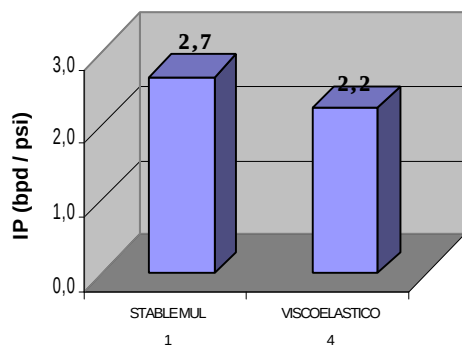


Fig 23: Índice de productividad en arena R2 por fluido de perforación (BCP) N° de pozos

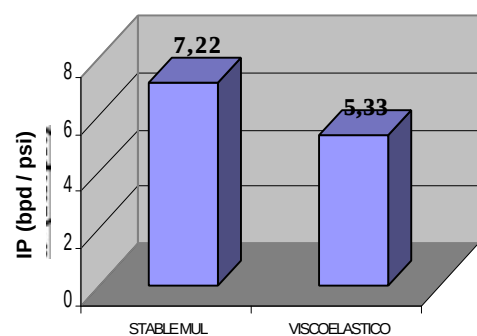


Fig 24: Índice de productividad por cada 100.000 ft² de arena R2 por fluido de perf. oración (BCP)

ARENA "U1,3":

En este prospecto se perforaron ocho (8) pozos, tres (3) de los cuales completados con BES se observan en las figuras 25 y 26, donde el stablemul presenta mejores resultados que el viscoelástico. En la figura 25 el stablemul con 2,7 bpd/psi supera al viscoelástico (1 bpd/psi) en un 270%, mientras que en la figura 26 lo supera en un 697% (8,09 vs 1,16 bpd/psi) cuando se considera el índice de productividad por cada 100.000 ft² de arena neta.

En el caso de los cinco (5) pozos completados con BCP, el índice de productividad neto mostrado en la figura 27 es mayor donde se utilizó Stablemul (3,15 bpd/psi) que donde se utilizó viscoelástico (1,18 bpd/psi) en un 267%. En la figura 28 igualmente el índice de productividad por cada 100.000 ft² de arena es mayor para el Stablemul (7,58 bpd/psi) que para el viscoelástico (4,33 bpd/psi) en un 82%.

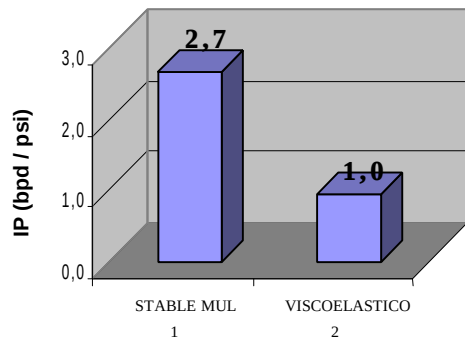


Fig 25: Índice de productividad en arena U13 por fluido de perforación (BES)
N° de pozos

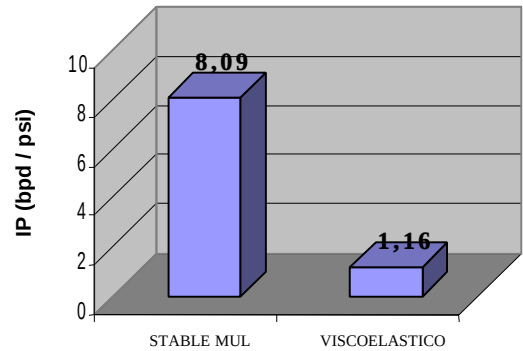


Fig 26: Índice de productividad por cada 100.000 ft² de arena U13 por fluido de perf.oración (BES)

• ARENA "TL":

En el caso de la arena TL, se hizo uso de la bomba BCP en todos los cinco (5) pozos perforados. Se puede observar que, aunque en la figura 29, el índice de productividad en los pozos donde se utilizó stablemul (1,8 bpd/psi) supera en un 80% al valor correspondiente al viscoelástico (1 bpd/psi), al incluir en la figura 30 los ft² de arena neta, resulta que por cada 100.000 ft² de arena, el viscoelástico (5,65 bpd/psi) supera en un 328% el índice de productividad del stablemul (1,72 bpd/psi).

• ARENA "U1":

En este caso, en ambas gráficas (figuras 31 y 32) se nota un mejor resultado para el fluido inteflow que para el stablemul. En cuanto al índice de productividad se puede observar en la figura 31, que el inteflow (1,74 bpd/psi) supera al stable mul (1,04 bpd/psi) en un 67%, mientras que en la figura 32 al considerar el índice por cada 100.000 ft² de arena, el inteflow (4,54 bpd/psi) supera al stablemul (2,89 bpd/psi) en un 58%. Hay que señalar que aunque en esta arena solo hay dos (2) pozos, se consideró conveniente mostrar la información correspondiente para así dar una idea del resultado del uso por primera vez en el campo de la de emulsión de baja densidad Inteflow como fluido de perforación.

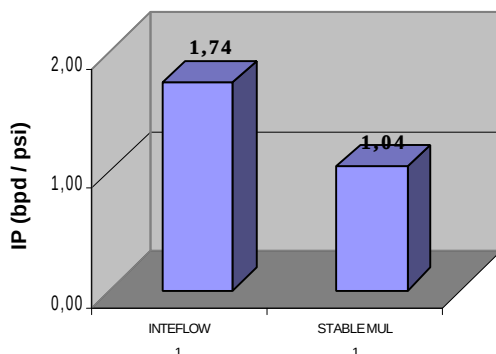


Fig 31: Índice de productividad en arena U1 por fluido de perf.oración (BCP)
N° de pozos

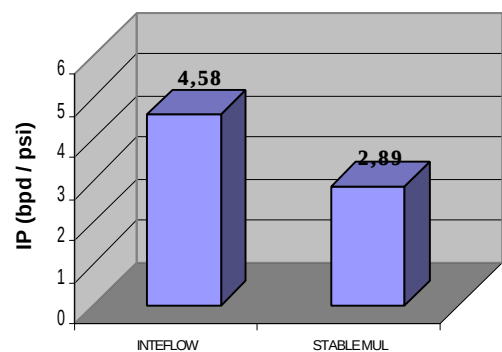


Fig 32: Índice de productividad por cada 100.000 ft² de arena U1 por fluido de perf.oración (BCP)

CONCLUSIONES

- Los sistemas Perflow (fluido drill-in) e Inteflow (emulsión de baja densidad) que solo se aplicaron una vez en los pozos del estudio, son excelentes opciones competitivas para ser utilizados como fluidos de perforación en los pozos horizontales del campo Bare, por haber incrementado en comparación con lo obtenido con los otros sistemas, el índice de productividad por ft² de arena en un 93% (arena R3) y 58% (arena U1) respectivamente.

- En general, el fluido stablemul supera al viscoelástico en producción y en índice de productividad (neto y por ft² de arena) en un rango de 20%-30%.
- En forma global, con fluidos como Perflow, Inteflow y stablemul se obtuvo un índice de productividad por cada 100.000 ft² de arena, superior al obtenido con viscoelástico en un 43, 32 y 31% respectivamente.
- El 48% de los pozos estudiados superan la tasa promedio de producción de 695 bpd, mientras que 37% supera el índice de productividad promedio de la muestra de 1.78 bpd/psi. Solo el 10% de los pozos tienen una producción menor a 400 bpd, el 68% esta entre 400 y 800 bpd y el 22% esta entre 800 y 1200 bpd.
- Se determinó que la concentración de CaCO₃ asociada a los mejores resultados de productividad está alrededor de 10-15 lpb. De igual manera a la hora del diseño del fluido de perforación se debe considerar la distribución del tamaño de partícula de este material puenteante.
- Los resultados indican que la obtención de la óptima longitud de arena neta del pozo a perforar debe estar basada en 65.000 ft².
- El índice de productividad es mayor en los pozos perforados en posición oblicua (2 bpd/psi) y perpendicular (1,72 bpd/psi) al eje del yacimiento comparado con los pozos perforados en forma paralela en un 33 y 15% respectivamente.
- La realización de este trabajo permite visualizar la importancia de considerar en los análisis de la productividad de los pozos horizontales el factor LH junto con el índice de productividad, ya que así se logra obtener una visión más amplia que puede incluso cambiar las conclusiones del estudio.

ANEXOS

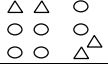
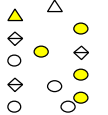
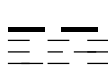
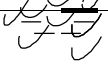
		EDAD	FORMACION	LITOLOGIA	DESCRIPCION
C E N O Z O I C O	C U A T E R N A R I O	RECIENTE	ALUVION		DEPOSITOS ALUVIALES.
		PLEISTOCENO	MESA		CONGLOMERADOS GRUESOS, ARENISCAS FERRUGINOSAS.
	M I O C E N O	PLIOCENO	LAS PIEDRAS		ARENISCAS, LIMOLITAS, LUTITAS Y LIGNITOS.
		SUPERIOR	FREITES		LUTITAS MARINAS VERDE OLIVA, FOSILIFERAS CON LENTES DE ARCILLAS Y ARENISCAS GRISES.
		MEDIO			LUTITAS CON CUERPOS LENTICULARES DE ARENAS, LIGNITOS. LOS LENTES DE ARENAS ESTAN CONSTITUIDOS POR CANALES, BARRAS Y LENTES DE GRANO FINO A MEDIO.
	INFERIOR	OFICINA		ARENISCAS MASIVAS Y LUTITAS CARBONACEAS DELGADAS.	
	OLIGOCENO	MERECURE			
		PRECAMBRICO	BASAMENTO		COMPLEJO IGNEO METAMORFICO

Figura A-1: Columna estratigráfica del Campo Bare.

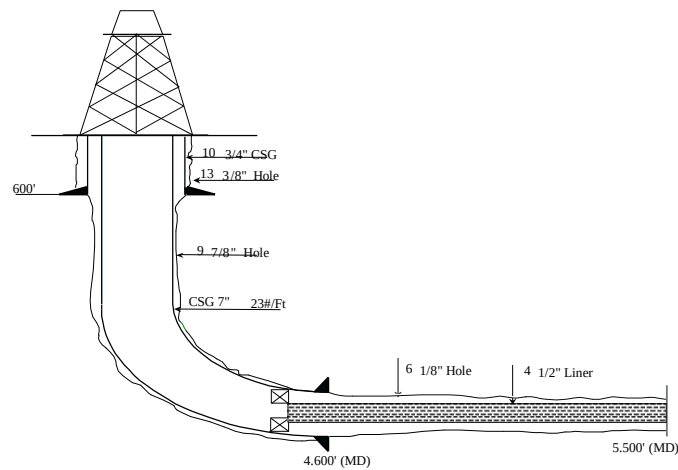
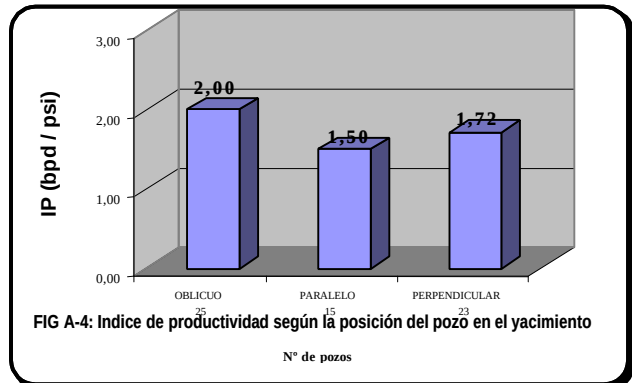
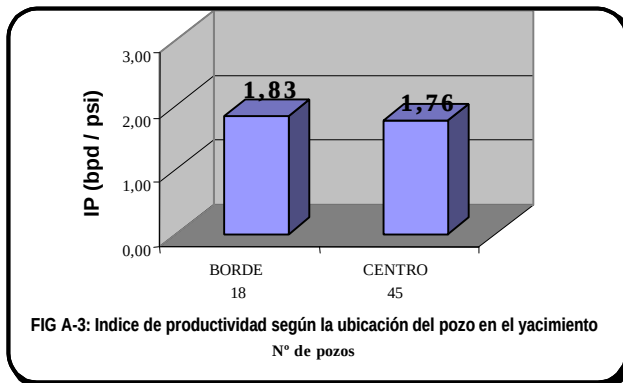


Figura A-2: Diseño de los pozos horizontales del campo Bare.



BIBLIOGRAFIA

- "Daños a la Formación, Estimulación y Fracturamiento de Pozos". Centro Internacional de Educación y Desarrollo. Filial de PDVSA.
- "Gestión 1997 Gerencia de Perforación". Distrito San Tomé. Gerencia General de Producción Oriente. PDVSA E&P. Venezuela
- "Fundamentals of Directional, Horizontal, and Multilateral Drilling". Dr. Ted G. Byrom, PE.
- "Perforación Horizontal". Centro Internacional de Educación y Desarrollo. Filial de PDVSA.
- "Sumario de Producción 1997". Distrito San Tomé. Gerencia General de Producción Oriente. PDVSA E&P. Venezuela