

DESHIDRATACION MAGNETICA DE CRUDOS

Autores: Pelaez U. Carlos¹; Medina Z. Carlos; Silva Bernardo; Ordoñez Anibal; Figueroa M Julio; Bustamante L Jorge; Molina Juan Guillermo. Ecopetrol - ICP - GCO - GAM; A.A 4185, Bucaramanga, Colombia.

RESUMEN

En pruebas efectuadas con diferentes muestras de crudos al ser expuestas a un campo magnético, se observó el desprendimiento de una fase de agua asociada con la fase de aceite. Lo anterior generó la idea que el campo magnético actúa como una fuerza que altera las características de las emulsiones y logra la separación de las fases líquidas (agua - crudo). Debido a esto es posible, utilizar la fuerza magnética como un nuevo método de rompimiento de emulsiones.

Se analizaron muestras de crudo de las estaciones La Cira (campo La Cira), Provincia (campo Suerte) y Terciarios (campo Dina) para evaluar el efecto del campo magnético sobre la separación de fases agua-petróleo en la emulsión. Las pruebas de laboratorio se llevaron a cabo escalando las condiciones de operación y producción de las estaciones de forma tal que al diseñar y fabricar las herramientas deshidratadoras magnéticas separe la emulsión desde un BSW del 50% hasta valores por debajo del 1%. Los resultados mostraron que al pasar la muestra de crudo por una intensidad magnética entre 0.5 (0.05 T) a 10.0 kgauss (1.0 T) se logra obtener un porcentaje de agua separada de la emulsión entre el 20% al 45 % aproximadamente.

Después de realizar pruebas de laboratorio y asegurar que las ventajas de este efecto se podrían aplicar en las baterías de recolección y tratamiento de fluidos en los campos mencionados anteriormente, se llevaron a cabo pruebas piloto. Estas estaciones de ECOPETROL manejan un promedio de 14000 barriles (0.026 cu. m/s) de fluido por día, de los cuales 6000 barriles por día (7.3 E-5 cu. m/s) son de un crudo parafinoso de una gravedad promedio de 18.2 °API (Terciarios) ; 23°API (La Cira) y 24° API (Provincia), con una emulsión estable y apretada que oscila entre un BSW de 50% al 5% de agua. Se están utilizando 3000 (11.4 cu.m) a 5300 (20.1 cu.m) galones anuales de rompedor de emulsiones en estas estaciones logrando un BSW final del 3% al 0.1%.

Desde julio de 1998, se instalaron a la salida del separador general, tres prototipos de campo de deshidratadora magnéticas con los siguientes resultados: 1. Se logra disminuir el BSW en un promedio del 72% a la entrada del tanque de fiscalización; 2. Se reduce el consumo de rompedores de emulsión en un 55%; y 3. Se ha observado una mejora en la calidad del agua producida disminuyendo en un 20% el consumo de clasificadores.

Lo anterior evidencia las siguientes contribuciones técnicas:

1. Se plantea un nuevo método económico de romper emulsiones sin cambiar las condiciones normales de la operación de una estación.
2. Es una tecnología limpia que disminuye la concentración de químicos vertidos al ambiente en el agua de producción.
3. Abre al mundo científico el interés de cual es el fundamento que soporta este fenómeno que en el momento es poco estudiado cuando se utiliza campos magnéticos

INTRODUCCION

Las emulsiones son sistemas dispersos, constituidos por dos líquidos inmiscibles, con la fase dispersa presente en la forma de pequeñas gotas en una fase continua. Las emulsiones son sistemas termodinámicamente inestables, por lo que existe una barrera de energía que se opone al rompimiento y que depende de la magnitud de las fuerzas de atracción (Van der Waals) y repulsión (electrostática) entre las gotas de la fase dispersa. Lo anterior implica que las emulsiones son estables desde el punto de vista cinético.

La estabilidad de las emulsiones ha sido la materia de intensa investigación durante los últimos ochenta años (1-10), y hay aún una necesidad de más investigaciones básicas para entender el mecanismo que gobierna la estabilidad de las emulsiones continuas de petróleo. La aplicación directa de un modelo

¹ A quien dirigir la correspondencia: E-mail: cpelaez@ecopetrol.com.co

electrostático de estabilización, para prevenir la floculación de las gotas de agua dispersas en el petróleo no parece estar justificada.

Para emulsiones de petróleo, la importancia de una doble capa eléctrica en los alrededores de las gotas de agua se señala como uno de los factores en el rompimiento de las emulsiones (11). Estudios empíricos han mostrado la importancia de componentes como los asfáltenos, porphyrines y ceras para la estabilización (12-14). Los primeros dos componentes al parecer poseen propiedades de superficie activa y por lo tanto acumulan una interface petróleo - agua.

Los asfáltenos también serán capaces de actuar como partículas sólidas después de que han precipitado de la solución (15). Las parafinas pueden actuar como lípidos a nivel molecular, o como partículas en la película interfacial. La formación de una película interfacial posee ciertas propiedades reologicas superficiales, en combinación con partículas y/o estabilización esterica, es obviamente de fundamental importancia para la estabilidad de las emulsiones de crudo.

En el presente estudio se tomó unas muestras del crudo de la estación Terciarios, Provincia y La Cira-03 para evaluar el efecto del campo magnético sobre la separación de fases agua - petróleo en la emulsión. Las pruebas de laboratorio se llevaron a cabo escalando las condiciones de operación y producción de las estaciones de forma tal que al diseñar y fabricar la herramienta magnética, MAGCOP, se logre el rompimiento de la emulsión y por ende una disminución en el consumo de químicos.

Los resultados mostraron que al pasar la muestra de crudo por una intensidad magnética entre 0.5 (0.05 T) a 10.0 kgauss (1.0 T) se logra obtener un porcentaje de agua separada de la emulsión entre el 20% al 45 % aproximadamente con una disminución de la concentración de hidrocarburos presentes en el agua de producción.

Las pruebas en las estaciones mostraron que la eficiencia del prototipo de campo esta dada por la capacidad de almacenamiento en los tanques de fiscalización (agitación), tiempo de retención, características de la emulsión y composición del petróleo.

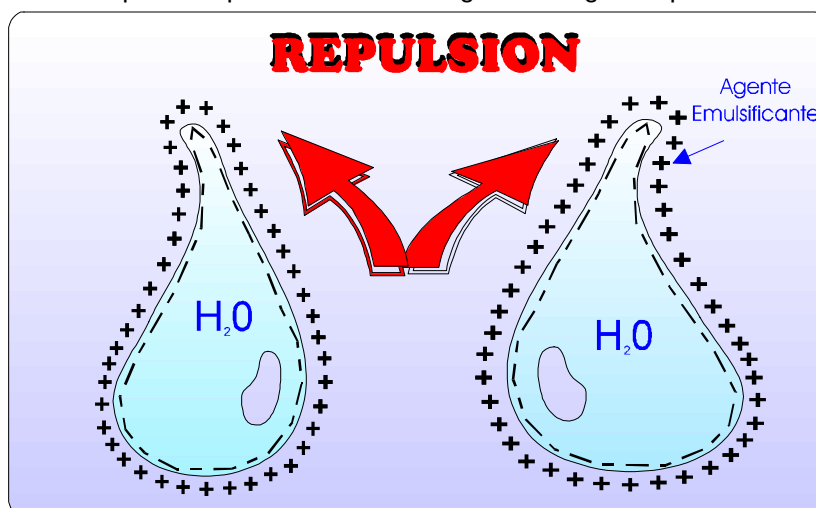
1. FUNDAMENTOS DE LA DESHIDRATACIÓN MAGNÉTICA (PRIMERA APROXIMACION)

Con base a pruebas experimentales, los análisis cromatograficos, fenómenos interfaciales (FIR) y estudios del potencial Zeta (teoría DLVO) de crudos tratados con campo magnético, presentamos a continuación nuestra hipótesis para explicar la separación del agua asociada con el crudo :

Se identificó la emulsión presente en el crudo Terciarios, La Cira 03 y Provincia, como normal, estable y apretada que requiere de un tratamiento combinado (temperatura + químico) para romper estas emulsiones

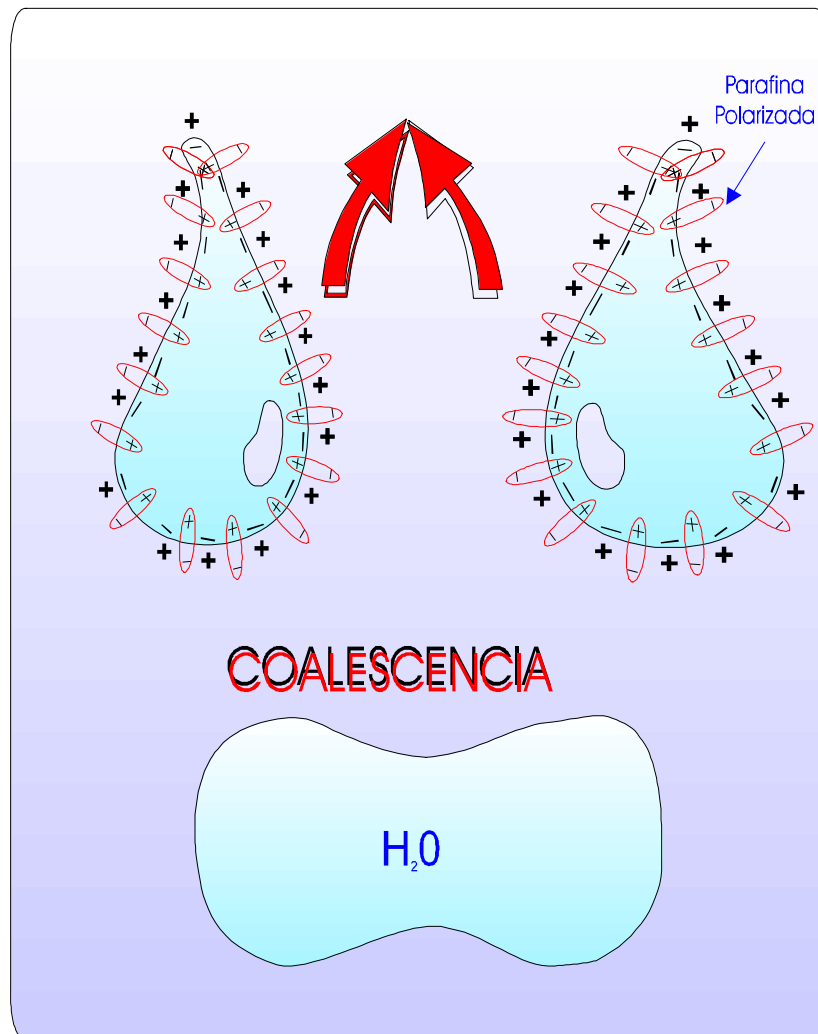
El agente emulsificante, constituido por moléculas polares, forma una membrana o película alrededor de las moléculas de agua que impide a las pequeñas gotas de agua unirse para formar gotas de mayor tamaño. Un esquema de éste fenómeno puede observarse en la figura 1.

Figura 1. Esquema representativo de las gotas de agua dispersa en el crudo



El campo magnético actúa sobre el crudo, orientando las moléculas de parafina con su plano molecular perpendicular a la dirección del campo magnético. Esta reorientación de las moléculas iónicas y/o con sistemas conjugados (polinucleares, heteroaromáticos, porfirínicas) introduce una serie de perturbaciones sobre sus niveles rotacionales, vibracionales y electrónicos causando un impacto sobre la organización molecular global que actúan como neutralizadores de las cargas polares del agente emulsificante, debilitándolo y permitiendo así la coalescencia de las gotas de agua y su posterior precipitación, ver figura 2.

Figura 2. Efecto del campo magnético sobre el agente que mantiene la emulsión



El fenómeno de neutralización de la película emulsificante se puede lograr con o sin temperatura, obteniéndose una mayor separación de agua, cuando la temperatura de flujo de la prueba es de 38 °C (311 K) para el crudo de La Cira -03, de 36°C (309 K) para el crudo de Terciarios y de 32 °C (305 K) para el crudo Provincia.

2. DATOS DE CAMPO DE LA ESTACION TERCIARIOS, LA CIRA-03 Y PROVINCIA.

En las condiciones de flujo se fundamentan las pruebas de simulación magnética de laboratorio para la deshidratación del crudo Terciarios, Provincia y La Cira 03 (Ver Tabla 1).

Tabla 1. Datos de flujo de la estación Terciarios, Provincia y La Cira-03.

VARIABLES	TERCIARIOS	PROVINCIA	LA CIRA 03
VOL. BRUTO DE ENTRADA (bpd)	12000 a 14000	900	13000 a 14000
BSW PROMEDIO (%)	62	10	30
TEMPERATURA DE OPERACIÓN °C	36	32	32 a 43
TIEMPO DE REPOSO (hr)	3	14	3
INYECCION DESEMULSIFICANTE (gpd)	5	4.5	2.5
ANTIESPUMANTE (gpd)	-	-	1
DIAMETRO DE TUBERIA (pulg)	6	6	6
GRAVEDAD API/ 60°F	18.2	24	23.2

3. CARACTERIZACION DEL CRUDO TERCARIOS, PROVINCIA Y LA CIRA-03

3.1. CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO.

Las propiedades fisicoquímicas necesarias para la evaluación de la tecnología magnética se reportan en las tablas 2 y 3.

Tabla 2. Análisis SARA crudo Terciarios, Provincia Y La Cira 03.

ESTACION	SATURADOS %	AROMATICOS %	RESINAS %	ASFALTENOS %
TERCIARIOS	65.0	22.0	12.7	0.3
PROVINCIA	82.1	16.3	1.4	0.2
CIRA-03	51.0	25.1	20.3	3.6

Tabla 3. Propiedades físicas crudo de Terciarios, Provincia y La Cira -03

DETERMINACION	TERCIARIOS	PROVINCIA	CIRA-03
GRAVEDAD API A 60°F	18.2	24.0	23.2
AGUA EMULSIONADA (%)	2.0	5.0	2.6
PUNTO DE FLUIDEZ °C	-23	- 25	<-27
TIPO DE EMULSION	Normal	Normal	Normal

4. RESULTADOS Y ANALISIS

4.1. PRUEBAS DE LABORATORIO.

El primer paso en el desarrollo experimental consiste en reproducir en el laboratorio la operación real que ocurre en el campo; para ello el simulador de laboratorio, ver figura 3, cuenta con un sistema de control y monitoreo, que permite ajustar y verificar las variables de influencia de cualquier sistema de producción que se desee representar y así definir el diseño de la herramienta deshidratadora magnética.

El crudo a una temperatura de 25°C (298 K), se hizo pasar por diferentes intensidades de campo magnético, a caudales de 14000 bpd (0.026 cu. m/s) y 900 bpd (0.002 cu. m/s) . Se seleccionaron dos tipos de vectores de campo magnético dado por dos diferentes tipos de circuitos de imanes permanentes, A y B, lográndose un máximo porcentaje de agua deshidratada del 30.91% para el circuito A; y del 20.38% para circuito B cuando la intensidad de campo magnético es de 10.0 Kgauss (1.0 T) en ambos casos.

Una segunda prueba se hizo calentando el crudo a 38°C (311 K), a un caudal equivalente a 14000 bpd (0.026 cu. m/s), con los circuitos combinados; la máxima deshidratación para éste caso fué de 84.65% cuando la intensidad de campo magnético comienza en 0.5 Kgauss (0.05 T) hasta llegar a 10.0

Kgauss (1.0 T). Para una intensidad de campo igual a cero Kgauss, el porcentaje de agua presente en el crudo La Cira-03 es de 20%, del 45% para Terciarios y del 10% para Provincia (900 bpd) aproximadamente.



Figura 3. Simulador Magnético de Laboratorio.

4.2. VALIDACIÓN DE LA TECNOLOGÍA MAGNÉTICA EN EL CAMPO.

Luego de verificar las bondades de los efectos del campo magnético, a nivel de laboratorio, en la separación de emulsiones se realizan las siguientes fases a nivel de campo:

4.2.1 Simulador Magnético Portátil de Laboratorio.

Se utiliza revalidar los datos obtenidos en el laboratorio necesarios en el diseño del prototipo de la herramienta deshidratadora magnética. Este simulador portátil, como se aprecia en la figura 4, actúa sobre la mezcla bajo condiciones normales de operación, velocidad y temperatura, de la estación y así los riesgos y posibilidades de baja eficiencia del prototipo diseñado.



Figura 4. Simulador portátil de laboratorio.

4.2.2 Monitoreo de los prototipos.

Dos herramientas prototipos deshidratadoras magnéticas, flexibles en el diseño conforme a los cambios operacionales y de producción de las estaciones, se instalaron tal como se indican en la figura 5 con el fin de validar las pruebas de laboratorio obtenidas como una reducción del agua emulsionada en el crudo.

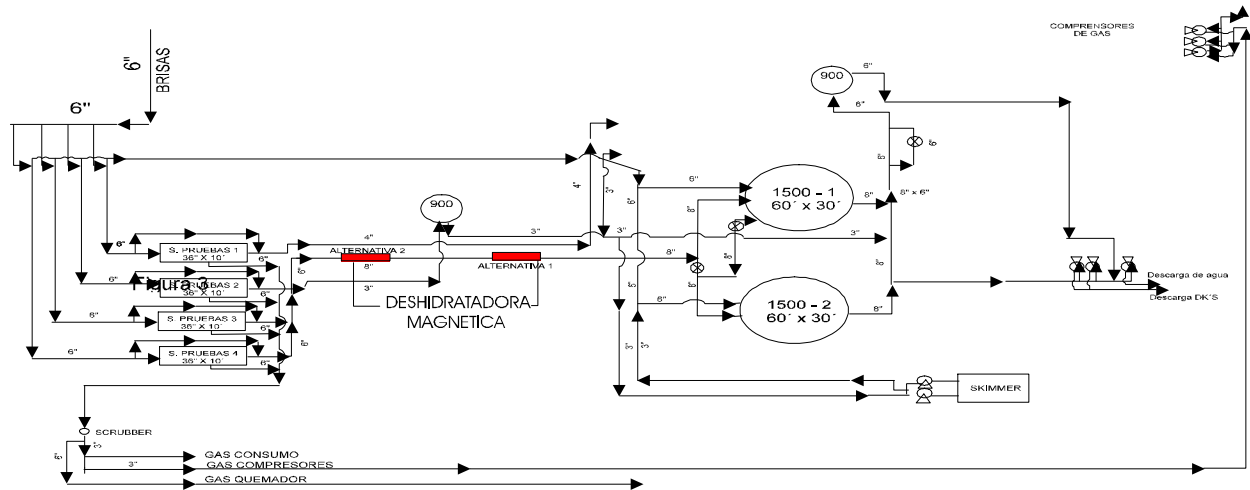


Figura 5. Ubicación de la deshidratadora magnética (alternativas).

El plan general de las pruebas consistió básicamente en determinar el BSW obtenido en el tanque de fiscalización después de que el crudo pasara por la herramienta deshidratadora magnética cuando las estaciones operaban con dosificaciones de rompedores de emulsión entre 5 gpd (2.2 E-7 cu. m/s) a 0 gpd (0 cu. m/s).

4.2.2.1 Estación La Cira 03.

La estación de recolección La Cira 03 recibe un crudo de 24 °API con un BSW del 57% a un caudal de 12000 barriles por día (0.022 cu. m/s), al cual se le inyectan un galón de antiespumante (1.8 E-6 cu. m/s) y 2 galones de desemulsificante por día (3.7 E-6 cu. m/s). Una vez que el fluido recibe la inyección de los químicos pasa a un separador general en donde se le retira el gas y el líquido luego a un gun barrel para que por el efecto de coalescencia y 4 horas (14400 s) de reposo retire la mayor cantidad posible de agua, posteriormente y por reboso el petróleo va al tanque fiscalizador en donde se le retira el agua restante con un tiempo de reposo aproximado de 24 horas (86400 s).

En la tabla 4 se reportan los datos de BSW correspondientes a las pruebas efectuadas en la estación La Cira 03 sin tratamiento (ST), con tratamiento químico (CTQ) y con tratamiento magnético (CTM), es decir la estación se adecuó para alcanzar condiciones de estabilidad durante un tiempo de reposo de 24 horas (86400 s) en un tanque de 2000 barriles de crudo (318 cu. m).

Estas pruebas fueron realizadas pasando el fluido una vez fue tratado magnéticamente hacia el tanque fiscalizador, en donde se drenaba mientras se llenaba y no tenía ningún tipo de agitación adicional, además del llenado.

El tiempo de llenado del tanque sin tratamiento fue de 12 horas (43200 s), mientras con tratamiento magnético fue de 14, 5 horas (52200 s), y el tiempo de llenado del tanque con químico fue de 16 horas (57600 s). Al finalizar el llenado de cada tanque se dejó 12 horas (43200 s) de reposo para cada uno y se le realizó un seguimiento o monitoreo del BSW cada 2 horas (7200 s).

Tabla 4. Comportamiento del BSW en función del tiempo para el fluido STM, CTQ y CTM.

TIEMPO (HORAS)	BSW (%)		
	ST	CTM	CTQ 2 gpd de rompedor
2	45.3	26.6	1.0
4	42.5	22.3	0.3
6	39.7	20.8	2.0
8	37.7	19.8	2.3
10	35.8	20.1	0.2
12	33.8	14.3	1.8

En la anterior tabla se observa una disminución del BSW del 45% a un 14% cuando el crudo sale de la herramienta magnética y entra al tanque de fiscalización sin inyección posterior del rompedor de emulsiones.

Paralelo al monitoreo del BSW se realizo un monitoreo del agua emulsionada separada sin tratamiento y separada con tratamiento magnético y químico. En Tabla 5 se observa el comportamiento de la concentración, en mg/l, de grasas e hidrocarburos en agua vertida a las piscinas de tratamiento.

Tabla 5. Comportamiento de las grasas y aceites con y sin tratamiento magnético.

TIEMPO	GRASAS Y ACEITE (mg/l)		
	STM	CTQ	CTM
t1	129.11	114.7	89.5
t2	95.9	90.5	28.8
t3	82.6	27.3	20.6

t1 : Inicio el llenado de los tanques
t2 : Fin del llenado de tanques
t3 : Tanques en reposo

Los resultados obtenidos anteriormente reflejan la necesidad de hacer llegar el fluido una vez tratado magnéticamente a un tanque de mayor capacidad donde puede tener reposo con baja agitación.

4.2.2.2 Estación Terciarios.

La estación Terciarios recibe la producción de crudo de 18.2 °API de 61 pozos, con un volumen de fluido a la entrada de los separadores bifásicos de 12000 bpd (0.022 cu. m/s), temperatura de 36°C (309 K), BSW a la entrada y salida de 62%; el crudo pasa a dos tanques de 15000 barriles (2385 cu. m) con un tiempo de reposo de 32 horas (115200 s) donde en el tanque 1 se saca aproximadamente 6000 barriles de agua por día (0.011 cu. m/s) (300 ppm a 400 ppm de grasas y aceites), luego se bombea el crudo a la batería Cretáceo donde se recibe en el gun barrel para separar el crudo del agua.

Se comenzó a monitorear el comportamiento del BSW pasando todo el fluido por la deshidratadora magnética, disminuyendo la dosificación de rompedor de emulsión desde 5 gpd (2.2 E-7 cu. m/s) a 0 gpd (0 cu. m/s). El valor promedio de BSW a la salida del tanque limpio fue de 2.9% para 5 gpd y de 4.2% para 0 gpd.

Un resumen del promedio diario del comportamiento del BSW se presentan en la tabla 6

Tabla 6. Comportamiento del BSW a la salida del tanque de fiscalización - Terciarios.

EVALUACION	BSW PROMEDIO (%)
Gun Barrel + 5 gpd de rompedor	3.6
Gun Barrel + deshidratadora + 5 gpd de rompedor	2.9
Gun Barrel + deshidratadora + 3.5 gpd de rompedor	0.9
Gun Barrel + deshidratadora + 2.5 gpd de rompedor	1.6
Gun Barrel + deshidratadora + 1.5 gpd de rompedor	1.3
Gun Barrel + deshidratadora + 0.5 gpd de rompedor	2.2
Gun Barrel + deshidratadora + 0.0 gpd de rompedor	1.8
Gun Barrel	4.2

Lo anterior refleja una disminución del BSW de 65% a la entrada de la deshidratadora magnética a un valor promedio de 1.8% a la salida del tanque limpio sin inyección de rompedor de emulsión.

4.2.2.3 Estación Provincia.

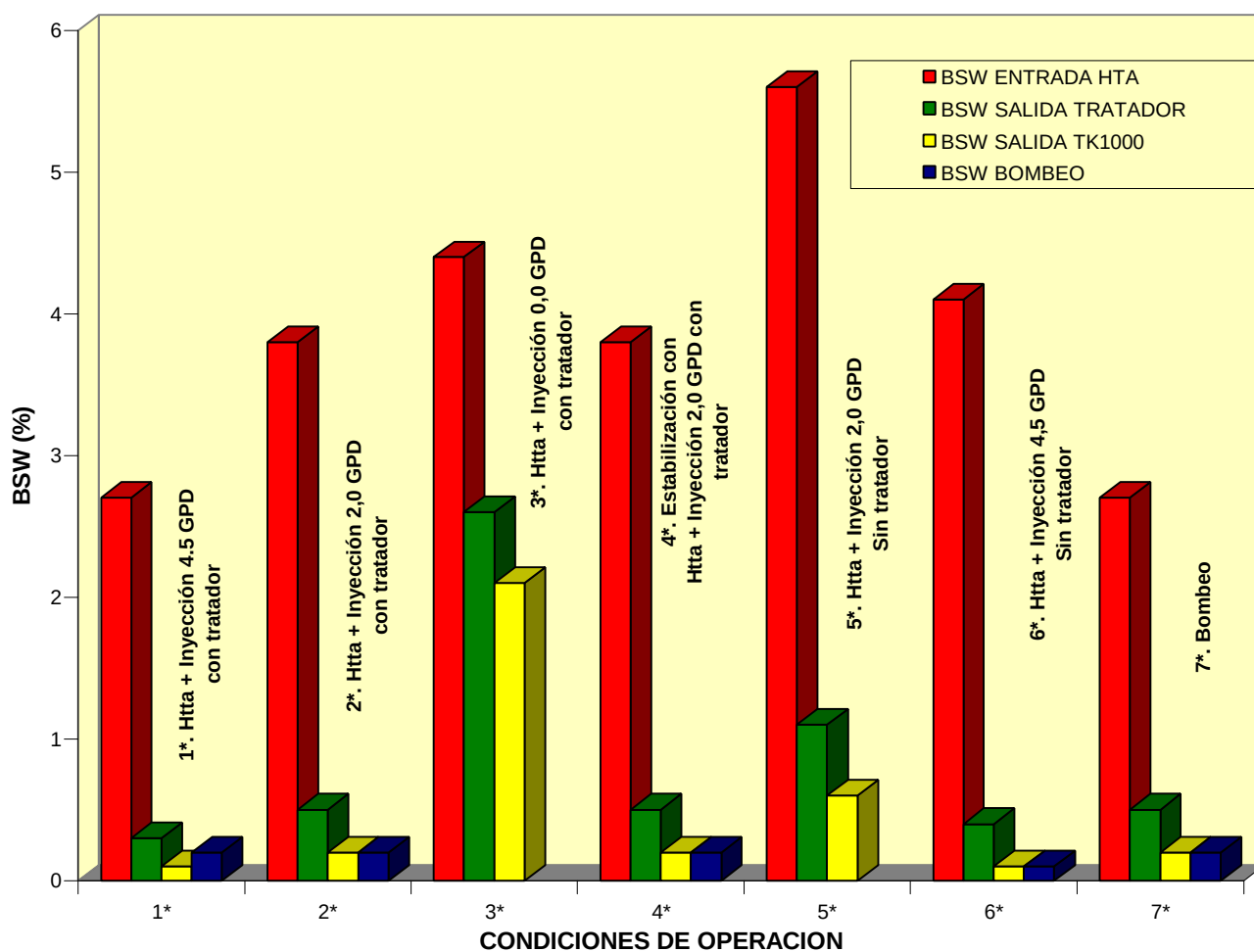
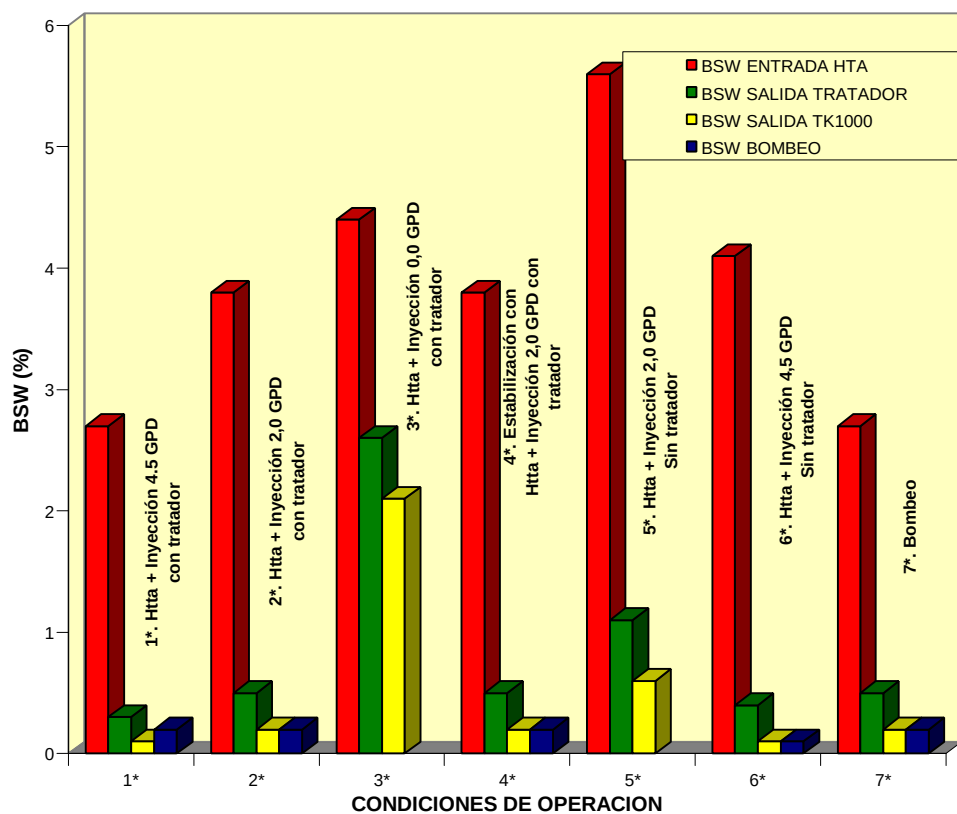
Para el caso de Provincia, estación 2 se produce 900 bpd (0.002 cu. m/s) de un crudo parafinoso de 24. 5° API, con un BSW promedio a la entrada del separador general del 10% y una temperatura en el fluido de 32° C (305 K). A la salida del manifold se le inyectan 4.5 gpd (2.0 cu. m/s) de un rompedor de emulsión a efectos de obtener un BSW en el tanque del 0.1 %.

El crudo pasa por un tratador térmico a gas donde es calentado a una temperatura de 50° C (323 K) y luego es recibido en un tanque de 1000 barriles (159 cu. m) y dejado en reposo por un tiempo de 10 horas (36000 s) para luego ser mezclado con otro crudo en un tanque de 10000 barriles (1590 cu. m) y bombeado hacia refinería con un BSW de 0.2% y 17 libras de concentración máxima de sal en el crudo.

Las condiciones del crudo antes de instalar la herramienta magnética y con 4.5 gpd (2.0 cu. m/s) fueron, en promedio de: A la salida del separador: BSW igual a 10%, sal igual a 280 libras por cada 1000 barriles de crudo; A la salida del tratador térmico: BSW igual a 0.4% y sal igual a 15.1 libras por cada 1000 barriles; a la salida del tanque de 1000 barriles (159 cu.m): BSW igual a 0.2% y sal igual a 12 libras por cada 1000 barriles.

Un prototipo de herramienta deshidratadora magnética fue instalada por by pass entre el separador general y el tratador térmico, cerca a la inyección de 280 gpm (0.018 cu. m/s) de agua dulce para lavar el crudo a fin de disminuir su concentración de sal. Se comenzaron las pruebas evaluando, por 30 días, el BSW y la concentración de sal en tres puntos ubicados a la entrada de la herramienta, al salida del tratador térmico y a la salida del tanque de 1000 barriles para dosificaciones del rompedor de 4.5 gpd (2.0 cu. m/s) y 2 gpd (8.8 E-8 cu. m/s) y condiciones normales de operación en la estación.

Un comportamiento del BSW y la concentración de sal para estas pruebas puede ser observado en las figuras 6 y 7, donde se concluye que se puede obtener resultados similares de un BSW cercano a 0.2% una concentración de sal promedio de 13 libras por cada 1000 barriles de crudo cuando la condiciones son de una inyección de 2 gpd (8.8 E-8 cu.m/s) de rompedor de emulsión, todo el crudo y el agua de lavado atraviese el campo magnético generado por la herramienta deshidratadora magnética y se mantengan las condiciones normales de operación en la estación.



BOMBEO	SALINIDAD			
	ENTRADA HTA	SALIDA TRATADOR	SALIDA TK1000	BOMBEO
0.2	235.1	32.9	19.2	12.7
0.2	267.5	58.6	27.6	15.7
	151.1	112.7	123.4	
0.2	267.5	58.6	27.6	15.7
	396.3	93	53	
0.1	247.5	35.9	29.2	13.8
0.2	267.5	58.6	27.6	15.7

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Las pruebas reportadas mostraron que la emulsión que maneja las estaciones de recolección Terciarios, Provincia y La Cira 03 responde adecuadamente al tratamiento de deshidratación por medio del campo magnético.
- El campo magnético logra disminuir en un 72% el BSW comparado con el manejo de las estaciones de recolección estudiadas sin tratamiento químico.
- Una mayor agitación del crudo debido a la capacidad y diseño del gun barrel disminuye la eficiencia del tratamiento magnético. La agitación del crudo una vez ha sido tratado magnéticamente hace que el efecto se retroceda en su totalidad y la emulsión regrese a su estado inicial, o en algunos casos haciendo la emulsión mas fuerte.
- Los mejores resultados obtenidos con el tratamiento magnético en la estación La Cira 03, mostraron que con un tiempo de reposo aproximado de 24 horas (86400 s) se disminuyó el BSW hasta un 14%. Estos porcentajes fueron el resultado del tratamiento de un flujo de 14000 bpd en tanques con capacidad de almacenamiento de 3000 bpd, lo que genera una alta agitación y un bajo tiempo de retención.
- La calidad del agua producida separada por tratamiento magnético es de mejor calidad y no proporciona aditivos que puedan afectar el medio ambiente, disminuyendo así la contaminación de los ríos, esteros, etc., en donde se vierten las aguas de producción una vez son tratadas.
- Se estima una disminución del 55% en el volumen de rompedor de emulsiones utilizados en las estaciones cuando se aplica la tecnología magnética para romper emulsiones, es decir, de 5300 galones por año se pasaría a 2915 galones por año, equivalente a un ahorro anual de 35800 US dólares. Estos cálculos se hicieron considerando un costo promedio de 15 dólares por galón de rompedor de emulsión utilizado. Para una inversión de \$US 40,000, el tiempo de retorno estimado para este proyecto es de 1.5 años.

BIBLIOGRAFIA

- (1) P. L. Bansbach, Oil Gas J., 52, 87, 1970
- (2) A. G. Contrell and J. B. Speed, U.S. Patent 987,115 y/o 987,116 1991.
- (3) Th. F. Thadros; B. Vincent. Emulsion stability. En: "Encyclopedia of emulsion technology". Cap. 3, vol. 1. Becher, P. ; New York. Marcel Dekker, 1983
- (4) P. Sherman, Rheology of emulsion. En: Emulsions Science, Sherman, P., Academic Press, London and New York, 1968.
- (5) A. k. Mahlorta and D. T. Wasan in (I.B. Ivanov, Edi) " Thin liquid films, Fundamentals and Applications", Surfactant Sci. Series, vol. 29, Narcel Dekker, New York, p. 829, 1988
- (6) T. Sato; R. Ruch; "Stabilization of colloidal dispersions by polymer adsorption". En: Surfactant Science series, Cap. 2, 9:37-62, 1980.
- (7) O. Urdahl, J. Sjoblom, J. Disp. Sci. And Technol., 16 (7), 557, 1995.
- (8) B. N. Dikarev, A. A. Ostapenko and G. G. Karasev, "Viscosity dependence of dielectric liquids on electric field". Dnepropetrovsk Civil Engineering Institute, Department of Physics.
- (9) A. S. C. Lawrence, Chem. Ind. (London), 39, 615, 1948.

- (10) L. Mingyuan, J. Sjoblom and A. A. Christy, in (J. Sjoblom, Edi), Emulsions - "A fundamental and practical approach", NATO ASI Series, Kluwer Academic Publshing, Dordrecht. P. 157, 1992.
- (11) X. Gutierrez; L. Brito; A. Morales; A. Cárdenas; H. Rivas. "Estabilidad de emulsiones de bitumen en agua". Parte I. Revista INTEVEP, Visión Tecnológica, vol 3, N° 2, 1996.
- (12) D. E. Graham, A. Stockwell and D. G. Thompson, en: (P.H. Ogden, Edi), Chemicals in the oil industry, The Royal Society of London, p. 73, 1983.
- (13) G. D. M. Mackay, A. B. McLean, O. J. Betancourt y B. D. Johnson, I. Inst. Pet. (London), 59, 164, 1973.
- (14) E. Papirer, C. Bourgeois, B. Siffert y H. Balard, Fuel, 61, 732, 1982.
- (15) O. Urdahl, J. Sjoblom y F. Nilsen: "Water - in-crude oil emulsions stabilised by asphaltenes and resins. A fundamental approach". SPE 622640.