

¿Alterar la mojabilidad significa incrementar la producción de petróleo?

PROBLEMA

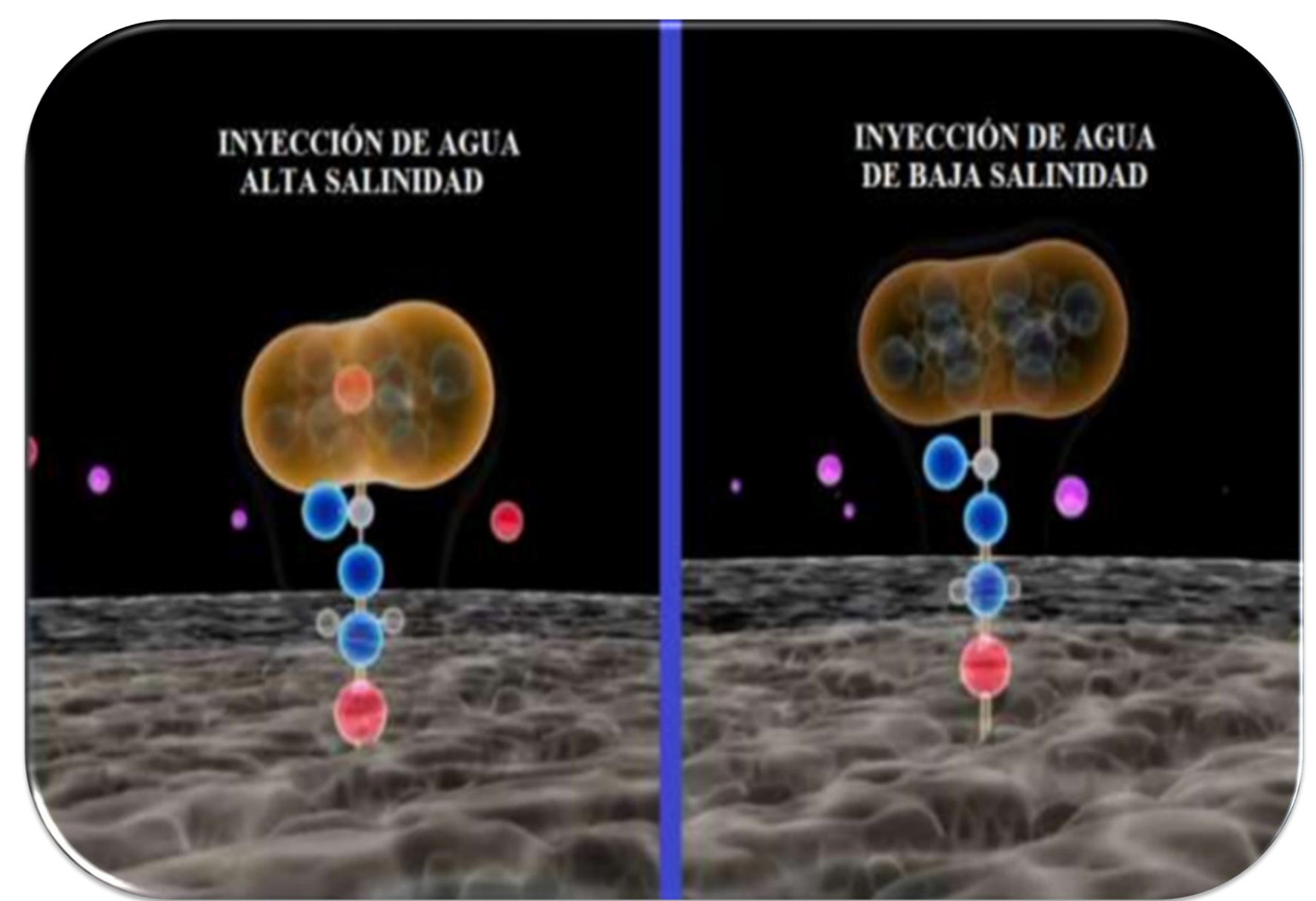
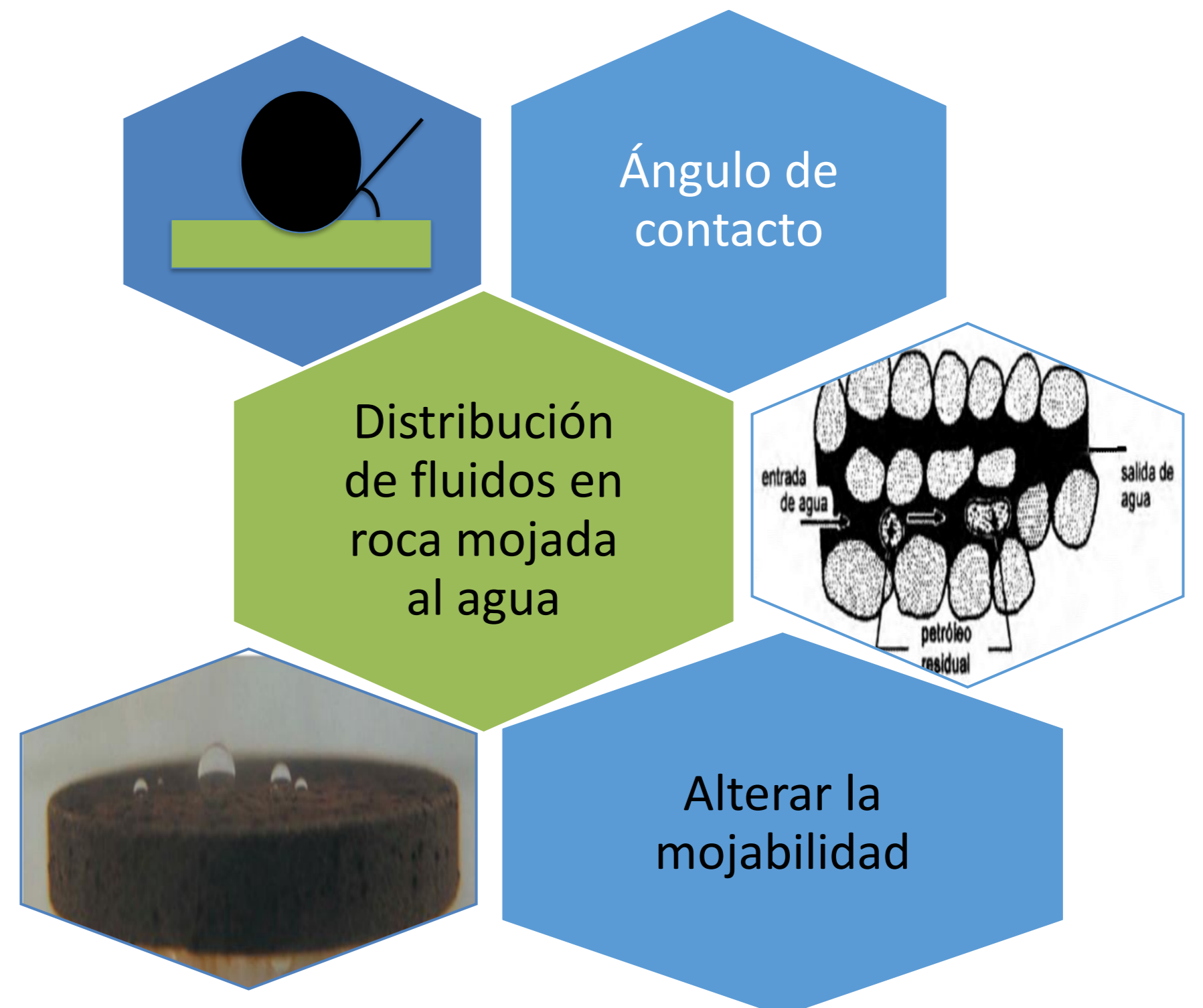
En la actualidad con el interés de incrementar la producción para contrarrestar la caída del precio del petróleo, se quiere incrementar y mantener la producción del pozo FICT-1 por diferente método alineado a la optimización del tiempo de producción del reservorio U-inferior que aporta el 5% en la producción, esto en 35,6 BPPD de los 712.000 BPPD de la producción del campo ESPOL. El reservorio U-inferior tiene una producción acumulada (Np) de 50,000BLS. Adicionalmente, en el año 2019 el reservorio reportó un POES de 297.899,2BLS.

OBJETIVO GENERAL

Analizar la mojabilidad en reservorio de arenisca, con el fin de incrementar el factor de recobro en una efectiva interacción del agua con la roca, al inyectar agua para una recuperación secundaria ante la saturación residual de petróleo.

PROPUESTA

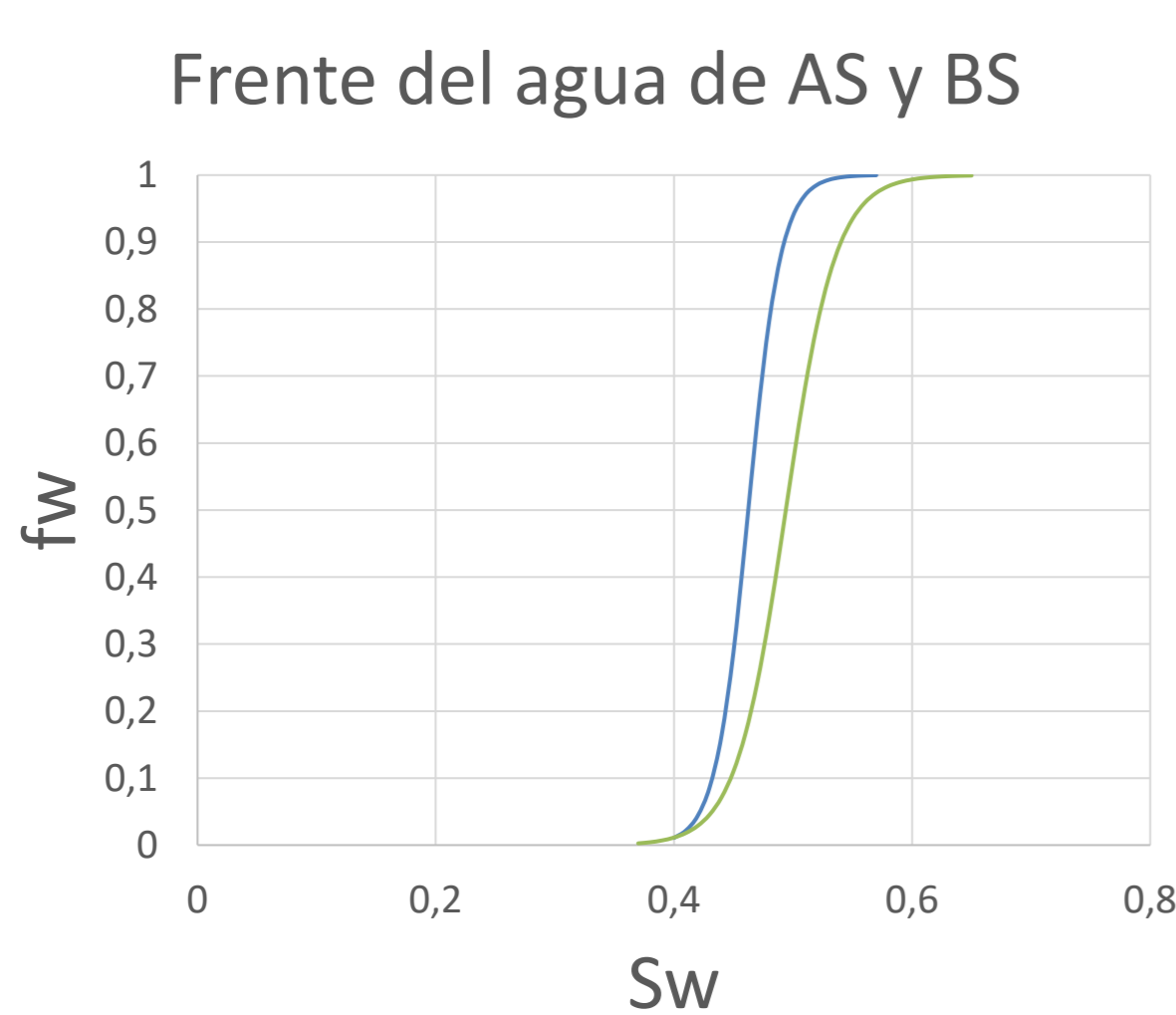
Se desarrolló de manera analítica el avance del frente de agua con respecto a la saturación de agua, para determinar el factor de recobro. El enfoque fue representar el desplazamiento inmisible por el método de Buckley-Leverett al comparar entre agua de baja salinidad y alta salinidad con la ayuda de Excel, tomando en cuenta la distancia entre el pozo productor e inyector para estimar la tasa de petróleo acumulado después de la ruptura del frente del agua. Para la realización de este método se consideró un desplazamiento de pistón con fuga, donde el petróleo tiene movilidad al ser desplazado por el fluido desplazante, el agua.



La expansión se debe al tipo de arcilla ya que al tener una carga eléctrica negativa, permitirá iones monovalentes Na^+ , K^+ provenientes del agua intercambien iones con la doble capa eléctrica desprendiendo iones divalentes que desplazan el petróleo residual.

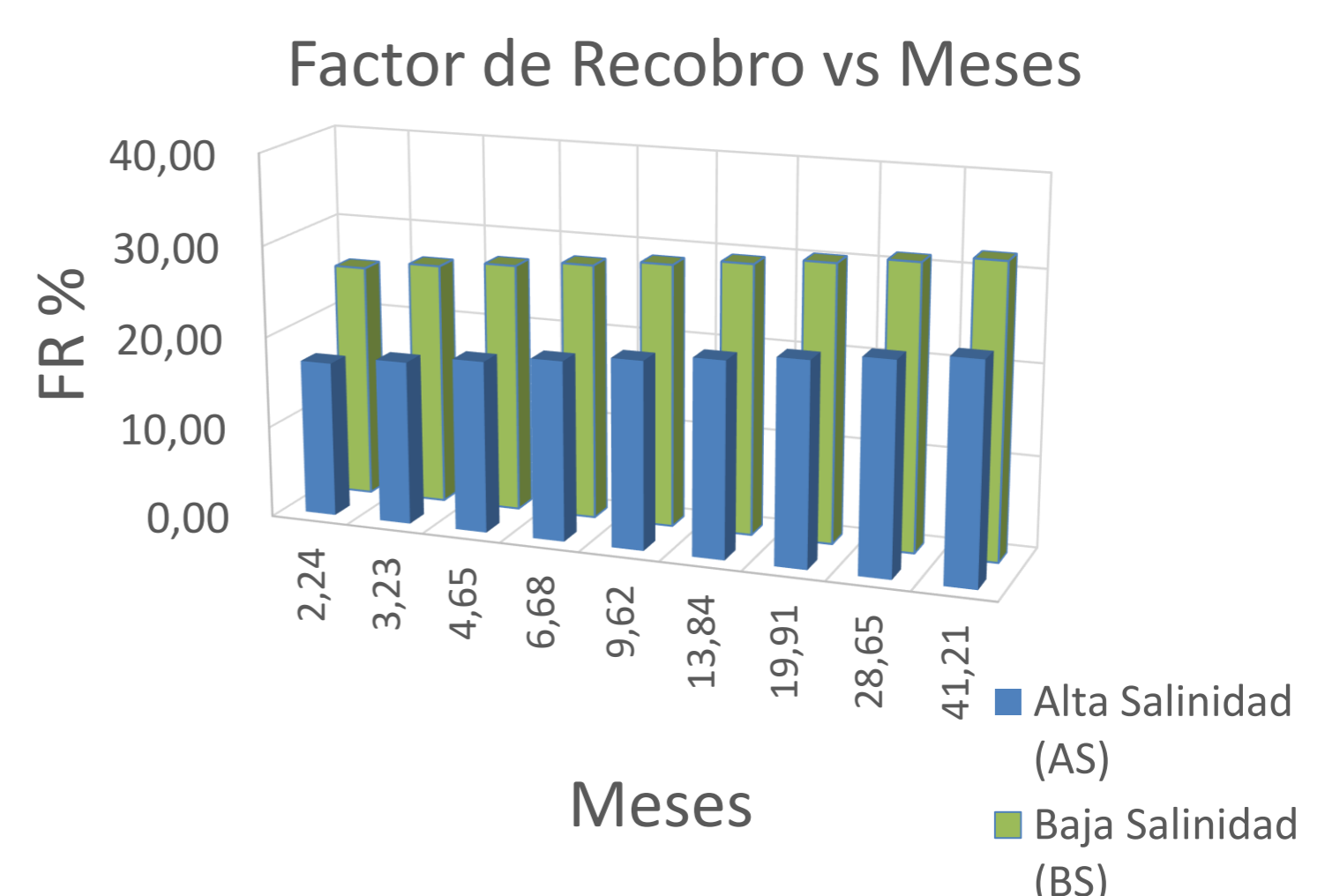
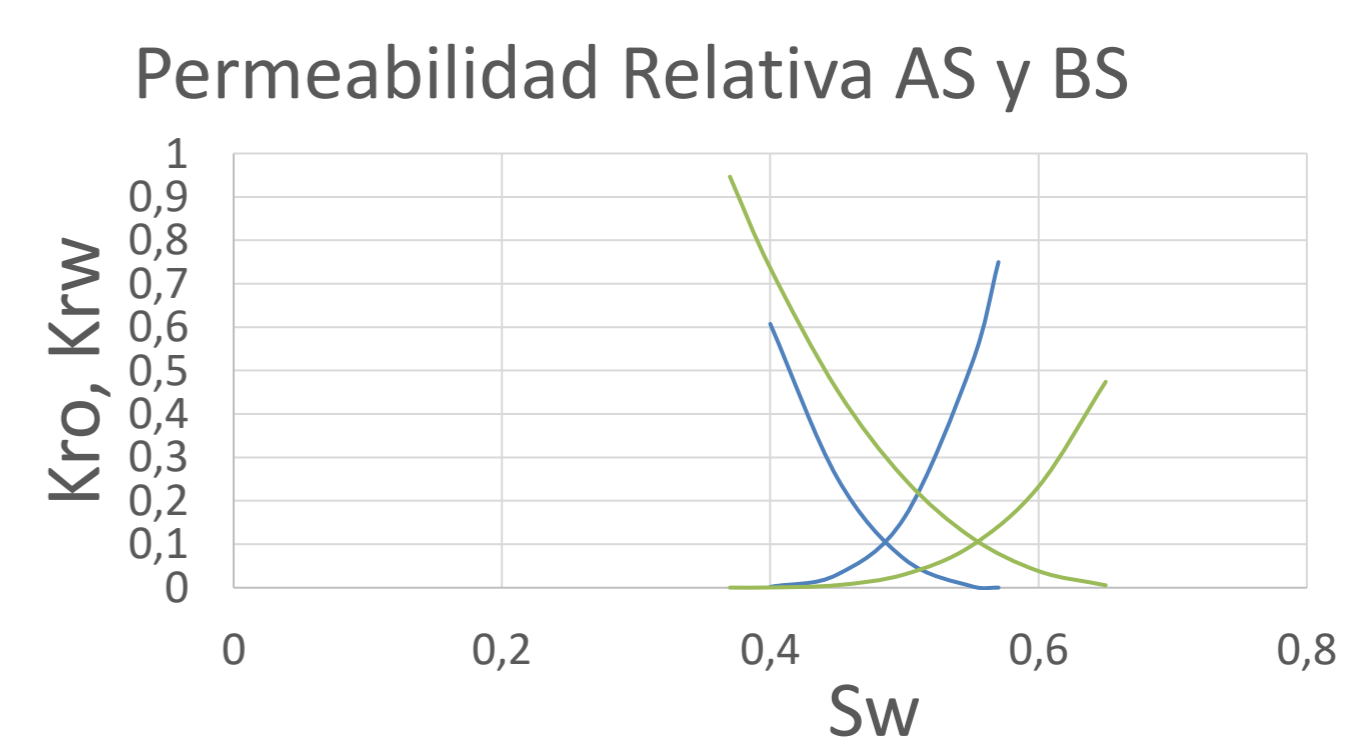
Fuente: imagen extraída de <https://lacomunidadpetrolera.com/2009/01/fundamentos-de-la-mojabilidad.html>

RESULTADOS



posterior a la ruptura AS		
fwf2	0,986	
swf2	0,521	
Swp'	0,535	
(dfwf/dSwf)sw2	1	
t'bt	690	días
Ed	0,23	
Np	64038	bls
FR%	22,5	
Wi	620623	bls
Qi	1	PV
Wp	529976,36	bls
WOR	86	%

posterior a la ruptura BS		
fwf2	0,94	
swf2	0,552	
swp'	0,5660	
(dfwf/dSwf)sw2	2,62	
t'bt	263	días
Ed	0,28	
Np	78742	bls
FR%	27,7	
Wi	236.879	bbl
Qi	0,38	pv
Wp	135736	bbl
WOR	19	%



CONCLUSIONES

- El intercambio de cationes provenientes del agua de baja salinidad permite mantener una fuerza de repulsión con los componentes negativos mineralógico de la roca, facilitando una alteración de la mojabilidad.
- Se puede afirmar que unas de las posibles razones que hace la inyección de agua de baja salinidad sea efectiva es por la elasticidad que crea en la interface de fluido-fluido en una alteración de la mojabilidad.
- La menor presencia de cationes divalentes permitirá que las curvas de permeabilidad relativa reflejen que la mojabilidad ha sido alterada y por ende se puede esperar un incremento en la producción
- El factor de recobro para inyección de agua de baja salinidad se incrementa en un 10% comparado al agua de alta salinidad optimizando el tiempo de producción debido a la baja composición iónica de Mg^{2+} del fluido, alcanzando una producción acumulada, Np de 78.743bbl de petróleo producido