

ESTUDIO DE LA ESTIMULACIÓN POR ONDAS VIBRATORIAS EN LA
PRODUCTIVIDAD DE CAMPOS PETROLEROS

DANIELA DUARTE SERRANO
MARIA PAULA HERNÁNDEZ PEÑA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2019

ESTUDIO DE LA ESTIMULACIÓN POR ONDAS VIBRATORIAS EN LA
PRODUCTIVIDAD DE CAMPOS PETROLEROS

MARIA PAULA HERNANDEZ PEÑA
DANIELA DUARTE SERRANO

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
Ingeniero de Petróleos

Director
Julio César Pérez Angulo
Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2019

DEDICATORIA

Quisiera dedicarle este trabajo principalmente a mi familia y a Dios. Mi mamá que ha sido la mejor mamá del mundo, la que con su amor y cariño hace todo lo posible para hacerme feliz, estando presente en todos mis logros dándome consejos y llenándome de valores para ser mejor cada día, enseñándome que de tropiezos siempre va venir algo bueno y que ella me va ayudar a conseguirlo. A mi papá que ha sido mi único amor y me ha apoyado en todo, queriendo siempre lo mejor para mí, siendo mi apoyo y mi ejemplo a seguir, el hombre que me ha protegido de todo mal y consintiéndome cada día, contándome de sus experiencias y conocimientos. Y a mi hermana, que a pesar de su intensidad, es mi segunda mamá, que me protege y cuida más que nadie, ayudándome a tomar mejores decisiones, siendo un gran apoyo y deseándome todo lo bueno en esta vida, así como espero que siga estando en todos mis triunfos, así como yo en los suyos en esta nueva etapa de su vida que le espera.

Al tío Alvaro, por ayudarnos y su disponibilidad para cumplir con este proyecto y aportarnos sus conocimientos, para hacernos mejor profesionalmente

A mis amigos de toda mi carrera, que sigo contando con ellos. A Mayri que ha sido y seguirá siendo mi amiga más incondicional, mi cómplice, la que me sigue la cuerda en todo, y comparto cada momento, la que ha estado en mis peores y mejores, la que me ha aguantado desde el inicio de la U, en el intercambio, hasta en Bogotá y sigue la cuenta, y con la que cuento para todo. A pipe por ser el mejor amigo por aguantarse mi mal genio y reclamos y el de las guardas y poder contar con él. A Cortés, que a pesar que lo conocí hace poco, se volvió un increíble amigo que ha estado para mí. A mis amigos más amigos de la carrera, que han estado presentes desde adelante como Nico A y pablito, y mis amigos del intercambio especialmente a Nico Ortiz.

A mis amigos del colegio y de afuera que sé que cuento con su amistad. Mi mejor amiga, Julieth, que a pesar de la distancia sigue presente en todo momento de mi vida, estando para ser mi apoyo y consejera. A la ranis, por cada vez crear un lazo de amistad más fuerte y los momentos juntas.

Y por último, a mi compañera de tesis, Mapu, que con su amistad que nunca pense que fuera ser tan grande me ha dado todo el apoyo y ha sido mano derecha durante toda la carrera, compartiendo todo juntas sobretodo este proyecto que con mucho esfuerzo, sacamos adelante como en todo y para todo. La mejor compañera por siempre

Daniela Duarte Serrano

DEDICATORIA

A mi mamá, por ser mi apoyo incondicional en todas las situaciones, por darme ánimos y fuerzas en los mejores y peores momentos, por siempre creer en mí y ser la mujer más valiente y hermosa que conozco. Por enseñarme a ser la persona que soy hoy y por ayudarme a crecer y ser mejor todos los días, espero poder compartir todos mis triunfos con ella y hacerla la mamá más orgullosa del mundo.

A mi papá, por apoyarme y enseñarme tantas cosas, tanto en el ámbito personal como en el profesional. Por ser un ejemplo para mí y por estar a mi lado, a pesar de la distancia, por sus consejos y sus palabras de apoyo, por estar pendiente y dar lo mejor por nosotros.

A mis hermanos y mis hermanas por acompañarme, por creer en mí y por ser mi compañía siempre, sin importar lo lejos que estemos. A Cristian, por ser mi cómplice, por confiar en mí y ser mi hermano y mi amigo. A Fabio, por cuidarme todos los días, por ser un segundo papá para mí y por ser el hombre de la casa. A Anita, Sarita e Isa, por ser las hermanas más hermosas, por darme fuerza y amor y un segundo hogar lejos de Bucaramanga.

A mi tío Álvaro, porque sin él nada de esto sería posible, por todo el tiempo que dedicó a ayudarnos y a enseñarnos, por su colaboración desde el primer día hasta el último, por permitir que culmináramos este proyecto de la mejor manera. A mi nonita por ser una mujer increíble, por creer y apoyar siempre a sus nietos, por todo su amor y confianza, por tenerme siempre en sus oraciones y querer lo mejor para mí.

A Anderson y Tobias, por ser grandes personas y darme la oportunidad de trabajar a su lado, por su confianza y sus enseñanzas, por permitirme ser mejor profesional cada día y por creer en mí.

A mis amigos de la universidad por estar conmigo desde que nos conocimos en 2013 hasta ahorita. A Mayri, por ser una amiga increíble desde el primer día que la conocí, por sus consejos, su confianza, su compañía y por su invaluable amistad, por ser mi compañera de estudio y de series, de pijamadas y mil cosas más. A Fortu, por ser la amiga que no sabía que necesitaba hasta que la conocí, por sus palabras sabias y sus consejos y por vivir conmigo los mejores momentos en el intercambio y después de eso. A Dani, la ranis, por su amistad y su incondicionalidad, por estar siempre presente y apoyarme en todo. A Pipe por aguantarnos a las tres y por permitirnos compartir tantos momentos inolvidables juntos. A Cortes, por ser un apoyo y amigo en todas las situaciones. A Nico, Pablito y Andrés, por estar juntos desde adelanto y terminar juntos este camino. A mis amigas del colegio, por más de 13 años juntas sabiendo que estaremos siempre en los triunfos y momentos difíciles de cada una: Mafe, Lina, Andre, Angie, Xue, Nayo, las llevo siempre conmigo.

A mi mejor amigo, Danilo, por ser una luz en mi vida, por conocerme más que nadie y por estar conmigo en los momentos difíciles, por compartir mis triunfos y mis alegrías, por darme incontables momentos de felicidad a su lado y por todo el tiempo y las experiencias que hemos compartido juntos, por todas sus enseñanzas y su amor incondicional, por permitirme crecer a su lado y convertirme en mejor persona.

Y por último, pero no menos importante, a mi compañera de tesis y amiga, Danidu, por estar conmigo desde el colegio y por reforzar esta amistad cuando llegamos a la universidad, por ser mi compañera en todos los trabajos que hicimos en la carrera y por terminar juntas lo que empezamos juntas. No podría haber pedido una mejor compañera.

Maria Paula Hernández P.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por permitirnos estar aquí y cumplir nuestras metas y propósitos, por ser nuestra guía a cada paso del camino.

A nuestros padres y familia, por ser nuestro apoyo incondicional, por estar con nosotras en cada momento y por darnos la alegría de compartir nuestros triunfos con ustedes.

A nuestros amigos, por estar con nosotras, por su compañía, los momentos vividos, las risas, las salidas, los viajes y todas las experiencias juntos.

Al ing. Álvaro Peña, por hacer que este trabajo fuera posible, por su dedicación con nosotras y el proyecto, por su ayuda y su guía.

A nuestro director, el ing. Julio Cesar Pérez, por toda su ayuda y su colaboración para lograr que este proyecto se desarrollara de la mejor manera posible.

A nuestros calificadores, los ingenieros Erik Montes y Fernando Calvete, por sus comentarios y correcciones, que complementaron este trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	20
1. CONCEPTOS BÁSICOS	21
1.1 PERMEABILIDAD.....	21
1.1.1 Tipos de permeabilidades.....	24
1.2 MOJABILIDAD.....	24
1.2.1 Factores que afecta la mojabilidad	25
1.2.2 Alteración de la mojabilidad	25
1.2.3 Ángulo de contacto	27
1.2.4 Medidas de Mojabilidad	29
1.3 PRODUCTIVIDAD	29
1.4 CORTE DE AGUA.....	32
1.5 MOVIMIENTO VIBRATORIO ARMÓNICO SIMPLE.....	32
1.5.1 Ondas.....	33
1.5.2 Ondas acústicas	35
1.5.3 Ondas vibratorias.....	36
1.5.4 Ondas gravitatorias.....	37
1.6 DAÑO A LA FORMACIÓN.....	37
1.7 ESTIMULACIÓN DE POZOS	40
2. METODOLOGÍA.....	43
2.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	43
2.1.1 Estimulación con ondas.....	44
2.1.2 Casos de aplicación de estimulación con ondas	45

2.2	RECOPILACIÓN Y SELECCIÓN DE LA INFORMACIÓN RELEVANTE..	45
2.3	CLASIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN SELECCIONADA.....	46
2.4	MATRIZ DE COMPARACIÓN	46
2.5	COMPARACIÓN DE RESULTADOS.....	47
2.6	APLICABILIDAD EN COLOMBIA	47
3.	TECNOLOGÍAS DE ESTIMULACIÓN	49
3.1	FUNDAMENTO TEÓRICO E HISTORIA.....	50
4.	ESTIMULACIÓN POR ONDAS ULTRASÓNICAS.....	54
4.1	FUNCIÓN	55
4.2	PRINCIPIO	55
4.3	EQUIPOS	57
4.3.1	Equipo de superficie	57
4.3.2	Equipo de fondo.....	59
4.4	APLICACIÓN.....	62
4.4.1	Etapas de la aplicación.....	63
4.5	CASOS DE APLICACIÓN.....	65
4.6	ANÁLISIS DE RESULTADOS	68
5.	ESTIMULACIÓN POR ONDAS SÍSMICAS	73
5.1	FUNCIÓN	73
5.2	PARAMETROS.....	75
5.3	EQUIPOS	75
5.4	APLICACIÓN.....	75
5.3.	CASOS DE APLICACIÓN.....	78
5.4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	80

6.	ESTIMULACIÓN POR VIBRACIONES.....	81
6.1	FUNCIÓN	81
6.2	EQUIPOS	83
6.2.1	El skid	83
6.3	PARAMETROS.....	84
6.4	APLICACIÓN.....	84
6.4.1	Efectos de la aplicación de la tecnología.....	85
6.5	VENTAJAS DE LA TECNOLOGÍA	87
6.6	CASOS DE APLICACIÓN.....	87
6.7	COMPARACIÓN ENTRE UN CRUDO DE BAJA API Y ALTO API	93
6.8	ANÁLISIS DE RESULTADOS	94
7.	COMPARACIÓN ENTRE LAS TECNOLOGÍAS	97
7.1	APLICACIONES	97
7.2	RESULTADOS	99
7.3	APLICACIÓN EN COLOMBIA	101
7.3.1	Estimulación por ondas ultrasónicas	101
7.3.2	Estimulación por ondas sísmicas.....	101
7.3.3	Estimulación por ondas vibratorias	102
8.	CONCLUSIONES	103
9.	RECOMENDACIONES.....	107
	BIBLIOGRAFÍA	109
	ANEXOS	114

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Permeabilidad	22
Figura 2. Estimulación por ondas a nivel de poro	54
Figura 3. Fenómeno de cavitación	56
Figura 4. Fenómeno de resonancia	56
Figura 5. Fenómeno de Implosión	57
Figura 6. Generador ultrasónico	58
Figura 7. Herramienta PSMS-42.....	60
Figura 8. Herramienta PSMS-102.....	60
Figura 9. Herramienta TIT-44.....	61
Figura 10. Herramienta TIT-76.....	61
Figura 11. Arreglo de los equipos para el tratamiento ultrasónico	64
Figura 12. Componentes de la herramienta de estimulación sísmica.....	77
Figura 13. Diagrama general del funcionamiento de la tecnología por ondas vibratorias	82
Figura 14. Skid para generar las ondas de presión	83
Figura 15. Datos del pozo 1 con estimulación ultrasónica (Anexo A)	114
Figura 16. Datos del pozo 2 con estimulación ultrasónica (Anexo A)	116
Figura 17. Datos del pozo 3 con estimulación ultrasónica (Anexo A)	118
Figura 18. Datos del pozo 4 con estimulación ultrasónica (Anexo A)	120
Figura 19. Datos del pozo 5 con estimulación ultrasónica (Anexo A)	121
Figura 20. Datos del pozo 1 con estimulación con ondas vibratorias (Anexo B) ..	123
Figura 21. Datos del pozo 2 con estimulación con ondas vibratorias (Anexo B) ..	125
Figura 22. Datos del pozo 3 con estimulación con ondas vibratorias (Anexo B) ..	126
Figura 23. Datos del pozo 4 con estimulación con ondas vibratorias (Anexo B) ..	128

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Producción de gas antes y después de la estimulación ultrasónica	66
Gráfico 2. Producción de agua antes y después de la estimulación ultrasónica	66
Gráfico 3. Producción de petróleo antes y después de la estimulación ultrasónica	66
Gráfico 4. Producción de gas antes y después de la estimulación ultrasónica	67
Gráfico 5. Producción de agua antes y después de la estimulación ultrasónica	68
Gráfico 6. Producción de petróleo antes y después de la estimulación ultrasónica	68
Gráfico 7. Aumento de la producción de petróleo para el Caso 1 de aplicación ultrasónica	69
Gráfico 8. Producción de agua para el Caso 1 de aplicación ultrasónica	69
Gráfico 9. Disminución del corte de agua para el Caso 1 de aplicación ultrasónica	70
Gráfico 10. Aumento de la producción de caso 2 de aplicación ultrasónica	70
Gráfico 11. Producción de agua para el Caso 2 de aplicación ultrasónica	71
Gráfico 12. Disminución del corte de agua para el caso 2 de aplicación ultrasónica	71
Gráfico 13. Producción de petróleo en una formación de carbonato en la aplicación de tecnología sísmica	78
Gráfico 14. Producción de petróleo en formaciones de arenisca para aplicación de tecnología sísmica	79
Gráfico 15. Comportamiento de la producción con la tecnología por ondas vibratorias	88
Gráfico 16. Comportamiento de la movilidad con el caso 1 de aplicación por ondas vibratorias	89
Gráfico 17. Comportamiento de la producción con el caso 2 de la aplicación de ondas vibratorias.....	91

Gráfico 18. Comportamiento de la Movilidad con la aplicación de ondas vibratorias	92
Gráfico 19. Aplicación de la tecnología por ondas vibratorias con crudo de 9° API	93
Gráfico 20. Aplicación de la tecnología por ondas vibratorias con crudo de 24° API	93
Gráfico 21. Comparación de las tecnologías	100
Gráfico 22. Producción antes y después de la estimulación ultrasónica caso 1 (Anexo A)	115
Gráfico 23. Producción antes y después de la estimulación ultrasónica caso 2 (Anexo A)	117
Gráfico 24. Producción antes y después de la estimulación ultrasónica caso 3 (Anexo A)	119
Gráfico 25. Producción antes y después de la estimulación ultrasónica caso 5 (Anexo A)	122
Gráfico 26. Producción antes y después de la estimulación con ondas vibratorias caso 1 (Anexo B)	123
Gráfico 27. Producción antes y después de la estimulación con ondas vibratorias caso 2 (Anexo B)	125
Gráfico 28. Producción antes y después de la estimulación con ondas vibratorias caso 3 (Anexo B)	127
Gráfico 29. Producción antes y después de la estimulación con ondas vibratorias caso 4 (Anexo B)	129

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de las ondas.....	33
Tabla 2. Características de los generadores ultrasónicos	58
Tabla 3. Características de los transductores	59
Tabla 4. Parámetros de selección de pozos	63
Tabla 5. Características Pozo 1 para la aplicación ultrasónica.....	65
Tabla 6. Características Pozo 2 para caso de aplicación ultrasónica	67
Tabla 7. Propiedades adecuadas del reservorio para la aplicación de la tecnología sísmica.....	76
Tabla 8. Datos del corte de agua y producción de crudo para caso de aplicación de tecnología sísmica.	79
Tabla 9. Producción antes y después de la aplicación de la tecnología por ondas vibratorias	88
Tabla 10. Comportamiento de las propiedades de los fluidos por la aplicación de ondas vibratorias.....	89
Tabla 11. Producción antes y después de la aplicación de la tecnología de ondas vibratorias	90
Tabla 12. Comportamiento de las propiedades de los fluidos por la aplicación de la tecnología de ondas vibratorias	91
Tabla 13. Parámetros de aplicación para la comparación con las tecnologías.....	98
Tabla 14. Comparación de resultados con las tecnologías.....	100
Tabla 15. Aplicación de la estimulación por ondas ultrasónicas	101
Tabla 16. Aplicación de la estimulación por ondas sísmicas	101
Tabla 17. Aplicación de la estimulación por ondas vibratorias.....	102
Tabla 18. Casos de estimulación ultrasónica (Anexo C).....	130
Tabla 19. Casos de estimulación sísmica (Anexo C).....	130
Tabla 20. Casos de estimulación con ondas vibratorias (Anexo C)	131

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1. Permeabilidad	22
Ecuación 2. Ley de Darcy	23
Ecuación 3. Potencial de flujo	23
Ecuación 4. Ángulo de contacto.....	28
Ecuación 5. Índice de Productividad	30
Ecuación 6. IP con bajo corte de agua	30
Ecuación 7. IP con bajo porcentaje de gas.....	30
Ecuación 8. IP con bajo porcentaje de agua y gas	31
Ecuación 9. Corte de agua	32
Ecuación 10. Velocidad de onda en el medio	34
Ecuación 11. Velocidad del sonido	34
Ecuación 12. Velocidad de ondas transversales	35
Ecuación 13. Ecuación de onda.....	35
Ecuación 14. Variable C^2	36
Ecuación 15. Ley de Darcy para flujo radial.....	38

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Casos de Aplicación Estimulación Ultrasónica.....	114
Anexo B. Casos de Aplicación Estimulación con Ondas Vibratorias	123
Anexo C .Evaluación de las Tecnologías.....	130

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO DE LA ESTIMULACIÓN POR ONDAS VIBRATORIAS EN LA PRODUCTIVIDAD DE CAMPOS PETROLEROS*

AUTORES: DANIELA DUARTE SERRANO

MARIA PAULA HERNÁNDEZ PEÑA**

PALABRAS CLAVES: Ondas, vibraciones, productividad, estimulación, mojabilidad, permeabilidad.

DESCRIPCIÓN: Los diferentes problemas presentados a lo largo de la explotación de un pozo, disminuyen su productividad a través del tiempo. Durante las etapas finales de la exploración de pozos, es común encontrarse con problemas de taponamiento en zonas aledañas al pozo, como consecuencia del daño a la formación, ya sea por precipitación de parafinas, sales, partículas sólidas y otros materiales. Esto genera una alteración en las propiedades de filtración del espacio poroso que conlleva a la disminución de la producción, por lo tanto es muy importante conservar las características de filtración de la roca y la búsqueda de tratamientos o estimulaciones que permitan restaurar e incrementar la productividad de un pozo, ya sea reduciendo el daño a la formación, o alterando propiedades tales como la mojabilidad y la permeabilidad.

El siguiente proyecto busca demostrar el efecto de la estimulación basada en ondas, con resultados en donde resalte el aumento de productividad a causa de la estimulación ejercida. Adicionalmente, busca realizar una comparación entre las diferentes tecnologías existentes.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Julio César Pérez Angulo, Ingeniero de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: STUDY OF THE STIMULATION THROUGH VIBRATIONAL WAVES IN THE PRODUCTIVITY OF OIL FIELDS *

AUTHORS: DANIELA DUARTE SERRANO

MARIA PAULA HERNÁNDEZ PEÑA**

KEYWORDS: Waves, vibrations, productivity, stimulation, wettability, permeability.

DESCRIPTION: The several problems presented throughout the exploitation of well, decreases its productivity through time. During the final stages of well exploitation, it is common to find clogging problems in the well's surrounding areas, as a consequence of formation damage, caused either by precipitation of paraffin, salts, solid particles or other materials. This generates an alteration of the filtration properties in the porous spaces of the rocks, which leads to a decrease of production, which is why it's very important to preserve the rock's filtration characteristics and search for treatments or stimulations that allow the restauration and increase in the well's productivity, either by reducing the formation damage or altering properties such as wettability and permeability.

The following project focusses on demonstrating the effect of wave stimulation, with results where the increase of productivity due to the stimulation performed stands out. Additionally, it focusses on comparing the different existing technologies based on this principle.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Julio César Pérez Angulo, Ingeniero de Petróleos.

INTRODUCCIÓN

En Colombia, el factor de recobro promedio se encuentra alrededor del 17%, el cual es un valor bajo en comparación con el 35% mundial¹. Teniendo en cuenta que para la industria petrolera es imprescindible obtener la mayor producción de petróleo posible, es importante identificar las razones que conllevan a esta recuperación baja a comparación del nivel global. Entre las razones por las cuales se tiene obtienen esta clase de valores de recuperación, se pueden destacar la relativamente poca implementación e investigación de las distintas tecnologías de estimulación de pozos, que ayudan con los problemas que hacen que se presenten daños en la formación. Con el objetivo de aumentar la productividad de los pozos, es importante y necesario buscar métodos alternativos que permitan aumentar el factor de recobro actual, y que a su vez optimicen costos de manera eficiente y ambientalmente aceptable.

Por medio de esta investigación, se pretende identificar el beneficio que representa una estimulación alternativa basada en condiciones que abarcan el campo de reducción de costos y con una operación que no afecta al medio ambiente, esta estimulación se da por medio de la generación de ondas vibratorias que ayudan al aumento de la productividad en un pozo o campo en el cual se aplique, de igual manera puede interferir positivamente en otros factores a nivel de yacimiento que más adelante se darán a conocer. Adicionalmente, se realizará una comparación con la aplicabilidad de otras estimulaciones disponibles, que parten del principio de las ondas para realizar una estimulación de pozo, éstas pueden llegar a tener ciertos resultados y parámetros que afecten similarmente la productividad y otros parámetros del yacimiento.

¹ INTELIGENCIA PETROLERA. (22 de Noviembre de 2017). Disponible en: <http://inteligenciapetrolera.com.co/inicio/expo-oil-gas-2017-las-empresas-trabajan-aumentar-porcentaje-recobro-mejorado/>

1. CONCEPTOS BÁSICOS

Con el fin de entender el efecto de la estimulación en los parámetros y propiedades del yacimiento, es importante, en primer lugar, establecer los conceptos básicos relacionados con las propiedades de yacimiento afectadas directa o indirectamente por la estimulación, que serán referenciados a lo largo de este trabajo.

1.1 PERMEABILIDAD

La permeabilidad de una roca yacimiento se define como su conductividad a los fluidos o la facultad que posee para permitir que estos se muevan a través de la red de poros interconectados, medida en Darcy². En diferentes palabras, es la capacidad de una roca para transmitir fluidos, dependiente de la interconectividad de sus poros. Por ende, se entiende que la permeabilidad del medio estará relacionada con la porosidad efectiva, en donde los factores que afectan a una tendrán efecto en la otra. Los factores que sobresalen son la presión de sobrecarga, el tamaño, la empaquetadura y la forma de los granos; la distribución de los mismos de acuerdo con el tamaño y el grado de cementación y consolidación.

- Definición de un darcy

El Darcy se refiere a la medida de permeabilidad de un fluido que tiene una viscosidad de 1 centipoise, con un flujo de un cm³/seg a través de 1 cm² de área con 1 cm de longitud, bajo una caída de presión de 1atm³.

² FERRER, Magdalena de Paris. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Astro Dala S.A. Venezuela, Maracaibo 2001.

³ JIMÉNEZ DURÁN, Jimena Tatiana. *Determinación de permeabilidades relativas en laboratorio en un sistema líquido-líquido*. Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura unidad Ticomán, Mexico, 2010.

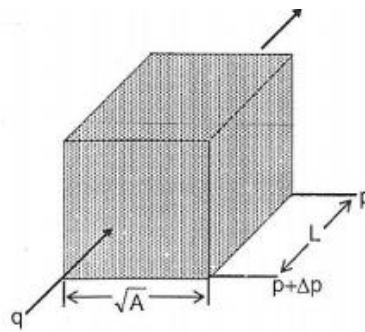
Sin embargo, para aplicaciones en la industria es más habitual usar el miliDarcy, ya que el Darcy es una unidad muy grande.

La permeabilidad (k) se da en unidades de área (L²), como se puede demostrar por la siguiente relación:

Ecuación 1. Permeabilidad

$$k = \frac{\mu}{A} * \frac{L}{\Delta P}$$

Figura 1. Permeabilidad



Fuente: JIMÉNEZ
determinación de
en laboratorio en un

DURÁN, Jimena Tatiana.
permeabilidades relativas
sistema líquido-líquido.

Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura unidad Ticomán, Mexico, 2010.

- Ley de Darcy

La permeabilidad de un medio poroso fue descubierta empíricamente por Henry Darcy en el año 1856 y establece la proporcionalidad entre la velocidad de un fluido con su gradiente de presión, y la proporcionalidad inversa con su viscosidad. De la misma manera, la permeabilidad es proporcional a la velocidad del fluido.

La Ley de Darcy se expresa mediante la siguiente ecuación:

Ecuación 2. Ley de Darcy

$$q = -\frac{k}{\mu} A \frac{\partial \phi}{\partial x}$$

Donde:

q: Tasa volumétrica de flujo de fluido en movimiento [cm³/seg]

A: Sección transversal o aparente de la roca perpendicular a la dirección de flujo [cm²]

μ: Viscosidad del fluido [cp]

K: Permeabilidad de la roca [Darcy]

φ: Potencial de flujo del fluido, puede expresarse como:

Ecuación 3. Potencial de flujo

$$\phi = p + \rho gh$$

Donde:

P: Presión ejercida sobre la superficie libre del líquido

ρ: Densidad del fluido

h: Altura medida sobre un nivel constante de referencia

g: Aceleración de gravedad

1.1.1 Tipos de permeabilidades Permeabilidad absoluta: Es la capacidad de flujo o transmisión de fluidos que tiene una roca o material poroso cuando está saturado completamente por un único fluido.

Permeabilidad efectiva: Es la capacidad de flujo o transmisión de fluidos que tiene una roca o material poroso cuando dos o más fases están presentes y está saturado por ambas.

Permeabilidad relativa: Es la razón entre la permeabilidad efectiva y una permeabilidad base. Se pueden utilizar tres bases diferentes, dependiendo del uso de los cálculos.

Las características de permeabilidad relativa son una medida directa de la capacidad de un sistema poroso para conducir un fluido en la presencia de uno o varios fluidos más. Estas propiedades de flujo son el efecto combinado de la geometría de los poros, la mojabilidad, la distribución de los fluidos y la historia de la saturación.

La permeabilidad relativa se definió anteriormente como la razón entre la permeabilidad efectiva y una permeabilidad base. Generalmente se utilizan tres diferentes permeabilidades base:

- Permeabilidad absoluta del aire
- Permeabilidad absoluta de agua
- Permeabilidad al aceite a la saturación de agua congénita del yacimiento

1.2 MOJABILIDAD

La mojabilidad se puede definir como la habilidad o preferencia de la fase de un fluido para adherirse a una superficie sólida, en presencia de otros fluidos

inmiscibles. Para nuestro caso la roca del yacimiento (ya sea caliza, arenisca, dolomita u otra) es la superficie sólida y el fluido puede ser agua, petróleo o gas, ya que estos son los fluidos que se encuentran en los poros de la roca. Sin embargo, solo se consideran como posibles fases mojantes el agua y el petróleo, debido a que el gas moja la roca (en lugar del líquido) en condiciones que van más allá del rango encontrado en rocas con inyección de agua⁴. La importancia de esta propiedad recalca en que ésta puede afectar el comportamiento de las rocas y el fluido en yacimiento, en aspectos que se mencionarán a continuación.

1.2.1 Factores que afecta la mojabilidad La localización y la saturación de agua irreducible

- La distribución de los fluidos en el yacimiento, esto es, la localización del petróleo y del agua en el espacio poroso
- El valor y la localización del petróleo residual
- El mecanismo de desplazamiento
- Química del aceite y del agua
- Densidad del aceite
- Contacto de los fluidos
- Presión y temperatura

1.2.2 Alteración de la mojabilidad Existen factores que pueden llegar a alterar la mojabilidad del yacimiento en gran medida, ya sea generando un efecto beneficioso o por el contrario uno negativo, como podría ser la disminución del recobro mejorado. Estos factores son:

- Alteración de la Mojabilidad debido a los fluidos de perforación
- Durante la perforación, el fluido de perforación invade inevitablemente la formación adyacente a la cara del pozo, llevando a una reducción de la permeabilidad de la

⁴ FORREST, F., & CRAIG, J. *Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua*. New York, 1982.

roca en la zona invadida. La profundidad de la invasión y la extensión del daño de permeabilidad varían dependiendo de la naturaleza de la roca y del tipo de perforación.

La mojabilidad afecta la presión capilar, la permeabilidad relativa y las pruebas de desplazamiento de agua entre otras, si ésta se altera por el contacto con los fluidos de perforación o corazonamiento, la muestra de roca no es representativa del yacimiento.

Los fluidos de perforación base agua y aceite pueden causar algún efecto en la mojabilidad de la roca. Los componentes del lodo de perforación base agua llevan a un aumento en el carácter mojante por agua en rocas mojadas por aceite, pero no afectan las rocas fuertemente mojadas por agua⁵. El cambio de mojabilidad más drástico se genera con los fluidos base aceite.

Generalmente se requiere un exceso de surfactantes para mojar los sólidos perforados y para emulsificar cualquier cantidad de agua extraña de la formación perforada; son estos surfactantes los principales responsables de la alteración de la mojabilidad de la roca.⁶

A estos fluidos, normalmente, se les adiciona una cantidad de surfactantes en la preparación para formar una capa que cubra las gotas de agua. En el trabajo por Ballard y Dawe en 1988, los micromodelos demostraron que el filtrado del lodo causa la emulsificación del agua que se encuentra en el yacimiento y no es

⁵ M.M, Sharma., & R.W., Wunderlinch. The Alteration of Rock Properties due to Interactions with Drilling Fluid Components. Paper SPE 14302n. Las Vegas, Nevada: Presented at the 60th Annual tech. Conf and Exhibition. 16 de Septiembre, 1984.

⁶ D.C., Thomas, H, Hsing, & D.E, Menzie. "Evaluation of Core Damage Caused by Oil Based Drilling and Coring Fluids". Paper SPE 13097. 59TH Annual Fall Meeting if the SPE. Houston, 16 de September, 1984.

removible (agua connata), de esta manera se reduce la saturación de agua, causando, así mismo, la alteración de la mojabilidad de las paredes del poro.

- Alteración de la Mojabilidad debido a los componentes polares del crudo

Normalmente, la alteración de la mojabilidad se le otorga a las partículas coloidales de alto peso molecular comúnmente conocidos como asfaltenos. Los asfaltenos son principalmente aromáticos condensados y moléculas nafténicas y son el resultado de la precipitación obtenida al adicionar gran cantidad de hidrocarburos con bajo peso molecular al crudo.

Cuando la superficie de la roca hace contacto con el aceite, existe la probabilidad de cambiar su superficie a causa de la adsorción de asfaltenos. Esto altera la mojabilidad de la roca, mientras que los segmentos polares de una molécula de asfalteno se orientan hacia la superficie, las porciones no polares se alejan de ella, llevando a la superficie a ser mojada por aceite.⁷

Las fracciones polares que son adsorbidas sobre las areniscas que están saturadas con salmuera están ligadas con la mojabilidad al aceite.

1.2.3 Ángulo de contacto. La mojabilidad está relacionada en gran manera con el ángulo de contacto, el cual puede ser una indicación de la preferencia de mojabilidad de la roca por un fluido, dando un valor cualitativo de mojabilidad. El valor del ángulo está entre 0 y 180, cumpliendo con la siguiente relación con la preferencia de mojabilidad:

- $\theta < 90$ Mojabilidad preferente al agua
- $\theta > 90$ Mojabilidad preferente al aceite

⁷ SALGADO, Blas Miguel., & GONZÁLEZ, Libardo Andres. Efecto de la Mojabilidad en las Propiedades Petrofísicas y Operaciones de Recobro Secundario. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2005.

El ángulo de contacto se relaciona con las energías de superficie mediante la siguiente ecuación:

Ecuación 4. Ángulo de contacto

$$At = \sigma_{os} - \sigma_{us} = \sigma_{ou} \cos \theta_c$$

Donde:

σ_{os} : Energía interfacial sólido – petróleo [dinas/cm]

σ_{us} : Energía interfacial sólido – agua [dinas/cm]

σ_{ou} : Tensión interfacial petróleo – agua [dinas/cm]

θ_c : Ángulo de contacto petróleo – sólido – agua, medido a través del agua [grados]

La energía interfacial entre sólido – fluidos no se puede medir directamente, pero tanto el ángulo de contacto, como la energía interfacial petróleo – agua pueden determinarse en laboratorio.

1.2.4 Medidas de Mojabilidad. Adicional a la medición cualitativa de mojabilidad obtenida por el ángulo de mojabilidad, esta propiedad puede ser determinada mediante distintos métodos cuantitativos. Entre estos métodos se destacan el de Bobek y Col & Amott, debido a que son los más confiables y se basan en el desplazamiento de una fase no mojante en un medio poroso (por imbibición de la fase mojante). La medida cuantitativa de mojabilidad es la pendiente de la gráfica de “Volumen de Fase no Mojante Desplazada vs. Tiempo”

1.3 PRODUCTIVIDAD

La productividad se mide, desde que fue propuesto inicialmente por T.V. Moore en 1930, mediante el índice de productividad (IP). El IP es una medida de la capacidad de una formación almacenadora de petróleo de producir, teniendo en cuenta las propiedades físicas tanto del medio poroso como del fluido que pasa a través de éste. Es una representación de la facilidad con la cual el fluido (petróleo) presente en la formación pasa a través de ésta y llega a producirse en el pozo. Este índice se define como la relación entre el caudal de petróleo producido (barriles) por día y la presión diferencial (presión estática – presión de fondo fluyente). Para determinar el índice de productividad, se debe poner a producir el pozo a bajas tasas, con el fin de disminuir la posibilidad de conificación de agua, gasto de gas y el uso de equipos costosos, adicionalmente es necesario medir la presión diferencial en la cara de la formación. La razón por la cual la medición de presión en la cara de la formación es más apropiada para el cálculo del índice de productividad es porque sólo tiene en cuenta la resistencia de la formación, sin tener en cuenta la resistencia del flujo. Otro factor importante es el tamaño del casing, ya que si dos pozos relativamente

iguales tienen distinto tamaño de casing, el que tenga mayor tamaño de casing va a tener mayor potencial de producción.⁸

Como se mencionó anteriormente, el índice de productividad es la relación entre el caudal producido y la caída de presión. Esta relación se puede representar por medio de la siguiente ecuación:

Ecuación 5. Índice de Productividad

$$IP = \frac{q}{P_y - P_w}$$

El IP puede variar dependiendo del régimen de flujo y el método de producción, si se trata de flujo natural o con un sistema de levantamiento artificial.⁹

- Flujo natural y artificial con bajo corte de agua

Ecuación 6. IP con bajo corte de agua

$$IP = \frac{q_o + q_g}{P_y - P_w}$$

- Bajo porcentaje de gas

Ecuación 7. IP con bajo porcentaje de gas

$$IP = -0.00708 \frac{h}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \left(\frac{kr_o}{\mu_o \beta_o} + \frac{kr_w}{\mu_w \beta_w} \right)$$

- Bajo porcentaje de gas y agua

⁸ HAIDER, M. The Productivity Index. Fort Worth Meeting, (págs. 1-8). Fort Worth, 1963.

⁹ EVINDER, H., & MUSKAT, M. Calculation of Theoretical Productivity Factor. New York Meeting, (págs. 1-5). New York, 1941.

Ecuación 8. IP con bajo porcentaje de agua y gas

$$IP = 0.00708 \frac{h}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \left(\frac{kr_o}{\mu_o \beta_o} \right)$$

Donde:

IP: Índice de productividad o J [bbl/psi]

q_o: Caudal de aceite

q_g: Caudal de gas

P_y: Presión de yacimiento [psi]

P_w: Presión de fondo fluyente [psi]

h: Espesor de la formación [ft]

r_e: Radio efectivo [ft]

r_w: Radio del pozo [ft]

kr_o: Permeabilidad relativa del aceite [mD]

kr_w: Permeabilidad relativa del agua [mD]

β_o: Factor volumétrico de formación del aceite

β_w: Factor volumétrico de formación del agua

Para garantizar un valor verídico del índice de productividad se debe asegurar que la medida de presión y producción se tome cuando el pozo haya tenido suficiente tiempo de alcanzar las condiciones de equilibrio. Es importante tanto la medida correcta de la producción como de la presión en fondo. Las medidas de producción deben estar debidamente calibradas. Adicionalmente, se deben tomar las precauciones necesarias para calibrar la medición de presión en fondo. Es necesario tomar varias medidas de la presión en la cara de la formación con el fin de disminuir el error, y si la formación es gruesa, se deben tomar medidas en varios puntos de la formación.¹⁰

¹⁰ HAIDER, M. The Productivity Index. *Fort Worth Meeting*, (págs. 1-8). Fort Worth, 1963.

1.4 CORTE DE AGUA

Se define como la tasa de agua producida con respecto al total de volumen de fluidos producidos en el pozo. La producción de agua es inevitable en los yacimientos, pero dependiendo del tipo de yacimiento esta se puede dar en mayor o menor proporción. Igualmente, puede considerarse como algo bueno en la medida en que el agua provee la energía de muchos yacimientos, sin embargo, es importante tener en cuenta que la producción de agua no representa ninguna ganancia, por el contrario, genera costos de tratamiento, almacenamiento y disposición. Por estas razones, es importante evaluar alternativas que permitan disminuir el corte de agua y consecuentemente aumentar la producción de petróleo.

Ecuación 9. Corte de agua

$$\%WC = \frac{Q_w}{Q_w + Q_o} * 100$$

Para medir el corte de agua fluyendo a través de una tubería se utiliza un medidor llamado OWD (On-Line Water Determination). Este medidor usa varias tecnologías, sin embargo, entre las más utilizadas se destacan las microondas o radio frecuencias y las mediciones NIR. También se usan tecnologías basadas en rayos gamma, pero con menor frecuencia.

1.5 MOVIMIENTO VIBRATORIO ARMÓNICO SIMPLE

El movimiento vibratorio armónico simple se define como un movimiento usualmente rectilíneo que consiste en vibraciones periódicas en donde la posición es de sentido contrario a la aceleración, pero se consideran proporcionales.

1.5.1 Ondas Una onda es una transmisión de energía que se propaga en el espacio. Las ondas se pueden clasificar de acuerdo a diferentes parámetros como el medio de propagación, el alcance, la dimensión y la dirección de la onda, como se ilustra en la tabla a continuación:

Tabla 1. Clasificación de las ondas

Parámetro	Clasificación	Descripción
Medio de propagación	Ondas Mecánicas	Se propaga en un medio material
	Ondas Electromagnéticas	No tienen la necesidad de un medio material para su propagación
Alcance de la onda	Ondas Estacionarias	Su propagación es limitada
	Ondas Viajeras	Alcanza todos los puntos del medio después de un tiempo
Dimensiones	Unidimensionales	Se propagan a lo largo de una sola dirección en el espacio

Tabla 1 (Continuación). Clasificación de las ondas

Parámetro	Clasificación	Descripción
Dimensiones	Bidimensionales	Se propagan en dos dimensiones. Se denominan superficiales
	Tridimensionales	Se propagan en tres dimensiones. Se denominan esféricas
Dirección de la onda	Longitudinales	El medio de oscilación es paralelo a la dirección de propagación de la onda
	Transversales	El medio de oscilación es perpendicular a la dirección de propagación de la onda

- Ondas Longitudinales

Estas ondas, también conocidas como ondas de presión o compresión, se caracterizan por tener un movimiento de oscilación paralelo a la dirección de propagación. Es decir, cada una de las partículas debido al efecto de la presión, se ve forzada hacia la dirección en la cual se propaga el frente de onda. Las ondas sonoras son ondas longitudinales y su velocidad se mide a través de la siguiente ecuación:

Ecuación 10. Velocidad de onda en el medio

$$v_{\text{medio}} = f * \lambda_{\text{medio}}$$

Donde:

v_{medio} : Velocidad del sonido en el medio

λ_{medio} : Longitud de la onda en el medio

f: Frecuencia

También, se puede relacionar la velocidad del sonido con el módulo de Young “Y” (o módulo de elasticidad) y la densidad del material a través del cual se propaga la onda “ ρ_m ”, por medio de la siguiente ecuación:

Ecuación 11. Velocidad del sonido

$$v_m = \sqrt{\frac{Y}{\rho_m}}$$

- Ondas Transversales

Las ondas transversales se caracterizan porque presentan oscilaciones en sentido perpendicular a la dirección de propagación. Es decir, las partículas a las cuales la onda afecta son perpendiculares a la dirección en la cual se está dirigiendo la onda. Las ondas transversales se pueden propagar a través de medios sólidos y sobre la superficie de líquidos, sin embargo, dentro de un líquido o un gas no es posible, ya que no hay algún mecanismo que permita que se presente el movimiento

perpendicular a la dirección de propagación de la onda. Entre las ondas transversales se destacan las ondas de los campos eléctricos y magnéticos.

Para calcular la velocidad de una onda transversal, considerando que el medio a través del cual se propaga es una cuerda, se realiza a través de la siguiente ecuación:

Ecuación 12. Velocidad de ondas transversales

$$v = \sqrt{\frac{T}{\mu}}$$

Donde:

T: Tensión en la cuerda [N]

μ : Densidad lineal de la cuerda [kg/m]

1.5.2 Ondas acústicas Se generan al causar una vibración en las partículas vecinas y todo su alrededor regresando después a su posición de equilibrio. No se propaga materia, pero si energía mecánica también conocida como energía acústica.

Estas ondas acústicas generalmente transmiten una onda de presión que se forma cuando las partículas del medio se acumulan, generando así una compresión entre ellas y cuando se separan se crea una zona de dilatación.

Para describir el comportamiento de las ondas acústicas se utiliza la siguiente ecuación:

Ecuación 13. Ecuación de onda

$$C^2 \Delta P = \frac{\partial^2 P}{\partial t^2}$$

Donde:

Ecuación 14. Variable C^2

$$C^2 = k \frac{P_0}{\rho_0}$$

K: Constante adiabática.

P: Presión

P_0 : Presión atmosférica

t: Tiempo

ρ : Densidad estática de gas

Esta ecuación se conoce como la Ecuación de Onda y describe la propagación de las ondas acústicas.

Las ondas acústicas registradas por las herramientas de adquisición de registros sínicos dependen de la fuente de energía, la trayectoria que adoptan y las propiedades de la formación y del pozo.

- Resonancia

El concepto de resonancia se refiere a cuando dos o más cuerpos oscilan a la vez, bajo la acción de fuerzas externas relativamente débiles que actúan de modo periódico o casi periódico sobre estos¹¹. En otras palabras, se puede referir al reforzamiento de amplitudes sonoras, resultantes de ondas del mismo comportamiento en la frecuencia en que se dan, mejor conocido como resonancia mecánica. ndas vibratorias. Las ondas vibratorias tienen una naturaleza similar a

¹¹ GRANADOS CALIZ, Jaime, & FLORES ÁVILA, Fernando. Prueba Tecnológica de Estimulación de Pozos Petroleros Mediante la Tecnología Ultrasónica (PU) en Pozos del IAITG. Ingeniería Petrolera, 2013.

las ondas de rango audible. Su movimiento está asociado a las fluctuaciones de las partículas del medio en el cual se propagan y resulta en un desplazamiento continuo y regular. Este efecto de movimiento se refleja en un desplazamiento intenso que potencia el intercambio másico y térmico.

1.5.3 Ondas gravitatorias. La superficie libre de un líquido en equilibrio en un campo gravitatorio es plana. Si, bajo la acción de alguna perturbación externa, se mueve la superficie separándose de su posición de equilibrio en un punto determinado, aparecerá un movimiento en el líquido.¹² Este movimiento se propagará a lo largo de toda la superficie en forma de ondas, que se denominan ondas de gravedad, puesto que se deben a la acción del campo gravitatorio. Las ondas de gravedad aparecen principalmente en la superficie del líquido, pero afectan también el interior, aunque cada vez menos, según va aumentado la profundidad.¹³

- Vibraciones

Las vibraciones son los movimientos oscilatorios de un cuerpo y se caracterizan por su frecuencia y su amplitud. La primera es el número de veces que se realiza un ciclo de oscilación por segundo, se mide en unidades de Hercios (Hz). La segunda indica la intensidad de la vibración, se mide en aceleración (m/seg^2), velocidad (m/s) y desplazamiento (m).

1.6 DAÑO A LA FORMACIÓN

Teniendo en cuenta que un pozo petrolero se comporta como un sistema de flujo radial y partiendo, por esta razón, de la Ley de Darcy para flujo radial, se puede

¹² DAVIDOVICH Landau Lev & E, M. Lifshitz. *Mecánica de Fluidos*. REVERTÉ, 1994

¹³ Ibid.

determinar que la disminución en la producción se presenta debido a la reducción de la permeabilidad de la formación, un incremento de la viscosidad de los fluidos allí presentes o el agotamiento de la presión del yacimiento.

Ecuación 15. Ley de Darcy para flujo radial

$$q = -\frac{kA}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r}$$

En cuanto a la permeabilidad, es importante tener en cuenta que se hace referencia a la permeabilidad efectiva a los fluidos del yacimiento, la cual depende de diversos factores entre los cuales se destacan la permeabilidad absoluta de la formación y su heterogeneidad.

Con base en esto, se pueden establecer los mecanismos que influyen en el daño a la formación¹⁴, los cuales se mencionarán a continuación.

- Reducción en la permeabilidad absoluta de la formación.

Para que se presente este fenómeno, debe haber partículas sólidas depositadas en los espacios previamente vacíos y que permitían el flujo de fluidos. Estas partículas pueden ser procedentes tanto de fluidos de control, como de lechadas de cemento o recortes, o también pueden formarse por incompatibilidad roca-fluido, reacciones de los fluidos de la formación o precipitaciones secundarias. Al depositarse estas partículas en los conductos porosos o las fracturas (naturales o inducidas) de la roca, se presenta la reducción o pérdida en la permeabilidad absoluta.

- Reducción en la permeabilidad relativa

¹⁴ ISLA SILVA, Carlos. Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros. Ciudad de México: Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. 1991.

Depende del incremento en la saturación de agua en las cercanías al pozo. Este aumento puede ser consecuencia de una alta invasión del filtrado, conificación o digitación del agua de formación. Cuando hay presencia de surfactantes en el fluido (ya sea de perforación, cementación o completamiento) es posible que con el filtrado se presente un cambio en la mojabilidad y una reducción consecuente de la permeabilidad relativa al aceite. Otro factor que afecta la permeabilidad relativa es la geometría de los poros, ya que al disminuir el volumen de los poros se aumenta el área superficial y se hace más probable que aumente la permeabilidad relativa al agua, haciendo que el espacio para el flujo de aceite disminuya.

- Alteración de la viscosidad de los fluidos del yacimiento.

Se presenta cuando hay incompatibilidad roca-fluido, cuando el filtrado inyectado hacia la formación se mezcla con los fluidos de ésta resultando en la creación de emulsiones, las cuales, en presencia de la mezcla de surfactantes con sólidos finos, se estabilizan. La viscosidad de las emulsiones de agua en aceite es mayor que las de aceite en agua.

Para complementar lo anterior, es importante tener en cuenta que, durante la perforación, producción e intervención de pozos, la permeabilidad se afecta en la zona cercana a la cara de la formación, lo cual conlleva a que se afecte también el flujo de fluidos hacia el pozo, siendo este un efecto negativo del daño a la formación.

Otro factor negativo del daño a la formación es que puede alterar la estabilidad de la emulsión, por medio de la mojabilidad del yacimiento, en la medida en que la mojabilidad sea con preferencia al agua se reduce la estabilidad de la emulsión, mientras que formaciones mojadas por aceite tienden a formar emulsiones más estables.

1.7 ESTIMULACIÓN DE POZOS

Lo que se busca con la estimulación de pozos es la creación de canales en la roca productora que permitan que el flujo de fluido de formación al pozo sea más fácil. En pozos productores e inyectores, el objetivo de la estimulación es básicamente aumentar la producción, la cual se pudo ver afectada por taponamiento de canales de flujo, por diversas causas.

Cuando se trata de procesos de recobro secundario o mejorado, la estimulación pretende optimizar los patrones de flujo.

Al momento de realizar una estimulación es importante evitar que haya precipitación o residuos de los fluidos inyectados, ya que podría conllevar a daño permanente o muy difícil de reparar en la formación.

Existen dos técnicas principales de estimulación de pozos, que serán ampliadas posteriormente.

- Estimulación Matricial

El objetivo principal de esta estimulación es remover el daño que se presenta al inicio de la explotación del pozo, durante la perforación y terminación, para lograr la mejor producción con la energía natural del yacimiento. Esto se logra inyectando soluciones de estimulación a baja presión.

El éxito de esta estimulación depende de la selección del fluido de tratamiento. De acuerdo con la interacción entre el fluido de estimulación y el tipo de daño presente en la roca, se pueden tener dos tipos de estimulación matricial:

- Estimulación Matricial no Reactiva: Se presenta cuando no hay reacción química de los fluidos de estimulación con la roca y se realizan para remover daños por bloqueos de agua, aceite o emulsión; daños por pérdida de lodo y depósitos orgánicos, entre otros. Se usan soluciones acuosas u oleosas, alcoholes o solventes con aditivos y surfactantes¹⁵.
- Estimulación Matricial Reactiva: Cuando los fluidos de estimulación reaccionan químicamente con la roca, produciendo la disolución de los materiales que causan el daño a la formación y los sólidos propios de la roca. Se utiliza para remover daños por partículas sólidas, precipitaciones inorgánicas y, en formaciones de alta productividad, para estimular la productividad natural del pozo¹⁶. Se usan técnicas de acidificación cuando se tienen formaciones de areniscas, arenas y rocas calcáreas.

- Estimulación por Fracturamiento

Este tipo de estimulación se basa en inducir una fractura por la presión causada por la inyección de un fluido a una formación¹⁷. El fluido es bombeado a presiones mayores que la de fracturamiento. El objetivo es mejorar el flujo de hidrocarburos creando estos canales mediante los cuales el fluido puede transportarse con mayor facilidad desde la formación hasta la cara de pozo.

El diseño de un sistema de fracturamiento hidráulico depende del flujo del yacimiento y sus características mecánicas, de la siguiente manera: se necesita un fracturamiento menos intenso cuando se tiene un yacimiento con malas características mecánicas y buenas características de flujo. Por el contrario, si las

¹⁵ ISLA SILVA, Carlos. Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros. Ciudad de México: Colegiado de Ingenieros Petroleros de Mexico, A.C. 1991.

¹⁶ Ibid

¹⁷ NOLEN-HOEKSEMA, Richard. Elementos de Fracturamiento Hidráulico. Oilfield Review, 57-58, 2013.

características mecánicas del yacimiento son buenas, la intensidad de la fractura y la cantidad de fluido de fractura utilizado va a tener que ser mucho mayor¹⁸.

Es importante tener en cuenta que estos métodos no reducen la viscosidad del crudo y funcionan mejor en yacimientos que además de tener baja permeabilidad, tengan gas o crudo de baja viscosidad.

Para conseguir el efecto de reducción de viscosidad utilizando estos métodos, la mejor manera es combinarlos con un método de estimulación térmica, de esta manera se consiguen ambos objetivos.

¹⁸ HOUSEWORTH, James. Advanced Well Stimulation Technologies. California Council on Science & Technology. 2016.

2. METODOLOGÍA

A continuación, se describe la metodología planteada con el fin de cumplir los objetivos propuestos en el presente proyecto. La metodología se desarrollará en seis (6) ejes principales.

2.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

En esta primera etapa se busca hacer una búsqueda intensiva y necesaria en libros, trabajos de grados anteriores, artículos científicos, entre otras publicaciones, que sean de información estudiada y verídica, para tener un orden e idea de todo el proyecto a llevar a cabo. Entre las fuentes de información, se recurre en primera instancia a la Biblioteca de la Universidad Industrial de Santander UIS y al repositorio UIS, para consultar libros, artículos y trabajos de grado relacionados con este trabajo. Adicionalmente, se realizaron consultas en One Petro de la SPE, con la cual la Universidad tiene convenio, para buscar artículos científicos publicados que puedan complementar la investigación realizada. Además de estas fuentes, se destacan también búsquedas especializadas en Google Académico y Google Patents.

2.1.1 Estimulación con ondas La revisión bibliográfica estuvo centrada en las diferentes tecnologías que utilizan el principio de las ondas como base para una mejora en la producción o productividad de un pozo. La búsqueda se enfocó, además de la teoría base para estas tecnologías, en casos de aplicación que resultaran o no exitosos, con el fin de determinar criterios de aplicación para campos colombianos.

Como palabras y frases claves para la búsqueda, se resaltan las siguientes:

- Acoustic Waves
- Ultrasound
- Ultrasonic Stimulation
- Acoustic Stimulation
- Well Stimulation Technologies
- Vibrational Waves for Well Stimulation
- Well Stimulation
- Vibrational Waves
- Classification of Well Stimulation
- Well Formation Damage
- Vibrational Waves Applications
- Increase in Oil Well Productivity
- Seismic Well Stimulation

Se encontraron alrededor de 200 artículos con un tema relacionados con estimulación de pozos y tecnologías con ondas vibratorias.

2.1.2 Casos de aplicación de estimulación con ondas En las bases de datos anteriormente mencionadas, además de buscar los conceptos básicos sobre estimulación con ondas, también se procedió a buscar casos de estudio y casos de aplicación que estuvieran relacionados con el tema a tratar.

Para realizar esta búsqueda, se utilizaron, entre otras, las siguientes palabras claves:

- Case of Study Well Stimulation
- Application of Vibrational Waves in Well Stimulation
- Oil Well Stimulation Cases
- Vibrational Waves Effects on Oil Wells
- Efficiency of Oil Well Stimulation
- Application of Well Stimulation Technologies
- Seismic Stimulation Cases
- Ultrasonic Well Stimulation Applications

2.2 RECOPIACIÓN Y SELECCIÓN DE LA INFORMACIÓN RELEVANTE

Debido a la cantidad de resultados obtenidos a partir de cada una de las búsquedas, se hizo necesario realizar una filtración de la información, seleccionando únicamente la más relevante para esta investigación.

Inicialmente, con base en el título y al abstract (en caso de tenerse uno) se filtraron los artículos, identificando los que estaban más relacionados con la aplicación de ondas en la industria petrolera.

Adicionalmente, la información se clasificó de acuerdo con la fecha de publicación y al idioma, para encontrar cronológicamente los artículos más recientes y que pudiesen ser de mejor ayuda para esta investigación.

2.3 CLASIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN SELECCIONADA

Para la información recolectada en la primera parte, se realizó una clasificación cronológica, con el fin de establecer una línea de tiempo que mostrara cómo se desarrolló la tecnología a través de los años y ver las distintas modificaciones y optimizaciones.

Para la segunda parte, relacionada con los casos de aplicación, la información se clasificó según el país donde se aplicó y la extensión de la prueba realizada. Además, se diferenciaron de acuerdo con los resultados obtenidos con la producción de petróleo del pozo (positivos o negativos).

Entre los casos que clasificaban a los criterios anteriores, se realizó otro filtro verificando que se cumpliera con estos criterios:

- Especificación de los parámetros de pozo antes y/o después de la aplicación
- Explicación de la tecnología aplicada
- Muestra de resultados obtenidos
- Datos de producción

Con base en esto se seleccionaron seis casos de estudio, en los cuales se basa la siguiente investigación.

2.4 MATRIZ DE COMPARACIÓN

Una vez se tienen los casos de aplicación seleccionados para cada tecnología, se procede a realizar una matriz comparativa entre las 3 tecnologías estudiadas, basada tanto en los fundamentos teóricos y parámetros establecidos, como en los

casos reales de aplicación que fueron exitosos. Se comparan los parámetros que se consideran representativos para seleccionar si la tecnología es aplicable o no en un pozo en específico.

La matriz es de carácter cualitativo, lo que quiere decir que no muestra rangos numéricos de las variables. El objetivo de dicha matriz es establecer cuál de las tecnologías tiene un mayor rango de aplicabilidad en condiciones diversas de operación.

2.5 COMPARACIÓN DE RESULTADOS

Adicional a determinar cuáles son los parámetros en los que cada tecnología es aplicable, es importante identificar qué tan positivo o negativo es el efecto de la estimulación en los pozos en los que fue realizado. Para tal fin, se comparan los datos de producción antes y después de la estimulación para cada pozo, con el fin de establecer un porcentaje de incremento o disminución de cada variable (petróleo, gas, agua, corte de agua). Para realizar esta comparación es necesario tomar la mayor cantidad de casos de aplicación posibles, con el fin de dar un resultado más objetivo. Para tal fin, es necesario tomar casos adicionales a los expuestos en el presente trabajo.

2.6 APLICABILIDAD EN COLOMBIA

Para establecer la aplicabilidad de cada una de las tecnologías en campos colombianos, se toma como base la matriz de comparación. Sin embargo, al ser esta de carácter cualitativo y no muy determinante, se desarrolla un nuevo cuadro

comparativo de carácter cuantitativo, que permita determinar en los casos de aplicación reales qué valores tenían los parámetros de los pozos en los cuales la estimulación fue exitosa, a comparación de lo establecido por los fundamentos teóricos de cada tecnología.

El objetivo de realizar la comparación a nivel cualitativo, es concluir estableciendo posibles cuencas o zonas en Colombia en las que sea posible realizar las estimulaciones descritas durante este trabajo, asegurando que las condiciones serán óptimas para obtener resultados positivos. Lo anterior, en base a la información disponible en los casos reales de aplicación de las tecnologías y la información conocida de cada una de las cuencas colombianas.

3. TECNOLOGÍAS DE ESTIMULACIÓN

En las etapas finales de la explotación, se empieza a visualizar la disminución de la producción de los pozos productores y de la recepción de los pozos inyectores, debido a la desmejora o disminución de las propiedades de filtración del espacio poroso de la zona productora, justamente en las zonas aledañas a la pared del pozo en las áreas perforadas, como consecuencia de contaminantes, tales como la precipitación de parafinas, sales, partículas sólidas y entre otros.

Actualmente, para evitar estos problemas y poder mejorar la manipulación del crudo, la industria ha ido desarrollando diferentes tecnologías. Pero cada una de estas alternativas tiene problemas debido al aumento en costos de capital y operación, o por inconvenientes externos que son limitantes en el yacimiento. En consecuencia, los investigadores se han obligado a buscar nuevas soluciones.

En los últimos años se han empezado a implementar métodos para estimular pozos petroleros basados en el uso de ondas vibratorias y acústicas, con el propósito de aumentar la producción de crudo. La razón por la cual el uso de estas ondas permite este incremento, es porque mejora las condiciones de filtración de los fluidos en la formación a través de la generación de ondas de presión en el yacimiento.

La base de estas tecnologías son las propiedades acústicas propias de las rocas, es decir, su capacidad de transmitir ondas y vibraciones acústicas. Aprovechando estas propiedades y mediante el uso de vibradores en el fondo de pozo, se consigue modificar las propiedades de filtración de los fluidos en el yacimiento.

Es importante tener en cuenta que varios factores van a influir en la propagación de las ondas a través de la formación, entre estas la absorción de la energía de onda por la roca (formación) debido a las fuerzas de rozamiento, la difusión de la energía

de onda en diversas direcciones y la disminución de la intensidad de onda a medida que ésta viaja a través de la formación. De manera general, se tiene que de la energía que genera la onda acústica o vibratoria, tan solo un 80 a 85% en realidad se refleja a través del medio de la roca.

Por esta razón, se han ido desarrollando diferentes tecnologías que intentan, cada una basada en los mismos principios, aprovechar al máximo la energía de la onda para obtener los resultados esperados en la formación y contribuir consecuentemente a una mayor producción de petróleo.

A continuación, se describirán estas tecnologías, las diversas aplicaciones que han tenido y los beneficios o consecuencias que se han podido observar a raíz de su uso, ya sea en un yacimiento petrolero, en un experimento de laboratorio o únicamente basados en los fundamentos teóricos.

3.1 FUNDAMENTO TEÓRICO E HISTORIA

El ultrasonido (ondas acústicas o de presión) ha generado gran impacto en la industria del petróleo debido a que las vibraciones mecánicas tienen el potencial de realizar cambios físicos y químicos en el medio a través del cual éstas se propagan. Las alteraciones que se pueden ejercer van desde un simple fenómeno de vibración en un fluido, hasta la modificación en la estructura, morfología y composición de los materiales que se encuentran sometidos a este tipo de vibraciones, con distintas funciones.

A lo largo de la historia, la energía ultrasónica ha sido ampliamente usada en una gran cantidad de aplicaciones, dentro de estas se puede incluir homogenización y

ruptura de células, limpieza de superficie, dispersión de pigmentos en pinturas, o la emulsificación y otros.

Estas investigaciones dieron paso desde 1930 en donde los operadores de campos petroleros reportaron aumentos en la producción del crudo después de ser sometidos a movimientos sísmicos en sus alrededores. Continuamente debido a esto científicos rusos han llevado a cabo pruebas de laboratorio desde 1970, concluyendo que las ondas de presión mejoran la movilidad del crudo. Veinte años después, detonaron cargas de exploración sísmica en campos productores logrando con éxito un incremento de la producción de crudo en yacimientos de baja profundidad que alcanzaban a ser afectados por la onda aplicada en superficie.

En consecuencia, de los buenos resultados, los científicos de Rusia y de Estados Unidos han aplicado y desarrollado tecnologías de estimulación de yacimientos con ondas sónicas.

Más adelante, con base en los mismo principios físicos y científicos se crea una tecnología probada, específicamente en la teoría de ondas y la teoría hidrodinámica que fue realizada por el científico ruso Landau Lev Davidovich, el cual obtuvo el premio nobel de física en el año 1962.

Dichas leyes físicas han desarrollado un estudio muy amplio que han logrado métodos y tecnologías usadas en la medicina, la estimulación de pozo y en general en la industria para incrementar la producción.

Las ondas transversales de potencia moderada, son las que mejor resultados han tenido, las cuales son producidas por medio de pozos inyectoras en el fondo. También se han desarrollado tecnologías de estimulación que son aplicadas en los pozos productores de uso cíclico y continuo, que por ser instaladas en el fondo del pozo requieren parar el pozo y sacar tubería.

Estas ondas transversales son producidas por la presión vibratoria que es una fuente de fluctuaciones de potencia bastante alta, que ponen en movimiento oscilatorio o vibratorio, de acuerdo a las anteriores leyes físicas, a las partículas más cercanas que se encuentra en el medio afectado el estado de equilibrio provocando un cambio permanente en las partículas, al ser intervenidas por un flujo en constante movimiento producido por ondas de determinada frecuencia. Por otro lado, las rocas tienen por sus características propias acústicas, la capacidad natural de transmitir o difundir vibraciones acústicas.

Explicando estos principios de mejor manera, se aclara que la superficie de un líquido en equilibrio en un campo gravitatorio es plana, este no va depender del recipiente en que se encuentre, es decir no va ser de gran importancia la forma o inclinación de este, ya sea un vaso o un depósito en la superficie o en el subsuelo. Así que, si una perturbación externa realiza un movimiento en la superficie, aparecerá un movimiento en el líquido, por ende. Este movimiento se propagará por lo largo de toda la superficie en forma de ondas, caracterizadas con una longitud y amplitud de onda. En donde la amplitud será directamente proporcional al tamaño de la perturbación, mientras que la longitud de onda depende principalmente del fluido y sus propiedades.

Ahora, para contextualizar más la situación, se tiene un yacimiento de crudo que se encuentra en forma natural es un depósito en el subsuelo normalmente compuesto por minerales, rocas y fósiles en el que comúnmente se encuentra agua, crudo y gas, afectado también por la gravedad. Esto es importante debido a que se entiende que, ante cualquier perturbación externa, se altera dicho equilibrio mencionado anteriormente de los fluidos que se encuentran contenidos en él, dando lugar a que se presente este tipo de ondas en las superficies de puntos de contacto crudo-gas y crudo-agua.

La alteración del equilibrio en el yacimiento sucede en el momento que pozo entra

en producción, y es causada por el diferencial de presión que existe entre la presión del yacimiento y la presión de fondo fluyente, este diferencial es el que le da la energía al yacimiento para que los fluidos se muevan del yacimiento al pozo. A mayor diferencia de presión, habrá más perturbación y por ende, mayor amplitud de la onda.

Así mismo, la onda producida en el yacimiento por la perturbación, mencionado anteriormente se caracteriza por una amplitud, longitud y frecuencia. La amplitud de la onda en el yacimiento también va depender, es decir, es función de la diferencia de presión, y de las propiedades físicas de la formación y los fluidos. Entre tanto, la frecuencia depende de las propiedades físicas de los fluidos y la formación.

El diferencial de presión de los fluidos, la permeabilidad vertical y la perturbación, son las principales causas del flujo para la producción. Y este, determina la velocidad de crecimiento de la concentración de agua en el fluido producido por el pozo. Específicamente esto explica por qué se aumenta el corte de agua, ya que va ser proporcional al aumento de al diferencial de presión. Y instantáneamente indica que el crecimiento de la concentración de agua es controlable reduciendo la perturbación de la superficie de contacto agua-crudo.

4. ESTIMULACIÓN POR ONDAS ULTRASÓNICAS

La estimulación usando ondas acústicas es una alternativa distinta a la estimulación convencional, ya que el uso de fluidos de estimulación o ácidos resulta innecesario, por lo cual se evitan los problemas que estos conllevan, como incompatibilidad roca-fluido y efectos de precipitados.

Además de las ventajas de prescindir del uso de fluidos y químicos, este tipo de estimulación también tiene beneficios económicos, pues resulta siendo una alternativa más viable y económica que las convencionales.

Para llevar a cabo esta estimulación, es necesaria una herramienta acústica. Se pueden usar wireline o coiled-tubing como herramientas de limpieza, ya que permiten tener un mejor control de la zona en la cual se está trabajando.

El efecto que se obtiene a partir de esta “limpieza” es el desprendimiento de las partículas que se encontraban adheridas a las paredes y gargantas de los poros, a partir de la fuerza de arrastre creada por las ondas. Dicha remoción de partículas va a resultar finalmente en un incremento de la permeabilidad efectiva y por ende, un flujo de producción mayor. Este efecto se puede observar en la figura a continuación:

Figura 2. Estimulación por ondas a nivel de poro



Fuente: GRANADOS CALIZ, Jaime, & FLORES ÁVILA, Fernando. Prueba Tecnológica de Estimulación de Pozos Petroleros Mediante la Tecnología Ultrasónica (PU) en Pozos del IAITG. Ingeniería Petrolera, 2013.

Los desarrollos de esta estimulación se basan en que las rocas tienen características acústicas propias, es decir, tienen capacidad natural de difundir o transmitir vibraciones acústicas.

Entre las tecnologías que se desarrollaron a partir de las ondas acústicas, se destaca la tecnología de ondas ultrasónicas, la cual transforma las ondas eléctricas a ondas sónicas de frecuencia ultrasónica.

Esta tecnología, en particular, ha sido aplicada en la industria petrolera en numerosas ocasiones. Por esta razón, se profundizará con mayor detalle a continuación.

4.1 FUNCIÓN

La estimulación ultrasónica utiliza las vibraciones elásticas de frecuencia ultrasónica emitidas hacia un medio líquido para contribuir a la remoción de la capa de daño en la formación, generando como consecuencia el restablecimiento de la permeabilidad y estimulando el flujo de aceite y gas hacia el pozo. El efecto que esto trae es un aumento en la productividad del pozo.

4.2 PRINCIPIO

La tecnología ultrasónica se basa en la emisión de pulsos ultrasónicos, lo cual genera efectos de resonancia y cavitación, que en conjunto remueven el daño en la cara de la formación.

En el medio líquido, las ondas ultrasónicas generadas crean ondas de compresión y depresión generando un fenómeno de implosión, el cual se refleja en una discontinuidad, ya que en ese instante las velocidades del sonido y la burbuja se igualan ($V_{\text{sonido}} = V_{\text{burbuja}}$).¹⁹

Estos 3 efectos se pueden ilustrar de mejor manera en las figuras a continuación:

- Cavitación: Se refiere a la formación de burbujas de vapor en un medio líquido. Es el resultado de una caída de presión por debajo de la de vapor.

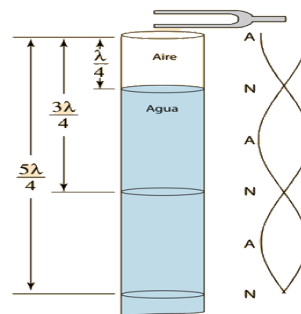
Figura 3. Fenómeno de cavitación



Fuente: URALITA. La cavitación en sistemas de tuberías. Madrid, 2014.

- Resonancia: Fenómeno que se presenta cuando hay vibración periódica en un cuerpo, y el periodo de la vibración se acerca al periodo de vibración propio del cuerpo.

Figura 4. Fenómeno de



resonancia

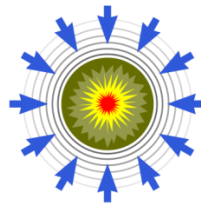
Fuente: TORRES PAPAQUI, Juan Pablo. Resonancia. Recuperado el 12 de Diciembre de 2018, de Departamento de Astronomía Universidad de Guanajuato,

¹⁹ GRANADOS CALIZ, Jaime, & FLORES ÁVILA, Fernando. Prueba Tecnológica de Estimulación de Pozos Petroleros Mediante la Tecnología Ultrasónica (PU) en Pozos del IAITG. Ingeniería Petrolera, 2013.

201. Disponible en: http://www.astro.ugto.mx/~papaqui/ondasyfluidos/Tema_1.15-Resonancia.pdf, 2015.

- Implosión: La acción de rompimiento hacia adentro, cuando la energía se comprime en lugar de liberarse.

Figura 5. Fenómeno de Implosión



Fuente: BUSBY, Rebecca. Glosario de la Industria Petrolera. Tulsa: PennWell Corporation, 2006.

4.3 EQUIPOS

El equipo principal es el Módulo MSUM, fabricado en el Instituto de Química General e Inorgánico de Kurnakov, que incluye el diseño de equipos de superficie y de fondo.

4.3.1 Equipo de superficie Consiste de un generador ultrasónico que cuenta con:

- Unidad de suministro de energía
 - Unidad de polarización
 - Unidad de control
-
- Generador ultrasónico: Este generador tiene como función principal la generación de oscilaciones electromagnéticas, cuya frecuencia se encuentra entre los 15 y 22 kHz, que serán posteriormente transformadas en oscilaciones

mecánicas en el rango ultrasónico. El alcance de este generador en aplicaciones en campo llega hasta cerca de 2 m desde la pared del pozo, con una frecuencia de 20 kHz y un consumo de energía de 4.5 a 14 kW/m³. Adicionalmente, cuenta con un tiempo de vida útil de alrededor de 3 años y un MTBF (tiempo de fallo medio) de más de 4000 horas.

Figura 6. Generador ultrasónico



Fuente: GRANADOS CALIZ, Jaime, & FLORES ÁVILA, Fernando. Prueba Tecnológica de Estimulación de Pozos Petroleros Mediante la Tecnología Ultrasónica (PU) en Pozos del IAITG. Ingeniería Petrolera, 2013.

Las especificaciones más detalladas se encuentran en la tabla a continuación:

Tabla 2. Características de los generadores ultrasónicos

Especificaciones	Modelo	
	PG20150	PG20250
Fuente de poder de voltaje, V	3x400 V; 50Hz/60Hz	
Fuente de alimentación, V	7500	15000
Frecuencia, kHz	20.0 ± 500	
Potencia media de salida continua, W	850	1250

Fuente: GRANADOS CALIZ, Jaime, & FLORES ÁVILA, Fernando. Prueba Tecnológica de Estimulación de Pozos Petroleros Mediante la Tecnología Ultrasónica (PU) en Pozos del IAITG. Ingeniería Petrolera, 2013.

4.3.2 Equipo de fondo: Las herramientas de fondo tienen como función transformar la vibración elástica longitudinal (electromagnética) en vibraciones radiales (ultrasónicas) que afecten la zona cercana al pozo. Entre estas herramientas se encuentran los transductores/resonadores magnetostrictivos:

- PSMS-42
- PSMS-102
- TIT-44
- TIT-76

Las características de estos transductores se encuentran en la tabla a continuación:

Tabla 3. Características de los transductores

Especificaciones	Modelo			
	PSMS-42	PSMS-102	TIT-44	TIT-76
Profundidad de sumergencia, m	Hasta 3000	Hasta 4000	Hasta 3000	
Consumo energía, kW	Hasta 1.6	Hasta 10	4.5	9
Frecuencia, kHz	18.0 ± 0.5		20	
MTBF, h	Mínimo 1000	Mínimo 3000	Mínimo 500	
Periodo de revisión, h	2800	3400	1200	

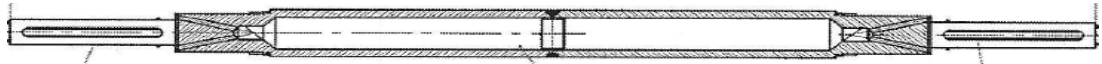
Fuente: M, Mullakaev., V. Abramov. , & A, Abramova. Development of ultrasonic equipment and technology for well stimulation and enhanced oil recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1-6, 2015.

- Herramienta PSMS-42

La herramienta PSMS-42 es una herramienta que se utiliza en el fondo de pozo, está fabricada de titanio con transductores magnetostrictivos conectados a cada uno de los lados. En los nodos de la guía de onda de la vibración (waveguide) se tienen carcasas protectoras soldadas. La waveguide está compuesta de dos partes

simétricas soldadas. Adicionalmente, entre las especificaciones de los transductores se tiene que su frecuencia de resonancia es de 19.963 kHz. Al momento de diseñar el sistema vibratorio, es muy importante que las dimensiones estén calculadas de manera que la frecuencia de la resonancia mecánica (calculada mediante la ecuación de Helmholtz) se encuentre dentro del rango de la frecuencia de la resonancia eléctrica, lo cual asegura los resultados más eficientes del tratamiento ultrasónico.

Figura 7. Herramienta PSMS-42



Fuente: M, Mullakaev., V. Abramov. , & A, Abramova. Development of ultrasonic equipment and technology for well stimulation and enhanced oil recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1-6, 2015.

- Herramienta PSMS-102

Su funcionamiento y material es, en esencia, el mismo de la herramienta PSMS-42. La diferencia principal entre ambos recae en el diámetro (siendo mayor en la PSMS-102 que en la PSMS-42), el cual se indica por el número que acompaña el nombre “PSMS”. Para el caso de esta herramienta, su diámetro es de 102 mm, mientras que en la herramienta anterior el diámetro era de 42 mm.

Figura 8. Herramienta PSMS-102



Fuente: M, Mullakaev., V. Abramov. , & A, Abramova. Development of ultrasonic equipment and technology for well stimulation and enhanced oil recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1-6, 2015.

- Herramienta TIT-44

Herramienta que genera una potencia ultrasónica de 600W a una frecuencia que puede alcanzar los 20,000 Hz. Se utiliza para pozos de bajo diámetro, ya que su diámetro es de 1 ¾ ". Puede funcionar bajo presiones de hasta 4350 psi y requiere de un tiempo de estimulación promedio de 1 hora por cada 0.8 metros.

Figura 9. Herramienta TIT-44



Fuente: Rexonics. (s.f.). Ultrasonic Oil Well Stimulation Technology. Recuperado el 12 de Noviembre de 2018. Disponible en: <https://rexonics.com/>

- Herramienta TIT-76

Herramienta similar a la TIT-44, con las principales diferencias de que ésta se utiliza para pozos de alto diámetro (teniendo un diámetro de 3") y genera una potencia ultrasónica mucho mayor, cerca de los 1000 W. Adicionalmente, requiere de un tiempo de estimulación promedio de 1 hora por cada 1.8 metros.

Figura 10. Herramienta TIT-76



Fuente: Rexonics. (s.f.). Ultrasonic Oil Well Stimulation Technology. Recuperado el 12 de Noviembre de 2018. Disponible en: <https://rexonics.com/>

4.4 APLICACIÓN

Su aplicación se recomienda tanto en campos maduros como en yacimientos naturalmente fracturados, areno-arcillosos y de crudo pesado. Adicionalmente, es efectivo tanto para campos onshore como offshore. Por lo que su campo de aplicación es bastante extenso.

- Información necesaria para la aplicación

Para definir si un pozo es apto o no para ser objeto de la estimulación ultrasónica, en primer lugar, es necesario conocer ciertos datos del pozo, entre ellos:

- a. Caída de la presión de formación respecto a la inicial, %
- b. Corte de agua actual, %
- c. Número de capas en el intervalo perforado
- d. Espesor mínimo de una formación productora, m
- e. Potencial espontáneo
- f. Permeabilidad, μm^2
- g. Contenido de arcilla, %
- h. Disminución de la tasa de producción de aceite en los últimos 1-2 años, que no esté asociada a la caída de presión de formación ni a razones técnicas
- i. Viscosidad dinámica a condiciones de formación, $\text{mPa}\cdot\text{s}$

Tabla 4. Parámetros de selección de pozos

Características	Valor
Caída de presión de la formación respecto a la inicial	Máximo 25%
Corte de agua actual	Máximo 80%
# Capas en el intervalo perforado	Máximo 10
Espesor mínimo de formación productora	3 m
Potencial espontáneo	Mayor a 0.5
Permeabilidad	Mayor a 20 mD
Porosidad	Mayor a 15%
Contenido de arcilla	Máximo 15%
Disminución de la tasa de producción en los últimos 1-2 años	2 veces o más
Viscosidad dinámica @P, T° formación	Máximo 25 mPa·s

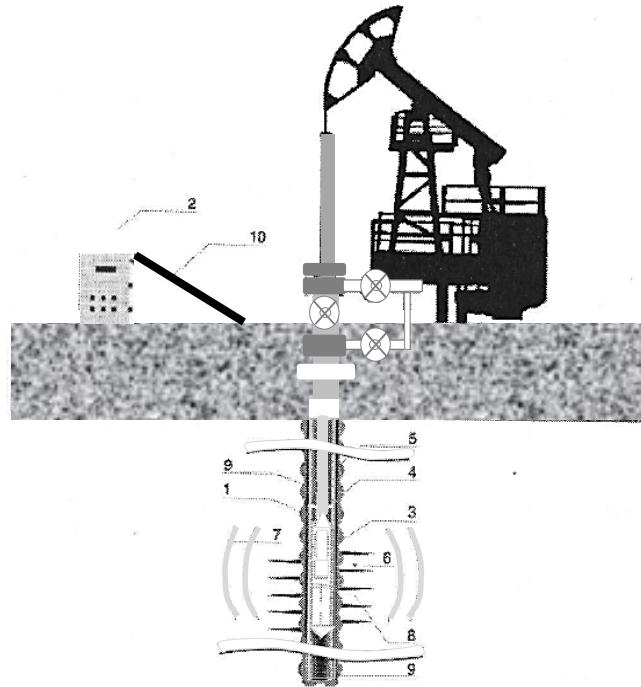
Fuente: M, Mullakaev., V. Abramov. , & A, Abramova. Development of ultrasonic equipment and technology for well stimulation and enhanced oil recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1-6, 2015.

4.4.1 Etapas de la aplicación Para iniciar la estimulación de ondas vibratorias se deben realizar las siguientes operaciones en la secuencia establecida:

1. En primer lugar, se debe matar el pozo, posteriormente al bajar la tubería se asienta el empaque a una distancia de máximo 1 metro por encima de la zona de perforados.
2. El elevador y la unidad de bombeo se encuentran a nivel del suelo conectados con el suministro de energía.
3. El módulo ultrasónico MSUM y la estación de trabajo pasan de la posición de transporte a la posición operativa.
4. Se conecta un tubo de manguera a la unidad de bombeo, con el fin de suministrar los reactivos químicos, el suministro de energía se conecta al tablero de distribución 220/400 V en el elevador y a través de la estación de trabajo.
5. A la tubería de manguera se conecta un tanque de servicio externo con los reactivos químicos a través de una conexión de tubería de succión de la unidad de bombeo.

El arreglo del modelo en fondo de pozo se ilustra para un sistema de bombeo mecánico en la imagen a continuación:

Figura 11. Arreglo de los equipos para el tratamiento ultrasónico



Fuente: M, Mullakaev., V. Abramov. , & A, Abramova. Development of ultrasonic equipment and technology for well stimulation and enhanced oil recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1-6, 2015.

En la imagen se pueden observar los elementos de la estimulación ultrasónica en fondo de la siguiente manera: el generador ultrasónico se identifica con el número dos (2), el cable de poder (o suministro de energía) para la herramienta de fondo con el número diez (10) y el campo ultrasónico (es decir, el campo que generan las ondas ultrasónicas del dispositivo PSMS-102 y PSMS-42) con el número siete (7).

4.5 CASOS DE APLICACIÓN

La tecnología ultrasónica ha sido aplicada en numerosas ocasiones tanto en pozos en tierra (onshore) como en pozos costa afuera (offshore) en numerosos países y pozos con distintas propiedades y características. A continuación, se mostrarán 2 ejemplos de casos en los cuales la aplicación de tecnología ultrasónica fue exitosa.

- Caso 1

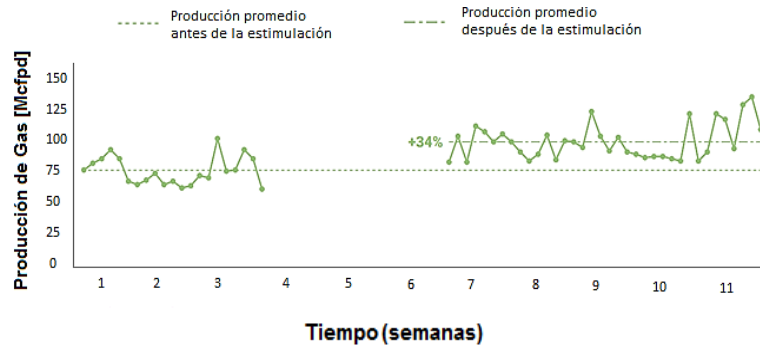
El primer caso se trata de un pozo estimulado el 01/03/2016. Se estimularon un total de 18ft con la herramienta TIT-76. El generador utilizado tenía una potencia de 5kW. Los datos más detallados del pozo se encuentran descritos en la tabla a continuación:

Tabla 5. Características Pozo 1 para la aplicación ultrasónica

Año de completamiento	2015
Profundidad total del pozo (ft)	10290
Método de producción	Bombeo mecánico
Método EOR	Inyección de agua
Litología de la formación productora	Limolita porosa
Temperatura @Profundidad de fm. (°F)	158
Presión hidrostática @Profundidad de fm (psi)	633
Gravedad API	42
OD Casing (in)	5.5
Tiempo total de estimulación	5 horas

Fuente: Rexonics. (s.f.). Ultrasonic Oil Well Stimulation Technology. Recuperado el 12 de Noviembre de 2018. Disponible en: <https://rexonics.com/>

Gráfico 1. Producción de gas antes y después de la estimulación ultrasónica



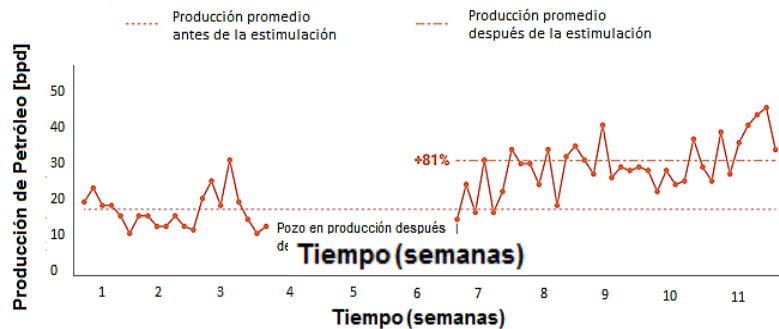
Fuente: Rexonics. (s.f.). Ultrasonic Oil Well Stimulation Technology. Recuperado el 12 de Noviembre de 2018. Disponible en: <https://rexonics.com/>

Gráfico 2. Producción de agua antes y después de la estimulación ultrasónica



Fuente: Rexonics. (s.f.). Ultrasonic Oil Well Stimulation Technology. Recuperado el 12 de Noviembre de 2018. Disponible en: <https://rexonics.com/>

Gráfico 3. Producción de petróleo antes y después de la estimulación ultrasónica



Fuente: Rexonics. (s.f.). Ultrasonic Oil Well Stimulation Technology. Recuperado el 12 de Noviembre de 2018. Disponible en: <https://rexonics.com/>

- Caso 2

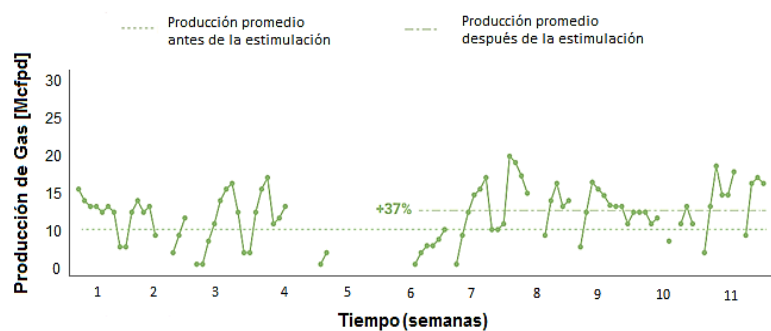
El segundo caso se trata de un pozo estimulado el 20/05/2015. Se estimularon un total de 22ft con la herramienta TIT-44. El generador utilizado tenía una potencia de 5 kW. Los datos más detallados del pozo se encuentran descritos en la tabla a continuación:

Tabla 6. Características Pozo 2 para caso de aplicación ultrasónica

Año de completamiento	2001
Profundidad total del pozo (ft)	9420
Método de producción	Bombeo Mecánico
Método EOR	Inyección de agua
Litología de la formación productora	Caliza porosa
Temperatura @Profundidad de fm. (°F)	146.48
Presión hidrostática @Profundidad de fm (psi)	1180
Gravedad API	35
OD Casing (in)	5.5
Tiempo total de estimulación	11 horas

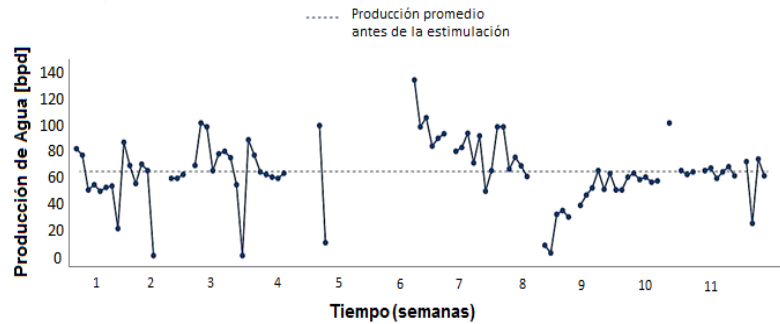
Fuente: Rexonics. (s.f.). Ultrasonic Oil Well Stimulation Technology. Recuperado el 12 de Noviembre de 2018. Disponible en: <https://rexonics.com/>

Gráfico 4. Producción de gas antes y después de la estimulación ultrasónica



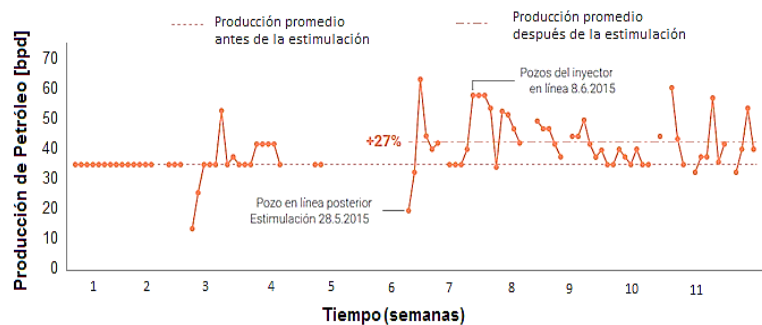
Fuente: Rexonics. (s.f.). Ultrasonic Oil Well Stimulation Technology. Recuperado el 12 de Noviembre de 2018. Disponible en: <https://rexonics.com/>

Gráfico 5. Producción de agua antes y después de la estimulación ultrasónica



Fuente: Rexonics. (s.f.). Ultrasonic Oil Well Stimulation Technology. Recuperado el 12 de Noviembre de 2018. Disponible en: <https://rexonics.com/>

Gráfico 6. Producción de petróleo antes y después de la estimulación ultrasónica



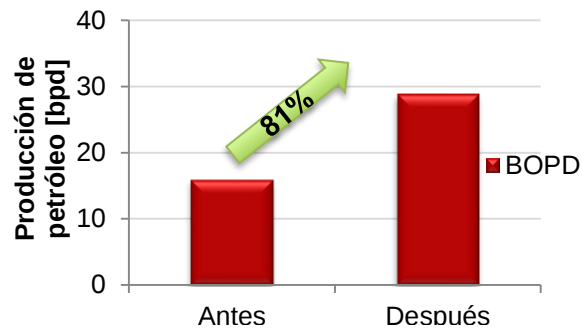
Fuente: Rexonics. (s.f.). Ultrasonic Oil Well Stimulation Technology. Recuperado el 12 de Noviembre de 2018. Disponible en: <https://rexonics.com/>

4.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

- Caso 1

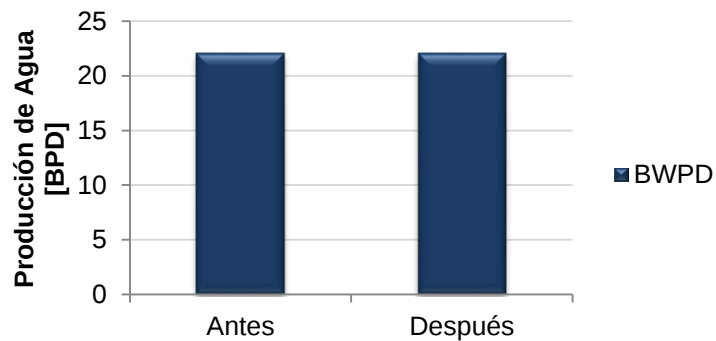
Para el primer caso, comparando el promedio de producción de petróleo antes y después de la estimulación con ondas ultrasónicas, se observa un incremento de más del 80% en la producción, como se puede identificar tanto en la gráfica de producción (Gráf. 3) como en el siguiente gráfico de barras:

Gráfico 7. Aumento de la producción de petróleo para el Caso 1 de aplicación ultrasónica



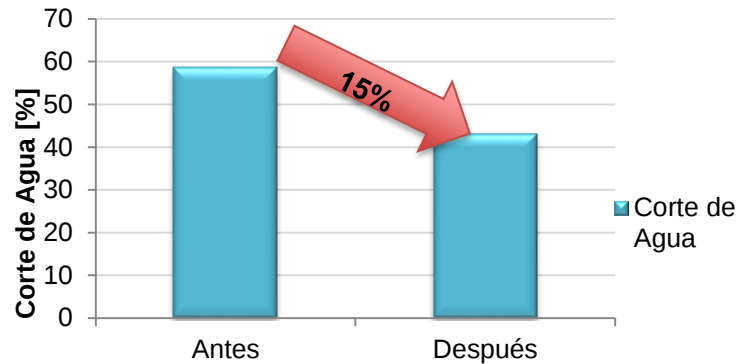
Sin embargo, al comparar si se presenta alguna disminución de la producción de agua, se puede observar que no es un factor determinante. De hecho, el promedio de producción de agua antes y después de la estimulación es prácticamente igual como se puede percibir en la gráfica de producción (Gráf. 2).

Gráfico 8. Producción de agua para el Caso 1 de aplicación ultrasónica



Según esto, podemos realizar un análisis del corte de agua antes y después de la estimulación, para determinar si esta tecnología en este caso de aplicación tuvo algún efecto de disminución del corte de agua.

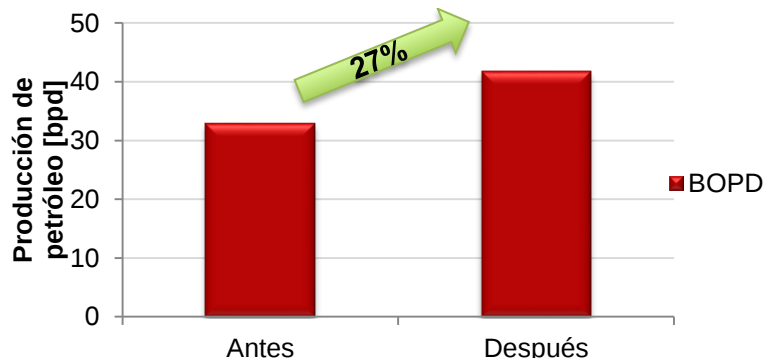
Gráfico 9. Disminución del corte de agua para el Caso 1 de aplicación ultrasónica



- Caso 2

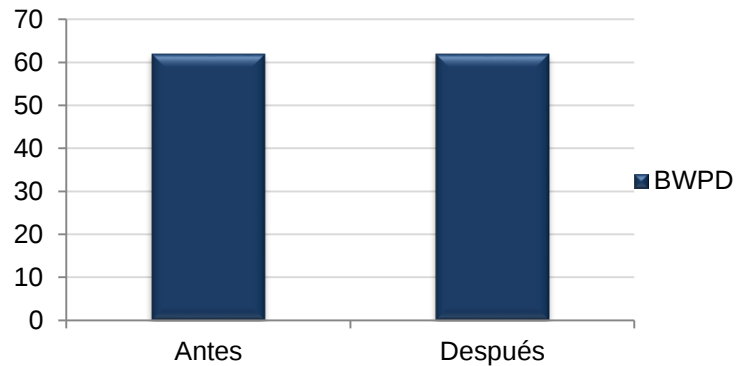
Para el segundo caso, comparando el promedio de producción de petróleo antes y después de la estimulación con ondas ultrasónicas, se observa un incremento de más del 20% en la producción, como se puede identificar tanto en la gráfica de producción anterior (Gráf. 6) como en el siguiente gráfico de barras:

Gráfico 10. Aumento de la producción de caso 2 de aplicación ultrasónica



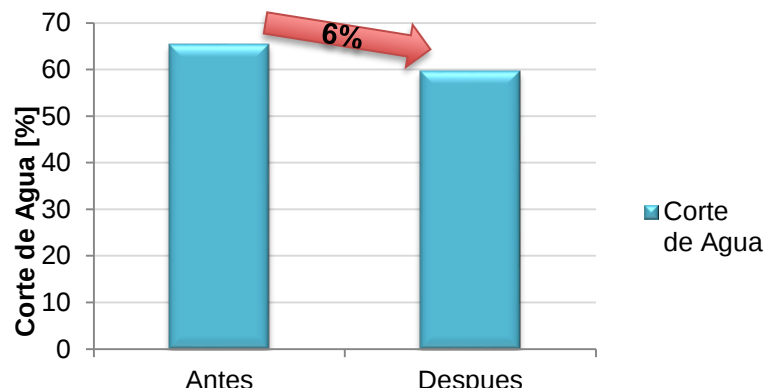
Al comparar la producción de agua, como ocurrió en el Caso 1, se puede confirmar que la aplicación de esta tecnología no tiene efecto alguno sobre la producción de agua, ni positivo ni negativo.

Gráfico 11. Producción de agua para el Caso 2 de aplicación ultrasónica



Según esto, se puede analizar el comportamiento del corte de agua antes y después de la estimulación, con el fin de determinar si esta tecnología en este caso de aplicación tuvo algún efecto sobre éste.

Gráfico 12. Disminución del corte de agua para el caso 2 de aplicación ultrasónica



De acuerdo a todo lo anterior, se puede establecer lo siguiente:

- En primer lugar, es claro que la estimulación ultrasónica tiene efectos positivos en la producción del pozo, ya que ésta aumenta considerablemente luego de la aplicación de la estimulación.
- Adicionalmente, no se puede apreciar un efecto significativo sobre la producción de agua, ya que, de acuerdo a los casos de aplicación estudiados, ésta no parece verse influenciada por la aplicación de la tecnología ultrasónica.

- Al analizar el corte de agua, debido a que la producción de crudo aumenta, pero la de agua permanece constante, se puede notar cierta disminución que puede llegar a ser o no significativa dependiendo de la capacidad de producción del pozo.
- Es importante recalcar que los resultados reportados por esta tecnología no son tan elevados como se esperaría para una cavitación e implosión (lo cual la tecnología afirma generar), cuyo efecto generaría unas presiones tan elevadas que llevarían al aumento sustancial del aporte de fluidos y podrían incluso afectar la formación, lo cual no se evidencia.

5. ESTIMULACIÓN POR ONDAS SÍSMICAS

La estimulación sísmica se considera como el aprovechamiento de la creación de ondas elásticas de baja frecuencia y alta energía para movilizar el petróleo. Todo comenzó a mediados de la década de 1950 cuando se evidenció que tras los terremotos naturales se observó un incremento en la producción de petróleo alcanzado hasta un 45% de aumento en la producción.²⁰ Continuamente en la década de 1980 se hicieron intentos de duplicar los efectos de los terremotos mediante el uso de vibradores de superficie sobre una zona específica, estos fueron de gran medida no favorables y comercialmente inviables.

5.1 FUNCIÓN

Se instala en un pozo completamente cerrado sin comunicación hidráulica con la formación. Una de sus ventajas es que se considera una “operación limpia” debido a que no causa contaminación alguna como el manejo de las aguas que son dañadas por químicos, así que los operadores no van a estar sometidos a tratamientos de estas aguas y/o manejar las consecuencias ambientales del uso intenso de energía y carbono ocasionado por inyecciones térmicas.

La herramienta de estimulación sísmica (Fig. 23), tiene una vida útil de hasta 1,5 años y normalmente no requiere mantenimiento, es alimentado por una de unidad bombeo convencional y se puede instalar en un pozo abandonado a profundidades de 700 a 10,000 pies. Su transporte es relativamente fácil, debido a que es diseñado con tres segmentos pre-montados en una sola caja. La herramienta de estimulación

²⁰ WOODEN, Bill., & KOSTROV , Sergey. Seismic Stimulation advances EOR technology. OIL&GAS JOURNAL, 5, 2016.

sísmica se instala en un pozo que está conectado a una cadena de varillas y luego a una unidad de bombeo. Esta unidad de bombeo impulsa el movimiento de tres émbolos dentro de la herramienta al unísono. El émbolo más bajo contiene una válvula de desplazamiento para traer fluidos, cuando el émbolo alcanza la parte superior de su trayecto, sale del cilindro inferior para liberar fluidos altamente comprimidos, creando las ondas elásticas²¹.

Los fluidos son comprimidos a una presión mayor de 3.500 psig entre el émbolo inferior y medio, luego se liberan en milisegundos realizando una onda de choque hidrodinámica clásica. La tubería especializada actúa como una cámara de compresión. El conjunto del embolo en la parte superior actúa como un amortiguador para desacelerar la velocidad ascendente que experimenta el sistema al dispararlos. El amortiguador mantiene una carga mínima de 2,500 lb en la unidad de bombeo para evitar carga cero²².

El proceso se repite a medida que el agua entra a la herramienta y se libera. La herramienta libera sólo dos galones de fluidos, y como se mencionó anteriormente, no se encuentra en comunicación hidráulica al reservorio.²³ El impulso de las ondas elásticas no daña la unión del cemento o la integridad del pozo.

Las ondas elásticas se repiten cada 10 segundos, todos los días, para entregar aproximadamente más de 2 millones de ondas de choque a un reservorio a lo largo de la vida útil de la herramienta. Después del año o de un año y medio, la herramienta debe ser reemplazada por una nueva, ya que ese es su lapso de tiempo de uso para que de los resultados esperados.

²¹ WOODEN, Bill. Seismic Stimulation: An Eco-friendly, Effective EOR alternative. Technology update, 3, 2018.

²² Ibid

²³ WOODEN, Bill., & KOSTROV , Sergey. Seismic Stimulation advances EOR tecnology. OIL&GAS JOURNAL, 5, 2016.

5.2 PARAMETROS

Es considerable manejar pozos que se encuentren sobre ciertos parámetros para que la estimulación de mejores resultados:

- Gravedad del petróleo entre 11 a mayores de 40 grados API
- Profundidad entre los 700 a 8000 ft.
- GOR de 100 a más de 3000 scf/stock-tank bbl.
- Contenido de gas entre 3000 scf/stock-tank bbl.

5.3 EQUIPOS

Se pueden observar en la figura 12 las herramientas por las cuales está compuesto el dispositivo, que será instalado en un pozo abandonado como se mencionó anteriormente.

5.4 APLICACIÓN

- Información necesaria para la aplicación

Para definir si un pozo es apto o no para ser objeto de la estimulación sísmica, en primer lugar, es necesario conocer ciertos datos del pozo, entre ellos:

- a. Caída de la presión de formación respecto a la inicial, %
- b. Corte de agua actual, %
- c. Número de capas en el intervalo perforado.
- d. Espesor mínimo de una formación productora, m
- e. Potencial espontáneo

f. Permeabilidad, μm^2

g. Contenido de arcilla, %

Valores apropiados

Tabla 7. Propiedades adecuadas del reservorio para la aplicación de la tecnología sísmica

Características	Valor
Permeabilidad	Mayor a 10 mD
Porosidad	Entre 13 a 20%
Tipo de formación	Arena

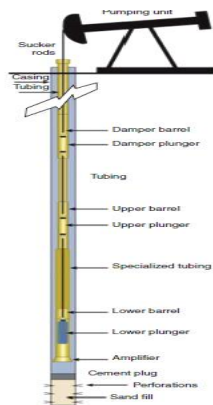
Fuente: WOODEN, Bill. Seismic Stimulation: An Eco-friendly, Effective EOR alternative. Technology update, 3, 2018.

- Solución para múltiples pozos

Las ondas elásticas generadas movilizan las gotitas de aceite que se adhieren a los granos de la formación. Aunque la herramienta opera en un solo pozo abandonado, su cobertura se extiende a través de bloques de falla y capas, estimulando el EOR en pozos dentro de un radio de hasta 1.4 millas²⁴.

²⁴ WOODEN, Bill. Seismic Stimulation: An Eco-friendly, Effective EOR alternative. Technology update, 3, 2018.

Figura 12. Componentes de la herramienta de estimulación sísmica



Fuente: WOODEN, Bill. Seismic Stimulation: An Eco-friendly, Effective EOR alternative. Technology Update, 3, 2018.

Las ondas elásticas que se generan no tienen barreras, ya sea en el plano vertical u horizontal. Los bloques de falla, la estratificación, y los cambios de fase hacen que no se detenga la estimulación sísmica ya que impedirían los métodos convencionales de EOR basados en fluidos.

- Efecto sobre la productividad a partir de la aplicación

Se pueden obtener a partir de su aplicación estos resultados:

- a. Disminución del BSW%
- b. Incremento de la producción de crudo
- c. Disminución de la producción de agua

5.2. VENTAJAS DE LA TECNOLOGÍA

- Se puede usar para múltiples pozos que estén a un radio de 1,4 millas.
- Se puede realizar la instalación en un pozo abandonado.
- Alcanza un aumento de producción favorable.

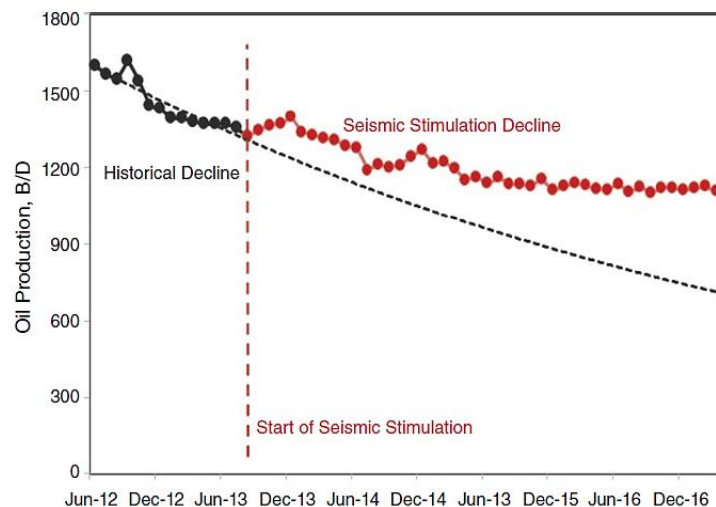
- Disminuye el corte de agua.
- Tiene cero efectos ambientales.
- No requiere transporte especializado o implementación.
- Estimula la producción a través de muchas fallas y horizontes.

5.3. CASOS DE APLICACIÓN

Los operadores han logrado importantes mejoras en la producción de petróleo y el corte de petróleo en campos con formaciones que incluyen carbonatos, areniscas, diatomitas y lutita.

- Caso 1

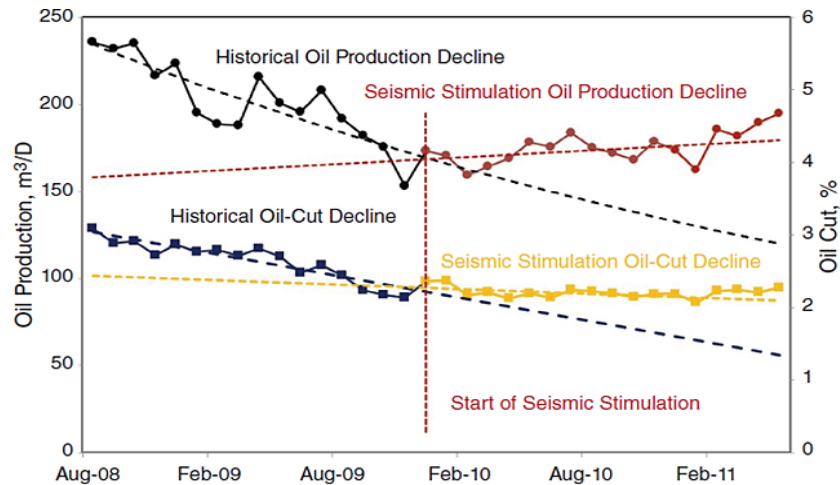
Gráfico 13. Producción de petróleo en una formación de carbonato en la aplicación de tecnología sísmica



Fuente: WOODEN, Bill. Seismic Stimulation: An Eco-friendly, Effective EOR alternative. Technology update, 3, 2018.

- Caso 2

Gráfico 14. Producción de petróleo en formaciones de arenisca para aplicación de tecnología sísmica



Fuente: WOODEN, Bill. Seismic Stimulation: An Eco-friendly, Effective EOR alternative. Technology update, 3, 2018.

- Caso De Aplicación Para Las Distintas Zonas en el Yacimiento

Tabla 8. Datos del corte de agua y producción de crudo para caso de aplicación de tecnología sísmica.

Zonas	Antes de la estimulación		Después de la estimulación	
	Corte de agua %	Taza de crudo m/d	Corte de agua %	Taza de crudo m/d
1	85	30	80	50
2	80	30	37.5	80
3	77	35	71.2	49
4	79	42	70	40
5	90	55	56.2	110
6	80	23	29.9	84
7	69.3	35	67.7	40

Fuente: WOODEN, Bill., & KOSTROV , Sergey. Seismic Stimulation advances EOR technology. OIL&GAS JOURNAL, 5, 2016.

5.4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

- La Fig. 24 detalla los resultados en una Formación de carbonato en la cuenca, donde la tasa de disminución histórica del 17% se redujo a menos del 2%.
- En formaciones de arenisca, la herramienta ayudó a desencadenar el cambio de una tasa histórica de disminución de la producción de petróleo del 24% a una tasa de inclinación del 6%, y una tasa histórica de disminución de la reducción del petróleo del 30% a una inclinación del 5%.
- Se puede observar según la tabla 8 que la estimulación sísmica, logra en las zonas cerca al dispositivo en los distintos pozos alrededor que tanto su producción de aceite aumenta, como la disminución del corte de agua también se refleja. Va depender de otros factores que tanto es el porcentaje en el que se ven estos resultados.
- Los resultados muestran que el enfoque de estimulación sísmica ha sido probado en carbonato, arenisca y diatomita.
- Las ondas sísmicas aplican para un alto rango de gravedad API, es decir para casi todos los casos, pero su profundidad se puede ver limitada dependiendo del promedio de los pozos que existen alrededor.
- El equipo es manejado con fluidos a presión, pero esta tecnología hace el uso de agua a presión, se mantiene en una densidad constante, y no existe expansión de fluidos, así la amplitud de esa onda va ser baja, solo que su transmisión es muy profunda y es una energía adecuada entonces no afecta la integridad del pozo ni la formación.
- Las ondas elásticas se producen cada 10 segundos, implica un gasto de energía elevada en la bomba.
- El método más efectivo es en campos petroleros maduros con una relación gas petróleo de menos de 2,000 scf/bbl; una gravedad API superior a 13°, y que muestre un alto grado de heterogeneidad y petróleo derivado.

6. ESTIMULACIÓN POR VIBRACIONES

Es fundamentada en un modelo matemático, el cual determina la presión que debe imponerse sobre la formación, a través del anular, para controlar y revertir en un cierto grado la perturbación del límite agua-crudo, causada por el diferencial de presión a lo largo de vida de productividad del pozo. Así mismo se logra desplazar de manera progresiva e incrementándose de la misma forma la permeabilidad relativa al petróleo.

En definición, se basa en una tecnología de estimulación que se usa para la mejora de la productividad de los pozos de hidrocarburos, que funciona implantando ondas transversales con cierta amplitud y frecuencia, producidas por la expansión y compresión de un fluido compresible, encerrado en el espacio anular.

6.1 FUNCIÓN

La tecnología básicamente está fundamentada en el uso de una válvula de control, que permite la salida, mediante un mecanismo ON-OFF. Este mecanismo controla la presión dentro del espacio anular permitiendo periodos de flujo y periodos de compresión. Durante los periodos de compresión hay un aumento de presión y la altura del líquido sobre la bomba disminuye²⁵.

Durante la apertura de la válvula hay un proceso de expansión y liberación por tanto se eleva nuevamente la altura del fluido dentro del espacio anular y estas

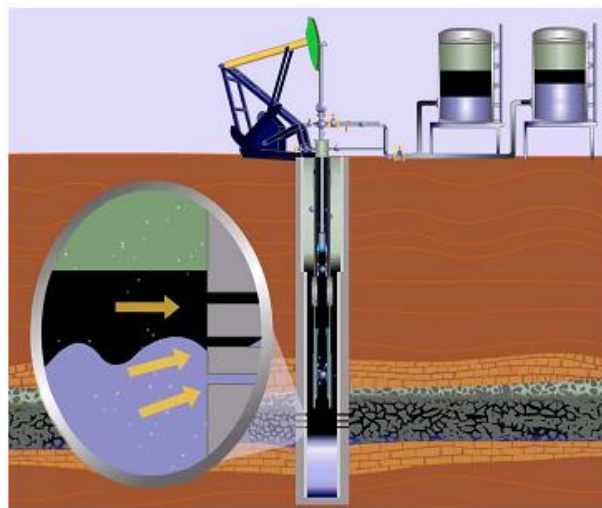
²⁵ PEÑA CALA, Álvaro. *Descripción de la tecnología de ondas vibratorias*. Bucaramanga, 2012.

variaciones se transmiten en el fondo del pozo y es lo que produce la onda transversal encargada según los promotores de hacer la estimulación.

Esta onda producida se envía y se transmite a través del anular al fondo del pozo y allí se replica produciendo una vibración particular con una frecuencia menor a los 2000 Hz que penetra en la formación.

Las ondas de presión vibratoria son ciclos repetitivos en el tiempo, que tiene una amplitud que oscila entre 10 a 30 libras en promedio de presión, dependiendo de las condiciones del yacimiento.

Figura 13. Diagrama general del funcionamiento de la tecnología por ondas vibratorias



Fuente: GARAVITO, Jairo. Fundamentos teóricos de las ondas vibratorias y de ultrasonido: Aplicación de las vibraciones elásticas en un medio poroso. Seeden Foundation. Bogotá, 2010.

6.2 EQUIPOS

6.2.1 El skid. Tal como se puede observar en la figura 27, el equipo utilizado en la cabeza de pozo, es simplemente un juego de válvula, un depurador o secador de gas, un sistema de registro de presión y la válvula de control en cargada de generar las ondas, utilizando la energía del yacimiento.

Se instala en superficie. Es programado para caracterizar la onda de presión que se requiere producir y funciona con la energía del gas anular o una fuente externa. Este skid o manifold se encuentra conectado en la línea de gas anular en cabeza de pozo.

Figura 14. Skid para generar las ondas de presión



Fuente: GARAVITO, Jairo. Fundamentos teóricos de las ondas vibratorias y de ultrasonido: Aplicación de las vibraciones elásticas en un medio poroso. Seeden Foundation. Bogotá, 2010.

La presión vibratoria se produce por la apertura y cierre periódico de la válvula de control. Que, a su vez, produce cambios hidrodinámicos en el flujo del gas anular, creando ondas de choque caracterizadas con una amplitud y frecuencia específicas.

6.3 PARAMETROS

- Generales²⁶
 - Corte de agua menor del 90%.
 - PIP (presión de entrada de la bomba) adecuada para el nivel de compresión.
 - Saturación residual de la formación productora superior al 30%.
 - Formación productora del tipo de arenas o carbonatadas.
- Utilizando la energía del pozo, el yacimiento y los fluidos
 - Gas anular mayor de 12.000 scfd.
 - Presión de fondo fluyente menor que la presión de burbuja o GOR mayor de 200 scf/bbl.
 - Gradiente de presión anular.

Estos parámetros son ideales para el máximo aprovechamiento de la tecnología con los mejores resultados, sin embargo, no son en su totalidad determinantes y depende de las condiciones de cada pozo. Los parámetros son particulares para cada pozo. Mediante un estudio preliminar se determina para cada pozo la aplicabilidad de la tecnología.

6.4 APLICACIÓN

La aplicabilidad de la tecnología en un pozo particular es determinada principalmente por la toma de datos y un análisis detallado de la información del

²⁶ GARAVITO, Jairo. *Fundamentos teóricos de las ondas vibratorias y de ultrasonido: Aplicación de las vibraciones elásticas en un medio poroso*. Seeden Foundation. Bogotá, 2010.

pozo y del yacimiento. En esta tecnología mediante un estudio preliminar se determina para cada pozo la aplicabilidad de la tecnología. Consecuentemente, se deduce que cada pozo se programa con una presión y una frecuencia específica.

Para aplicación se requiere contar en lo posible con las siguientes condiciones:

- Anular Abierto
- PIP adecuada para el nivel de compresión.
- Integridad del estado mecánico.
- Información necesaria para su aplicación.

Requiere de un buen contenido de información que pueda sea suministrada del pozo y yacimiento. De este modo, es necesario contar con:

- a. Presión de Fondo Fluyente.
- b. Propiedades de los Fluidos.
- c. Sistema de Levantamiento artificial.
- d. Geometría de Pozo.
- e. Volumen de Gas Anular.
- f. Prueba de restauración de Presión.
- g. Propiedades del yacimiento.

- Efecto sobre la productividad a partir de la aplicación

Se pueden obtener a partir de su aplicación estos resultados:

- a. Disminución del BSW%
- b. Incremento de la producción de crudo
- c. Disminución de la producción de agua
- d. Aumenta la productividad

6.4.1 Efectos de la aplicación de la tecnología. La tecnología consiste en una fuente de ondas transversales controladas y estas generar los siguientes efectos:

En la formación:

- Remoción de depósitos inorgánicos y orgánicos
- Creación de nuevos canales de filtración para el desplazamiento de los fluidos.
- Disminución de los factores de daño de formación en el wellbore
- Mejora la permeabilidad relativa al crudo en las zonas productoras.
- Mejora las condiciones de filtración.
- Elimina posibles bloqueos causados por agua al flujo del crudo.
- Aumenta la productividad.
- Reduce el BSW bajo ciertas condiciones hidrodinámicas y características de los fluidos.

En respuesta incrementa la producción de crudo por aumento de la producción total, y por desaceleración o disminución del BSW.

En el pozo:

- Remueve depósitos orgánicos e inorgánicos de la tubería de producción
- Previene la formación de depósitos orgánicos e inorgánicos
- Mejora la eficiencia de la bomba de subsuelo
- Reduce la espuma entrando a la bomba
- Estabiliza el pozo y los parámetros de producción

La tecnología no requiere parar el pozo, ni movilizar equipo para su instalación; una vez instalada la tecnología, el Skid permanecerá conectado al anular del pozo, de manera permanente.

6.5 VENTAJAS DE LA TECNOLOGÍA

- Aumenta la productividad mediante el aceleramiento de la producción, el incremento de las reservas recuperables y la conservación de la energía del yacimiento.
- Reduce el lifting cost.
- No es invasiva a la formación ni al pozo.
- Operación limpia.
- No requiere parar la operación de los pozos para su conexión y funcionamiento
- La estimulación es permanente hasta cuando se considere técnicamente justificable.
- No requiere movilización de maquinaria para instalación u operación.
- Uso eficiente de la energía del yacimiento.
- No tiene ningún riesgo económico para la empresa petrolera y no requiere ningún tipo de inversión en infraestructura para su aplicación por parte de la compañía petrolera.

6.6 CASOS DE APLICACIÓN

- Caso 1

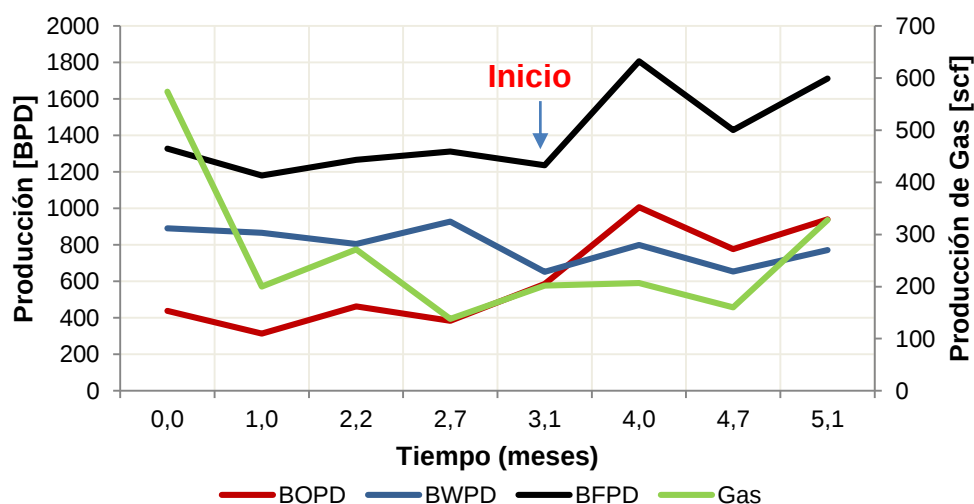
Este pozo produce por capa de gas de un yacimiento cuya gravedad API es 9°.

Tabla 9. Producción antes y después de la aplicación de la tecnología por ondas vibratorias

Días	Meses	BFPD	BOPD	BWPD	GAS
0	0,0	1328	438	890	574
30	1,0	1181	314	867	200
Días	Meses	BFPD	BOPD	BWPD	GAS
65	2,2	1266	462	804	271
82	2,7	1312	384	928	138
94	3,1	1237	585	652	202
120	4,0	1806	1006	800	207
141	4,7	1430	776	654	160

Fuente: BETANCOURT, Fabián. Caso de Negocio: Producción incremental mediante la aplicación de la tecnología de ondas vibratorias. Seeden Foundation. Bogotá, 2008.

Gráfico 15. Comportamiento de la producción con la tecnología por ondas vibratorias



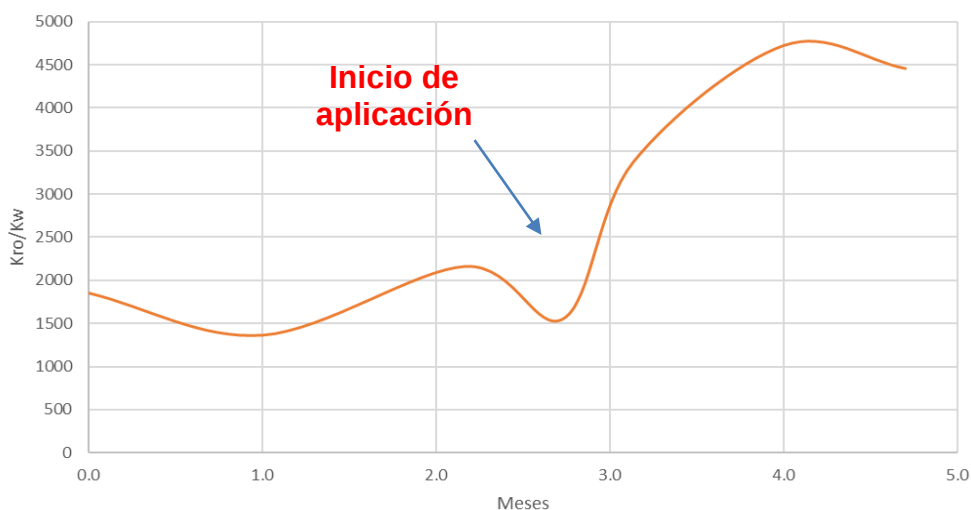
Fuente: BETANCOURT, Fabián. Caso de Negocio: Producción incremental mediante la aplicación de la tecnología de ondas vibratorias. Seeden Foundation. Bogotá, 2008.

Tabla 10. Comportamiento de las propiedades de los fluidos por la aplicación de ondas vibratorias

Días	Sw	Kro	Krw	M
0	65,28%	0,042	0,278	1848
30	72,01%	0,022	0,373	1360
65	61,59%	0,057	0,234	2158
82	69,19%	0,029	0,331	1554
94	50,22%	0,123	0,127	3370
120	41,37%	0,202	0,071	4723
141	42,88%	0,186	0,079	4456

Fuente: BETANCOURT, Fabián. Caso de Negocio: Producción incremental mediante la aplicación de la tecnología de ondas vibratorias. Seeden Foundation. Bogotá, 2008.

Gráfico 16. Comportamiento de la movilidad con el caso 1 de aplicación por ondas vibratorias



Fuente: BETANCOURT, Fabián. Caso de Negocio: Producción incremental mediante la aplicación de la tecnología de ondas vibratorias. Seeden Foundation. Bogotá, 2008.

- Caso 2

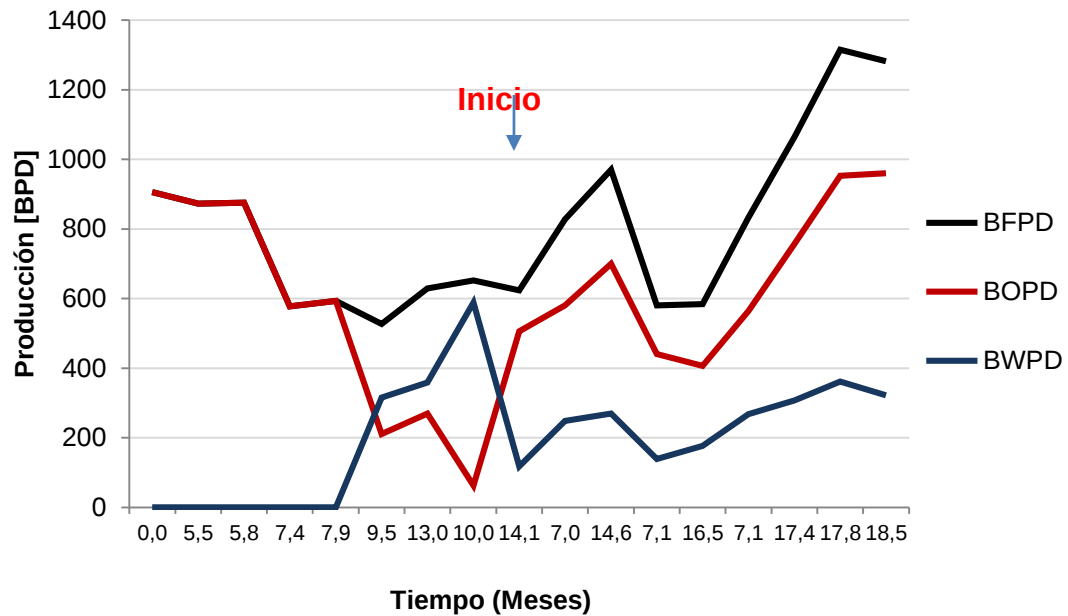
Este pozo produce de un yacimiento con crudo de 18°API por empuje activo de agua. La presión inicial del yacimiento era de 1800 psi y tras 35 años llegó a 1975 psi.

Tabla 11. Producción antes y después de la aplicación de la tecnología de ondas vibratorias

Días	BFPD	BOPD	BWPD
0	906	906	0
164	873	873	0
174	876	876	0
222	578	578	0
237	593	593	0
284	527	211	316
389	629	270	359
299	652	63	589
422	624	506	118
211	828	580	248
437	970	700	270
212	580	441	139
496	584	407	177
214	832	564	268
521	1064	757	307
535	1315	953	362
555	1282	960	322

Fuente: BETANCOURT, Fabián. Caso de Negocio: Producción incremental mediante la aplicación de la tecnología de ondas vibratorias. Seeden Foundation. Bogotá, 2008.

Gráfico 17. Comportamiento de la producción con el caso 2 de la aplicación de ondas vibratorias



Fuente: BETANCOURT, Fabián. Caso de Negocio: Producción incremental mediante la aplicación de la tecnología de ondas vibratorias. Seeden Foundation. Bogotá, 2008.

Tabla 12. Comportamiento de las propiedades de los fluidos por la aplicación de la tecnología de ondas vibratorias

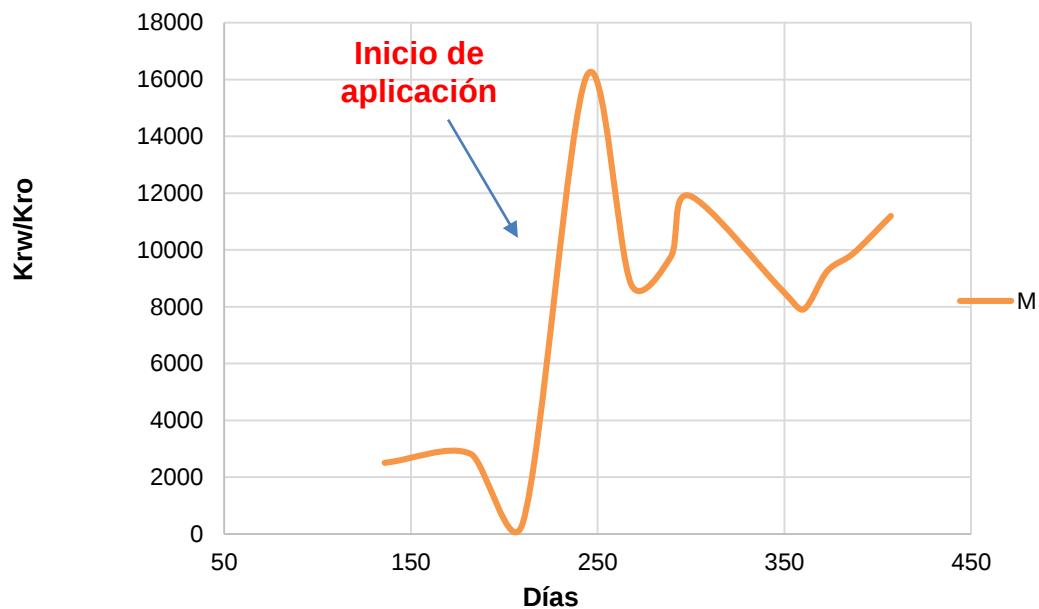
Días	Sw	Kro	Krw	M
0	-5.26%	1.16635	-0.00015	
164	-5.26%	1.16635	-0.00015	
174	-5.26%	1.16635	-0.00015	
222	-5.26%	1.16635	-0.00015	
237	-5.26%	1.16635	-0.00015	
284	57.85%	0.07486	0.19365	2508
389	54.82%	0.09225	0.16471	2824
299	89.83%	0.00105	0.72485	402
299	89.83%	0.00105	0.72485	402
422	14.64%	0.62191	0.00314	16104
211	26.26%	0.40089	0.01812	8783

Tabla 12 (Continuación). Comportamiento de las propiedades de los fluidos por la aplicación de la tecnología de ondas vibratorias

Días	Sw	Kro	Krw	M
437	24.04%	0.43834	0.01389	9736
212	19.96%	0.5127	0.00796	11915
496	26.64%	0.3948	0.01891	8636

Fuente: BETANCOURT, Fabián. Caso de Negocio: Producción incremental mediante la aplicación de la tecnología de ondas vibratorias. Seeden Foundation. Bogotá, 2008.

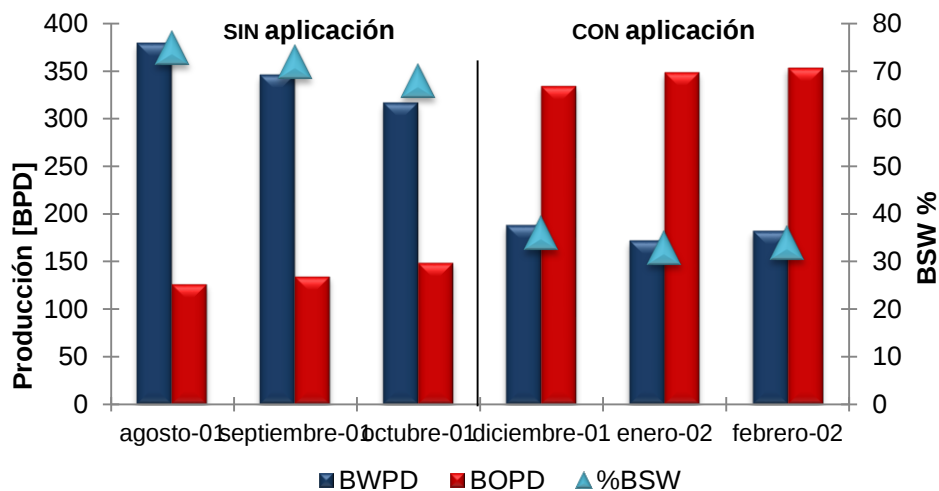
Gráfico 18. Comportamiento de la Movilidad con la aplicación de ondas vibratorias



Fuente: BETANCOURT, Fabián. Caso de Negocio: Producción incremental mediante la aplicación de la tecnología de ondas vibratorias. Seeden Foundation. Bogotá, 2008.

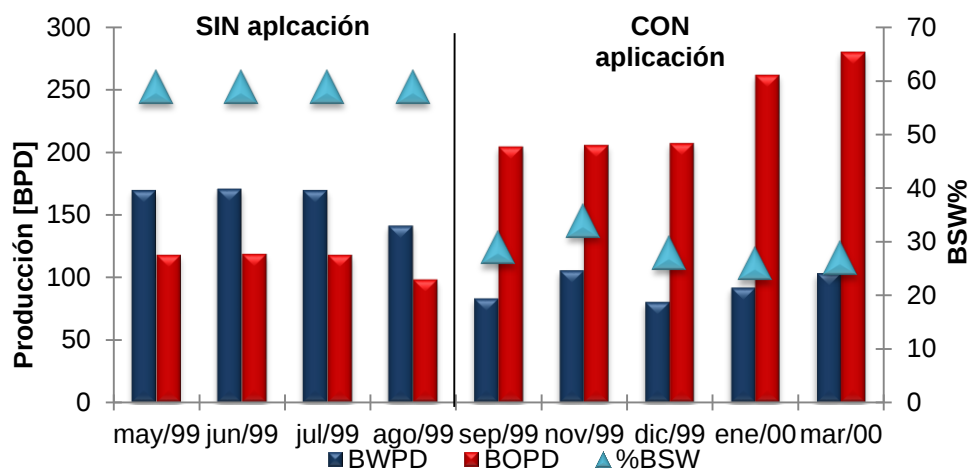
6.7 COMPARACIÓN ENTRE UN CRUDO DE BAJA API Y ALTO API

Gráfico 19. Aplicación de la tecnología por ondas vibratorias con crudo de 9° API



Fuente: PEÑA CALA, Álvaro. Descripción de la tecnología de ondas vibratorias. Bucaramanga, 2012.

Gráfico 20. Aplicación de la tecnología por ondas vibratorias con crudo de 24° API



Fuente: PEÑA CALA, Álvaro. Descripción de la tecnología de ondas vibratorias. Bucaramanga, 2012.

6.8 ANALISIS DE RESULTADOS

- Se puede observar que en los dos casos se nota claramente el cambio del aumento de producción del crudo al momento de aplicar la tecnología. Adicionalmente, se comprueba este efecto en casos reales que han sido intervenidos para ayudar con el problema de daño a la formación.
- En la gráficas del comportamiento de la producción (Gráf. 15 Y Gráf. 17) se puede observar que ésta es estable, no existe un decaimiento de la producción que se pueda dar por la disminución de la presión, así que se ve un aumento o establecimiento de la producción en estos dos casos donde fue aplicada la tecnología.
- La movilidad es un factor que se ve influido por la estimulación, ya que la vibración y la relajación temporal que produce las ondas promueve la remoción de las partículas de crudo que se encuentra adheridas a la roca, permitiendo así que el agua de mayor peso y fluidez entre en contacto con la roca de este modo facilita el flujo de crudo de la formación al pozo y es una de las posibles causas del aumento de la producción. De acuerdo a la Gráf. 16 y Gráf. 18. En el momento que se aplica la tecnología se ve un gran aumento de la movilidad, casi el doble siendo este el factor que influye facilidad en el que el crudo se mueve en el yacimiento.
- En las tablas 8 y 10 se puede notar que las propiedades como la permeabilidad de agua y aceite residual, y la saturación del agua, son influyentes igualmente, en donde se puede observar que hay disminución en la permeabilidad relativa del agua y su saturación, estos efectos son los que se ven reflejados en la disminución del corte del agua, y la permeabilidad relativa de aceite aumenta, por ende hay un aumento en el flujo del aceite en el yacimiento.
- En las graficas (Gráf. 19 y Gráf. 20) donde me muestran la comparación entre el comportamiento de un crudo de alto API (liviano) y uno de bajo API (pesado), podemos observar que en los crudo pesados es donde más se evidencia el

cambio de producción del crudo y disminución del corte de agua. Da mayor efecto.

- El yacimiento se encuentra sometido a una compresión aumento la presión de fondo fluyente y reduzco el diferencial de presión, lo lógico es que se reduzca la producción. Pero según los resultados se observa lo contrario, así que esto puede indicar que o solo puede ser posible que haya un aumento de los canales de flujo o la permeabilidad del yacimiento aumenta.

Con base en los resultados presentados por esa tecnología, a continuación, se hace un análisis frente a la producción total a la permeabilidad y mojabilidad:

- De acuerdo con los resultados hay un aumento de la producción, hay una reducción del corte de agua, hay un mejoramiento de la mojabilidad y aumento de la permeabilidad relativa del petróleo, sin embargo, no se puede comprobar, en forma técnica o científica, que efectivamente esté sucediendo esto. No obstante, teniendo en cuenta los resultados, se deduce que se mejora de la mojabilidad o bien puede ser se aumenta la permeabilidad relativa o se crearon nuevos canales de flujo. Los resultados indican que está pasando eso, pero no se puede se puede concluir específicamente esto, porque no hay información suficiente.
- Las ondas acústicas tienen la propiedad en ciertas frecuencias y para cada sustancia (fluido) existe una frecuencia sónica de relajación en el medio donde se propaga, por tanto, si la frecuencia de programación del equipo coincide con la frecuencia de relajación del fluido, éste sufriría una relajación molecular que causa una disminución temporal de la viscosidad.
- Asociado a la vibración. La vibración como tal es un medio que favorece la separación gravitacional, entonces, si una partícula del crudo está adherida a la roca, y hay la relajación, automáticamente se reduce la tensión interfacial entre la roca y el crudo, así que la vibración y la presión del agua, pueden favorecer la

mojabilidad. Ahora, la mojabilidad está asociada con la permeabilidad relativa, en cierto grado, así una puede ser influyente frente la otra propiedad.

7. COMPARACIÓN ENTRE LAS TECNOLOGÍAS

Cada una de las tecnologías explicadas anteriormente tiene sus ventajas y desventajas, sin embargo, para el propósito de este trabajo, es importante establecer un mecanismo de comparación entre ellas para definir cuál sería más apropiada para ser aplicada en campos colombianos.

Para tal fin, basados en los fundamentos teóricos, los parámetros que caracterizan cada tecnología y, principalmente, los resultados que se han obtenido en aplicaciones reales en campo; se han diseñado dos tablas, que tienen como propósito establecer parámetros de comparación entre las tres (3) tecnologías evaluadas en el presente trabajo.

7.1 APLICACIONES

Este ítem se refiere a los tipos de yacimientos/pozos/campos para los cuales se ha comprobado que la tecnología funciona, ya sea por los fundamentos teóricos o los casos exitosos de la aplicación de la tecnología en campo.

Los parámetros que serán comparados para determinar la aplicabilidad de los pozos serán los siguientes:

- Profundidad del pozo
- Tipo de formación
- Sistema de levantamiento artificial
- Método de recobro mejorado
- GOR
- BSW
- Gravedad API del crudo

- Permeabilidad de la formación

En la tabla a continuación se mostrará cada uno de los parámetros mencionados anteriormente, y para cada tecnología habrán tres (3) posibles opciones, dependiendo de qué tan aplicable o no sea dicha tecnología para un pozo con una característica en particular:

- ✓ : La tecnología se recomienda o está comprobado que funciona en estas condiciones
- ✗ : La tecnología no se recomienda o está comprobado que no funciona en estas condiciones
- : No hay registros en los fundamentos teóricos/casos reales de la aplicabilidad de la tecnología en estas condiciones

Tabla 13. Parámetros de aplicación para la comparación con las tecnologías

PARÁMETRO		Estimulación Ultrasónica	Estimulación Sísmica	Estimulación por ondas Vibratorias
Profundidad del pozo	Profundo	✓	✓	✓
	Somero	✓	✓	✓
Tipo de pozo	Vertical	✓	✓	✓
	Desviado	✓	✓	✓
	Horizontal	✗	✓	✓
Tipo de formación	Arenisca	■	✓	✓
	Caliza	✓	✗	✗
	Carbonato	■	✓	✓
	Otras	■	✓	■
Sistema de levantamiento artificial	B. Mecánico	✓	■	✓
	Bombeo Hidráulico	■	■	■
	PCP	■	■	✓
	ESP	■	■	✓
	Gas Lift	✓	■	■
Método de recobro mejorado	Inyección de agua	✓	✗	✓
	Métodos térmicos	■	✗	✓
	Métodos químicos	■	✗	■

Tabla 13 (Continuación). Parámetros de aplicación para la comparación con las tecnologías

PARÁMETRO		Estimulación Ultrasónica	Estimulación Sísmica	Estimulación por ondas Vibratorias
Método de recobro mejorado	Métodos miscibles	■	X	■
GOR	Bajo	✓	✓	✓
	Alto	✓	X	✓
Gravedad API	Crudo liviano	✓	✓	✓
	Crudo mediano	✓	✓	✓
	Crudo pesado	✓	✓	✓
	Crudo extrapesado	X	X	✓
Permeabilidad	Baja	X	✓	✓
	Media	✓	✓	✓
	Alta	✓	✓	✓

7.2 RESULTADOS

Este ítem se refiere a los resultados que se han obtenido en los casos en los cuales la tecnología ha sido aplicada, ya sea exitosamente o no. Los resultados se mostrarán como porcentajes, para que de esta manera se pueden comparar las tres (3) tecnologías de manera objetiva. Cabe aclarar que los porcentajes mostrados serán el promedio de los resultados que se encuentren publicados para cada tecnología en específico y no únicamente los casos mostrados en el presente trabajo. Sin embargo, debido a que son resultados publicados por las personas que representan estas tecnologías, están sujetos a esa información.

Los resultados que se van a comparar serán, en esencia, datos de producción y parámetros del yacimiento. A continuación se enlistarán dichos parámetros:

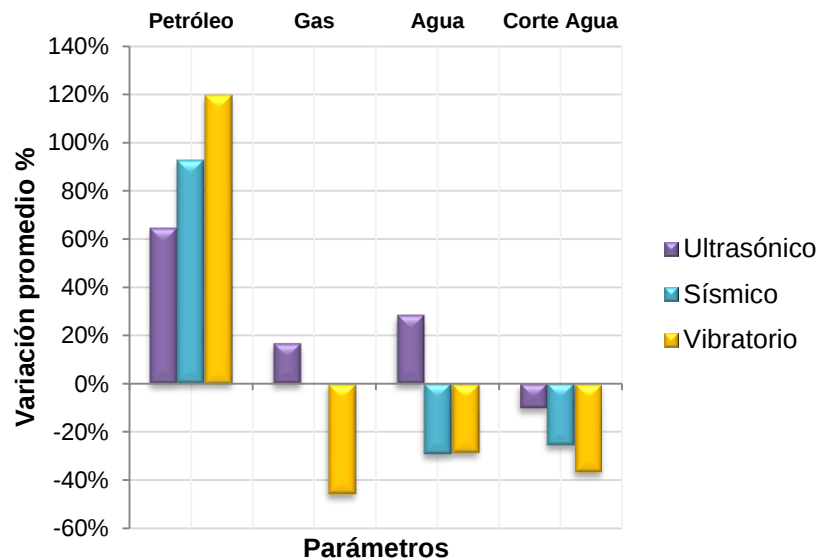
- Producción de petróleo

- Producción de gas
- Producción de agua
- Corte de agua
- Permeabilidad relativa (al aceite, agua)
- Movilidad
- Saturación de agua

Tabla 14. Comparación de resultados con las tecnologías

Parámetro		Estimulación Ultrasónica	Estimulación Sísmica	Estimulación por ondas Vibratorias
Producción	Petróleo	65%	93%	120%
	Gas	17%	N/A	-46%
	Agua	29%	-29%	-29%
Corte de agua	Wcut	-10%	-26%	-37%
Permeabilidad relativa	Kro	N/A	N/A	260%
	Krw	N/A	N/A	-52%
Movilidad	M	N/A	N/A	127%
Saturación de agua	Sw	N/A	N/A	-26%

Gráfico 21. Comparación de las tecnologías



7.3 APLICACIÓN EN COLOMBIA

7.3.1 Estimulación por ondas ultrasónicas

Tabla 15. Aplicación de la estimulación por ondas ultrasónicas

Características	Valor Teórico	Valor Real
Corte de agua actual	Máximo 80%	27 – 85%
Porosidad	Mayor a 15%	19 – 40 %
Gravedad API	Mayor a 12°API	14,2 – 42°
Profundidad	Sin limitante	3300 – 10300 ft

De acuerdo con estas características, se puede determinar que esta tecnología puede ser aplicada en pozos de Caguan-Putumayo, que cuentan con crudos de 16 – 23°API aproximadamente. Adicionalmente, se escoge esta cuenca ya que tiene formaciones productoras de calizas, y esta tecnología ha sido probada exitosa en este tipo de formación. La profundidad no se considera un factor determinante ya que su rango es muy amplio. En este caso el factor limitante sería el corte de agua para determinar en qué pozo puede ser aplicada con resultados positivos.

7.3.2 Estimulación por ondas sísmicas

Tabla 16. Aplicación de la estimulación por ondas sísmicas

Características	Valor Teórico	Valor Real
Porosidad	6%-14%	6%-14%
Permeabilidad	Sin limitaciones	0,01 a mayores de 1 mD
Gravedad API	Mayor a 13 API	20-30°
Profundidad	Limitación de la profundidad de tubería de la bomba	700-10.000 ft

Esta tecnología ha sido aplicada en áreas, específicamente en Estados Unidos: Permian Basin y Middle East, donde la distancia entre fallas está separada por

grandes distancias de millas. Así que no es recomendable usarla en zonas con fallas, como es el caso en Colombia que es un país multi-fallado. Ya que la aplicación de esta tecnología está fundamentada en generar ondas de choques con una caída de presión instantánea de 3000 psi, una energía suficiente para recorrer grandes distancias y generar comunicación por medio de las fallas entre la superficie y el horizonte productor o por zonas de alta permeabilidad vertical, esto conlleva al riesgo de estratos de agua superiores con crudos de la zona estimulada, presentando algún riesgo altamente ambiental.

7.3.3 Estimulación por ondas vibratorias

Tabla 17. Aplicación de la estimulación por ondas vibratorias

Características	Valor Teórico	Valor Real
Corte de agua actual	Menor al 90%	40 – 95%
Viscosidad	Mayores de 1 cP	1200 – 3500 cP
Permeabilidad	Sin limitaciones	0.1-30 mD
Gravedad API	9 – 40°	9 – 25°
Profundidad	Sin limitante	3000-12000

De acuerdo con estas características, se puede determinar que esta tecnología puede ser aplicada en pozos con crudos de 9 – 36°API aproximadamente. Entre los casos de aplicación exitosos se destacan pozos de la cuenca del Orinoco, en Venezuela, cuyas características se asemejan la cuenca de los Llanos Orientales. Adicionalmente, se ha probado en campos ecuatorianos cercanos a la frontera con Colombia, que geográfica y litológicamente tienen características similares a las que se pueden encontrar en la cuenca del Putumayo. Además de estos casos, esta tecnología ha sido la única, entre las discutidas en el presente trabajo, probada exitosamente en campos colombianos ubicados en la cuenca del Valle Medio de Magdalena.

8. CONCLUSIONES

- Las ondas por su energía tienen la capacidad de causar vibraciones que pueden favorecer la remoción de depósitos orgánicos y la segregación gravitacional dentro de la formación. Esto modifica las condiciones de producción del yacimiento y favorece el flujo de crudo.
- Las tres tecnologías evaluadas en el presente trabajo, pueden ser comparadas en varios aspectos, tanto en su principio de aplicación como en el aumento de productividad y la disminución del corte de agua que se pueden evidenciar a partir de los resultados en los casos de aplicación. Sin embargo, la diferencia entre ellas recae en el tipo y la forma como se produce la onda de estimulación, el equipo y los efectos adicionales a éste que pueda generar cada tipo de onda en específico en cada una de las tecnologías.
- Para el caso de la tecnología de estimulación ultrasónica, a diferencia de las demás tecnologías, se evidencia un aumento en la producción de gas, el cual no es un parámetro evidenciado en el resto de tecnologías.
- El ultrasonido puede producir calentamiento por histéresis de los dieléctricos, adicionalmente la presión del sonido puede generar fenómenos de rarefacción y licuefacción. Sin embargo, no es claro si estos fenómenos se presentan y si la energía generada por estos podría llegar a afectar el medio en que se produce, es decir, podría ser agresiva contra el yacimiento. Por tanto, antes de implementar esta tecnología se debe indagar si hay calentamiento del medio y si existe una manera controlada de evitar que se alcancen temperaturas muy altas.

- Aplicando la estimulación ultrasónica se pueden estimular formaciones de caliza, las cuales son comunes en cuencas colombianas, en donde su rango de aplicabilidad superaría a las demás tecnologías.
- Una de las desventajas de la estimulación ultrasónica es que implica matar el pozo, es decir, se debe para el pozo. Además, al ser necesario sacar tubería para introducir la herramienta, implica un trabajo de Workover, lo cual representa una mayor cantidad de tiempo sin producción y un incremento en costos. En contraste, la tecnología de ondas vibratorias no causa pérdida de producción, ya que su instalación y puesta en funcionamiento no requiere parar la operación del pozo.
- Por su parte, la tecnología de ondas sísmicas representa unas ventajas importantes en la medida en que no tiene limitaciones por el tipo de completamiento, tubing, casing o sistema de levantamiento artificial del pozo que reciba el efecto de la tecnología, debido a que no se aplica directamente en el pozo.
- La tecnología por ondas vibratorias, a diferencia de las demás, permite la aplicación en yacimientos con crudo extra pesado, lo que implica un rango de aplicabilidad muy extenso, especialmente para los campos colombianos en zonas donde predominan estos crudos con baja gravedad API.
- La tecnología de ondas vibratorias tiene la capacidad de controlar el flujo de agua de la formación al pozo, como se evidencia en todas las aplicaciones estudiadas. Esto se demuestra mediante una disminución no solo del corte de agua, sino de la producción de agua como tal, efecto que no es apreciable en las demás tecnologías evaluadas.

- La permeabilidad relativa y la mojabilidad son las propiedades fisicoquímicas que más juegan papel en la tecnología por ondas vibratorias, ya que pueden marcar la diferencia con el efecto que realiza estas ondas ya que nos ayuda a la limpieza de los poros y/o abriendo nuevos canales para su producción y a su vez hacen que se desprendan los finos y/o moléculas de asfaltenos y parafinas, para que no exista un efecto negativo de cambio de mojabilidad en la formación.
- Los resultados obtenidos de la aplicación de ondas vibratorias en varios casos, permite determinar con seguridad la onda de presión vibratoria que debe imponerse en superficie a través del anular para generar en el fondo del pozo una onda vibratoria característica y controlada, que penetra en la zona productora de la formación, para atenuar el avance del agua, aumentando las reservas recuperables y acelerando la producción de crudo.
- El dispositivo que usan las tecnologías por ondas vibratorias y ultrasónicas, no tiene necesidad de ser instalado en otro pozo diferente, si no en el pozo que será seleccionado, esto refleja una mejoría de los resultados debido a que la aplicación se hace más cercana al fondo del pozo. Las ondas vibratorias se aplican en el anular, por lo que la distancia que tiene que recorrer la onda es mucho menor, y recorre menos presión, otorgando una ventaja adicional a esta tecnología.
- Las aplicaciones de las estimulaciones con ondas, con las diferentes tecnologías, se caracterizan por no ocasionar un daño en la formación y por su viabilidad ambiental, en cuanto a que su aplicación no representa daños al medio ambiente.
- Evaluando las ventajas y desventajas de cada una de las tecnologías presentadas, se concluye que la tecnología por ondas vibratorias tiene una mayor aplicabilidad para campos colombianos, ya que su rango de aplicación en

cuanto al tipo de formación y las características del crudo en las cuales es aplicable y exitosa, es más extenso que las demás tecnologías.

9. RECOMENDACIONES

- Se recomienda iniciar la aplicación de estas tecnologías en campos pilotos colombianos, con el fin de rectificar los efectos positivos que se han evidenciado en aplicaciones en pozos a nivel mundial, específicamente en el aumento de productividad y disminución del corte de agua.
- Adicionalmente, seguir con la investigación a nivel de yacimiento de los efectos que generan las ondas y que se ven reflejados en los datos de producción, para poder optimizar las tecnologías actuales y obtener mayores beneficios, de ser posible.
- Para el caso de la tecnología con ultrasonido, es importante verificar si los fenómenos que fundamentan esta tecnología (implosión y cavitación) realmente se están presentando y cómo se presentan, ya que los resultados no evidencian un aumento en la presión y consecuentemente en la producción, de la magnitud que se esperaba al presentarse estos fenómenos. Adicionalmente, se recomienda realizar estudios de la gravedad API y la viscosidad antes y después de la estimulación, para identificar si se presenta el fenómeno de resonancia, el cual genera un rompimiento de aglomerados moleculares y, por ende, un cambio en estas propiedades.
- Para el caso de las ondas vibratorias, se recomienda continuar con el estudio y la aplicación de esta tecnología específicamente para ampliar la base de datos y verificar efectivamente si se está mejorando la mojabilidad y la permeabilidad o si se aumentaron los canales de producción en el pozo, tal como muestran los resultados hasta el momento presentados.

- Los resultados presentados por las diferentes tecnologías estudiadas no son suficientes para determinar si efectivamente esos efectos se repiten en otros campos y otros pozos. Por lo tanto, se recomienda ampliar la información y las aplicaciones de las tecnologías para verificar si los resultados obtenidos son repetitivos y extensibles.

BIBLIOGRAFÍA

BETANCOURT, Fabián. Caso de Negocio: Producción incremental mediante la aplicación de la tecnología de ondas vibratorias. Seeden Foundation. Bogotá, 2008.

BUSBY, Rebecca. Glosario de la Industria Petrolera. Tulsa: PennWell Corporation, 2006.

DAVIDOVICH Landau Lev & E, M. Lifshitz. Mecanica de Fluidos. REVERTÉ, 1994.

D.C., Thomas, H, Hsing, & D.E, Menzie. "Evaluation of Core Damage Caused by Oil Based Drilling and Coring Fluids". Paper SPE 13097. 59TH Annual Fall Meeting if the SPE. Houston, 16 de September, 1984.

EVINDER, H., & MUSKAT, M. Calculation of Theoretical Productivity Factor. New York Meeting, (págs. 1-5). New York, 1941.

FERRER, Magdalenad de Paris. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos . Astro Dala S.A. Venezuela, Maracaibo 2001.

FORREST, F., & CRAIG , J. Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua. New York, 1982.

GARAVITO, Jairo. Fundamentos teóricos de las ondas vibratorias y de ultrasonido: Aplicación de las vibraciones elásticas en un medio poroso. Seeden Foundation. Bogotá, 2010.

-----, Problemas que resuelve la estimulación hidrodinámica de pozos de petróleo en el incremento de producción. Seeden Foundation. Bogotá, 2009.

GRANADOS CALIZ, Jaime, & FLORES ÁVILA, Fernando. Prueba Tecnológica de Estimulación de Pozos Petroleros Mediante la Tecnología Ultrasónica (PU) en Pozos del IAITG. Ingeniería Petrolera, 2013.

HAIDER, M. The Productivity Index. Fort Worth Meeting, (págs. 1-8). Fort Worth, 1963.

HALDORSEN, Jacob., LITON JOHNSON, David., PLONA, Tom., SINHA, Bikash., VALERO, Henri-Pierre., & WINKLER, Kenneth. Acústica de Pozo. Oilfield Review, 36-45, 2006.

HOUSEWORTH, James. Advanced Well Stimulation Technologies. California Council on Science & Technology. 2016.

INERCO Acústica. (29 de Mayo de 2012). ¿Cómo son las ondas sonoras y las ondas acústicas? Obtenido de INERCO Acústica: <http://www.inercoacustica.com/acustipedia/item/123-%C2%BFc%C3%B3mo-son-las-ondas-sonoras-y-las-ondas-ac%C3%B3sticas>

INTELIGENCIA PETROLERA . (22 de Noviembre de 2017). Disponible en: <http://inteligenciapetrolera.com.co/inicio/expo-oil-gas-2017-las-empresas-trabajan-aumentar-porcentaje-recobro-mejorado/>

ISLA SILVA, Carlos. Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros. Ciudad de México: Colegiad de Ingenieros Petroleros de Mexico, A.C. 1991.

JIMÉNEZ DURÁN, Jimena Tatiana. determinación de permeabilidades relativas en laboratorio en un sistema líquido-líquido. Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura unidad Ticomán, Mexico, 2010.

MANCERA RUIS, Juan Ricardo. (17 de Septiembre de 2018). MANCERA . Obtenido de <http://manceras.com.co/artvibraciones.pdf>. 17 de Septiembre, 2018.

MARSHALL, Jeff., KOSTROV, Sergey., & WOODEN, Bill. Seismic stimulation improves production fro West Texas carbonate. Oil & Gas Journal, 4, 2011.

MEDINA ANGELES, Raúl . Efecto de la mojabilidad en yacimientos de hidrocarburos. UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO, 2018.

M, Mullakaev., V. Abramov. , & A, Abramova. Development of ultrasonic equipment and technology for well stimulation and enhanced oil recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1-6, 2015.

M.M, Sharma., & R.W., Wunderlinch. The Alteration of Rock Properties due to Interactions with Drilling Fluid Components. Paper SPE 14302n. Las Vegas, Nevada: Presented at the 60th Annual tech. Conf and Exhibition. 16 de Septiembre, 1984.

NOLEN-HOEKSEMA, Richard. Elementos de Fracturamiento Hidráulico. Oilfield Review, 57-58, 2013.

PEÑA CALA, Álvaro. Descripción de la tecnología de ondas vibratorias. Bucaramanga, 2012.

PIZZARELLI PEROZZI, Sergio Gregorio. Estimulación Matricial para el Mejoramiento del Factor de Recobro de Producción en Pozos de Crudo Pesado con Inyección Alternativa de Vapor Combinada con Químicos Térmicos en el Campo Bachaquero Lago del Lago de Maracaibo, Tecana American University (TAU), Venezuela . Maracaibo, 2015.

Rexonics. (s.f.). Ultrasonic Oil Well Stimulation Technology. Recuperado el 12 de Noviembre de 2018. Disponible en: <https://rexonics.com/>

SALGADO, Blas Miguel., & GONZÁLEZ, Libardo Andres. Efecto de la Mojabilidad en las Propiedades Petrofísicas y Operaciones de Recobro Secundario. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2005.

Schlumberger. Obtenido de Permeabilidad, [15 de Septiembre del 2018]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/permeability.aspx>

----- . Obtenido de Permeabilidad absoluta [15 de Septiembre de 2018]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/absolute_permeability.aspx

TORRES PAPAQUI, Juan Pablo. (2015). Resonancia. Recuperado el 12 de Diciembre de 2018, de Departamento de Astronomía Universidad de Guanajuato, 201. Disponible en: http://www.astro.ugto.mx/~papaqui/ondasyfluidos/Tema_1.15-Resonancia.pdf

URALITA. La cavitación en sistemas de tuberías. Madrid, 2014.

WONG, Sau-Wai., BAS, Fred Van der., GROENENBOOM, Jeroen., & ZUIDERWIJK, Pedro. Near Wellbore Stimulation by Acoustic Waves. SPE European Formation Damage Conference. La Haya: Society of Petroleum Engineers Inc. 2003.

WOODEN, Bill. APPLIED SEISMIC RESEARCH. [16 de Septiembre de 2018]. Disponible en: <http://seismicstimulation.net/>

-----, Seismic Stimulation: An Eco-friendly, Effective EOR alternative. Technology update, 3, 2018.

WOODEN, Bill., & KOSTROV , Sergey. Seismic Stimulation advances EOR technology. OIL&GAS JOURNAL, 5, 2016.

ANEXOS

Anexo A. Casos de Aplicación Estimulación Ultrasónica

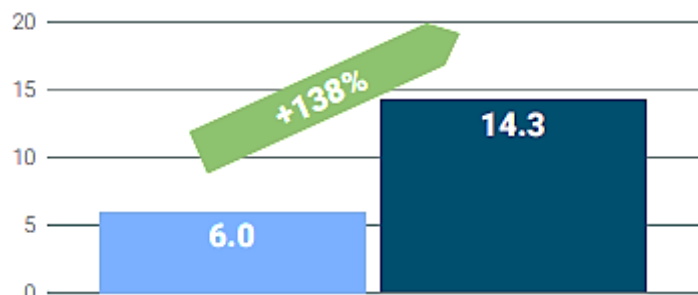
- Caso 1 de estimulación ultrasónica en un pozo onshore

Figura 15. Datos del pozo 1 con estimulación ultrasónica (Anexo A)

PRODUCER Confidential	TOTAL STIMULATED LENGTH [ft] 12	RESONATOR TIT-76
Year of completion	2014	
Total well depth [ft]	10095	
Production methodology	Sucker Rod Pump	
EOR methodology	Waterflood	
Lithology at perforation depth	Porous Limestone	
Temperature at perforation depth [Deg C]	63	
Hydrostatic pressure at perforation depth [psi]	797	
API grade	42	
Well inclination at perforation depth [deg]	0	
Casing OD at perforation depth [in]	5.5	
Total stimulation time	3 hours	

[BOPD]

■ Prior stimulation ■ After stimulation ■ Increase / Decrease



Average Oil production – 1.2 months monitoring

	PRIOR	AFTER
Water [BWPD]	33.7	66.1
Gas [MCFPD]	59.5	65.0

Gráfico 22. Producción antes y después de la estimulación ultrasónica caso 1 (Anexo A)

Gas Production [Mcfpd]

--- Average Gas Production prior US Stimulation - - - Average Gas Production after US Stimulation



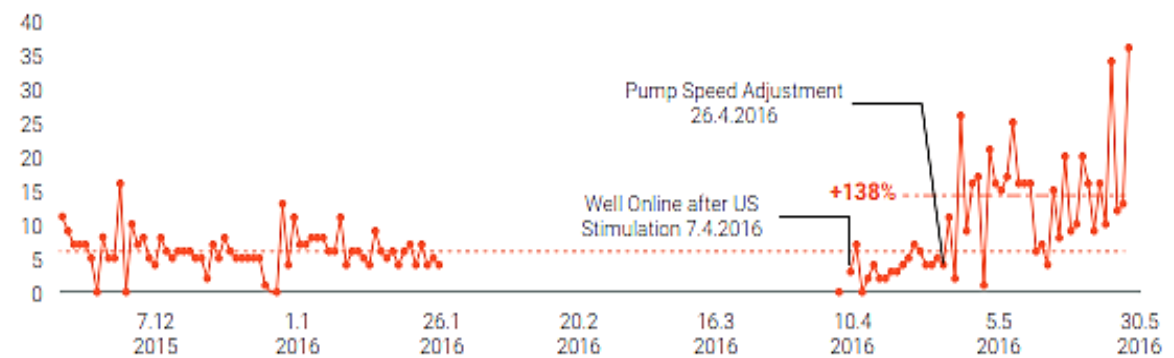
Water Production [bpd]

----- Average Water Production prior US Stimulation



Oil Production [bpd]

----- Average Oil Production prior US Stimulation - - - Average Oil Production after US Stimulation



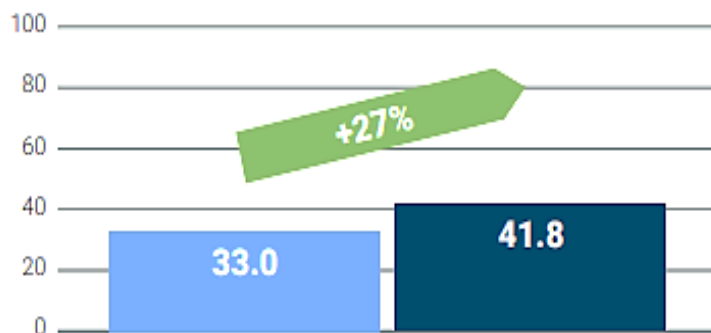
- Caso 2 de estimulación ultrasónica en un pozo onshore

Figura 16. Datos del pozo 2 con estimulación ultrasónica (Anexo A)

PRODUCER Confidential	TOTAL STIMULATED LENGTH [ft] 22	RESONATOR TIT-44
Year of completion	2001	
Total well depth [ft]	9420	
Production methodology	Sucker Rod Pump	
EOR methodology	Waterflood	
Lithology at perforation depth	Porous Limestone	
Temperature at perforation depth [Deg C]	63.6	
Hydrostatic pressure at perforation depth [psi]	1180	
API grade	35	
Well inclination at perforation depth [deg]	0	
Casing OD at perforation depth [in]	5.5	
Total stimulation time	11 hours	

[BOPD]

■ Prior stimulation ■ After stimulation ■ Increase / Decrease



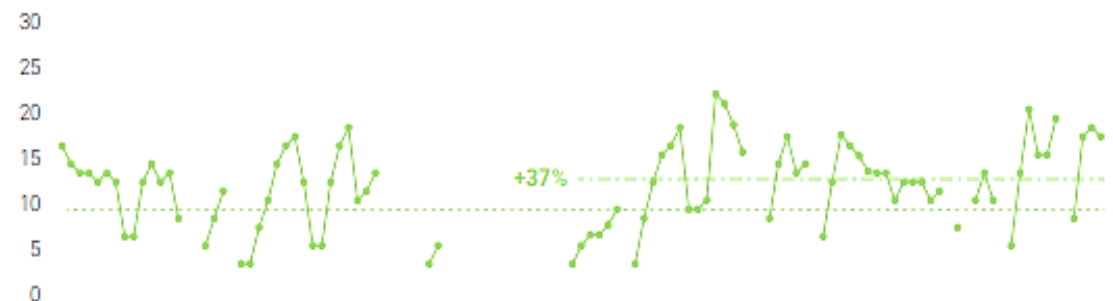
Average Oil production – 2 months monitoring

	PRIOR	AFTER
Water [BWPD]	65.0	66.2
Gas [MCFPD]	9.0	12.3

Gráfico 23. Producción antes y después de la estimulación ultrasónica caso 2 (Anexo A)

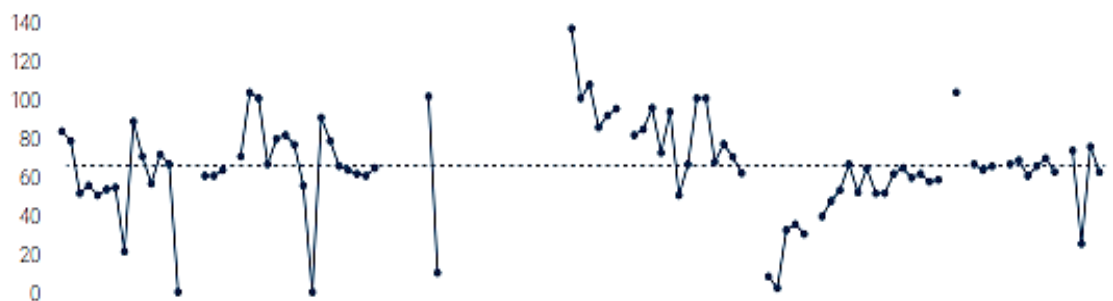
Gas Production [Mcfpd]

----- Average Gas Production prior US Stimulation - - - - - Average Gas Production after US Stimulation



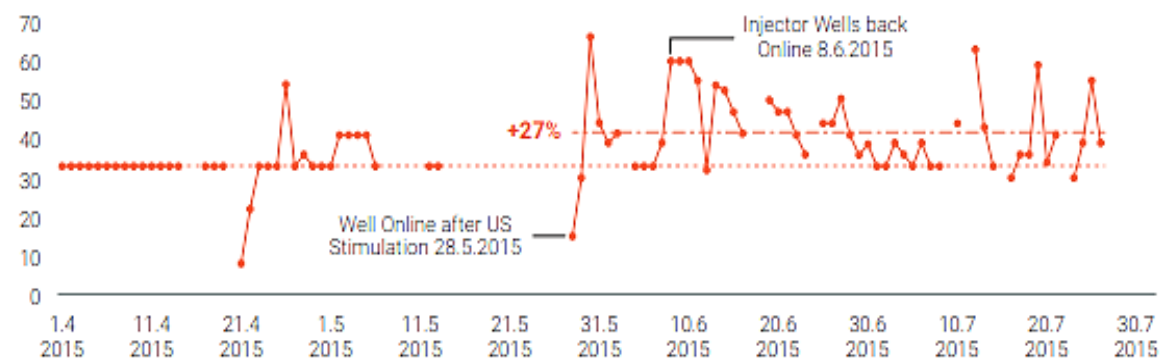
Water Production [bpd]

----- Average Water Production prior US Stimulation



Oil Production [bpd]

----- Average Oil Production prior US Stimulation - - - - - Average Oil Production after US Stimulation



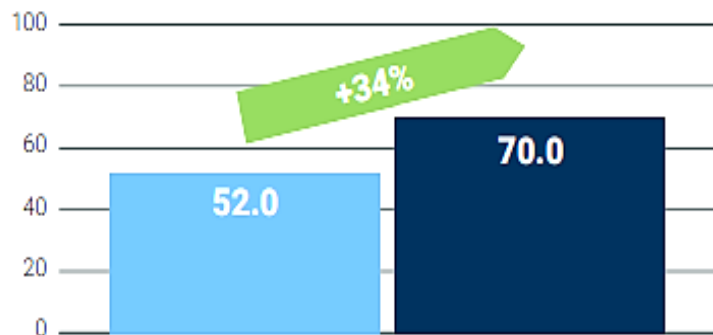
- Caso 3 de estimulación ultrasónica en un pozo onshore

Figura 17. Datos del pozo 3 con estimulación ultrasónica (Anexo A)

PRODUCER Confidential	TOTAL STIMULATED LENGTH [ft] 6	RESONATOR TIT-76
Year of completion	2014	
Total well depth [ft]	10300	
Production methodology	Sucker Rod Pump	
EOR methodology	Waterflood	
Lithology at perforation depth	Porous Limestone	
Temperature at perforation depth [Deg C]	68	
Hydrostatic pressure at perforation depth [psi]	1245	
API grade	41	
Well inclination at perforation depth [deg]	0	
Casing OD at perforation depth [in]	5	
Total stimulation time	6.5 hours	

[BOPD]

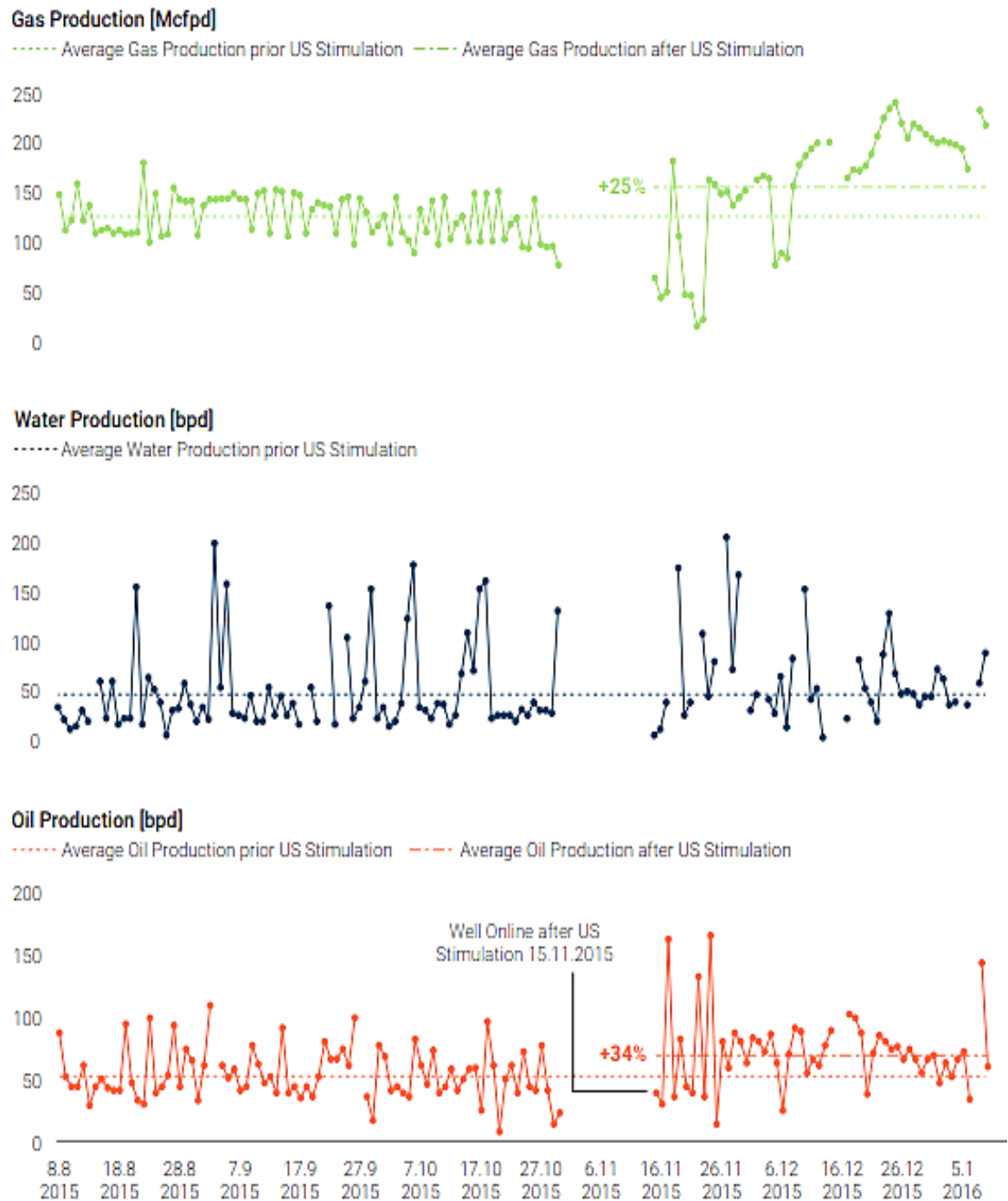
■ Prior stimulation ■ After stimulation ■ Increase / Decrease



Average Oil production – 2 months monitoring

	PRIOR	AFTER
Water [BWPB]	46.0	45.0
Gas [MCFPB]	124.0	155.0

Gráfico 24. Producción antes y después de la estimulación ultrasónica caso 3 (Anexo A)



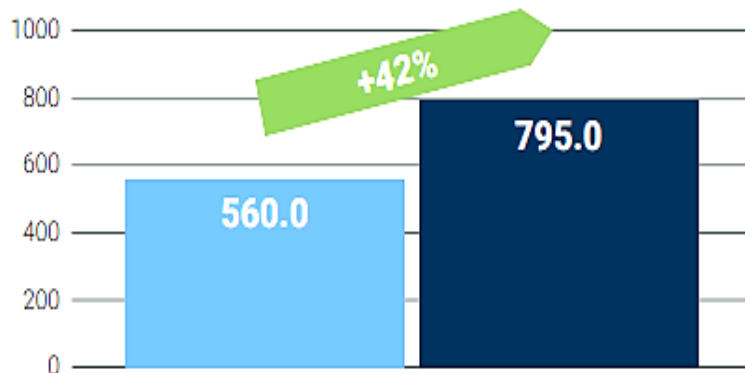
- Caso 4 de estimulación ultrasónica en un pozo offshore

Figura 18. Datos del pozo 4 con estimulación ultrasónica (Anexo A)

PRODUCER Confidential	TOTAL STIMULATED LENGTH [ft] 20	RESONATOR TIT-44
Year of completion	2008	
Total well depth [ft]	3329	
Production methodology	Gas Lift	
EOR methodology	Waterflood	
Lithology at perforation depth	Porous Dolomite	
Temperature at perforation depth [Deg C]	106	
Hydrostatic pressure at perforation depth [psi]	1204	
API grade	14.2	
Well inclination at perforation depth [deg]	3	
Casing OD at perforation depth [in]	5.5	
Total stimulation time	50 hours	

[BOPD]

■ Prior stimulation ■ After stimulation ■ Increase / Decrease



Average Oil production – 1.5 months monitoring

	PRIOR	AFTER
Water [BWPD]	207	291
Gas [MMCFPD]	5.1	4.0

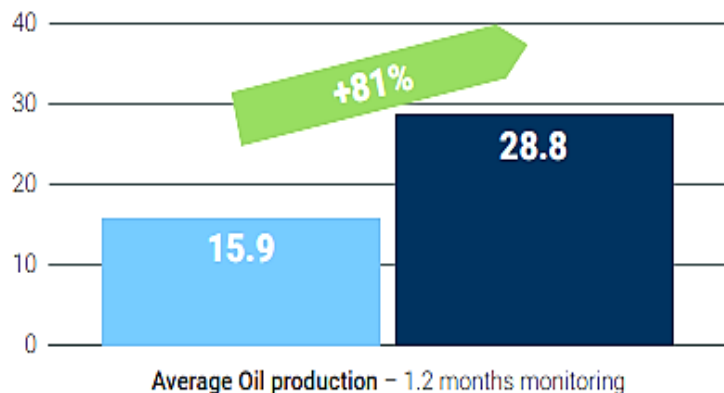
- Caso 4 de estimulación ultrasónica en un pozo offshore

Figura 19. Datos del pozo 5 con estimulación ultrasónica (Anexo A)

PRODUCER Confidential	TOTAL STIMULATED LENGTH [ft] 18	RESONATOR TIT-76
Year of completion	2015	
Total well depth [ft]	10290	
Production methodology	Sucker Rod Pump	
EOR methodology	Waterflood	
Lithology at perforation depth	Porous Limestone	
Temperature at perforation depth [Deg C]	70	
Hydrostatic pressure at perforation depth [psi]	633	
API grade	42	
Well inclination at perforation depth [deg]	0	
Casing OD at perforation depth [in]	5.5	
Total stimulation time	5 hours	

[BOPD]

■ Prior stimulation ■ After stimulation ■ Increase / Decrease

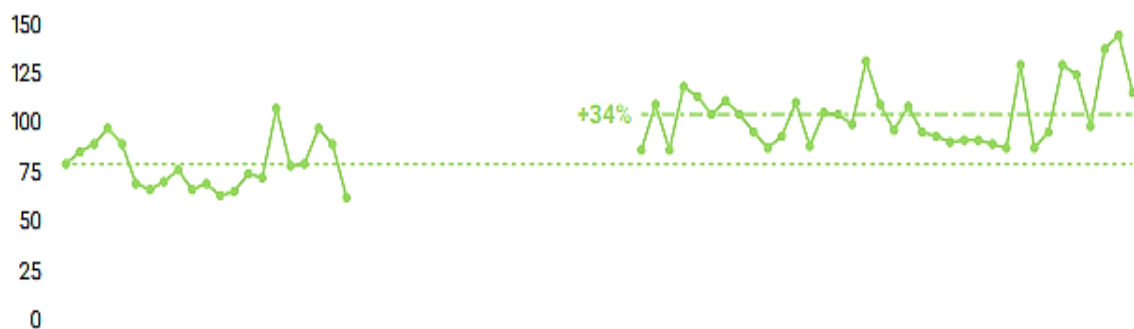


	PRIOR	AFTER
Water [BWPD]	20.9	22.2
Gas [MCFPD]	77.4	103.7

Gráfico 25. Producción antes y después de la estimulación ultrasónica caso 5 (Anexo A)

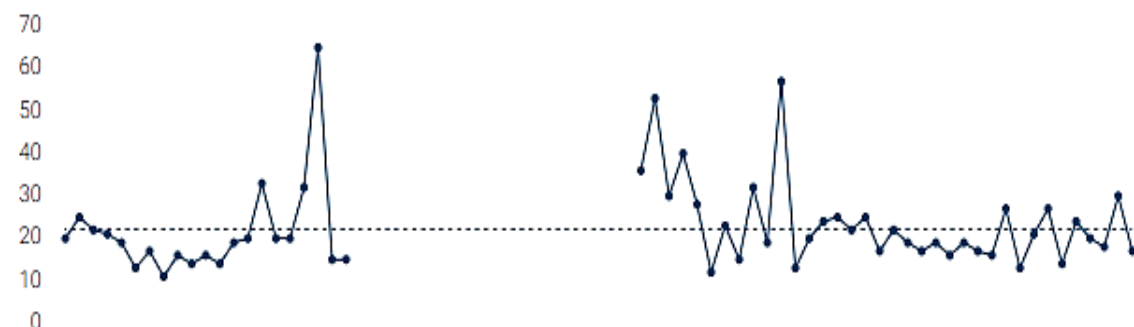
Gas Production [Mcfpd]

----- Average Gas Production prior US Stimulation - - - - Average Gas Production after US Stimulation



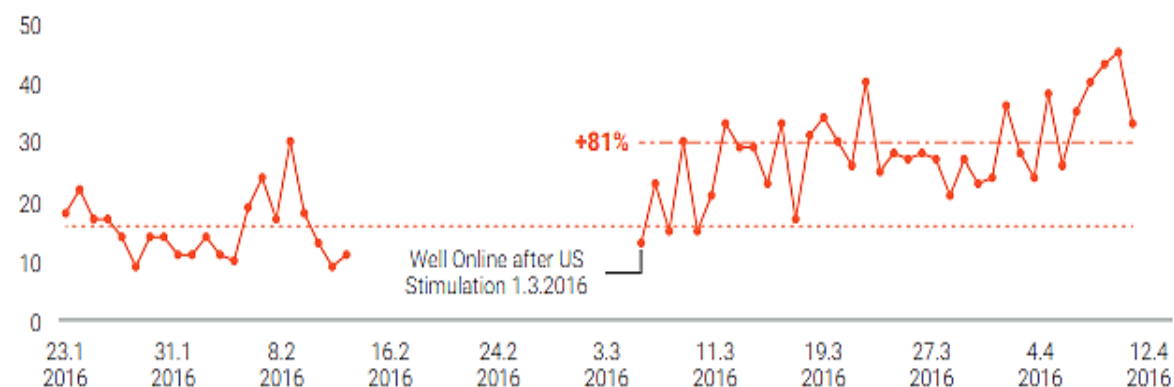
Water Production [bpd]

----- Average Water Production prior US Stimulation



Oil Production [bpd]

----- Average Oil Production prior US Stimulation - - - - Average Oil Production after US Stimulation



Anexo B. Casos de Aplicación Estimulación con Ondas Vibratorias

- Caso 1 de estimulación con ondas vibratorias

Figura 20. Datos del pozo 1 con estimulación con ondas vibratorias (Anexo B)

HISTORICO DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION POZO 1

VISCOSIDAD CRUDO 3500 Cps Bo= 1,073
VICSCOSIDAD AGUA 1 Cps Bw= 1
Swi 5,00%

FECHA	BFPD	BOPD	BWPD	%A&S	RGP	GASF	Sw	Kro	Krw	M
03/01/2001	1328	438	890	67,02%	1311	574	65,28%	0,042	0,278	1848
02/02/2001	1181	314	867	73,41%	637	200	72,01%	0,022	0,373	1360
09/03/2001	1266	462	804	63,51%	587	271	61,59%	0,057	0,234	2158
26/03/2001	1312	384	928	70,73%	359	138	69,19%	0,029	0,331	1554
07/04/2001	1237	585	652	52,71%	345	202	50,22%	0,123	0,127	3370
03/05/2001	1806	1006	800	44,30%	206	207	41,37%	0,202	0,071	4723
24/05/2001	1430	776	654	45,73%	206	160	42,88%	0,186	0,079	4456
06/06/2001	1711	939	772	45,12%	349	328	42,23%	0,193	0,075	4568

Gráfico 26. Producción antes y después de la estimulación con ondas vibratorias caso 1 (Anexo B)

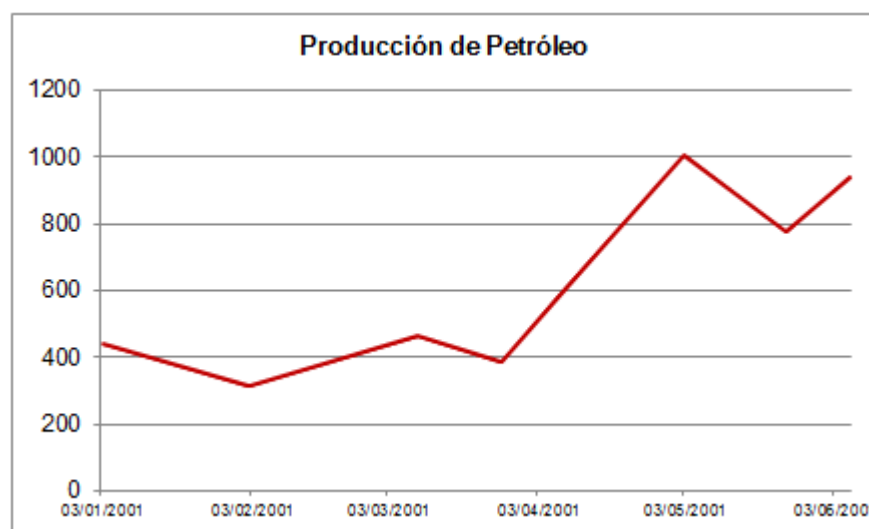
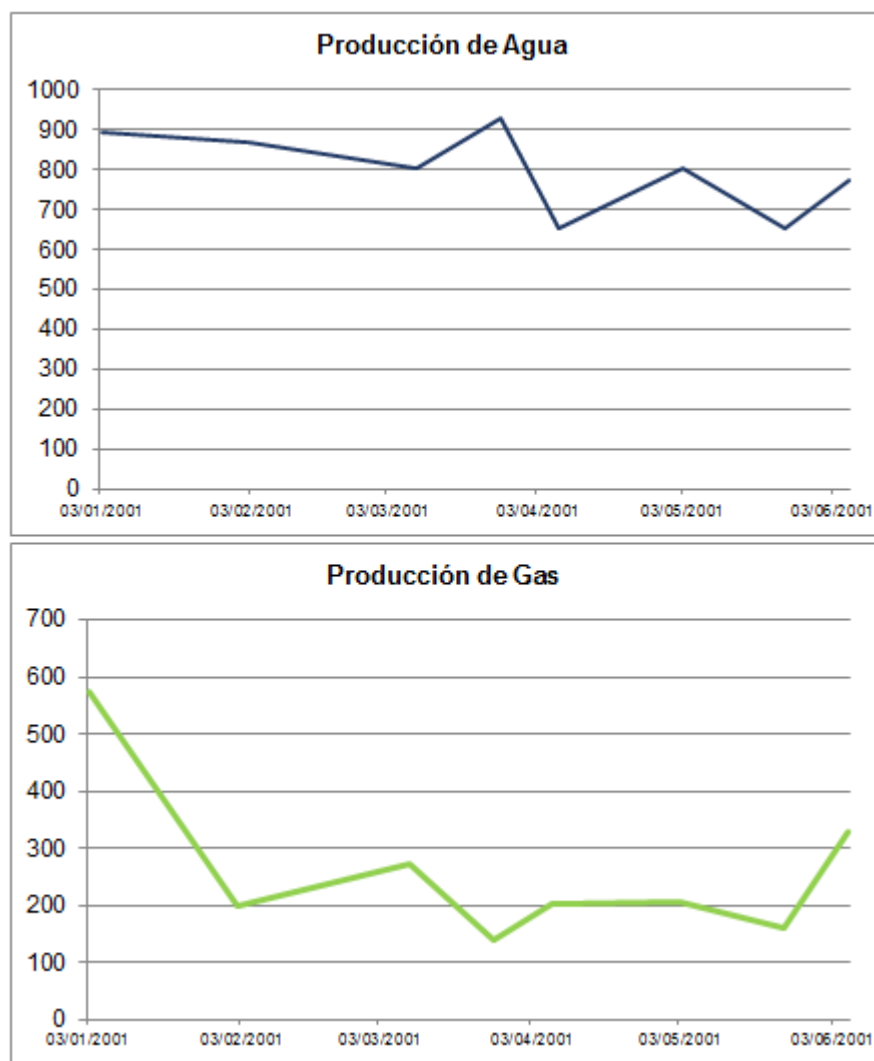


Gráfico 26 (Continuación). Producción antes y después de la estimulación con ondas vibratorias caso 1 (Anexo B)



- Caso 2 de estimulación con ondas vibratorias

Figura 21. Datos del pozo 2 con estimulación con ondas vibratorias (Anexo B)

HISTORICO DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION

POZO 2

VISCOSIDAD CRUDO
VICOSIDAD AGUA

3500 Cps
1 Cps

Bo=
Bw=

1,073
1

Swi

5,00%

FECHA	BFPD	BOPD	BWPD	%A&S	Sw	Kro	Krw	M
06/11/2000	906	906	0	0,00%	-5,26%	1,1664	-0,0002	
22/11/2000	873	873	0	0,00%	-5,26%	1,1664	-0,0002	
02/12/2000	876	876	0	0,00%	-5,26%	1,1664	-0,0002	
10/01/2001	578	578	0	0,00%	-5,26%	1,1664	-0,0002	
02/03/2001	593	593	0	0,00%	-5,26%	1,1664	-0,0002	
22/03/2001	527	211	316	59,96%	57,85%	0,0749	0,1937	2508
07/05/2001	629	270	359	57,07%	54,82%	0,0923	0,1647	2824
04/06/2001	652	63	589	90,34%	89,83%	0,0011	0,7249	402
08/07/2001	624	506	118	18,91%	14,64%	0,6219	0,0031	16104
01/08/2001	828	580	248	29,95%	26,26%	0,4009	0,0181	8783
22/08/2001	970	700	270	27,84%	24,04%	0,4383	0,0139	9736
01/09/2001	580	441	139	23,97%	19,96%	0,5127	0,0080	11915
20/10/2001	584	407	177	30,31%	26,64%	0,3948	0,0189	8636
01/11/2001	832	564	268	32,21%	28,64%	0,3633	0,0235	7903
14/11/2001	1064	757	307	28,85%	25,11%	0,4200	0,0158	9260
28/11/2001	1315	953	362	27,53%	23,71%	0,4440	0,0133	9887
18/12/2001	1282	960	322	25,12%	21,18%	0,4898	0,0095	11197

Gráfico 27. Producción antes y después de la estimulación con ondas vibratorias caso 2 (Anexo B)

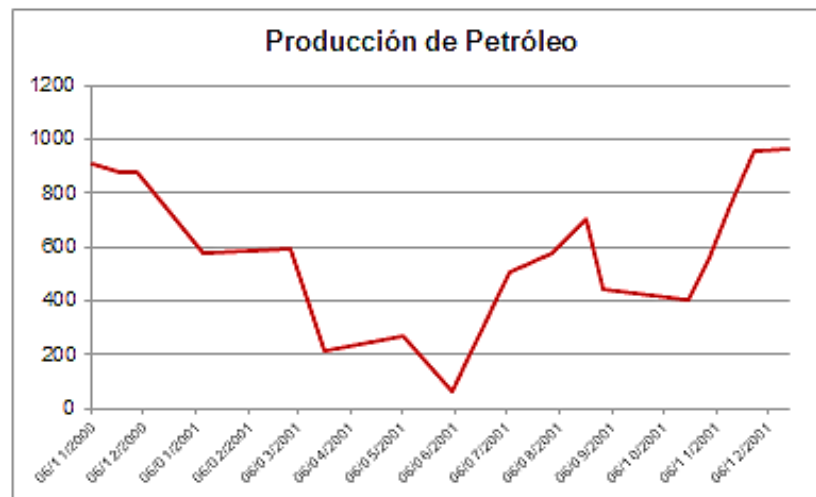
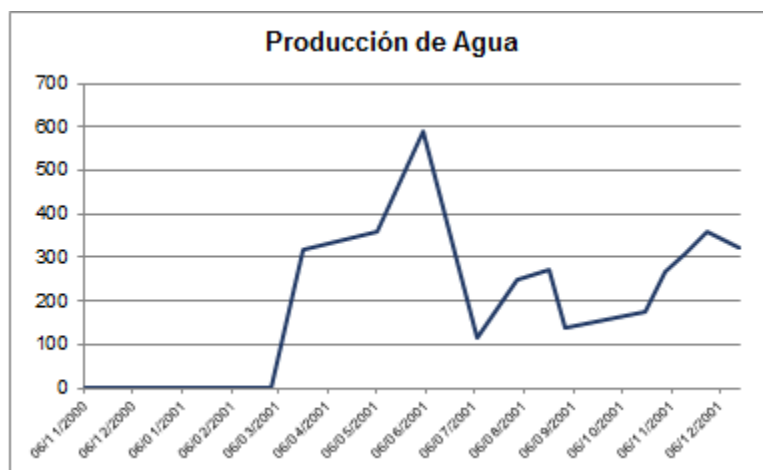


Gráfico 27 (Continuación). Producción antes y después de la estimulación con ondas vibratorias caso 2 (Anexo B)



- Caso 3 de estimulación con ondas vibratorias

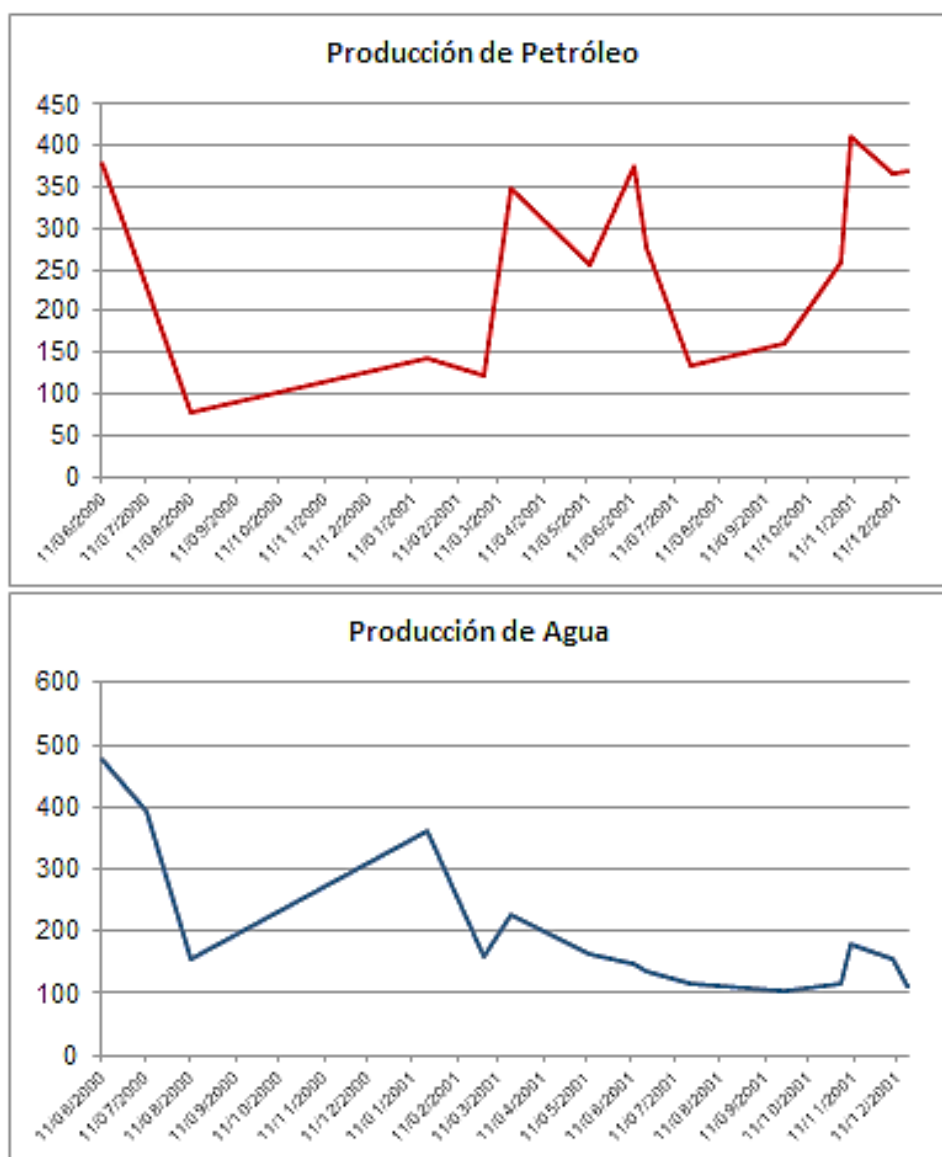
Figura 22. Datos del pozo 3 con estimulación con ondas vibratorias (Anexo B)

HISTORICO DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION POZO 3

VISCOSIDAD CRUDO 3500 Cps Bo= 1,073
 VISCOSIDAD AGUA 1 Cps Bw= 1
 Swi 5,00%

FECHA	BFPD	BOPD	BWPD	%A&S	Sw	Kro	Krw	M
11/06/2000	855	377	478	55,91%	53,59%	0,100	0,154	2962
12/07/2000	625	230	395	63,20%	61,26%	0,058	0,230	2187
11/08/2000	234	77	157	67,09%	65,36%	0,042	0,279	1842
20/01/2001	504	142	362	71,83%	70,34%	0,026	0,348	1473
01/03/2001	279	121	158	56,63%	54,35%	0,095	0,161	2876
19/03/2001	578	350	228	39,45%	36,26%	0,259	0,048	5765
13/05/2001	418	255	163	39,00%	35,78%	0,265	0,046	5875
12/06/2001	522	374	148	28,35%	24,58%	0,429	0,015	9490
21/06/2001	410	276	134	32,68%	29,14%	0,356	0,025	7735
21/07/2001	252	135	117	46,43%	43,61%	0,179	0,083	4333
23/09/2001	264	161	103	39,02%	35,81%	0,265	0,046	5870
01/11/2001	375	259	116	30,93%	27,30%	0,384	0,020	8385
08/11/2001	590	412	178	30,17%	26,49%	0,397	0,019	8693
07/12/2001	524	367	157	29,96%	26,28%	0,401	0,018	8779
18/12/2001	480	370	110	22,92%	18,86%	0,534	0,007	12632

Gráfico 28. Producción antes y después de la estimulación con ondas vibratorias caso 3 (Anexo B)



- Caso 4 estimulación con ondas vibratorias

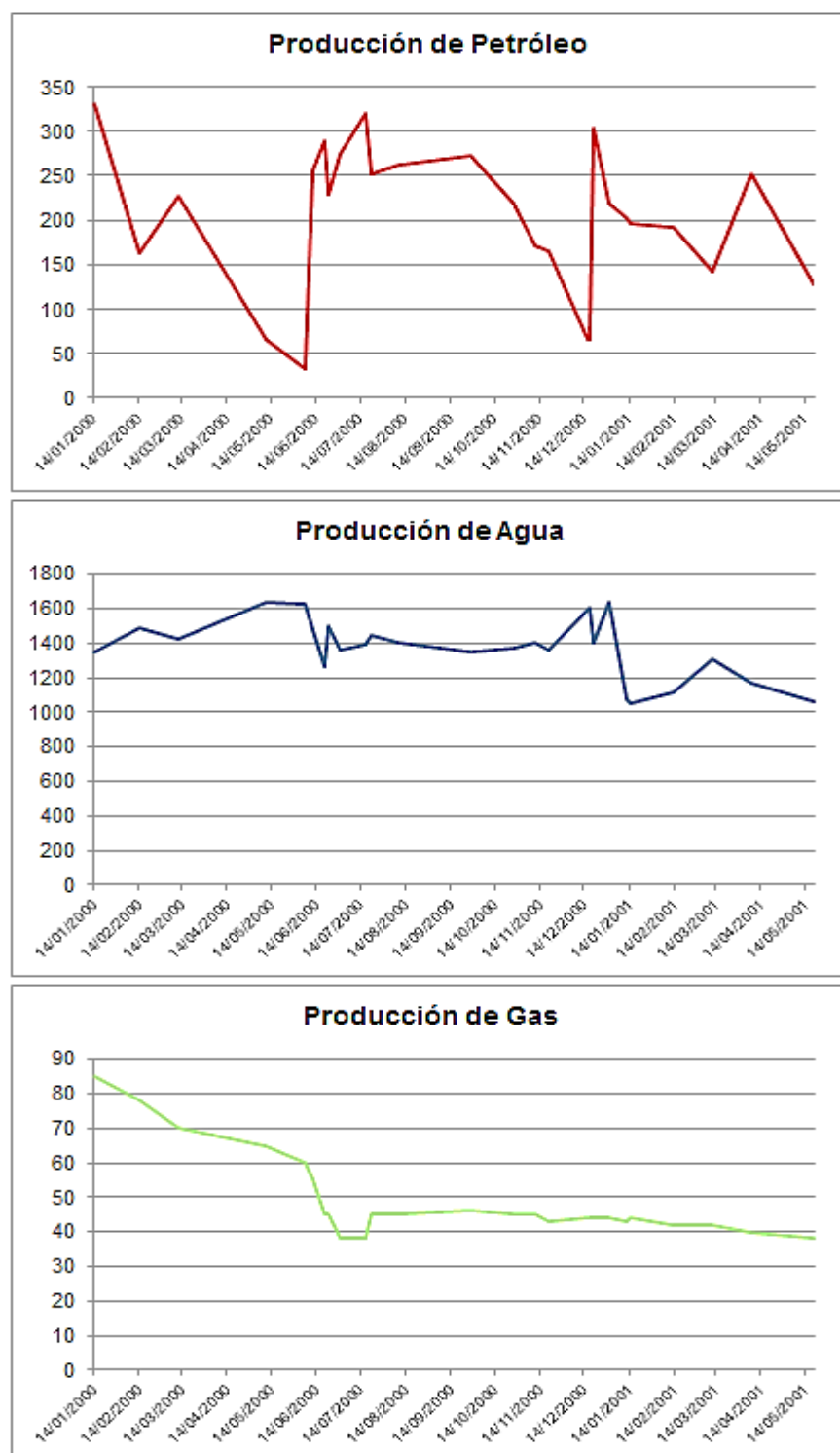
Figura 23. Datos del pozo 4 con estimulación con ondas vibratorias (Anexo B)

HISTORICO DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION
POZO 4

VISCOSIDAD CRUDO 1200 Cps Bo= 1,073
VISCOSIDAD AGUA 1 Cps Bw= 1
Swi 5,00%

FECHA	BFPD	BNPD	BWPD	RGP	GASF	%A&S	Sw	Kro	Krw	M
14/01/2000	1676	330	1346	258	85	80,31%	79,27%	0,009	0,498	316
14/02/2000	1653	163	1490	479	78	90,14%	89,62%	0,001	0,720	141
12/03/2000	1648	227	1421	308	70	86,23%	85,50%	0,003	0,625	206
11/05/2000	1700	67	1633	970	65	96,06%	95,85%	0,000	0,881	53
06/06/2000	1656	33	1623	1818	60	98,01%	97,90%	0,000	0,938	26
12/06/2000	1737	257	1480	214	55	85,20%	84,43%	0,004	0,602	224
19/06/2000	1549	290	1259	155	45	81,28%	80,29%	0,008	0,518	297
22/06/2000	1727	230	1497	196	45	86,68%	85,98%	0,003	0,636	198
30/06/2000	1633	274	1359	139	38	83,22%	82,34%	0,006	0,558	260
17/07/2000	1708	320	1388	119	38	81,26%	80,28%	0,008	0,517	297
22/07/2000	1697	251	1446	179	45	85,21%	84,43%	0,004	0,602	224
09/08/2000	1670	263	1407	171	45	84,25%	83,42%	0,005	0,581	241
27/09/2000	1622	272	1350	169	46	83,23%	82,35%	0,006	0,558	259
26/10/2000	1590	219	1371	205	45	86,23%	85,50%	0,003	0,625	206
10/11/2000	1575	171	1404	263	45	89,14%	88,57%	0,001	0,695	157
20/11/2000	1520	165	1355	261	43	89,14%	88,57%	0,001	0,695	157
16/12/2000	1660	65	1595	677	44	96,08%	95,88%	0,000	0,881	52
17/12/2000	1670	66	1604	667	44	96,05%	95,84%	0,000	0,880	53
20/12/2000	1705	303	1402	145	44	82,23%	81,29%	0,007	0,537	278
31/12/2000	1850	219	1631	201	44	88,16%	87,54%	0,002	0,671	173
12/01/2001	1278	202	1076	213	43	84,19%	83,36%	0,005	0,579	242
15/01/2001	1245	196	1049	224	44	84,26%	83,43%	0,005	0,581	241
13/02/2001	1303	193	1110	218	42	85,19%	84,41%	0,004	0,601	224
12/03/2001	1446	143	1303	294	42	90,11%	89,59%	0,001	0,719	141
07/04/2001	1417	251	1166	159	40	82,29%	81,35%	0,006	0,538	277
20/05/2001	1194	129	1065	295	38	89,20%	88,63%	0,001	0,696	156

Gráfico 29. Producción antes y después de la estimulación con ondas vibratorias caso 4 (Anexo B)



Anexo C .Evaluación de las Tecnologías

- Estimulación con Ondas Ultrasónicas

Tabla 18. Casos de estimulación ultrasónica (Anexo C)

CASOS		Petróleo	Gas	Agua	Corte Agua
1	Antes	6	59,5	33,7	85%
	Después	14,3	65	66,1	82%
	% Cambio	138%	9%	96%	-3%
2	Antes	33	9	65	66%
	Después	41,8	12,3	66,2	61%
	% Cambio	27%	37%	2%	-8%
3	Antes	52	124	46	47%
	Después	70	155	45	39%
	% Cambio	35%	25%	-2%	-17%
4	Antes	560	5,1	207	27%
	Después	795	4	291	27%
	% Cambio	42%	-22%	41%	-1%
5	Antes	15,9	77,4	20,9	57%
	Después	28,8	103,7	22,2	44%
	% Cambio	81%	34%	6%	-23%
Promedio		65%	17%	29%	-10%

- Estimulación con Ondas Sísmicas

Tabla 19. Casos de estimulación sísmica (Anexo C)

CASOS		Petróleo	Agua	Corte Agua
1	Antes	30	170	85%
	Después	50	200	80%
	% Cambio	67%	18%	-6%
2	Antes	30	120	80%
	Después	80	48	38%
	% Cambio	167%	-60%	-53%

Tabla 19 (Continuación). Casos de estimulación sísmica (Anexo C)

CASOS		Petróleo	Agua	Corte Agua
3	Antes	35	117	77%
	Después	49	121	71%
	% Cambio	40%	3%	-8%
4	Antes	42	158	79%
	Después	40	93,3	70%
	% Cambio	-5%	-41%	-11%
5	Antes	55	495	90%
	Después	110	141	56%
	% Cambio	100%	-71%	-38%
6	Antes	23	92	80%
	Después	84	36	30%
	% Cambio	265%	-61%	-63%
7	Antes	35	79	69%
	Después	40	84	68%
	% Cambio	14%	6%	-2%
Promedio		93%	-29%	-26%

- Estimulación con Ondas Vibratorias

Tabla 20. Casos de estimulación con ondas vibratorias (Anexo C)

CASOS		Petróleo	Gas	Agua	Corte Agua	Sw	Kro	Krw	M
1	Antes	404,6	295,75	853,6	68%	66,29%	0,04	0,30	1788,66
	Después	738	224,25	761,2	51%	49,18%	0,15	0,14	3734,20
	% Cambio	82%	-24%	-11%	-25%	-26%	265%	-54%	109%
2	Antes	181,33	-	337,5	65%	66,29%	0,04	0,29	1788,60
	Después	652	-	245,6	27%	49,18%	0,14	0,13	3734,20
	% Cambio	260%	-	-27%	-58%	-26%	250%	-55%	109%
3	Antes	146	-	358	71%	62,64%	0,06	0,25	2116,00
	Después	302	-	118	28%	32,59%	0,32	0,04	7312,00
	% Cambio	107%	-	-67%	-60%	-48%	474%	-83%	246%

Tabla 20 (Continuación). Casos de estimulación con ondas vibratorias (Anexo C)

CASOS		Petróleo	Gas	Agua	Corte Agua	Sw	Kro	Krw	M
4	Antes	164	766,6	1502,6	90%	89,63%	0,0026	0,73	148,40
	Después	213,28	245,9	1348,42	86%	85,17%	0,0039	0,62	214,33
	% Cambio	30%	-68%	-10%	-4%	-5%	50%	-15%	44%
Promedio		120%	-46%	-29%	-37%	-26%	260%	-52%	127%