

Conceptos para incrementar la producción de aceite en yacimientos turbidíticos de baja permeabilidad

Ing. Guillermo Gutiérrez Murillo
Pemex

Ing. MBA. Javier Salguero Centeno
CBM

Carolina Henríquez
Halliburton

MIC. Anabel Pérez Ramírez
SGF Global

Información del artículo: recibido: agosto de 2014-aceptado: junio de 2014

Resumen

Actualmente se han aplicado diferentes técnicas para incrementar la productividad en pozos del APATG, todo esto con la finalidad de incrementar la producción y el factor de recuperación en yacimientos turbidíticos de baja permeabilidad. Éstas incluyen desde refracturamientos y multifracturamientos en pozos verticales, hasta la creación de redes complejas de fracturas en pozos horizontales, que han ayudado a incrementar la producción inicial y reducir su declinación.

El comprender la complejidad del yacimiento es el primer paso para su correcta evaluación, al analizar el mismo de una forma no convencional, para ello se debe de realizar un análisis de forma integral con equipos multidisciplinarios y herramientas especializadas para aplicar técnicas de terminación innovadoras como el refracturamiento, multifracturamiento y redes complejas de fracturas en pozos horizontales, logrando el éxito de producción planeado.

Estas técnicas abren un panorama de posibilidades al tener resultados superiores a los esperados.

Palabras clave: Producción de aceite, yacimientos turbidíticos, productividad en pozos.

Concepts to increase oil production in low permeability turbiditic reservoirs

Abstract

Currently, different techniques have been applied to increase productivity in APATG wells, all with the objective of increasing production and recovery factor in low permeability turbidite reservoirs. These range from refracs and multifracs in vertical wells to the creation of complex fractures networks in horizontal wells, which have helped increase production and reduce its decline.

Understand the complexity of the reservoir is the first step for proper evaluation, to analyze it in an unconventional way this requires to perform a comprehensive analysis with multidisciplinary teams and specialized tools to apply innovative completion techniques as refracturing, multfrac and complex fractures networks in horizontal wells, achieving the success of planned production.

These techniques open up a panorama of possibilities to have higher results than expected.

Keywords: Oil production, turbiditic reservoirs, productivity in wells.

Introducción

La optimización de explotación de aceite en yacimientos turbidíticos de baja permeabilidad, es un reto de ingeniería que demanda un análisis avanzado, la aplicación de nuevas tecnologías de perforación, terminación e implementación de mejores prácticas, lograrán maximizar la productividad de los pozos.

El Paleocanal de Chicontepec es una unidad paleo-fisiográfica alargada orientada NW-SE y se extiende en el subsuelo desde Cerro Azul hasta Tecolutla, Veracruz. Tiene una longitud aproximada de 123 km y un ancho variable de 25 km en la parte norte y 12 km en la parte sur, abarcando una superficie aproximada de 3100 km². Geológicamente pertenece a la provincia Tampico-Misantla y forma parte de la Cuenca de Chicontepec.

El proceso es tan complejo como el mismo yacimiento, para ello se requiere evaluar cada nueva tecnología de forma independiente y ver su impacto en producción, para ello se presentan tres técnicas de gran impacto, las cuales son refracturamiento hidráulico, multifracturamiento y fracturamiento en pozos horizontales.

Aplicación

La optimización de yacimientos no convencionales no tiene una sola solución técnica, para ello se debe de analizar cada pozo a detalle y lograr maximizar la productividad de los pozos.

Actualmente se han realizado exitosas técnicas de terminación que han ayudado a cumplir las metas de producción, teniendo como ejemplo el refracturamiento hidráulico en pozos que aún tienen potencial.

El proceso de refracturamiento hidráulico tiene como finalidad restituir o aumentar la productividad de pozos que fueron estimulados previamente o áreas que no fueron estimuladas, así como en casos donde se tenga daño en el empaque de fractura.

Sin embargo, no todos los refracturamientos son correctivos, destinados a restituir la productividad, algunos pozos con regímenes de producción relativamente altos también pueden ser buenos candidatos. En realidad, los mejores pozos de un campo petrolero a menudo poseen el mayor

potencial de las operaciones de refracturamiento, con lo que podemos lograr:

- Generar mayor longitud de fractura.
- Mejorar la cobertura en el área de drenaje a través del incremento en altura y longitud en pozos verticales.
- Restauración de la conductividad de la fractura debido a la pérdida por incrustación, escamas, precipitación de asfaltenos, taponamiento por finos u otros factores.
- Incrementar la conductividad en áreas sin estimular previamente o inadecuada proporción de apuntalante dentro del fracturamiento.
- Reorientación de los estreses del campo causada por el fracturamiento, incrementando el contacto con nueva roca.

La metodología usada en el proceso de selección de candidatos a refracturar está a cargo de un equipo multidisciplinario, el cual está estructurado con las siguientes actividades:

Yacimientos

- Elaboración de antecedentes del pozo
- Revisión del reporte de producción de los pozos
- Elaboración de mapas de burbuja (aceite, agua, gas), para establecer tendencias de producción
- Revisión de la información de los análisis PVT
- Revisión de parámetros petrofísicos en conjunto con el especialista
- Detección de las necesidades de información adicional
- Cálculo volumétrico de reservas
- Revisión de la información de presión, producción y aforos
- Definición del modelo de yacimiento
- Definición del modelo de frontera
- Determinación de la presión actual del yacimiento
- Obtención de las características de la fractura y del medio poroso

Productividad de pozos

- Revisar la arquitectura del pozo
- Revisar tipo de pozo
- Revisar información PVT
- Consultar datos de producción
- Análisis nodal, selección del modelo para curva de afluencia y de transporte
- Definición de la correlación de flujo multifásico
- Ajuste a la condición de producción
- Sensibilidad a la longitud y conductividad de la fractura
- Evaluar la capacidad de flujo bajo el sistema flujo
- Considerar posible sistemas artificial de explotación a los pozos en estudio

de formación, presión de yacimiento, calidad de yacimiento, eficiencia del fluido y limitantes del fluido

- Seleccionar el tipo de apuntalante a usar, tomando en cuenta los esfuerzos de formación, conductividad requerida y alguna restricción, (TP, tipo de disparos, desviación de pozo, entre otros)
- Construir el modelo de fractura propuesto
- Diseñar diferentes alternativas de fracturamiento realizando simulaciones en Software para análisis técnico y predicción de la geometría de la fractura
- Jerarquizar las distintas alternativas y seleccionar el diseño definitivo de fractura

Fracturamiento hidráulico

Establecer la geometría de la fractura con las propiedades petrofísicas y geomecánicas

- Seleccionar el tipo de fluido de fractura de acuerdo a un análisis de compatibilidad con los fluidos

Evaluación de costos

- Determinar indicadores económicos
- Análisis comparativo para diferentes escenarios
- Definición de la propuesta

Los resultados de refracturamiento han demostrado que es una técnica que ha ayudado a incrementar la producción acumulada del pozo al incrementar el área de drene y reestablecer la conductividad del empaque de fractura.

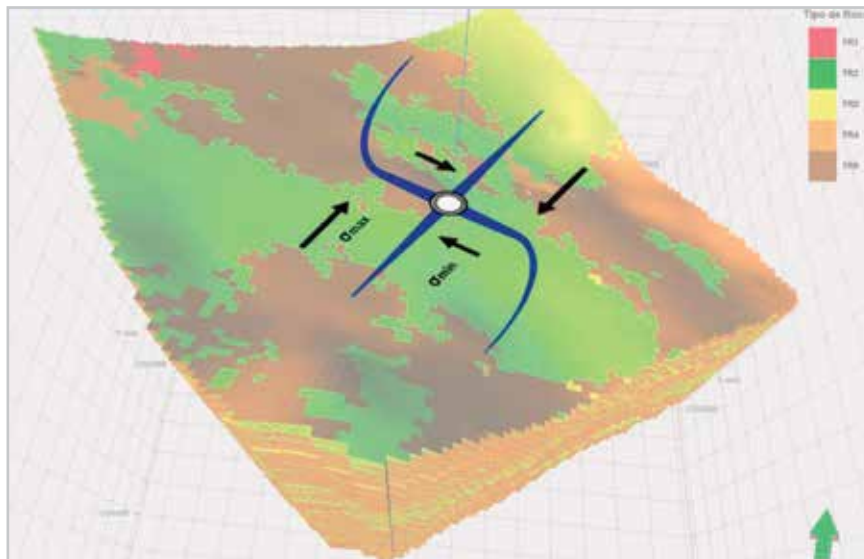


Figura 1. Incremento de área de drene posterior al refracturamiento.

Los resultados que se han obtenido en el área han sido el incremento en su producción inicial, la reducción de la

declinación y la relación gas-aceite, como se muestra a continuación.

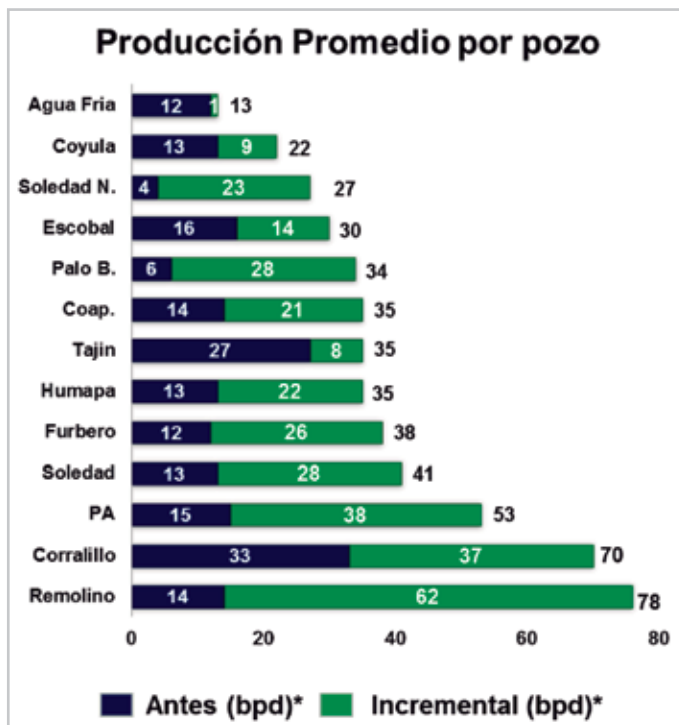


Figura 2. Incremento de producción diaria.

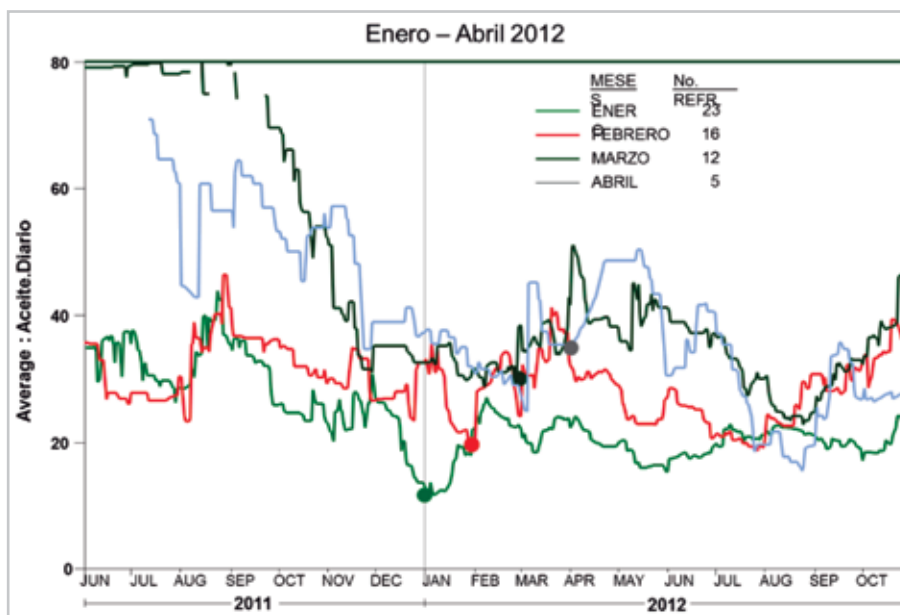


Figura 3. Comportamiento de producción posterior al fracturamiento y reducción de la declinación en pozos después de refracturarla.

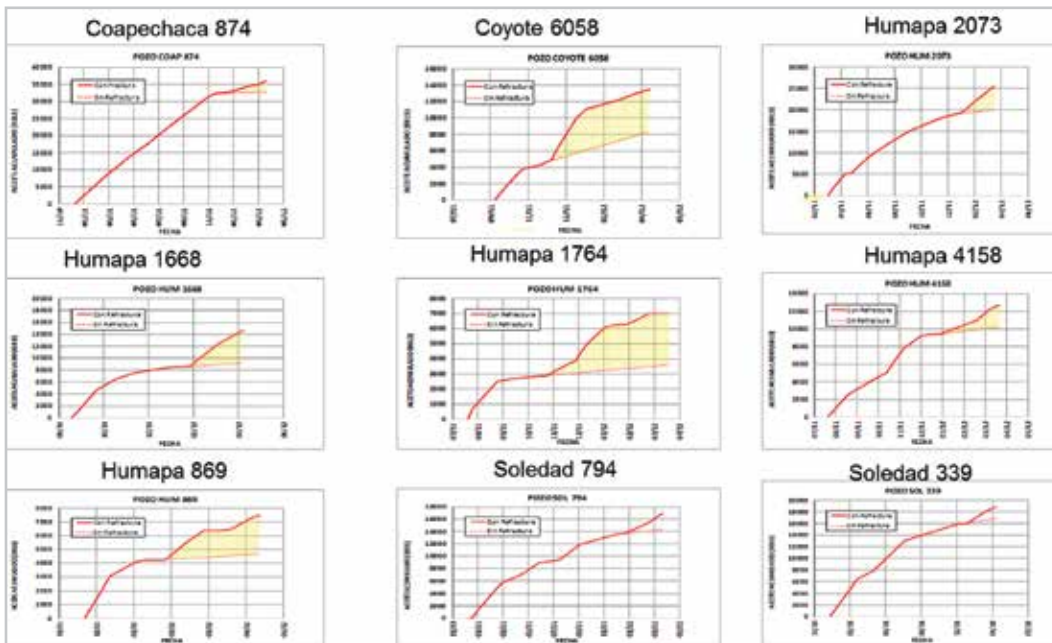


Figura 4. Incremento de Np después del refracturamiento.

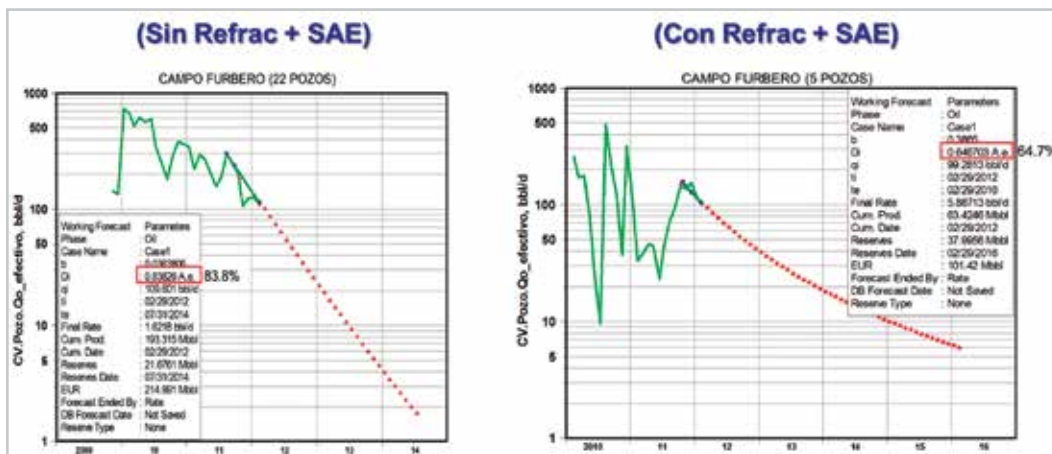


Figura 5. Reducción de la declinación de producción en pozos refracturados con SAE.

Multifractura

Se han aplicado técnicas de multifracturamiento en pozos convencionales, con el fin de lograr producir varias unidades de características similares de forma simultánea, logrando:

- Incremento del gasto inicial del pozo/producción.
- Desarrollo de reservas adicionales.
- Incremento en el área efectiva de drenaje del pozo.
- Disminuir el número de pozos necesarios para drenar un área.

- Reducción de la deposición de asfaltenos/parafinas a partir de la disminución de la caída de presión.
- Disminución de la declinación de los pozos.
- Incremento de N_p por pozo

Para lograr generar los multifracturamiento de las unidades a refracturar, deben ser similares en cuanto a presión, permeabilidad y esfuerzos, así como la separación entre fracturas debe de ser menor a 25 m en los casos de que el multifracturamiento se realice en una sola operación con el uso de divergentes mecánicos, como lo muestra el registro espectral de la **Figura 6**:

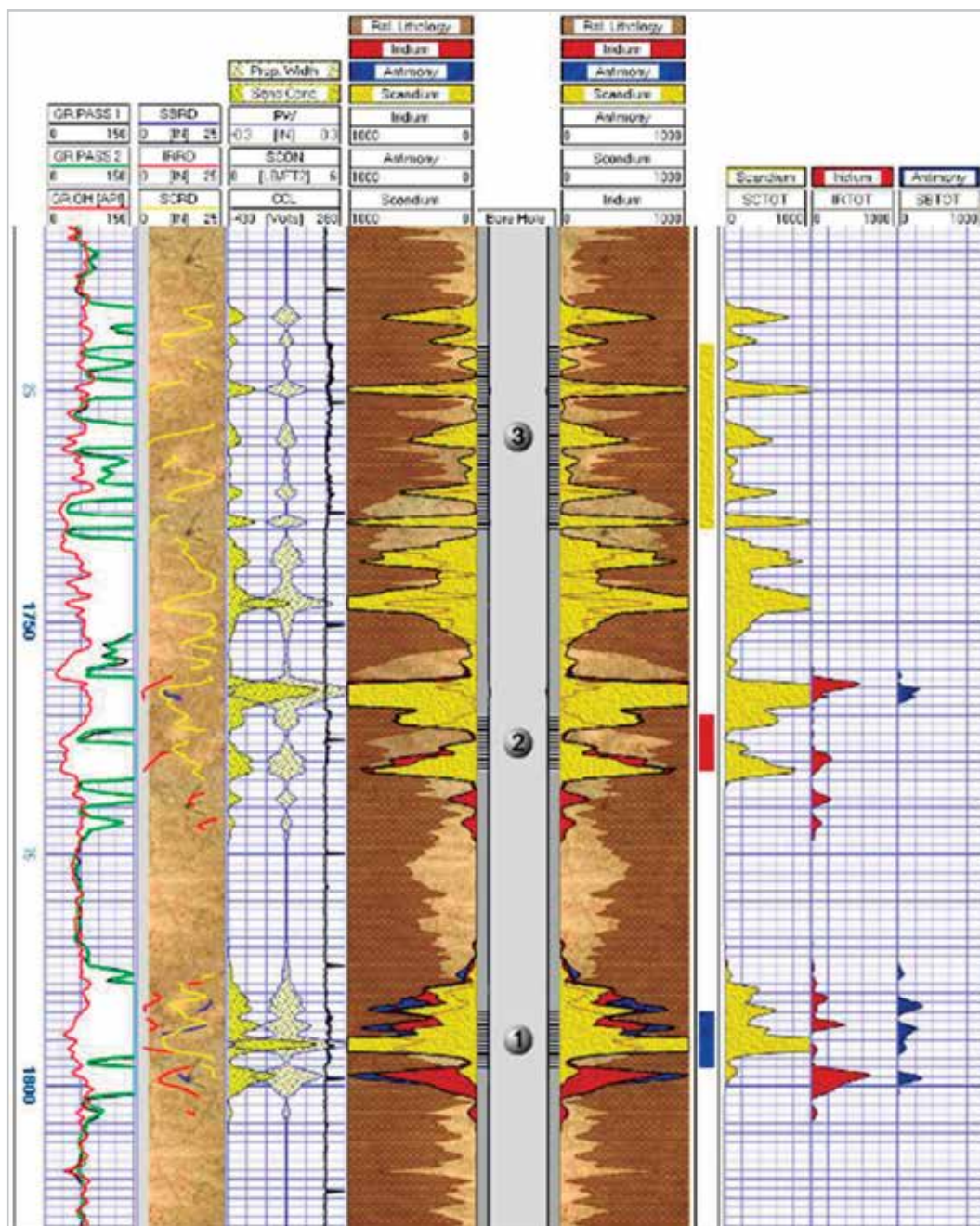


Figura 6. Registro espectral de multifracturamiento.



Figura 7. Distribución de multifracturas realizadas en APATG.

Al realizar una comparación de la producción entre un pozo multifracturado y convencional, podemos observar:

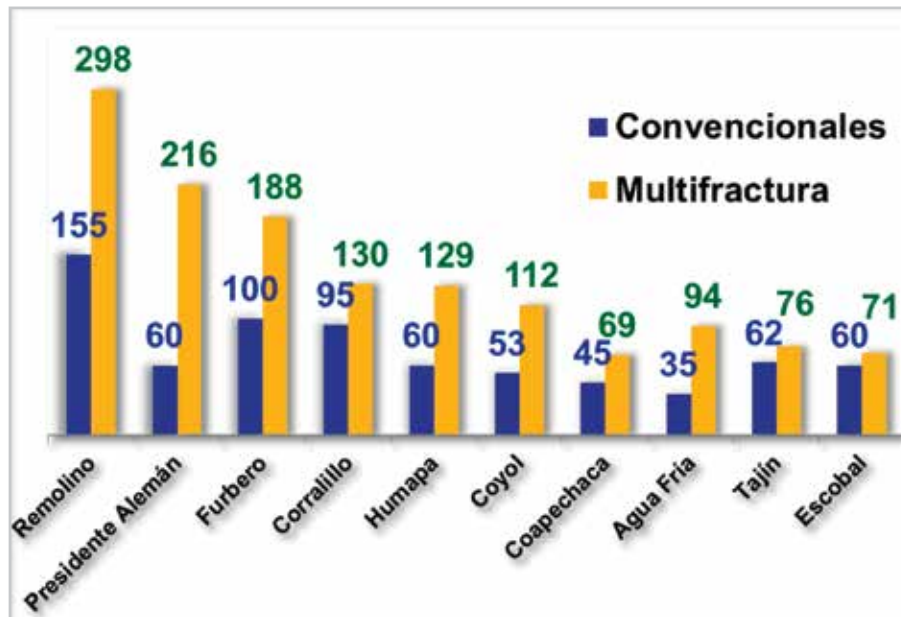


Figura 8. Comparación de pozos multifracturados vs convencionales.

Pozos horizontales multifracturados

Lograr maximizar el contacto con el yacimiento para incrementar la producción de aceite en yacimientos turbidíticos de baja permeabilidad, es fundamental para maximizar la productividad del campo, con el fin de lograr este objetivo se aplicaron nuevas técnicas de estudio de yacimiento no convencional, así como tecnologías de vanguardia en terminación, logrando:

- Definir el rumbo de explotación en cuanto a perforación y terminación
- Reducir la tendencia de declinación incluso ha disminuido
- Incrementar la producción inicial 10 veces más que un pozo convencional

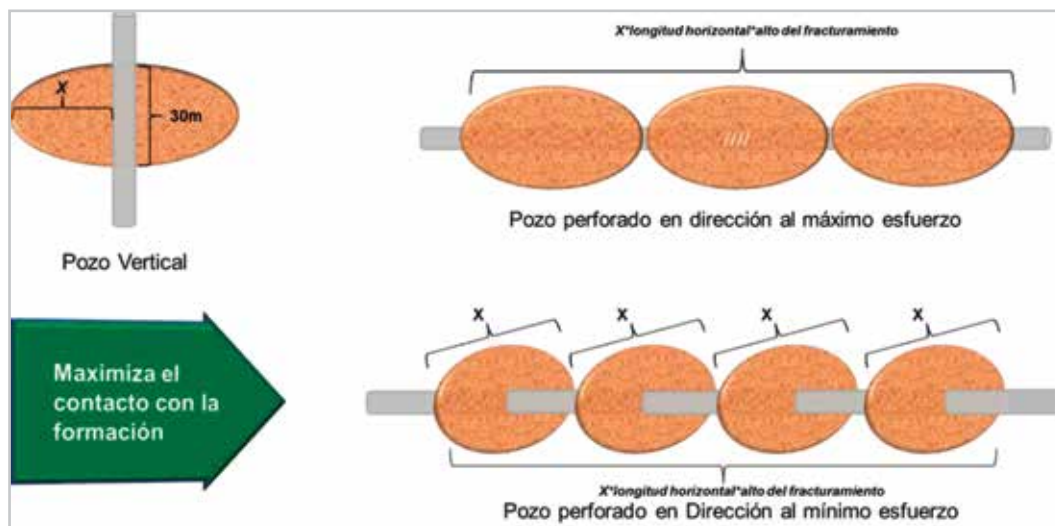


Figura 9. Incremento del área de drene del pozo convencional vs horizontal.

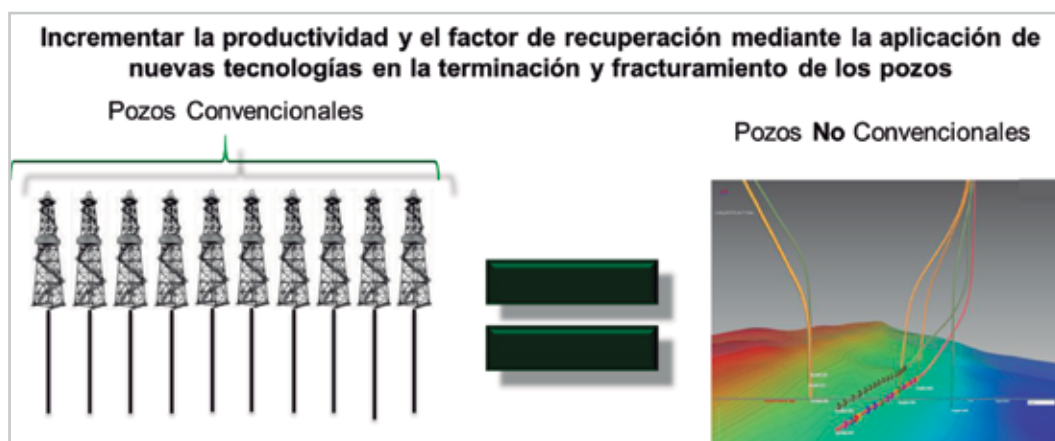


Figura 10. Comparación de pozo convencional vs horizontal.

La metodología empleada para lograr maximizar el potencial del yacimiento fue el siguiente:

Modelo estático

- Revisión de mapas estructurales
- Interpretación sísmica
- Modelado de isopropiedades
- Revisión de pozos de correlación

Modelo geomecánico

- Determinar propiedades mecánicas de la roca
- Determinar índice de fragilidad
- Determinación de gradientes de poro y fractura
- Espaciamiento entre fracturas

Estudio de yacimientos

- Revisión de datos de yacimientos, PVT, Kr, Pc, presiones, producciones
- Análisis de declinación, producción acumulada
- Caracterización dinámica
- Realizar caso base
- Pronóstico de producción, número de fracturas
- Modelos dinámicos

Análisis nodal y modelado de terminaciones

- Análisis de productividad a pozos de correlación
- Cálculo de tablas hidráulicas

- Selección de aparejo de producción y SAP
- Modelado de terminaciones
- Aseguramiento de flujo
- Medición, mejoramiento del modelo y retroalimentación

Perforación y terminaciones

- Revisión de terminación pozos análogos
- Antecedentes de estimulaciones en pozos de correlación
- Seleccionar y diseñar el tipo de estimulación y diseño del tipo de terminación
- Ajuste del diseño de estimulación
- Monitoreo de fracturamiento a través de microsísmica
- Análisis en tiempo real

Análisis integral para la terminación

- Actualización del modelo estático durante la perforación, fallas, cimas, litofacies
- Eventos durante la perforación, pérdidas de fluido, gasificaciones
- Evaluación petrofísica para selección de puntos de fractura considerando registros especiales
- Actualización del modelo de isopropiedades
- Definición de la terminación en función de las mejores propiedades litológicas, mecánicas, capacidad de flujo y almacenamiento, (ubicación de camisas, empacadores, disparos)

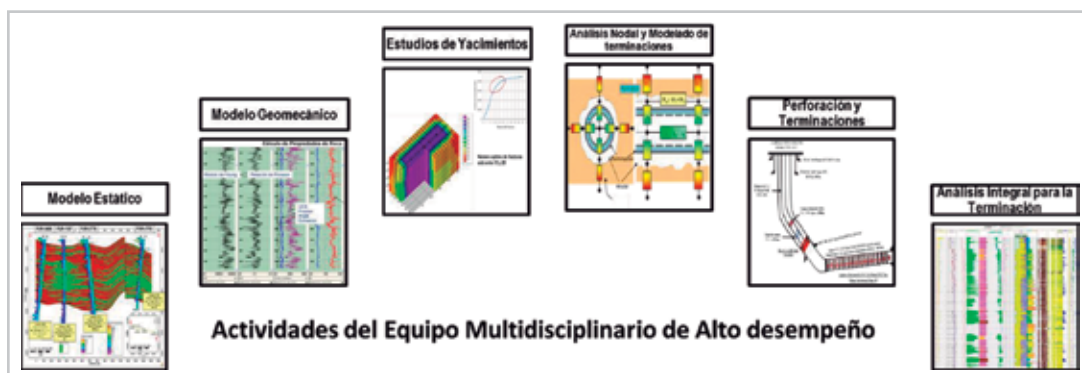


Figura 11. Equipo de pozos no convencionales.

En base a este proceso, se logró ejecutar por primera vez en México una red compleja de fracturas en pozos horizontales, donde se han logrado producciones iniciales en dos pozos paralelos de hasta 8300 bpd, y una producción

acumulada mayor a 630,000 bls de aceite, comparado contra un pozo convencional promedio con producciones iniciales de 100 bpd y producciones acumuladas de 30,000 bls de aceite.



Figura 12. Comportamiento de producción de pozos con redes complejas de fracturas.

Conclusiones

- Analizar un yacimiento de aceite en yacimientos turbidíticos de baja permeabilidad, de forma no convencional es el primer paso para lograr el éxito de producción.
- En yacimientos turbidíticos de baja permeabilidad no hay una sola técnica de explotación, son diversas y debe aplicarse una mezcla de ellas para lograr el incremento general de la productividad en este tipo de campos.
- El trabajo de un equipo multidisciplinario de alto desempeño enfocado en la mejor terminación para el yacimiento representó la forma más eficiente para sobrepasar las metas.
- El refracturamiento hidráulico ha demostrado que incrementa la producción, reduce la declinación y la

relación gas aceite, además logra incrementar el factor de recuperación.

- El multifracturamiento ha logrado reducir el tiempo de terminación, logrando una producción estabilizada por mayor tiempo.
- Las refracturas, las multifracturas en pozos verticales y la terminación de los pozos horizontales dependen de un estudio multidisciplinario detallado del yacimiento, pudiendo no ser aplicables en algunos casos.
- Los resultados de las redes complejas de fracturas lograron un incremento en el índice de productividad en 14 veces respecto a los pozos verticales.
- La retroalimentación y el seguimiento de las pruebas tecnológicas han logrado optimizar los procesos y recursos.

Semblanza de los autores

Ing. Guillermo Gutierrez Murillo

Ingeniero petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México, Maestría en Administración y Evaluación de Yacimientos por la Heriot Watt University Ingeniería Petrolera en la UNAM

Profesionista con 21 años de experiencia en la industria petrolera, ingeniero con un amplio dominio en evaluación de yacimientos no convencionales, líder de proyectos innovadores con alto impacto en producción y documentación de mejores prácticas, donde ha escrito 27 artículos técnicos que se han presentado en foros nacionales e internacionales.

En los últimos años se ha desempeñado como líder e integrante de equipos multidisciplinarios en diferentes activos en México, generando un ambiente proactivo, abierto a nuevas soluciones, con controles para el uso eficiente de tiempos y costos, cumpliendo con las normas de seguridad y medio ambiente.

Miembro activo de la SPE, CIPM, AIPM y de la red de expertos de productividad de PEP.

Ing. MBA. Javier Salguero Centeno

Profesional con 13 años de experiencia en la industria petrolera, con un amplio dominio en el área de fracturamiento hidráulico y terminaciones, en pozos horizontales y verticales de aceite y gas, tanto en la parte de ingeniería de diseño como operativa.

Ha trabajado en equipo para documentar 11 artículos técnicos presentados en diversos foros nacionales e internacionales.

En los últimos años se ha desempeñado como consultor especialista en diversos proyectos en México, asimismo ha tenido cargos gerenciales en compañías de servicios, asegurando un monitoreo eficiente de la calidad del trabajo, seguridad, estándares de procesos y programas de mantenimiento preventivo.

Carolina Henríquez Rojas

Participación en todas las áreas del proceso de desarrollo de proyectos, desde la visualización hasta la conceptualización y definición; a través de la selección del pozo candidato, diseño, completación mecánica de fondo y equipos de superficie, instalación y puesta en marcha, diagnóstico y evaluación.

Realizando estudios de yacimientos y productividad para el diseño, diagnóstico de pozos altamente inclinados, horizontales y multilaterales, efecto de terminaciones en la productividad (agujero descubierto, disparos, tubería ranurada, dispositivos de control de flujo, fracturas), análisis nodal de sistemas de producción, evaluación de factibilidad de instalación y/o cambio de métodos tales como: flujo natural, bombeo neumático, electrocentrífugo, mecánico convencional, cavidades progresivas.

MIC. Anabel Pérez Ramírez

Profesionista con 11 años de experiencia, cuenta con una Maestría en Ingeniería de Calidad, donde se ha desempeñado en equipos multidisciplinarios para el desarrollo de proyectos de alto impacto en la región norte, generando modelos numéricos de pozos no convencionales, análisis de registros geofísicos, desarrollo de modelos probabilísticos para la evaluación petrofísica, así como el análisis de pozos vecinos.

También ha participado y dado seguimiento a la implementación de la metodología VCD, trabajo también en la elaboración de la estructura del mapa tecnológico, así como la evaluación de resultados de fracturas, multifracturas y refracturas.

Con experiencia en otras industrias, desarrolló, capacitó e implementó el proceso de compras para el control y optimización del proceso en México y el extranjero.