

EVALUACIÓN Y DIAGNÓSTICO DEL DAÑO A LA FORMACIÓN EN POZOS HORIZONTALES DE LA FRANJA PETROLERA NORTE DE CUBA

EVALUATION AND DIAGNOSIS OF FORMATION DAMAGE IN HORIZONTAL WELLS IN CUBA'S NORTHERN OIL BELT

Freya González¹, Félix S. Echeverría¹

(1) Centro de Investigación del petróleo (CEINPET), Churruga 481 e/Washington y V. Blanca, Cerro, La Habana – Cuba
(e-mail: freya@ceinpet.cupet.cu)

Recibido: 28/05/2020 - Evaluado: 10/07/2020 - Aceptado: 22/05/2021

RESUMEN

La presente investigación tiene como objetivo la aplicación de una nueva metodología para calcular el índice de productividad en pozos horizontales de la Franja Petrolera Norte de Cuba. Aplicando los métodos de cálculo de Joshi y Economides los resultados obtenidos muestran que la mayor parte de los pozos en estudios están altamente dañados, y sus producciones reales alejadas de las ideales para perforaciones horizontales. El análisis de las curvas de oferta en el fondo de los pozos corrobora la influencia negativa del daño a la formación en los valores de eficiencia de flujo. Tal parámetro es indicativo de que en los pozos estudiados la producción real está muy por debajo de la producción óptima para ser pozos horizontales.

ABSTRACT

The objective of this research is the application of a new methodology to calculate the productivity index in horizontal wells of the Northern Oil Belt of Cuba. Applying the calculation methods of Joshi and Economides, the results obtained show that most of the wells in studies are highly damaged, and their real productions far from ideal for horizontal drilling. The analysis of the supply curves at the bottom of the wells corroborates the negative influence of damage to the formation on the flow efficiency values. This parameter is indicative that in the wells studied the actual production is well below the optimal production to be horizontal wells.

Palabras claves: índices de productividad, pozos horizontales, pérdida de productividad, daños en pozos
Keywords: productivity indexes, horizontal wells, loss of productivity, damage to wells

INTRODUCCIÓN

La creciente necesidad de recursos energéticos, en particular de hidrocarburos por parte de la humanidad, ha hecho que la industria petrolera se convierta en uno de los pilares principales de la economía mundial, debido al papel que desempeña dentro de la misma. El petróleo actualmente es considerado el recurso natural no renovable que mayor porcentaje energético aporta al consumo mundial. La industria del petróleo a nivel internacional destina esfuerzos y recursos en mejorar los índices de producción en los yacimientos del crudo.

Hace algunos años atrás, el estudio de los daños que se producían en la formación se veía como algo sin ningún sentido. En aquel entonces los índices de producción eran sumamente elevados debido a la existencia de un cuantioso número de reservas, los precios no alcanzaban los indicadores actuales y la demanda en el mercado era mucho menor, por lo que se consideraba mucho más factible económicamente y productivo la explotación de nuevos yacimientos, que destinar considerables esfuerzos para solucionar fallos o problemas que se presentaran en los ya existentes. Hoy en día esta visión ha sufrido cambios, diariamente estos recursos se agotan a pasos agigantados. Por tal motivo se hace imprescindible encontrar métodos que permitan el aprovechamiento al máximo de los mismos y evitar que ocurran los llamados daños en la formación, puesto que una vez causados, es muy difícil la restitución completa de la producción. Aquí es donde juega un papel primordial el diagnóstico de daños desde las etapas más tempranas de la producción. El daño a la formación se conoce como cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, causado por la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo, por la producción de fluidos o por la introducción de fluidos durante las operaciones de perforación, terminación y rehabilitación del pozo, que puede ser eliminada mediante tratamiento químico, permitiendo al pozo recuperar la mayor parte de su capacidad original de producción (Reatiqui, 2018; Ezenweichu & Laditan, 2015).

Los daños que puedan sufrir los pozos durante el proceso de perforación afectan en gran medida los índices de productividad que el pozo debe alcanzar, según los análisis de los especialistas en esa área (Mutalik *et al.*, 1988; Babu & Odeh, 1989; Kuchuk *et al.*, 1988; Economides & Retnanto, 1998; Joshi, 1991) estos índices tienden a variar de acuerdo al daño que se le diagnostique.

Las causas de una baja productividad en un pozo pueden variar desde un problema fundamental del yacimiento hasta la restricción al flujo en la zona cercana al pozo, o en el pozo mismo. Las causas potenciales incluyen: baja permeabilidad natural del yacimiento, baja permeabilidad relativa a la fase de hidrocarburos, daño a la formación, perforaciones de poca penetración o tapadas, y restricciones a nivel de pozo (Ezenweichu & Laditan, 2015).

Estos daños pueden aparecer durante cualquiera de las operaciones realizadas a los pozos: perforación, cementación, terminación y reparación, empacamientos de grava, producción, tratamientos de estimulación y recuperación. Los mismos pueden causar problemas graves a los yacimientos. Hace algunos años, un poco debido a la falta de conocimientos como también de incentivos económicos, no se aplicaban metodologías para prevenirlo. Para poder realizar un diagnóstico correcto del daño que pueda presentar el pozo es necesario seguir una serie de pasos, en forma de algoritmo (Medina-Eraza *et al.*, 2020); los mismos van formando una metodología, las cuales basan su desarrollo en un conjunto de métodos en su mayoría guiados por fórmulas y leyes matemáticas, de las cuales se derivan ciertas gráficas que permiten valorar el daño (Bennion *et al.*, 1993; Salaudeen *et al.*, 2017).

Las metodologías destinadas a servir como guía para el proceso de diagnóstico, así como para elaborar el tratamiento que se requiere según el daño que se presente existen desde épocas muy recientes (Choi *et al.*, 2008), aún no se cuenta con una herramienta de software diseñada para estos propósitos.

En Cuba, es poco lo que se ha avanzado al respecto, la problemática de daño y sus variantes de diagnóstico es ahora más conocida desde que comienza a cobrar fuerza e interés por parte especialistas del Centro de Investigación del Petróleo. A pesar de que se han comenzado a dar los primeros pasos para realizar una metodología propia, aún no se cuenta con ninguna herramienta capaz de efectuar de manera más ágil los procesos

que se desarrollan actualmente, a través de fórmulas proyectadas en hojas de cálculo, la mayor parte del proceso se despliega de forma manual y muy lenta.

Los pasos a seguir son mediante un conjunto de métodos matemáticos que arrojan una serie de indicadores a través de la solución de las fórmulas que incluyen. Para poder realizar todas estas operaciones se necesita de una base de datos capaz de almacenar todos los parámetros necesarios para alcanzar a calcular dichas fórmulas; varios de estos métodos incluyen gráficas que ayudan a tomar decisiones más adecuada acerca del posible daño que pueda estar presente en el pozo. Como se había expuesto con anterioridad todos estos procesos son realizados de forma manual, por lo que el trabajo se torna sumamente difícil a la hora de enfocar un análisis en una cantidad considerable de pozos.

Por otra parte, no existe en estos momentos una metodología que permita diagnosticar el daño en los pozos que actualmente se perforan horizontalmente o dirigidos, los cuales por la gran sección del yacimiento que estos atraviesan difieren de los pozos verticales en cuanto a sus características para las zonas productivas.

Los esfuerzos van encaminados a desarrollar y asimilar las metodologías actuales de cálculos, que fundamentan los softwares y simuladores actuales y permitan a los investigadores poder utilizar herramientas y técnicas de avanzadas para optimizar los sistemas de producción (Ertekin *et al.*, 1988).

No existe en la actividad petrolera cubana, una metodología para diagnosticar el daño a la formación en pozos horizontales y por consiguiente poder pronosticar sus producciones, por lo que el objetivo del presente estudio es aplicar una nueva metodología, en pozos horizontales de la Franja Petrolera Norte de Cuba, basada en los métodos de Joshi (1991) y Economides *et al.* (1994), para evaluar el factor de daño equivalente para pozos, los índices de productividad y caudales de producción de los pozos y analizar las pérdidas de producción por conceptos de daños a la formación en estos pozos.

METODOLOGÍA

Para el desarrollo de la investigación se recopiló gran parte de la información existente tanto en el archivo técnico de la Empresa de Perforación y Producción de petróleo de Occidente (EPEPO) como en la biblioteca del Centro de Investigación del Petróleo (CEINPET), referente a los pozos horizontales, tales como: Pozo Habana del Este 100 (HBE-100), Pozo Bacuranao 100 (Bac-100), Pozo Cojimar 100 (Coj-100), Pozo Tarará Norte 200 (TarN-200) y Pozo Vía Blanca Norte 1-X (VBN1-X).

Tabla 1: Características geofísicas de los intervalos productivos (según registros geofísicos).

Pozos	Características geofísicas de los intervalos productivos por registros geofísicos.
<i>TarN-200</i>	3484 m a 4630 m (intervalo productivo), rocas de la formación Vía Blanca y Vega Alta.
<i>VBN-1X</i>	2375 m a 3120.7 m registros a hueco abierto. De 3032 a 3429.8 m. Espesor efectivo resultó ser el 80.5 % del espesor total del reservorio, 207.6 m.
<i>Coj-100</i>	No se llegó a la profundidad por registros
<i>Bac-100</i>	10 m a 4688.7 m, para el registro CNL-NGS (Composite Neutrón Log), (Neutrón Gamma Spectral) dentro del pozo encamisado. 2554 m a 3900 m, registros (gammas espectrales, porosidad neutrónica, densidad, el potencial espontáneo, entre otros). Se pueden apreciar 3 grandes paquetes que se subdividen en electrofacies según contenido litológico.
<i>HBE-100</i>	A partir de 2363 m registros corridos a hueco abierto. En el registro se pueden apreciar 4 grandes paquetes que se subdividen en electrofacies según contenido litológico.

En las tablas 1 y 2, se muestran las características geofísicas de los intervalos productivos y propiedades de los lodos empleados en la perforación de las zonas productivas.

Tabla 2: Propiedades de los lodos empleados en la perforación de las zonas productivas.

Pozos	Propiedades de los lodos
<i>TarN-200</i>	Lodo de KCl – polímero, densidad de 1.58 g/cm ³ y un valor de pH de 9.6.
<i>VBN-1X</i>	Lodo de KCl–polimérico PHPA (Poliacrilamida parcialmente hidrolizada)-agua de mar. Se aumenta la densidad entre 1.20 a 1.40 g/cm ³ , específicamente a 1.39 g/cm ³ , con baritina y se regula la reología con el agregado de bentonita prehidratada.
<i>Coj-100</i>	Lodo de KCl – polimérico PHPA (Poliacrilamida parcialmente hidrolizada)-agua de mar, con un valor de densidad de 1.48 g/cm ³ y un valor de pH de 9.3.
<i>Bac-100</i>	Lodo de KCl – polímero; con un valor de densidad de 1.48 g/cm ³ y un valor de pH de 9.1.
<i>HBE-100</i>	Lodo de KCl – polímero; con un valor de densidad de 1.57 g/cm ³ y un valor de pH de 9.

El especialista en producción, además de considerar el sistema en su conjunto, deberá tener un conocimiento adecuado del yacimiento (Frick & Economides, 1991), como por ejemplo las propiedades de los fluidos, la declinación de la presión, variación de la saturación, valores de permeabilidades relativas y el tipo y severidad del daño a la formación, entre otros aspectos. Esta información, permitirá comprender las restricciones y posibilidades que ofrecen las condiciones del yacimiento (Tremblay, 2005; Chen et al., 2006).

Ley de Darcy

Para flujo radial de fluidos a través del medio permeable, y en estado pseudoestabilizado, se describe según ecuación 1, donde q es la tasa de producción, en barriles/día (b/d):

$$q = \frac{7.08 \times 10^{-3} k h (P_e - P_{wf})}{\mu_o B_o \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right)} \quad (1)$$

depende de:

- Permeabilidad efectiva (K), en miliDarcy (mD), la cual es obtenida por interpretación de pruebas de pozos o "Well test interpretation" (Bourdarot, 1992).
- **Factor de daño total (Factor Skin):** Es la restricción al flujo en la zona del yacimiento más cercana a la cara del pozo, se representa por "s" en la ecuación 1 (Ec. 1). El sentido físico de este factor se explica en la figura 1.

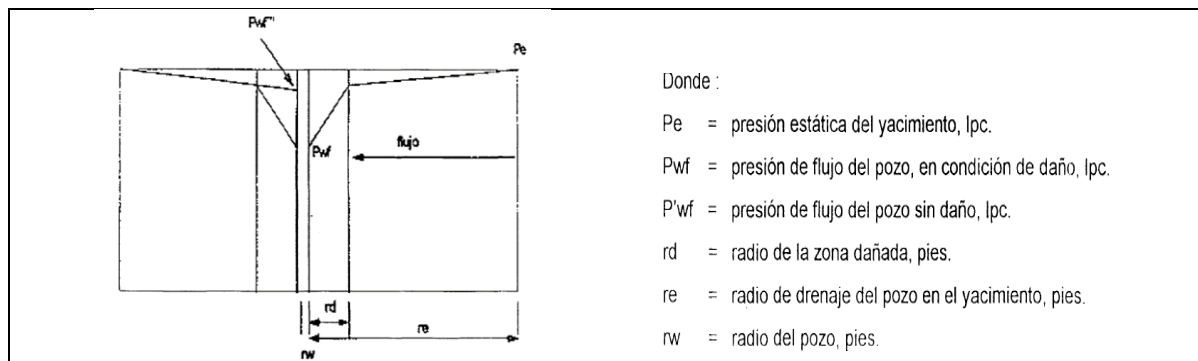


Fig. 1: Caídas de presión en el flujo hacia el pozo.

La existencia de una zona de permeabilidad dañada alrededor del pozo causa una caída adicional de la presión, durante el flujo hacia el pozo desde el yacimiento. Esto produce una menor presión en el fondo del pozo, con lo que la diferencia $P_e - P_{wf}$ se hace mayor disminuyendo la productividad del pozo.

Efecto del daño a la formación en la productividad de pozos horizontales

Los pozos horizontales o de alta inclinación de más de 60° se perforan con diferentes propósitos (Avilés & Morales, 2009). Uno de ellos, puede ser alcanzar objetivos que no pueden perforarse verticalmente por haber impedimentos en la superficie, para agrupar pozos en plataformas marinas, para interceptar sistemas de fracturas naturales, y para optimar el drenaje de un yacimiento. En otras palabras, se realizan con la intención de perforar los horizontes productivos, en una gran extensión horizontal y no limitarse solo al espesor neto de las formaciones que es el caso de perforaciones de tipo convencional (Beatty *et al.*, 1995), como se muestra en la figura 2.

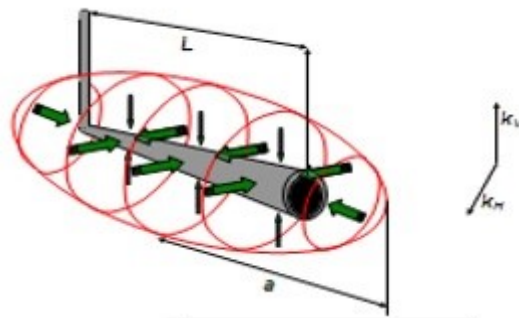


Fig. 2: Esquema de un pozo horizontal y su zona dañada (Beatty *et al.*, 1993)

La producción de un pozo horizontal, con daños, según algunos autores (Joshi, 1991; Economides *et al.*, 1994), con estado estabilizado en el plano horizontal, y pseudoestabilizado en el plano vertical, viene dada por la ecuación 2:

$$q_H = \frac{k_H h (p_e - p_{wf})}{141.2 B \mu \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{I_{ani} h}{L} \ln \left(\frac{I_{ani} h}{r_w (I_{ani} + 1)} \right) + \frac{I_{ani} h}{L} s_{eq} \right]} \quad (2)$$

Donde:

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{k_H}{k_v}} \quad (2.1)$$

$$a = \left(\frac{L}{2} \right) \times \sqrt{0.5 + \left[0.25 + \left(\frac{r_{eH}}{(L/2)} \right)^4 \right]^{0.5}} \quad \text{para } L > I_{ani} h \quad (2.2)$$

Se define r_{eH} como el radio de drenaje en la dirección horizontal. s_{eq} es el factor de daño (skin) o factor de daño equivalente, y viene dado por la siguiente expresión:

$$s_{eq} = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left[\frac{1}{I_{ani} + 1} \sqrt{ \frac{4}{3} \left(\frac{a_{sH,max}^2}{r_w^2} + \frac{a_{sH,max}}{r_w} + 1 \right) } \right] \quad (2.3)$$

Donde $a_{sH,max}$, es la máxima penetración del fluido cerca de la sección vertical. En la figura 3 puede verse la representación gráfica de los perfiles dañados de un pozo horizontal, comparado con un pozo vertical.

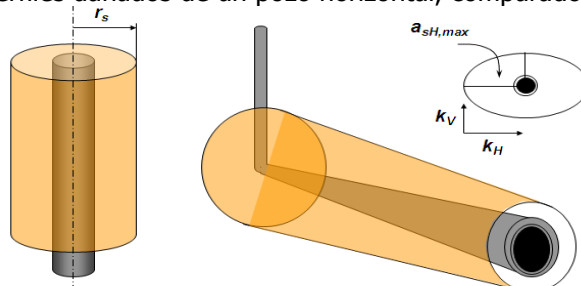


Fig. 3: Perfiles de la zona dañada de un pozo vertical y un pozo horizontal.

En la ecuación 3 y 4 se evidencian los parámetros necesarios para el cálculo de los índices de productividad. En la ecuación 3 a diferencia de la 4, para pozos verticales, se relacionan variables específicas de pozos horizontales, tales como el índice de anisotropía (I), largo medio del eje de drenaje de la elipse formada (a) y el largo de la sección horizontal (L).

$$P.I. = \frac{q_H}{(p_e - p_{wf})} = \frac{k_H h}{141.2B\mu} \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{(L/2)} \right) + \frac{I_{ani} h}{L} \left(\ln \frac{I_{ani} h}{r_w (I_{ani} + 1)} + s_{eq} \right) \right] \quad (3)$$

$$P.I._v = \frac{k_H h}{141.2B\mu} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} \right) \quad (4)$$

Posteriormente se calcula el porcentaje de pérdidas de producción por concepto de daños a la formación, a través de la ecuación 5, que se representa como:

$$\% \text{ Pérdida de Producción (daño)} = 100 (1 - P.I. \text{ pozos Hz dañado} / P.I. \text{ pozos Hz no dañado}) \quad (5)$$

Del estudio de la bibliografía consultada (Joshi, 1991; Joshi, 1988; Wang & Eaton, 2007), se pudo comprobar que existe una metodología implementada para calcular los índices de productividad de pozos horizontales mediante el programa Performance, el cual basa su teoría y fórmulas en los diferentes métodos que se mencionan en el trabajo.

Se construyen las curvas típicas del comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo o curvas IPR (*Inflow Performance Relationships*) para cada pozo en estudio. Las mismas deben mostrar de manera general un comportamiento similar al que reporta la literatura (Garaicochea *et al.*, 1991).

Para realizar las curvas IPR, por el método de Darcy es necesario introducir los siguientes datos: permeabilidad de la formación, K (mD); espesor efectivo, h (pies); densidad en $^{\circ}\text{API}$; densidad relativa del gas producido, γ_g (adimensional); área de drenaje, A (acres); diámetro del hoyo, θ , (pulgadas); temperatura del yacimiento, T_y ($^{\circ}\text{F}$); factor Skin, S (adimensional); presión del yacimiento o también conocida como presión estática, P_{ws} (lpcm); presión de saturación o burbuja, P_b (lpcm); presión de fondo fluyente, P_{wfs} (lpcm); % agua-sedimentos, % A y S (%); profundidad de la perforación (pies) y factor de compresibilidad del petróleo, C_o (lpc^{-1}).

Para estimar el área de drenaje, se asumió para pozos horizontales, siguiendo la literatura (Xiaodong, S. y otros, 2016) un área de drenaje de tipo elíptica, donde el área de una elipse está dada por la expresión de la ecuación 6:

$$A = r_e * a * \pi \quad (6)$$

Donde:

a : se calcula por la ecuación 2.2, en (pie) o por sus siglas en inglés (ft).

r_e : radio de drenaje (pie o ft), (datos)

De esta forma se obtiene un valor de A , en pie cuadrados, que es necesario convertirlo en acres.

Para estimar los valores de densidad relativa, se realizó un gráfico en el Programa Excel 2007 (figura 4). En el mismo, se plotean los valores de densidad relativa del gas producido, γ_g (adimensional), de 0.6 a 0.7 Vs valores de $^{\circ}\text{API}$ de 0 a 22, característicos para crudos pesados y extrapesados, típicos para los pozos en estudio y en general para crudos de nuestro país.

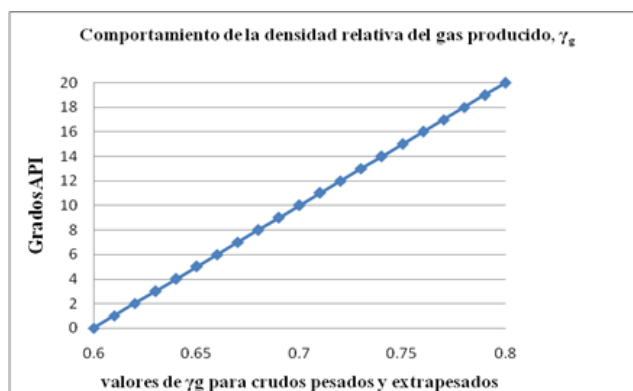


Fig. 4: Estimación de los valores de densidad relativa del gas producido, γ_g para los pozos en estudio, a partir de sus datos de $^{\circ}\text{API}$.

Con la implementación de una metodología a seguir, a partir de la ecuación 2 y hasta la ecuación 6, es posible desarrollar la investigación deseada. Por consiguiente, se podrá arribar a resultados más certeros con respecto a la optimización de las producciones en pozos que puedan estar dañados o no, a partir de las nuevas tecnologías de perforación horizontal.

RESULTADOS Y DISCUSION

En el desarrollo de la investigación se abordan los resultados obtenidos para cada pozo en estudio, con el empleo de la metodología de cálculo seguida para pozos horizontales a partir de las ecuaciones de Joshi (1991) y Frick & Economides (1991). Dichos autores desarrollaron una metodología específica para este tipo de perforaciones, en los que se asume una forma de drenaje elíptica, que difiere de los métodos tradicionales que se siguen para

perforaciones verticales. En el presente artículo se ejemplificará el análisis de la metodología empleada con el pozo Tarára Norte 200 (TarN-200).

Análisis de daño por invasión de fluidos

Se analiza el intervalo de 3560 a 3580 m como reservorio tipo Creta de la formación Canasí, donde la mejor justificación está dada por la impregnación de petróleo en las muestras y el aumento en las lecturas de gas, que se producen entre 3500 y 3575 m. Este reservorio tiene un espesor corto, de 6 m por la vertical, con buenas propiedades productoras. El mismo está representado por un corte arcilloso silíceo algo carbonatado pero muy fracturado. Se define además como reservorio II, la secuencia a partir de 4470 m y hasta 4630 m, que corresponde con la parte final del pozo. Estas rocas con 146 m de espesor por la vertical, constituyó el objeto principal del pozo. El mismo está representado por las rocas de la formación caracterizada por claystone, calizas blancas lechosas y pardas, limoargilitas, rocas silíceo-arcillosas y pedernales. La presencia de mucha arcillosidad a lo largo de todo el pozo lleva consigo hidratación de las arcillas y por tanto riesgos de invasión de los fluidos hacia la formación, provocando así un daño, que se corrobora también por las curvas de resistividades de los registros geofísicos.

Análisis de daño por lodos de perforación

Los pozos en estudio se perforaron sus intervalos productivos con lodo de cloruro de potasio-polímero y una densidad por encima de 1.30 g/cm^3 , que osciló hasta 1.6 g/cm^3 . Esto significa que, para aumentar las densidades de los lodos a valores por encima de 1.30 g/cm^3 , en las zonas productivas, se emplean aditivos como la barita y el carbonato de calcio. De esta manera se incrementa el contenido de sales y sólidos en el filtrado, unido al hecho de que en todos los casos el lodo permanece frente a la capa productiva por varios días, lo cual es muy perjudicial e incrementa la invasión del lodo en el reservorio.

Análisis de daño por datos de investigaciones hidrodinámicas

Para este tipo de análisis fue necesario recopilar toda la información dada por los especialistas de la Empresa de Perforación y Producción de Petróleo de la EPEP Occidente. En la tabla 3 se puede apreciar para el pozo TarN-200 un valor de ΔP elevado, o sea una variación de la presión que va desde 152.3 a 121.7 atm.

Tabla 3: Resultados de las investigaciones hidrodinámicas (determinada por la Empresa)

Presión de capa (atm)	254.0 (1CRP) 234.7 (2CRP)
Presión de capa extrapolada (atm)	282.7 (1CRP) 263.4 (2CRP)
Presión de fondo (atm)	132.3(1CRP) 152.3 (2CRP)
Depresión de trabajo (ΔP) (atm)	121.7(1CRP) 152.3 (2CRP)
Relación de permeabilidades vertical (K_z) y radial (K_r)	($K_z/k_r=0.256$) ($K_z/k_r=0.286$)
K/μ (mD/cp)	No hay datos
Conductividad (K_h) (mD/m)	8890 (1CRP) 12100 (2CRP)
Radio de drenaje (m)	362
Factor de daño (S)	-1.81

La literatura plantea (Ezenweichu & Laditan, 2015) que para que un pozo no tenga daño o lo que es igual, que su valor de factor skin (S) sea negativo, la diferencia entre las presiones debe ser la menos posible, o lo que es igual, valores de ΔP pequeños, aproximadamente menores de 20 y hasta 20 atm. Los valores reportados difieren de lo planteado porque los datos suministrados son valores simulados del promedio de la permeabilidad (K) de los reservorios, así como el valor de la relación de permeabilidades vertical entre permeabilidades horizontal.

Por lo que a partir de los datos de las investigaciones hidrodinámicas se estima para cada uno de los pozos, las permeabilidades vertical y horizontal (esta última también llamada permeabilidad radial), por ser estas definitorias a la hora de realizar cualquier cálculo en pozos horizontales. Mediante despeje de la ecuación 7, la cual se deriva de la ecuación 2.1, que se muestra con anterioridad, y los valores de (KV/KH) para cada uno de los pozos, se estiman las KH y KV en miliDarcys (mD), como se muestran en la tabla 4.

$$K = \sqrt{K_h K_v} \quad (7)$$

Tabla 4: Valores estimados de las permeabilidades horizontal y vertical

Variables calculadas	Pozo TarN-200	Pozo VBN-1X	Pozo COJ-100	Pozo BAC-100	Pozo HBE-100
K(mD) (Obtenida por simulación, Datos de la Empresa)	262	34.5	643.5	1975	98.7
KH (mD)	501.8	31	99.5	225.5	24.4
KV (mD)	136	38.3	4160.4	17296.8	402

Con los valores tabulados de permeabilidades, tabla 4, y haciendo uso de la ecuación 2.1, se calcula para cada pozo en estudio, el índice de anisotropía (I_{ani}). Este dato es de gran importancia porque para valores de $I_{ani}=1$, la literatura (Krueger, 1988) plantea que el índice de productividad de un pozo horizontal puede ser casi 5 veces mayor que el de un pozo vertical no dañado, completado en la misma arena.

En la tabla 5 aparecen reflejados los valores calculados del I_{ani} . A excepción del pozo VBN1-X, que se aproximó más al valor ideal, $I_{ani}=1$, el resto de los pozos se alejan de este valor. De forma general puede decirse que en ningún caso este valor llega a hacer el ideal, es de esperar entonces gran variabilidad en los índices de productividad, asociado al incremento del factor de daño. La regla práctica plantea que si el índice de anisotropía es mayor que 3 se debe considerar con cuidado el aspecto económico y algunas veces es preferible perforar un pozo vertical que uno horizontal.

Tabla 5: Valores calculados de índice de anisotropía

Variables calculadas	Pozo TarN-200	Pozo VBN-1X	Pozo COJ-100	Pozo BAC-100	Pozo HBE-100
I_{ani}	1.92	0.90	0.15	0.11	0.25
Seq	43	3.90	-1.60	14	30

Por otra parte, sustituyendo el valor de I_{ani} para cada pozo es posible calcular el daño a la formación (S) o también encontrado como efecto Skin equivalente (Seq). Al sustituir en la ecuación 2.3, se encuentran problemas a la hora de disponer de todos los datos, por lo que se emplea la ecuación 2, utilizada para calcular la producción de un pozo horizontal. Sustituyendo como q_H los valores calculados de producción real de cada pozo en los 30 primeros días de producción, se despeja la variable Seq y de esta forma se determinan los valores reales del daño a la formación que presentan los pozos en estudio, los cuales aparecen reflejados en la tabla 6.

A excepción del pozo Coj-100, que refleja un valor negativo del Seq, el resto de los pozos muestran valores positivos del Seq, corroborando la presencia de daños a la formación para estos pozos.

Siguiendo las expresiones de cálculos, según Joshi (1991) y Economides *et al.* (1994), para determinar el factor de daño equivalente, en un pozo horizontal, se concluye que:

- ✓ El pozo TarN-200, VBN1-X, Bac-100 y HBE-100 con valores positivos de Seq, están dañados.
- ✓ El pozo Coj-100, con un valor negativo de Seq no está dañado.

En la tabla 6 se pueden apreciar los valores del Seq, calculados y los reportados en los datos de las investigaciones hidrodinámicas.

Tabla 6: Comparación de los Seq calculados y S reportados por datos para cada pozo

Factor Skin (S)	Pozo TarN-200	Pozo VBN-1X	Pozo COJ-100	Pozo BAC-100	Pozo HBE-100
S (datos)	-1.8	3.9	-3	-2.9	-0.86
Seq (calculados)	43	3.90	-1.60	14	30

Estos resultados difieren en la mayoría de los casos, precisamente porque al determinar los valores de S por métodos de simulación (datos) no se está asumiendo modelos representativos de pozos horizontales.

Para los pozos horizontales los modelos matemáticos pueden ser aplicados (Avilés & Morales, 2009) pero deben ser ajustados y tomar en consideración diferencias fundamentales entre ambas geometrías. Dentro de estas diferencias destacan: i) en pozos horizontales el flujo se torna radial sólo muy cerca del hoyo, mientras que los modelos verticales asumen este tipo de flujo en todo el yacimiento, es decir, el patrón de flujo es muy diferente en ambos escenarios, ii) en los pozos horizontales la anisotropía del yacimiento ejerce una fuerte influencia sobre su productividad, iii) la anisotropía y la mayor área de contacto yacimiento-pozo, hacen que el daño a la formación en un pozo horizontal no sea uniforme, adquiriendo forma cónica, lo cual aleja la predicción del daño cilíndrico uniformemente distribuido existente en un pozo vertical.

Análisis del comportamiento de la producción de los pozos

A partir de la ecuación 3, mencionada con anterioridad, se calcula el índice de productividad ideal para cada pozo. La literatura plantea (Badu & Odeh, 1989; Choi *et al.*, 2008), que el índice de productividad ideal es cuando el pozo produce en óptimas condiciones, sin restricción del flujo de fluidos, o sea sin daño a la formación. Los datos de índice de productividad real se obtienen sustituyendo en la misma ecuación, pero con el valor del Seq, calculado para cada pozo. Los resultados son los que se muestran en la tabla 7.

Tabla 7: Valores de Índices de productividad (IP) ideal y real

Índices de productividad	Pozo TarN-200	Pozo VBN-1X	Pozo COJ-100	Pozo BAC-100	Pozo HBE-100
IP (ideal) (b/d/psi)	1.84	1.91	1.11	1.65	1.94
IP (real) (b/d/psi)	0.35	1.44	1.14	1.29	0.86

Como se puede apreciar en todos los casos a excepción del Coj-100, los índices de productividad reales se alejan significativamente de los valores ideales que debían tener los pozos.

Posteriormente se calcula el IP a partir de la ecuación 4, para estos pozos asumiendo que son perforados verticalmente en el mismo yacimiento, como se muestran en la tabla 8.

Tabla 8: Valores de Índices de productividad (IP) para los pozos horizontales y asumiendo perforación vertical

IP	Pozo TarN-200	Pozo VBN-1X	Pozo COJ-100	Pozo BAC-100
IP horizontal (b/d/psi) según Ec. 3	1.84	1.91	1.11	1.65
IP vertical (b/d/psi) según Ec. 4	4.48	0.86	0.47	0.74

Según la literatura (Maggiolo, 2008), para pozos verticales, la escala típica de valores del índice de productividad en bpd/lpc (barriles por día/libras por pulgadas cuadradas, o sea, psi) es:

- ✓ Baja productividad: $IP < 0,5$
- ✓ Productividad media: $0,5 < IP < 1,0$
- ✓ Alta Productividad: $1,0 < IP < 2,0$
- ✓ Excelente productividad: $2,0 < IP$

Si estos pozos fueran verticales, los índices de productividad se comportarían en su mayoría con una productividad media y para el pozo TarN-200, con una excelente productividad. Por tanto, es de esperar valores de IP para estos pozos, que son horizontales, superiores (de 3 a 5 veces) que los obtenidos para los IP de los mismos pozos, de ser verticales. Para el caso del pozo Coj-100, este bajo valor del IP se asocia a un efecto de acuífamiento del reservorio principal, el Grupo Veloz (Almaguer-Alvarez et al., 2016) y no a daños a la formación.

Siguiendo la misma metodología, se calcula el porcentaje de pérdidas de producción por concepto de daños a la formación, a través de la ecuación 5; a partir de los resultados obtenidos (que aparecen reflejados en la tabla 9).

Tabla 9: Pérdidas de producción por concepto de daño a la formación

% de pérdidas de producción por concepto de daño a la formación. Pozos				
TarN-200	VBN-1X	COJ-100	BAC-100	HBE-100
81.08	24.79	-2.08	21.34	55.86

A excepción del pozo Coj-100, el resto de los pozos tienen altos valores de pérdidas de producción por problemas de daños a la formación.

Para corroborar estos resultados, se calcula a partir de la ecuación 2.2, (ecuación definida para el cálculo del caudal de producción de los pozos sin daños, según Joshi (1991) y Economides *et al.* (1994), el caudal productivo (qh) para cada uno de los pozos y se comparan con sus producciones reales hasta la fecha de la toma de datos del historial productivo. De esta forma se obtienen los siguientes resultados que se reflejan en la tabla 10.

Tabla 10: Valores de qh calculados para los pozos horizontales y valores reales de qh, extraídos del historial de producción

qh	Pozo TarN-200	Pozo VBN-1X	Pozo COJ-100	Pozo BAC-100
qh para pozos horizontales sin daños (b/d) según Ec. 2.2.	3172.07	1463.68	454.09	579.36
qh real de los pozos (b/d). (historial de producción)	156.55	448.38	150.01	935.61

El pozo Coj-100, manifiesta un comportamiento bastante similar a lo que debería esperarse en cuanto a su producción y nuevamente en el Bac-100, se evidencia comportamientos superiores a los valores ideales. Estos resultados eran de esperar por cuanto se sigue arrastrando a lo largo de toda la metodología problemas de incoherencias en los valores de las permeabilidades, determinadas por lo métodos de simulación tradicionales, para pozos verticales.

Para finalizar se realiza la representación gráfica de la presión de llegada de los fluidos al nodo, en función del caudal o tasa de producción, denominadas también como Curva de Oferta de energía del yacimiento (*Inflow Curve*). Si se elige el fondo del pozo como el nodo, la curva de oferta es la IPR (*"Inflow Performance Relationships"*).

Aplicando el Método de Darcy (Angos & Lucero, 2018) se introducen los datos que se requieren, y se ajustan a las condiciones de pozos horizontales, de esta manera se obtienen las curvas de ofertas del yacimiento al pozo.

Los valores calculados de índices de productividad para los pozos en condiciones reales (cuando S_{eq} difiere de cero) y en condiciones ideales (cuando S_{eq} es igual a cero), son los calculados por la metodología desarrollada en esta investigación para pozos horizontales y aparecen representados en la tabla 8 (Valores de Índices de productividad (IP) ideal y real). A partir de estos valores el método calcula la Eficiencia de Flujo, que no es más que la relación existente entre el índice de productividad real y el ideal.

Se realizan las curvas de ofertas, por el método de Darcy, se muestra el ejemplo con el pozo *TarN-200*

TarN-200: La figura 5 refleja para este pozo en las condiciones actuales que produce y con el daño que presenta ($S_{eq}=43$), tiene una eficiencia de flujo de 0.19 (que se representa en la primera curva). El resto de las curvas evidencian que en la medida en que ese daño se vaya eliminando por las diferentes técnicas de estimulaciones, las producciones se incrementarían y por tanto el pozo alcanzará una mayor eficiencia de flujo.

El análisis de las curvas de oferta en el fondo de los pozos, en su mayoría, corrobora la influencia negativa del daño a la formación en los valores de eficiencia de flujo. De esta forma es posible afirmar que no se está extrayendo de los pozos estudiados, en su mayoría, toda la producción que realmente deben aportar, para ser pozos horizontales.

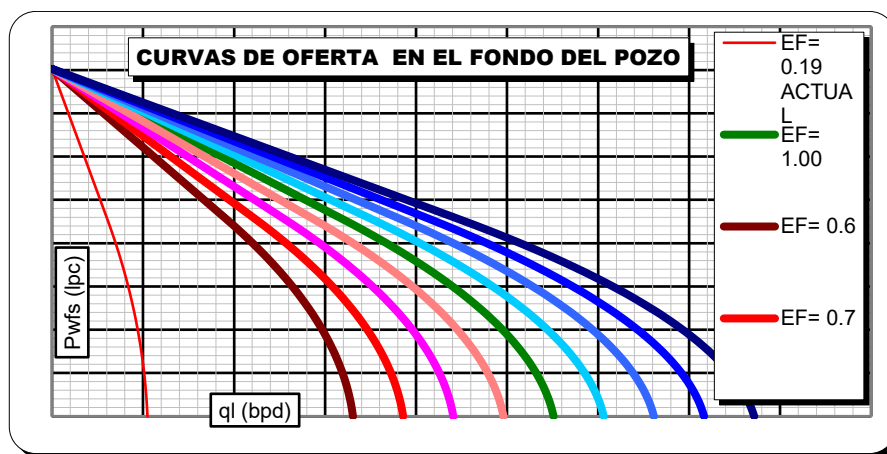


Fig. 5: Curvas de oferta en el fondo del pozo TarN-200

De manera general, se dice que además de los problemas con los que la formación y sus fluidos inciden en la variación de la producción en la etapa de explotación, existe un daño a la formación generado durante la perforación y terminación del pozo. Este daño se refleja en el análisis a las curvas obtenidas de una prueba de incremento de presión (Nind & Gómez, 1987), y en este trabajo específicamente en los valores reales calculados por la metodología empleada para pozos horizontales. El daño (o mejoramiento) a la formación modifica la eficiencia de flujo y, por lo tanto, el comportamiento de afluencia al pozo. La eficiencia de flujo (EF), depende de la variación de las condiciones naturales de la formación. Cualquier cambio en ellas alterará la distribución de presiones y consecuentemente, el gasto (q). Cuando no varían las condiciones naturales de la formación, ésta puede explotarse en agujero descubierto o caño desnudo y con todo el intervalo expuesto al flujo.

CONCLUSIONES

A partir del análisis de los resultados obtenidos en el presente estudio, se puede concluir que:

- Se estableció por primera vez en el país una metodología de cálculo, basada en los métodos de Joshi y Economides para optimizar las producciones de los pozos horizontales.
- Se determinó para todos los pozos sus valores de índices de anisotropía, resultando en su mayoría alejados de la condición ideal para lo cual un pozo horizontal puede ser perforado.
- Se determinó el factor de daño o factor skin, para cada pozo, resultando en su mayoría diferente a los resultados suministrados por la empresa. De esto resulta que los softwares tradicionales que se utilizan para investigar los parámetros hidrodinámicos, hasta ahora seguidos para perforaciones tradicionales no tienen en cuenta modelos y parámetros típicos de perforaciones horizontales.
- De forma general todos los pozos se encuentran produciendo por debajo de lo que deberían producir para ser pozos horizontales.
- Se realizaron las curvas de oferta en el fondo del pozo. La mayoría de los pozos estudiados, con valores de EF por debajo de 1, corroboraron la presencia de daño a la formación, el cual modifica la eficiencia de flujo y por tanto el comportamiento de afluencia al pozo.

REFERENCIAS

- Almaguer-Alvarez, Y., Toirac-Proenza, R., Gil-González, S. (2016). Estratigrafía del sector Morro-Bacuranao, provincia de La Habana, Cuba. *Minería y Geología*, 32 (2), 35-52
- Angos Huera, J.P. & Lucero Calvache, F.A. (2018). Desarrollo del software inflow para la determinación de curvas de oferta (IPR) en pozos horizontales, mediante las correlaciones empíricas de Joshi, Cheng, Bendakhli & Aziz, Economides & Retnanto. *Revista Investigación y Desarrollo*, 1 (2), 54-57. DOI: <https://doi.org/10.29166/revfig.v1i2.1610>
- Avilés Martínez, F. J. & Morales Villalobos, E. A. (2009). *Evaluación de la producción en pozos horizontales*. Trabajo de Grado presentado para optar al título de Ingeniero en Petróleos. Instituto Politécnico Nacional. Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura. México, D. F. <http://tesis.ipn.mx>.
- Babu, D.K. & Odeh, A.S. (1989). *Productivity of a Horizontal Well*. Paper SPE 417-421. SPE Reservoir Engineering.
- Beatty, T., Hebner, B., Exall, R. & Bennion, D.B. (1995). Minimizing Formation Damage in Horizontal Wells: Laboratory and field case studies. *J. Can. Pet. Technol.*, 34(06). PETSOC-95-06-06. <https://doi.org/10.2118/95-06-06>.

Bennion, D.B., Cimolai, M.P., Bietz, R.F. & Thomas, F.B. (1993). *Reductions in the productivity of Oil & Gas Reservoirs Due to Aqueous Phase Trapping*. Presented at the 44th Annual General Meeting of the Petroleum Society of CIM, May 9-12, 1993, Calgary, Alberta, Canada.

Bourdarot, G. (1992). *Well testing: Interpretation Methods*. Edition Technip, París.

Chen, Z., Huan, G. & Ma, Y. (2006). *Computational Methods for Multiphase Flows in Porous Media*. In the Computational Science and Engineering Series, Vol. 2, Philadelphia, Pennsylvania: SIAM.

Choi, S.K., Ouyang, L.B. & Huang, W.S. (2008). *A Comprehensive Comparative Study on Analytical PI/IPR Correlations*. Paper SPE116580. SPE Annual Technical Conference and Exhibition Held. Denver, Colorado, U.S.A.

Economides, M.J., Hill, A.D. & Ehlig-Economides, C. (1994). *Petroleum Production Systems*. New Jersey, ch.2, 18 p. Prentice-Hall.

Economides, M.J. & Retnanto, A. (1998). *Inflow Performance Relationships of Horizontal and Multibranch Wells*. Paper SPE 49054. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, U.S.A.

Ertekin, T., Sung, W. & Schwerer, F.C. (1988). Production Performance Analysis of Horizontal Drainage Wells for the degasification of Coal Seams. *Journal of Petroleum Technology*, 40 (5), 625-632.

Ezenweichu, C.L. & Laditan, O.D. (2015). The causes, effects and minimization of formation damage in horizontal Wells. *Petroleum & Coal*, 57(2) 169-184.

Frick, T.P. & Economides, M.J. (1991). *Horizontal Well Damage Characterization and Removal*. Paper SPE 21795. Long Beach, CA. Presented at the 40 th SPE Annual California, Western Regional Meeting. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.

Garaicochea Petreirena, F., Bernal Huicochea, C. & López Ortiz, O. (1991). *Transporte de Hidrocarburos por ductos*. Pdf- Free ebook download as PDF File (.pdf) or read. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.

Joshi, S.D. (1991). *Horizontal Well Technology*. Tulsa, OK, U.S.A: Penn well Books, pág 151.

Joshi, S.D. (1988). Augmentation of Well Productivity with Slant and Horizontal Wells. *Journal of Petroleum Technology*, 40 (6), 729-739.

Kuchuk, F.J., Goode, P.A., Brice, B.W., Sherrard, D.W. & Thambynayagam, M. (1988). *Pressure Transient Analysis and Inflow Performance for Horizontal Wells*. Paper SPE 18300. SPE 63rd Annual Technical conference and exhibition. Houston, U.S.A.

Krueger, R.F. (1988). *An overview of formation damage and well productivity in oilfield operations: an update*. In: SPE California Regional Meeting. DOI: 10.2118/17459-MS

Maggiolo, R. (2008). *Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal*. Programas de cursos. OIL_COPYRIGHT_01-P35, ESP. Lima, Perú. S/N. [file:///C:/Users/Carlos%20Rojas/Downloads/Optimizacion de la Produccion mediante A.pdf](file:///C:/Users/Carlos%20Rojas/Downloads/Optimizacion_de_la_Produccion_mediante_A.pdf)

Medina-Eraza, O., Castaño-Correa, J. Caro-Vélez, C. Zabala-Romero, R. Bahamón-Pedrosa, J.I., Cortés-Correa, F. *et al.* (2020). Disaggregation and discretization methods for formation damage estimation in oil and gas fields: an overview. *Revista DYNA*, 87 (213), 105-115.

Mutalik, P.N., Godbole, S.P. & Joshi, S.D. (1988). *Effect to Drainage Area Shape on Horizontal Well Productivity*. Paper SPE 18301. SPE 63rd Annual Technical conference and exhibition. Houston, U.S.A.

Nind, T.E.W. & Gómez, J.A. (1987). *Fundamentos de producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros*. Ed. Limusa. México, D.F

Reatiqui, J. (2018). *Determinación del daño de formación en pozos productores de petróleo mediante la integración del análisis de transiente de presión y producción del campo Shushufindi-Aguarico*. Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleos. Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19071>

Salaudeen, I., Isehunwa, S.O., Dauda, D.A. & Ayuba, I. (2017). Analysis Of Formation Damage During The Drilling Of Horizontal Wells. *International Journal of Scientific & Technology Research*, 6 (05), 56-63.

Tremblay, B. (2005). Modeling of Sand Transport Through Wormholes. *J. Can. Pet. Technol.*, 44(4), 51–55. PETSOC-05-04-06-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/05-04-06-PA>.

Wang, S. & Eaton, J. (2007). Predicting Productivity Index of Horizontal Wells. *J. Energy Resour. Technol.*, 129 (2), 89-95.

Xiaodong, S., Chi, A., Jianfei, Z., Shijun, H. & Chaoyang, H. (2016). Productivity Evaluation Method of Horizontal Well Volume Fracturing in Tight Oil Reservoir. *Advances in Petroleum Exploration and Development*, 11 (1), 18-23. <https://core.ac.uk/download/pdf/236297313.pdf>

