



VIABILIZANDO PROYECTOS: OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN Y DEL CAPEX COMPLETAMIENTO DUAL CONCÉNTRICO

Néstor Devia, BHGE, nestor.devia@bhge.com; Juan Pascuas, BHGE, juan.pascuastrujillo@bhge.com; Raúl Jimenez, BHGE, raul.jimenez@bhge.com; Camilo Gonzalez, BHGE, camilo.gonzalezartunduaga@bhge.com; Pilar Aguinaga, BHGE, pilar.aguinaga@bhge.com; Jose Parra, Ecopetrol, jose.parra@ecopetrol.com.co; Ruben Collazos, Ecopetrol, ruben.collazos@ecopetrol.com.co; John Polania, Ecopetrol, John.polania@ecopetrol.com.co; Sayda Blanco, Ecopetrol, sayda.blanco@ecopetrol.com.co; Edwinder Bolaños, Ecopetrol, edwinder.bolanos@ecopetrol.com.co; Néstor Villalobos, Ecopetrol, nestor.villalobos@ecopetrol.com.co; Guillermo Geney, Ecopetrol, Guillermo.geney@ecopetrol.com.co; John Pineda, Ecopetrol, John.pineda@ecopetrol.com.co; Carolina Cespedes, Ecopetrol, carolina.cespedes@ecopetrol.com.co

Palabras claves

Duales. CAPEX, concéntricos,

Resumen

La producción incremental es uno de los focos para la implementación de nuevas tecnologías, dada la necesidad de potencializar los recursos de la empresa estatal y disminuir tiempos y costos de operación, especialmente bajo escenarios de crisis como el que ha venido enfrentado el sector de hidrocarburos. El desafío es encontrar una solución de ingeniería que permitiera la producción simultánea de dos zonas cuyas diferencias petrofísicas y de presiones no permitían su producción en commingle. Actualmente la estrategia de producción del campo involucra dos pozos, cada uno para la producción independiente de cada zona.

En un esfuerzo conjunto, entre compañías se realizaron la instalación de completamientos duales concéntricos en dos pozos piloto con el fin de maximizar la producción de aceite de la formación K1 y K2. Adicionalmente este proyecto abrió una ventana para optimizar la producción del campo a largo plazo.

Los dos pozos seleccionados para el proyecto piloto fueron en un campo petrolero en el departamento del Meta, Colombia, los cuales tienen una trayectoria prácticamente vertical, lo que permitiría el completamiento. Los resultados de producción luego de los completamientos duales permitieron un incremental de 454 BOPD en los dos primeros pozos piloto.

Al final del piloto se demostró que mediante un acertado análisis, diseño, selección e implementación de componentes que hacen parte del completamiento, es posible viabilizar operativa y económicamente proyectos. Adicionalmente, la empresa estatal confirmó que los completamientos duales concéntricos que fueron instalados en el campo permitieron producir las zonas K1 y K2 de manera independiente en el mismo pozo.

Abstract

Incremental production is the most important for the implementation of new technologies, given the need to strengthen the resources of the state-owned company and reduce operating times and costs, especially under crisis scenarios such as the one that the hydrocarbons sector has faced. The challenge is to find an engineering solution that allows the simultaneous production of two zones whose petrophysical and pressure differences did not allow their production in commingle. Currently the production strategy of the field involves two wells, each for the independent production of each zone.

Result of the effort, between companies the installation of dual concentric completions in two pilot wells in order to maximize the oil production of the K1 and K2 formation. Additionally, this project opened a window to optimize long-term field production

Two wells selected for the pilot project were in an oil field in the department of Meta, Colombia, which have a practically vertical trajectory, which would allow the completion. Production results after the dual completions allowed an incremental of 454 BOPD in the first two pilot Wells.

At the end of the pilot it was shown that through a successful analysis, design, selection and implementation of components that are part of the completion, it is possible to make projects operational and economically viable. Additionally, the state company confirmed that the concentric dual completions that were installed in the field allowed producing zones K1 and K2 independently in the same well.

Introducción

El campo tiene dos formaciones productoras principales, la más profunda es la formación K2 la cual posee altas permeabilidades (2-3 mD), soporte de presión dado por un acuífero activo de fondo, índice de productividad alrededor de 10 bbl/psi y un espesor neto petrolífero cercano a 400 pies. La segunda formación es el K1 la cual tiene una permeabilidad promedio de 350 mD, no tiene un acuífero activo asociado que le permita un mantenimiento de presión (diferencias de presión entre las dos formaciones de 400-1000 psi), índice de productividad alrededor de 1 bbl/psi y un espesor neto petrolífero cercano a 80-100 pies. Por lo tanto, las diferencias en capacidad de aporte de cada una de las formaciones no es posible tener producción commingle. La formación K2 es predominante y no permite el aporte de K1 cuando están abiertas ambas formaciones. Es de anotar que los crudos de ambas formaciones son compatibles.

Dada la condición descrita previamente, la estrategia de extracción estuvo enfocada a drenar la formación K2 inicialmente y luego aislar y drenar la formación K1, posteriormente con el fin de producir tempranamente la formación K1 se definió campaña de desarrollo para perforar pozos exclusivos a la formación K1. Sin embargo, los costos asociados a esta estrategia cuando los precios del crudo cayeron a niveles bajos no resultó rentable y fue necesario replantear la estrategia y buscar iniciativas que permitieran viabilizar la producción de la formación K1 y la disminución de los costos de desarrollo del campo, disminución del CAPEX para darle viabilidad al proyecto.

La iniciativa permitió además de evaluar la implementación de la tecnología en el campo e incrementar la producción en 700 bopd para el activo en los dos pozos de estudio, dar avance y claridad a los objetivos del proyecto:

1. Viabilizar las campañas de perforación y completamientos del campo mediante la perforación de pozos que permitan producir simultáneamente las formaciones K1 y K2, de acuerdo con las condiciones de yacimiento en donde esto aplique

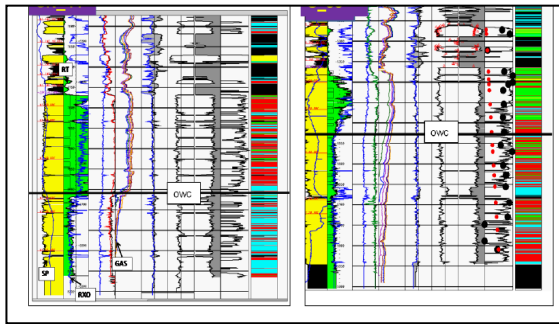
Gráfica 1. Registro petrofísico tipo campo, unidades K2 y K1 Inferior.

Contacto agua – aceite (OWC)

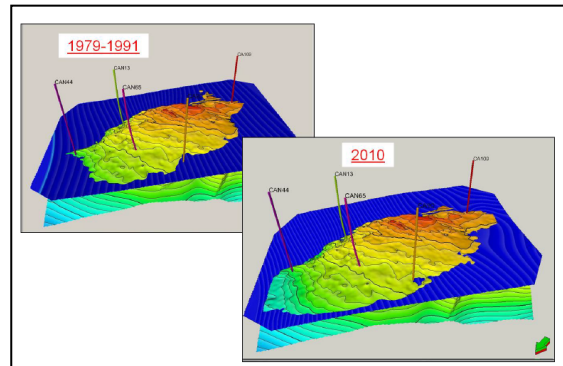
El actual plano OWC y la utilización de la curva micro resistiva (más cromatografía y SP); es validada con el registro ADT en dos de los pozos del campo, validando el plano OWC actual.

El registro de micro resistividad, RXO, presenta una adecuada correlación con las profundidades del OWC derivadas de los registros EPT y por tal razón, en complemento con la curva SP, Rt (en menor proporción), de cromatografía y temperatura (cuando se encuentre disponible), son un indicador directo de la ubicación de los niveles OWC de los pozos recientes perforados en el campo.

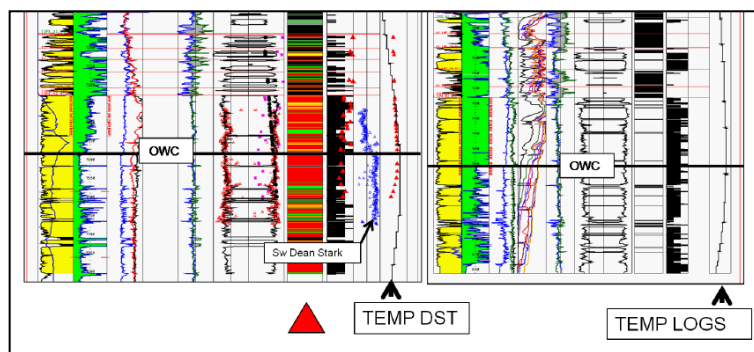
La gráfica 2 muestra el OWC siguiendo el criterio de definición basado en la curva RXO, en la gráfica 3 se observa la profundización del contacto hacia el norte del Campo y la gráfica 4 ilustra el registro de temperatura obtenido en dos de los pozos; se observa cómo la temperatura desciende debajo de la profundidad OWC, determinando mediante el registro micro resistivo, indicando que estamos en una fase continua de agua, en presencia de un acuífero constantemente activo. También se observa cómo los valores de Sw, derivados de las mediciones de registros se incrementan y se mantienen constante debajo del OWC. El nivel del OWC en el campo permitió identificar oportunidades o no de poder drenar la arena de la formación de K2.



Gráfica 2. Niveles OWC según RXO, complementada con información SP y de cromatografía en dirección



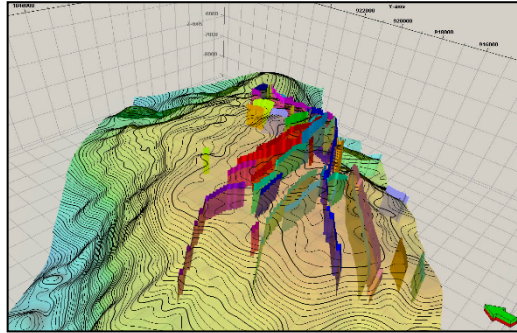
Gráfica 3. Profundización OWC en dirección oeste del Campo Castilla



Gráfica 4. Comportamiento del registro de temperatura y la Sw en dos pozos

Sistema de Fallas y Superficies Estructurales

El Campo se encuentra compuesto por una falla principal y fallas secundarias asociadas a superficies estructurales al tope de las unidades objetivo K1 Inferior y K2.



Gráfica 5. Sistema de Fallas

Dada la complejidad de esfuerzos a lo que está sometida la roca en esta zona del Campo, la productividad de los pozos en esta área del yacimiento es baja a nivel de las dos formaciones, por lo que, para el estudio, no se contempló los pozos de esta zona.

Presiones estáticas

La presión inicial estimada para las arenas T2 y K1Inf/K2, se presenta en la Tabla 4 referenciadas a un datum para todo el campo.

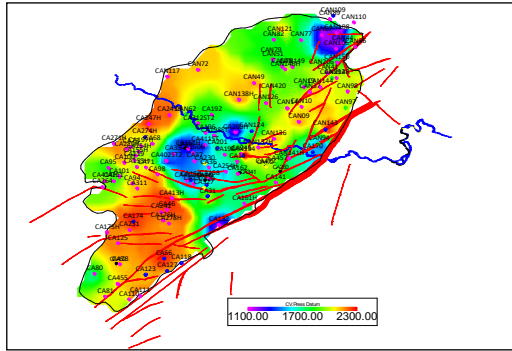
Campo	Unidad	Datum (ft-tvdss)	Presión Inicial (psia)
Sur, Norte, centro	T2	-5600	3168
	K1 & K2	-5600	2769-2864

Tabla 4 - Presiones iniciales estimadas del campo

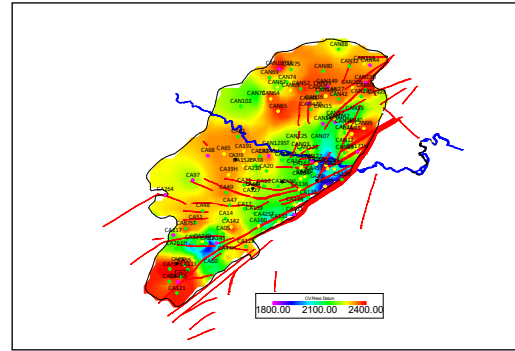
El análisis de la presión original se basó en la evaluación de presión de DST's y MDT's existentes, donde se presenta un mayor valor de presión original para las arenas de T2 con respecto a las arenas de las unidades K1 y K2.

La presión actual ha declinado en mayor proporción en algunas áreas del campo más que en otras, debido a no tener soporte del acuífero activo de fondo y a la perforación masiva en algunas áreas del Campo.

A continuación, se relaciona las áreas del yacimiento donde se visualiza las presiones en el Campo, y que son fuente importante para la selección de pozos candidatos en este estudio. Para nuestro caso de estudio, la selección de los pozos candidatos se concentraron en dos zonas del yacimiento. La zona Sur del yacimiento, donde existe un sostenimiento de la presión ejercido por el acuífero activo y la zona Centro Norte, donde se tienen los patrones de inyección de agua en las arenas de K1 Inferior, permitiendo tener una mejor productividad en estos pozos del área.



Gráfica 6. Presión K1Inf @ -5600 TVDss



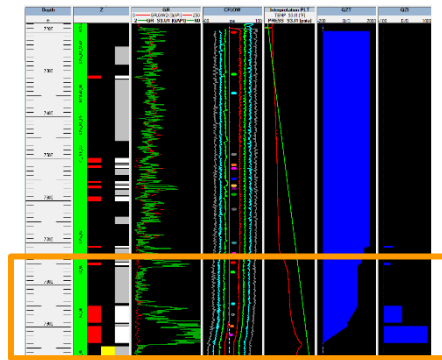
Gráfica 7. Presión K2 @ -5600 TVDss

Registros de Producción

De acuerdo a la historia de registro de producción de los pozos que están abiertas en ambas formaciones, evidencia que, debido a la diferencia de presión de yacimiento, de calidad de roca, de petrofísica entre las unidades, la unidad que solo ha sido drenada en el pozo es la unidad de K2. A continuación, se relaciona los registros de producción del pozo donde se evidencia el bloqueo de aporte de los intervalos de la unidad K1 Inferior por la influencia en el régimen de flujo de la unidad K2.

FORMACIÓN	INTERVALO	Qw (STB/D)	Qw/Qwt %	Qo (STB/D)	Qo/Qot %	Pwf (psi)	Twf (°F)	Corte Agua	Ql/Qt	
K1MED_50	7303	7311	0.00	0.00	0.00	2092.14	206.55	0.00	0.00	
K1INF_50	7499	7511	0.00	0.00	0.00	2149.47	206.67	0.00	0.00	
	7516	7522	0.00	0.00	0.00	2153.50	206.67	0.00	0.00	
K1INF_40	7554	7559	0.00	0.00	0.00	2164.45	206.68	0.00	0.00	
K1INF_30	7565	7571	0.00	0.00	0.00	2167.70	206.68	0.00	0.00	
	7590	7602	0.00	0.00	0.00	2175.96	206.68	0.00	0.00	
TOPE_K2	7708	7713	63.31	5.1%	15.42	6.1%	2209.44	206.77	80.4%	5.3%
K2_60	7728	7738	261.56	21.2%	33.47	13.3%	2215.89	206.84	88.7%	19.8%
	7747	7754	119.48	9.7%	17.60	7.0%	2221.00	206.94	87.2%	9.2%
K2_50	7850	7890	178.48	14.4%	38.09	15.1%	2255.26	207.16	82.4%	14.6%
K2_50 / K2_40	7898	7938	613.52	49.6%	147.00	58.4%	2268.92	207.38	80.7%	51.1%

Tabla 5. PLT Pozo 1 marzo 2017



Gráfica 8. GR Pozo 1 marzo 2017

Consideraciones completamientos duales concéntricos

Existen en el Campo, algunos pozos que tienen abiertas las unidades de K1 y K2; y otros que tienen la posibilidad de habilitar la unidad de K1 Inferior. Sin embargo; de acuerdo a los registros PLT, se evidencia el no flujo de la unidad K1 Inferior en un 99% de los pozos.

Lo observado en los registros de producción, es debido a la diferencia de presión y petrofísica entre las unidades K1 y K2, que impiden el flujo de ambas unidades al mismo tiempo en un mismo pozo.

Mediante esta tecnología, se pretende realizar un estudio para viabilizar la producción de los dos yacimientos en una sola sarta sin combinar los fluidos producidos.

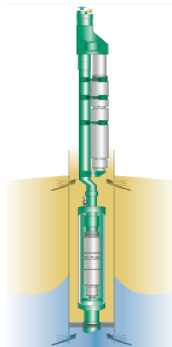
A continuación, se relaciona una breve descripción de la herramienta, sus ventajas y componentes.

Ventajas

- Evita el flujo cruzado entre yacimientos que no tengan las mismas propiedades.
- Permite la instalación en donde las dimensiones de casing no permiten la instalación de un completamiento dual paralelo.
- Los Completamientos Duales Concéntricos permiten la producción de dos yacimientos en una sola sarta sin combinar los fluidos producidos.
- Viabilizar proyectos mediante la extracción adicional de zonas que no están drenando.
- Permite la producción simultanea de diferentes arenas de un mismo pozo.
- Permite el control de producción independiente para cada una de las arenas.
- Es flexible con el caudal de cada una de las arenas.

Y-Tool para el completamiento superior

- Produce de los perforados del yacimiento superior con la ESP ensamblada en la Y-Tool.
- Los fluidos entran a la ESP fluyendo a través del Y-Block y llegando a superficie por la tubería de producción



Gráfica 9. Completamiento Dual Concéntrico

Capsula para el completamiento inferior

- Produce los fluidos que llenan la capsula.
- Los fluidos fluyen a través de la tubería de by-pass instalada en la Y-Tool y llegan a superficie mediante la sarta de tubería concéntrica.

Factores a considerar cuando se está diseñando un completamiento dual concéntrico:

Diámetro de casing: Disponible en 9 5/8" o 7"

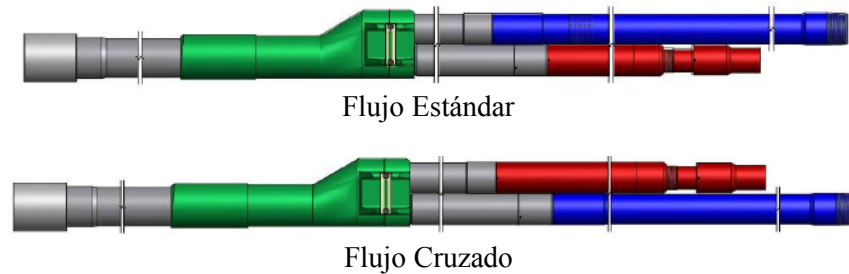
- 9-5/8", 47 ppf ó mayor.
- Puede ser instalado en 53,5 ppf, con limitante de diámetros de ESP de hasta 5,4" de OD.

Diámetro del tubing

- Sistema 9-5/8": 4-1/2" x 2-3/8" intercambiable a 5-1/2" x 2-7/8"

- Sistema 7": 3-1/2" x 2-3/8" intercambiable a 4-1/2"x2-3/8"
- Survey Direccional: Dogleg Severity menor a 4°/100ft (hasta esta severidad se aplicó en uno de los pozos, sin embargo, todo está sujeto a las simulaciones de esfuerzos sobre la sarta y a las especificaciones del proveedor del sistema ESP).

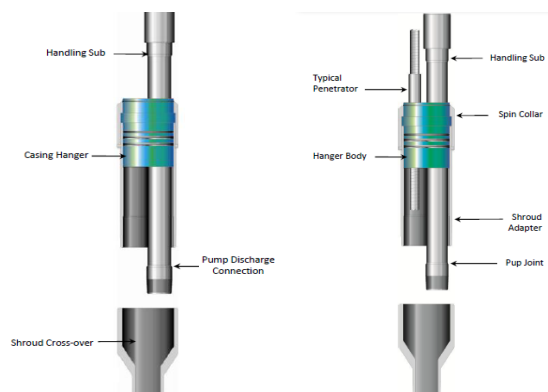
Y-Block de 9-5/8" Intercambiable



- El sistema está elaborado con roscas de bajo torque, lo que permite variar la configuración en el momento que se necesite.
- Sello PBR largo (120" lo que hace fácil la instalación y disminuye los NPT de taladro).

Encapsulamiento para ESP

- Las capsulas son herramienta a presión que recubre completamente el equipo ESP, aislándolo del espacio anular generado con el casing, lo que elimina la necesidad de packer.
- El ensamblaje Cápsula-ESP se convierte en una parte de la sarta de tubería de producción.
- El uso de sistemas de encapsulamiento permite utilizar Válvulas de Aislamiento de formación, para aislar el yacimiento mientras se realicen trabajos de workover.



Gráfica 11. Sistema Capsula – Colgador

Consideraciones técnicas para selección de pozos Completamientos Duales

Para la selección de los pozos candidatos al completamiento dual se tuvo en cuenta las siguientes premisas y consideraciones:

- Con el objetivo de poder sentar el empaque y probarlo, se tuvo en cuenta dentro de la selección tener un espacio mínimo entre los perforados de las unidades k1 y k2 de 50 ft (en caso de bajar y sentar empaque y posteriormente en un segundo viaje probarlo; o de 60 ft en el caso de bajar en tándem y probar el empaque de inmediato).
- Tener flujo cruzado entre las unidades k1 y k2.
- Presión del yacimiento de K1 Inferior >1800 psi y K2 >2000 psi.
- Áreas del yacimiento que no estén depletadas, cercanas al sistema de fallas o en la periferia.
- El caudal en K2 no mayor a 8500 bfpd.
- IP de K1 Inferior > 0.5 psi/ft
- Sello hidráulico entre revestimiento-cemento-formación.
- Sello (shale) entre las dos formaciones (mínimo de 10 ft).
- Profundidad de asentamiento de la bomba en K1, K2 y del empaque. La bomba superior dejarla lo más profunda que se pueda, por encima del tope del liner.
- Geometría del pozo (trayectoria). Dog Leg de trayectoria $< 4^\circ/100$ ft y en la profundidad de asentamiento de la bomba $<2^\circ/100$ ft.
- Esfuerzos tangenciales de la sarta y del equipo. Realizar simulación para cada pozo y cada tipo de diseño de sarta y equipo BES.
- Influencia del mantenimiento de la presión por los pilotos de inyección en K1 Inferior o del acuífero de fondo activo.
- Poco o ningún drenaje en la unidad K1 Inferior tanto en el área como en el pozo.
- Potencial del pozo en la unidad K1 Inferior y k2.
- Posición estructural dentro del yacimiento.

La implementación de esta tecnología permite maximizar la producción de aceite y recupera cerca de 0,396 MBIs de aceite, de la formación K1 Inferior y K2 en los dos pozos piloto. Adicionalmente permitirá evaluar la disminución del número de pozos a perforar en el campo y evaluarlo en el piloto de inyección del área en la unidad K1 Inferior.

Los pozos seleccionados para el estudio después de evaluar las premisas anteriormente mencionadas, se relacionan a continuación. Es importante destacar que este análisis es dinámico, debido a que las condiciones de presión, saturación de aceite, N_p , entradas de agua laterales, comportamiento del WOC, apertura o aislamiento de zonas en futuras campañas de reacondicionamiento de pozos productores y de recobro mejorado varían en el activo.

Consideraciones técnicas para diseño y selección del equipo de bombeo electro sumergible

Los equipos de bombeo electro sumergibles seleccionados deben permitir manejar diferentes tasas de flujo de producción a diferentes condiciones de frecuencia, de ser necesario estos deberán permitir ser instalados en conjunto con herramientas necesarias para el completamiento dual, se deberán considerar equipos de diámetro reducido debido a la construcción y terminación el pozo.

Las bombas seleccionadas deberán contar una configuración de estabilización que utilice rodamientos de carburo de tungsteno en los extremos de la bomba y bujes de carburo de tungsteno radial en una de cada tres etapas para estabilizar las cargas de empuje y minimizar el desgaste por abrasión. Las etapas de la bomba deben tener la capacidad de manejar rangos de flujo extendidos, en otras palabras, deben tener un diseño flexible para cumplir con los requisitos de producción de los pozos. El diseño

de las etapas debe ser tal que mejore la eficiencia del sistema, lo que se reflejará en una disminución en el consumo de energía.

Los sellos seleccionados deben garantizar que sus cámaras operen dentro de los parámetros de expansión aceptables y que el cojinete de empuje se cargue dentro de límites aceptables. Además, se debe contemplar un diseño de configuración de cámaras para permitir una mayor expansión de aceite debido a las altas temperaturas manejadas por el motor. Con el fin de proporcionar el soporte requerido para absorber el empuje radial y axial de la bomba, se debe seleccionar una zapata de alta carga y un eje apropiado para aumentar la confiabilidad del sistema.

El motor de fondo de pozo seleccionado debe tener la capacidad de potencia requerida de la aplicación. Se seleccionará un motor trifásico de inducción bipolar con una rotación de aproximadamente 3500 RPM a 60 Hz. El motor está hecho de rotores superpuestos que están alojados dentro de un estator en espiral.

El sensor de fondo de pozo seleccionado registrará variables de fondo tales como: temperatura del fluido, temperatura del fondo del pozo, presión de entrada, corrientes de fuga del sistema, vibraciones, para esta aplicación en particular, es necesario que también lea la presión de descarga de la bomba para evaluar la tasa de flujo y presión.

RESULTADO POZO PILOTO No. 1

Antes de iniciar el trabajo del pozo Piloto #1 se evaluó los riesgos que se pudieran presentarse por:

Altos “bending momento” o fuerzas de contacto.

Para este caso las fuerzas de contacto son mínimas ya que las profundidades de asentamiento para las bombas en este pozo están prácticamente sobre la vertical ($<5^\circ$ inclinación) y adicional no se tienen severidades en la trayectoria que se consideren altas, solamente se observa un DLS de 1.4° en la parte final del ensamblaje lo que no representa un riesgo importante.

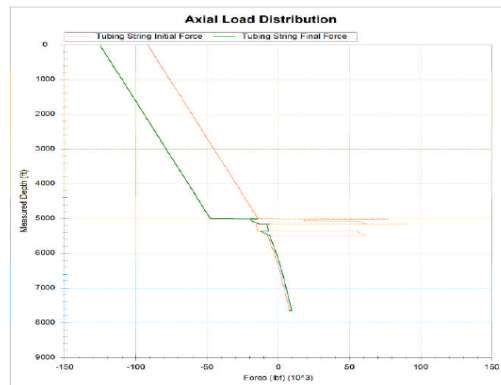
Cuando se tienen este tipo de trayectorias, la sarta se encuentra prácticamente en el centro del hueco o en este caso en el centro del Casing ya que por la inclinación no se observan fuerzas de contacto con las paredes del casing que puedan generar deformaciones permanentes, solamente se observa un vector de fuerza Axial que estaría representado por el peso que se le coloquen a la sarta, situación que por el tipo de completamiento no es posible, o en su defecto el peso del completamiento.

En el momento en que una sarta atraviesa puntos con altos DLS y la inclinación aumenta, en dichos puntos existe la posibilidad de observar una re-distribución de las fuerzas de contacto que ponen de manifiesto puntos que se pueden ver afectados por altos “bending moments” o fuerzas de contacto que pudieran exceder los límites para generar deformaciones permanentes, situación que en esta aplicación no se observa.

Carga Axiales- Torque y arrastre

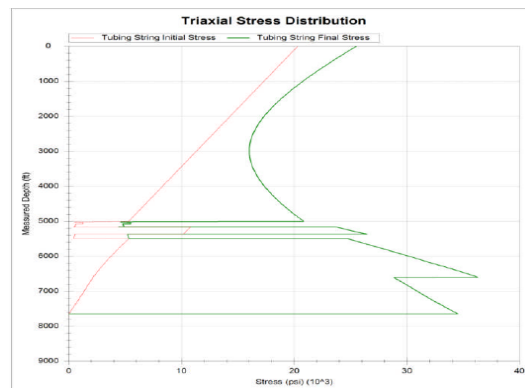
La simulación de distribución de cargas muestra que la máxima carga axial, se encuentra a 5200 ft y es de 90 Klbs y esta se presenta en condiciones iniciales (no producción), lo cual no excede la

capacidad del componente más débil de la sarta, que en ese punto es la tubería de 2 7/8” 6.5 lb-ft (145 Klbs).



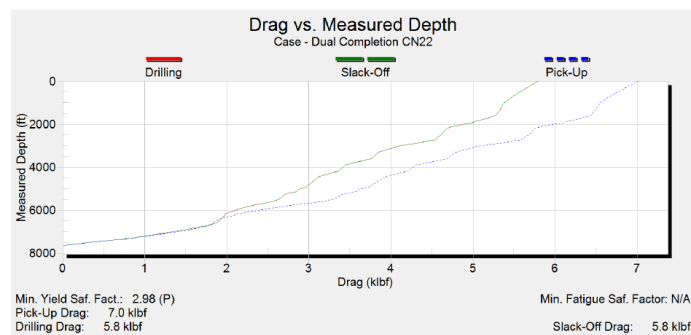
Gráfica 18. Cargas Axiales

Los resultados de la simulación de distribución tri-axial de estrés muestra que el mayor valor de stress no afecta los valores máximos de la tubería, que en el punto crítico a 6500 ft aprox, es de 35 klbs, y en ese punto la tubería es de 2 7/8” 6.5 lb-ft N80 la cual tiene un rating de 80 Klbs.



Gráfica 19. Distribución Tri-axial de estrés

De las simulaciones de torque y arrastre es posible identificar que la sarta se puede llevar a fondo sin problemas, teniendo en cuenta la geometría del pozo, el peso de la sarta, y el arrastre. Estos valores son puntos de referencia (pick up “subiendo sarta”– Drilling drag “bajando sarta”) que se tuvieron en cuenta en el momento de la bajada.



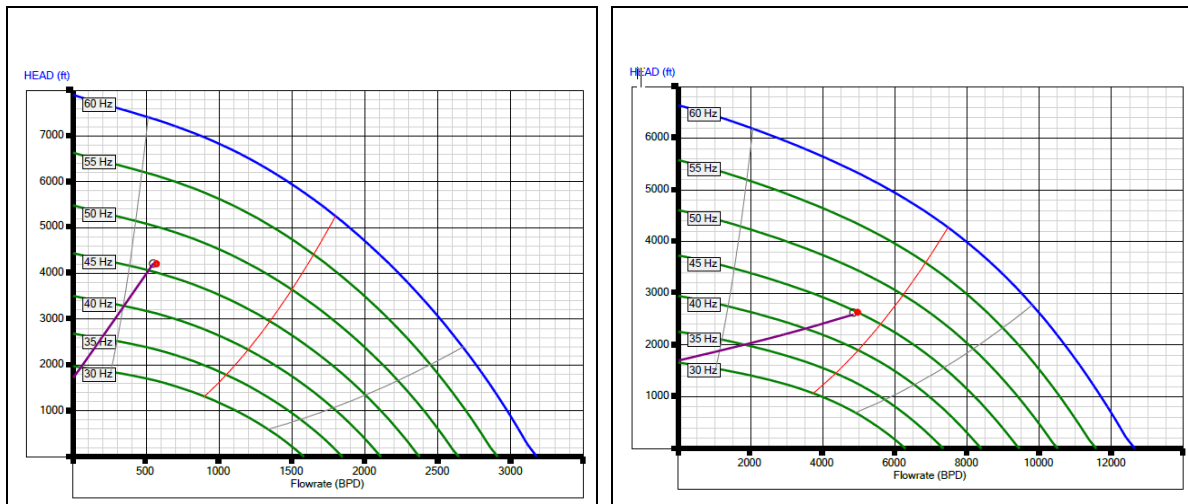
Gráfica 20. Torque y Arrastre

Se estableció la oportunidad de mejorar su condición actual de producción, realizando la apertura de zonas superiores en la unidad K2 y K1 Inferior. Conforme a lo anteriormente expuesto, se consideró viable realizar un estudio de la tecnología de completamiento dual en este pozo del campo, con el fin de producir de manera independiente y drenar las arenas K1 y K2.

BOMBA UPPER SERIE 400 1700BPD 134 ETAPAS	BOMBA SERIE 538 8000BPD 90 ETAPAS
BOMBA UPPER SERIE 400 1700BPD 134 ETAPAS	INTAKE SERIE 513
INTAKE SERIE 400	SEAL UPPER SERIE 513
SEAL UPPER SERIE 400	SEAL LOWER SERIE 513
SEAL LOWER SERIE 400	MOTOR 562 500HP
MOTOR 450 - 150HP	SENSOR
SENSOR	

Tabla 6. Equipos propuestos/seleccionados

Curva de las bombas



Gráfica 22. Curva de las bombas electro sumergibles

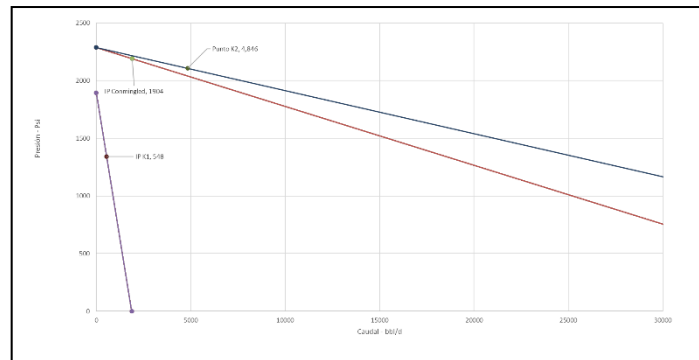
El trabajo fue realizado entre 23 de octubre al 13 de noviembre del 2017. Se sentó Tubing Hanger 11"x 5 1/2 BTC, posiciono packer SC-1 @7628 ft, se dejó el Intake de la bomba superior @5110 ft y el Intake de la bomba Inferior @ 5406 ft, los resultados de producción del pozo post intervención se relacionan a continuación para cada unidad y son los siguientes:

FECHA	BSW	TASA DE LIQUIDO	TASA DE AGUA	TASA DE ACEITE	THP	VELOCIDAD BOMBA	CORRIENTE VSD	PIP	INCREMENTAL
8/10/2017	86.94	1788	1554	234	34	51.4	232	0	
12/4/2017	70.3	713	501.24	211.76	38	45	107	509	
12/4/2017	95	4524	4297.8	226.2	36	45	326	1281	203.96
12/22/2017	70.7	634	448.24	185.76	41	46	111	507	
12/22/2017	95.4	4660	4445.64	214.36	35	45	327	1289	166.12
12/26/2017	69.5	639	444.11	194.89	41	46	111	506	
12/26/2017	96.2	4654	4477.15	176.85	35	45	327	1286	137.74
1/28/2018	68.34	736	503	233	41	46	111	502	
1/31/2018	96.6	4588	4432	156	35	45	329	1286	155
3/12/2018	54	548	296	252	41	46	113	477	
3/12/2018	97	4843	4698	145	35	45	330	1302	163
4/30/2018	53	548	290.44	257.56	41	46	113	476	
4/30/2018	96.5	4846	4676.39	169.61	35	45	330	1302	193.17

Tabla 7. Resultados Post Intervención

El pozo se encuentra estabilizado y en constante monitoreo, se tiene un incremental @ Abril del 2018 de 194 bopd. Para resaltar, las diferencias de presiones de entrada a la bomba evidencia el sello entre las unidades. Para el análisis de la evaluación económica se va a tomar la producción promedio (185 bopd) de los dos primeros meses.

Índice de productividad del pozo



Gráfica 23. Curva IP K1 y K2

RESULTADO POZO PILOTO No. 2

Antes de iniciar el trabajo del pozo se evaluaron los riesgos que se pudieran presentarse por:

Este pozo fue más complejo desde el punto de vista de la geometría del pozo, debido a que el pozo tenía DL puntuales de hasta 4°/100 ft; sin embargo, dada las condiciones de varios pozos del campo (en cuanto a geometría se refiere); se procede a evaluarlo, no sin antes asegurar los análisis de cargas y esfuerzos, y tomar las medidas y recomendaciones establecidas post análisis.

Altos “bending momento” o fuerzas de contacto.

Se presenta el mayor “bending Moment” cuando la conexión entre Y Tool y Tubería de producción está pasando por el mayor DLS (~3.9°/100ft @ ~3900 Ft MD).

Cuando se encuentre en posición se tiene que la tubería está expuesta al < 50% del Límite de su conexión y se encuentra con una fuerza de contacto Moderada < 1 Klbf a nivel de la bomba inferior.

Evaluaciones

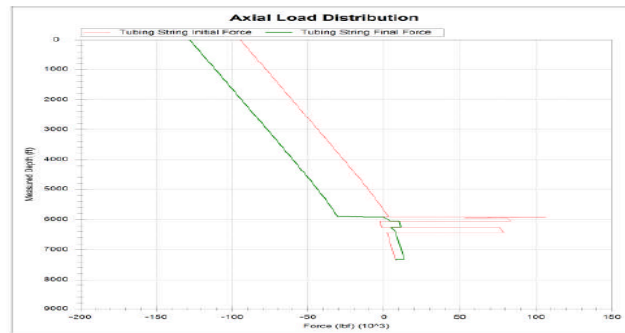
- Simulando el BHA solamente con tubería By-Pass no se observan fuerzas de contacto mayores al 60% en el peor de los escenarios (~3.9°/100ft @ ~3900 Ft MD).
- En el punto de asentamiento de los sistemas ESP 6300ft y 6000ft respectivamente no se observan grandes esfuerzos <30%
- Cuando se simula el BHA con la bomba superior, se observan fuerzas de contacto de al menos un 127% durante el paso por el punto de mayor DLS (~3.9°/100ft @ ~3900 Ft MD)
- En el punto de asentamiento de los sistemas ESP 6300ft y 6000ft respectivamente no se observan grandes esfuerzos <50%
- Se recomendó pasar lentamente por el punto de mayor DLS (~3.9°/100ft @ ~3900 Ft MD) monitoreando permanentemente cualquier pérdida de peso inusual.

Es importante resaltar que estas simulaciones calculan las fuerzas resultantes, cargas axiales y “Bending Moments” solo en el escenario “Build” o “Drop”, es decir por inclinación. NO tiene en

cuenta la componente de Azimuth, es decir los giros que se tengan en la trayectoria que adicionan más tortuosidad y por tanto estos esfuerzos no se reflejan en los resultados.

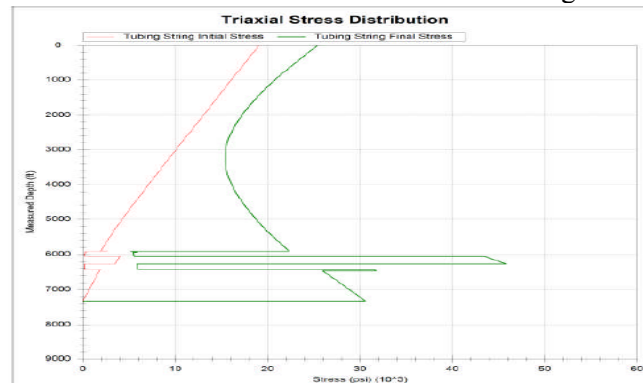
Carga Axiales- Torque y arrastre

La simulación de distribución de cargas muestra que la máxima carga axial, se encuentra a 5950 ft y es de 103 Klbs y esta se presenta en condiciones iniciales (no producción), lo cual no excede la capacidad del componente más débil de la sarta, que en ese punto es la tubería de 2 7/8" 6.5 lb-ft (145 Klbs).



Gráfica 24. Cargas Axiales

Los resultados de la simulación de distribución tri-axial de estrés muestra que el mayor valor de stress no afecta los valores máximos de la tubería, que en el punto crítico a 6250 ft aprox, es de 45 klbs, y en ese punto la tubería es de 2 7/8" 6.5 lb-ft N80 la cual tiene un rating de 80 Klbs.



Gráfica 25. Distribución Tri-axial de estrés

De las simulaciones de torque y arrastre es posible identificar que la sarta se puede llevar a fondo sin problemas, teniendo en cuenta la geometría del pozo, el peso de la sarta, y el arrastre. Estos valores son puntos de referencia (pick up “subiendo sarta”– Drilling drag “bajando sarta”) que se tuvieron en cuenta en el momento de la bajada.

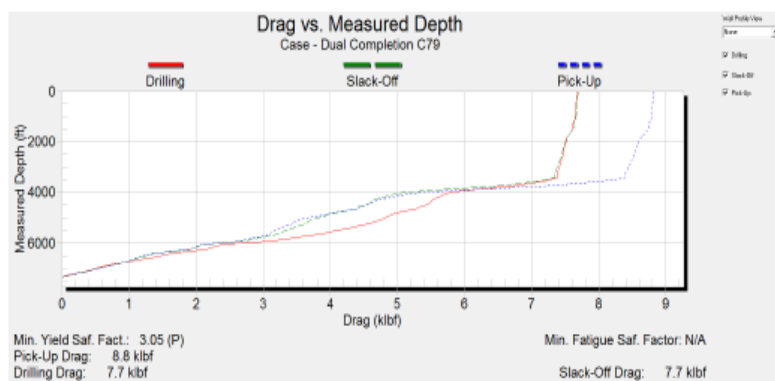
De acuerdo con esto tenemos los siguientes valores:

Peso esperado de la sarta bajando: 92.3 Klbs

Peso esperado de la sarta subiendo: 118.8 Klbs

Peso esperado de la sarta en rotación: La sarta no se puede rotar.

Arrastre esperado: 7.7 klbs down – 8.8 Klbs Up.



Gráfica 26. Torque y Arrastre

El pozo tenía una producción antes de la intervención de 208 BOPD en la unidad K2 e históricamente había drenado 1,021 MBls de aceite. El pozo antes de la intervención solo tenía habilitados los intervalos en la unidad de K2.

Se estableció la oportunidad de mejorar su condición actual de producción, realizando la apertura de la unidad K1 Inferior.

Conforme a lo anteriormente expuesto, se considerado viable realizar un estudio de la tecnología de completamiento dual en este pozo del campo, con el fin de producir de manera independiente y drenar las arenas K1 y K2.

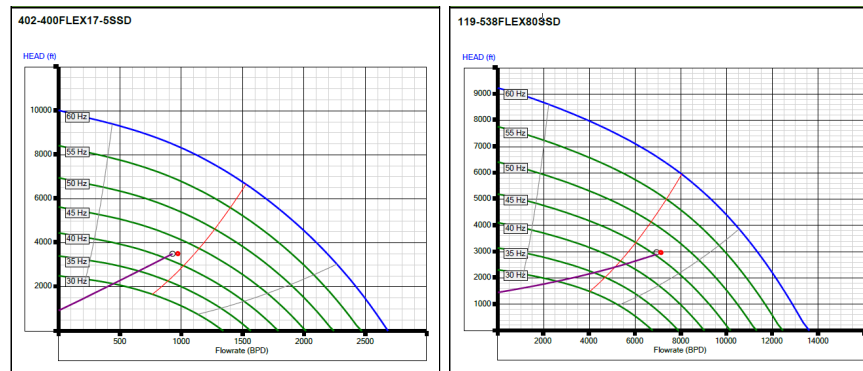
Equipos BES Seleccionados:

De acuerdo a los datos esperados de producción y cumpliendo a cabalidad con los requisitos exigidos se propuso la siguiente configuración de los equipos de bombeo electro sumergible para cada una de las formaciones:

BOMBA UPPER SERIE 400 1700BPD 134 ETAPAS	BOMBA SERIE 538 8000BPD 29 ETAPAS
BOMBA UPPER SERIE 400 1700BPD 134 ETAPAS	BOMBA SERIE 538 8000BPD 90 ETAPAS
BOMBA UPPER SERIE 400 1700BPD 134 ETAPAS	INTAKE SERIE 513
INTAKE SERIE 400	SEAL UPPER SERIE 513
SEAL UPPER SERIE 400	SEAL LOWER SERIE 513
SEAL LOWER SERIE 400	MOTOR 562 UPPER 294HP
MOTOR 450 156HP	MOTOR 562 LOWER 294HP
SENSOR	SENSOR

Tabla 7. Equipos propuestos/seleccionados

Curva de las bombas



Gráfica 27. Curva de las bombas electro sumergibles

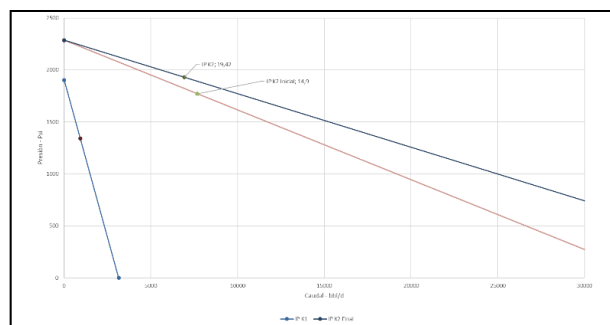
El trabajo fue realizado entre 13 de noviembre al 12 de diciembre del 2017. Se sentó Tubing Hanger 11"x 5 1/2 BTC, posiciono packer SC-1 @7330 ft, se dejó el Intake de la bomba superior @6001 ft y el Intake de la bomba Inferior @ 6297 ft. Los resultados de producción del pozo post intervención se relacionan a continuación para cada unidad y son los siguientes:

FECHA	BSW	TASA DE LIQUIDO	TASA DE AGUA	TASA DE ACEITE	THP	VELOCIDAD BOMBA	CORRIENTE VSD	PIP	INCREMENTAL
11/11/2017	97.31	7676	7470	206	120	60	343	975	
12/18/2017	50	687	343.5	343.5	118	38	205	1075	259.92
12/18/2017	98	6121	5998.58	122.42	118	45	391	1580	
12/22/2017	49.6	849	421.1	427.9	118	40	205	992	371.16
12/22/2017	97.6	6219	6069.74	149.26	118	45	391	1596	
12/26/2017	47.6	916	436.02	479.98	117	40	197	980	390.85
12/26/2017	98.1	6151	6034.13	116.87	117	45	391	1600	
1/28/2018	48	920	442	478	120	40	114	1065	387
1/28/2018	98.3	6756	6641	115	125	46	403	1605	
1/29/2018	48	900	432	468	125	40	114	1066	376
1/29/2018	98.32	6760	6646	114	120	46	403	1605	
3/31/2018	49	947	464	483	120	42	118	1118	384
3/31/2018	98.5	7109	7002	107	125	46	401	1631	
4/23/2018	48.33	928	449	479	116	42	124	1055	386
4/23/2018	98.37	6934	6821	113	124	46	404	1633	

Tabla 8. Resultados Post Intervención

El pozo se encuentra estabilizado, se tiene una incremental inicial de 260 bopd. Para resaltar, las diferencias de presiones de entrada a la bomba evidencia el sello entre las unidades. Para el análisis de la evaluación económica se va a tomar la producción promedio (274 bopd) de los dos primeros meses.

Índice de productividad del pozo



Gráfica 28. Curva IP K1 y K2

Considerando el costo de un completamiento Dual de US\$ 1,5MM y el costo de perforación por pozo de US\$ 4.2MM, se estimó un ahorro del orden de US\$ 40MM en 18 pozos con la promesa volumétrica de los 36 pozos originalmente programados, lo que significa para el proyecto una reducción en CAPEX de 26%, haciendo viable el proyecto aun a precios de crudo más bajos.

Conclusiones

- Las estrategias implementadas para la selección de los pozos permitieron elegir de manera acertada los dos pozos del proyecto piloto del completamiento dual concéntrico.
- La compañía aliada y la empresa estatal realizaron la instalación exitosa de los completamientos duales de los pozos Pilotos #1 y Piloto #2, ejecutando los procedimientos operativos y de seguridad propuestos.
- El uso de completamientos duales concéntricos evidencia un ahorro del CAPEX del 26% en la campaña de perforación del Campo.
- Los completamientos duales concéntricos instalados en el campo demostraron que es posible producir las zonas K1 y K2 de manera independiente en el mismo pozo, estos resultados permitieron incluir en las campañas del campo la perforación y construcción de pozos con las características necesarias para la instalación de sistemas duales concéntricos.
- Dados los resultados de producción de cada uno de los pozos, en donde se ha evidenciado producción incremental en cada uno de los pozos se confirma la eliminación del CAPEX de un pozo adicional, esto ya que no se debe realizar la perforación y construcción de un pozo adicional para las diferentes arenas.
- Los resultados del completamiento dual concéntrico en el pozo Piloto #1 permitieron un incremental de producción de 194 BOPD
- Los resultados del completamiento dual concéntrico en el pozo Piloto #2 permitieron un incremental de producción de 260 BOPD
- El proyecto piloto de completamientos duales en el campo es una solución de ingeniería, la cual, en una situación de crisis, tal como se ha venido viviendo en el sector de hidrocarburos, permite volver viable técnica y económicamente los proyectos.
- Las lecciones aprendidas identificadas en el anterior completamiento dual permitieron establecer de manera correcta los procedimientos y recomendaciones operativas para la instalación exitosa de los equipos en los pozos.
- El correcto diseño, selección, configuración y puesta en marcha de los equipos de bombeo electro sumergible han permitido maximizar la producción de cada uno de los pozos, ofreciendo una reducción en el consumo de energético y ofreciendo una mayor confiabilidad en el sistema.

Referencias

BAKER HUGHES INC. BHI Practical Field Services Participant Guide. 2010

BAKER HUGHES INC. Centrilift Sumergible Pump Handbook, Nine Edition. 2009

TAKACS, G., Electrical Submersible Pump Manual: Design, Operations, and Maintenance. Burlington, Massachusetts, USA: Gulf Professional Publishing, 2009.

CAMPETROL, Cámara Colombiana de Bienes y Servicios Petroleros, Crudos pesados: el reto para Colombia, www.campetrol.org, 2015

Breve Cv, incluyendo:

Néstor Devia

Ingeniero industrial con más de 8 años en la industria de los hidrocarburos, ha desarrollado su carrera desde servicio en campo en diferentes sectores en Colombia, actualmente trabaja como ingeniero de soporte técnico.