

FACTIBILIDAD EXPERIMENTAL DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN LAS ARENAS MUGROSA DEL CAMPO LISAMA

Carlos Naranjo Suárez¹, Samuel Muñoz Navarro², José Zapata Arango³

RESUMEN

El campo Lisama se encuentra ubicado en la cuenca del valle medio del Magdalena y aunque fue descubierto en 1967, su factor de recobro no supera el 14 % y su producción está en declinación. Por tal razón, se requiere la pronta implementación de un proceso de recobro secundario para contrarrestar la disminución de la tasa de aceite y estabilizar la presión de yacimiento; para ello se evaluó la respuesta experimental a la implementación de un proceso de inyección de agua en su yacimiento más prolífico: la Formación Mugrosa.

En este estudio se realizó la integración de resultados provenientes de análisis de laboratorio tales como propiedades petrofísicas básicas, caracterización mineralógica, distribución de minerales, geometría poral, estudios de compatibilidad y sensibilidad de la roca. La respuesta del yacimiento a la implementación del proceso fue positiva debido a que se observó compatibilidad entre fluidos y baja sensibilidad de los minerales de la formación al agua de inyección.

Palabras claves: Campo Lisama, Formación Mugrosa, Inyección de agua, evaluación experimental.

ABSTRACT

Lisama field is located in Magdalena Middle Valley basin and although it was discovered in 1967, its recovery factor does not exceed 14% and its production is declining. For this reason, it requires prompt implementation of a secondary recovery process to offset declining oil rate and stabilize the reservoir pressure; The field was evaluated for experimental response to the implementation of a water injection process in its most prolific reservoir: Mugrosa Formation.

In this study we performed the integration of results from laboratory tests such as basic petrophysical properties, mineralogical characterization, mineral distribution, poral geometry, compatibility studies and sensitivity of the rock. The response of the reservoir to the implementation of the process was positive because compatibility between fluids and a low sensitivity of the formation minerals were observed.

Keywords: Lisama field, Mugrosa Formation, water injection, experimental evaluation.

1. M.Sc. en ingeniería de hidrocarburos. Instituto Colombiano del Petróleo. Bucaramanga. Colombia. e- mail: carlosed.naranjo@ecopetrol.com.co

2. M. Sc. en Ingeniería de Petróleos. M. Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Colombia. e-mail: samuel@uis.edu.co.

3. M. Sc. en Ingeniería de Petróleos. Ecopetrol. e- mail: jose.zapata@ecopetrol.com.co

INTRODUCCIÓN

La inyección de agua se considera el método de recobro secundario más eficiente (Willhite 1986, Ganesh 1988, Rose 1989, Craig 1993, Smith 1999, Zhu 2004), ya que permite recuperar un buen porcentaje del hidrocarburo residual que ha quedado sin extraer, como consecuencia del agotamiento natural de la energía del yacimiento. Pero, la implementación de este proceso exige que se evalúe la factibilidad experimental de su aplicación mediante pruebas de laboratorio con fluidos y rocas representativas del área de interés.

En los procesos de recobro secundario de petróleo es muy importante tener en cuenta la calidad del agua a inyectar, la cual debe cumplir unos requerimientos mínimos en cuanto a parámetros tales como pH, turbidez, sólidos suspendidos, gases disueltos, contenido de grasas y aceites, bacterias, distribución de tamaño de partícula, entre otros. Además, para realizar un control efectivo de dicha calidad se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Una adecuada tasa de inyección
- Baja tendencia corrosiva e incrustante
- Compatibilidad con los minerales arcillosos presentes en la formación
- Compatibilidad con los fluidos presentes en la formación
- Compatibilidad con el ambiente

Los análisis para la evaluación de los parámetros del agua de inyección permiten conocer su calidad, la influencia de la inyección en los pozos productores analizados, la definición de estrategias que permiten optimizar la producción y el establecimiento de acciones correctivas en el sistema de inyección. Los análisis del desempeño experimental de un proceso de esta naturaleza se justifican puesto que existen mecanismos de daño potencial que se pueden presentar durante los procesos de inyección y los cuales comprenden:

Daño mecánico inducido por:

- Inyección de sólidos
- Migración y posterior depositación de minerales de tamaño fino

Interacciones roca-fluido:

- Hinchamiento de arcillas
- Defloculación de arcillas
- Disolución de la formación
- Adsorción química/alteración de mojabilidad

Efecto sobre las permeabilidades relativas:

- Entrampamiento del crudo espumoso
- Entrampamiento del gas libre

Daño biológico:

- Entrampamiento de bacterias y su posterior crecimiento

Interacciones agua inyectada/fluidos *in-situ*:

- Formación de *scales* insolubles
- Formación de emulsiones
- Precipitación y posterior depositación de ceras y asfaltenos

METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

A continuación se describen los requerimientos de información y fluidos para soportar las actividades de análisis y evaluaciones experimentales relacionadas con la interacción fluido-fluido y fluido-roca en un proyecto de recobro secundario por inyección de agua.

Pruebas preliminares de compatibilidad fluido-fluido: debido a que la adición de aditivos al crudo en los procesos de deshidratación pueden llegar a alterar las propiedades físicas y químicas del agua de producción, se requiere la realización de las siguientes evaluaciones preliminares:

- Compatibilidad agua de inyección – agua de formación
- Compatibilidad crudo - agua de inyección

Caracterización fisicoquímica de las aguas involucradas en el proceso: con el fin de complementar la evaluación de compatibilidad antes mencionada, se realiza una simulación química de las mezclas de todas las aguas que entrarán en contacto en el proceso de inyección. Esta evaluación permitirá ser más precisos en el pronóstico de problemas que se podrían generar por incompatibilidades; se requieren los siguientes análisis:

- Composición aniónica y catiónica de las muestras de aguas que se consideren representativas del campo, tanto de inyección, como de yacimiento.
- Análisis *in-situ* (pH, hierro disuelto, conductividad, gases y alcalinidad) de los diferentes puntos de muestreo para aguas (formación e inyección).

Calidad de las aguas de inyección: Una vez se tienen estos fluidos en laboratorio se procede a realizar una

caracterización básica la cual incluye pH, conductividad, alcalinidad, turbidez, hierro disuelto, H_2S , grasas y aceites, sólidos suspendidos y análisis microbiológico.

Después se realiza una evaluación de calidad de agua *in-situ* la cual consiste básicamente en la filtración de un volumen medido de agua a través de una membrana de 0.45 mm, de acuerdo con la norma NACE-173-92 y a partir de este análisis se puede establecer su calidad.

Interacción roca-fluido: todos los anteriores análisis se complementan con evaluaciones de la sensibilidad de los minerales de la formación al agua de inyección; en laboratorio, el agua candidata para inyección se pone en contacto con las rocas que conforman el yacimiento mediante pruebas de desplazamiento sobre plugs tomados en el área de interés.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Durante el desarrollo de este trabajo se evaluaron tres fuentes, agua proveniente del Río Sogamoso, agua de los acuíferos de la Formación Real y agua de producción del Campo Lisama. Se seleccionó este río debido a que es la fuente superficial más abundante y cercana ya que durante su recorrido bordea el límite norte del campo.

Cuenca Río Sogamoso: El Río Sogamoso pertenece a la Cuenca Mayor del Río Magdalena, se forma a partir de la confluencia de los ríos Chicamocha y Suárez, tiene un caudal promedio anual de 540 m³/s lo cual equivale a un poco más 200 millones BWPD. Esta corriente posee una alta carga contaminante (INDERENA, 1992) debido a la descarga de todas las aguas negras de los municipios ubicados en su área de influencia, también se ve contaminado por escombros, basuras, desechos, material biológico y la gran cantidad de sedimentos originados en las zonas deforestadas a lo largo de sus riveras, esta última fuente de contaminación se torna aún más crítica en temporada de lluvias ya que se incrementa el volumen de material fino que transporta el río.

Acuíferos de la Formación Real: El acuífero de mayor potencial en el área de estudio corresponde a las capas denominadas F (SIAM S.A., 2008), cuyo tope yace por lo general a profundidades promedias de 300 pies. Pero, el mismo yace más somero hacia el oriente del área de estudio y se podría explorar esta zona para abastecer de agua a la infraestructura petrolera en el sector central del campo mientras que, el acuífero superficial se puede explorar para abastecer el sector norte debido a que cubre la totalidad de dicha área.

Con base en información tomada a partir de un estudio

de hidrogeología realizado en el área, se procedió a construir un modelo de simulación numérica, en estado estacionario, mediante la perforación de dos (2) pozos de bombeo ubicados uno al norte del área y otro en el centro. Las características de dichos pozos fueron: filtros en la capa 4 con un espesor entre 300 y 540 pies, tasa de bombeo de 8 l/s equivalente a 4,345 STB/D, tiempo de bombeo de 20 años.

Los máximos abatimientos obtenidos fueron del orden de los 60 pies y no se observaron celdas secas al final del tiempo simulado que pudieran indicar una afectación del acuífero. Tampoco se observaron abatimientos en las capas superiores que pudieran afectar los aljibes del área y el radio de influencia máximo fue del orden de los tres (3) km en dirección E-W, alcanzando abatimientos del orden de los 24 pies a dicha distancia.

Agua de producción Campo Lisama: Alrededor del 75% de la producción de agua proviene de 23 pozos, con un acumulado total de 7.5 millones de STBW; la tasa de producción no supera en promedio los 500 STBW/D para todo el campo, lo cual quiere decir que no se cuenta con los volúmenes suficientes de agua producida para proponer la reinyección de las mismas como proceso de desplazamiento de aceite, razón por la cual sólo se evaluaron como candidatas las aguas del Río Sogamoso y los acuíferos de la Formación Real.

Muestreo de fluidos: Se tomaron muestras de agua de los acuíferos de Real Pozo LISA005A y Río Sogamoso tanto en temporada seca, como en temporada de lluvias y muestras de fluidos producidos de Mugrosa en los Pozos con más alto corte de agua, LISA0040, LISA0052, LISA0056 y LISA0120, en todas estas muestras se tuvo la precaución de verificar que las mismas estuvieran libres de aditivos que pudieran interferir en los resultados de la caracterización fisicoquímica.

CARACTERIZACIÓN FISICOQUÍMICA

La Tabla 1 contiene los resultados de los análisis fisicoquímicos de todas las fuentes evaluadas. Allí se puede ver que con respecto a las aguas de formación se determinó una salinidad equivalente a NaCl entre 6,656 (LISA0040) y 9,329 mg/l (LISA0052); estas aguas presentan un carácter incrustante, es decir tienden a formar precipitados de carbonato de calcio y sulfato de bario.

En lo que tiene que ver con el agua del Río Sogamoso se halló que es una agua superficial típica, rica en oxígeno disuelto (7,000 mg/l) y material sedimentable (sólidos

Tabla 1. Análisis Físicoquímico aguas Formación Real, Río Sogamoso y Campo Lisama
Muestreo realizado en 2008-01-31

Agua	Na ⁺ (mg/l)	K ⁺ (mg/l)	Ca ⁺⁺ (mg/l)	Mg ⁺⁺ (mg/l)	Ba ⁺⁺ (mg/l)	Sr ⁺⁺ (mg/l)	Fe ⁺⁺ (mg/l)	STD (mg/l)	salinidad (mg NaCl/l)	SiO ₂ (mg/l)	turbidez (NTU)
Real	147.7	6.6	32.0	2.7	0.2	0.2	0.1	699	358	34.2	4.03
Río Sogamoso	12.7	2.5	26.1	3.5	<0.2	<0.2	0.0	169	118	10.5	30
LISA0052	3,364	15.5	377.7	12.7	<0.2	6.2	0.0	9,439	9,329	36.9	NR
LISA0040	2,332	11.0	270.8	5.0	1.6	4.5	0.0	6,890	6,656	43.9	NR
LISA0120	2,273	11.6	442.1	2.0	<0.2	5.2	0.0	6,999	6,730	46.3	NR

Agua	pH/°C	resist. (Ωm) 25 °C	H ₂ S (mg/l)	O ₂ dis. (mg/l)	CO ₂ (mg/l)	HCO ₃ ⁻ (mg/l)	CO ₃ ⁼ (mg/l)	SO ₄ ⁼ (mg/l)	Cl ⁻ (mg/l)	I.S. 60 °C
Real	7.6/19	16.5	ND	80	15	450	0.0	15.5	9.5	1.1
Río Sogamoso	7.3/22	52.6	ND	7,000	<10	69	0.0	25.9	18.9	-0.2
LISA0052	7.8/20	0.8	5	ND	<10	160	0.0	141.3	5,325	1.7
LISA0040	7.6/20	1.1	ND	ND	<10	336	0.0	38.1	3,847	1.7
LISA0120	7.6/24	1.1	ND	ND	<10	305	0.0	221.1	3,693	1.8

ND: no detectado; **NR:** no reportado

suspendidos), en este caso específico se tomaron dos muestras para comparar su contenido en relación con la época del año lluvias y sequía y es así que el valor en Enero (sequía) estuvo del orden de 200 mg/l y en tiempo de lluvias (Abril) alrededor de los 300 mg/l.

El agua de los acuíferos de Real captada en Pozo LISA005A, es dulce (salinidad 360 mg/l como NaCl), del tipo bicarbonato-sódica (450 mg/l HCO₃⁻ y 147.7 mg/l NaCl), presenta tendencia incrustante por la presencia de calcio y CO₂, pero adicional a ello el contenido de este gas haría que se presentaran problemas de corrosión en facilidades; no se detectó presencia de hierro en ninguna de las fuentes analizadas, a excepción LISA005A en el cual se midieron concentraciones no significativas (0.1 ppm)

CALIDAD DEL AGUA

La calidad del agua se determinó *in situ* mediante la medición de la cantidad de sólidos suspendidos y la pendiente de la curva de caudal contra volumen, la cual se realizó según el procedimiento contenido en la norma estándar NACE TMO 173-92. En la Tabla 2 se presenta la clasificación según dicha norma y allí se observa que el agua de calidad aceptable debe tener una pendiente < 1 y un contenido de sólidos suspendidos < 4.99 mg/l, el agua de la Formación Real se clasificó como

aceptable ya que los equipos de medición no detectaron la presencia de sólidos suspendidos.

No se puede afirmar lo mismo con respecto al Río Sogamoso, por su naturaleza de agua superficial transporta una alta concentración de sólidos suspendidos a lo largo de todo el año. Antes de seleccionar esta fuente se debería realizar un análisis económico del costo de captación, transporte, tratamiento químico y filtración, ya que los mismos podrían llegar a ser relativamente altos con lo cual se afectarían de manera notable los indicadores de rentabilidad del proyecto.

COMPATIBILIDAD EXPERIMENTAL FLUIDO-FLUIDO

Durante los ensayos de compatibilidad realizados entre las aguas de producción con las aguas del Río Sogamoso y con las aguas de los acuíferos de Real, se evidenciaron partículas de precipitados de carbonato las cuales son propias de la naturaleza incrustante tanto de las aguas de formación como del agua de captación de LISA005A y no son producto de incompatibilidades entre dichas aguas. Como era de esperarse, no se evidenció incompatibilidad entre las aguas de producción con el agua del Río Sogamoso debido a su naturaleza de agua dulce y, a medida que se incrementó el porcentaje de la misma en la mezcla, se observó una disminución en la tendencia incrustante.

Tabla 2. Clasificación calidad agua, según referencia NACE

Parámetro	Clasificación					
	1	2	3	5	10	20
m: pendiente de la curva caudal contra volumen, filtración 0.45 micras	0-0.09 excelente	0.10-0.29 muy buena	0.30-0.49 buena	0.50-0.99 aceptable	1.00-1.79 pobre	>1.80 excesiva
SS: sólidos suspendidos [mg/l]	0-0.49 despreciables	0.50-0.99 muy bajo	1.00-2.49 bajo	2.50-4.99 moderado	5.00-9.99 alto	>10.00 excesivos

COMPATIBILIDAD SIMULADA

Este es un método complementario de la compatibilidad experimental, el cual consiste en pronosticar mediante un software especializado los productos químicos que en un momento dado pueden precipitar, al mezclar las aguas candidatas a inyección con aquellas presentes en la formación a las condiciones de temperatura y presión de yacimiento, en este caso 150 ° F y 2,000 psi. La tendencia de un compuesto a precipitar o permanecer en solución se determina por el Índice de Saturación (I.S), en general valores positivos de I.S. indican tendencia a la precipitación y negativos indican tendencia a la disolución, la Tabla 3 presenta los rangos internacionales aceptados para cada producto y la clasificación desde baja hasta crítica.

El agua del Río Sogamoso, por su carácter dulce, no presenta tendencia a la formación de ninguno de los productos mencionados en la Tabla 3 por el contrario, sus mezclas con el agua de formación hacen que ésta última disminuya su tendencia a formar incrustaciones tipo carbonato o sulfato. Aquí cabe recordar que esta última agua y también aquella proveniente de los acuíferos Real son de carácter incrustante (formación de escamas) sin embargo, su tendencia a la precipitación es baja y no se forma carbonato de hierro ni sulfato de bario.

Tabla 3. Clasificación de la tendencia a precipitación según I.S

Producto	Tendencia a precipitación según valor I.S.		
	Baja	Moderada	Crítica
CaCO ₃	0 - 0.75	0.75 - 1.25	>1.25
CaMg(CO ₃)*	0 - 1.50	1.50 - 3.00	>3.00
FeCO ₃	0 - 1.25	1.25 - 1.75	>1.75
BaSO ₄	0 - 1.25	1.25 - 1.75	>1.75

*Solo sí la temperatura es superior a 212 °F.

COMPATIBILIDAD CRUDO-AGUA

Se realizaron análisis de compatibilidad de los crudos muestreados con el agua de los acuíferos y también con agua de río, con relaciones en volumen de mezcla agua/crudo 20/80 y 50/50 a temperatura yacimiento de 150 ° F. Aquí se resalta que todas las mezclas se emulsificaron después de haberlas sometido a agitación mecánica a 8,000 rpm durante un lapso de 30 segundos, la Tabla 4 contiene un resumen de los ensayos; con el agua de Real se observó una ligera tendencia a formar emulsiones normales estables mientras que con el agua de río casi todas las mezclas presentaron rompimiento del 100 % después de una hora de observación.

El agua proveniente de los acuíferos de la formación real formó emulsiones muy estables con el crudo de 3 de los 4 pozos, sólo rompió en un 100 % con la muestra de LISA0052, lo cual alerta sobre la posible necesidad de usar rompedores con estas aguas.

Tabla 4. Compatibilidad crudos y aguas de inyección

Agua	Crudo	Proporción agua/crudo	Rompimiento emulsión
Acuíferos Real	LISA0040	20/80	70
		50/50	80
	LISA0052	20/80	100
		50/50	100
	LISA0056	20/80	85
		50/50	75
LISA0120	20/80	No rompió	
	50/50	100	
Río Sogamoso	LISA0040	20/80	100
		50/50	100
	LISA0052	20/80	100
		50/50	100
	LISA0056	20/80	100
		50/50	100
	LISA0120	20/80	50
		50/50	100

SELECCIÓN DE MUESTRAS DE CORAZÓN POR TIPO DE ROCA

De acuerdo con la petrofísica, se han definido siete (7) tipos de roca, de acuerdo con varios parámetros tales como litología, geometría poral, porosidad, permeabilidad, textura, material cementante y grado de compactación.

Durante el desarrollo de este trabajo, se tomó el tipo de roca como criterio de selección de las muestras de corazones. En la Figura 1 se puede observar un registro tipo de Mugrosa, Pozo LISA0146 intervalo 6,096 – 6,181 pies, ubicado en el área de influencia del piloto de inyección. Allí se muestran las rocas yacimiento tipo 1 color amarillo, tipo 2 color verde y tipo 3 color rojo mientras que, la roca sello tipo 4 se presenta con color piel, de forma clara se observa la predominancia de la roca tipo 3.

Se seleccionaron un total de doce (12) muestras de corazón de LISA0146 por ser éste el único pozo que cuenta con núcleos apropiados para la realización de ensayos en laboratorio es decir, tienen diámetros iguales o superiores a 1.5 pulgadas y la relación longitud a diámetro es superior o igual a 1.5. Todas las muestras pertenecen a roca tipo 3 ya que más del 75 % de Mugrosa está conformada por dicho tipo de roca.

Como se puede observar en la Figura 2 los *plugs* de LISA0146 siguen la tendencia esperada en un gráfico de logaritmo de permeabilidad vs porosidad. Allí se identifica que la mayoría de estas muestras cae en el rango de 10-40 md con una porosidad efectiva en el rango de 17 – 22 %, con un valor promedio del 19 %; sólo una de las muestras cae fuera de la nube de puntos debido quizás a anomalías tales como fracturas, canales preferenciales de flujo, etc.

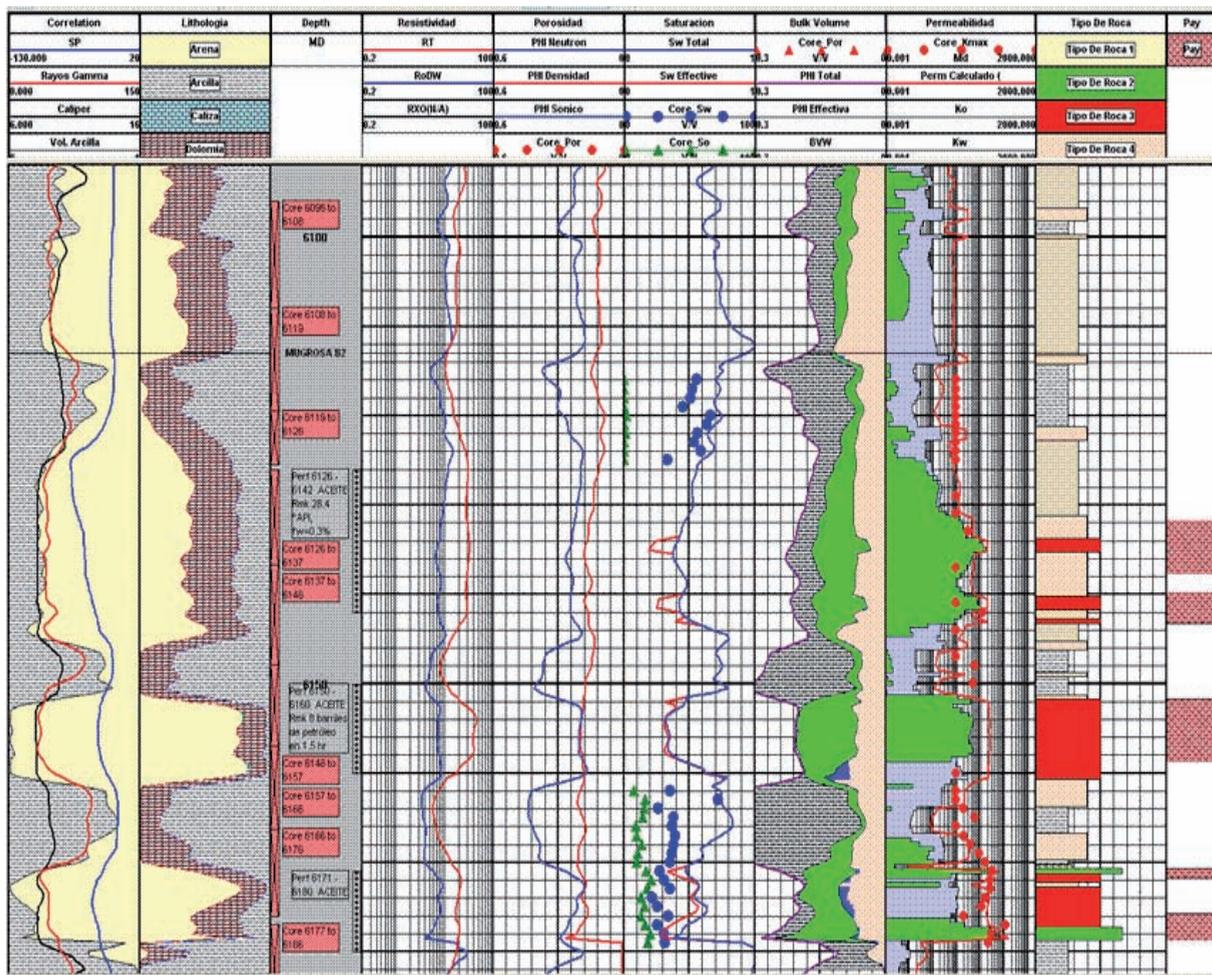


Figura 1. Registro LISA0146

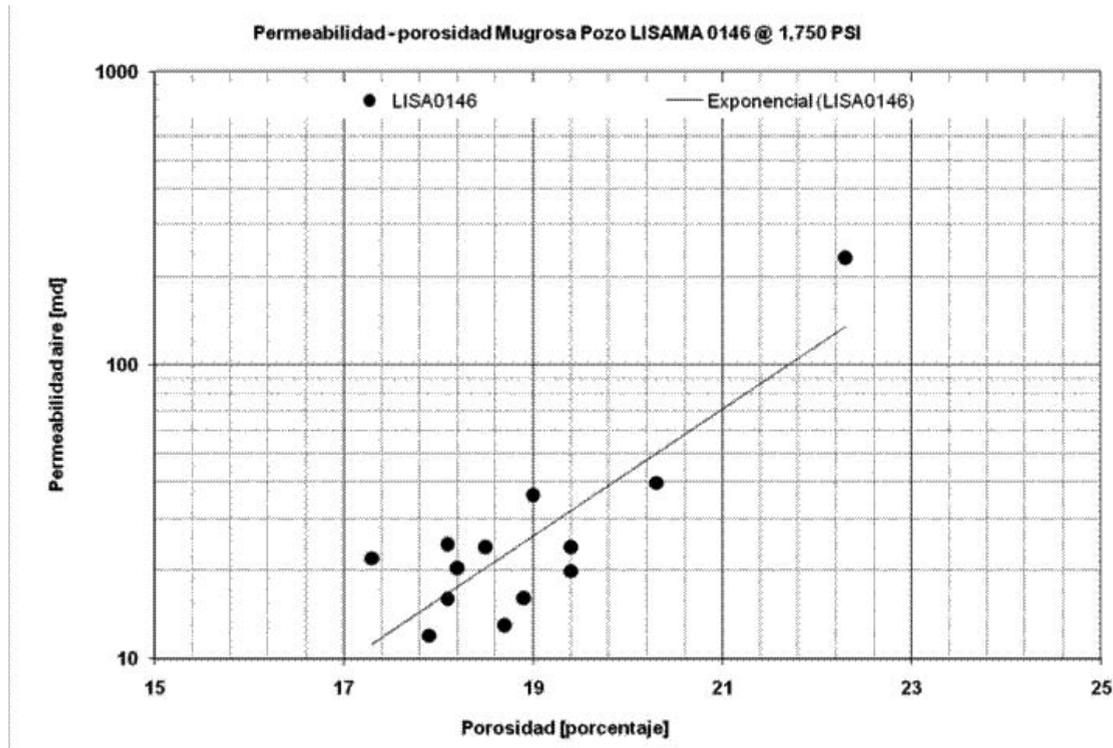


Figura 2. Permeabilidad vs porosidad Pozo LISA0146 Formación Mugrosa

Análisis mineralógico por DRX: En LISA0146 los minerales arcillosos se encuentran alrededor del 7 al 27% en peso, los carbonatos tipo calcita (CaCO_3) y siderita (FeCO_3) se encuentran en muy baja proporción e incluso a nivel de trazas, pero se revelan a lo largo del rango estudiado; como minerales accesorios se observaron feldespatos principalmente potásicos, anatasa y la posible presencia de cloruro de sodio (halita), en contenidos que no exceden el 5 % en peso total de la muestra, (Tabla 5); allí también se nota que el contenido de cuarzo supera el 70 % en todas las muestras analizadas.

En la fracción menor de 2 micras se encuentra caolinita (mineral mayoritario con 50–83%) y minerales micáceos tipo illita que predominan en todo el rango estudiado y se encuentran en contenidos que fluctúan entre el 10-19% en peso. Entre los aspectos notorios a nivel de esta fracción, se observaron sectores donde se revelaron con claridad interestratificados tipo illita/esmectita, igualmente se observaron casos puntuales de cloritas y esmectitas en contenidos que no superan el 10%, (Tabla 6).

En esta tabla se puede apreciar que los minerales de cuarzo con tamaños menores de 2.0 micras también están presentes y en cantidades que varían entre 3-15%. Esto sumado a la presencia de los minerales

antes mencionados se podría convertir en un problema potencial de migración de finos y posterior daño en la permeabilidad de la formación una vez se inicie el proceso de inyección de Agua.

Análisis de distribución de minerales y geometría poral por SEM: Todas las rocas son tipo arenisca con matriz arcillosa alterada, friable y microporosa, escasos poros despejados, algunas veces bien comunicados y arcilla en forma de granos estructurales. Presenta minerales tipo caolinita en diversas formas de cristalización y minerales alterados dispersos en ocasiones con composición típica de feldespatos potásicos como relleno de poro, algunas veces también se encontraron minerales de titanio y hierro y puntualmente carbonatos que pueden ser de calcio con sustitución parcial de calcio por hierro o magnesio y posible presencia de minerales tipo illita, (Figura 3).

En los recuadros de esta microfotografía se pueden apreciar las diversas formas de cristalización de la caolinita y su ubicación como material relleno de poro. En el cuadrante superior izquierdo se observa un grano de cuarzo rodeado en su totalidad por minerales arcillosos los cuales se encuentran dispersos por todo el medio poroso, con lo cual se confirmaría el posible daño que se podría causar a la formación por la migración de este material particulado.

Tabla 5. Concentración para roca total POZO LISA0146, unidades en % peso

No.	profundidad (pies)	arcilla	cuarzo	feldespatos	carbonatos	halita	anastasa	otros
1	6150.0	18	74	1	1	3	-	3
2	6151.0	27	64	2	1	3	Tr	3
3	6152.0	19	74	1	1	2	Tr	3
4	6153.0	22	70	3	1	1	Tr	3
5	6154.0	21	71	2	1	2	Tr	3
6	6171.4	12	81	2	Tr	2	-	3
7	6194.4	17	73	3	2	3	Tr	2
8	6206.0	8	88	1	Tr	1	-	2
9	6267.0	11	81	3	1	2	-	2
10	6273.0	6	82	3	6	1	-	2
11	6275.0	7	86	3	1	1	-	2
12	6285.0	21	70	3	1	3	tr	2

Tr: cuando su presencia es menor al 0.5 %

Tabla 6. Concentración para fracción menor 2 micras POZO LISA0146, unidades % en peso

No.	Profundidad (pies)	Esmectitas	Cloritas	Interestratificados	Illitas	Caolinita	Cuarzo
1	6150.0	2	-	7	15	62	12
2	6151.0	-	-	-	13	76	3
3	6152.0	-	-	-	10	83	6
4	6153.0	-	-	-	19	78	3
5	6154.0	-	-	3	16	80	4
6	6171.4	-	-	14	12	75	10
7	6194.4	-	-	3	14	67	5
8	6206.0	Tr	-	-	11	71	15
9	6267.0	-	7	-	15	62	15
10	6273.0	-	5	17	16	67	12
11	6275.0	-	10	6	17	50	6
12	6285.0	-	-	-	12	79	3

Tr: cuando su presencia es menor al 0.5 %

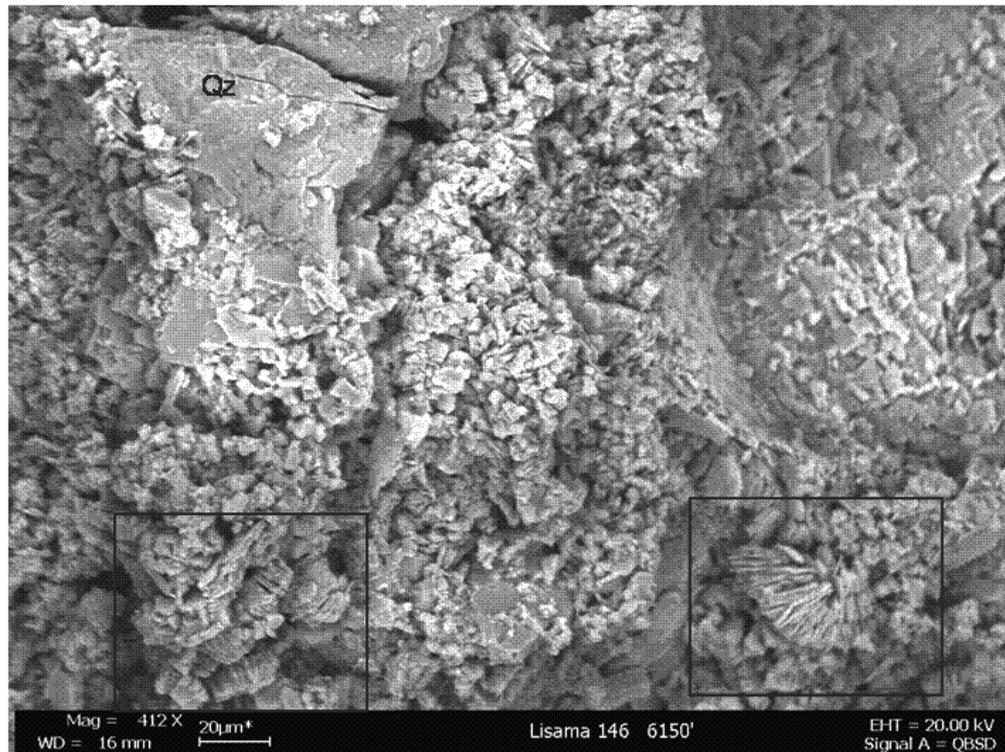


Figura 3. Minerales dispersos en los poros
Recuadros: caolinita en diversas formas de cristalización

COMPATIBILIDAD ROCA-FLUIDO

Se realizaron análisis de sensibilidad al agua de los acuíferos de la Formación Real captada en Pozo LISA005A, sobre un *plug* restaurado roca tipo III, Formación Mugrosa. Los resultados mostraron sensibilidad moderada ya que la permeabilidad efectiva al agua no se redujo de forma drástica por el contrario, dicha reducción se producía de forma paulatina a medida que se inyectaba esta agua dulce, como se puede apreciar en la línea continua de la Figura 4.

La permeabilidad efectiva al agua de formación estuvo alrededor de los 3.5 md pero, empezó a declinar de forma gradual cuando se hizo el cambio al agua de captación de los acuíferos de Real y es así que después de desplazar 250 volúmenes porosos se tenía una reducción en permeabilidad en el banco de agua es decir, atrás del banco de aceite, de apenas un 30 %; sin embargo, este escenario es pesimista debido a que en la práctica ningún proyecto inyecta más de 3-6 volúmenes porosos de agua en el yacimiento.

RESUMEN

Un proyecto de inyección de agua bien planeado debe contemplar la evaluación experimental como una de las etapas primordiales del diseño. La cual incluye la evaluación de la calidad y los estudios de las posibles reacciones físicas y químicas que podrían ocurrir entre el agua inyectada con los fluidos y minerales presentes en la formación.

En los procesos de inyección es muy importante tener en cuenta la calidad y el control del agua a inyectar. Esta calidad debe cubrir una variedad de parámetros tales como pH, turbidez, sólidos suspendidos, gases disueltos, contenido de grasas y aceites, bacterias, distribución de tamaño de partícula, entre otros.

Los trabajos en laboratorio de evaluación de la calidad del agua permiten conocer sus características, su influencia en los pozos productores, definir las estrategias que permitan optimizar la producción y establecer acciones correctivas en el sistema de inyección.

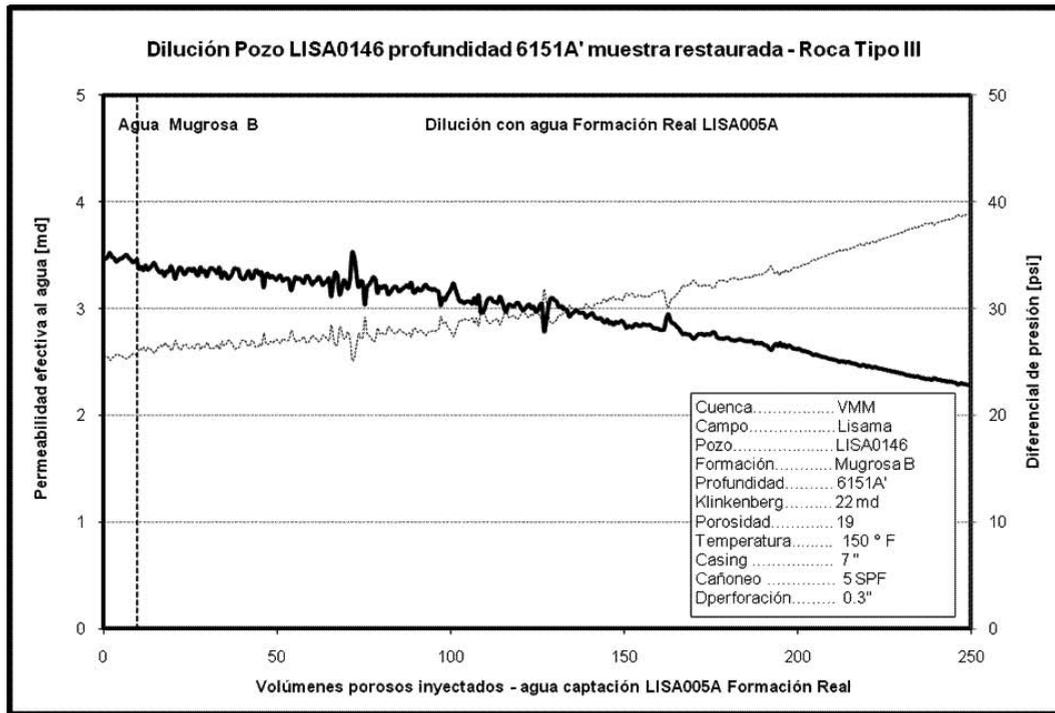


Figura 4. Compatibilidad roca-fluido LISA0146 6151' – Roca Tipo III

CONCLUSIONES

- La mejor agua para inyección proviene de los acuíferos de la Formación Real, debido a su buena calidad y compatibilidad con fluidos y minerales de la formación.
- Aunque los análisis experimentales se centraron en la roca tipo 3, los resultados y conclusiones se pueden extender a todo el yacimiento debido a que esta roca conforma el 75 % del volumen de yacimiento.
- La Formación Mugrosa es poco sensible al agua de inyección debido a que la reducción en permeabilidad efectiva al agua, atrás del banco de aceite, no superó el 30 % después de haber desplazado alrededor de 250 volúmenes porosos, lo cual hace factible la implementación del proceso en campo.

REFERENCIAS

1. CRAIG FORREST F., Jr. The reservoir engineering aspects of waterflooding. Fourth printing, January 1993. Henry L. Doherty memorial fund of AIME. Society of petroleum

engineers of AIME, New York 1993 Dallas, United States of America, 124 p. ISBN 0-89520-202-6.

2. GANESH C. THAKUR AND SATTER ABDUS. Integrated waterflood asset management. Pennwell publishing company, 1421 South Sheridan/P.O. Box 1260, Tulsa, Oklahoma 74101, United States of America, 1988. 402 p. ISBN 0-87814-606-7.

3. GEERTSMA, J., The effect of fluid pressure decline on volumetric changes of porous rocks, *Trans., AIME* (1957) Vol. 210, 331-430

4. HINKLEY, R. E. AND DAVIS, L. A. Capillary Pressure Discontinuities And End Effects In Homogeneous Composite Cores: Effect Of Flow Rate And Wettability. Paper SPE 15596, 1986.

5. HUPPLER, J. D. Waterflood Relative Permeabilities In Composite Cores. *Journal Of Petroleum Technology – JPT*, May 1969.

6. OSTROFF, A.G. Introduction to Oilfield Water Technology, NACE, Houston, 1979.

7. PHA - AWWA - WPCF, Standard Methods for the examination of water and wastewater, 1995
8. QIU YINAN, CHEN ZIQI AND XU SHICE. Waterflooding of channel sandstones reservoirs. International meeting on petroleum engineering. Paper presented by Chinese party, SPE 10559. 28 p.
9. ROJAS, GONZALO. Scaled Model Studies of Immiscible Carbon Dioxide Displacement of Heavy Oils, University Alberta, 1985.
10. ROSE STEPHEN C., BUCKWALTER JHON F. AND WOODHALL ROBEERT J. The design engineering aspects of waterflooding. Monograph volume 11 SPE. Henry L. Doherty series, Richardson Texas, 1989. Printed in The United States of America, ISBN 1-55563-016-2.
11. SCHEUERMAN, R.F. Y BERGERSEN, B.M. "Injection Water Salinity, Formation Pretreatment, and Well Operations Fluid-Selection Guidelines. SPE 18461(1990).
12. SMITH JAMES T. AND COBB WILLIAM M. Waterflooding. United States of America, 1999.
13. TEEUW, DIRK. Prediction of formation compaction from laboratory compressibility data, SPE 2973, september 1971.
14. WILLHITE G. PAUL. WATERFLOODING. Second printing, Society of petroleum engineers, Richardson, Texas, 1986. Printed in The United States of America, 326 p. ISBN 1-55563-005-7.
15. ZHU JIUCHENG, HU SHUNXING, ZHANG RUI. Mature Oil Field Potential Study in Southern East Asian Countries. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 18-20 October 2004, Perth, Australia

CONVENCIONES

- BWPD › Barrels Water Per Day
- DRX › Difracción Rayos X
- INDERENA › Instituto Nacional de Recursos Naturales
- I.S. › Index of Stability
- STBW › Stock Tank Barrel Water
- SEM › Scanning Electronic Microscope

Fecha de recepción: Marzo de 2010

Fecha de aceptación: Mayo de 2010

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa su gratitud al Instituto Colombiano del Petróleo y a la Universidad Industrial de Santander por su constante apoyo durante el desarrollo de esta investigación.