“ESTIMULACION MATRICIAL PARA EL MEJORAMIENTO DEL FACTOR DE RECOBRO DE PRODUCCION EN POZOS DE CRUDO PESADO CON INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR COMBINADAS CON QUÍMICOS TÉRMICOS EN EL CAMPO BACHAQUERO LAGO DEL LAGO DE MARACAIBO, VENEZUELA”

“MATRICIAL STIMULATION FOR ENHANCING RECOVERY FACTOR OF PRODUCTION HEAVY OIL WELLS WITH ALTERNATING STEAM INJECTION COMBINED WITH THERMAL CHEMICALS IN THE FIELD BACHAQUERO LAKE IN MARACAIBO LAKE, VENEZUELA”

Autor: Ing. Sergio Gregorio Pizzarelli Perozzi

pizzarellis@gmail.com

Estudiante del Master of Science in Petroleum Engineering-Drilling Engineering (2014), Tecana American University (TAU), USA.

RESUMEN

El desarrollo de los químicos para inyección con vapor de agua fue el objetivo general de este estudio. Se conceptualizó que los aditivos químicos podrían mejorar el recobro de petróleo pesado en los pozos térmicos por inyección alternada de vapor de agua. Un total de 8 pozos térmicos pilotos fueron seleccionados para evaluar esta metodología en el campo Bachaquero Lago. En este sentido, un surfactante base hidrocarburo y otro surfactante base agua (pero dispersable en hidrocarburo) fueron inyectados en cada uno de los pozos térmicos juntos con la inyección alternada de vapor: mezclados y luego bombeados hacia la formación, y aditivando al vapor. La data de inyección conjuntamente con los resultados obtenidos para cada pozo ha sido registrada. Este informe se inicia con fundamentos teóricos necesarios para comprender el estudio realizado, se expone el área de aplicación y se explica las pruebas de laboratorio realizadas para obtener el químico térmico adecuado para inyectar junto con el vapor de agua hacia el yacimiento, y así mismo se muestra los resultados obtenidos. Algunas de las curvas de comportamiento de la producción de los

ciclos de vapor sin y con aditivos químicos pueden ser observadas dentro de este mismo informe.
Palabras claves: Producción, contacto agua petróleo, barriles, ºAPI, I.A.V. (Inyección Alterna de Vapor), T.F.S.A. (Thin Film Spreading Agent: "Agente de difusión de película delgada").Mojabilidad. Humectabilidad. Permeabilidad (K). Surfactante. Daño. Skin. Viscosidad Absoluta. Surfactantes, base agua (SBA) y base hidrocarburo (SBH). Dispersable. Termoestable. miliDarcy.

ABSTRACT

Developing chemicals for steam injection was the general objective of this study. Conceptualized chemical additives which could improve the recovery of heavy oil in thermal wells by alternate injection of steam. A total of 8 riders thermal wells were selected to evaluate this methodology in the field Bachaquero Lake. Here, a surfactant and a hydrocarbon-based water-based surfactant (but dispersible in hydrocarbon) were injected into each of the wells together with thermal steam injection alternately: mixed and then pumped into the formation, and steamed aditivando. The injection data together with the results obtained for each well was recorded. This report begins with theoretical foundations necessary for understanding the study, the application area is exposed and laboratory tests for the appropriate heat with chemical to inject steam into the reservoir, and thus explains himself shows the results obtained. Some of the performance curves of producing steam cycles with and without chemical additives can be observed in this report.

Keywords: Production, oil water contact, barrels, ºAPI, IAV (Alternative Vapor Injection), T.F.S.A. (Thin Film Spreading Agent: "Agent thin film diffusion") Wettability.. Wettability. Permeability (K). Surfactant. Damage. Skin. Absolute viscosity. Surfactants, water based (SBA) and hydrocarbon base (SBH). Dispersible. Thermostable. miliDarcy.

INTRODUCCIÓN

Existen variedad de motivos por los cuales un pozo no aporta la producción que se espera de él o declina su producción con el tiempo. Un análisis cuidadoso puede identificar las causas de este comportamiento; ya que puede atribuirse la baja productividad a daños a la formación donde los factores involucrados pueden ser de origen mecánico, debido a las diferentes operaciones que se llevan a cabo en un pozo a lo largo de su vida; o de origen natural, debido al agotamiento de la energía natural del yacimiento.

El daño a la formación es una condición que ocurre cuando se desarrollan barreras o impedimentos que reducen el flujo en la vecindad del pozo, reduciendo la permeabilidad del mismo. Para solucionar este problema se han desarrollado numerosas técnicas y operaciones donde se pueda incrementar la productividad del pozo, mediante la remoción del daño existente; a este proceso se le da el nombre de “estimulación”.

Los tipos de estimulación existentes se clasifican de acuerdo a los caudales de Inyección y a las presiones usadas, ellas son: el fracturamiento y la estimulación matricial. Esta última se subdivide en: matricial reactiva y matricial no reactiva; dependiendo de la interacción entre los fluidos de estimulación y los materiales que componen la roca. Existen un gran número

de fluidos de estimulación y mezcla de los mismos para estimular pozos productores de gas, petróleo e inyectores de agua; el que se desee utilizar para una aplicación particular, debe ser seleccionado cuidadosamente por medio de pruebas de laboratorio, para verificar su comportamiento y garantizar que no se produzcan efectos no deseados. Este informe tiene como propósito presentar una solución económica para reducir o eliminar el daño a la formación mediante una “estimulación matricial no reactiva” y así garantizar la óptima explotación del yacimiento. La misma se desarrolló en la Unidad de Producción Bachaquero Lago en pozos cuyo medio de recuperación mejorada es la inyección de Vapor Alterna combinando un conjunto de químicas mejorando la respuesta productiva del pozo, bajando el corte de agua obteniendo así mayores gananciales y mejorar el recobro de crudo pesado. El desarrollo de este informe se estructuro de la siguiente manera: En el Capítulo I se exponen algunos conceptos y fundamentos teóricos necesarios para entender el contenido, en el segundo capítulo II se describen las pruebas de laboratorio realizadas para la selección del químico térmico adecuado para inyectar simultáneamente con el vapor de agua de acuerdo a las condiciones petrofísicas del yacimiento piloto, y en el tercer capítulo se describe la aplicación y análisis de resultados de la estimulación matricial térmica realizada en el campo Bachaquero Lago.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Enunciado

Uno de los factores de mayor influencia en la pérdida de potencial de producción de un pozo es el daño a la formación. Ésta restricción de flujo es causada por la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo, y debido a esto surge la necesidad de buscar nuevas técnicas y métodos que contribuyan a minimizarlo.

La estimulación es una serie de tratamientos que tiene por objeto eliminar el daño a la formación para restaurar o incrementar la capacidad natural de producción del pozo.

En la industria petrolera la estimulación matricial ha sido uno de los métodos más usados para eliminar daños, entre los más comunes podemos mencionar: bloqueos por agua y emulsión, taponamiento por depósitos orgánicos e inorgánicos, cambios de humectabilidad, migración de finos, entre otros. Estos métodos proporcionan un notable progreso en la restauración de la productividad de los pozos, sin embargo para que el diseño del tratamiento sea más confiable, éste debe hacerse de forma integral, analizando el comportamiento de los pozos a nivel de yacimiento y de producción; así como también el diagnóstico adecuado del daño a la formación.

El diseño de un tratamiento óptimo requiere de la evaluación y selección de un fluido de estimulación por medio de pruebas de laboratorio que no reaccione desfavorablemente con los componentes minerales de la roca, ni con los fluidos de la formación, y que a su vez permita la reducción del daño existente; para así recuperar la mayor parte de la capacidad original de producción del pozo.

OBJETIVO GENERAL

Evaluar la factibilidad técnica con la aplicación de estimulación matricial con químicos térmicos combinada con la inyección alternada de vapor en los pozos de la Unidad de Producción Bachaquero Lago para mejorar la productividad del campo.

OBJETIVOS ESPECIFICOS.

1. Definir los conceptos básicos de Estimulación de pozos, la importancia de realizar pruebas de laboratorios antes de aplicar la técnica combinada con la Inyección de Vapor Alternada en pozos de crudo pesados del campo Bachaquero Lago.
2. Definir el área de aplicación del proyecto y demostrar los resultados de aplicación en el campo obtenidos.

REVISION TEORICA
Conceptos y fundamentos teóricos necesarios para entender el contenido

Para la aplicación de la mejor técnica de estimulación matricial en pozos de crudo pesado se debe conocer el daño generado en el yacimiento a producir a los cuales debemos eliminar y qué tipo de química se debe seleccionar para obtener éxito volumétrico en la producción del pozo. Estos pozos requieren de inyección de vapor para darle mejor movilidad al crudo de 12° API y junto con este tratamiento de recuperación secundaria se estimula de manera simultánea con tratamiento químico, debido a esto, en el primer capítulo de este informe trataremos conceptos teóricos necesarios para el entendimiento técnico del tratamiento matricial aplicado, sus pruebas de laboratorios y la aplicación en campo.

Para el desarrollo de este capítulo se mencionan los siguientes conceptos técnicos:

1.1. ***Daño a la Formación:*** Se define daño de formación a cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, causado por la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo, por la producción de fluidos o por la introducción de fluidos durante las operaciones de perforación, terminación y/o rehabilitación del pozo, y que puede ser eliminada mediante tratamiento

químico (ácidos, surfactantes u otros), permitiendo al pozo recuperar la mayor parte de su capacidad original de producción.

Las causas de una baja productividad en un pozo pueden variar desde un problema fundamental del yacimiento hasta restricciones al flujo en la zona cercana al pozo o en el pozo mismo. Las causas potenciales incluyen: baja permeabilidad natural del yacimiento, baja permeabilidad relativa a la fase de hidrocarburo, daño a la formación, perforaciones de poca penetración o tapadas, y restricciones a nivel del pozo. Es importante distinguir entre la baja tasa de producción y bajo índice de productividad. La baja tasa de producción en un pozo puede ser causa por defectos en el sistema de levantamiento o en el diseño de las tuberías, mientras que el índice de productividad de un pozo hay que analizarlo comparándolo con los pozos vecinos completados en el mismo yacimiento, o con el que tenía al principio de su vida productiva.

1.2. ***Ocurrencia del daño:*** La terminación de un pozo involucra una serie de procesos algunos ya mencionados tales como: Perforación, Cementación, Cañoneo, Completación, Estimulación y Producción. Durante estos procesos existen movimientos de fluidos desde y hacia la formación que pueden favorecer la ocurrencia de daño a la formación.

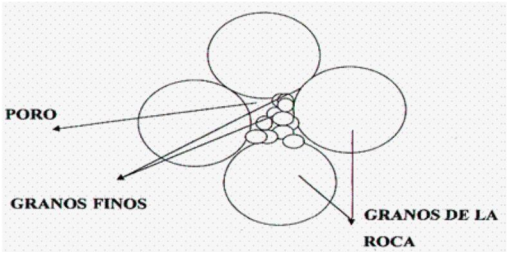


Figura N°. 1. Bloqueo del espacio poroso
Fuente: Manual de Estimulación Matricial en pozos petroleros. 1991

1.3. ***Alteraciones en la zona cercana al pozo****:* El efecto Skin intenta describir las alteraciones causadas en la zona cercana al pozo. Uno de los problemas más comunes es el daño a la permeabilidad causado por cualquier práctica dentro de la ingeniería de petróleo, desde la perforación hasta la completación, inclusive hasta la estimulación misma. Como se mencionó anteriormente el efecto Skin es un número adimensional, y puede ser obtenido con la realización de pruebas en el pozo, si la permeabilidad de la zona cercana al pozo es reducida significativamente es posible que la porción más grande del gradiente de presión total pueda ser consumida en la zona cercana al pozo. De forma similar, recuperando e inclusive mejorando esta permeabilidad se puede obtener un aumento en la producción o inyección del pozo. “Van Everdingen y Hurst (1949) definieron el efecto Skin como causante de un estado permanente de presión diferencial matemáticamente adimensionable”.

La estimulación matricial ha probado ser efectiva reduciendo el efecto Skin causado por las diferentes formas de daño. No obstante, el efecto Skin está compuesto por un número de factores, los cuales muchos de ellos usualmente no pueden ser alterados por los tratamientos matriciales convencionales.

1.4. ***Estimulación:*** Una estimulación de un pozo se define como el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora del yacimiento para facilitar el flujo del fluido de la formación al pozo. Sus objetivos son: para pozos productores e inyectores, aumentar la inyección de fluidos como agua, gas o vapor, y para procesos de recuperación secundaria y mejorada para optimizar los patrones de flujo.

En la mayoría de los casos, cuando un pozo deja de producir o no permite la inyección de fluidos en forma económica, ello es indicativo de que la formación está dañada. Este hecho puede ser ocasionado por taponamiento de los canales de flujo.

Para que una formación sea productiva se requieren tres condiciones:

- Que tenga fluido móvil.
- Que el yacimiento tenga energía.
- Que la roca tenga capacidad de flujo.

1.5. ***Estimulación Matricial No Reactiva****:* En este caso los fluidos utilizados para la estimulación no reaccionan químicamente con los materiales o minerales de la roca. Generalmente, se usan soluciones de surfactantes a base de hidrocarburos o acuosas, con aditivos químicos orgánicos e inorgánicos que actúan en la interfaz (superficie interfacial) o en la superficie del medio. Ello hace posible la modificación de las condiciones existentes, gobernadas por la tensión superficial e interfacial. Este tipo de estimulación se emplea para remover daños causados por bloqueo de agua, bloqueo de emulsión, pérdida de circulación de lodo, depósitos orgánicos y / o inorgánicos.

1.6. ***Fluidos De Estimulación:*** El uso de fluidos de estimulación no reactiva depende principalmente del tipo de daño a remover. Ellos consisten principalmente de un fluido base y aditivos que le dan las propiedades requeridas. A esta mezcla de fluido base y aditivo se le denomina surfactante.

Los fluidos base utilizados en los tratamientos de estimulación matricial no reactiva como vehículo o transporte de los surfactantes son el gasoil, xileno, kerosén o mezclas de aromáticos con alifáticos; los cuales se emplean con 2 ó 3 % de surfactante miscible o dispersables en el petróleo.

El petróleo limpio puede ser utilizado, pero no debe contener: demulsificantes, inhibidores de corrosión, sólidos suspendidos u otros

químicos extraños. Los sólidos suspendidos que consistan de parafinas, asfalto y asfáltenos; son bien difíciles de remover.

Para el caso de las estimulaciones con tratamientos acuosos, el uso de agua como fluido de transporte, agua fresca limpia con 2 % de KCl (Cloruro de potasio) o salmueras limpias son usadas con 2 ó 3% de surfactante miscible o dispersables en agua. Como controladores de arcilla se usan tanto el KCl (Cloruro de potasio) como el NH4Cl (Cloruro de amonio), al 2%.

1.7. ***Surfactantes:*** Los surfactantes o agentes de actividad superficial son compuestos de moléculas orgánicas que se absorben en una interfaz superficie interfacial) y que tienen la capacidad de alterar las condiciones prevalecientes. Químicamente, están caracterizados por formar dos grupos, uno soluble en agua (hidrofílico) y otro soluble en petróleo (lipofílico o hidrófobo).

Estos productos mezclados con fluidos acuosos o hidrocarburos pueden afectar favorablemente o desfavorablemente los fluidos y/o la roca del pozo. Por lo que es de gran importancia considerar su acción durante los procesos de perforación, terminación, reparación, limpieza y estimulación.

1.8. ***Acción de los Surfactantes:*** La tensión superficial es una propiedad de los líquidos que los distingue de los gases. En el volumen total de un líquido, las moléculas ejercen una atracción mutua entre sí. Esta fuerza es una combinación de las fuerzas de Van Der Waals y las fuerzas electrostáticas, es balanceada dentro del seno del líquido pero ejerce "tensión" en la superficie del mismo.

Esta "tensión" o fuerzas en la superficie no están balanceadas, dando lugar al desarrollo de una fuerza perpendicular a la superficie del líquido. Esta fuerza será mayor mientras mayores sean las fuerzas de atracción entre las moléculas del líquido, de manera que para poder romper esta superficie se tendría que realizar un trabajo por unidad de área. Este trabajo se denomina tensión superficial. El valor de esta tensión superficial es específico para cada líquido y depende de la temperatura. Efectos similares ocurren entre dos líquidos inmiscibles o entre un líquido y una roca o una superficie metálica.

1.9. ***Acción Sobre La Humectabilidad (Mojabilidad)****:* La mojabilidad (humectabilidad) es un término descriptivo para indicar si una roca o una superficie metálica tienen la capacidad de ser preferencialmente cubierta con una película delgada de petróleo o de agua. Los surfactantes se pueden adsorber en la interfaz (superficie interfacial) entre el líquido y la roca o la superficie metálica y puede cambiar la carga eléctrica sobre la roca o el metal, alterando así la humectabilidad. Aunque la superficie de un sólido puede tener grados variables de humectabilidad bajo condiciones normales de yacimiento, estas condiciones usualmente existen:

- La arenisca, arena y arcilla son humectables por agua y tienen una carga negativa en la superficie.
- La caliza y dolomita son humectables por agua y tienen una carga positiva en la superficie en el intervalo de $0 \leq pH \leq 8$.

La medición de los ángulos de contacto entre un líquido y un sólido son empleados para estudiar las condiciones de la mojabilidad y se denomina método del ángulo de contacto.

Dado que el grupo de surfactantes solubles en agua puede generar una carga eléctrica, se pueden alterar las condiciones de mojabilidad al hacer contacto el líquido con un sólido. El fenómeno de mojabilidad es de gran importancia para el flujo de petróleo en un medio poroso. Se ha demostrado que si la roca se encuentra mojada (humectada) por agua, la permeabilidad al petróleo es muy superior que en el caso de que la roca se encuentre mojada por petróleo; por lo tanto es muy importante que el medio poroso esté o quede mojado por agua.

1.10. ***Tipo de daños que pueden ser prevenidos, disminuidos o agravados por surfactantes****: Un* gran número de tipos de daño a la formación puede ser removido, prevenidos o disminuidos con surfactantes. El enfoque más efectivo es emplear los surfactantes para prevenir el daño que de otra forma podría ocurrir durante casi todas las fases de las operaciones de pozos, incluyendo: la perforación, terminación, control, reparación y estimulación. Sin embargo, debe tenerse mucho cuidado en la selección y el uso de los surfactantes. Un surfactante específico puede prevenir o disminuir un tipo de daño y crear otro tipo. Los tipos de daño que pueden ser prevenidos, disminuidos o agravados por surfactantes son:

- Mojado de petróleo de la roca de la formación
- Bloqueos por agua
- Bloqueos de emulsión viscosa
- Películas interfaciales o bloques de membranas
- Bloqueos por partículas
- Restricción del flujo debido a una alta tensión superficial o interfacial de un líquido
- Bloqueos por depósitos orgánicos
- Bloqueos por depósitos inorgánicos

1.11. ***Uso de los surfactantes en la estimulación de pozos****:* Los surfactantes se usan mezclados entre sí con agua fresca, solventes orgánicos o una mezcla homogénea (ácido, salmuera, inhibidor de incrustación, reductores de viscosidad, inhibidores de asfaltenos y/o parafinas, etc.). Se mezclan surfactantes aniónicos-aniónicos, aniónicos-no iónicos, catiónicos-catiónicos, y catiónicos-no iónicos. La mezcla de aniónicos-catiónicos no es recomendable debido a su neutralización electrostática y la posibilidad de crear unos precipitados no deseables.

En vista, de que la mayor parte de las formaciones están compuestas principalmente de mezclas que contienen arenisca, arena, arcillas, calizas y dolomitas; el éxito de una estimulación matricial no reactiva depende, principalmente, de la selección adecuada de los surfactantes para la remoción del daño específico. Por esta razón, es conveniente tomar en consideración la acción normal de los diferentes tipos de surfactantes. Durante la estimulación de pozos los surfactantes se utilizan para los siguientes fines:

Para bajar la tensión interfacial de los fluidos de estimulación.

- Para retardar la acción de los ácidos.
- Como agentes dispersantes de partículas finas
- Como desmulsificantes y como inhibidores de corrosión.
- Preventores de precipitaciones orgánicas.

1.12. ***Humectabilidad:*** Se define como la habilidad de un fluido para mojar un sólido con el cual llega a estar en contacto, en presencia de otro fluido inmiscible. Las rocas pueden ser humectables al petróleo, al agua o humectables a ambos fluidos. También proporciona una indicación de la preferencia de la roca a ser mojada por agua o por petróleo. De este modo, "según M. Crotti, E. Cabello, S. Illiano, 2.002, se puede establecer si un medio poroso es mojable a una determinada fase (fase mojante)", esta condición se traduce en:

- La fase mojante ingresa al medio poroso en forma espontánea, y por lo tanto, es necesario entregar energía para sacarla del medio poroso.
- La fase mojante tiende a ocupar los capilares de menor diámetro dentro de la red poral, y en consecuencia, la fase mojante es difícil de movilizarse a través del medio poroso.

METODOLOGÍA

Este estudio está incluido dentro de la categoría de proyectos factibles, apoyado en una investigación de campo de tipo evaluativa-experimental, mediante el establecimiento causa-efecto, es decir, se analizan e interpretan los resultados obtenidos basados en el conocimiento de los problemas que se presentan.

La misma tiene como propósito ser aplicada en futuras operaciones de estimulación para solventar los problemas de daño a la formación que se presenten en la industria petrolera.

Pruebas de laboratorio para selección del químico térmico

2.1. ***Análisis de laboratorio****:* Para la determinación del químico óptimo a usarse en el proyecto de inyección de vapor de agua con tratamiento

matricial en el campo Bachaquero Lago se realizaron una series de pruebas de laboratorio partiendo del análisis mineralógico por difracción de rayos X y determinando las propiedades de la roca usando como muestra tapones de núcleo del yacimiento Bachaquero Superior 57 (BASUP-57), estos tapones de núcleo se identificaron con los números 34, 81, 104, 310 y 440 (Ver Cuadro N° 2.1.).

Los tapones presentan una composición mineralógica distinta, lo único en común para las cinco muestras es el cuarzo; y se encuentra en un rango entre 78% y 88% en peso. En el tapón Nº 34 el resto de los minerales (Ortoclasa, Albita, Muscovita 3T y Clinoclorita) que lo constituyen no están contenidos en ninguno de los otros cuatro tapones (Nº 81, Nº 104, Nº 310 y Nº 440). Asimismo, el tapón Nº 440 presenta dos minerales (Ortoclasa y Siderita) que no se repiten en ninguno de los otros cuatro tapones. Los tapones Nº 81, Nº 104 y Nº 310 son los únicos que poseen el mineral Microclina, y los tapones Nº 310 y Nº 440 son los únicos que tienen la arcilla Caolinita. Los minerales Amortita Sódica e Illita sólo aparecen en el tapón Nº 310. En este sentido, se pueden señalar otras diferencias de la heterogeneidad mineralógica que presentan entre sí los tapones.

Cuadro N° 1: Composición Mineralógica por Difracción de Rayos X

			TAPONES DE NÚCLEOS COMPOSICIÓN, % P/P				
Nº	MINERAL	FÓRMULA QUÍMICA	Nº 34	Nº 81	Nº 104	Nº 310	Nº 440
1	Cuarzo	SiO_2	79,0	79,0	88,0	78,0	84,0
2	Ortoclasa	$K\ (Al, Fe)\ Si_2O_8$					4,0
3	Ortoclasa	$K_{0,88}Na_{0,10}Ca_{0,09}Ba_{0,012}\ (Al_{1,005}Si_{2,995}O_8)$	8,5				
4	Albita	$(Na_{0,98}\ Ca_{0,02})\ (Al_{1,02}\ Si_{2,98}O_8)$	2,0				
5	Muscovita 3T	$(K, Na)\ (Al, Mg, Fe)_2\ (Si_{3,1}Al_{0,9})\ O_{10}\ (OH)_2$	4,5				
6	Clinoclorita	$(Mg, Fe)_6\ (Si, Al)_4\ O_{10}\ (OH)_8$	8,0				
7	Clinoclorita	$(Mg_{2,8}\ Fe_{1,7}\ Al_{1,2})\ (Si_{2,8}\ Al_{1,2})\ O_{10}\ (OH)_8$		9,0			
8	Illita-2M1	$(K, H_3O)\ Al_2Si_3AlO_{10}\ (OH)_2$		4,5	2,0		2,0
9	Microclina	$KAlSi_3O_8$		7,5	8,0	6,5	
10	Muscovita 2M1	$KAl_3Si_3O_{10}\ (OH)_2$			2,0		
11	Anortita Sódica	$(Ca, Na)\ (Al, Si)_2Si_2O_8$				5,0	
12	Caolinita	$Al_2Si_2O_5\ (OH)_4$				9,0	3,0
13	Illita	$2K_2O.3MgO.Al_2O_3.24SiO_2.12H_2O$				1,5	
14	Siderita	$FeCO_3$					7,0
		TOTAL:	102,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fuente: Informe evaluación de Reductores de Viscosidad con Tapones de Núcleos del Yacimiento BASUP-57-Laboratorio Químico de la Universidad del Zulia. 2008

Con relación a las propiedades de la roca presentadas por los tapones, el Nº 104 se destaca por sus mayores valores de: permeabilidad igual a 2116 mD, porosidad igual a 30,04% y volumen poroso igual a 18,40 ml. El tapón que contiene los valores más cercanos a los datos del Nº 104 es el Nº 34 con 980 mD, porosidad de 28,69% y 15,49 ml de volumen poroso; y el tapón con

los datos menores es el Nº 440 con 412 mD, porosidad de 25,91% y 13,65 ml de volumen poroso. Se corrobora la heterogeneidad entre las muestras de los núcleos.

Cuadro N° 2: Datos de Propiedades de la roca del yacimiento BASUP-57

		MUESTRAS - TAPONES DE NÚCLEOS				
Nº	PROPIEDADES	Nº 34	Nº 81	Nº 104	Nº 310	Nº 440
1	Profundidad, pies	4.450	4.510	4.550	---	5.750
2	Porosidad al Helio	28,69%	26,35%	30,04%	28,81%	25,91%
3	Permeabilidad al gas, mD	980	648	2.116	623	412
4	Densidad de granos, g/cm^3	2,68	2,67	2,66	2,67	2,68
5	Volumen poroso, cm^3	15,49	15,20	18,40	15,77	13,65
6	Volumen total, cm^3	53,98	57,67	61,26	54,74	52,70

Fuente: Informe evaluación de Reductores de Viscosidad con Tapones de Núcleos del Yacimiento BASUP-57- Laboratorio Químico de la Universidad del Zulia. 2008

El producto químico surfactante a usar fue sometido a pruebas de laboratorio con el objetivo específico de comprobar si presenta propiedades de humectante de sólidos, mejorador de la permeabilidad y desestabilizador/rompedor de la película interfacial de las emulsiones; en otras palabras ser compatible con el sistema petróleo-agua de formación-roca.

2.2. Tipos de Pruebas de laboratorios realizadas:

a. ***Pruebas de dispersión****:* Estas pruebas tienen por objetivo determinar la capacidad de un aceite de mantener en suspensión las materias sólidas susceptibles de contaminar dicho aceite durante el servicio.

Figura N° 2: Prueba de Dispersión en agua con variados productos químico
Fuente: Informe evaluación de Reductores de Viscosidad con Tapones de Núcleos del Yacimiento BASUP-57- Laboratorio Químico de la Universidad del Zulia. 2008.

La prueba de dispersión es de vital importancia cuyo objetivo final es visualizar mejoras en el recobro de crudo pesado por el proceso de inyección de vapor. De allí que los mecanismos que rigen para este proceso son que el reductor de viscosidad a seleccionar debe ser “dispersable” en el agua pero totalmente soluble en petróleo. El químico debe ser Termoestable pues viaja

conjuntamente con el vapor húmedo (máximo 85% de calidad) para aprovechar al vapor saturado y condensado (líquido saturado) como medio de transporte (dispersándose en ellos) para posteriormente migrar en forma de micelas hacia las rocas petrolíferas y los contactos agua-petróleo (CAP), e iniciar su trabajo de repeptización de los asfaltenos floculados (precipitados) y reducción de la viscosidad (los asfaltenos floculados y las emulsiones viscosas impiden el flujo de fluidos hacia los perforados). Cuando el vapor es mezclado con los aditivos de Reductor de Viscosidad Termoestable, al mismo tiempo que se va condensando (cediendo su calor latente) va generando una onda calórica expansiva alrededor del hoyo del pozo que desplaza fácilmente el petróleo desde los poros de la formación. Por otro lado, el agua saturada que entra con el vapor húmedo al igual que la generada por la condensación del vapor seco se van impregnando al máximo de micelas de Reductor de Viscosidad Termoestable que se dispersan en su seno y son las que actúan sobre las superficies de las rocas para mejorar la mojabilidad y crear una condición de ausencia de películas polares con el objeto de que las gotas de agua coalescen por la desestabilización de las emulsiones intersticiales compactas. La superficie de la roca libre de películas polares pero mojada por agua rica en micelas de química crean una película, entre el petróleo y la superficie de la roca, que se comporta como un anillo deslizante que le permite al vapor maximizar su penetración en el yacimiento, expandir al máximo su onda calórica, calentar la mayor masa de petróleo contenida en los canales porales de la roca productora y acumular todo el calor posible en el yacimiento con la ayuda tanto de las propiedades térmicas de los fluidos (viscosidad, densidad, calor específico y conductividad térmica) como de las rocas (calor específico, conductividad térmica y capacidad calorífica para rocas secas y para rocas saturadas con petróleo, gas y/o agua).

Finalmente, una vez estabilizados estos dos procesos dentro de la formación, el “Reductor de Viscosidad Termoestable” es cuando comienza a inducir la movilidad del petróleo residual desde la formación, haciéndolo fluir con mayor libertad hacia el cabezal del pozo.

En resumen, para lograr el objetivo de mejorar la permeabilidad, reducir la viscosidad y aumentar la movilidad del petróleo se requiere que el químico sea “Dispersable” en el vapor húmedo.

Cuadro N° 3. Propiedades del Vapor de Agua Usados en PDVSA Occidente.

Presión (psia)	Temp. (ºF)	Calidad (%)	VE: Volumen Específico, pie^3/lb	
			Vapor Saturado (VS)	Líquido Saturado (LS)
1.601	605	80%	0,2545	0,0239

Fuente: Elaboración Propia. Basado en reportes de operaciones de la gerencia de vapor Occidente. 2014.

Cuadro N° 4. Carga de vapor aplicado al tipo de completación de pozo.

Completación del Pozo	VSH (Vapor Saturado Húmedo) por Ciclo de 15 días			
	Tons. de VSH Ciclo	Tons. de Vapor Saturado por Ciclo	Tons. de Líquido Saturado por Ciclo	Bbls. de Líquido Saturado por Ciclo
HORIZONTAL	8.000	6.400	1.600	75.092
INCLINADO	7.000	5.600	1.400	65.705
VERTICAL	4.000	3.200	800	37.546

Fuente: Elaboración Propia. Basado en reportes de operaciones de la gerencia de vapor Occidente 2014

Como se puede apreciar, cuando aplicamos la Inyección Alternada de Vapor (I.A.V.) estamos inyectando por ciclo de 15 días en la formación 37.546 Barriles de agua por pozo, 65.705 Barriles de agua por pozo y 75.092 Barriles de agua por pozo con completación vertical, inclinado y horizontal, respectivamente.

b. ***Prueba de Mojabilidad hacia el agua:*** La mojabilidad (humectabilidad) es un término descriptivo para indicar si una roca tiene la capacidad de ser preferencialmente cubierta con una película delgada de petróleo o de agua. Los químicos que actúan como agentes de actividad interfacial se deben adsorber en la interfaz (interface) entre el líquido y la roca para cambiar la carga eléctrica sobre la roca, alterando así la humectabilidad

La arenisca, arena y arcilla son humectables por agua y tienen una carga negativa (ς-) en la superficie. La caliza y dolomita son humectables por agua y tienen una carga positiva (ς+) en la superficie en el intervalo de $0 \leq pH \leq 8$.

Las Pruebas de Mojabilidad por Agua fueron realizadas mezclando 40 ml de químico con 40 ml de crudo y la adición de 10 ml de arena. El crudo utilizado fue del pozo BA-2636 con 1% de agua. La figura N° 2-2 muestran arena separada, saturada de química, en cinco productos que no corroboran su efectividad de humectar debido a que no hay presencia de agua en la mezcla para inferir la humectabilidad de la arena por la fuerza iónica del agua e inducir el cambio de carga formal. El agua a utilizar debe ser la de formación del pozo o en su defecto una salmuera sintética similar a la del yacimiento. Por estas razones, las pruebas no son concluyentes.

Para esta prueba se usó el método “API-RP-142” del Instituto Americano del Petróleo que ilustra el procedimiento.

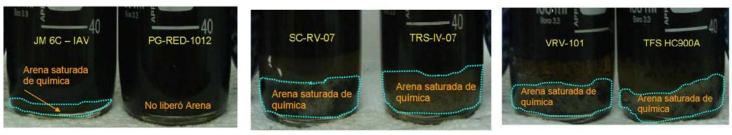


Figura N° 3. Prueba de Mojabilidad hacia el agua
Fuente: Informe evaluación de Reductores de Viscosidad con Tapones de Núcleos del Yacimiento BASUP-57- Laboratorio Químico de la Universidad del Zulia. 2008

Para realizar esta prueba de laboratorio se utilizó 40 ml de Reductor de Viscosidad más 40 ml de petróleo más 10 ml de grava de empaque (100% Cuarzo).

En cuanto a las pruebas de Viscosidad Absoluta las mismas fueron realizadas a 18,3º C (65º F) y presión atmosférica, mezclando en partes iguales el crudo y químico. Las dosis de química utilizadas para determinar el porcentaje de reducción de viscosidad en crudos pesados no deben pasar de 5000 ppm (0,5% vol de químico en 99,5% de crudo). La dilución 1:1 y temperatura de 18,3º C (65º F) a la que se efectuaron las viscosidades no correlacionan con los resultados de las prueba de retorno de permeabilidad, ni simulan ningún parámetro del proceso de la Inyección Alternada de Vapor, lo cual no aporta información significativa porque 18,3º C (65º F) está por debajo de la temperatura normal del yacimiento 82.22 ° C (180º F) y muy por debajo de la temperatura que adquiere el yacimiento cuando se le inyecte vapor a 318.3 ° C (605º F) y 112,56 Kgf/cm2 (1.601 libras por pulgadas cuadrado). De todas formas, no hay equipo para medir viscosidad a 318.3 ° C (605º F) y 1 atmósfera de presión, porque el crudo se descabezaría (pérdida de componentes volátiles). La determinación del porcentaje de reducción de viscosidad ha debido realizarse, por ejemplo, a 82.22 ° C (180º F) dosificando el crudo al menos con 1.500 parte por millón de cada aditivo químico.

La viscosidad es la resistencia interna de los líquidos al flujo, y es afectada por tres factores fundamentales: la temperatura, el gas que contenga en solución y la presión. Ella tiene importancia primordial en los procesos de recuperación térmica (pero a las propiedades del vapor), ya que determina la movilidad del fluido.

Cuadro N° 5: Viscosidad Absoluta @ 18,3º C (65º F) y Presión Atmosférica

Nº	PRODUCTOS QUÍMICOS	65º F
		Cpoises
1	VRV-101	15
2	SC-RV-07	9
3	TFSA HC-900A	68
4	PG-RED-1012	30
5	TS-RIV-1701	29
6	JM6C-IAV	33

Fuente: Informe evaluación de Reductores de Viscosidad con Tapones de Núcleos del Yacimiento BASUP-57- Laboratorio Químico de la Universidad del Zulia. 2008.

c. ***Prueba de Retorno de Permeabilidad****:* Para esta prueba se usó 5 tapones de núcleo identificados como Tapón N° 34, Tapón N° 81, Tapón N° 104, Tapón N° 310 y Tapón N° 440, de esa manera se combinó con los distintos tipos de químicas seleccionadas para las pruebas de laboratorios a realizar y así seleccionar la mejor opción para aplicar en el campo.

Cuando se van a evaluar varios productos químicos mediante pruebas de retorno de permeabilidad (PRP) lo ideal es disponer de tantos tapones como químicos, con la particularidad de que los tapones entre sí deben tener igual composición mineralógica e igual propiedades petrofísicas; a fin de poder realizar una adecuada selección mediante una comparación uniforme de resultados. En el caso de no disponer de suficientes tapones, se debe seleccionar uno que tenga la mejor representatividad del yacimiento y usarlo tantas veces como productos se tengan para evaluar a objeto de satisfacer la condición de comparación uniforme para la selección.

Por otro lado, es fundamental ubicarnos en el tipo de proceso que vamos a simular con el uso de la Prueba de Retorno de Permeabilidad. Por ejemplo, si vamos a simular una estimulación no reactiva que rige la Ley de Darcy, para el movimiento del fluido a través del medio poroso, debemos aplicar el químico en forma directa a través del tapón, pero si lo que vamos a simular es una estimulación inducida por Inyección Alterna de Vapor (I.A.V), el químico debe ser mezclado con agua del generador de vapor (o desmineralizada de laboratorio) en una relación máxima de 1:1. Esto se debe a la Prueba de Dispersión aplicado al químico en el sistema poral del pozo.

Cuadro N° 6: Resultados de pruebas de retorno de permeabilidad con tapón de núcleo usando diferentes marcas de químicas surfactantes.

	PRODUCTOS QUÍMICOS				
	TFSA HC-900A	VRV-101	RED-1012	TRS-IV-1701	CS-RV-07
PARÁMETRO	TAPÓN Nº 34	TAPÓN Nº 81	TAPÓN Nº 104	TAPÓN Nº 310	TAPÓN Nº 440
μ_o	110	110	110	110	110
K_{oi}	114,29	42,13	150,54	73,26	32,45
λ_{oi}	1,039	0,383	1,369	0,666	0,295
K_{of}	109,22	45,40	163,17	76,44	30,83
λ_{of}	0,993	0,413	1,483	0,695	0,280
$\Delta\lambda$	-0,046	0,030	0,115	0,029	-0,015
ΔK	-5,07	3,27	12,63	3,18	-1,62
$\%\Delta K$	-4,44%	+7,76%	+8,39%	+4,34%	-4,99%

Fuente: Informe evaluación de Reductores de Viscosidad con Tapones de Núcleos del Yacimiento BASUP-57- Laboratorio Químico de la Universidad del Zulia. 2008.

La prueba se realizó a una presión neta de sobrecarga de 210,92 kgf/cm² (3000 libras por pulgadas al cuadrado) y 82 °C (+/-180º F). El agua de saturación usada fue salmuera sintética de 10.000 parte por millón de Cloruro de Sodio (NaCl).

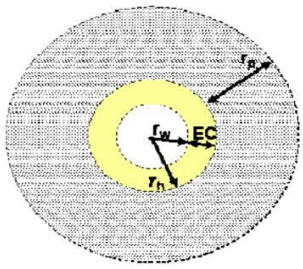
Donde:

$$\lambda_{oi} = \frac{K_{oi}}{\mu_o} \qquad \lambda_{of} = \frac{K_{of}}{\mu_o} \qquad \Delta\lambda_o = (\lambda_{of} - \lambda_{oi}) \qquad \Delta K_o = (K_{of} - K_{oi}) \qquad \%\Delta K = \frac{\Delta K_o}{K_{oi}} \cdot 100$$

μo: viscosidad absoluta, centipoises @ 82.22 ° C (180º F).
Koi: permeabilidad efectiva al crudo inicial, mD; a saturación de agua irreducible Swir
Kof: permeabilidad efectiva al crudo final, mD
λoi: movilidad del crudo inicial, mD/cps
λof: movilidad del crudo final, mD/cps
ΔKo: variación de permeabilidad efectiva al crudo final, mD
Δλo: variación de movilidad del crudo inicial, mD/cps
%ΔKo: porcentaje de variación de permeabilidad efectiva al crudo final, %

Las estimulaciones dominadas por la Ley de Darcy nos conllevan a prefijar un determinado radio de penetración, que en la práctica oscila entre 0.03048 – 1.2192 m (1,0 - 4,0 pies), con el objetivo específico de mitigar el daño en las adyacencias del pozo y restaurar la producción declinada. Para invadir el radio de penetración prefijado se determina un volumen de química que resulta del cálculo de la ecuación siguiente:

rw : Radio externo del Revestidor, pies
rh : Radio externo del Hoyo, pies
EC(Espesor de Cemento) = rh - rw
rp: Radio de Penetración a estimular, pies
rh = rw + EC
R = rh + rp
Darcy: VP, Barriles = 0,56 x ø x H x (R2 - rh2)



Donde:
Vp: volumen de la píldora de estimulación, en Barriles por minuto
Factor de conversión dimensional = π x (1 gal / 0,1337 pie3) x (1 Bbl / 42 gal) = 0,56 Barriles / pie3
Φ: porosidad de la roca, en fracción
H: espesor del intervalo a estimular, en pies

En la I.A.V. el objetivo principal, al igual que en los demás métodos de recuperación térmica, es aumentar la temperatura del yacimiento maximizando la distancia radial (como lo explica el modelo matemático desarrollado por J. W. Marx y R. H. Langenheim).

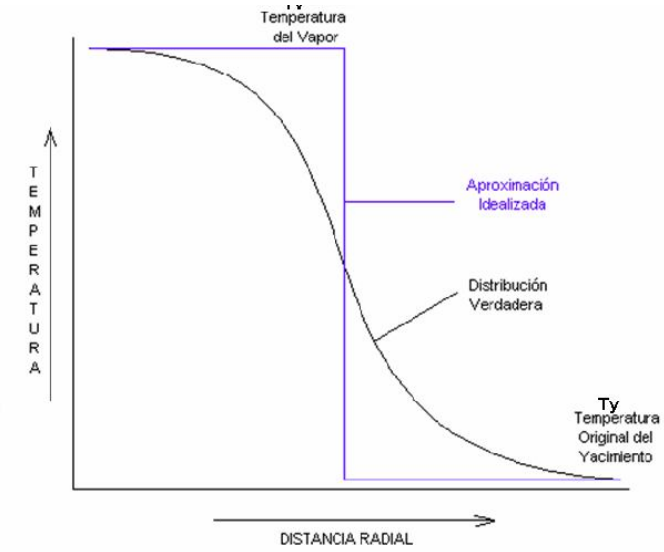


Figura N° 4. Comparación entre la distribución de temperatura verdadera en el yacimiento y la aproximación del Modelo de Marx y Langenheim.
Fuente: Manual de Estimulación Matricial en pozos petroleros. 1991

Todo el calor inyectado no permanece en el yacimiento debido a que parte de los fluidos se pierden hacia las formaciones adyacentes y con los fluidos que se producen. La transferencia de calor hacia las formaciones adyacentes ocurre bajo el mecanismo de conducción (ley de Fourier). El modelo asume que la distribución de temperatura es una función escalonada, desde la temperatura del vapor (Tv) hasta la temperatura del yacimiento (Ty) como se muestra en la Gráfica anterior; y que las pérdidas de calor ocurren hasta el punto donde se da el cambio de temperatura del vapor a la temperatura del yacimiento. En este sentido, para hacer que el calentamiento sea lo más eficientemente posible es que se inyecta con el vapor húmedo una tecnología química como un Reductor de Resistencia Termoestable, el cual por su propiedad de dispersarse micelarmente en el agua es capaz de formar un anillo deslizante sobre la superficie de la roca (creando una condición de ausencia de películas polares) que permite aumentar el área de calentamiento y contribuye a mejorar el recobro de crudo pesado mediante el aporte de gananciales de producción.

Aplicación y análisis de resultados de estimulación matricial en pozos térmicos en el campo Bachaquero Lago.

3.1. ***Base teórica sobre la química Thin Film Spreading Agent*** "***T.F.S.A." aplicada en campo****:* El surfactante base hidrocarburo usado en este proyecto pertenece a la familia de los T.F.S.A. (Thin Film Spreading Agent: "Agente de difusión de película delgada"). El químico T.F.S.A. es soluble en petróleo, dispersable en agua y estable al calor; cualidades esenciales ante el vapor de alta temperatura. La difusora película delgada que forma el T.F.S.A. fue aplicada como el fundamento que induciría a la mejora de la estimulación de vapor debido a sus propiedades de actividad superficial. El T.F.S.A. puede reducir las tensiones interfaciales/energías mediante la formación de una película que se difunde lo suficientemente fuerte como para superar los surfactantes emulsionantes naturales que se encuentran entre el contacto agua-petróleo y las interfaces roca-petróleo. La reducción de las tensiones interfaciales/energías permiten la coalescencia tanto del agua (a través de las gotas de agua) como del petróleo (aglomeración de glóbulos de petróleo), rompiendo la emulsión agua-petróleo. En otras palabras, dos interfaces de alta energía en la superficie se funden en uno generando una gota más grande de agua o petróleo. Además, mediante la reducción de la energía interfacial petróleo-roca/ agua-roca como el cambio de mojabilidad de la roca de petróleo por agua se remueven las partículas de petróleo de la superficie de la roca y se mejora la movilidad del petróleo.

Por otro lado, las superficies limpias de los minerales de la roca son fuertemente humectadas con agua y al entrar en contacto con una fase acuosa son cargados positivamente, neutralmente o negativamente; dependiendo del potencial zeta de la superficie. Cuando el petróleo crudo moja las superficies de la roca los componentes activos del petróleo crudo (por ejemplo, los asfaltenos) difusan en forma de flóculos a través de la fase acuosa para finalmente adherirse en las superficies minerales de la roca cargadas electrostáticamente. Las porciones polares de las moléculas de asfáltenos se dirigen hacia la superficie cargada, mientras que las porciones no polares se ubican lejos de la interfaz de modo que hacen que la superficie quede humectada por petróleo dañando la permeabilidad.

Por ello, el T.F.S.A. es usado en la estimulación cíclica con vapor para eliminar primeramente el daño en la adyacencia del pozo que afecta desfavorablemente al factor de transmisibilidad (Ko.h/μo), el cual de no eliminarse restringirá la entrada de vapor hacia la formación así como el área de drenaje del pozo. La mezcla química se inyecta conjuntamente con el vapor el cual es el medio de transporte, en los cuales se dispersa, para finalmente migrar en forma de micelas hacia las rocas petrolíferas y los contactos agua-petróleo (CAP); desde donde inicia su trabajo de repeptizar los asfaltenos floculados (precipitados) y adheridos a la superficie de la roca

formando películas, asimismo desestabilizar (o romper) las emulsiones estables agua-en-petróleo en la formación, reducir en parte la viscosidad del petróleo (ya que el calor latente cedido por el vapor es quien prácticamente desviscosifica al petróleo) e incrementar el retorno de la permeabilidad para movilizar más crudo. Los asfaltenos floculados y las emulsiones viscosas impiden el flujo de fluidos hacia los perforados.

En este mismo orden de ideas, el frente de vapor tratado con TFSA una vez condensado en el yacimiento, va generando una onda calórica expansiva que incrementa la movilidad del petróleo y el agua producto de la condensación del vapor saturada con micelas de TFSA dispersas en ella va mejorando la mojabilidad de las superficies de las rocas creando una condición de ausencia de películas polares para que las gotas de agua coalescan por la desestabilización de las emulsiones intersticiales compactas y los flóculos de asfaltenos no se adhieran a la roca. Una vez que se ha alcanzado ésta condición, el TFSA inicia la movilización del petróleo residual desde la formación y permite que fluya más libremente hacia el pozo.

El otro surfactante base agua utilizado en el estudio es una mezcla sinergética de moléculas fenólicas oxialquiladas en una base acuosa salina con la función específica de evitar la pérdida de porosidad de la formación inducida por el hinchamiento (hidratación o defloculación) de las arcillas. La montmorillonita (esmectita) es la única arcilla que se hincha adsorbiendo capas ordenadas de agua entre los cristales. Una capa de arcilla de capas mixtas (por ejemplo montmorillonita-illita) que contenga montmorillonita se hinchará también, pero la parte de illita de esta arcilla es relativamente no hinchable. La caolinita, clorita e illita se pueden clasificar como arcillas no hinchables. Sus cristales tienden a permanecer en paquetes en vez de dispersarse como los cristales de montmorillonita; sin embargo adsorben un poco de agua. Todas las arcillas tienen cargas negativas. En la montmorillonita, estas cargas predominan en las superficies del cristal de arcilla, en tanto que los bordes del cristal tienen carga positiva. La densidad de las cargas negativas en un cristal de arcilla se llama capacidad de intercambio catiónico de la arcilla. La montmorillonita tiene una capacidad de intercambio catiónico mucho mayor que los otros tipos de arcillas.

Cuadro N° 7. Capacidad de intercambio catiónico de las arcillas

Arcillas	Capacidad de intercambio catiónico
Montmorillonita	80 a 150
Illita	10 a 40
Caolinita	3 a 15
Clorita	10 a 40

Fuente: Estudios Integrados Bachaquero Lago. PDVSA 2013

El hinchamiento de arcillas por contacto con agua se debe a la hidratación y defloculación de los cationes vinculados a la arcilla. El grado de hinchamiento depende del catión adsorbido en la arcilla y la cantidad de sales disueltas en el agua que hace contacto con la arcilla. Cuando el calcio sea el catión (Ca++) intercambiable, la arcilla adsorberá una capa de agua bien ordenada de tan sólo unas pocas moléculas de espesor. Sin embargo, cuando el sodio sea el catión (Na+) intercambiable, la arcilla adsorberá una capa de agua de orientación deficiente por encima del agua pero de mayor espesor.

Cuando una arcilla de montmorillonita, en equilibrio con una salmuera en particular de la formación, entra en contacto con agua o un fluido acuoso que tiene distintas sales, puede producirse un intercambio de cationes. El calcio Ca++, un ión bivalente, es bastante eficiente para reemplazar iones monovalentes, particularmente el Sodio Na+ . El potasio K+ es más eficiente que el sodio para reemplazar el Ca++.

Los resultados de laboratorio muestran que salmueras de 3 - 5% de cloruro de sodio NaCl, 1% de cloruro de calcio CaCl2, ó 1% de cloruro de potasio KCl limitan el hinchamiento de arcillas dentro de las formaciones. En la práctica estas concentraciones usualmente se aplican al doble.

También puede aumentar de tamaño (hinchamiento, defloculación e hidratación) una montmorillonita de calcio al entrar en contacto con agua de baja concentración de iones Na+. Inversamente, puede producirse floculación (no hinchamiento y deshidratación) al entrar una arcilla de sodio en contacto con agua de una concentración suficiente de iones Ca++. Para causar la floculación (encogimiento) es necesario que en el fluido de estimulación la concentración del ión bivalente sea siempre menor que la de los iones monovalentes de Na+ y K+. La presión es otro factor importante para limitar la adsorción de agua en la montmorillonita.

Una partícula de arcilla deshidratada (no hinchada y floculada) tiene un diámetro generalmente menor que 4 micrones en comparación con un tamaño de los poros de 10 a 100 micrones en una arenisca promedio. Las arcillas tienen una gran superficie en relación al volumen y en consecuencia presentan un gran potencial para reaccionar con los fluidos que entran a la formación. La montmorillonita es el mineral que tiene mayor superficie, esta característica favorece su reactividad y la habilidad entre distintas montmorillonitas para adsorber agua.

La presencia de abundante matriz arcillosa hinchable (montmorillonita, montmorillonita-illita) y arcilla migratoria (caolinita) pueden inducir a la pérdida de producción por reducción de la porosidad y taponamiento de gargantas porales durante el ciclo de inyección de vapor, lapso de remojo y período de producción en caliente del pozo. Este surfactante base agua es un agente estabilizador de arcillas aunque también tiene propiedades de humectabilidad de sólidos y de retorno de permeabilidad. Ambos

surfactantes, base hidrocarburo y base agua, fueron seleccionados adecuadamente mediante pruebas y ensayos de laboratorio.

3.2. ***Aplicación en campo. Descripción del campo Bachaquero Lago****:* Para la elección de los pozos a aplicar el tratamiento matricial con productos químicos para tratamientos térmicos, se seleccionó el yacimiento Bachaquero-02. Este se ubica en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo, en las inmediaciones de la población de Bachaquero y abarca las porciones de tierra firme y del lago en partes aproximadamente iguales. Las propiedades del yacimiento son las siguientes: abarca un área de 99.370.552 m^2 (24.555 acres), La gravedad promedio del petróleo es de 13° API y su viscosidad está entre 1.200 - 1.500 centipoise a condiciones del yacimiento a 143°F y 78.23 kgf/cm^2 (1.112 libras por pulgadas cuadrada). La presión inicial del yacimiento fue de 154,68 kgf/cm^2 (2.200 libras por pulgadas cuadrada) y la presión de burbujeo de 129.10 kgf/cm^2 (1.835 libras por pulgadas cuadrada). Actualmente la presión promedio del yacimiento se ubica en 49,21 kgf/cm^2 (700 libras por pulgadas cuadrada), tiene un corte de agua de 46.85% y la relación gas petróleo ha estado durante la casi totalidad de la vida del yacimiento por debajo de 22.55 m^3 Neto/Barril Neto (800 PCN/BN). Por esta razón se aplica la inyección alterna de vapor para mejorar la viscosidad del crudo. El yacimiento Bachaquero-02 tiene un POES de 9.079 Millones de Barriles de petróleo, Reservas Recuperables de 2.678 Millones de Barriles de petróleo y unas reservas remanentes de 917 Millones de Barriles de petróleo. Estructuralmente, Bachaquero-02 está conformado por un monoclinal de rumbo Sudeste-Noroeste con buzamiento suave de 0 a 5° y sistemas de fallas de rumbo Norte Sur. Estas atenúan su intensidad al oeste hacia el sistema de fallas de Pueblo Viejo. La roca yacimiento tiene permeabilidades entre 400 y 2.000 mD, porosidades oscilantes entre 20 y 36%. Ésta a su vez se compone principalmente de arena de grano fino a medio de moderada a buena selección en sus mejores facies entre las que destacan barras de meandro, barras de desembocadura, relleno de canal rectilíneo, barras de acreción lateral; todas originarias de un ambiente de múltiples canales, separados por superficies de inundación, estas últimas se hacen fuertes cada cierto ciclo geológico, siendo regionalmente consecuentes para permitir de esta manera dividir todo el yacimiento en siete (7) unidades sedimentarias denominadas U7, U6, U5 y U4 pertenecientes al Miembro Bachaquero, U3 y U2 que conforman el Miembro Laguna (ambos de la Formación Lagunillas), y U1 correspondiente al Miembro Santa Bárbara de la Formación La Rosa, los cuales a su vez no están todos siempre presentes.

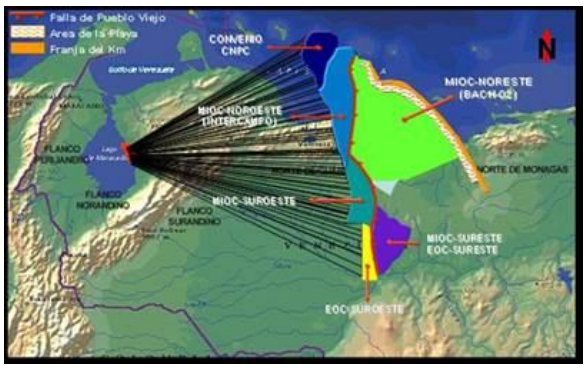


Figura N° 5. Ubicación geográfica de la Unidad de Producción Bachaquero Lago
Fuente: Estudios Integrados Bachaquero Lago. PDVSA 2013.

El volumen arcilloso (VSh: Volume Shales) en el análisis mineralógico de Bachaquero-02 está constituido por 7,67 - 14,0% de arcillas hinchables montmorillonita-illita; 3,33 - 4,00% de arcillas migratorias caolinita y 1,50 - 4,00% de arcilla clorita. La clorita se caracteriza por formar hidróxidos de hierro.

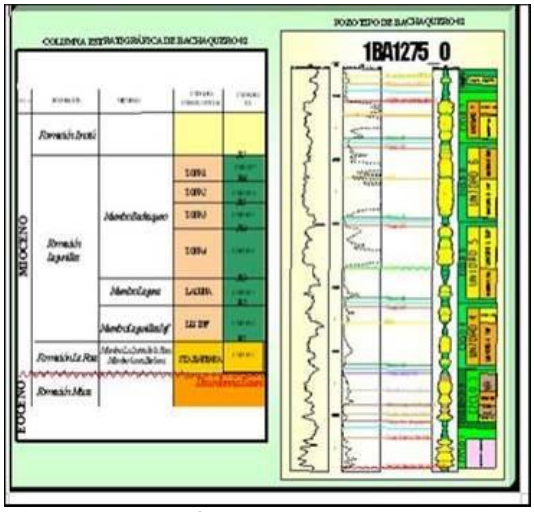


Figura N° 6. Columna Estratigráfica de la Unidad de Producción Bachaquero Lago
Fuente: Estudios Integrados Bachaquero Lago. PDVSA 2013.

En relación a los 8 pozos seleccionados para este estudio describiremos a continuación la completación: los pozos horizontales están completados a hoyo desnudo de 15.56 cm (6⅛ pulg), perforados con fluido viscoelelástico base carbonato, la sección horizontal de producción puede tener una longitud de 182.88 m – 304.8 m (600 a 1.000 pies) de sección (MD: Messure Depth); luego son completados con rejillas de alambre embobinado de 8.89 cm (3½ pulg) con malla filtrante de 220 micrones promedio a hoyo desnudo, empacados con grava térmica carbolite o sinterlite 20/40, las rejillas están colgadas con un colgador hidráulico térmico y extensión de empaque,

además de la junta de expansión térmica, el revestidor de producción es de 17.78 cm (7 pulg) cementado hasta superficie. Para los pozos side track se perfora un hoyo de 15.56 cm (6⅛ pulg) hasta 1.280,16 m (4.200 pies) promedio (TVD: True Vertical Depth), Profundidad Total, luego se completa con liner ranurados de 8.89 cm (3½ pulg) empacado con grava sintética a hoyo desnudo y colgado con empacadura hidráulica de 17.78 cm (7 pulg). En los pozos Verticales se perfora un hoyo de 21.59 cm (8½ pulg) hasta PT, se baja revestidor de 17.78 cm (7 pulg) hasta una profundidad promedio de 1.371,6 m (4.500 pies) (TVD: True Vertical Depth), completando el pozo a hoyo entubado, se realiza cañoneo con TCP alta penetración y se usa liner ranurado de 8.89 cm (3½ pulg) empacado con grava sintética y colgado con empacadura hidráulica de 17.78 cm (7 pulg). Todos los pozos tienen gas de levantamiento artificial como método de producción y habían experimentado entre 1 y 3 ciclos normales de inyección de vapor.

3.3. ***Selección de los Químicos:*** Los dos surfactantes (SBA: surfactante base agua / SBH: surfactante base hidrocarburo) fueron seleccionados mediante ensayos y pruebas de laboratorio usando crudo muerto y agua de formación del yacimiento Bachaquero-02; los mencionadas análisis son los siguientes: pruebas de compatibilidad, humectabilidad de sólidos, dispersión, y, de retorno de permeabilidad con tapones de núcleo del mismo yacimiento; los cuales son esenciales para prever daño a la formación (Ver Capitulo II de este Informe).

Para la aplicación en campo se realizó el siguiente procedimiento: El vapor mezclado con los dos surfactantes, base agua (SBA) y base hidrocarburo (SBH), fue inyectado simultáneamente con el vapor de agua. Se inyectaron cuatro pozos horizontales cuatro pozo vertical.. Los volúmenes de vapor fueron de 4.000 Ton métricas (25.200 Barriles = 8.765 MMBTU) para los verticales y side track, y 8.000 Toneladas métricas (50.400 Barriles = 17.530 MMBTU) para los horizontales, con una calidad constante de 80%. También fueron distintos el tiempo del ciclo de inyección de vapor, tasa diaria de vapor y tiempo de remojo; aunque el volumen usado de ambos surfactantes fue constante.

La volumetría requerida de cada surfactante fue determinada por modelo matemático desarrollado partiendo de la segunda Ley de Fick. Habiéndose verificado la integridad del pozo, reemplazada la Válvula de Gas de Levantamiento por Válvula Dummy, deshidratado el anular con vapor, y, llenado el revestidor con nitrógeno hasta 105.46 kgf/cm2 (1.500 libras por pulgadas cuadrada) se procede a la inyección alternada de vapor.

Figura N° 7. Esquema del procedimiento de inyección de química durante el tratamiento de Vapor
Fuente: Elaboración propia. Según el programa de diseño operacional de bombeo de química. 2010

3.4. ***Casos históricos:*** La aplicación en campo se realizó en un total de 8 pozos los cuales se seleccionaron pozos que se realizó inyección de vapor de agua en su primer ciclo, luego de declinado la producción en este primer ciclo se procede a realizar el tratamiento matricial con químicas térmicas simultáneamente con la inyección de vapor de agua con el objetivo de re-establecer las condiciones del yacimiento como en su primer ciclo de vapor y así darle una mejor

En la tabla siguiente se muestra la lista de pozos con tratamiento matricial en el segundo y tercer ciclo de inyección de vapor de agua.

Cuadro N° 8. Estadísticas de Pozos estimulados con química térmica simultáneamente con la inyección de vapor de agua

N°	POZO	YAC.	TIPO DE POZO	PRODUCCION					
				ANTES DE LA ESTIMULACION			DESPUES DE LA ESTIMULACION		
				BBPD	BNPD	%AGUA	BBPD	BNPD	%AGUA
1	BA-2451	BACH-02	HORIZONTAL	155	153	1,3	349	325	6,9
2	BA-2501	BACH-02	HORIZONTAL	169	166	1,8	631	450	28,7
3	BA-2075	BACH-02	VERTICAL	160	127	20,6	610	229	62,5
4	BA-2625	BACH-02	VERTICAL	51	49	3,9	221	214	3,2
5	BA-2459	BACH-02	VERTICAL	113	110	2,7	250	213	14,8
6	BA-2338	BACH-02	HORIZONTAL	158	155	1,9	210	206	1,9
7	BA-2641	BACH-02	HORIZONTAL	85	81	4,7	383	356	7
8	BA-2646	BACH-02	VERTICAL	231	190	17,7	1420	1124	20,8

Fuente: Elaboración Propia. Basado en las actividades operacional de pozos seleccionados para el tratamiento matricial junto con el vapor. 2014

De los pozos estimulados durante la inyección de vapor de agua combinado con la química térmica se seleccionó los siguientes para mostrar su estado mecánico y la producción gráfica antes de y después del tratamiento.

a. ***Caso histórico N° 1: Pozo BA-2501. Yacimiento: Bachaquero 02:*** El pozo BA-2501 fue perforado el 18/06/2002 hasta la profundidad de 1.494,13 m (4.902 pies) (MD), cementándose revestimiento de producción de 17.78 cm (7 pulg) a 1.298,45 m (4.260 pies) (MD). Se completó el 28/06/2002, con rejillas pre-empacadas térmicas 20-40 de 0.3 mm (0.012 pulgadas) en el yacimiento Bachaquero 02, en el lente 2 (U6), se instaló equipo de levantamiento artificial y se dejó preparado para su primer ciclo de vapor. El pozo se abrió a producción en frío con 119 Barriles neto de petrolero diario con 20% Agua y Sedimentos. El 05/08/2002 se le realizó su primer ciclo de vapor (8.000 Toneladas), al cual respondió de forma satisfactoria cumpliendo con el potencial estimado. En Septiembre de 2002 se muestreó y probó arrojando 1.382 Barriles bruto de petróleos diario; 1.285 Barriles neto de petróleos diario con 6% Agua y Sedimentos para estabilizarse a finales de ese año en 600 Barriles neto de petróleos diario con 6% Agua y Sedimentos, y para Abril de 2003 tenía 158 Barriles bruto de petróleos diario, 154 Barriles neto de petróleos diario con 2,5% Agua y Sedimentos. Luego de un periodo largo de producción la producción del pozo declino y se realizó los arreglos necesarios para preparar el pozo para un segundo ciclo de vapor. En este segundo ciclo se realizó la inyección de la mezcla química seleccionada en la prueba de laboratorio, simultáneamente con el vapor de agua.

En la siguiente figura se muestra el estado mecánico actual del pozo:

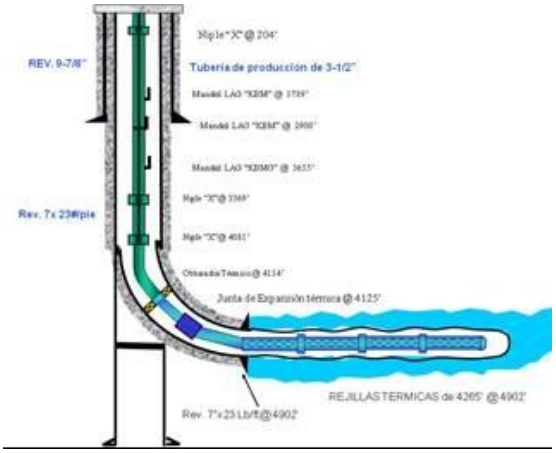


Figura N° 8. Diagrama Mecánico Final pozo productor BA-2501
Fuente: Informe Final del pozo BA-2501. 2004

Comportamiento de Producción del Pozo BA-2501.:

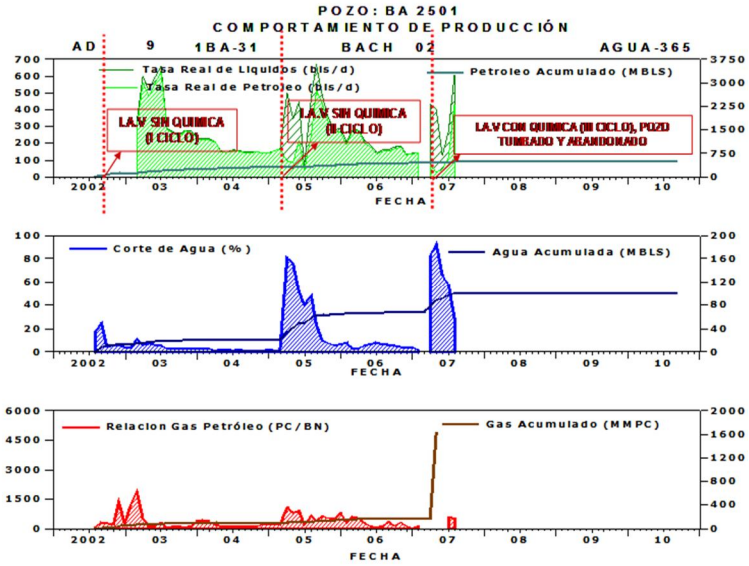


Figura N° 9. Curvas de comportamiento de producción sin y con el vapor aditivado con los Surfactantes Base Agua y Base Hidrocarburo.
Fuente: Informe de Producción Centinela-PDVSA. 2010

b. ***Caso histórico N° 2: Pozo BA-2625. Yacimiento: Bachaquero 02****:* El pozo BA-2625 perforó hoyo de superficie de 31,12 cm (12-1/4 pulgadas) y revestidor de 24,45 cm (9-5/8 pulgadas) @ 243,54 m (799 pies). Luego perforó hoyo de 21,59 cm (8-1/2 pulgadas) hasta 1.292,96 m (4.242 pies), bajó y cementó revestidor de 17.78 cm (7 pulg), 23#/pie, N-80, BTC @ 1.292,96 m (4.242 pies) el 29/09/05. Para el 03/10/05 se completó como pozo vertical en el yacimiento BACH-02 con tubos ranurados de 8.89 cm (3½ pulg), 0.3 mm (0.012 pulgadas) y colgador térmico para revestidor de 17.78 cm (7 pulg), realizó cañoneo con cañones TCP 11.43 m (4-1/2 pulgadas), 10 Tiro por pie, 45° fase alta penetración en el intervalo 1.207,62 m – 1.241,76 (3.962 - 4.074 pies) selectivo, se empacó con grava 20-40 carbolite, para luego bajar completación de 8.89 cm (3½ pulg) con equipo de levantamiento artificial por gas. Este pozo debido a que es de crudo pesado se estimuló mediante la Inyección de Vapor de agua como alternativa de explotación y así analizar su comportamiento en caliente.

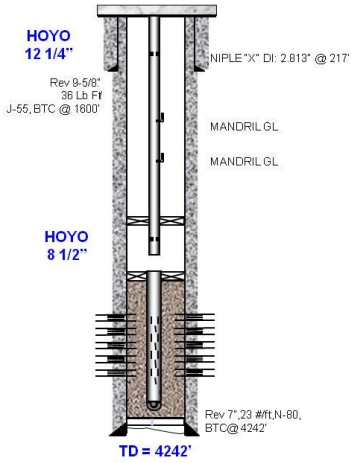


Figura N° 10. Diagrama Mecánico Final pozo productor BA-2625
Fuente: Informe Final del pozo BA-2625. 2005

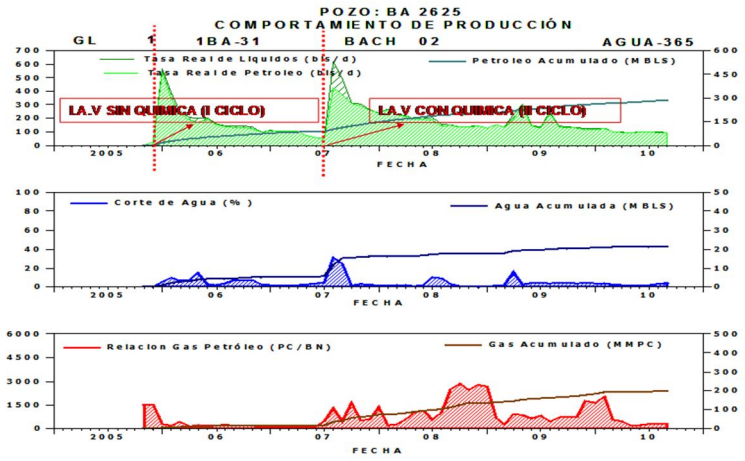


Figura N° 11. Curvas de comportamiento de producción sin y con el vapor aditivado con los Surfactantes Base Agua y Base Hidrocarburo.
Fuente: Informe de Producción Centinela - PDVSA. 2010

CONCLUSIONES

Las conclusiones de este estudio se presentan generadas del análisis de los resultados de la evaluación realizada en campo Bachaquero Lago donde se demostró la eficiencia de la estimulación matricial con mezclas químicas combinadas con la inyección de vapor en pozos de crudo pesado.

Con el objeto de presentar las conclusiones obtenidas basada en la experiencia de campo con la aplicación de la técnica de estimulación matricial con mezclas químicas combinadas con la inyección de vapor se seleccionaron un grupo de pozos y después de realizado el estudio y las conclusiones del mismo se agruparon atendiendo a los objetivos:

En el primer Objetivo específico: “Definir los conceptos básicos de Estimulación de pozos, la importancia de realizar pruebas de laboratorios antes de aplicar la técnica combinada con la Inyección de Vapor Alternada en pozos de crudo pesados del campo Bachaquero Lago” se tiene que para entender el contenido del desarrollo de este informe se realizó un resumen de conceptos teóricos básicos para así realizar una evaluación detallada de laboratorio del producto químico a usar en la estimulación matricial de los pozos pilotos seleccionados.

Se realizaron pruebas de laboratorios a diferentes químicos del mercado con tapones de núcleo del yacimiento a estimular.

Las pruebas de laboratorios realizadas con la termo química para la estimulación matricial combinada con el vapor inyectado se debe realizar para cada pozo seleccionado a esta técnica ya que el yacimiento Bachaquero 02 esta subdividas en varios lente.

Este diseño de estimulación matricial térmica puede ser usado en todos aquellos pozos que requieren de la inyección alternada de vapor como método de mejoras de producción para yacimientos de crudo pesado

Sobre el segundo objetivo específico “Definir el área de aplicación del proyecto y demostrar los resultados de aplicación en el campo obtenidos”.

Se realizó una definición más actualizada y completa del campo Bachaquero Lago, para así seleccionar los pozos preparados a inyección de vapor con problemas de producción antes y después del primer ciclo de inyección de vapor.

Se seleccionó un total de 8 pozos pilotos para la aplicación de la técnica de estimulación matricial combinada con la inyección de vapor en el campo Bachaquero Lago.

Se diseñó un programa y combinaciones químicas para la estimulación matricial térmica, el cual puede ser usado en todos aquellos pozos que requieren de la inyección alternada de vapor como método de mejoras de producción para yacimientos de crudo pesado.

Luego de realizado el tratamiento matricial se pudo observar que la producción de petróleo fue mayor en el segundo ciclo de inyección de vapor

aditivado con los dos surfactantes, base agua y base hidrocarburo, con respecto al primer ciclo de inyección de vapor sin químicas.

Se demostró en las pruebas de campo que el surfactante base agua junto al surfactante base hidrocarburo hacen sinergia para mejorar el recobro de crudo pesado, incrementando la producción de petróleo, reducción de los cortes de agua y mejoramiento de la permeabilidad

El vapor mezclado con los dos surfactantes (base agua y base hidrocarburo) mejoró la respuesta de "Acción y Efecto (Huff and Puff) del vapor del ciclo" y "Remojo de Vapor (Steam Soak)".

Con el cumplimiento de los dos objetivos específicos se logró alcanzar satisfactoriamente el objetivo general del estudio"Evaluar la factibilidad técnica con la aplicación de estimulación matricial con químicos térmicos combinada con la inyección alternada de vapor en los pozos de la Unidad de Producción Bachaquero Lago para mejorar la productividad del campo"..

REFERENCIAS

Blair, C.M. Jr.: "Method of Recovering Petroleum from a Subterraneam Reservoir Incorporating an Acrylated Polyether Polyol". U.S. Patent Nº 4. 216.828 (1.979).

Montiel, H.: "Manual de Estimulación", primera edición, PDVSA, pág. 11-12, Unidad IV, 2.007.

Manual de Estimulación Matricial en pozos petroleros. M.I. Carlos Islas Silva. 1991

PDVSA y Beicip Franlab. "Estudio Integrado del Campo Bachaquero - Yacimiento Bachaquero-02, Parte II Modelo Estático", Maracaibo, 1.999, 108 pp.

RIOS, Eduardo. (2001) "Daño a la Formación y Estimulación de Pozos". PDVSA CIED.

.....

Research Article
TAU e-Journal of Multidisciplinary Research
http://www.journal.tauniversity.org
Trabajo de investigación desarrollado en el marco del Programa: Master of Science in Petroleum Engineering-Drilling Engineering, en la Tecana American University, USA.
Recibido el: 19 de Enero de 20145
Aprobado el: 26 de Enero de 2015
Vol: 4
Nro: 1

.....