

SIMULADOR DE CONECTIVIDAD HIDRAULICA ENTRE POZOS

Bernardo Silva de Jesús, Aristóbulo Bejarano W., Claudia Soto Tavera.
Instituto Colombiano del Petróleo ICP – Ecopetrol - Colombia

RESUMEN

Este trabajo describe el desarrollo de un nuevo modelo computarizado para estimar la distribución de la Conectividad Hidráulica Entre Pozos (CHEP)¹ y su aplicación en varios yacimientos, tanto de carbonatos, como de clásticos. Este es un concepto novedoso que ha ayudado a comprender el movimiento de los fluidos dentro de los yacimientos. Su utilización ha permitido disminuir el tiempo de los trabajos de workover en el campo Casabe. Se puede considerar a la CHEP como un identificador de áreas potenciales y como una herramienta de planeación (priorización) de operaciones.

INTRODUCCIÓN

Una buena caracterización del yacimiento complementado con el entendimiento de la Conectividad Hidráulica Entre Pozos (CHEP) y su distribución espacial, pueden contribuir notablemente a optimar el espaciamiento, la ubicación de los pozos de relleno dentro del programa de desarrollo de un campo, bien sea primariamente o dentro de una etapa de desarrollo secundario o recobro mejorado, así mismo contribuir a detectar en primera instancia los pozos que deben someterse a trabajos de estimulación, fracturamiento o control de producción de agua, con el propósito de maximizar el recobro económico de un yacimiento de hidrocarburos.

La CHEP, es un buen indicador de localizaciones con alta productividad y juega un papel muy importante para explicar y cuantificar el aumento del recobro durante el desarrollo de un campo, bien sea primario o en recobro mejorado.

Se ha demostrado que a menor distancia entre pozos, mayor es el aumento del recobro de petróleo³. Este recobro adicional se puede explicar debido principalmente a que la CHEP se aumenta al disminuir el espaciamiento. Entre más cerca estén los pozos en un proceso de desarrollo mejorado, mayor es la CHEP y mayor es el recobro.

La CHEP es un parámetro importante de la formación que debe considerarse en el diseño del desarrollo de los campos productores de petróleo, sea cual fuere su estado de explotación.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La industria productora de hidrocarburos ha hecho esfuerzos muy grandes desde los puntos de vista técnicos y económicos para modelar e interpretar el camino más probable que siguen los fluidos dentro del yacimiento, bien sea hacia los pozos productores de hidrocarburos o desde los pozos inyectores para mantenimiento de presiones, especialmente en aquellos yacimientos en donde el mecanismo de producción o el mantenimiento de presión es la inyección de agua.

La búsqueda de nuevas técnicas de modelamiento de los yacimientos para una mejor explotación de los yacimientos, nos compromete a investigar en tecnologías modernas desarrolladas sobre este tema y que sean rentables desde el punto de vista económico. Por lo que las técnicas de modelamiento, lenguajes de programación de última generación y visualización que se han desarrollado se aprovechan en este simulador, para describir mejor nuestros yacimientos productores de petróleo y gas. Esta herramienta tecnológica nos permitirá enfrentar en el futuro con más acierto el control de la producción de hidrocarburos.

MARCO TEÓRICO

Conectividad Hidráulica Entre Pozos (CHEP). Frecuentemente la Conectividad ha sido considerada como la continuidad del espesor de los estratos entre los pozos². Sin embargo las propiedades de flujo no permanecen constantes entre los mismos; por lo tanto, se deben considerar parámetros adicionales para estimar la Conectividad de un medio poroso.

Ultimamente a los parámetros de continuidad de la formación basados en el espesor, se le han incorporado tanto los conceptos petrofísicos como los geométricos, para derivar una ecuación

matemática que mejora la idea de la interrelación entre los fenómenos de depositación y el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento³.

Zona conectadas hidráulicamente, son porciones del yacimiento que tienen interconexiones de porosidad, permeabilidad y espesor, que permiten el flujo de fluidos. Se dice que hay Conectividad hidráulica entre dos pozos o puntos arbitrarios de un yacimiento, si existe un camino continuo de movimiento de fluidos entre ellos, independiente- mente de su litología y de los límites del estrato. En un estrato continuo y conectado hidráulicamente, una descripción cuantitativa de CHEP del medio poroso puede ser la relación de la tasa de producción o inyección actual y la tasa de producción o inyección idealizada o hipotética.

Modelos Matemáticos

El fenómeno de CHEP, no puede observarse directamente, como la mayoría de fenómenos relacionados con la producción de hidrocarburos, pero puede inferirse a partir de datos obtenidos por medidas indirectas, por lo tanto se recurre a modelos matemáticos. Siguiendo este criterio, el modelo radial desarrollado se ha aplicado en varios yacimientos, tales como los del Campo Casabe y el lease Johnson JL "AB" (Grayburg). La aplicación de este modelo contribuye a un mejor entendimiento del fenómeno de movimiento de los fluidos y de los factores que lo afectan, así mismo su influencia sobre la producción e inyección a través del yacimiento. Estas relaciones son importantes para entender el camino de flujo más probable dentro del medio poroso y puede ser útil para optimizar la localización de los pozos, prever algunas respuestas de pozos primarios y definir los intervalos a tratar en caso de detectar problemas de daños en la formación. La ecuación teórica del modelo radial que se ha aplicado hasta ahora en los yacimientos caracterizados, es:

$$CHEP = \frac{\int \frac{d}{r}}{\left[\frac{\int \frac{d}{r}}{Kr_1 h_1} + \frac{\int \frac{d}{r}}{Kr_2 h_2} \right] Kr_{max} h_{max}}$$

El índice de CHEP varía entre 0 y 1. Si el medio poroso es muy heterogéneo, la CHEP se aproximará a cero y si es homogéneo será igual a uno. Como se puede observar en la ecuación general, este índice incluye parámetros geométricos (espesor de la zona, distancia entre pozos, radio de los pozos), e hidráulicos (permeabilidades), además relaciona la heterogeneidad y la Conectividad hidráulica entre los puntos seleccionados.

El costo de la realización masiva de trabajos de workover, para aumentar la producción de petróleo, requiere de grandes esfuerzos en el manejo integrado de la información y un buen principio es la definición del movimiento de fluidos en el yacimiento, para lo cual en primera instancia se requiere que toda la información disponible (integrada en forma rápida, sencilla y consistente) se pueda analizar y así seleccionar las áreas sobre las cuales se van a concentrar los esfuerzos económicos y logísticos para generar el incremento de producción planeado⁴.

ESTADO DEL ARTE

Debido a que los crudos primarios se están agotando rápidamente, y cada vez se hace más difícil encontrar nuevas reservas, las reservas definidas deben producirse eficientemente. Se ha estimado que por lo menos el 50% de las reservas producibles conocidas pueden ser recuperadas con los métodos secundarios convencionales y aplicando técnicas de control de producción de agua que permitan un manejo económico de los proyectos de explotación.⁵

Una de las principales preocupaciones en un proyecto de producción de hidrocarburos es la heterogeneidad del yacimiento (los horizontes productores de petróleo no son homogéneos, esto se ha detectado claramente en corazones y en registros de pozos)⁶ y relacionado con este fenómeno, el movimiento de fluidos en las formaciones productoras, cuando la explotación no se hace en forma selectiva. Periódicamente se toman registros para determinar los perfiles de producción e inyección (dependiendo del tipo de pozo inyector o productor), para definir hacia que partes del yacimiento se están moviendo los fluidos y definir los intervalos que presentan inyecciones o producciones prefe-

renciales. De este seguimiento, se generan trabajos de reacondicionamiento (aislamientos, taponamiento y/o estimulaciones) para tratar de mejorar los perfiles de producción (pozos productores) y los perfiles de inyección (pozos inyectores de agua) y así aumentar la eficiencia de barrido vertical/areal y por ende el recobro de aceite.

La producción de petróleo y gas en yacimientos heterogéneos, que han sido sometidos a procesos de recobro mejorado, generalmente presenta dificultades ocasionadas por el establecimiento de caminos preferenciales de flujo entre los pozos y adedamiento (digitación viscosa)⁷, que hacen difícil el control del movimiento de fluidos; resultando en baja eficiencia de barrido.

Para entender este problema, se han llevado a cabo muchas investigaciones tendientes a desarrollar técnicas de predicción del movimiento de fluidos en el yacimiento, que van desde la caracterización del yacimiento, simulación numérica, inyección de trazadores químicos, toma de registros de producción, concepto de Conectividad hidráulica, etc. Cada uno de estos procedimientos presenta sus correspondientes ventajas y aproximaciones.

Los últimos esfuerzos y avances técnicos en la predicción del movimiento de fluidos se han realizado usando el concepto de Conectividad Hidráulica Entre Pozos que puede indicar que corredores del yacimiento constituyen los canales preferenciales de flujo.

El concepto de Conectividad Hidráulica Entre Pozos se ha aplicado básicamente a procesos de recobro secundario, tales son los casos del campo Johnson JL "AB" (yacimiento de carbonatos) y del campo Casabe (yacimientos de clásticos), en donde se caracterizaron los 32 yacimientos (8 bloques con 4 yacimientos cada uno (A1, A2, B1, B2))⁸ en un tiempo corto (seis meses). Como se puede ver este concepto es muy valioso en campos en donde no se disponga de mucha información. Como resultado de la aplicación de este concepto, se generó una gran cantidad de trabajos de reacondicionamiento, enfocados al mantenimiento de la producción y a la reducción de los costos en los trabajos de workover, ya que se descartaron las zonas e intervalos con índices de Conectividad menores a 0.5. Esto permitió tener reducciones en el tiempo de los trabajos de reacondicionamiento bastante significativas, en algunos casos este tiempo pasó de 22 días a 7 días.

RELACIÓN DE LA CHEP CON EL COMPORTAMIENTO DE LOS YACIMIENTOS.

Silva³ ha demostrado que existe una relación entre algunas de las propiedades del yacimiento tales como la textura (ver figura 1). En el caso de la formación Grayburg se ve claramente que hay una relación directa con la textura de la roca. En las partes del yacimiento en donde predominan el grainstone (buenas características como roca reservorio) los valores de la CHEP son más altos que en aquellas partes del yacimiento en donde aparecen en mayor cantidad el mudstone (malas características como reservorio).

En igual forma se ha detectado que existe una relación directa entre la producción de fluidos del yacimiento y la CHEP (ver figura 2) en el caso de pozos productores e igual sucede en los pozos inyectores; a mayor CHEP, los yacimientos permiten mayor inyección de agua en el caso de los yacimientos que son sometidos a recobro secundario por inundación de agua (ver figuras 3 y 4).

CORRECCIÓN Y AJUSTE DE MODELOS DE PRONÓSTICOS

Al usar modelos analíticos de pronósticos de producción de fluidos en el caso de inundación con agua, tales como los desarrollados por Stiles, Craig-Geffen-Morse y Dykstra –Parson, se ha observado que son de gran ayuda, pero por ser métodos analíticos sencillos, los resultados obtenidos se alejan de la realidad, sin embargo cuando estos modelos se corrigen usando la CHEP, los valores que se obtienen, se acercan mas a la realidad (ver figuras 5 y 6)¹¹.

OTROS USOS DE LA CHEP

La CHEP, se puede usar para predecir el comportamiento de los perfiles de inyección de un pozo sometido a inyección de agua (ver figura 7)¹². Esta herramienta nos permite predecir las posibles canalizaciones que puedan presentarse durante el proceso de recobro secundario y poder tomar las medidas de antemano y o modificar los diseños de completamiento de los pozos inyectores y/o la mejor forma de aplicación del recobro secundario.

Al aplicar el concepto de la CHEP a toda un área de producción, podemos hacer una aproximación sobre el comportamiento del área y detectar los pozos que presentan anomalías, tales como pozos con severos bloqueos (pérdida de permeabilidad o altos valores de skin effect) y pozos con problemas de severas canalizaciones (ver figura 8)¹³.

SIMULADOR HICPROM

El simulador desarrollado consta de los siguientes módulos:

Módulo de entrada de la información básica.(MEIB) En este módulo se ingresan las coordenadas de los pozos, el nombre de cada pozo, la producción o inyección acumulada y el radio del pozo. Este es un archivo en formato texto o ASCII.

Módulo de entrada de información de cada pozo.(MEIP) Con base en el nombre de cada pozo entrado en el módulo MEIB, el simulador busca la información para cada pozo. Este archivo debe contener pie a pie la información relacionada con el identificador del intervalo productor (o inyector), profundidad, nivel del mar, porosidad y permeabilidad. El formato de este archivo debe ser texto.

Módulo de verificación de la información (MVIN): este módulo permite verificar que la información esté dentro de parámetros reales. También permite hacer correcciones en línea en caso de detección de errores.

Módulo de salida de los resultados (MSRE). A través de este módulo se permite la salida de los resultados en formato texto para imprimir y a través de la pantalla para consultar. La información a consultar por pantalla consta de coordenadas del pozo, producción acumulada, porosidad, permeabilidad y CHEP promedio, espesor total e identificador del intervalo, zona o pozo a los cuales se les calcularon estas propiedades. El archivo de salida a través de la impresora, entrega los resultados anteriores, para todos los pozos.

Módulo de ajuste de la Permeabilidad (MAPE). En este módulo se permite hacer el ajuste de la permeabilidad crítica básica (threshold permeability). La permeabilidad crítica básica, es la permeabilidad mínima requerida para que cada intervalo productor, pueda hacer su aporte dentro de todo el conjunto de intervalos productores, cuando el pozo produce simultáneamente y en el caso de los pozos inyectores, es la permeabilidad mínima requerida para poder inyectar agua o fluidos dentro de cada intervalo inyector, en presencia de todo el conjunto de intervalos inyectores.

Módulo de entrada de identificadores (MEID). Este módulo permite la entrada del identificador del intervalo, la zona o de todo el pozo, para hacer los cálculos de las propiedades promedias de la(s) formaciones involucradas.

Módulo de cálculo (MOCA). En este módulo se realizan las operaciones tales como el cálculo de las distancias, selección de los pozos más próximos al pozo de referencia, los cálculos de la CHEP en cada dirección, sus promedios y las propiedades promedias de porosidad, permeabilidad y los espesores que cumplen con la permeabilidad base.

Módulo de Graficación (MOGR). Este módulo permite graficar la ubicación de los pozos, con el objetivo de verificar la información que se le ha suministrado al simulador, permite consultar el archivo y verificar la información particular para cada pozo.

Módulo de Impresión (MOPR). A través de este modulo podemos obtener en copia dura los archivos y las gráficas de resultados.

Módulo de ayuda en línea (MHLP). El simulador dispone de una ayuda en línea desde la cual se pueden realizar algunos comandos. Este módulo de ayuda en línea permite consultar el manejo del programa y hace aclaraciones sobre algunos conceptos básicos.

Capacidad de proceso del simulador

El simulador puede manejar archivos de hasta mil pozos simultáneamente y realizar los cálculos para este número de pozos. Prácticamente el límite lo impone la capacidad del equipo de computación que se esté usando. El simulador se puede correr en microcomputadores de escritorio y/o laptops, con capacidades de proceso desde 30 MHz, discos duros desde 100 MB y memoria RAM desde 4MB.

CONCLUSIONES

Se ha desarrollado un simulador que permite realizar los cálculos de La Conectividad Hidráulica Entre Pozos, propiedades promedias del yacimiento de hasta mil pozos simultáneamente y que puede funcionar en equipos de computación de baja capacidad.

El simulador de CHEP, permite en forma rápida y con poca información realizar ajustes y priorización de los trabajos a realizar y de las zonas o intervalos a los que se debe hacer workover, con el objetivo de mejorar la producción de hidrocarburos.

El simulador HICPROM permite detectar en forma global las áreas potenciales productoras de petróleo y gas y su potencial para explotar en forma más eficiente los yacimientos.

NOMENCLATURA.

CHEP= Conectividad Hidráulica Entre Pozos (adimensional),

K= Permeabilidad (md),

R = radio (pies)

δ = diferencial,

AGRADECIMIENTOS.

Los autores desean expresar sus agradecimientos a la alta administración del Instituto Colombiano del Petróleo ICP – Ecopetrol, en cabeza del Doctor Jaime Cadavid Calvo, por la oportunidad para llevar a cabo este proyecto y por permitirnos escribir este artículo para el tercer Seminario Internacional: Mejoras en Prácticas de Explotación de Petróleo y Gas – INGEPE 99.

REFERENCIAS

1. Silva de Jesús, B., Bejarano W.,A., Soto, T., C.: "Desarrollo de un simulador de Conectividad Hidráulica entre Pozos" ICP-Ecopetrol Technical Manuals, Bucaramanga, Diciembre, 1998.
2. Stiles, L.H.: "Optimizing Waterflood Recovery in a Mature Waterflood, The Fullerton Clearfolk Unit," paper SPE 6198 presented at the SPE-AIME 51st Annual Fall Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, Oct. 3-6, 1976.
3. Silva De Jesus, B.A.: "Hydraulic Interwell Connectivity in a Carbonate Reservoir: Johnson JL "AB" (Grayburg) Study Area, Ector County, West Texas," Texas A&M University, M.S. Thesis December 1991.
4. Gómez, A., Ramírez, A., Aguas, P., Silva de Jesús, B., Toro, A.: "Desarrollo Secundario de Casabe por Inundación con Agua," Estudio Ecopetrol, 1981.
5. George, C.J., and Stiles, L.H.: "Improved Techniques for Evaluating Carbonate Waterfloods in West Texas," JPT (Nov. 1978) 1547-1554.
6. Alpay, O.A.: "A Practical Approach to Defining Reservoir Heterogeneity," JPT (Jul. 1972) 841-848.
7. Craig Jr., F.: "The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding," SPE Monograph Vol. 3, 1980.
8. Silva de Jesus, B.: "Estimation of Petrophysical Rock Properties for the Casabe Field Reservoirs," Ecopetrol Technical report, Casabe, April, 1992.
9. Silva de Jesús, B.: "Conectividad Hidráulica entre Pozos," paper presented at the fifth Colombian Petroleum Congress, Santafé de Bogotá, October 13-16, 1992.
10. Prada, A., Civan, F.: "Modification of Darcy's law for the threshold pressure gradient," Journal of Petroleum Science and Engineering 22 (1999) 237-240.
11. Franco S., L.: "Conectividad Hidráulica Entre Pozos en Modelos de Recobro por Inyección de Agua," Universidad Industrial de Santander , Tesis de Ingeniería de Petróleos. 1996.
12. Silva de Jesús, B.: "Conectividad Hidráulica Entre Pozos en yacimientos de areniscas," paper presented at the first International Seminar - INGEPE, Lima, Perú, October , 1993.
13. Silva de Jesús, B.: " Conectividad Hidráulica Entre Pozos – Arenas Superiores Bloque 8 –Campo Casabe,"Ecopetrol Technical Report, 1992.

Figuras

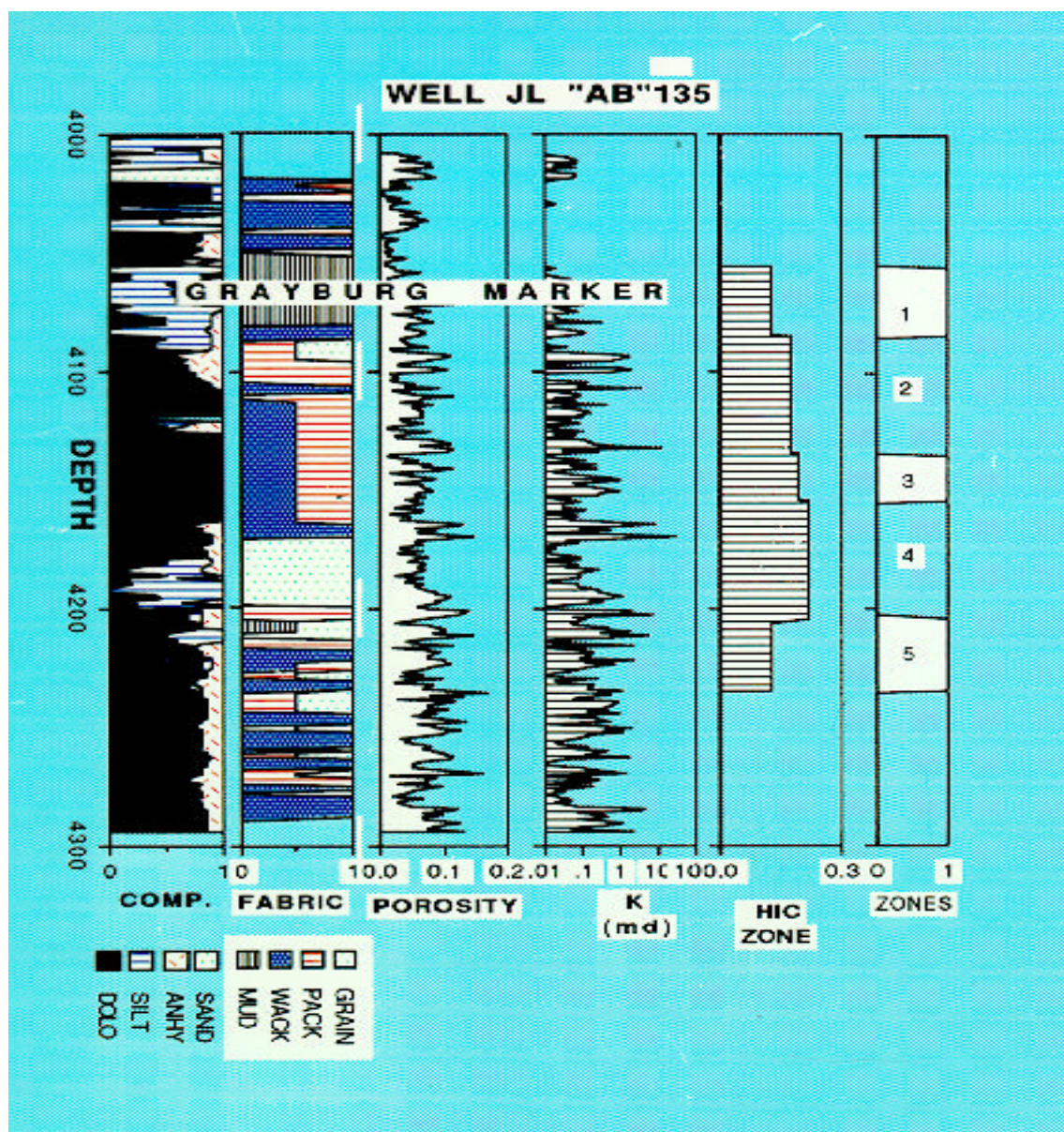


Figura 1. Relación entre la CHEP (HIC) y la textura de la roca.
Yacimiento de carbonatos.

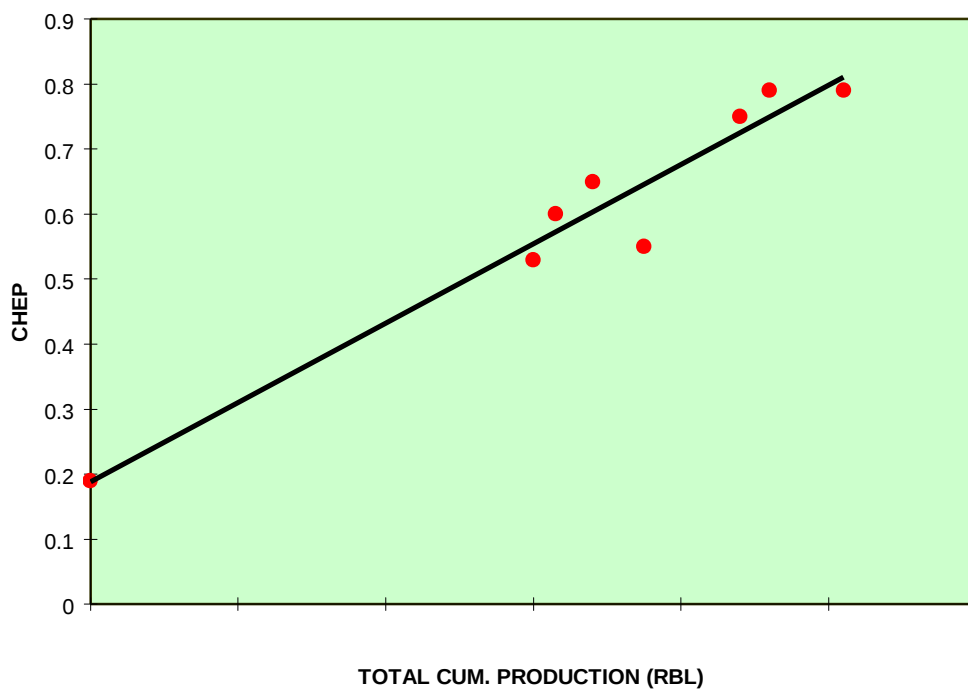


Figura 2. Relación entre la CHEP y la producción total Acumulada.
Yacimiento de carbonatos.

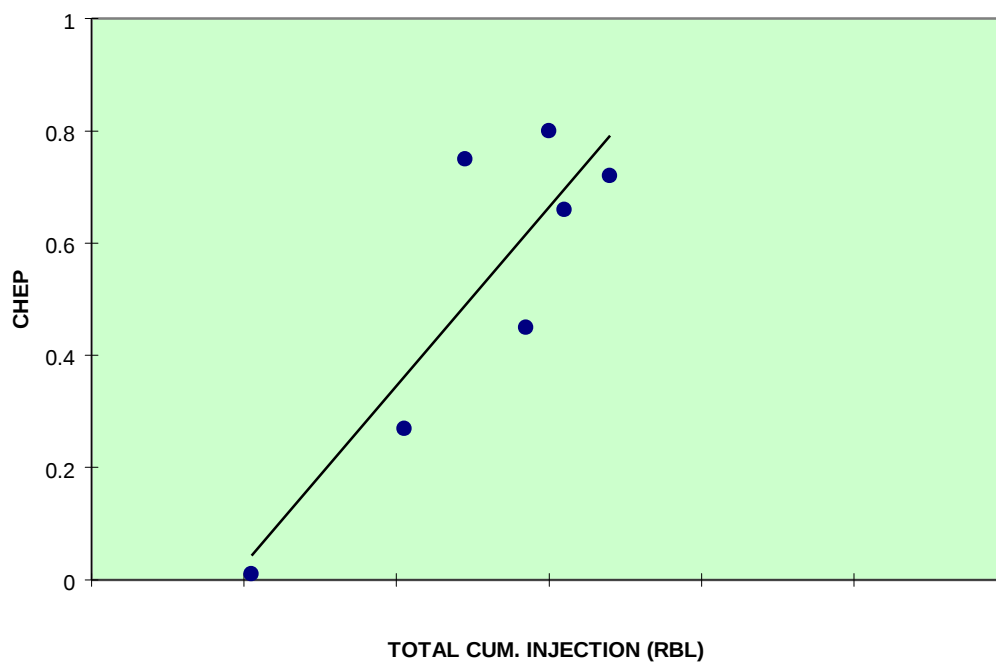


Figura 3. Relación entre la CHEP y la inyección acumulada de agua.
Yacimiento de carbonatos.

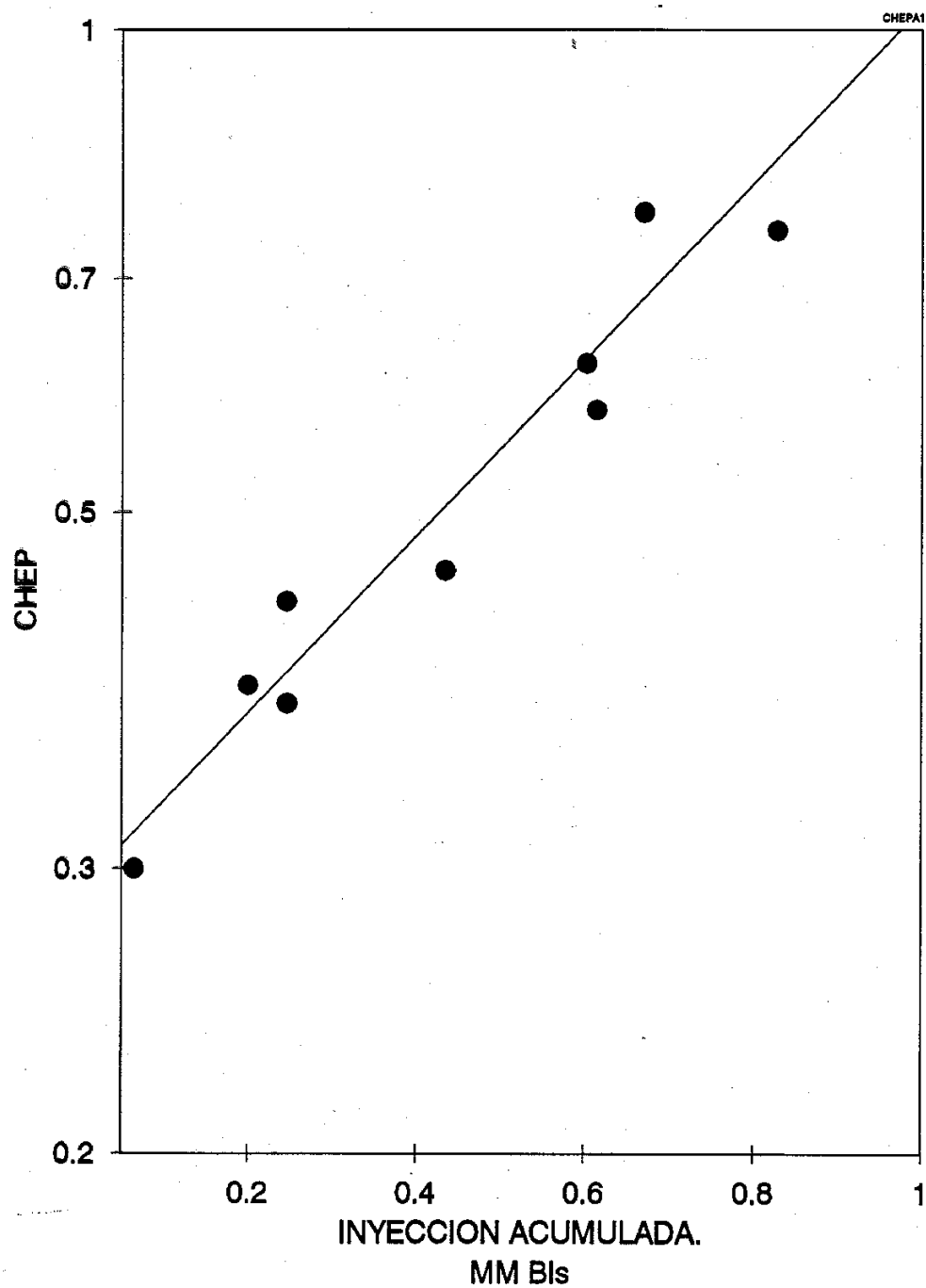


Figura 4. Relación entre la inyección de agua acumulada y la CHEP.
Yacimiento de clásticos.

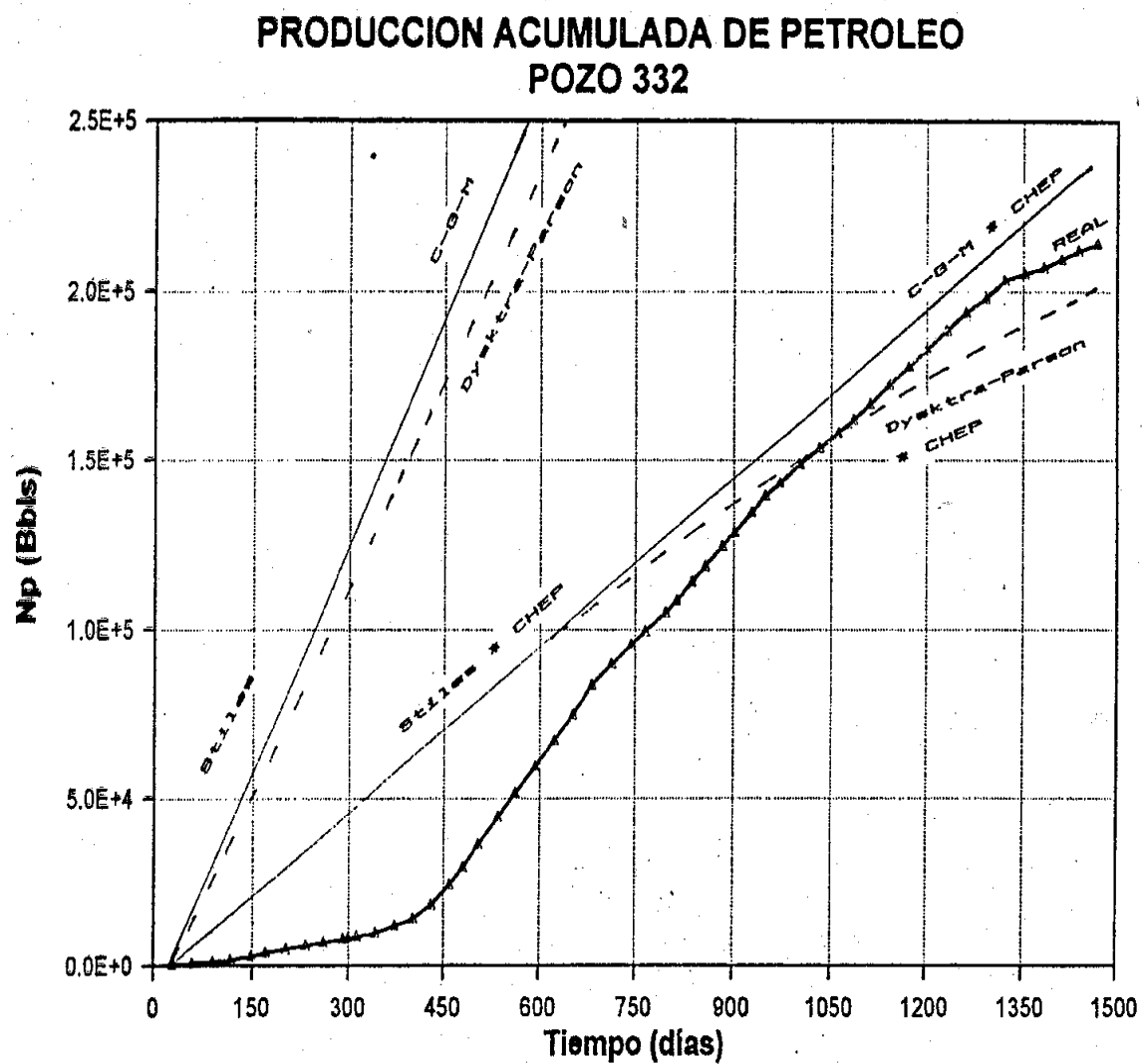


Figura 5. Comparación de los pronósticos de producción acumulada de petróleo usando modelos clásicos (curvas de la izquierda) y los corregidos por CHEP (curvas de la derecha) con la producción acumulada real (línea con triángulos)

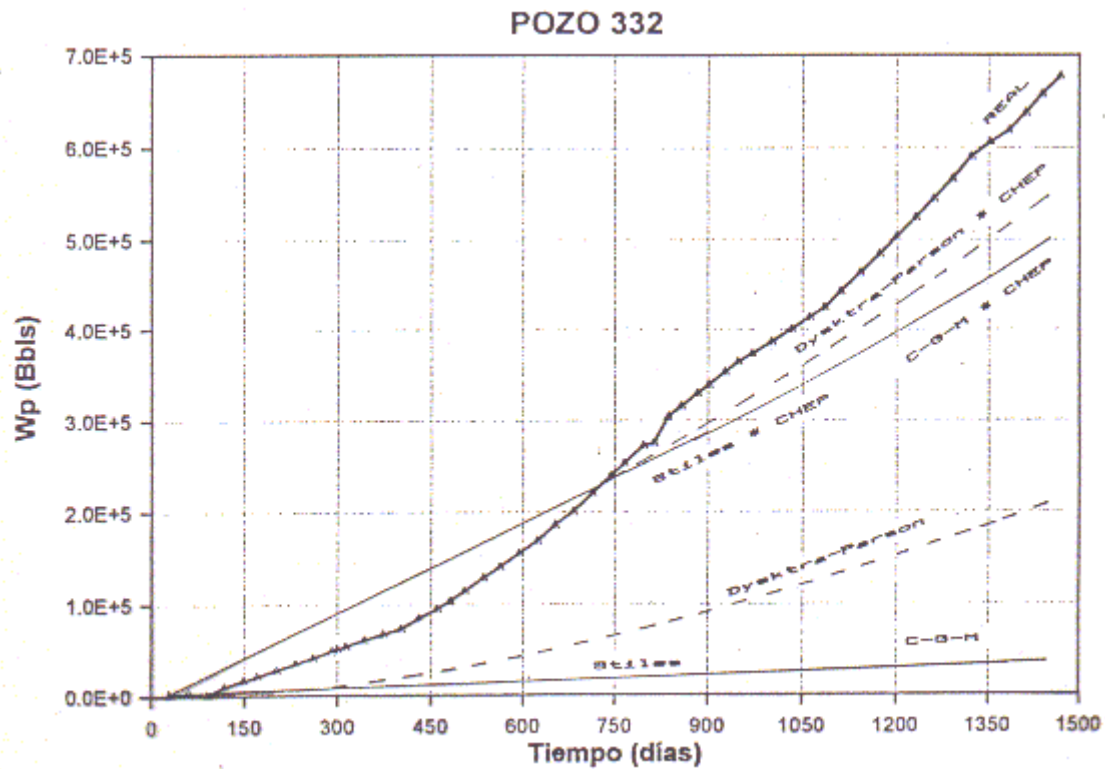


Figura 6. Comparación de los pronósticos de producción acumulada de agua usando modelos clásicos (curvas de la parte baja) y los corregidos por CHEP (curvas de la parte alta) con la producción acumulada real (línea con triángulos)

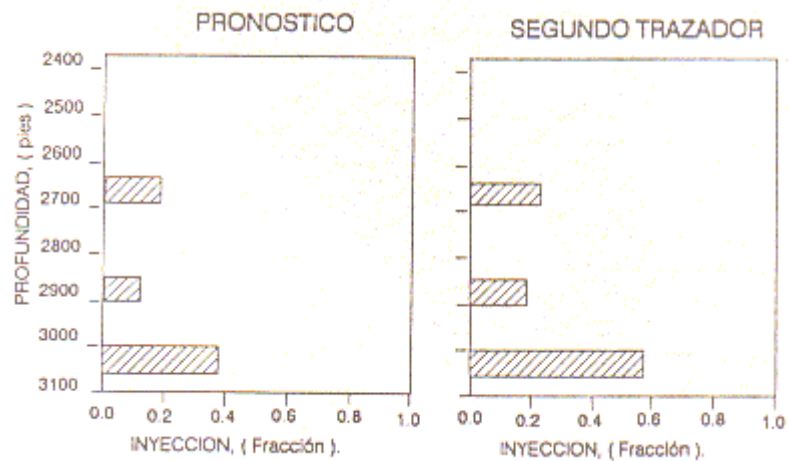


Figura 7. Comparación del pronóstico de un perfil de inyección de agua en un pozo inyector y el comportamiento real al tomar un registro trazador.

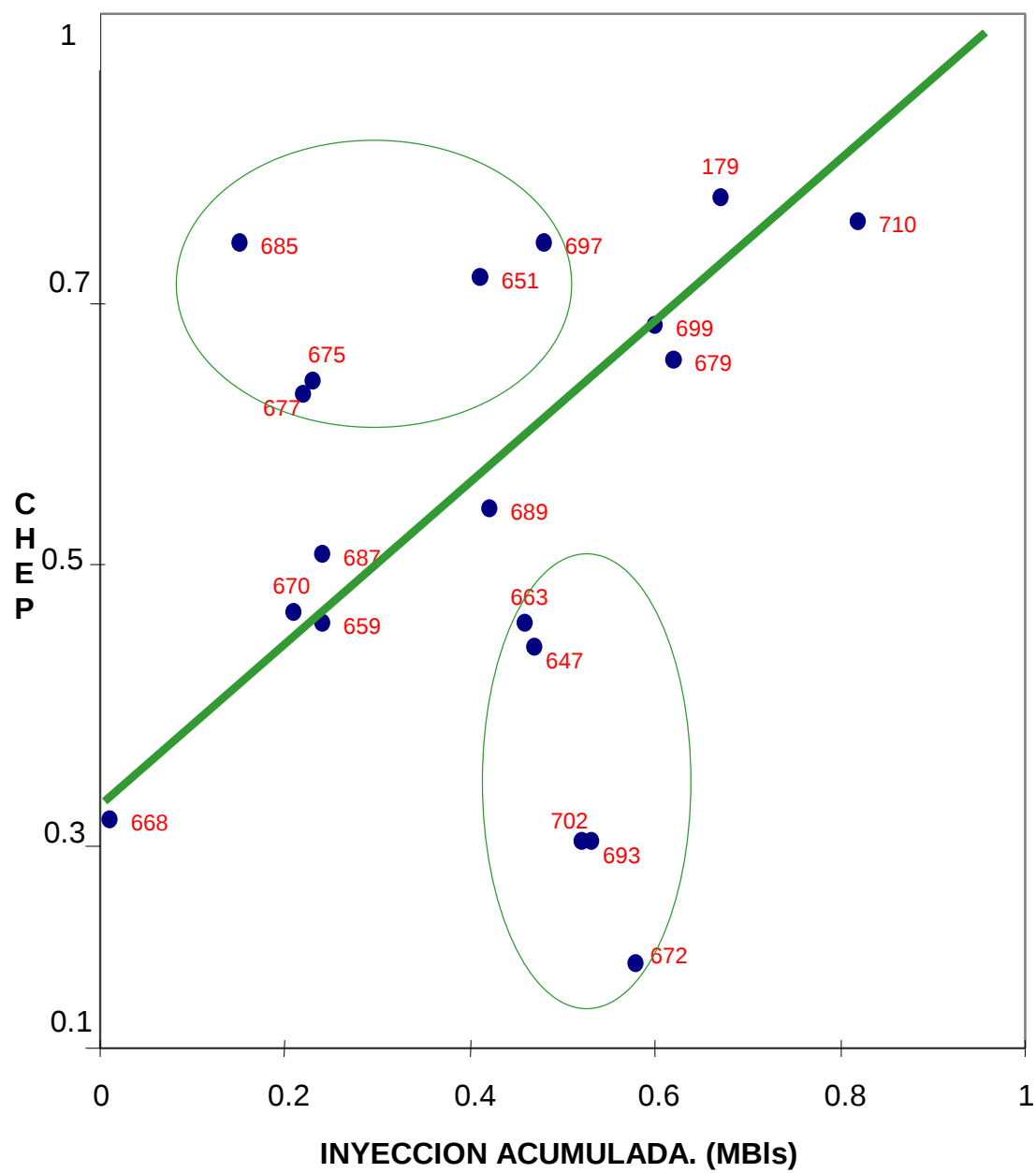


Figura 8. Pozos con problemas. Ovalo superior, pozos con problemas de bloqueo (altos valores de skin). Ovalo inferior pozos con intervalos de inyección preferencial.