



KAPLAN INDUSTRY

VENEZUELA

**Proporcionando respuestas
biológicas a necesidades
industriales**



KAPLAN INDUSTRY

VENEZUELA



Nosotros somos Kaplan Industry Venezuela. Somos una empresa que fabrica y suministra productos biocompuestos, ofreciendo soluciones biológicas a necesidades industriales, al tiempo que reduce costos e incrementa los ingresos. Nos especializamos en la producción de tensioactivos de base biológica y paquetes microbianos para remediación, brindando apoyo a la producción de combustibles fósiles y a la limpieza de residuos peligrosos.

Nuestro objetivo es aumentar los beneficios y ofrecer soluciones a diversos sectores industriales en los territorios de los Estados Unidos. Mejoramos la recuperación de petróleo, facilitamos soluciones de limpieza industrial, procesamos residuos sanitarios, suministramos disolventes biológicos para riesgos ambientales y limpiamos y revitalizamos suelos degradados o contaminados.

Francamente, nuestros productos son muy diferentes a los de nuestros competidores. Mientras que otras empresas pueden ayudar a una o dos industrias, o afirman poder atender a tantas industrias como nosotros, aunque de manera ineficaz, Kaplan Industry ha logrado un éxito constante en la resolución de problemas, el ahorro de costos operativos, el aumento de beneficios y, lo que es más importante: **la preservación de la salud y la seguridad de las personas**; todo ello sin sacrificar nuestra metodología de servicio de calidad. Nuestros productos ofrecen un rendimiento diverso y satisfacen una amplia gama de necesidades versátiles.

RESPUESTAS SALUDABLES A LAS NECESIDADES ECONÓMICAS.



Kaplan Industry comenzó a utilizar compuestos orgánicos en sus productos agrícolas y, a lo largo de los años, hemos cosechado un éxito extraordinario con ellos. Nuestros productos han demostrado ser seguros para el medio ambiente, 100 % biodegradables, y hemos logrado fabricarlos y suministrarlos de manera asequible.

Asimismo, llevamos 20 años prestando servicios de gestión de residuos y hemos logrado aumentar la producción de petróleo para diversas compañías petroleras mediante productos que realmente benefician al medio ambiente y contribuyen a mantener su salud. Diversos clientes han recurrido a nosotros para sus labores de limpieza industrial; las explotaciones agrícolas han obtenido sus mejores rendimientos una y otra vez; y hemos demostrado, de forma reiterada, que nuestros productos eliminan los riesgos biológicos con una eficacia asombrosa.

EXCELENCIA SUPERADA, CON UNA EXPERIENCIA EN LA QUE PUEDE CONFIAR.



Nuestros objetivos empresariales no se limitan únicamente a generar beneficios, sino a aportar soluciones: soluciones para la agricultura, para la biorremediación, para la producción segura de energía y para la salud. Asimismo, deseamos ofrecer respuestas tanto al trabajador local como a la sede corporativa; al municipio y al consumidor; a la pequeña y a la gran empresa: nuestro propósito es ayudar a todos.

En conclusión, esperamos tener la oportunidad de convertirnos en su proveedor, atendiendo sus necesidades y objetivos mediante métodos que sean, a la vez, asequibles y respetuosos con el medio ambiente. Tal como reza nuestra declaración de principios:



“Si desea una mayor producción de petróleo, una reducción de los residuos sanitarios, suelos más fértiles, agua más pura, cultivos más sanos y mayores rendimientos, nuestros productos son la respuesta.

“Aumentar los beneficios y ofrecer soluciones: eso es Kaplan Industry.”

KAPLAN INDUSTRY
VENEZUELA

OILTEC



PRODUCCIÓN TOTAL DE PETRÓLEO



A medida que un pozo petrolero opera, su producción se ve ralentizada por obstrucciones, emulsiones cerosas, corrosión y otras sustancias. La producción disminuye a medida que las perforaciones se obstruyen, lo que hace necesario el *fracking*, un proceso que puede resultar costoso o perjudicial, dependiendo de los fluidos empleados.

La industria está constatando que los tensioactivos convencionales resultan menos eficaces que los tensioactivos de origen biológico; estos últimos actúan con dosis mínimas, lo que les confiere eficacia a concentraciones hasta 50 veces inferiores a las de muchos productos tradicionales. Una producción petrolera óptima es posible gracias al uso de nuestro tensioactivo de gama alta certificado por el programa USDA BioPreferred, denominado **OILTEC**!

- Abre el Flujo de Aceite
- Limpia las Perforaciones
- Aligera el Crudo/Aumenta la Gravedad
- Descompone el BS&W
- Descompone el Lodo del Fondo del Tanque
- Limpia Buques Petroleros de Forma Rápida y Eficaz
- Limpia Tuberías y Líneas de Transmisión
- Lavado Eficaz de Disolventes y Equipos
- No tóxico, no contaminante
- No Corrosivo, No se Necesita EPP

OILTEC disuelve los coágulos formados en tuberías y conductos, y reduce la tensión superficial en la zona de perforación, favoreciendo así un mayor flujo de petróleo y una mejora sustancial en la producción de crudo. ¡Además, disuelve las emulsiones endurecidas que se acumulan en el fondo de los tanques de almacenamiento de petróleo crudo, transformándolas nuevamente en un producto apto para su refinación!

Cuando se utiliza para abrir pozos, **OILTEC** se ha comprobado que aligera naturalmente el petróleo crudo y aumenta su gravedad, elevando los valores API. Asimismo, «endulza» el crudo y evita la formación de sulfuro de hierro. ¡Una mejor calidad se traduce en un mejor precio de venta!

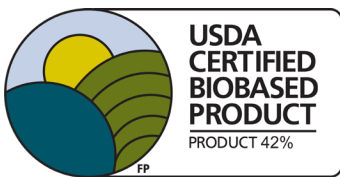




OILTEC es también la opción más segura para utilizar como disolvente. Al lavar equipos, purgar tuberías y limpiar buques cisterna, se requieren productos químicos agresivos y tóxicos para descomponer el aceite incrustado, la cera y diversos subproductos. Sin embargo, **OILTEC** resulta un limpiador más eficaz y su uso es tan seguro que ¡no requiere el empleo de equipos de protección personal (EPP)! Es el único tensoactivo biodegradable y con certificación BioPreferred que ofrece un rendimiento superior al de cualquier otro producto.

La tecnología coloidal que utilizamos atomiza los sólidos, ablandándolos y, finalmente, biodegradándolos en una biomasa que se disuelve por completo sin dejar residuos. Nuestro paquete de micelas descompone literalmente los obstáculos a nivel molecular, permitiendo así que el aceite fluya libremente. A diferencia de la mayoría de los disolventes o tensoactivos —que resultan excesivamente costosos, corrosivos, peligrosos de manipular y requieren ser recuperados, **OILTEC** es no cáustico, seguro de manipular, no corrosivo para los equipos, totalmente biodegradable y **no requiere recuperación.**

Ya sea para la limpieza de pozos, el desobstrucción de perforaciones, la eliminación de la corrosión, la disolución de lodos, la limpieza de tanques o incluso como componente de fracking, **OILTEC** es la solución definitiva para la Industria del Petróleo y el Gas.



¡Llámenos hoy mismo y permita que **OILTEC** devuelva la vida a sus pozos para aumentar sus beneficios de producción!

Totalmente biodegradable - Tecnológicamente sólido - 100% seguro



KAPLAN INDUSTRY
VENEZUELA

OILTEC



ESTUDIOS DE CASO DE PRODUCCIÓN PETROLERA

Pozo A - 4,321 pies - Texas - 12/10/2023

Pretratamiento - El pozo producía 4 barriles diarios de crudo con entre 25 y 56 barriles de agua; la gravedad específica (SG) era de 17 en la etapa de pretratamiento.

Tratamiento - Se bombearon 33 barriles de la mezcla OilTec a través de una tubería de producción de 2 3/8 pulgadas, alojada dentro de una tubería de revestimiento de 4.5 pulgadas y 20 libras; la mezcla presentaba una relación de dilución de 5:1 (agua:OilTec) y el pozo se mantuvo cerrado durante 24 horas.

Postratamiento - Transcurridas las 24 horas, se volvieron a encender las bombas y se abrió el pozo, recuperándose el fluido durante un periodo de 24 horas. Se registró un aumento en el flujo de petróleo, alcanzando los 18 barriles diarios con 24 barriles de agua. Una muestra del corte de petróleo reveló que la gravedad específica (SG) era de 24, y el pozo mantuvo un flujo de 18 barriles diarios durante 2 semanas.

Semana 3 - La producción de petróleo descendió a 16 barriles diarios, manteniéndose en ese nivel durante 2 semanas.

Semana 6 - La producción de petróleo cayó a 12 barriles diarios y se estabilizó, manteniendo dichos niveles más de un año después; la gravedad específica (SG) se mantiene estable en 21.

Pozo B - 4,198 pies - Texas - 13/10/2023

Pretratamiento - El pozo producía 3.5 barriles diarios de crudo, con más de 40 barriles de emulsión agua-petróleo; la gravedad específica (SG) era de 19.

Tratamiento - Se bombearon 31 barriles de la mezcla OilTec a través de una tubería de producción de 2 3/8 pulgadas, dentro de un revestimiento de 4.5 pulgadas y 20 libras, a una relación de dilución de 5:1; posteriormente, el pozo se cerró (se puso en reposo) durante 24 horas.

Postratamiento - Transcurridas las 24 horas, se reactivaron las bombas y se abrieron los pozos, recuperándose el fluido

durante un periodo de 24 horas. Se registró un aumento en el flujo de petróleo de 9.5 barriles, nivel que se mantuvo estable durante 4 semanas, con una gravedad específica de 21.

Semana 6 - La producción registró 7 barriles de petróleo con una gravedad específica de 20; actualmente, el pozo produce 6 barriles de petróleo y más de 30 barriles de agua, manteniendo la gravedad específica en 20 incluso más de un año después.

Pozo C - 6,280 pies - Texas - 15/10/2023

Pretratamiento - El pozo producía 4.5 barriles de crudo por día, con un corte de agua variable; la gravedad específica (SG) era de 18.

Tratamiento - Se bombearon 33 barriles de la mezcla OilTec a través de una tubería de 2 3/8 pulgadas, dentro de un revestimiento de 4.5 pulgadas y 20 libras, a una relación de dilución de 6:1; el bombeo se realizó hasta alcanzar el tope de las perforaciones.

Postratamiento: Transcurridas 24 horas, se volvieron a encender las bombas y se abrió el pozo, recuperándose fluidos durante las siguientes 24 horas. Se registró un aumento en el flujo de petróleo de 7 barriles, mientras que la producción de agua se situó en 25 barriles; la gravedad específica (SG) fue de 21.

Semana 6 - Se registraron 7 barriles de petróleo con una gravedad específica (SG) de 20; la producción actual de crudo es de 6.5 barriles de petróleo, manteniendo la gravedad específica (SG) en 20 más de un año después.

Pozo D - 3,965 pies - Texas - 22/10/2023

Pretratamiento - El pozo producía 2 barriles diarios de crudo con una gravedad específica (SG) de 17.

Tratamiento - Se bombearon 26 barriles de la mezcla OilTec hacia las perforaciones de fondo a través del espacio anular (entre la tubería de producción de 2 3/8" y la tubería de revestimiento de 4.5" y 20 lb/pie), utilizando una relación de dilución de 4:1; el pozo se mantuvo cerrado durante 24 horas.

Postratamiento - Transcurridas las 24 horas, se reactivaron las bombas y se abrió el pozo, recuperándose el fluido durante un periodo de 24 horas. Se registró un incremento en el flujo de petróleo de 6 barriles, con una gravedad específica (SG) de 20.

Semana 6 - Se registró una producción de 5,5 barriles de petróleo con una gravedad específica (SG) de 19; la producción actual se sitúa en 4.5 barriles, manteniendo la gravedad específica en 19 más de un año después.

Pozo E - 3,200 pies - Oklahoma- 02/11/2023

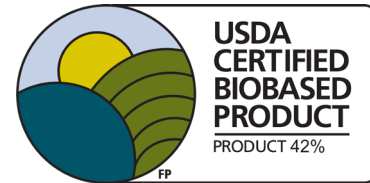
Pretratamiento - El pozo produjo 0,6 bbl de crudo, con una variabilidad en el corte de agua; la gravedad específica (SG) era de 18.

Tratamiento - Se bombearon 38 bbl de la mezcla OilTec a través del espacio anular (formado por una tubería de 2 3/8" y un revestimiento de 4") con una relación de dilución de 6:1, manteniéndose el pozo cerrado durante 48 horas.

Postratamiento - Transcurridas las 48 horas, se abrió el pozo y se pusieron en marcha las bombas, recuperándose fluidos durante 24 horas. Se registró un incremento en el flujo de petróleo de 1,76 bbl, junto con 14 bbl de agua; la gravedad específica (SG) alcanzó un valor de 21, manteniéndose dichos niveles estables más de un año después, con una SG estable en 20.

Gran instalación de almacenamiento de crudo

— **Oklahoma** - Se utilizaron 3 contenedores de OilTec para disgregar 12 pulgadas de BS&W. La instalación suministró agua dulce para la mezcla y diluyó la solución en una proporción de 4:1. La solución se bombeó sobre la capa de BS&W acumulada y se dejó reposar. Tras 48 horas, el nivel de BS&W se había reducido a 9 pulgadas. Transcurridas otras 48 horas adicionales, el nivel de BS&W disminuyó a 4 pulgadas —un nivel considerado aceptable, por lo que se reanudaron las operaciones en el tanque.



Ha habido numerosos pozos marginales, desde Oklahoma hasta Nebraska, que producían 1 barril o menos de crudo al día, y en los cuales OilTec ha logrado duplicar la producción. En todos los casos, los pozos mantuvieron sus tasas de producción elevadas durante más de seis meses tras el tratamiento; posteriormente, a medida que la producción disminuía gradualmente, las tasas se mantuvieron por encima de los valores registrados antes del tratamiento. Asimismo, en cada uno de estos casos, se incrementó la gravedad específica (SG) para producir un crudo más ligero y dulce.



KAPLAN INDUSTRY
VENEZUELA



KAPLAN INDUSTRY

VENEZUELA

OILTEC PRUEBA

Prueba de producción petrolera en Guatemala - 2024

La inyección de surfactante se llevó a cabo el 12/10/2024 sin inconvenientes. Tenemos previsto reabrir el pozo hoy, alrededor de las 4:00 o 5:00 p. m.

A continuación, se presenta un resumen de las actividades relacionadas con la inyección de la mezcla OilTec en la zona RS-101/C9-A:

1. Se purgó la presión del cabezal del pozo, reduciéndola de 70 psi a 0 psi.
2. Se desmontó el cabezal de la bomba de balancín.
3. Se recuperó la válvula de pie y se extrajeron las varillas de bombeo del pozo: (96) tramos dobles + (1) tramo simple.
4. Se instaló un cabezal de circulación sobre el árbol de Navidad (X-mas tree).
5. Se llenó el tanque de mezcla con 30 barriles de agua dulce [pH 7.0] y, posteriormente, se mezclaron 6 barriles de surfactante OilTec, manteniendo una proporción de mezcla de 5:1, tal como sugirió el distribuidor de U.S. Ag Industrial.
6. Se cargaron 36 barriles de la mezcla de surfactante en el camión de vacío y se procedió a trasladar la unidad al pozo RS-101.
7. Se realizó una prueba de inyección hacia la formación C9-A.
8. Se bombeó el surfactante OilTec mientras se registraban los parámetros en el cabezal del pozo.
9. Se desplazó el surfactante OilTec mediante la inyección de 35 barriles de agua dulce [pH 7].
10. Se cerró el pozo (shut-in) por un periodo de 24 horas.

Parámetros registrados durante la prueba de inyección (25 barriles bombeados):

<u>Bbls/Min</u>	<u>PSI en la cabeza del pozo</u>
• 0.5	• 0
• 1.0	• 0
• 2.0	• 0
• 3.0	• 0

Parámetros registrados durante el bombeo de surfactante [36 bbls] a 1,1 bbls/min:

<u>Tiempo</u>	<u>PSI en la cabeza del pozo</u>
• 15:30	• 0
• 15:35	• 50
• 15:40	• 150
• 15:45	• 300
• 15:50	• 400

Parámetros registrados durante el desplazamiento [35 bbls] a 1,1 bbls/min:

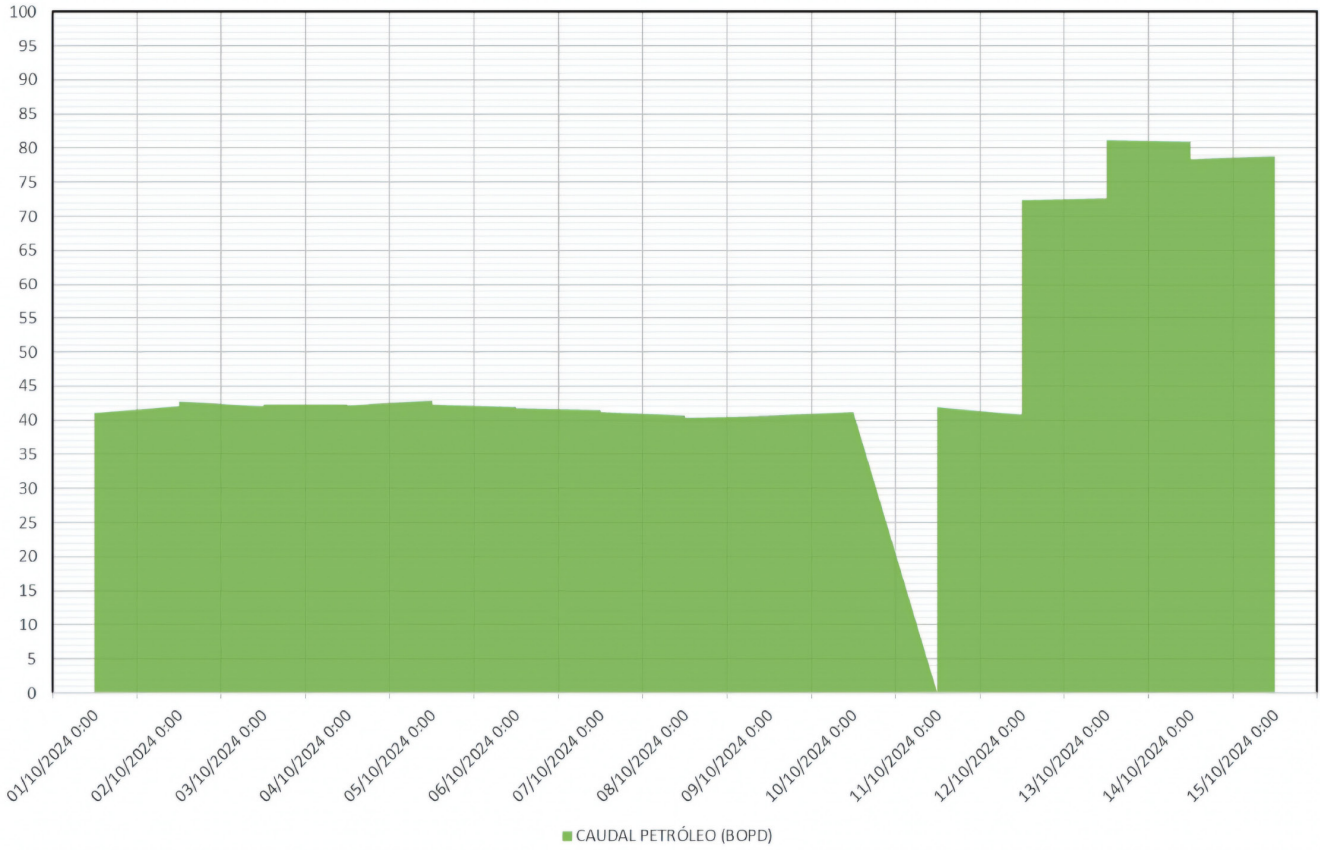
<u>Tiempo</u>	<u>PSI en la cabeza del pozo</u>
• 16:00	• 0
• 16:05	• 200
• 16:10	• 230
• 16:15	• 270
• 16:20	• 275
• 16:25	• 225
• 16:30	• 230
• 16:33	• 235

NOTA: Durante el procedimiento de bombeo, la presión anular no fluctuó y se mantuvo en 150 psi.

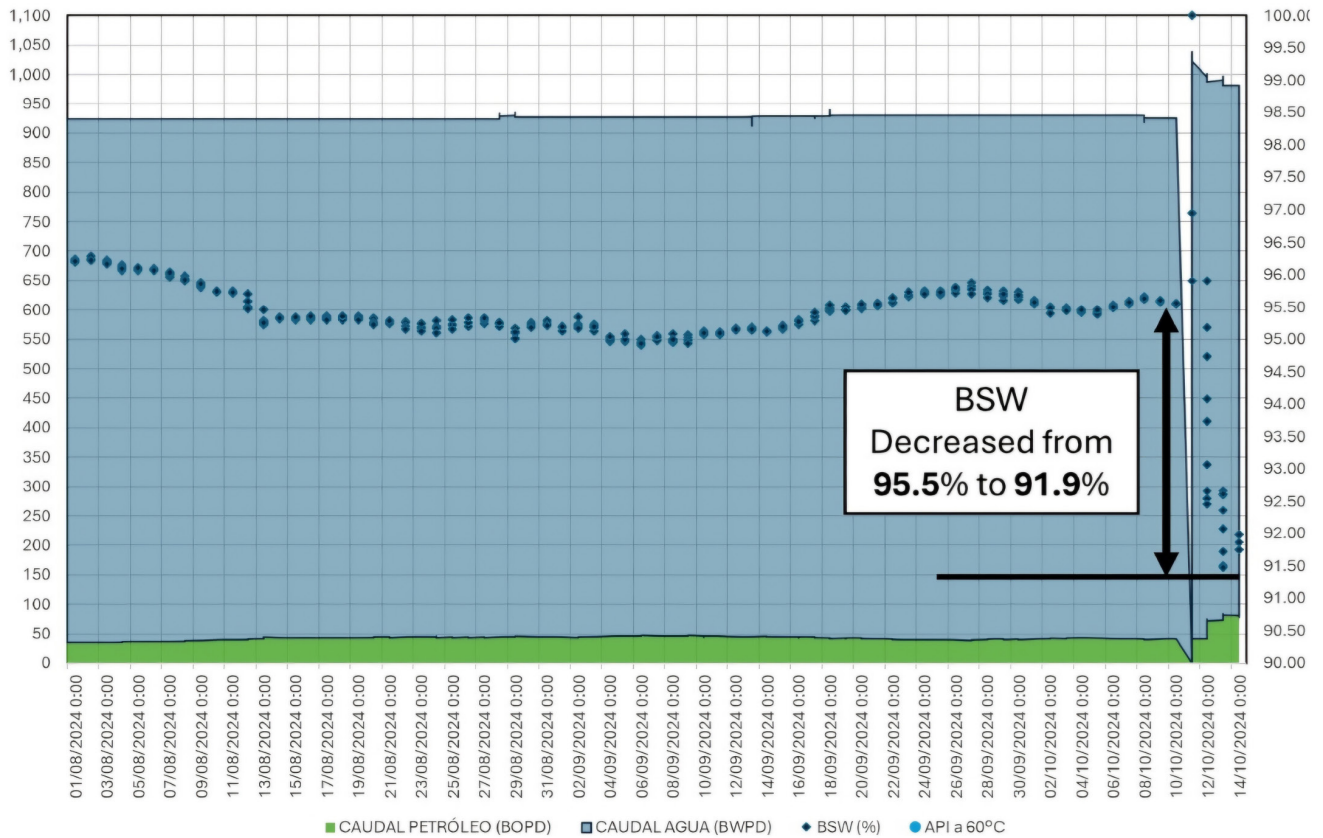
Pronóstico:

- Aliviar la presión en la cabeza del pozo.
 - Desmontar la cabeza de circulación.
 - Limpiar el interior del pistón y de la válvula viajera.
 - Introducir la sarta de varillas de bombeo en el pozo.
 - Llenar el pozo con agua dulce.
 - Realizar una prueba de integridad a 150 psi.
 - Instalar la cabeza de la unidad de bombeo.
 - Poner el pozo en producción una vez transcurridas 24 horas.
- **Los resultados del primer día de *flowback* muestran un aumento del 80% en la producción de petróleo y una disminución del 5% en el BS&W.**
- **Producción de 30 barriles por día antes del tratamiento y 79,9 barriles después del tratamiento.**

OIL
RS-101
OCTOBER 2024



WATER - OIL - BSW
RS-101
August - October 2024



Fecha (dd/mm/aaaa)	PRESIÓN (PSI)	TEMP (F)	PRESIÓN ANULAR(PSI)	FRECUENCIA A (Hz)	SPM'S (STROKES/MIN)	AMPERAJE MOTOR ↑/↓ (Amps)	NIVEL (PIES)	CAUDAL FLUIDO (BFPD)	BSW (%)	CAUDAL PETRÓLEO (BOPD)	CAUDAL AGUA (BWPD)	CAUDAL GAS (MSCF)	API a 60°C	Salinidad
14/10/2024 0:00	90	94	148	60.0	7.00	74/54		980.87	91.75	80.92	899.9	73.286	16.7	17.0
14/10/2024 1:00	90	94	150	60.0	7.00	74/54		980.77	91.75	80.91	899.9	73.286	16.7	17.0
14/10/2024 2:00	90	94	150	60.0	7.00	74/54		979.57	91.75	80.81	898.8	73.827	16.7	17.0
14/10/2024 3:00	90	94	150	60.0	7.00	74/54		976.77	91.98	78.34	898.4	73.827	24.8	17.0
14/10/2024 4:00	90	94	150	60.0	7.00	74/54		976.57	91.98	78.32	898.2	73.827	24.8	17.0
14/10/2024 5:00	90	94	150	60.0	7.00	74/54		977.41	91.98	78.39	899.0	73.827	24.8	17.0
14/10/2024 6:00	90	94	150	60.0	7.00	74/54		977.17	91.86	79.54	897.6	73.827	23.7	17.0
14/10/2024 7:00	90	94	150	60.0	7.00	74/54		976.66	91.86	79.50	897.2	73.827	23.7	17.0
14/10/2024 8:00	90	94	150	60.0	7.00	74/54		976.27	91.86	79.47	896.8	73.718	23.7	17.0
14/10/2024 9:00	90	94	150	60.0	7.00	74/54		976.50	91.89	79.19	897.3	73.718	24.4	17.0
14/10/2024 10:00	90	94	150	60.0	7.00	74/54		976.45	91.89	79.19	897.3	73.609	24.4	17.0
14/10/2024 11:00	90	94	150	60.0	7.00	74/54		975.10	91.89	79.08	896.0	73.609	24.4	17.0
14/10/2024 12:00	90	94	150	60.0	7.00	74/54		975.37	91.95	78.52	896.9	73.393	23.4	17.0
14/10/2024 13:00	90	94	150	60.0	7.00	74/54		974.49	91.95	78.45	896.0	73.393	23.4	17.0
14/10/2024 14:00	90	94	150	60.0	7.00	74/54		975.46	91.95	78.52	896.9	72.754	23.4	17.0
14/10/2024 15:00	90	98	150	60.0	7.00	74/54		974.37	91.90	78.92	895.4	72.754	24.0	17.0
14/10/2024 16:00	90	98	150	60.0	7.00	74/54		973.57	91.90	78.86	894.7	72.860	24.0	17.0
14/10/2024 17:00	90	98	150	60.0	7.00	74/54		975.69	91.90	79.03	896.7	72.860	24.0	17.0
14/10/2024 18:00	90	98	150	60.0	7.00	74/54		974.37	91.86	79.31	895.1	73.179	23.6	17.0
14/10/2024 19:00	90	96	150	60.0	7.00	74/54		975.21	91.86	79.38	895.8	73.179	23.6	17.0
14/10/2024 20:00	90	96	150	60.0	7.00	74/54		974.17	91.86	79.30	894.9	73.393	23.6	17.0
14/10/2024 21:00	90	96	150	60.0	7.00	74/54		974.48	92.00	77.96	896.5	73.393	23.6	17.0
14/10/2024 22:00	90	96	150	60.0	7.00	74/54		975.10	92.00	78.01	897.1	73.501	23.6	17.0
14/10/2024 23:00	90	96	150	60.0	7.00	74/54		975.19	92.00	78.02	897.2	73.501	23.6	17.0
15/10/2024 0:00	90	96	150	60.0	7.00	74/54		975.57	91.96	78.44	897.1	73.501	22.3	17.0
15/10/2024 1:00	90	94	145	60.0	7.00	74/54		980.77	91.96	78.85	901.9	73.501	23.6	17.0
15/10/2024 2:00	90	94	145	60.0	7.00	74/54		984.37	91.96	79.14	905.2	73.718	23.6	17.0
15/10/2024 3:00	90	94	145	60.0	7.00	74/54		984.77	92.10	77.80	907.0	73.718	23.0	17.0
15/10/2024 4:00	90	94	145	60.0	7.00	74/54		984.37	92.10	77.77	906.6	73.718	23.0	17.0
15/10/2024 5:00	90	94	145	60.0	7.00	74/54		982.69	92.10	77.63	905.1	73.718	23.0	17.0
15/10/2024 6:00	90	94	145	60.0	7.00	74/54		981.17	92.01	78.40	902.8	73.827	22.4	17.0
15/10/2024 7:00	90	94	145	60.0	7.00	74/54		983.17	92.01	78.56	904.6	73.827	22.4	17.0
15/10/2024 8:00	90	94	145	60.0	7.00	74/54		981.67	92.01	78.44	903.2	73.555	22.4	17.0
15/10/2024 9:00	90	94	145	60.0	7.00	74/54		982.64	91.98	78.81	903.8	73.555	22.8	17.0
15/10/2024 10:00	90	94	145	60.0	7.00	74/54		979.81	91.98	78.58	901.2	71.474	22.8	17.0
15/10/2024 11:00	90	97	150	60.0	7.00	74/54		981.42	91.98	78.71	902.7	71.474	22.8	17.0
15/10/2024 12:00	90	97	150	60.0	7.00	74/54		984.37	92.05	78.26	906.1	70.860	23.1	17.0

Primera Semana	FECHA ÚLTIMA INTERVENCIÓN							POZO RS-101						
	6/07/2024							Polea 8"						
	CABEZA DE POZO			UNIDAD BALANCIN				NIVEL DE FLUJO		DATOS DE PRODUCCIÓN				
Fecha (dd/mm/aaaa)	PRESIÓN (PSI)	TEMP (F)	PRESIÓN ANULAR(PSI)	FRECUENCIA (Hz)	SPM'S (STROKES/M IN)	AMPERAJE MOTOR ↑/↓ (Amps)	NIVEL (PIES)	CAUDAL FLUIDO (BFPD)	BSW (%)	CAUDAL PETRÓLEO (BOPD)	CAUDAL AGUA (BWPD)	CAUDAL GAS (MSCF)	API a 60°C	Salinidad
21/10/2024 06:00	90	95	150	60.0	7.00	74/54		965.57	92.67	70.78	894.8	72.207	22.8	17.0
21/10/2024 07:00	90	95	150	60.0	7.00	74/54		965.34	92.67	70.76	894.6	72.207	22.8	17.0
21/10/2024 08:00	90	95	150	60.0	7.00	74/54		966.37	92.67	70.83	895.5	72.207	22.8	17.0
21/10/2024 09:00	90	95	150	60.0	7.00	74/54		965.34	92.67	70.76	894.6	72.207	22.8	17.0
21/10/2024 10:00	90	95	150	60.0	7.00	74/54		969.73	92.67	71.08	898.6	72.859	22.8	17.0
21/10/2024 11:00	90	95	150	60.0	7.00	74/54		970.73	92.67	71.15	899.6	72.859	22.8	17.0
21/10/2024 12:00	90	95	150	60.0	7.00	74/54		970.57	92.61	71.73	898.8	71.682	21.7	17.0

Segunda Semana	FECHA ÚLTIMA INTERVENCIÓN							POZO RS-101						
	6/07/2024							Polea 8"						
	CABEZA DE POZO			UNIDAD BALANCIN				NIVEL DE FLUJO		DATOS DE PRODUCCIÓN				
Fecha (dd/mm/aaaa)	PRESIÓN (PSI)	TEMP (F)	PRESIÓN ANULAR(PSI)	FRECUENCIA (Hz)	SPM'S (STROKES/M IN)	AMPERAJE MOTOR ↑/↓ (Amps)	NIVEL (PIES)	CAUDAL FLUIDO (BFPD)	BSW (%)	CAUDAL PETRÓLEO (BOPD)	CAUDAL AGUA (BWPD)	CAUDAL GAS (MSCF)	API a 60°C	Salinidad
22/10/2024 18:00	85	96	150	60.0	7.00	74/54		976.80	93.01	68.28	908.5	72.434	21.9	17.0
22/10/2024 19:00	85	96	150	60.0	7.00	74/54		976.80	93.01	68.28	908.5	72.434	21.9	17.0
22/10/2024 20:00	85	95	150	60.0	7.00	74/54		976.80	93.01	68.28	908.5	72.434	21.9	17.0
22/10/2024 21:00	85	95	150	60.0	7.00	74/54		976.80	93.01	68.28	908.5	72.434	21.9	17.0
22/10/2024 22:00	85	95	150	60.0	7.00	74/54		976.80	93.01	68.28	908.5	72.434	21.9	17.0
22/10/2024 23:00	85	95	150	60.0	7.00	74/54		976.80	93.01	68.28	908.5	72.434	21.9	17.0
23/10/2024 00:00	85	95	150	60.0	7.00	74/54		976.80	93.15	66.91	909.9	72.434	22.9	17.0

Gracias a los resultados del aumento en la producción y la calidad, OilTec se amortizó en los primeros cuatro días.



KAPLAN INDUSTRY
VENEZUELA





KAPLAN INDUSTRY

VENEZUELA

Biosurfactantes

Usos en Producción y EOR

Mientras los operadores se esfuerzan por satisfacer las demandas proyectadas, también se enfrentan a un déficit de 600.000 millones de dólares en inversiones planificadas, así como a presiones crecientes por parte de aquellas entidades que exigen el cumplimiento de objetivos de emisiones netas cero, en función de la legislación local vigente. El impulso para reducir la intensidad de carbono de las operaciones se ha intensificado, no solo para mantener la competitividad, sino también para acceder al capital de inversores con mentalidad orientada a la sostenibilidad. Ante el aumento de las restricciones financieras y de las presiones en materia ESG, los operadores precisan soluciones y tecnologías de implementación inmediata que les permitan extender el ciclo de vida total de los pozos, evitando al mismo tiempo posibles sanciones financieras por parte de inversores con conciencia medioambiental.



Una solución que resulta muy prometedora es el uso de nuevos tensioactivos de base biológica y respetuosos con el medio ambiente para construir pozos de mayor calidad desde el principio. Los operadores de las principales cuencas de Estados Unidos están obteniendo resultados exitosos al implementar estos tensioactivos de base biológica —o biotensioactivos— en las etapas iniciales de construcción de los pozos, y no meramente como parte de una campaña posterior de recuperación mejorada de petróleo (EOR). Estos tratamientos potencian la producción inicial, mantienen tasas de producción más elevadas y prolongan el ciclo de vida total del pozo, lo que da como resultado la obtención de petróleo de bajo costo y baja huella de carbono.

Los Beneficios de los Biosurfactantes Frente a los Surfactantes Sintéticos

Tras analizar una multitud de tecnologías innovadoras, los expertos del sector identificaron los biosurfactantes como una de las principales soluciones emergentes para mejorar la seguridad financiera de las operaciones en yacimientos de esquisto, al tiempo que se cumplen normativas medioambientales cada vez más estrictas. Los biosurfactantes constituyen una clase de tensoactivos naturales de origen biológico, compuestos por moléculas tensoactivas de gran complejidad que ofrecen una multifuncionalidad y una sostenibilidad inigualables. Estas moléculas poseen una funcionalidad y unas características únicas que les confieren mecanismos de acción superiores a los de los tensoactivos tradicionales derivados del petróleo y a los de los tensoactivos de alta gama.

Los biosurfactantes reducen las tensiones superficiales e interfaciales a niveles extremadamente bajos, minimizan la viscosidad de los fluidos y presentan excelentes propiedades humectantes y dispersantes; todos estos factores contribuyen a incrementar tanto la producción inicial como la sostenida. El tamaño extraordinariamente reducido de sus micelas —sin parangón en el sector— les permite penetrar en los nanoporos y movilizar el petróleo que, de otro modo, resultaría inaccesible dentro de las formaciones de esquisto más compactas. Además, a diferencia de los tensoactivos sintéticos —que a menudo son arrastrados fuera de la formación durante la fase de retorno de fluidos (flowback)—, hasta el 50 % del tratamiento con biosurfactantes permanece en el yacimiento de esquisto y se desorbe lentamente con el paso del tiempo, garantizando así un rendimiento productivo sostenido a largo plazo.



Al elaborarse a partir de materias primas renovables, los biosurfactantes presentan un perfil ecológico que se caracteriza por su baja toxicidad, una mayor biodegradabilidad y una estabilidad excepcional ante las condiciones extremas propias de los yacimientos. Asimismo, exhiben concentraciones micelares críticas extremadamente bajas (es decir, tasas de dosificación mínima efectiva), lo que les confiere eficacia a concentraciones hasta 50 veces inferiores a las requeridas por muchos tensoactivos sintéticos tradicionales.

Pruebas Exitosas en EOR con Biosurfactantes

Un operador en la cuenca del Delaware utilizó un tratamiento con biosurfactantes como parte de una intervención sin equipo de perforación (rig-less) para contrarrestar la disminución en la producción de petróleo en una plataforma de cuatro pozos no convencionales, evitando así una costosa intervención mecánica integral. Un análisis de 155 días reveló que, tras un único tratamiento con biosurfactantes, la producción diaria promedio de petróleo del pozo aumentó en más de un 115%, generando más de 4.500 barriles adicionales por encima de lo proyectado. Asimismo, durante ese mismo periodo, el pozo experimentó un incremento de casi el 25% en la producción de gas. El operador recuperó los costos del tratamiento en menos de cuatro meses y obtuvo un retorno de la inversión (ROI) superior a 1,5 veces.

A principios de 2021, la Comisión Industrial de Dakota del Norte aprobó por unanimidad la asignación de fondos para evaluar la capacidad de los biosurfactantes para aumentar de manera sostenible la movilidad y la producción de petróleo en toda la cuenca de Williston. Inicialmente, se aplicaron tratamientos de recuperación mejorada de petróleo (EOR) en dos pozos con producción en declive en la formación Bakken. Cuatro meses después del tratamiento inicial con biosurfactantes, la producción de petróleo aumentó en más de un 70% en ambos pozos, lográndose la recuperación de la inversión en menos de 40 días.

A principios de 2018, se puso en marcha un programa de tratamiento con biosurfactantes en un pozo ubicado en la formación de areniscas del Devónico Superior, en Pensilvania. El pozo experimentó un aumento del 140% en la producción de petróleo 554 días después del tratamiento inicial; los costos del tratamiento se recuperaron en menos de 50 días y se obtuvo un ROI superior a 3 veces a los 180 días. Un segundo tratamiento, realizado en 2019, demostró un incremento superior al 320% en la producción de petróleo tras 321 días, con una recuperación de los costos del tratamiento en 34 días y un ROI superior a 2 veces a los 180 días. Los operadores que utilizan biosurfactantes en aplicaciones de EOR también han observado aumentos en la producción de pozos adyacentes no tratados, lo cual demuestra tanto el impacto

de los tratamientos como la importancia de su correcta ubicación. Los impresionantes aumentos en la producción de petróleo logrados mediante el uso de biosurfactantes para abordar áreas problemáticas específicas han propiciado debates sobre la conveniencia de introducir estos tratamientos en etapas más tempranas del ciclo de vida del pozo. El uso de biosurfactantes en los fluidos de fracturación ofrece una forma rentable de mejorar la terminación del pozo, al alcanzar el pico de producción de petróleo con mayor rapidez y mantener tasas de producción más elevadas.

Biosurfactantes en Terminación, Fracturación y Refracturación

La implementación de biosurfactantes en las operaciones de fracturación y refracturación permite lograr un desplazamiento de fluidos de campo lejano desde el pozo, lo que se traduce en beneficios máximos y un impacto aún mayor en la producción. El resultado es un pozo de esquisto mejor diseñado, con un rendimiento optimizado desde el mismo inicio de su operación. Su elevada estabilidad y sus propiedades multifuncionales les permiten superar el desempeño de los surfactantes de fracturación tradicionales —y a una fracción de su costo—, al tiempo que impulsan la producción inicial,



mantiene tasas más elevadas durante periodos prolongados y ralentizan el declive productivo para maximizar la recuperación final estimada (EUR).

Actualmente, los operadores están comenzando a incorporar biosurfactantes durante la fase de terminación de los nuevos pozos de esquisto. En las implementaciones iniciales realizadas en campo, específicamente en la formación Wolfcamp C de la cuenca del Pérmico, el tratamiento generó un incremento del 32 % en la producción de petróleo durante los primeros 30 días, además de permitir alcanzar el pico de producción con

mayor rapidez en comparación con fracturaciones históricas en las que se emplearon otros surfactantes de alta gama. La producción del pozo aumentó en más de 6.200 barriles en comparación con los pozos análogos de referencia. Este incremento sostenido en la producción se logró utilizando tan solo un tercio de la dosis de aplicación habitual, lo cual contribuyó a maximizar la EUR y generó un retorno de la inversión (ROI) superior al triple en un plazo de apenas 30 días.

En el contexto actual —caracterizado por las restricciones de capital y una creciente conciencia medioambiental—, la mejor vía para armonizar la actividad industrial con la ecología —así como para optimizar la recuperación mejorada de petróleo (EOR) y la calidad del crudo— reside en el uso de biosurfactantes. Si bien el futuro de la industria del esquisto se encuentra en constante evolución, las tecnologías respetuosas con el medio ambiente —como los biosurfactantes, que han demostrado ser más eficaces que sus homólogos sintéticos— pueden contribuir a garantizar un futuro rentable y sostenible mediante la producción de barriles de petróleo de bajo costo y con un impacto ecológico mínimo.



KAPLAN INDUSTRY
VENEZUELA



Kaplan Industry (USA)
1025 FL-17
Lake Hamilton, FL 33851

Kaplan Industry (Venezuela)
Av 61 Branger centro Empresarial
Arturo michelena zona industrial municipio
sur-Valencia Carabobo



KAPLAN INDUSTRY
VENEZUELA