

Sartas de velocidad para mantener flujo continuo en pozos de gas con carga de líquidos

Jesús Guerra Abad

Claudio Nieto García

Petróleos Mexicanos, Activo Integral Burgos, Región Norte

Información del artículo: Recibido: octubre de 2013-aceptado: septiembre de 2014

Resumen

En la vida productiva de los campos de gas no asociado y en particular de los pozos productores con baja presión de fondo, la carga de líquido ocurre cuando el gasto de gas se vuelve insuficiente para transportar a la superficie el agua y el condensado producido por el yacimiento, se debe remover continuamente el líquido del pozo para mantener los pozos de gas libres de líquido y evitar que la producción decline fuertemente por la contra presión de los líquidos acumulados y la permeabilidad relativa al gas disminuya en la zona cercana al pozo. La explotación de estos yacimientos representa un reto importante por la producción adicional de agua y condensado, (líquidos).

El Activo Integral Burgos (AIB), de 1945 a 2012 ha incorporado 139 campos de gas natural no asociado con 3122 pozos, aproximadamente el 60 % se explotan en etapa madura, algunos con alta producción de agua y otros de condensado, pero la mayoría con fuertes declinaciones; con la instalación de los “sistemas artificiales de producción no convencionales” se ha mitigado el 70% este problema, algunos sistemas inyectan reactivos espumantes sólidos y líquidos, otros mejoran la presión de cabeza por represionamiento y otros más mantienen el flujo continuo a nivel de yacimiento como es el caso de la sarta de velocidad o tubería flexible.

La sarta de velocidad modifica el patrón de flujo desde el yacimiento hasta la superficie, permite mantener flujo continuo y prolonga la vida productiva del pozo, se han analizado los campos del sector de producción Cuervito del Activo Integral Burgos y se muestra en este trabajo el análisis del campo Picadillo, se ha observado que la recuperación de la reserva de gas es aproximadamente el doble comparada con un pozo que no tienen sarta instalada, este análisis se realizó bajo las mismas condiciones de perforación, terminación, estimulación y producción en el mismo yacimiento.

La instalación de sartas de velocidad y su combinación con otros sistemas inicio en 2001 en el AIB en el año actualmente se tiene 346 pozos con sartas de velocidad instaladas y 184 pozos con sistemas combinados, 304 pozos con válvula motora y 308 pozos combinados con lanzador de barras.

Se realizó un comparativo de producción entre los pozos terminados con tubería de producción 2 7/8” Φ en la década de los años 60 y 70’ y tubing less 3 1/2 con sarta de velocidad y se observa comportamiento de producción similar.

Palabras clave: Sartas de velocidad, pozos de gas con carga de líquidos.

Velocity strings to maintain continuous flow in gas wells with liquid loading

Abstract

In the productive life of non-associated gas fields in particular producing wells with low background pressure fluid loading occurs when the gas flow becomes insufficient to transport surface water and condensate produced by the reservoir, which must be continuously removed from the well fluid to maintain the liquid-free wells and gas production prevent decline strongly by the back pressure of the accumulated liquid and the gas relative permeability decreases in the near wellbore area. The development of these reservoirs represents a major challenge for the further production of water and condensate (liquid).

The Activo Integral Burgos (AIB) from 1945-2012 has incorporated 139 natural gas fields not associated with 3122 wells, approximately 60% are exploited in mature stage, some with high water production and other condensate, but most with strong declines; with the installation of the “Artificial Production Systems Unconventional” has mitigated 70% this problem, some systems inject foaming agent solids and liquids, others improve pressure head and others maintain continuous flow at reservoir as is the case of the velocity string or coiled tubing.

The velocity string modifies the flow pattern from the reservoir to the surface, keeps streaming and prolongs the life of the well, we have analyzed the production Picadillo fields of Activo Integral Burgos and shown in this paper that the recovery of the gas reservoir is approximately doubled compared to a well with no installed string, this analysis was conducted under the same conditions of drilling, completion, stimulation and production in the same reservoir.

The installation of velocity strings and their combination with other systems beginning in 2001 in the year AIB currently has 346 wells with strings installed speed and 184 wells with combined systems, motor valve 304 wells and 308 wells combined with launcher bars.

Comparative production was performed between wells completed with tubing 2 7/8” Φ the early 60s and 70’y Tubing with 3 1/2 Less velocity string and similar production behavior is observed.

Keywords: Velocity strings, gas wells with liquid loading.

Introducción

Antecedentes

Con la terminación del pozo Misión 1 en la formación Vicksburg en 1945 nació la producción de gas en la región norte del país, inicialmente los pozos se construyeron con tuberías de producción 2 7/8” ϕ , en 1995 se reactivó la Cuenca Burgos y con ello se incorporaron nuevas tecnologías, los pozos se fracturaron hidráulicamente y se terminaron con tubing less 3 1/2”, por mencionar algunas, el factor de recuperación se incrementó y aun cuando la presencia de líquidos en pozos de gas siempre ha existido, con estas tecnologías también el problema de colgamiento se agudizó.

En el proceso de producción de gas, condensado y agua, la presión del yacimiento disminuye gradualmente desde la formación hasta la superficie por la presencia de estos líquidos, al inicio de la explotación el agua y el condensado se transportan en la corriente de gas como partículas atomizadas, con el tiempo, la presión de fondo fluyendo en el pozo disminuye y las partículas incrementan su tamaño hasta lograr tener acumulación en el fondo del pozo y generar una contrapresión en el yacimiento, la energía del pozo no es suficiente para desalojar los líquidos acumulados y provocar una declinación súbita en la producción de gas, hasta dejar de producir.

En el Activo Integral Burgos es un reto diario mantener la plataforma de producción de 1320 MMPCD de gas y 15,200

bpd de condensado con 3122 pozos productores de los cuales 70% se encuentran en flujo intermitente y el 65% de estos pozos tienen instalado un sistema artificial para mitigar el colgamiento de líquidos y lograr prolongar su vida productiva.

Objetivo

El presente trabajo pretende dar a conocer los principios de funcionamiento, aplicación, selección, optimización y resultados de sargas de velocidad para mantener flujo continuo en pozos de gas con carga de líquidos para prolongar la vida productiva de los pozos y maximizar el valor económico de los hidrocarburos, se presentan diferentes escenarios de aplicación dependiendo de las características de los pozos y de sus instalaciones, se realiza una evaluación económica con la finalidad de visualizar la relación costo/beneficio.

Problema

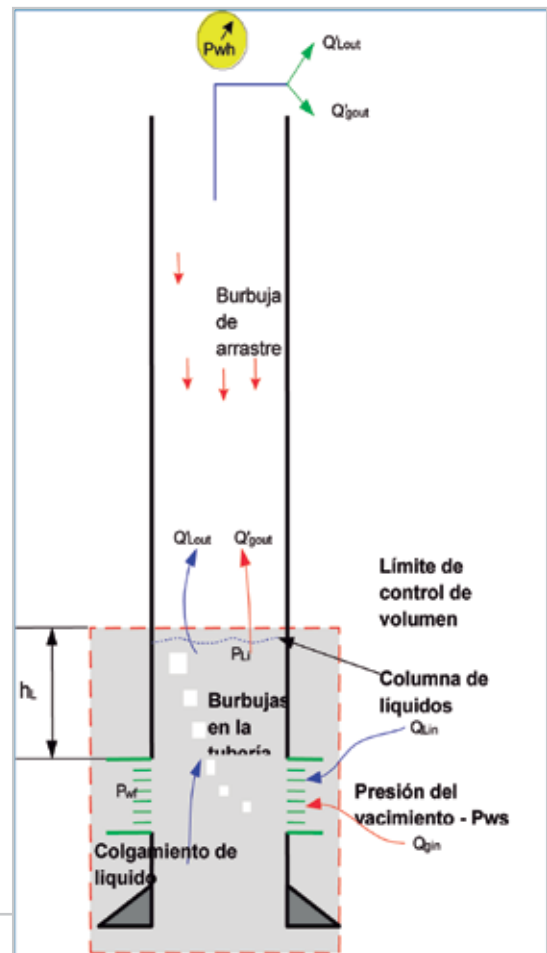
La carga de líquido se presenta con mayor frecuencia en pozos con baja presión de fondo, sucede cuando el gasto

de gas se vuelve insuficiente para transportar a superficie los líquidos producidos por el yacimiento, la producción declina fuertemente por la contra presión no deseada en la formación creada por los líquidos acumulados y la permeabilidad relativa al gas disminuye en la zona cercana al pozo restringiendo la producción de gas hasta dejar de producir, esta es la razón por la que se debe remover continuamente los líquidos para mantener los pozos de gas fluyendo.

Solución

La selección apropiada del diámetro de la tubería de producción o la instalación de una tubería auxiliar dentro del aparejo de producción son alternativas de solución para mantener las condiciones fluyentes sin carga de líquido, estimar el diámetro adecuado significa optimizar la energía natural del yacimiento y mantener la velocidad de flujo de gas suficiente para transportar (levantar) los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie.

Figura 1. Carga de líquidos en pozos de gas.



Desarrollo del tema

Carga de líquidos en pozos de gas

La presencia de líquidos en el pozo se debe a dos factores:

- 1.- A los cambios de presión - temperatura en la tubería de producción del pozo en la trayectoria del yacimiento a superficie.
- 2.- A la producción directa de agua y/o condensado del yacimiento.

La carga de líquido en los pozos de gas con baja presión de fondo representa un problema serio de producción y de fuerte influencia en el abandono de yacimientos de gas y condensado, dependiendo de las condiciones dinámicas del sistema yacimiento – pozo – instalaciones superficiales, el diámetro óptimo de la tubería varía a través de la vida productiva del pozo y debe modificarse en el tiempo para mantener los pozos en condiciones fluyentes sin carga de líquido.

Con altos gastos de flujo de gas (flujo anular), los líquidos se pueden desalojar del pozo, si el gasto disminuye, el régimen del flujo cambia de anular a flujo transición y la capacidad de levantar el líquido disminuye dramáticamente, el gasto al cual ocurre este cambio de régimen de flujo es en el gasto de gas. Este fenómeno es conocido como carga de líquido, **Figura 1**. Las variables más significativas que influyen en la carga del líquido son: presión estática del yacimiento, temperatura del pozo, diámetro de la tubería de producción del pozo, presión en la cabeza del pozo, propiedades del gas y líquidos, (gravedad específica, tensión interfacial, etc...)

Algunos sistemas artificiales de producción no convencionales presentan una alternativa para mitigar el colgamiento de líquidos en pozos de gas: agentes espumantes (barras o líquido), émbolo viajero, operación intermitente, etc; no se implementa, la producción de gas continuará declinando y finalmente el pozo terminará su producción de manera acelerada.

Etapas de formación de carga de líquidos

La carga de líquidos en los pozos de gas está relacionada con el cambio en el régimen de flujo, (de continuo a intermitente). El gas fluye a la superficie en forma de burbujas a través del líquido. La caída de presión a través de la tubería de producción se incrementa y existen rápidas fluctuaciones de la relación gas – líquido (GLR).

Etapa 1

Gasto de gas mayor al gasto crítico ($Q_g > Q_{gc}$). Todos los líquidos producidos son transportados hacia la superficie por el gas y el pozo muestra un comportamiento fluyente estable. La energía disponible que permite al gas fluir desde el yacimiento está limitada por la presión promedio del pozo en el área de drene (P_r) y la presión del sistema (P_s), la presión de fondo fluyendo depende del comportamiento del yacimiento. La presión de cabeza del pozo (P_{wh}) se controla con equipo superficial.

Etapa 2

Gasto de gas es menor al gasto crítico, ($Q_g < Q_{gc}$), el líquido no puede ser transportado a la superficie, quedándose en el pozo en una columna gasificada, la presión fluyendo en la cara del pozo, (P_{sf}) y la presión de la cabeza del pozo (P_{wh}) convergen a los límites de presión, a medida que el líquido producido se acumula e incrementa la presión hidrostática de la columna de gas fluyendo. La presión fluyendo en la cara del pozo incrementa hasta que se iguala con la presión promedio del yacimiento, (P_r).

Durante el periodo de carga, las caídas de presión en la línea de flujo, en la columna de gas y en el yacimiento disminuyen, porque principalmente se deben a la fricción y éstas decrecen al disminuir el gasto.

La presión causada por el incremento de la columna hidrostática del líquido en el pozo (P_{sf-Pl}) aumenta. La columna hidrostática continúa creciendo hasta que las condiciones hidrostáticas del pozo, combinadas con P_{wh} , equilibran las fuerzas de empuje del yacimiento causando que el pozo muera. Ahora el gasto de gas es cero.

Etapa 3

La presión promedio del yacimiento \bar{P}_r continúa aumentando hasta que se iguala con la presión en el radio de drene (P_e), o en algunos casos se provoca una carga hidrostática inducida y empieza la descarga del pozo.

Cuando un pozo pueda completar más el ciclo de descarga naturalmente, entonces ha alcanzado su “límite de flujo”, **Figura 2**. La velocidad del gas en la tubería disminuye por debajo del mínimo requerido para remover los líquidos del pozo.

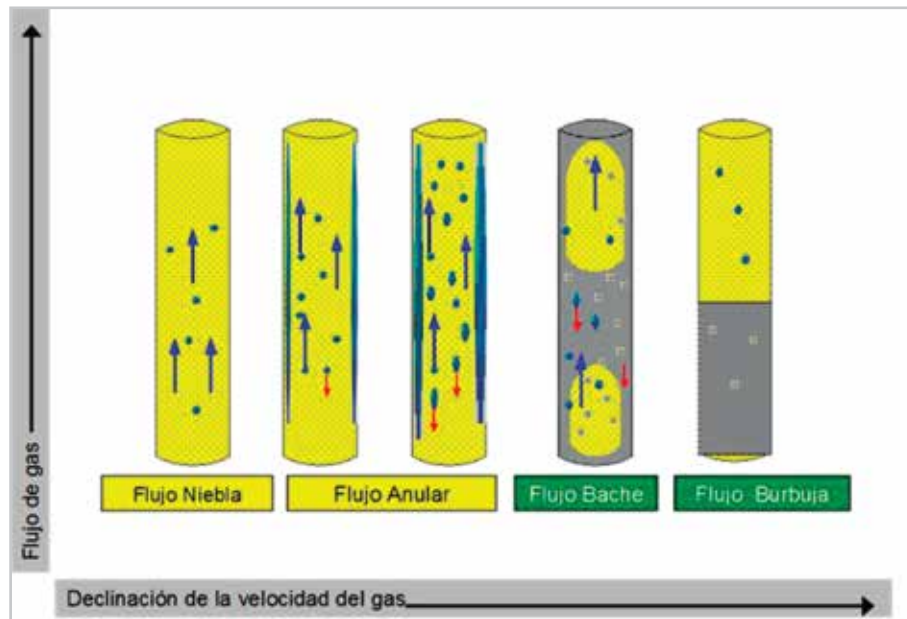


Figura 2. Etapas de formación de carga de líquido.

Identificación de pozos con carga de líquidos

- 1.- Graficas de producción
- 2.- Análisis de curvas de declinación
- 3.- Registros de presión de fondo cerrado
- 4.- Monitoreo del comportamiento de producción
- 5.- Ecómetros

Caso de análisis: Campo Picadillo

El campo Picadillo se ubica en el Activo Integral Burgos, al norte de México, **Figura 3**, se descubrió en 1964, cuenta

con 43 pozos: 30 productores de gas y condensado, 2 productores de gas seco, 10 fueron improductivos, la primera etapa de desarrollo del campo fue de 1964 a 1972 con 19 pozos terminados en tubería de producción 2 7/8, 7 pozos fueron improductivos y en la etapa de reactivación de la cuenca se perforaron 24 pozos de 2002 a 2009 terminados con TL 3 1/2, 3 fueron improductivos. El campo tiene nueve estructuras con potencial, sin embargo, son dos los yacimientos importantes: Queen City-3 (QC-3) y Yegua, petrofísicamente estos yacimientos son de baja permeabilidad y baja porosidad (incluir datos petrofísicos).

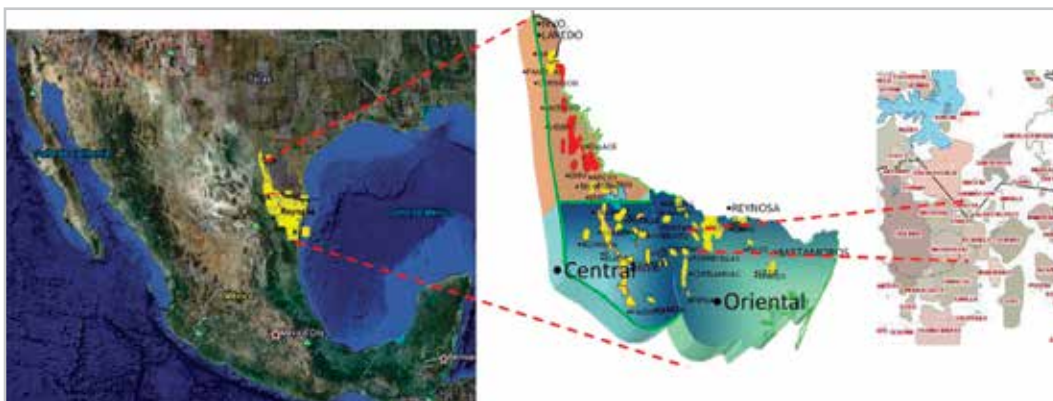


Figura 3. Ubicación campo Picadillo, en AIB, Región Norte.

La metodología de análisis para seleccionar el sistema artificial no convencional apropiado se basa en el análisis nodal para cada pozo y se menciona en el Apéndice B, sin embargo, es importante mencionar que el objetivo de la sarta de velocidad es mantener el flujo del pozo por encima del flujo crítico.

El desarrollo inicial de explotación del campo se realizó con tubería de producción 2 7/8, aun cuando no se tiene historia de producción de los pozos, la producción acumulada de gas se considera buena, **Tabla 1**, con la incorporación de tecnologías, los pozos fueron terminados con tubing less 3 ½ con declinación brusca en los primeros meses y baja recuperación, **Figura 4**.

Tabla 1. Producción acumulada yacimiento QC-3: TP 2 7/8 y SV 1 3/4.

Pozos que produjeron CON TP 2 7/8"			Producción de pozos SIN Sarta de Velocidad 1 3/4" *				
Pozo	Perforación (Año)	Producción acumulada (Gp)	Pozo	Perforación (Año)	Instalación (Año)	Periodo (Años)	Producción acumulada (Gp)
Pic-1	1965	0.878	Pic-102	2002	2012	10	0.66
Pic-3	1966	0.514	Pic-104	2003	2012	9	0.804
Pic-5	1967	0.413	Pic-103	2003	2012	9	0.707
Pic-10	1969	1.843	Pic-113	2002	2012	10	0.871
Pic-13	1970	0.674	Pic-112	2004	2012	8	0.602
Pic-14	1970	0.818					
Pic-15	1971	2.337					
Pic-11	1972	2.747					

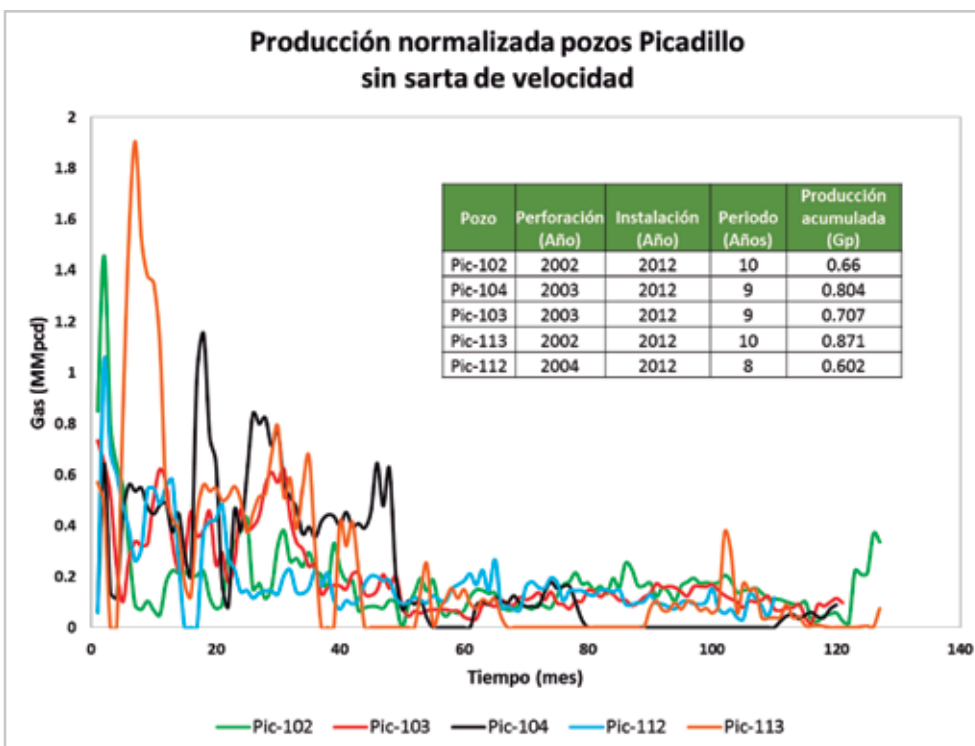


Figura 4. Producción normalizada en pozos Picadillo sin sarta de velocidad.

Se evaluó el desempeño de la sarta de velocidad 1 3/4" φ entre los pozos Picadillo 208 y Picadillo 103, ambos pozos producen en QC-3, separados 400 m, se encuentran en el mismo bloque, no existen fallas geológicas entre ellos, estructuralmente el Pic.208 se encuentra 20 metros más alto que Pic-103, ambos pozos se fracturaron y se terminaron en TL 3 1/2" φ, existe un año de diferencia del

inicio de producción, sin embargo, para fines de evaluación, se muestra la producción normalizada en la **Figura 5**, la producción acumulada difiere en 0.52 Bcf a favor del pozo con sarta de velocidad, la evaluación se realizó en un periodo igual de producción, esto significa que la sarta de velocidad aceleró la recuperación de la reserva, mejorando el factor de recuperación.

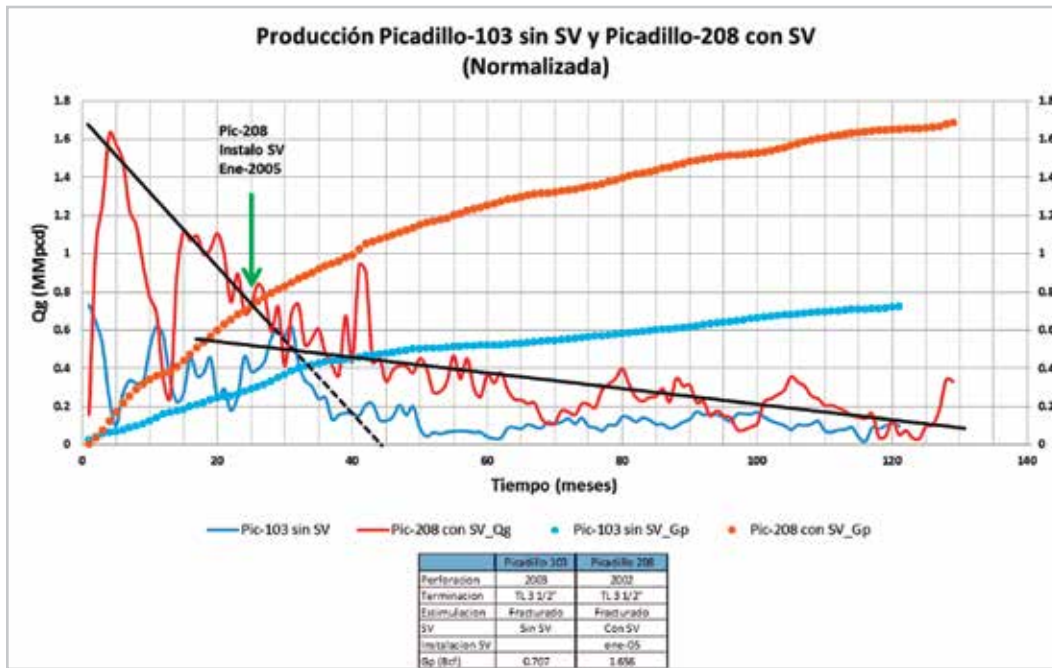


Figura 5. Análisis de producción de pozos con sarta y sin sarta.

Resultados

Las sartsas de velocidad (SV) 1 3/4" empezaron a instalarse en el campo Picadillo en 2005, a la fecha ocho pozos se les ha instalado SV y se han estimulado con fracturas hidráulicas, cinco de ellos continúan operando con SV y a tres se les ha retirado para RMA. Los pozos que operan con SV tienen un volumen de gas recuperado promedio (Gp) de 1.5 Bcf en siete años, **Figura 6**, sin embargo, aquellos pozos que

operan sólo con Tubing Less 3 1/2" ha recuperado 0.78 Bcf en nueve años, las gráficas de producción de los pozos con SV muestran declinaciones prácticamente lineales, también se observa que la producción acumulada de pozos con tubería de producción 2 7/8" es similar a los pozos que operan con SV, la diferencia radica en el tipo de estimulación del pozo, **Figura 7**, la secuencia de análisis para el pozo Picadillo 108 se muestra en el Apéndice C.

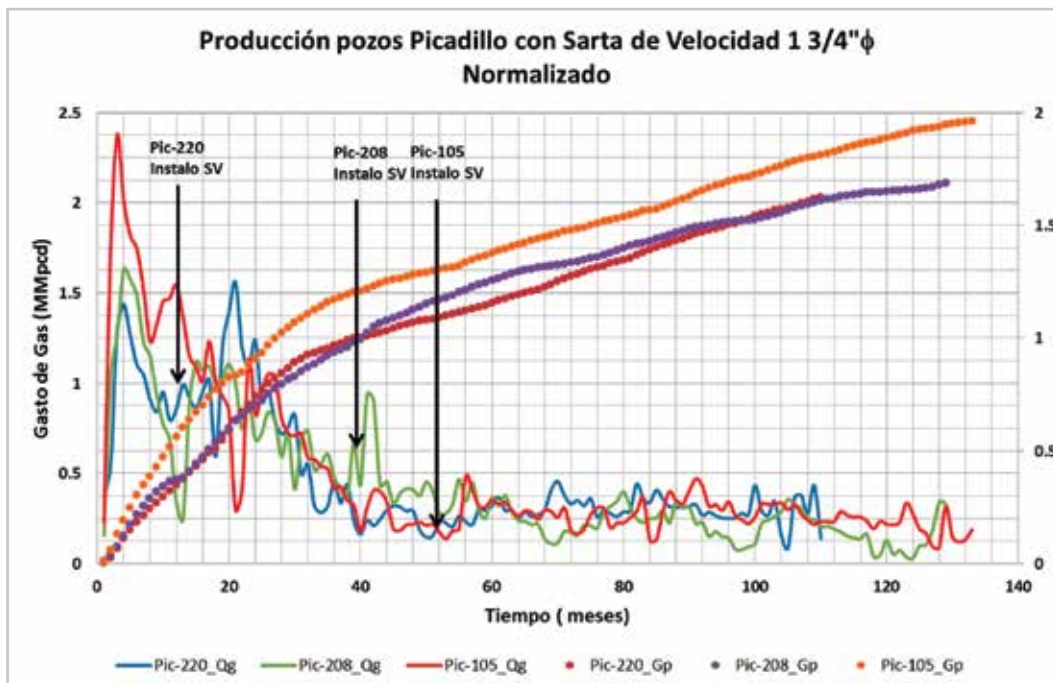


Figura 6. Análisis de producción de pozos con sarta.

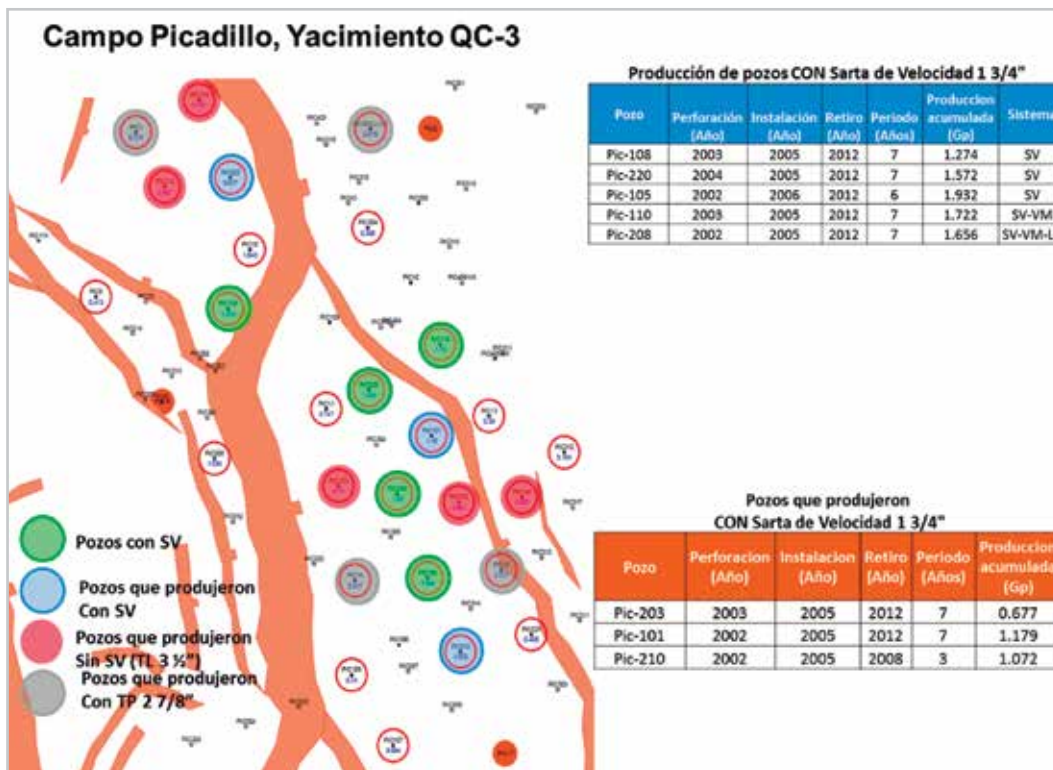


Figura 7. Distribución de sarta de velocidad en campo.

Con la finalidad de mitigar el efecto de los líquidos en los pozos de gas y optimizar los sistemas artificiales no convencionales, el Activo Integral Burgos ha realizado, instalado y evaluado combinaciones diversas entre los sistemas, éstos permiten establecer líneas de acción para optimizar la explotación y

desarrollo de los campos maduros con el fin de mejorar el comportamiento del pozo, la rentabilidad de los proyectos de gas y los factores de recuperación. En este estudio sólo se mencionan estadísticamente los sistemas instalados en el Sector Cuervito al 30 de abril de 2013.

Tabla 2. Sistemas instalados en los campos del sector Cuervito.

Sistemas Artificiales No convencionales Instalados en los campos Sector Cuervito, AIB																					
Campo	No Pozos	SV	VM	TC	Tubo Venturi	LBC	Miscomp.	EV	SV-VM	SV-LBC	SV-VM-LBC	SV-VM-MC	SV-LBC-MC	SV-MiniComp.	VM-LBC	VM-TC	VM-LBM	VM-Tventuri	VM-MiniComp.	VM-LBC-MC	VM-LBC-Tventuri
Carretas	54	1	3	2			2	1	1		5	1			9						
Carlos	28	1	5		3		3				1				3				1		
Cuervito	8	1	2		1										1						
Fronterizo	13		1		1										4		1				
Mojarreñas	93	3	17	2	3	4	4		3	1			1		11		1		2		1
Picadillo	30	2	4				1							1	2						
Santa Rosalía	191	14	24	8	4	4	7	1	2		3			1	22	2		1	1	1	
Topo	36	2	4		1										6				1	1	
Viboritas	40	2	12	3	1		2	1	1						4						
Total	499	28	72	16	14	8	19	3	7	1	9	1	1	2	62	2	2	1	5	2	1

Recomendaciones

1. Evaluar el desempeño de la sarta de velocidad combinada con la válvula motora y sincronizada con el lanzador de barras en función de la relación agua/condensado y el costo beneficio.
2. Evaluar el desempeño de la sarta de velocidad combinada con válvula motora.
3. Evaluar el daño en la vecindad del pozo, particularmente si la formación contiene arcillas hidratables.

Conclusiones

En base a los resultados obtenidos, se establece lo siguiente:

- La producción de pozos de gas con sarta de velocidad ha demostrado ser una alternativa factible de uso para prolongar el flujo continuo en los pozos del campo Picadillo (nueve sargas de velocidad instaladas), la recuperación de la reserva se realiza en menor tiempo.

- La recuperación de gas en los pozos con sarta de velocidad es aproximadamente el doble que uno sin sarta.
- La sarta de velocidad modifica el patrón de flujo a lo largo del pozo (TP) y permite flujo continuo y disminuye el número de pozos abatidos.
- Su instalación no requiere equipo de perforación, lo que resulta en mayor rentabilidad.
- El comportamiento de producción de pozos con sarta de velocidad es similar a los pozos terminados con aparejo de producción 2 7/8.
- El éxito involucra la integración de la información - análisis de ingeniería- implementación - monitoreo - optimización.
- Los pozos que tienen tuberías de producción con diámetro pequeño tienen mejor capacidad de levantamiento debido a que la velocidad de transporte de gas se incrementa.

Nomenclatura

AIB	Activo Integral Burgos	
A	Área de la tubería	pie ²
Ap	Área proyectada	pie ²
Pr	Densidad	lb/pie ³
σ	Tensión interfacial	dina/cm
BPD	Barriles por día	
Cd	Coefficiente de arrastre	Adimensional
Fd	Fuerza de arrastre	
Fg	Fuerza de flotación	
Ft	Gravedad de la gota del líquido	
Gp	Gradiente de presión	kg/cm ² /m
Gr	Gramos	gr
°C	Grados centígrados	
°F	Grados Fahrenheit	
H	Espesor	pie
Kg	Kilogramos	
lb	Libras	
m	Metros	
ml	milímetros	
MMPCD	Millones de pies cúbicos	
Øext	Diámetro exterior	
P	Presión	psia
Pe	Radio de drene	
Ph	Presión hidrostática	kg/cm ²
ppm	Partes por millón	
Pr	Presión promedio del yacimiento	
Ps	Presión del sistema	
Psf	Presión fluyendo en la cara del pozo	
Pwf	Presión de fondo fluyendo	
Pwh	Presión de cabeza del pozo	
Qg	Gasto de gas	MMPCD
Qgc	Gasto crítico	MMPCD
T. F	Tubería flexible	

T. P	Tubería de producción	
T. R	Tubería de revestimiento	
T	Temperatura	°R
V	Volumen	m ³
Vg	Velocidad del gas	pie/s
Vt	Velocidad terminal	pie/seg
Z	Factor de compresibilidad	
%	Porcentaje	

Agradecimientos

Al Ing. Plácido Gerardo Reyes Reza Administrador del Activo Integral Burgos por exhortar día a día la superación profesional y el trabajo en equipo, al Ing. Claudio Nieto García por su valiosa participación en la elaboración de este trabajo, al equipo de estudio del Sector Cuervito y a Pemex Exploración y Producción, Activo Integral Burgos, Región Norte por brindarme la oportunidad de participar en este magno “Congreso Mexicano del Petróleo 2013”.

Referencias

1. Beggs, H.D. y Brill, J.P. 1973. A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes. *J. Pet Tech* **25** (5): 607-617. SPE-2007-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/4007-PA>.
2. Bizanti, M.S. y Moonesan, A. 1989. How to Determine Minimum Flowrate for Liquid Removal. *World Oil* **209** (3): 71-73.
3. Lea, J.F., Nickens, H.V. y Wells, M. 2003. *Gas Well Deliquification: Solution to Gas Well Liquid Loading Problems*, second edition. Burlington, Massachusetts: Gulf Professional Publishing.
4. Presentación Seminario Técnicos PEP Tema: “Productividad de Pozos_El Eslabón Perdido”, Ariel Valenzuela Muñoz, Equipo de productividad, Activo Integral Burgos (junio 2012).
5. Turner, R.G., Hubbard, M.G. y Dukler, A.E. 1969. Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells. *J. Pet Tech* **21** (11): 1475-1482. SPE-2198-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/2198-PA>.

Apéndice A

Modelo de Turner

Turner en 1968 predijo empíricamente y de manera general el gasto de gas crítico, mostró que la velocidad terminal es función: a) del tamaño, forma y densidad de las partículas y b) de la densidad y la viscosidad del fluido en el que cae la partícula. El modelo se basa en el cálculo de la velocidad terminal de las gotas más grandes que existen en un flujo.

El problema consiste en determinar el mínimo gasto de gas que arrastrará las gotas de líquido atrapadas en la corriente de gas, la gota de líquido es una partícula con movimiento relativo en un fluido bajo la influencia del campo gravitacional, la partícula cae libremente en un fluido hasta alcanzar una velocidad terminal cuando las fuerzas de arrastre igualen las fuerzas de aceleración gravitacional.

Presión de la velocidad:

$$\frac{v^2 \rho_g}{g_c} \quad (1)$$

Presión de la tensión superficial:

$$\frac{\rho}{d} \quad (2)$$

El Número de Weber (N_w) es la relación entre las dos presiones:

$$N_w = \frac{v^2 \rho_g d}{\sigma_L g_c} \quad (3)$$

Si el N_w es mayor que el valor crítico, la gota de líquido será fragmentada.

Cuando la gota de líquido permanece sin movimiento relativo hacia al pozo la velocidad de la gota líquida V , se iguala con la velocidad V_g , la velocidad del gas es igual a la velocidad terminal V_t , en esta condición, la gravedad de la gota de líquido es igual a la fuerza de flotación más la fuerza de arrastre:

$$F_t = F_g + F_d \quad (4)$$

$$\rho_L g V = \rho_g g V + \frac{1}{2} \rho_g v^2 A_p C_d \quad (5)$$

A_p es el área proyectada de una gota de líquido:

$$v_t = \sqrt{\frac{2gV(\rho_L - \rho_g)}{A_p C_d \rho_g}} \quad (6)$$

$$\Delta p = \frac{1}{2} \rho_g v^2 \quad (7)$$

El balance de las presiones y la tensión interfacial se puede expresar como:

$$\frac{\Delta p A_p}{\sigma} = -\frac{\delta A_p}{\delta h} \quad (8)$$

Considerando que el volumen de líquido es constante:, se tiene:

$$A_p = \frac{\rho_g v^2 V}{2\sigma} \quad (9)$$

Usando la definición del área proyectada, la velocidad terminal puede ser:

$$v_t = K \sqrt[4]{\frac{\sigma_L (\rho_L - \rho_g)}{\rho_g^2}} \quad (10)$$

Modelo de Turner con coeficiente de arrastre (C_d)= 0.44 $K = 1.593$

$$v_t = 1.593 \sqrt[4]{\frac{\sigma_L (\rho_L - \rho_g)}{\rho_g^2}} \quad (11)$$

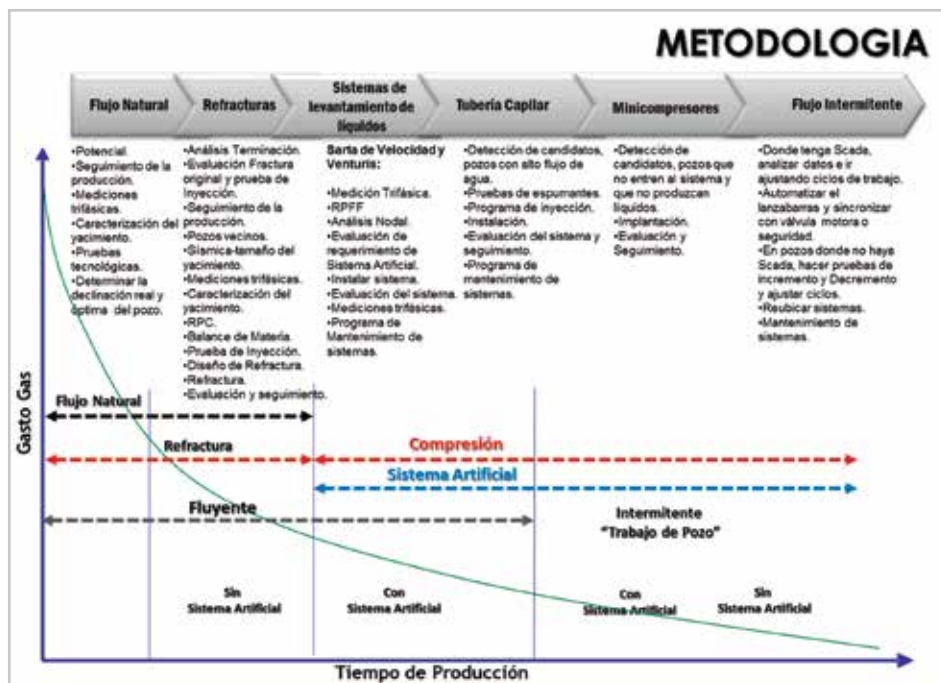
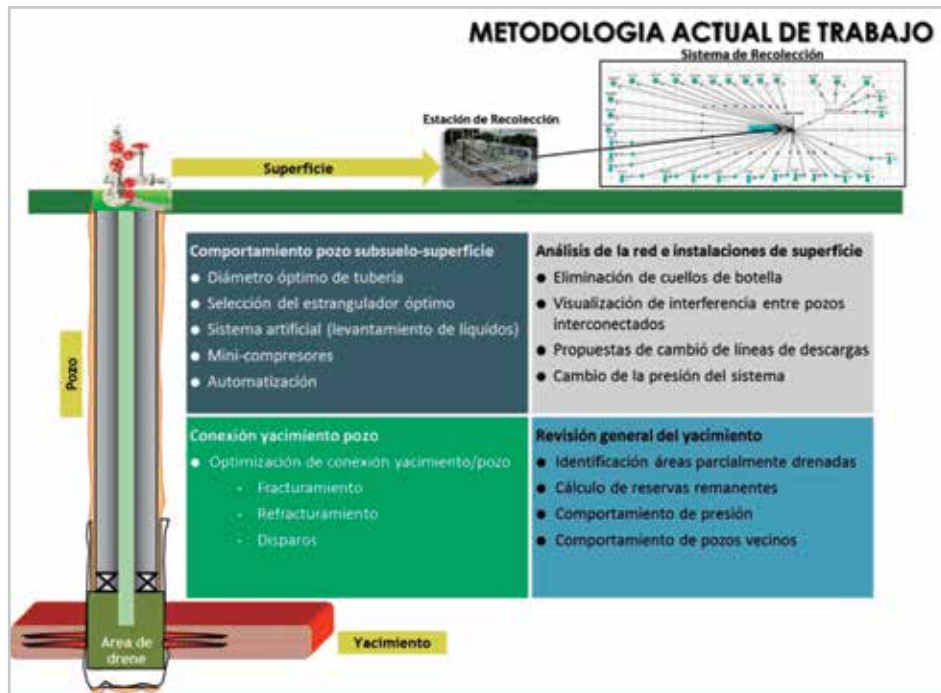
Modelo nuevo con coeficiente de arrastre (C_d) = 1.0 $K = 0.730$

$$v_t = 0.730 \sqrt[4]{\frac{\sigma_L (\rho_L - \rho_g)}{\rho_g^2}} \quad (12)$$

$$q_{gc} = 3.06 \cdot \frac{p \cdot v_t \cdot A}{T \cdot z} \quad (13)$$

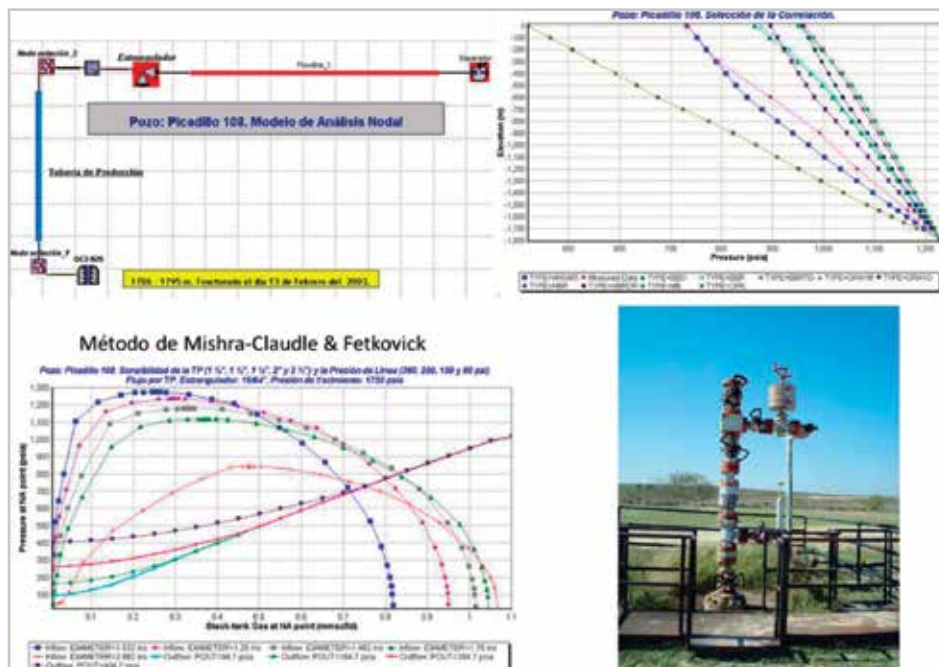
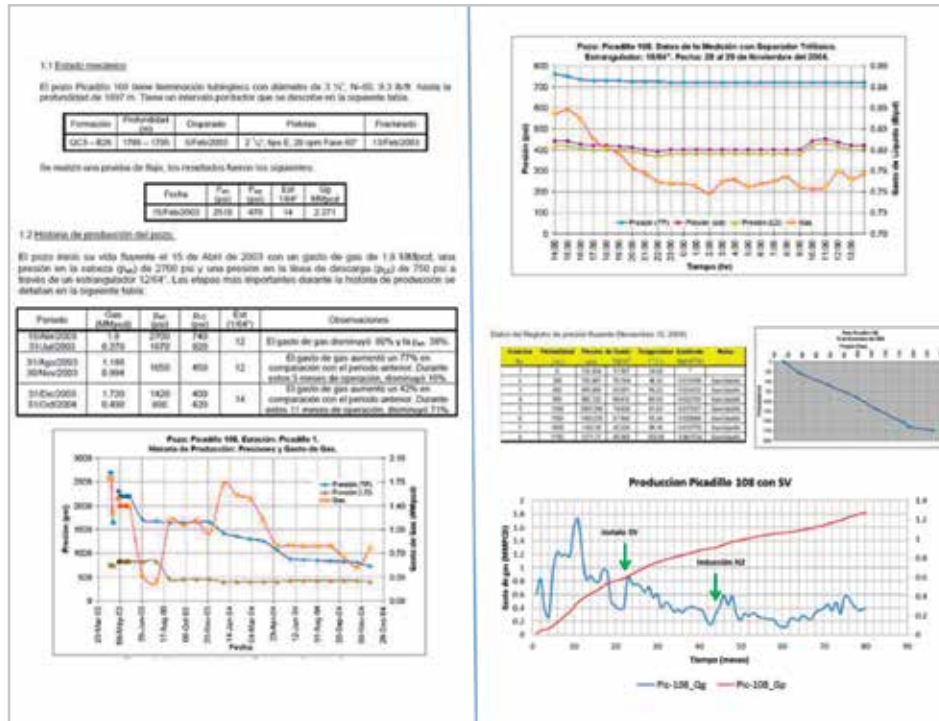
Apéndice B

Metodología de selección: Equipo de productividad de pozos, AIB



Apéndice C

Análisis pozo Picadillo 108



Semblanza de los autores

Jesús Guerra Abad

En 1993 obtuvo el grado de Ingeniero Químico Petrolero en el Instituto Politécnico Nacional (IPN), se desempeñó como ingeniero de perforación en el campo geotermoeléctrico de Cerro Prieto, Mexicali BCN. En el año 2000 realizó estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera, especialidad yacimientos, en la Universidad Nacional Autónoma de México. En el año 2002 ingresó al Instituto Mexicano del Petróleo en el área de Caracterización dinámica de yacimientos, desarrollando actividades de análisis de pozos presión producción.

En 2005 ingresó a Petróleos Mexicanos en la Coordinación de operación de pozos del Activo Integral Burgos, desempeñando actividades de manejo y optimización de producción de gas en los campos del Sector Cuervito y Culebra Norte, en 2009 se integró a la Coordinación de diseño de explotación área oriental como Ingeniero de yacimientos, realizando pronósticos de producción, análisis presión-producción, estimación y reclasificación de reservas, identificación de oportunidades de reparaciones mayores. A partir de 2011 se desempeña como líder de equipo en diversos campos del Activo realizando programas de explotación con tecnología no convencional de perforación, terminación y optimización de producción.

De 1999 a 2005 impartió clases en la carrera de Ingeniería Petrolera en el Instituto Politécnico Nacional y Ciencia Básicas de la Facultad de Ingeniería en la UNAM, ha presentado y publicado varios trabajos técnicos en diferentes congresos nacionales, es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, de la Asociación Ingenieros Petroleros de México, AC, Sección Reynosa, e integrante de la Red de especialistas de caracterización dinámica de yacimientos.

Claudio Nieto García

En 1976 obtuvo el grado de Ingeniero Geofísico en el Instituto Politécnico Nacional (IPN). De 1976 a 1983 se desempeñó como ingeniero de intérprete en la Brigada de exploración en la compañía Seismograph Service Corporation de México. En 1985 realizó actividades de supervisión de operaciones de campo e interpretación sísmica en la Compañía Mexicana de Exploraciones.

En 1992 ingresó a Petróleos Mexicanos como Ingeniero Geofísico realizando interpretaciones para la propuesta de localizaciones exploratorias, en 2008 se desempeña como líder del área Central en el Activo, actualmente se desempeña como Coordinador del Grupo Multidisciplinario Proyectos de Explotación Diseño de Proyectos en el Activo Integral Burgos.

Es miembro de la Asociación Mexicana de Geofísicos y de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros.